

r.energy

ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

ENERGIE, DIE AUS DER TIEFE KOMMT:

Landschaftsschonend,
kohlendioxidarm,
unerschöpflich

Forever power. Forever decarbonization. Forever excellence.

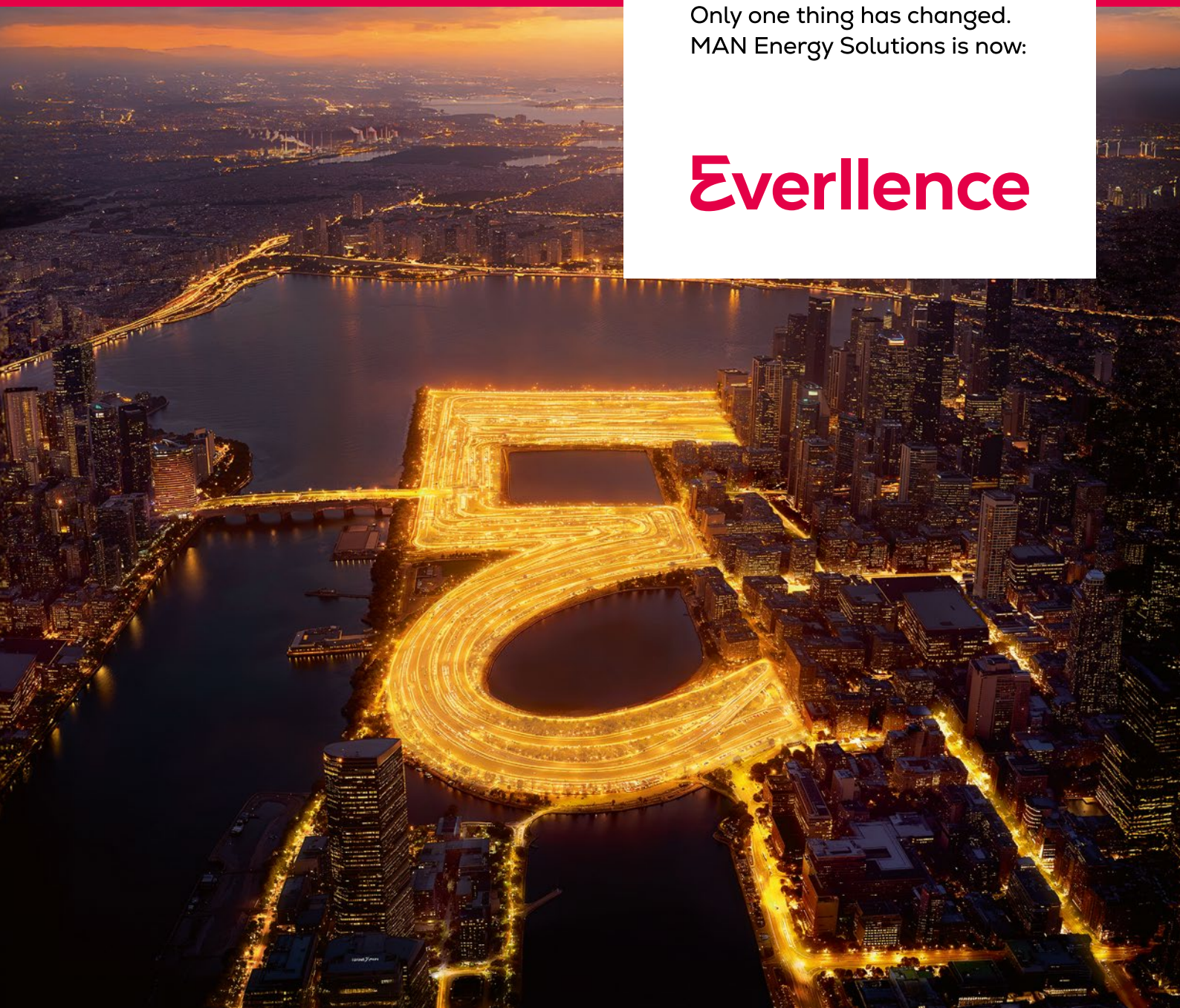
We move big things to zero with future-fuel engines.

Our experts design and engineer efficient electricity generators running on synthetic natural gas (SNG), biogas and biofuels. Our gas engines already operate with up to 25% hydrogen. Full hydrogen combustion is coming soon. We're also scaling up green hydrogen production. Together, we can create clean energy.

everllence.com

Only one thing has changed.
MAN Energy Solutions is now:

Everllence





Die Energie, die wir nicht mehr übersehen dürfen

Während Photovoltaik und Windkraft schon seit Jahren die Schlagzeilen dominieren und inzwischen sichtbar das Landschaftsbild prägen, wächst im Hintergrund eine Energiequelle heran, die langfristig vielleicht die stabilste Antwort auf unsere dringendste Frage liefert: Wie schaffen wir Versorgungssicherheit in einem volatilen, zunehmend elektrifizierten Energiesystem? Die Rede ist von der Geothermie – der wohl am meisten unterschätzten erneuerbaren Energieform, die gerade neues Momentum gewinnt. In politischen Strategiepapieren taucht sie inzwischen regelmäßig auf, Kommunen lassen Potenzialstudien erstellen, und große Energieversorger prüfen tiefengeothermische Projekte in einem Umfang, den es so in Deutschland lange nicht gab. Es wirkt, als hätte die Branche endlich verstanden: Wir können es uns nicht mehr leisten, diese klimafreundliche Grundlastfähigkeit zu ignorieren. Der Standort Deutschland sendet dabei ein gemischtes Bild. Einerseits erleben wir mit dem Solarpaket I, der beschleunigten Planung von Windparks und der Diskussion um Wasserstoffcluster eine bemerkenswerte Dynamik. Andererseits stehen Unternehmen unter wachsendem Kostendruck, die Netzinfrastruktur hinkt hinterher, und Genehmigungsprozesse werden zwar schneller, aber nicht schnell genug. Gerade deshalb braucht

es Technologien, die langfristig verlässlich sind. Geothermie erfüllt genau diese Kriterien. Was mir persönlich Hoffnung macht: Die Bereitschaft zum Umdenken nimmt spürbar zu. Immer mehr Kommunen erkennen, dass lokale Wärmequellen nicht nur klimafreundlich, sondern auch wirtschaftlich attraktiv sind. Und wenn wir ehrlich sind: Eine Wärmewende ohne kommunale Wärmeplanung, ohne sektorübergreifende Strategien und ohne geothermische Nutzung ist schlicht nicht zu schaffen. Gleichzeitig müssen wir aufpassen, nicht in denselben Fehler zu verfallen wie in den Anfangsjahren der Windkraft: zu zögerlich, zu kleinteilig, zu bürokratisch. Tiefengeothermie-Projekte brauchen Mut, Planungssicherheit und klare Regulierung. Sie sind Investitionen über Jahrzehnte. Für den Standort Deutschland könnte die Geothermie ein Stabilitätsanker werden. Eine Energiequelle, die nicht schwankt, nicht importiert werden muss und gerade in Zeiten geopolitischer Unsicherheiten das bietet, was wir dringender brauchen denn je: Verlässlichkeit. Vielleicht liegt die Zukunft unserer Wärmeversorgung nicht nur auf den Dächern oder in Offshore-Parks, sondern tief unter unseren Füßen. Wir müssen nur bereit sein, hinzusehen – und zu investieren.

STEFAN LENZ

Chefredakteur r.energy



INHALT



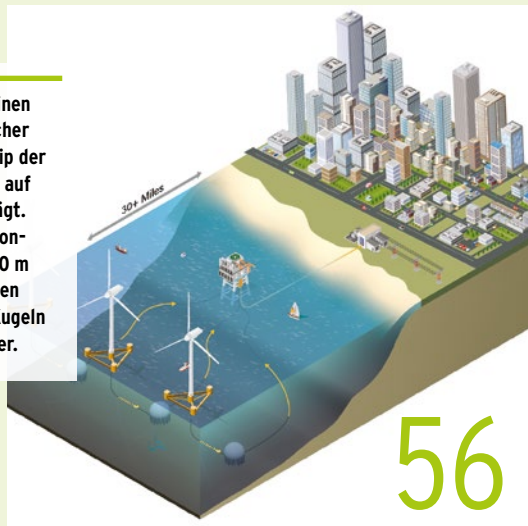
Wind ist On- wie auch Offshore inzwischen ein systemrelevanter Energieträger. So gibt es zum Beispiel in der deutschen Nordsee aktuell rund 40 Windparks mit mehr als 4.500 Windenergieanlagen. An Land, insbesondere aber auf See ist die Gründung der Windanlagen eine Herausforderung.

43



46

Viele Betreiber von Wind- und Solarparks verlieren Geld. Häufig unbemerkt, weil sie ihre Abrechnungen oft schlicht nicht prüfen können. Ursache ist ein systemisches Zusammenspiel aus intransparenten Abrechnungen, fragmentierten Datenquellen und wachsender Komplexität. Helfen kann hier eine digitale Betriebsführung.



56

Das Fraunhofer IEE hat einen Unterwasserenergiespeicher entwickelt, der das Prinzip der Pumpspeicherkraftwerke auf den Meeresgrund überträgt. Herzstück sind hohle Betonkugeln, die in 600 bis 800 m Tiefe auf dem Meeresboden platziert werden. Diese Kugeln dienen als Energiespeicher.

06	Blickfang	38	HOCHLEISTUNGSBATTERIESPEICHER Musterspeicher zeigt Aufbau und Betrieb des „KB.esave“
08	Branche	40	ANLAGENMONITORING UND DATENANALYSE EE-Anlagen überwachen, bewerten und optimieren
11	Veranstaltungen	43	WINDENERGIE Gründung von Windenergieanlagen
14	Projekte	46	DIGITALE BETRIEBSFÜHRUNG Digitale Betriebsführung
16	GEODATEN UND -INFRASTRUKTUREN Prozesse optimieren mit Geodaten	48	ARTENSCHUTZKONFORME WINDPARKS KI und Kameras im Einsatz für den Vogelschutz
20	DIGITAL SOUVERÄNE CYBERSICHERHEIT Digitale Souveränität und Angriffserkennung in EEAs	50	CO-LOCATION-PROJEKTE AgriPV-Vermarktung wirtschaftlich optimieren
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg); background-color: #0070c0; color: white; padding: 5px; font-weight: bold;">SPECIAL GEOTHERMIE</div> <div style="margin-left: 10px;"> <p style="color: #0070c0; font-weight: bold;">SPECIAL</p> <h2 style="color: #0070c0; font-weight: bold;">GEOTHERMIE</h2> </div> </div>		51	PHOTOVOLTAIKOPTIMIERER Einfache Installation, smarte Nutzung
24	STATUS QUO UND AUSBLICK Elementarer Baustein der Wärmewende	53	FAKTENBLATT FÜR MODERNISIERUNG Repowering älterer Photovoltaikanlagen
27	FORSCHUNGSPROJEKT „PROGRES“ Prozessbasierte Modellierung und KI-gestützte Exploration geothermischer Reservoirs	54	VENTILE FÜR DEN SONDERMASCHINENBAU Prüfstand zur Konditionierung von Elektrolyseuren
30	WOHNANLAGE Clevere Energieversorgung für ein Ludwigshafener Wohnprojekt	54	Forschung & Entwicklung
32	PHOTOVOLTAIK UND ENERGIESPEICHER Nachhaltiges Konzept für ein dynamisches Marktumfeld	58	Produkte
35	ENERGIEMANAGEMENTSOFTWARE Mit umfassender Datenauswertung zu mehr Transparenz	62	INDEX
		62	IMPRESSUM

GIS mit Kompetenz und Erfahrung – seit über 20 Jahren

Wir verwandeln Daten in Informationen, mit denen Sie Ihre Projekte planen, umsetzen und steuern können – herstellerunabhängig, auf Ihre Prozesse angepasst und natürlich Open Source.

www.wherogroup.com



Where2B 2025
Die Fachkonferenz
für Geodatenlösungen
am 18. Dezember



www.where2b-conference.com

WINDENERGIE BRAUCHT ANPACKER. WIR SIND BEREIT.

Wer Windenergie will, braucht Menschen, die zupacken. Enertrag Service bringt beides: schlaue Köpfe und kräftige Hände. Unsere Technikerinnen und Techniker sind erfahren, lösungsorientiert und immer zur Stelle, um Fehler direkt vor Ort zu beheben. Ob Routinewartung, schnelle Reparatur oder Großkomponentenwechsel – wir kümmern uns darum. Herstellerübergreifend, effizient und mit kurzen Wegen. Ersatzteile liefern wir direkt, die Abstimmung läuft transparent. So bleibt Ihr Windfeld in Bewegung und Ihr Projekt auf Kurs. Sie suchen einen Partner, der mitdenkt und anpackt? Sprechen Sie uns an. Wir sind bereit.

www.enertrag.com/service





Envitec Biogas mit Großprojekt in Schweden

Mit einem offiziellen Spatenstich startete Biogas Västra Skaraborg (BVS) im schwedischen Vara in die Bauphase der ersten kombinierten Biogas- und Gasaufbereitungsanlage. Die Anlage von BVS, einem Zusammenschluss aus rund 100 Landwirten, soll Schweine- und Rindergülle sowie Mist aus der Region verarbeiten und pro Jahr bis zu 70 GWh Bio-LNG erzeugen. Dafür wird die Biogasanlage für circa 370.000 t Einsatzstoffe ausgelegt. Um für die verschiedenen Inputstoffe eine optimale Verweilzeit zu gewährleisten, werden die geplanten fünf Fermenter der Anlage unterschiedlich gefüttert. Insgesamt wird die Anlage über ein Fermentervolumen von etwa 32.000 m³ verfügen. Beim Mischen von Gülle aus unterschiedlichen Betrieben ist eine Hygienisierung vorgeschrieben. Dazu muss das

Material nach beiden Fermentationsschritten für 10 h isoliert in einem auf über 52 °C geheizten Tank verbleiben. Im Anschluss werden die Gärreste in einen Reststoffspeicher gepumpt. Um eine hohe energetische Effizienz der Anlage zu gewährleisten, wird sie durch Wärmetauscher betrieben, welche die Gärreste vor dem Befüllen der Entnahmetanks abkühlen und gleichzeitig die eingehende Gülle aufheizen. Den gesamten weiteren Wärmebedarf der Anlagen erzeugen industrielle Wärmepumpen, die in Kombination mit der Wärmerückgewinnung für einen geringen Energieverbrauch und einen verbesserten CI-Score des Biomethans sorgen. Beim Bau der Gasaufbereitungsanlage kooperiert Envitec mit dem niederländischen Bio-LNG-Spezialisten Nordsol. Die Envithan-Technologie bereitet das Biogas auf 98 % Methan auf. Danach ermöglicht das von Nordsol eingesetzte Verfahren eine weitere Reinigung und die Verflüssigung des Methans. Mit der patentierten „Flash-2-Sweep“-Technologie steigt die Leistung der Membranen der Nordsol-Anlage um das 20-fache, sodass verflüssigungsfähiges Biomethan ohne den Einsatz von Molekularsieben oder Chemikalien entsteht. Die Technologie von Nordsol ist eng mit der Envithan-Gasaufbereitungsanlage verzahnt, um eine optimale Bedienbarkeit und Energieeffizienz zu gewährleisten. Gefördert wird das Großprojekt durch das schwedische Investitionsprogramm „Klimatklivet“.

Mit dem ersten Spatenstich beginnen in Vara die Bauarbeiten für das neue Biogas- und Gasaufbereitungsprojekt von BVS.

Bild: Envitec Biogas



Dywidag und Max Bögl Wind erweitern Zusammenarbeit

Eine Vereinbarung zur Erweiterung der langfristigen Partnerschaft haben Dywidag und Max Bögl Wind unterzeichnet: Bis Dezember 2028 werden externe Spannglieder „Wire Ex“ für den Windenergiehybriddturm von Bögl geliefert und installiert. Die erneute Vereinbarung über eine Zusammenarbeit im Rahmen von 200 Millionen Euro wird in den nächsten drei Jahren den Bau von circa 1.500 Windtürmen unterstützen. Die externen Vorspannsysteme von Dywidag bieten leistungsstarke Lösungen für neue Bauwerke und die Verbesserung der Festigkeit bestehender kritischer Infrastrukturen. Externe Vorspannungen, die außerhalb der Betonoberfläche angebracht werden, sind eine effektive Lösung zur Verbesserung der strukturellen Festigkeit und Haltbarkeit. Die externen Spannglieder Wire Ex werden

werkseitig vorgefertigt, was eine gleichbleibend hohe Qualität und die Spanngliedinstallation unabhängig von der Errichtung des Windkraftturms ermöglicht. Die Partnerschaft unterstreicht die Bedeutung der termingerechten und den höchsten Standards entsprechenden Umsetzung groß angelegter Projekte im Bereich erneuerbarer Energien. Durch die Kombination der fortschrittlichen Lösungen im Bereich

Vorspanntechnik von Dywidag und der Erfahrung von Max Bögl Wind bezüglich der Hybriddturmtechnologie ermöglichen die Unternehmen, dass künftige Windkraftanlagen stärker, größer und effizienter sein können und zum Erreichen der Ziele der europäischen Energiewende beitragen.

Die Partnerschaft von Dywidag und Max Bögl Wind wird in den nächsten drei Jahren den Bau von circa 1.500 Windtürmen unterstützen. Bild: © Fotolyse/stock.adobe.com



Kompetenzcluster für Perowskit-Solarzellen erhält Starthilfe

Das neu gegründete Kompetenzcluster „Perowskit-Kompetenzcluster Baden-Württemberg“ zur Entwicklung von Perowskit-Solarzellen erhält Starthilfe von Bund und Land: Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) unterstützt das Vorhaben mit einer Million Euro, das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus des Landes Baden-Württemberg mit weiteren 418.000 Euro. Ziel des Clusters ist es, die Perowskit-Technologie schneller zur Marktreife zu bringen und neue Produktionsprozesse zu erschließen. In dem Verbundprojekt arbeiten drei Forschungseinrichtungen aus Baden-Württemberg eng zusammen: das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), das Lichttechnische Institut (LTI) am Karlsruher Institut

für Technologie (KIT) sowie das Institut für Photovoltaik (ipv) der Universität Stuttgart. Das Forschungsvorhaben ist zunächst auf zwei Jahre angelegt. Im Fokus stehen die Skalierung und Weiterentwicklung von Herstellungsprozessen für Perowskit-Solarzellen, der Aufbau einer Pilotlinie sowie der Technologietransfer in die Industrie. Zu den wissenschaftlichen Leitern des Projekts zählen drei international anerkannte Experten auf dem Gebiet der Photovoltaik: Prof. Dr. Michael Powalla, Vorstandsmitglied und Leiter des Geschäftsbereichs Photovoltaik am ZSW, ist spezialisiert auf Dünnschichttechnologien und deren Hochskalierung. Prof. Dr. Michael Saliba, Leiter des ipv an der Universität Stuttgart, forscht zu Perowskit-Solarzellen mit Fokus auf kostengünstigen, flexiblen und leistungsfähigen Technologien. Prof. Dr. Ulrich Paetzold, Professor am KIT, arbeitet am Lichttechnischen

Institut zu innovativen Materialien und optischen Konzepten für Perowskit-basierte Tandemzellen. Perowskit-Perowskit-Tandemsolarzellen bieten das Potenzial, die Effizienzgrenzen heutiger Photovoltaik deutlich zu überschreiten – und das bei gleichzeitig verbesserter Ökobilanz. Das Kompetenzcluster verfolgt einen konsequent industrienahen Ansatz. So soll der Aufbau eines Produktionstechnikums die Grundlage für eine spätere Serienfertigung schaffen. Ziel ist es, gemeinsam mit baden-württembergischen Maschinenbauern, Sensor- und Substratherstellern sowie Materiallieferanten entlang der gesamten Wertschöpfungskette industrielle Verfahren zu entwickeln. ■



Inspektion eines Perowskit-Silizium-Tandemmoduls.

Bild: Fraunhofer ISE, Bernd Schumacher

IBC Solar und Fenecon gehen Partnerschaft ein

IBC Solar, Full-Service-Anbieter von solaren Energielösungen, gibt die strategische Kooperation mit dem Speicher- und Energiemanagementspezialisten Fenecon bekannt. Ziel der Partnerschaft ist es, Kunden zukunftsfähige, flexible und datensichere Speicherlösungen im privaten, gewerblichen und industriellen Umfeld zu bieten. Fenecon bringt in die Partnerschaft eine umfassende Expertise im Bereich Speichersysteme und Energiemanagement ein. Alle Speichersysteme – ob Home oder Business – werden standardmäßig mit einem leistungsfähigen Energiemanagementsystem (EMS) ausgeliefert. Das EMS ist modular aufgebaut, sodass Kunden bedarfsgerecht auf ein breites App-Ökosystem zugreifen

können – etwa zur Integration dynamischer Stromtarife, zur Einbindung von PV-Wechselrichtern oder AC- und DC-Wallboxen. Für IBC Solar war neben der technologischen Kompetenz auch die kulturelle Passung ein entscheidender Faktor für das Eingehen der Partnerschaft. Das 2011 gegründete Unternehmen Fenecon beschäftigt heute über 350 Mitarbeitende und verfolgt einen klaren Wachstumskurs – auch in der Fertigung, die sukzessive in Deutschland ausgebaut wird. Die Fähigkeit, schnell auf regulatorische Anforderungen und externe Veränderungen zu reagieren, mache Fenecon zum richtigen Partner, um sich gemeinsam zukunftsfähig und innovationsstark aufzustellen, heißt es von IBC Solar. ■



Mit der neuen Partnerschaft von IBC Solar und Fenecon sollen Kunden zukunftsfähige, flexible und datensichere Speicherlösungen im privaten, gewerblichen und industriellen Umfeld geboten werden.

Bild: © Serhii/stock.adobe.com

RWE leistet Pionierarbeit mit Transportdrohnen

Autonome Langstreckenflüge vom Hafen zum Offshore-Umspannwerk und zur Windkraftanlage ergänzen die traditionelle Offshore-Logistik und erhöhen die Effizienz.

Bild: RWE



Einen Meilenstein bei der Weiterentwicklung der Offshore-Windparklogistik hat RWE erreicht. Zum ersten Mal im deutschen Offshore-Luft Raum wurden autonome Lang- und Kurzstrecken-Transportdrohnen erfolgreich im täglichen Betrieb von Windparks eingesetzt. In einem mehrphasigen Pilotprojekt verwendete RWE verschiedene Drohnentypen für die Lieferung von Ersatzteilen, Werkzeugen und Verbrauchsmaterialien. Die Versuche wurden im RWE-Windpark „Nordsee Ost“ (nördlich der Insel Helgoland) und im Offshore-Windpark „Arkona“ in der deutschen Ostsee durchgeführt. Partner von RWE hierbei waren Skyways, ein Entwickler und Hersteller autonomer unbemannter Flugsysteme für Langstreckentransporte, Skyports Drone Services, ein Anbieter drohnengestützter Liefer- und Inspektionsdienste, und Ampelmann Operations, ein niederländischer Offshore-Anbieter, der einen sicheren, effizienten Personal- und Materialtransfer

ermöglicht. Im Rahmen des Pilotprojekts erfolgten 2024 und 2025 insgesamt drei Testreihen. Damit sollte gezeigt werden, wie Transportdrohnen angesichts der herausfordernden Offshore-Umgebung die logistische Flexibilität erhöhen können. Die jüngste Testreihe fand im September auf der Insel Rügen statt. Im Rahmen einer dreiwöchigen Flugdemonstration startete regelmäßig eine Drohne vom Hafen Mukran. Mit bis zu 10 kg Fracht flog sie autonom eine Strecke von über 40 km zum Offshore-Windpark Arkona. Am Windpark angekommen, warf sie automatisch die Fracht ab und flog autonom zum Startpunkt zurück. Normalerweise werden die Windkraftanlagen des Offshore-Windparks Arkona per Boot mit Material beliefert, was von Rügen mindestens 1 h dauert. Die Drohnen absolvierten ihren Flug in weniger als 30 min. Die Flüge können bei Bedarf gebucht werden und bieten eine flexiblere, effizientere und nachhaltigere Alternative für die Lieferung kleiner, zeitkritischer Teile an einen in Betrieb befindlichen Windpark. In dem Pilotprojekt fanden mehr als 80 erfolgreiche Flüge in Offshore-Windparks statt. Nachdem die technische Machbarkeit unter Beweis gestellt ist, wird sich RWE auf die Skalierung konzentrieren. ■

Intilion und CDM Smith kooperieren bei Energiespeicherlösungen

Der Anbieter von Energiespeicherlösungen Intilion erweitert sein Portfolio um umfassende EPC-Leistungen (Engineering, Procurement, Construction). Damit positioniert sich das Unternehmen noch stärker als End-to-end-fulfilment-Partner für seine Kunden. Ein zentraler Baustein dieser Erweiterung ist die neue Partnerschaft mit CDM Smith, einem international renommierten Unternehmen im Bereich Bau- und Ingenieurleistungen. CDM Smith verfolgt mit der Partnerschaft das Ziel, die langjährige Expertise im Bauwesen gezielt in den Wachstumsmarkt der Energiespeicher einzubringen und einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten. Gemeinsam mit Intilion plant das Unternehmen seine Kompetenz im Bereich Batteriespeicherprojekte weiter auszubauen, um dadurch innovative,

nachhaltige Lösungen für die Energieinfrastruktur zu schaffen. Intilion bietet Kunden sämtliche EPC-Leistungen aus einer Hand. Das beginnt bei der frühen Planungs- und Genehmigungsphase, umfasst die Beschaffung der BESS-Komponenten und reicht bis zur Bauausführung mit Tiefbauarbeiten, Fundamenterstellung, Kranstellflächen, Zäunanlagen oder Schallschutzmaßnahmen. Damit stellt Intilion sicher, dass alle Projektphasen eines Batteriespeicherprojekts zuverlässig und effizient umgesetzt werden. Mit CDM Smith steht Intilion ein erfahrener Bau- und Engineeringspezialist zur Seite, der die Umsetzung komplexer EPC-Leistungen gewährleistet. Ergänzend übernimmt Intilion auch den After-Sales-Service und bleibt für die Kunden über die gesamte Lebensdauer der Anlage hinweg ein verlässlicher Ansprechpartner. ■



Die Partnerschaftsvereinbarung wurde unterschrieben von Dr. Ralf Bufler (links), Vorstandsvorsitzender von CDM Smith, und Dr. André Haubrock, CEO von Intilion. Bild: Intilion

VERANSTALTUNGEN

Veranstaltungen

02.-03.12.2025, Hannover Konferenz „Windenergie & Artenschutz“ BWE-Service ee-hub.de/veranstaltungen/kongress-konferenz/windenergie-artenschutz-12-2025	20.01.2026, Webinar Energiedialog 2026 BEE www.bee-ev.de/projekte/energiedialog-2026
03.-04.12.2025, Düsseldorf Solar Solutions Düsseldorf Solar Solutions Düsseldorf/Xpo Messe www.solarsolutionsduesseldorf.de	28.-29.01.2026, Berlin Tagung „Zukünftige Stromnetze“ Conexio-PSE www.zukunftsnetz.net
09.12.2025, Köln Solarplaza Summit Energy Storage Germany Solarplaza International www.solarplaza.com/event/solarplaza-summit-energy-storage-germany	10.-12.02.2026, Essen e-World energy & water E world energy & water e-world-essen.com
09.-11.12.2025, Nürnberg Biogas Convention & Trade Fair Fachverband Biogas www.biogas-convention.com	26.-27.02.2026, Offenburg Geotherm Messe Offenburg www.geotherm-offenburg.de/de

Holen Sie das **Maximum** aus Ihrem **Netzanschluss**

KB.eSAVE – der Megawatt-Tradingspeicher aus Deutschland



Effizienter, langlebiger, sicherer.

- ✓ Konzipiert fürs Strom-Trading
- ✓ Höchste Effizienz durch Einzelzellsteuerung
- ✓ Kein Löschsystem erforderlich
- ✓ 360-Grad-Servicekonzept
- ✓ Keine Kalibrierungsphasen notwendig



KB.energy
HIGH PERFORMANCE BATTERY SYSTEMS

www.kb.energy

Rückbau und Instandhaltung von Windkraftanlagen

Seit vielen Jahren zählt der Rückbau von Windkraftanlagen zum täglichen Geschäft von Hagedorn Service. Mit jedem Projekt erweitert das Unternehmen sein Know-how und entwickelt die Dienstleistungen konsequent weiter. Dabei versteht man sich längst nicht nur als Rückbaupartner, sondern als Komplettanbieter für Rückbau-, Demontage- und Instandhaltungsarbeiten rund um Windenergieanlagen. Das Leistungsspektrum umfasst den gesamten Rückbauprozess aus einer Hand – von der Planung und Genehmigung über die fachgerechte Demontage bis hin zur Wiederverwertung oder Entsorgung einzelner Komponenten. Ergänzend dazu bietet Hagedorn Service Instandhaltungs- und Servicearbeiten an, um den nachhaltigen Betrieb bestehender Anlagen zu sichern und Stillstandzeiten zu senken. Ein aktuelles Beispiel für die Kompetenz ist der Rückbau im Windpark Biere-Borne bei Magdeburg: Hier hat das Demontageteam des Unternehmens erstmals sechs Anlagen (drei „NEG Micon“ und drei „Wind World 750 kW“) vollständig in Eigenregie demontiert – termingerecht und zuverlässig, trotz kurzer Vorlaufzeit. Zahlreiche Komponenten wurden sorgfältig ausgebaut, verkauft und einer neuen Nutzung zugeführt. Unterstützt wurde Hagedorn Service insbesondere durch das Partnerunternehmen Wasel. Mit dem Projekt zeigt Hagedorn Service einmal mehr: Geboten werden maßgeschneiderte Lösungen für Rückbau und Instandhaltung – professionell, nachhaltig und aus einer Hand.



Im Windpark Biere-Borne bei Magdeburg hat Hagedorn Service erstmals sechs Anlagen komplett in Eigenregie demontiert. Bild: Hagedorn

Großbatteriespeicher von Big Battery erreicht Baureife



In Crottendorf im Erzgebirgskreis realisiert Big Battery Deutschland einen Großbatteriespeicher mit 15 MW Leistung und 30 MWh Speicherkapazität. Bild: Big Battery Deutschland

Big Battery Deutschland, Hamburger Entwickler von Großbatteriespeichern, bringt ein neues Projekt in Sachsen zur Baureife. In Crottendorf im Erzgebirgskreis entsteht ein Großbatteriespeicher mit 15 MW Leistung und 30 MWh Speicherkapazität. Der Baubeginn ist für Ende 2025 geplant, die Bauzeit wird rund sechs Monate betragen. Batteriespeicher gelten als zentrale Bausteine der Energiewende. Ihr Mehrwert basiert auf der Bereitstellung von Flexibilitätsleistungen im Strommarkt, dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit sowie dem Handel mit Strom. Fraunhofer ISE prognostiziert bis 2030 einen stationären Speicherbedarf von rund 100 GWh – ein Vielfaches der aktuellen vorhandenen Kapazitäten. In Crottendorf zeigt sich, wie solche Projekte konkret umgesetzt werden. Der Speicher wird direkt an das Umspannwerk Crottendorf angeschlossen und verfügt über umschaltbare Transformatoren, eine Besonderheit, die auf die Anforderungen des lokalen Netzbetreibers abgestimmt ist. So kann das Stromnetz auch bei künftigen Spannungsänderungen flexibel eingesetzt werden. Neben den regelmäßigen Gewerbesteuereinnahmen durch den Großbatteriespeicher ermöglichen der Verkaufserlös der Fläche und die Mittel für die Planstraße die Erschließung weiterer Gewerbe- und Industrieflächen, was langfristig zusätzliche Betriebe anziehen soll. In den vergangenen sechs Monaten hat Big Battery Deutschland drei Großspeicherprojekte in Deutschland zur Baureife gebracht. Bei der Entwicklung wird das Unternehmen von seinen Gesellschaftern terralayr Germany und Averdung Ingenieure & Berater unterstützt. Den Bau sowie den späteren Betrieb des Speichers übernimmt terralayr.

Für das Wasserkraftwerk Rajjaprabha modernisiert Andritz alle drei 80-MW-Maschinensätze. Bild: Egat

Electricity Generating Authority of Thailand (Egat) hat Andritz mit der Modernisierung des Kraftwerks Rajjaprabha beauftragt. Erneuert werden im Wasserkraftwerk alle drei 80-MW-Maschinensätze. Das Projekt hat einen Auftragswert im mittleren zweistelligen Millionen-Euro-Bereich und ist im Auftragseingang von Andritz für das dritte Quartal 2025 enthalten. Das Wasserkraftwerk Rajjaprabha am Saeng-Fluss im Bezirk Ban Ta Khun, Provinz Surat Thani, ist seit 1987 in Betrieb. Die Modernisierung soll einen effizienten, zuverlässigen Betrieb über viele weitere Jahrzehnte sicherstellen. Der Auftragsumfang umfasst die komplette Modernisierung der Maschinensätze 1 bis 3 einschließlich Generatorkomponenten und bestimmter Turbinenkomponenten sowie Montageüberwachung, Tests und Inbetriebnahme. Egat besitzt und betreibt über 50 Kraftwerke in ganz Thailand mit einer installierten Gesamtleistung von mehr als 16.000 MW. Vor Kurzem hatte das Unternehmen Andritz bereits mit der umfassenden Modernisierung des Wasserkraftwerks Srinagarind beauftragt. Andritz ist seit mehr als fünf Jahrzehnten in Thailand tätig. Die bisher realisierten Neuanlagen und Modernisierungsprojekte repräsentieren etwa die Hälfte der gesamten installierten Wasserkraftleistung des Landes. Der jüngste Auftrag ist ein weiterer Meilenstein in der langjährigen Partnerschaft mit Egat und unterstreicht die führende Position von Andritz auf dem thailändischen Wasserkraftmarkt sowie den Beitrag des Unternehmens zu einer sicheren Versorgung des Landes mit nachhaltiger, erneuerbarer Energie.



Andritz modernisiert Wasserkraftwerk in Thailand

Mit einer Investition von rund 10 Millionen Euro setzt green flexibility in Ennigerloh den Startschuss für ein erstes Batteriespeicherprojekt in Nordrhein-Westfalen. Direkt neben dem Umspannwerk Ennigerloh entsteht ein 10-MW-Batteriespeicher mit einer Kapazität von 25 MWh. Weitere folgen: Allein im Umkreis des Bürostandorts Münster befinden sich Projekte mit über 500 MW in der finalen Entwicklungsphase. Mit der zunehmenden Einspeisung von Photovoltaik- und Windstrom ins Netz wächst der Bedarf an flexiblen Speicherlösungen, die Stromüberschüsse in großem Maßstab aufnehmen und bei Bedarf wieder abgeben können. Der Batteriespeicher in Ennigerloh erfüllt diese Aufgabe, indem er Lastspitzen reduziert und die Stabilität des regionalen Netzes stärkt. Durch das gezielte Speichern und Einspeisen von erneuerbarem Strom trägt er zur Flexibilität und Versorgungssicherheit im Stromnetz bei. Green flexibility plant und realisiert bereits weitere Speicherprojekte in der Region. So befinden sich etwa im Umkreis des Bürostandorts Münster über 500 MW an Projekten in der nahen Umsetzungsphase, darunter ein 100-MW-Großprojekt, dessen Baustart für 2026 vorgesehen ist.

Green flexibility initiiert erstes Batteriespeicherprojekt in NRW



Spatenstich mit Bernd Arkenau, CFO & Co-Gründer von green flexibility, Projektmanager Christian Küpper und dem stellvertretenden Bürgermeister von Ennigerloh Michael Topmöller (von links).

Bild: green flexibility

Green Hedge verkauft Batteriespeicher an Eenergy International

Der auf den deutschen Markt spezialisierte Entwickler großer stationärer Batteriespeicher Green Hedge Infra hat den Verkauf des ersten baureifen Projektes in Deutschland an Eenergy International bekanntgegeben. Das 100-MW-Projekt mit einer Kapazität von 400 MWh befindet sich auf einem Industriegelände am Stadtrand von Senftenberg in Brandenburg, wo bereits mit dem Bau begonnen wurde. Der im Juni 2025 abgeschlossene Verkauf markiert den Einstieg von Green Hedge in den deutschen BESS-Markt, wo das Unternehmen ein Portfolio von Projekten entwickelt, die strategisch günstig gelegen sind, um die Netzzuverlässigkeit zu erhöhen und die Nutzung erneuerbarer Energien zu verbessern. Für Eenergy ist die Akquisition Teil einer umfassenderen Strategie zum Ausbau eines europäischen Speicherportfolios mit Energiespeicherprojekten einer Gesamtleistung von über 6 GW in Großbritannien, Rumänien, Italien, Polen und nun auch Deutschland. Das Führungsteam von Green Hedge verfügt über mehr als zwanzig Jahre Erfahrung in der Entwicklung von BESS-Projekten und hat die Realisierung von Batteriespeicherkapazitäten mit einer Gesamtleistung von über 360 MW/720 MWh in Großbritannien begleitet – von der Entwicklung über die Planung und den Bau bis hin zum kommerziellen Betrieb. Das Team bringt seine Fähigkeiten in den wachsenden Markt für große stationäre Batteriespeicher in Deutschland ein und unterstützt damit das Ziel der Regierung, bis 2030 einen Anteil von 80 % erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erreichen. Das Unternehmen arbeitet eng mit lokalen Kommunen und Stadtwerken zusammen, um geeignete Projektstandorte zu identifizieren, die die Vorteile der Batteriespeicherung für das Stromnetz maximieren.

Green Hedge verkauft ein erstes 100-MW-Batteriespeicherprojekt in Deutschland an Eenergy International. Bild: Green Hedge



YKK Deutschland nutzt neuen Wechselrichter von Solaredge



Die neue 1,4-MW-Bodenmontage-Solaranlage am Produktionsstandort von YKK Deutschland in Weimar-Wenkbach. Bild: Solaredge

Solaredge gibt die erste Demonstration des neuen 300-kW-Wechselrichters „Terramax“ in einem Solarsystem in Deutschland bekannt. Eingesetzt wird der Wechselrichter in einer 1,4-MW-Freiflächensolaranlage, die den Produktionsstandort von YKK Deutschland in Weimar-Wenkbach mit Strom versorgt. Die weltweit tätige YKK-Gruppe, Hersteller von Verschluss- und Befestigungssystemen, beliefert globale Marken wie Hugo Boss, Adidas oder Puma. Die neue Solaranlage am Standort Weimar-Wenkbach wird voraussichtlich einen großen Teil des Strombedarfs des Werks decken und damit die jährlichen Energiekosten und CO₂-Emissionen senken. Die Anlage ist so konzipiert, dass sie in Zukunft mit einem Batteriespeicher ausgestattet werden kann. Ursprünglich plante YKK Deutschland, am Standort Weimar-Wenkbach eine herkömmliche Solaranlage zu installieren. Im Anschluss an einen sicherheitsrelevanten Vorfall in einer anderen Anlage mit einem herkömmlichen String-Wechselrichter überdachte das Unternehmen dieses Vorhaben. Nach Rücksprache mit den örtlichen Planungsbehörden entschied sich das Unternehmen für den Terramax-Wechselrichter von Solaredge, der dank Leistungsoptimierern höhere Energieerträge für PV-Freiflächenanlagen bietet. Bei diesen Optimierern handelt es sich um kleine Geräte, die an der Unterseite jedes Solarmodulpaars angebracht sind, um Solarsystemen fortschrittliche Sicherheitsfunktionen zu verleihen. So schaltet die „Safecd“-Funktion die Solaranlage bei Abschaltung des Wechselrichters oder des Netzes automatisch auf einen berührungssicheren Wert von 1 V und ermöglicht so eine sichere Wartung und, falls nötig, einen Notfalleinsatz. Der Wechselrichter bietet einen mehrschichtigen Schutz bis zur Cloud und erfüllt die weltweiten Sicherheits- und Cybersecurity-Standards zum Schutz der Anlage.

TE

Steag Iqony Group schließt Übernahme von Uniper Wärme ab

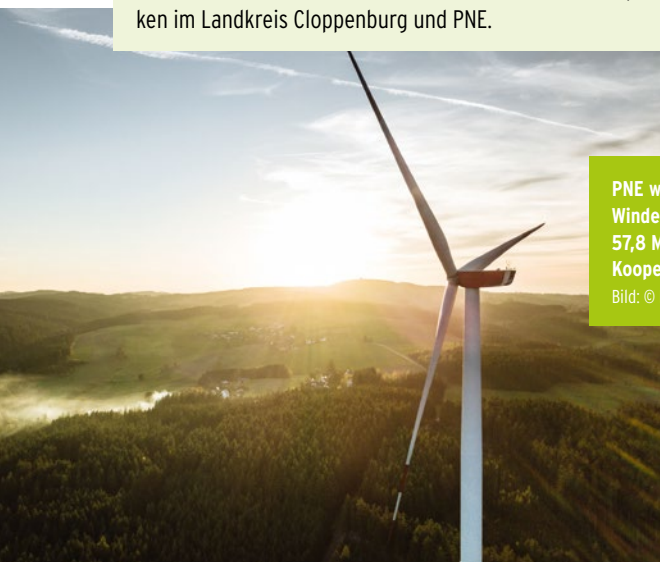


Nach der Übernahme
durch Iqony Fernwärme
firmiert Uniper Wärme
künftig als Iqony Wärme.
Bild: Steag Iqony Group

Gut drei Monate nach der Kaufvertragsunterzeichnung hat die zur Steag Iqony Group gehörende Iqony Fernwärme GmbH die Übernahme von Uniper Wärme erfolgreich abgeschlossen. Uniper Wärme firmiert künftig als Iqony Wärme und wird zu einer Tochtergesellschaft von Iqony Fernwärme. Am 4. August 2025 hatten Uniper und die Steag Iqony Group über eine Vereinbarung zum Kauf von Uniper Wärme durch Iqony Fernwärme informiert. Nun sind alle mit dem Kauf verbundenen Bedingungen erfüllt und die nötigen Genehmigungen eingeholt. Damit ist die Transaktion vollzogen. Nach der Übernahme will die Steag Iqony Group ihre drei Fernwärmeeinheiten Iqony Fernwärme, Iqony Energies und Uniper Wärme jetzt stärker unter einem gemeinsamen Dach bündeln. Dazu hält Matthias Ohl, Sprecher der Geschäftsführung der Iqony Fernwärme und der Iqony Energies, fest: „Wir stehen für Zusammenarbeit auf Augenhöhe. Deshalb freuen wir uns sehr, die vielen neuen hochkompetenten Kolleginnen und Kollegen bei uns begrüßen zu dürfen. Gemeinsam versorgen wir hunderttausende Haushalte mit Fernwärme über ein rund 2.200 km langes Netz. Dabei kommt schon jetzt etwa die Hälfte unserer Wärme aus klimaneutralen Quellen. Das verdeutlicht, was möglich ist, wenn wir die Dinge gemeinsam anpacken.“

PNE bei Ausschreibungen für Windenergieanlagen erfolgreich

Die PNE-Gruppe war auch bei der dritten Ausschreibungsrunde der Bundesnetzagentur für Windenergieanlagen an Land erfolgreich. Alle eingereichten Projekte erhielten den Zuschlag. Hierbei handelte es sich um das Repowering-Projekt „Hassendorf“, die Windparkerweiterung „Gerdshagen“ sowie den Energiepark „Niederkrüchten“. Demnach wird die PNE-Gruppe in Nordrhein-Westfalen den Energiepark Niederkrüchten mit fünf Anlagen und einer Leistung von 36,0 MW errichten. Den Zuschlag erhielt in Brandenburg zudem die Erweiterung des Windparks Gerdshagen mit einer Windenergieanlage und einer Leistung von 7,2 MW. In Niedersachsen entsteht das Repowering-Projekt Hassendorf mit zwei Anlagen und einer Gesamtleistung von 14,4 MW. Ebenfalls in Niedersachsen sollen im Windpark „Überhäsiges Viertel“ insgesamt zwölf Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 85,8 MW entstehen. Hierbei handelt es sich um ein Kooperationsprojekt zwischen Volksbanken im Landkreis Cloppenburg und PNE.



PNE war bei drei Ausschreibungen für
Windenergieanlagen an Land mit
57,8 MW erfolgreich. Hinzu kommt ein
Kooperationsprojekt mit 85,8 MW.
Bild: © Benedikt/stock.adobe.com

GEOTHERM
expo & congress

Mit dem **Aktionscode**

GT26energy

erhalten Sie **7 EUR Rabatt**
auf Ihr Online-Ticket
einlösbar unter

www.geotherm-offenburg.de

26. + 27. Februar
MESSE OFFENBURG

 **www.geotherm-offenburg.de**

Prozesse optimieren mit Geodaten

2007 als Fusion aus den Unternehmen CCGIS, Karta.Go und Geo-Consortium entstanden, ist die Wheregroup bis heute als Dienstleister im Bereich der Geoinformatik mit Open Source tätig. Zu dem Unternehmen und seinen Leistungen sprach r.energy mit dem Geschäftsführer Olaf Knopp. **VON MICHAEL HOBOTHM**

Herr Knopp, nicht jeder unserer Leser wird die Wheregroup kennen. Daher möchte ich Sie bitten, Leistungen und Kundenbereiche der Wheregroup kurz vorzustellen.

OLAF KNOPP: Ja, gern. Die Wheregroup ist ein Softwaredienstleister. Wir programmieren Geodateninfrastrukturen, kurz GDI, mit denen unternehmenseigene und öffentlich zugängliche Geodaten nutzbar gemacht werden, um Projekte zu planen, umzusetzen und zu steuern. Geodaten – also raumbezogene Daten – sind zum Beispiel für den Verkehrssektor mit Straße oder Schiene relevant, aber auch für die kritische Infrastruktur wie Krankenhäuser oder die Energiewirtschaft. Natürlich ist auch die Trassenplanung im Kontext der Energiewende für uns ein großes Thema.

Aber auch Fortwirtschaftsbetriebe und Firmen, die Dienstleistungen rund um die Erfassung und Wartung von Hausanschlüssen erbringen, gehören zu unseren Kunden. In all diesen Fällen gibt es ähnliche Fragestellungen: Ausgehend von einer Linien- oder Flächeninfrastruktur sollen Projekte geplant und umgesetzt werden, wozu wir mit Datenbeschaffung, Prozessanalyse und -optimierung, Softwareentwicklung sowie einem umfassenden Consulting beitragen.

Die Entwicklung von Geodateninfrastrukturen ist demnach die Kernleistung der Wheregroup. Aus welchen Informationen setzen sich Geodaten zusammen, wofür werden sie benötigt und was kann eine GDI leisten?

OLAF KNOPP: Treibt ein Unternehmen ein Projekt voran, ist es die Herausforderung, dieses Projekt vollständig in der Tiefe und Breite zu erfassen. Dabei zielt eine Geodateninfrastruktur darauf ab, die korrekten Geodaten des gesamten Prozesses zentral abzulegen und für alle Beteiligten zu jedem Zeitpunkt verfügbar zu halten. Die Unternehmen nutzen hierfür zuerst ihre internen Daten: zum Standort, zu Leitungen, aber auch zu eigenen oder gepachteten Flurstücken zum Beispiel mit Überfahrrechten. Zugleich greift der Projektverantwortliche auf die Planung der Kommune oder des Landes zurück. Hinzu kommen dann externe Daten, die für die Planung benötigt werden, zum Beispiel naturräumliche Daten, Schutzgebiete, verlegte Leitungen, auch

archäologische Daten und Verzeichnisse von Sperrgebieten. Die Herausforderung ist, dass alle Daten dynamisch sind und laufend auf dem aktuellen Stand gehalten werden müssen, während an der neuen Anlage gearbeitet wird.

Wie geht die Wheregroup üblicherweise an die Erstellung einer GDI heran?

OLAF KNOPP: Wir haben einen prozessorientierten Ansatz, das heißt wir sehen uns zuerst die Prozesse beim Kunden genau an, bevor wir eine GDI entwerfen. Wie werden die Grundstücke akquiriert? Wie läuft die Planung ab? Wie werden Informationen an die nächste Abteilung oder externe Beteiligte wie Dienstleister, Architekten oder Behörden weitergegeben? Wir schauen uns aber auch an, wie der Kunde arbeitet. Denn Geodaten werden während der gesamten Projektlaufzeit erzeugt, verwendet und verändert: bei der Planung, der Vertragsgestaltung mit Grundstückseigentümern bis hin zum Betrieb. Nachdem wir die Prozesse genau analysiert haben, entwickeln wir eine Vorgehensweise, wie sich die Geodaten am besten in diese Prozesse integrieren lassen. Gestartet wird die Erstellung einer GDI von uns üblicherweise mit einem Workshop, in dem wir mit dem Kunden gemeinsam die Anforderungen an die GDI erfassen. Und zwar nicht nur mit der IT des Kunden, sondern mit Mitarbeitern, die später damit arbeiten. Dann entwerfen wir eine mögliche Infrastruktur – Desktop, mobil, Web. Bei der Einführung des Systems ist die Akzeptanz der Mitarbeiter ein äußerst wichtiges Kriterium. Daher setzen wir gern erst eine Projektstufe zu Fragen um, die den Mitarbeitern am meisten unter den Nägeln brennen. Mit ihrem Feedback bauen darauf weitere Projektstufen auf. Wir entwerfen also anfangs kein monolithisches Feinkonzept, sondern wir realisieren mit dem Kunden



OLAF KNOPP: „Die Wheregroup ist ein Softwaredienstleister. Wir programmieren Geodateninfrastrukturen, mit denen unternehmenseigene und öffentlich zugängliche Geodaten nutzbar gemacht werden, um Projekte zu planen, umzusetzen und zu steuern.“ Bild: Wheregroup

ERVIEW



Moderne, leistungsstarke Geoinformationssysteme machen Karten auf allen Endgeräten verfügbar. Bild: Wheregroup

fest umrissene Projektabschnitte, damit die GDI bei ihrer Implementierung den Anforderungen wirklich gerecht wird und sich in der Praxis bewährt.

Lassen Sie uns nun zu den Erneuerbaren übergehen. Was macht eine GDI zum Beispiel für einen Windparkbetreiber interessant?

OLAF KNOPP: In den letzten Jahren entstanden viele kleine Unternehmen oder Interessengemeinschaften, die vielleicht mit ein oder zwei Standorten begonnen haben. Dann boomte die Branche, die Nachfrage stieg und aus zwei wurden plötzlich 20 oder 30 Standorte. Konnte der Betreiber die Planung anfangs noch mit eigenen Mitteln bewältigen, musste er nun anders herangehen. Das betrifft insbesondere die Bereitstellung und Nutzung von Geodaten. Eine Möglichkeit ist, diese Daten webbasiert im Intranet für das gesamte Unternehmen bereitzustellen. Das ist allerdings sehr komplex, sodass Unternehmen oft externes Know-how benötigen. Dank professioneller Unterstützung können Windparkbetreiber mit optimierten Geodaten ihre Prozesse verbessern, sicherer machen und die Effizienz erhöhen.

Von welchen Aspekten können Betreiber von EE-Anlagen darüber hinaus profitieren, wenn sie eine eigene GDI haben?

OLAF KNOPP: Damit der Übergang von fossilen zu nachhaltigen Energiequellen wie Wind, Sonne und Wasser gelingt, sind

präzise vorbereitete, geplante und umgesetzte Projekte essenziell. Hier kommen leistungsstarke Geo-IT-Systeme ins Spiel. Die Wheregroup unterstützt seit Jahren mit Softwarelösungen, die potenzielle Standorte für Windparks, Solaranlagen und Wasserkraftwerke identifizieren, Netzinfrastrukturen optimieren und Umweltauswirkungen analysieren. Betreiber von PV- und Windkraftanlagen sind oft mit einer dezentralen Planung konfrontiert. Nicht selten über verschiedene Kommunen oder sogar Bundesländer verteilt. Die Unternehmen müssen sich hier überall auskennen. Es fällt eine Menge an verteilten Geodaten unterschiedlicher Qualität an, welche sich dauernd ändern können. Wir haben Kunden, die Offshore-Windparks in der Nordsee bauen wollen, die mehr oder weniger komplett verplant ist. Es ist

daher eine Herausforderung, die Planung überhaupt zu ermöglichen und den Strom an Land zu bekommen. Hier machen wir die Daten verfügbar und integrieren sie in einer zentralen Datenbank. Zugleich sorgen wir für deren Richtigkeit und Aktualität. So kann der Kunde jederzeit mobil oder auch am Desktop auf die Daten zugreifen. Indem die Informationen aktuell gehalten werden, entsteht schlussendlich Planungssicherheit. Zugleich lassen sich Unternehmensprozesse beschleunigen. Die Verfügbarkeit und Richtigkeit der Daten ist dabei das Entscheidende.

Welche Softwaretools setzen Sie für die Erstellung von GDIs ein?

OLAF KNOPP: Wir arbeiten seit über 20 Jahren mit Open Source Software und sind davon überzeugt, dass diese herstellerunabhängige Technologie hinsichtlich Flexibilität, Transparenz und Skalierbarkeit gegenüber proprietären Lizenzmodellen deutliche Vorteile aufweist. Aber wenn Kunden bereits mit proprietärer Software arbeiten, und diese weiter verwenden wollen, binden wir die vorhandene Software in unsere Architektur mittels Schnittstellen ein. Bei den Open-Source-Tools verwenden wir zumeist das geografische Informationssystem „QGIS“, das zahlreiche Funktionen für die Erstellung, Bearbeitung, Visualisierung und Veröffentlichung von Geodaten ermöglicht und individuell auf die Erfordernisse unserer Kunden angepasst werden kann. QGIS gibt es auch als mobile Versi-



Die Erstellung einer Geodateninfrastruktur zielt darauf ab, die korrekten Geodaten eines gesamten Prozesses zentral abzulegen und für alle Beteiligten zu jedem Zeitpunkt verfügbar zu halten.

Bild: Wheregroup

INTERVIEW



Offline-Anwendungen machen Daten da verfügbar, wo sie gebraucht werden, auch wenn das Netz einen im Stich lässt.

Bild: © josu_ba - stock.adobe.com

on. Von uns wird das System in der Regel jedoch auf einem Desktop eingerichtet. Wir empfehlen, von hier aus alle Informationen in einer zentralen Geodatenbank zu speichern, sodass sie für alle Nutzer jederzeit verfügbar sind. Dabei kann mit Nutzerrechten gearbeitet werden, damit eine Abteilung vielleicht Geometrien, aber keine Eigentümerdaten ändern darf. Parallel wünschen unsere Kunden mitunter auch ein webbasiertes System. Dafür bieten wir mit „Mapbender“ ein eigenes Open-Source-Tool an, das wie ein CMS funktioniert und am Desktop oder mobil zum Einsatz kommen kann. Mapbender basiert auf der MIT-Lizenz, wird in Kombination mit üblichen Datenbanksystemen eingesetzt und ist für verschiedene Betriebssysteme wie „Linux“, „Windows“ oder „macOS“ sowie Cloud-Umgebungen verfügbar. Schließlich haben wir mit „Progressive Web App“, kurz „PWA“, eine Technologie im Angebot, die auf Szenarien ausgerichtet ist, in denen nicht auf das Internet oder Intranet zugegriffen werden kann. So wird ein ausfallsicherer Zugriff auf die wichtigsten Informationen in aktueller Form gewährleistet. Festzuhalten bleibt: Was wir integrieren, integrieren wir auf Basis von Open-Source-Software. Die entstehenden Lösungen können dann wiederum Open Source, aber auch spezifische kundengebundene Lösungen sein.

Welche Vorteile hat der Kunde von der Arbeit mit Open-Source-Software?

OLAF KNOPP: Ich sehe drei Dinge. Open-Source-Software ist frei von Lizenzkosten, damit ist der Anteil der Beschaffungskosten

für die Software am Aufbau einer Geodateninfrastruktur entsprechend geringer. Zweitens lässt sich dadurch ein solches Projekt nahezu unbegrenzt skalieren. Es gibt eine große Flexibilität, was die Nutzerzahlen angeht, aber auch in Bezug auf die Erweiterbarkeit und Anpassbarkeit an die Anforderungen des Kunden. Open-Source-Software setzt sehr stark auf offene Standards, was es leicht macht, andere Systeme wie ein CMS, eine Prozess- oder eine Betriebssoftware anzubinden. Hierbei sind wir sehr flexibel und müssen nicht die komplette Infrastruktur des Kunden austauschen oder umbauen. Das ist ein entscheidender Unterschied zu proprietären Systemen: Wir kommen zum Kunden, schauen uns die Prozesse an und passen die Tools entsprechend an. Bei proprietärer Software muss der Kunde oft seine Prozesse an die Software anpassen. Der wichtigste Vorteil von Open-Source-Software ist sicherlich die Herstellerunabhängigkeit. Der Kunde ist an keinen Hersteller, seine Standards, spezielle Datenformate, herstellerabhängige Cloud-Speicher oder Lizenzbedingungen gebunden. Diese Unabhängigkeit des Kunden vom Softwarehersteller und dessen Entscheidungen sichern ein hohes Maß an Datensicherheit und letztlich seine digitale Souveränität.

Wie unterstützen Sie Kunden, die ihre Systeme in einer zweiten oder dritten Projektstufe erweitern oder individualisieren wollen?

OLAF KNOPP: Der Kunde bekommt von uns immer ein Team zur Verfügung gestellt, das den genauen Bedarf an Leistungen

herauskristallisiert. Dies ist also Teil der Herangehensweise bei der Erstellung einer GDI, von der wir schon gesprochen haben. Ein solches Team ist klassisch eine Mischung aus GIS-Consultants und Softwareentwicklern, die dem Kunden nicht nur während der gesamten Projektlaufzeit an der Seite stehen, sondern auch darüber hinaus, wenn noch Wartung oder Weiterentwicklung anstehen. Nach dem erwähnten Anforderungsworkshop, bei dem die Projektarchitektur entworfen und eng mit dem Kunden abgestimmt wird, erfolgen in regelmäßigen Abständen Präsentationen zum aktuellen Entwicklungsstand. Ist ein Projekt dann beendet, bieten wir Support an, der auch fortführende Leitungen umfassen kann. Durch den Einsatz von Open-Source-Software und offenen Standards sind wir sehr flexibel und können Komponenten in bestehende Infrastrukturen einfügen und diese ausbauen. So können wir auch Kunden bedienen, die schon eine GDI haben, auch wenn sie nicht auf Open-Source-Software basiert. Dabei versuchen wir, möglichst viele der bestehenden Komponenten zu nutzen und nichts neu oder doppelt zu entwickeln.

Herr Knopp, die letzte Frage führt etwas weg vom Technischen: In diesem Monat steht für die Wheregroup ein besonderes Ereignis ins Haus. Worum handelt es sich genau?

OLAF KNOPP: Um unsere Kundenkonferenz, die „Where2B“ am 18. Dezember, die wir seit 2007 jährlich als hybride Veranstaltung anbieten. Auch in diesem Jahr rechnen wir mit rund 500 Teilnehmenden aus Wirtschaft, Behörden und der Wissenschaft. Bei der Where2B bieten wir eine bunte Palette von Vorträgen aus verschiedensten Branchen, unter anderem aus dem Energiesektor. Wir stellen realisierte Projekte vor, sodass Interessierte einen Einblick erhalten in unsere Arbeitsweise. Mit der Open-Source-Software haben wir dabei auch stets den Community-Gedanken im Hinterkopf: Wir wollen kein Inselwissen schaffen, sondern dem Kunden möglichst viel Know-how vermitteln.

Herr Knopp, viel Erfolg mit der Veranstaltung und vielen Dank für das Gespräch.

Lademanagement der Extraklasse: dynovaPRO

Strom ist der Treibstoff für nachhaltige Mobilität – soweit die Theorie. Damit die Praxis diesem Versprechen nicht hinterherhinkt, müssen nicht nur ausreichend Ladesäulen vorhanden sein. Sie müssen auch durchgehend den Strom liefern, den unterschiedliche Verbraucher benötigen, darunter Fahrzeugdepots und Charge Point Operators. Intelligente Lademanagementsysteme wie dynovaPRO von ABB sorgen dafür, dass die Ladesäulen exakt den Strom liefern, den die Fahrzeuge benötigen.

Ladesäulen sprießen förmlich wie Pilze aus dem Boden. Und wie die weitläufigen Organismen hat auch die Ladeinfrastruktur ein Netz, das sich weitestgehend unterirdisch ausbreitet: Über Stromleitungen beziehen die Säulen die Energie, die beispielsweise Bus- oder Lkw-Depots nutzen, um elektrisch betriebene Fahrzeuge aufzuladen.

Klingt zunächst simpel, erweist sich auf den zweiten Blick jedoch als komplexe Angelegenheit: Jedes Depot hat eine andere Größe und damit eigene Energiebedarfe. Das Netz wiederum stellt über den Anschlusspunkt nur eine bestimmte Menge an Strom bereit, nicht selten aus mehreren Quellen. Was davon beim Verbraucher ankommt, regeln nicht zuletzt individuelle Verträge mit den Stromanbietern, sondern auch die zur Verfügung stehende Netzkapazität.

Intelligentes Laden

Um dennoch so Laden zu können, wie es Ihre Situation erfordert, müssen Betreiber eigene Anforderungen und die Gegebenheiten des Netzes unter einen Hut bringen. Bei dieser anspruchsvollen Aufgabe unterstützt ein intelligentes System, mit dem Sie Ihre Ladeinfrastruktur möglichst effizient einsetzen können – stets unter Berücksichtigung operativer Grenzen.

Die Rede ist von dynovaPRO. Die cloudbasierte Smart Charging-Lösung von ABB ermöglicht es, vorhandene Ladeinfrastruktur effizient zu nutzen – und die Verfügbarkeit von Ladesäulen so hoch wie möglich zu halten. Dazu ermittelt dynovaPRO unter anderem die Menge an verfügbarem Strom für den jeweiligen Netzanschluss, steuert Batteriespeicher, weist bestimmten Nutzern Ladeprioritäten zu oder Ladesäulen ein Energielimit.

„Die Einsatzmöglichkeiten von dynovaPRO sind so vielseitig wie die Anforderungen der Betreiber“, erläutert Oliver Nauroth, Digital Sales Manager Energy Industries bei ABB. „Weil wir die Software zudem herstellerunabhängig einsetzen können, lässt sie sich besser skalieren als herkömmliche Lösungen – und bietet



Verbrauchern damit ein Höchstmaß an Flexibilität mittels Last- und Lademanagement.“

Einfach erweiterbare Lösung

Das Gute an dieser Vielseitigkeit: Die einzelnen Ladepunkte und die Flottenmanagementsysteme von Lkw- oder Busdepots können Nutzer mit dynovaPRO koppeln und so bedarfsgerecht laden. Denn oft steht die verfügbare Energie mit den vorhandenen Ladepunkten und die Verweildauer der Fahrzeuge an dem Ladepunkt nicht im Einklang mit einem Managementsystem. Über Schnittstellen zu den Managementsystemen der Betriebshöfe erhält dynovaPRO Informationen über Fahrtzeiten und Umlaufpläne – und kann Ladevorgänge und Lasten entsprechend steuern.

Hier kommt die bereits erwähnte Priorisierung ins Spiel: Fahren bestimmte Busse eines Depots beispielsweise früher aus als andere, lässt sich diesen Fahrzeugen über dynovaPRO Vorrang



„dynovaPRO lässt sich herstellerunabhängig einsetzen und damit besser skalieren als herkömmliche Lösungen – für ein Höchstmaß an Flexibilität im Last- und Lademanagement.“

OLIVER NAUROTH IST DIGITAL SALES MANAGER ENERGY INDUSTRIES BEI ABB

einräumen, etwa indem die Ladegeschwindigkeit für priorisierte Fahrzeuge erhöht wird. Fahrzeuge mit höherer Priorität können andere Ladevorgänge zudem unterbrechen oder verzögern – dynovaPRO ermöglicht so das Einhalten der Fahrpläne und des Stromlieferungsvertrags. So lässt sich verhindern, dass Fahrzeuge, die erst später fahren, parallel Strom laden – und so womöglich die Abläufe gefährden.

Optimierte Ladeinfrastrukturnutzung

Auch die Ladegeschwindigkeit lässt sich über dynovaPRO unkompliziert regeln: Laden mehrere Fahrzeuge gleichzeitig, kann es notwendig sein, dabei das Tempo zu drosseln, um Stromkosten zu sparen oder Netzgrenzen einzuhalten. Nominal steht in Depots häufig mehr Ladeleistung in Form von Ladesäulen zur Verfügung, als ein Netzanschlusspunkt verkraftet. „In solchen Fällen hilft es, den Säulen ein Energielimit zuzuweisen, um das Netz nicht über Gebühr zu beanspruchen und lokale Sicherheitseinrichtungen nicht auslösen zu lassen“, erläutert Nauroth. Das kann dynovaPRO – und optimiert so die Ladeinfrastrukturnutzung. Welches weitere Potenzial die Lösung in dieser Hinsicht noch bietet, verrät unser Schwerpunkt „dynovaPRO in der Praxis“.

Digitale Souveränität und Angriffserkennung in EEAs

Digitale Souveränität ist auch im Sektor der Erneuerbare-Energie-Anlagen ein Thema. Damit einher geht die Herausforderung der Cybersicherheit von Windkraft-, Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen. Investoren, Betreiber und Hersteller können beides mit einem Sicherheitsmonitoring vereinen. **VON NICOLAI SUKUP**

Es gab wenige Themen, die auf der „Husum Wind“ im September 2025 so präsent waren wie die digitale Souveränität. Zugleich kommen Investoren und Betreiber von Erneuerbare-Energie-Anlagen (EEA) nicht umhin, Komponenten aus Ländern einzusetzen, die eigene geopolitische Agenden im Cyberraum verfolgen und eigenwillige Vorstellungen von Datenschutz haben. Dabei richtet sich der Blick nicht nur gen Osten. Selbst die USA müssen unter den gegebenen politischen Zerwürfnissen und im Lichte des US Cloud Act kritisch betrachtet werden.

Die Zwickmühle jedoch bleibt: Kostendruck und Verfügbarkeitsfragen stechen vielerorts den Wunsch nach Souveränität und (Cyber-)Sicherheit aus. So bleibt den Verantwortlichen für EEAs nichts anderes

übrig, als dieses Risiko bewusst einzukaufen. Trotz alledem können und müssen sie damit einen Umgang finden.

Das Cyberrisiko ist real

Seit Jahren zeigt sich, wie Cybersicherheit und digitale Souveränität Hand in Hand gehen. Zum einen nahmen die Cybervorfälle auf den Energiesektor seit 2020 sprunghaft zu. Die Agentur der Europäischen Union für Cybersicherheit (ENISA) registrierte zwischen 2020 und 2024 eine Zunahme der gesetzlich meldepflichtigen Cybervorfälle von 495 auf 1.340. Der Anteil des Energiesektors an diesen stieg von 2 auf 14 %. Fast die Hälfte dieses Anteils wurde auf böswillige Aktivitäten zurückgeführt. Im Vergleich: Der Durchschnitt für böswillige Auslöser von Cybervorfällen über alle zwölf Sektoren betrug „nur“ 28 % [1].

Zum anderen ist Cyberkriminalität für den Energiesektor nicht das einzige Problem bei der Cybersicherheit. Auch wenn viele EEA so ausgelegt sind, dass sie nicht unter die Schwellenwerte der BSI-KRITIS-Verordnung fallen, bilden sie eine kritische Infrastruktur für unser Land. Dementsprechend stehen sie auch staatlich gelenkten Akteuren gegenüber, die weniger auf schnelle Ransomware-Disruption setzen, sondern auf Spionage und langfristige Präpositionierung im Rahmen hybrider Kriegsführung. Anzeichen dafür häufen sich seit Jahren:

- Der Microsoft-France-Chefjustiziar erklärte März 2025 unter Eid, dass er selbst für europäische Microsoft-Server nicht garantieren kann, dass die dort gespeicherten Unternehmensdaten nicht an US-Behörden gelangen. Microsoft un-

terliegt als US-Unternehmen dem US Cloud Act und muss unter bestimmten Bedingungen Zugriff auf die Daten seiner Kunden geben – egal, wo diese auf der Welt gespeichert sind.

- Im Mai 2025 wurden Berichte bekannt, wonach US-Behörden sowohl in EEA-Speichersystemen als auch Wechselrichtern chinesischen Ursprungs undokumentierte Kommunikationsmodule identifiziert hatten.
- Im Juli 2025 kam ans Licht, dass Cisco – ein Unternehmen, das Cybersicherheit verspricht – auf seinem Unified Communications Manager eine fest installierte Hintertür eingebaut hatten.

Der Blick muss jedoch nicht einmal zu Spionage-Thriller-Szenarien schweifen, denn das Risiko sitzt tiefer. Die Netzleit- und Fernwirktechnik (OT für Operational Technology) in der Energieinfrastruktur ist von je her lückenhaft in Bezug auf Cybersicherheit. Sowohl die einzelnen Systeme und Komponenten als auch die gesamte Architektur der verteilten Anlagen wurden bislang mit Fokus auf das Funktionieren entwickelt. Das verdeutlichen Ergebnisse von „Rhebo Industrial Security Assessments“, bei denen 2024 im Durchschnitt 28 verschiedene Risikokategorien in jedem untersuchten OT-Netzwerk identifiziert wurden.

Was bedeutet digitale Souveränität in EEAs?

Digitale Souveränität bedeutet laut Beauftragten der Bundesregierung für Informationstechnik (CIO), „die Fähigkeiten und Möglichkeiten von Individuen und Institutionen, ihre Rolle(n) in der digitalen Welt selbstständig, selbstbestimmt und sicher ausüben zu können.“ In der Regel wird diese Anforderung an der Frage der Herkunft einer Lösung diskutiert. In einer globalisierten Welt ist eine rein europäi-

sche oder gar nationale Sourcing-Strategie jedoch unrealistisch.

Souveränität kann auf die grundsätzliche Frage erweitert werden, wie sicher man seine gesamte Infrastruktur führt und im Griff hat. Denn wenn das Einkufen von Risiko unumgänglich ist, können Investoren und

Betreiber immer noch sicherstellen, dass sie diese Risiken im Blick haben und alarmiert werden, wenn aus den Risiken reelle Gefährdungen werden – wenn zum Beispiel eine vermutlich unsichere Komponente tatsächlich kompromittiert wird.

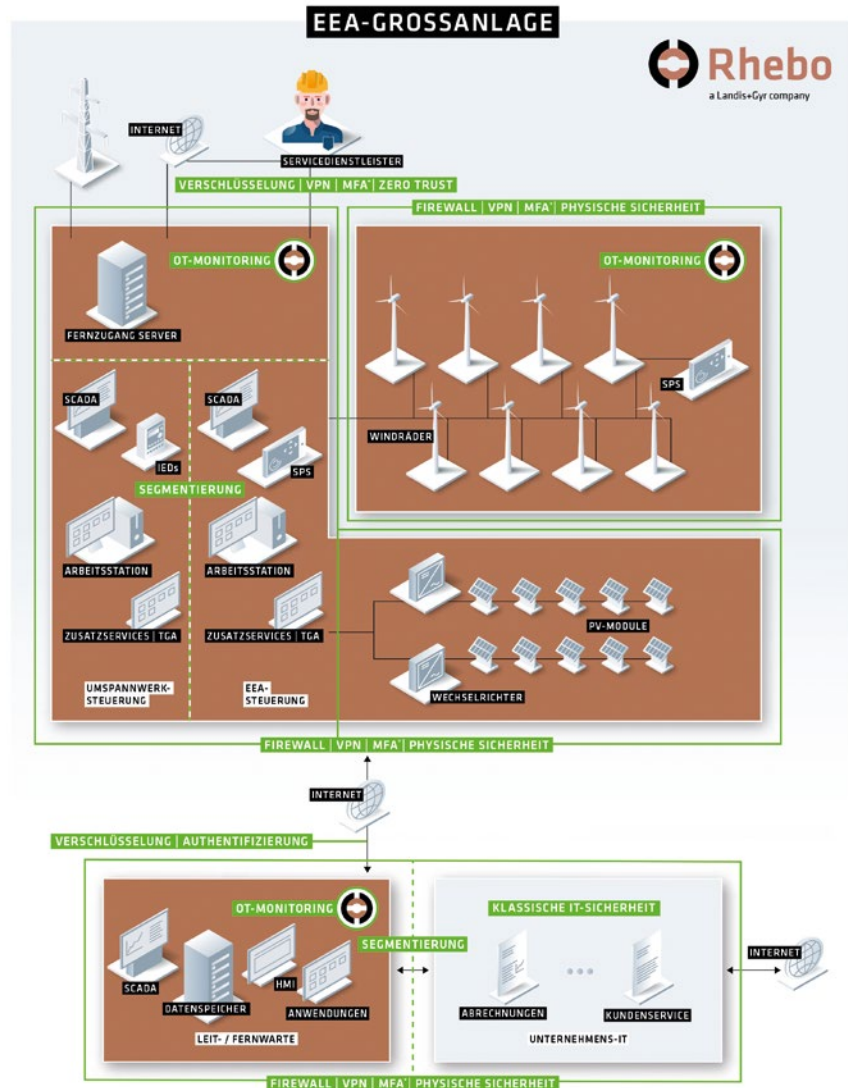
Digitale Souveränität braucht somit auch Sichtbarkeit und Transparenz in der OT:

- Wissen, was in der Infrastruktur läuft (und somit die Risiken kennen).
- Sehen, was in der Infrastruktur aktuell passiert (und somit Gefährdungen rechtzeitig erkennen).

Der Schritt hierfür läuft über ein kontinuierliches Sicherheitsmonitoring.

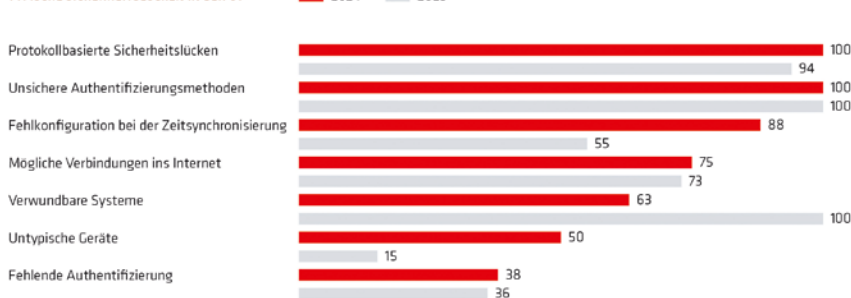
Wer ist verantwortlich für Cybersicherheit?

NIS2 zufolge, sind grundsätzlich die Betreiber für Cybersicherheit der Anlagen zuständig. Mit dem Cyber Resilience Act werden

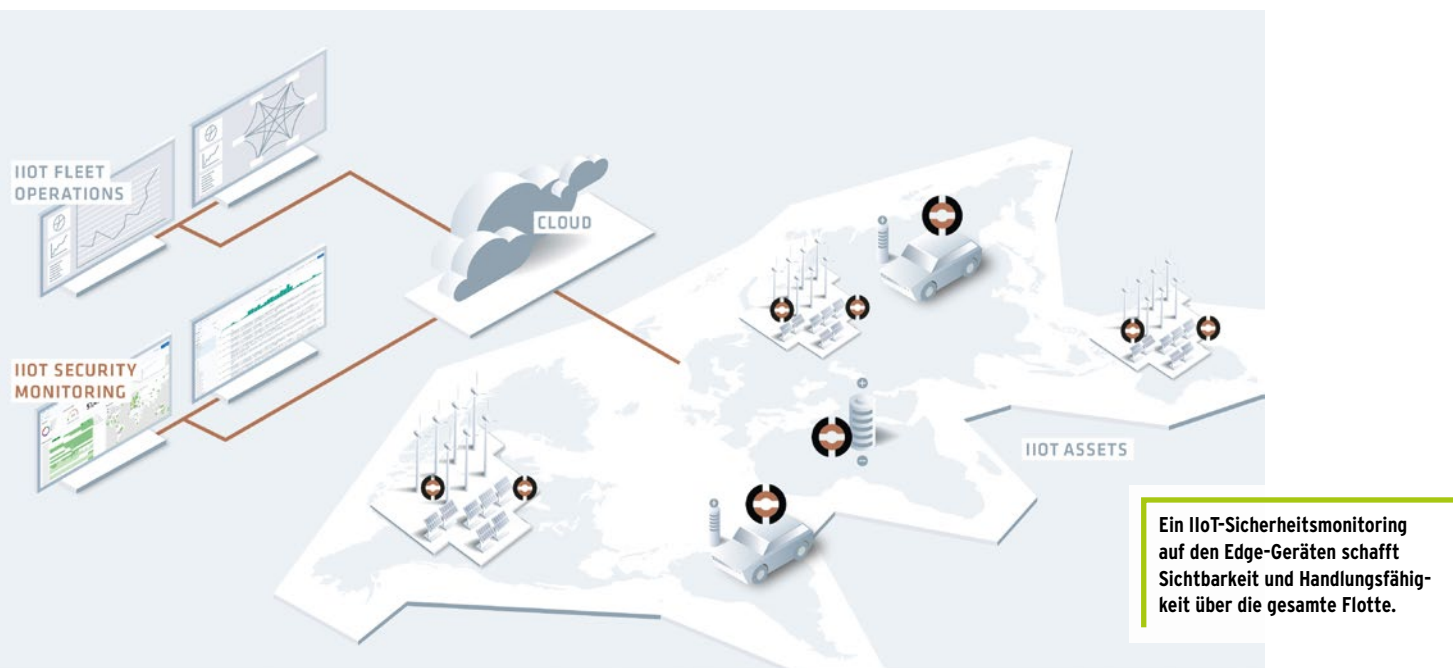


Beispielhafte Sicherheitsarchitektur in großen EEAs.

TYPISCHE SICHERHEITSLÜCKEN IN DER OT



Die häufigsten OT-Sicherheitsrisiken zwischen 2023 und 2024. Bilder: Rhebo



jedoch auch die Hersteller kritischer Komponenten in die Pflicht genommen. Beide sitzen am Ende im selben Boot.

Während die Hersteller ihre Systeme, die in EEAs häufig als IloT-Edge-Komponenten betrieben werden, härten müssen, sind die Betreiber für die Berücksichtigung der Cybersicherheit beim Einkauf, der Planung und dem Betrieb der EEA verantwortlich. Beide Perspektiven komplementieren sich.

Digital souveräne Cybersicherheit: OT-Netzwerke

Betreiber von EEAs sollten ihr OT-Netzwerk im Blick behalten. Firewalls, Multi-Faktor-Authentifizierung bei Fernzugängen, das Unterbinden direkter Internetzugänge und konsequentes Patch-Management bilden die Basis, ergeben aber noch keine Angriffserkennung. Ein Großteil der Cyberangriffe erfolgt seit einigen Jahren über gestohlene Zugangsdaten, die Ausnutzung von Schwachstellen und Account Takeover. Zudem haben Servicepersonal von Herstellern und Dienstleistern häufig einfachen Zugang mit weitreichenden Privilegien. Diese Angriffsvektoren laufen an Firewalls vorbei.

Ein Sicherheitsmonitoring innerhalb des OT-Netzwerkes behält den Bereich im Blick, der nicht nur am wichtigsten für die kritische Dienstleistung ist, sondern der für Firewalls & Co. auch nicht einsehbar ist: die Steuerungstechnik und industrielle Kommunikation an und in den Anlagen.

Das BSI empfiehlt in CS 153 „Stationsautomatisierung“ deshalb explizit ein

netzbasierendes Intrusion Detection System (NIDS), das passiv und rückwirkungsfrei die OT-Kommunikation überwacht und verdächtige Kommunikation meldet. Das BSI spricht damit zwar vorrangig Betreiber von Umspannwerken an, doch sind die Argumente für ein NIDS ohne weiteres auf EEAs übertragbar. Beide Infrastrukturen sind industriell, automatisiert, digitalisiert und werden vorrangig über Fernwirkung gesteuert. Energieversorgungsunternehmen wie die Thüringer Energienetze und Mega Monheim nutzen beispielsweise das NIDS „Rhebo Industrial Protector“, um die Sicherheit ihrer Netzwerke auf Steuerungs- und Feldebene im Blick zu behalten und zu gewährleisten.

Digital souveräne Cybersicherheit: Edge-Geräte

Hersteller kritischer Komponenten wie Energiespeicher und Wechselrichter sollten sich grundlegend an die Empfehlungen des BSI sowie der internationalen Standards IEC 62443-4-1 und IEC 62443-4-2 orientieren. Diese bilden die Basis für ein gehärtetes Produkt. Für das kontinuierliche Sicherheitsmonitoring während des Betriebs (ob in Eigenregie oder als Funktion für die Endkunden) kann ein System zur Angriffserkennung als schlanke Softwarelösung in den Edge-Geräten integriert werden. So überwacht beispielsweise der Energiespeicherhersteller Sonnen seit 2019 seine über 130.000 weltweit verteilten Speicher kontinuierlich auf Sicherheitsvorfälle mittels des Systems zur Angriffserkennung

„Rhebo IloT Security“. Auf jedem Speicher läuft ein kompaktes Monitoring, das sowohl definierte als auch anomale Vorgänge in Echtzeit an die Zentrale meldet. Sonnen hat damit jederzeit Überblick über die Sicherheitslage seiner Speichersysteme und kann sowohl Sicherheitsgefährdungen als auch technische Fehlerzustände bereits an der Edge erkennen, lokalisieren und eindämmen.

Fazit

Betreiber und Hersteller erneuerbarer Energieanlagen sollten Cybersicherheit als integralen Bestandteil des Risikomanagements und der gezielten Risikominimierung annehmen. Schlanke Systeme zur Angriffserkennung ermöglichen es beiden, ihre Anlagen auf sicherheitsrelevante Ereignisse und technische Fehlerzustände zu überwachen sowie den Ressourcenverbrauch minimal zu halten. ■

Literatur

[1] <https://ciras.enisa.europa.eu/ciras-consolidated-reporting>, 22.10.2025



DER AUTOR

NICOLAI SUKOP

verantwortlich für Key Account und Partnermanagement bei Rhebo.

r.energy

SPECIAL GEOTHERMIE

SPECIAL GEOTHERMIE

Neue Geothermiesysteme könnten Expertenschätzungen zufolge bis 2050 nicht weniger als 600 TW grüner Energie erzeugen. Der Knackpunkt: Mit bis zu 8 km müsste dafür deutlich tiefer ins heißere Erdinnere vorgedrungen werden. Auf Island untersuchen Wissenschaftler auch gerade, wie sich Wärme aus Magmakammern gewinnen lässt. Sind solche Projekte technisch umsetzbar, wäre auf einen Schlag die 140-fache Menge dessen zugänglich, was die Welt augenblicklich an Energie verbraucht. Aktuell sind das rund 170 PWh. Peta entspricht dabei einer Eins mit 15 Nullen.

Elementarer Baustein der Wärmewende

Das Geothermiefotenzial ist groß, und das Interesse an der Nutzung wächst spürbar. Das Geothermiebeschleunigungsgesetz, das derzeit im parlamentarischen Verfahren ist, sowie ein Instrument zur Absicherung der Fündigkeit bei tiefeingeothermischen Bohrungen, werden den Ausbau zusätzlich antreiben. Der Beitrag vermittelt einen Überblick über den Status Quo und zeigt, welche Hürden noch zu nehmen sind.

Geothermie kann zukünftig die wichtigste Säule für eine nachhaltige, sichere und bezahlbare Versorgung mit Wärme und Kühlenergie sein. Im Unterschied zu anderen Energieformen benötigt sie keine Brennstoffe, die aus fernen Ländern mit hohem Aufwand und hohen Unsicherheiten importiert werden müssen. Erdwärme ist überall verfügbar. In Verbindung mit ihrer hohen Effizienz können die Betriebskosten daher deutlich niedriger ausfallen als

bei anderen Technologien. Eine höhere Preisstabilität ist ebenfalls zu erwarten. Die Energiebereitstellung erfolgt unabhängig vom Wetter, der Tages- oder Jahreszeit, ist also grundlastfähig. Die eingesetzten Materialien sind überaus langlebig – bei Erdwärmesonden und -kollektoren bis zu 100 Jahre – und auch die geothermischen Ressourcen sind langfristig nutzbar. Aufgrund all dieser Effekte sind die volkswirtschaftlichen Kosten, über die gesamte Lebensdauer der Anlagen betrachtet, gering.

Zudem übersteigt der volkswirtschaftliche Nutzen die volkswirtschaftlichen Kosten, unter anderem durch die Entlastung der Stromnetze sowie die Vermeidung von Klimaschäden und den Import von Brennstoffen.

Verlässliche politische Rahmenbedingungen erforderlich

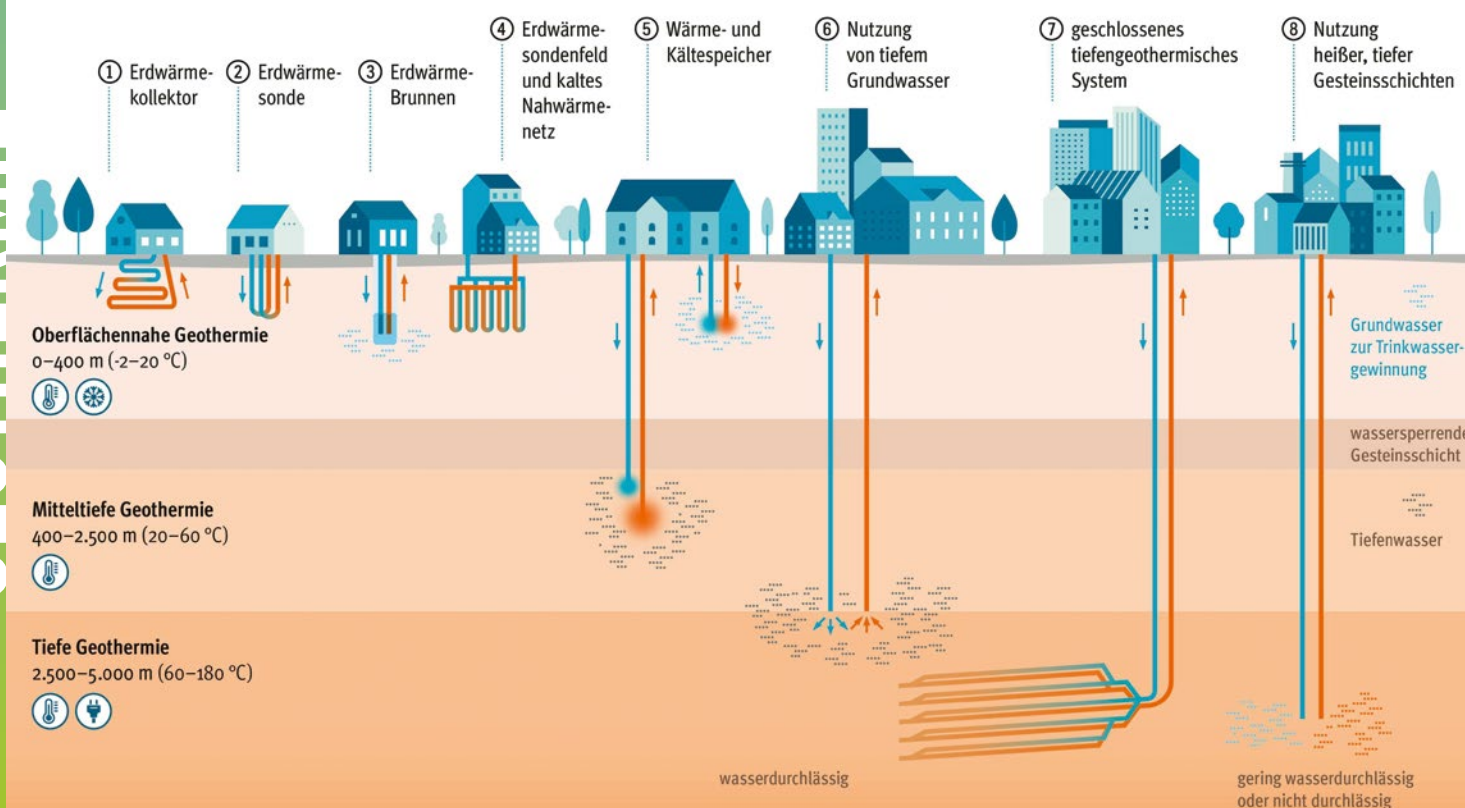
Geothermie hat ein immenses Potenzial. Allein mit den etablierten Technologien – den Thermalwasser nutzenden tiefeingeothermi-

Geothermische Technologien

ZUR ERZEUGUNG VON WÄRME  KÜHLUNG  UND STROM 

Geothermische Technologien im Überblick.

Bild: BVG, Susann Piesnack



OBERFLÄCHENNAHE GEOTHERMIE (OHNE/MIT KALTEM NAHWÄRMENETZ)



Das Prinzip der Oberflächennahen Geothermie. Bild: BVG, Susann Piesnack

schen Verfahren sowie den geschlossenen Systemen der Oberflächennahen Geothermie – könnte über die Hälfte des Wärme- und Kältebedarfs Deutschlands gedeckt werden. Mit innovativen Lösungen, die sich am Übergang von Erforschung zur Erprobung und Anwendung befinden, ließe sich der Wärmebedarf sogar vollständig decken.

Die Umsetzung tiefeingeothermischer Vorhaben erfolgt über mehrere Jahre. Die erforderlichen finanziellen Aufwendungen sind gerade in den ersten Projektphasen vergleichsweise hoch. Verlässliche politische Rahmenbedingungen sind daher von entscheidender Bedeutung, denn nur so erhalten Projektentwickler die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit. Die Ankündigung einer Rückabwicklung des als Heizungsgesetz bezeichneten Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie die mögliche Abkehr vom 65%-Erneuerbare-Erfordernis würden sich kontraproduktiv auf die Umsetzung des Wärmewende und den erforderlichen Kapazitätsaufbau auswirken. Der Ausstieg aus den fossilen Energien ist ohnehin überparteilich Konsens. Und es dürfte auch allen verantwortlichen Entscheidungsträgern klar sein, dass ebenso europarechtliche Vorgaben zu berücksichtigen sind und eine Abkehr von der Energiewende eher teurer als günstiger wird. Daher sollten sich alle politischen Akteure dazu bekennen, dass die EE-Transformation über die Legislatur hinaus konsequent verfolgt wird. Dazu gehört, dass Zuschüsse der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) und der Bundesförderung für effiziente Wärme-

netze (BEW) dauerhaft auskömmlich und verlässlich zur Verfügung gestellt werden. Dass die BEW als zentrales Förderinstrument für Tiefengeothermie nun gesetzlich geregelt und aufgestockt wurde, ist daher zu begrüßen. Perspektivisch muss allerdings klargestellt werden, woher die erforderlichen Finanzmittel nach Auslaufen des Sondervermögens Infrastruktur Ende 2036 kommen sollen.

Instrument zur Absicherung der Fündigkeit

Bei der hydrothermalen Geothermie, nach wie vor das Zugpferd der Tiefen Geothermie, ist je nach Qualität der Datenlage eine Bohrung nicht immer fündig. Das sogenannte Fündigkeitsrisiko ist für das gesamte Energiesystem und die Wärmewende mit Geothermie beherrschbar. Für einzelne Kommunen oder Stadtwerke stellt es ein beträchtliches Problem dar, wenn eine Bohrung nicht fündig ist. Zum einen, weil die Auswahl eines möglichen Standorts in der Regel auf die Gemeinde begrenzt ist, zum anderen, weil das Risiko nicht über eine Vielzahl geplanter Projekte gestreut werden kann. Daher kommt der Einrichtung einer Fündigkeitsabsicherung entscheidende Bedeutung zu. Sie ist geeignet, die Risiken auf mehrere Schultern zu verteilen und so mehr Kommunen sowie Stadtwerke zu motivieren, in die Entwicklung von Geothermieprojekten einzusteigen. Nachdem die Mittel für die Jahre 2026 bis 2029 mit dem Bundeshaushalt 2025 beschlossen wurden, kann das neue Modell in Kürze starten.

Kenntnisse über den Untergrund ausbauen

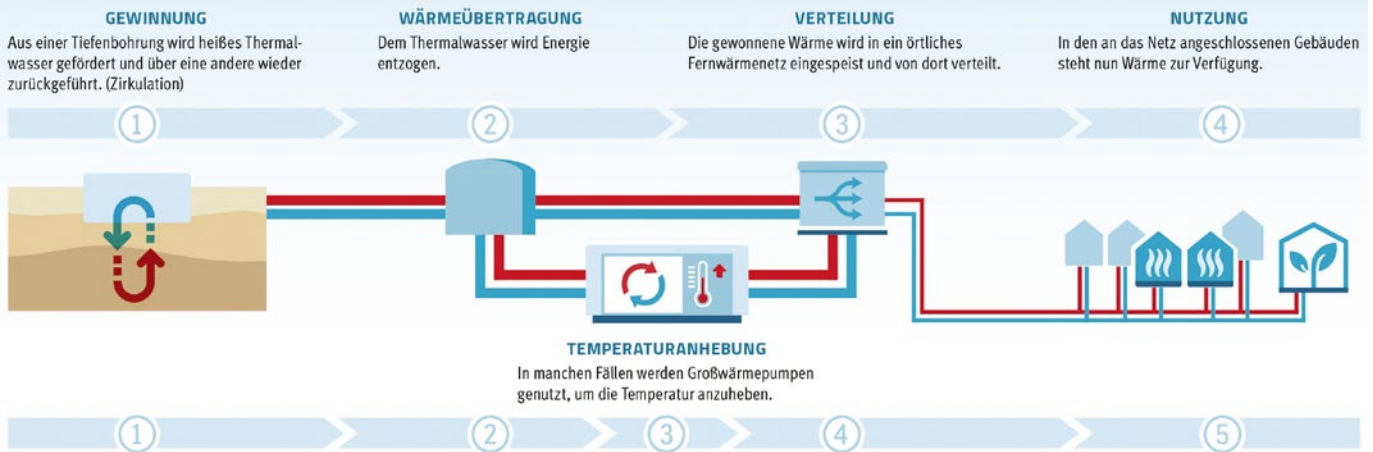
Für die erfolgreiche Umsetzung geothermischer Projekte sind genaue Kenntnisse des Untergrunds von herausragender Bedeutung. An vielen Orten in Deutschland sind diese aber noch ungenügend. Ist die Fündigkeitsabsicherung ein Rettungsschirm für den Notfall, so bildet die Verbesserung der Datenlage die Voraussetzung dafür, dass ein Projekt überhaupt zum Fliegen kommt. Damit die Projektentwickler bereits zu Projektbeginn die Erfolgsaussichten besser einschätzen können, sollten seismische Messkampagnen flächendeckend durchgeführt werden. Zusätzlich sollten Bestandsdaten bereitgestellt und Daten veröffentlicht werden, die zu anderen Zwecken gesammelt wurden (zum Beispiel bei der Endlager-suche).

In den Genehmigungsverfahren finden bereits eine Digitalisierung und teilweise eine bundesweite Vereinheitlichung im Rahmen des „Bergpasses“ statt. Diese Vorstöße sind begrüßenswert. Im Rahmen der Kooperation EfA Bergbau kooperieren gegenwärtig 14 Bundesländer und nutzen die Systeme Bergpass sowie das korrespondierende BIS (Fachverfahren und Datenbank), um Anträge auf Betriebsplangenehmigungen im Bereich Bergbau digital abzuwickeln.

Faire Preise auf dem Wärmemarkt

Geothermieanlagen benötigen für den Betrieb Strom. Steuern und Abgaben auf Strom sind in Deutschland vergleichs-

LIEFERKETTE (MITTEL-)TIEFE GEOTHERMIE



Die Lieferkette der Mittel(tiefen) Geothermie. Bild: BVG, Susann Piesnack

weise hoch. Fossile Energieträger wie Öl und Gas werden hingegen deutlich weniger belastet. Geothermieranlagen, die zunächst mit höheren Investitionen verbunden sind, sich in der langfristigen Betrachtung aber als rentabel erweisen, werden durch diese Schieflage im Ausbau gehemmt. Eine Reform der Belastung der Energiepreise ist daher geeignet, um die Geothermienutzung attraktiver zu machen. Zudem braucht es eine deutliche Anhebung der CO₂-Abgabe, damit die Folgekosten fossiler Energieträger adäquat abgebildet werden. Parallel dazu braucht es faire, nachvollziehbare Regeln für die Fernwärmepreisgestaltung. Die derzeit gültige Fassung der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV) ist nicht nur unzeitgemäß, sondern wirkt sich auch nachteilig auf die Attraktivität geothermischer Fernwärme aus. Durch das Heranziehen von Indexwerten, die ausschließlich auf Grundlage des fossilen Marktgeschehens ermittelt werden, wird das Versprechen von Resilienz und Preisstabilität der heimischen Energiequelle Geothermie ad absurdum geführt. Vor dem Hintergrund, dass bis 2025 eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung in Deutschland angestrebt wird und der Gesetzgeber damit den Wunsch nach steigender Akzeptanz Erneuerbarer Energien in der Bevölkerung verbindet, ist es geradezu paradox, dass Fernwärmepreise immer noch an die fortbestehenden fossilen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt gekoppelt werden.

Technologische Vielfalt der Geothermie nutzbar machen

Geothermie ist keine Einzeltechnologie, sondern eine Technologiefamilie, die praktisch überall Lösungen zur Energieversorgung anbieten kann – insbesondere zur Bereitstellung von Wärme und Kälte. Von der Versorgung einzelner Gebäude oder Quartiere mittels Oberflächennaher Geothermie bis zur Versorgung von Stadtteilen oder ganzer Städte durch die netzgebundene Tiefe Geothermie. Die bestehenden Anlagen sind seit vielen Jahrzehnten erfolgreich im Einsatz. Um das vorhandene Erdwärmepotenzial voll auszuschöpfen, müssen innovative Verfahren jedoch konsequent weiterentwickelt werden. Die Intensivierung von Forschung, Erprobung und Skalierung der petrothermalen Geothermie (EGS) sowie weiterer Technologien ist geboten.

Geänderte Perspektive im Genehmigungsrecht

Aktuell stehen bundespolitisch insbesondere Beschleunigungen im Planungs- und Genehmigungsrecht im Fokus. Am 6. August 2025 hat die Bundesregierung den Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus von Geothermieranlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern (kurz: Geothermiebeschleunigungsgesetz, GeoBG) beschlossen, am 9. Oktober fand die erste Lesung im Bundestag statt und die weitere Debatte wurden an die Ausschüsse verwiesen. Auch der Bundesrat hat bereits Stellung genommen. Ein Beschluss bis Ende des Jahres ist daher realistisch.

Das GeoBG beinhaltet unter anderem die Festschreibung eines überragenden öffentlichen Interesses für Geothermievorhaben, naturschutzrechtliche Erleichterungen für die Durchführung von seismischen Messungen sowie verkürzte Fristen für Genehmigungsbehörden. Über die geplanten Änderungen im GeoBG hinaus besteht zusätzlicher Handlungsbedarf. Um Genehmigungen weiter zu beschleunigen und Projekte leichter umsetzbar zu machen, fordert der Bundesverband Geothermie ein Bündel flankierender Maßnahmen. Dazu zählen etwa eine baurechtliche Privilegierung im Außenbereich, die Befreiung oberflächennaher Geothermie von der Prüfung nach dem Standortauswahlgesetz sowie die Harmonisierung von Baurecht und Bergrecht.

Fazit und Ausblick

Der Ausbau der Geothermie hat in den vergangenen Jahren deutlich an Dynamik gewonnen. Die Kombination aus schnellen Genehmigungen, besserer Planbarkeit und fairen Preisen wird der Geothermie auf lange Sicht weiter zum Durchbruch verhelfen. Kurzfristig entscheidend sind nun vor allem die Finanzierung einer Explorationskampagne, die Implementierung der Fündigkeitsabsicherung sowie der personelle Aufwuchs in den Genehmigungsbehörden, die bereits gute Arbeit leisten, aber weitere Unterstützung und Entlastung durch das Geothermiebeschleunigungsgesetz benötigen. Gelingt dies, kann Geothermie in wenigen Jahren von der Nischenanwendung zur tragenden Säule der kommunalen Wärmeversorgung werden. ■

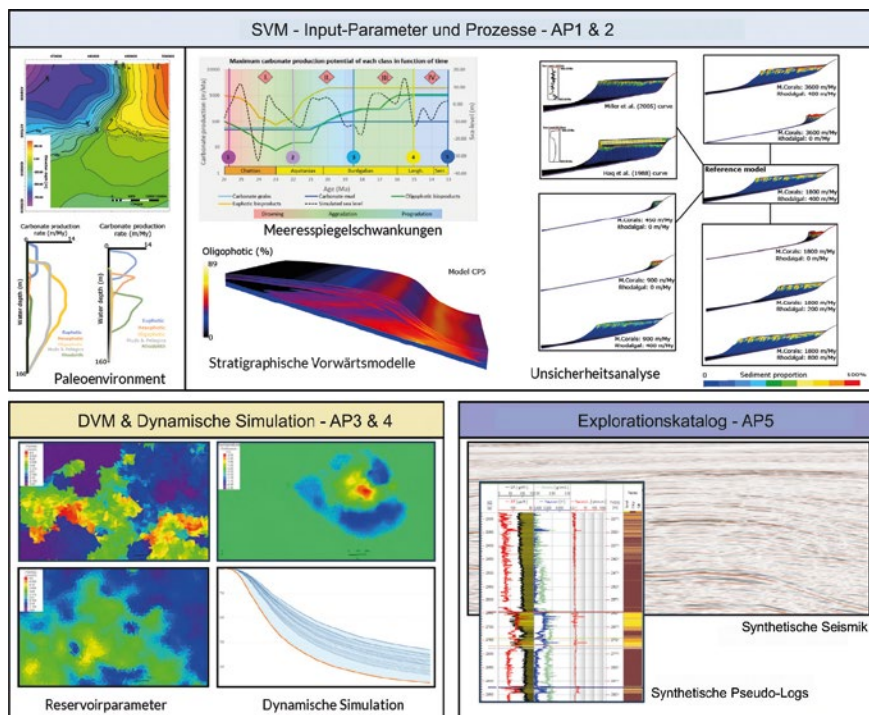
Prozessbasierte Modellierung und KI-gestützte Exploration geothermischer Reservoirs

Vulkane wie auf Hawaii, weitläufige Wüsten, mächtige Flusssysteme, die Unmengen an Sediment ins Meer transportieren, und schließlich ein warmes, subtropisches Flachmeer: All diese Ablagerungsräume haben über geologische Zeiträume hinweg den Untergrund des Norddeutschen Beckens geformt. In seinen Sedimentgesteinen ist diese wechselvolle Geschichte der Erde Schicht für Schicht archiviert, die ältesten Schichten in großer Tiefe, die jüngsten normalerweise nahe der Oberfläche. In diesen Schichten verbergen sich bedeutende Ressourcen und Potenziale für die Nutzung nachhaltiger Wärme und Energie aus der Tiefe.

Seit Jahrzehnten zählt das Norddeutsche Becken zu den Hochpotenzialregionen für Georessourcen Deutschlands. Zunächst für die Kohlenwasserstoffindustrie, heute zunehmend für die Tiefe Geothermie. Dank zahlreicher Bohrungen und seismischer

Messungen existieren in einzelnen Bereichen bereits detaillierte Untergrunddaten, die Rückschlüsse auf die Verteilung potenzieller Reservoirgesteine erlauben. Diese Reservoirs bestehen überwiegend aus porösen, durchlässigen Sedimentgesteinen, in deren Porenräumen Wasser

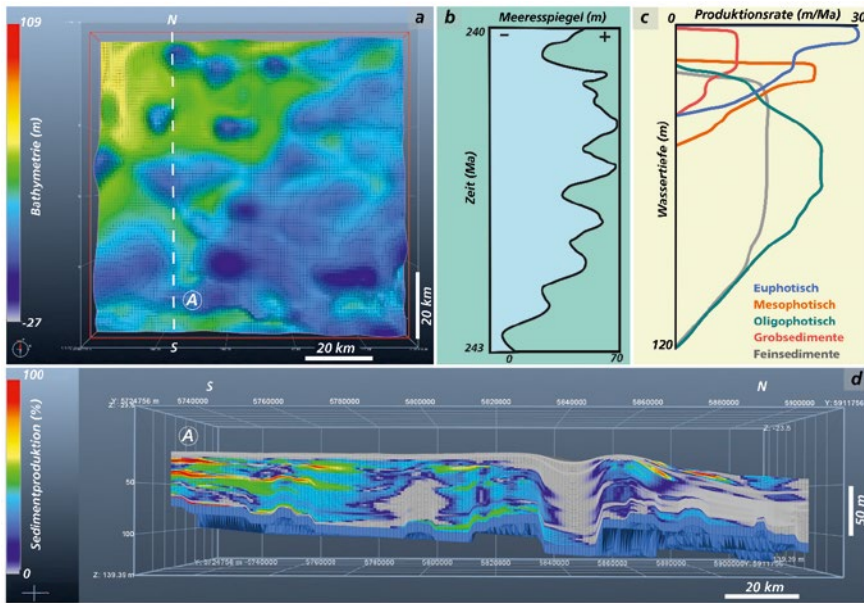
eingelagert ist und – je nach Tiefenlage – mit Temperaturen, die für die Gewinnung von Wärme oder sogar Strom ideal sind. Porenräume können entstehen, wenn Sedimente abgelagert werden, aber ebenso durch spätere Prozesse, wenn in größerer Tiefe Druck und Temperatur steigen, die sogenannte Diagenese. Doch wie lassen sich solche geothermischen Reservoirs auffinden und charakterisieren, wenn wenige oder unzureichende Daten über den Untergrund vorliegen? Neue Bohrungen und seismische Untersuchungen sind aufwendig, teuer und mit erheblichen wirtschaftlichen Risiken verbunden, insbesondere für Kommunen und Stadtwerke, die vor allem im Hinblick auf die kommunale Wärmeplanung und das Erreichen der Klimaziele auf Tiefe Geothermie als klimaneutrale Energiequelle setzen.



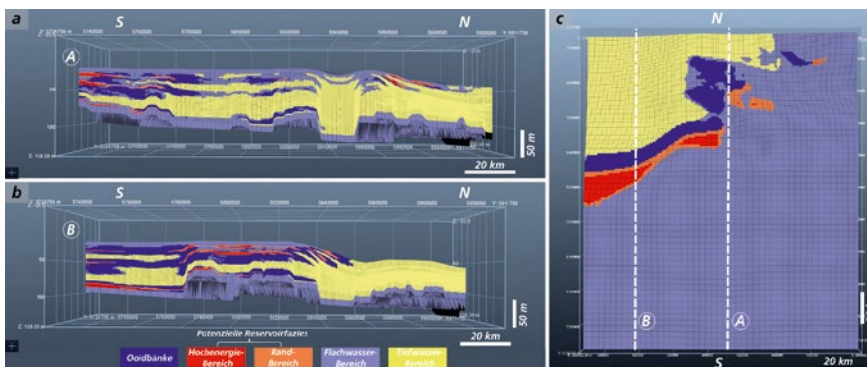
Workflow und Arbeitspakete (AP) des „Progres“-Projektes: Kalibrierung der Input-Parameter für die Stratigraphische Vorwärtsmodellierung (SVM), Unsicherheitsanalyse von Vorwärtsmodellen, Diagenetische Vorwärtsmodellierung (DVM), Simulation der Reservoirparameter und Erstellung eines Play-basierten Explorationskatalogs. Bilder Fraunhofer IEG

Geologische Prozessmodellierung und Play-basierte Potenzialanalyse

Die Wärmewende zählt zu den größten ingenieurtechnischen Herausforderungen der kommenden Jahrzehnte. Tiefe Geothermie gilt dabei als eine der vielversprechendsten nachhaltigen Energiequellen. Heizen ist laut Statistischem Bundesamt für 70 % der CO₂-Emissionen von Privathaltungen verantwortlich. Doch die Erschließung geeigneter geothermischer Reservoirs wird bislang durch die hohen geologischen Ungewissheiten, lückenhafte Datenlagen und schwer kalkulierbare Explorationsrisiken gehemmt. Genau hier



Input-Parameter für die Stratigraphische Vorwärtsmodellierung, a) Kartenansicht der Bathymetrie des Untergrundes von Berlin-Brandenburg zum initialen Modellierungszeitpunkt vor 243 Millionen Jahre, b) Meeresspiegelschwankungen zwischen 243 und 240 Millionen Jahre, c) Produktionsraten bestimmter Sedimentklassen in Relation zur Wassertiefe, d) Ergebnis der Modellierung: Sedimentproduktion der euphotischen Sedimentklasse im Querschnitt A.



a) und b) Vorkommen der unterschiedlichen Faziestypen im Querschnitt A und B, c) Kartenansicht zum terminalen Zeitpunkt der Modellierung vor 240 Millionen Jahre mit Position der Querschnitte A und B.

setzt das Forschungsprojekt „Progres“ an. Ziel dieses dreijährigen, vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR) geförderten Verbundprojektes ist es, einen neuen, prozessbasierten Explorationsworkflow für die Erkundung geothermischer Lagerstätten zu entwickeln, der die klassischen datengetriebenen Methoden grundlegend erweitert. Entwickelt werden soll eine prozessorientierte Modellierung des geologischen Untergrundes, insbesondere in sogenannten Greenfield-Gebieten, also Regionen mit geringer oder fehlender Datengrundlage. Durch die Kombination geologischer, physikalischer und numerischer Modellie-

rungsverfahren sollen die Entstehungsprozesse der Reservoirgesteine rekonstruiert, ihre räumliche Verbreitung vorhergesagt und das Fündigkeitsrisiko in der geothermischen Exploration signifikant reduziert werden. Partner innerhalb des Projektes sind die Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG, das GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung und das Unternehmen Gasag Solution Plus.

Paradigmenwechsel in der geothermischen Exploration

Herkömmliche geothermische Exploration beruht meist auf geostatistischen

Interpolationsverfahren, die aus vorhandenen Bohr- und Seismikdaten räumliche Reservoirparameter ableiten. Bei diesen Verfahren wird die räumliche Ähnlichkeit von Gesteinen genutzt. Gesteine, die nah beieinander abgelagert wurden, sind sich statistisch gesehen ähnlicher als weiter voneinander abgelagerten Gesteine. In der Geostatistik werden zum Beispiel Gesteinseigenschaften räumlich miteinander abgeglichen und so eine räumliche Verteilung dieser Gesteinseigenschaften erzeugt. Diese Verfahren liefern jedoch nur dort belastbare Ergebnisse, wo eine hohe Datendichte besteht. Ab einer gewissen Distanz zu Datenpunkten sind diese Methoden nicht mehr belastbar anzuwenden. In Greenfield-Gebieten lassen sie sich daher kaum bis gar nicht anwenden.

Progres verfolgt einen neuen Ansatz: Statt bestehende Daten nur zu interpolieren, werden diese genutzt, um die geologischen Prozesse selbst zu modellieren, die zur Bildung und Veränderung eines Reservoirs geführt haben. Dabei werden Ablagerungsbedingungen, Sedimenttransport, Diagenese und geochemische Reaktionen über geologische Zeitskalen hinweg simuliert. Durch die Kombination aus stratigraphischer Vorwärtsmodellierung (SVM), das heißt die Simulation, wie Sedimente gebildet werden, und diagenetischer Vorwärtsmodellierung (DVM), die Modellierung der Prozesse, wenn Festgestein in immer größere Tiefen versenkt wird, entsteht ein dynamisches, physikalisch konsistentes 3-D-Bild der Untergrundentwicklung – und damit eine deutlich präzisere Grundlage zur Vorhersage von Gesteinseigenschaften wie Porosität, Gesteinsdurchlässigkeit und Reservoirgeometrie. Die SVM stützt sich im Wesentlichen auf drei grundlegende Eingangsparameter, die entscheidend für die Erstellung geologisch realistischer und prozessbasierter Untergrunddarstellungen sind:

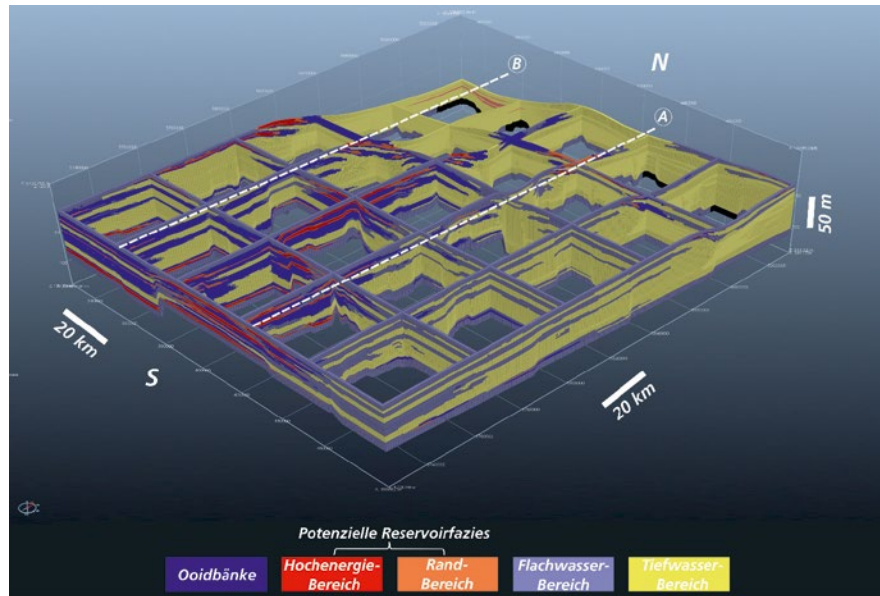
- die initiale Bathymetrie, das heißt die Topografie des Meeresbodens zu Beginn der Ablagerung der Sedimente,
- zeitliche Veränderungen des relativen Meeresspiegels infolge von klimatischen Änderungen plus Hebung und Senkung des Meeresbodens,
- Sedimentproduktionsraten als Funktion der Wassertiefe und Zeit.

Darüber hinaus beeinflussen verschiedene Umweltfaktoren die Art und Weise, wie Sedimente abgelagert werden – etwa

Windrichtung und -stärke, Strömungen, die Wellenenergie oder der Eintrag von Sedimenten durch Flüsse. Diese Prozesse formen über lange Zeiträume hinweg die räumliche Architektur des Untergrunds. Mit Hilfe der SVM können diese komplexen Wechselwirkungen nachgebildet und ihr Einfluss auf die Ausbildung von Schichtenfolgen und Reservoirstrukturen untersucht werden. Ob ein Modell nahe an die Realität herankommt, wird im Allgemeinen durch Kalibration festgestellt, also wie ähnlich sich modellierte und gemessene Werte sind. Als Test- und Anwendungsgebiet dient der Muschelkalk des Norddeutschen Beckens, insbesondere die Region Berlin-Brandenburg. Diese bis zu 243 Millionen Jahre alten Ablagerungen eines subtropischen Flachmeeres besitzen aufgrund ihrer Beschaffenheit ein hohes geothermisches Potenzial, wurden aber bislang kaum erschlossen. Ursache ist die starke Heterogenität in der Verteilung der spezifischen Gesteinseigenschaften und die geringe Datendichte.

Maschinelles Lernen als Datengenerator

Die Informationen, die zur Kalibration dieser Modelle benötigt werden, stammen aus vorhandenen Datensätzen, aus der wissenschaftlichen Literatur oder aus neu erhobenen Daten, zum Beispiel aus Bohrkernen oder Analogstudien an Gesteinsaufschlüssen an der Erdoberfläche. Im Projekt Progres werden einige dieser Kalibrationsparameter, etwa die Porosität, mithilfe KI-gestützter Verfahren bestimmt. Dadurch können große Datenmengen effizient ausgewertet und



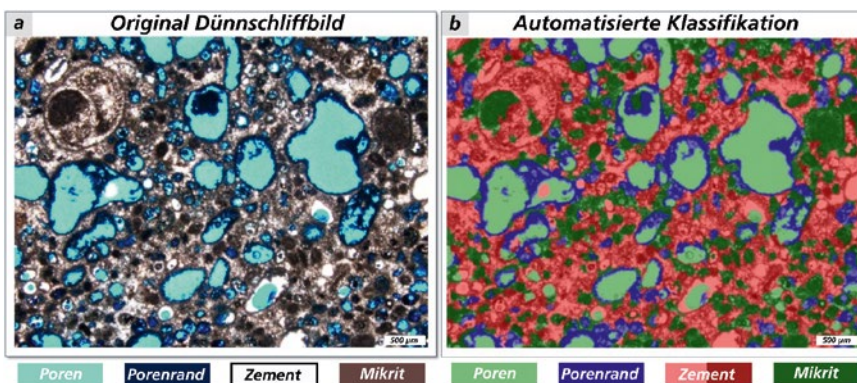
3-D-Reservoirmodell mit Verteilung der potenziellen Reservoirfazies zum terminalen Zeitpunkt vor 240 Millionen Jahren.

aufbereitet werden, um die Vorwärtsmodelle zu verbessern. Die Ableitung dieser Parameter ist oft zeitaufwendig. Beispielsweise müssen in Dünnschliffen von Gesteinen Gesteinskörner und Hohlräume gezählt werden, um daraus die Porosität abzuschätzen. Progres integriert Methoden des Maschinellen Lernens (ML), um geologische, geophysikalische und petrophysikalische Parameter automatisiert aus bestehenden Datensätzen zu quantifizieren und Daten für die Kalibration der Modelle zur Verfügung zu stellen. Dazu werden verschiedene Methoden angewendet, unter anderem neuronale Netze, um Bohrlochmessungen oder Dünnschliffbilder zu analysieren und alle

für die Modelle wichtigen Informationen zu extrahieren.

Vom geologischen Prozess zur wirtschaftlichen Bewertung

Die in Progres entwickelten Modelle ermöglichen es, nicht nur geologische, sondern auch ökonomische Risiken der Exploration zu quantifizieren. Dazu wird das Konzept der Play-basierten Potenzialanalyse (Play-Based Exploration, PBE) aus der Erdöl- und Erdgasindustrie adaptiert. Ein Play ist in der Fachsprache das richtige Zusammenspiel verschiedener Elemente in einem Reservoirsystem. Aus den Simulationsergebnissen entstehen Play-Karten, die das geothermische Potenzial verschiedener Regionen klassifizieren. Diese Karten bilden die Grundlage für die Berechnung einer „Geological probability of success“ (Gpos), also der Erfolgswahrscheinlichkeit, dass eine Explorationsbohrung tatsächlich ein nutzbares Reservoir trifft und in der Fachsprache „höflich“ ist. Durch den Vergleich von Gpos-Werten vor und nach Anwendung des Progres-Workflows lässt sich der methodische Mehrwert unmittelbar quantifizieren. Langfristig leistet Progres damit einen wichtigen Beitrag, um Greenfield-Gebiete wirtschaftlich und sicher zu erschließen. Das Projekt schafft die methodische Basis, um die Aussagekraft der Erkundung zu erhöhen, Bohrrisiken zu senken und die Markteinführung geothermischer Technologien zu beschleunigen.



a) Mikroskopbild eines Gesteinsdünnschliffs mit Texturbestandteilen wie Porenräumen, diagenetischem Zement und primärem Mikrit, b) automatisierte Klassifikation der einzelnen Bestandteile mithilfe des maschinellen Lernens.

Cleverer Energieversorgungs- ein Ludwigshafener Wohnprojekt

Energie ist ein knappes Gut, die Preise bewegen sich auf einem Allzeithoch, und es ist nicht damit zu rechnen, dass sich dies langfristig wieder verbraucherfreundlicher entwickeln wird. Umso wichtiger ist es für jeden Einzelnen, sich Gedanken über den eigenen Energieverbrauch und das Wohnen in der Zukunft zu machen. Vor allem im Bereich der Neubauten lassen sich intelligente Wärme- und Energiekonzepte sinnvoll und langfristig nachhaltig miteinander verbinden.

Am Beispiel der Wohnanlage am „Erfurter Ring“ in Ludwigshafen wird das besonders gut deutlich. Hier entstand aus der Hand des Generalübernehmers Diring & Scheidel, der kommunalen Wohnungsbaugesellschaft GAG Ludwigshafen und ratiotherm als Systemtechnikpartner eine Wohnanlage aus 146 Wohneinheiten mit dem Schwerpunkt auf Geothermie zur Energiegewinnung.

Erdreich als Wärmequelle

In einer Tiefe von circa 1,20 bis 1,50 m bleibt auch in unseren Breiten das Erdreich an kalten Wintertagen warm genug, um Wärmepumpen wirtschaftlich und effizient betreiben zu können. So sind Sole-Wasser-Wärmepumpen auch bei Temperaturen

unter dem Gefrierpunkt keinen Leistungsschwankungen unterworfen. Sie nehmen die Erdwärme durch unterirdische Rohrleitungen auf, durch die ein Solegemisch auf umweltfreundlicher Basis fließt. Dieses Gemisch bleibt auch bei unter 0 °C flüssig und leitet die aufgenommene Wärme zum Verdampfer der Wärmepumpe weiter. Sole-Wasser-Pumpen können Erdwärme auf unterschiedliche Art und Weise ernten. Die benötigte Wärmetauscherfläche (meist unisolierte Rohrleitungen) können mittels Tiefenbohrung oder horizontal in den Boden eingebracht werden. Die Erdbohrungen haben den Vorteil, dass sie im Vergleich weniger Platz benötigen. Die horizontal verlegten Erdkollektoren benötigen circa zwei- bis dreimal so viel unverbaute Grün-

fläche wie die zu beheizende Wohnfläche. Bei einem ausreichend großen Grundstück gibt es somit eine geradezu unerschöpfliche Energiereserve.

Erdwärme als Energieträger

Die Wohneinheiten am Erfurter Ring bewegen sich in der Größenordnung von 2- bis 5-Zimmer-Mietwohnungen mit 61 bis 106 m². Großzügige Grünflächen und Spielplätze schaffen eine angenehme Umgebung für Familien mit Kindern, während die Nähe zu öffentlichen Verkehrsmitteln und Einkaufsmöglichkeiten den Bewohnern eine komfortable Anbindung an die Infrastruktur der Stadt bieten. Die Häuser sind als drei Typen in unterschiedlichen Größen konzipiert und wurden nach der Massivbauweise im KfW-55-EE-Standard errichtet. Das Besondere an der Anlage ist, dass komplett auf fossile Brennstoffe für die Heizlast verzichtet werden kann. Gesetzt wird stattdessen auf Erdwärme in Verbindung mit Sole-Wasser-Wärmepumpen. Die Warmwasserversorgung wird durch Wohnungsstationen gewährleistet, die das kalte Trinkwasser nur bei Bedarf energiesparend erwärmen. Die Pultdächer sind bereits für Photovoltaikanlagen vorgerüstet und erhalten eine extensive Begrünung. Alle Wohneinheiten verfügen zudem über Terrassen oder Balkone und sind mit den Wohnräumen zu den gemeinschaftlichen Gartenanlagen ausgerichtet.

Auf dem Gelände wurden rund 80 Bohrungen im Abstand von 7 m zu den Nachbarsonden und 2,5 m zu den Gebäuden ausgeführt. So entstand ein flächendeckendes Netz, mit dem die Heizenergie für alle Wohneinheiten gewonnen wird. Die acht Heizräume der Anlage wurden von ratiotherm mit verschiedenen Produkten

Der Erfurter Ring in Ludwigshafen – das Ensemble im vorderen Teil des Bildes – wird schwerpunktmäßig über Erdwärme mit Energie versorgt.

Bilder ratiotherm





Für die Wohneinheiten am Erfurter Ring werden Sole-Wasser-Wärmepumpen zur Energiegewinnung eingesetzt.

ausgestattet. „Oskar“-Schichtspeicher zum Beispiel sind als Herzstück jedes Heizraums in den Größen 2.000 bis 3.500 l verbaut. Die Anlieferung dieser Schichtspeicher erfolgt in Einzelteilen, um sie dann vor Ort zu montieren und zu schweißen. Beladen werden die Schichtspeicher durch kaskadierte Wärmepumpen, die ihre Energie aus dem Sondenfeld bei Temperaturen von 12 bis 8 °C beziehen. Für die Gebäude mit größerer Heizlast wurde eine Kaskadenwärmepumpe eingesetzt, die ebenfalls in Einzelteilen wurde und vor Ort zusammengesetzt wurde. Außer für Neubauten ist diese Vorgehensweise auch für Sanierungsobjekte geeignet, insbesondere für solche mit beengtem Zugang.

Wärme nur auf gefordertem Temperaturniveau produziert

Als Notfall-Backup-Systeme sind in den Heizräumen „PV Max-Heater“-Geräte verbaut, um Spitzenlasten und technische Störungen abzufangen. Die Geräte wurden speziell zur Nutzung von überschüssigem Strom aus Naturstromanlagen entwickelt. Das zugehörige Messgerät erfasst überschüssigen Strom und ermittelt in Echtzeit die zur Verfügung stehende Energie. Diese wird an das bis 12 kW stufenlos regelbare Gerät weitergeleitet und so der hydraulisch integrierte Wärmespeicher zur späteren Nutzung für Heizung und Brauchwassererwärmung erhitzt. Der Max-Heater variiert hierbei die Drehzahl der Pumpe abhängig von der zur Verfügung stehenden Strommenge. So wird durchgängig Wasser mit der vom Nutzer eingestellten

Vorlauftemperatur erzeugt – vergleichbar einer herkömmlichen Heizung. Dies stellt auch den größten Vorteil im Vergleich zu herkömmlichen Heizstäben dar: Wärme wird ausschließlich auf dem geforderten Temperaturniveau produziert. Die Überschussleistung der PV-Anlage wird in Wärmeenergie umgewandelt und als regenerative Energie gespeichert.

Einfach bedienbar, erfolgt die Steuerung der angeschlossenen Systeme zentral mit eigens dafür programmierter Regelungs-

technik. In jede der 146 Wohnungen hat ratiotherm eine Wohnungsstation „EWS“ verbaut, die unter anderem für die Trinkwassererwärmung sorgt und hilft, eine korrekte Bedarfsberechnung für jede Wohneinheit zu erstellen. Darüber hinaus besitzt die EWS eine Leckagefunktion und schlägt im Ernstfall Alarm, ehe sich ein Wasserschaden unbemerkt ausbreitet.

Performance Check

Die Wärmepumpen laufen nun seit etwa einem Jahr. Technisch ist das System so konzipiert, dass die Wohnungsstationen über eine 2-Leiter-Lösung versorgt werden, um den Installationsaufwand im Gebäude gering zu halten. Die Wärmepumpen versorgen das Hausnetz mit Temperaturen zwischen 55 und 58 °C. Um diese Temperaturen sicher und mit guten Wirkungsgraden zu erreichen, sind die Anlagen mit „R513a“, einem Kältemittel mit einem GWP von 630, ausgestattet. Dieses Kältemittel erlaubt Temperaturen größer 70 °C in der Erzeugung. In den Wohnungsstationen wird die Temperatur für die Heizkreise auf FBH-Niveau untergemischt. Die per Wärmepumpe erzeugten Temperaturen von circa 55 °C sind für angenehmes Duschen ausreichend. Die Wärmepumpen laufen bei durchschnittlichen Betriebspunkt W10/W58 auf Wirkungsgraden zwischen 3,5 und 3,9 – je nach Anlagenkonstellation. ■



Der Schichtspeicher „Oskar“ von ratiotherm ist das Herzstück jedes der acht Heizräume der Wohnanlage.



Mit den Überschüssen aus Naturstromanlagen bietet der „PV Max-Heater“ von ratiotherm eine direkte Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung.

Nachhaltiges Konzept für ein dynamisches Marktumfeld

Vor 25 Jahren legte das EEG den Grundstein für die Energiewende. Gleichzeitig markierte es das Initial zur Gründung von Tauber-Solar. In den Jahren darauf wurde aus ersten Bürgerbeteiligungen ein technologieorientiertes Unternehmen mit Fokus auf Photovoltaik, Großspeicher und Betriebsführung. Zur Entwicklung von Tauber-Solar sowie dem heutigen Marktauftritt sprach r.energy mit CFA Arne Weinig. **VON MICHAEL HOBOTHM**

Herr Weinig, Anfang Oktober hatten Sie im Unternehmen eine große Feier. Der Anlass liegt wohl auf der Hand, oder?

ARNE WEINIG: Ja, natürlich: das 25-jährige Bestehen von Tauber-Solar. Zu dieser Feier in der Stadthalle von Tauberbischofsheim hatten wir die Wegbegleiter in diesen 25 Jahren eingeladen. Partner, Zulieferer und Investoren, mit denen wir unsere Projekte bis heute umsetzen. Geladen waren aber auch Interessenten für unsere Leistungen und vor allem unsere Mitarbeiter. Es war eine tolle Veranstaltung, mit der wir die Bindung zu unseren Mitarbeitern und Partnern erhöht und ein großes Dankeschön ausgesprochen haben.

In den 25 Jahren seit Gründung hat Tauber-Solar eine rasante Entwicklung erlebt. Das wird an der Entwicklung des Unternehmens selbst deutlich, aber auch an Ausgründungen und Übernahmen. Zunächst einmal: Worin besteht das heutige Leistungsspektrum, und welche Kunden sprechen Sie damit an?

ARNE WEINIG: Mit unserem Leistungsspektrum betrachten wir stets die gesamte Wert-

schöpfungskette aus Entwicklung, Bau, Service und Wartung sowie Investment. Diese vier Geschäftsbereiche repräsentieren den gesamten Lebenszyklus einer PV-Anlage bis hin zum Repowering und Abbau. An den Kernstandorten Tauberbischofsheim und Würzburg und in einem Office in Frankfurt beschäftigen wir etwas mehr als 100 Mitarbeiter. Ausgerichtet sind wir deutschlandweit auf Dach- und Freilandanlagen für Gewerbe- und Industriekunden mit Eigennutzung. Neben diesen Projekten gehören heute auch Ladesäulen bis hin zu Wärmeapplikationen zu unserem Portfolio. Besonders fokussiert sind wir auf Großspeicher, bei denen wir aktuell Anlagen im mittelgroßen bis großen Bereich von 5 bis circa 60 MW realisieren.

Können Sie ein jüngeres Projekt nennen, bei dessen Umsetzung die vier genannten Bereiche zusammengespielt haben?

ARNE WEINIG: Ja, sogar eins aus Tauberbischofsheim, wo auch die Vereinigten Spezialmöbelfabriken angesiedelt sind. Für diesen Schulmöbelhersteller realisieren

wir im Augenblick ein Aufdachprojekt zur Eigenstromnutzung, das von der Erstellung des Konzepts über das Design, die Anlagenzertifizierung und Ausführung bis zur Einbindung ins Werknetz reicht. Wir installieren außerdem eine Steuerung für die Wechselrichter, mit der – als Besonderheit des Projektes – ein Monitoring bis auf Einzelmodulebene möglich wird. Üblicherweise sind solche Projekte in wenigen Monaten abgewickelt, und wir begleiten den Kunden im Anschluss mit Service- und Wartungsleistungen. Im vorliegenden Fall werden wir wohl ebenfalls einen Service- und Wartungsvertrag mit klassischem Leistungsspektrum vereinbaren.

Ein anderes Projekt betrifft eine Bäckerei in Süddeutschland, für die wir einen Speicher installiert haben. Das Besondere dabei war, dass wir einen Netzanschluss mit begrenzter Größe zu optimieren hatten. Denn eine übliche PV-Dachanlage hätte den Anschluss gesprengt. Also haben wir ein Konzept ohne Einspeisung entwickelt. Heute wird der gesamte Strom, den die PV-Anlage produziert, in der Bäckerei verbraucht. Dafür haben wir eine 400-kW-Peak-Anlage aufs Dach gesetzt und einen Speicher für die Lastverschiebung installiert. Entstanden ist so ein schlüsselfertiges Projekt mit unseren Kernleistungen PV und Speicher sowie einem Energiemanagementsystem als Herzstück.



PV-Anlage der Filiale eines großen Einzelhandelsunternehmens, erstellt von Tauber-Solar.

Bilder: Tauber-Solar

INTERVIEW

2024 hat Tauber-Solar das Tochterunternehmen Tauber Energy ausgegründet. Welche strategischen Gründe gab es dafür?

ARNE WEINIG: Die Ausgründung erfolgte, nachdem wir schon vorher, seit 2022 etwa, intensiv untersucht hatten, wie Speicherlösungen im Bereich Gewerbe- und Industriekunden aber auch Großspeicher aussehen können. Dafür untersuchten wir auch andere Speicherprinzipien wie Wärme, Druckluft oder Wasserstoff. Der batterieelektrische Speicher stach jedoch in seiner Marktdynamik heraus – auch aufgrund der möglichen Teilnahme an Regelmärkten oder der netzübergreifenden Einbindung in Gesamtkonzepte. Die Motivation der Ausgründung war, uns mit der Einheit deutlich stärker auf Großspeicher im Bereich ab 10MW zu fokussieren. In Vorbereitung der Ausgründung haben wir auch ein Rechteportfolio aufgebaut und ein Entwickler- beziehungsweise Ingenieurteam übernommen und uns damit das nötige Know-how verschafft.

Für welche Leistungen steht heute Tauber Energy?

ARNE WEINIG: Das Leistungsspektrum ist so aufgebaut, dass neben Großspeichern auch PV-Freilandanlagen oder Co-Locations realisiert werden können. Aktuell besteht unser Geschäftsmodell darin, die Rechte von Projekten zu kaufen, die bereits einen gewissen Vorentwicklungsgrad haben, um dann die verbleibenden, oft schwierigsten Projektschritte selbst umzusetzen. Aktuell haben wir neun Projekte bis 63 MW Leistung und circa 3-h-Kapazität in der Realisierung. Tendenziell werden es Projekte mit noch höherer Leistung und Kapazität sein. So planen wir schon jetzt 4-h-Projekte. Schlussendlich sehen wir uns mit diesen Leistungen als Full-Service-Partner im Großspeicherbereich.

Welche Preisentwicklung beobachten Sie bei diesen Speichersystemen?

ARNE WEINIG: Während die Preise für batterieelektrische Speicher über längere Zeit deutlich zurückgegangen sind, haben sich im gleichen Zuge die Einsatzmöglichkei-

ten vervielfältigt. Unsere Speicher basieren auf Lithium-Eisenphosphat, kurz LFP. Hier erwarten wir, dass die Preise aufgrund der großen Produktionskapazitäten weiter fallen werden. Aktuell sind wir bei den Zellkosten bei circa einem Drittel der Kosten von vor zwei Jahren.

Das Vorhaben, Energiespeicherprojekte in Deutschland voranzutreiben, trifft auf ein anspruchsvolles Marktumfeld. Mit welchen Herausforderungen haben Sie sich vor allem auseinanderzusetzen?

ARNE WEINIG: Ein Begriff, mit dem die Presse die Situation sehr gut beschrieben hat, lautet ‚Speichertsunami‘. Das sagt eigentlich alles: Der Markt ist geprägt durch eine große Zahl an Wettbewerbern und Lösungen. Denn er ist hochattraktiv und war bisher durch niedrige Eintrittsbarrieren bei den Entwicklungskosten gekennzeichnet. Das ändert sich gerade: Auf der Baugenehmigungs- und Netzbetreiberseite wird zunehmend Kapital benötigt. Außerdem ist ein höheres Engineering-Know-how erforderlich – und das bei einer extrem hohen Marktggeschwindigkeit. Der Markt lebt von Treibern, die alle die Rentabilität eines Speichers beeinflussen. Damit wird auf der Investitionsseite ein Risikoverständnis erforderlich, das nicht jeder Marktteilnehmer besitzt. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die Netzbetreiber neue Leitplanken für Netzdienlichkeit einziehen werden. Stichworte sind hier die Einteilung in Regelzonen und das Etablieren regionaler, bedarfsgerechter Speichermärkte. Nicht zuletzt steht die Frage im Raum, wie Anreize für das Errichten von Speichern geschaffen werden, die sinnvoll für die Netzgestaltung sind. Wie ein solches Anreizsystem aussehen kann,

ARNE WEINIG:

„Mit unserem Leistungsspektrum betrachten wir stets die gesamte Wertschöpfungskette, bestehend aus Entwicklung, Bau, Service und Wartung sowie Investment.“



auch regional, wird derzeit heiß diskutiert. Die Verantwortung, hier eine konstruktive Lösung zu finden, sehen wir insbesondere bei der Bundesnetzagentur.

Welche Entwicklungen sind aus Ihrer Sicht beim Netzbetrieb erforderlich?

ARNE WEINIG: Wie gesagt, auf der Makroebene eine Lösung zu finden, ist Aufgabe der Bundesnetzagentur. Zu einem ausgewogenen Mix der verschiedenen Energieträger gehört dann ein austarierter Netzausbau. Auf der Mikroebene haben wir – anders als viele europäische Nachbarn – nicht einen, sondern vier Übertragungsnetzbetreiber. Hier einen gemeinsamen Nenner zu finden ist eine riesige Herausforderung. Nichtsdestotrotz muss es das Ziel sein, gleiche Rahmenbedingungen für alle Marktteilnehmer zu schaffen. Bei den Speichern haben wir je nach Netzgebiet unterschiedliche Regelungen für Netzanschlussverträge. Es gibt auch viele rechtlich bedingte Risiken, die sofort in ein Investitionsrisiko münden können und Investoren zurückschrecken lassen. Im Moment ist es noch so, dass durch den

INTERVIEW



Großspeicher für Gewerbe und Industrie sind das Kerngeschäft von Tauber Energy.

hohen Zubau erneuerbarer Energien eine Überlastung im Netz und auf der Speicherseite ein Nachholeffekt zu beobachten ist. Der Markt wird sich jedoch ändern. Deshalb muss die Regulierung ein klares Bild zeichnen. Zu glauben, dass Investoren alle Risiken schlucken, halte ich für unrealistisch. Wir brauchen einen regulatorischen Rahmen, der auf der Netzseite klare Spielregeln schafft.

Sie haben von Investitionsrisiken gesprochen. Wie geht Tauber Energy bei der Finanzierung von Energiespeicherprojekten vor?

ARNE WEINIG: Anders als auf der Solarseite werden Projekte im Speicherbereich zunehmend kapitalintensiv. Tauber Energy befähigt sich über Investitionspartner, solche Projekte zu entwickeln oder Einzelinvestments vorzunehmen. Wie schon gesagt: Der Markt ist agil. Die Kapitalhürden werden höher. Um sie zu bewältigen, haben wir uns so aufgestellt, dass wir Grundinvestments selbst tätigen und darüber hinaus mit institutionellen Partnern zusammenarbeiten. Anders formuliert: Bis zu Mittelspannungsprojekten kommt die Finanzierung von uns. Darüber hinaus kooperieren wir mit großen Kapitalsammelstellen.

Anfang des Jahres hat Tauber-Solar das Deutschlandgeschäft von Encome Energy übernommen und damit die Dienstleistungen im Bereich Photovoltaik und Batteriespeicher nochmals gestärkt. Welche Strategie steckt dahinter?

ARNE WEINIG: Ich hatte eingangs erwähnt, dass Tauber-Solar vier Geschäftsbereiche unterhält. Hier gibt es allerdings noch un-

terschiedliche Geschwindigkeiten. Damit alle Bereiche möglichst optimal ineinander spielen, brauchen wir jedoch angegliche Geschwindigkeiten. Aus der Insolvenz von Encome Deutschland haben wir daher Anfang des Jahres Personal, Verträge und Betriebsmittel für den Bereich Service und Wartung übernommen. So haben wir den Bereich, den wir 2025 eigentlich mit organischem Wachstum weiterentwickeln wollten, auf diesem Weg vorangebracht.

Wie ist die Integration unternehmensrechtlich organisiert?

ARNE WEINIG: Um sich von Insolvenzrisiken abzugrenzen, haben wir die Akquise im

Rahmen eines Asset Deals vorgenommen. Bisher läuft der Bereich Service und Wartung ja unter Tauber-Solar. Das werden wir auch weiter ausbauen. Eine rechtliche Trennung ist im Moment aber nicht geplant.

Lassen Sie uns mit der letzten Frage noch einmal zu Tauber-Solar zurückkehren: Das Profil des Unternehmens wurde in jüngster Vergangenheit maßgeblich gestärkt. Können Sie über weitere Maßnahmen berichten, die kurz- und mittelfristig zu diesem Weg beitragen sollen?

ARNE WEINIG: Wieder mit Blick auf die vier Säulen unseres Portfolios und den hier beabsichtigten Gleichschritt, haben wir kürzlich ein Team von 15 Ingenieuren in den Bereich Gewerbe- und Industriekunden gewinnen können. Diese werden ab Q2 2026 großteils in einem neuen Standort in München tätig. Grundsätzlich werden wir das Geschäft in Deutschland rund um die Gewerbe- und Industrie über alle Bereiche ausbauen – von Großanlagen im PV- und Speicherbereich bis hin zum Energiemanagement.

Herr Weinig, vielen Dank für das Gespräch.

Das Leistungsspektrum von Tauber-Solar reicht heute bis hin zur Erstellung großer Carports.



Mit umfassender Datenauswertung zu mehr Transparenz

In Zeiten steigender Energiepreise ist ein effizientes Energiemanagement essenziell. Neue Softwarelösungen bieten eine umfassende Datenintegration und Anpassungsfähigkeit, um Unternehmen bei der Optimierung ihres Energieverbrauchs zu unterstützen. **VON PASCAL STEGEMANN**

Aktuell erhöhen sich die Energiepreise stetig, und es gibt immer neue gesetzliche Vorgaben, die einzuhalten sind. Daher kommt dem Energiemonitoring und -management eine entscheidende Rolle zu. Eine moderne Software für das Energiemanagement muss eine Vielzahl von Anforderungen erfüllen, um den komplexen Bedürfnissen der anwendenden Unternehmen gerecht zu werden. So erweist sich zunächst eine umfangreiche Datenintegration als wichtig. Die Software muss in der Lage sein, Daten aus verschiedenen Quellen wie Energiezählern oder anderen Messgeräten zu sammeln und zu analysieren. In den meisten Unternehmen generieren unterschiedliche Geräte zahlreiche Daten. Erst die Bündelung aller Informationen ermöglicht eine umfassende Überwachung und Optimierung des Energieverbrauchs.

Zu den wesentlichen Aspekten einer Energiemanagementlösung zählt auch die Benutzerfreundlichkeit. Eine intuitiv bedienbare Benutzeroberfläche vereinfacht die effektive Verwendung der Software, ohne dass umfangreiche Schulungen notwendig sind. Das steigert die Akzeptanz der Lösung im Unternehmen. Zu den zentralen Funktionen gehören außerdem die Skalierbarkeit und Flexibilität. Während die Software aufgrund dieser Skalierbarkeit mit den wachsenden Anforderungen des Unternehmens Schritt halten kann, ist Flexibilität für die Adaption des Energiemanagements an spezifische Bedürfnisse und Prozesse gefragt. Das schließt die Option ein, individuelle Dashboards und Berichte zu erstellen, die auf die Anforderungen des Unternehmens zugeschnitten sind. Insgesamt muss eine moderne Software für das Energiemanagement umfassend, benutzerfreundlich und anpassungsfähig sein, um die vielfältigen Anforderungen moderner Unternehmen erfüllen zu können.

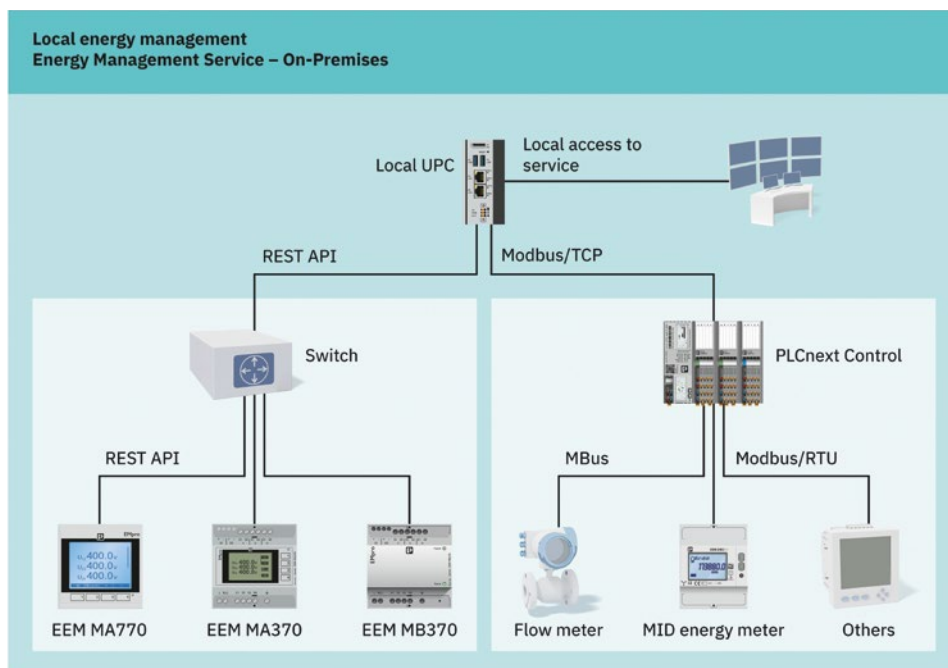
Kein Cloudzugang, keine weitere Hardware erforderlich

Empuron und Phoenix Contact haben im Rahmen einer strategischen Partnerschaft die Softwarelösung „Energy Management Service (EMS) – On-Premises“ für das Energiemanagement entwickelt. Die Kooperation vereint die Kenntnisse von Phoenix Contact in der Automatisierungstechnik und industriellen Kommunikation mit den langjährigen Erfahrungen von Empuron bei der Entwicklung von Energiemanagementsystemen. Die Funktionen und Einsatzbereiche der neuen Software orientieren sich an den Bedarfen und Wünschen der Nutzer. Damit erlaubt EMS – On-Premises die kontinuierliche Erfassung und Überwachung von Energiedaten. Ein Cloudzugang oder eine umfassende An-



Zum Betreiben eines Energiemanagements wird in den meisten Fällen Software verwendet, doch nicht alle Anwender wissen, worauf es hier ankommt.

Bilder: Phoenix Contact



Als einfachen Aufbau aus Energiemessgeräten bis zur Laufumgebung der Software bietet Phoenix Contact das Energiemanagementsystem als vorkonfiguriertes Paket an.

STRUKTURIERTER ANSATZ MIT ISO 50001

Die ISO 50001 unterstützt Unternehmen dabei, ihre Energieeffizienz systematisch zu verbessern und nachhaltige Energieeinsparungen zu erzielen. Dafür bietet die Norm einen strukturierten Ansatz zur Optimierung des Energieverbrauchs inklusive der kontinuierlichen Verbesserung durch regelmäßige Prüfung und Anpassung der Energieziele. Ein nach der ISO 50001 zertifiziertes Energiemanagementsystem hilft Unternehmen bei der Senkung der Energiekosten, Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und Einhaltung gesetzlicher Anforderungen. Die Implementierung der Norm im Unternehmen erfordert nicht explizit eine Energiemanagementsoftware. Die Verwendung einer solchen Software vereinfacht die Umsetzung jedoch erheblich. Allein die Bündelung der wichtigsten Kennzahlen und Verbraucher in ausführlichen und automatisierten Berichten stellt einen großen Schritt zur Zertifizierung gemäß ISO 50001 dar.

schaffung von Hardware sind nicht erforderlich. Eingesammelt werden nicht nur Daten zur elektrischen Energie, sondern auch zu Gasverbräuchen, Temperaturen und individuell festlegbaren Medien. Die Software bietet Analysetools, mit denen sich die Energiedaten umfassend auswerten und zu aussagekräftigen Berichten zusammenstellen lassen. Auf dieser Basis können Unternehmen fundierte Entscheidungen zur Energieeinsparung treffen. Dazu werden Kennzahlen ermittelt, mit den Zielen abgeglichen und neue Ziele abgeleitet. Die benutzerfreundliche Oberfläche ermöglicht eine einfache Be-

dienung und schnelle Einarbeitung. Die skalierbare Software lässt sich in kleinen ebenso wie in großen Unternehmen verwenden. Sie wächst mit den Anforderungen der Nutzer und bleibt stets effizient und leistungsfähig.

Automatische Erstellung der notwendigen Berichte

Ein zusätzlicher Vorteil von EMS – On-Premises liegt in der Förderfähigkeit gemäß ISO 50001. Die internationale Norm für Energiemanagementsysteme unterstützt Unternehmen dabei, ihre Energieeffizienz systematisch zu verbessern und nachhaltige Energieeinsparungen zu erzielen. Die Ausrichtung der Anlagen und Ziele an neuen Normen ist oft mit einem höheren administrativen Aufwand verbunden. Eine automatisierte Erstellung entsprechend ausgelegter Berichte erweist sich deshalb als arbeitserleichternde Funktion der neuen Energiemanagementsoftware. Die nachfolgenden Beispiele zeigen, wie mit EMS – On-Premises in verschiedenen Einsatzbereichen Einsparpotenziale aufgedeckt werden konnten.

Große, weitläufige Betriebe wie ein Betonwerk gelten häufig als Energiefresser. Betonmischer, Lastkräne und Heizeinrichtungen sollten hier genauso überwacht werden wie ein anliegender Bürotrakt. Durch die Installation von Energiemessgeräten an Betonmischern konnten Energieverbräuche verglichen und schwergängige, nicht korrekt gewartete Maschinen detektiert werden. Aus der Gegenüberstellung

Der Plan-do-check-act-Zyklus erweist sich für das Energiemanagement nach ISO 50001 als essenziell.





Eine anschauliche Aufbereitung von Energiedaten vereinfacht die Erkennung der wichtigsten Informationen auf einen Blick.

Nutzer sehen in der Regel nicht, wenn Strom unnötig verbraucht wird, beispielsweise an Wochenenden oder nachts.



der Heizperioden von gegossenen Betonfertigteilen ergab sich, dass bestimmte Teile aufgrund zu hoher Heizleistung deutlich vor dem Ausschalen ausgehärtet waren. Am einfachsten konnte der Energieverbrauch in den Hallen und Bürogebäuden optimiert werden. Nachts entstanden hier hohe Energieverbräuche durch Luftschleusen oder Beleuchtung mit 50 % Einsparpotenzial.

In einem automatisierten Fertigungsbetrieb wurden die Maschinen und Anlagen sowie die Hallenklimatechnik und -beleuchtung näher betrachtet. Neu eingeführte KPIs (Key Performance Indicator) wie der Energieverbrauch pro gefertigtem Artikel boten zusätzliche Auswertungsmöglichkeiten. Schlussendlich konnten so die Maschineneinstellungen optimiert und der Energieverbrauch um 13 % reduziert werden.

In der Solarindustrie liegt ein besonderes Augenmerk oft auf der Verbesserung des Eigenverbrauchs. Ausgehend von einer Analyse der Energieerzeugung durch eine PV-Anlage und den Verbräuchen eines Elektroauto-Ladeparks wurden beide Vorgänge synchronisiert. Der PV-Strom fließt jetzt zum großen Teil in den Ladepark und spart rund 24 % der Energiekosten ein.

Gute Entscheidungsgrundlage für Optimierungen

Oftmals wissen Unternehmen gut über ihre Energieverbräuche Bescheid. Details wie die Verbräuche einzelner Anlagen und Prozesse sind allerdings oft unbekannt. An dieser Stelle eröffnen einfache, kostengünstige Maßnahmen wie der Einsatz des EMS – On-Premises neue Einsparpotenziale auf der Grundlage von Auswertungen und anschaulichen Darstellungen. In Verbindung mit entsprechender Messtechnik schafft die Software Transparenz und eine gute Entscheidungsgrundlage für Optimierungsmaßnahmen.



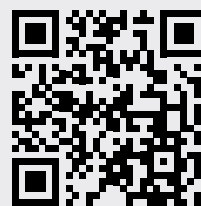
DER AUTOR
PASCAL STEGEMANN

ist Produktmanager Power Monitoring, Business Unit Power Supplies, bei Phoenix Contact.

NEWS LETTER

öffnen

AUGEN



Sichern Sie sich jetzt
Ihren monatlichen kostenfreien
Newsletter!

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

r.energy
ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG



Musterspeicher zeigt Aufbau und Betrieb des „KB.esave“

Im niedersächsischen Sulingen hat KB.energy einen Musterspeicher in Betrieb genommen. Interessierte können sich dort den Aufbau und den Betrieb eines Megawattspeichers, der speziell für die dynamischen Anforderungen des Stromhandels konzipiert wurde, live ansehen. Geschäftsführer Dirk Labudda beantwortet Fragen von r.energy zum KB.esave und dem neuen Musterspeicher. **VON MICHAEL HOBBOHM**

Herr Labudda, in Sulingen steht seit Kurzem ein auf den ersten Blick etwas unscheinbarer 40-ft-Container auf einem Firmengelände. Sieht man etwas genauer hin, erkennt man allerdings: Hier passiert etwas. Regelmäßig kommen Besucher auf das Gelände. Was hat es damit auf sich?

DIRK LABUDDA: Tatsächlich sieht man diesem Container von außen kaum an, was in seinem Inneren steckt. Hier arbeiten mehr als 1.500 Batteriezellen, die gemeinsam eine Leistung von 828 kW und eine Kapazität von mehr als 1.300 kWh bereitstellen. Er ist ein Muster unseres Hochleistungsbatteriespeichers KB.esave, das wir Ende August aufgestellt haben, um den Aufbau und Betrieb live zeigen zu können. Dabei handelt es sich um eine Demo-Anlage, die über einen Trader aber regulär am Stromhandel teilnimmt. In der Realität beginnen unsere Projekte bei 2,5 MW.

Was zeichnet den KB.esave aus, und was unterscheidet ihn von den Produkten Ihrer Mitbewerber?

DIRK LABUDDA: Zum einen setzen wir auf Lithium-Eisenphosphat-Zellen, sprich LiFe-PO₄, die thermisch nicht durchgehen können – ein wichtiger Punkt für die Sicherheit. Die Zellen sind speziell für stationäre Anwendungen entwickelt und werden permanent online überwacht. Jede einzelne ist austausch- und steuerbar. Außerdem bestehen alle weiteren Systemkomponenten wie Wechselrichtertechnik bis hin zu Netzschutzkomponenten aus Standardbauteilen der Industrie, die aus Deutschland stammen. Das bedeutet kurze Wege, hohe Qualität und langfristige Verfügbarkeit. Zum anderen ist der Speicher modular aufgebaut: Er lässt sich in stapelbaren Containern betreiben, skalieren und sowohl im Außenbereich als auch innerhalb

von Gebäuden einsetzen. Unser KB.esave wurde in Niedersachsen entwickelt und gebaut, explizit für die dynamischen Anforderungen des Stromhandels. Der Speicher benötigt aufgrund der Architektur und des Managements seiner Batterien keine Ruhephasen. So steht er dem Stromhandel fast immer zur Verfügung.

Wie funktioniert Stromtrading, und was macht den Speicher wirtschaftlich interessant?

DIRK LABUDDA: Über einen Trader handelt der KB.esave automatisch an der Strombörse. Er kauft Strom, wenn dieser günstig oder im Preis sogar negativ ist, und er verkauft ihn, sobald der Preis steigt. Das passiert je nach Markt teilweise im 15-min-Takt und für die Betreiber vollkommen automatisiert. Der Stromhandel ist also sehr dynamisch und die Preise volatil. Genau hier setzt der KB.esave an. Er nutzt die



DIRK LABUDDA:

„Der ‚KB.esave‘ ist für verschiedene Einsatzfelder konzipiert: als Stand-alone-Speicher, co-located zu Energieerzeugungsanlagen, zur Wertsteigerung von Gewerbeimmobilien und als Investitionsobjekt für Projektgesellschaften.“ Bilder: KB.energy

INTERVIEW

Marktsituation und erwirtschaftet Rendite für die Betreiber. Beim Stromtrading muss der Käufer auch physisch in der Lage sein, den Strom abzunehmen. Für den KB.esave ist das kein Problem, da er kaum Ruhephasen benötigt. Eine Restkapazität von 80 % nach zwanzig Jahren oder 10.000 Vollladezyklen wird vom Hersteller garantiert. Diese Garantie wird beispielsweise bei 2,5 Vollladezyklen pro Tag nach einer Nutzungsdauer von elf Jahren erreicht.

Der Musterspeicher ist eine Stand-alone-Anlage. Wo und von wem wird der KB.esave typischerweise eingesetzt?

DIRK LABUDDA: Der KB.esave ist für verschiedene Einsatzfelder konzipiert: als Stand-alone-Speicher, co-located zu Energieerzeugungsanlagen, zur Wertsteigerung von Gewerbeimmobilien und als Investitionsobjekt für Projektgesellschaften. Wirtschaftlich wird es ab einer Anschlussgröße von etwa 2,5 MW. Durch den modularen Aufbau lässt sich unser Hochleistungsbatteriespeicher allerdings beliebig erweitern. Wir bewegen uns aktuell in Projektgrößen zwischen 2,5 und 20 MW, auch größere Anlagen sind technisch problemlos möglich.

Sie haben erzählt, dass Interessenten den Speicher in Sulingen mehrmals in der Woche besichtigen. Können Sie sagen, was sie besonders interessiert?

DIRK LABUDDA: Das Interesse ist enorm, weil viele Akteure wie Projektentwickler, Landwirte, Industriebetriebe und Stadtwerke jetzt in Speichertechnologie investieren wollen. Auf der „ees Europe“ im Mai dieses Jahres hatten wir erfreulicherweise so viele Anfragen, dass wir uns entschieden haben, einen Demospeicher zu installieren. Uns ist wichtig, zu zeigen, wie Technik und Trading funktionieren, dass der KB.esave keine Black Box ist. Großspeicher sind heute schlüsselfertig und wirtschaftlich. Beides werden wir im Februar auf der „E-world“ in Essen demonstrieren.

Sie sprechen von einer schlüsselfertigen Lösung. Was bedeutet das für Ihre Kunden?

DIRK LABUDDA: Für uns bedeutet es, dass wir unsere Kunden durch den gesamten Projektprozess begleiten. Der beginnt bei der Bedarfsanalyse, führt über die Netzanfrage und hört bei der Inbetriebnahme nicht auf. Auch die Wartung ist Teil unseres 360°-Services. Unsere Erfahrung der vergangenen drei Jahre hat gezeigt, dass Hürden oftmals weniger bei der Technik als bei der Finanzierung oder dem Netzausbau liegen. Daher haben wir unseren Full-Service-Ansatz entwickelt, auch mit der Unterstützung bei Finanzierungs- und Versicherungsoptionen.

Wie geht es weiter? Welche Entwicklungen stehen als nächste an?

DIRK LABUDDA: Aktuell bauen wir eine neue Fertigungshalle, ebenfalls in Niedersachsen und quasi bei uns nebenan. Die nächste Generation unseres KB.esave wird eine höhere Kapazität haben, die Kosten pro Kilowattstunde werden weiter sinken. Wir sehen Batteriespeicher als Schlüsseltechnologie der Energiewende und wollen mit unserem KB.esave zeigen, dass sie – richtig eingesetzt – eine optimale Rendite erzielen.

Vielen Dank, Herr Labudda, für das Gespräch.



Der Hochleistungsbatteriespeicher im niedersächsischen Sulingen arbeitet mit mehr als 1.500 Batteriezellen, die eine Leistung von 828 kW und eine Kapazität von über 1.300 kWh bereitstellen.

TECHNISCHE DATEN DES MUSTERSPEICHERS

- 1536 Batteriezellen
- 1344 kWh Kapazität
- 828 kW Leistung
- 9 Wechselrichter
- Auslegung speziell für das Trading an der Strombörse

EE-Anlagen überwachen, bewerten und optimieren

Janitza verbessert mit einem umfassenden Leistungs- und Produktportfolio die Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit von Anlagen für erneuerbare Energien. Diese Anlagen reichen von der Dachinstallation bis zum industriellen Kraftwerk. Über das grundsätzliche Leistungsspektrum des Unternehmens sowie spezielle Produkte wie den Netzanalysator „UMG 604-PRO“ sprach r.energy mit dem Vertriebsleiter für Deutschland Matthias Wisch. **VON MICHAEL HOBBOHM**

Herr Wisch, das Leistungsspektrum von Janitza im Kontext der erneuerbaren Energien ist breit gefächert. Können Sie zuerst bitte einen Überblick geben?

MATTHIAS WISCH: Janitza bietet ein breites Portfolio an Hard- und Softwareprodukten für den Bereich der erneuerbaren Energien, aber auch für die konventionelle Energieerzeugung. Im Bereich der Erneuerbaren reichen diese Lösungen von der Solar- und Windenergie über die Geothermie bis hin zur Wasserkraft. Sie sichern den Betrieb der Anlagen zur Stromerzeugung, ermöglichen eine transparente Überwachung der Produktion und begegnen den aktuellen Herausforderungen bei der Energieversorgung. Janitza konzentriert in diesem Bereich sich auf die präzise Analyse der Spannungsqualität. Durch die kontinuierliche Überwachung der Netzgüte erkennen unsere Kunden Störungen frühzeitig und vermeiden ungeplante Ausfälle. Neu im Portfolio ist außerdem das Lastmanagement, mit dem wir Kunden zum Beispiel bei der Netzeinspeisung helfen. Zählt man das Energiemanagement und das Fehlerstrommanagement hinzu, sind es schlussendlich vier große Themen, mit denen wir unsere Kunden unterstützen.

Lassen Sie uns das Lastmanagement als neues Gebiet herausgreifen. Welche Vorteile ergeben sich aus dessen Nutzung für Betreiber, zum Beispiel von PV-Anlagen?

MATTHIAS WISCH: Zunächst analysieren wir gemeinsam mit dem Kunden die Ausgangssituation und definieren die passende Lösung. Sobald die individuelle Lösung als intelligentes Lastmanagement in Betrieb geht, steuert das Unternehmen gezielt seine Verbrauchsspitzen und senkt die Energiekosten. Gleichzeitig lassen sich

Schwankungen im Energiebedarf dauerhaft ausgleichen und das Stromnetz stabilisieren. Schlussendlich steuert das Unternehmen seine Energie intelligent und flexibel und reagiert damit optimal auf wechselnde Anforderungen. Entscheidend ist, dass alle Beteiligten die richtigen Messwerte, Daten und Berichte erhalten. Damit der Anlagenbetrieb reibungslos läuft und sie im Fehlerfall schnell reagieren können.

Beispiele sind das Salz in der Suppe. Können Sie ein jüngeres Projekt nennen, bei dem solche Ziele umgesetzt wurden?

MATTHIAS WISCH: Gern, nehmen wir die Photovoltaik. Hier haben wir kürzlich eine kombinierte PV-Anlage mit Eigenverbrauch und Einspeisung realisiert. Gefordert war auch eine Schnittstelle, über die der Kunde ins Netz einspeisen kann. Das Projekt endete mit einer spürbar verbesserten Lastsituation. Der Kunde profitierte von einer

engen Zusammenarbeit aller Gewerke und einer intensiven Begleitung während der Planung und Umsetzung.

Wenn Sie an weitere Projekte denken, welche Vorteile ergeben sich darüber hinaus, wenn sich Kunden für Janitza entscheiden?

MATTHIAS WISCH: In der Praxis zeigt sich häufig ein Spannungsfeld zwischen Kunde und Netzbetreiber. Einerseits muss die Verbrauchsanlage zuverlässig versorgt werden, andererseits findet eine Einspeisung ins Netz statt. Entscheidend ist, welche Daten der Netzbetreiber verlangt und in welcher Form er sie erhält. Manche Kunden möchten sich auch nicht im Detail mit Messanomalien beschäftigen. In solchen Fällen übernehmen wir die Interpretation der Daten und die Ursachenforschung. Ein weiterer Ansatz ist das Energiemanagement, mit dem wir zum Beispiel die Anlagenlaufzeit und Pro-

Den Netzanalysator „UMG 604-PRO“ hat Janitza gemeinsam mit Moeller Operations Engineering gemäß VDE-AR-N 4110 und 4120 zertifizieren lassen.
Bilder: Janitza



INTERVIEW

MATTHIAS WISCH:

„Im Bereich der erneuerbaren Energien unterstützen wir unsere Kunden schwerpunktmäßig bei der Bestimmung der Spannungsqualität sowie dem Energie-, Last- und Fehlerstrommanagement.“



zessführung hinterfragen. Mit einer ISO-50001-Zertifizierung arbeitet der Kunde nach einem systematischen Ansatz, der seine Energieeffizienz steigert, den Verbrauch reduziert und die Energieperformance verbessert. Dafür analysieren wir mit dem Kunden Energieflüsse, identifizieren Einsparpotenziale und setzen Effizienzmaßnahmen um – inklusive der Einhaltung gesetzlicher Vorgaben. Mit Blick auf die Spannungsqualität und den Netzbetreiber nehmen wir auch Waren- ausgangskontrollen vor. Oder wir bauen ein Fehlerstrommanagement auf, das Anlagenfehler systematisch behebt und die Ausfallsicherheit erhöht. Dabei sind wir völlig offen, ob es sich um eine PV-, Windkraft- oder Biomasseanlage handelt.

Lassen Sie uns die Windkraftanlagen herausgreifen. Wie unterstützen Sie hier Betreiber bei der Sicherstellung der Netzqualität und der Effizienzerhöhung?

MATTHIAS WISCH: Gemeinsam mit Moeller Operations Engineering haben wir unser UMG 604-PRO gemäß VDE-AR-N 4110 und 4120 zertifizieren lassen. Damit kann jeder Betreiber oder Errichter einer Erzeugungsanlage das Komponentenzertifikat direkt bei Janitza oder über das offizielle

ZEREZ-Register (Zentrales Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate) herunterladen. Das Zertifikat gilt nicht nur für neue Geräte – auch bestehende Messgeräte lassen sich durch ein Firmware-Update ab Version 5.030 entsprechend nachrüsten. Zusätzlich informieren wir unsere Kunden in Webinaren über diese einfache Retrofit-Möglichkeit. Mit dem Einbau des UMG 604-PRO erhält der Kunde außerdem eine integrierte Überwachung der Spannungsqualität. Diese lässt sich direkt über die Geräte-Homepage per Ampelstatus kontrollieren und bei Bedarf mit Alarmfunktionen versehen.

Für welche konkreten Szenarien hat Janitza das UMG 604-PRO entwickelt?

MATTHIAS WISCH: Das UMG 604-PRO ist ein Multifunktionsmessgerät, das die Spannungsqualität überwacht und ein ausführliches Energiemanagement ermöglicht. Das Gerät eignet sich als Transientenrekorder, Zähler, Oberschwingungsanalysator, Ereignisschreiber und Datensammler sowie zur Spitzenlastoptimierung und Zustandsüberwachung. Das UMG 604-PRO besitzt dafür zwei digitale Ein- und Ausgänge sowie einen Temperaturmesseingang. Eine Anbindung in die Kommunikationsstruk-

tur ist unter anderem durch die Ethernet-Schnittstelle und eine Vielzahl an IP-Protokollen möglich. Das UMG 604-PRO verfügt über ein Komponenten-Zertifikat, das in zahlreichen Anwendungen zum Einsatz kommt. Es eignet sich damit für ein breites Anwendungsspektrum des Energietechnikmarktes. Die erfassten Messwerte fließen direkt in die Netzvisualisierungssoftware „Gridvis“ ein.

Können Sie auf die Software gleich etwas näher eingehen?

MATTHIAS WISCH: Natürlich. Mit der Netzvisualisierungssoftware Gridvis lassen sich die Bereiche Energiemanagement, Spannungsqualität und Differenzstromüberwachung abdecken. Die Software zeigt Energieeinsparpotenziale auf, außerdem lassen sich mit ihr Betriebsmittelnutzungszeiten optimieren und Fertigungsausfälle frühzeitig erkennen. Smarte Funktionen unterstützen unsere Kunden zudem bei der Erfüllung von Normen, der Kennzahlbildung und der Messwertanalyse. Gridvis ist von der BAFA als förderfähige Energiemanagementsoftware eingestuft. Damit ist sie prädestiniert für den Aufbau normkonformer Energie-, Differenzstrom- und Spannungsqualitäts-Monitoringsysteme. Ab-

INTERVIEW



Mit dem Netzanalysator lässt sich auch die Spannungsqualität überwachen und ein ausführliches Energiemanagement durchführen.

hängig von Anforderungen der Nutzer stehen vier Editionen mit unterschiedlichem Funktionsumfang zur Verfügung.

Zurück zum UMG 604-PRO. Können Sie eine typische Anwendung aus der Windkraft schildern?

MATTHIAS WISCH: Aktuell stehen wir mit zahlreichen Anlagenbauern und Elektrikern in engem Austausch, da es viele Fragen im Zusammenhang mit den neuen VDE-Anwendungsregeln gibt. So unterstütze ich zum Beispiel einen Unternehmer, der Bürger-Windkraftanlagen errichtet und die Mittelspannungsanschlüsse inklusive Trafostationen liefert. Für den Elektriker ist das UMG 604-PRO dabei ein zentrales Werkzeug – es bietet neben der Spannungsqualitätsanalyse auch präzise Strom- und Spannungsmessungen sowie Energiemesswerte, die Betreiber für ihre Auswertungen nutzen können. Außerdem liefert das UMG 604-PRO in Einspeiseprojekten schnell Messwerte und ist Messwertumformer zum Beispiel für Frequenzdaten im 100-ms-Raster. Erforderlich sind diese für die vom Netzbetreiber vorgegebenen Regelungen im EZA-Regler der Wirk- und Blindleistung (P-Q-Regelung) sowie für die Blindleistungsregelung mit Spannungsbegrenzungsfunktion (Q-U-Regelung). Darüber hinaus ermöglicht das Gerät eine umfassende Spannungs-

qualitäts- und Energieüberwachung, die sowohl in Echtzeit als auch historisch für die Kunden relevant sind.

Welche Art von Geräten lassen sich an den Netzanalysator wie anbinden und wie kommunizieren diese Geräte miteinander?

MATTHIAS WISCH: Das UMG 604-PRO fungiert als Modbus-Gateway und verfügt über eine Ethernet- sowie eine RS485-Schnittstelle. Über Ethernet können bis zu vier Modbus/TCP- oder Modbus/UDP-Verbindungen parallel geöffnet werden. Über die RS485-Schnittstelle lassen sich bis zu 31 Modbus-Slave-Geräte anbinden, somit können über eine IP-Adresse bis zu 32 Messstellen bedient werden.

Können Sie bitte das Datenhandling beschreiben? Welche Möglichkeiten der Auswertung stehen zur Verfügung?

MATTHIAS WISCH: Beim Datenhandling hat der Kunde volle Flexibilität. Für Visualisierung, Analyse und Reporting bieten wir unsere Gridvis-Software in verschiedenen, wirtschaftlich optimierten Varianten an – so kann sich der Kunde gezielt auf die für ihn relevanten Daten konzentrieren. Für eine schnelle Auswertung steht zudem die integrierte Geräte-Homepage zur Verfügung, die direkt im Webbrowser genutzt werden kann. Typische Anwendungsfälle für das UMG 604-PRO sind die elekt-

rische Energie-Wareneingangskontrolle mit historischem und Live-Monitoring der Spannungsqualität über unsere Janitza-Apps sowie die Erfassung kundenspezifischer Ereignisse sowie Energie- und Leistungswerte.

Lassen Sie uns zuletzt noch etwas in die Zukunft blicken. Gibt es Entwicklungen oder gar konkrete Produkte, über die Sie schon berichten können?

MATTHIAS WISCH: Themen wie Spannungsqualität, schnelle Messwerterfassung und Konnektivität mit einfacher Datenauswertung werden künftig immer wichtiger. Deshalb werden wir in diesen Bereichen weitere Produkte und Softwarelösungen entwickeln und auf den Markt bringen. Gemeinsam mit unseren Solution-Partnern und der Abteilung Project Solutions begleiten wir unsere Kunden Schritt für Schritt. Janitza Project Solutions steht dabei für ein schlüsselfertiges und zukunftssicheres System – ein modulares Konzept, das Hardware, Software und Engineering vereint. Auf diese Weise entstehen ganzheitliche Lösungen in Energiemanagement, Automatisierung und Spannungsqualität – modular aufgebaut, skalierbar und exakt auf die Anforderungen unserer Kunden abgestimmt.

Herr Wisch, vielen Dank für das Gespräch.

Gründung von Windenergieanlagen

In Deutschland hat die Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor 2024 einen Anteil von 54,4 % erreicht.

Ihr Ausbau gilt als zentraler Bestandteil der deutschen Energiewende: Ziel ist es, bis zum Jahr 2050 einen Anteil von mindestens 80 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu erreichen. **VON DR.-ING. JÜRGEN VOGEL**

Der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Im Juli 2025 lag der Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland bei rund 65,5 %. Deutschland strebt bis 2035 eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien für Strom und Wärme an, was eine Abkehr von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Öl und Gas bedeutet. Der Ausbau erneuerbarer Energien soll nicht nur zur Reduzierung von Treibhausemissionen und Treibhausgasemissionen beitragen, sondern auch die Energiesicherheit und die Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffimporten (Erdöl, Erdgas) erhöhen.

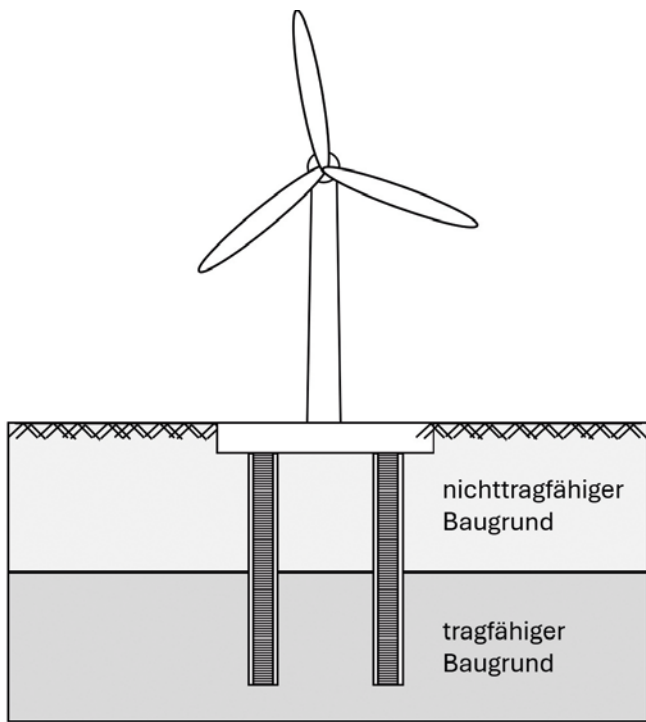
Niedersachsen als deutscher Windkraft-Meister

Windenergie ist sowohl an Land (Onshore) als auch auf See (Offshore) ein wichtiger Energieträger. Aktuell gibt es in der deutschen Nordsee circa 40 Windparks mit mehr als 4.500 Windenergieanlagen, die zusammen eine Kapazität von über 10 GW haben. Bei den Bundesländern ist Niedersachsen Spitzenreiter bei der Windkraft: Hier stehen über 18 % aller Windräder Deutschlands. Mit 10 GW können grob dreißig Millionen Haushalte versorgt werden, geht man von einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 3.500 kWh pro Haushalt aus. Allein 2024 wurden in Norddeutschland 745 Windener-

gieanlagen mit mehr als 3.560 MW Leistung errichtet. Der Großteil der Anlagen entstand im Norden und Nordwesten. Mit 131 neuen Anlagen konnte Niedersachsen seinen Spitzenplatz als deutscher Windkraft-Meister behaupten. 2023 wurden in Niedersachsen 50,8 TWh Strom durch Wind, Sonne oder Biogas erzeugt. Damit deckte das Bundesland 2023 100,6 % des eigenen Strombedarfs ab. Niedersachsen verfügte Ende 2023 über rund 12,5 GW installierte Windenergieleistung an Land und produzierte in dem Jahr so viel Energie aus Wind, wie kein anderes Bundesland. Niedersachsen trägt derzeit 20,6 % Prozent zu der bundesweit installierten Stromleistung bei.

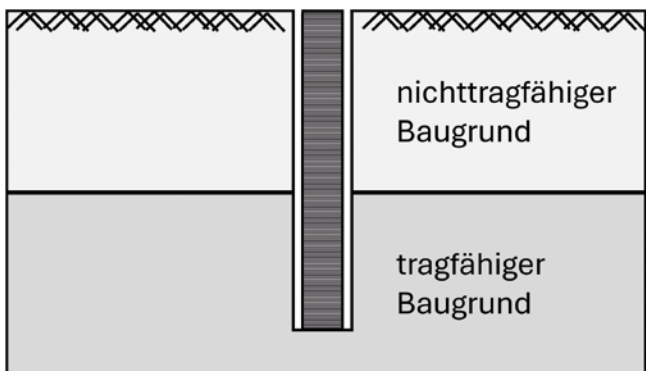


Windenergieanlagen bei Schwanewede.
Bild: Jürgen Vogel



Imposante Maße

Windenergieanlagen können eine Gesamthöhe von bis zu 200 m und eine Nabenhöhe (Höhe des Turms) von bis zu 140 m er-



Prinzipskizze eines bewehrten Bohrpfahls.

Bild: Jürgen Vogel

reichen. Der Rotordurchmesser kann bis zu 100 m betragen. Damit ein Windkraftwerk sicher steht, ist ein Stahlbetonfundament erforderlich, das in der Regel einen Durchmesser von 20 bis 30 m und eine Tiefe beziehungsweise Dicke von bis zu 4 m hat. Wegen vereinfachter Schalung sind die Stahlbetonfundamente von Windenergieanlagen für das Betonieren oft nicht kreisrund, sondern achteckig eingeschalt. Für ein Fundament einer Windenergieanlage werden circa 1300 m³ Frischbeton und 180 t Stahl verbaut. Insgesamt hat das Fundament einer Anlage ein Gewicht von bis zu 3.500 t.

Für die Gründung von Windenergieanlagen, die in der Nordsee stehen, sind Pfahlgründungen erforderlich, weil die Meeresböden wenig tragfähig sind. Für die Pfahlgründungen im Seewasser werden entweder Bohrpfähle mit relativ glattem Schaft oder meist Rammpfähle aus Stahl verwendet. Windenergieanlagen, die in Norddeutschland küstennah oder im Marschenland be-

trieben werden, stehen in der Regel in sehr wenig tragfähigen Klei- und Moorböden. Auch hier ist häufig eine Gründung der Windenergieanlagen auf Pfählen notwendig, auf denen dann Stahlbetonfundamente abgesetzt werden. Für die Gründung werden Bohrpfähle mit relativ glattem Schaft, Rammpfähle oder Schraubbohrpfähle verwendet.

Baugrunduntersuchungen und Drucksondierungen

Zur Bemessung von Pfahlgründungen sind Baugrunduntersuchungen mit Bohrungen und Drucksondierungen notwendig. Für den Vorentwurf einer Pfahlgründung werden in der Regel auf Grundlage von DIN 4014: 1990 die Ergebnisse von Probebelastungen verwendet, die bei anderen vergleichbaren Bauvorhaben durchgeführt wurden. Kennwerte für den Mantel- und den Spitzenwiderstand der Pfähle werden meist schon im Vorfeld aus den Pfahlprobebelastungen abgeleitet. Weil sich für den Baugrund im norddeutschen Raum für die sehr wenig tragfähigen Klei- und Moorböden keine Zuordnung zu Lockergestein oder zu Festgestein treffen lässt, sondern es sich im Wesentlichen um unterschiedlich starke Verwitterungsgrade der Böden handelt, ist eine Zuordnung zu den Tabellenwerten der DIN 4014 mit gewissen Unsicherheiten behaftet.

Der Entwurf, die Berechnung und die Ausführung von Bohrpfählen erfordern gründliche Kenntnisse der Bauart und große Erfahrungen. Es dürfen nur solche Unternehmen und Fachingenieure mit den Arbeiten betraut werden, die diese Voraussetzungen erfüllen und eine fachgerechte Planung und Ausführung sicherstellen. Als verantwortlicher Bauleiter des ausführenden Unternehmens darf nur derjenige bestimmt werden, der die Bauart und die Ausführung der Pfähle gründlich kennt. Die Arbeiten dürfen nur durch erfahrene Bohrmeister, die Bohrpfähle bereits mit Erfolg hergestellt haben, durchgeführt und beaufsichtigt werden. Die Unfallverhütungsvorschriften der gewerblichen Berufsgenossenschaften sind zu beachten.

Baustelleneinrichtung als großer Kostenfaktor

Zur Absicherung der Pfahltragfähigkeiten und zur Optimierung im Hinblick auf wirtschaftliche Pfahllängen werden meist Pfahlprobebelastungen geplant und durchgeführt. Grundsätzlich sollte dabei eine geeignete Messtechnik den Verlauf der Pfahlmantelreibung in den verschiedenen Bodenschichten sowie den Pfahlspitzendruck erfassen. So können die aus den Pfahlprobebelastungen abgeleiteten Bemessungswerte auf der Grundlage vorliegender Ergebnisse von Drucksondierungen auf den gesamten Bereich des Fundaments einer Windenergieanlage übertragen werden. Zur Ableitung der Kräfte in den Baugrund werden bei Pfahlprobebelastungen Reaktionspfähle vorgesehen, die mit Messinstrumenten instrumentiert werden, um die gewonnene Datenbasis zu erweitern.

Ein gewaltiger Kostenfaktor ist die Baustelleneinrichtung für eine Pfahlbaustelle. Bei Pfählen von 40 bis 60 cm Durchmesser ist diese mit circa 10.000 € zu kalkulieren. Der laufende Meter Pfahl schlägt mit etwa 200 € zu Buche. Großbohrpfähle mit 80 bis 120 cm Durchmesser erfordern deutlich größere und schwerere Bohrgeräte, die die Kosten für die Baustelleneinrichtung auf circa 13.000 bis 15.000 € erhöhen. Ein Großbohrpfahl selbst muss mit etwa 250 € pro laufendem Meter Pfahl kalkuliert werden. Deutlich günstiger können Sondervorfahren wie Rüttelstopfpfähle oder Schotterssäulen sein.



Bohrgerät von Porr, mit dem auch Bohrpfähle für Fundamente von Windenergieanlagen gesetzt werden. Bild: Porr

Bau von Umspannstationen

In Umspannstationen wird der von den Windenergieanlagen erzeugte Gleichstrom in Wechselstrom umgewandelt. Auch für diese Umspannstationen sind in der Regel Pfahlgründungen erforderlich. Weitere technische Herausforderungen und Kostenschwerpunkte bei der Netzanbindung eines Offshore-Windparks stellen die see-seitig zu errichtenden Konverter dar, die als Dreh- oder Gleichstromvarianten ausgelegt werden. Ein auf dem Meer errichtetes, auch als Seekonverter bezeichnetes Umspannwerk ist eine zwei- bis dreistöckige Plattform, die in der Drehstromausführung Abmessungen von circa 20 x 20 x 15 m aufweist. Offshore-Umspannstationen sind in der Gleichstromausführung mit etwa 40 x 18 x 23 m fast doppelt so groß wie Drehstrom-Trafos mit einem Gewicht von bis zu 500 t. Trafostationen stehen häufig in wenig tragfähigen organischen Böden. Anstelle von Pfahlgründungen werden häufig Sandpolster aufgeschüttet. Nach einer gewissen Zeitdauer, in der der unter dem Sandpolster liegende organische Boden entwässert und konsolidiert ist, wird die Sandaufschüttung entfernt und die Bodenplatte der Trafostation betoniert.

Für den Bau von Umspannstationen an Land sind etliche Schwertransporte notwendig. Die Lastkraftwagen mit ihren Transportaufliegern, die die Bauteile für die Umspannstationen transportieren, wiegen voll beladen bis zu 600 t. Aufgrund der extrem hohen Radlasten der Schwerlastkraftwagen sind besondere Anforderun-

gen an die Fahrbahnen erforderlich, die in der Regel nur für Lastkraftwagen mit einem zulässigen Gesamtgewicht bis zu 40 t ausgelegt sind.

Einsatz von Monopiles

Für die Gründung von Offshore-Windenergieanlagen werden seit einigen Jahren neben sogenannten Tripods auch Monopiles eingesetzt, die aus einem einzelnen zylindrischen Stahlpfehl bestehen, der in den Meeresboden gerammt wird. Das obere Ende des Pfahls ragt über die Wasseroberfläche hinaus und dient als Verbindungs-

element für die Windkraftanlage. Monopiles sind besonders in flachen Gewässern, aber auch in tieferen, eine beliebte Wahl und machen in der deutschen Nord- und Ostsee über 90 % der Fundamente für Offshore-Windparks aus. Monopiles haben typischerweise Durchmesser im Bereich von 5 bis 8 m, die Durchmesser können aber auch größer sein. Die tatsächlichen Durchmesser hängen von Faktoren wie der Wassertiefe, Anlagengröße und -höhe und Bodenbeschaffenheit ab. Der größte bisher gebaute Durchmesser eines Monopiles für Offshore-Windenergieanlagen beträgt 10 m. Laut Berichten der Offshore-Windindustrie haben Monopiles mit 10 m Durchmesser eine Länge von bis zu 107 m und können bis zu 2.000 t wiegen. Diese Dimensionen wurden unter anderem für den Windpark Moray West in Schottland verwendet. ■



DER AUTOR

DR.-ING. JÜRGEN VOGEL

ist emeritierter Professor für Geotechnik der HWK Hildesheim.

Bild: Vogel

Windräder, die auf Monopiles gegründet sind. Bild: RWE



Digitale Betriebsführung

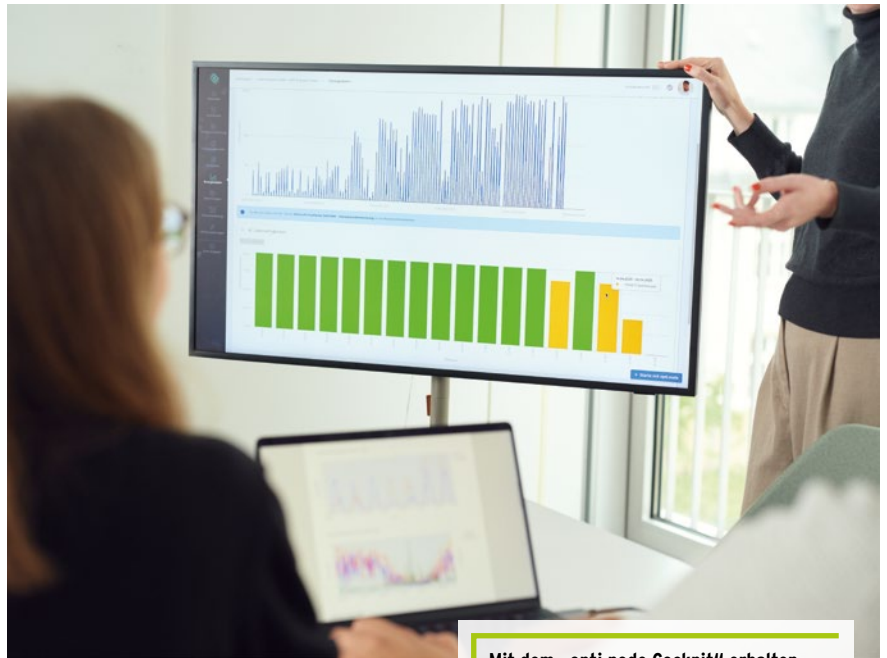
Viele Betreiber von Wind- und Solarparks verlieren Geld. Häufig unbemerkt, weil sie ihre Abrechnungen oft schlicht nicht prüfen können. Ursache ist ein systemisches Zusammenspiel aus intransparenten Abrechnungen, fragmentierten Datenquellen und wachsender Komplexität. **VON FALCO MEYER-HÜBNER**

Verstärkt wird diese Situation durch eine Informationsasymmetrie zwischen Direktvermarktern, Netzbetreibern und Anlagenbetreibern.

Letztere haben meist keinen Zugang zu den Daten, auf deren Basis ihre Erlöse berechnet werden. Die Folge: Betreiber und Betriebsführer können Unstimmigkeiten kaum nachvollziehen. Dazu zeigen Umfragen und Kundengespräche von node.energy ein klares Muster. Abrechnungsfehler, unerkannte Abregelungsverluste und verspätete Gutschriften sind die Regel, nicht die Ausnahme. Das Ergebnis: Den Anlagenbetreibern entgehen regelmäßig erhebliche Erlösanteile. Zudem berichten die meisten Betreiber von einem enormen Aufwand für „Excel“-Listen, Lastganguploads und manuelle Redispatchberechnungen. Mehr als die Hälfte kämpft zusätzlich mit der Beschaffung und Integration der eigenen Daten. Das Resultat: verzögerte Abrechnungen, fehlerhafte Mengen und unerkannte Erlösverluste, oft über Monate hinweg. In einem Markt, in dem jede Kilowattstunde an Wert verliert, wird das schnell existenziell.

Wenn Redispatch und Abregelung zur Renditefrage werden

Was früher eine Randnotiz war, ist heute ein zentraler betriebswirtschaftlicher Hebel: Redispatch- und Abregelungsprozesse



Mit dem „opti.node Cockpit“ erhalten Betreiber von Wind- und Solarparks Transparenz und Kontrolle zur Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen.

Bilder: node.energy

beeinflussen direkt die Erlösseite. Webinare von node.energy zeigen ebenso wie Diskussionen mit Betreibern, dass Eingriffe der Netzbetreiber längst zum Alltag gehören, nicht nur bei negativen Preisen, sondern zunehmend auch zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten. Das Problem: Viele Betreiber können ihre Redispatchmengen weder selbst überwachen noch plausibilisieren. Mischpreisabrechnungen und intransparente Methoden führen zu Mindererlösen, deren Ursachen im Dun-

keln bleiben. Besonders alarmierend: Im letzten Webinar von node.energy wussten 78 % der rund 250 Teilnehmenden nicht, dass Netzbetreiber künftig den Zugriff auf Einspeisezeitreihen einschränken wollen. Das verdeutlicht, wie groß die Informations- und Handlungslücke inzwischen ist.



Der Markt verändert sich und mit ihm die Spielregeln

Der Energieökonom Lion Hirth bringt es auf den Punkt: Mit jedem Prozentpunkt zusätzlichem Marktanteil sinkt der Marktwert von Wind um rund 1 %, von PV sogar um 4 %. Das ist kein zyklischer, sondern ein systemischer Effekt. Betreiber stehen damit sinkenden Marktwerten und steigenden operativen Risiken gegenüber. Um es deutlich zu machen: Jede unerkannte Abweichung oder fehlerhafte Abrechnung verlängert die Amortisation und senkt die Rendite.

Die Kundendaten von node.energy aus rund 14.000 deutschen Wind- und Solarparks zeigen: Abrechnungsfehler, manuelle Workflows und fehlende Schnittstellen sind die Regel. Netzbetreiber, Direktvermarkter und Messstellenbetreiber liefern Daten in verschiedenen Formaten, die sich auch noch ständig ändern. Dadurch fehlen Plausibilitätsprüfungen, Audit-Trails und Prozesssicherheit. Kurz gesagt: Die Betriebsführung steckt vielerorts im Excel-Zeitalter fest mit ganz realen Kostenfallen.

Was digitale Betriebsführung heute leisten muss

Eine zukunftsfähige Lösung muss heute weit mehr können als einfache Datenvisionalisierung. Sie muss:

- eine zentrale, konsistente Datenbasis schaffen,
- Energiemengen über die Marktkommunikation und offene Schnittstellen zu Drittsystemen automatisch beschaffen,
- Marktpreis- und Vermarktungssituation konsistent zusammenführen,
- Abweichungen automatisiert erkennen und kennzeichnen,
- auditfähige Workflows und Reports liefern, die Wirtschaftsprüfer und Behörden nachvollziehen können,
- in der Lage sein, auf die stetig wachsende energiewirtschaftliche Komplexität flexibel zu reagieren,
- vor allem technische und kaufmännische Betriebsführer, Buchhaltung und Asset Manager auf einer gemeinsamen Datenbasis zusammenbringen.

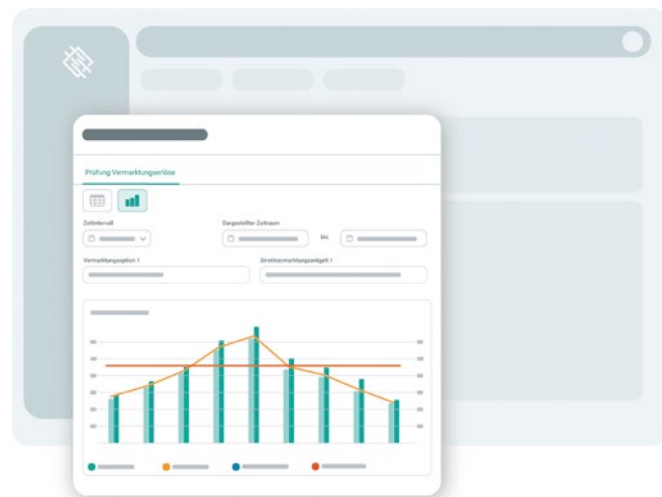
Aus Daten werden Entscheidungen

Hier setzt die Software „opti.node Cockpit“ an, die auf der Basis von Betreibererfahrungen entwickelt wurde, um Transparenz und Kontrolle zurückzugeben. Das System nutzt die von node.energy beschafften Daten, darunter Einspeisemengen aus der Marktkommunikation, Ausfallarbeit sowie



Das opti.node Cockpit bietet ein ausgefeiltes Erlösmonitoring für Wind- und Solarparks.

Für die präzise Erlösoptimierung und effiziente Rechnungsprüfung erhält der Nutzer eine detaillierte Übersicht seiner Vermarktungserlöse.



Preisinformationen von Epex Spot und Netztransparenz. Anhand dieser Daten und der individuellen Angaben des Kunden zu seinen Direktvermarktungsverträgen berechnet das opti.node Cockpit den Soll-Erlös, den Betrag also, der dem Betreiber zusteht. Dieser Wert kann direkt mit den Abrechnungen des Direktvermarkters und des Netzbetreibers verglichen werden. Treten Differenzen auf, kann der Betreiber fundiert in das Forderungsmanagement einsteigen, auf Basis derselben Daten, mit denen auch Direktvermarkter und Netzbetreiber arbeiten. Damit beendet das Cockpit die Informationsasymmetrie zwischen allen Beteiligten. Das Ergebnis: weniger Excel, weniger Unsicherheit, schnellere Entscheidungen und vor allem gesicherte Erlöse.

Was Betreiber jetzt tun sollten

Wer seine Erlöse sichern will, sollte den digitalen Wandel nicht vertagen und bereits heute mit dem opti.node Cockpit konkrete Schritte umsetzen:

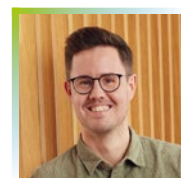
1. Sofort: Im opti.node Cockpit die Abrechnungen der letzten zwölf Monate automatisiert gegenprüfen. Die Software zeigt unmittelbar Abweichungen zwischen Soll- und Ist-Erlösen auf und offenbart potenzielle Fehlbeträge.

2. Kurzfristig (drei bis sechs Monate): Kontinuierliche Plausibilitätschecks etablieren, damit keine Abweichung mehr unerkannt bleibt.

3. Mittelfristig (sechs bis zwölf Monate): Alle Anlagen auf der Plattform konsolidieren, um eine zentrale Datenbasis als Single Source of Truth zu schaffen.

Fazit: Digitalisierung ist Renditesicherung

Betreiber verlieren heute systematisch Erlöse, nicht wegen fehlender Technologie, sondern durch fragmentierte Prozesse und manuelle Prüfungen. Redispatch, Abregelung und § 51 EEG erhöhen die Komplexität weiter. Die Lösung liegt in der Integration: Wer Daten, Abrechnung und Monitoring digital zusammenführt, macht Verluste sichtbar wie auch steuerbar. Das opti.node Cockpit verwandelt Unsichtbares in Handlungsfähigkeit und sichert, was die Energiewende weiter voranbringt: stabile, verlässliche Erlöse. ■



DER AUTOR

FALCO MEYER-HÜBNER

ist Experte für digitale Betriebsführung in Wind- und Solarparks bei node.energy.

KI und Kameras im Einsatz für den Vogelschutz

Der Bedarf an Strom aus erneuerbaren Energiequellen steigt kontinuierlich, und Windenergieanlagen sind ein wichtiger Pfeiler, um diesen Bedarf zu decken. Häufig befinden sich Windparks jedoch auf landwirtschaftlich genutzten Flächen, wo Aktivitäten wie Mahd, Ernte oder Pflügen lokale Vogelbestände aufschrecken können. Dann werden aktive Windräder für diese Vögel zum Kollisionsrisiko.

Um dieses Risiko zu senken sowie Windparks artenschutzkonform und möglichst effizient zu betreiben, müssen Windenergieanlagen während solcher Aktivitäten stillgelegt werden. Das Abschalten der Anlagen sowie dessen Dokumentation sind wesentliche Umweltauflagen, die ein Windpark erfüllen muss, um genehmigt zu werden. Das Unternehmen Fleximaus unterstützt Windparkbetreiber dabei, diese Abschaltungen zuverlässig und automatisch vorzunehmen, um den Aufwand für einen artenschutzkonformen Betrieb zu reduzieren, die Auflagen zu erfüllen und gleichzeitig

den Windpark so effizient wie möglich zu betreiben.

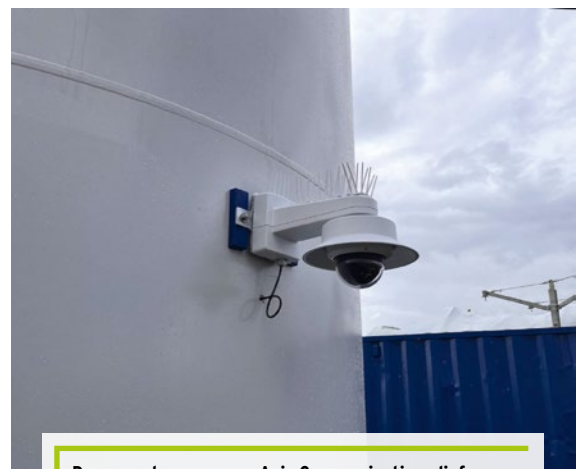
Schnell und gezielt reagieren

Zu diesem Zweck hat das Unternehmen die KI-gestützte Software „Flexibird“ entwickelt, die gleichermaßen in bestehende wie neue Windparks integriert werden kann. Die Software erfasst rund um die Windenergieanlagen landwirtschaftliche Aktivitäten wie fahrende, Vogelbestände aufscheuchende Traktoren, analysiert die Aufnahmen in Echtzeit und informiert einen zuvor definierten Personenkreis automatisch über relevante Aktivitäten. Diese Personen können dann schnell und gezielt reagieren, um bei Bedarf den Betrieb der Windenergieanlage zu stoppen.

Weil sich eine Abschaltung mit wenigen Klicks vornehmen und überwachen lässt, können Betreiber, Betriebsführer und Hersteller unnötige Aktivitäten und zeitaufwendige Kontrollen vermeiden. Zumal ein zuverlässiges Kommunikationssystem – die „Greenbox“ – die automatische Abschaltung der Windenergieanlagen während und nach einem Bewirtschaftungsereignis ermöglicht. Darüber hinaus ermittelt das System die aktuellen Umweltbedingungen wie Windgeschwindigkeit, Außentemperatur, Niederschlag oder Bedeckungsgrad, die sich dann mit den Abschaltungen zum Zwecke des Vogelschutzes verknüpfen lassen.

Einhaltung der Schutzbestimmungen dokumentieren

Die Videodaten für Flexibird liefern Panoramakameras von Axis Communica-



Panoramakameras von Axis Communications liefern die Videodaten für die Software.

tions. Ausgewählt wurden speziell die Kameras „Axis P3827-LVE-Dome“, um eine 360°-Sicht rund um die Anlagen zu gewährleisten und über einen langen Zeitraum hinweg zuverlässig Bildmaterial zu liefern. Die Installation der robusten, wetterfesten Netzwerkkameras erfolgt in einer Höhe von 80 bis 100 m an den Türmen, wobei jeweils zwei Kameras pro Turm verwendet werden.

Die von den Axis-Kameras erfassten und von Flexibird analysierten Bilddaten können von Windparkbetreibern nicht nur für eine effizientere Abschaltung ihrer Anlagen genutzt werden. Das System bietet auch verschiedene Betriebsmodi, die an die Bedingungen im jeweiligen Park angepasst werden können, und kann als Nachweis für die Einhaltung der Vogelschutzbestimmungen dienen. Die Lösung von Fleximaus wurde in enger Zusammenarbeit mit der SL-Service und Verwaltungs GmbH umgesetzt. Sie ist seit 2023 im deutschen Bundesnaturschutzgesetz gelistet und kann daher bundesweit in allen Windparks eingesetzt werden.



Mit „Flexibird“ hat Fleximaus eine KI-gestützte Software für den Vogelschutz in Windparks entwickelt. Bilder: Fleximaus

RWE

Energie, auf die man zählen kann. Jederzeit.

Mit erneuerbarer und flexibler Erzeugung sind wir bereit,
den wachsenden Energiebedarf zu decken.

Mehr dazu auf [rwe.com](https://www.rwe.com)



AgriPV-Vermarktung wirtschaftlich optimieren

AgriPV gilt als Hoffnungsträger für die nachhaltige Stromerzeugung im ländlichen Raum. Doch wirtschaftlicher Erfolg erfordert zunehmend mehr als nur gute Erträge auf dem Acker und dem Dach. Abregelungen bei negativen Strompreisen, fehlende EEG-Anreize und volatile Strompreise sorgen vielerorts für wirtschaftliche Unsicherheit. Gridparity setzt deshalb mit einem neuen Farmhub-Co-Location-Modell auf eine integrierte Lösung: Photovoltaik, Batteriespeicher und digitale Vermarktungsplattformen greifen dabei nahtlos ineinander.

Ein entscheidender Erfolgsfaktor bei AgriPV-Co-Location-Projekten ist, alle Leistungen aus einer Hand zu beziehen. Dies senkt Schnittstellenrisiken, beschleunigt die Projektentwicklung und stellt sicher, dass alle Systemkomponenten von Planung und Technik über Finanzierung bis zur Vermarktungsplattform aufeinander abgestimmt sind. Betreiber profitieren von durchgängiger Gewährleistung, festen Ansprechpartnern sowie nahtlos integrierten IT- und Datenflüssen. Zudem werden Fehlerquellen durch Koordinationsprobleme maßgeblich reduziert.

Wirtschaftlicher Druck erfordert neue Lösungen

Aktuell verschärft sich der Innovationsbedarf: Die fehlende EU-Zusage zur gezielten EEG-Förderung für AgriPV-Projekte bremst Investitionen. Gleichzeitig nehmen die Abregelungen durch Netzüberlastungen massiv zu – mit Ertragseinbußen von bis zu 30 %. Die Kombination aus stagnierenden Vergütungssätzen und wachsendem Flexibilitätsbedarf macht neue Geschäftsmodelle notwendig.

Co-Location-Modelle mit Batteriespeicher und Plattformvermarktung setzen genau hier an. Sie ermöglichen die gezielte Einspeisung in Zeiten hoher Nachfrage und Preise (Day-Ahead, Intraday), erschließen Regelleistungsmärkte und Flexibilitätsauktionen – und machen damit abgeregelten Strom wirtschaftlich nutzbar.

„Batterien sind der Türöffner für eine aktive, gewinnorientierte Marktteilnahme“, unterstreicht Dr. Erich Merkle, Vorstand von



DR. ERICH MERKLE,
GRÜNDER VON GRIDPARITY UND
ENTWICKLER DER ERSTEN
AGRIPV-DOPPELGLASMODULE:
„Die Verbindung von Technik, Plattform und Speicher schafft eine neue Qualität von Wirtschaftlichkeit – auch ohne zusätzliche EEG-Anreize.“



AgriPV gilt als Hoffnungsträger für die nachhaltige Stromerzeugung im ländlichen Raum. Bilder: Gridparity

Gridparity. „Mit der richtigen Technik und Anbindung können Betreiber nicht nur volatile Börsenpreise nutzen, sondern auch systemdienliche Leistungen erbringen – etwa Lastspitzen kappen oder Frequenzschwankungen ausgleichen.“

Daten als Schlüssel zur Plattformvermarktung

Professionelle Vermarktung verlangt belastbare Daten – strukturiert, in Echtzeit und automatisiert abrufbar. Dazu gehören unter anderem:

- **Echtzeitdaten:** Ladezustand (SoC), Ein-/Ausspeiseleistung, verfügbare Kapazität,
- **Prognosedaten:** PV-Erzeugungsprognose, Verbrauch am Standort, geplante Fahrpläne,
- **Betriebsdaten:** Zyklenzählung, Effizienz, Lebensdauer,
- **Marktdatenintegration:** Preissignale, Abrufe aus Regel- oder Flexibilitätsmärkten.

Ohne zertifiziertes Energiemanagementsystem (EMS) mit offenen Schnittstellen – zum Beispiel Modbus, Rest API, IEC 61850 oder Sunspec – ist eine Teilnahme an digitalen Strommärkten kaum umsetzbar.

Direktvermarktung allein reicht nicht mehr aus

Bei größeren AgriPV-Anlagen ist Direktvermarktung Standard. Doch die tatsächlichen Ertragschancen entstehen durch weiterführende Modelle:



Der wirtschaftliche Erfolg von AgriPV-Projekten erfordert mehr als nur gute Erträge auf dem Acker und durch die Solaranlage.

- **Arbitragehandel:** gezielte Einspeisung zu Preispeaks,
- **Regelenergievermarktung:** Bereitstellung von Leistungsreserven,
- **Netzdienstleistungen:** zum Beispiel Peak Shaving,
- **Flexibilitätsmärkte:** Teilnahme an lokalen Ausschreibungen.

Plattformanbieter bündeln Markt- und Technikzugang, doch die Unterschiede in Gebühren, Automatisierungstiefe und Performance sind erheblich. Laut Gridparity liegen marktübliche Mehrerlöse bei 2 bis 3 ct/kWh – innovative Anbieter mit KI-gestützter Steuerung erzielen teils deutlich mehr.

Worauf Betreiber achten sollten

Vor diesem Hintergrund lauten die Handlungsempfehlungen von Gridparity:

- 1. Auf transparente Konditionen achten**
Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von Gebührenstruktur, Schnittstellen, Erlösmodellen und Vertragsdetails ab. Zu achten ist auf nachvollziehbare Angebote, transparente Kommunikation und kompetente Beratung.
- 2. Standardisierte Technik nutzen**
Systeme mit offenen Protokollen und regelmäßigen Updates wählen – proprietäre Lösungen vermeiden.
- 3. Marktpformance regelmäßig prüfen**
Wöchentliche oder monatliche Reports

einfordern, Ergebnisse analysieren und gegebenenfalls nachverhandeln.

4. Know-how aufbauen

Teilnahme an Schulungen, Webinaren oder Branchenforen stärkt das Verständnis für dynamische Märkte. ■

Bei dem Co-Location-Modell von Gridparity greifen Photovoltaik, Batteriespeicher und digitale Vermarktungsplattformen eng ineinander.



Einfache Installation, smarte Nutzung

Die Einspeisevergütung für Solarstrom sinkt, wogegen die Belastung der Stromnetze durch überschüssige regenerative Energie steigt. Für Betreiber von PV-Anlagen wird es daher immer interessanter, den Eigenverbrauch zu erhöhen. Der neue Photovoltaikoptimierer „AD-PVO 6100 GT“ von Adamczewski stellt hierfür eine Lösung dar: Er macht überschüssige Solarenergie vor Ort nutzbar, indem er sie den elektrischen Verbrauchern zuteilt und so den Anteil des Eigenverbrauchs erhöht.

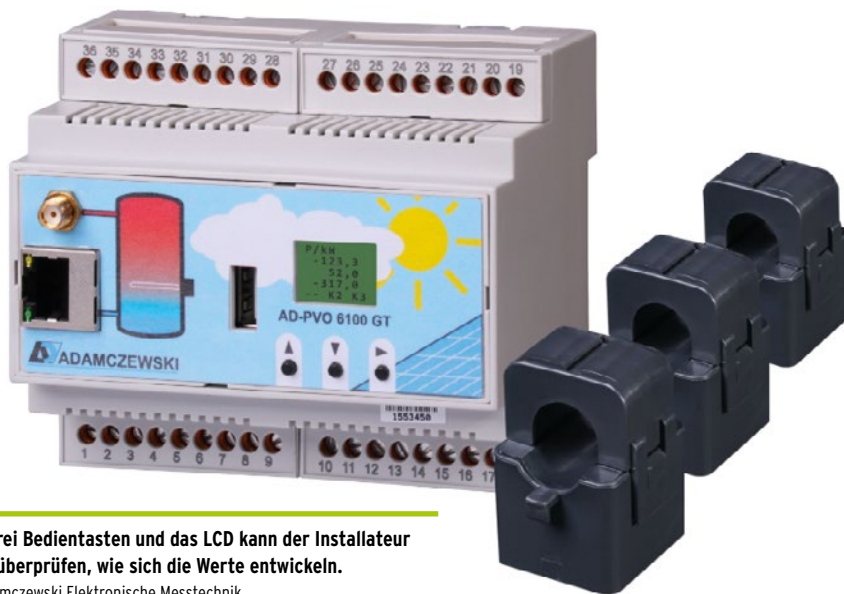
Laut der Bundesnetzagentur sinkt die Einspeisevergütung aufgrund der sogenannten Degression alle sechs Monate um 1 %. Für Anlagenbetreiber bedeutet das eine immer geringere Einspeisevergütung, wenn sie ihre Photovoltaikanlagen zu einem späteren Zeitpunkt in Betrieb nehmen. Auch ältere Bestandsanlagen fallen aus der hohen Einspeisevergütung heraus. So stellt sich die Frage nach einer cleveren Nutzung dieser überschüssigen Energie.

Mit der zunehmenden Verbreitung von Photovoltaikanlagen in Industrie und Privathaushalten steigt auch die Belastung der Stromnetze durch größer werdende Schwankungen im Stromangebot. An sonnigen Tagen kann es zu regelrechten Überschusswellen kommen, die das Netz stark beanspruchen und in Extremfällen sogar zu regionalen Ausfällen führen. Die Einspeisevergütung für Solarstrom wird kontinuierlich reduziert und könnte in naher Zukunft vollständig entfallen – ein



Während die Einspeisevergütung für Solarstrom sinkt, steigt die Belastung der Stromnetze durch überschüssige regenerative Energie. Für Betreiber von PV-Anlagen wird es daher immer wichtiger, den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Bild: Pixabay



Über drei Bedientasten und das LCD kann der Installateur direkt überprüfen, wie sich die Werte entwickeln.

Bild: Adamczewski Elektronische Messtechnik

Szenario, das viele Betreiber von Solaranlagen Kopfschmerzen verursacht. Warum also überschüssige Energie zu einer geringen Vergütung abgeben, wenn die eigene Unabhängigkeit vom Stromnetz wichtiger wird und der Eigenverbrauch rentabler ist?

Steuerung und Integration leicht gemacht

Der Photovoltaikoptimierer AD-PVO 6100 GT von Adamczewski Elektronische Messtechnik macht überschüssige Energie vor Ort nutzbar, indem er elektrische Verbraucher im Gebäude oder in der Produktionsstätte automatisch mit dieser Energie versorgt, statt sie ins öffentliche Netz einzuspeisen. Dank jahrelanger Erfahrung im Bereich elektronischer Messtechnik für die Industrie ist es dem Hersteller gelungen, ein vielseitiges Messgerät zu entwickeln, das sich von jedem Elektrofachmann leicht in bestehende Systeme einbinden lässt.

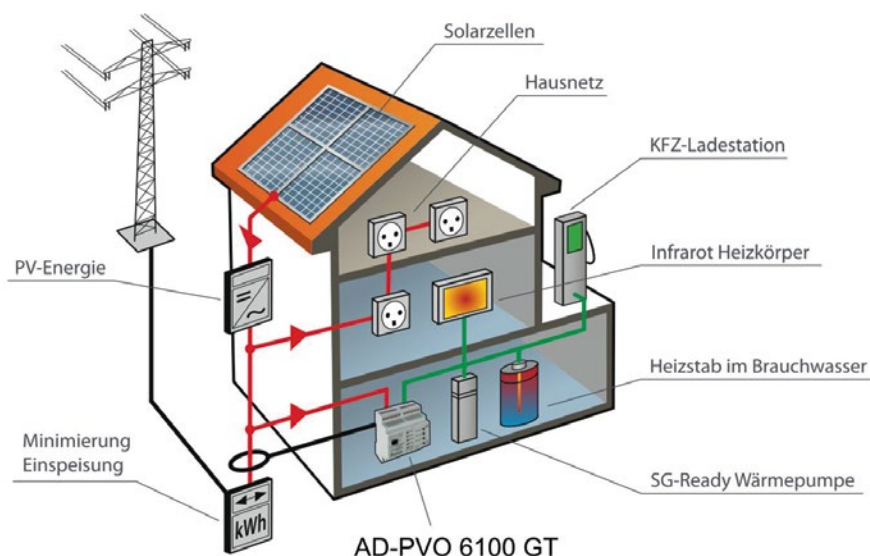
Die Installation erfolgt per Hutschienenmontage am Hauptanschluss des Gebäudes. Hier überwacht der Optimierer präzise die aktuelle Einspeiseleistung. Sobald diese einen voreingestellten Wert überschreitet, greift das System ein. „Mit Hilfe der Bedienelemente und des Displays am Optimierer kann der Installateur direkt überprüfen, wie sich die Werte entwickeln. Für die Parametrierung bei der Inbetriebnahme erhält dieser Zugriff auf die dazugehörige Weboberfläche, ohne sich ins Heimnetz einwählen zu müssen“, erläutert Moritz Alt, Geschäftsführer von Adamczewski Elektronische Messtechnik die Access-Point-Funktion. Über eine be-

nutzerfreundliche Weboberfläche lassen sich unterschiedlichste Parametrierungen und Anwendungsmöglichkeiten individuell festlegen.

Um die höchstmögliche Effizienz zu erreichen, kann der AD-PVO 6100 GT auch ins Heimnetz eingebunden werden. So können Anwender nach der Installation selber Einstellungen anpassen oder erweitern, um die überschüssige Energie möglichst optimal auszuschöpfen. Mit Sperrkontakten lässt sich eine Priorisierung der Verbraucher festlegen, die von der Überschussenergie

Die Installation durch einen Elektrofachmann erfolgt am Hauptanschluss des Gebäudes über eine Hutschienenmontage. Dort überwacht der Optimierer präzise die Einspeiseleistung.

Bild: Adamczewski Elektronische Messtechnik



profitieren sollen. „Elektrische Verbraucher – etwa Wärmepumpen, Heizstäbe oder Klimaanlage – werden automatisch aktiviert und entweder in Schaltstufen oder stufenlos entsprechend der verfügbaren Überschussleistung geregelt“, so Alt. Damit wird sichergestellt, dass möglichst wenig Energie ungenutzt bleibt und ins öffentliche Netz fließt.

Zukunftssicher mit vielseitigen Anschlussmöglichkeiten

Dank diverser Anschlussmöglichkeiten ist der kleine Optimierer darauf ausgelegt, mit modernen Energiemanagementsystemen zu arbeiten. Das Gerät verfügt unter anderem über RS485-, Ethernet-, WLAN- und USB-Anschlüsse. Letztere ermöglichen ein komfortables Datalogging, wenn beispielsweise der Verbrauch des Überschusses über einen bestimmten Zeitraum erfasst werden soll. Parameter, Messwerte und Ganglinien sind über die Weboberfläche für den Anwender zugänglich.

Der Optimierer steigert nicht nur die Eigenverbrauchsquote, sondern bietet auch Funktionen wie Temperaturmessung und die stufenlose Ansteuerung von Verbrauchern, was den effizienten Einsatz der erzeugten Solarenergie weiter verbessert. „Unser Optimierer kann als integraler Baustein langfristig dabei helfen, die Energiekosten durch einen höheren Eigenverbrauch zu senken und gleichzeitig eine größere Unabhängigkeit von externen Stromanbietern zu ermöglichen. Zudem wird das öffentliche Niederspannungsnetz entlastet, da weniger überschüssiger Strom eingespeist wird“, resümiert Alt.

Repowering älterer Photovoltaikanlagen

Immer mehr Photovoltaikanlagen in Baden-Württemberg sind älter als 20 Jahre. Die Module solcher Altanlagen auszutauschen, erhöht ihre Leistung und Wirtschaftlichkeit. Wann sich dieses Repowering lohnt, zeigt ein neues Faktenblatt, das sich an Kommunen, Gewerbe, Industrie und Privatpersonen wendet.

Das Faktenblatt klärt darüber auf, in welchen Fällen das Modernisieren von Photovoltaikanlagen wirtschaftlich sinnvoll ist und wie die rechtlichen Grundlagen aussehen. Das Dokument erstellt haben die KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) und das Solar Cluster Baden-Württemberg im Rahmen des Photovoltaik-Netzwerks Baden-Württemberg. Das zwölf Seiten umfassende Faktenblatt „Repowering von Photovoltaik-Anlagen“ ist kostenlos auf der Webseite des Photovoltaik-Netzwerks verfügbar: <https://www.photovoltaik-bw.de/themen/repowering-von-photovoltaik-anlagen>.

Unter Repowering versteht man den Austausch bestehender Module und weiterer Systemkomponenten einer PV-Anlage durch neue Elemente. Das Hauptziel besteht darin, die Effizienz und Leistungsfähigkeit der Anlagen zu verbessern, um die Energieausbeute zu erhöhen. Sinnvoll ist das für Anlagen, die länger als 20 Jahre in Betrieb sind. In welchen Fällen sich Repowering lohnt, zeigt das neue Faktenblatt anhand einer Fülle möglicher Szenarien samt Praxisbeispielen. Hier eine Auswahl:

Szenario 1: Die PV-Anlage ist aus der EEG-Förderung gefallen

Repowering lohnt sich beispielsweise bei PV-Anlagen, die nach 20 Jahren ausgedient sind. Vergangenes Jahr fielen in Baden-Württemberg 5.873 PV-Anlagen mit einer mittleren Leistung von 6,7 kWp und einer Gesamtleistung von 39 MWp aus der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung (EEG-Förderung). Das bedeutet, dass für diese Anlagen der EEG-Vergütungsanspruch erloschen ist. Laut EEG 2023 liegt die Vergütung für Anlagen bis 10 kWp Stand April 2025 bei 12,60 C/kWh bei Volleinspeisung. Bei Überschusseinspeisung sind es noch 7,94 C/kWh. Werden alte Ü20-Anlagen modernisiert, sind sie mit Neuanlagen gleichgesetzt und haben erneut 20 Jahre lang Anspruch auf diese Vergütung.

Szenario 2: Das Dach wird saniert

Repowering kann sich auch lohnen, wenn ohnehin eine Dachsanierung ansteht. Wer das plant, sollte vorab einen Blick auf die bestehende Photovoltaikanlage werfen. Denn das Austauschen von Modulen kann im Zuge der Dacharbeiten parallel

Werden Ü20-Anlagen modernisiert, sind sie mit Neuanlagen gleichgesetzt und haben erneut 20 Jahre lang Anspruch auf Vergütung

Bild: © New Africa/stock.adobe.com

durchgeführt werden. Das vermindert den Aufwand und die Kosten. Wichtig zu wissen: Wer sein Dach grundlegend saniert, muss mindestens 60 % der für Solarenergie geeigneten Dachfläche mit Photovoltaikmodulen ausstatten. Das regelt die Photovoltaik-Pflicht, die seit 2022 in Baden-Württemberg gilt.

Szenario 3: Vor-Ort-Stromverbrauch hat sich erhöht

Ein dritter Anwendungsfall für Repowering sind erhöhte Stromverbräuche: Im Laufe der Jahre können in Unternehmen und Kommunen, aber auch in Privathaushalten die Strombedarfe gestiegen sein. Tauscht man dann alte Module durch neue aus, kann sich die Leistung im besten Fall vervierfachen. So lässt sich auch ein erhöhter Stromverbrauch mit erneuerbarem Strom decken.

Die wirtschaftlichste Option ermitteln

Um zu ermitteln, ob Repowering die wirtschaftlichste Option ist, werden Einnahmen und Kosten gegenübergestellt. Hier unterstützen anschauliche Grafiken im Faktenblatt dabei, systematisch abzuwägen und keinen Posten zu vergessen. Schließlich können neben der Steigerung der Wirtschaftlichkeit weitere Faktoren für eine Modernisierung der Photovoltaikanlage sprechen: Moderne Komponenten vermeiden Ausfall- und Stillstandzeiten, Reparaturmaßnahmen werden reduziert. Und: Neu eingesetzte Komponenten haben eine neue Garantie.

Wer sein Dach grundlegend saniert, muss mindestens 60 % der für Solarenergie geeigneten Dachfläche mit Photovoltaikmodulen ausstatten.

Bild: © anatoliy_gleb/stock.adobe.com

Prüfstand zur Konditionierung von Elektrolyseuren

Unterschiedlichste Prozesse zur Regelung von Fluiden oder Gasen sind auf Ventile angewiesen – angefangen bei der Wasser- und Abwasseraufbereitung bis hin zu Wasserstoffanwendungen. Auch in vielen Prüfeinrichtungen sind sie unabdingbar, etwa in einem vollautomatisierten Prüfstand zur Konditionierung von Elektrolyseuren. Gefragt sind hier vor allem Korrosionsbeständigkeit, Dichtheit und Zuverlässigkeit. **VON BENJAMIN KRÜGER**



Prüfstand für Elektrolyseure.

Bild: Albert & Hummel

Grüner Wasserstoff, der durch Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien wie Sonne, Wasser und Wind hergestellt wird, gilt als einer der wichtigsten Bausteine für eine nachhaltige, klimaneutrale Energiewirtschaft. Hergestellt wird er unter anderem per PEM-Elektrolyse, bei dem ein Elektrolyseur Wasser mittels Strom in Wasserstoff und Sauerstoff aufspaltet. Eine Protonen-Austausch-Membran dient dabei als ionisch leitfähiges Medium zwischen Anode und Kathode. Vor der Inbetriebnahme müssen die Elektrolyseure in einem Prüfstand getestet und konditioniert werden. Weil ihre Membranen beim Betrieb einen bestimmten Feuchtegrad aufzuweisen haben, werden sie hierbei befeuchtet.

Sondermaschinenbau, Automation, Steuerungslösungen

Das Bamberger Unternehmen Albert & Hummel hat unlängst für einen Kunden

einen vollautomatischen Prüfstand für Elektrolyseure beziehungsweise deren Stacks entwickelt. Das Albert & Hummel gilt seit über dreißig Jahren als kompetenter Partner im Sondermaschinenbau sowie bei der Entwicklung individueller Automation- und Steuerungslösungen. Auch die Prüfung und Fertigung neuartiger Energie- und Antriebssysteme sind mittlerweile Schwerpunkt der Entwicklungsarbeit. Für die Optimierung der Leistung von Elektrolytmembranen am Prüfstand ist die richtige Befeuchtung von großer Bedeutung. Dafür wird Reinstwasser unter definierten Bedingungen durch den Elektrolyseurprüfstand geleitet. Unterschiedliche Volumenströme, Temperaturen und

Drücke sorgen dann für die gewünschte Konditionierung.

Projektumgebung stellt hohe Anforderungen

Während der Konditionierung wird das Reinstwasser auf unterschiedlichen Wegen durch den Prüfstand gepumpt. Ein Bypass-Regelsystem sorgt für den gewünschten Volumenstrom, über einen Wärmetauscher wird die notwendige Temperatur erreicht, für das Druckniveau sind Pumpen verantwortlich. Zahlreiche Ventile übernehmen das Befüllen und Entleeren der Rohrleitungen und schalten zwischen den verschiedenen Fließwegen des Reinstwassers um. Dabei gilt: Alle Komponenten des Prüfstandes haben hohe Anforderungen zu erfüllen. Die Ventile zum Beispiel müssen zuverlässig und schnell schalten, sich gut in die Steuerungsumgebung einbinden lassen und dürfen bei Kontakt mit dem entmineralisierten Wasser nicht korrodieren.

Bei der Entwicklung des Prüfstandes kam erschwerend hinzu, dass sich immer wieder Änderungen bei der Spezifikation der Ventile ergaben. In Bürkert Fluid Control Systems fanden die Bamberger Sondermaschinenbauer jedoch einen kompetenten Partner, mit dem die Zusammenarbeit auch

in einer solch agilen Projektumgebung funktionierte. Versprochenes wurde in kurzer Zeit realisiert, Lieferfristen wurden eingehalten



Die Magnetventile sind druck- und leckagesicher und tragen damit zur zuverlässigen, möglichst druckverlustfreien Funktion des Prüfstands bei.

Bild: Bürkert Fluid Control Systems



Die Prozessregelventile mit „Element“-Steuerkopf im Prüfstand kommunizieren mit der übergeordneten Steuerung über klassische Analogsignale. Bild: Albert & Hummel

und die Fluidikspezialisten unterstützten jederzeit, wenn es galt, eine passende Lösung zu finden.

Ventile für zuverlässiges, schnelles Schalten

Heute sind am neuen Elektrolyseurprüfstand vier Prozessregelventile mit „Element“-Steuerkopf eingesetzt (Typ „8802“), zehn On/Off-Prozessventile (Typ „8801“) sowie zahlreiche Magnetventile der Typen „6240“ beziehungsweise „6027“. Sie sind für den Druckbereich PN 25 ausgelegt und bestehen aus korrosionsbeständigem V4-Edelstahl. Ihre Dichtungen eignen für Einsatz im Reinstwasser. Kunststoffventile, die ebenfalls keine Probleme mit VE-Wasser haben, kamen aufgrund des hohen Drucks nicht infrage.

Die Prozessregelventile im durchflussoptimierten Edelstahlgehäuse haben ihre Zuverlässigkeit schon in vielen Anwendungsbereichen unter schwierigen Einsatzbedingungen bewiesen, auch bei Wasserstoffapplikationen. Ihr Design erlaubt die einfache Integration von Automatisierungseinheiten in allen Ausbaustufen – von der elektrisch optischen Stellungsrückmeldung über die pneumatische Ansteuerung bis hin zur integrierten Feldbusschnittstelle. Die im Prüfstand eingesetzte Steuerkopfvariante kommuniziert mit der übergeordneten Steuerung über klassische Analogsignale. Hohe Lebensdauer und Dichtheit werden durch die bewährte selbstnachstellende Dachmanschetten-Spindelpackung erreicht. Das hochintegrierte System aus Ventil und Automatisierungseinheit überzeugt zudem

durch seine Kompaktheit, ein glattflächiges Design und integrierte Steuerluftkanäle.

Die Ventile, die am Prüfstand darüber hinaus eingesetzt sind, haben sich ebenfalls in vielen Anwendungen bewährt; sie sind druck- und leckagesicher und tragen damit zur zuverlässigen, möglichst druckverlustfreien Funktion des gesamten Prüfstands



Die Prozessregelventile im durchflussoptimierten Edelstahlgehäuse haben ihre Zuverlässigkeit in vielen, teils schwierigen Anwendungen unter Beweis gestellt.

Bild: Bürkert Fluid Control Systems

bei. Auch bei künftigen Projekten will Albert & Hummel wieder mit den Fluidikexperten zusammenarbeiten. Die Bamberger planen, weitere Prüfstände für unterschiedliche Branchen zu entwickeln, bei denen ebenfalls Fluide im Spiel sind. Hervorgehoben haben die Sondermaschinenbauer die gute Zusammenarbeit

und das breite Sortiment an Ventilen und Messtechnik des Fluidikspezialisten. ■



DER AUTOR
BENJAMIN KRÜGER

ist Account Manager Area Nord bei Bürkert Fluid Control Systems.

Bild: Bürkert Fluid Control Systems

KUNSTSTOFF IST
LANGELEBIG.

**GUTES
WISSEN
AUCH!**



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

**PLASTX
NOW**

PLASTVERARBEITER

**WIN
VERLAG**

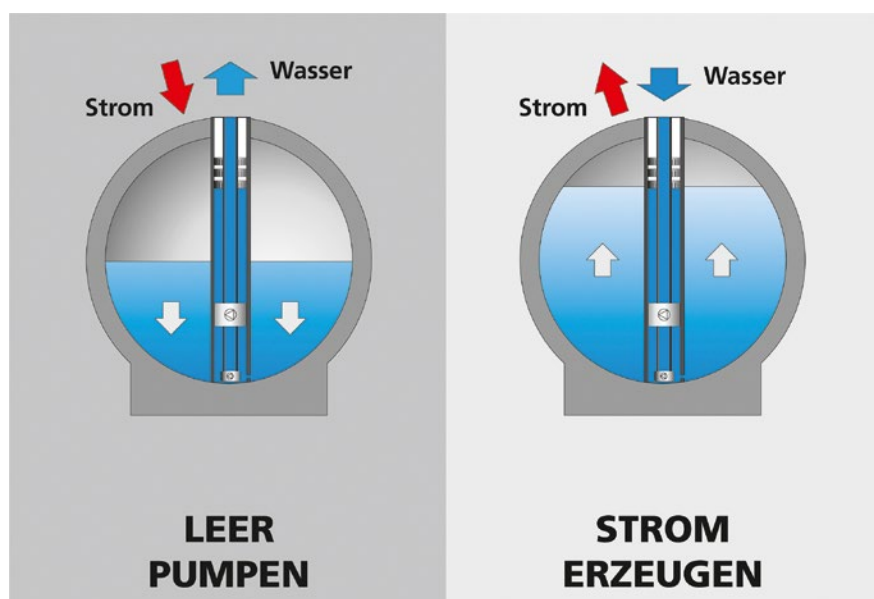
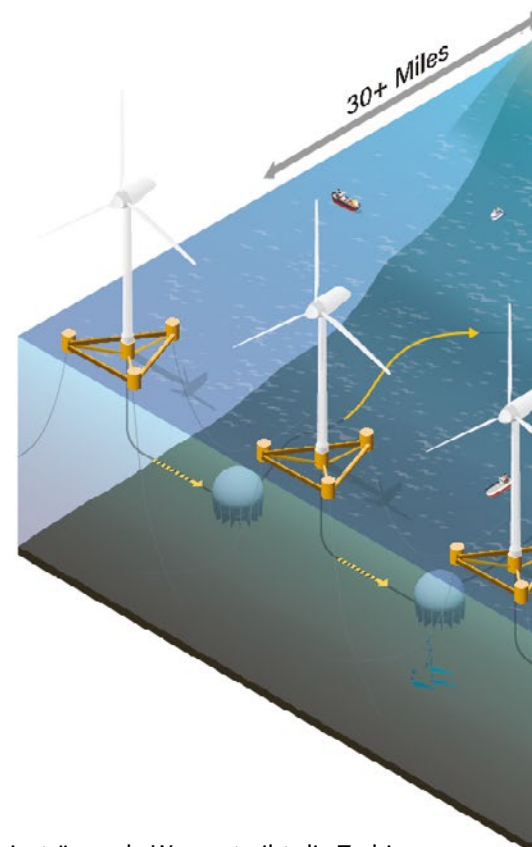
Energie unter Wasser speichern

Das System „Stensea“ überträgt das Funktionsprinzip der Pumpspeicherkraftwerke auf den Meeresboden. Eine Schlüsselkomponente bei dem innovativen Konzept zur Offshore-Speicherung großer Mengen elektrischer Energie sind die Unterwassermotorpumpen von Pleuger Industries. Bei deren Einsatz regelt ein rückspeisefähiger Frequenzumrichter „ACS880-17“ von ABB die Stromerzeugung und den Pumpbetrieb.

Das Fraunhofer Institut für Energie-wirtschaft und Energiesystem-technik IEE hat einen Unterwasserenergiespeicher entwickelt, der das Prinzip der Pumpspeicherkraftwerke auf den Meeresgrund überträgt. Windkraft wird dabei mit Wasserdruck in küstennahen Stromnetzen kombiniert. Herzstück des Systems Stensea (Stored energy in the sea) sind hohle Betonkugeln, die mit Tauchpumpen ausgestattet sind und in einer Tiefe von 600 bis 800 m auf dem Meeresboden platziert werden. Diese Kugeln dienen als Energiespeicher. Eine große Meerestiefe ist dabei entscheidend, weil der hohe Druck in dieser Tiefe eine effiziente Energiespeicherung ermöglicht. Die Technologie eignet sich daher besonders für Küstenregionen mit tiefen Gewässern wie Norwegen, Portugal, Brasilien, Japan oder die Ost- und Westküste der USA.

Vergleichbar mit Pumpspeicherkraft an Land

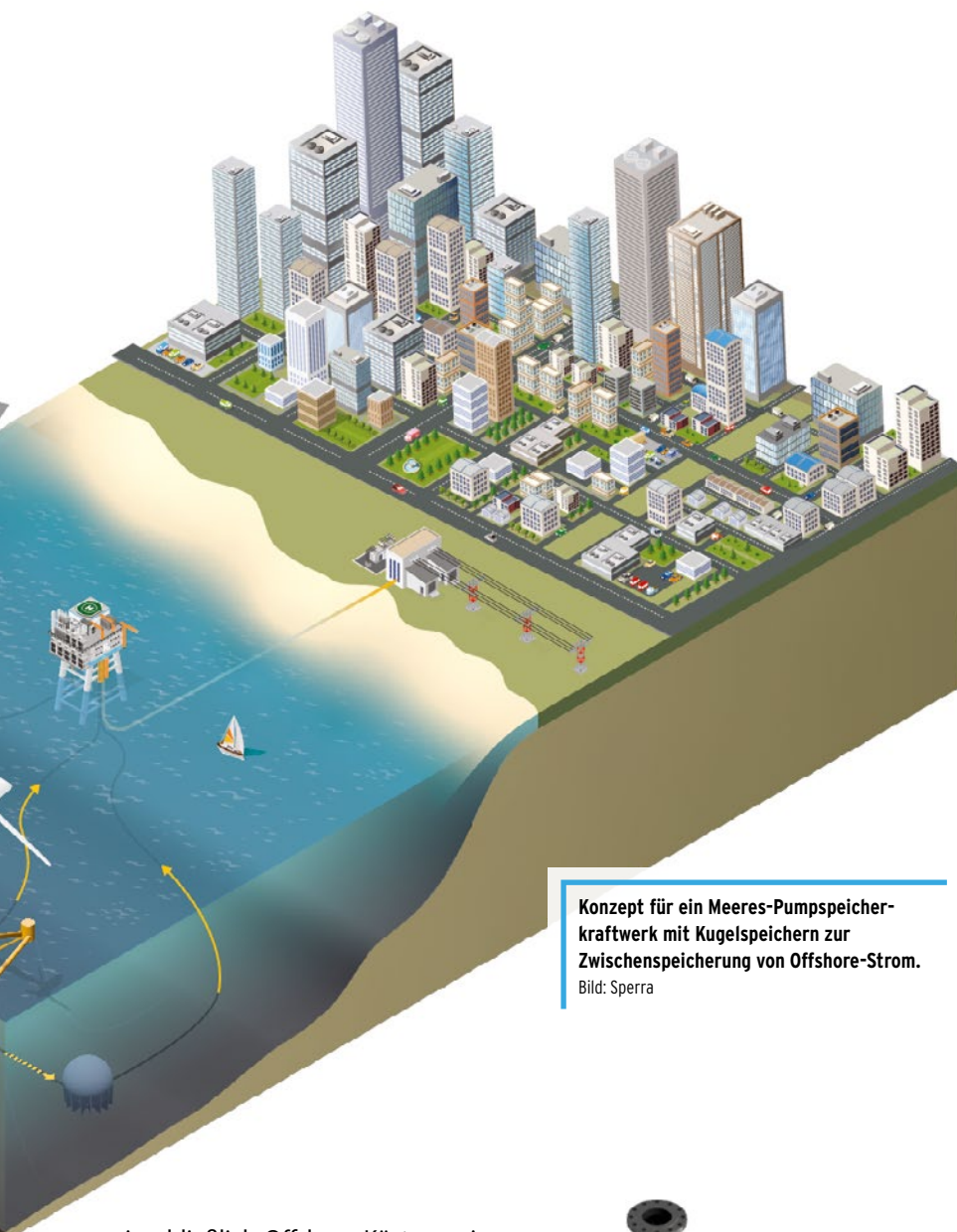
In einem aktuellen Projekt soll vor der kalifornischen Küste eine Betonkugel mit 9 m Durchmesser verankert werden. Auf ihrer Oberseite befindet sich eine Öffnung, in die eine Pumpenturbineneinheit integriert ist. Soll Energie gespeichert werden, pumpt die Unterwassermotorpumpe das Wasser gegen den Druck des umgebenden Wassers aus der Kugel. Dadurch entsteht im Inneren der Kugel ein Vakuum, wobei die Energie als potenzielle Energie gespeichert wird. Die Unterwassermotorpumpe wird dafür mit überschüssigem Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind oder Sonne betrieben. Steigt der Energiebedarf im Laufe des Tages, wird ein Ventil geöffnet und Wasser strömt in die Kugel hinein. Die integrierte Pumpe wird dadurch rückwärtslaufend als Turbine betrieben. Das



einströmende Wasser treibt die Turbine in der Pumpe an und wandelt die kinetische Energie des Wassers in Strom um, der in das Stromnetz eingespeist wird, um die Nachfrage in Spitzenzeiten zu decken.

Das Fraunhofer IEE arbeitet bei dem Projekt Stensea mit dem US-amerikanischen Start-up Spera zusammen, das sich auf den 3-D-Betondruck für Anwendungen im Bereich der erneuerbaren Energien spezialisiert hat. Zweiter Partner ist Pleuger Industries, Hersteller von Unterwassermotorpumpen, einer Schlüsselkomponente der Stensea-Kugelspeicher. Der Pumpenhersteller war von Anfang an am Projekt beteiligt und hat mit einer speziell entwickelten Unterwassermotorpumpe zur Entwicklung des ersten Prototyps beigetragen. Edris Faez, Team Leader Engineering (R&D) bei Pleuger, sagt: „Das System ist in hohem Maße skalierbar und kann in verschiedenen Unterwasserumgebungen auf der ganzen Welt eingesetzt werden,

Das Herzstück des Stensea-Systems sind hohle Betonkugeln, die mit Tauchpumpen ausgestattet wurden. Sie dienen als Energiespeicher und zur Stromerzeugung. Bild: Fraunhofer IEE



Konzept für ein Meeres-Pumpspeicher-
kraftwerk mit Kugelspeichern zur
Zwischenspeicherung von Offshore-Strom.

Bild: Sperra

einschließlich Offshore-Küstenregionen und tiefen künstlichen Seen wie gefluteten Tagebauen. Durch die Nutzung der vorhandenen Meerestiefe und des Drucks vermeidet das Stensea-System viele der geografischen und umweltbedingten Einschränkungen, denen herkömmliche Energiespeichertechnologien wie Batterien und Wasserkraft an Land ausgesetzt sind.“

In einem Feldversuch mit einer 3-m-Kugel im Bodensee haben Forschende des Fraunhofer IEE im Jahr 2016 zusammen mit Partnern bereits nachgewiesen, dass das Konzept funktioniert. Bei dem Test wurde die Machbarkeit im realen Betrieb an einem Modell im Maßstab 1:10 in rund 100 m Wassertiefe überprüft. Nach dem erfolgreichen Test im Bodensee wird jetzt das System in großer Wassertiefe unter Offshore-Bedingungen geprüft. Dazu wird das Projekt auf einen 9-m-Prototyp ausgeweitet, der 0,5 MW Strom in einer Tiefe von über 600 m erzeugen kann.



Die Unterwassermotor-
pumpe von Pleuger
Industries ist eine
Schlüsselkomponente der
Stensea-Kugelspeicher.

Bild: Pleuger Industries

Das nächste Ziel sind Kugeln mit 30 m Durchmesser.

Frequenzumrichter regelt Pump- und Generatorbetrieb

Ein rückspeisefähiges Single-Drive-Schrankgerät ACS880-17 von ABB mit einer Nennleistung von 710 kW regelt in dem Projekt die Pumpen-Motor-Einheit von Pleuger. Der Pumpenhersteller und ABB haben in den letzten Jahren einige Projekte im Bereich Unterwassermotorpumpen durchgeführt, darunter das Bodensee-Projekt. Damals wurde ein rückspeisefähiger Frequenzumrichter aus der „ACS800“-Serie genutzt. Aufgrund der Erfolge bei diesem Projekt, der guten Zusammenarbeit, der engen Betreuung in allen Projektphasen sowie der qualitativ hochwertigen Produkte entschied sich Pleuger bei dem aktuellen Stensea-Projekt erneut für ABB.

Der rückspeisefähige Frequenzumrichter arbeitet mit einer aktiven Einspeiseeinheit. Mit dem Vier-Quadranten-Antrieb kann über die Drehzahl und das Drehmoment die Richtung des Energieflusses geändert werden. Der ACS880-17 kann dadurch zum Regeln der Pumpe wie auch der Turbine im Generatorbetrieb eingesetzt werden. Über die Regelung der Drehzahl lässt sich die Leistung des Kugelspeichers anpassen. Für den optimalen Pump- und Turbinenbetrieb können verschiedene Drehzahlen gefahren werden.

Die aktive Einspeiseeinheit ermöglicht einen Energiefluss in zwei Richtungen. Das bedeutet, dass der Frequenzumrichter aus dem Netz Antriebsenergie für die Pumpe beziehen kann, um die mit Meerwasser gefüllte Betonkugel leer zu pumpen. Im Turbinenbetrieb kann er Strom in das Netz zurückspeisen, wenn das Meerwasser wieder in die Kugel zurückfließt.

Keine störenden Oberschwingungen

Dank der aktiven Einspeiseeinheit und eines integrierten Netzfilters erzeugt der ACS880-17 nur geringe Oberschwingungen. Das Gerät kann den Cosinus Phi der Grundschiwingung zur Optimierung der Blindleistung unter allen Lastbedingungen auf Eins regeln und erfüllt Oberschwingungsnormen wie IEEE519, IEC61000-3-12 und G5/4 in vollem Umfang. Verglichen mit konventionellen Frequenzumrichtern ist der Oberschwingungsgehalt um bis zu 97 % niedriger. Nichtlineare elektrische Verbraucher wie Frequenzumrichter ver-

ursachen Oberschwingungen, die zu unerwünschten Verzerrungen der Spannung und des Stroms in den Netzen führen. Die Oberschwingungen können andere Verbraucher wie Motoren, Transformatoren und weitere elektrische Einrichtungen übermäßig aufheizen. Das macht eine zusätzliche Kühlung erforderlich, sorgt für Energieverluste und kann schlimmstenfalls zu vorzeitigen Ausfällen führen.

Geringer Platzbedarf und optimierte Kosten

Der ACS880-17 wird auf einer schwimmenden Plattform installiert und über ein Kabel mit der Unterwassermotorpumpe verbunden. Zwischen dem Niederspannungsfrequenzumrichter und dem Mittelspannungsmotor ist ein Transformator geschaltet, der Mittelspannung in Niederspannung umwandelt und umgekehrt. Dank des niedrigen Oberwellengehalts des ACS880-17 kann auch der Transformator kleiner dimensioniert werden. Die kompaktere Größe des Frequenzumrichters und des Transformators spart Platz und Kosten im Elektroraum.

Der ACS880-17 bietet eine präzise Regelung des dynamischen Prozesses mit der Möglichkeit, jederzeit auf den Energiefluss Einfluss zu nehmen. Pleuger war eine Programmieroberfläche wichtig, mit der das System später erweitert werden kann beziehungsweise mit der sich weitere Funktionen nutzen lassen. Mit der integrierten adaptiven Programmierung des

ACS880-17 kann das Unternehmen ohne zusätzliche Programmierertools oder -sprachen das Gerät spezifisch an die Anwendung anpassen. Außerdem lässt sich mit dem neuen UCU-Control-Board die offene Softwareplattform „ABB Crealizer“ nutzen, um etwa latenzfreie Applikationen direkt im Antrieb mithilfe von Entwicklungsumgebungen wie „Matlab/Simulink“ oder der „C++“-Programmierung zu entwickeln.

Test vor der kalifornischen Küste

Als Standort des Unterwasserspeichers wurde ein küstennahes Gebiet vor Long Beach bei Los Angeles (USA) ausgewählt, wo das System spätestens Ende 2026 in Betrieb gehen soll. Faez betont: „Abgesehen von seinen technischen Fähigkeiten hat das Stensea-Projekt auch eine tiefgreifende Wirkung. Durch den Einsatz von Offshore-Energiespeichersystemen können wir viele der mit der herkömmlichen Pumpspeicherung verbundenen Probleme an Land vermeiden, zum Beispiel die Auswirkungen auf die Umwelt und Konflikte bei der Landnutzung. Diese Offshore-Lösung vermeidet auch die Abhängigkeit von kritischen Materialien, die für die Batteriespeicherung benötigt werden, und ist damit eine nachhaltigere Option für die Zukunft.“

Das weltweite Potenzial für unterseeische Pumpspeicherkraftwerke ist enorm. Mit einem geschätzten Nettopotenzial von 75 TWh allein in US-Gewässern könnte, die im Rahmen des Stensea-Projekts entwickelte Technologie das Speicherpotenzial von



Ein rückspeisefähiges Schrankgerät „ACS880-17“ von ABB regelt die Pumpen-Motor-Einheit von Pleuger.

Bild: ABB

Onshore-Systemen mit geschlossenem Kreislauf verdoppeln. Die Energie, die bei einmaligem Laden und Entladen einer 30-m-Kugel erzeugt wird, entspricht circa dem Jahresbedarf von zehn Haushalten in Deutschland. Die Leistung der Kugel ist in etwa vergleichbar mit der Leistung einer großen Windenergieanlage. Im Zuge des weltweiten Übergangs zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft sind solche Innovationen von entscheidender Bedeutung, um eine stabile und widerstandsfähige Energieversorgung zu gewährleisten. ■



In einem Feldversuch mit einer 3-m-Kugel im Bodensee wurde 2016 nachgewiesen, dass das neuartige Konzept funktioniert. Bild: Fraunhofer IEE

Innovative Stromrichtertechnik für grünen Wasserstoff

Das Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE hat das Projekt „Hyleit“ abgeschlossen, in dem eine neue Generation von Stromrichtern für Elektrolyseanlagen entwickelt wurde. Die Systeme ermöglichen eine kosteneffiziente, zuverlässige und netzdienliche Produktion von grünem Wasserstoff. Mit modularen, hocheffizienten Stromrichtern und echtzeitfähigen Simulationsmodellen können Elektrolyseure flexibel auf fluktuierende erneuerbare Energien reagieren.

Das Verbundprojekt „Hyleit – Kostenoptimierte Systemtechnik und Netzintegration von Systemen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff“ wurde vom Fraunhofer IEE koordiniert und im Rahmen des Leitprojekts H2Giga durchgeführt. Zusammen mit den Projektpartnern SMA Solar Technology, Infineon Technologies, der Technischen Universität Dresden und der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg wurden neuartige Technologien entwickelt, darunter die Verwendung von Siliziumkarbid-Leistungshalbleitern, die für die Anwendung in Elektrolysestromrichtern optimiert wurden. Diese Innovationen ermöglichen eine deutliche Verbesserung der DC-Stromqualität und erfüllen die neuen Netzanschlussrichtlinien für Elektrolyseure.

Zukunftsperspektiven der Stromrichterlösungen

Die Bedeutung des Projektes erstreckt sich über die industrielle Nutzung hinaus. Die entwickelten Technologien sind entscheidend für die Dekarbonisierung energieintensiver Prozesse in der Industrie sowie für die Anwendung in Mobilität und Verkehr, insbesondere im Schwerlastverkehr und in der Luftfahrt. Auf Basis der Projektergebnisse folgen weitere Entwicklungen zur Serienreife der Stromrichterlösungen. Ziel ist die breite Anwendung in industriellen Elektrolyseanlagen und die Integration in bestehende Netze mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. ■

Elektrolyseure leistungsfähiger betreiben

Hyleit entwickelte modulare Stromrichterlösungen, die durch hohen Wirkungsgrad, Langlebigkeit und reduzierte Kosten überzeugen. Optimierte Halbleiterbauelemente erlauben eine bessere Performance und kompaktere Bauformen, während echtzeitfähige Simulationsmodelle von Elektrolyse-Stacks und Netzsystemen eine praxisnahe Qualifizierung in Power-Hardware-in-the-loop-Umgebungen ermöglichen. Die Modelle simulieren alle relevanten dynamischen Prozesse und gestatten es, Elektrolyseure zuverlässiger, robuster und leistungsfähiger zu betreiben. Die Parameter für das elektrochemische Modell der Zelle lassen sich mit der im Projekt beschafften Messtechnik im Laborverbund des Fraunhofer IEE ermitteln. Dies ermöglicht die Simulation mikroskopischer Zustandsgrößen und ihrer Dynamik und damit die präzise Vorhersage makroskopischer Größen wie Spannung, Strom sowie Massen- und Wärme Flüsse über einen weiten Betriebsbereich. Die Netzintegration der Anlagen wurde gezielt adressiert: Die Systeme sorgen nicht nur für stabile Gleich- und Wechselstromqualität, sondern bieten auch Optionen für Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromnetzes. So können Elektrolyseure als flexible Netzkomponenten die Energiewende aktiv unterstützen.

Der Prototyp des netzdienlichen Elektrolysegleichrichters hat eine Leistung von 200 kW und eine gravimetrische Leistungsdichte von 2,1 kW/kg. Bild: Fraunhofer IEE



Energiekostenscan für mittelständische Unternehmen



Der „Energiekostenscan“ umfasst rund 50 Themenfelder im Bereich Energiekosten und Meldepflichten, von Netzentgeltreduzierung über Marktstammdatenregister und Konzessionsabgabe bis Anschlussoptimierung.

Bild: Gettyimages-942218138

Das BFE Institut für Energie und Umwelt hat für Unternehmen mit jährlichen Energiekosten von über 100.000 Euro den „Energiekostenscan“ entwickelt. Er bietet eine strukturierte, unabhängige und leicht verständliche Bewertung der individuellen energetischen Situation aus kaufmännischer Sicht sowie konkrete Empfehlungen und Aussagen zu Einsparpotenzialen und Meldepflichten. Im Hinblick auf hohe Energiekosten, volatile Energiemärkte und zunehmende Berichtspflichten sind viele mittelständische Unternehmen unsicher, ob sie im Energiebereich noch optimal aufgestellt sind. Mit dem Energiekostenscan erhalten sie so effizient und komfortabel wie möglich einen Überblick mit fachkundigen, anbieterneutralen Bewertungen und Empfehlungen. Das Tool umfasst rund 50 Themenfelder im Bereich Energiekosten und Meldepflichten, von Netzentgeltreduzierung über Marktstammdatenregister und Konzessionsabgabe bis Anschlussoptimierung. Nach einem Erstgespräch erhält der Kunde eine Übersicht über die erforderlichen Unterlagen und Daten. Sobald diese vorliegen, startet der Scan nach Einsparmöglichkeiten und Meldepflichten. Dabei fließen die Expertise und die langjährige Erfahrung aus tausenden umgesetzten Projekten von BFE mit ein. Als Ergebnis erhalten Unternehmen einen Bericht mit den individuell sinnvollen Ansatzpunkten für Einsparpotenziale sowie konkreten Angaben, wo und in welcher Form Handlungsbedarf besteht. Damit kann der Energiekostenscan erheblich dazu beitragen, dass Unternehmen ihren Energiebedarf aus kaufmännischer Sicht optimal decken und dass sie keinerlei Meldepflichten übersehen.

Robuste Getriebemotoren für Biogasanlagen

Rührwerke sind eine zentrale Komponente anaerober Vergärungsanlagen: Sie gewährleisten die kontinuierliche Durchmischung der Biomasse im Fermenter und fördern so die gleichmäßige, stabile Vergärung. Zur Anwendung in der Industrie hat Bonfiglioli dafür mit der Baureihe „300“ Getriebemotoren mit hoher Effizienz im Angebot. Entwickelt für Schwerlastanwendungen, vereinen die Motoren hohe Drehmomentdichte, mechanische Robustheit, Wartungsfreundlichkeit sowie ATEX-Zertifizierung. Diese Zertifizierung ist erforderlich für den Betrieb in explosionsgefährdeten Bereichen und macht die Getriebe besonders für kleine und mittlere Biogasanlagen interessant, wo die Linien häufig in einer Betriebsumgebung konzentriert sind. Die Planetengetriebetechnologie der Baureihe bietet Leistungen, die mit denen traditioneller Kegelschirnrädergetriebe vergleichbar sind – jedoch bei geringerem Gewicht, platzsparendem Layout und wettbewerbsfähigen Kosten. In einem nachhaltigeren Lebenszyklus führt dies zu einem attraktiven Preis-Leistungs-Verhältnis. Die Lösungen lassen sich an verschiedene Anlagenkonfigurationen anpassen, von kleinen landwirtschaftlichen Installationen zu großen kommunalen Anlagen. So kann ein breites Spektrum von Stab- oder Paddelrührwerken bis hin zu großen vertikalen Paddelrührwerken abgedeckt werden. Nicht zuletzt ist es mit den Getriebemotoren von Bonfiglioli möglich, Wartungsarbeiten am Rührwerk durchzuführen, ohne die gesamte Anlage stillzulegen. Anders als Tauchmotorrührwerke ermöglichen die Lösungen schnelle, leicht zugängliche Eingriffe, selbst in schwer erreichbaren Umgebungen.



Die Planetengetriebemotoren der Baureihe „300“ von Bonfiglioli zeichnen sich durch ein attraktives Preis-Leistungs-Verhältnis aus.

Bild: Bonfiglioli

Energiespeicher für Gewerbe- und Industrieanwendungen

Mit der Serie „C“ bringt Delta Electronics eine neue All-in-one-Energiespeicherlösung für gewerbliche und industrielle Anwendungen auf den Markt. Die Lösung integriert LFP-Batteriepacks, ein Power Conditioning System (PCS), ein Flüssigkühlsystem und eine Steuerungseinheit. Als Einzelschrankeinheiten mit den Kennwerten 125 kW und 261 kWh benötigen die Energiespeicher eine Stellfläche von weniger als 1,5 m². Im Netzbetrieb lassen sich bis zu zehn Energiespeicher zu einem System im MW-Bereich kombinieren. Durch das gabelstaplerfähige Skid-Design entfällt die Notwendigkeit komplexer Hebevorgänge und unterirdischer Kabelgräben, was die Installationszeit und die Arbeitskosten vor Ort begrenzt. Die C-Serie verfügt über ein Flüssigkühlsystem und ist mit Gasentlüftungsventilen für den Ein- und Auslass, LFP-314-Ah-Zellen, integrierten Hitze-, Rauch- und Gasetektoren sowie Aerosol-Feuerschutzsystemen ausgestattet. Herzstück der Serie ist das PCS, das mit fünf Batteriepacks, einem Flüssigkühlsystem und einer Steuereinheit verbunden ist. Der verbaute Steuerungscontroller vereinfacht die Gerätekoordination und ermöglicht eine flexible Standortplanung und einen effizienten Betrieb. Weil Routineaufgaben auf Schrankebene gesteuert werden, kann sich das zentrale EMS auf übergeordnete Strategien und KI-basierte Optimierungen konzentrieren. Transportfähig ausgelegt, wurde die C-Serie für die einfache Installation entwickelt. Ausgestattet ist die C-Serie zudem mit einem mehrstufigen Brandschutzsystem. Die Energiespeicher unterstützen mehrere Anwendungsmodi und lassen sich in EMS-Plattformen von Drittanbietern integrieren. Dabei kombiniert die C-Serie lange Lebensdauer mit hoher Energiedichte und erfüllt die Anforderungen der UL 9540A-Testmethodik, um die Brandschutz- und Bauvorschriften für Batteriespeichersysteme zu erfüllen.



Die Speicher der „C“-Serie bieten als einzelne Einheit auf 1,5 m² Stellfläche eine Leistung von 125 kW bei 261 kWh Kapazität. Bild: Delta Electronics

Solarwechselrichter für gewerbliche PV-Anlagen

Der „Sunny Tripower X 60“ ist ein neuer Solarwechselrichter, der nach EN50549 und VDE-AR-N 4105/4110 zertifiziert ist.

Bild: SMA



Mit dem „Sunny Tripower X 60“ bringt SMA einen neuen Solarwechselrichter auf den Markt, der speziell für die Anforderungen gewerblicher PV-Anlagen entwickelt wurde. Ob auf Dächern, Carports oder in Freiflächenprojekten: Überzeugen soll der Wechselrichter durch seine flexible Einsatzmöglichkeiten, einfache Installation und intelligente Systemintegration. Der Sunny Tripower X 60 liefert bis zu 60 kW Leistung bei 400 V AC und unterstützt Hochstrom- wie auch bifaziale PV-Module. Die werkzeuglose DC-Verkabelung, das Design zur Wandmontage (Gewicht des Wechselrichters: 50,5 kg) und die intuitive Inbetriebnahme über die „SMA 360°“-App erleichtern die Installation. Über „SMA Speedwire“ lässt sich der Wechselrichter nahtlos in bestehende Systeme integrieren – dazu gehören Speicherlösungen, Ladeinfrastruktur für E-Mobilität und Energiemanagement. Die integrierte System-Manager-Funktion ersetzt den „SMA Data Manager M2“ für bis zu fünf Wechselrichter und einen Energiezähler. Damit ist keine weitere Hardware notwendig. Zugleich wird die zentrale Steuerung und das Monitoring über das „Sunny Portal“ powered by ennexos ermöglicht. Funktionen wie „SMA Shadefix“, „I-V Generator Diagnose“ und „SMA Smart Connected“ unterstützen die ertragsorientierte Betriebsweise und vereinfachen Wartung und Monitoring. Zudem schützt „SMA Arcfix“ vor Lichtbögen, sorgt mit integrierter Fehlerstromüberwachung für zusätzliche Betriebssicherheit und entspricht in der Cybersicherheit dem Stand der Technik. Das Gerät ist nach EN50549 und VDE-AR-N 4105/4110 zertifiziert. Der Sunny Tripower X 60 ist ab sofort in der DACH-Region sowie Belgien, den Niederlanden, Frankreich, Spanien, Italien und Großbritannien bestellbar. Weitere Länder folgen Anfang 2026.

UNTERNEHMEN

A

ABB.....	19, 56
Adamszewski.....	51
Andritz	13

B

BFE.....	60
Big Battery Deutschland.....	12
Bonfiglioli	60
Bundesverband Geothermie.....	24
Bürkert	54

C

CDM Smith	10
-----------------	----

D

Delta.....	61
Dywidag	8

E

Econergy International	14
Egat	13
Enertrag.....	6
Envitec	8

F

Fenecon.....	9
Fleximaus	48
Fraunhofer IEE	56, 59
Fraunhofer IEG	27

G

Green flexibility	13
Green Hedge	14
Gridparity	50

H

Hagedorn Service	12
------------------------	----

I

IBC Solar	9
Intilion	10

J

Janitza	40
---------------	----

K

KB.energy	38
-----------------	----

M

Max Bögl Wind.....	8
--------------------	---

N

node.energy.....	46
------------------	----

P

Perowskit-Kompetenzcluster Baden-Württemberg.....	9
Phoenix Contact	35
PNE	15

R

ratiotherm.....	30
Rhebo	20
RWE	10

S

SMA	61
Solar Cluster Baden-Württemberg.....	53
Solaredge	14
Steag Igony Group	15

T

Tauber Energy	32
Tauber-Solar	32

U

Uniper Wärme	15
--------------------	----

V

Vogel.....	43
------------	----

Y

YKK Deutschland	14
-----------------------	----

W

Wheregroup	16
------------------	----

IMPRESSUM

Herausgeber und Geschäftsführer:

Matthias Bauer (Vorsitz), Dennis Hirthammer, Günter Schürger

r.energy im Internet:

www.r-energy.eu

So erreichen Sie die Redaktion:

Chefredaktion: Stefan Lenz (v.i.S.d.P.),

Tel.: +49 (89) 3866617-19, stefan.lenz@win-verlag.de

Redaktion:

Konstantin Pfliegl, konstantin.pfliegl@win-verlag.de,

Tel.: +49 (89) 3866617-18

Dr.-Ing. Michael Hobohm, michael.hobohm@win-verlag.de,

Tel.: +49 (89) 3866617-29

Mitarbeiter dieser Ausgabe:

Benjamin Krüger, Falco Meyer-Hübner, Pascal Stegemann, Nicolai

Sukup, Jürgen Vogel

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)

Abonentenservice und Vertrieb

Tel: +49 (89) 3866617 46

www.r-energy.eu/hilfe

oder eMail an

abovertreib@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,

Chiemgaustr. 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

Lph8 KONGRESS



**Zertifiziert durch
Architekten- und
Ingenieurkammern.
Sie erhalten mind.
8 Fortbildungs-
punkte.**

Bauprozesse optimieren

28. Januar 2026 in Würzburg

Wirtschaftlich und rechtssicher durch die Leistungsphase 8

Erleben Sie den ersten „Würzburger Lph 8-Tag“, eine innovative Veranstaltung speziell für Architektur- und Ingenieurbüros. In praxisbezogenen Vorträgen und einer begleitenden Fachausstellung entdecken Sie neue Lösungen rund um Honorar, Vertrag, Objektüberwachung und Baustellen-Organisation - verstärkt durch neueste Technologien wie KI.

Jetzt anmelden und Wissensvorsprung sichern:

www.Lph8-Kongress.de

Ein Kongress von:

IWW
INSTITUT

WIN
VERLAG

Erwerb von Windprojekten aller Größen und Entwicklungsstadien

Dank langjähriger Erfahrung in der Projektbewertung erstellen wir faire und fundierte Angebote. Ein persönlicher Ansprechpartner begleitet Sie während des gesamten Transaktionsprozesses, sodass schnelle Entscheidungen garantiert sind.

Sprechen Sie uns gern an.

Qualitas Energy Deutschland GmbH
info.berlin@qenergy.com

Sie sind an einer
kompetenten
Einschätzung über den
Wert Ihrer Anlagen
interessiert?



qualitasenergy.de

POWERING CHANGE.