

EMPOWER NET ZERO INDUSTRY energy

SEPTEMBER | 2026



WALLBOXEN, WÄRMEPUMPEN, BATTERIESPEICHER, PV UND CO.

DYNAMIK KONTROLLIEREN, STABILITÄT SICHERN

... mehr ab S. 8

WINDENERGIE

Lösungen und Trends in
der Windenergiebranche ab S. 16

SMART ENERGY

Wie intelligentes Energie- und
Lastmanagement funktioniert S. 38

SPEICHERTECHNOLOGIEN

Herausforderungen der
Speicherbranche ab S. 44

TITELBILD-SPONSOR: SMIGHT

 **WindEnergy
Hamburg**
The global on & offshore event

Co-Location: Volle Flexibilität mit einem Netzanschluss

Wir entwickeln individuelle Vermarktungsstrategien für Co-Location-Projekte mit maximaler Effizienz und attraktiven Erlösen



Flexible Vergütungsmodelle

Passend zu Ihrem Business Case und Ihrem Risikoprofil



Multi-Market-Ansatz

Teilnahme an allen Strommärkten



Netzanschluss optimal nutzen

Höhere Auslastung, ohne neuen Netzanschluss



Abregelung vermeiden

Erzeugung speichern statt verlieren



Besuchen Sie uns
auf der WindEnergy
Halle A1 | Stand 533



EnBW
Virtuelles Kraftwerk

Jetzt unverbindliches
Angebot erhalten:



EMPOWER

Net Zero Industry



Mehr Wettbewerbsfähigkeit beginnt mit dem richtigen Update

ENERGY weist der Industrie den Weg zu nachhaltigen, stabil verfügbaren und bezahlbaren Energielösungen – online, im E-Paper und auf unseren Kanälen LinkedIn @INDUSTR.com und YouTube @INDUSTRY.forward.

Holen Sie sich das Wichtigste direkt ins Postfach:
mit unseren Newslettern. Jetzt abonnieren unter industr.com/E40.



Bernhard Haluschak, Chefredakteur ENERGY: Unser Energiesystem verändert sich rasant. Immer mehr Strom stammt aus Wind und Sonne – und damit aus Quellen, die sich nicht nach unserem Verbrauch richten. Genau hier rücken Batteriespeicher ins Zentrum. Sie können Energie aufnehmen, wenn sie im Überfluss vorhanden ist, und innerhalb von Sekunden Leistung bereitstellen, wenn sie gebraucht wird. Für Industrie, Netze und Strommärkte wird diese Flexibilität immer wertvoller. Deshalb stelle ich heute die Frage:

WAS MACHT BATTERIESPEICHER KÜNFTIG SYSTEMRELEVANT?

Strom muss genau dann verfügbar sein, wenn er gebraucht wird. Diese scheinbar einfache Anforderung wird in einem Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung zunehmend anspruchsvoll. Wenn Wind und Sonne mehr Strom liefern als benötigt, entstehen Überschüsse. Fehlt die Erzeugung später, muss das System schnell reagieren. Batteriespeicher können diese Lücke schließen.

Doch ihre Rolle geht längst über das Speichern von Kilowattstunden hinaus. Moderne Batteriespeichersysteme werden zu hochdynamischen Flexibilitätsressourcen. Leistungselektronik, Batterie- und Energiemanagementsysteme entscheiden, ob ein Speicher lädt, entlädt oder Kapazität für den nächsten Einsatz vorhält. Damit verändert sich auch ihr wirtschaftlicher Wert. Peak Shaving, Eigenverbrauchsoptimierung, Intraday-Handel oder Regelernergie lassen sich miteinander kombinieren. Entscheidend ist nicht mehr nur, wie groß eine Batterie ist, sondern wie flexibel sie eingesetzt werden kann. Prognosen für Last, Erzeugung und Strompreise werden damit ebenso wichtig wie Ladezustand, Temperatur oder Alterung der Zellen.

Auch auf Netzebene wächst ihre Bedeutung. Über ihre Wechselrichter können Batteriespeicher Wirk- und Blindleistung bereitstellen und damit Frequenz und Spannung stabilisieren. Grid-Forming-Funktionen gehen noch weiter: Speicher können künftig aktiv dazu beitragen, ein stabiles Netz zu führen. Doch ein Batteriespeicher ist nicht automatisch netzdienlich. Lädt er zur falschen Zeit am falschen Ort, kann er Engpässe sogar verschärfen. Marktpreise, Netzsignale und lokale Netzsituationen müssen deshalb stärker zusammenspielen.

Batteriespeicher werden Netzausbau, steuerbare Erzeugung oder Langzeitspeicher nicht ersetzen. Aber sie können eines besonders gut: innerhalb von Sekunden und Minuten dort reagieren, wo das Energiesystem Flexibilität benötigt. Genau diese Fähigkeit könnte sie zu einem entscheidenden Baustein der künftigen Energieversorgung machen.

Einfache und sichere
Skalierbarkeit der
Energie aus dem Netz.

**WEB-SEMINAR
ANSEHEN**

**Han® HPR Plug & Play
Schnittstellen für hohe Ströme
und Spannungen.**



- **Beschleunigter Aufbau der Energieinfrastruktur** durch Plug & Play-Lösungen und vorkonfektionierte Kabel
- **Längere Lebensdauer** durch Han® HPR Standard-Metallhauben und -gehäuse für raue Umgebungen
- **Kosteneinsparungen** durch minimalen Lagerbestand aufgrund eines effizienten Kodierungssystems
- **Reduziertes Handhabungsgewicht**, so dass einzelne Drähte jetzt mit den Einzelpolen gesteckt werden können

One Range. No Limits:

www.HARTING.com/datacentergrid



INHALT

AUFTAKT

- 12 Highlights der Branche
- 14 WindEnergy 2026 Messevorschau:
Wie sich die Windbranche verändert

TITELREPORTAGE

- 08 Titelstory: Mit Smight NeMS die Dynamik
im Niederspannungsnetz kontrollieren
- 10 Titelinterview mit Oliver Deuschle, Smight:
„So geht dynamisches Netzmanagement“

FOKUS: WIND

- 16 Umfrage: Was bewegt die Branche
auf der WindEnergy Hamburg 2026?
- 19 Wind und Batteriespeicher als Taktgeber:
Hybride Energieversorgung für die Industrie
- 22 Zustandsüberwachung für Windkraftanlagen:
Inhouse oder externes Monitoring?
- 26 Keine Angst vor Sturmwarnungen: Wie sicher
ist die Winderzeugung bei Unwetter?
- 29 Sonne und Wind im Einklang: Mit Hybridparks
mehr Strom am selben Netzanschluss

RUBRIKEN

- 03 Editorial
- 06 Bildpromotion: Mit Frizlen volle Windkraft voraus
- 65 Impressum & Firmenverzeichnis
- 66 Rücklicht: Energiespeicher aus dem 3D-Drucker

TITELBILD: publish-industry, KI-generiert (ChatGPT)



*Jetzt scannen
und die ENERGY
als E-Paper erhalten!*



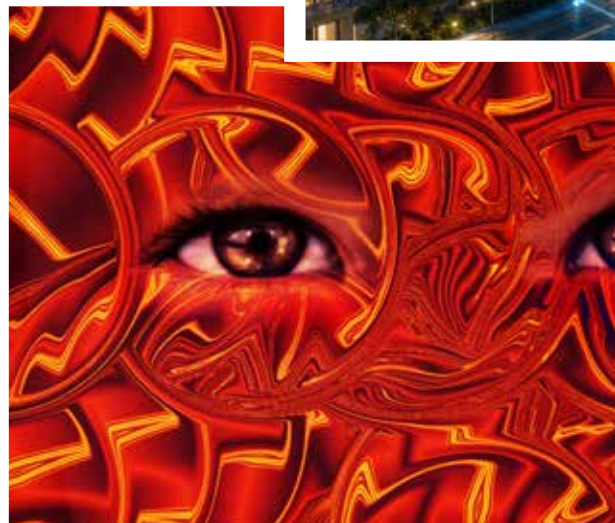
FOKUS
WIND



AB SEITE **08**

TITELREPORTAGE

Das Niederspannungsnetz
wird zum aktiven Partner





16

AB SEITE

WINDENERGIE

Windkraft zwischen
Hoffnung und Widerstand



38

SMART ENERGY

Intelligentes Energiemanagement
in der Backstube



54

INTELLIGENTE MESSLÖSUNG

Mehr Durchblick in Elektrolyse-Stacks

NET ZERO INDUSTRY

- 32 Energiewende braucht Intelligenz: Mit KI die Limitierung der Stromnetze aufbrechen
- 35 Akte Energie: Warum fehlende Messdaten Energieeffizienzmaßnahmen ausbremsen

SMART ENERGY

- 38 Energieverbrauch im Auge behalten: Energiemanagement für Handwerksbetriebe
- 41 Energieflüsse präzise steuern: Intelligentes Lastmanagement mit ctrlX Automation

SPEZIAL: SPEICHERTECHNOLOGIEN

- 44 Auf das richtige Konzept setzen: Verbindungstechnik für NextGen-Batteriesysteme
- 46 Interview mit Statkraft zum Strommarkt: Batteriespeicher, Co-Location und Hybrid-PPAs
- 50 Ultraschnelles Laden wird mobil: Flexible Energieversorgung mit SBOW iFlex

ENERGY SOLUTIONS

- 54 Durchblick im Elektrolyse-Stack: Messung der Zellspannung sorgt für mehr Transparenz
- 57 Interview mit Thomas Habicht, Copa-Data: „Wie sich Umspannwerke neu definieren“
- 60 Interview mit David Budde, trawa: „Die Zeit der Insellösungen ist vorbei“
- 63 Dekarbonisierung stockt: Grüner Wasserstoff kommt nicht in Bewegung

BILDPROMOTION

Volle Windkraft voraus...



+111
JAHRE DYNAMIK
DURCH
WIDERSTAND

Mit uns!



Leistungswiderstände
für eine nachhaltige
und saubere
Energieversorgung.

FRIZLEN
LEISTUNGSWIDERSTÄNDE

www.frizlen.com



Mit SMIGHT NeMS wird das Niederspannungsnetz zum aktiven Partner

DIE DYNAMIK IM NETZ KONTROLLIEREN

Die Energiewende verändert das Niederspannungsnetz grundlegend. Wallboxen, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen erhöhen die Dynamik in einem Netzbereich, der lange als vergleichsweise stabil galt. Aus den Messdaten von SMIGHT aus mehr als 53.000 überwachten Niederspannungsabgängen zeigt sich, wie weit diese Entwicklung bereits fortgeschritten ist: Bereits zwei Drittel aller Ortsnetztransformatoren speisen in den Sommermonaten täglich Energie in die Mittelspannung zurück. Was früher eine Einbahnstraße war, ist heute ein bidirektionales Energiesystem.

TEXT: SMIGHT BILDER: iStock, nuttapong punna; publish-industry, KI-generiert (ChatGPT)

Parallel dazu wachsen die Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber. Verbrauchseinrichtungen können gemäß § 14a EnWG gesteuert, Einspeisungen künftig nach § 9 EEG netzdienlich geregelt und gleichzeitig die Auslastung der Netze wirtschaftlich optimiert werden. Hinzu kommen Prognosen, Nachweispflichten und die zunehmende Koordination zwischen Nieder- und Mittelspannung. Der Netzbetrieb entwickelt sich vom reinen Reagieren hin zum aktiven Management.

Heute schon handlungsfähig

Mit SMIGHT können Netzbetreiber diese neue Entwicklung bereits heute aktiv gestalten. Die Lösung unterstützt die netzdienliche Steuerung nach § 14a EnWG über eine

BSI-konforme Steuerkette – automatisiert, diskriminierungsfrei und produktiv im Einsatz. Gleichzeitig ist die Plattform so aufgebaut, dass sie mit zukünftigen regulatorischen Anforderungen mitwächst. Sobald die Vorgaben des § 9 EEG greifen, lässt sich dieselbe Steuerkette auch für die Steuerung von Einspeiseanlagen nutzen. Damit schaffen Netzbetreiber nicht nur eine Lösung für die aktuelle Regulatorik, sondern investieren in eine Plattform, die sich Schritt für Schritt erweitern lässt.

Transparenz bleibt die Grundlage

Jede Steuerungsentscheidung ist jedoch nur so gut wie die Informationen, auf denen sie basiert. Deshalb beginnt dynamisches Netzmanagement mit einer belastbaren Netzsicht.

Ein dynamisches Netzwerkmanagement mit SMIGHT NeMS erhöht die Flexibilität und Stabilität im Niederspannungsnetz durch intelligente Datenanalysen der digital erfassten Real-Daten.



Diese Grundlage schaffen SMIGHT Grid2 und das SMIGHT IQ Cockpit. Die Sensorik erfasst kontinuierlich Lasten, Spannungen und Rückspeisungen in Ortsnetzstationen und Kabelverteilern. Im Cockpit werden die Messdaten zu einer aktuellen Netzsicht zusammengeführt. Netzbetreiber erkennen Lastflüsse, Betriebsmittelgrenzen und Engpässe in nahezu Echtzeit und erhalten damit eine belastbare Entscheidungsgrundlage für Netzbetrieb und Netzplanung. Doch Transparenz allein genügt künftig nicht mehr.

Nächster Schritt: von der Reaktion zur Prognose

Transparenz beantwortet also die Frage, was jetzt im Netz passiert. Für den Netzbetrieb der Zukunft reicht das jedoch nicht aus. Netzbetreiber müssen wissen, welche Lasten und Einspeisungen in den kommenden Stunden zu erwarten sind, wo Engpässe entstehen könnten und welche Netzkapazitäten tatsächlich zur Verfügung stehen. Genau hier setzt das dynamische Netzmanagementsystem SMIGHT NeMS an.

Die Plattform erweitert die bestehende Netztransparenz um Prognosen, Simulationen und dynamisches Netzmanagement. Herzstück ist der Adaptive Dynamic Twin – ein sich kontinuierlich weiterentwickelndes Netzmodell, das Messdaten, Netztopologie, Wetterinformationen und weitere Einflussgrößen miteinander verbindet.

Anders als klassische Netzmodelle, die überwiegend auf statischen GIS- und Stammdaten basieren, wird der Adaptive Dynamic Twin kontinuierlich mit realen Messdaten abgeglichen. Dadurch entwickelt sich das Modell permanent weiter und bildet nicht nur die Struktur des Netzes, sondern dessen tatsächliches Verhalten ab.

So entstehen valide Prognosen für Lasten, Spannungen und Einspeisungen bis zu 24 Stunden im Voraus. Netzbetreiber

erkennen nicht nur bestehende Engpässe, sondern können bereits im Vorfeld bewerten, wo kritische Situationen entstehen könnten und welche Maßnahmen sinnvoll sind.

Mehr als ein Digital Twin

Viele Lösungen liefern heute statische Netzmodelle oder Simulationen einzelner Szenarien. SMIGHT verfolgt einen anderen Ansatz. Der Adaptive Dynamic Twin wird kontinuierlich mit realen Messdaten validiert und aktualisiert. Dadurch wächst seine Aussagekraft mit jeder neuen Messung.

Aus Netztransparenz wird so eine belastbare Entscheidungsgrundlage für operative Steuerungsprozesse, Netzplanung und Investitionsentscheidungen. Gleichzeitig entstehen die Voraussetzungen, regulatorische Anforderungen nicht isoliert umzusetzen, sondern in einem durchgängigen System zusammenzuführen.

Schrittweise zum dynamischen Netzmanagement

Ein entscheidender Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass Netzbetreiber keinen Technologiesprung vollziehen müssen. Bestehende Messtechnik, Netztransparenz und Steuerungsprozesse bilden bereits heute die Grundlage für die nächste Entwicklungsstufe. SMIGHT NeMS baut auf diesen Daten auf und erweitert sie um Prognosen, den Adaptive Dynamic Twin und weitere Funktionen für das dynamische Netzmanagement.

Damit entwickelt sich das Niederspannungsnetz vom passiv betriebenen Netzabschnitt zu einem aktiven Bestandteil des Energiesystems. Netzbetreiber reagieren nicht mehr nur auf Engpässe, sondern können Entwicklungen frühzeitig erkennen, Maßnahmen gezielt vorbereiten und verfügbare Netzkapazitäten effizient nutzen.



Mehr Intelligenz und Flexibilität für das Niederspannungsnetz

„So geht dynamisches Netzmanagement“

Die Entwicklung im Niederspannungsnetz vom Monitoring über Netztransparenz und Steuerung hin zum dynamischen Netzmanagement steht im Mittelpunkt von SMIGHT NeMS. Welche technologischen Ansätze dahinterstehen und welche Rolle der Adaptive Dynamic Twin dabei spielt, erläutert SMIGHT-Geschäftsführer Oliver Deuschle im folgenden Interview.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Bernhard Haluschak, ENERGY **BILD:** SMIGHT

Herr Deuschle, Sie haben mit SMIGHT viele Jahre lang vor allem eine Frage beantwortet: Wo ist gerade ein Engpass? Jetzt stellen Sie eine ganz andere Frage: Wo entsteht morgen einer? Was war der Auslöser für diesen Schritt?

Der Auslöser war eigentlich das Netz selbst. § 14a EnWG war für uns ein wichtiger erster Schritt, weil Netzbetreiber Engpässe erkennen und im Bedarfsfall steuern können. Doch je mehr Projekte wir umgesetzt haben, desto klarer wurde: Wer nur weiß, was gerade passiert, reagiert immer einen Schritt zu spät. Der nächste logische Schritt ist deshalb, zukünftige Netzzustände vorherzusagen. Hinzu kommt, dass wir Messtechnik, Netztransparenz und Steuerung bereits auf einer gemeinsamen Plattform zusammenführen. Wenn diese Bausteine ohnehin zusammenspielen, ist die Prognose keine völlig neue Disziplin, sondern die konsequente Weiterentwicklung. Wir konnten auf einer durchgängigen Datenbasis aufbauen und mussten keine unterschiedlichen Systeme miteinander verbinden.

Der Begriff „digitaler Zwilling“ wird inzwischen inflationär verwendet. Sie sprechen bewusst vom Adaptive Dynamic Twin. Was unterscheidet Ihr Modell von einem klassischen digitalen Zwilling?

Ein klassischer digitaler Zwilling beschreibt in erster Linie, wie ein Netz aufgebaut ist. Er basiert auf GIS- und Stammdaten und bildet die theoretische Netzstruktur ab. Unser Adaptive Dynamic Twin geht deutlich weiter. Ich nutze dafür gerne einen Vergleich: Stellen Sie sich vor, die Deutsche Bahn würde auf ihren Anzeigetafeln ausschließlich die ursprünglich geplanten Ankunftszeiten anzeigen – unabhängig davon, was tatsächlich auf der Strecke passiert. Damit wäre niemandem geholfen. Genau so verhält es sich mit einem statischen Netzmodell. Unser Modell wird kontinuierlich mit realen Messdaten abgeglichen. Es lernt permanent aus dem tatsächlichen Netzverhalten, erkennt Abweichungen und entwickelt sich dadurch ständig weiter. Der entscheidende Unterschied ist also nicht nur, dass das Modell dynamisch ist, sondern dass es sich kontinuierlich selbst validiert. Nur so lassen sich belastbare Aussagen darüber treffen, was in den nächsten Stunden tatsächlich im Netz passieren wird.

Für Ihre Prognosen nutzen Sie neben Messdaten auch Wetterdaten und Satellitenbilder. Warum reichen Messdaten allein nicht aus?

Messdaten zeigen uns sehr zuverlässig, was bisher passiert ist und wie sich das Netz aktuell verhält. Für eine belastbare Prognose müssen wir aber auch verstehen, welche Einflussfaktoren das Netz in den nächsten Stunden verändern werden. Deshalb kombinieren wir Messdaten mit Wetterinformationen,

um beispielsweise die Entwicklung der PV-Einspeisung besser vorherzusagen. Satellitenbilder ergänzen diese Informationen zusätzlich. Gerade beim starken Ausbau der Photovoltaik sehen wir immer wieder Anlagen, die in den verfügbaren Stammdaten noch nicht oder nicht vollständig erfasst sind. Erst die Kombination aus realen Messwerten, Netztopologie und externen Datenquellen schafft eine Prognose, der Netzbetreiber im täglichen Betrieb vertrauen können.

Ihre Messdaten zeigen, dass Rückspeisungen inzwischen zum Alltag gehören. Verschiebt sich damit der Fokus vom Lastmanagement hin zum Einspeisemanagement?

Diese Entwicklung hat selbst uns überrascht. Als § 14a EnWG aufkam, stand das Lastmanagement klar im Mittelpunkt. Wallboxen, Wärmepumpen und steigende Verbrauchslasten galten als die zentrale Herausforderung. Analysen aus unserer Messdatenbasis zeichnen inzwischen jedoch ein anderes Bild. Rund 55 Prozent der kritischen Abgänge sind heute einspeisegetrieben und nicht lastgetrieben. Gleichzeitig liegt die durchschnittliche Auslastung der Niederspannung vielerorts lediglich zwischen 15 und 24 Prozent. Das zeigt: Das Netz ist im Mittel keineswegs ausgelastet. Kritisch wird es vielmehr dort, wo hohe Rückspeisungen zeitgleich auftreten. Das verändert die Perspektive. Lastmanagement bleibt unverzichtbar. Gleichzeitig gewinnt das Einspeisemanagement mindestens die gleiche Bedeutung. Wer heute ausschließlich auf Lasten schaut, wird die Herausforderungen der nächsten Jahre nur unvollständig adressieren. Deswegen haben wir die Lösung für Lasten wie für Einspeiser gleichermaßen betrachtet.

Manche argumentieren, dynamische Strompreise würden solche Herausforderungen künftig automatisch lösen. Warum genügt das aus Ihrer Sicht nicht?

Dynamische Strompreise sind sinnvoll und werden einen wichtigen Beitrag leisten. Sie orientieren sich jedoch am Energiemarkt und nicht an der konkreten Situation eines einzelnen Ortsnetzes. Ein lokaler Engpass entsteht unabhängig davon, ob der Börsenpreis gerade hoch oder niedrig ist. Deshalb braucht es weiterhin netzbezogene Entscheidungen auf Basis der tatsächlichen Situation vor Ort. Marktmechanismen und aktives Netzmanagement ergänzen sich – sie ersetzen sich nicht.

Wenn die Niederspannung künftig verlässliche Prognosen liefern kann, verändert sich auch ihre Rolle gegenüber der Mittelspannung. Wird sie vom Befehlsempfänger zum aktiven Partner?

Davon bin ich überzeugt. Heute werden Entscheidungen überwiegend in den überlagerten Netzebenen getroffen und in die Niederspannung weitergegeben. Künftig wird die Niederspannung selbst zurückmelden können, welche Flexibilität tatsächlich verfügbar sind und welche Maßnahmen vor Ort sinnvoll sind. Erst dadurch entsteht ein echtes Zusammenspiel zwischen Nieder- und Mittelspannung. Die Niederspannung wird vom reinen Empfänger von Steuerbefehlen zu einem aktiven Partner im Gesamtsystem.

Wohin entwickelt sich SMIGHT in den kommenden Jahren?

Ich glaube, dass wir in einigen Jahren nicht mehr darüber diskutieren werden, ob Niederspannungsnetze aktiv gesteuert werden können. Das wird selbstverständlich sein. Die entscheidende Frage wird vielmehr lauten, wie wir die vorhandenen Flexibilität möglichst intelligent für das gesamte Energiesystem nutzen. Genau darauf arbeiten wir heute hin. Transparenz, Steuerung und Prognose wachsen zu einer durchgängigen Plattform zusammen. Das schafft nicht nur einen effizienteren Netzbetrieb, sondern eröffnet langfristig auch erhebliche volkswirtschaftliche Potenziale. Welche Möglichkeiten daraus entstehen, wird eines der spannendsten Themen der kommenden Jahre sein.

6

HIGHLIGHTS

Fakten, Trends und Neues: Was hat sich in der Branche getan? Janitza blickt auf 40 Jahre in der Energiemesstechnik zurück, während Avacon KI nutzt, um historische und netzbezogene Niederspannungsdaten zu analysieren. Aiko zeigt zusammen mit der TU Eindhoven, wie ein solarbetriebener Krankenwagen funktioniert. E.ON arbeitet an der flexiblen Integration von Batteriespeichern, während die Hochschule Bielefeld PV-Module effizient recycelt.



Die Energiewende mitgestalten

40 Jahre Fortschritt

Janitza wurde 1986 gegründet und ist heute in 90 Ländern aktiv. Das Unternehmen macht Energie messbar und sichtbar – und das seit 40 Jahren. Die Experten mit Hauptsitz im hessischen Lahnau bieten heute weltweit Lösungen für Energiemesstechnik, Energiemanagement und Power Quality an. Zum Jubiläum eröffnete das Familienunternehmen eine neue Zukunftsfabrik.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2915646

Ohne Chaos Cybersicherheit

Einfach NIS2

Kritische Abhängigkeiten von IT-Dienstleistern, lückenhafte Inventare und fehlende Ausstiegsstrategien sind zentrale Schwachstellen, die Prüfbehörden bei DORA-Kontrollen festgestellt haben. NIS2 verschärft die Anforderungen und stellt auch Energieunternehmen vor hohe Herausforderungen. Fabasoft zeigt fünf Lehren, die sich direkt auf die Energiebranche übertragen lassen.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2917380

Flexible Energiespeicher integrieren

Speicher im Netz

Die Integration von Batteriespeichern in das Stromnetz ist ein wichtiger Faktor für die Versorgungssicherheit und Energiewende. Um Speicher trotz lokal begrenzter Möglichkeiten für Netzanschlüsse schnell und effizient anschließen zu können, hat E.ON eine Grundlage geschaffen: Einen einheitlichen Standard für FCAs. Dieses Modell wurde im Pilotprojekt mit Eco Stor erprobt.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2915912

Niederspannungsdaten im Fokus

KI im Verteilnetz

Im Pilotprojekt „Cable Age“ nutzt das Energieunternehmen Avacon KI, um historische und netzbezogene Daten zu Niederspannungskabeln auszuwerten. Die Technologie plausibilisiert Bauzeiträume, verbessert die Datenqualität und automatisiert zentrale Prozesse. So entstehen bessere Grundlagen für vorausschauende Netzplanung, Betrieb und gezielte Investitionen in die Energiewende.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2919782

Krankenwagen fährt mit Sonnenlicht

Solarbetriebenes Auto

Weltweit leben Millionen Menschen in Regionen, in welchen konventionelle Krankenwagen aufgrund fehlender Infrastruktur kaum einsetzbar sind. Ein Team der TU Eindhoven hat mit Aikos ABC-Solarzellen den Stella Juva entwickelt: einen Krankenwagen, der sich über Solarzellen auf dem Dach selbst mit Strom versorgt und dabei gleichzeitig Geräte und seinen Antrieb speist.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2917999

Solarmodule und EOL

PV für die Tonne

Die Photovoltaik gilt als das Herzstück der Energiewende. Doch hinter den glänzenden Modulen verbirgt sich ein Widerspruch: Am Ende ihres Lebenszyklus landen PV-Module im Sondermüll. An der Hochschule Bielefeld wurde ihre Recyclingfähigkeit untersucht. Im Gespräch mit Recyclingunternehmen konnten spezifische Herausforderungen im Moduldesign identifiziert werden.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2916541

SCHUTZ!



FRIZLEN Leistungswiderstände sorgen im Verbund mit leistungselektronischen Geräten für Schutz und Dynamik.

- Fault-Ride-Through-Widerstände mit hoher Leistungsdichte
- Filterwiderstände
- Kompakte Bremswiderstände in Pitchantrieben

FRIZLEN Leistungswiderstände

- Belastbar
- Zuverlässig
- Made in Germany

+100 JAHRE DYNAMIK DURCH WIDERSTAND

Tel. +49 7144 8100-0
www.frizlen.com



Welche Branchenimpulse bringt die WindEnergy 2026?

WIE SICH DIE WINDBRANCHE VERÄNDERT

Die Windenergie im Fokus: Vom 22. bis 25. September 2026 bündelt die WindEnergy Hamburg Lösungen und Debatten rund um die On- und Offshore-Windenergie. Im Mittelpunkt stehen KI, Energiespeicher, technische Innovationen und die Gewinnung von Fachkräften.

TEXT: Katharina Huber, ENERGY mit Material der WindEnergy Hamburg **BILDER:** Hamburg Messe und Congress: Romanus Fuhrmann, Alexander Wöckener, Rene Zieger

Komplexe Ausschreibungsverfahren, verzögerte Netzanbindung, hoher Kostendruck, politischer Gegenwind und eine veränderte Sicherheitslage: „Die Herausforderungen für die Branche sind enorm“, sagt Andreas Arnheim, Direktor der WindEnergy Hamburg. Vom 22. bis 25. September 2026 kommen vier Tage lang in Hamburg Fachbesuchende, Entscheider und Nachwuchskräfte aus aller Welt zusammen, um sich zu vernetzen und die neuesten Lösungen für On- und Offshore-Windenergie zu entdecken. Die WindEnergy Hamburg ist ein globaler Branchentreffpunkt der Windenergie und bietet einen intensiven Austausch innerhalb der weltweiten Community. Ausstellende Unternehmen kommen aus mehr als 40 Ländern. Onshore-Windenergieanlagen sind nach wie vor gefragt. Gleichzeitig steigen jedoch die Anforderungen an die Standorte. Das gilt sowohl für extreme klimatische Regionen als auch

für Schwachwindbereiche. Die Industrie entwickelt speziell für die jeweiligen Anwendungsfälle zugeschnittene Onshore-Anlagen. Zudem entwickelt sich das Repowering – der Ersatz alter Anlagen durch neue, effizientere – positiv. Hier beweist die Industrie ihre Innovationskraft und sichert nachhaltig Wachstum und Wertschöpfung.

Auch die Nutzung der Offshore-Windenergie bietet einen attraktiven Markt. Dieser ist derzeit stark europafokussiert, bietet aber globale Wachstumspotenziale. Die Schnittmengen zwischen der Onshore- und der Offshore-Industrie sind groß, allerdings unterscheiden sich Technik, Logistik, Finanzierung und damit der Kreis der Marktteilnehmer. Auf der WindEnergy sind alle Themen, Techniken und Innovationen rund um Onshore- und Offshore-Wind breitflächig vertreten.



Newcomer im Fokus

Neben etablierten Unternehmen sind auch zahlreiche Newcomer vertreten. „Young Innovators“ aus Deutschland werden durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gefördert und internationale Start-ups erhalten ein exklusives Teilnahmeangebot. Ein besonderer Fokus der Nachwuchsunternehmen liegt auf Künstlicher Intelligenz als Schlüsseltechnologie für die Energiewende.

KI wirbelt die Branche auf

In einem separaten Expo-Bereich zum Thema KI in Halle A3 präsentiert die WindEnergy Hamburg Aussteller, die sich mit den Themen Digitalisierung und KI befassen. Die digitale Transformation verleiht der On- und Offshore-Branche zusätzlichen Schub. Eine zentrale Rolle spielen dabei Windprognosen. Je präziser die Vorhersagen sind, desto genauer können die Betreiber die Stromerzeugung ihrer Anlagen planen und somit die Netzstabilität erhöhen.

Energy Storage als Highlight

In diesem Jahr kommt mit dem wichtigen Themenfeld „Energy Storage“ die Halle A2 neu hinzu. Energiespeicherung ist der Schlüssel zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende und somit ein entscheidender Baustein für eine CO₂-freie Energiezukunft. Den Innovationen und Trends in diesem Bereich widmet sich die WindEnergy Hamburg 2026 erstmals in der Energy Storage Area in einer eigenen Halle. Auf der neuen Ausstellungsfläche präsentieren Hersteller, Zulieferer und

Systemanbieter von Energiespeichern wegweisende Speichertechnologien und Lösungen zur Systemintegration.

Bühne frei für Fortschritt

Insgesamt stehen sechs „Open Stages“ für das vielfältige Konferenzprogramm zur Verfügung. Sie sind direkt in die Messehallen integriert und für alle kostenfrei zugänglich. Von Perspektiven in unterschiedlichen Marktsegmenten und -regionen über technologische Innovationen bis hin zum wirksamen Schutz kritischer Infrastruktur: Die Speakerinnen und Speaker behandeln die für die Zukunft der Branche relevanten Themen.

Gespräche, Einblicke & Chancen

Das Thema Fachkräftegewinnung steht auch bei den Recruiting Days im Mittelpunkt. An zwei Messetagen werden gezielt junge Talente angesprochen. Die ausstellenden Unternehmen und Wirtschaftsverbände geben wertvolle Einblicke in die Berufswelt der Windenergie, stellen Karrierewege vor und stehen für Fragen und persönliche Gespräche zur Verfügung. Auszubildende, Studierende sowie Schülerinnen und Schüler erhalten kostenfreien Eintritt.

Mit Ausstellenden aus mehr als 40 Ländern, spannenden Vorträgen und den neuesten Innovationen bringt die WindEnergy Hamburg vom 22. bis 25. September 2026 die zentralen Themen der Branche zusammen. Die Messe zeigt Technologien für Planung, Speicherung und Energiemanagement – und schafft Raum für Austausch über die nächsten Schritte der Windenergie.



Windkraft zwischen Hoffnung und Widerstand

WOHER WEHT DER WIND

Die Windenergie gewinnt für eine sichere und klimaneutrale Energieversorgung weiter an Bedeutung. Doch der weitere Ausbau hängt von zahlreichen Faktoren ab, die weit über die reine Anlagentechnik hinausreichen. Damit rückt eine Frage besonders in den Fokus: Welche Themen bewegen die Branche auf der WindEnergy 2026 – von Technologien und Lösungen über Genehmigungen und Netze bis hin zu Fachkräften?

UMFRAGE: Katharina Huber & Bernhard Haluschak, ENERGY

BILDER: iStock, kutberk; teilnehmende Unternehmen



**GABRIEL
SCHWANZER**

Für Bachmann electronic steht die Wirtschaftlichkeit und der Schutz der Windenergieanlagen durch sichere Datenkommunikation, Netzintegration und prädiktive Wartung im Fokus. „Cross Integrated Monitoring“ ist unsere neue herstellerunabhängige Monitoring-Lösung. Sie vereint Betriebs-, Zustands-, Struktur- und Netzdaten in einer zentralen Umgebung und ermöglicht so Lebensdauerbewertungen und damit fundierte Investitionsentscheidungen. Unser Smart Power Plant Controller (SPPC 2.10) wurde mit diversen Funktionen für ein noch besseres Energiemonitoring und Energiemanagement – auch für Hybridparks – ausgerüstet und ist nun zusätzlich nach VDE 4130 zertifiziert. Mit unserem Retrofit-Programm unterstützen wir die Modernisierung älterer Anlagen durch Nachrüstung und halten sie mit geringen Stillstandszeiten am Netz.

Leiter Vertrieb/Marketing & Director
Business Unit Wind/Energy, Bachmann



Halle A4, Stand 219



**DIRK
KORDTOMEIKEL**

Ein zentrales Thema, das die Windenergiebranche derzeit bewegt, ist die Effizienzsteigerung bei der Anbindung der Energieerzeugungsanlagen an Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze, d. h. ein reduzierter Engineering-Aufwand und maximale Systemoffenheit. Entscheidend hierfür ist eine zertifizierte EZA-Regelung, wie sie von Beckhoff mit TwinCAT 3 Power Control, also mit zertifizierten Softwarebausteinen für die Realisierung normkonformer EZA-Regler, unterstützt wird. Neben der zertifizierten Software zählen auch die integrierte Blindleistungs-, Wirkleistungs- und Fault-Ride-Through-Funktionalität sowie die offene Kommunikation – gemäß IEC 61850, IEC 60870, MQTT, OPC UA bzw. über alle gängigen Feldbusse – und eine flexible Hardwarebasis mit sechs CPU-Klassen dazu.

Business Manager Energie,
Beckhoff Automation



Halle B6, Stand 319



**FLORIAN
WEIXELBAUM**

Neben dem Ausbau der Windenergie ist vor allem die dauerhafte Verfügbarkeit bestehender Windparks ein wichtiges Thema. Blitzeinschläge gehören zu den häufigsten Ursachen für Ausfallzeiten bei Windenergieanlagen. Allerdings wird das Risiko oft unterschätzt, denn die meisten Schäden bleiben zunächst unsichtbar. Deshalb rücken intelligente Monitoringlösungen zunehmend in den Fokus. Datenbasierte Betriebs- und Instandhaltungskonzepte helfen dabei, kritische Ereignisse und Anlagenschäden frühzeitig zu erkennen und zu dokumentieren. So können Wartungsmaßnahmen gezielt geplant und unvorhergesehene Ausfallzeiten minimiert werden. Das stärkt die Wirtschaftlichkeit von Windenergieanlagen und unterstützt eine stabile Energieversorgung.

Business Development Manager,
Dehn



Halle B6, Stand 501



**DR. ANDREAS
HENIG**

Auf der WindEnergy 2026 stehen bei uns marktfähige Gesamtlösungen im Mittelpunkt. Dabei liegt der Fokus auf hybriden Konzepten. Die Kombination aus Windenergie und Batteriespeichern lastet begrenzte Netzanschlüsse besser aus und vermeidet Abregelungen. Industrieunternehmen können zudem über Direktleitungen und PPAs planbar günstige Energiekosten erzielen. Vom Business Case bis zur Betriebsführung unterstützen wir die Umsetzung. Als ganzheitlicher Lösungsanbieter liefert ENERCON neben der Speicherlösung „Wind+ Storage“ wirtschaftlich tragfähige Antworten – von ertragsstarken Windenergieanlagen wie der E-175 EP5 E2 über standortspezifische Turmlösungen bis hin zu Industriestromkonzepten.

Executive Vice President
Business Unit Wind, Enercon



Halle A4, Stand 244



**UWE
SCHENK**

Um die globalen Klimaziele zu erreichen, braucht die Windbranche vor allem Umsetzungsgeschwindigkeit. Netzausbau und Genehmigungsverfahren müssen deutlich beschleunigt werden – denn die Erzeugung und der Verbrauch lassen sich nur mit leistungsfähiger Infrastruktur synchronisieren. Gleichzeitig sind faire Wettbewerbsbedingungen, kompromisslose Qualitäts- und Sicherheitsstandards sowie eine zuverlässige Materialverfügbarkeit entscheidend. Gerade bei Laufzeiten von über 20 Jahren zählt nicht nur der niedrigste Einkaufspreis, sondern die Gesamtwirtschaftlichkeit: Langlebige Komponenten, verlässliche Lieferketten und umfassender Service minimieren Stillstandsrisiken und sichern den Projekterfolg.

Senior Industry Manager Renewables,
Helu Kabel



**SARAH
SCHARFEN**

Wie lassen sich Wind- und Speicherprojekte trotz begrenzter Netzkapazitäten realisieren? Gerade bei Co-Location von Windenergie und Batteriespeichern wird ein intelligenter Netzanschluss zum entscheidenden Faktor für die Projektumsetzung. Flexible Connection Agreements schaffen hier neue Möglichkeiten: Statt starrer Anschlussbedingungen definieren sie dynamische Leistungsgrenzen sowie zeitliche oder saisonale Restriktionen. So lassen sich vorhandene Netzkapazitäten effizienter nutzen und BESS-Projekte auch dort realisieren, wo klassische Netzanschlüsse an Grenzen stoßen. Auch wenn flexible Vorgaben Erlöse begrenzen können, machen sie viele Co-Location-Projekte überhaupt erst realisierbar.

Referentin Board Office,
Intilion



**PHILIPP
HEUCKE**

Deutschland ist einer der wichtigsten Märkte für Vattenfall im Bereich der Windenergie an Land. In den vergangenen Jahren haben wir unsere Projektpipeline hierzulande auf 1,5 GW deutlich ausgebaut. Mit Projekten in Nord- und Süddeutschland sehen wir weiterhin großes Potenzial für den weiteren Ausbau der Windenergie. Gleichzeitig braucht Deutschland den Ausbau der Windenergie in allen Regionen des Landes. Dafür sind ein beschleunigter Netzausbau und Rahmenbedingungen entscheidend, die den Ausbau der Windenergie in allen Regionen Deutschlands ermöglichen. Die WindEnergy 2026 bietet die Gelegenheit, gemeinsam Lösungen für die nächsten Ausbauschritte der Windenergie zu diskutieren und voranzubringen.

Leiter Onshore-Wind Development
Deutschland, Vattenfall



**THOMAS
BÄCHLE**

Die Zukunft der Windenergie entscheidet sich nicht allein beim Neubau. Unsere Kund:innen suchen integrierte Energielösungen, die Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Dekarbonisierung verbinden. Direktvermarktung, Altanlagen und Co-Location werden dabei zu den entscheidenden Hebeln für wirtschaftlich erfolgreiche Windparks.

Geschäftsführer,
Verbund Energy4Business Germany

Wie sich hybride Energieversorgung für
Industriebetriebe rechnet

WIND UND BATTERIESPEICHER ALS TAKTGEBER

Für produzierende Unternehmen bietet sich neben der Netzbeschaffung die direkte Versorgung mit erneuerbaren Energien als Option, um sich gegen volatile Strommärkte abzusichern. Die Kombination aus Windkraft und Batteriespeicher ist dabei ein marktfähiges Modell, das Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Planbarkeit vereint.

TEXT: Dr. Andreas Henig, Enercon

BILDER: Enercon; iStock, Liudmila Chernetska





Je nach Standort und Energiebedarf kann Windenergie bestehende Beschaffungsstrategien ergänzen oder einen wesentlichen Teil der industriellen Stromversorgung übernehmen.

Die Energieversorgung ist einer der kritischen Standortfaktoren für Industrieunternehmen. Der Bedarf an günstiger, verlässlicher und grüner Energie steigt stetig. Die direkte Versorgung mit erneuerbaren Energien ist für Unternehmen heute eine attraktive Alternative oder Ergänzung zur klassischen Netzbeschaffung. Je nach Standort und Energiebedarf ergänzt Windenergie bestehende Beschaffungsstrategien oder übernimmt einen wesentlichen Teil der Stromversorgung. Die Stromerzeugung erfolgt direkt auf dem Werksgelände (On-Site), auf nahegelegenen Flächen (Near-Site) oder über externe Standorte (Off-Site). Unternehmen bleiben weiterhin an das öffentliche Netz angeschlossen und beziehen darüber fehlende Strommengen oder vermarkten Überschüsse. Wird Strom über eine Direktleitung geliefert, lassen sich zusätzlich Netznutzungskosten reduzieren.

Flexible Finanzierung und intelligente Speichernutzung

Unternehmen können Erzeugungsanlagen entweder selbst finanzieren und als eigene Energie-Assets betreiben oder auf Pacht- sowie Power-Purchase-Agreement-Modelle (PPA) zurückgreifen. Bei Letzteren übernimmt ein Projektpartner Planung, Finanzierung, Bau und Betrieb der Anlage. Das Unternehmen bezieht

den Strom zu vertraglich fixierten Konditionen, ohne eigene Investitionen in die Erzeugungsanlage tätigen zu müssen. Dies schont die Liquidität für das Kerngeschäft. Langfristige Stromlieferungen gewähren eine hohe Preissicherheit und langfristig verlässliche Planbarkeit der künftigen Energiekosten. In Kombination mit einem Batteriespeicher kann Windenergie ihr Potenzial für die industrielle Eigenversorgung noch besser entfalten. Der Speicher gleicht die zeitliche Differenz zwischen Stromerzeugung und Verbrauch teilweise aus, indem er überschüssige Energie aufnimmt und bei Bedarf wieder bereitstellt. So erhöht er die Eigenverbrauchsquote und reduziert den Strombezug aus dem Netz. Gleichzeitig kann er Lastspitzen abfedern, die erforderliche Netzbezugsleistung verringern und dadurch Einsparpotenziale bei den Netzentgelten erschließen. Ergänzend ermöglicht der Speicher eine marktpreisorientierte Fahrweise, indem er Strom bei niedrigen Preisen lädt und bei höheren Preisen wieder bereitstellt.

Industriestromlösungen in der Praxis

Der Windenergieanlagenhersteller Enercon bietet für Unternehmen eine schlüsselfertige Industriestromlösung auf Basis von Windenergie an. Bei der Erweiterung um Batteriespeicher profitieren

Unternehmen von der Hybridlösung Wind + Storage, die Windenergieanlagen, Batteriespeicher, ein eigenes Umspannwerk und einen Hybrid Controller miteinander verbindet. Letzterer sorgt für die Netzintegration und das reibungslose Zusammenspiel von Windenergieanlage und Batteriespeicher. Die Lösung ist modular ausgelegt und kann weitere erneuerbare Erzeugungsformen wie Photovoltaik einbinden. Je nach Lastprofil der Industrieunternehmen unterscheiden sich die Resultate, die sie mit der Direktversorgung über Wind und Batteriespeicher erreichen können. Für einen Maschinenbaubetrieb im Zweischichtbetrieb mit 40 GWh Jahresverbrauch hat Enercon den Nutzen beispielhaft modelliert: Mit einer Investition in Windenergieanlage, Direktleitung und Batteriespeicher in Höhe von 25 Millionen Euro kann der Maschinenbauer einen Autarkiegrad von 73 Prozent erreichen. Mehr als jede zweite erzeugte Kilowattstunde fließt dabei direkt in die Produktion (52 Prozent Eigenverbrauch).

Mit einem PPA-Preis von 6,4 ct/kWh erzielt das Projekt 10 Prozent Rendite und amortisiert sich nach zwölf Jahren. Entscheidend ist jedoch der Lastgang: Je besser Erzeugung und Verbrauch zeitlich zusammenpassen, desto höher sind Eigenverbrauch und Autarkie. Bei anderen Verbrauchsprofilen können deshalb die



Die Kombination von Windenergie und modernem Batteriespeicher erhöht die Eigenverbrauchsquote, senkt die verbleibenden Netzentgelte für den Reststrombezug und unterstützt die Marktpreisoptimierung.

Rendite und Amortisationsdauer deutlich variieren. Wie sich eine Industriestromlösung auf der Basis von Windenergie auszahlt, zeigt das Werk von Thyssenkrupp Steel in Hagen-Hohenlimburg. Im Sommer 2024 wurden vier moderne Enercon E-138 EP3 Windenergieanlagen in der Nähe des Stahlwerks in Betrieb genommen. Eine drei Kilometer lange Leitung verbindet die Windenergieanlagen mit dem internen Stromnetz des Werks und ermöglicht eine direkte Stromversorgung, ohne diese Mengen ins öffentliche Netz einzuspeisen.

Der Windpark erzeugt etwa 55 GWh pro Jahr. Damit kann er etwa 40 Prozent des Strombedarfs des Standortes decken, wobei die Erzeugung und Abnahme des Stroms Schwankungen unterliegen. Dieser Anteil an erneuerbaren Energien führt zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen um circa 11 Prozent und macht das Projekt zu einer zentralen Säule des Dekarbonisierungsprozesses der Anlage.

Vom Lastprofil zur Investitionsentscheidung

Um von Beginn an wirtschaftliche und technische Planungssicherheit zu gewährleisten, startet Enercon bei seinem End-to-End-Ansatz vor der Projektentwicklung mit einer fundierten Potenzial-

analyse. Diese umfasst das Standortscouting, einen Genehmigungs-Quick-Check sowie die detaillierte Prüfung der regulatorischen und kommerziellen Machbarkeit inklusive der passgenauen Dimensionierung des Batteriespeichers. Alle zentralen Parameter – vom prognostizierten Energieertrag über Investitionssummen bis hin zu möglichen PPA-Preisen – münden direkt in eine Wirtschaftlichkeitsberechnung und eine transparente Entscheidungsvorlage. Erst danach folgen Entwicklung und Planung, Bau und Infrastruktur sowie Betrieb und Service.

Mit dem Ziel einer möglichst langen Lebensdauer der Turbine koordiniert Enercon die Projektbeteiligten, bietet für den Windpark Wartung und Service mit garantierter Verfügbarkeit und bindet für die Betriebsführung professionelle Partner ein. So wird aus Wind und Batterie ein tragfähiges Versorgungskonzept. Für Industrieunternehmen zählt am Ende nicht die bloße Maximierung technischer Kennzahlen wie der Erzeugungs- und Speicherkapazität, sondern ein intelligentes Gesamtsystem, das Erzeugung, Verbrauch, Finanzierung und Vermarktung passgenau auf den jeweiligen Standort abstimmt.

WindEnergy Hamburg
Halle A4, Stand 244

Software- plattform zenon

*So vielseitig wie
erneuerbare
Energien selbst.*



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

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



www.copadata.com/energy-renewables



22.–25. September 2026 | Hamburg

HALLE A3 | STAND 350



zenon
by COPA-DATA

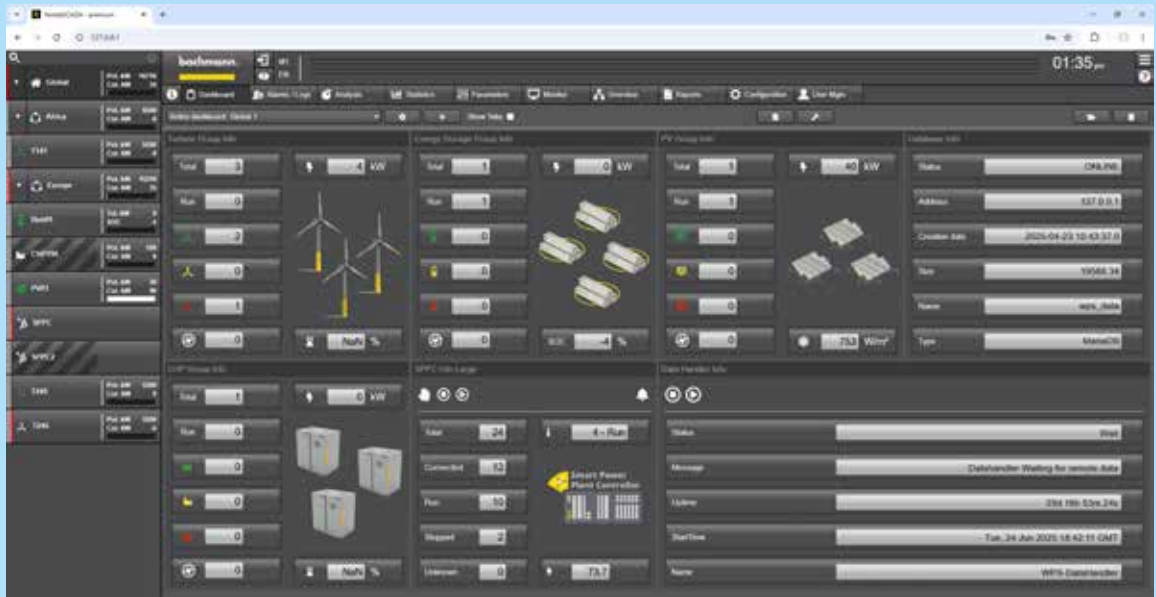
Zustandsüberwachung für Windkraftanlagen: Vorteile und Herausforderungen

Inhouse oder externes Monitoring?

Produktivität und Verfügbarkeit entscheiden über die Rentabilität von Windenergieanlagen. Betreiber sind deshalb bestrebt, die Wartung zu optimieren, um höchste Zuverlässigkeit zu niedrigsten Kosten zu erreichen. Mit einer Zustandsüberwachung können Wartungsentscheidungen unterstützt, potenzielle Kosteneinsparungen identifiziert und unvorhergesehene Betriebsausfälle vermieden werden. Heißt dies jedoch, dass Betreiber ein entsprechendes Monitoring selbst aufbauen müssen?

TEXT: David Futter, Bachmann Monitoring **BILDER:** Bachmann electronic; iStock, michellegibson





Visualisierungswerkzeuge wie forsightSCADA ermöglichen einen umfassenden Blick auf den gesamten Windpark und die einzelnen Anlagen.

Selbst machen oder einen Dritten beauftragen? Vor dieser Frage stehen Entscheider immer dann, wenn eine neue Aufgabe außerhalb der Kernkompetenz des Unternehmens liegt. Eine pauschale Antwort darauf gibt es selten, denn die perfekte Lösung ist allzu oft von vielen Faktoren abhängig. So ist es auch bei der Zustandsüberwachung.

Herausfordernde Aufgabe

Das Zustandsmonitoring von Windenergieanlagen ist eine komplexe Kunst. Sensoren unterschiedlichster Couleur sind an ausgewählten Stellen des Antriebsstrangs, der Rotorblätter und des Turms angebracht. Sie liefern kontinuierlich eine Fülle von Rohdaten. Aber ohne Aufbereitung sind diese Daten wertlos. Denn nur durch aufbereitete Daten lassen sich die zahlreichen möglichen Auswirkungen kleiner Veränderungen im Laufe der Zeit auf bestimmte Sensormesswerte sichtbar machen, interpretieren und potenzielle Folgen abschätzen.

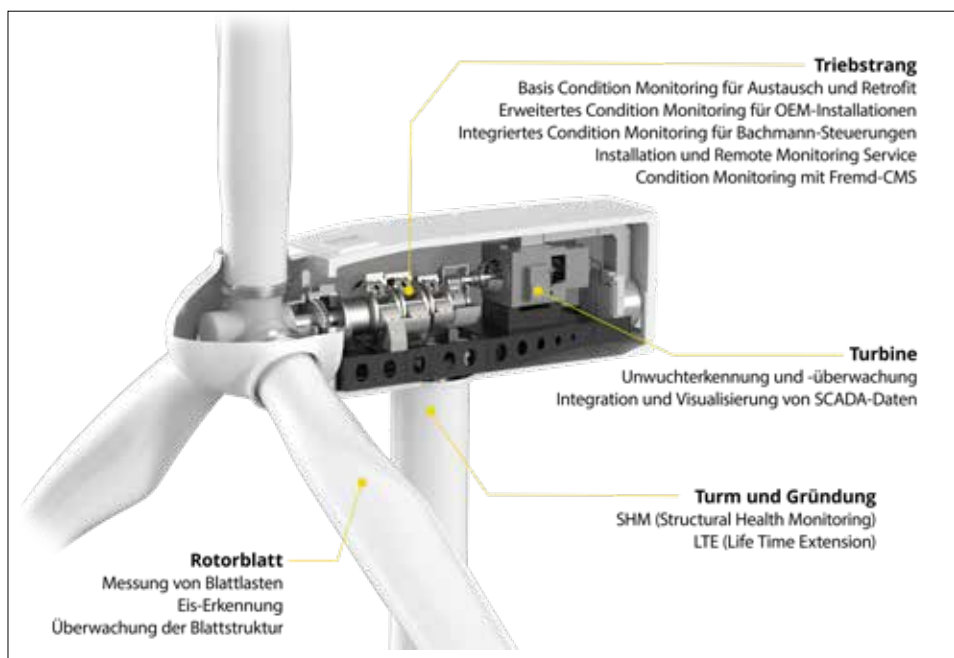
Hinzu kommt, dass Condition-Monitoring-Analysten mit immer komplexeren Berechnungsverfahren arbeiten, um vorherzusagen, was eine Änderung der Messdaten für die Windkraftanlage bedeutet. Diese Algorithmen werden anhand jahrelanger Daten von einer Vielzahl unterschiedlicher Windturbintypen trainiert und laufend überprüft.

Komplexes Zusammenspiel

Neben der Hard- und Software zur Überwachung sowie einem geeigneten Visualisierungswerkzeug braucht es das notwendige Fachwissen: Dazu gehört vor allem Experten-Know-how in der Schwingungsanalyse. Das bedeutet jedoch nicht nur eine Ausbildung auf fortgeschrittenem Niveau, sondern auch, dass man über einen langen Zeitraum mit einer Vielzahl von Anlagen gearbeitet hat, um die tatsächliche Bedeutung und Signifikanz von Veränderungen in den Daten zu verstehen. Ist der Analyst überdies mit dem zu überwachenden Turbinentyp vertraut, ermöglicht dies präzisere Aussagen darüber, welche Ausfallmechanismen am wahrscheinlichsten sind. Gleichzeitig hilft es bei der Beurteilung, ob und gegebenenfalls welche Abhilfemaßnahmen entweder vor Ort oder durch einen tiefergehenden Remote-Eingriff durchgeführt werden können.

Inhouse oder extern?

Betreiber mit einer großen und perspektivisch wachsenden Anzahl von Turbinen suchen zur Überwachung ihrer Anlagen meist nach Inhouse-Lösungen. Sind es hingegen nur



Turbine, Triebstrang, Turm und Gründung sowie Rotor, das sind die Komponenten, an denen die Betriebsparameter einer Windanlage überwacht werden können.

wenige zu kontrollierende Systeme, kann ein kompletter Service durch einen externen Partner die bessere Lösung sein. Monitoring-Experten übernehmen im Auftrag des Betreibers alle Zustandsüberwachungsprozesse und geben Empfehlungen an das Team, das für die Planung der Wartungsmaßnahmen vor Ort zuständig ist.

Individueller Unterstützungsgrad

Denkbar sind jedoch auch hybride Modelle, bei denen der Betreiber den gewünschten Grad der Unterstützung durch den externen Anbieter selbst definiert. Denn vielleicht fehlt nur ein Puzzleteil zur konsequenten und kompletten Eigenleistung – wie ausreichende Ressourcen, Infrastruktur und Werkzeuge oder entsprechendes Fachwissen.

Eine erhebliche Entlastung der eigenen Ressourcen kann beispielsweise durch ein Outsourcing des Daten-Screenings erreicht werden. Bachmann Monitoring bietet dazu beispielsweise einen Service an, der das Hosting der Daten sowie die täglichen Routineprozesse zur Überprüfung der Datenqualität und die Beseitigung von Fehlalarmen umfasst: Nur neue Informationen über den Maschinenzustand werden an das Support-Team des Betreibers weitergeleitet. Darüber hinaus kann ein zertifiziertes Schulungsangebot dem Team des Betreibers helfen, die erforderlichen technischen Kenntnisse der Schwingungsanalyse zu erwerben. Wollen Betreiber jedoch eine eigene Überwachung etablieren, ohne selbst in die dafür notwendige,

kostenintensive IT-Infrastruktur investieren zu müssen, bietet sich das reine Daten-Hosting an: In einer Cloud-Lösung übernehmen die Betreiber die volle Verantwortung für ihre eigene Zustandsüberwachung. Falls sie zu einem späteren Zeitpunkt auch das Hosting ihrer Daten selbst übernehmen wollen, bietet der Anbieter die notwendige Unterstützung einschließlich Lizenzpaketen und technischem Support an.

Zuverlässig in Partnerschaft

Die Entscheidung, Condition Monitoring ins eigene Haus zu holen, ist komplex, und es gibt keine Einheitslösung für alle. Für einen Betreiber, der die Kontrolle über die Zustandsüberwachung seiner Windenergieanlagen behalten möchte, könnte eine Hybridlösung die bestmögliche Option sein. Bei spezialisierten Anbietern kann er dabei auf die transparente Überwachung seiner Anlagen und hohe Datensicherheit vertrauen. Der Betreiber sollte dabei einen kompletten Zugang zu allen Monitoring-Daten erhalten, damit er einen vollständigen Überblick zum Status seiner Anlagen bekommt, seine eigenen Entscheidungen treffen und seine eigene Überwachungsstrategie umsetzen kann. In besonders schwierigen Fällen sollte er jedoch die Möglichkeit haben, auf die Beratung und Unterstützung seines Dienstleistungspartners zurückzugreifen.



WindEnergy Hamburg

The global on & offshore event

22 ————— 25
September 2026

Get
your ticket
now!

Driving the energy transition. *Together!*

The meeting place of the global wind industry – onshore & offshore

- 1,600 exhibitors from 40 countries
- First-rate conference programme on six open stages
- Networking with 45,000 international participants
- Recruiting Days on 24 and 25 September

NEW An entire hall dedicated to energy storage

windenergyhamburg.com



Organised by:



Global Partner:



European Partner:



Partners:





Wie sicher ist die Wind-Energieerzeugung bei Unwetter?

Keine Angst vor einer Sturmwarnung

Windkraftanlagen arbeiten im Freien und sind somit jedem Wetter ausgesetzt. Ob Gewitter, Schnee oder Sturm: Die rund 29.800 Windräder in Deutschland müssen einiges aushalten, um umweltfreundlichen Strom zu produzieren. Mit der Klimakrise nehmen Extremwetterlagen weiter zu. Umso wichtiger ist die Frage: Wie wirken sich Sturmböen und Gewitter auf die Stromerzeugung aus?

TEXT: Green Planet Energy BILDER: iStock: Anton_Petrus, kruwt

Windräder benötigen Wind, um echten Ökostrom zu erzeugen, und arbeiten am effizientesten unter konstanten Bedingungen, das heißt bei gleichmäßigem Wind ohne starke Böen. Dabei gilt grundsätzlich: Je mehr Wind, desto mehr Strom. Laut dem Bundesverband WindEnergie erreichen viele Windkraftanlagen ihre maximale Stromproduktion, die sogenannte Nennleistung, ab Windgeschwindigkeiten von etwa 12 m/s. Weht der Wind schwächer, drehen die Rotoren langsamer und erzeugen entsprechend weniger Strom. Unterhalb von 2,5 m/s kommen viele Anlagen häufig zum Stillstand. Bei höheren Windstärken oder Sturm arbeiten die Windräder dagegen konstant an ihrem Leistungslimit, was einige Herausforderungen mit sich bringt.

Herausforderungen bei Sturm:

- **Überforderung des Stromnetzes:** Bei Sturm produzieren viele Windräder gleichzeitig sehr viel Strom. Das kann das Stromnetz überlasten. Wenn das Netz diesen Überschuss nicht ausgleichen kann, müssen Anlagen heruntergeregelt oder vorübergehend abgeschaltet werden. Tobias Reinicke, ehemaliger Projektingenieur bei Green Planet Energy, erklärt: „Die Herausforderung besteht im ‚Abtransport‘, also der Verteilung der anfallenden Strommengen.“
- **Überangebot drückt die Strompreise:** Weht der Wind stark, steigt das Stromangebot deutlich – teilweise über die Nachfrage hinaus. Dann können Strompreise ins Negative fallen. Das ist unwirtschaftlich: Eine Einspeisung lohnt sich für den Betreiber nicht mehr. Daher gehen Anlagen temporär vom Netz.
- **Hohe Belastung der Windkraftanlagen bei Sturm:** Starke Böen setzen Rotorblätter, Gondel und Turm enormen Kräften aus. Das kann zu Sturmschäden an der Anlagentechnik führen.
- **Unwetterschäden an Stromleitungen:** Stürme können Stromleitungen oder Umspannwerke beschädigen. Auch wenn Windräder selbst nicht betroffen sind, kann das Auswirkungen auf den Netzbetrieb haben.

Sind Windräder bei Unwetter sicher?

Ob Sturm, Starkregen und sogar Blitzeinschläge: Windräder halten Unwetter aus – vorausgesetzt, sie werden fachgerecht gebaut und regelmäßig gewartet. Dafür ist der Betreiber zuständig. In Deutschland gelten hohe Sicherheitsstandards beim Bau und Betrieb von Windrädern. Grundlage dafür sind internationale Normen wie die IEC 61400, die die Belastung durch Extremwetter mitdenken.

Trotzdem hat jede Anlage natürliche Grenzen: Orkane oder außergewöhnliche Extremwetterereignisse können Schäden verursachen – besonders bei älteren Anlagen. Tobias Reinicke sagt dazu: „Wenn die Anlage unter Vollast läuft, ist die Belastung für die Anlagentechnik auch am höchsten. Dann kann es bei Starkwind häufiger zu internen Schäden an der Anlagentechnik kommen, die jedoch meist schnell von unseren Servicepartnern behoben werden können.“

Wie sind Windräder bei Sturm und Gewitter abgesichert?

Moderne Windräder können sich selbst vor Schäden schützen, wenn der Wind kräftig zulegt. Registrieren ihre Sensoren, dass die Anlage an ihrer Leistungsbegrenzung arbeitet, greift automatisch die Pitchregelung: Die Rotorblätter drehen sich um ihre Längsachse – ähnlich wie die Flügel eines Flugzeugs. Durch den Anstellwinkel können Windkraftanlagen aktiv steuern, wie viel Wind die Rotorblätter aufnehmen. Sind die Rotorblätter komplett in Fahnenstellung gedreht, nehmen diese keine Kraft mehr auf – die Anlage bleibt stehen. Damit sie sicher herunterfahren kann, reicht es aus, nur ein Blatt in Fahnenposition zu stellen.

Auch bei Gewitter sind Windräder sicher: In jedem Rotorblatt und im Turm verlaufen Blitzableiter, die einen Einschlag kontrolliert in den Boden ableiten. Und was ist mit Schnee



Kommt nur selten vor: Ausgeklügelte Technik schützt das Windrad bei einem Sturm, doch auch dieser sind ab einem gewissen Grad Grenzen gesetzt.

oder Hagelschlägen? „Schneemassen und Hagel sind nicht so das Thema, weil Windräder keine großen oder empfindlichen Flächen besitzen, auf denen Schneemassen liegen bleiben oder die durch Hagel beschädigt werden könnten“, erklärt Tobias Reinicke, ehemaliger Projektingenieur bei Green Planet Energy. Wenn die Rotorblätter vereisen, werden die Windräder automatisch abgeschaltet.

Wann werden Windräder bei Sturm abgeschaltet?

Bei schweren Stürmen können Windräder ihre Arbeit selbstständig einstellen, um Sturmschäden zu vermeiden. Die Sensoren des Windrads messen konstant die Windgeschwindigkeiten. Wird die sogenannte Cut-Out-Geschwindigkeit überschritten, drehen sich die Rotorblätter komplett aus dem Wind in die Fahnenstellung. Dort stehen sie wie eine Fahne in Windrichtung und bieten kaum Angriffsfläche. Es kommt zum bewussten Strömungsabriss am Blatt und das Windrad kommt zum Stehen. „Die meisten Windenergieanlagen werden bei einer Windgeschwindigkeit von circa 25 m/s abgeschaltet“, weiß Tobias Reinicke.

Auch für den Notfall sind Windräder vorbereitet: Fällt ein technisches System aus, sorgen kleine Akkus dafür, dass die Anlage trotzdem ins sichere Stillstehen kommt. Tobias Reinicke bringt es auf den Punkt: „Die wichtigste Maßnahme ist, dass die Windenergieanlagen unabhängig von Extremwetterlagen und externer Stromversorgung immer ihre Blätter aus dem Wind fahren können.“

Welche Vorteile bringen moderne Windräder?

Moderne Windräder sind meistens deutlich robuster. Sie verfügen über stabilere Materialien und eine höhere Nabenhöhe.

Das hilft ihnen, den Wetterbedingungen besser standzuhalten. In der Höhe weht der Wind auch gleichmäßiger, sodass die Windräder weniger nachregeln müssen und stabiler Strom produzieren können. Ingenieurinnen und Ingenieure arbeiten laufend daran, Windräder bei Sturm noch widerstandsfähiger zu machen: mit feinerer Sensorik, schnelleren Pitchregelungen und durch eine verbesserte Aerodynamik. Damit sollen Windräder auch bei Wetterextremen durch den Klimawandel sicher laufen.

Wie lässt sich Windstrom bei Sturm besser nutzen?

Um überschüssige Windenergie bei Sturm künftig besser nutzen zu können, braucht es **Speichertechnologien**: Große Batteriespeicher oder Pumpspeicherwerke könnten Windstrom aufnehmen und später – etwa bei einer Dunkelflaute – zur Verfügung stellen, wenn kaum erneuerbarer Strom produziert wird. Die Speicherung von Windstrom wird zurzeit in ersten Projekten getestet. Windstrom kann auch dank neuester Technologien in grünen Wasserstoff umgewandelt werden (Power-to-Gas).

... und zum Schluss

Ergänzend ist ein **intelligentes Lastmanagement** sinnvoll: Der Stromverbrauch wird an die Verfügbarkeit des Windstroms angepasst: zum Beispiel, indem E-Auto-Ladestationen dann laufen, wenn viel Windstrom erzeugt wird.

Ein Punkt bleibt zentral: der **Netzausbau**. Nur mit einem gut ausgebauten Stromnetz (zum Beispiel Höchstspannungs-Übertragungsnetz) können große Mengen Windstrom sicher dorthin transportiert werden, wo sie gebraucht werden.

Hybridparks: Mehr Strom
am selben Netzanschluss

Sonne und Wind im Einklang

Neue Netzanschlüsse sind knapp, weil ihre Genehmigung sich über Jahre ziehen kann. Wer einen bestehenden Onshore-Windpark um Photovoltaik ergänzt, spart sich diesen Umweg und erwirtschaftet am vorhandenen Netzanschlusspunkt zusätzliche Erlöse. Das Konzept Hybridpark gilt deshalb als Hebel für mehr Ökostrom ohne neuen Leitungsbau. Tragfähig wird es aber nur, wenn Technik, Steuerung und Regulierung zusammenpassen. Unabhängige technische Prüfungen ordnen die Risiken früh ein.

TEXT: Michael Lange, TÜV Süd Industrie Service

BILDER: ImWind, Klaus Rockenbauer; iStock, YouraPechkin





Energie aus Wind und Sonne über einen gemeinsamen Netzanschluss einzuspeisen, verbessert die Ausbeute und vermeidet Engpässe bei der Projektierung.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur waren Ende 2025 in Deutschland rund 68 GW Windenergieleistung an Land installiert. Weiterer Zubau ist wegen der Knappheit neuer Netzanschlüsse aber schwierig. Hier kommen zwei Vorteile bestehender Windparks ins Spiel. Zwischen den Türmen vieler Parks liegen weite Flächen ungenutzt. Zudem ist der Netzanschluss nicht ausgelastet, wenn kein Wind weht. Genau hier setzt die Nachverdichtung mit Photovoltaik an.

Das Einspeise-Timing macht es möglich

Windstrom fällt häufig im Winterhalbjahr und nachts an. Solarstrom erreicht seine Spitzen an Sommertagen und um die Mittagszeit. Speisen beide Energiequellen über denselben Netzverknüpfungspunkt ein, steigt dessen Auslastung deutlich. In der Praxis ergänzt PV den Park bis zur Höhe der vorhandenen Windleistung, ohne zweiten Anschluss. Das spart Leitungsbau und Netzentgelte.

Im österreichischen Burgenland gehen seit 2025 mehrere Wind-Solar-Kombinationen ans Netz, getragen von früh angepassten Regeln und hoher Akzeptanz vor Ort. Das Land will bis 2030 autark bei der Energieerzeugung werden und verzahnt dafür die bestehende Nutzung von Windkraft mit Solarenergie. In Deutschland entstehen seit 2025 die ersten vergleichbaren Vorhaben. Der Solarstrom gilt dabei technisch als eigene Erzeugungseinheit hinter demselben Punkt.

Drei Stellschrauben für den Mehrertrag

Mehr Module bedeuten nicht automatisch mehr Erlös. Über den tatsächlichen Ertrag entscheiden vor allem drei wichtige

Faktoren. Sie greifen ineinander und lassen sich nur gemeinsam optimieren.

- **Überbauung:** Übersteigt die Erzeugung die Anschlusskapazität, wird in Spitzen abgeregelt, und Strom geht verloren. Der richtige Überbauungsgrad ergibt sich aus der Abwägung zwischen Mehrertrag und Abregelung. Beide Quellen erreichen nur in wenigen Stunden im Jahr gleichzeitig ihr Maximum, weshalb eine bewusste Überbauung ein gut kalkulierbares Risiko darstellt. Wie viel PV sich im Bestand anschließen lässt, begrenzen unter anderem die Mittelspannungstechnik, die Transformatoren und die freien Schaltfelder.
- **Steuerung:** Die Steuerung der Wind- und PV-Regeltechnik muss über einen übergeordneten Anlagenregler zusammenspielen, der Einspeisewerte, Frequenz und Netzanforderungen einhält. Passen die Parameter nicht zusammen, wird der Netzbetreiber das für die Einspeisegenehmigung erforderliche Anlagenzertifikat nicht erteilen. Mit Reglern, die beide Quellen gemeinsam steuern, gibt es bislang wenig Erfahrung, weil einheitliche Standards fehlen. Tragfähige Lösungen entstehen oft erst im Dialog mit dem Netzbetreiber. Jede Erzeugungseinheit braucht zudem ihr eigenes Zertifikat, dazu einen Nachweis für das Zusammenspiel der Gesamtanlage. Ob die Nachrüstung als wesentliche Änderung nach BImSchG zählt, prägt außerdem den Genehmigungsaufwand.
- **Speicher:** Eine Batterie nimmt den Überschuss auf, der bei Überbauung sonst verloren ginge. Eingespeist wird er, sobald am Anschluss wieder Kapazität frei ist. Ein Speicher erhöht für Hybridpark-Projekte aber Kosten und vor allem die Komplexität. Das betrifft die technische Umsetzung, die Zertifizierung, Anschlussverfahren und die Regeln für

Die Nachverdichtung von bestehenden Windparks mit PV-Anlagen bietet viel Potenzial für Betreiber.



Speicher an bestehenden Netzknoten. Hier gibt es noch viele Unwägbarkeiten, die von der Branche und vom Gesetzgeber angegangen und geregelt werden müssen.

Voraussetzungen für die Finanzierung

Vor jeder Finanzierungszusage steht eine Technical Due Diligence (TDD). Geldgeber wollen den Blick auf das Gesamtbild des Hybridparks bewerten. Dazu zählen die Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten ebenso wie belastbare Betriebsdaten. Erst wenn alles zusammenpasst und schlüssig ist, gilt das Vorhaben als finanzierungsfähig. Auf dem Prüfstand steht zuerst der Erlös. Wichtig sind der mengengewichtete Marktwert beider Quellen, die Capture Rate (Marktwert im Verhältnis zum Durchschnittspreis) sowie das Abregelungsrisiko bei Überbauung. Seit Februar 2025 erhalten neue Anlagen bei negativen Börsenpreisen keine EEG-Vergütung mehr; auch das gehört ins Modell. Hinzu kommen die Verteilung der Erlöse, die Lastenteilung bei Abregelung und die Organisation der Bilanzkreise. Technisch kommt ein neues Risiko hinzu. Probleme in der Steuerung können den Netzanschluss verzögern. TÜV Süd-Experten empfehlen eine Grid-Compliance-Prüfung in frühen Projektphasen. Sie zeigt, ob sich die gleichzeitige Einspeisung sicher begrenzen lässt und die Steuerung die Netzvorgaben erfüllt. Frühe Simulationen legen kritische Werte offen, bevor sie im Bau zum Problem werden. Bei Umbauten am Anschlusspunkt drohen außerdem längere Ausfälle.

Fallbeispiel: Halbturn im Burgenland

Exemplarisch für ein gelungenes Hybridpark-Projekt steht der Windpark Andau/Halbturn in Österreich. Mit 79 Anlagen

und 237 MW ist er einer der größten Onshore-Windparks Mitteleuropas. Der Park ist seit 2014 in Betrieb: Photovoltaik-Anlagen nutzen nun die längst vorhandene Anschluss- und Wegeinfrastruktur. In einem Parkabschnitt mit rund 72 MW Windleistung kamen etwa 70 MWp Photovoltaik hinzu. Die Module sitzen auf einachsigen Nachführsystemen und folgen dem Höhenwinkel der Sonne. Bei rund neun Metern Reihenabstand bleibt die Fläche landwirtschaftlich nutzbar. Zwei Effekte forderten die Planung besonders heraus: der Schattenwurf der Rotoren auf die Module und Eiswurf im Winter. Das galt es beim Bau zu berücksichtigen. Vor dem Bau standen ein Ertragsgutachten, eine Hybridauslegungsstudie sowie die Grid-Compliance-Prüfung an. Anschließend folgte die TDD. Während der Bauphase von 2025 bis Anfang 2026 kamen Baubegleitung und Abnahme hinzu. Schnittstellenprobleme konnten so schon früh identifiziert werden.

Fazit

Hybridparks holen mehr aus vorhandenen Netzanschlüssen heraus. Vom Zusatzertrag profitieren jedoch nur Betreiber, die die technischen und wirtschaftlichen Schnittstellen beherrschen. Mit jedem umgesetzten Projekt wächst das Wissen über das Zusammenspiel der Komponenten – und mit ihm die Standardisierung, an der es heute noch fehlt. Die Basis für künftige Vorhaben wird so immer stabiler. Je früher Projektierer, Betreiber und unabhängige Prüfer wie TÜV Süd zusammenkommen, desto geringer sind Reibungsverluste und Terminrisiken.

Warum die Energiewende mehr Intelligenz braucht

Limits überwinden – auch in Stromnetzen möglich

Die Belastung der weltweiten Netzinfrastruktur steigt rasant. Während die KI-Infrastruktur den globalen Strombedarf in die Höhe treibt, erfolgt die Digitalisierung in der Energiebranche nur punktuell. Dabei kann KI zugleich Motor des Energiebedarfs und Hebel für die Energiewende sein.

TEXT: Robert Langbein, AVEVA BILDER: iStock: SVPhilon, evrenselbaris

Laut IEA stieg der weltweite Stromverbrauch 2025 um drei Prozent – mehr als doppelt so schnell wie der gesamte Energiebedarf. Besonders stark wuchs der Bedarf von Rechenzentren. Er stieg um 17 Prozent. In den USA verursachten Rechenzentren rund die Hälfte des gesamten Stromverbrauchswachstums. Das ist ein klassisches Jevons-Paradoxon: Effizienz senkt den Ressourcenverbrauch nicht automatisch; oft wächst die Nachfrage schneller als die Einsparungen. Anstatt den Energiebedarf durch KI-gestützte Effizienz zu dämpfen, treiben KI und Digitalisierung die Energienachfrage an. Gleichzeitig stehen Energieversorger vor strategischen Entscheidungen zur Modernisierung des Stromnetzes und zur Kapitalallokation. Doch solche Entscheidungen sind nicht mehr aufschiebbar: Extremwetterereignisse zeigen, wie wenig Spielraum die bestehende Netzinfrastruktur noch hat.

Gespräche mit Energieversorgern machen deutlich, dass die größte Herausforderung heute nur selten die Verfügbarkeit neuer Technologien ist. Entscheidend ist vielmehr, Daten über System- und Organisationsgrenzen hinweg nutzbar zu machen und erfolgreiche Digitalisierungsinitiativen konsequent zu skalieren.

Integrierte Systeme statt isolierter Datenquellen

Laut Prognosen der IEA könnten digitale Technologien bis 2050 weltweit 1,8 Billionen US-Dollar an Netzinvestitionen einsparen, indem sie die Lebensdauer der Netze verlängern, gleichzeitigerneuerbare Energien integrieren und Versorgungsunterbrechungen minimieren. Eine moderne Netzarchitektur



basiert auf interoperablen Datenplattformen, IoT-Sensorik, digitalen Zwillingen und KI-gestützten Analysen. Entscheidend ist die Verknüpfung einzelner Technologien zu einer gemeinsamen Datenbasis. Wenn sich Datensilos öffnen und Informationen zu industriellen Prozessen entlang der gesamten

Wertschöpfungskette ausgetauscht werden, kann jeder Akteur im Ökosystem auf dieselbe verlässliche Informationsquelle zugreifen. Dadurch kann die Zeit bis zur Erkenntnis deutlich sinken, was proaktive Entscheidungen fördert und die betriebliche Effizienz steigert. So wird aus einem Verbund isolierter Systeme ein flexibler, widerstandsfähiger Organismus.

Vom Piloten zur Fläche: Digitalisierung ausrollen

Werden digitale Technologien lokal eingesetzt, können sie nur punktuelle Verbesserungen liefern. Werden sie hingegen auf große, unternehmensweite Sensornetzwerke ausgeweitet, kann die daraus resultierende industrielle Intelligenz das gesamte System stärken.

Genau hier scheitern viele Digitalisierungsprogramme. Technisch erfolgreiche Pilotprojekte liefern zwar lokale Verbesserungen, erreichen aber nie den unternehmensweiten Rollout. Der eigentliche Mehrwert entsteht erst, wenn Datenplattformen und KI-Lösungen konsequent skaliert werden.

Wie das in der Praxis aussieht, zeigt der Stromproduzent Innergex. Das Unternehmen erzeugt weltweit erneuerbare Energie und hatte ein Problem: An den verschiedenen Standorten gab es immer wieder technische Ausfälle, und wenn Energie verloren ging, fehlte oft der Überblick über die Ursachen. Schuld war ein Flickenteppich aus unterschiedlichen Softwarelösungen und Versionen, der über Standorte und Abteilungen gewachsen war. Unternehmensweite Auswertungen? Kaum möglich, weil die Daten nicht zusammenliefen.

Heute arbeitet Innergex mit einer skalierbaren Datenarchitektur, die den gesamten Lebenszyklus abbildet und KI-gestützte Analysen ermöglicht. Alle Teams – egal ob im Maschinenraum vor Ort oder in der Zentrale – greifen auf dieselben Daten zu. Turbinenprobleme lassen sich jetzt sowohl lokal als auch aus der Ferne beheben. Das Ergebnis: Die Verfügbarkeit der Turbinen ist von 93,5 auf 99,5 Prozent gestiegen. Die dadurch gewonnene Energie geht direkt ins Netz, mittlerweile versorgt Innergex über eine Million Haushalte mit sauberem Strom.

Auch an der Schnittstelle zwischen Erzeugern und Verbrauchern bringen vernetzte Systeme Vorteile: mehr Stabilität im Netz und ein höherer Anteil erneuerbarer Energien. Wenn Automatisierung und Zusammenarbeit im gesamten Ökosystem Hand in Hand gehen, können Erzeuger Prognosen erstellen und Gebote abgeben, Lasten werden umverteilt und digitale Stromanbieter motivieren Kunden dazu, ihren Verbrauch zeitlich zu verschieben. Damit das funktioniert, braucht es allerdings ein sauberes Änderungsmanagement: gemeinsame Datenstandards, offene Schnittstellen und Betriebsmodelle, die über Abteilungsgrenzen hinweg funktionieren.

Wie Plattformarchitekturen intermittierende erneuerbare Energien in verlässliche Kapazitäten verwandeln, belegt Silicon Valley Clean Energy (SVCE) mit seinem Engineering-Partner ZGlobal. Mehrere Organisationen brauchten regelmäßig Zugriff auf Datensätze des Stromproduzenten SVCE. Die bisherigen Methoden waren umständlich, dauerten zu lange oder warfen Fragen zur Datensicherheit auf. Die Beteiligten wollten deshalb den Datenaustausch über eine Cloud-Plattform vereinfachen. Mit der Plattform CONNECT verknüpften sie schließlich Echtzeit- und historische Daten von Erzeugern, Disponenten und Verteilern. Das Ergebnis: mehr Transparenz, bessere Zusammenarbeit, größeres Vertrauen und dank der Auswertung der gesammelten Daten mehrere tausend Dollar weniger Stromkosten.

Intelligente Steuerung: Wenn Netze eigenständig entscheiden

Auf solchen Datenplattformen lässt sich die nächste Stufe aufbauen: agentische KI, also KI-Systeme, die nicht nur Entscheidungen vorbereiten, sondern innerhalb festgelegter Grenzen selbstständig und in Echtzeit handeln. Ihr Vorteil liegt in der



Überlastete Stromnetze brauchen mehr als zusätzlichen Ausbau: Vernetzte Daten, digitale Zwillinge und KI-gestützte Analysen schaffen Transparenz und ermöglichen eine vorausschauende, flexible Netzsteuerung.

Geschwindigkeit: Sie analysieren und steuern blitzschnell mehrere Variablen gleichzeitig. Möglich wird das, indem Energieversorger Edge-Inferenz für zeitkritische Entscheidungen vor Ort mit zentralen digitalen Zwillingen kombinieren, die im Hintergrund kontinuierlich dazulernen und Szenarien durchspielen. Lokale Versorgungssicherheit und die Teilnahme an überregionalen Energiemärkten lassen sich so miteinander verbinden.

Der wirtschaftliche Nutzen geht dabei weit über eingesparte Brennstoffkosten oder weniger Ausfälle hinaus. Gebündelte Ressourcen können fast in Echtzeit Kapazitäts-, Ausgleichs- und Flexibilitätsdienste anbieten und damit neue Einnahmequellen schaffen. ENEL hat das bereits umgesetzt: KI-gestützte Optimierungen in der Kraftwerksflotte verhinderten Verluste von 47 Millionen Euro und sparten rund 4.800 t CO₂ ein, indem die Geothermie-Anlagen effizienter genutzt wurden.

Auch auf der Nachfrageseite verändert KI die Prozesse grundlegend. Netzanschlussanfragen, bisher ein aufwändiger manueller Vorgang, lassen sich mit KI-Systemen automatisieren und in Echtzeit bearbeiten. Das beschleunigt den Netzausbau und entlastet die Netzbetreiber – ein Punkt, der für Verwaltung und Regulierung immer wichtiger wird.

Automatisierung braucht Kontrolle

So viel Automatisierung braucht Kontrolle. Autonome Systeme müssen erklärbar sein, Fallback-Modi vorsehen und etablierte IT-Sicherheitsstandards wie die CIS-Kontrollen einhalten, damit ihre Entscheidungen sicher und nachvollziehbar bleiben. Ebenso bleibt menschliche Expertise von zentraler Bedeutung, um die Vorteile von KI zu maximieren. So wie Ingenieure einst die Elektrifizierung vorantrieben, sind es heute die Teams in den Leitwarten und Rechenzentren der Versorger:

Sie überwachen KI-Systeme, treffen kritische Entscheidungen und gewährleisten die Netzsicherheit.

Eine weitere Herausforderung ist das eingangs erwähnte Rechenparadoxon: Der Energiebedarf der KI-Infrastruktur selbst wächst mit jeder neuen Anwendung. Versorger können dem mit einer konsequenten Nachhaltigkeitsstrategie begegnen, indem sie das Rechenwachstum an die Beschaffung erneuerbarer Energien koppeln, eine CO₂-bewusste Einsatzplanung einführen, Edge-Inferenz priorisieren und die Wärmerückgewinnung nutzen, soweit es die Vorschriften zulassen.

Netzentelligenz als strategischer Erfolgsfaktor

Führungskräfte erkennen zunehmend: Intelligente Netze sind keine technische Spielerei, sondern strategische Infrastruktur – und die braucht einen klaren Plan. Sinnvoll ist der Start mit einem umfassenden Pilotprojekt, das alle wichtigen Bausteine verbindet: Sensorik, Interoperabilität, digitale Zwillinge, Edge-Inferenz und die Anbindung an den Markt. Im nächsten Schritt folgt die CO₂-Bilanzierung, um zu erfassen, wie viele Megawattstunden aus erneuerbaren Energien wiedergewonnen werden, die zuvor abgeregelt werden mussten. Danach kommen Erklärbarkeit und die nötigen Cybersecurity-Maßnahmen dazu. So löst sich auf, was zunächst widersprüchlich klingt: Das eigentliche Problem ist nicht, dass Rechenzentren mehr Strom brauchen – sondern dass dem Energiesystem die nötige Intelligenz fehlt.

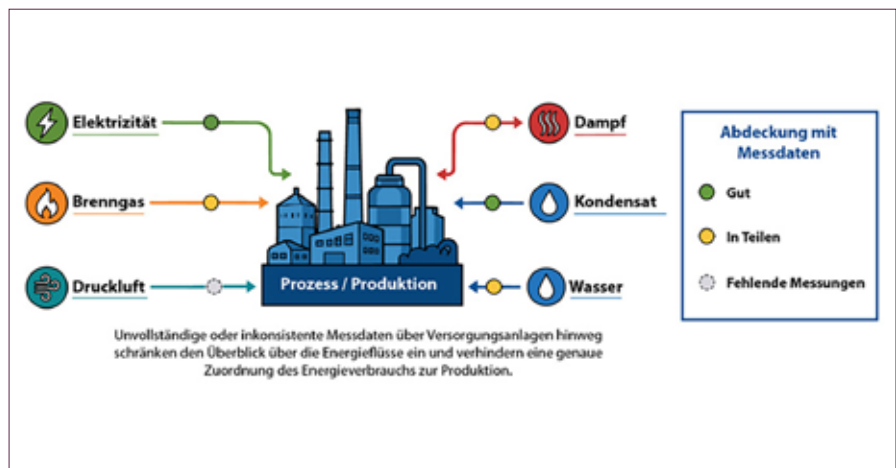
Der entscheidende Hebel für die Energiewende ist deshalb nicht der Einsatz einzelner KI-Tools, sondern der Aufbau einer durchgängigen Plattform für Daten und Entscheidungen. Erst wenn Informationen über Stromerzeugung, Netzbetrieb und Verbrauch zusammenlaufen, lassen sich steigende Nachfrage, Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung gleichzeitig bewältigen.

Warum fehlende Messdaten Energieeffizienzmaßnahmen ausbremsen

Akte Energie: Datenlücken schließen

In vielen Industrieanlagen werden Energieverbräuche nicht lückenlos erfasst. Energie-Dashboards schaffen zwar Transparenz, aber fehlende Daten in Dampf-, Brenngas-, Druckluft- und Wassersystemen erschweren die Ermittlung stabiler Energie-KPIs. Doch wo liegen die kritischen Lücken?

TEXT: Michael Machuca, Emerson BILDER: Emerson; iStock, ValeryBrozhinsky



Typische Abdeckung mit Messdaten in industriellen Versorgungssystemen. Unvollständige oder qualitativ minderwertige Messdaten schränken den Überblick über die Energieflüsse ein und verhindern eine genaue Zuordnung des Energieverbrauchs zur Produktionsleistung.

Viele Industrieanlagen haben in Energie-Dashboards und Verbesserungsprogramme investiert. Nach anfänglichen Einsparungen stagniert die Energieintensität allerdings oft wieder. Das Problem liegt selten in der Transparenz, sondern im Fehlen zuverlässiger Messdaten über alle Versorgungssysteme hinweg.

In Europa und insbesondere in Deutschland wird diese Herausforderung immer entscheidender. Hohe Energiepreise, Dekarbonisierungsziele und gesetzliche Vorschriften erfordern nachhaltige Verbesserungen. Sind die Daten unvollständig oder unzuverlässig, geraten Leistungsverbesserungen schnell ins Stocken.

Energiemanagementsysteme (EMS) benötigen genaue, konsistente Daten, um einen Bezug zwischen Energieverbrauch und Produktion herzustellen. Ohne eine ausreichende Abdeckung mit Messdaten können Anlagenbetreiber keine Zuordnung des Energieverbrauchs zur Produktionsleistung vornehmen. Dies schränkt die Fähigkeit ein, Verluste zu erkennen und Verbesserungsmaßnahmen zu priorisieren.

Wo die Transparenz fehlt

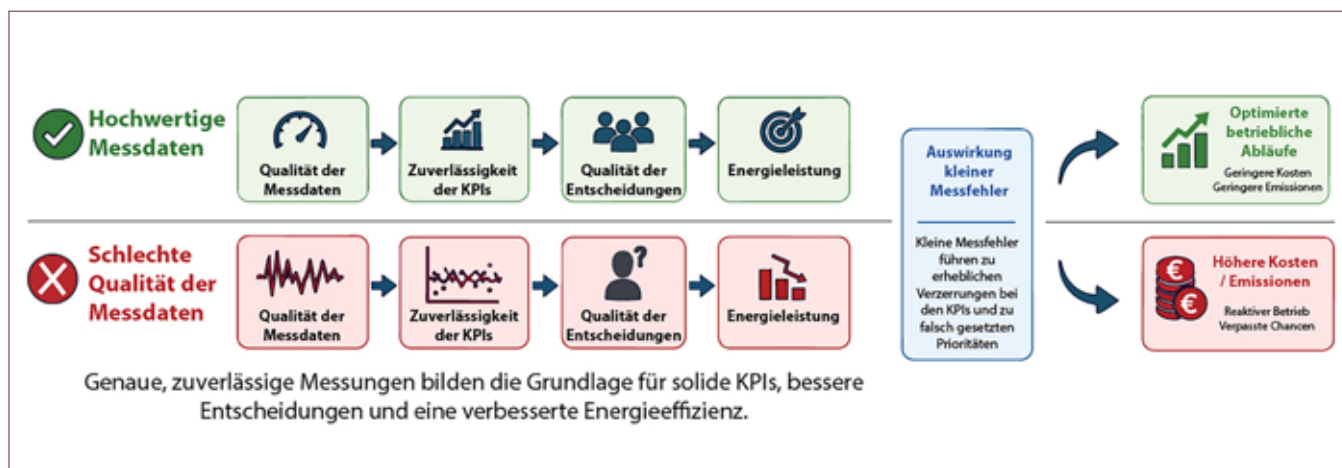
In den meisten Anlagen fließt Energie durch miteinander verbundene Versorgungsnetze – Strom, Brenngas, Dampf, Kondensat, Druckluft und Wasser. Diese Systeme sind entscheidend, aber oft werden nicht alle Messdaten erfasst.

Zu den typischen Lücken zählen:

- Fehlende oder ungenaue Durchflussmessungen in Dampf- und Brennstoffsystemen
- Eingeschränkter Überblick über Druckluftverluste
- Kein Echtzeitbezug zwischen Energieverbrauch und Produktionsleistung

Bei unvollständigen Daten muss das Bedienpersonal konservativ vorgehen, um Stabilität und Sicherheit zu gewährleisten. In Energiemärkten mit hohen Kosten wie in Europa führt dies unmittelbar zu höheren Betriebskosten, und Emissionsziele werden nicht so schnell erreicht wie geplant.

Wird beispielsweise der Dampfdurchfluss nicht genau gemessen, wird als Sicherheitsmarge möglicherweise



Der Zusammenhang zwischen Qualität der Messdaten, Zuverlässigkeit der KPIs und Entscheidungsfindung.

Ungenauere Daten führen zu unzuverlässigen KPIs und einem reaktiven Betrieb, während zuverlässige Messungen gezielte Verbesserungsmaßnahmen ermöglichen.

mehr Dampf erzeugt als nötig. Zuverlässige Durchflussmessgeräte vereinfachen die Erkennung von Verlusten, die Stabilisierung von Energie-KPIs und die Reduzierung des unnötigen Brennstoffverbrauchs.

Warum die Qualität der Messdaten so entscheidend ist

Ein effektives Energiemanagement erfordert mehr als nur die Verfolgung des Gesamtverbrauchs. Zuverlässige Leistungskennzahlen wie der Energieverbrauch pro Produktionsanlage (zum Beispiel kWh/t oder MMBtu/t), sowie Vergleiche mit festgelegten Zielen oder Referenzwerten sind nötig. Bei einer schlechten Qualität der Messdaten sind diese Kennzahlen unzuverlässig oder irreführend. Die Entscheidungsfindung erfolgt reaktiv und nicht proaktiv. Infolgedessen verlieren Verbesserungsmaßnahmen ihren Fokus und ihre Wirkung.

Das gleiche Prinzip gilt auch für verbrennungsintensive Anwendungen wie brennstoffbetriebene Heizanlagen und Kessel. Wenn die Brennstoffmessung Änderungen des Brennstoffenergiegehalts nicht widerspiegelt, gleicht das

Bedienpersonal dies oft durch den Betrieb mit höheren Luftüberschussmargen aus. Massebasierte Brennstoffdurchfluss- und Rauchgasmessungen verbessern den Einblick in die Verbrennungsleistung und helfen Anlagenbetreibern dabei, unnötigen Brennstoffverbrauch zu reduzieren und gleichzeitig Sicherheit und Kontrolle zu gewährleisten.

Ein praktischer Weg in die Zukunft

In vielen Fällen ist für die Verbesserung der Energieeffizienz keine Überholung des kompletten Systems nötig. Gezielte Verbesserungen bei der Messung können sofort einen Mehrwert schaffen.

Ein praktischer Ansatz umfasst:

- die Bewertung der Abdeckung mit Messdaten über die wichtigsten Versorgungssysteme hinweg,
- die Feststellung kritischer Lücken, in denen Daten fehlen oder unzuverlässig sind,
- die Modernisierung der Instrumentierung, um genaue Echtzeitdaten zu gewährleisten,
- die Validierung der Datenqualität zur Stabilisierung der Energie-KPIs.

Diese Schritte schaffen eine zuverlässige Datengrundlage sowohl für die betriebliche Leistung als auch für die Einhaltung von Energie- und Emissionszielen.

Von der Transparenz zu gezielten Maßnahmen

Energie-Dashboards und -Analysen sind nur so effektiv wie die zugrundeliegenden Daten. Das Schließen von Messlücken ermöglicht den Übergang von einem allgemeinen Überblick zu gezielten Maßnahmen, sodass das Bedienpersonal Ineffizienzen erkennt und die Anlage näher an den optimalen Bedingungen betrieben werden kann.

Die erfolgreichsten Energieprogramme stützen sich nicht auf eine größere Datenmenge, sondern auf die richtigen Daten: präzise, zeitnah und mit direktem Bezug zur Produktion. Für die europäische Industrie ist diese Unterscheidung grundlegend, um in einer Zukunft mit hohen Kosten und niedrigen CO₂-Emissionen wettbewerbsfähig zu bleiben.

Energiemanagement für Handwerksbetriebe

Energieverbrauch im Auge behalten

In vielen kleinen Handwerksbetrieben, insbesondere in energieintensiven Gewerken wie Bäckereien, steigen die Energiekosten stetig. Die Münchner Brotmanufaktur Schmidt hat daher gemeinsam mit ABB ein intelligentes Energie- und Lastmanagement eingeführt, um diesem Trend entgegenzuwirken. Mithilfe des ABB ASKI-Systems steuert der Betrieb Beleuchtung, Öfen, Kühlanlagen, das Blockheizkraftwerk (BHKW) sowie E-Ladepunkte dynamisch. Das Ergebnis sind transparente Verbrauchsdaten, geringere Lastspitzen und eine spürbare Kostensenkung.

TEXT: ABB BILDER: ABB; iStock, Elena Kurkutova

Brotbacken ist energieintensiv, denn Öfen, Kühlaggregate und Knetmaschinen laufen in einer Backstube fast permanent. Daher sind die stetig steigenden Energiepreise ein großer Kostentreiber für Bäckereien. Denn bei Backwaren sind Kunden häufig preissensibel. „Wir können nicht einfach jedes Jahr die Preise erhöhen“, so viel stand für die Brotmanufaktur Schmidt fest. Somit gab es einen wichtigen Ansatzpunkt: den Energieverbrauch und die damit verbundenen Energiekosten kontinuierlich zu senken. Schon vor dem steilen Anstieg der Energiekosten achtete die Brotmanufaktur jedoch darauf, Energieverbräuche möglichst gering zu halten. Aus Überzeugung – schließlich geht sie in Sachen Nachhaltigkeit seit Langem voran. So werden zum Beispiel lediglich naturbelassene, regionale Zutaten verwendet und auch die Auslieferung der Backwaren erfolgt mit Elektrofahrzeugen,

geladen mit Ökostrom oder mit Strom von der firmeneigenen Photovoltaik-Anlage. Um weitere Einsparungen zu realisieren, war die Lösung die Implementierung eines intelligenten Energiemanagementsystems. Ein System, das exakt misst, welche Geräte aktuell wie viel Strom verbrauchen – und diese Verbräuche dann aufeinander abstimmt, um teure Lastspitzen zu vermeiden. Darüber hinaus war es das Ziel, Synergieeffekte zu nutzen und dafür zu sorgen, dass zum Beispiel die Heizung die Abwärme der Backöfen berücksichtigt - und ihre Leistung entsprechend darauf anpasst.

Energieverbrauch clever steuern

Auf der Suche nach einer entsprechenden Lösung entschied sich Schmidt nach einer umfassenden Marktrecherche für ABB



ASKI. Die Lösung ermöglicht die Analyse und die gezielte Steuerung des Stromverbrauchs – zentral, automatisiert und in Echtzeit. Ein wichtiger Vorteil: ASKI ist mit bestehenden Maschinen kompatibel. Neuanschaffungen waren nicht notwendig. Zudem bietet das ASKI-System mit dem ALS-profi Controller eine dynamische Lastverteilung, die Lastspitzen verschiebt, ohne Betriebsabläufe zu stören. So liegen die frischen Backwaren pünktlich zur Ladenöffnung bereit – trotz optimierter Energieflüsse.

Darüber hinaus bindet ASKI auch die firmeneigenen E-Fahrzeuge samt Ladeinfrastruktur sowie das Blockheizkraftwerk (BHKW) und die Photovoltaik-Anlage in das System ein – inklusive smarter Wärmenutzung. Für Manufakturbetreiber Markus Schmidt ebenfalls entscheidend: ASKI ist einfach zu installieren

und intuitiv bedienbar. Außerdem unterstützt ABB seine Kunden bei der Parametrierung. So kann sich die Manufaktur voll auf ihr Backhandwerk konzentrieren.

Verbrauch und Erzeugung im Zusammenspiel

Herzstück des ASKI-Systems sind die Controller, die in der Unterverteilung montiert werden und alle relevanten Verbraucher digital steuern. Als Sensorik dienen dabei u.a. präzise Energiezähler. Die Brotmanufaktur Schmidt entschied sich für den ABB DIM 20 Einphasen-Energiezähler, der mit hoher Messgenauigkeit (Klasse 0.5) elektrische Leistung erfasst und über Modbus TCP/IP mit dem Management-System kommuniziert. Alle Messwerte werden dann im zentralen



In der Backstube der Brotmanufaktur Schmidt laufen viele energieintensive Prozesse parallel. Mit ABB ASKI werden diese intelligent gesteuert und Lastspitzen vermieden – ohne Beeinträchtigung der Betriebsabläufe.



Herzstück des Lastmanagements: Der ALS profi Controller verteilt Energie dynamisch und priorisiert Verbraucher so, dass energieintensive Prozesse in kostengünstige Zeitfenster verschoben werden.

ASKI-Portal zusammengeführt. Von dort aus kann die Software Stromerzeuger und -verbraucher gezielt koordinieren. So lässt sich das System flexibel mit vorhandenen Anlagen koppeln: Standardmäßig unterstützt ASKI beispielsweise PV-Wechselrichter, Batteriespeicher, Wärmepumpen und sogar Blockheizkraftwerke (BHKW) sowie Ladestationen für E-Fahrzeuge.

Vor allem bei Ladesäulen zahlt sich das aus: ABB ASKI kann die Ladekosten durch intelligente Verteilung der Lasten um bis zu 50 Prozent reduzieren: Die Batterien der E-Autos werden dank ASKI vorzugsweise in Phasen niedriger Netztarife geladen. In Zeiten hoher Last schaltet das System gerade nicht dringend benötigte Verbraucher ab. Diese automatisierte Steuerung ist für das Personal komfortabel: Die Software achtet darauf, dass der Produktionsablauf im Betrieb nicht beeinträchtigt wird. Alle Komponenten und Parameter können über ein Webinterface konfiguriert werden.

Einfache Nachrüstung im laufenden Betrieb

Die Nachrüstung im Handwerksbetrieb verlief denkbar einfach. Der ASKI-Controller wurde vom Betriebselektriker installiert und an das lokale Netzwerk angebunden. ABB übernahm die Parametrierung. Bestehende Maschinen und Anlagen blieben unverändert, denn ASKI „spricht“ herstellerunabhängig mit den Geräten.

Das Ergebnis des Projekts ist eine deutliche Verbesserung der Energieeffizienz. In der Brotmanufaktur Schmidt liegen nun alle Verbrauchsdaten zentral vor: Das ASKI-System sammelt und

synchronisiert alle Energiedaten an einem Ort und liefert dem Team auf Knopfdruck aussagekräftige Daten.

Kosten senken durch bessere Steuerung

Diese Transparenz hat es ermöglicht, Verbrauchern Kosten zuzuordnen und unnötige Lastspitzen konsequent zu vermeiden. Dadurch wurde nach einigen Monaten Betrieb der Energiebedarf der Manufaktur im Mittel um bis zu 17 Prozent gesenkt. Dabei profitiert auch die Netzstabilität, da ASKI Lastspitzen nicht nur überwacht, sondern durch optimale Umverteilung meist schon von vornherein vermeiden kann. Fast genauso wichtig sind für Betreiber Schmidt aber der Nachhaltigkeitsfaktor und der möglichst kleine ökologische Fußabdruck seiner Backwaren.

Übertragbarkeit auf andere Betriebe

Das Projekt in der Brotmanufaktur Schmidt ist ein Beispiel dafür, wie klassische Handwerksbetriebe von moderner Energietechnik profitieren können. Die verwendete Architektur ist modular und anlagenneutral: Gleiches Equipment lässt sich auch in Hotels, Gaststätten, Industriebetrieben oder in der Landwirtschaft einsetzen. Die wichtigsten Geräte (Zähler, Ladeinfrastruktur, Speicher oder BHKW) sind alle „Standard-kompatibel“ für ASKI. So lässt sich das Energiemanagement häufig ohne große Investition integrieren und die Kosten amortisieren sich mit jedem vermiedenen Spitzenkilowatt. Wie die Brotmanufaktur Schmidt können viele Betriebe durch eine praxisnahe Lösung wie ASKI die Energiekosten auf Dauer senken und gleichzeitig ihre Umwelt- und Klimaziele erreichen.

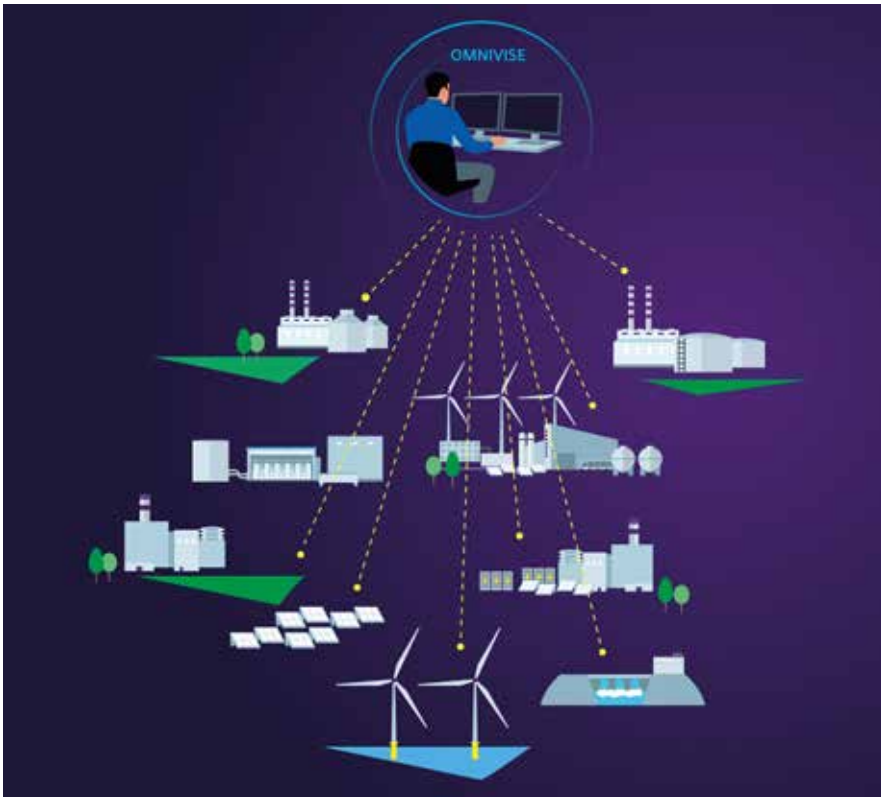


Intelligentes Lastmanagement: ctrlX AUTOMATION wird
Schlüsseltechnologie im Omnivise Solution Portfolio

ENERGIEFLÜSSE PRÄZISE STEUERN

Die Energieerzeugung befindet sich im fundamentalen Wandel. Dezentrale Anlagen, hybride Kraftwerkskonzepte und volatile Energiemärkte erfordern neue Automatisierungsarchitekturen: Sie müssen leistungsfähig, offen, hochverfügbar und cybersicher sein. Siemens Energy treibt diese Transformation mit seinem digitalen Omnivise-Plattformansatz voran und dabei wird künftig auch ctrlX AUTOMATION von Bosch Rexroth eine Rolle spielen.

TEXT: Bosch Rexroth **BILDER:** Siemens Energy; iStock, KE ZHUANG



ctrlX AUTOMATION wird mit seinen verschiedenen Komponenten fest im Omnivise Solution Portfolio verankert und so künftig noch enger in die Plattformarchitektur eingebunden. Damit entsteht eine skalierbare Automatisierungsbasis in Energieinfrastrukturen.



Die Omnivise T3000 Edge von Siemens Energy nutzt die Steuerungsplattform ctrlX CORE mit ctrlX OS als technologische Plattform.

Siemens Energy setzt bereits seit Längerem im Leittechnik- und Automatisierungsbereich auf die Steuerungsplattform ctrlX CORE, um die Orchestrierung von Energieerzeugungsanlagen zu verbessern. In Zukunft wird die Zusammenarbeit vertieft: ctrlX AUTOMATION wird fest im Omnivise Solution Portfolio verankert und somit künftig noch enger in die Plattformarchitektur eingebunden. Dadurch entsteht eine skalierbare Automatisierungsbasis in Energieinfrastrukturen.

Omnivise für die Digitalisierung der Energieerzeugung

Mit dem Omnivise Solution Portfolio verfolgt Siemens Energy einen integrierten Ansatz für die Digitalisierung in der Energieerzeugung. Die modulare Plattform verbindet Steuerungs- und Automatisierungstechnik mit digitalen Anwendungen, datenbasierten Services sowie Energie- und Asset-Management-Systemen. Ziel ist es, Energieanlagen durchgängiger zu automatisieren, flexibler zu steuern und nachhaltiger zu betreiben – von dezentralen Assets über erneuerbare Energiesysteme bis hin zu hybriden Kraftwerkskonzepten. Die

Offenheit der Plattform ermöglicht die nahtlose Integration von Technologien aus der Industrieautomatisierung.

Industrieautomatisierung trifft Energieexpertise

Durch die Zusammenarbeit mit Bosch Rexroth profitiert Siemens Energy von dessen Kompetenzen im Bereich der Industrieautomatisierung und des Internets der Dinge (IoT). Gleichzeitig bringt Siemens Energy sein Domain-Know-how in den Bereichen Energieerzeugung und kritische Infrastrukturen ein. Dadurch lassen sich industrielle Automatisierungslösungen gezielt mit den spezifischen Anforderungen des Energiesektors verbinden und technologische Neuerungen schneller in den Energiemarkt integrieren.

Technologische Weiterentwicklung mit klarem Praxisfokus

Künftig übernimmt die Steuerungsplattform ctrlX CORE zentrale Aufgaben für die digitale Anbindung von Energieerzeugungsanlagen sowie die Steuerung und Regelung der

Energieflüsse, um das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Stromverbrauch in Echtzeit sicherzustellen.

Ein Schwerpunkt ist die hohe Verfügbarkeit. Siemens Energy bringt als Leitkunde bei Bosch Rexroth seine Anforderungen an redundante Steuerungsarchitekturen ein. Mit der Redundancy Manager App lässt sich die Steuerungshardware aus dem ctrlX AUTOMATION-Portfolio zu einer hochverfügbaren Lösung ausbauen. Die Kommunikation erfolgt über OPC UA PubSub auf Basis offener Standards. Für Energieanlagen als Teil kritischer Infrastruktur ist maximale Verfügbarkeit eine zentrale Voraussetzung für Versorgungssicherheit. Die Model Connect App ermöglicht die Anbindung von MATLAB und Simulink. Komplexe Regelungs- und Prozessmodelle können so in der Simulationsumgebung entwickelt, validiert, simuliert und als Programmcode nahtlos auf die Steuerung gebracht werden – als Alternative zur klassischen SPS-Programmierung. Das schafft die Grundlage für digitale Zwillinge, zum Beispiel zur Unterstützung von Forecast-Prozessen im Netzbetrieb.

Sichere Edge-Plattform für Energieanlagen

Ein hierbei entscheidender Aspekt ist die Cybersecurity. Energieanlagen unterliegen strengen nationalen und internationalen Regularien, beispielsweise im KRITIS-Umfeld. Das Betriebssystem ctrlX OS ist CRA-ready und nach IEC 62443

zertifiziert. Es unterstützt somit bei der Umsetzung hoher Sicherheitsanforderungen.

Ebenso relevant ist die Performance: Omnivise T3000 Edge nutzt die ctrlX CORE mit ctrlX OS als technologische Plattform. Die softwarebasierte Edge-Architektur ermöglicht Reaktionszeiten von 1 bis 5 Millisekunden („Fast Automation“). Damit lassen sich auch dynamische, hybride Anlagenkonzepte präzise steuern – bei gleichzeitiger direkter, standardisierter Anbindung an IT- und Cloud-Systeme.

Die Steuerungsplattform ctrlX CORE bildet somit eine robuste, sichere und offene Grundlage, auf der die spezialisierte Funktionalität von Omnivise T3000 Edge aufbaut. Diese Kombination ermöglicht es Energieversorgern, die Vorteile der Digitalisierung sicher zu nutzen und ihre Anlagen für die Zukunft der Energieversorgung zu rüsten.

Gebündelte Power als Mehrwert für Energieerzeuger

Als Bestandteil des Omnivise Solution Portfolios trägt ctrlX AUTOMATION dazu bei, hybride und dezentrale Energiesysteme effizienter, flexibler und resilienter zu gestalten. Die Kombination aus offener, softwarebasierter Automatisierung und branchenspezifischer Energieexpertise schafft die Grundlage, um schneller auf Marktveränderungen zu reagieren und die Energieerzeugung nachhaltig weiterzuentwickeln.



UNENDLICHE MÖGLICHKEITEN

NETZZUSTANDSERMITTLUNG NACH §14a ENWG

Mit dem Energieanalysator UMG 800 überwachen Sie die Niederspannungsverteilung mit bis zu 32 Abgängen in Ortsnetzstationen und Kabelverteilern. Informieren Sie sich jetzt!

www.janitza.de/800

Verbindungstechnik für die nächste
Generation von Batteriesystemen

Auf das richtige Konzept kommt es an

Aus einem zeitkritischen Entwicklungsauftrag wurde innerhalb weniger Tage ein Projekt mit hoher technischer und logistischer Komplexität: Ein Maschinen- und Anlagenbauer sollte für einen Batteriehersteller innerhalb von lediglich zehn Wochen eine vollständig vorkonfektionierte Testzelle bereitstellen. Mit den Lapp Harnessing Solutions übernahm Lapp die komplette Umsetzung dieser Anforderungen.

TEXT: Lapp BILDER: iStock, thomas-bethge; Lapp

Mit dem Ausbau elektrischer Anwendungen steigt weltweit auch der Bedarf an leistungsfähigen Batteriespeichern. Vor allem energieintensive Bereiche wie Rechenzentren, industrielle Produktionsanlagen und automatisierte Fertigungsumgebungen benötigen zunehmend große Mengen zuverlässig verfügbarer Energie. Da erneuerbare Energiequellen wetter- und tageszeitabhängig schwanken, rücken Speichertechnologien als zentrale Voraussetzung für eine stabile Energieversorgung in den Fokus. Hersteller von Batteriesystemen investieren daher intensiv in die Weiterentwicklung ihrer Lösungen, um höhere Speicherkapazitäten und kürzere Ladezeiten zu realisieren.

Vor diesem Hintergrund erhielt ein Maschinen- und Anlagenbauer den Auftrag, für einen Batteriehersteller eine Versuchsanlage zur Erprobung von Batterie- und Energiespeichersystemen zu entwickeln. Herzstück der Anlage ist ein hochkomplexer Batterieschrank: Mehr als 11.600 Leitungen und 264 unterschiedliche Kennzeichnungen mussten darin integriert werden. Schnell zeigte sich, dass sich ein Projekt dieser Größenordnung nicht durch die Beschaffung einzelner Verbindungskomponenten bewältigen lässt. Aus diesem Grund entschied sich das Unternehmen für die Lapp Harnessing Solutions als durchgängiges Systemkonzept.

Ein europaweites Lieferkonzept in Rekordzeit

Die besondere Herausforderung bestand darin, innerhalb kürzester Zeit mehrere passgenaue Kabelkonfektionen an verschiedene Baugruppenhersteller in Europa zu liefern. Die Frist betrug zehn Wochen von der ersten Anfrage bis zur Auslieferung. Hinzu kam die beschleunigte Beschaffung spezieller Komponenten. Durch die Zusicherung kurzfristiger Liefertermine konnte sich Lapp gegen die Konkurrenz durchsetzen und den Zuschlag für das Produktionswerk in Tschechien erhalten.

Die termingetreue Lieferung wurde durch die reibungslose Zusammenarbeit eines erfahrenen, interdisziplinären Teams ermöglicht: Der Vertriebsinnendienst in Deutschland und der Lapp Hub im tschechischen Otrokovice arbeiteten vom ersten Kundenkontakt über die Kalkulation bis zur Fertigung eng und transparent zusammen. Jeder Schritt war abgestimmt und jede Schnittstelle klar definiert.

„Wir haben das Projekt von Beginn an partnerschaftlich aufgesetzt, also mit klaren Zuständigkeiten, kurzen Entscheidungswegen und offenem Austausch mit dem Kunden“, sagt



Je nach Größenordnung ist ein Batterie- und Energiespeichersystem ein sehr komplexes System, das aus mehreren Tausend Kabelleitungen bestehen kann.

Andreas Klotz, Leiter Harnessing Sales Cluster DACH. „So konnten wir die komplexen Anforderungen nicht nur erfüllen, sondern die Erwartungen sogar übertreffen.“ Die Fähigkeit, technische Kompetenz mit administrativer Flexibilität zu verbinden, war ein entscheidender Erfolgsfaktor.

So entsteht strategische Zusammenarbeit

Die Lapp Harnessing Solutions umfassen mehr als die Lieferung einzelner Komponenten und ermöglichen die Umsetzung komplexer Verkabelungsaufgaben aus einer Hand. Die termingerechte Fertigstellung unter anspruchsvollen Rahmenbedingungen erwies sich dabei als Ausgangspunkt für eine neue Qualität der Zusammenarbeit. Aus einem Kunden, der bislang vor allem Produkte bezog, entwickelte sich ein international tätiger Systemkunde, der heute von Experten aus Vertrieb, Engineering und Fertigung gemeinsam betreut wird.

Das Projekt verdeutlichte zudem, welchen Stellenwert eine enge und kontinuierliche Zusammenarbeit zwischen Kunde und Lieferant besitzt. Regelmäßige Abstimmungen, schnelle Rückmeldungen und klar definierte Ansprechpartner sorgten für effiziente Prozesse und Planungssicherheit auf

beiden Seiten. Gleichzeitig stärkte dies das gegenseitige Vertrauen und schuf die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Projektabwicklung. Auf dieser Basis konnte Lapp seine Kompetenz im Bereich kundenspezifischer Konfektionslösungen weiter ausbauen.

Mittlerweile wird die Kooperation gezielt auf weitere Anwendungsfelder ausgeweitet. Künftig sollen die gemeinsam entwickelten Konzepte auch in zusätzlichen Projekten rund um Batterie- und Energiespeichersysteme zum Einsatz kommen. Aus einer einzelnen Beauftragung ist so eine langfristige Partnerschaft entstanden, in der Lapp einen global agierenden Maschinen- und Anlagenbauer dauerhaft als Systempartner begleitet.

„Das Projekt hat gezeigt, was möglich ist, wenn Vertrieb, Technik und Fertigung Hand in Hand arbeiten“, fasst Nico Brüggert, Projektmanager ÖLFLEX CONNECT, zusammen. „Durch eine intensive Betreuung und internationale Teamarbeit konnten wir unser Leistungsversprechen über das Standardproduktgeschäft hinaus unter Beweis stellen und einen langjährigen Kunden von unseren Lapp Harnessing Solutions begeistern.“



Zwischen Batteriespeicher, Co-Location
und Hybrid-PPAs

Strommarkt der Zukunft

Batteriespeicher flexibilisieren den Einsatz von Solarstrom, stabilisieren Erlöse und erschließen neue Märkte. Doch wie lassen sich Technik, Vermarktung, Finanzierung und Regulierung zu einem tragfähigen Gesamtmodell verbinden? Claus Urbanke, Vice President Wind, Solar & Storage Development und Klaas Bauermann, Head of New Business bei Statkraft geben Antworten.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Bernhard Haluschak, ENERGY BILDER: Statkraft

Batteriespeicher prägen die Intersolar Europe. Was hat sich im Markt in den vergangenen zwei Jahren grundlegend verändert?

Klaas Bauermann: Das Thema ist aus der Diskussionsphase in die Umsetzung gekommen. Speicher waren bereits im vergangenen Jahr auf vielen Veranstaltungen präsent, inzwischen werden jedoch deutlich mehr konkrete Projekte strukturiert und finanziert. Gleichzeitig verschiebt sich der Fokus: Neben Stand-alone-

Speichern entstehen zunehmend Co-Location-Projekte, bei denen Photovoltaikanlage und Batteriespeicher einen Netzanschlusspunkt gemeinsam nutzen. Je nach Konzept kann der Speicher zusätzlich Strom aus dem Netz beziehen oder als Green-Co-Location-Speicher ausschließlich mit Strom aus der PV-Anlage geladen werden. Gerade angesichts knapper Netzanschlusskapazitäten und häufiger negativer Strompreise wird diese Kombination wirtschaftlich attraktiver. Daraus ergeben

sich auch für Industrieunternehmen neue Beschaffungs- und Flexibilitätsprodukte.

Welche Ziele stehen bei Großspeichern im Vordergrund: Erlöse, Netzstabilität, Versorgungssicherheit oder niedrigere Stromkosten?

Klaas Bauermann: Wir sprechen hier primär über Front-of-the-Meter-Speicher. Für Investoren und Projektentwickler steht zunächst ein tragfähiges Geschäftsmodell im Mittelpunkt. Der Speicher



Klaas Bauermann
Head of New Business
bei Statkraft

muss seine Erlöse in den verfügbaren Märkten erwirtschaften, etwa im Day-Ahead- und Intraday-Handel sowie in den Regelenergiemärkten. Entscheidend ist deshalb eine marktübergreifende Optimierung. Perspektivisch können weitere Systemdienstleistungen hinzukommen. Speicher können zugleich netz- und systemdienlich wirken, wenn Markt-, Netz- und Anschlussignale entsprechend ausgestaltet sind: Sie nehmen Energie bei Überschüssen auf und stellen sie bei Engpässen wieder zur Verfügung. Für die Investitionsentscheidung sind jedoch zunächst belastbare Erlöse und finanzierbare Vertragsmodelle ausschlaggebend.

Wie lässt sich das am geplanten Speicherprojekt in Landesbergen konkret zeigen?

Claus Urbanke: Wir entwickeln Batteriespeicher für den Großhandelsmarkt und konzentrieren uns dabei zunächst auf eigene Kraftwerksstandorte. Landesbergen ist dafür ein typisches Beispiel.

Dort betreiben wir bereits ein Biomassekraftwerk; außerdem befindet sich am Standort eine ältere Gasturbine, die nur noch auf Anforderung des Netzbetreibers eingesetzt wird. Der über Jahrzehnte gewachsene Industriestandort bietet Fläche, einen leistungsfähigen Netzananschluss und vorhandene Infrastruktur. Der geplante Batteriespeicher ist jedoch nicht direkt mit einer PV-Anlage oder einem Windpark gekoppelt. Es handelt sich um ein Stand-alone-Projekt, dessen Einsatz an den Großhandels- und Regelenergiemärkten optimiert werden soll.

Welche technischen Vorteile und Fallstricke bringt die Nutzung eines bestehenden Kraftwerksstandorts?

Claus Urbanke: Zunächst liegt der Vorteil auf der Hand: Netzananschluss, Fläche und Teile der elektrotechnischen Infrastruktur sind bereits vorhanden. In Landesbergen wollten wir beispielsweise einen großen Transformator aus den 1980er-Jahren

weiterverwenden. Im Zuge der Detailplanung zeigte sich jedoch, dass eine Nachrüstung technisch und wirtschaftlich sehr aufwendig wäre. Deshalb gehen wir derzeit eher von einem neuen Transformator aus. Ähnliche Prüfungen betreffen Schutztechnik, Leittechnik, Messkonzept und die Einbindung in die bestehende Schaltanlage. Die zentrale Erkenntnis lautet: Ein Brownfield-Standort ist kein Plug-and-Play-Projekt. Er bleibt attraktiv, verlangt aber eine sehr genaue technische Bestandsaufnahme. Genau darin spiegelt sich die Transformation des Energiesystems: Wir bauen nicht überall neue Strukturen auf der grünen Wiese, sondern integrieren neue, dezentrale Flexibilität in bestehende Anlagen und Netze.

Sie haben kürzlich Ihren ersten Green-Co-Location-Deal abgeschlossen. Was zeichnet dieses Modell aus?

Klaas Bauermann: Bei diesen drei Projekten werden PV-Anlage und Batteriespei-

»Deutschland braucht mehr Speicherkapazität und mehr Flexibilität im Stromsystem. Entscheidend sind langfristig planbare Regeln, die Investitionen ermöglichen und netzdienliches Verhalten belohnen.«

Claus Urbanke, Vice President Wind, Solar & Storage Development bei Statkraft

cher gemeinsam optimiert. Die Batterien werden ausschließlich mit Strom aus den jeweils angeschlossenen PV-Anlagen geladen. Statkraft übernimmt die Direktvermarktung der Solarerzeugung sowie die integrierte Steuerung von Erzeugung, Speicherung und Vermarktung. Für die Speicher ist ein Profit-Share-Modell vereinbart: Die Partner teilen die Erlöse aus der optimierten Bewirtschaftung nach einer vertraglich festgelegten Logik. Wichtig ist die klare Abgrenzung: Das konkrete Vermarktungsmodell verbindet Direktvermarktung und Profit Share. Ein Hybrid-PPA ist ein weiteres Vertragsmodell, das wir für andere Projektstrukturen anbieten.

Was unterscheidet einen Hybrid-PPA von einem klassischen Solar-PPA?

Klaas Bauermann: Bei einem klassischen Pay-as-Produced-Solar-PPA erhält der Anlagenbetreiber für jede erzeugte Megawattstunde einen vereinbarten Preis. Mit einem Speicher kommt Flexibilität hinzu: Ein Teil der Solarproduktion kann aus Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen in wertvollere Zeitfenster verschoben werden. Dadurch kann ein robusteres Erlösprofil entstehen und der wirtschaftlich darstellbare PPA-Preis steigen. Für Projekte außerhalb der EEG-Förderung ist das besonders relevant, weil langfristige und kalkulierbare Erlöse die Finanzierung erleichtern. Der Speicher ersetzt dabei keine sorgfältige Projektprüfung, kann aber die Marktwert- und Kannibalisierungs-

risiken einer reinen Solaranlage deutlich reduzieren.

Welche Vorteile ergeben sich daraus auf der Abnehmerseite für Industrieunternehmen?

Klaas Bauermann: Viele Unternehmen haben Solar-PPAs zu einem Zeitpunkt abgeschlossen, als die Terminmarktpreise deutlich höher waren. Heute fällt die Solarproduktion häufig in Stunden mit niedrigen oder sogar negativen Spotmarktpreisen. Der vertraglich vereinbarte Preis bleibt dennoch bestehen, weil er die Finanzierung der Anlage absichert. Das kann die Beschaffungsposition des Abnehmers belasten. Ein Hybrid-PPA kann das Lieferprofil verbessern, indem ein Teil der Mittagsproduktion in spätere, höherpreisige Stunden verlagert wird. Als Integrator können wir zudem die Anforderungen von Projektentwicklern und Industriekunden vertraglich entkoppeln: Auf der Erzeugungsseite sichern wir Investition und Betrieb ab, auf der Verbrauchsseite strukturieren wir ein Preis- und Flexibilitätsprodukt, das besser zum Lastprofil und zur Beschaffungsstrategie des Unternehmens passt.

Wie verändert ein Batteriespeicher die Vermarktungslogik eines Solarparks?

Klaas Bauermann: Die Anlage wird von einem reinen Erzeugungsasset zu einem steuerbaren Portfolio aus Erzeugung und Flexibilität. Dadurch lassen sich neben

dem Day-Ahead-Markt auch Intraday-Märkte und, nach entsprechender Präqualifikation, Regellenergiemärkte nutzen. Außerdem kann die Einspeisestruktur gezielt verändert werden. Die Vermarktung orientiert sich damit nicht mehr allein an der Solarproduktion, sondern zusätzlich an Preisprognosen, Netzrestriktionen, Ladezustand und technischen Grenzen des Speichers.

Claus Urbanke: Genau dadurch steigt die Komplexität erheblich. Eine PV-Anlage produziert, wenn die Sonne scheint; bei negativen Preisen oder netzseitigen Eingriffen muss sie gegebenenfalls abgeregelt werden. Beim Speicher kommen Lade- und Entladeentscheidungen, Wirkungsgradverluste, Alterung, verfügbare Zyklen und die Wahl zwischen mehreren Märkten hinzu. Dafür braucht es spezialisierte Vermarktung, belastbare Handelsmodelle und eine operative Plattform, die das Gesamtsystem laufend optimiert.

Wie lässt sich diese zusätzliche Komplexität technisch und operativ beherrschen?

Klaas Bauermann: Auf der Projektseite müssen zwei Assets, ein gemeinsamer Netzanschluss und ein konsistentes Mess- und Steuerungskonzept zusammengeführt werden. Die eigentliche Komplexität entsteht anschließend in der Vermarktung. Dafür braucht es ein Energiemanagementsystem, stabile Kommunikationswege, Echtzeitdaten und klare vertragliche Regeln zwischen Eigentümer, Betreiber und

»Batteriespeicher machen Solarstrom flexibler: Sie verschieben Erzeugung aus Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen in wertvollere Zeitfenster und stabilisieren damit die Erlöse.«

Klaas Bauermann, Head of New Business bei Statkraft

Vermarkter. Bei Einspeisebegrenzungen oder sehr niedrigen Preisen kann Solarstrom, sofern Anschlussbedingungen, Messkonzept und Bilanzierung dies zulassen, lokal in die Batterie umgeleitet und später genutzt werden. Entscheidend ist, dass Erzeugung, Speicher und Vermarktung nicht getrennt, sondern als ein System optimiert werden.

Welche Rolle spielen bei Statkraft Prognosemodelle, automatisierter Handel und Künstliche Intelligenz?

Klaas Bauermann: Sie sind ein zentraler Bestandteil des Betriebs. Wir führen interne und externe Wetter-, Erzeugungs- und Preisprognosen zusammen und berücksichtigen zusätzlich Ladezustand, Wirkungsgrad, Leistungsgrenzen und Altekungskosten der Batterie. Algorithmen und automatisierte Handelssysteme unterstützen die kurzfristige Optimierung und reagieren auf Marktbewegungen. Gleichzeitig bleibt ein 24/7-Dispatch-Team erforderlich. Dort überwachen Fachleute die physischen Anlagen rund um die Uhr, greifen bei Abweichungen ein und stellen sicher, dass bei technischen oder marktlichen Störungen jederzeit ein verantwortlicher Ansprechpartner verfügbar ist.

Welche regulatorischen Unsicherheiten bremsen Speicherinvestitionen derzeit am stärksten?

Claus Urbanke: Der Energiemarkt ist stark reguliert. Für Batteriespeicher

betrifft die Unsicherheit derzeit vor allem Netzanschluss, Baukostenzuschüsse, die künftige Netzentgeltsystematik und die Einbindung in Redispatch-Prozesse. Investoren müssen heute Entscheidungen für Anlagen treffen, die über viele Jahre betrieben werden, während zentrale Regeln noch diskutiert oder weiterentwickelt werden. Gleichzeitig soll der Ausbau erneuerbarer Energien stärker mit Netzausbau, Marktintegration und Kosteneffizienz verzahnt werden. Das ist grundsätzlich nachvollziehbar, erhöht aber vorübergehend das regulatorische Risiko. Wenn die wirtschaftlichen Auswirkungen nicht belastbar kalkulierbar sind, werden Investitionsentscheidungen verschoben.

Wo ist kurzfristig mehr regulatorische Dynamik erforderlich?

Claus Urbanke: Deutschland braucht mehr Speicherkapazität und mehr Flexibilität im Stromsystem. Deshalb sollten Übergangsregeln und die künftige Behandlung von Speichern bei Netzentgelten, Baukostenzuschüssen und Netzanschlüssen schnell und verlässlich geklärt werden. Die Diskussion über verursachungsgerechte Netzentgelte ist legitim. Sie darf aber nicht zu einer jahrelangen Investitionspause führen. Wichtig sind langfristig planbare Regeln, die netzdienliches Verhalten anreizen und zugleich die Finanzierung neuer Projekte ermöglichen. Auch flexible Netzanschlussvereinbarungen können helfen,

knappe Anschlusskapazitäten effizienter zu nutzen.

Wie beurteilen Sie die Ausbauperspektiven von Onshore-Wind, Photovoltaik und Offshore-Wind in Deutschland?

Claus Urbanke: Bei Onshore-Wind sehe ich keinen grundsätzlichen Stillstand. Das gesetzliche Ausbauziel liegt weiterhin bei 115 Gigawatt installierter Leistung im Jahr 2030. Seit 2023 werden 10.000 MW pro Jahr ausgeschrieben. Zwischen Genehmigung, Investitionsentscheidung, Bau und Inbetriebnahme bestehen jedoch erhebliche zeitliche Abstände, daher sieht man diese Zahl noch nicht bei den Inbetriebnahmen. Zudem müssen Hersteller, Bauunternehmen und Netzbetreiber ihre Kapazitäten entsprechend hochfahren. Viele Projekte befinden sich inzwischen im Bau oder stehen kurz davor, sodass die Inbetriebnahmen in den kommenden Jahren zunehmen dürften. Auch bei Photovoltaik bleibt der Zubau hoch, obwohl negative Preise und sinkende Marktwerte die Vermarktung anspruchsvoller machen. Offshore-Wind steht wegen höherer Zinsen, gestiegener Komponenten- und Finanzierungskosten sowie anspruchsvoller Ausschreibungsbedingungen unter besonderem Druck. Der langfristige Ausbaupfad bleibt dennoch zentral; entscheidend ist, die Projekte wirtschaftlich tragfähig und mit dem Netzausbau abgestimmt umzusetzen.

SBOW iFlex: Flexible Energieversorgung in Minuten statt Monaten aufbauen

Ultraschnelles Laden wird mobil

Mobile Batteriespeichersysteme mit Schnellladeanschluss schließen Versorgungslücken, wo Netzanschlüsse fehlen oder Genehmigungen dauern. Gemeinsam mit Phoenix Contact hat SBOW – ein Unternehmen der spanischen Diggia Group – genau dafür ein flexibel einsetzbares System entwickelt. Die mobile Ladelösung SBOW iFlex liefert bis zu 240 kW Ladeleistung genau dort, wo sie benötigt wird. Sie funktioniert netzgebunden oder völlig autark dank integriertem Batterie-Energiespeichersystem.

TEXT: Dipl.-Ing. Georg Grunenberg, Phoenix Contact BILDER: Phoenix Contact; iStock, plusphoto



bachmann.

the power to control



Der ideale Partner für Energie-steuerung

SPPC – Smart Power Plant Controller.

Flexibler EZA-Regler

Der SPPC steuert Energieerzeuger und -verbraucher effizient und sicher, zukunftsgerichtet und mit einer breiten Palette von Anwendungsmöglichkeiten.

Maximum an Sicherheit

Er bietet ein Höchstmaß an Sicherheit und minimiert das Risiko von Cyber-Angriffen. Mit ihm sind Anlagen und Daten optimal geschützt.

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

www.bachmann.info



 **energy.industry.maritime.**

SBOW verfolgt das Ziel, die Energiewende durch technologiegestützte, flexible Lösungen zu beschleunigen. Der SBOW iFlex entstand vor dem Hintergrund, dass die E-Mobilität schneller wächst als der klassische Ausbau der Ladeinfrastruktur, denn der Bedarf an Ad-hoc-Schnellladung steigt. „Wir wollten eine Lösung, die in Minuten und nicht in Monaten einsatzbereit ist“, erklärt Santiago Antelo, Leiter SBOW iFlex.

Die mobile Speicher- und Ladelösung ist das Ergebnis eines mehrjährigen, iterativen Entwicklungsprozesses. „Wir haben fast fünf Jahre daran gearbeitet. Der erste Prototyp war noch stationär und der Schritt zum mobilen System war eine große Herausforderung“, berichtet Mario Fernández, Director Innovation der Diggia Group.

Die größte Herausforderung bestand darin, komplexe Hard- und Softwaremodule aus der stationären Hochleistungsladetechnik in ein robustes, mobiles Gesamtsystem zu integrieren. Dafür musste das Unternehmen die Systemarchitektur vollständig neu denken, um Leistungsfähigkeit, Sicherheit und Zuverlässigkeit auch unter mobilen Einsatzbedingungen sicherzustellen. David Álvarez González von Phoenix Contact Spanien hat SBOW auf diesem Weg intensiv begleitet: „Wir haben für das Projekt unsere bewährten Produkte neu kombiniert und für den mobilen Härtestest ausgelegt.“ Dazu trugen Systemkomponenten wie CCS-Ladekabel und -Ladedosen, DC-Leistungsmodule, Batteriepol-Steckverbinder, Steuerungs- und Relaisstechnik sowie fahrzeugseitige Schnittstellen enorm bei.

Wie aus stationär mobil wird: Serienkomponenten im Härtestest

Ein mobiles Schnellladesystem muss zwei Welten vereinen: die Leistung einer stationären DC-Schnellladestation und

die Belastbarkeit im mobilen Betrieb – inklusive Vibrationen, Witterung und häufigem Umsetzen per Trailer, Stapler oder Kran. Diese Anforderungen prägten maßgeblich die Architektur des SBOW iFlex. Das Ergebnis ist ein mechanisch widerstandsfähiges Gehäuse bis IP54/IK10, welches auch anspruchsvollen Umgebungsbedingungen standhält. Ergänzend sorgt eine leistungsstarke Energie- und Leistungsebene dafür, dass sowohl die Fahrzeugladung als auch zusätzliche Verbraucher im Parallelbetrieb stabil und kontinuierlich versorgt werden.

„Wir sind von Anfang an bewusst auf ein bewegliches System gegangen – das war Neuland und forderte uns bei Hard- und Softwareintegration gleichermaßen“, beschreibt Fernández den Startpunkt des Projekts. Um diese Integration souverän zu beherrschen, setzt SBOW in zentralen Funktionsblöcken auf bewährte Serienkomponenten von Phoenix Contact. Ladetechnik für die Elektromobilität, Leistungselektronik sowie Steuerungs- und Automatisierungstechnik sorgen gemeinsam für einen sicheren und zuverlässigen Ladevorgang. „Phoenix Contact ist für uns eine technologische Referenz im Bereich der Ladeinfrastruktur. Wir konnten die Komponenten aus früheren Projekten und haben uns deshalb von Beginn an für eine enge Zusammenarbeit entschieden“, sagt Antelo. Im Schaltschrank setzte SBOW auf verschiedenste Lösungen des Unternehmens.

Im integrierten Batteriespeichersystem stellen Batteriepol-Steckverbinder und Leiterplattenklemmen von Phoenix Contact eine verlustarme und vibrationsfeste Energieübertragung zwischen den Modulen und dem Leistungspfad sicher – ein Detail, das im mobilen Einsatz Lebensdauer und Servicefreundlichkeit beeinflusst. „Wir nutzen Phoenix-Contact-Komponenten in den Hauptsystemen:



Der mobile Batteriespeicher kombiniert Energiespeicherung und Schnellladen in einer transportablen Lösung abseits bestehender Netzinfrastruktur.

von DC/DC- und bidirektionalen AC/DC-Leistungsmodulen bis hin zu Steuerung und Konnektivität“, erläutert Antelo. „Das hat die Integration beschleunigt und die Zuverlässigkeit im Feld erhöht.“

Die Zusammenarbeit ging dabei weit über eine klassische Lieferbeziehung hinaus. Entscheidend war nicht nur die Qualität der Komponenten, sondern vor allem die Geschwindigkeit und Verlässlichkeit, mit der die Teams von Phoenix Contact auf technische Fragestellungen reagierten. „Wir haben für jede Hürde eine klare Lösung gefunden. Dieser enge Austausch hat uns geholfen, aus unserer Idee eine belastbare Serienlösung zu machen“, beschreibt Mario Fernández den zentralen Erfolgsfaktor aus Sicht der SBOW-Entwicklung.

Mehr als Laden: Energie dann und dort, wo sie gebraucht wird

Heute erschließt SBOW iFlex einen neuen Anwendungstyp in der Energieversorgung: ultraschnelles, mobiles Laden an Orten, an denen klassische Ladepunkte an Grenzen stoßen. Die Lösung richtet sich an Einsatzorte ohne festen Netzanschluss, an Szenarien mit kurzfristig skalierbarem Ladebedarf oder an Standorte, deren Nachfrage saisonal oder ereignisbedingt stark schwankt. Typische Anwendungen reichen von Events und

anderen temporären Einsatzzwecken über Flotten und Logistik-Hubs, ÖPNV-Depots sowie Bau- und Infrastrukturprojekte. Der integrierte Batteriespeicher von 180 kWh nutzbarer Kapazität dient als Notfall-/Backup-Versorgung und ermöglicht einen autarken Betrieb (Inselnetz), unterstützt aber auch netzgekoppelte Anwendungen ohne langwierige Infrastrukturmaßnahmen.

Ein zentraler Vorteil des Systems ist seine konsequente Auslegung auf Mobilität ausgelegte Konstruktion. Der SBOW iFlex lässt sich als Anhänger ziehen, per Kran oder Stapler bewegen und ist innerhalb weniger Minuten vollständig betriebsbereit. Wie vielseitig der SBOW iFlex agiert, zeigt sich unter realen Einsatzbedingungen: „Früher Morgen auf der Baustelle: Der Schaltschrank steht noch nicht, der Netzanschluss verzögert sich. Trotzdem müssen Maschinen und Fahrzeuge geladen werden, der Baucontainer braucht Strom für Heizung, Licht und IT. Hier schließt iFlex die Lücke“, berichtet Antelo. Dank zweier CCS-Abgänge liefert das System bis zu 240 kW DC-Leistung für Fahrzeuge, während der dreiphasige AC-Ausgang (400 V, bis 40 kW) gleichzeitig Container, Beleuchtung oder Werkzeuge versorgt. Damit übernimmt iFlex mehrere Rollen gleichzeitig: mobile Schnellladestation, temporäre Energiequelle und netzunabhängiges Versorgungssystem.

Nachhaltigkeit durch integrierte Speichertechnologie

Ein wesentlicher Nachhaltigkeitsfaktor des Systems liegt in seiner Fähigkeit, fossile Energiequellen direkt zu ersetzen. In vielen mobilen oder temporären Anwendungen kommen heute noch Diesellgeneratoren zum Einsatz. Der integrierte Batteriespeicher ermöglicht dagegen einen vollständig emissionsfreien Betrieb, sowohl für die Schnellladung von Elektrofahrzeugen als auch für die Versorgung weiterer Verbraucher. Damit reduziert das System nicht nur CO₂-Emissionen, sondern auch Lärm- und Schadstoffbelastungen vor Ort – ein Vorteil, den Anwender besonders in urbanen Räumen oder sensiblen Infrastrukturen schätzen. Darüber hinaus unterstützt die Lösung einen infrastrukturell schlanken Ansatz: Ladepunkte müssen nicht fest gebaut, genehmigt und rückgebaut werden, sondern entstehen temporär und bedarfsgerecht. Auch im Lebenszyklus wirkt diese Flexibilität nachhaltig, denn ein einzelnes System deckt zahlreiche Einsatzzwecke ab. Das schont Ressourcen und vermeidet redundante, langfristig ungenutzte Infrastruktur.



Verbund

Aus eigener Kraft.

Aus der Natur. In die Vermarktung.

Energie, direkt aus der Natur.

Sie erzeugen mit Ihren Wind- und Photovoltaikanlagen erneuerbare Energie – wir vermarkten sie erfolgreich für Sie. VERBUND bringt Ihre grüne Energie direkt an den Markt und sichert Ihnen attraktive Erlöse bei minimalem Aufwand. Unsere Stärken: staatlicher Mehrheitsbesitz, hohe Finanzkraft und flexible Pumpspeicherkapazitäten. Das schafft Stabilität, eröffnet Vermarktungsspielräume – und steigert Ihre Erträge. Jetzt informieren: verbund.de/direktvermarktung



Zellspannungsmessung sorgt für hohe Transparenz

Mehr Durchblick in Elektrolyse-Stacks

Spannungsschwankungen einzelner Zellen deuten frühzeitig auf Veränderungen im Elektrolyse-Stack hin. Neuman & Esser nutzt hierfür eine integrierte Messlösung von Siemens. Diese zeigt Dinge, die im Stack sonst verborgen bleiben.

TEXT: Manuel Stix, Siemens BILDER: iStock, BrianAJackson; Neumann & Esser

Spannungsschwankungen auf Zellebene sind ein klarer Indikator für schädliche Veränderungen innerhalb von Elektrolyse-Stacks. Viele Betreiber erkennen sie allerdings erst, wenn bereits Schäden entstanden sind. Um Performance und Lebensdauer von Elektrolyseanlagen dauerhaft im Blick zu behalten, setzt Neuman & Esser auf eine integrierte Messtechniklösung.

Elektrolyseanlagen zur Herstellung von grünem Wasserstoff sind heute ein Kernbestandteil der Energiewende. Sie müssen kurzfristige Lastwechsel beherrschen und eine hohe Verfügbarkeit haben – angesichts der vergleichsweise hohen Investitionskosten idealerweise über viele Jahrzehnte.

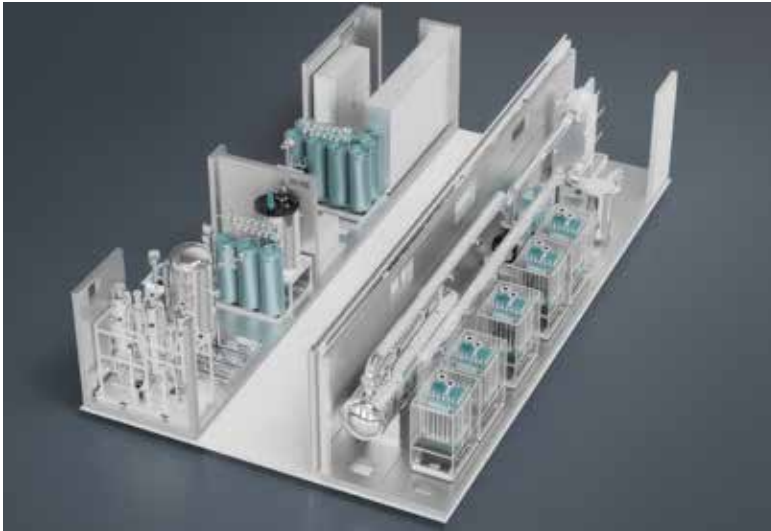
Doch gerade im Herzstück einer solchen Anlage, dem Elektrolyse-Stack, sind viele Betreiber nahezu blind unterwegs: Die Gesamtspannung eines Stacks liefert nur ein Summensignal von – je nach Modell – vielen hundert Einzelzellen. Ein Rückschluss auf das Verhalten der einzelnen Zelle ist damit praktisch unmöglich. Schadhafte Veränderungen beginnen allerdings immer im Kleinen: ein minimal erhöhter Widerstand, eine leichte Veränderung im Membranverhalten oder eine ungleichmäßige Fluidverteilung. In den Spannungsschwankungen

einer einzelnen Zelle zeigen sich diese Veränderungen frühzeitig – lange bevor sie im Gesamtbetrieb messbar werden oder zu ernsthaften Störungen führen.

Spannungsschwankungen erlauben Rückschlüsse auf die Einzelzelle

Läuft eine Zelle außerhalb ihres optimalen Betriebsfensters, sinkt nicht nur ihr Wirkungsgrad – es steigt auch das Risiko für Folgeschäden. Ohne präzise Detektion bleibt das unbemerkt, und Betreiber können erst reagieren, wenn es kostspielig wird. Eine integrierte Messtechniklösung setzt genau hier an: Sie erfasst die Spannung jeder einzelnen Zelle präzise und ermöglicht damit dauerhaft eine verlässliche Bewertung des Gesamtzustands des Stacks.

Für Neuman & Esser, einen erfahrenen Systemintegrator im Wasserstoffmarkt, ist die Einzelzellspannungsmessung eine zentrale Komponente für einen sicheren und effizienten Anlagenbetrieb. Kapil Kulkarni, bei Neuman & Esser verantwortlich für den strategischen Einkauf, begründet das mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Wasserelektrolyse: Nach den



Ein Elektrolysesystem beinhaltet neben den Stacks, in denen der elektrochemische Prozess umgesetzt wird, alle erforderlichen Komponenten und Teilsysteme, um einen optimierten Prozess zu garantieren.

Stromkosten seien die Investitionskosten für einen Elektrolyse-Stack der größte Kostenfaktor – bei gleichzeitig hoher Komplexität und Störanfälligkeit der Technik. Ohne Einzelzellspannungsmessung gleiche der Stack im Betrieb einer Blackbox; eine gezielte Beobachtung der Gesamtpformance über lange Zeiträume sei so nicht möglich. Kulkarni zufolge ist die Messung daher ein unverzichtbarer Bestandteil des Lösungsangebots.

Die eingesetzte Lösung wird im Siemens-Werk für Kombinationstechnik Chemnitz (WKC) gefertigt, das Entwicklung, Engineering und Fertigung eng verzahnt.

Integrierte Messtechnik für die Wasserelektrolyse

Herzstück der Lösung ist das 24-kanalige SIMATIC S7-1500-Modul, das speziell für die Zellspannungsmessung in elektrochemischen Systemen entwickelt wurde. Es misst mit einer Auflösung im Mikrovolt-Bereich und ist dabei robust gegenüber externen Störeinflüssen. Zugleich erfüllt das Modul die hohen Anforderungen an Qualität, Zuverlässigkeit und Lebensdauer, die die SIMATIC-Familie seit Jahrzehnten kennzeichnen. Durch den modularen und skalierbaren Aufbau als dezentrale Peripherie ET 200MP besteht praktisch keine Begrenzung hinsichtlich der Anzahl der zu überwachenden Zellen und Stacks.

Die Messdaten fließen direkt in die Siemens-Automatisierungswelt ein. SIMATIC S7-1500, PCS 7, PCS neo und Industrial Edge verarbeiten die Werte ohne zusätzliche Schnittstellen und ohne den Einsatz externer Systeme. Die so gewonnenen Daten lassen sich KI-unterstützt für Trendanalysen, Alarmmeldungen, Performance-Monitoring und weitere digitale Anwendungen nutzen. Die durchgängige Integration reduziert

die Komplexität; wächst die Elektrolyseanlage, skaliert die Messlösung entsprechend mit.

Einzelzellspannungsmessung als künftiger Standard

Nach den bisherigen Erfahrungen von Neuman & Esser hat sich die Lösung im Praxisbetrieb als tauglich erwiesen. Kulkarni zufolge plant das Unternehmen daher, Elektrolyseanlagen künftig bevorzugt mit einer solchen integrierten Einzelzellspannungsmessung anzubieten. Als Systemintegrator könne das Unternehmen auf Basis dieser Daten Verantwortung für Effizienz, Sicherheit und die langfristige Performance kompletter Elektrolyseanlagen übernehmen.

Degradationseffekte lassen sich so frühzeitig erkennen, Ursachenanalysen im Störfall gezielt durchführen. Betreiber können ihre Betriebsweisen auf Basis der gewonnenen Daten optimieren und stabilere sowie höhere Wirkungsgrade erreichen. Wartungsmaßnahmen lassen sich verlässlicher planen, die Lebensdauer der Stacks verlängert sich. Kulkarni sieht darin insgesamt einen Beitrag zur Betriebssicherheit, da das Risiko ungeplanter Ausfälle deutlich sinke.

Neuman & Esser geht davon aus, dass sich die Zellspannungsmessung mittelfristig zum Standard moderner Elektrolysesysteme entwickeln wird – und setzt bei der technischen Umsetzung auf eine Lösung, die sich im realen Anlagenbetrieb bewährt hat.

Interview: Energiewende braucht neue Betriebsmodelle

„Wie sich Umspannwerke neu definieren“

Wie lassen sich Umspannwerke für eine immer dynamischere Energiewelt fit machen? Im Gespräch erklärt Thomas Habicht von Copa-Data, warum virtualisierte Schutz- und Leittechnik künftig eine zentrale Rolle spielen kann, welche Vorteile sie im Betrieb bietet und weshalb IEC 61850, lokale Redundanz sowie neue IT/OT-Kompetenzen über den Erfolg entscheiden.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Bernhard Haluschak, ENERGY BILD: Copa-Data

Herr Habicht, bevor wir über das softwaredefinierte Umspannwerk sprechen: Wo steht Deutschland heute beim digitalen Umspannwerk?

Wir müssen zunächst zwischen dem digitalen und dem softwaredefinierten beziehungsweise virtualisierten Umspannwerk unterscheiden. Unter einem konsequent digitalen Umspannwerk verstehe ich eine durchgängige Kommunikation auf Basis von IEC 61850 – einschließlich Process Bus und Station Bus. Diese Ausprägung ist in Deutschland noch keineswegs flächendeckender Stand der

Technik. Bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern gibt es zwar Pilotprojekte, vielerorts wird aber weiterhin konventionell oder nur teilweise digital gebaut. Das liegt auch daran, dass sich die erwarteten wirtschaftlichen Vorteile der ersten digitalen Konzepte nicht immer in der erhofften Form gezeigt haben. Was an Kupferverdrahtung eingespart wird, muss teilweise wieder in zusätzliche Netzwerkkomponenten investiert werden. Diese Komponenten müssen außerdem administriert und sicherheitstechnisch gepflegt werden. Deshalb halte ich

es für möglich, dass wir die ursprünglich gedachte Vollaussprägung des digitalen Umspannwerks in manchen Fällen überspringen und relativ direkt zur virtualisierten Architektur weitergehen.

Welche Funktionen lassen sich bereits gut virtualisieren – und wo liegt die größte technische Herausforderung?

HMI- und Leittechnikfunktionen lassen sich vergleichsweise einfach virtualisieren; das geschieht in anderen industriellen Umgebungen bereits seit längerer Zeit. Auch klassische Fernwirkfunktionen können

»In einer konsequent softwaredefinierten Architektur können zahlreiche gerätespezifische Funktionen auf standardisierter Serverhardware konsolidiert werden. Das kann Investitions- und vor allem Betriebsaufwand reduzieren.«

gemeinsam mit der Leittechnik auf einer Plattform laufen. Perspektivisch könnte eine separate RTU in manchen Architekturen entfallen, wenn das HMI beziehungsweise Leitsystem zugleich die Gateway-Funktion zur Netzleitstelle übernimmt. Die anspruchsvollste Aufgabe ist die Virtualisierung der Schutzgeräte. Hier müssen Echtzeitverhalten, deterministische Kommunikation, Verfügbarkeit, Prüfung und sichere Rückwirkung auf den Prozess zuverlässig beherrscht werden. Gleichzeitig wird sich auch die Hardware an der Prozessschnittstelle weiterentwickeln – etwa bei Merging Units sowie bei Low-Power- und nichtkonventionellen Messwandlern.

Welche Vorteile bietet eine lokal im Umspannwerk betriebene und redundant ausgelegte Softwareplattform – etwa bei Wartung, Tests, Updates und Betrieb?

Der wesentliche Hebel liegt darin, tatsächlich dedizierte Hardware einzusparen. Beim digitalen Umspannwerk wurden Einsparungen an Verdrahtung teilweise durch zusätzliche Netzwerktechnik kompensiert. In einer konsequent softwaredefinierten Architektur können dagegen zahlreiche gerätespezifische Funktionen auf standardisierter Serverhardware konsolidiert werden. Das kann Investitions- und vor allem Betriebsaufwand reduzieren. Skalierbarkeit bedeutet dabei zunächst, innerhalb einer Station weitere Funktionen oder Instanzen softwareseitig bereitzustellen und wiederholbare Plattformkonzepte auf zusätzliche Anlagen zu übertragen und nicht beliebig viele Umspannwerke von einem einzigen zentralen Server abhängig zu machen. Hinzu kommen Vorteile bei

Geräteverwaltung, Patchmanagement, Tests und funktionalen Erweiterungen. Funktionen lassen sich zentral innerhalb der Station verwalten, ohne jedes einzelne Feldgerät vor Ort mit einem Kabel aktualisieren zu müssen. Auch für Hersteller ist der Ansatz interessant: Sie können stärker auf marktübliche Serverhardware setzen und werden weniger abhängig von speziellen Chipsätzen und gerätespezifischen Lieferketten. Allerdings bleibt die Primärtechnik einschließlich Bau und Schaltanlage ein großer Kostenblock; Virtualisierung macht das gesamte Umspannwerk also nicht automatisch billig.

Welche Rolle spielt IEC 61850 in einer virtualisierten Schutz- und Automatisierungsarchitektur?

IEC 61850 ist die technische Basis für diese Architektur. Über den Process Bus werden unter anderem Sampled Values von den Merging Units zu den virtualisierten Schutzfunktionen übertragen. Dafür müssen Übertragung und Zeitsynchronisation die Echtzeitanforderungen erfüllen; eine präzise Zeitsynchronisation über PTP ist dabei wesentlich. Der Station Bus verbindet die Schutz- und Automatisierungsfunktionen mit HMI und Gateway und kann innerhalb der virtualisierten Rechnerumgebung teilweise als virtuelles Netzwerk abgebildet werden. Der Standard allein garantiert allerdings noch keine vollständige Austauschbarkeit. IEC 61850 lässt Freiheitsgrade zu, die von Herstellern unterschiedlich genutzt werden. In der Praxis ist deshalb der einfache Austausch eines Schutzgeräts von Hersteller A gegen ein Gerät von Hersteller B bislang keineswegs

selbstverständlich. Für echte Offenheit braucht es neben dem Standard klare Profile, abgestimmte Datenmodelle, getestete Interoperabilität und entsprechende Geschäftsmodelle der Anbieter.

Vergrößert die stärkere Softwareorientierung die Cyberrisiken?

Cybersecurity ist nicht erst mit dem softwaredefinierten Umspannwerk relevant. Bereits ein konsequent digitales Umspannwerk enthält zahlreiche Netzwerkkomponenten, Merging Units, Schutzgeräte, Switches und gegebenenfalls Router, die administriert, überwacht und gepatcht werden müssen. Die Angriffsfläche entsteht also schon heute durch Vernetzung und digitale Kommunikation. Eine virtualisierte Architektur kann das Sicherheitsmanagement sogar vereinfachen, weil Softwarestände, Patches und Konfigurationen innerhalb der Station zentraler verwaltet werden können. Sie ersetzt aber keine saubere Segmentierung, Zugriffskontrolle, Härtung, Protokollierung, geregelten Updateprozess und abgestimmte Notfallkonzepte. Sollte man kritische Funktionen später in entfernte Rechenzentren oder Cloud-Umgebungen verlagern, würden die Anforderungen an Kommunikationssicherheit, Verfügbarkeit und Betreiberverantwortung nochmals deutlich steigen.

Welche organisatorischen Veränderungen und IT/OT-Kompetenzen benötigen Netzbetreiber?

Das ist möglicherweise eine ebenso große Herausforderung wie die Technik. Bei vielen Energieversorgern arbeiten Schutztechnik, Fernwirktechnik und

»Ich glaube, dass sich die Virtualisierung langfristig durchsetzen wird. Mein Wunsch wäre, dass wir in Deutschland innerhalb der kommenden fünf Jahre erste virtuelle Umspannwerke im Greenfield-Regelbetrieb sehen.«

Leittechnik in klar getrennten Einheiten. Für eine virtualisierte Plattform kommt zusätzlich die Verantwortung für Server, Betriebssysteme, virtuelle Umgebungen und Netzwerke hinzu. Wenn für jede Änderung vier oder fünf getrennte Fachgruppen nacheinander benötigt werden, wird das Modell unnötig schwerfällig. Benötigt werden deshalb IT-Fachleute, die die Anforderungen der OT verstehen, und OT-Fachleute mit belastbarem Verständnis für IT, Netzwerke und Cybersecurity. Noch wichtiger sind gemeinsame Prozesse: Änderungen müssen abgestimmt, Auswirkungen auf Kommunikation und Schutzfunktionen vorab geprüft und Verantwortlichkeiten eindeutig geregelt werden. Es geht also nicht nur um Weiterbildung, sondern auch um ein anderes Mindset und den Abbau organisatorischer Silos.

Welche neuen Anwendungen ermöglicht die gemeinsam verwaltete Softwareplattform – etwa Advanced Analytics, automatisierte Fehleranalyse oder Predictive Maintenance?

Eine gemeinsam verwaltete Plattform erleichtert grundsätzlich, Daten aus Schutz-, Steuerungs- und Leittechnik zusammenzuführen und für Advanced Analytics bereitzustellen. Sie erzeugt aber nicht automatisch mehr verwertbare Information. Schutzgeräte liefern bereits heute viele Daten, doch ein Teil davon ist redundant. Bei einer Schutzauslösung können zahlreiche Begleitmeldungen entstehen, ohne dass der tatsächliche Informationsgehalt im gleichen Maß steigt. Entscheidend sind deshalb Datenqualität, Zeitbezug, ein konsistentes Datenmodell

und ein klarer Anwendungsfall. Für die automatisierte Fehlerursachenanalyse können vorhandene Messwerte und Ereignisdaten durchaus besser zusammengeführt und ausgewertet werden. Predictive Maintenance für mechanische Betriebsmittel ist jedoch etwas anderes. Um den Zustand von Schaltern oder gasisolierten Anlagen zuverlässig vorherzusagen, werden häufig zusätzliche Sensorik und passende Zustandsdaten benötigt – etwa akustische oder andere physikalische Messgrößen. Strom, Spannung und Leistung aus der Schutztechnik reichen dafür in vielen Fällen nicht aus. Der Nutzen entsteht also aus der Kombination von Plattform, geeigneter Sensorik, Datenmodell und Analyseverfahren.

Wie realistisch ist die schrittweise Transformation bestehender Umspannwerke?

Der Einstieg wird klar über Greenfield-Projekte erfolgen. In einer neuen Station lassen sich Plattform, Netzwerktechnik, Merging Units und Betriebsprozesse von Anfang an aufeinander abstimmen. Brownfield ist deutlich schwieriger, weil dort konventionelle, digitale und künftig virtualisierte Systeme über lange Zeit koexistieren müssen. Dafür braucht es geeignete Schnittstellen und Migrationskonzepte. Hinzu kommt die sehr lange Lebensdauer von Umspannwerken – typischerweise mehrere Jahrzehnte. Gleichzeitig erzeugt die Energiewende enormen Zeitdruck: Netze und zahlreiche Umspannwerke müssen schnell ausgebaut werden. Das verleitet Betreiber verständlicherweise dazu, bewährte Technik zu verwenden. Darin liegt aber auch ein Risiko: Wenn heute in großem Umfang konventionell gebaut wird,

kann diese Technik für 30 oder 40 Jahre gebunden sein, obwohl modernere Architekturen bereits absehbar sind.

Wird das softwaredefinierte Umspannwerk langfristig zum Standard – und was treibt die Entwicklung?

Ich glaube, dass sich die Virtualisierung langfristig durchsetzen wird, auch wenn der Zeitplan schwer vorherzusagen ist. Mein Wunsch wäre, dass wir in Deutschland innerhalb der kommenden fünf Jahre erste virtuelle Umspannwerke im Greenfield-Regelbetrieb sehen und daraus belastbare Erfahrungen gewinnen. Die Transformation bestehender Anlagen wird sehr viel länger dauern. Ein entscheidender Treiber werden die Hersteller sein. Sie müssen aus dem Wechsel von gerätespezifischer Hardware zu Software ein tragfähiges Geschäftsmodell entwickeln und zugleich offenere, interoperable Lösungen anbieten. Standardisierte Serverhardware kann Lieferketten vereinfachen und Entwicklungsaufwand verlagern. Staatliche Regulierung sehe ich dabei nicht als den wichtigsten Hebel; ausschlaggebend sind praxistaugliche Technik, nachgewiesene Zuverlässigkeit, wirtschaftlicher Nutzen und der Mut von Herstellern und Betreibern, neue Konzepte tatsächlich umzusetzen. Unter diesen Voraussetzungen kann Virtualisierung zu einem zentralen Baustein der schrittweisen Transformation hin zu flexiblen und zukunftsfähigen Umspannwerken werden.



Interview: Energiemanagement in Unternehmen

„Die Zeit der Insellösungen ist vorbei“

Volatile Strompreise zwingen den energieintensiven Mittelstand, seine Beschaffung neu auszurichten. Gefragt sind dynamische Modelle, transparente Lastgänge und ein integriertes Zusammenspiel von Photovoltaik, Speichern und flexiblen Verbrauchern. Wie weit die Unternehmen dabei sind, erläutert David Budde, CEO von trawa.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Bernhard Haluschak, ENERGY

BILDER: trawa; iStock, csakisti

Herr Budde, trawa hat für den „Energie-Monitor Mittelstand 2026“ 304 Entscheider aus dem energieintensiven Mittelstand befragt. Was war der Auslöser für die Studie – und welches Ergebnis hat Sie besonders überrascht?

Wir beschäftigen uns seit vier Jahren intensiv mit diesem Markt und haben mit Tausenden Mittelständlern, Energieeinkäufern und Entscheidern gesprochen. Seit 2021/22, insbesondere

seit der Energiekrise, hat sich der Blick der Unternehmen auf Energie deutlich verändert. Mit der Studie wollten wir unsere Eindrücke aus Kundengesprächen durch eine belastbare Datengrundlage ersetzen, an der sich der Mittelstand orientieren kann. Sie zeigt den Entscheidern zugleich, dass sie mit ihren Herausforderungen nicht allein sind. Besonders deutlich ist der Wandel bei der Strombeschaffung: Immer mehr Unternehmen lösen sich

vom klassischen Festpreis. Gleichzeitig bleiben die Vorbehalte groß. Eine faktenbasierte Grundlage hilft uns und den Unternehmen bei der Einordnung.

Gerade für mittelständische Unternehmen klingt das nach einem Paradigmenwechsel. Wie weit ist der Mittelstand technisch und organisatorisch?

Den einen Mittelständler gibt es nicht; die Unterschiede lassen sich weder allein

»Strombeschaffung, Messtechnik, Energiemanagement, flexible Lasten, Stromhandel und Ladeinfrastruktur greifen heute ineinander. Unkoordinierte Insellösungen funktionieren deshalb nicht mehr – Energie muss dauerhaft aktiv gesteuert werden.«

David Budde, Co-Founder & CEO von trawa



an der Branche noch an der Mitarbeiterzahl festmachen. Viele Einkäufer und Entscheider haben jedoch verstanden, dass der klassische Festpreis nicht unter allen Bedingungen die sinnvollste Lösung ist. Zahlreiche Unternehmen nutzen bereits andere Beschaffungsmodelle, weitere wollen wechseln. Gleichzeitig betrachten viele das Thema Strom noch immer nach dem Motto: „Lasst mich damit in Ruhe.“ Wir vermitteln daher, dass Unternehmen nicht ausschließlich auf Subventionen oder politisch verordnete niedrigere Preise warten können. Diesen Wandel unterstützen wir mit Beratung, Webinaren und Öffentlichkeitsarbeit. Mit einer optimierten Beschaffung und gezielten Investitionen erreichen wir zwar kein chinesisches Strompreisniveau. Die Unternehmen müssen aber die vorhandenen Möglichkeiten stärker selbst nutzen.

Viele Unternehmen beschäftigen sich laut Studie zunehmend damit, ihr Energiemanagement und ihre Strombeschaffung selbst in die Hand zu nehmen, doch nicht alle wagen den Umstieg. Woran scheitert die Umsetzung in der Praxis?

Für eine optimierte Strombeschaffung ist zunächst keine große Investition nötig. Unternehmen müssen sich jedoch

mit Chancen und Risiken auseinandersetzen und bereit sein, diese aktiv zu steuern. Daran scheitert es häufig. Früher wurde der Vertrag beim lokalen Stadtwerk verlängert, einige Angebote wurden verglichen – und das Thema war für Jahre erledigt. Heute greifen Strombeschaffung, Messtechnik, Energiemanagement, flexible Lasten, Stromhandel und Ladeinfrastruktur ineinander. Unkoordinierte Insellösungen funktionieren deshalb nicht mehr. Das erfordert einen Mentalitätswandel: Energie ist kein Thema mehr, das sich einfach abhaken lässt, sondern eine dauerhaft zu steuernde Kostenposition. Damit rückt das Thema stärker in den Fokus von Einkauf, Technik und Geschäftsführung. Hinzu kommen interne Anreizkonflikte: Setzt ein Einkaufsleiter nach jahrzehntelanger Nutzung von Festpreisverträgen auf ein dynamisches Modell, trägt er bei einer neuen Krise das Risiko. Einsparungen von 10.000 bis 20.000 Euro werden dagegen oft kaum wahrgenommen. Deshalb gehen inhabergeführte Unternehmen häufig schneller voran: Erkennt der Eigentümer ein Einsparpotenzial, wird es meist zügig geprüft.

Muss die Initiative also vom Inhaber oder Geschäftsführer ausgehen?

Wie bei jeder Transformation braucht es eine Person, die Veränderungen vorantreibt – einen Early Adopter. Das muss nicht der Geschäftsführer sein. In der Immobilienwirtschaft übernehmen diese Rolle häufig Nachhaltigkeitsverantwortliche. Weil Klimaschutz und sinkende Stromkosten zusammenpassen, treiben sie neue Beschaffungsmodelle oder intelligente Gebäudesteuerungen voran. Im klassischen Mittelstand verlaufen solche Prozesse oft langsamer. Entscheidend ist, dass jemand das Thema verantwortlich übernimmt und intern durchsetzt.

Haben Sie ein Beispiel für ein Unternehmen, bei dem diese Transformation bereits gelungen ist?

Ein gutes Beispiel ist die inhabergeführte Sektkellerei Gerhardt. Das Unternehmen hat früh und aus eigener Überzeugung die Transformation seiner Energieversorgung begonnen: Auf den Produktionsdächern wurde eine Photovoltaikanlage installiert und mit mehreren Batteriespeicher-Racks kombiniert. Entscheidend war, zusätzlich einen passenden Energieversorgungstarif und einen Dienstleister einzubinden, der die Komponenten intelligent steuert. Durch dieses Zusammenspiel sanken die

»Künstliche Intelligenz hilft uns, Lastgangdaten zu analysieren und daraus optimierte Beschaffungsportfolios zu entwickeln. So werden Möglichkeiten, die bisher vor allem Großkonzernen offenstanden, auch für mittelständische Unternehmen nutzbar.«

Stromkosten um 23 Prozent. Damit will das Unternehmen den Standort sichern, weiterhin in Deutschland produzieren und die notwendigen Maßnahmen konsequent umsetzen.

Gerade kleine familiengeführte Unternehmen verfügen häufig nicht über eigenes Energiemanagement-Know-how. Wie können sie eine solche Transformation bewältigen?

Wir setzen bewusst auf eine Plattformlösung. Einzelne Komponenten lassen sich in Konzernen mit eigenen Teams aus Energiemanagern, Energieeinkäufern und Facility-Managern koordinieren. Im Mittelstand fehlen dafür meist Personal und Zeit; dort liegt der Energieeinkauf häufig im allgemeinen Einkauf oder direkt bei der Geschäftsführung. Ein technischer Leiter oder Facility-Manager hat in der Regel genügend andere Aufgaben und kann nicht zusätzlich alle Energieprojekte koordinieren. Deshalb beginnen wir bei der Energieversorgung, die jedes Unternehmen ohnehin benötigt. Wir ersetzen keine zusätzliche Einzellösung, sondern optimieren die bestehende Strombeschaffung und verbinden sie mit unserer Energiemanagementsoftware. Für den Einstieg reichen die Daten am Netzanschlusspunkt; eine aufwendige Unternehmesteknik ist zunächst nicht erforderlich. So lassen sich Lastgänge analysieren und Zeiträume mit hohem Verbrauch und hohen Kosten erkennen. Für weitere Komponenten arbeiten wir mit spezialisierten Partnern zusammen. Unser Ziel ist eine einfach umsetzbare Gesamtlösung statt vieler unverbundener Einzelsysteme. Eine Plattform reduziert Schnittstellen und den

internen Koordinationsaufwand. Denn die mittelständischen Geschäftsführer suchen kein Puzzle aus Stromtarif, Speicher, Photovoltaik und Software, sondern eine Gesamtlösung, die technisch und wirtschaftlich passt.

Kommt es also vor allem darauf an, die Komplexität zu reduzieren und ein einheitliches System zu schaffen?

Ja. Das Textilunternehmen Setex zeigt, warum: Das Unternehmen kam zunächst wegen seiner Stromversorgung auf uns zu. Zugleich waren eine Photovoltaikanlage auf dem Dach, eine Freiflächenanlage, eine Ladeinfrastruktur für Elektro-Lkw, ein Batteriespeicher am Umspannwerk und eine Energiemanagementsoftware geplant. Damit entstand die Frage, wer diese Systeme auswählt, koordiniert und dauerhaft betreibt. Genau diese organisatorische Komplexität erkennen derzeit immer mehr mittelständische Unternehmen – und suchen deshalb integrierte Lösungen. Solche Realisationsprozesse nehmen im Markt deutlich zu.

Welche Rolle spielt Künstliche Intelligenz heute und künftig im Energiemanagement?

Künstliche Intelligenz unterstützt bei uns die gesamte Prozesskette. Das reicht von der Identifikation relevanter Unternehmen über die Formulierung passender E-Mails, die gezielte Ansprache, die Gesprächsvorbereitung und die Berechnung unserer Angebote bis zur Optimierung unserer Energiehandelsstrategie. Besonders wichtig ist KI bei der Entwicklung optimierter Beschaffungsportfolios. Wir analysieren die Lastgangdaten eines Kunden und ermitteln, wie

er am Strommarkt einkaufen könnte, wenn ihm ähnliche Möglichkeiten und Kompetenzen zur Verfügung stünden wie einem Großkonzern. Ein solcher Konzern würde dafür eigene Fachleute einsetzen oder eine spezialisierte Energieberatung beauftragen. So automatisiert KI einen Teil dieser klassischen Beratungsarbeit. Die Ergebnisse bereiten wir mit Präsentationen, Visualisierungen, Simulationen und Kostenschätzungen für das Beratungsgespräch auf. Ohne KI entlang der Prozesskette ließe sich dieser Aufwand für mittelständische Kunden wirtschaftlich kaum abbilden.

Wie wird sich die Flexibilisierung des Stromverbrauchs im Mittelstand in den kommenden drei bis fünf Jahren entwickeln?

Ich bin sehr optimistisch. Die Studie zeigt, dass sich viele Unternehmen mit Batteriespeichern beschäftigen und auf dynamische Beschaffungsmodelle umsteigen wollen. Nicht alle werden ihre Pläne innerhalb von drei Jahren umsetzen, doch die Entwicklung schreitet schnell voran und ist längst kein Nischenthema mehr. Die Energiekrise 2022 hat den Wandel beschleunigt: Viele Unternehmen erhielten keine Festpreisangebote und wechselten zur Spotmarktbeschaffung. Als die Preise wieder vom Krisenniveau sanken, verloren viele ihre ursprüngliche Berührungsangst – auch wenn die Spotmarktbeschaffung nicht unter allen Bedingungen optimal ist. In drei bis fünf Jahren werden deshalb deutlich mehr Unternehmen in Deutschland über Batteriespeicher verfügen und ihre Flexibilität intelligent vermarkten oder zur Kostenoptimierung einsetzen..

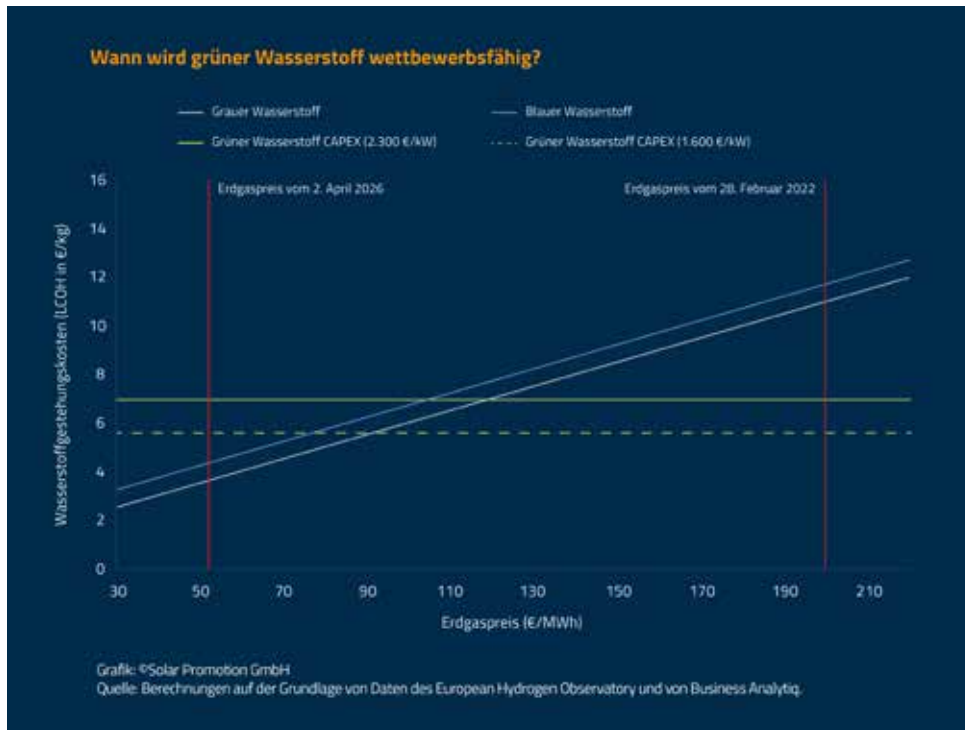
Die Dekarbonisierung der Industrie braucht grünen Wasserstoff

Grüner Wasserstoff kommt nicht in Bewegung

Die industrielle Transformation hin zur Klimaneutralität ist für die führenden Wirtschaftsräume eine der zentralen Aufgaben der kommenden Jahrzehnte: Während die Europäische Union beispielsweise die Klimaneutralität bis 2050 anstrebt, visiert China dieses Ziel für 2060 an. In beiden Regionen gilt Wasserstoff als strategische Schlüsselkomponente für den Umbau von Industrie und Energiewirtschaft. Die reale Marktentwicklung hinkt den ambitionierten Vorgaben jedoch hinterher: Laut dem Global Energy Report 2025 sind derzeit lediglich rund 11 Prozent der seit Beginn des Jahrzehnts angekündigten Wasserstoffprojekte in Betrieb oder durch Investitionsentscheidungen abgesichert.

TEXT: Solar Promotion BILDER: Solar Promotion; iStock, TOMGO-PRO





Grüner Wasserstoff wird gegenüber Erdgas wirtschaftlich konkurrenzfähig, wenn sein Preis je Energieeinheit sinkt und/oder der Erdgaspreis steigt. Entscheidend ist der Vergleich der Kosten je nutzbarer Energiemenge.

Obwohl die weltweite Nachfrage nach Wasserstoff kontinuierlich steigt, wird der Energieträger derzeit noch fast ausschließlich auf Basis fossiler Rohstoffe wie Erdgas und Kohle gewonnen. Traditionell wird er für die Ammoniakproduktion, Ölraffinierung und Methanolsynthese eingesetzt. CO₂-neutral erzeugte Mengen spielen am Gesamtmarkt bislang eine untergeordnete Rolle. Dabei gilt emissionsfreier Wasserstoff als unverzichtbarer Baustein der Energiewende, insbesondere für die Dekarbonisierung schwer elektrifizierbarer Sektoren wie der Stahlindustrie.

Obwohl es einen großen Bedarf gibt, wird die Entwicklung durch wirtschaftliche, regulatorische und infrastrukturelle Hindernisse gebremst. Neben dem schleppenden Ausbau neuer Pipelinnetze und der verzögerten Umwidmung bestehender Erdgasinfrastrukturen bleibt die Kostenstruktur ein zentraler Engpass. Laut Analysen der Internationalen Energieagentur (IEA) ist grüner Wasserstoff in der Herstellung derzeit noch zwei- bis dreimal teurer als fossiler Wasserstoff. Die nachhaltige Alternative wird jedoch vor allem dann wettbewerbsfähig, wenn unvorhersehbare oder anhaltend hohe Erdgaspreise die konventionelle Produktion verteuern.

Weniger als ein Prozent wird emissionsfrei hergestellt

Laut dem Global Energy Report 2025 wurden im Jahr 2024 weltweit etwa 100 Millionen Tonnen Wasserstoff produziert, davon rund 99 Prozent aus fossilen Brennstoffen. Dabei wurden etwa 980 Millionen Tonnen CO₂ emittiert. Nur etwa ein

Prozent wurde emissionsfrei erzeugt. Durch Elektrolyse lässt sich Wasserstoff klimaneutral produzieren, indem Wasser mithilfe von erneuerbarem Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten wird. Die IEA erwartet in den kommenden Jahren aber ein deutliches Wachstum. Bis 2030 soll die Produktion von grünem Wasserstoff weltweit auf 4,2 Millionen Tonnen steigen. Im Vergleich zu 2024 würde sich die Menge somit verfünffachen. Treibende Kraft beim Aufbau von Elektrolyseuren ist China. Die IEA geht davon aus, dass emissionsfreier Wasserstoff in China bis Ende des Jahrzehnts wettbewerbsfähig wird – aufgrund der niedrigen Technologie- und Kapitalkosten. Auch in Europa sieht die IEA gute Chancen dafür, da Erdgas durch die CO₂-Bepreisung immer teurer wird. In Regionen, in denen Erdgas billiger ist, etwa in den Vereinigten Staaten und im Nahen Osten, gibt es dagegen wenig Potenzial.

Grüner Wasserstoff als Schlüssel für die Energiewende

Die aktuelle Energiekrise macht deutlich, welche Folgen die Abhängigkeit von fossilen Energien hat. Durch den Iran-Krieg sind die Preise für Erdöl und Erdgas stark gestiegen und treffen viele Staaten mit voller Wucht. Auch zu Beginn des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine stiegen die Erdgaspreise deutlich. Damals war grüner Wasserstoff sogar deutlich günstiger als konventioneller.

Die wiederholten Preisschocks und hohen Versorgungsrisiken der fossilen Energiewirtschaft schärfen den Blick für

den strategischen Wert der Erneuerbaren und von grünem Wasserstoff“, erklärt Markus Elsässer, Geschäftsführer von Solar Promotion. „Ein zukunftsfähiges Energiesystem basiert nicht mehr allein darauf, sauber Strom zu erzeugen. Wir müssen diesen Strom auch intelligent speichern und sektorenübergreifend nutzbar machen. Erst wenn wir dezentrale Erzeugung, moderne Batteriespeicher und die Wasserstoff-Elektrolyse flexibel miteinander koppeln, sichern wir die Industrie ab. Grüner Wasserstoff ist dabei ein zentraler Hebel, um die Energieversorgung resilient aufzustellen, technologisch souverän zu machen und Strompreise langfristig planbar zu halten.“

Einsatz von grünem Wasserstoff

Für die Dekarbonisierung ist grüner Wasserstoff von zentraler Bedeutung. Die Industrie benötigt den Energieträger dringend für die Stahlproduktion, für Hochtemperaturprozesse über 1.000 °C sowie als Basis für synthetische Kraftstoffe im Schwerlast-, See- und Luftverkehr. Außerdem könnte er Erdgas in Fernwärmenetzen ersetzen. Bisher fehlt es jedoch an Elektrolyseuren. Obwohl die Europäische Union bis 2030 eine heimische Elektrolyseur-Kapazität von 40 GW anstrebt und Staaten wie Deutschland, Spanien oder Frankreich ambitionierte nationale Ziele formuliert haben, hinkt die Praxis der Theorie hinterher. Die Fortschritte sind gering, da es neben der Infrastruktur auch an Nachfrage mangelt. Potenzielle Investoren zögern deshalb. Um die Nachfrage anzukurbeln, könnte die Produktion von synthetischen Kraftstoffen eine Lösung sein.

FIRMEN UND ORGANISATIONEN IN DIESER AUSGABE

Firma	Seite	Firma	Seite
ABB	38	HARTING	3
Aiko	13	HELU KABEL	18
Avacon	13	Hochschule Bielefeld	13
AVEVA	32	Intilion	18
Bachmann electronic	17, 22, 51	Janitza electronics	13, 43
BECKHOFF Automation	17	LAPP	44
Bosch Rexroth	41	Phoenix Contact	50
COPA-DATA	21, 57	publish-industry Verlag	U3
DEHN	17	Siemens	41, 54
E.ON	13	SMIGHT	Titel, 8, 10
ECO STOR	13	Solar Promotion	63
Emerson Electric	35	Statkraft	46
EnBW	U2	trawa	60
Enercon	17, 19	TU Eindhoven	13
Fabasoft	13	TÜV SÜD	29
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE	66	Uniper	U4
FRIZLEN	6, 13	Vattenfall	18
Green Planet Energy	26	VERBUND Energy4Business	18, 53
Hamburg Messe und Congress	14, 25		

IMPRESSUM

Herausgeber Kilian Müller

Head of Content Manufacturing Christian Fischbach

Redaktion Bernhard Haluschak (Managing Editor/verantwortlich -928), Carolina Bachmeier (-898), Emily Domingues Braga (-927), Katharina Huber (-938), Leander Jank (-937), Dana Neitzke (-930), Michaela Sandner (-916), Rieke Heine (freie Mitarbeiterin)

Newsdesk newsdesk@publish-industry.net

Head of Sales Kilian Müller

Media Saskia Albert (Director Sales/verantwortlich -918), Beatrice Decker (-913), Ilka Gärtner (-921), Caroline Häfner (-914);
Anzeigenpreisliste: vom 01.01.2026

Inside Sales Patricia Dachs (-935), Sarah Fuchs (-929); sales@publish-industry.net

Verlag publish-industry Verlag GmbH, Claudius-Keller-Str. 3A, 81669 München, Germany
Tel. +49.(0)151 58 21 1-900, info@publish-industry.net, www.publish-industry.net

Geschäftsführung Kilian Müller, Martin Weber

Leser- & Aboservice Tel. +49.(0)40.23714-240; leserservice-pi@dvvmedia.com

Abonnement Das Abonnement enthält die regelmäßige Lieferung der ENERGY (derzeit 4 Ausgaben ENERGY) sowie als Gratiszugabe das jährlich erscheinende Jahrbuch der Industrie, INDUSTRY.forward HAKAHAKA.

Jährlicher Abonnementpreis

Ein JAHRES-ABONNEMENT der ENERGY ist zum Bezugspreis von 54 € inkl. Porto/Versand innerhalb Deutschlands zzgl. MwSt. erhältlich (Porto: EU-Zone zzgl. 10 € pro Jahr, Europa außerhalb EU zzgl. 30 € pro Jahr, restliche Welt zzgl. 60 € pro Jahr). Jede Nachlieferung wird zzgl. Versandkosten und MwSt. zusätzlich berechnet. Im Falle höherer Gewalt erlischt jeder Anspruch auf Nachlieferung oder Rückerstattung des Bezugsbetrags. Studentenabonnements sowie Firmenabonnements für Unternehmen, die die ENERGY für mehrere Mitarbeiter bestellen möchten, werden angeboten. Fragen und Bestellungen richten Sie bitte an leserservice-pi@dvvmedia.com

Marketing & Vertrieb Anja Müller (Head of Marketing)

Herstellung Veronika Blank-Kuen

Gestaltung & Layout Layoutstudio Daniela Haberlandt, Beethovenstraße 2a, 85435 Erding

Druck F&W Druck- und Mediacenter GmbH, Holzhauser Feld 2, 83361 Kienberg, Germany

Nachdruck Alle Verlags- und Nutzungsrechte liegen beim Verlag. Verlag und Redaktion haften nicht für unverlangt eingesandte Manuskripte, Fotos und Illustrationen. Nachdruck, Vervielfältigung und Online-Stellung redaktioneller Beiträge nur mit schriftlicher Genehmigung des Verlags.

ISSN-Nummer 1866-1335

Postvertriebskennzeichen 75032

Gerichtsstand München

Der Druck der ENERGY erfolgt auf PEFC™-zertifiziertem Papier, der Versand erfolgt CO₂-neutral.



GO GREEN

Der CO₂-neutrale Versand mit der Deutschen Post

Speichertechnologie per Knopfdruck

Energiespeicher aus dem 3D-Drucker

Wärme aus erneuerbaren Energien effizient speichern: Dafür setzt das Fraunhofer ISE auf 3D-Druck und Beton. Gedruckt werden sollen nicht nur Speicherhüllen, sondern auch weitere Komponenten. Ob daraus ein ganzer Speicher im großen Maßstab entsteht, wird die nächste Entwicklungsstufe zeigen.

TEXT: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE **BILDER:** publish-industry, KI-generiert mit ChatGPT

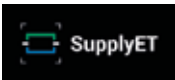
Damit die Energiewende gelingt, sind intelligente Speichertechnologien unerlässlich. Thermische Speicher etwa können Wärme aus erneuerbaren Energien effizient speichern. Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE möchte mithilfe der 3D-Drucktechnik thermische Energiespeicher aus Ultrahochleistungsbeton herstellen und arbeitet dafür mit Partnern aus Industrie und Forschung zusammen. Der 3D-Druck mit Be-

ton ermöglicht dabei nicht nur eine variable Herstellung der Speicher in Form und Größe, sondern hat auch das Potenzial, den Materialeinsatz und den Personalbedarf auf Baustellen gegenüber dem klassischen Betonbau zu reduzieren. Durch die Wahl geeigneter Betone können potenziell Speicher vom Niedertemperaturbereich (circa $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$) bis hin zum Hochtemperaturbereich (circa $1.000\text{ }^{\circ}\text{C}$) hergestellt werden.





WIR DANKEN DEN PARTNERN DES **INDUSTRY.FORWARD SUMMIT 2026**



SAVE THE DATE
**INDUSTRY.FORWARD
SUMMIT 2027**

**30. JUNI + 1. JULI
2027**

**Besuchen
Sie uns auf der
WindEnergy!**
Halle A3,
Stand 561

**uni
per**

Power Purchase Agreements

Ein Win-Win-Modell für alle

Unternehmen stehen vor einer Vielzahl von Möglichkeiten, ihren Nachhaltigkeitszielen durch erneuerbare Energien einen Schritt näher zu kommen: Power Purchase Agreements sind eine Lösung, um mittels erneuerbaren Stroms das Energieportfolio zu diversifizieren.

Dabei handelt es sich um eine Vereinbarung zwischen einem Energieabnehmer und einem EE-Anlagen-Besitzer, laut der Strom zu einem vereinbarten Preis geliefert oder abgenommen wird. Sie integrieren regenerativ erzeugte Energie aus Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft oder Biomasse zu stabilen Preisen in den Strommarkt und sind ein entscheidender Baustein für die Energiewende.

PPAs bieten:

- Finanzielle Sicherheit für Projekte
- Versorgung mit regenerativer Energie
- Absicherung gegen Preisschwankungen
- Förderung von Innovationen
- Emissionsreduktion

Was wir Ihnen bieten:

- Wir können den wetterabhängig produzierten Strom aus kundeneigenen EE-Mengen abnehmen, strukturieren und im Anschluss wieder bedarfsdeckend zurückliefern
- Wir bauen und entwickeln EE-Anlagen
- Wir bieten Stromabnahmeverträge (PPAs) für eigene sowie externe Anlagen
- Wir kaufen PPAs ein, um das Beschaffungsportfolio zu ergänzen und die Kunden bedarfsgerecht zu versorgen

Könnte ein Power Purchase Agreement auch für Ihr Unternehmen eine lohnenswerte Option sein?

Dann kommen Sie vorbei und lassen Sie uns sprechen!



[https://decarbolutions.uniper.energy/
windenergy-hamburg-2026//](https://decarbolutions.uniper.energy/windenergy-hamburg-2026//)

WindEnergy in Hamburg | 22. – 25. September 2026
Halle A3, Stand 561

