

r.energy

ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

ENERGIE- UND LADEMANAGEMENT

Zum Gewinner
der Energiewende werden

Abonnieren Sie den WIN-verlagsübergreifenden

KI NEWSLETTER!

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

Melden Sie sich jetzt an und verpassen Sie keine Ausgabe!





Bedarfsgesteuert steuern, statt kontinuierlich produzieren

Bis vor Kurzem noch war die Perspektive von Biomasseanlagen in Deutschland durch den Auslauf der EEG-Förderung für bestehende Anlagen zum Ende dieses Jahres bestimmt. Das machte Anlagen nicht selten unrentabel und führte zu manch Stilllegung. Hersteller wie Betreiber können hierzu ein unrühmliches Lied singen, zumal der Bau neuer Anlagen durch geringe Ausschreibungsmengen und hohe Kosten begrenzt war. Indem das Biomasse-Paket nun die Förderung flexibler und systemdienlicher Biomasseanlagen neu ausrichtet, kommt ein Game Changer ins Spiel, der auf die Umstellung von unbedingter Einspeisung hin zum bedarfsgerechten Betrieb sowie ein technologisches Weiterentwickeln der Anlagen orientiert. Ein vernünftiges Vorhaben. Um die Wirtschaftlichkeit und den Nutzen von Biomasse zu sichern, wird dabei der Fokus stärker auf die Flexibilisierung und Wärmeversorgung, aber auch die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen gelegt. Gesichert werden soll die Anschlussförderung für Anlagen, die flexibel Strom und Wärme liefern sowie eine hohe Planungssicherheit für Betreiber und Investoren schaffen.

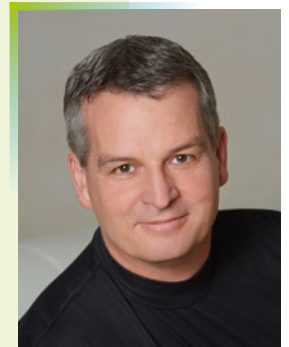
Um weiterhin förderfähig zu sein, haben die Anlagen bestimmte technische Voraussetzungen zu erfüllen, darunter eine regelbare Einspeisung, ausreichende Speicherkapazitäten

und die Fähigkeit zum Lastmanagement. Denn nur so können sie den neu umspannten Auftrag erfüllen, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Residuallasten abzudecken. Dabei fokussiert das Paket darauf, die Förderung für bestehende wie auch neue, systemdienliche Biomasseanlagen zu sichern. Zugrunde liegt all dem die Einstufung von Biomasse als zukunftsfähigen Energieträger aus Abfall- und Reststoffen.

Während sich dabei die Nutzung von frischer Biomasse wie Mais hin zur Kaskadennutzung von Rest- und Altholz verschiebt, konzentriert sich die Förderung durch das Biomasse-Paket insbesondere auch auf Biogas und Biomethan. Gewichtige Ziele sind hier die Steigerung der Nachfrage und des Einsatzes von Biogas für Strom und Wärme, die Stärkung der lokalen Wertschöpfung sowie die Nutzung von Abfall- und Reststoffen zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und des Artenschutzes. Beim verstärkten Einsatz von Rest- und Altholz wird eine stoffliche Nutzung vor der energetischen priorisiert, um die Nachhaltigkeit der holz-basierten Biomasse zu sichern. Es weht ein neuer Wind bei der Nutzung von Biomasse. Lesen Sie mehr dazu in unserem Special ab Seite 21.

MICHAEL HOBBOHM

Redakteur r.energy

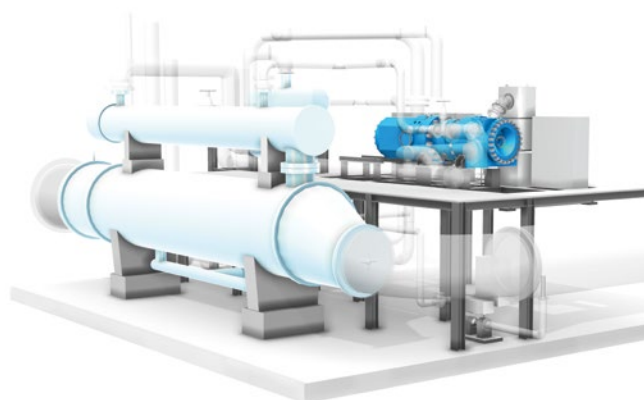


INHALT



Betreiber und Hersteller von Ladeinfrastruktur müssen regulatorische Vorgaben wie das Eichrecht und AFIR erfüllen, Cybersecurity sicherstellen und gleichzeitig flexibel auf neue Marktanforderungen reagieren. Die AC-Ladesteuerung „Charx control modular“ bietet eine zukunftssichere Investition durch modulare Hardware, offene Softwareplattform und umfassenden Support.

38



45

Mitten im UNESCO-Weltnaturerbe „Wattenmeer“ im dänischen Esbjerg versorgt eine gigantische Meerwasser-Wärmepumpe 25.000 Haushalte mit klimaneutraler Wärme. Zusätzlich stabilisiert sie das Stromnetz und gleicht Schwankungen der erneuerbaren Energien aus. Die Technologie dahinter besteht aus zwei Hochleistungskompressoren und einem transkritischen CO₂-Kreislauf.

Für eine nachhaltige Energiewende braucht es nicht nur vielversprechende Technologien, sondern auch eine starke Zusammenarbeit: Um grünen Wasserstoff flächendeckend nutzbar zu machen, müssen sich die Akteure digital vernetzen und ihre Datenerkenntnisse miteinander teilen.



52

06	Blickfang
08	ENERGIE- UND LADEMANAGEMENT Zum Gewinner der Energiewende werden
11	Branche
15	Veranstaltungen
16	Projekte
SPECIAL BIOENERGIE	
22	NETZANSCHLUSSVEREINBARUNGEN Biogas zwischen Marktwert und Netzstabilität
25	ANLAGENMODERNISIERUNG Klärschlamm wird Energielieferant
26	SUBSTRATAUFBEREITUNG Optimierte Biogaserzeugung dank innovativem Mischmodul
28	MARKTANALYSE Die Nachfrage nach E-Fahrzeugen wird weiter steigen
32	VIRTUELLE STEUERUNG ALS ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM Infrastruktur für die Elektromobilität optimieren

34	BIDIREKTIONALES LADEN E-Autos als mobile Stromspeicher
36	MULTI-DROP-FELDBUS Kostengünstig verkabelt
38	AC-LADESTEUERUNGEN Sicher, skalierbar, zukunftsfähig
40	AUTOMATISIERUNG UND DIGITALISIERUNG Schlüssel zur Stabilität für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber
42	POTENZIALATLAS FÜR ELEKTROLYSEURE Standorte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff finden
45	GROSSWÄRMEPUMPEN Klimaneutrale Wärme aus der Nordsee
48	INTERVIEW Zwischen Anspruch und Wirklichkeit
52	GRÜNER WASSERSTOFF Saubere Energie mit großem Potenzial
54	Forschung & Entwicklung
58	Produkte
62	INDEX
62	IMPRESSUM

TITELANZEIGE: ABB

Zum Gewinner der Energiewende werden mit dem Energie- und Lademanagement von ABB

Energie ist heute mehr als ein Kostenfaktor – sie ist ein strategischer Hebel für Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit. Mit den richtigen Lösungen und Informationen können Unternehmen aktiv von der Energiewende profitieren. Die intelligente Energiemanagementlösung „Optimax“ und das innovative Lademanagement „dynovapro“ von ABB machen den Weg frei, um zum Gewinner der Energiewende zu werden.

ABB AG

Kallstadter Straße 1
D-68309 Mannheim
Tel.: +49 621 3816804
new.abb.com/de





DER SYSTEMISCHE AUFTRAG VON BIOGAS

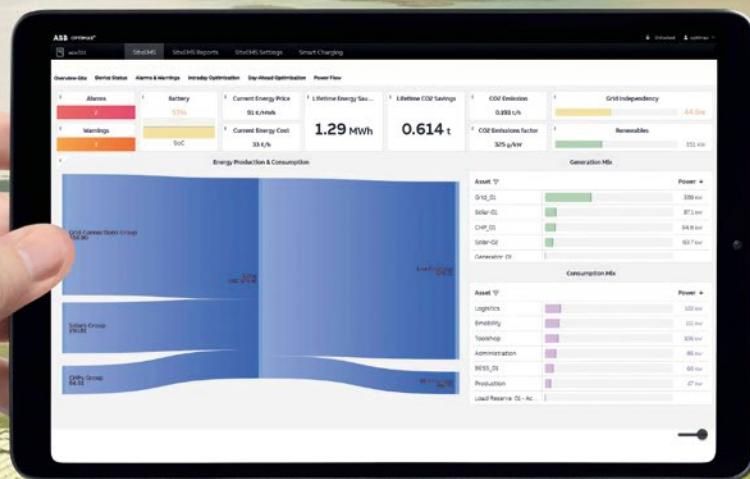
Die Genehmigung des Biomassepaketes durch die Europäische Kommission am 18. September 2025 bringt für die Betreiber von Biogasanlagen eine grundlegende Neuausrichtung mit sich. Mit der angelegten marktorientierten Fahrweise dieser Anlagen soll sich nicht nur ein betriebswirtschaftlicher Vorteil generiert werden, vor allem soll der systemische Auftrag von Biogas im erneuerbaren Energiemix befördert werden. Und der heißt: Versorgungssicherheit gewährleisten und Residuallasten abdecken. Flankiert wird dieser Anspruch von einem neuen Rechtsrahmen, den der Gesetzgeber im Februar 2025 mit § 8a EEG geschaffen hat. Damit muss nicht mehr von einer ständigen Volleinspeisung ausgegangen werden, vielmehr lassen sich zeitlich variable oder dauerhaft begrenzte Einspeisemöglichkeiten vertraglich fixieren. Lesen Sie mehr ab Seite 22.

Zum Gewinner der Energiewende werden

Der Energiemix in Deutschland ist einem massiven Wandel ausgesetzt, wobei der Anteil aus erneuerbaren Quellen stetig wächst. Gleichzeitig wird die Struktur der Abnehmer immer komplexer. Durch die intelligente Integration von Daten wird eine ganzheitliche Optimierung von Energieerzeugung und Lastensteuerung über alle Energiearten hinweg ermöglicht. Damit kann aus einer Herausforderung eine echte Chance werden. **VON NICLAS ESCH UND OLIVER NAUROTH**

Längst setzen Unternehmen bei der Energieversorgung nicht mehr alles auf eine Karte: So speist zum Beispiel eine Photovoltaikanlage die Ladesäulen ihrer Firmenfahrzeuge. Oder über eine Windkraftanlage wird der Bedarf ihrer flexiblen Verbraucher und Speichersysteme abgedeckt. Regelmäßig führt dieser Mix an Energiequellen jedoch zu einer heteroge-

nen Energieinfrastruktur mit Technologien unterschiedlicher Hersteller. Um hier Transparenz zu gewährleisten und möglichst alle Erzeuger optimal aufeinander abzustimmen, bieten sich Systeme für die zentrale Überwachung und Steuerung aller einbezogenen Energieflüsse an. Solche Energiemanagementsysteme lassen sich mit vorhandenen Leittechniken, Datenban-



„Optimax“ ist eine skalierbare Energiemanagement- und Optimierungslösung, die darauf ausgelegt ist, die betriebliche Effizienz und Rentabilität beim Anwender zu steigern und ihn bei der Umsetzung seiner Nachhaltigkeitsziele zu unterstützen. Bilder: ABB

ken und Messsystemen verbinden, sodass Managementplattformen die Teilprozesse übersichtlich visualisieren können.

Ganzheitliche Energieerzeugung und Lastensteuerung optimieren

„Optimax“ von ABB bietet eine solche Plattform: Durch die intelligente Integration von Daten wird eine ganzheitliche Optimierung von Energieerzeugung und Lastensteuerung über Energiearten hinweg ermöglicht. Dafür führt Optimax die Daten aus verschiedenen Quellen digital zusammen. Aufgrund der zentralen Datenkontrolle ist es möglich, einen Gesamtüberblick über das lokale Energiesystem zu erlangen, um sämtliche Energieerzeuger, Energiespeicher und Energieverbraucher intelligent und kostenoptimiert zu steuern – egal, ob Strom, Gas, Wasser oder Wärme.

Dank intelligenter Steuerung verteilt Optimax zudem die Lasten optimal zwischen alten und neuen Systemen – oder kappt Lastspitzen im Sinne des Peak Shaving durch frühzeitiges Herunterfahren einzelner Erzeugungseinheiten. Dabei können Verbraucher etwaige Lastspitzen nicht nur im Voraus erkennen, diese lassen sich auch vermeiden, indem Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch flexibel angepasst werden.

Als leitsystemunabhängige Lösung lässt sich Optimax zudem mit Systemen anderer Hersteller verbinden. ABB greift dafür auf moderne Retrofitlösungen zurück, dank derer sich alte Anlagen mit modernen Sensoren und Schnittstellen für die Echtzeitüberwachung ausstatten lassen.

Sparen beim Implementieren: KMU erhalten BAFA-Förderung

Ab einem gewissen Energieverbrauch müssen Unternehmen nachweisen, dass sie umweltfreundlich handeln. Eine vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) durchgesetzte Regel besagt: Wer mehr als 7,5 GWh pro Jahr verbraucht, benötigt ein Zertifikat, wonach das Unternehmen ein Energiemanagementsystem nach DIN ISO 50001 oder EMAS nutzt. Diese Vorgabe basiert auf dem deutschen Energiedienstleistungsgesetz, das die EU-Energieeffizienzrichtlinie umsetzt. Unternehmen belegen dadurch, dass sie ihren Energieverbrauch aktiv monitoren, nach Einsparmöglichkeiten suchen und diese nutzen. Für Unternehmen, die ihr Energiemanagement auf Vordermann bringen möchten, übernimmt das BAFA je nach

Software und Unternehmensgröße einen Gutteil der Implementierungskosten. Während die Förderung bei kleinen Unternehmen 45 % der Investitionskosten beträgt, beläuft sie sich bei mittleren Unternehmen auf 35 und bei Unternehmen ohne KMU-Status auf 25 %. Ausgewählte Systeme wie Optimax gehören zu den förderfähigen Lösungen. Indem Optimax Energieflüsse wie Netz- und PV-Strom transparent macht, den Energieverbrauch einzelner Produktionslinien oder ganzer Werke aufzeigt und auch die Erzeugung festhält, ermöglicht das System eine einfache Nachweisführung gegenüber Auditoren.

Kostenoptimierung zwischen Dunkelflaute & Grünstromspitze

Erneuerbare Energie ist bekanntlich nicht immer in gleicher Menge verfügbar, was für stark schwankende Preise sorgt. Über die Merit Order, einem zentralen Prinzip der Preisbildung am Strommarkt, schafft der Strompreis einen finanziellen Anreiz, den eigenen Verbrauch auf die jeweilige Situation zu optimieren. Dabei bestimmt das teuerste Kraftwerk, das noch zur Deckung des Bedarfs gebraucht wird, den Strompreis. So entsteht ein Preis, der meist etwas über dem des eigentlichen Verhältnisses von Angebot und Nachfrage liegt. Gleichzeitig wird für Unternehmen ein Anreiz geschaffen, in die dezentrale Energieversorgung zu investieren. So können sie in Zeiten hoher Preise vorrangig die eigene Energie verbrauchen. Eventuell verfügen sie sogar über Reserven, Energie gewinnbringend ins Netz einzuspeisen.

Dank Optimax können Anwender Schwankungen im Strompreis voll ausnutzen. Denn die Kosten auf dem Energiemarkt – zum Beispiel für Strom oder Gas – lassen sich wie der lokale Verbrauch für mehrere Tage vorhersagen. Für Prognosen zum Day-ahead-Markt können zum Beispiel die Spotmarktpreise der Europäischen Energiebörse (European Energy Exchange, EEX) in Leipzig integriert werden. Derartige Plattformen prognostizieren laufend Preisentwicklungen. So schafft Optimax einen optimierten Fahrplan, mit dem Anwender ihren Energieeinsatz gezielt planen können. Doch nicht nur das: Möchte ein Unternehmen auch Strom verkaufen, kann es das durch eine automatisierte Schnittstelle zu Stromhändlern. Die Software berechnet verfügbare Mengen und teilt diese potenziellen Abnehmern auf einer digitalen Plattform – dem virtuellen

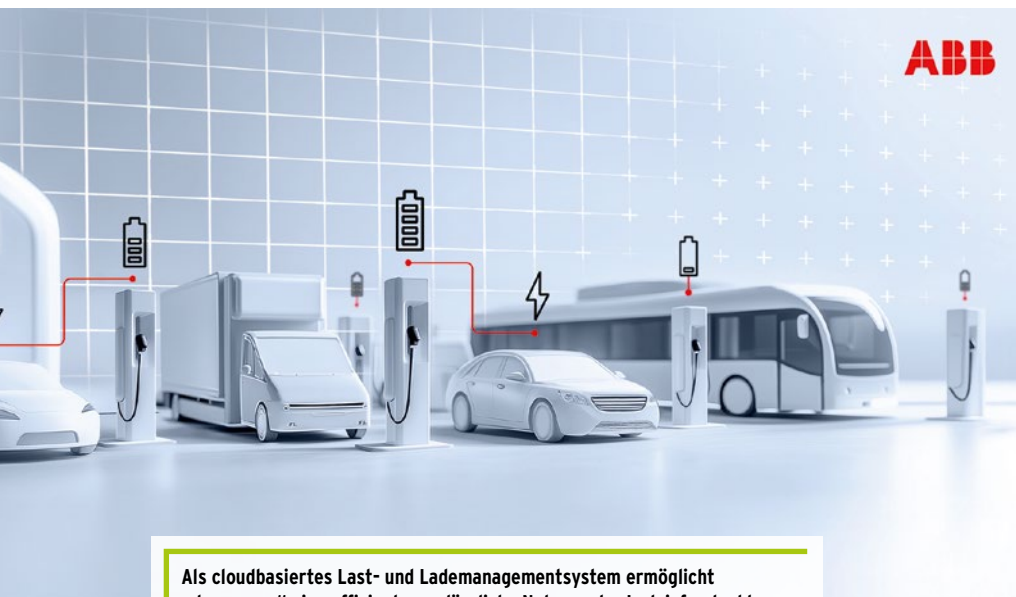
Kraftwerk – mit. Auf diese Weise bietet Optimax den Anwendern die nötige Orientierung, um selbst in einem volatilen Marktumfeld wettbewerbsfähig zu bleiben – und strategisch Kosten zu senken. Dabei unterstützt nicht zuletzt eine gezielte Lastensteuerung: Die Software lässt sich so konfigurieren, dass sie in Echtzeit alle Komponenten der Erzeugung, Speicherung und des Verbrauchs regelt – und beispielsweise bei hohen Strompreisen wenig Energie aus dem Netz bezieht.

Lademanagement optimieren

Dass sich intelligentes Energiemanagement in den verschiedenen Teilbereichen direkt fortsetzen kann, zeigt das bereits angeschnittene Beispiel Ladesäulen. Über Stromleitungen beziehen diese Säulen die Energie, die dann zum Beispiel Bus- oder Lkw-Depots nutzen, um die elektrisch betriebenen Fahrzeuge aufzuladen. Allerdings hat jedes Depot seine eigene Größe und damit unterschiedliche Energiebedarfe. Das Netz wiederum stellt über den Anschlusspunkt nur eine bestimmte Menge an Strom bereit, nicht selten aus mehreren Quellen. Was davon beim Verbraucher ankommt, regeln nicht zuletzt individuelle Verträge mit den Stromanbietern, sondern auch die zur Verfügung stehende Netzkapazität. In diesem Kontext lässt sich „dynovapro“ von ABB herstellerunabhängig einsetzen und skalieren – für ein hohes Maß an Flexibilität im Last- und Lademanagement.

Ladevorgänge und Lasten intelligent steuern

Die cloudbasierte Smart-Charging-Lösung ermöglicht es, Ladeinfrastrukturen effizient zu nutzen und die Verfügbarkeit von Ladesäulen möglichst hoch zu halten. Dafür ermittelt dynovapro den für den jeweiligen Netzanschluss verfügbaren Strom, steuert Batteriespeicher, weist bestimmten Nutzern Ladeprioritäten zu oder erteilt Ladesäulen ein Energielimit. Über Schnittstellen zu den Managementsystemen der Betriebshöfe erhält dynovapro außerdem Informationen über Fahrzeiten und Umlaufpläne – und kann Ladevorgänge und Lasten entsprechend steuern. Fahren zum Beispiel bestimmte Busse eines Depots früher aus als andere, lässt sich ihnen Vorrang einräumen, etwa indem die Ladegeschwindigkeit für priorisierte Fahrzeuge erhöht wird. Fahrzeuge mit höherer Priorität können andere Ladevorgänge auch unterbrechen oder verzögern. So lässt sich



Als cloudbasiertes Last- und Lademanagementsystem ermöglicht „dynovapro“ eine effiziente, verlässliche Nutzung der Ladeinfrastruktur – von einzelnen Ladestationen bis hin zu großen Flotten.

verhindern, dass Fahrzeuge, die erst später fahren, die Abläufe gefährden.

Optimierte Ladeinfrastrukturnutzung

Auch die Ladegeschwindigkeit lässt sich über dynovapro unkompliziert regeln: Laden mehrere Fahrzeuge gleichzeitig, kann es notwendig sein, das Tempo zu drosseln, um Stromkosten zu sparen oder Netzgrenzen einzuhalten. Nominal steht in Depots häufig mehr Ladeleistung in Form von Ladesäulen zur Verfügung, als ein Netzanschlusspunkt verkraftet. In solchen Fällen hilft es, den Säulen ein Energielimit zuzuweisen, um das Netz nicht über Gebühr zu beanspruchen und lokale Sicherheitseinrichtungen nicht auslösen zu lassen. Indem dynovapro dies umsetzt, optimiert das System die Ladeinfrastrukturnutzung. Zugleich kann die ABB-Lösung PV-Anlagen so steuern, dass sie den Sonnenstrom bei Bedarf in die Ladesäulen einspeisen, was sich insbesondere bei hohen Netzstromkosten und erhöhtem Ladebedarf auszahlt. Verbraucher können so den Eigenverbrauch von PV-Strom maximieren.

Weitreichende Interaktionen

Für mehr Effizienz im Ladebetrieb sorgt auch eine smarte Kommunikation zwischen dynovapro und weiteren Komponenten wie der Gebäudeleittechnik: Über Protokolle stehen die Systeme fortwährend und vollautomatisch im Austausch. Damit kann dynovapro in einem Logistikdepot dafür sorgen, dass die Kühlung im Gebäude herunterfährt, wenn gerade Elektrofahr-

zeuge laden – damit möglichst viel Energie aus der PV-Anlage in den Ladestationen ankommt – abgestimmt auf die lokalen, operativen Bedürfnisse.

Weil mit PV-Anlagen häufig auch um Batteriespeicher ergänzt werden, wurde dynovapro zur Interaktion dem Batteriespeicher genauso in die Lage versetzt wie mit anderen Komponenten der Depotinfrastruktur: Benötigen Ladestationen mehr Energie aus eigener Erzeugung – aus Kosten- oder Netzgründen – können die Speicher entsprechend geleert werden. Außerdem müssen Verbraucher darauf achten, Strom netzdienlich zu nutzen, sodass er auch anderen Nutzern ausreichend zur Verfügung steht. Weiß ein Nutzer im Voraus, dass er vorübergehend mehr braucht, als das Netz bietet, kann er seine Speicher über dynovapro punktuell leeren, um das Netz nicht unnötig zu belasten. Da dynovapro beliebig viele Variablen einbezieht – vom Strompreis bis hin zu Fahrplänen – lässt sich das Last- und Lademanagement kundenspezifisch gestalten. Umgekehrt kann der Speicher gezielt mit günstigem PV-Strom gefüllt werden, um ihn später in Perioden höherer Preise zu nutzen, zugleich aber auch die Ladezeiten zu verkürzen.

Dynamische Strompreise: kosteneffizient laden

Es geht aber noch raffinierter: Steht ein Bus mehrere Stunden im Depot, können Betreiber das Ladefenster verschieben, wenn der Preis innerhalb der üblichen Ladezeiten stark steigt. Ob das der Fall ist, berechnet dynovapro dank der Preisinformation der

Europäischen Energiebörse und steuert die Ladestationen entsprechend. So lässt sich auch festlegen, wann der Batteriespeicher mit günstigem PV-Strom gefüllt werden soll: Über die Börseninformationen können Speicher vollautomatisch in Echtzeit gesteuert werden. Die Börse liefert dabei einen Indikator von vielen. Auch Wetterdaten können das Lademanagement beeinflussen. Ziehen Wolken auf, erzeugt eine PV-Anlage vorübergehend weniger Strom. Dynovapro bezieht daher meteorologische Daten ebenfalls in die Berechnungen ein, um die Ladeleistung möglichst strategisch zu nutzen. Flexibler lässt sich Lademanagement kaum gestalten.

Mit Energie- und Lastmanagement zum Gewinner der Energiewende

Die Energiewende belohnt nicht nur ökologische Verantwortung, sondern vor allem strategisches Handeln. Unternehmen, die ihre Energieflüsse aktiv steuern, Lasten intelligent verteilen und eigene Erzeugung gezielt einsetzen, sichern sich nicht nur wirtschaftliche Vorteile – sie übernehmen eine Vorreiterrolle im Wandel der Energieversorgung. Mit Lösungen wie Optimax und dynovapro wird aus komplexer Infrastruktur ein steuerbares System, das flexibel auf Marktpreise, Netzkapazitäten und Betriebsabläufe reagiert. Wer solche Technologien nutzt, wird nicht nur resilient gegenüber Energiepreis-Schwankungen und Netzengpässen, sondern gestaltet die Zukunft aktiv mit. So wird aus Energie- und Lastmanagement ein echter Wettbewerbsvorteil – und der Weg frei, um zum Gewinner der Energiewende zu werden.



DIE AUTOREN

NICLAS ESCH

ist Experte und Digital Sales Manager.



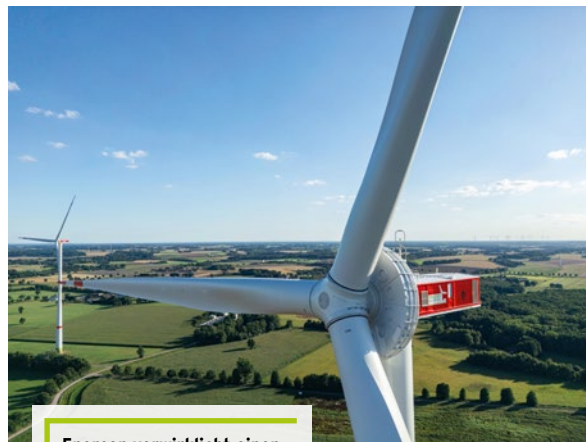
OLIVER NAUROTH

ist Experte und Digital Sales Manager.

Enercon richtet sich neu im Markt aus

Vor dem Hintergrund veränderter Marktanforderungen und politischer Rahmenbedingungen richtet sich Enercon neu aus und bietet Kunden ein erweitertes Produkt- und Leistungsportfolio. „Mit der Neuausrichtung wandeln wir uns vom Anlagenhersteller mit Service zum aktiven Lösungsanbieter und Wegbereiter für das vernetzte Grüne-Energie-Ökosystem – mit unseren Windturbinen im Mittelpunkt“, sagt Enercon-CEO Udo Bauer. Die Angebote umfassen Lösungen für die Bereiche ganzheitliche Projektentwicklung, vernetzter Betrieb und smarte Optimierung, aus denen Kunden je nach Zielstellung ihre Bausteine auswählen können. Enercons Windturbinen bilden dabei die Basis. Im Mittelpunkt steht hier das neue Topmodell des Unternehmens „E-175 EP5, mit dem Partner aus einem umfangreichen Lösungsbaukasten für die Gestaltung hybrider Kraftwerke wählen können.

Enercon begleitet die Planung und Umsetzung der Kundenprojekte. Auf Wunsch lassen sich Hybridkraftwerke aus Windpark, Batteriespeicher und Netzanschluss realisieren. Auch für Management und Steuerung der realisierten Projektlösungen bietet das Unternehmen vernetzte Angebote (zum Beispiel Anlagenmonitoring, proaktive Wartung, Reparatur und Ersatzteilmanagement oder optionale Schutzpakete zur Cybersicherheit). Darüber hinaus sorgt Enercon für die laufende Optimierung des Betriebs. Mit angebotenen Performance-Upgrades (zum Beispiel ertrags- oder lastoptimierte sowie schallreduzierte Betriebsmodi) halten Betreiber ihre Anlagen auf wettbewerbsfähigem Level und profitieren auch in fortgeschrittenen Betriebsphasen von einem signifikanten Mehrwert aus ihrem Projekt. ■



Enercon verwirklicht einen ganzheitlichen Ansatz mit Windturbinen im Fokus.

Bild: Enercon

Neuer Vorstandsvorsitz bei IBC Solar



Julius Möhrstedt hat mit dem 1.10.2025 den Vorstandsvorsitz von IBC Solar übernommen.

Bild: IBC Solar

Der im Mai angekündigte Führungswechsel bei IBC Solar ist vollzogen: Julius Möhrstedt hat nunmehr den Vorstandsvorsitz des international tätigen Full-Service-Anbieters für solare Energielösungen übernommen. Das Unternehmen ist in den Geschäftsfeldern Distribution und Projekt aktiv und entwickelt ebenso hauseigene Produkte. Möhrstedt folgt auf Dr. Dirk Haft, der das Unternehmen in den vergangenen Jahren entscheidend mitgeprägt hat und nun planmäßig in den Aufsichtsrat zurückkehrt. Haft hatte den Vorstandsvorsitz Anfang 2024 übernommen und IBC Solar durch eine Zeit strategischer Weiterentwicklung und hoher Dynamik in der Solarbranche geführt. Mit dem Wechsel geht die Verantwortung für das 1982 gegründete Familienunternehmen in die nächste Generation über. Julius Möhrstedt, Sohn des Unternehmensgründers Udo Möhrstedt, verantwortete zuletzt die Vertriebsregion Central Europe und arbeitet seit mehreren Jahren eng mit dem Vorstand zusammen. Er steht für eine neue Führungsgeneration in der Solarbranche – mit klarer Vision, unternehmerischem Gespür und tiefer Verwurzelung im Unternehmen. Der Führungswechsel steht für die Rückkehr der Unternehmensspitze in Familienhand und das klare Bekenntnis, IBC Solar langfristig weiterzuentwickeln. ■

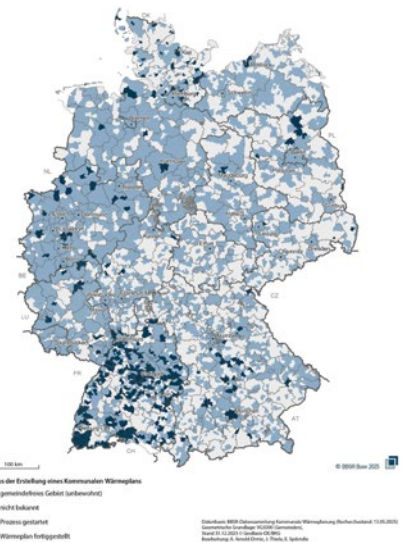
Kommunale Wärmeplanung kommt voran

Immer mehr Gemeinden in Deutschland arbeiten an einem Wärmeplan. Das zeigt eine aktuelle Analyse des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR). Demnach haben bis Anfang Mai 2025 bereits 5.085 Gemeinden – rund 47 % aller Gemeinden bundesweit – mit der Erstellung begonnen. Weitere 488 Gemeinden (4,5 %) haben ihre Wärmeplanung schon abgeschlossen. Rund 66 % der Bevölkerung (55,8 Millionen Menschen) leben in Gemeinden mit begonnener Wärmeplanung, weitere 16 % (13 Millionen Menschen) in Gemeinden mit bereits fertigen Plänen. Nur 18 % der Bevölkerung (15,6 Millionen Menschen) wohnen in Gemeinden ohne dokumentierten Planungsstart. Besonders weit ist der Fortschritt in Baden-Württemberg: Hier liegt in knapp einem Viertel der Gemeinden bereits ein fertiger Wärmeplan vor. In Schleswig-Holstein sind es zwar nur 3,2 %, diese decken jedoch fast 45 % der Landesbevölkerung ab. Auch in Nordrhein-Westfalen, wo viele große Kommunen mit

Frist bis 2026 verpflichtet sind, sind mehr als 80 % der Gemeinden bereits aktiv.

Das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG) schafft seit dem 1. Januar 2024 erstmals einen bundesweit einheitlichen Rechtsrahmen. Es verpflichtet die Länder, Wärmepläne für ihr Gebiet sicherzustellen. Die Fristen sind gestaffelt: Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohnerinnen und Einwohnern müssen bis zum 30. Juni 2026 liefern, alle übrigen bis zum 30. Juni 2028. Viele Gemeinden haben dennoch schon vor Ablauf ihrer Fristen mit der Arbeit begonnen. Über die Hälfte der derzeit aktiven Gemeinden hat weniger als 100.000 Einwohner.

Kommunale Wärmepläne bilden die Grundlage für die strategische Ausrichtung der lokalen Wärmeversorgung. Sie zeigen auf, wie der Wärmebedarf einer Kommune künftig klimaneutral gedeckt werden kann, welche Infrastrukturen dafür angepasst oder neu aufgebaut werden müssen und wo sich erneuerbare Energien,



Aktueller Stand der kommunalen Wärmeplanung in Deutschland. Bild: BBSR

Abwärmequellen und effiziente Technologien am besten nutzen lassen. Die Pläne erfassen dabei das gesamte Gemeindegebiet. Ziel ist es, langfristig tragfähige und verlässliche Entscheidungsgrundlagen für Kommunen, Energieversorger, Wirtschaft und private Haushalte zu schaffen. Die Analyse „Wärmewende in Deutschland: Kommunale Wärmeplanung im Überblick“ ist hier abrufbar: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/sonderveroeffentlichungen/2025/waermewende-in-deutschland.html>

Quest One mit neuem Sprecher der Geschäftsführung

Everllence, Gesellschafter von Quest One, hat Michael Meister zum neuen Sprecher der Geschäftsführung von Quest One ernannt. Meister hatte die strategische Führung des Wasserstoffspezialisten bereits zum Februar ad interim übernommen. Er verantwortet zudem weiterhin die Geschäftsbereiche Produktion, Qualität und Einkauf. Jürgen Klöpffer, Vorsitzender des Beirats von Quest One und Vorstandsmitglied von Everllence, betont: „Michael Meister hat Quest One in den vergangenen Monaten mit Führungsstärke durch eine anspruchsvolle Phase gesteuert und dabei wichtige Weichen für die zukünftige strategische Ausrichtung des Unternehmens gestellt. Er wird Quest One in dem aktuell herausfordernden Marktumfeld maßgeblich voranbringen.“ Meister ist seit Oktober 2022 Mitglied der Geschäftsführung. Zuvor war er rund sieben Jahre in leitender Funktion bei BMW tätig, seine berufliche Laufbahn begann er bei der Unternehmensberatung McKinsey.

Im April hat der Gesellschafter zudem Alexandre Ménage in die Geschäftsführung berufen, der seither die Bereiche Techno-

Michael Meister ist neuer CEO und COO bei Quest One.

Bild: Quest One



logie & Entwicklung verantwortet. Ménage stieß von Everllence (ehemals MAN Energy Solutions) zu Quest One und leitete bei dem Maschinen- und Anlagenbauer zuletzt das Engineering des Turbolader-Segments. Ménage folgte auf Marius Zasche, der in eine neue Rolle bei Everllence wechselte. Klöpffer: „Mit Alexandre Ménage hat Quest One einen versierten Technologiechef gewonnen, der viel Erfahrung darin mitbringt, neue und komplexe Produkte von der Idee bis zur Serienfertigung und stabilen Markteinführung effizient zu entwickeln. Wir sind überzeugt, dass das Unternehmen von seinen Qualifikationen profitiert, und freuen uns auf die weitere, erfolgreiche Zusammenarbeit. Zugleich danken wir Marius Zasche für seinen Einsatz und seine Verdienste in den vergangenen Jahren und wünschen ihm viel Erfolg in seiner neuen Rolle bei Everllence.“

Führungswechsel bei KEA-BW

Die Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg (KEA-BW) wird ab dem 1. Januar 2026 eine neu zusammengesetzte Geschäftsführung haben: Jan Münster und Prof. Dr.-Ing. Martina Hofmann werden dann die KEA-BW gemeinsam leiten. Münster hat mehr als zwanzig Jahre Berufserfahrung, unter anderem als Nachhaltigkeitsmanager in der Industrie, in der Versorgungswirtschaft und als Geschäftsführer der Energieagentur Südwest, die er seit zwölf Jahren erfolgreich leitet. Hier baute er das Kompetenzzentrum sukzessive zum zentralen Partner von Kommunen, Unternehmen und Bürgern in der Region am Hochrhein auf. Die Energieagentur begleitet die Akteure vor Ort bei der Umsetzung von Energiewende und regionaler Klimaschutzagenda. Wichtiger Baustein der Arbeit von Münster: die Vernetzung mit weiteren Partnern wie Wirtschaftsförderern, Verbänden, der KEA-BW selbst sowie dem Netzwerk der regionalen Energieagenturen in Baden-Württemberg. Münster hat Umweltwissenschaften studiert und kennt das Arbeiten mit Kommunen im interdisziplinären Umfeld.

Dr. Volker Kienzlen, der auf fast zwanzig Arbeitsjahre als KEA-BW-Geschäftsführer zurückblickt, wird seine Aufgaben in den nächsten Monaten an Hofmann und Münster übergeben: „Der Klimaschutz hat heute in Baden-Württemberg einen sehr viel größeren Stellenwert als noch 2006. Ich sehe das auch als Erfolg meiner Kolleginnen und Kollegen. Ich freue mich sehr, dass Jan Münster die Arbeitsweise von Energieagenturen sehr gut kennt und bin überzeugt, dass er gemeinsam mit Martina Hofmann die KEA-BW konstruktiv und zielorientiert weiterentwickeln wird.“ Umweltministerin Thekla Walker dankte Kienzlen herzlich für sein langjähriges Engagement: „Die KEA-BW ist dank seiner Führung zu einer äußerst schlagkräftigen Einheit geworden, die Dritte kompetent berät, befähigt und begeistert für den Klimaschutz im Land.“ ■



Jan Münster wird ab dem 1.1.2026 gemeinsam Martina Hofmann die Geschäfte von KEA-BW leiten.

Bild: KEA-BW

PNE
pure new energy

WIR MACHEN DIE ENERGIEWENDE MÖGLICH.

Nicht nur reden, sondern handeln.

Wir haben die strategische Stärke, das technische Know-How und die wirtschaftliche Robustheit eine saubere Energieversorgung zur Realität zu machen.

pnegroup.com

LG Electronics startet Kooperation mit Octopus Energy Group

Zur Stärkung der Präsenz im europäischen Cleantech-Sektor hat LG Electronics ein Memorandum of Understanding mit der in Großbritannien ansässigen Octopus Energy Group unterzeichnet. Die Kooperation verbindet die Heiz- und Kühllösungen von LG mit der KI-gestützten Energieplattform „Kraken“ von Octopus Energy. Octopus Energy ist der größte Energieversorger Großbritanniens. Mit seinen Lösungen treibt das Unternehmen die Transformation hin zu einer dekarbonisierten Zukunft voran. Dafür liefert Octopus Energy Strom sowie Gas und fördert aktiv den Einsatz von Wärmepumpen als nachhaltige Alternative zu Gasheizungen. Über die Kraken-Plattform können Verbraucher ihren Energieverbrauch durch Echtzeitpreise für erneuerbare Energien optimieren. Seit der Gründung im Jahr 2016 hat Octopus Energy die Geschäftstätigkeit auf über 30 Länder ausgeweitet

und versorgt mittlerweile rund zehn Millionen Kunden weltweit.

Im Rahmen ihrer Zusammenarbeit werden LG und Octopus Energy eine gemeinsame Lösung auf den Markt bringen, die die hocheffizienten Wärmepumpen von LG mit der Kraken-Plattform in wichtigen europäischen Märkten wie Großbritannien und Deutschland integriert. Die kombinierte Lösung soll die Heiz- und Kühlsysteme in Haushalten optimieren und gleichzeitig die Energiekosten der Verbraucher senken. Zukünftig planen beide Unternehmen, die Partnerschaft auf weitere Produkte und Märkte auszuweiten, um ihre jeweiligen Stärken noch besser zu nutzen und Kunden einen noch größeren Mehrwert bieten zu können. Die Wärmepumpen von LG nutzen Abwärme und Umgebungsenergiequellen, um eine hohe Energieeffizienz zu erzielen und die CO₂-Emissionen im Vergleich zu fossilen Heizsystemen zu senken. Dank



Die Zusammenarbeit von LG und Octopus Energy verbindet hocheffiziente Wärmepumpen mit der KI-gestützten Plattform „Kraken“. Bild: © vchalup/stock.adobe.com

des firmeneigenen „Coretech“-Inverter-Scroll-Verdichters sind die Systeme äußerst haltbar, sicher und energieeffizient. Durch die strategische Partnerschaft ist LG in der Lage, auf der bewährten Expertise in hocheffizienten Heiz- und Kühllösungen aufzubauen, die Markenpräsenz in Europa zu stärken und die globale Reichweite im Cleantech-Sektor weiter zu vergrößern. ■

Datenintelligenz im BESS-Betrieb

Twaice, Anbieter von Batteriespeicheranalytik, erweitert die Zusammenarbeit mit BW ESS, globaler Betreiber industrieller Batteriespeicher, im BESS-Betrieb. BW ESS wird mit der Analytik von Twaiace die Speicherleistung überwachen, um so die Lebensdauer der Anlagen zu verlängern und Betriebsdaten in Echtzeit auszuwerten. BW ESS betreibt eine der am schnellsten wachsenden Speicherflotten in Großbritannien, Kontinentaleuropa und Australien. Dabei hängen Kennzahlen wie Verfügbarkeit und Round-Trip-Effizienz direkt mit dem wirtschaftlichen Erfolg zusammen. Um hier den entscheidenden Vorsprung zu sichern, suchte BW ESS einen Partner, der präzise Echtzeitdaten und skalierbare Analysen liefern kann. Nach einer intensiven Marktprüfung fiel die Wahl auf Twaiace. Die Basis für diese Entscheidung: der Erfolg am 100-MW/331-MWh-Standort

Bramley in England. Dort halfen die Analysetools von Twaiace, die Verfügbarkeit zu steigern, Vertragserfüllung zu vereinfachen und betriebliche Effizienz zu optimieren – Ergebnisse, die nun auf die gesamte Speicherflotte übertragen werden sollen.

Die Software von Twaiace überwacht den Anlagenzustand kontinuierlich, erkennt dadurch Anomalien früh und verfolgt automatisch Gewährleistungsansprüche. So kann BW ESS Probleme im BESS-Betrieb früher lösen, Wartungen präzise planen und Anlagen sicherer betreiben. Diese Funktionen bilden die Grundlage für eine möglichst lange Betriebszeit und hohen ROI – besonders in einem Markt, in dem Handels- und Hybridlösungen immer wichtiger werden. BW ESS ist in Deutschland seit 2023 aktiv. Im Nordosten Deutschlands arbeitet das Unternehmen mit Zelos Energy Developments zusammen, um gemeinsam eine Projektpipeline mit einer Gesamtleistung von 1,5 GW voranzutreiben. In Süddeutschland sollen künftig Projekte mit dem in München ansässigen Energiespeicherentwickler Mirai Power mit einer Gesamtleistung von bis zu 1 GW verwirklicht werden. ■



In der erweiterten Zusammenarbeit mit Twaiace wird BW ESS mit der Twaiace-Analytik Speicherleistungen überwachen, um so die Lebensdauer von Anlagen zu verlängern und Betriebsdaten in Echtzeit auszuwerten. Bild: © vtippapatt/stock.adobe.com

Veranstaltungen

30.-31.10.2025, Augsburg Off-Grid Expo + Conference 2025 Messe Augsburg www.off-grid-expo.com/en	18.-21.11.2025, München productronica 2025 Messe München productronica.com/de/messe/
3.-4.11.2025, Berlin dena Energiewende Kongress 2025 Deutsche Energie-Agentur www.dena.de/dena-energiewende-kongress	25.-26.11.2025 Kommunale Klimakonferenz 2025 Deutsches Institut für Urbanistik difu.de/veranstaltungen/2025-11-25/kommunale-klima-konferenz-2025
12.-14.11.2025, Potsdam 33. Windenergietage Spreewind windenergietage.de/2025	2.-3.12.2025, Hannover Fachkonferenz Windenergie & Artenschutz BWE-Service www.bee-ev.de/service/veranstaltungen/event/fachkonferenz-windenergie-artenschutz
18.-20.11.2025, Frankfurt am Main Der Geothermiekongress 2025 Bundesverband Geothermie www.der-geothermiekongress.de	9.-11.12.2025, Nürnberg Biogas Convention & Trade Fair Fachverband Biogas www.biogas-convention.com



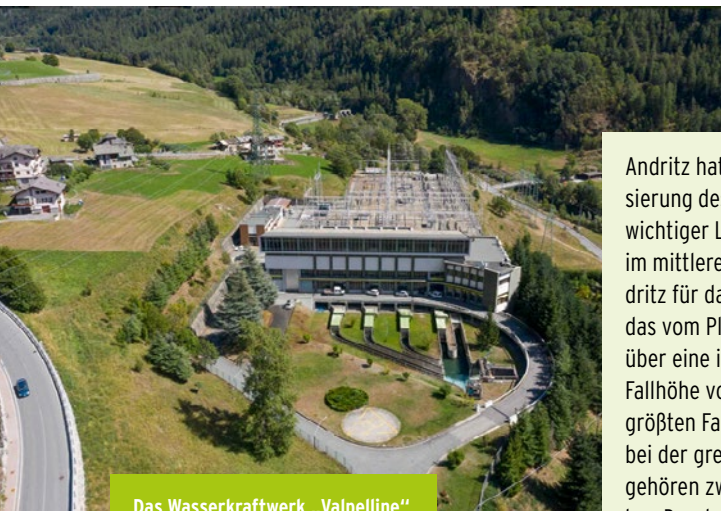
Am 27. November findet im „Hospitalhof Stuttgart“ von 9:00 bis 17:00 Uhr der „12. Solarbranchentag Baden-Württemberg“ statt.

Bild: Dennis Reitenbach

„12. Solarbranchentag Baden-Württemberg“ am 27. November in Stuttgart

In den nächsten fünf Jahren sind in Deutschland neue Photovoltaikanlagen mit einer installierten Gesamtleistung von knapp 110 GW erforderlich – gut 20 GW pro Jahr. Wie auf Bundesebene das äußerst ambitionierte Ziel erreicht werden kann und was dies für Baden-Württemberg bedeutet, zeigen Expertinnen und Experten auf dem 12. Solarbranchentag Baden-Württemberg am 27. November 2025 in Stuttgart. Seit 2013 gilt der Solarbranchentag Baden-Württemberg als zentrales Netzwerktreffen der Solarbranche im Südwesten. Er dient dem Erfahrungs- und Meinungsaustausch mit der Politik, der Vernetzung der Akteure untereinander und nicht zuletzt der Information zu aktuellen Entwicklungen in der Branche. Die kommende zwölfte Ausgabe richtet den Blick an einem entscheidenden Punkt der Energiewende auf die erforderlichen Weichenstellungen, die Wirtschaft und Politik vornehmen müssen. Der Bogen spannt sich von Grundlagenforschung in Deutschland unter den finanziell erschwerten Bedingungen über technologische Innovationen und Lösungen bis zur Frage, wie die Energiepolitik in Baden-Württemberg nach der Landtagswahl 2026 aussehen könnte. Die Veranstaltung wendet sich an Unternehmen, Verbände, Politik und Fachöffentlichkeit. Erwartet werden rund 200 Teilnehmende. Tickets und nähere Informationen zum Programm sind erhältlich unter www.solarcluster-bw.de.

Andritz modernisiert Wasserkraftwerk „Valpelline“ in Italien



**Das Wasserkraftwerk „Valpelline“
im italienischen Aostatal.**

Bild: Compagnia Valdostana delle Acque

Andritz hat von Compagnia Valdostana delle Acque (CVA) den Auftrag zur Modernisierung des historischen Kraftwerks Valpelline erhalten. Das Wasserkraftwerk ist ein wichtiger Lieferant von grünem Strom im italienischen Aostatal. Der Auftragswert liegt im mittleren zweistelligen Millionen-Euro-Bereich und ist im Auftragseingang von Andritz für das dritte Quartal 2025 enthalten. Das 1958 in Betrieb genommene Kraftwerk, das vom Place-Moulin-Stausee gespeist, einem der größten Stauseen Europas, verfügt über eine installierte Leistung von rund 130 MW mit zwei Maschinensätzen und eine Fallhöhe von mehr als 900 m. Damit zählt es in Europa zu den Kraftwerken mit den größten Fallhöhen. Es spielt eine wichtige Rolle in der Energiestrategie Italiens sowie bei der grenzüberschreitenden Netzverbindung. Zum schlüsselfertigen Lieferumfang gehören zwei 87-MVA-Synchrongeneratoren, vier Pelton-turbinenlaufräder, Kugelschieber, Druckrohrleitungskomponenten sowie ein komplettes Upgrade des Kühlsystems und der elektrischen Ausrüstung. Die Generatoren erfüllen alle Anforderungen des neuen europäischen Grid-Codes. Ebenfalls im Lieferumfang enthalten sind die Bauarbeiten, Demontage, Wiedermontage, Inbetriebnahme und Baustellenleitung. Durch die Modernisierung wird die installierte Leistung des Kraftwerks Valpelline um 15 % erhöht und sein Beitrag zur Versorgung Italiens mit erneuerbarer Energie für Jahrzehnte gesichert.

40. „Envithan“-Anlage von Envitec in Frankreich

48 Biogasprojekte in Frankreich – und die Erfolgsgeschichte von Envitec Biogas geht weiter: Nun wurde die 40. Envithan-Gasaufbereitungsanlage in Premierfait realisiert. Biogaz des Vieilles Vignes betreibt diese Biogas- und Gasaufbereitungsanlage mit einem täglichen Input von 100 t landwirtschaftlicher Reststoffe. Das Gas der 400-Nm³/h-Biomethananlage stellen die drei Eigentümer dem ortsansässigen Gasnetzbetreiber Natran zur Verfügung. Mit der Ersteinbetriebnahme konnte Envitec im Juli nach zwölfmonatiger Bauzeit die erfolgreiche Inbetriebnahme vermelden. Envitec France hat damit erstmals die gesamte Automatisierung und Elektrik der Anlage designt und umgesetzt. Die Anlagentechnik konnte durch die drei Betreiber bereits im Vorfeld über vier Referenzanlagen im Umkreis in Augenschein genommen werden. Heute punktet das Anlagendesign auch durch eine Einspeiseverdichtung vor Ort. Der Ausgangsdruck des Biomethans kann variabel mittels Boostertechnik an den jeweils vorgegebenen Netzdruck – hier sind es 70 bar – angepasst werden. Parallel zur Inbetriebnahme der 40. Envithan-Anlage steht der Spatenstich für eine Biogasanlage mitsamt Envithan-Gasaufbereitung in Montans, nordöstlich von Toulouse, kurz bevor. Für den Kunden Jean-Luc Da Lozzo ist es die zweite Anlage, die er mit der Expertise von Envitec Biogas realisiert. Die Inbetriebnahme der neuen Anlage, die vor allem auf die Verarbeitung organischer Abfallstoffe zugeschnitten wird, ist für das dritte Quartal 2026 geplant.

**Die Biogasanlage in Premierfait
wird mit 100 t landwirtschaftlicher
Reststoffe betrieben.**

Bild: Envitec Biogas



Trina Storage, die Energiespeichersparte von Trinasolar, hat mit dem EPC-Unternehmen Allview einen Vertrag über ein neues Batteriespeichersystem (BESS) in Rumänien abgeschlossen und ist damit erstmalig auf dem rumänischen Markt vertreten. Das 65-MWh-Projekt „Toplița“ in Zentralrumänien markiert demnach einen Meilenstein in der strategischen Expansion von Trina Storage in Osteuropa. Trina Storage liefert die DC-seitige Lösung, darunter 16 Batteriespeichersysteme vom Typ „Elementa 2“, als Teil der Gesamtsystemarchitektur. Das Projekt wird im Rahmen eines strategischen Vertrags zwischen Trina Storage und Allview umgesetzt und ist Teil einer umfassenden Zusammenarbeit innerhalb der Renovatio-Initiative. Allview fungiert als System-integrator für den gesamten AC-Umfang, einschließlich PCS- und Mittelspannungsinfrastruktur. Das Projekt folgt auf eine Reihe erfolgreicher Abschlüsse von Trina Storage in Osteuropa und baut auf der Dynamik des Unternehmens in Ländern wie Deutschland und dem Baltikum auf. Mit einer schnell wachsenden Pipeline in der Region strebt Trina Storage in den kommenden Jahren die Bereitstellung mehrerer Gigawattstunden Batteriespeichern an.

Trina Storage mit erstem Batteriespeichersystem in Rumänien



Bei dem 65-MWh-Projekt „Toplița“ in Rumänien kommt das integrierte Batteriespeichersystem „Elementa 2“ zum Einsatz.

Bild: Trina Storage

RES realisiert fünf Windenergieanlagen in Gomadingen

Turmerrichtungen sind ein entscheidender Schritt beim Bau eines Windparks.

Bild: RES



Der Bau des Windparks Gomadingen schreitet voran. Nachdem die Fundamente fertiggestellt wurden, startet nun die Errichtung der Türme der Windenergieanlagen. Der Bauabschnitt ist in zwei Phasen gegliedert. Der erste Schritt erfolgte Ende September mit der unteren Turmhälfte aus Stahlbetonsegmenten, die inklusive Fundament eine Höhe von 92 m erreicht. Diese werden anschließend mit Stahlgliedern verspannt, um eine ausreichende Stabilität zu erhalten. Zudem erfolgen Innenausbauten und -installationen. Im Februar 2026 kommt die zweite Turmhälfte aus Stahlelementen hinzu. Die Kombination aus Beton- und Stahlelementen ermöglicht es, die Windenergieanlagen auf eine Gesamthöhe von 169 m zu bauen. RES plant, den Windpark mit einer installierten Gesamtleistung von 31 MW im Sommer 2026 in Betrieb zu nehmen. Rechnerisch erzeugen die Anlagen künftig mit rund 65 Millionen kWh/a genug Strom, um den jährlichen Bedarf von 21.500 Privathaushalten zu decken.

Der Windpark entsteht in einem Waldgebiet in Gomadingen-Eichberg. Das Areal ist im Flächennutzungsplan der Verwaltungsgemeinschaft Münsingen-Gomadingen-Mehrstetten für Windenergie ausgewiesen. Um die Eingriffe in die Natur so gering wie möglich zu halten, setzt RES auf spezielle Maßnahmen. So kam beim Erdbau überwiegend Material zum Einsatz, das direkt vor Ort gewonnen wurde. Für die Lagerflächen der 81 m langen Rotorblätter sind keine großen Rodungsgebiete, sondern Flächen außerhalb des Waldes vorgesehen. Dort lagern die Blätter zwischen Anlieferung und Montage. RES arbeitet zudem daran, den entstehenden Windpark den Menschen vor Ort näherzubringen. Das Regierungspräsidium Tübingen begleitet das Projekt auf seinen Kommunikationskanälen mit multimedialen Beiträgen. Sie zeigen beispielhaft, welche Schritte notwendig sind, bis ein Windpark Energie erzeugen kann.

Linde liefert Elektrolyseanlage an Infineon Austria

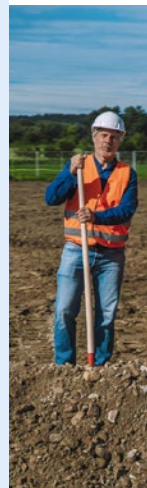
Ab sofort wird die gesamte Halbleiterproduktion am Infineon-Standort in Villach vollständig und rund um die Uhr mit Wasserstoff aus erneuerbaren Energien versorgt. Die Elektrolyseanlage dafür ist unlängst in Betrieb gegangen. Der für die Elektrolyse erforderliche Strom kommt ausschließlich aus regenerativen Quellen. Der Hintergrund: Wasserstoff mit einem Reinheitsgrad von 99,999999 % wird in der Halbleiterindustrie als Prozessgas benötigt, um Materialsichten kontrolliert zu bearbeiten und präzise Mikrochips herzustellen. Bislang wurde Wasserstoff auf Basis von Erdgas per Lkw aus Deutschland nach Villach, Österreich, geliefert. Mit der 2-MW-Elektrolyseanlage wird jetzt vor Ort hochreiner Wasserstoff ohne CO₂-Ausstoß produziert und genutzt. Linde ist Betreiber der Anlage und war für die Konstruktion und den Bau zuständig. Mit zertifiziertem Ökostrom kann die Elektrolyseanlage rund 290 t sauberen Wasserstoff pro Jahr herstellen. Damit werden 100 % der benötigten Menge in der Produktion in Villach gedeckt. Durch die lokale Wasserstoffherstellung reduzieren sich die CO₂-Emissionen in der Herstellung von Halbleitern. Die Industriepartner Linde, Infineon Technologies Austria und Verbund haben gemeinsam mit ihren Forschungspartnern Hycenta Research, dem Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz und der Vorzeigeregion Wiva P&G diese nachhaltige Lösung als wichtigen Schritt in Richtung einer Tech for Green Industry vorangetrieben: Gefördert wird das Projekt im Rahmen der FTI-Initiative „Vorzeigeregion Energie“ des Klima- und Energiefonds, dotiert aus Mitteln des Klimaschutzministeriums (BMK).



Die Elektrolyseanlage in Villach kann rund 290 t sauberen Wasserstoff pro Jahr herstellen.
Bild: Infineon

Green flexibility baut 80-MWh-Batteriespeicher für LEW Verteilnetz

Wenige Monate nach dem Zuschlag zum Pilotprojekt „Einspeisesteckdose“ haben die Bauarbeiten für den Batteriespeicher in Balzhäusen begonnen. Mit dem Spatenstich setzen green flexibility und LEW Verteilnetz (LVN) den Startschuss für ein Projekt, das Maßstäbe für die netzneutrale Integration von Großbatteriespeichern setzen soll. Plan ist, den Speicher mit einer Leistung von 40 MW und einer Kapazität von 80 MWh Anfang 2026 in Betrieb gehen zu lassen. Mit Investitionen von rund 40 Millionen Euro soll die Anlage dazu beitragen, die regionale Versorgungssicherheit zu erhöhen und die Energiewende zu unterstützen. Die Besonderheit des Projekts liegt in der engen Zusammenarbeit von Netz- und Speicherbetreiber. Im Rahmen von Einspeisesteckdose wird der Batteriespeicher netzneutral betrieben: Demnach kann LVN in bestimmten Situationen die Einspeiseleistung des Speichers vorübergehend reduzieren, um Engpässe im Stromnetz zu vermeiden. Der Großspeicher in Balzhäusen soll künftig Schwankungen in der Stromerzeugung ausgleichen: Er nimmt überschüssige Energie auf, wenn die Stromerzeugung hoch ist, und speist sie gezielt wieder ein, sobald die Nachfrage steigt. Damit soll die Anlage das Energiesystem stabilisieren, die Integration von Photovoltaik- und Windenergie unterstützen sowie die Versorgungssicherheit stärken. Nach dem Spatenstich hat die Baustelleneinrichtung und die Errichtung der Infrastruktur für die Batteriecontainer begonnen. Die vollständige Inbetriebnahme des Großspeichers folgt Anfang 2026.



Gemeinsam, schnell und sicher für die Energiewende!

Mehr Erfolg mit standardisierten Lösungen und automatisierten Prozessen

Viel zu tun beim Aufbau von dezentralen Energiesystemen? Rittal und Eplan unterstützen Sie mit integrierten Hard- und Software-Lösungen – von der Energieerzeugung, -übertragung und -speicherung bis hin zum Energieverbrauch. Damit werden Sie zum Möglichmacher der Energiewende.

TE

Kombinierte Leitungstrasse für Finkenwerder



Spatenstich mit Projektmanager Klaus Nüssel, green flexibility, Barbara Plura, Assetmanagerin und technische Netzplanerin bei LEW Verteilnetz, und Christoph Lienert, COO & Co-Founder green flexibility (von links).
Bild: green flexibility

Die Transformation der Energieversorgung erreicht auch die Elbinsel Finkenwerder: Das Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz „HH-WIN“ soll den Luftfahrtstandort ab 2027 versorgen, und der steigende Strombedarf erfordert eine leistungsfähigere Infrastruktur. Die Hamburger Energienetze kombinieren nun das Legen von Wasserstoff- und Stromleitungen auf einem rund 4,5 km langen Abschnitt zwischen Altenwerder und dem Norden der Elbinsel. Um das Gewässer Aue zwischen Alter Süderelbe und Dradenauhafen zu queren, entsteht ein insgesamt 270 m langer kombinierter Leitungstunnel, ein sogenannter Düker. Aktuell gräbt sich eine Horizontalbohrmaschine unter der Aue durch. Ein Team aus Tunnelfachleuten zieht Rohre unter dem Gewässergrund ein, durch die Strom- und Wasserstoffleitungen verlaufen werden. Dank des Horizontalpülbohrverfahrens von einer Baugrube nördlich des Ufers zu einer weiteren südlich der Aue beeinträchtigen die Arbeiten das naturnahe Gewässer nicht. Weil rund um die Baustelle vor allem landwirtschaftlich genutzte Flächen liegen, gehen von den Maßnahmen kaum Verkehrsbeeinträchtigungen aus. Die Kombination zweier Leitungsneubauten senkt darüber hinaus den Aufwand gegenüber Einzelmaßnahmen erheblich. Zusätzlich zur Wasserstoff-Infrastruktur HH-WIN bauen die Hamburger Energienetze auf Finkenwerder das Stromnetz aus. Mittelspannungs-, Niederspannungs- und Datenkabel sollen Industrie und Anlieger künftig zuverlässig mit Strom versorgen. Der Ersatz alter Leitungen und die Digitalisierung des Netzes spielen bei dem Ausbau eine zentrale Rolle. Zusätzlich schaffen Leerrohre für 110-kV-Kabel Reserven für weitere Leistungserhöhungen. Die Transformation der Energieinfrastruktur macht hier Hamburg-Finkenwerder fit für die Anforderungen der Energiewende.



Hamburger Energienetze legen eine kombinierte Leitungstrasse für die Elbinsel Finkenwerder und untertunneln das Gewässer Aue.

Bild: Hamburger Energienetze



Intilion und Bayernwerk Natur realisieren Großbatteriespeicher



Am 1. August 2025 fand der offizielle Spatenstich für das Umspannwerk Reisgang statt.

Bild: Intilion

Bayernwerk Natur hat Intilion mit der Lieferung eines Batteriespeichers für ein neues Projekt am Umspannwerk Reisgang beauftragt. Anfang August 2025 feierten Bayernwerk Natur und die Verwaltungsgemeinschaft Ilmünster (Landkreis Pfaffenhofen an der Ilm) mit geladenen Gästen den offiziellen Spatenstich für den Bau, der künftig einen Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit in der Region leisten wird. Der Großbatteriespeicher verfügt über eine Kapazität von rund 30 MWh und eine Leistung von 15 MW. Damit könnte der Strombedarf von etwa 3.000 Haushalten für einen Tag gedeckt werden. Der Speicher kann kurzfristig Regelleistung bereitstellen und so zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen. Außerdem nimmt er überschüssige Energie auf, etwa aus PV-Mittagspitzen, und gibt sie bedarfsgerecht wieder ab. Die Lieferung von Intilion umfasst die Installation, Inbetriebnahme und den anschließenden Service, sodass der Großbatteriespeicher schlüsselfertig an Bayernwerk Natur übergeben werden kann. Der Speicher wird als modulare Containerlösung realisiert und beinhaltet neben den Batteriecontainern auch die zugehörigen Umrichter- und Transformatoreinheiten. Zum Einsatz kommt die LFP-Technologie (Lithium-Eisenphosphat). Herzstück des Systems ist die firmeneigene Steuerungstechnik, die im Projekt aus der Application Unit (IAU) und der Control Unit (ICU) besteht. Die IAU übernimmt die zentrale Steuerung des Speichers, ermöglicht die Anbindung an externe Schnittstellen, sorgt als zertifizierter EZA-Regler für die Einhaltung der Netzanforderungen und steuert Anwendungen wie die Bereitstellung von Regelleistung. Die ICU vernetzt alle Systemkomponenten, steuert die Wechselrichter, regelt die Klimatisierung und bindet Brandschutzmaßnahmen ein. Die Inbetriebnahme des Speichers ist für Ende 2025 geplant.

Braunkohletagebau Harbke wird zum Solarpark

An der Grenze zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen entsteht ein Solarpark: Nach Abschluss des Genehmigungsverfahrens haben die Bauarbeiten auf der ehemaligen Hochkippe Wulfersdorf im Landkreis Börde begonnen. In einer ersten Phase wird die PV-Anlage bei Harbke mit einer Kapazität von 49,49 MWp ausgebaut. Es handelt sich um das erste deutsche Projekt des Grünstromerzeugers RP Global, umgesetzt in Zusammenarbeit mit Maxsolar. Harbke ist ein alter Hase in Sachen Energieerzeugung, wurde hier doch über Jahrzehnte hinweg Braunkohle abgebaut. Die Besonderheit: Nach dem Zweiten Weltkrieg wurde der Tagebau aufgeteilt und von beiden Seiten der Grenze als wichtige Energiequelle genutzt. Einem Beschluss der Gemeinde Harbke folgend, soll hier nun Grünstrom erzeugt werden. Der Solarpark entsteht auf einer Fläche, die seit langer Zeit von Menschen geformt wurde und bereits von zwei bestehenden Stromleitungen durchzogen wird. Dank der vorhandenen Infrastruktur kann der künftig erzeugte Strom effizient und ohne zusätzlichen Leitungsbau in das Netz eingespeist werden. Im Zuge der langjährigen Planung des Projektes wurden die lokalen Akteure in die Planung eingebunden, um eine möglichst große Akzeptanz und lokale Wertschöpfung zu ermöglichen. Aus ökologischer Sicht bietet der Standort ebenfalls günstige Voraussetzungen: Auf der ehemaligen Abraumhalde ist der Solarpark auch aus naturschutzfachlicher Sicht gut mit vorhandenen Strukturen vereinbar. Die PV-Anlage bei Harbke ist eines der bedeutendsten Energieprojekte der Umgebung. Der Landkreis Börde fördert aktiv den Ausbau von Photovoltaikanlagen und ist als eine von fünf Modellkommunen in das Projekt „Global Nachhaltige Kommune bundesweit“ aufgenommen worden. Ziel ist es, die Agenda 2030 und ihre 17 globalen Nachhaltigkeitsziele systematisch in die Verwaltungsstrukturen zu integrieren. Hier kann Harbke einen entscheidenden Beitrag leisten.



Auf der Abraumkippe eines der ältesten Braunkohlegebiete Deutschlands entsteht ein neuer Solarpark.

Bild: RP Global

r.energy



SPECIAL BIOENERGIE

SPECIAL BIOENERGIE

Biomasse ist in Deutschland ein gefragter Energieträger – sei es für die Wärme- und Stromversorgung oder den Verkehrssektor. Vor dem Hintergrund, dass die hiesige Wärmeversorgung mit rund 53 % des gesamten Endenergieverbrauchs den weitaus größten Anteil einnimmt, soll der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf 50 % ausgebaut werden. Mit einer Quote von rund 86 % aller Renewables ist Biomasse dabei mit Abstand die wichtigste erneuerbare Wärmequelle. Und beim Strom? 2024 haben die erneuerbaren Energien in Deutschland mehr als 284 Milliarden kWh bereitgestellt. Mehr als 54 % der Stromerzeugung konnten so gedeckt werden. Die Biomasse trug dazu mit 17 % bei.



Biogasanlagen wurden in der Vergangenheit oft in der Grundlast gesehen. Künftig sollen sie verstärkt als flexible, marktorientierte und systemdienliche Kraftwerke agieren.

Bild: © Wolfgang Jargstorff/stock.adobe.com

Biogas zwischen Marktwert und Netzstabilität

Mit der Genehmigung des Biomassepakets durch die Europäische Kommission am 18. September 2025 tritt für Betreiber von Biogasanlagen eine grundlegende Neuausrichtung in Kraft. Die wichtigste Änderung betrifft den Umstand, dass die Förderung nicht länger auf einer Bemessungsleistung basiert, sondern auf vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden. Dieser Mechanismus ist mehr als nur ein Detail im Förderregime: Er markiert einen Paradigmenwechsel. Während das EEG Biogasanlagen in der Vergangenheit häufig in der Grundlast sah, sollen sie künftig verstärkt als flexible, marktorientierte und systemdienliche Kraftwerke agieren.

Konkret sieht das neue Modell vor, dass Biogasanlagen zunächst 11.680 vergütungsfähige Viertelstunden pro Jahr erhalten. Im Verlauf der Förderperiode wird dieser Wert auf 9.680 Viertelstunden abgesenkt. Damit sind rund 2.420 h pro Jahr förderfähig, was einer Höchstbemessungsleistung von etwa 28 % entspricht. Zum Vergleich: Im EEG 2023 war für die Ausschreibungen im Oktober 2025 noch ein Wert von 45 % vorgesehen.

Die Absenkung macht deutlich, wie sehr die Politik die Flexibilisierung priorisiert – Biogas soll nicht mehr Grundlast liefern, sondern Lücken schließen, wenn Sonne und Wind nicht ausreichen.

Wirtschaftlicher Anreiz durch Marktwerte

Dass ein flexibler Betrieb nicht nur regulatorisch gefordert, sondern auch ökonomisch sinnvoll ist, belegen die Marktwerte

der erneuerbaren Energien. Während Photovoltaik durch gleichzeitige Einspeisespitzen insbesondere im Sommer regelmäßig Preisdruck erzeugt und den Marktwert senkt, kann Biogas seine steuerbare Eigenschaft ausspielen. Im Sommer erreicht der Marktwert für Biogas typischerweise 7 bis 9 C/kWh, im Winter sogar 10 bis 13 C/kWh. Keine andere erneuerbare Technologie erzielt konstant so hohe Werte.

Für Betreiber bedeutet das: Wer die Anlage flexibel fährt, also in Zeiten niedriger Preise die Produktion drosselt oder aussetzt und stattdessen in Hochpreisphasen die Leistung steigert, maximiert die Erlöse. Diese marktorientierte Fahrweise ist mehr als ein ökonomischer Vorteil. Sie entspricht zugleich dem systemischen Auftrag, den Biogas im erneuerbaren Energiemix erfüllen soll – nämlich Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Residuallasten abzudecken.

Systemische Wirkung im Netz

Die Flexibilität von Biogasanlagen hat eine unmittelbare Wirkung auf das Stromnetz. Marktgeschehen und Netzengpässe verlaufen häufig parallel: Dann, wenn PV-Anlagen mittags hohe Einspeisungen verursachen, sinken die Preise, und es entstehen Transportengpässe. Flexible Biogasanlagen, die in diesen Zeiten ihre Einspeisung reduzieren, tragen daher zur Entlastung bei. Umgekehrt stabilisieren sie das Netz, indem sie in verbrauchsstarken Abendstunden oder in den Wintermonaten einspeisen.

Besonders sichtbar wird dieser Effekt in Süddeutschland, wo der Photovoltaikausbau in den vergangenen Jahren massiv vorangeschritten ist. Allein in Bayern sind bis August 2025 rund 29 GW Leistung installiert. In Regionen mit solch hoher PV-Dichte kann Biogas als steuerbare Ergänzung entscheidend dazu beitragen, Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten. Damit rückt Biogas zu-

nehmend in die Rolle eines systemrelevanten Bausteins für die Energiewende – nicht allein als Stromlieferant, sondern als flexibles Instrument zur Integration volatiler Erneuerbarer.

Paradoxe Herausforderung beim Netzanschluss

So vielversprechend die Flexibilisierung ist, so deutlich zeigt sich die größte Hürde: der Netzanschluss. Sämtliche erneuerbaren Technologien, Speicher und steuerbaren Verbraucher sehen sich mit Engpässen in den Verteilnetzen konfrontiert. Für die Biogasbranche bedeutet dies eine paradoxe Situation. Einerseits wird Flexibilität politisch gefordert, was einen Zubau an installierter Leistung erforderlich macht, andererseits scheitern genau diese Projekte oft an restriktiven Netzverträglichkeitsprüfungen.

Ein Beispiel verdeutlicht dies: Eine Biogasanlage mit 500 kW, bislang im Grundlastbetrieb gefahren, plant eine Erweiterung um 1.000 kW. Die Gesamtleistung steigt auf 1,5 MW, doch die Jahresarbeit bleibt gleich, da die Anlage künftig nur in etwa einem Drittel der Zeit läuft. Diese Verlagerung in Zeiten hoher Nachfrage entspricht genau dem politischen Ziel und eröffnet zusätzliche Erlöse, etwa durch Regelernergie. Dennoch wird der Anschluss oft verweigert, weil Netzbetreiber im Prüfverfahren unterstellen, die volle Leistung könne jederzeit auch in Engpasssituationen eingespeist werden. Das Ergebnis: Projekte, die das Netz entlasten könnten, werden durch pauschale Annahmen blockiert.

Neuer Rechtsrahmen für flexible Vereinbarungen

Um diese Blockaden zu überwinden, hat der Gesetzgeber mit § 8a EEG im Februar 2025 einen neuen Rechtsrahmen geschaffen. Er erlaubt flexible Netzanschlussvereinbarungen, die sowohl den Anforderungen der Netzbetreiber als auch den Interessen der Betreiber Rechnung tragen. Im Kern geht es darum, dass nicht mehr von einer ständigen Volleinspeisung ausgegangen werden muss, sondern zeitlich variable oder dauerhaft begrenzte Einspeisemöglichkeiten vertraglich fixiert werden können.

Praktisch bedeutet dies, dass Netzbetreiber feste Einspeisefenster definieren und gleichzeitig Sperrzeiten vorsehen, in denen keine Einspeisung erfolgen darf. Für Biogasanlagen, die ohnehin marktorientiert fahren, stellen diese Sperrzeiten meist keinen Nachteil dar, da sie in Zeiten niedriger Preise und hoher PV-Einspeisung liegen. Auf diese Weise können Anlagen angeschlossen werden, die unter herkömmlichen Bedingungen keinen Zugang zum Netz erhalten hätten.

Darüber hinaus ermöglicht § 8a EEG die Realisierung von Mischkonzepten. So können Biogasanlagen gemeinsam mit Photovoltaikanlagen über denselben Netzverknüpfungspunkt einspeisen, auch wenn die summierte Erzeugungsleistung die Anschlusskapazität übersteigt. Entscheidend ist, dass die gleichzeitige Einspeisung durch eine koordinierte Steuerung verhindert wird.

Biogas soll nicht mehr Grundlast liefern, sondern Lücken schließen, wenn die Energie aus Sonne und Wind nicht ausreicht.

Bild: © snapshotfreddy/stock.adobe.com





Der Weg zur breiten Nutzung flexibler Netzanschlussvereinbarungen führt über die Digitalisierung der Stromnetze.

Bild: © Gerd/stock.adobe.com

Technische Umsetzung durch moderne Regler

Die technische Grundlage solcher Konzepte bilden moderne Erzeugungsanlagen-Regler, die sämtliche Anlagen hinter einem Netzanschlusspunkt zusammenfassen und wie ein virtuelles Kraftwerk steuern. Sie sorgen dafür, dass Einspeisebegrenzungen eingehalten werden, übernehmen Funktionen der Frequenzstützung und gewährleisten die Spannungshaltung. Auf diese Weise kann der Netzbetrieb effizienter organisiert werden, weil nicht mehr das theoretische Worst-case-Szenario einer gleichzeitigen Volleinspeisung maßgeblich ist, sondern die tatsächlich vereinbarten Profile. Dies reduziert nicht nur den Bedarf an Netzausbau, sondern erlaubt auch, vorhandene Kapazitäten besser zu nutzen. Gerade in Regionen mit starkem Zubau von Photovoltaik und Windenergie kann so eine Koexistenz verschiedener Technologien am Netzverknüpfungspunkt ermöglicht werden, ohne dass es massiver Investitionen in die Netzinfrastruktur bedarf. Für die Netzbetreiber bedeutet dies eine Option, um kurzfristig mehr Anlagen ans Netz zu

bringen, während der Netzausbau mit zeitlicher Verzögerung erfolgt.

Praxis und erste Erfahrungen

In der Realität ist die Umsetzung dieser neuen Möglichkeiten noch begrenzt. Bis September 2025 haben nur wenige Netzbetreiber flexible Anschlussvereinbarungen angeboten. Ein Beispiel ist das Unternehmen N-Ergie Netz, das im Sommerhalbjahr Sperrzeiten in den Mittagsstunden anbietet. In dieser Zeit ist die PV-Einspeisung besonders hoch, sodass zusätzliche Leistung ohne Netzausbau nicht aufgenommen werden könnte. Betreiber, die diese Bedingungen akzeptieren, können unter Umständen trotzdem ans Netz gehen und sich im Rahmen der EEG-Ausschreibungen um eine Anschlussvergütung bemühen.

Dieses Beispiel zeigt zweierlei: Zum einen eröffnet § 8a EEG neue Chancen, bisher blockierte Projekte umzusetzen. Zum anderen verdeutlicht es, dass die praktische Anwendung stark von der Bereitschaft der Netzbetreiber abhängt, innovative Modelle tatsächlich einzusetzen. Viele Akteure beobachten daher mit Spannung, ob andere Netzgesellschaften nachziehen oder weiterhin auf konservative Prüfverfahren setzen.

Perspektiven der Digitalisierung

Der Weg hin zu einer breiten Nutzung flexibler Netzanschlussvereinbarungen führt zwangsläufig über die Digitalisierung der Stromnetze. Statische Zeitfenster sind ein erster Schritt, reichen jedoch auf Dauer nicht aus. Ziel muss es sein, auf Basis von Echtzeitdaten volldynamische Modelle zu entwickeln, bei denen steuerbare Anlagen wie Biogas in jeder Viertelstunde genau dann einspeisen, wenn das Netz es benötigt.

Damit entsteht eine Win-win-Situation. Betreiber können ihre Erlöse durch optimierte Fahrweise steigern, Netzbetreiber erhalten eine gleichmäßigere Auslastung der Betriebsmittel, und das Gesamtsystem profitiert von einer höheren Integration erneuerbarer Energien bei gleichzeitig reduziertem Netzausbaubedarf.

Die Einführung des § 8a EEG war deshalb ein wichtiger erster Schritt. Entscheidend wird jedoch sein, ob es gelingt, diese rechtlichen Möglichkeiten in der Praxis flächendeckend umzusetzen und durch digitale Technologien zu ergänzen. Nur dann kann das volle Potenzial der Biogasflexibilisierung ausgeschöpft werden – als wirtschaftlicher Vorteil für Betreiber, als Beitrag zur Netzstabilität und als unverzichtbarer Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem bis 2045. ■

Klärschlamm wird Energielieferant

Die Entsorgung von Klärschlamm stellt viele Kommunen vor große Herausforderungen. Traditionelle Methoden sind nicht nur kostenintensiv, sondern auch umweltschädlich. Doch innovative Technologien bieten neue Möglichkeiten, Klärschlamm als wertvolle Energiequelle zu nutzen. Ein Beispiel ist die Zentralkläranlage in Altenburg, die durch eine umfassende Modernisierung und den Einsatz von Blockheizkraftwerken (BHKW) eine Vorreiterrolle in der nachhaltigen Energiegewinnung einnimmt.



In zwei neuen Faultürmen wird der Klärschlamm bei Temperaturen von 35 bis 37 °C mithilfe von Mikroorganismen und Bakterien anaerob stabilisiert. Bilder: Porr

In Kläranlagen wird Abwasser in verschiedenen Behandlungsstufen von Schmutz- und Nährstoffen befreit – übrig bleibt der Klärschlamm. Er besteht aus Wasser sowie organischen und mineralischen Stoffen, die in gelöster und fester Form vorliegen. Klärschlamm enthält Nährstoffe und sollte daher nicht als Abfall betrachtet, sondern als wertvoller Energieträger genutzt werden. Dieser Zielsetzung gemäß wurde die Zentralkläranlage in Altenburg mit einem Investitionsvolumen von rund 15 Millionen Euro um- und ausgebaut. Durch die Umstellung auf moderne Verfahrenstechnik und den Einsatz von BHKW kann die Anlage nun aus dem anfallenden Klärschlamm Strom und Wärme erzeugen. Damit wurden die Entsorgungskosten gesenkt und ein wichtiger Beitrag zum Klimaschutz geleistet.

Technische Umsetzung und Innovationen

Die technische Umsetzung des Projektes, ausgeführt durch das Team Ingenieurbau von Porr, umfasste mehrere Schritte. Zunächst wurden zwei neue Faultürme errichtet, in denen der Klärschlamm bei Temperaturen von 35 bis 37 °C mithilfe von Mikroorganismen und Bakterien anaerob stabilisiert wird. Hierbei entsteht Faulgas, das in den BHKW zur Energiegewinnung genutzt wird. Beide Faultürme mit einem Nutzvolumen von jeweils 2.100 m³ wurden aus Stahlplatten geschweißt und bieten hervorragende Bedingungen für die Gärung des Klärschlammes.

Ein zentrales Element der Modernisierung war zudem die Errichtung eines neuen Maschinenhauses. Hier befinden sich die Pumpentechnik, neue Zentrifugen zur effizienteren Schlamm-entwässerung sowie drei Blockheizkraftwerke. Die BHKW nutzen das gewonnene Faulgas zur Erzeugung von Strom und Wärme, wodurch die Kläranlage weitestgehend energieautark betrieben wird.

Nachhaltigkeit und Umweltschutz

Durch die Umstellung auf die neue Verfahrenstechnik und den Einsatz der BHKW kann die Zentralkläranlage Altenburg jährlich rund 2.100 MWh Energie erzeugen. Dies entspricht dem durchschnittlichen Jahresverbrauch von etwa 600 Haushalten. Gleichzeitig werden durch die Vermeidung von klimaschädlichen Gasen rund 1.125 t CO₂-Äquivalente pro Jahr eingespart. Damit leistet die Anlage einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz und zur nachhaltigen regionalen Energieversorgung.

Die Modernisierung der Zentralkläranlage Altenburg stellte das Projektteam von Porr vor einige Herausforderungen. Weil die Kläranlage während der Umbauarbeiten in Betrieb bleiben musste, war eine präzise Koordination und Planung erforderlich. So wurde zum Beispiel das gesamte Abwasser über eine temporäre Heberleitung vom Sandfang direkt in die Belebungsbecken gefördert. Die Zentralkläranlage in Altenburg demonstriert die effiziente Nutzung von Klärschlamm als Energiequelle. Durch fortschrittliche Verfahren und Blockheizkraftwerke verringert sie Entsorgungskosten und leistet einen Beitrag zum Umweltschutz. Sie dient anderen Gemeinden als Beispiel, wie aus Abfall energieintensive Perspektiven entstehen können. Im Einklang mit den ESG-Kriterien bringt dies dem Klärwerkbetreiber bedeutende Energieeinsparungen. Zugleich entspricht es der Strategie der Porr, Bauprojekte konsequent nach den Kriterien „Green and Lean“ auszurichten.



Ein zentrales Element der Modernisierung war die Errichtung eines neuen Maschinenhauses.

Optimierte Biogaserzeugung dank innovativem Mischmodul

Eine optimierte Gaserzeugung in Biogasanlagen erfordert die richtige Mischung von flüssigen und festen Einsatzstoffen sowie den Eintrag möglichst weniger Störstoffe und Festkörper. Das „Bio-Roxx“-Modul von Wangen Pumps beschleunigt die Fermentation und erhöht den Biogasertrag, indem es feste und flüssige Phasen zu einer definierten Substratmasse aufbereitet, den Lufteintrag reduziert und Festkörper entfernt.

Die Position des Bio-Roxx zwischen Trockensubstratrachen, Flüssigkeitszufuhr und Fermenter sorgt für ein homogenes Substrat, das in der Biogasanlage schneller zersetzt wird und somit die Gaserzeugung beschleunigt. Besonders geeignet für Anlagen von 1 bis zu 10 MW, ist der Bio-Roxx prädestiniert für den Bereich Biomethan, in dem hochreines Gas gefordert ist, das die Netzvorgaben erfüllt.

Wirkungsgrad des Fermenters erhöhen

Die versiegelte Mischkammer des Bio-Roxx sorgt zusammen mit einer Abföhrpumpe unter dem Füllstand dafür, dass

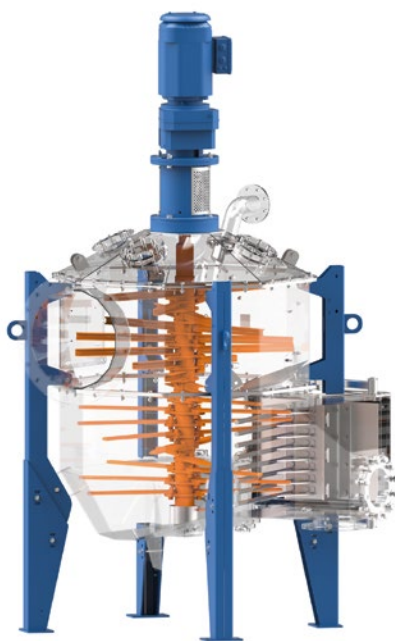
keine Luft eindringen und die anaerobe Gärung beeinträchtigen kann. Die spezielle Anordnung der Rührstäbe und -messer in der Kammer stellt sicher, dass organische Feststoffe gleichmäßig aufgeschlämmt und verdünnt werden, sodass sich die anaeroben Bakterien möglichst optimal vermehren und das organische Material in Biogas umwandeln können. Beim Durchmischen wird die Viskosität verringert, was den Wirkungsgrad des Fermenters verbessert und verhindert, dass sich eine Schwimmschicht bilden kann – ein Phänomen, das auftritt, wenn sich faserige Feststoffe als eine Art Kruste auf der Oberfläche ansammeln. Der Bio-Roxx verhindert Schwimmstoffe und sorgt für eine geringe Viskosität. So ermöglicht er eine effiziente Gaserzeugung, senkt den Energieverbrauch der Mischwerke und verhindert Schäden an den Rührblättern, die den Inhalt des Fermenters durchmischen.

Zuverlässige Entfernung von Störstoffen

Störstoffe wie Luft können eine effiziente Biogaserzeugung behindern. Steine, Glas, Holz und Metallteilchen können sich am Boden des Fermenters absetzen und im Laufe der Zeit die Behälterkapazität verringern. Außerdem können sie Leitungen, Pumpen und andere Anlagenteile beschädigen oder verstopfen. Organische Substrate mit einem Trockenanteil von bis zu 18 % passieren den Bio-Roxx mit einer Geschwindigkeit von mehr als 85 m³/h. Dank der Verweilzeit im Modul können Fremdkörper auf den Boden der Mischkammer sinken, wo sie in einem Steinfang gesammelt und sicher ausgetragen werden. Dadurch gelangen keine Festkörper in den Fermenter. Das Leeren der Gärbehälter zu Wartungs- und Reparaturzwecken entfällt.



Voraussetzungen für die optimale Gaserzeugung in einer Biogasanlage sind eine innige Mischung aus flüssigen und festen Einsatzstoffen, das Vorliegen möglichst weniger Störstoffe und ein unterbrechungs-freier Gärkreislauf. Bilder: Wangen Pumps



Der neue „Bio-Roxx“ von Wangen Pumps unterstützt die effiziente Biogas- und Biomethanherzeugung, indem er das Substrat aufbereitet, Fest- und Flüssigstoffe vermischt und Störstoffe wie Steine und Metallteilchen entfernt.

Flexibel einsetzbar

Das Bio-Roxx-Modul von Wangen Pumps kann eine Vielzahl organischer Stoffe verarbeiten, unter anderem Stroh, Maisstängel, Getreide-Ganzpflanzensilage, Mist und Lebensmittelabfälle. Enthält das Substrat regelmäßig Stoffe mit einer Faserlänge von über 30 cm, wird der BIO-ROXX meist mit einer Hammermühle, einem Extruder oder Zerkleinerer kombiniert, um eine höhere Betriebsproduktivität zu erreichen. Mit seiner robusten Stahlkonstruktion kann der Bio-Roxx sowohl in mesophilen als auch in thermophilen anaeroben Gärprozessen eingesetzt werden. Er ist in der Lage, eine Substratmasse mit einem Trockensubstanzgehalt von bis zu 18 % zu verarbeiten, und liefert konstruktionsbedingt auch unter widrigen Bedingungen, einschließlich hoher Temperaturen, eine zuverlässige Leistung. Zudem eignet er sich für ein immer größer werdendes Spektrum heterogener Substrate. Damit begegnet der Bio-Roxx den stetig wachsenden Anforderungen der Biogasindustrie.

Energieversorgung bei EAM Netz neu gedacht: nachhaltig, innovativ, SF₆-frei

Die Energieverteilung steht vor einem Wendepunkt: Während der Energiebedarf stetig wächst, müssen gleichzeitig Lösungen gefunden werden, die sowohl den Anforderungen der EU-Vorschriften entsprechen als auch den ökologischen Fußabdruck minimieren. EAM Netz zeigt, wie modernes Energiemanagement mit nachhaltigen Lösungen harmoniert.



EAM Netz: Ein Vorbild für Nachhaltigkeit in der Energieverteilung. Bild: Schneider Electric

EAM Netz ist ein Vorreiter, wenn es um nachhaltige und innovative Energielösungen geht. Als 100-prozentig kommunales Unternehmen und einer der größten regionalen Stromverteilnetzbetreiber Deutschlands übernimmt EAM Netz Verantwortung für die sichere Energieversorgung von 1,4 Millionen Menschen in Hessen, Thüringen und Niedersachsen. Mit einem Netz von 50.000 km Strom- und Erdgasleitungen sowie 71 Umspannwerken treibt das Unternehmen die Energiewende konsequent voran – und das auf umweltfreundliche Weise.

Im Einklang mit dem Leitsatz „nah, natürlich, nachhaltig“ setzt EAM Netz auf Technologien, die die Dekarbonisierung des Energiesektors vorantreiben. Ein zentraler Schritt in diese Richtung ist die Integration der SF₆-freien Mittelspannungsschalttechnik „GM AirSeT“ von Schneider Electric. Diese innovative Technologie ermöglicht eine nachhaltigere Stromverteilung, ohne Kompromisse bei der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Energieversorgung einzugehen.

Schwefelhexafluorid (SF₆) ist ein starkes Treibhausgas, das bisher häufig in gasisolierten Mittelspannungsanlagen verwendet wurde. Es hat jedoch ein globales

Erderwärmungspotenzial, das 23.500-mal höher ist als das von CO₂. Ab 2026 wird die überarbeitete EU-F-Gas-Verordnung den Einsatz von SF₆ schrittweise verbieten. EAM Netz geht hier mit gutem Beispiel voran: Noch vor Inkrafttreten der Regelungen nutzt das Unternehmen bereits die SF₆-freie GM-AirSeT-Technologie, um den CO₂-Fußabdruck seines Stromverteilnetzes deutlich zu reduzieren.

Die AirSeT-Lösung setzt statt auf SF₆ auf reine Luft als Isoliermedium – eine ebenso effiziente wie umweltfreundliche Alternative. In Kombination mit IoT-fähigen Überwachungssystemen bietet sie zusätzliche Vorteile: Sensoren und Echtzeitdaten sorgen für eine optimierte Betriebsführung, frühzeitige Fehlererkennung und eine verbesserte Netzzuverlässigkeit. Gleichzeitig ermöglicht die kompakte Bauweise der Schaltanlagen eine einfache Integration in bestehende Infrastruktur – ein großer Pluspunkt für die Wirtschaftlichkeit.

Das Projekt verschafft EAM Netz wertvolle Praxiserfahrung mit dieser innovativen Technologie und unterstreicht das Engagement des Unternehmens für nachhaltige Lösungen. „Mit GM AirSeT bietet uns

Schneider Electric eine Technologie, die uns hilft, die Energiewende aktiv mitzugestalten“, so Christian Geitz, Projektmanager bei EAM Netz. Durch den Einsatz der AirSeT-Technologie reduziert EAM Netz nicht nur den ökologischen Fußabdruck, sondern schafft auch eine sichere, effiziente und zukunftsfähige Energieversorgung. Damit beweist EAM Netz, dass der Weg in eine klimafreundliche Energiezukunft nicht nur möglich, sondern auch wirtschaftlich und technologisch realisierbar ist. Mit Partnern wie Schneider Electric setzt das Unternehmen Maßstäbe für eine nachhaltige Energieversorgung – und inspiriert damit die ganze Branche.

Erfahren Sie mehr über die Erfolge dieser Zusammenarbeit, indem Sie den QR Code scannen:



Die Nachfrage nach E-Fahrzeugen wird weiter steigen

Nachdem Aktien aus der gesamten Lieferkette für Elektrofahrzeuge in den Jahren 2021 und 2022 stark in der Gunst der Anleger standen, haben sie sich in den letzten Jahren schwergetan, weil die zuvor unfehlbare Umstellung auf Elektrofahrzeuge die Erwartungen nicht erfüllt hat. Rückblickend betrachtet, führte ein günstiges Umfeld für Aktien aus dem gesamten Ökosystem der Elektrofahrzeuge zu hohen Bewertungen, die oft auf überhöhte Preise in der Lieferkette zurückzuführen waren. **VON CRAIG CAMERON**

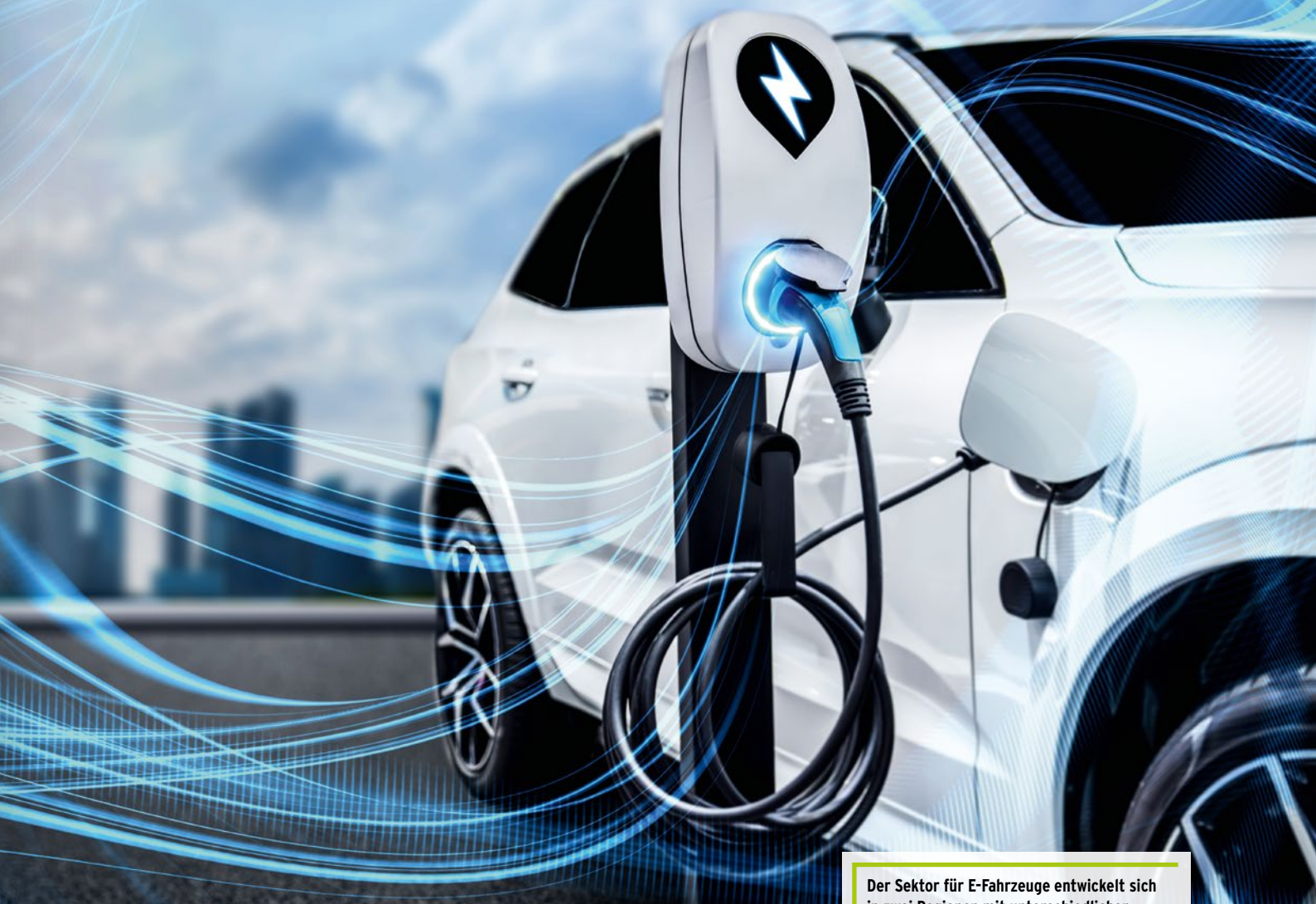
In den letzten zwei Jahren sind die Bewertungen deutlich gesunken. Die Zinssätze stiegen, die Margen und Preise gerieten unter Druck, die Wachstumserwartungen wurden reduziert und die Gewinnsschätzungen entsprechend nach unten korrigiert. Die Nachrichtenlage in den letzten zwei Jahren war für Elektrofahrzeuge eher düster. In den USA wurde gleich am ersten Tag der Amtszeit von Präsident Trump die Streichung von Anreizen für Elektroautos verkündet. In Asien brachte das Jahr 2024 Bilder von riesigen Feldern unverkaufter Elektroautos in den Außenbezirken von Hangzhou und anderen chinesischen Städten. In Europa gab es unterdessen öffentlichkeitswirksame politische Schritte zur Abschwächung von

Anreizen, wie die Entscheidung der britischen Regierung, ihr Ziel, den Verkauf neuer Benzinautos zu verbieten, um fünf Jahre zu verschieben, und die Entscheidung der EU, den Automobilherstellern Flexibilität in Bezug auf ihre Kohlenstoffemissionsziele für 2025 anzubieten.

Angebot und Nachfrage

Vielleicht ist dies keine Überraschung, nachdem Europa im Jahr 2024 die Nachfrage nach Elektrofahrzeugen überhaupt nicht steigern konnte. Die Realität blieb hinter den Erwartungen zurück, und das weltweite Wachstum der E-Fahrzeuge verlangsamte sich von 33 auf 24 %. Durch die Hinwendung zu Hybridfahrzeugen und nicht zu reinen Elektroautos war dieses

Wachstum auch weniger wirksam, sowohl im Hinblick auf die Emissionsreduzierung als auch auf die Auswirkungen auf Angebot und Nachfrage in der Wertschöpfungskette. Die Nachfrage nach Batterien fiel schnell unter das Angebot, und die Lithiumpreise brachen von ihren Höchstständen im Jahr 2022 um mehr als 80 % ein. Die Anpassung der Investitionsausgaben hat einige Zeit in Anspruch genommen, und die laufende Umstellung war für die gesamte Wertschöpfungskette schwierig. Die Entwicklung der Aktienkurse von Unternehmen, die an der Umstellung auf Elektrofahrzeuge beteiligt sind, ist eine deutliche Erinnerung daran, dass das Wachstum im Allgemeinen die Erwartungen übertreffen oder erfüllen muss, damit eine Investiti-



Der Sektor für E-Fahrzeuge entwickelt sich in zwei Regionen mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten – in China, dem mittlerweile weltweit größten Markt, und der Welt außerhalb des Reichs der Mitte.

Bilder: © InfiniteFlow/stock.adobe.com,
© BLKstudio/stock.adobe.com

onsthese funktioniert, insbesondere in eher standardisierten Märkten. Darüber hinaus kann die Nachfrage in die Höhe schießen, ohne einen großen Shareholder-Value zu schaffen – eine Lektion, die auch die Solarbranche jedem Interessierten gern erteilt. Selbst bei hohen Wachstumsraten kann ein Nachfragewachstum, das nicht mit dem Angebot Schritt hält, zu starkem Preisdruck und sinkenden Margen führen.

Chancen für die Lieferkette

Der Automobilsektor entwickelt sich in zwei Regionen mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten – in China, dem mittlerweile weltweit größten Markt für Elektrofahrzeuge, und in der Welt außerhalb Chinas. China ist auf dem besten Weg, bis 2030 die 70%-Marke für Elektroautos zu überschreiten, nachdem es im 4. Quartal 2024 bereits 49 % erreicht hat. Der Absatz von Elektroautos, einschließlich voll batteriebetriebener Fahrzeuge und Hybride, stieg 2024 um 39 % gegenüber 2023. Dies ist weitgehend auf die Verbraucher zurückzuführen, weil der chinesische Markt von einer breiten Palette erschwinglicher Produkte profitiert. Das Narrativ einer nachlassenden Nachfrage nach Elektrofahr-

zeugen spiegelt daher eher die Trends in Europa und den Vereinigten Staaten wider. Technologische Anlaufschwierigkeiten, sinkende Subventionen, Inflation und relativ unerschwingliche Preise für E-Fahrzeuge im Vergleich zu herkömmlichen Verbrennungsmotoren haben zu einem düsteren Bild einer schwächelnden Nachfrage nach E-Fahrzeugen außerhalb Chinas geführt. Auch politische Veränderungen haben die Branche unter Druck gesetzt. Die Entscheidung Deutschlands, sein Förderprogramm für E-Fahrzeuge Ende 2023 zu beenden, war ein wichtiger Grund für die jüngste Verlangsamung, gefolgt von Kürzungen der Förderprogramme in Frankreich und Großbritannien. Damit bleiben Regulierung und Wettbewerbsfähigkeit die wichtigsten Hebel, um die Einführung von E-Fahrzeugen zu fördern.

Obwohl einige wenige Länder in Asien eindeutig den größten Einfluss auf die Produktion von Elektrofahrzeugen haben, ist die Lieferkette für Elektrofahrzeuge global. Sie unterscheidet sich in mehrfacher Hinsicht von den Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor. E-Fahrzeuge mögen mechanisch einfacher sein und weniger Teile enthalten, aber die Art der Techno-

logie macht die Massenproduktion recht schwierig. Die Batterieproduktion, die teuerste Komponente dieser Fahrzeuge, ist überwiegend in Ostasien angesiedelt. Die für die Herstellung von Lithium-Ionen-Batterien verwendeten Rohstoffe sind jedoch weltweit verstreut. Lithium wird vor allem in Australien und Südamerika abgebaut, Nickel in Indonesien und auf den Philippinen, Kobalt in Zentralafrika. Nach dem Abbau und der Produktion werden diese Materialien nach China, Südkorea oder Japan geschickt, wo sie veredelt, verarbeitet und zur Herstellung von Kathoden und Zellen verwendet werden, bevor sie an die Hersteller von E-Fahrzeugen weitergegeben werden. Leistungshalbleiter werden hauptsächlich in Ostasien und in den Vereinigten Staaten hergestellt. Bei der Herstellung von Elektrofahrzeugen ist China nach wie vor führend, aber auch in Europa und den Vereinigten Staaten gibt es einige führende Hersteller.

Batteriehersteller drängen auf niedrigere Kosten

Innovationen zur Senkung der Batteriekosten sind von entscheidender Bedeutung für die Erschwinglichkeit von E-Fahrzeugen, weil die Batterien der Hauptgrund für die Kostendifferenzierung sind. E-Auto-Batterien tragen erheblich zum Gesamtpreis des Fahrzeugs bei, auch wenn die Kosten gesunken sind. Da viele der führenden Automobilhersteller Pläne zur Einführung neuer, kostengünstiger Modelle verfolgen, ist zu erwarten, dass die Batteriekosten weiter sinken werden. Dies dürfte sich erheblich auf die Rentabilität und Erschwinglichkeit von E-Fahrzeugen im Allgemeinen auswirken und die Akzeptanz fördern. Damit E-Fahrzeuge die Kostenparität mit Verbrennungsmotoren erreichen können, ist es wichtig, die Energiedichte der Batterien zu erhöhen und den Herstellungsprozess zu optimieren. Hierbei sind die Produzenten von Batterien hervorragende Partner für die Automobilhersteller. Während einige chinesische Batteriehersteller in Bezug auf Größe und Kosten führend sind, darf angenommen werden, dass ein führender südkoreanischer Batteriehersteller erfolgreich Wettbewerbsvorteile in der Batteriechemie, der Großserienfertigung und der Integration der Lieferkette entwickelt hat. Zu sehen sind auch vielversprechende erste Anzeichen

eines indischen Batterieherstellers, der von der staatlich geförderten Nachfrage nach Elektrofahrzeugen profitiert und sich mit Automobilherstellern zusammengetan hat. Jüngste Ankündigungen von Großstädten, ihre öffentlichen Verkehrsmittel vollständig auf E-Fahrzeuge umzustellen, dürften dazu beitragen, die entstehende Batterieindustrie in einem Land anzukurbeln, das wahrscheinlich nicht auf importierte Produkte angewiesen ist.

Halbleiter entscheidend für die Elektrifizierung

Ein weiterer Faktor, der die Einführung von Elektroautos vorantreiben wird, sind Leistungshalbleiter, die dazu beitragen, Batteriestrom in Motoren im Fahrzeug umzuwandeln. Ein führender Halbleiterhersteller, der davon profitieren könnte, erwirtschaftet inzwischen mehr als die Hälfte seines Umsatzes mit Leistungshalbleitern und ist damit besonders von der Einführung von Elektrofahrzeugen und industriellen Anwendungen betroffen. Halbleiter und Sensoren in Elektrofahrzeugen werden eingesetzt, um den Stromverbrauch zu senken und die Effizienz und Sicherheit zu verbessern. Der Halbleiteranteil in Elektrofahrzeugen und Hybridfahrzeugen ist ähnlich, sodass die Nachfrageverschiebungen neutral sein dürften. Die Produkte werden auch in industriellen Anwendungen, Solar-

und Windkraftanlagen sowie Konsumgütern in großem Umfang eingesetzt.

Rohstoff Lithium

Weiter oben in der Lieferkette sind einige Rohstoffe besonders wichtig für die Energiewende und die Elektrifizierung von Fahrzeugen. Lithium ist eine der wichtigsten Triebfedern für die Dekarbonisierung der Transportindustrie, weil das Metall ein Hauptbestandteil aller EV-Batterien ist, unabhängig von der Kathodenchemie. Mehr als 90 % der Lithiumnachfrage kommt heute aus der Batterieindustrie, und Elektrofahrzeuge bleiben auch in Zukunft die Hauptquelle des Nachfragewachstums. Die hohen Lagerbestände an E-Auto-Batterien und die nachlassenden Erwartungen in Bezug auf Verkäufe führten zu einer Kurschwäche in den Jahren 2023 und 2024, was eine überzeugende langfristige Wertmöglichkeit im Lithiumsektor darstellen dürfte. Seit 2023 sind die Spotpreise für Lithiumcarbonat mit einer Konzentration von 99,5 % (Lithiumcarbonat-Äquivalent oder LCE) von über 75 US\$/kg auf weniger als 10 US\$/kg gefallen. Auch wenn anerkannt wird, dass die Lithiumpreise kurzfristig weiterhin volatil sein könnten, preist der Markt den aktuell niedrigen Lithiumpreis wohl für die Ewigkeit ein. Ein Szenario, in dem eine erhebliche Angebotsverknappung bei wachsender EV-Nachfrage zu sehen ist.



Heute können bedeutende Mengen Lithium zu geringen Kosten aus Solen in dem „Lithiumdreieck“ von Chile, Argentinien und Bolivien oder durch eine Reihe relativ neuer Technologien, die als direkte Lithiumextraktion (DLE) bekannt sind, gewonnen werden. Eine marginale Versorgungsquelle ist nach wie vor jedoch der nicht integrierte Hartgesteinabbau eines Produktes, das als Spodumen bekannt ist. Dieser Vorläufer von Lithiumhydroxid und Lithiumkarbonat wird in Elektroautobatterien verwendet, nachdem er an Umwandlungsanlagen zur Herstellung dieser Lithiumprodukte verkauft wurde. Spodumen als wichtige Quelle für zusätzliches Angebot zu sehen, weil der Markt für Elektrofahrzeuge wächst. Es kann eingeschätzt werden, dass die Preise derzeit um etwa 40 % zu niedrig sind, um Anreize für neue Spodumenlieferungen zu schaffen, und dieser Abschlag ist noch größer, wenn alternative Gesteine wie Lepidolith benötigt werden. Sogar das größte Spodumenprojekt der Welt, die Greenbushes-Mine in Australien, plant als Reaktion auf die schwachen Preise eine Produktionskürzung. Das Wachstum des Angebots erscheint nach wie vor ausschlaggebend für einen Markt, für den bis zum Ende des Jahrzehnts ein Nachfragewachstum von mehr als 10 % erwartet wird. Es ist insbesondere davon auszugehen, dass

die Nachfrage aus China und Europa, wo Regulierung und Subventionen weiterhin unterstützend wirken, dieses Wachstum vorantreiben wird.

Da die Nachfrage nach Elektrofahrzeugen weiter steigt und die hohen Lagerbestände abgebaut werden, steht zu erwarten, dass sich die Lithiumpreise zumindest auf das Niveau der Anreizpreise erholen werden. Aufgrund der anhaltenden Preisvolatilität sind mittelfristige Preisspitzen, ähnlich wie 2022, durchaus möglich. In einem solchen Umfeld ist erwarten, dass sich Lithium-Aktien angesichts der gesunkenen Erwartungen gut entwickeln werden.

Rohstoff Aluminium

Mit einem Anteil von etwa 30 % an der Gesamtnachfrage ist der Transportsektor auch der größte Endmarkt für Aluminium weltweit. Das Streben nach leichteren Fahrzeugen hat zu einer erhöhten Nachfrage nach Aluminium geführt, wobei das Material in herkömmlichen Verbrennerfahrzeugen bereits bis zu einem gewissen Grad Stahl ersetzt. Der Leichtbauprozess kann die Verkehrsemissionen erheblich reduzieren, da ein leichteres Fahrzeug weniger Energie und damit weniger Kraftstoff benötigt.

Batteriebetriebene Elektrofahrzeuge sind in der Regel 10 bis 15 % schwerer als ihre verbrennungsmotorischen Pendanten, was auf das Gewicht des Batteriepakets und die zusätzliche Verstärkung der Hauptstruktur zurückzuführen ist, um die erhöhten Aufpralllasten aufzufangen. Daher ist der Bedarf an Leichtbau mit dem Übergang zu Elektrofahrzeugen größer. Bernstein Research schätzt, dass Elektrofahrzeuge im Durchschnitt 250 kg Aluminium verbrauchen, verglichen mit 172 kg bei Verbrennungsmotoren, wobei der Anstieg auf die Notwendigkeit zurückzuführen ist, das Gewicht großer Batterien und Batteriegehäuse auszugleichen. Die Rolle von Aluminium bei der Gewichtsreduzierung des Fahrzeugs kann auch zu Kosteneinsparungen führen, die sich aus der Möglichkeit ergeben, das Batteriepaket und die Komponenten des Antriebsstrangs zu verkleinern, während die Reichweite des Fahrzeugs erhalten bleibt. Angesichts verschärfter Vorschriften wird der CO₂-Fußabdruck eines Fahrzeugs nicht nur während der Nutzungsphase, sondern auch aus der Perspektive einer Gesamtzyklusbewertung verstärkt in den Blick genommen. In diesem Zusammenhang haben sowohl die Regierungsbehörden als auch die Fahr-

zeughersteller ihren Blick auf den CO₂-Fußabdruck der bei der Fahrzeugherstellung verwendeten Rohstoffe geschärft. Tatsache ist, dass ein durchschnittliches Kilogramm Aluminium, das heute weltweit hergestellt wird, einen höheren CO₂-Fußabdruck aufweist als ein durchschnittliches Kilogramm Stahl. Da Aluminium jedoch dreimal so leicht ist, wird der Vergleich weniger relevant, weil die Gewichtseinsparung den Großteil des Unterschieds ausgleicht.

Die Argumente für kohlenstoffarmes Aluminium als überlegener alternativer Rohstoff für BEVs sind sogar noch überzeugender, da es eine Emissionsreduzierung in der Produktions- wie auch der Nutzungsphase des Fahrzeugs ermöglicht. Dieser Vorteil beginnt bereits beim ersten Produktionsschritt. Das Automobilforschungsunternehmen fka berichtet von geschätzten durchschnittlichen CO₂-Einsparungen von rund 15 % im Vergleich zu Stahl durch die Verwendung von kohlenstoffarmem Aluminium, wo immer dies im Produktionsprozess praktisch möglich ist.

Ausblick

Auch wenn die jüngste Situation für die EV-Lieferkette eindeutig eine Herausforderung war, dürften viele der längerfristigen strukturellen Rückenwinde für das Thema intakt bleiben. Langsameres Wachstum, politische Veränderungen und überhöhte Lagerbestände haben den anfänglichen Enthusiasmus gedämpft, aber sie haben auch die Bewertungen und die Erwartungen auf ein realistischeres Niveau zurückgesetzt. Statt sich auf die Verkaufszahlen von Elektroautos zu konzentrieren, liegt der größte Wert in den Unternehmen, die die Elektrifizierung ermöglichen, zum Beispiel Batteriehersteller, Halbleiterproduzenten und Rohstofflieferanten, bei denen technologische Innovation und strategische Positionierung immer noch zu attraktiven Renditen führen können. ■



DER AUTOR
CRAIG CAMERON

ist CFA Portfolio Manager/
Research Analyst bei der
Templeton Global Equity Group.

Bild: Templeton Global Equity Group

Der größte Agens liegt in Unternehmen, die die Elektrifizierung ermöglichen sowie per technologischer Innovation und strategischer Positionierung attraktive Renditen in Aussicht stellen.

Bilder: © totojant1977/stock.adobe.com

Infrastruktur für die Elektromobilität optimieren

Durch die Energiewende haben sich die Energiesysteme in Firmengebäuden in den letzten Jahren stark verändert. Heute gilt es, Photovoltaikanlagen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher und Wärmepumpen im Energiemanagement unter einen Hut zu bringen. Energieerzeugung und -verbrauch unterliegen jedoch großen Schwankungen und müssen klug verteilt werden, um Lastspitzen zu vermeiden. Oft ist diese Infrastruktur ein Hemmnis für die Entscheidung, Dienstfahrzeuge auf Elektromobile umzustellen. Ein Anwendungsbeispiel bei einem Planungsbüro zeigt, wie eine Lösung aussehen kann, wenn die Anforderungen individuell sind. Eine virtuelle Steuerung, gepaart mit einer Cloud-Engineering-Plattform, ermöglicht die einfache Implementierung. **VON BERNHARD BÖHRER UND SEBASTIAN NEGOMIREANU**

Das Planungsbüro Jansen ist seit über 20 Jahren Spezialist für Elektrofachplanung in Industrie, Gewerbe, öffentlichen Bauten und hochwertigen Wohngebäuden. Im vergangenen Jahr stellte das Unternehmen aus Rheurdt am Niederrhein seine Dienstwagenflotte größtenteils auf Elektrofahrzeuge um. Dank steuerlicher Vorteile eine Win-win-Situation für Unternehmen und Mitarbeitende. Projektleiter Niklas Jansen ist überzeugt von der Elektromobilität, kennt aber auch die Herausforderungen: „Wir wollen zeigen, dass es funktioniert. Gerade Unternehmen unserer Größe tun sich vielerorts immer noch schwer mit der Umstellung.“ Grund dafür sind oft nicht die Fahrzeuge selbst, sondern die benötigte Infrastruktur. Auch die Elektroplaner mussten hier investieren:



„Wir wollen zeigen, dass es funktioniert. Gerade Unternehmen unserer Größe tun sich vielerorts immer noch schwer mit der Umstellung auf Elektromobilität.“

Niklas Jansen Bild: Planungsbüro Jansen

23 neue Ladesäulen auf dem Firmengelände wurden installiert und waren der Auslöser, ein Energiemanagementsystem (EMS) einzuführen.

Sicher laden, Lastspitzen vermeiden

Ein EMS wird schon deshalb benötigt, weil die Ladestationen in Summe einen stark

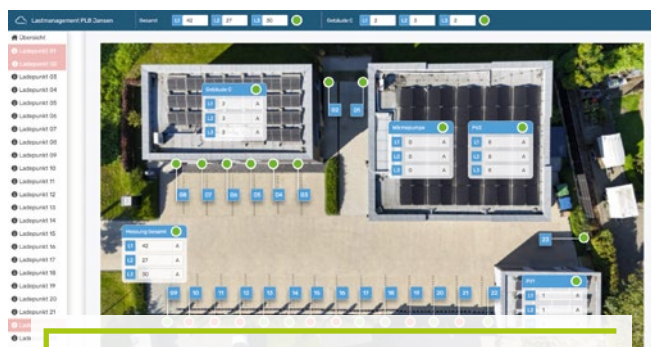
schwankenden Großverbraucher darstellen. Laden alle Fahrzeuge gleichzeitig mit voller Leistung, kommt es zu einer Überlastung, die aus Sicherheitsgründen zu vermeiden ist. Aber auch wenn diese Leistung nicht erreicht wird, lohnt es sich, Lastspitzen im Auge zu behalten. Denn für Großkunden setzt sich der Strompreis aus einem Arbeitspreis (pro kWh) und einem Leistungspreis, der höchsten bezogenen Leistung, zusammen. Dieser Leistungspreis fällt auch dann an, wenn einmalig im Abrechnungszeitraum für 15 min eine Lastspitze erreicht wird, und ist ein erheblicher Kostenfaktor. Eine Lastverschiebung, die beispielsweise Fahrzeuge nacheinander lädt, lastet das Netz gleichmäßiger aus und spart dem Stromkunden mitunter viel Geld. Ein unkontrolliertes Laden von Fahrzeugen sollte demnach aus wirtschaftlichen Gründen vermieden werden.

Virtuelle Steuerung als schlanke Individuallösung

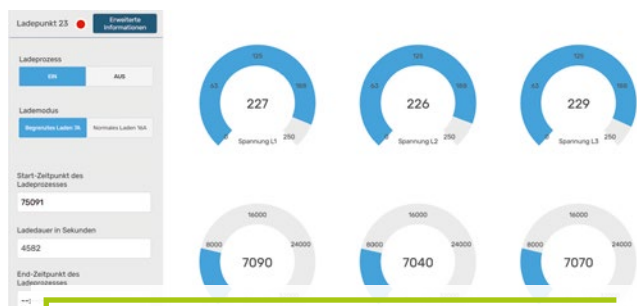
Als Elektroplaner kennt Jansen diese Problematik natürlich. Eine Lösung zu finden, war dennoch nicht einfach. „Wir haben uns einige Systeme am Markt angeschaut.



Für die Umstellung der Fahrzeugflotte wurden 23 neue Ladesäulen auf dem Firmengelände installiert.
Bild: Planungsbüro Jansen



Die webbasierte Visualisierung wurde mit „logiccloud HMI“ erstellt und zeigt übersichtlich alle Ladestationen. Bild: logiccloud



Hat es ein Mitarbeiter eilig, kann er die Ladeleistung einfach selbst am PC erhöhen. Bild: Planungsbüro Jansen

Kommen jedoch individuelle Anforderungen dazu, stoßen viele dieser Lösungen an ihre Grenzen. In unserem Fall gab es beispielsweise den Wunsch, dass unsere Mitarbeiter individuell eingreifen und Ladeleistungen temporär erhöhen können. Zudem bestand die Anforderung, die Leistung zwischen zwei Gebäuden zu begrenzen. Die meisten Systeme gehen jedoch nur von einem Messpunkt aus,“ erinnert sich Jansen. Damit war klar: Eine Lösung sollte individuell programmiert werden.

Die Entscheidung fiel schlussendlich auf „logiccloud“, eine Software-Defined-Automation-Plattform, die es ermöglicht, solche Digitallösungen schnell und wirtschaftlich umzusetzen. Durch eine vollständige Virtualisierung von Steuerungs- und Regelsystemen bietet die Plattform eine zukunftsorientierte Alternative zu traditionellen, kostspieligen SPS-Hardwarelösungen. Auf der Hardwareseite musste lediglich ein Kontron Pi-Tron 4 installiert werden, ein schlanker industrietauglicher Einplatinenrechner auf Basis eines Raspberry-Pi, auf dem die virtuelle SPS läuft. Dieser kommuniziert über Modbus-TCP mit den Ladesäulen, den Wechselrichtern der PV-Anlage sowie der Wärmepumpe des Bürogebäudes. Alternativ könnte das System auch in einer Cloud wie „Azure“ oder „AWS“ laufen. In dieser Anwendung war jedoch eine lokale Instanz gefragt, um auch ohne Internetverbindung auf die Ladesäulen zugreifen zu können. Trotzdem profitiert auch diese Edge-Lösung von der Cloudplattform der virtuellen SPS.

Vom Anforderungskatalog zur Softwarelösung

Ihre Stärken zeigte die Lösung bereits im Entwicklungsprozess mit dem logiccloud-Portal. Die komplette Entwicklung von SPS-Logik, Visualisierung und Tests finden in der Cloud statt. Die virtuelle SPS wird dabei in IEC 61131-3 programmiert. Das HMI ist kein physisches Panel, sondern eine webbasierte Visualisierung. Dafür steht ein intuitives grafisches Tool zur Verfügung, mit dem sich responsive Layouts erstellen lassen, die sich im Betrieb der Bildschirmgröße von Handy, Tablet oder PC automatisch anpas-

sen. Praktisch war in dieser Anwendung die Möglichkeit, eigene Templates für die Ladesäulen zu erstellen. Das ersparte dem Entwickler Arbeit und machte es einfach, nachträgliche Änderungen einzubringen, zum Beispiel, wenn an jeder Säule Zusatzinformationen angezeigt werden sollen. Nach erfolgreichen Simulationen und Tests wird die virtuelle Steuerung per Knopfdruck auf der Hardware bereitgestellt. Das macht auch nachträgliche Hardwareänderungen oder den Austausch bei Defekt sehr einfach.

Das System ist seit Februar im Einsatz, und Jansen ist begeistert. Standardmäßig sind jetzt alle Ladepunkte auf 7 A gedrosselt. Das reicht für die Ladung während eines Arbeitstags in der Regel aus. Hat es ein Mitarbeiter eilig, etwa, weil er zum Kunden muss, kann er die Leistung einfach selbst am PC erhöhen. Automatisch behält das System dabei immer Lastspitzen im Auge und sorgt für einen kostenoptimierten Betrieb des Firmenladeparks. Erste Datenanalysen bestätigen, dass alles zuverlässig funktioniert und kostspielige Lastspitzen vermieden werden.

Erst ein Anfang

Die Anwendung zeigt, wie einfach Automatisierungsprojekte mit Software Defined Automation umgesetzt werden können. In Sachen Energiemanagement ist die Lösung aber erst der Anfang, auch wenn sie dem Anwender schon jetzt Geld spart. Aktuell entsteht mit dem „logiccloud Energyos“ eine Plattform für die Analyse und Optimierung individueller, komplexer Energiesysteme. In der beschriebenen Anwendung spielte beispielsweise das PV-Überschussladen keine Rolle, weil der Strom der 30-kW-Peak-Anlage an Arbeitstagen ohnehin verbraucht wird. Bei großen PV-Anlagen ist das jedoch anders: Hier kann der erzeugte Strom genutzt werden zum Laden von E-Autos oder als Puffer in Batteriespeichern zur Lastspitzenverschiebung. Dabei ist das Optimum nicht immer sofort ersichtlich. Hierbei fließen auch Prognosen über Sonnenstunden für den PV-Ertrag oder Temperaturen für die Planung des Energiebedarfs von Wärmepumpen ein. Ein weiteres Thema sind dynamische Strompreise, die in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einbezogen werden können. Im logiccloud-System lassen sich solche Daten über Konnektoren mit einem Klick sehr einfach einbinden, ganz anders als bei den starren Strukturen einer klassischen SPS im Schaltschrank.

Denkt man diesen Verbund zu Ende, lässt sich schnell erkennen, dass komplexe Szenarien entstehen werden, aus denen sich ein langfristiges Optimum einstellen lässt. Energieverbrauch, Lastverschiebungen und letztendlich die Stromkosten zu optimieren, hängt nicht nur von aktuellen Daten ab, sondern auch von Prognosen und dem individuellen Verhalten. Energyos wird daher auch KI nutzen, um dazuzulernen und die besten Entscheidungen zu treffen.



DER AUTOR

BERNHARD BÖHLER

ist Geschäftsführer von logiccloud.

Bild: logiccloud



DER AUTOR

SEBASTIAN NEGOMIREANU

ist CTO bei logiccloud.

Bild: logiccloud

E-Autos als mobile Stromspeicher

Autos stehen oft den Großteil des Tages still. Bei Elektrofahrzeugen bedeutet das: Vollgeladene Batterien warten ungenutzt auf ihren nächsten Einsatz. Doch was wäre, wenn diese Energie dort zum Einsatz käme, wo sie gerade gebraucht wird – zum Beispiel in Unternehmen? Bidirektionales Laden macht genau das möglich: Es erlaubt, Strom nicht nur ins Fahrzeug zu laden, sondern diesen auch wieder abzugeben – zum Beispiel zur Entlastung des öffentlichen Stromnetzes.



Rund 166.000 Elektroautos in Deutschland (Stand: Oktober 2024) sind technisch für das bidirektionale Laden gerüstet. In der Praxis ist der Einsatz bislang jedoch kaum möglich: Es fehlen rechtliche Rahmenbedingungen, einheitliche Standards und marktfähige Tarife. Dabei birgt das Konzept großes Potenzial. „Bidirektionales Laden macht das E-Auto nicht nur zu einem Fortbewegungsmittel, sondern auch zu einem mobilen Stromspeicher“, sagt Robin Zalwert, Referent für nachhaltige Mobilität beim TÜV-Verband. „Wenn wir die Batterien von Elektroautos intelligent nutzen, können sie zu einem wichtigen Baustein der Energiewende werden. Und Verbraucherinnen und Verbraucher profitieren durch Einsparungen bei ihren Stromkosten.“

Während es Vehicle-to-home ermöglicht, tagsüber erzeugten Solarstrom im Akku zu speichern und diesen abends für den Haushaltsbedarf zu nutzen, geht Vehicle-to-grid noch einen Schritt weiter: Hier wird die im Fahrzeug gespeicherte Energie bei Bedarf ins öffentliche Stromnetz

bidirektionales Laden – darunter der „Nissan Leaf“ und „e-NV200“, der „Mitsubishi Outlander“ und einige Modelle von Honda. In Europa ist der CCS-Anschluss (Combined Charging System) gängiger. Fahrzeuge wie der „Cupra Born“, „Hyundai Ioniq 5“, „Kia EV6“ oder



„Damit bidirektionales Laden Alltag werden kann, braucht es klare Standards, eine Anpassung der rechtlichen Lage durch den Ordnungsgeber und eine genormte Abstimmung zwischen Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Haustechnik.“

Robin Zalwert

Bild: TÜV-Verband

Einsatzmöglichkeiten des bidirektionalen Ladens

Bidirektionales Laden im Automobilbereich beschreibt den wechselseitigen Energiefluss zwischen Elektroauto und Stromnetz: Das Fahrzeug nimmt Strom nicht nur auf, sondern gibt ihn auch wieder ab. Zwei Varianten stehen E-Auto-Besitzern bereits zur Verfügung: Mit Vehicle-to-load lässt sich das Auto als mobile Stromquelle für elektrische Geräte nutzen. Vehicle-to-vehicle ermöglicht den direkten Energietransfer von einem E-Auto zum anderen, beispielsweise zur Pannenhilfe bei leerer Batterie. Komplexer sind Vehicle-to-home und Vehicle-to-grid.

zurückgespeist, um so zur Netzstabilisierung beizutragen. In Deutschland befinden sich beide Technologien derzeit noch in der Pilotphase.

E-Auto, Wallbox, Netz: Technische Voraussetzungen

Wer sein Elektroauto heute schon als mobilen Stromspeicher nutzen will, muss einige technische Anforderungen erfüllen:

1. Kompatibles Elektrofahrzeug: Nicht jedes E-Auto ist automatisch in der Lage, Strom wieder abzugeben. Aktuell unterstützen vor allem Modelle mit dem japanischen Chademo-Ladestandard

„BMW i4“ bringen diesen Anschluss bereits mit, sind aber noch auf die Norm ISO 15118-20 angewiesen. Diese regelt die digitale Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesystem und schafft damit die technische Grundlage für bidirektionales Laden über CCS. Bis diese ISO-Norm ab 2027 flächendeckend eingeführt wird, bleiben ältere Standards weiterhin gültig.

2. Bidirektionale Wallbox oder Ladestation: Damit Strom nicht nur ins Fahrzeug geladen, sondern auch wieder entnommen werden kann, wird eine spezielle DC-Wallbox benötigt. Diese



Die Batterien von E-Fahrzeugen bergen ein großes Potenzial. Heben lässt es sich über die Verfahren Vehicle-to-load, Vehicle-to-vehicle, Vehicle-to-home und Vehicle-to-grid.

Bild: © Lee/stock.adobe.com

muss bidirektionales Laden unterstützen – also nicht nur Gleichstrom (DC) einspeisen, sondern auch zurückspeisen können. Zusätzlich braucht sie eine intelligente Steuerung und Kommunikationsschnittstellen, um sich mit dem Fahrzeug, dem Hausnetz oder dem öffentlichen Netz abzustimmen. Für die Rückspeisung ins Hausnetz ist außerdem ein Wechselrichter erforderlich, der den aus dem Auto kommenden Gleichstrom in haushaltsüblichen Wechselstrom (AC) umwandelt. Herkömmliche AC-Wallboxen reichen für bidirektionales Laden deshalb nicht aus. DC-Wallboxen kosten derzeit je nach Ausstattung zwischen 4.000 und 6.000 €.

3. Netz- und Sicherheitsanforderungen:

Wer Strom aus dem E-Auto ins öffentliche Netz zurückspeisen möchte (Vehicle-to-grid), muss beachten: Auch das lokale Stromnetz muss dafür technisch vorbereitet sein und mit der Rückspeisung umgehen können. Die Netzstabilität darf nicht gefährdet werden. Dazu sind intelligente Steuerungen und ein Lastmanagement nötig. Außerdem sind viele rechtliche Fragen noch offen – zum Beispiel, wie der Zugang zum Netz geregelt ist oder wie Verbraucherinnen und Verbraucher für den eingespeisten Strom vergütet werden. Hier fehlen bislang einheitliche gesetzliche Vorgaben, die der Gesetzgeber noch schaffen muss, damit Vehicle-to-grid wirklich alltagstauglich wird.

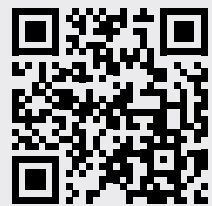
Einheitliche Standards und gesetzliche Vorgaben erforderlich

Bisher mangelt es in der Praxis vor allem an zertifizierten Wallboxen und kompatiblen Systemkomponenten. „Wallboxen und Fahrzeuge müssen für bidirektionales Laden speziell zertifiziert sein. Hier gibt es bislang nur sehr wenige marktfähige Produkte“, betont Zalwert. Auch rechtliche und wirtschaftliche Hürden bremsen die Verbreitung: Gespeicherte Energie wird bislang doppelt mit Steuern und Netzentgelten belastet. Das macht den Einsatz bidirektionaler Ladesysteme für viele unrentabel. Dennoch bewegt sich etwas. „Die politische Unterstützung ist im Koalitionsvertrag der Bundesregierung verankert – ein wichtiges Signal für den nötigen regulatorischen Aufbruch“, so Zalwert. Auch für Verbraucherinnen und Verbraucher gibt es erste Anreize. So fördert die KfW-Bank bereits die Anschaffung und Installation bidirektionaler Wallboxen. Ein weiteres Pilotprojekt – unterstützt vom Bundeswirtschaftsministerium – erprobt, wie die Technologie in der Praxis dazu beitragen kann, das Stromnetz zu entlasten. Zalwert: „Damit bidirektionales Laden Alltag werden kann, braucht es klare Standards, eine Anpassung der rechtlichen Lage durch den Verordnungsgeber und eine genormte Abstimmung zwischen Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Haustechnik.“

NEWS LETTER

öffnen

AUGEN



Sichern Sie sich jetzt
Ihren monatlichen kostenfreien
Newsletter!

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

r.energy
ERNEUERBARE ENERGIEN UND DIGITALISIERUNG

**WIN
VERLAG**

Kostengünstig verkabelt

Heute übliche Feldbussysteme unterscheiden sich meist in Topologie, Kabellängen, übertragbaren Datenmengen und Geschwindigkeiten. Dass sie Verbesserungspotenzial besitzen, zeigt der neue industrielle Breitbandfeldbus „Autbus“ von KLG Smartec. Er wurde gemäß IEC 61158, Typ 28, konzipiert und dürfte neue Anwendungsmöglichkeiten nicht nur in der industriellen Fabrik- und Prozessautomation erschließen, sondern auch in Ladeparks, Windkraft- oder Photovoltaikanlagen, Bus-, Bahn- oder Automotivanwendungen sowie der Gebäudeautomation.

VON FRANK GUDAT UND ALEXANDER HOMBURG

Mit Autbus ist ein neuer Feldbus auf den Markt, der für viele Applikationen und deren breite Anforderungen neue Möglichkeiten erschließt. Seine Breitbandbustechnologie basiert auf dem orthogonalen Frequenzmultiplexverfahren (OFDM). Bis zu 254 Multi-Drop-Datennetzknoten können mit einer Zweidrahtleitung über eine Distanz von bis zu 500 m bei einer Übertragungsgeschwindigkeit von 100 Mbit/s gleichzeitig erreicht werden. Dabei sind eine Bus- wie auch Ring-Topologie möglich; für letztere werden die Leitungsenden einfach miteinander verbunden. Der verwendete Zweidrahtleitungstyp bestimmt die maximale Länge des Kabels und die Anzahl der Knoten, die sich in das Datennetz einbinden lassen. Bei Zweidrahtleitungen der Typen AWG 22 und AWG

26, wie etwa für SPE-Single Pair Ethernet spezifiziert, ist bis 140 m die volle Multi-Drop-Datennetzknotenzahl möglich, bei AWG-16-Zweidrahtleitungen sogar bis zu 500 m. Die Zykluszeiten betragen 16 µs – bei Zeitverzögerungen im Nanosekundenbereich. Damit eignet sich der Bus auch für Anwendungen mit besonders hohen Echtzeitanforderungen.

Ein besonderer Clou: Die für den Autbus entwickelten Multi-Drop-Koppler aus der Serie „ABN300“ können die Protokolle anderer Feldbussysteme wie RS485, CAN-Bus, ModbusTCP, Profinet oder Ethernet/IP einfach tunneln. Die Protokolle bleiben hierbei unverändert und werden zum Teil gleichzeitig von einem Knotenpunkt zu einem anderen übertragen. Das vereinfacht das Datennetzwerk in Anlagen und Gebäuden mit heterogenen Kommunikati-

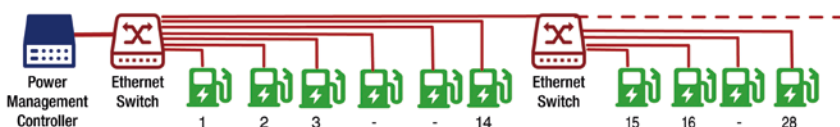
onsprotokollen, weil es keine Konvertierungen braucht. Ein wichtiger Faktor für den Erfolg von Autbus ist zudem der geringere Installations- und Kostenaufwand, wie das folgende Beispiel zeigt.

Geringer Verkabelungsaufwand in Ladeparks

Aktuell werden in E-Ladeparks überwiegend Ethernet-Netzwerke eingesetzt. Wie die sternförmige Stromverteilung zu den Ladestationen ist auch das Ethernet-Netzwerk meist sternförmig über einen Ethernet-Switch mit den Ladestationen verbunden. So kommen zum Beispiel bei 25 Ladestationen und einer Parkplatzbreite von 2,5 m viele Datenleitungsmeter zusammen, schließlich ist die längste Leitung bis zur Ladestation 25 circa 65 m lang. Durch die sternförmige Topologie summiert sich das auf circa 875 m Datenleitung. Installateure veranschlagen üblicherweise pro Meter installiertem Cat-6 Ethernet Datenkabel 5 €. Zu den hohen Installationskosten dieser Netzwerkstruktur kommt hinzu, dass der Ethernet-Switch zum Single Point of Failure wird, was alle nachgelagerten Segmente betrifft.

Autbus kann hier ein Einsparpotenzial erschließen: Die einzelnen Teilnehmer werden in Linie oder als Ring verbunden. Dabei lassen sich Teilnehmer mit anderen Protokollen einfach an dem Feldbus mit einem Multi-Drop-Koppler aus der Serie ABN300 anschließen, im einfachsten Fall per Terminalanschluss oder T-Steckverbinder. Wird ein Gerät entfernt beziehungsweise getauscht, kommt es nicht zu einer Unterbrechung der Leitung. Durch die Verwendung einer einzigen Zweidrahtdatenleitung reduziert sich der Installationsaufwand und der benötigte Platz. Es genügt eine Leitung, die sich pro Teilnehmer um den Abstand zur nächsten Ladestation verlängern lässt

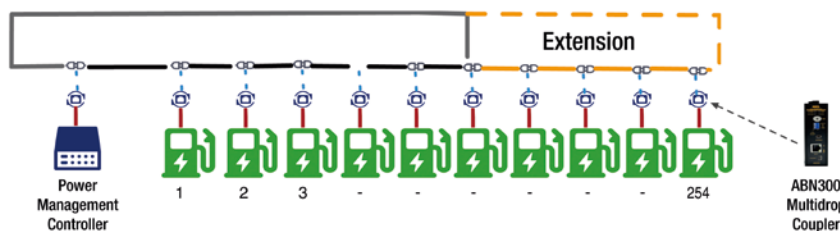
Typical Ethernet Star Network Topology



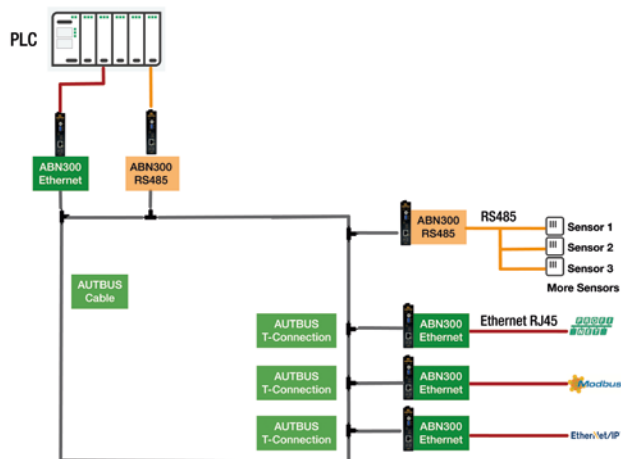
In Ladeparks wird derzeit oft eine typische Ethernet-Netzwerktypologie eingesetzt. Die Ladestationen sind jeweils über Sternleitungen mit dem Switch verbunden.

Bilder: KLG Smartec

AUTBUS-Ethernet Multidrop Coupler with Bus or Ring Topology to Connect EV Charging Stations



Mit „Autbus“ fällt der Installationsaufwand deutlich geringer aus, vor allem bei einer Erweiterung.



Mit Autbus werden Protokolle wie Modbus-RTU, CAN-Bus, Modbus-TCP, Profinet oder Ethernet/IP über eine einheitliche Multi-Drop-Infrastruktur übertragen.

oder eventuell schon parallel zu einer Stromschiene vorverlegt ist. Wird eine Ringtopologie gewählt, indem die Enden der Datenleitung miteinander verbunden werden, ist mit der Autbus-Technologie kein zusätzlicher Ringmanager erforderlich, wodurch die Ausfallsicherheit der Anlage erheblich steigt. Bei Ethernet ist das nur mit erhöhtem Kostenaufwand möglich, da höherwertige Switches benötigt werden.



Die Multi-Drop-Koppler „ABN300“ lassen sich einfach an Autbus anschließen und unterstützen eine Vielzahl zusätzlicher Schnittstellen wie Ethernet, CAN oder RS485.

Je größer die Anlage ist, desto deutlicher fallen durch die Verwendung von Autbus die Einsparungen aus: Bereits ab zehn Ladestationen ergeben sich mit einer Autbus-Lösung Kostenvorteile. Soll der Ladepark erweitert werden, sind bei einer Ethernet-Lösung pro 15 Ladestationen ein 16-Port-Ethernet-Switch sowie die Verkabelung von Switch zu Switch und zu allen weiteren Ladestationen erforderlich. Der Autbus dagegen lässt sich auf bis zu 500 m und 254 Teilnehmern einfach und mit geringen Kosten für die Fortführung der Datenleitung und den Anschluss an die Autbus-Geräteschnittstelle oder unter Beibehaltung der vorhandenen Geräteschnittstelle mit dem ABN300-Multidrop-Koppler erweitern.



Bei Bedarf lässt sich Autbus einfach erweitern, zum Beispiel, indem zwei Bussegmente über ein Ethernet-Kabel oder mehrere Segmente über einen Ethernet-Switch verbunden werden.

Vom Solar-Panel-Park bis zur Bahnanwendung

Weitere Anwendungsszenarien für den Feldbus sind Solarparks. Hier findet man verschiedene Protokolle, beispielsweise Sensoren mit RS485-Schnittstelle, Frequenzumrichter sowie weitere zu vernetzende Geräte, die über Modbus-RTU, CAN-Bus, Modbus-TCP, Profinet oder Ethernet/IP kommunizieren. In solchen Anwendungen hilft der Multi-Drop-Koppler der ABN300-Serie die Kommunikation zu vereinheitlichen, ohne dass Protokollkonverter erforderlich sind. Sie werden einfach zwischen Autbus und Schnittstellen wie Ethernet, CAN und RS485 eingebunden. Dabei werden die unterschiedlichen Protokolle über eine einheitliche Multi-Drop-Infrastruktur übertragen. Geräte mit integriertem Autbus-Chip können via Autbus-Protokoll direkt, ohne Multi-Drop-Koppler, an das Autbus-Netzwerk angeschlossen werden. Bei Bedarf lässt sich der Feldbus auch einfach über 500 m hinaus erweitern, indem zwei Einheiten über Multi-Drop-Koppler und ein Ethernet-Kabel verbunden werden.

Autbus kann auch für Bahnanwendungen eine praktikable Lösung sein. Die zunehmende Anzahl IP-basierter Geräte in den einzelnen Wagons kommunizieren dann über den Feldbus. Die Busverbindung reduziert Leitungen sowie deren Installationsaufwand und -kosten. Auch wagonübergreifend kann Autbus Punkt zu Punkt verbunden werden. Zu dem geringen Installationsaufwand kommt hier die Gewichteinsparung hinzu. Profitieren können von solchen Möglichkeiten aber auch die Gebäudeautomation, Kraftfahrzeuge oder Verkehrsleitsysteme. So lassen sich etwa Parkflächen mit einer Autbus-Multi-Drop-Lösung nachrüsten, sodass Videokameras, Parksensoren bis hin zu Parkreservierungssystemen in ein Parkleitsystem eingebunden werden können.



DER AUTOREN FRANK GUDAT

ist Leiter Autbus Business Development bei KLG Smartec.
Bild: KLG Smartec



ALEXANDER HOMBURG

ist CEO des Redaktionsbüros Stutensee.
Bild: rbs

Sicher, skalierbar, zukunftsfähig

Betreiber und Hersteller von Ladeinfrastruktur müssen regulatorische Vorgaben wie das Eichrecht und AFIR erfüllen, Cybersecurity sicherstellen und gleichzeitig flexibel auf neue Marktanforderungen reagieren.

Die AC-Ladesteuerung „Charx control modular“ ermöglicht eine zukunfts-sichere Investition durch modulare Hardware, offene Softwareplattform und umfassenden Support. **VON JULIA KRÜGER**



Die Anforderungen an Ladeinfrastruktur wachsen stetig: Betreiber müssen nicht nur eichrechtskonform abrechnen, sondern auch Cyberangriffe abwehren, Lastmanagement integrieren und neue Funktionen wie Plug-and-charge oder Vehicle-to-grid unterstützen. Gleichzeitig erwarten sie einfache Inbetriebnahme, hohe Verfügbarkeit und langfristige Investitionssicherheit.

Mit der Erweiterung der Radio Equipment Directive (RED) um EN 18031 ab August 2025 sowie dem Cyber Resilience Act (CRA) ab Dezember 2027 gelten umfangreiche Cybersecurity-Anforderungen für Ladeinfrastruktur. Hersteller müssen Sicherheitsupdates bereitstellen, Schwachstellen beseitigen und die CE-Konformität sicherstellen – insbesondere bei Anlagen, die mit Funkmodulen wie WLAN, Mobilfunk oder RFID ausgestattet sind. Diese Anforderungen betreffen nicht nur die Hardware, sondern auch die Software und deren Updatemechanismen. Zudem muss moderne Ladeinfrastruktur eine Vielzahl von Schnittstellen und Protokollen unterstützen. Dazu zählen die ISO 15118, aber auch OCPP, Modbus, MQTT und REST. Gleichzeitig steigt die Erwartungshaltung an eine nahtlose Integration in Backendsysteme, Gebäudeleittechnik und Energiemanagement. Dabei muss die Steuerung flexibel, skalierbar und gleichzeitig robust gegenüber Ausfällen und Angriffen sein.

Viele heutige Systeme sind nicht darauf ausgelegt, neue Funktionen per Softwareupdate nachzurüsten oder sich an veränderte Marktbedingungen anzupassen. Dies führt zu teuren Hardwareupgrades oder Systemwechseln. Ideal sind daher

Lösungen, die langfristig wartbar und erweiterbar sind – ohne Verlust von Zertifizierungen oder Funktionalität. Neben technischer Exzellenz zählt außerdem Benutzerfreundlichkeit. Anwender erwarten eine einfache Konfiguration, intuitive Bedienung und zuverlässige Fernwartung. Gleichzeitig muss die Lösung skalierbar sein – vom einzelnen Ladepunkt bis zum komplexen Ladepark mit dynamischem Lastmanagement.

Offen, sicher, modular

Mit Charx control modular will Phoenix Contact neue Maßstäbe setzen: Kunden erhalten eine offene, skalierbare und kontinuierlich weiterentwickelte Steuerungslösung, die sich flexibel in jede Infrastruktur integrieren lässt. Die AC-Ladesteuerung Charx control modular basiert auf einer industrietauglichen „Linux“-Plattform und unterstützt alle gängigen Kommunikationsprotokolle wie ISO 15118, OCPP 1.6/ zukünftig 2.0.1, Modbus/TCP, MQTT und REST. Die Hardware ist in zwei Varianten

verfügbar – als kompakte 1000er-Variante oder als leistungsstarke 3000er-Version mit Serverfunktion und optionalem Mobilfunkmodem für bis zu 48 Ladepunkte.

Cybersecurity inklusive

Die zunehmende Vernetzung von Ladeinfrastruktur bringt nicht nur neue Möglichkeiten mit sich, sondern auch neue Risiken. Vernetzte Ladepunkte sind angreifbar und damit potenzielle Ziele für Cyberattacken. Aber auch die gesetzlichen Anforderungen steigen: Ab August 2025 gelten die Cybersecurity-Anforderungen der RED-Richtlinie (EN 18031) verbindlich, ab Dezember 2027 folgen mit dem Cyber Resilience Act (CRA) weitere umfassende Vorgaben für digitale Produkte. Mit Charx control modular unterstützt Phoenix Contact die Kunden dabei, sich frühzeitig auf die neuen Sicherheitsanforderungen vorzubereiten. Die AC-Ladesteuerung ist bereits heute auf die kommenden Regelungen ausgelegt – notwendige Softwareupdates werden zeitnah bereitgestellt, um die vollständige

Die modulare Bauweise ermöglicht eine einfache Skalierung vom Ladepunkt zum Ladepark – mit geringem Verdrahtungsaufwand.





Die AC-Ladesteuerung „Charx control modular“ ist das Herzstück einer smarten Ladeinfrastruktur – sicher, skalierbar und zukunftsfähig.

Bilder: Phoenix Contact

in Smart Grids oder Gebäudeleitsysteme. Charx control modular ist somit eine Plattform, die auch für künftige Anforderungen gerüstet ist. Ob Einfamilienhaus mit PV-Anlage oder Ladepark mit Energiemanagement – Charx control modular passt sich an und schafft die Grundlage für eine nachhaltige, vernetzte Mobilität.

Durch die modulare Bauweise lassen sich einzelne Ladepunkte einfach zu Ladeparks skalieren. Die Plug-and-play-fähigen Module werden über einen Tragschienen-Busverbinder verbunden und automatisch erkannt. Die Konfiguration erfolgt bequem über das Web-based Management (WBM) im Browser – auch per WLAN oder Fernzugriff via OpenVPN.

Vorteile für Hersteller und Betreiber

- Sorgenfrei durch kontinuierliche Updates: Neue Funktionen wie Plug-and-Charge, V2G oder OCPP 2.0.1 werden per Softwareupdate nachgerüstet.
- Reduzierter Aufwand: vereinfachte Zertifizierung, weniger Verdrahtung, automatische Netzwerkerkennung.
- Zukunftssicherheit: offene Plattform, skalierbare Architektur, Unterstützung aktueller und kommender Standards.
- Fundierter Support: Von der BOM-Beratung bis zur Eichrechtszertifizierung – Phoenix Contact begleitet Kunden mit technischem Know-how und persönlichem Service.

Fazit

Mit Charx control modular stellt Phoenix Contact eine AC-Ladesteuerung bereit, die nicht nur heutige Anforderungen gerecht wird, sondern auch für die Zukunft gerüstet ist. Betreiber erhalten eine skalierbare, wartungsfreundliche Lösung, die sich flexibel in unterschiedliche Infrastrukturen integrieren lässt und durch kontinuierliche Softwareupdates sowie integrierte Sicherheitsmechanismen Investitionssicherheit bietet. So können sich Betreiber auf den zuverlässigen Betrieb ihrer Ladeinfrastruktur konzentrieren – mit einem intelligenten Herzstück, das mitwächst und mitdenkt. ■



DIE AUTORIN

JULIA KRÜGER

ist Global Marketing and Communications bei Phoenix Contact E-Mobility Holding.



Durch offene Schnittstellen lässt sich Charx control modular nahtlos in Smart Grids, Gebäudeleittechnik und Backendsysteme integrieren.

Konformität sicherzustellen. Charx control modular ist von Grund auf durchkonzipiert und wird regelmäßig mit kostenlosen Securityupdates versorgt. Das schützt Ladepunkte dauerhaft vor Manipulation, Datenmissbrauch und Systemausfällen.

Die Cybersecurity-Vorteile auf einen Blick:

- Fit für die Zukunft: Updates erfolgen kostenlos und ohne Verlust von Zertifizierungen.
- Konformität sichergestellt: RED und CRA werden erfüllt.
- Sorgenfrei skalieren: Ob einzelne Wallbox oder Ladepark – die Sicherheitsmechanismen greifen überall.
- Technologie, die mitdenkt: Kunden von Phoenix Contact können sich auf ihr Primärgeschäft fokussieren.

Im Ergebnis bietet Charx control modular ein Paket, das nicht nur technisch überzeugt, sondern auch rechtliche Sicherheit und langfristigen Investitionsschutz bietet.

Ein neues Softwarekonzept entkoppelt die Steuerung von der eichrechtlich relevanten Messkapsel. Dadurch wird die Zertifizierung vereinfacht, Softwareupdates bleiben zulässig und verschiedene Energiezähler können flexibel eingesetzt werden – ohne Verlust der Konformität.

Energie intelligent vernetzen

Die Vision einer CO₂-neutralen Energiezukunft basiert auf der intelligenten Nutzung regenerativer Energiequellen. Mit Charx control modular werden Elektrofahrzeuge zu aktiven Bestandteilen des Energiesystems – sei es durch gezieltes Lastmanagement, Vehicle-to-grid (V2G) oder die Integration in Smart Homes. Durch die Unterstützung offener Protokolle wie ISO 15118, OCPP, MQTT und Modbus/TCP wird Charx control modular zur zentralen Schnittstelle zwischen Fahrzeug, Ladepunkt, Energiezähler, PV-Anlage und Backend. So lassen sich Ladeprozesse nicht nur effizient steuern, sondern auch dynamisch an die aktuelle Energieverfügbarkeit anpassen – etwa durch Einbindung

Schlüssel zur Stabilität für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber

Die Energiewelt durchläuft seit einigen Jahren einen tiefgreifenden Wandel. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber (ÜNB und VNB) sehen sich dabei ständig neuen, komplexen Herausforderungen gegenüber. Um die Stabilität der Stromnetze zu gewährleisten, führt kein Weg an smarten Technologien vorbei.

Besonders Automatisierung und Digitalisierung spielen dabei eine Schlüsselrolle, weil sie eine effiziente Steuerung und Überwachung des Netzes ermöglichen. Um in dieser dynamischen Phase der Energiewende die Stabilität der Netze zu sichern, sollten Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber bei der Automatisierung vor allem drei Erfolgsfaktoren im Blick behalten: Skalierbarkeit, Sicherheit und nahtlose Vernetzung.

Die aktuellen Herausforderungen

Eine der größten Herausforderungen für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber ist die ständig wachsende Zahl und Komplexität regulatorischer Anforderungen, die

sich regelmäßig ändern und einen hohen Ressourceneinsatz erfordern. Für Netzbetreiber bedeutet dies nicht nur zusätzliche administrative und personelle Aufwendungen, sondern auch kontinuierliche Investitionen in neue Technologien und Prozesse, um die Vorschriften fristgerecht und korrekt umzusetzen. Hinzu kommen die zunehmende Volatilität der erneuerbaren Energien sowie der steigende Energiebedarf, der durch die Elektrifizierung und digitale Transformation weiter ansteigt. In diesem komplexen Umfeld müssen Netzbetreiber Lösungen finden, um sowohl die Netzstabilität zu gewährleisten als auch die regulatorischen Vorgaben effizient zu erfüllen.

Die Volatilität der erneuerbaren Energien und der steigende Energiebedarf stellen große Herausforderungen für die Netzstabilität dar.

Bild: © GT77/stock.adobe.com,
Generiert mit KI



Skalierbarkeit: Anpassung an die dynamische Energieversorgung

Die zunehmende Volatilität erneuerbarer Energien sowie das stetige Wachstum des weltweiten Energiebedarfs erfordern ein hohes Maß an Flexibilität und Skalierbarkeit in den Netzsystemen. Während konventionelle Kraftwerke aufgrund ihrer stabilen Erzeugungskapazitäten relativ einfach in die Netzplanung integriert werden können, muss bei erneuerbaren Energien eine dynamischere Steuerung erfolgen. Der verstärkte Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen und die wachsende Integration von Speichertechnologien machen es notwendig, dass die Netze effizient und skalierbar auf die Schwankungen in Angebot und Nachfrage reagieren können.

Moderne Automatisierungssysteme ermöglichen es, den Energiefluss in Echtzeit zu überwachen und zu optimieren. Auch die wachsende Zahl dezentraler Erzeugungsanlagen wie Solar- und Windparks kann durch intelligente Steuerungsmechanismen flexibel in das Netz integriert werden. Dank der Skalierbarkeit lassen sich zusätzliche Erzeugungs- und Speicherkapazitäten nahtlos in das bestehende Netz einbinden, ohne dass umfassende strukturelle Anpassungen erforderlich sind.

Sicherheit: Schutz vor Bedrohungen trotz langer Lebenszyklen

Ein weiteres zentrales Thema für ÜNB und VNB ist die Sicherheit der Netzsysteme. Durch die fortschreitende Digitalisierung

und Vernetzung der Stromnetze steigen die Risiken von Cyberangriffen. Um sicherzustellen, dass die Systeme trotz ihrer langen Lebenszyklen auf dem neuesten Stand gehalten bleiben und den wachsenden Sicherheitsanforderungen entsprechen, sind kontinuierliche Softwareupdates unerlässlich. Herstellerunabhängige Systeme, die auf offenen Standards und interoperablen Schnittstellen basieren, bieten hier entscheidende Vorteile. Sie ermöglichen die Integration von Technologien verschiedener Hersteller und schaffen ein flexibles, zukunftssicheres System. Diese Systeme unterstützen den interdisziplinären Einsatz und bieten die Möglichkeit, sowohl bestehende als auch neue Technologien nahtlos miteinander zu kombinieren.

Vernetzung: Grundlage für eine effiziente Zusammenarbeit

Die wachsende Vernetzung von Komponenten in einem zunehmend heterogenen Umfeld ist unverzichtbar für eine zuverlässige Energieversorgung. Insbesondere in Zeiten dezentraler Erzeugung und hoher Volatilität sind eine intelligente Vernetzung und die nahtlose Integration von verschiedenen Energiequellen und -speichern notwendig. Automatisierte Plattformen gestatten eine kontinuierliche Kommunikation und Datenverarbeitung zwischen den verschiedenen Netzkomponenten und gewährleisten eine präzise Echtzeitsteuerung des Energieflusses. Moderne Visualisierungstechnologien ermöglichen es Netzbetreibern, alle relevanten

Daten übersichtlich darzustellen und zu analysieren. So können sie Veränderungen in der Netzlast frühzeitig erkennen und Entscheidungen auf Basis fundierter Daten treffen. Zudem erlaubt der sichere mobile Zugriff über verschiedene Endgeräte eine flexible und effiziente Instandhaltung. Mitarbeiter können ortsunabhängig auf wichtige Informationen zugreifen und schnell beurteilen, ob ein Eingriff vor Ort erforderlich ist. Dadurch wird ein flexibler Personaleinsatz in der Instandhaltung gewährleistet.

Fazit

Steigende regulatorische Anforderungen, die Folgen der Energiewende sowie wachsende Ansprüche an Flexibilität und Sicherheit stellen Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber vor große Herausforderungen. Automatisierung, skalierbare Systeme und eine intelligente Vernetzung sind konkrete Lösungsansätze, um die Netzstabilität sicherzustellen. Gleichzeitig muss die Sicherheit der Netze durch kontinuierliche Updates und die Integration fortschrittlicher Sicherheitsmechanismen gewährleistet werden, um den langfristigen Betrieb auch angesichts zunehmender Bedrohungen und Anforderungen zu garantieren. Copa-Data bietet mit der „zenon Energy Edition“ eine Lösung, die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber dabei unterstützt, ihre Netze skalierbar, sicher und effizient zu gestalten, um den Anforderungen der modernen Energiewelt gerecht zu werden. ■



Mehr dazu:
[www.janitza.com/
leistungen/erneuerbare-energien](http://www.janitza.com/leistungen/erneuerbare-energien)



www.janitza.com

MEHR TRANSPARENZ – WENIGER EMISSIONEN

EINFACHE ANZEIGE DER CO₂-EMISSIONEN, KOSTEN UND EINSPARUNGEN

Machen Sie den ersten Schritt und ermitteln Sie präzise und aktuelle Messdaten zu Ihrem Ressourcenverbrauch mit unseren Hardware- und Software-Lösungen.

Janitza



Bild: © Mediaparts/stock.adobe.com

Standorte zur Erzeugung von grünem Wasserstoff finden

Stadtwerke, Netzbetreiber und Projektentwickler können künftig potenzielle Standorte für Elektrolyseure in Deutschland ermitteln. Möglich macht das der im Mai veröffentlichte Wasserstoff-Potenzialatlas des Forschungsprojekts „Powerd“. Der Atlas zeigt, wo Wasserstoff erzeugt und von welchen Branchen er sinnvoll genutzt werden kann. Auch die Koppelprodukte Abwärme und Sauerstoff fließen in die Analyse ein. Nutzerinnen und Nutzer können zwischen einer betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Betrachtungsweise wählen. **VON JOCHEN BEHRENS**

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE hat das Online-Werkzeug gemeinsam mit Partnern aus Forschung, Wirtschaft und Verbänden entwickelt. Die Plattform stellt geografisch aufgelöste Daten bereit, die eine fundierte Standortentscheidung ermöglichen – von der Industrieanwendung über den kommunalen Nahverkehr bis hin zur Einspeisung in Wärmenetze. Weitere Informationen und der Atlas selbst sind online abrufbar unter: www.h2-powerd.de.

Energieträger der Zukunft

Der Anteil erneuerbarer Energien an der öffentlichen Stromerzeugung in Deutschland hat 2024 knapp 63 % erreicht – ein neuer Rekord. Mit dem wachsenden Ökostromangebot steigt die Bedeutung einer weiteren Säule im Energiesystem: der Speicherung. Sie bringt erneuerbaren Strom in Einklang mit dem Verbrauch. Besonders der chemische Energieträger Wasserstoff bietet hier große Vorteile. Er lässt sich flexibel erzeugen und nutzen, stabilisiert das Stromnetz und ermöglicht, wesentliche Anteile erneuerbarer Energien auch in die Sektoren Mobilität, Wärme und Industrie zu übertragen. Darüber hinaus verringert er die Abhängigkeit von Importen – ein Gewinn an Versorgungssicherheit für Wirtschaft und Gesellschaft.

Zentrale Technologie ist die Elektrolyse. Dabei wird mit Strom aus erneuerbaren Quellen Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Um die Energiewende voranzubringen, will die EU bis 2030 Elektrolysekapazitäten von mindestens 40 GW installieren. Dafür müssen an den

Knotenpunkten der Energieinfrastruktur in den kommenden Jahren zahlreiche Elektrolyseure entstehen.

Methodik der Standortermittlung

Die zentrale Frage lautet: An welchen Standorten lassen sich Elektrolyseure besonders effizient und wirtschaftlich betreiben? Der Potenzialatlas analysiert bundesweit mögliche Flächen und bewertet sie nach klaren Kriterien. Dazu gehören der regionale Wasserstoffbedarf, die Verfügbarkeit und Potenziale erneuerbarer Energien, die Netzdienlichkeit die Infrastrukturanbindung sowie die Nutzungsmöglichkeiten der Koppelprodukte Wärme und Sauerstoff. Auch wirtschaftliche Kennzahlen wie die Kosten der Wasserstoffherzeugung (Gestehungskosten) fließen in die Bewertung ein. Auf dieser Basis hat das Projekt Powerd mit einer geo-techno-ökonomischen Optimierung vielversprechende Standorte ermittelt. Im Potenzialatlas gibt es für Nutzende zwei Möglichkeiten, einen Standort zu ermitteln:

1. Betrachtungsweise „Potenzial“

Sie ermittelt Elektrolysestandorte anhand der potenziellen Wasserstoffabnehmer und der Verfügbarkeit von Flächen für erneuerbare Energien. Dieser Ansatz stellt eine eher betriebswirtschaftliche und keine energiesystemische Betrachtung dar. Zusätzlich werden die Koppelprodukt-nutzung, Sauerstoff und Abwärme sowie die Nähe zum Wasserstoffkernnetz oder der Transport per Trailer in die Analyse integriert.

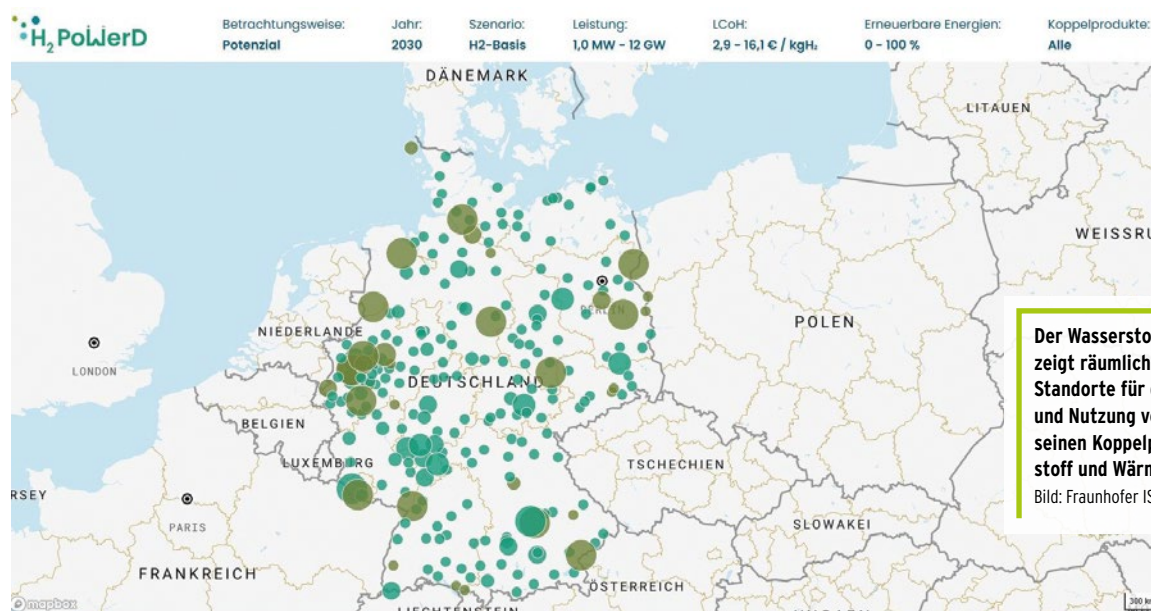
2. Betrachtungsweise „Energiesystemoptimum“

Diese Betrachtungsweise verfolgt einen volkswirtschaftlichen Ansatz. Sie optimiert die Sektorenkopplung (Strom, Wärme, Gas, Mobilität) mit dem Ziel minimaler Systemkosten. Dabei werden Netzstruktur, Flexibilitäten und auch Importe von Strom und Wasserstoff aus angrenzenden Ländern berücksichtigt. Die Betrachtungsweise Potenzial geht dagegen von einer vollständigen inländischen Erzeugung ohne Importe aus.

Bei der Standortermittlung werden die Jahre 2025, 2030, 2035 (Stützjahre) sowie 2045 als finaler Zeithorizont betrachtet. Neben dem Basisszenario („H2-Basis“) gibt es die Varianten „H2-Arm“ und „H2-Reich“. Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich Wasserstoffpotenziale auf das Basisszenario im Jahr 2045. In den Stützzahlen liegt der Bedarf meist unter dem Potenzial, erst 2045 gleichen sich beide vollständig an.

Norddeutschland bei Standortsuche im Vorteil

Ein Ergebnis der Untersuchung: Elektrolyseure sind in Deutschland nicht nur an der Küste attraktiv. Der Atlas zeigt, dass Elektrolyseure überall im Land gut verteilt werden können, was aufgrund der hohen Transportkosten von Wasserstoff (wenn per Trailer transportiert) vorteilhaft ist. Grundsätzlich gilt: Ein ausgewogener Mix aus Wind- und Solarstrom führt zu günstigen Wasserstoffgestehungskosten. Im Norden Deutschlands ist der Anteil an Windstrom höher, dort gibt es besonders geeignete Standorte.





Der Atlas weist aus, wo Wasserstoff und seine Koppelprodukte sinnvoll genutzt werden können.

Grafik: Fraunhofer ISE

Die Verwertung von Koppelprodukten wie Abwärme und Sauerstoff entscheidet nicht hauptsächlich über die Standortwahl, bietet jedoch oft die Möglichkeit, die Wasserstoffgestehungskosten zu senken. Dagegen spielt das künftige deutsche Wasserstoffkernnetz (Pipelines) eine zentrale Rolle bei der Standortbewertung. Ideal sind Elektrolysestandorte häufig auf Arealen ehemaliger fossiler Kraftwerke oder Industrieparks, die über eine gut ausgebauten Infrastruktur verfügen. Die Areale haben unter anderem eine gute Anschlussleistung und befinden sich oft in der Nähe des geplanten Wasserstoffkernnetzes. Das senkt die Kosten für die Erschließung.

Vielversprechende Anwendungen

Es gibt vier zentrale Anwendungsfälle für Stadtwerke, Energieversorger und Projektierer.

1. Wasserstoff für die Industrie

Ein zentrales Einsatzfeld für Elektrolyseure ist die Produktion von grünem Wasserstoff für die industrielle Produktion – insbesondere in energieintensiven Branchen: Stahl, Chemie und Raffinerien. Der Potenzialatlas erlaubt eine räumlich differenzierte Bewertung von Standorten, an denen industrielle Nachfrage mit guter Infrastruktur und der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zusammentrifft. Besonders bedeutend sind Standorte in der Nähe bestehender In-

dustrieparks oder Hafenareale, wo große Energiebedarfe, Wasserzugang, Netzkapazitäten und Logistikverbindungen bereits vorhanden sind. Netzbetreiber können hier den Wasserstoff in ihre Netze einspeisen oder sogar Elektrolyseure selbst betreiben.

2. Wasserstoff für den ÖPNV

Ein besonders relevantes Geschäftsfeld für Stadtwerke ergibt sich im öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV). Der Potenzialatlas zeigt, dass hier ein großflächiges Absatzpotenzial für grünen Wasserstoff besteht – vor allem durch den Einsatz von Brennstoffzellenbussen in städtischen und regionalen Verkehrsbetrieben. Der Atlas hilft auch Kommunen, wirtschaftlich sinnvolle Standorte für Elektrolyseure zu finden – unter Einbezug von Stromangebot, Infrastruktur und Nachfrage.

3. Sauerstoff für Kläranlagen

Ein weniger beachtetes, aber effizientes Einsatzfeld für Elektrolyseure liegt in der Koppelung mit kommunalen Kläranlagen. Bei der Elektrolyse entsteht neben Wasserstoff und Abwärme auch Sauerstoff, der sich als Koppelprodukt direkt im Kläranlagenprozess zur Steigerung der Reinigungsleistung nutzen lässt. Der Potenzialatlas weist Standorte aus, an denen dies möglich ist – der räumliche Bezug zu Kläranlagen bietet daher Vorteile bei der Standortwahl.

4. Abwärme für kommunale Wärmenetze

Die bei der Elektrolyse anfallende Abwärme kann in vielen Kommunen wertvoll in bestehende oder geplante Wärmenetze eingespeist werden – insbesondere dort, wo bislang fossile Brennstoffe eingesetzt werden. Für Betreiber der Elektrolyseure ist das ein potenzielles Geschäftsfeld. Sie können die Abwärme an die Wärmenetzbetreiber vor Ort verkaufen. Der Potenzialatlas weist gute Standorte aus: Besonders vorteilhaft sind Ballungsräume, in denen bereits Wärmenetze bestehen oder ein Ausbau vorgesehen ist, etwa im Rahmen kommunaler Wärmeplanung.

5. Redispatchmaßnahmen verringern

Die Karte zeigt auch potenzielle Standorte im Stromnetz für die Anbindung von system- und netzdienlichen Elektrolyseuren auf. So können Netzbetreiber Redispatchmaßnahmen vermeiden: Bei Netzüberlastungssituationen können Elektrolyseure helfen, in dem sie den Strom in langfristig speicherbaren Wasserstoff wandeln.

Verlässliche Grundlage für die Planung

Der Wasserstoff-Potenzialatlas ist nicht nur ein Kartenwerk. Er bietet darüber hinaus eine fundierte, wissenschaftlich abgesicherte Orientierung für die Standortwahl und unterstützt die Planung, Bewertung und Umsetzung neuer Wasserstoffprojekte. Stadtwerke, Netzbetreiber und Projektentwickler können damit ihre Wasserstoffstrategien auf belastbare Daten stützen – zugeschnitten auf regionale Potenziale und vorhandene Infrastrukturen. Die besondere Stärke liegt in der Systemperspektive: Der Atlas verknüpft Erzeugung, Transport, Nutzung und Infrastruktur zu einem Gesamtbild, das Entscheidungsträgern Klarheit verschafft.

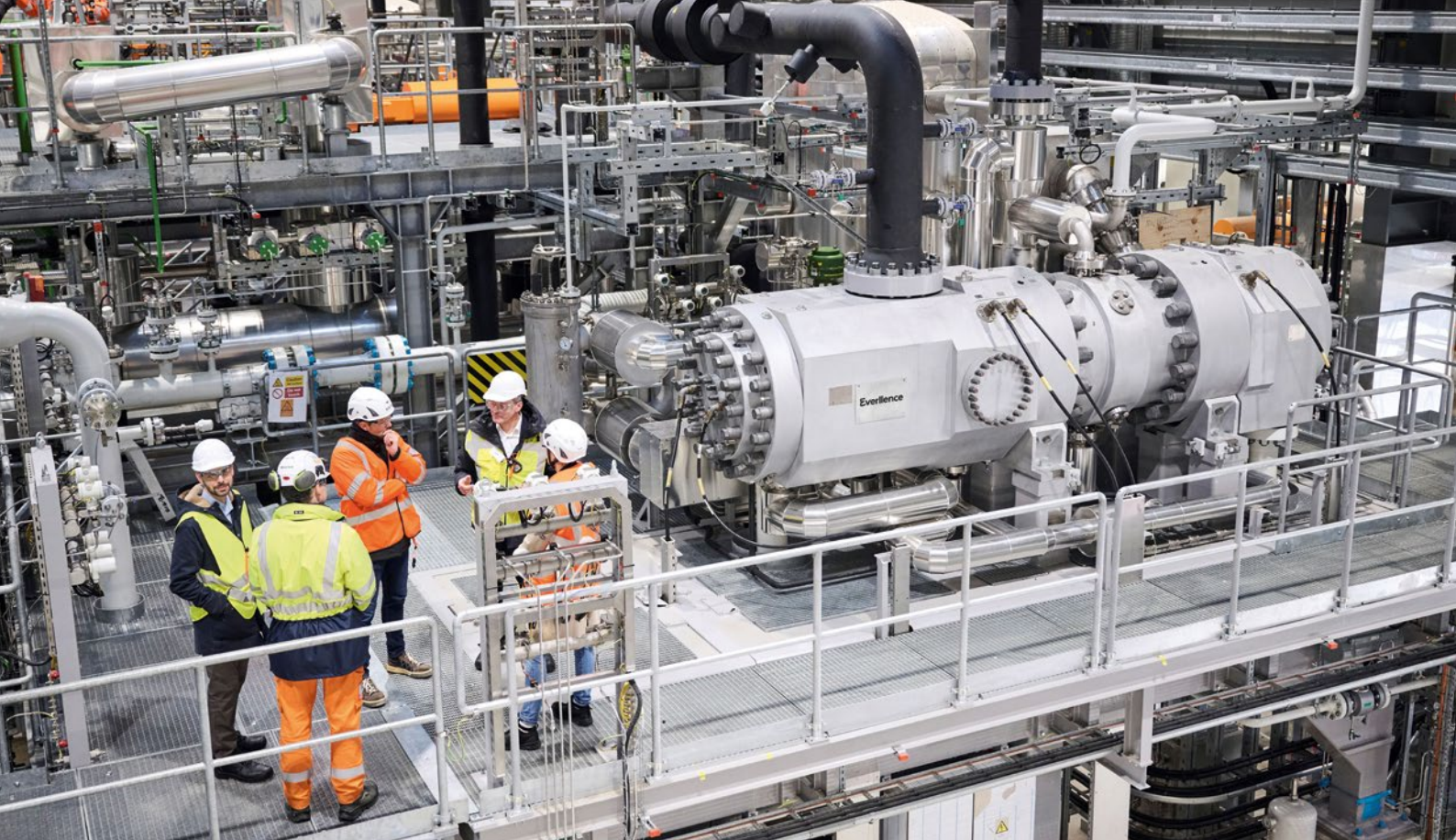


DER AUTOR

JOCHEN BEHRENS

ist Projektleiter am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, zuständig für die Analyse von Wasserstoff-Modellregionen.

Bild: Fraunhofer ISE



Klimaneutrale Wärme aus der Nordsee

Dänemark zeigt, wie die Wärmewende gelingt: Mitten im UNESCO-Weltnaturerbe „Wattenmeer“ in Esbjerg versorgt eine gigantische Meerwasser-Wärmepumpe 25.000 Haushalte mit klimaneutraler Wärme und vermeidet dabei jährlich 120.000 t CO₂. Zusätzlich stabilisiert sie das Stromnetz und gleicht natürliche Schwankungen der erneuerbaren Energien aus. Die Technologie dahinter besteht aus zwei Hochleistungskompressoren und einem transkritischen CO₂-Kreislauf. Das Projekt kann als Blaupause dienen für alle Städte mit gut ausgebautem Fernwärmenetz – auch in Deutschland.

Ebenfalls in Dänemark, in Aalborg, entsteht bereits eine weitere Wärmepumpe der Superlative, die die Anlage in Esbjerg deutlich übertreffen wird. Mit einer Gesamtleistung von 177 MW soll sie ein Drittel der Wärmezeugung der Stadt übernehmen und bis zu 210.000 t CO₂-Emissionen pro Jahr einsparen. „Dänemark hat die Wärmewende frühzeitig in den Fokus genommen“, unterstreicht Tobias Hirsch, Senior Sales Manager für Neubauprojekte bei Everllence. „Schon seit 2013 dürfen keine Öl- und Gasheizungen mehr in Neubauten installiert werden, und es stammen heute bereits 40 % der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Quellen.“

Wärmeversorgung klimaneutral gestalten

Dänemark profitiert dabei von gut ausgebauten Fernwärmenetzen: Über 60 % der dänischen Haushalte besitzen einen Fernwärmeanschluss, in den Städten sogar rund 90 %. In Deutschland liegt der Anteil derzeit bei etwa 15 % – obwohl das Land mit rund 35.000 km Länge über eines der größten Fernwärmenetze Europas verfügt. „80 % der deutschen Fernwärme stammt aus fossilen Quellen“, ordnet Hirsch dazu ein. „Hier liegt ein enormes Potenzial für den Klimaschutz.“

40 % der globalen CO₂-Emissionen resultieren aus der Energieerzeugung, und etwa die Hälfte des weltweiten Energiebedarfs

ist auf die Wärme- und Kälteversorgung von Privathaushalten und Industrieunternehmen zurückzuführen. Mit Blick auf das Wärmeplanungsgesetz (WPG) werden Mega-Wärmepumpen wie in Esbjerg und Aalborg auch in Deutschland interessant. Immerhin müssen Kommunen je nach Größe bis spätestens 2028 eine kommunale Wärmeplanung ausweisen. Für die Fernwärme schreibt das Gesetz bis 2040 mindestens 80 % aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme vor. „Großwärmepumpen bieten die Möglichkeit, die Wärmeversorgung komplett klimaneutral zu gestalten – ohne Kompromisse bei Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeitszielen oder wirtschaftlichen Aspekten“, betont

der Experte. „Der Endverbraucher merkt es nicht einmal.“

Die Technologie spricht für sich

Wärmepumpen gelten als bewährte, robuste und ausgereifte Technologie mit zahlreichen Vorteilen. Sie überzeugen vor allem mit ihrer hohen Effizienz. Während elektrische Heizkessel eine Leistungszahl (COP) unter eins erreichen, liegen Wärmepumpen zwischen drei und fünf. Ein COP von drei bedeutet: Aus 1 kWh Strom entstehen 3 kWh Wärme. „Andere Technologien wie Biomasse und Geothermie sind ebenfalls nachhaltig, stehen aber nicht überall und im ausreichenden Maß zur Verfügung. Elektrische Heizkessel bieten zudem lange nicht die gleiche Effizienz und Leistungsfähigkeit wie Wärmepumpen“, so Hirsch. Und erneuerbare Energie ist – anders als Gas – unabhängig von geopolitischen Einflüssen und – abgesehen von natürlichen Schwankungen – dauerhaft verfügbar. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Hinweise, dass die Preise künftig weiter sinken werden.

Neben der direkten Bereitstellung von Wärme und Kälte bieten Großwärmepumpen die Möglichkeit der Sektorenkopplung. Sie können zum Beispiel Rechenzentren kühlen und die entstehende Abwärme als Fernwärme oder Prozessdampf in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie nutzbar machen. „Ein weiterer Vorteil: Großwärmepumpen eignen sich zur Netzstabilisierung, um beispielsweise schwankende

erneuerbare Energien mit dem Energiebedarf in Einklang zu bringen“, ergänzt der Experte. Wärmepumpen ermöglichen durch ihr dynamisches Verhalten nicht nur flexibel mit der Fahrweise auf schwankende Strompreise zu reagieren, sondern auch Primärregelleistung bereitzustellen – etwa durch schnelles Reduzieren oder Abschalten der Leistung. In Kombination mit einem Speichertank können Wärmepumpen überschüssigen grünen Strom aus dem Netz aufnehmen, indem sie Wasser erwärmen oder kühlen. „Mit ihrer Flexibilität und Fähigkeit zur Netzstabilisierung lösen Großwärmepumpen aktuelle Herausforderungen im Energiesektor“, fasst Hirsch zusammen.

Warmwasserspeichertank, Wärmepumpenhalle und Holzschnitzelanlage (von links) im Hafen von Esbjerg, Dänemark. Bild: DIN Forsyning



Größte CO₂-basierte Meerwasser-Wärmepumpe

Im dänischen Esbjerg ist klimaneutrale Wärme schon Realität. Im Hafen hat Everlence (ehemals MAN Energy Solutions) im November 2024 die größte CO₂-basierte Meerwasser-Wärmepumpe mit einer Gesamtheizleistung von 70 MW in Betrieb genommen. Die vom städtischen Energieversorger DIN Forsyning betriebene Anlage ersetzt ein stillgelegtes Kohlekraftwerk und liefert jährlich rund 280.000 MWh in die Fernwärmenetze von Esbjerg und der Nachbarstadt Varde. Ihre erneuerbare Antriebsenergie stammt aus einem nahegelegenen Windpark. Ergänzt wird die Wärmepumpe durch einen 60-MW-Holzschnitzkessel sowie eine 40-MW-Elektrokesselanlage, die als Spitzen- und Reserverlast dienen.

Herzstück des Systems ist der sogenannte transkritische Kompressionszyklus (Transcritical Compression Cycle = TCC). Als Wärmequelle dient das Meerwasser der Nordsee, die Wärmesenke ist das Fernwärmenetz in Esbjerg. In dem geschlossenen Systemkreislauf kommt CO₂ als toxikologisch und ökologisch unbedenkliches Kältemittel zum Einsatz. Für DIN Forsyning ist das besonders relevant, da die Anlage direkt am Wattenmeer liegt – einem UNESCO-Weltnaturerbe mit einem besonders sensiblen Ökosystem.



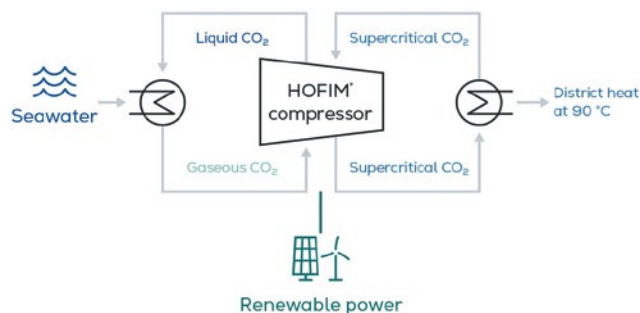
Im Inneren der Wärmepumpenhalle in Esbjerg.

Bild: Sebastian Vollmert

Vor allem im Winterbetrieb sollte die Anlage nach Kundenvorgaben eine hohe Lastkapazität und Effizienz bieten. Im transkritischen Wärmekreislauf verdichtet der Kompressor das CO₂ unter hohem Druck und so erreicht es einen superkritischen Zustand – eine Form, in der es besonders effizient Wärme übertragen kann. Die Wahl von CO₂ als Kältemittel und die Möglichkeit der Vorwärmung durch Rücklaufwasser steigern die Effizienz zusätzlich. Erste Messungen zeigen bereits einen COP von 2,8, mit Zielwerten bis zu 3,6.

Betrieb nach Bedarf, Strompreis und Verfügbarkeit

Die Anlage erzeugt entweder 90 °C warmes Wasser für die direkte Einspeisung ins Netz oder den 2.500-MWh-Speichertank für eine spätere Nutzung. Alternativ liefert sie vorgewärmtes Wasser bei niedrigeren Zwischenvorlauftemperaturen (> 55 °C), das durch den Biomasse- oder Elektrokessel weiter erhitzt oder den Kondensatorausgang für eine Beimischung am Netzausgang verwendet werden kann. Dies ermöglicht DIN Forsyning einen effizienteren, wirtschaftlich optimierten Betrieb je nach Bedarf, Strompreis und Verfügbarkeit.



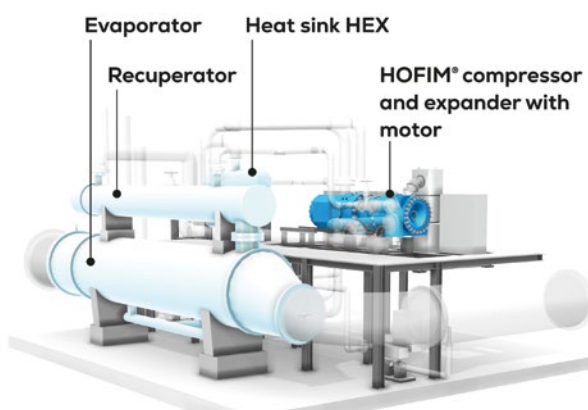
Die Kreisläufe in der superkritischen CO₂-Wärmepumpe.

Nicht nur die Effizienz, sondern auch die Betriebsrobustheit standen im Fokus des Projektes. Neben dem flexiblen Zusammenspiel mit anderen Wärmeerzeugern tragen die Kompressoren maßgeblich dazu bei. Zentrale Komponente der Anlage sind zwei hermetisch gekapselte „Hofim“-Motorkompressoreinheiten. Sie arbeiten mit Hochgeschwindigkeitsmotoren und aktiven Magnetlagern – ganz ohne Öl, was den Wartungsaufwand erheblich reduziert. Die kompakte Bauweise und hohe Leistungsdichte sind

Zerlegter „Hofim“-Kompressor, die Kernkomponente der Wärmepumpe. Bild: Everllence



Transcritical compression cycle (TCC)



Der transkritische Kompressionszyklus mit seinen Komponenten.

Bild: Everllence

geradezu ideal für große Wärmepumpenanlagen wie in Esbjerg. Ein System zur Fernüberwachung, Datenanalyse und Diagnostik sorgt für eine effiziente Steuerung.

Teil der Ausschreibung war auch eine hohe elektrische Lastflexibilität – einschließlich der Fähigkeit, Systemdienstleistungen für das Stromnetz bereitzustellen. Auf dem Everllence-Prüfstand in Zürich bewältigten die jetzt vor Ort verbauten Kompressoren eine Laständerung von 70 % innerhalb von 30 s bei einem einzelnen Kompressor. Damit ist die Anlage bestens für die Teilnahme an Regelenenergiemärkten geeignet. Die Großwärmepumpe kann beliebig oft am Tag ein- und ausgeschaltet werden, um auf Bedarfsschwankungen zu reagieren.

Eine Blaupause für andere Städte

Aber nicht nur in Dänemark wird die Wärmeversorgung klimafreundlich. Durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze entstehen auch in Deutschland vermehrt Großwärmepumpenprojekte. Zum Beispiel in Köln, wo künftig drei Everllence-Wärmepumpen Energie aus dem Rhein nutzen werden, um das Fernwärmenetz der Stadt zu versorgen. Nach Fertigstellung wird die von Rheinenergie betriebene Anlage, die größte Flusswärmepumpeninstallation Europas sein. Vorreiterprojekte wie in Esbjerg, Aalborg oder Köln zeigen, wie die Dekarbonisierung der Wärmenetze gelingen kann. „Die Technologie ist bereit“, betont Hirsch. „Wenn die Rahmenbedingungen stimmen, kann jede Stadt das neue Esbjerg werden.“

Zwischen Anspruch und Wirklichkeit

Die Energiewende zeigt sich in der Praxis: in Betrieben, Kommunen und Industrie. Dr. Simone Peter, ehemalige BEE-Präsidentin, zieht im Gespräch mit r.energy Bilanz, spricht über Fortschritte und Hürden - und erklärt, welche politischen Impulse jetzt nötig sind, um Investitionen und Innovationen in den Erneuerbaren weiter voranzubringen.

VON STEFAN LENZ

Die Energiewende entscheidet sich nicht auf dem Papier, sondern in der betrieblichen Realität von Industrie, Gewerbe und Kommunen. Im Interview mit r.energy erklärt die ehemalige Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), Dr. Simone Peter, welche Fortschritte es gibt, wo weiterhin Hindernisse bestehen und welche politischen Impulse jetzt entscheidend sind, um Investitionen und Innovationen in den Erneuerbaren massiv voranzubringen.

Dr. Simone Peter erklärte, dass sie nach fast acht Jahren an der Spitze des BEE zuversichtlich auf die Zukunft der Erneuerbaren Energien blicke. Die Branche habe sich von einer Nischentechnologie zu einem der größten Energielieferanten im deutschen Strommix entwickelt. Günstiger Wind- und Sonnenstrom trügen das System

maßgeblich, während das flexible Backup aus Bioenergie, KWK, Geothermie, Wasserkraft, Speichern und Sektorenkopplung das Potenzial habe, Einspeiseschwankungen auszugleichen und gesicherte Leistung bereitzustellen.

Sie betont zudem, die Wärmewende in Gebäuden und Netzen sei in die Wege geleitet und das Kernnetz für grünen Wasserstoff beschlossen worden. Zugleich äußert sie, sie hätte es gerne gesehen, wenn noch in ihrer Amtszeit eine Reform des Strommarktsystems gelungen wäre. Diese und viele andere Themen würden nun Aufgaben ihrer Nachfolgerin Ursula Heinen-Esser sein.

Frau Dr. Peter, die Energiewende steht und fällt mit ihrer Umsetzung in der Praxis. Wie bewerten Sie den aktuellen Stand beim Hoch-

lauf der Erneuerbaren in Industrie, Gewerbe und öffentlicher Infrastruktur?

DR. SIMONE PETER: Der Ausbau der Erneuerbaren Energien geht voran. Im Jahr 2024 lag deren Anteil bei knapp 58 Prozent am Bruttostrombedarf, schnellere Genehmigungen und der Anlagenzubauf führen zu immer größeren Anteilen Erneuerbarer am gesamten Stromverbrauch, allen voran Wind- und Solarenergie. Die Ausbauziele nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind also in Reichweite, aber noch lange kein Selbstläufer. Die Bundesregierung muss die Ausbauambitionen beibehalten, auch um die Energiewende bei Wärme, Mobilität und in der Industrie voranzubringen. Das sind große Aufgaben.

Das Gute ist: Erneuerbare senken die Strompreise an der Börse. Das wird uns nachhaltig vor Preissteigerungen schützen – Haushalte, Industrie und Gewerbe. Damit diese günstigen Preise auch insgesamt wirken, muss das System nun den systemsetzenden Erneuerbaren angepasst werden: mit weiterem Netzausbau und -anschluss, Flexibilitätsoptionen wie Speichern, steuerbare Erneuerbare (Bioenergie, Wasserkraft, Geothermie, KWK) und Sektorenkopplung (e-Autos, Wärmepumpen, Grüner Wasserstoff). Und natürlich brauchen auch die Digitalisierung und der Ausbau einer smarten Infrastruktur mehr Schwung.



Im exklusiven Gespräch mit r.energy erklärt Dr. Simone Peter, die ehemalige Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), wo die größten Hebel, aber auch die größten Hemmnisse für die betriebliche Energiewende liegen.

Bild: BEE

ERVIEW



Laut Dr. Simone Peter braucht es Kampagnen, die Lust aufs Mitmachen bei der Energiewende als zukunftsichere Branche machen.

Bild: © Stockwerk-Fotodesign - Stock.adobe.com

Der BEE fordert ein Energiesystem auf Basis von 100 Prozent erneuerbaren. Wie realistisch ist dieses Ziel aus heutiger Sicht – auch mit Blick auf die Herausforderungen der Wirtschaft?

DR. PETER: Angesichts dessen, dass Erneuerbare dauerhaft am günstigsten, saubersten und sichersten Strom, Wärme und Moleküle liefern, ist das sehr realistisch. Im Jahr 2024 sind global bereits über 90 Prozent aller Investitionen in neue Energietechnologien in Erneuerbare geflossen, Batterien zeigen eine unvergleichliche weltweite Dynamik, E-Autos erobern die Märkte und Wärmepumpen boomen in vielen Ländern. Auch angesichts zunehmender geopolitischer Krisen werden wir uns stärker auf die Versorgung durch heimische Energien kümmern müssen. Resilienz und Freiheitsenergien waren die Schlagworte in der Erdgaskrise aufgrund verknappenden russischen Erdgases. Aus den Schlagworten müssen Strategien werden. Europas Wirtschaft kann davon nur profitieren.

Klar ist aber auch, dass man Härten, wie derzeitige hohe Strompreise oder der Umbau der Wärme- und Gas-Infrastruktur sowie die Transformation im Automobilsektor abfedern muss, von der Senkung der Stromnebenkosten, wie Stromsteuer oder

Netzentgelten, über gezielte Förderung bis hin zum Industriestrompreis.

Was sind aus Ihrer Sicht die derzeit wichtigsten politischen Hebel, um Unternehmen bei der Dekarbonisierung wirksam zu unterstützen – sei es bei der Eigenversorgung, Direktbelieferung oder der Nutzung von Flexibilität?

DR. PETER: Sie nennen hier schon zentrale Maßnahmen, um die Marktintegration der günstigen Erneuerbaren voranzubringen und damit das Gesamtsystem, aber auch private und gewerbliche Verbraucher weiter zu entlasten. Dafür sind regulatorische Hemmnisse weiter abzubauen, so dass der

„Die Energiewende gewinnt in der Praxis – oder gar nicht.“

Eigenverbrauch bzw. die Direktbelieferung von Unternehmen, Industrie und Gewerbe vereinfacht wird. Zusätzlich sollten auch Unternehmen ihren Beitrag zur Flexibilisierung und Dekarbonisierung leisten

und dafür mit Anreizen belohnt werden. Flexibilität, also der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit, wird ein wachsendes Geschäftsfeld werden – verbraucher-, speicher- und erzeugerseitig.

In der Praxis erleben viele unserer Leser, dass Projekte an Genehmigungsstatus oder mangelnder Flächenverfügbarkeit scheitern. Wo sehen Sie die größten Stellschrauben, um hier spürbare Erleichterungen zu schaffen?

DR. PETER: Bei den Genehmigungen hat sich in den letzten Jahren schon einiges getan, sei es durch die Bemühungen der Ampel-Regierung oder der Europäischen Kommission als Reaktion auf die Gaspreiskrise. Die Umsetzung der EU-Notfallverordnung oder der umfangreichen REDIII-Maßnahmen sind hier beispielhaft zu nennen. Die neue Bundesregierung plant beispielsweise Erleichterungen bei der Geothermie. Immer mehr Klimatechnologien stehen nun im überragenden öffentlichen Interesse. Bei der Windenergie zeigt das schon Wirkung. Aber natürlich ist noch viel Luft nach oben und weitere Entbürokratisierung und

Digitalisierung ebenso notwendig, wie der Blick auf die Pachten. Aber auch direkte Beteiligungen an Projekten helfen oder der weitere Netzausbau und -anschluss. Der Katalog ist dick.

Nach der Novelle des Klimaschutzgesetzes steht zu befürchten, dass verbindliche Klimaziele an Verbindlichkeit verlieren. Was bedeutet das aus Ihrer Sicht für Investitionen in Erneuerbare seitens der Wirtschaft?

DR. PETER: Tatsächlich hat das neue Klimaschutzgesetz die Sektorziele verwässert, es hält aber weiter an den Zielen fest. Das ist entscheidend und es darf kein Abrücken von den Zielen geben. Viele Unternehmen haben diese Ziele auch schon in ihre Strategien übertragen. Zudem: Klimatechnologien boomen weltweit. Wer hier nachlässt, gerät bald ins Hintertreffen. Bei Photovoltaik haben wir das erlebt, jetzt gilt es, Klimatechnologien „made in Europe“ zu halten und in diese zu investieren. Nur so sichern wir den Standort – von Erneuerbaren über Batterien und e-Autos bis hin zu grünem Wasserstoff und anderen Sektorenkopplungstechnologien. Es sind Milliardeninvestitionen, die in den nächsten Jahren anstehen. Da gibt es kein Zurück mehr.

Sprechen wir auch mal die Herausforderungen und Lösungen in der Wirtschaft an. Für energieintensive Prozesse braucht es steuerbare,

grundlastfähige Erzeugung. Welche Rolle spielen Bioenergie und Geothermie künftig in der industriellen Versorgung?

DR. PETER: Das gesamte Stromsystem ist darauf angewiesen, dass Erzeugung und Verbrauch im Ausgleich stehen. Dafür haben wir in Deutschland bereits ein hervorragendes, flexibel steuerbares Backup aus Bioenergie, Wasserkraft, Geothermie, KWK, Speichern und Sektorenkopplung, das in den nächsten Jahren durch entsprechende Anreize in der Lage sein kann, Wind- und Sonnenstrom jederzeit auszugleichen – um negative Preise bei Überangebot von Sonne und Wind zu vermeiden, und Dunkelflauten zu verhindern. Durch entsprechende „Überbauung“ von Gasspeichern und Motorenleistung bei Bioenergieanlagen ist das machbar, deshalb ist es wichtig, dass das Biomassepaket bald kommt. Investitionen in erneuerbare Stromerzeugung in Milliardenhöhe sind bereits geplant und warten auf die Umsetzung. Bis zu 3 Gigawatt flexibler Kraftwerksleistung kann das Gesetzespaket allein in den nächsten 2 Jahren anreizen. Ohne die Genehmigung des Biomassepakets wird nicht nur diese Kapazitäten nicht gebaut, sondern darüber hinaus Anlagen vom Netz genommen. Mit dem Geothermiebeschleunigungsgesetz (GeoBG) soll Deutschland endlich eine verbindliche Rechtsgrundlage erhalten, die speziell auf die Belange der Geother-

mie zugeschnitten ist. Wichtig sind hier die Betonung des öffentlichen Interesses, die Fristenregelungen in Bergrecht und Wasserrecht sowie weitere Änderungen am Umweltschutzrecht. Auch Batterien boomen und müssen auch künftig von Entgeltbelastungen befreit bleiben, um ihr Potenzial – klein wie groß – voll auszuschöpfen. Damit sind Anfänge gemacht, heimische steuerbare Energien zu nutzen und den Bedarf an Erdgaskraftwerken gering zu halten.

Welche Möglichkeiten haben Unternehmen, sich aktiver am Umbau des Strommarkts zu beteiligen – etwa durch PPAs, Energiegemeinschaften oder Flexibilitätslösungen?

DR. PETER: Im Bereich der Terminmärkte sind flankierende Instrumente nötig, um die Liquidität dieser Märkte zu sichern. Der PPA-Markt muss deshalb als marktliches Instrument gestärkt werden. Deshalb sind Anreize für die Investitionen von industriellen Großkunden erforderlich, z.B. indem begünstigte Unternehmen den regionalen Erneuerbaren Ausbau selbst oder über Kooperationen vorantreiben. Ebenso dienen Energiegemeinschaften für die regionale Erzeugung, Verteilung und den Verbrauch von grüner Energie. Hier sind die europarechtlichen Möglichkeiten noch nicht ausgeschöpft. In Österreich kann man z.B. sehen, wie das gut funktioniert. Und



Der Ausbau der Erneuerbaren Energien geht voran. Im Jahr 2024 lag deren Anteil bei knapp 58 Prozent am Bruttostrombedarf, schnellere Genehmigungen und der Anlagenzubau führen zu immer größeren Anteilen Erneuerbarer am gesamten Stromverbrauch, allen voran Wind- und Solarenergie.

Bild: © Dusan Petkovic - Stock.adobe.com

INTERVIEW

natürlich auch hier genannt: die Flexibilitätslösungen. Allein, was auf Verbraucherseite möglich wäre, wenn Stromtarife und Netzentgelte variabler und dynamischer wären, die smarte Infrastruktur vorhaben, vehicle-to-grid möglich und Speicher umfassend genutzt, ergäben sich nicht nur starke Entlastungen für Verbraucher, sondern auch viele neue Geschäftsmodelle.

Lassen sie uns auch kurz das Thema „von der Planung bis zum Betrieb“ ansprechen. Planer, EPCs und Betreiber wünschen sich mehr Investitionssicherheit. Welche Impulse erwarten Sie vom neuen Strommarktdesign für diese Gruppe?

DR. PETER: Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign muss im Wesentlichen Flexibilität in den Fokus rücken. Das aktuelle Stromsystem leidet unter einem Mangel an flexiblen Erzeuger-, Verbrauchs- und Speicherkapazitäten, infolgedessen die zunehmende Abregelung von grünem Strom sowie eine Zunahme an Zeiten mit negativen Strompreisen stehen. Flexibilität ist daher die Leitwährung für ein versorgungssicheres und bezahlbares klimaneutrales Stromsystem. Der BEE hat schon 2021 in seiner Strommarktdesign-Studie Lösungswege skizziert, wie den aktuellen Herausforderungen am Strommarkt systemdienlich begegnet werden kann. Das Anreizen dezentraler Erneuerbarer Flexibilitätsoptionen, von verbrauchsnahen Flexibilität (e-Autos, Wärmepumpen), die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten zur effizienten Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur und die Umstellung der Absicherungssystematik von einer Zeit- auf eine Mengenabsicherung ist der Königsweg. Dann lassen sich die Erneuerbaren Anlagen voll nutzen und müssen nicht abgeschaltet werden. Wir brauchen jede Kilowattstunde sauberen Stroms für die wachsenden Strombedarfe durch Sektorenkopplung und KI-Rechenzentren. Mit den entsprechenden Rahmenbedingungen wird dann auch Investitionssicherheit über Jahre geschaffen.

Mit Blick auf die Absicherung der Investitionen schlagen wir einen produktionsabhängigen CfD mit Marktwertkorridor vor. Eine Abschöpfung der realen Erlöse

bei gleichzeitiger Umstellung von einer Zeit- auf eine mengenbasierte Absicherung, die negative Strompreise verhindert, ist ein geeigneter Weg. Durch ein solches Modell werden die Risiken für die Erneuerbaren Energien minimiert und gleichzeitig die Marktintegration der Erneuerbaren verbessert. Auch eine Ausnahmeregelung

„Flexibilität ist die Leitwährung für ein versorgungssicheres und bezahlbares klimaneutrales Stromsystem.“

im CfD für Kleinanlagen sowie Kostensteigerungen sollten dabei berücksichtigt werden. Steuerbare Erneuerbare Energien brauchen dagegen einen Rahmen, der die höheren Betriebskosten und ihre Stärken im Stromsystem berücksichtigt. Ein Kapazitätsmechanismus allein ist hier nicht ausreichend, auch sie brauchen einen Investitionsanreiz. Ein Level-Playing-Field muss daher mitgedacht werden.

Gleichzeitig fehlen vielerorts Fachkräfte – sei es bei Solarteuren, Netzplanern oder Monteuren. Was braucht es aus Ihrer Sicht, um dem Fachkräftemangel in der EE-Branche entschlossener zu begegnen?

DR. PETER: Die Erneuerbaren Energien bieten zukunftsfeste Jobs in verschiedenen Zukunftstechnologien. Dabei sind die zur Verfügung stehenden Stellen sehr divers: Studierte Fachkräfte aus den Ingenieurwissenschaften sind gefragt, aber auch handwerkliche Berufe, insbesondere aus dem Bereich Elektrotechnik und -installation werden gesucht. Die Erneuerbaren konkurrieren mit verschiedenen Branchen um diese Fachkräfte – seien es nun das Baugewerbe oder die Automobilbranche. Gerade bei der Transformation in der Automobilindustrie zur E-Mobilität werden hier aber auch Stellen frei, die in der Erneuerbaren-Branche gut gebraucht werden können, wie z.B. die Wärmepumpen-Unternehmen

bekräftigen. Das Marktsegment „Energieeffiziente Gebäude“ braucht im Jahr 2030 bereits ohne zusätzliche Investitionen in die Energiewende etwa 30.000 Fachkräfte allein im Bereich SHK (Sanitär, Heizung, Lüftung, Klima).

Auch für Transformationsregionen ist das Thema Fachkräftesicherung wichtig. Der Qualifizierungsverbund in der Lausitz für Erneuerbare Energien (QLEE) ist ein Projekt, das Unternehmen und Beschäftigten der Braunkohleregion neue wirtschaftliche Perspektiven durch kompetente Qualifizierungsangebote in neuen Technologien gibt. Initiatoren sind das Unternehmen LEAG, das Institut für betriebliche Bildungsforschung (IBBF) und der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Das Projekt orientiert sich an den veränderten Bedarfen der regionalen Wirtschaft im Strukturwandel und trägt zur Fachkräfteentwicklung und -bindung in der Lausitz bei.

Die gezielte Förderung von Ausbildungsberufen, Meisterqualifikationen und Quereinsteigerprogrammen ist ein wichtiger Hebel, um Fachkräfte zu sichern. Und natürlich braucht es Kampagnen, die Lust aufs Mitmachen bei der Energiewende als zukunftssichere Branche machen. Denn die Solarteurin von heute ist die Klimaschützerin von morgen.

Kommunale Akteure gelten als Ermöglicher der Energiewende vor Ort. Was müsste geschehen, um die Wärmewende auf kommunaler Ebene stärker zu verankern und Bürgerenergie zu fördern?

DR. PETER: Ein wichtiger Schritt für die Wärmewende vor Ort sind die verpflichtenden Kommunalen Wärmepläne, die Kommunen in den nächsten Jahren erstellen müssen. Sie sind die Basis für die Wärmewende vor Ort. Wichtig ist, dass die Finanzierung für den Heizungswechsel im Keller und die Wärmenetze auskömmlich bleibt in den nächsten Jahren. Unsere Unternehmen bieten maßgeschneiderte Unterstützung, um lokale Potenziale zu erkennen, in nachhaltige Wärmepläne zu übersetzen und konkrete Projekte umzusetzen. Der Schlüssel zum Erfolg ist die frühzeitige und gezielte Einbindung lokaler Akteure und professionelle Umsetzung. ■

Saubere Energie mit großem Potenzial

Für eine nachhaltige Energiewende braucht es nicht nur vielversprechende Technologien, sondern auch eine starke Zusammenarbeit: Um grünen Wasserstoff flächendeckend nutzbar zu machen, müssen sich die Akteure digital vernetzen und ihre Datenerkenntnisse miteinander teilen. **VON JOSEPH MCMULLEN**



Damit Wasserstofftechnologien ihr Potenzial beim Übergang zu erneuerbaren Energien ausschöpfen können, ist ein ausgewogenes Zusammenspiel von Innovation, Regulierung und Investitionen geboten. Bilder: Aveva

wird, kann die überschüssige Energie in die Wasserstoffproduktion fließen. Bei einer höheren Nachfrage können die Versorger den Wasserstoff dann wieder zur Stromerzeugung nutzen und die Differenz ausgleichen.

Flächendeckende Einführung braucht solide Infrastruktur

Obwohl sich Wasserstoff für bestimmte Anwendungen sehr gut eignet, kommt er in der Industrie bisher nicht überall zum Einsatz – dafür ist er noch nicht günstig und effizient genug. Deshalb müssen Regierungen, Organisationen und Industrie-Stakeholder zusammenarbeiten und eine solide Infrastruktur für die Produktion, Speicherung und Verteilung schaffen. Nur so kann die Industrie diese Technologie auf breiter Basis einführen. Durch gemeinsame Initiativen wie den Austausch von Technologien und die Bildung von Partnerschaften lässt sich der Übergang in eine Zukunft mit grünem Wasserstoff beschleunigen. Doch angesichts der Herausforderungen sowie der komplexen Perspektiven und vielfältigen Vernetzungen innerhalb des globalen Energieökosystems ist ein überlegtes Vorgehen erforderlich.

Digitale Intelligenz für grüne Energie

Das Zeitalter des grünen Wasserstoffs wird maßgeblich von Daten angetrieben. Entscheidend für den Aufbau eines globalen Wasserstoffnetzwerks – von der frühen technischen Entwicklung über die Produktion bis hin zum Endverbrauch – sind Konnektivität und Datentransparenz. Kluge digitale Lösungen leisten hier den größten Beitrag: Sie beschleunigen Projekte, senken Risiken und schaffen die Grundlage

Die Welt bewegt sich auf das gemeinsame Ziel der Netto-Null-Emissionen zu – und braucht dafür dringend saubere Energieträger. Besonders in emissionsintensiven Bereichen wie der Schwerindustrie, dem verarbeitenden Gewerbe und dem Verkehr ist der Handlungsdruck groß: Allein der Industriesektor in den USA verursacht heute rund 23 % der weltweiten Emissionen. Um den künftigen Energiebedarf möglichst klimafreundlich zu decken, sind saubere Kraftstoffe und Technologien essenziell. Wasserstoff gilt als einer der Schlüssel für die Energieversorgung der Zukunft, da er Fahrzeuge wie auch industrielle Prozesse klimafreundlich antreiben kann. Sein größter Vorteil: Statt Kohlendioxid entsteht bei der Nutzung lediglich Wasserdampf. Wird er durch Wasserelektrolyse mit erneuerbaren Energien wie Wasser-, Wind- oder Sonnenkraft gewonnen, spricht man von

grünem Wasserstoff – einem Energieträger mit geringem ökologischem Fußabdruck.

Schlüssel für eine emissionsfreie Zukunft

Kann grüner Wasserstoff ein weltweit nachhaltiges und zuverlässiges Energiesystem ermöglichen? Der innovative Kraftstoff treibt bereits emissionsfreie Fahrzeuge mit Brennstoffzellen an; sein Einsatz ist in vielen Sektoren denkbar. Auch Industrien, die auf Wasserstoff als Rohstoff angewiesen sind, können grünen Wasserstoff nutzen, um ihre CO₂-Emissionen zu reduzieren. So können Düngemittelhersteller ihre Kohlenstoffbilanz erheblich verbessern, indem sie Wasserstoff zum Herstellen von Ammoniakdünger verwenden.

Grüner Wasserstoff kann auch die erneuerbare Stromerzeugung zuverlässiger gestalten. Stellen Wind oder Sonne mehr Strom bereit, als im Netz nachgefragt

für Effizienz. Neue Engineeringsoftware ermöglicht es Stakeholdern, maßgeschneiderte Technologien und Prozesse zu implementieren, die Agilität, Transparenz und Zusammenarbeit fördern. Hersteller können durch einen durchgängig digitalen Engineeringansatz traditionelle Fehler vermeiden, in wesentlich kürzerer Zeit neue Anlagen bauen und bestehende Infrastrukturen anpassen.

Daten unterstützen Wasserstoffprojek

Der deutsche Maschinenbauer Thyssenkrupp hat die Digitalisierung genutzt, um ein großes Wasserstoffprojekt voranzutreiben. Thyssenkrupp wurde mit dem Bau einer 88-MW-Wasserelektrolyseanlage für Hydro-Québec beauftragt, einen der größten Wasserkraftversorger Kanadas. Die Anlage soll jährlich rund 11.000 t grünen Wasserstoff produzieren. Sowohl der Wasserstoff als auch der Sauerstoff, ein Nebenprodukt des Elektrolyseprozesses, sollen zur Herstellung von Biokraftstoffen für den Verkehrssektor verwendet werden. Durch Datenvisualisierungstools ist Thyssenkrupp in der Lage, die Zusammenarbeit zu verbessern, die betriebliche Effizienz zu steigern und die Nachhaltigkeit im gesamten Planungsprozess und der Projektausführung zu fördern.

Datenaustausch für mehr Transparenz

Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) will die Bundesregierung klimafreundliche Wasserstofftechnologien stärken und sie als Motor für wirtschaftliches Wachstum nutzen. Denn Wasserstofftechnologien sind nicht nur ein zentraler Baustein für den Klimaschutz, sie bieten



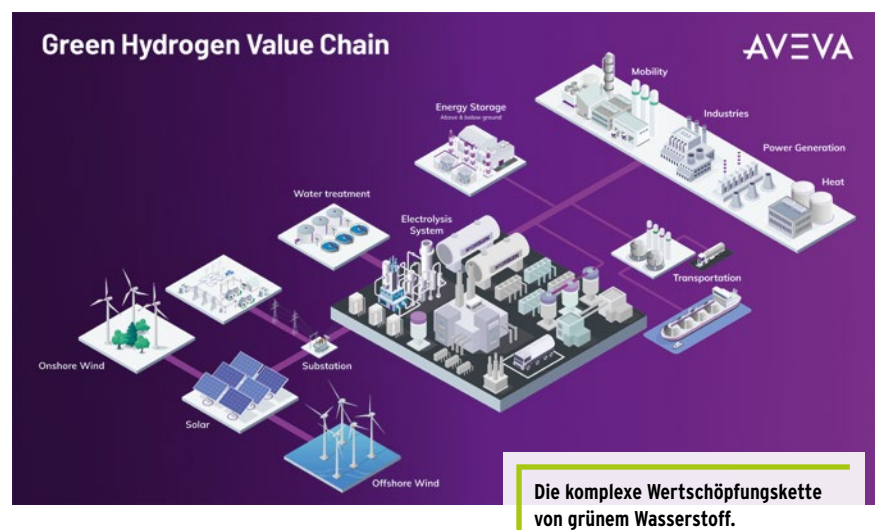
Das Dateninfrastrukturmodell verbindet Anlageninfrastrukturen und Prozessketten auf Unternehmensebene und liefert Einblicke in Echtzeit.

auch Chancen für neue Industriezweige, zukunftsfähige Arbeitsplätze und die internationale Wettbewerbsfähigkeit. Insbesondere in Bereichen wie der Elektrolyse und der Entwicklung leistungsfähiger Brennstoffzellen zur Stromerzeugung sollen deutsche Unternehmen – von Start-ups bis zum Mittelstand – weiter als Vorreiter punkten. Deshalb wird es immer wichtiger, den End-to-end-Datenverkehr in dieser komplexen Wertschöpfungskette besser zu verstehen. Nur wenn klar ist, welche Informationen für Entscheidungen rund um Produktion, Speicherung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff benötigt werden, lassen sich Prozesse effizient steuern und Innovation vorantreiben. Um das Vorhaben zu beschleunigen, müssen die Erkenntnisse aus bestehenden Projekten zusammengeführt werden. Dadurch lässt sich die Leistungsfähigkeit der Technologien analysieren und ermitteln, welche Rolle die verschiedenen Interes-

sengruppen spielen werden. Ein wichtiger Schritt für mehr Transparenz entlang der Wertschöpfungskette ist ein verbessertes Dateninfrastrukturmodell: Es verbindet die Anlageninfrastrukturen und Prozessketten auf Unternehmensebene und liefert allen Beteiligten wertvolle Einblicke in Echtzeit.

Gemeinsam eine nachhaltigere Zukunft gestalten

Wasserstoff hat großes Potenzial, um den Übergang zu erneuerbaren Energien zu unterstützen. Damit dies gelingt, braucht es ein ausgewogenes Zusammenspiel von Innovation, Regulierung und Investitionen: Die Akteure im Wasserstoffsektor müssen die Produktion gezielt an die Nachfrage anpassen, die Betriebszuverlässigkeit schwerer Industrieanlagen sicherstellen und grünen Wasserstoff klug mit anderen Energiequellen kombinieren. Zudem braucht es für die erfolgreiche Energiewende einen starken datengetriebenen Ansatz. Erst wenn nachhaltige Produktionsmethoden mit einer durchgängigen Datenkonnektivität verknüpft werden, kann das globale Ökosystem für grünen Wasserstoff seine volle Wirkung entfalten – und so nicht nur neue industrielle Chancen eröffnen, sondern auch einen Beitrag zum Schutz unseres Planeten leisten. ■



Die komplexe Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff.



DER AUTOR

JOSEPH MCMULLEN

ist Energy Transition Director bei AVEVA.

Bild: AVEVA

„HORIZONT EUROPA“-PROJEKT „PEARL“

Meilenstein bei flexiblen Perowskit-Solarzellen



Zur Halbzeit des dreijährigen Horizont-Europa-Projekts hat das PEARL-Konsortium entscheidende Fortschritte in Richtung des Ziels kostengünstiger, flexibler Perowskit-Solarzellen mit Kohlenstoffelektroden und einem Wirkungsgrad von 25 % erzielt. Durch die Kombination von moderner Werkstoffforschung, Rolle-zu-Rolle-(R2R)-Pilotfertigung und umfassenden Nachhaltigkeitsmaßnahmen haben die Partner aus ganz Europa eine Reihe bedeutender Erfolge erzielt.

Die Forschenden entwickelten bislang Solarzellen mit einem Wirkungsgrad von über 21 % auf flexiblen PET-Substraten. Zu den wichtigsten Errungenschaften der Projektpartner gehören: Das spanische Forschungsinstitut ICIQ erreichte durch spezielle Oberflächenbehandlungen Zellen mit einem Wirkungsgrad von 21,6 % (molekulare Oberflächenpassivierung mittels Fullerenen und Silan-basierten selbstorganisierten Monolagen). Die Universität Rom Tor Vergata erzielte 17,03 % unter Verwendung umweltfreundlicherer Lösungsmittel für die Perowskit-Materialien und optimierter Rakelbeschichtungsverfahren. Das Technische Forschungszentrum Finnland VTT demonstrierte eine Labormaßstab-

Rekordzelle mit einem Wirkungsgrad von 14,8 % mit einem neuartigen Tiefdruckverfahren mit Perowskittinten auf DMSO-Basis. Das niederländische Forschungsinstitut TNO realisierte einen Wirkungsgrad von 9,1 % mit einem vollständig im Rolle-zu-Rolle-Verfahren schlitzdüsenbeschichteten Perowskit-Stack.

Größere Formate und flexible Minimodule

Parallel dazu haben VTT und TNO die R2R-Beschichtung und -Strukturierung auf größere Formate hochskaliert und flexible Minimodule mit einer Fläche von 36 cm² und einer Leistungsumwandlungseffizienz von 4,5 % entwickelt. Das Konsortium hat außerdem eine Verkapselung realisiert, die die Solarzellen über 2.000 h unter Feucht-Wärme-Bedingungen (85 °C Temperatur und 85 % Luftfeuchtigkeit) stabil hält – ein Beweis für ihre Haltbarkeit in realen Anwendungen.

„Unsere flexiblen Perowskit-Zellen haben bereits 21 % Effizienz auf biegbaren Substraten übertroffen, und wir haben skalierbare Rolle-zu-Rolle-Prozesse demonstriert“, sagt Dr. Riikka Suhonen vom VTT, die Koordinatorin des PEARL-Projekts. „Diese Errungenschaften lassen unser 25-%-Ziel

in greifbare Nähe rücken – und ebnen den Weg zu kostengünstigen, hochleistungsfähigen Solarmodulen für Anwendungen von gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen bis zum Internet der Dinge.“

Das Konsortium legt großen Wert auf Nachhaltigkeit. Erste Lebenszyklusanalysen zeigen, dass die Verwendung von Kohlenstoffelektroden, recyceltem PET und grüner Energie den CO₂-Fußabdruck um mehr als 50 % reduzieren kann. Darüber hinaus wurden Verfahren entwickelt, um wertvolle Materialien wie Blei und Cäsium aus Produktionsabfällen zurückzugewinnen – ein wichtiger Schritt in Richtung Kreislaufwirtschaft.

Ausblick

In der zweiten Phase des Projekts wird PEARL seine Rolle-zu-Rolle-Pilotfertigungsprozesse weiter optimieren, größere Module für den Außeneinsatz testen und die Ergebnisse der Lebenszyklusanalysen veröffentlichen. Ziel ist es, flexible Solarzellen für Anwendungen wie gebäudeintegrierte Photovoltaik und das Internet der Dinge auf den Markt zu bringen. Die Projektleistungen werden einen Bericht über das optimierte Moduldesign, R2R-Verkapselungsprozesse und pilotmaßstäbliche Produktionsprotokolle umfassen, die gemeinsam Europas Führungsposition in der flexiblen Perowskit-PV-Fertigung etablieren.

Über PEARL

Das Projekt PEARL begann am 1. Oktober 2023 und hat eine Laufzeit von 36 Monaten. Das Projekt wird aus Mitteln des Forschungs- und Innovationsprogramms Horizont Europa der Europäischen Union unter dem Förderkennzeichen 101122283 finanziert. Die Arbeit wurde außerdem von UK Research and Innovation (UKRI) im Rahmen der Horizont-Europa-Förderungsgarantie der britischen Regierung (Förderkennzeichen 10097706) finanziert und hat Fördermittel vom Schweizer Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) erhalten. ■

ENERGIEVERSORGUNG AUF QUARTIERSEBENE

Elektrische Verbraucher intelligent für die Energieversorgung einsetzen

Der Weg zu einer klimaneutralen Energieversorgung verbindet verschiedene Energiebereiche. Dabei bringen die neuen Schnittstellen für die technischen Systeme neue Herausforderungen mit sich. In verschiedenen Forschungsprojekten der Hochschule Bielefeld und der Stadtwerke Bielefeld werden Ansätze zur Begegnung dieser Herausforderungen erprobt. So auch in den Projekten „Proseco“ und „Flexlabquartier“, die eine Energieversorgung auf Quartiersebene am Beispiel der Sennestadt untersuchen.

Die Stadtwerke Bielefeld untersuchen im Rahmen der zwei Forschungsprojekte mit dem Institut für Technische Energie-Systeme (ITES) der Hochschule Bielefeld (HSBI), wie eine flexible, möglichst nachhaltige Energieversorgung auf Quartiersebene in Zukunft aussehen kann. Untersuchungsobjekt der Projekte ist der Bielefelder Stadtteil Sennestadt, ein architektonisches Erbe der 1950er Jahre, damals ein stadtplanerisches Vorzeigebauwerk, das sich bis heute ein hohes Maß an Selbstverwaltung bewahrt hat. Im Projekt „Proseco – Probabilistischer Sektorenkopplungs-Optimierer“ wird erforscht, wie sich die Überwachung und Steuerung von Niederspannungsnetzen durch Nutzung von Wahrscheinlichkeiten verbessern lässt. Das Ziel ist es, herauszubekommen, wann wie viel Strom in den Haushalten benötigt wird und wie das Netz darauf basierend gesteuert werden muss, damit es zu Spitzenzeiten nicht zu Überlastungen kommt.

Niederspannungsnetze mit Wahrscheinlichkeiten managen

Die Beobachtbarkeit von Niederspannungsnetzen ist in Deutschland derzeit noch eingeschränkt. Ursachen hierfür sind unter anderem der schleppende Fortschritt bei der Digitalisierung und dem Ausbau intelligenter Messsysteme. Gleichzeitig führen der steigende Anteil der erneuerbaren Energien und die neuen Verbraucher in elektrischen Netzen durch hohe Leistungsspitzen und schwankendes Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten zu einem in neuer Weise komplexen Netzbetrieb. Um diesem auch in Zeiten der Energiewende gerecht zu werden, wird im Projekt Proseco untersucht, wie sich durch Orientierung an zuvor errechneten Wahrscheinlichkeiten eine Optimierung des Systems erreichen lässt. Dazu wird in Kooperation mit den Stadtwerken Bielefeld und der Sennestadt GmbH ein probabilistischer digitaler Zwilling entwickelt, der elektrische Netze mit nur wenigen vorhandenen Daten abbilden kann.

Mit den Informationen aus dem digitalen Zwilling soll ein Energiemanagementsystem anschließend Verbraucher im Netz wie Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher so steuern, dass kritische Netzzustände vermieden und die erneuerbaren Energien lokal optimal ausgenutzt werden können. „Die Wahrscheinlichkeiten geben dabei Aufschluss über mögliche Netzzustände in naher Zukunft“, sagt Katrin Handel, wissenschaftliche Mitarbeiterin in Proseco. „An-



Ein Energiemanagementsystem soll Verbraucher im Netz so steuern, dass kritische Netzzustände vermieden und die erneuerbaren Energien lokal optimal genutzt werden können.

hand der dem Netzbetreiber bekannten Informationen werden einzelnen Strängen im Netz spezielle Lastprofile zugeordnet und die Auftretenswahrscheinlichkeit von Spitzenlasten berechnet.“

Laden, wenn die PV-Anlage den Strom bereitstellt

Das zweite Sennestädter Forschungsprojekt „Flexlabquartier – Klimaneutrale Transformation von Quartieren“ zielt auf die Entwicklung nachhaltiger Lösungen für die komplette Dekarbonisierung von Quartieren ab. Im Projekt wird eine auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung angestrebt, die für die Nutzerinnen und Nutzern verständlich und zugänglich ist. So sollen in Sennestadt die vorhandenen Flexibilitäten im Mobilitätssektor aktiv genutzt werden, indem lokal erzeugter Strom aus Photovoltaikanlagen gezielt zum Laden von Elektrofahrzeugen verwendet wird. Diese Herangehensweise soll dazu beitragen, die CO₂-Emissionen im Mobilitätssektor auf lokaler Ebene zu reduzieren. Durch eine auf Empfehlungen basierende Ladesteuerung soll der Verbrauch der Elektrofahrzeuge der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen folgen und so unerwünschte Eingriffe in den Netzbetrieb vermeiden. Mit anderen Worten: Eine App empfiehlt dem Nutzer, wann er idealerweise das Elektroauto aufladen sollte, damit das mit möglichst viel Sonnenenergie geschieht.



Stefan Junghänel, Betriebsleiter bei den Stadtwerken Bielefeld, Melina Gurcke, wissenschaftliche Mitarbeiterin „Flexlabquartier“, Katrin Handel, wissenschaftliche Mitarbeiterin „Proseco“ und Prof. Dr. Jens Haubrock, stellvertretender Leiter des ITES, (von links) untersuchen eine Energieversorgung auf Quartiersebene am Beispiel der Sennestadt.

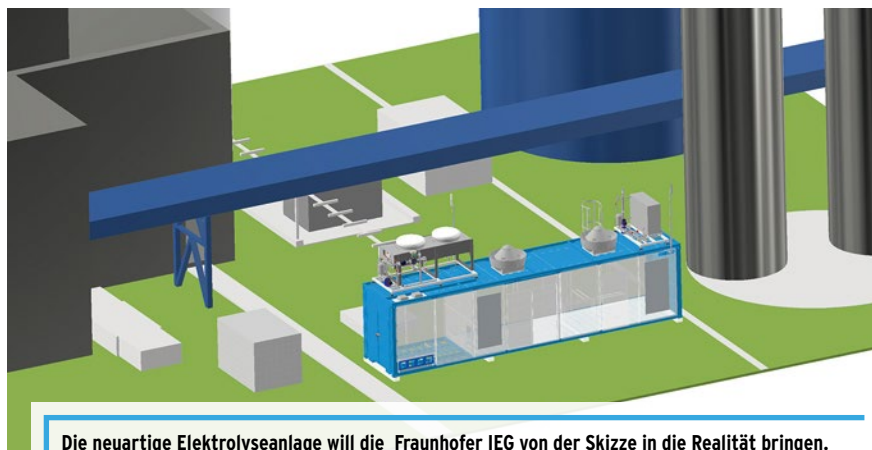
Bilder: P. Pollmeier/HSBI

PROZESSKOPPLUNG

Elektrolyseur und Wärmepumpe vereint

Grüner Wasserstoff kann die deutsche Wirtschaft zukunftsfest machen. Neben Importen braucht es kostengünstige heimische Elektrolyseure, die aus grünem Strom Wasserstoff erzeugen und die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme wirtschaftlich nutzen. Den Weg dazu zeigt die neue Versuchsanlage „La-Seve« in Zittau, in der erstmalig die Wärmeauskopplung aus der PEM-Elektrolyse in Verbindung mit einer Wärmepumpe erprobt wird.

Die Versuchsanlage, die unlängst von den Projektpartnern und Fördermittelgebern eingeweiht wurde, ist im Rahmen des Projekts „IntegrH2ate“ als Teil des Wasserstoff-Leitprojekts „H2Giga“ entstanden und wird vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMF-TR) gefördert. „Wasserstoff wird der entscheidende Baustein sein, um auch die schwer zu dekarbonisierenden Industrien zukunftsfest aufzustellen. Chemie, Stahl und Schwerlastverkehr brauchen grünen



Die neuartige Elektrolyseanlage will die Fraunhofer IEG von der Skizze in die Realität bringen.

Bild: Tobias Sauerstein, Fraunhofer IEG

Wasserstoff, und dessen Erzeugung öffnet neue Wertschöpfung am Standort Deutschland“, betont Prof. Mario Ragwitz, Leiter des Fraunhofer IEG. „Mit der neuen Anlage zeigt die Energieregion Lausitz, wie man seine bewährten Kompetenzen für die Zukunft einsetzt. Wir freuen uns, mit der Laboranlage zum gelingenden Strukturwandel in der Lausitz beizutragen.“

Industrielle Sektorenkopplung prüfen

Das Projekt IntegrH2ate untersucht die Kopplung zwischen PEM-Elektrolyse, Wärmepumpe und Wärmenetz. Die Abwärme aus der Elektrolyse wird durch die Wärmepumpe so aufgewertet, dass diese als Fernwärme im Versorgungsnetz der Stadt dienen kann. Auch der Sauerstoff aus der Elektrolyse ist bei entsprechender Reinheit eine gefragte Handelsware. Die nun erstellte Versuchsanlage dient primär der Betriebsoptimierung des innovativen Anlagenkonzeptes und der effizienten Kopplung von Elektrolyseuren und Wärmepumpen bei strom-, wärme- oder wasserstoffgeführter Betriebsweise. Je nachdem, ob der Fokus auf die Nutzung von grünem Überschussstrom, der Einsparung von fossilen Energieträgern oder der optimalen Wasserstoffherstellung liegt, ändern sich Betriebsweise und Betriebsparameter.

Mit der Zittauer Anlage prüft das Projektteam in der Praxis die Konzepte der industriellen Sektorenkopplung, die es in



Der Elektrolyseur „La-Seve« koppelt die Sektoren Strom und Wärme und ermöglicht es, Betriebsprozesse zu optimieren.

Bild: Paul Glaser, Fraunhofer IEG

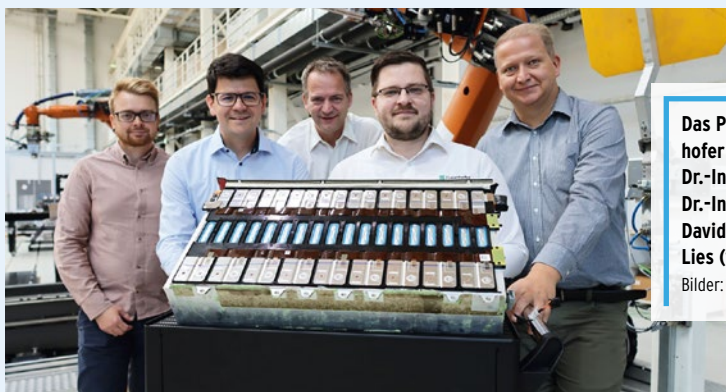
den letzten Jahren entwickelt hat. „Mit unseren Versuchsanlagen schaffen wir eine Testinfrastruktur, um industriennahe Prozesse zu testen und zu qualifizieren“, sagt Clemens Schneider, Projektleiter am Fraunhofer IEG. „Wir erproben im Technikumsmaßstab, wie sich die Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff aus der Elektrolyse bei dynamischer Betriebsweise optimal aufbereiten lassen. Zudem stellt die Versuchsanlage eine Plattform dar, um zukünftig industriennahe Prozesse für Hersteller und Betreiber zu testen und zu qualifizieren. Beispielsweise die Methanisierung von Kohlendioxid, geschlossene Kohlestoffkreisläufe, Tests von Verdichtern für Sauerstoff und Wasserstoff sowie Wasserstoff-Brenner und weitere Komponenten zur Nutzung der Haupt- und Nebenprodukte aus der PEM-Elektrolyse. Wir finden Lösungen für die aktuellen Herausforderungen der Verfahrenstechnik und Systemintegration von Energieanlagen.“ Protonenaustauschmembranen oder Polymer-Elektrolyt-Membranen, kurz PEM, dienen in der Elektrolyse zur Trennung der beiden Elektroden und lassen nur gezielt Reaktionsprodukte hindurch. PEM-Elektrolyseure besitzen eine gute Teillastfähigkeit und gute Wirkungsgrade. Sie sind unempfindlich gegenüber Lastwechseln. Insofern eignen sie sich besonders für die Produktion von Wasserstoff mit Strom aus volatilen erneuerbaren Quellen.

Ins städtische Fernwärmenetz einsteigen

Die „Laboranlage Sektorenggekoppelte Verwertung der PEM-Elektrolyseprodukte“ (La-Seve) entstand mit einer Investition von 2,7 Millionen Euro auf dem Gelände der Stadtwerke Zittau. Der Elektrolyseur findet in einem Containerraum von rund 12 m Länge und 2,5 m Breite Platz und wird über eine neue Trafostation mit Strom versorgt. Die Wärmepumpe mit einer Leistung von maximal 105 kW (thermisch) bekam zusammen mit Pufferspeicher, Pumpen und Regelungstechnik eine 5 x 5 m große Standfläche in einer bestehenden Halle und ist über einen Wasserkreislauf an den Elektrolyseur angebunden. Die Abwärme aus dem Forschungsbetrieb des Elektrolyseurs geht über die Wärmepumpe in das städtische Fernwärmenetz.

E-AUTO-BATTERIEN

Zu schade fürs Schreddern



Das Projektteam am Fraunhofer IWU: Christian Fritsch, Dr.-Ing. Rico Schmerler, Dr.-Ing. Thomas Hipke, David Löffler und Carsten Lies (von links).

Bilder: Fraunhofer IWU

Nach langjähriger Nutzung haben viele Traktionsbatterien noch eine Restkapazität zwischen 70 und 80 %. Zu wenig für den weiteren Einsatz im Fahrzeug, doch einige Zellen können – zu großen Speichersystemen gebündelt – weiter gute Dienste leisten. Wie sich Komponenten und Zellen aus einer Traktionsbatterie entnehmen lassen, ohne dass die Kosten aus dem Ruder laufen, erforscht Dr. Rico Schmerler mit seinem Team in einem neuen Projekt am Fraunhofer IWU gemeinsam mit EDAG Production Solutions.

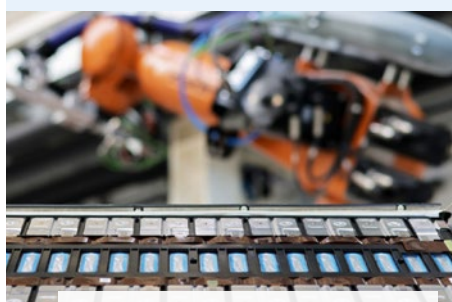
Bis 2030 wird sich die Menge von Altbatterien in der EU voraussichtlich mehr als verzehnfachen. Spätestens dann sind Verfahren unabdingbar, die über das Recycling und Schreddern von Batterien hinausgehen. Eine weitgehend beschädigungsfreie Zerlegung aller Komponenten bis hin zur Zellebene ist Voraussetzung für ein neues Batterieleben dank Austausch defekter oder gealterter Zellen beziehungsweise Module. Genau diese Art Rückbau soll eine neue Demontageanlage ermöglichen. Die

Pilotanlage in Chemnitz soll nicht nur den Bedarf an energieintensiver Neuproduktion reduzieren, sondern auch Recyclingunternehmen die sortenreine Rückgewinnung wertvoller Rohstoffe wie Lithium und Kobalt aus nicht mehr aufbereitungsfähigen Zellen für das Recycling erleichtern.

Automatisierte Demontage, Daten und Qualifikation

Das Fraunhofer IWU baut derzeit die automatisierte Demontageanlage für aktive (funktionsfähige) Traktionsbatterien gemeinsam mit EDAG Production Solutions am Standort Chemnitz auf. Die Anlage setzt auf die variantenflexible und KI-gestützte Demontage, damit eine wirtschaftliche und sichere Handhabung verschiedenster Hochvolt-speicher gewährleistet ist. Ein integriertes System zur Analyse des Gesundheitszustands (State of health) von Modulen und Zellen stellt sicher, dass nur wiederverwendbare Komponenten für einen neuerlichen Einsatz freigegeben werden. Völlig intakte Einheiten können sogar für neue Traktionsbatterien genutzt werden.

Darüber hinaus soll die neue Infrastruktur als Datenplattform zur Standardisierung von Wiederverwertungs- und Recyclingprozessen dienen. Die erhobenen Daten bilden zudem die Grundlage für die Weiterentwicklung von Qualifizierungsprofilen von Fachkräften in Sachsen. Interdisziplinäres Wissen aus Mechanik, Elektrotechnik und Informatik wird in vielen Berufsbildern rund um die Automobilität weiter an Bedeutung gewinnen.



Erst durch Automatisierung werden Demontageprozesse wirtschaftlich.

„Wind+ Storage“ für die vernetzte Energieerzeugung



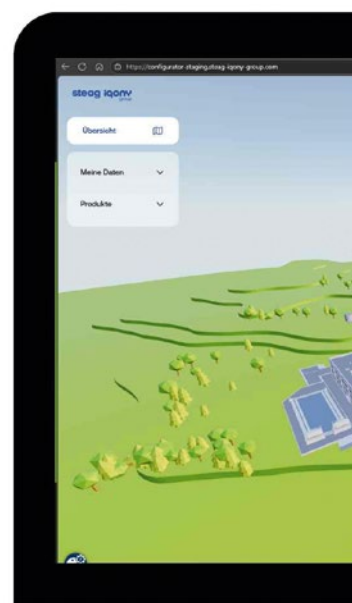
Mit der Kombination von Windpark und Batteriespeichersystem liefert Enercon eine attraktive Komplettlösung für die nächste Phase der Energiewende in Deutschland.

Bild: Enercon

Mit der Einführung von Wind+ Storage im deutschen Markt baut Enercon das ergänzende Lösungsportfolio rund um Windenergieanlagen weiter aus. Die schlüsselfertige Integration von Batteriespeicher und Hybridcontroller in neue oder bestehende Windparks eröffnet Betreibern den Zugang zu zukunftsfähigen Erlösmöglichkeiten und ermöglicht ein reguliertes Energiesystem basierend auf erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Dabei greift Enercon auf mehr als 15 Jahre Erfahrung aus dem Umfeld von hybriden Projekten sowie umfassende Inhouse-Expertise zurück und liefert benötigte Hardware- und Softwarekomponenten gleich mit. Darunter einen leistungsstarken Hybrid Controller, der Windenergieanlagen, Batteriespeichersystem, Netz und weitere regelbare Einheiten für eine reibungslose Netzintegration und smarten Betrieb optimal aufeinander abstimmt, oder Umspannwerke zur direkten Energieeinspeisung ins öffentliche Hochspannungsnetz. Batteriespeichersysteme verbunden mit intelligenten Hybrid Controllern machen Windenergie planbarer und zuverlässiger, was ihre Integration ins Energienetz erleichtert und EEG-ergänzende Erlösoptionen für Betreiber hybrider Kraftwerke eröffnet. Technisch bieten die Batteriespeichersysteme die Möglichkeit, sowohl grüne Energie aus Onshore-Wind als auch Energie aus dem Netz zwischenspeichern – genehmigungsrechtlich muss sich der Betreiber nach aktueller Regulatorik jedoch entscheiden.

Angebotskonfigurator für die Direktvermarktung

Gemeinsam mit dem Start-up Trace Electricity hat Iqony einen Online-Angebotskonfigurator für die Direktvermarktung entwickelt. Betreiber von Windenergie- und Solaranlagen können damit in wenigen Minuten eine Preisindikation erhalten. Papierbürokratie, Medienbrüche, langwierige Angebotsprozesse: Die Vermarktung von Grünstrom ist vielerorts noch stark analog geprägt. Hier setzt der Online-Angebotskonfigurator an, mit dem Betreiber einer Windenergie- oder Solaranlage bei wenig Aufwand ein unverbindliches Angebot für die Direktvermarktung erhalten können. In einem ersten Schritt liegt der Fokus des modularen Tools auf der Direktvermarktung, da hier die Möglichkeiten zur Prozessoptimierung besonders groß sind. Perspektivisch wird der Angebotskonfigurator auch für Power Purchase Agreements (PPAs) und Marktzugangsverträge sowie gegebenenfalls weitere Energiedienstleistungen eingesetzt werden.



Mit dem Online-Angebotskonfigurator von Trace Electricity und Iqony erhalten Betreiber einer Windenergie- oder Solaranlage in wenigen Schritten ein unverbindliches Angebot für die Direktvermarktung. Bild: Iqony

Cloudlösung für das strategische Asset Management

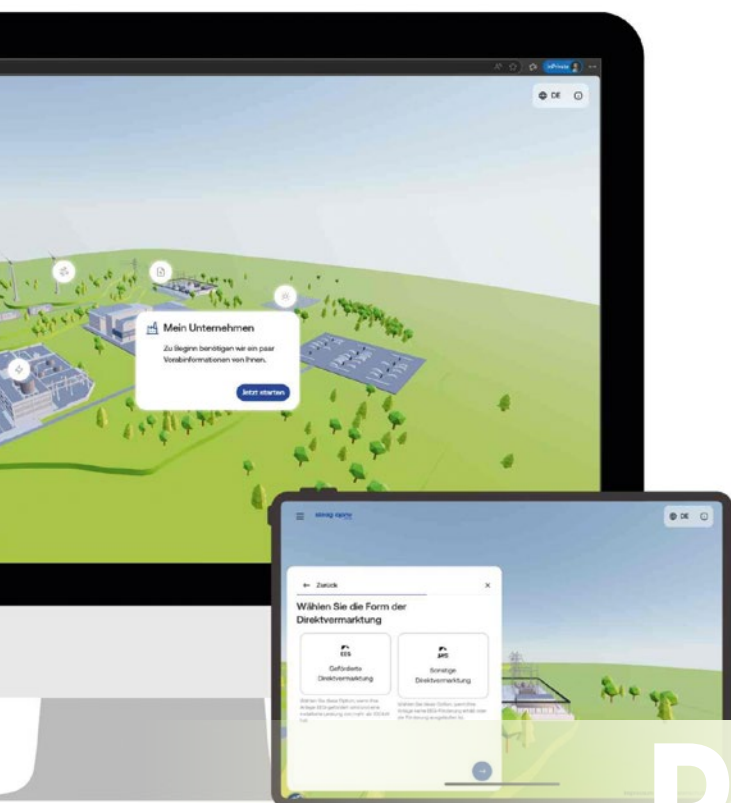
Mit „LCC Nion“ bietet die Kraftwerk Software Holding ihre Lösung für das strategische Asset Management von Netzbetreibern nun auch als Cloudlösung. Ermöglicht wird damit die langfristige, wertorientierte Steuerung sämtlicher Anlagen von Versorgungsunternehmen über deren gesamten Lebenszyklus hinweg, um die Unternehmensziele zu unterstützen sowie möglichst optimale technische, wirtschaftliche und regulatorische Netzentscheidungen zu treffen. Über das neue, browserbasierte Webinterface wurde nicht nur die Bedienung des Systems deutlich vereinfacht, das System kann nun auch ortsunabhängig genutzt werden. Zudem lassen sich große Datenmengen für strategische Analysen schneller verarbeiten, egal, ob diese normalisiert oder hybrid vorliegen. Über die Automatisierung von Analysen und die Verknüpfung von Bezugsdaten sinkt der Aufwand deutlich. Auch die Import- und Exportprozesse in oder aus den weiterführenden Systemen können automatisiert und on demand gestartet werden. Zudem ist das System jetzt hochskalierbar und erlaubt deutlich mehr parallele Benutzer und Datenzugriffe. Der Cloudbetrieb senkt die Kosten für den Betrieb der Lösung, denn über ein Subskriptionsmodell sind alle IT-Aufwände wie Hosting oder Backups sowie künftige Upgrades bereits enthalten. Die Benutzeroberfläche des LCC Nion Webclients ist vollständig an die jeweiligen Aufgaben des Anwenders anpassbar. Über die moderne Kacheloptik werden ihm nur genau die Funktionen zur Verfügung gestellt, die er tatsächlich benötigt. Kommen neue Anforderungen hinzu, kann der Nutzer seine Oberfläche schnell und selbststän-

dig anpassen. Auch Auswertungen und Grafiken sind individuell konfigurierbar, mit einem klaren Fokus auf eine transparente Ergebnisdarstellung. Die neue Benutzerführung erleichtert auch die Einführung des Systems durch verkürzte Einarbeitungszeiten. Über ein eigenes API-Interface und Programmschnittstellen ist LCC Nion in bestehende IT-Infrastrukturen nahtlos integrierbar. Dazu gehören GIS- oder ERP-Systeme ebenso wie die Netzberechnungssoftware, BI-Systeme und Verbrauchsdaten. Diese liefern LCC Nion die benötigten technischen, wirtschaftlichen, regulatorischen Informationen für die Ableitung ganzheitlicher Zielstrategien aller Sparten. Eine wichtige Schnittstelle des strategischen Asset Managements ist die zum operativen Asset Management, für das es die Daten zur Steuerung der Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen liefert. Dabei ist es unerheblich, ob der Anwender auf die entsprechenden Lösungen der Kraftwerk Software Gruppe oder auf andere Anbieter setzt. Denn das API-Interface folgt dem REST-Protokoll und ist damit für sowohl die Microsoft- als auch die ERP-Welt oder für die Anbindung von „Qlik“ und weiteren Anwendungen einsetzbar.



„LCC Nion“ ist eine Lösung für das strategische Asset Management von Netzbetreibern, die von der Kraftwerk Software Gruppe nun als Cloudlösung bereitgestellt wurde.

Bild: © greenbutterfly/stock.adobe.com



PRODUKTE

Effizienter, sicherer und flexibler

Der Schweizer Hersteller Smartvolt hat seine faltbare PV-Anlage „Smartsolarbox“ optimiert. Ab sofort ist die vormontierte Lösung für Flachdächer, Konversions- und Kranstellflächen ab Werk blitzschutztragfähig. Weil sich das skalierbare Plug&Play-System schnell und einfach zurückbauen lässt, eignet es sich auch für sanierungsbedürftige Dächer und saisonale Anlagen. Bei netzfernen Anwendungen kann mit der Solaranlage für Container teurer Baustrom eingespart werden. Bestellen können Installateure die Smartsolarbox direkt bei dem Schweizer Unternehmen oder seinen Lizenzpartnern in ganz Europa. Sie liefern die in Europa patentierte PV-Anlage vorkonfektioniert, verkabelt und ballastiert auf Mehrwegpaletten direkt auf die Baustelle. Ein Kran bringt die

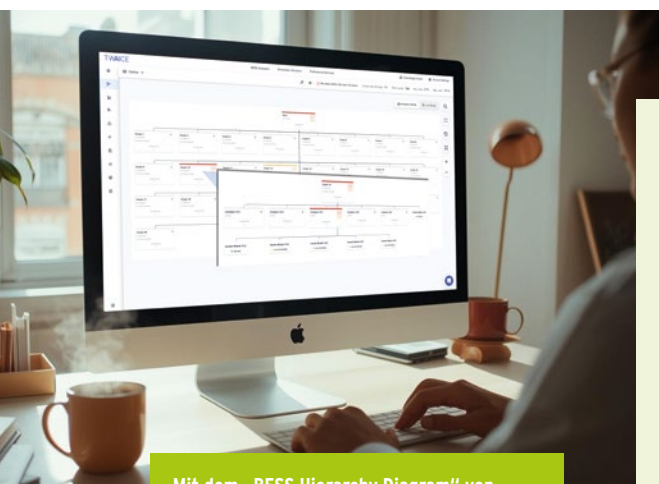
Smartsolarbox aufs Dach, wo sie nur noch auseinandergefaltet werden muss. Für die Montage benötigen maximal drei Installateure lediglich einen Akkuschrauber. Ohne Dachdurchdringung können sie das aus Magnelis bestehende System auf Flachdächern aus Folie, Bitumen oder Kies bis 5° Neigung installieren. Speicher und Ladeinfrastruktur können ergänzt werden. Moduloptimierer und Modulwechselrichter lassen sich ab Werk integrieren. Bisher mussten Installateure den Blitzschutz nachträglich installieren. Weil sich die neue Version jetzt auch für 600-W-Module eignet, gelang es Smartvolt, die Montagezeit weiter zu reduzieren. Statt wie bisher 200 kW pro Tag, können drei Solarteure jetzt 300 kW pro Tag installieren.

Die neue Version der „Smartsolarbox“ hat eine anbaubare, zertifizierte Absturzsicherung.

Bild: Smartvolt



BESS-Betrieb übersichtlicher und transparenter gestalten



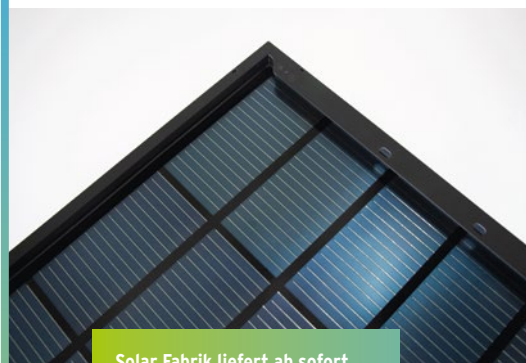
Mit dem „BESS Hierarchy Diagram“ von Twice erkennen Betreiber Probleme und Ursachen auf einen Blick – ohne Toolwechsel oder zeitaufwendige Datenanalyse.

Bild: Twice

Twice hat die Einführung des „BESS Hierarchy Diagram“ bekanntgegeben. Das neue Feature ermöglicht Betreibern einen Echtzeitüberblick über ihr gesamtes Batteriesystem. Die Übersicht unterstützt Teams dabei, schneller zu handeln, den BESS-Betrieb intelligenter zu planen und die Kontrolle zu behalten, ohne zwischen verschiedenen Tools wechseln zu müssen. Mit der neuen Funktion sehen BESS-Eigentümer und -Betreiber eine logische Live-Karte ihres gesamten Systems – vom Power Conversion System (PCS) über den Container bis zum Modul. Durch die Kombination von Betriebsdaten wie Leistung, Durchsatz und PCS-Verfügbarkeit bietet das Hierarchy Diagram eine einzige, intuitive Schnittstelle, die eine manuelle, zeitaufwendige Datenanalyse überflüssig macht. Immerhin produzieren BESS pro Tag Milliarden von Datenpunkten – weit mehr als die meisten Teams jemals verarbeiten könnten. Oft müssen Betreiber Informationen aus verschiedensten Tools zusammenführen. Das macht es schwierig, die grundlegendste Frage zu beantworten: Läuft mein System wie erwartet? Teams verbringen oft Stunden damit, Datenmengen zu durchforsten und Erkenntnisse zusammenzufügen, nur um ein klares Bild über ihre Speicher zu erhalten. Das BESS Hierarchy Diagram bietet einen zentralen Überblick über das gesamte System und zeigt Echtzeitdaten an wie Lade- und Entladestatus, Stromverfügbarkeit, PCS-Verfügbarkeit, BMS-Diagnosen und aktive Warnmeldungen. Die visuelle Schnittstelle konsolidiert kritische Daten und Warnungen. Sie verbessert die Zusammenarbeit mit den Teams vor Ort und hilft, Probleme frühzeitig zu erkennen. So ermöglicht sie eine proaktive Wartungsplanung.

Neue Back-Contact-Module verfügbar

Solar Fabrik gibt den Startschuss für die Auslieferung eines neuen Hochleistungsmoduls. Ab sofort steht „Mono S4 Halfcut BC Full Black“ dem Fachhandel in weiten Teilen Deutschlands zur Verfügung. Die Nennleistung der Solarmodule liegt bei 475 W, der Wirkungsgrad bei 23,3 %. In dem Solarmodul vereint Solar Fabrik die Back-Contact-Technologie (BC) mit Anti-Shading-Eigenschaften und hoher Widerstandskraft. Das erhöht die Energieausbeute, verbessert das Schwachlichtverhalten und reduziert elektrische Verluste. Schwarze Gitterlinien und die Rückseitenkontaktierung des Doppelglasmoduls ermöglichen zudem ein ästhetisches Erscheinungsbild. Bei der BC-Technologie fließt der Strom über Kontaktierungen auf der Rückseite der Solarzellen ab. So steht die gesamte Vorderseite für die Lichtaufnahme zur Verfügung. Dadurch geht weniger Licht durch Reflexion verloren, die Stromerträge steigen. Die neuen Module der Solar Fabrik bestehen zudem aus bifazialen N-Type Zellen und gewinnen Energie auch über die Zellrückseite, die Degradation ist gering. Unter optimalen Bedingungen sind so bis zu 30 % höhere Erträge möglich. Durch die Anti-Shading-Technologie liefern die Module auch bei Teilver-schattung überdurchschnittliche Erträge. Eine Bypass-Diode auf Zellebene sorgt dafür, dass unverschattete Zellbereiche weiterarbeiten können. Dank freier Zellvorderseite ohne metallische Leiterbahnen sowie optimierter Antireflex-Beschichtungen arbeitet das Modul auch bei diffusem Licht mit hoher Effizienz und sorgt so für stabile Tages- und Jahreserträge. Die Rückseitenkontaktierung des neuen Moduls hat einen weiteren Vorteil: Die Leiterbahnen bleiben auch dann intakt, wenn feine Risse in der Siliziumstruktur entstehen. Damit wird die Lebensdauer erhöht und die Langzeitstabilität gesichert. Auch die robuste Glas-Glas-Bauweise macht das Modul widerstandsfähig: Mit Hagelschutzklasse 4 hält das Modul Eiskugeln mit 40 mm Durchmesser bei 29,2 m/s stand. Das Modul trägt Schneelasten bis 5400 Pa und ist salznebel- sowie ammoniakbeständig.



Solar Fabrik liefert ab sofort Module mit Back-Contact-Technologie und Full-Black-Design auf dem deutschen Markt aus.

Bild: Solar Fabrik

MARKTPLATZ



CTX Thermal Solutions GmbH
Lötscher Weg 104
41334 Nettetal
+49 2153 7374-0, info@ctx.eu
www.ctx.eu

CTX entwickelt und realisiert mit über 25 Jahren Erfahrung passgenaue Kühllösungen für die Elektronik in nahezu allen industriellen Branchen. Eine umfassende technische Kompetenz im Thermomanagement, modernste Fertigungstechnologien und die unvergleichlich große Produktvielfalt führten CTX an die europäische Spitze der Branche. Für seine Kunden übernimmt CTX neben der Neuentwicklung kundenspezifischer Kühllösungen auch die Realisierung von Kühlkörpern nach Zeichnungsvorgaben und die komplette logistische Abwicklung des Warentransports.



technotrans SE
Robert-Linnemann-Straße 17
48336 Sassenberg
+49-2583-301-1000
info@technotrans.de
www.technotrans.de

Die technotrans SE ist Spezialist für nachhaltige Thermomanagement-Lösungen. Zum breiten Produktportfolio zählen anwendungsspezifische Kühl- und Temperiersysteme für die Wasserstoffherzeugung, -betankung und -nutzung. technotrans-Lösungen kühlen unter anderem Elektrolyseprozesse sowie Batteriesysteme in Personenzügen mit Wasserstoff-Brennstoffzellen. Die Produkte des Unternehmens gehören zu den energieeffizientesten am Markt und zeichnen sich durch ein hohes Maß an Flexibilität, Leistungsdichte und Zuverlässigkeit aus.

UNTERNEHMEN

A

ABB.....	08
Andritz	16
Aveva.....	52

B

Bayernwerk Natur.....	20
BBSR.....	12
BEE	48
Bielefelder Stadtwerke.....	55
BW ESS.....	14

C

Copa Data	40
-----------------	----

E

Enercon.....	11, 58
Envitec Biogas	16
Everllence.....	45

F

Fachverband Biogas.....	22
Fraunhofer FEP	54
Fraunhofer IEG.....	56
Fraunhofer ISE.....	42
Fraunhofer IWU.....	57

G

Green flexibility	18
-------------------------	----

H

Hamburger Energienetze	19
HSBI.....	55

I

IBC Solar	11
Intilion.....	20
Iqony.....	58

K

KEA-BW	13
KLK Smartec	36
Kraftwerk Software Holding	59

L

LG Electronics	14
Linde.....	18
logiccloud.....	32

P

Phoenix Contact.....	38
Porr	25

Q

Quest One.....	12
----------------	----

R

RES	17
RP Global	20

S

Smartvolt	60
Solar Cluster Baden-Württemberg.....	15
Solar Fabrik.....	61

T

Templeton	28
Trace Electricity	58
Trina Storage.....	17
TÜV-Verband.....	34
Twaice.....	14, 60

W

Wangen Pumps	26
--------------------	----

IMPRESSUM

Herausgeber und Geschäftsführer:

Matthias Bauer (Vorsitz), Dennis Hirthammer, Günter Schürger

r.energy im Internet:

www.r-energy.eu

So erreichen Sie die Redaktion:

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

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

Redaktion:

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

Tel.: +49 (89) 3866617-18

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

Tel.: +49 (89) 3866617-29

Mitarbeiter dieser Ausgabe:

Jochen Behrens, Bernhard Böhrer, Craig Cameron, Frank Gudat, Alex Homburg, Julia Krüger, Joseph McMullen, Sebastian Nego-mireanu

So erreichen Sie die Anzeigenabteilung:

Anzeigenverkaufsleitung: Martina Summer

Tel.: +49 (89) 3866617-31, martina.summer@win-verlag.de

Anzeigen verantwortlich

Mediaberatung:

Matthias Hofmann

Tel.: +49 (89) 3866617-21, matthias.hofmann@win-verlag.de

Anzeigendisposition:

Auftragsmanagement@win-verlag.de

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

Abonentenservice und Vertrieb

Tel.: +49 (89) 3866617 46

www.r-energy.eu/hilfe

oder eMail an

abovetrieb@win-verlag.de mit Betreff „r.energy“

Gerne mit Angabe Ihrer Kundennummer vom Adressetikett

Layout und Titelgestaltung:

Saskia Kölliker Grafik, München

Druck:

Vogel Druck und Medienservice GmbH

Leibnizstraße 5, 97204 Höchberg

Bildnachweis/Fotos: falls nicht gekennzeichnet: Werkfotos, shutterstock.com, Adobe Stock

Titelbild: [kamonrat/stock.adobe.com](https://www.adobe.com/stock/kamonrat), ABB

Produktion/Herstellung:

Jens Einloft

Tel.: +49 (89) 3866617-36; jens.einloft@vogel.de

Anschrift Anzeigen, Vertrieb und alle Verantwortlichen:

WIN VERLAG WIN-Verlag GmbH & Co. KG,
Chiemgaustr. 148,
81549 München, Tel.: +49 (89) 3866617-0

Verlagsleitung:

Martina Summer

Objektleitung:

Martina Summer

Zentrale Anlaufstelle für Fragen zur Produktsicherheit:

Martina Summer

Bezugspreise:

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

Erscheinungsweise:

sechsmal jährlich

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

Copyright © 2025 für alle

Beiträge bei der WIN-Verlag GmbH & Co. KG.

Kein Teil dieser Zeitschrift darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fallen der Nachdruck, die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM und allen anderen elektronischen Datenträgern. Dieses Magazin ist umweltfreundlich auf chlorfrei gebleichtem Papier gedruckt.

ISSN 2942-8734, Ausgabe 05/2025

Unsere Papiere sind PEFC zertifiziert

Wir drucken mit mineralölfreien Druckfarben

Außerdem erscheinen bei der WIN-Verlag GmbH & Co. KG:

Magazine: AUTOCAD Magazin, Bauen Aktuell, Digital Business, DIGITAL ENGINEERING Magazin, e-commerce Magazin, DIGITAL MANUFACTURING, PLASTVERARBEITER, KGK Rubberpoint



WE ARE **HIRING**

MEDIABERATER M/W/D



UNSER TEAM SUCHT VERSTÄRKUNG

Unser Verlagshaus ist einer der Pioniere und einer der führenden Fachzeitschriftenverlage im Bereich der Digitalen Transformation. Unsere B2B-Zeitschriften sind innovativ und gehören in ihren Bereichen jeweils zur Spitzengruppe.

Sie möchten mit Ihrer Kreativität den Erfolg unserer Fachmagazine mitgestalten? Dann sind Sie bei uns richtig. Derzeit suchen wir engagierte Mediaberater (m/w/d) in Voll- oder Teilzeit.

Wir freuen uns auf Ihre aussagekräftige Bewerbung unter
<https://win-verlag.de/karriere/>



Lph8 KONGRESS



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

Bauprozesse optimieren

28. Januar 2026 in Würzburg

Wirtschaftlich und rechtssicher durch die Leistungsphase 8

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

Jetzt anmelden und Wissensvorsprung sichern:

www.Lph8-Kongress.de

Ein Kongress von:

IWW
INSTITUT

WIN
VERLAG