

:meister

Energie im Mittelstand
neu gedacht.



EINE PUBLIKATION VON SMART MEDIA

SMART

Future of Energy

Juli '26

Andreas Schierenbeck

Der CEO von Hitachi Energy beleuchtet
im Interview, wie Infrastruktur und
neue Industrien zusammenhängen.

Premium Partner


**MESSE
DORTMUND**

Weitere Informationen auf Seite 35

 Lesen Sie mehr auf
fokus.swiss



EnerKite

Höhenwindenergie:
Die Zukunft der dezentralen
Stromversorgung

 Interview · Seite 3
mit CEO Florian Breipohl



Corinna Enders

Mittendrin



In dieser Ausgabe geht es um die Zukunft der Energie. Was bedeutet das? Der Begriff Energie steht für ein in der Realität sehr umfassendes System. Veränderungen in diesem System sind ein langer Prozess. Mit Blick auf heute können wir allerdings sagen: Die Zukunft der Energie hat längst begonnen. Wir sind mittendrin. Erneuerbare Energien sind das Rückgrat dieser Veränderung: Ihr Anteil am deutschen Stromverbrauch ist von rund 30 Prozent im Jahr 2015 auf etwa 58 Prozent gestiegen. Wind- und Solarenergie sind nicht nur zentrale Bausteine des Klimaschutzes, sondern zunehmend auch Standort- und Sicherheitsfaktor.

Die jüngsten Krisen haben gezeigt, wie verwundbar uns einseitige Abhängigkeiten machen. Unsere Antwort darauf kann nur eine resiliente, diversifizierte und zunehmend unabhängige Energieversorgung sein.

Der Wechsel von Energieträgern allein garantiert keine Resilienz. Während wir fossile Abhängigkeiten reduzieren, entstehen neue Herausforderungen – etwa bei kritischen Rohstoffen, Schlüsseltechnologien oder digitalen Infrastrukturen. Die Zukunft der Energie entscheidet sich deshalb nicht nur durch den Ausbau erneuerbarer Energien, sondern auch über unsere Fähigkeit, Digitalisierung, Cyber- und Versorgungssicherheit zusammenzudenken.

Digitalisierung und Dateninfrastrukturen sind die Taktgeber

Bei der Energiewende geben zunehmend Datenströme, Algorithmen und digitale Plattformen den Takt vor. Denn je mehr erneuerbare Energien, Speicher, zu- und abschaltbare Lasten, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ins System kommen, desto wichtiger wird die Fähigkeit, sie intelligent zu vernetzen.

Smart Meter, digitale Netze und automatisierte Steuerung machen aus einer Vielzahl einzelner Anlagen ein koordiniertes Gesamtsystem. Sie helfen, Strom dann zu

nutzen, wenn er verfügbar ist, Engpässe frühzeitig zu erkennen und die vorhandene Infrastruktur effizient auszulasten.

Daten sind eine zentrale Ressource des Energiesystems. Wo sich Daten sicher und standardisiert austauschen lassen, entstehen Flexibilitätsmärkte, intelligente Netzsteuerung und innovative Dienstleistungen. Datenräume können hierfür eine wichtige Grundlage schaffen. Voraussetzung ist, dass Cybersicherheit von Anfang an mitgedacht wird – etwa durch klare Zugriffsrechte, sichere Dateninfrastrukturen und hohe Sicherheitsstandards entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Zweiter wichtiger Faktor: künstliche Intelligenz. Sie kann aus unzähligen Datenpunkten Muster erkennen, Prognosen verbessern und Entscheidungen unterstützen – von der Netzplanung bis zum laufenden Betrieb. So lassen sich Ressourcen gezielter einsetzen, Investitionen effizienter steuern und bislang ungenutzte Potenziale erschließen.

Dass sich hier – auch in Deutschland – viele gute Ideen für neue Geschäftsmodelle entwickeln, sehen wir bei der dena in unserer Arbeit mit Start-ups wie etablierten Unternehmen. In Initiativen wie dem dena Energy Award und dem Start Up Energy Transition (SET) Award erreichen uns jedes Jahr zahlreiche Bewerbungen von nationalen sowie internationalen Unternehmen, die mit ihren Ideen bereits heute die Zukunft der Energie gestalten.

Für Resilienz braucht es Cybersicherheit und physischen Schutz

Neben unternehmerischem Mut zu Innovationen braucht es einen verlässlichen regulatorischen Rahmen. NIS2 oder das KRITIS-Dachgesetz haben die Anforderungen an Risikomanagement, Sicherheitsmaßnahmen und Krisenvorsorge weiter konkretisiert. Gleichzeitig steigt der Bedarf an Wissen, Erfahrungsaustausch und Qualifizierung, um diese Vorgaben wirksam umzusetzen. Ebenso wichtig ist der Austausch über Bedrohungslagen, Schutzmaßnahmen und Lösungsansätze. Möglich ist dies unter anderem im Rahmen der Branchenplattform Cybersicherheit.

Neben Cyberrisiken rückt die physische Sicherheit kritischer Infrastrukturen stärker in den Fokus. Die zunehmende Vernetzung von Anlagen oder neue Möglichkeiten zur Ausspähung kritischer Infrastruktur machen uns angreifbar. Resilienz entsteht nicht erst im Krisenfall. Sie beginnt bei der Planung: durch Redundanzen, robuste Sicherheitsstandards, schnelle Wiederherstellungsfähigkeit und eine systematische Risikoanalyse. Die Erfahrungen der Ukraine zeigen eindrucksvoll, wie wichtig dezentrale Strukturen, Reparatur- und Anpassungsfähigkeit für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung unter schwierigen Bedingungen sein können. Diese Erfahrungen sollten wir nutzen, um unser Energiesystem widerstandsfähiger zu machen.

Die Zukunft der Energie ist digital, resilient und klimaneutral

Unsere Energiezukunft ist erneuerbar, digital und vernetzt. Damit wachsen die Anforderungen an Sicherheit, Resilienz und intelligente Datennutzung. Die entscheidende Aufgabe besteht darin, diese drei Dimensionen konsequent zusammenzudenken – in der Regulierung, bei Investitionen und in der praktischen Umsetzung. Die Beiträge und Projekte in dieser Ausgabe liefern dafür wichtige Impulse.

Text **Corinna Enders**,
Vorsitzende der Geschäftsführung
der Deutschen Energie-Agentur

Lesen Sie mehr.

- 04** Gastartikel:
Claudia Kemfert
- 06** Energieflexibilisierung
- 16** Gastartikel:
Alexander Graf
- 20** Energieversorgung
Mittelstand
- 22** Gastartikel:
Dr. Albrecht Reuter
- 26** Gastartikel:
Dr. Andreas Piepenbrink

Smart Future of Energy.

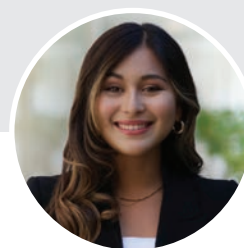
Verlag und Herausgeber
Smart Media Agency AG,
Gerbergasse 5, 8001 Zürich,
Schweiz

Redaktion (verantwortlich)
Kevin Meier
Smart Media Agency AG,
Gerbergasse 5, CH – 8001 Zürich
Tel +41 44 258 86 00

Layout (verantwortlich)
Mathias Manner
Smart Media Agency AG,
Gerbergasse 5, CH – 8001 Zürich
Tel +41 44 258 86 00

Anzeigen (verantwortlich)
Morena Rönnau
Smart Media Agency AG,
Gerbergasse 5, CH – 8001 Zürich
Tel +41 44 258 86 10

Druckerei
Handelsblatt Media Group GmbH



Viel Spaß beim Lesen!
Morena Rönnau
Project Manager

Brandreport • Dimater GmbH

»Vom reaktiven Versorger zum aktiven Gestalter«: Cloud-Lösungen in der Energiebranche



Jürgen Wanschiers
Geschäftsführer

Die Veränderungen des Energiemarkts sind nicht zu übersehen. Private Verbrauchende werden zu Prosumern, auch Industrie und Wohnungswirtschaft wandeln sich zunehmend zu relevanten Akteurinnen am Markt. Gleichzeitig unterliegt die Regulatorik in der Energiewirtschaft ständiger Veränderung. Entsprechend hoch sind die Anforderungen an Stadtwerke und andere Energieversorger, sich IT-seitig flexibel und verlässlich aufzustellen. Mit seiner EnergyCloud geht das Leverkusener Softwareunternehmen Dimater hier mit gutem Beispiel voran.

Als Dimater-Gründer Martin Kolisch die Bewegungen am Energiemarkt erkannte, konzentrierte er sich auf die Entwicklung von Cloud-Lösungen für die Energiebranche. »Unser Fokus liegt darauf, energiewirtschaftliche Prozesse, Kalkulation und Portfoliosteuerung sauber in einer integrierten Umgebung abzubilden«, erklärt Geschäftsführer Jürgen Wanschiers.

EnergyCloud und DSGVO

Aus dem Energiemarkt kommend kennt Wanschiers die hohen Anforderungen, mit denen sich Stadtwerke und andere Energieversorger konfrontiert sehen. Gerade in den Bereichen der Datensicherheit und des Datenschutzes muss auch eine entsprechende Softwarelösung der Regulatorik standhalten, so der Geschäftsführer: »Wer glaubt, eine Standard-Cloud reiche für die Energiewirtschaft, unterschätzt die Realität massiv: Ohne tiefes Branchenverständnis scheitert man an der Praxis.« Nach

ISO 27001 zertifiziert steht Dimater hier als qualifizierter Dienstleister zur Verfügung.

Anpassungsfähigkeit und Flexibilität

Die EnergyCloud von Dimater ist als SaaS-Lösung in der Lage, flexibel auf die Veränderungen von Markt und Regulatorik zu reagieren. Gleichzeitig ermöglicht sie eine neue Positionierung von Stadtwerken und EVU am Markt, wie Jürgen Wanschiers erklärt: »Eine Plattform wie die EnergyCloud verschiebt die Rolle von Energieversorgern grundlegend – weg vom reaktiven Versorger hin zum aktiven Gestalter.« Im Rahmen der Implementierung setzt Dimater auf intelligente Integration der eigenen Software in bestehende IT-Strukturen, um den laufenden Betrieb des jeweiligen Stadtwerks aufrechtzuerhalten.

Individuelle Software auf einem Markt der Transformation

Die EnergyCloud bietet die Grundlage, die Dimater an die Bedingungen des einzelnen

Stadtwerks anpasst. Sie dient der Verarbeitung von Vertrags- und Kundendaten sowie Markt-, Preis- und Prognosedaten. Auf dem volatilen Energiemarkt mit äußerst diversen Akteuren bieten insbesondere letztere einen ökonomischen Mehrwert.

»Energieversorger können ihre Angebote schneller und belastbarer kalkulieren und ihr Portfolio aktiver steuern.« Auf diese Weise bietet die EnergyCloud, was die derzeitige Transformation des Energiemarktes fordert: technologische Innovation, Sicherheit und eine Dynamik, die sich jeden Tag als ebenso komplex wie unverzichtbar erweist.

Text **Pia Soldan**

Weitere Informationen unter:
dimater.cloud

DIMATER
DELIVERING TOMORROW'S ENERGY SOLUTIONS

»Du kannst den Diesel rausschmeißen«: Flugwindkraft als Energiequelle in Gegenwart und Zukunft

Was immer noch illusorisch klingt, könnte mit der Entwicklung der EnerKite GmbH schon sehr bald Realität werden, wie CEO Florian Breipohl prognostiziert: Fossile Energien ließen sich vollständig durch Windenergie ersetzen. In den Koalitionsvertrag der Bundesregierung jedenfalls ist die Flugwindkraft als Innovationsfeld des Brandenburger Unternehmens bereits aufgenommen, ebenso wie in das Erneuerbare-Energien-Gesetz.



Florian Breipohl
CEO

Wer an die Malediven denkt, hat wohl automatisch ein Paradies vor Augen. Kleine Inseln mit weißem Sand, exotischer Flora und Fauna, umgeben von türkis-klarem Wasser. Doch auch im Urlaub wollen europäische Tourist:innen nicht auf ihren Kaffee am Morgen und eine gemütliche Beleuchtung in langen Sommernächten verzichten. Kurz gesagt: Die Malediven brauchen Strom.

Der ist auch auf den Inselchen im Indischen Ozean nicht nur Luxusgut, sondern Lebensgrundlage für die Malediver:innen. Gleichzeitig gibt es keinen Platz für Kraftwerke oder große Wind- und Photovoltaikanlagen. Hier ist man also auf ein Minigrid angewiesen, ein Energienetz, das jeweils lediglich eine Insel versorgt. Dabei setzt der Inselstaat nach wie vor auf Dieselgeneratoren – so wie es auch die griechischen Kykladen tun. Der Diesel aber ist »schweinisch teuer«, so EnerKite-CEO Breipohl, »und gleichzeitig sorgen sie gezwungenermaßen für ihren eigenen Untergang«. Das Paradies droht, aufgrund des ansteigenden Meeresspiegels unterzugehen.

Die Lösung für dieses doppelte Problem steht in den Startlöchern. Einen Prototyp seines Flugwindkraftsystems testet das Unternehmen bereits unter Realbedingungen – mit vielversprechendem Ergebnis. Über 20 Jahre kann ein EnerKite bis zu 600 Megawatt jährlich produzieren. Pro Kilowattstunde kommt das System aus Bodenstation und Karbonflügel mit rund zehn Prozent des Materials aus, das für ein Windrad oder eine PV-Anlage notwendig ist.

Wie EnerKite funktioniert

Das Prinzip hinter EnerKite heißt »Ground Generation«: Der Strom wird am Boden erzeugt. An der Bodenstation ist ein Mast angebracht, an dessen Ende wiederum der Karbonflügel über eine Start- und Landevorrichtung angedockt ist. Für den Rotationsstart des Flügels, der keine Propeller oder Motoren benötigt, dreht sich der Mast und schleppt den Flügel so in Höhen mit ausreichend Wind. Um Strom zu produzieren, benötigt EnerKite eine minimale Windgeschwindigkeit von drei Metern pro Sekunde, eine leichte Brise, und kommt bei zehn Metern pro Sekunde auf seine Nennleistung von 100 kW.

Erzeugt wird der Strom über eine Generatorwinde, von der der Flügel während seines Aufstiegs die Seile abtrommelt (abwickelt). 55 bis 56 Sekunden lang schraubt sich der »Drachen« in Höhen von in der Regel 300 Metern und beschreibt dabei einen Flugpfad, der einer liegenden Acht gleicht, um immer im Bereich der maximalen Kraft des Windes zu bleiben (Ernte- oder Arbeitsphase). Anschließend zieht die Bodenstation ihn innerhalb von sechs Sekunden und mit einem Bruchteil der produzierten Energie auf direktem Wege wieder hinunter auf die Basishöhe



© Daniel Seiffert

Da EnerKites einerseits bereits bei schwachen Winden Strom produzieren und andererseits die stärkeren und vor allem stetigeren Winde in großen Höhen nutzen, kommen sie auf bis zu 6000 Volllaststunden jährlich.

von etwa 200 Metern, um ihn unmittelbar wieder aufsteigen zu lassen (Rückholphase). Diesen zweitaktigen Erntezyklus vollführt der Flügel Tag und Nacht, das ganze Jahr über.

Auf diese Weise macht EnerKite sich eine bislang unerreichte Windressource zunutze, auf die lediglich das höchste Windrad der Welt, das die Gicon-Gruppe in diesen Monaten fertigstellen will, zurückgreifen können soll: die starken und stetigen Höhenwinde. Herkömmliche Windräder mit einer Nabenhöhe von bis zu 170 Metern erzeugen Strom nur sehr unregelmäßig, weil der verfügbare Wind nicht gleichmäßig genug vorherrscht. So kommen diese auf lediglich rund 2500 bis 3000 Volllaststunden pro Jahr. Da EnerKites einerseits bereits bei schwachen Winden Strom produzieren und andererseits die stärkeren und vor allem stetigeren Winde in großen Höhen nutzen, kommen sie auf bis zu 6000 Volllaststunden jährlich.

Unabhängigkeit und Resilienz für den Mittelstand

Stromkund:innen bieten die EnerKites eine Zuverlässigkeit, die nach aktuellem Stand lediglich die fossilen Energieträger erreichen – mit dem Unterschied, dass EnerKites ohne Brennstoffzufuhr und nahezu CO₂-neutral arbeiten, zu deutlich niedrigeren Stromkosten. Auch sind sie unabhängig von geopolitischen Entwicklungen wie dem Ukraine-Krieg oder dem Gastransport durch die Straße von Hormus. Seltene Erden, die zu 90 Prozent in China produziert werden, benötigen EnerKites kaum.

»Mit dieser Technologie schaffen wir es, energieintensive mittelständische Unternehmen in Deutschland und Europa wieder wettbewerbsfähig zu machen, indem wir sie von diesen Abhängigkeiten vom unkalkulierbaren Energiemarkt befreien und den Strompreis perspektivisch auf das Niveau der USA und Chinas bringen, ohne deren hohe Subventionierung«, so CEO Breipohl. Beispielhaft führt er den hessischen Präzisionsfertiger Seipp & Kehl an, der den ersten EnerKite für seine Energieversorgung nutzen wird.

Gleich mehrere Großprojekte in Aussicht

Neben kleineren Unternehmen haben bereits mehrere potenzielle Großkunden Interesse angemeldet. Beispielsweise führte EnerKite zusammen mit der Volkswagen Group Charging ein vom BMW gefördertes Projekt für eine autonome, netz-unabhängige Schnellladestation durch.

Im Oktober 2025 erhielt das Unternehmen an seinem Standort im brandenburgischen Eberswalde außerdem Besuch von DB InfraGo, die für den Aufbau der Infrastruktur bei der Bahn verantwortlich zeichnet. Großbaustellen, die sich über viele Jahre hinziehen, weisen einen exorbitanten Energiebedarf auf und sind auf zuverlässige Energieversorgung rund um die Uhr angewiesen. Ist das Bauvorhaben abgeschlossen, fallen diese Bedarfe jedoch mit einem Mal weg und verlagern sich an andere Orte, weshalb eine mobile Energiequelle das Mittel der Wahl sein könnte.

Mit besonderer Freude blickt Florian Breipohl auf die Zusammenarbeit mit Berlin TXL. Am Standort des ehemaligen Flughafens Berlin-Tegel soll auf 500 Hektar ein nachhaltiges Quartier mit Wohnen, Gewerbe und Industrie entstehen. Unter anderem ist der Start-up-Inkubator »Urban Tech Republic« geplant, für dessen Energieversorgung EnerKite zum Einsatz kommen soll.

Eine Investition in neue Märkte

Um in den kapitalintensiven Bau starten zu können, braucht EnerKite über die Förderprogramme von EU und Bund hinaus private Investor:innen. Insbesondere nimmt Florian Breipohl hier Privatinvestoren, Family-Offices und Corporate Investoren aus der Industrie in den Blick, die auf hohe Erträge in der näheren Zukunft setzen. »Was wir den Investor:innen anbieten, ist, dass wir über eine völlig neue Technologie der lokalen Energieversorgung völlig neue Märkte erschließen und damit eine sehr hohe Renditeerwartung haben.«

Zum Tragen kommen Gebiete und Gemeinden, beispielsweise in Afrika, Lateinamerika, Kanada oder Asien-Pazifik, die bislang nicht an ein Energieversorgungsnetz angeschlossen sind oder solche, in denen das Netz schwach ausgeprägt und Stromausfälle an der Tagesordnung sind. Das gilt auch für schwachwindige Gebiete, in denen Windkraft als Energiequelle bislang ausgeschlossen war, etwa in Äquatornähe. Und auch auf den Inseln wie z. B. den Kykladen und auf Inselstaaten wie den Malediven »kannst du den Diesel mit EnerKites Hilfe rausschmeißen«, formuliert Florian Breipohl ebenso einfach wie eindeutig.

Denkbar ist außerdem, Bodenstationen auf Pontons zu platzieren und auf diese Weise einerseits Inseln oder küstennahe Betriebe oder Dörfer zu versorgen. Andererseits können Fischerei und Bootsverkehr von EnerKite profitieren. Mit einem globalen Marineausrüster ist EnerKite hierfür in Gesprächen. Schwer zugängliche Gegenden wie die Anden, wo Windräder laut Florian Breipohl »ein logistischer Albtraum« sind, kann EnerKite ebenfalls mit Energie beliefern.

Fallen Bedarfe größer aus, lassen sich Flugwindparks aufbauen. Perspektivisch rechnet der EnerKite-Geschäftsführer mit Milliarden-erträgen. Finanziell werden diese sich auf den Konten der Investor:innen abzeichnen. Doch nicht nur die Wirtschaft, sondern auch die Natur wird Florian Breipohls Einschätzung nach in naher Zukunft von der Flugwindkraft, einer der effizientesten Formen der Stromerzeugung, profitieren.

Text Pia Soldan

Weitere Informationen unter:
enerkite.de



EnerKite

Sauber, sicher, souverän: Die neue Energiearchitektur für den Industriestandort Deutschland

Deutschlands Industrie braucht saubere, bezahlbare und resiliente Energie. Erneuerbare Energien, Batteriespeicher, digitale Netze und flexible Strompreise können zum Standortvorteil werden – und neue Wertschöpfung schaffen: von Batterieproduktion über Recycling bis zur Kreislaufwirtschaft. Ein Zurück in fossile Abhängigkeiten wäre ein energiepolitischer Kurzschluss.



Claudia Kemfert

Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt im Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) und Professorin für Energiewirtschaft und Energiepolitik an der Leuphana-Universität in Lüneburg



Die eigentliche Standortgefahr liegt nicht in zu viel Transformation, sondern in zu wenig Tempo.

Energiearchitektur: erneuerbar, dezentral, digital, flexibel – und speicherstark.

Batteriespeicher spielen dabei eine Schlüsselrolle. Sie nehmen Strom auf, wenn viel Wind- und Solarenergie verfügbar ist, und stellen ihn bereit, wenn Nachfrage und Preise steigen. Sie reagieren in Sekunden, kappen Lastspitzen, entlasten Netze, stabilisieren das System und machen erneuerbare Energie besser nutzbar. Damit werden sie zu strategischer Infrastruktur für Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit.

Für die Industrie ist das zentral. Unternehmen, die Eigenstrom nutzen, Batteriespeicher integrieren, Prozesse flexibilisieren oder Lasten intelligent verschieben, können Energiekosten senken und zugleich das Gesamtsystem stabilisieren. Dafür braucht Deutschland dezentrale digitale und flexible Stromnetze. Sie müssen nicht nur Strom transportieren, sondern Informationen verarbeiten. Preissignale in Echtzeit – für Strom ebenso wie für Netzbelastungen – sind entscheidend.

Rund um Speicher entsteht zugleich eine neue industrielle Wertschöpfungskette.

Batterieproduktion, Leistungselektronik, Wechselrichter, Software, Energiemanagementsysteme, Recycling und Kreislaufwirtschaft sind Zukunftsmärkte. Batterien sind keine Wegwerfprodukte, sondern Rohstoffspeicher. Lithium, Nickel, Kobalt, Mangan, Graphit und andere Materialien müssen im Kreislauf gehalten, zurückgewonnen und wiederverwendet werden. Das reduziert Importabhängigkeiten, senkt Umweltbelastungen und schafft industrielle Kompetenzen in Europa. Auch die Elektromobilität kann Teil dieser Energiearchitektur werden. Fahrzeugbatterien können künftig nicht nur Strom laden, sondern über bidirektionales Laden Flexibilität bereitstellen. Millionen Elektroautos werden dann zu mobilen Speichern.

Für energieintensive Branchen wie Chemie, Stahl, Glas, Papier oder Grundstoffe sind bezahlbarer Strom, schnelle Anschlüsse, Speicherlösungen, digitale Infrastruktur und verlässliche Rahmenbedingungen entscheidend. Saubere Produktion kann neue Märkte erschließen, Investitionen anziehen und technologische Führerschaft sichern. Grüner Stahl, klimafreundliche Chemie, Batterierecycling, digitale

Energiesteuerung und Effizienzlösungen sind Bausteine künftiger Wertschöpfung.

Was die Industrie nicht braucht, ist eine Debatte, die den Eindruck erweckt, der Weg zurück in fossile Strukturen sei eine realistische Option. Fossile Energien bleiben teuer, unsicher und klimaschädlich. Wer heute auf neue fossile Infrastrukturen setzt, riskiert Lock-in-Effekte, Fehlinvestitionen und dauerhaft hohe Kosten. Die eigentliche Standortgefahr liegt nicht in zu viel Transformation, sondern in zu wenig Tempo.

Deutschland braucht deshalb Technologieklarheit: erneuerbare Energien als Rückgrat, Batteriespeicher als Stabilitätsanker, Elektrifizierung überall dort, wo sie effizient ist, grüner Wasserstoff gezielt dort, wo direkte Elektrifizierung nicht möglich ist, und Flexibilität als Grundprinzip. Regulierung muss Speicher, Lastmanagement, intelligente Messsysteme, flexible Tarife und dynamische Netzentgelte ermöglichen statt ausbremsen. Marktregeln müssen Knappheit und Überfluss sichtbar machen – und Investitionen in Flexibilität belohnen.

Der Industriestandort Deutschland muss nicht zwischen alter Stärke und sauberer industrieller Zukunft wählen. Seine Stärke wird gerade darin liegen, das Neue industriell zu gestalten – mit Speichertechnologien, Batterieproduktion, Recycling und digitalen Energiesystemen als Markenzeichen moderner Wertschöpfung. Nicht die Energiewende gefährdet den Standort. Gefährlich wäre, ihre Chancen weiter zu verschleppen.

Text **Claudia Kemfert**

Brandreport • neugemacht GmbH

»Die Lösung zur Energiewende ist eine schlüsselfertige End-to-End-Plattform«

Wie wechselt die Energiewende vom Theorie- in den Betriebsmodus? René Böringer, Co-Founder, Chief AI Officer & CEO der Cuculus GmbH, und Aurelius Wosylus, Geschäftsführer der neugemacht GmbH, über einen fragmentierten Energiemarkt, der neue und stabile Lösungen braucht.

Herr Böringer, Herr Wosylus, wo stehen die deutschen Energieversorger – und wo könnten sie stehen?

Böringer: Im Vergleich zu anderen Ländern hinkt Deutschland bei der digitalen Infrastruktur stark hinterher. Wir haben gerade ein Großprojekt an der Elfenbeinküste – und selbst dort sind bereits mehr kommunizierende, digitale Zähler ausgerollt als hier. Das liegt an der strengen Regulatorik, aber auch an der mangelnden Technologieakzeptanz der Energiebranche. Erschwert wird die Lage durch eine extreme Fragmentierung: Über 900 deutsche Stadtwerke treffen auf unzählige spezialisierte IT-Lieferanten, die

jeweils nur Puzzleteile liefern. Ein kleines Stadtwerk ist völlig damit überfordert, diese Komponenten selbst zu einem funktionierenden Gesamtsystem zu integrieren. Daher haben wir eine Lösung ins Leben gerufen, die End-to-End funktioniert. Sie lässt sich so einfach und direkt aktivieren wie eine Smartphone-App. Damit können selbst kleinste Stadtwerke sofort für die nötige Netztransparenz sorgen und beispielsweise eigene Photovoltaikanlagen unkompliziert mit Ladesäulen verbinden. Wir lösen damit das größte Problem der Branche: die Kombination aus hoher technischer Komplexität und Marktfragmentierung.

Wie helfen Sie Netzbetreibern, Stadtwerken und weiteren Lösungsanbietern?

Wosylus: Um die Energiewende voranzutreiben, benötigen deutsche Stadtwerke eine durchgängige Gesamtlösung. Die neugemacht GmbH bietet genau diese integrierte Kette – vom ersten Angebot

über die Bestellung, Lieferung, Installation und den Betrieb bis hin zur Datenvisualisierung und Abrechnung. Das Angebot richtet sich nicht nur an Stadtwerke, sondern auch an Immobilienunternehmen und Energiegenossenschaften.

Böringer: Um Stadtwerken die Angst vor enormen Investitionen zu nehmen, bricht unser neues Modell mit den branchenüblichen, teuren Einstiegshürden. Es gibt keine hohen Set-up-Kosten und sie können ein reales Projekt auf der Plattform ausprobieren, laufen lassen und sehen, wie das funktioniert. Die Plattform fokussiert sich bewusst auf die komplexesten Szenarien – wie Mieterstrom und das gesetzlich verankerte Energy-Sharing.

Wosylus: Stadtwerke können die Plattform mit Kleinstbudgets für einzelne Gebäude oder kleine Energy-Sharing-Projekte nutzen. Dieser risikofreie Praxisbeweis schafft Vertrauen in die Technologie und

steigert die dringend benötigte Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. Bereits unser erstes Projekt für eine gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (gGV) zeigte, wofür neugemacht steht: eine End-to-End-Lösung, die technische Komplexität beherrschbar macht und vom ersten Tag an produktive Ergebnisse liefert.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
neugemacht.com



 **neugemacht**

»Tarifentscheidungen haben aktuell den Charakter von Glücksspiel«

Als CEO des Energieversorgers Meistro ist Niels Keunecke Experte für die Tarifentwicklungen am Energiemarkt. Während er in der Versorgungssicherheit aktuell auch für den Mittelstand kein größeres Problem sieht, empfiehlt er, in Anbetracht der geopolitischen Entwicklungen bei Tarifentscheidungen »auf Sicht zu fahren«.



Niels Keunecke
CEO

Herr Keunecke, wie können mittelständische Unternehmen vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Entwicklungen ihre Versorgungssicherheit gewährleisten?

Angesichts der unsicheren Situation, in der wir uns bewegen, geht es darum, zu überprüfen: Habe ich die Möglichkeit, größere Verbräuche zu optimieren und meinen Energiebedarf und die damit verbundenen Kosten zu reduzieren? Natürlich ist auch das Thema Resilienz und eigene Versorgungseinheiten in Betracht zu ziehen, sprich Möglichkeiten, selbst Energie zu erzeugen. Damit lässt sich die Abhängigkeit von Gas und Öl bestmöglich reduzieren.

Wie unterstützen Sie dabei?

Wir beliefern B2B-Kunden mit Strom und Gas und entwickeln eigene Erzeugungsanlagen – vor allem in den Bereichen Photovoltaik und Batteriespeicher, perspektivisch punktuell auch im Bereich Windenergie. Zusätzlich beraten wir unsere Kunden hinsichtlich

Energieeffizienz, Gebäudeeffizienz und Luft- und Wasserreinheit und unterstützen bei etwaigen ISO-Zertifizierungen. Da wir gleichzeitig selbst erzeugen, können wir die Versorgung auf Basis der aktuellen Marktsituation sicherstellen. Wir bieten zudem unterschiedliche Tarife an, ob das im flexiblen und dynamischen Tarifbereich ist oder auch im klassischen Festpreisbereich oder mit unterschiedlichen Tranchen.

Wo investieren die Unternehmen gern und wo haben sie eher Sorge?

Unternehmen investieren vorrangig in ihre Kernkompetenzen. Energie wird dabei häufig nicht als strategisches Handlungsfeld gesehen, sondern als betriebliche Grundvoraussetzung, die notwendig ist, um Produktion und Geschäftsbetrieb sicherzustellen. Wir beraten Unternehmen dahingehend, dass man gewisse Aktivitäten an uns auslagert, weil Energieversorgung

wiederum unsere Kernkompetenz ist. So können die Unternehmen ihren Fokus komplett auf ihre Kerngeschäftsfelder lenken.

Wie offen sind die Mittelständler für Energiespeicherung?

Die Mittelständler haben sehr großes Interesse am Thema Speicherung. Kürzlich ist ein Beschluss gefasst worden, der Speicher bis August 2029 von Netzentgelten befreit. Damit haben wir ein positives Signal. Heute liegt der Bottleneck bei der Entscheidung, ob ein Speicher genutzt und aufgestellt werden kann, oftmals in den Laufzeiten der Genehmigungsverfahren der einzelnen Netzbetreiber.

Wie gehen die Mittelständler mit den steigenden Preisen infolge des Irankriegs um?

Die Mittelständler, die sich in der Lieferung

bei uns befinden, haben diesbezüglich keinerlei Nachteile, solange die Laufzeiten ihrer Verträge langfristig geplant sind. Wir sichern für unsere Kunden gerade im Festpreisbereich die Preise langfristig. Bei denjenigen, die jetzt erst in die Belieferung gehen oder bei denen die Verträge auslaufen, sehen wir die Notwendigkeit, auf Sicht zu fahren. Angesichts dessen, dass wir eine sehr volatile Situation am Markt haben, kann es durchaus sein, dass man einen vermeintlich guten Tarif, den man heute langfristig abschließt, in einigen Monaten bereut. Aber es kann auch genauso in die andere Richtung gehen. Das Ganze hat aktuell mehr den Charakter von Glücksspiel.

Was bedeutet auf Sicht fahren konkret? Keine Termingeschäfte mehr zu machen?

Für den Moment heißt das, in dynamische Tarife mit kurzfristigeren Laufzeiten zu gehen und auch bei Festpreisen auf eher kurzfristige Laufzeiten zu setzen. Wenn man sich anschaut, wie momentan an den Börsen, im Speziellen an der TTF, das Gas für das zweite Quartal 2028 bepreist wird, dann liegen wir zehn Prozent unter dem Preisniveau, auf dem wir am 27. Februar vor dem Irankrieg gelegen haben. Dementsprechend ist es sinnvoll, jetzt keine Verträge zu schließen, die über dieses Zeitfenster deutlich hinausgehen.

Interview Pia Soldan

Trotz Fährbetrieb: »Vollkommene Stille« im Nationalpark Wattenmeer

In den Meeren ist es zu laut. Für Tiere, die auf die Kommunikation und die Orientierung über Schall angewiesen sind, ist das im schlimmsten Fall tödlich. Eine wesentliche Rolle spielt dabei der Schiffsverkehr. Dieser trägt über Treibhausgasemissionen außerdem massiv zum weltweiten Klimawandel bei – nicht so die Fähre zwischen Norddeich und Norderney, die die Reederei Norden-Frisia im vergangenen Jahr zusammen mit dem Energiedienstleister Meistro elektrifiziert hat.

Die Frisia E-1 ist die erste vollständig elektrisch betriebene Fähre unter deutscher Flagge. Gespeist wird sie über die Photovoltaikanlage über dem Parkplatz des Fähranlegers in Norddeich. Während die bis zu 150 Fahrgäste das Schiff verlassen und weitere Norderney-Reisende den Katamaran betreten, lädt die Fähre über einen Ladepunkt an Land die rund 1,8 MW, die sie für eine Überfahrt benötigt. Für die Dauer des Ladevorgangs priorisiert das System sie gegenüber den Pkw, die ebenfalls an die hiesige Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Während der knapp 30-minütigen Überfahrt lädt der vor Ort produzierte Solarstrom dann die Fahrzeuge unter den Panels auf.

Dabei profitiert Norden-Frisia von der langen Verweildauer der meisten Fahrzeuge, können diese doch über den gesamten Zeitraum hinweg allmählich geladen werden. »Das Auto soll geladen sein, wenn man nach Hause fährt«, fasst Olaf Weddermann als Projektinitiator und Prokurist von Norden-Frisia im Meistro-Podcast »Megawatt & Friends« die typischen Bedarfe an einem Hafen zusammen. Auch an Flughäfen würden sich die Ansprüche ähnlich gestalten, weshalb sich das Norden-Frisia-Projekt auf viele Infrastrukturprojekte übertragen lasse.

Wir haben mit Meistro einen Partner gefunden, der nicht nur unsere Energie vermarktet. Wir haben das Ganze noch mal ausgeweitet und beziehen unseren Strom auch über Meistro.

– Maraike Pommer,
Projektleiterin Megawatt & Friends

Vom Direktvermarkter zum Systempartner

Den gesetzlich vorgeschriebenen Direktvermarkter für den produzierten Solarstrom zu finden, sei alles andere als trivial gewesen, betont Projektleiterin Maraike Pommer bei »Megawatt & Friends«. Doch ihre Suche war mehr als erfolgreich: »Wir haben mit Meistro einen Partner gefunden, der nicht nur unsere Energie vermarktet. Wir haben das Ganze noch mal ausgeweitet und

beziehen unseren Strom auch über Meistro.« Zusätzlich habe man gemeinsam sowohl einen Speicher in das System integriert als auch einen virtuellen Bilanzkreis für Norden-Frisia aufgebaut, sodass sich der am Anleger erzeugte Strom auch auf die nicht physisch angebundenen Strombezüge des Unternehmens umlegen lasse.

Über ihre professionelle Begeisterung hinaus kann Pommer auch einen persönlichen

Vorteil aus dem neuen System ziehen, namentlich aus dem E-Katamaran. Als Inselbewohnerin profitiert sie jeden Tag von der halbierten Reisezeit vom Festland nach Norderney, die durch die neue Technik realisiert wurde. Gleichzeitig gestalten sich ihre Überfahrten nun wesentlich entspannter, wie sie beschreibt: »Man hört ein paar Wasserbewegungen und Vibrationen, aber sonst hört man gar nichts. [...] Es ist vollkommene Stille.« Lebenswichtig ist diese Ruhe für die Schweinswale und Seehunde im Wattenmeer. Und auch Schadstoffemissionen aus dem Schiffsverkehr belasten den Nationalpark nun etwas weniger.

Text Pia Soldan

Weitere Informationen unter:
meistero.de



meistero

Wie Deutschland energetisch flexibel wird

Bild iStockphoto/liu mingzhu

In diesem Sommer ist es so weit: Der Essener Energiedienstleister Iqony und die Deutsche Bahn schließen die Arbeiten am neuen Batteriespeicher in Duisburg-Walsum ab. Zukünftig kann die Bahn den Anteil erneuerbarer Energien an ihrem Nutzungsumfang somit wesentlich erhöhen. Drei Millionen Kilometer jährlich sollen ICEs von nun an zusätzlich angetrieben von Wind und Sonne zurücklegen – ein Beispiel für die deutschen Bemühungen um aktive Energieflexibilisierung.

» Es handelt sich um einen Vier-Stunden-Speicher, der insofern in Summe rund 200 Megawattstunden (MWh) an Grünstrom aufnehmen bzw. nach Bedarf bereitstellen kann«, ließ sich Christian Karalis als Co-Leiter des Bereichs »Business Development« der Bahn im November 2024 in einer Pressemitteilung zitieren. Bis 2040 will die Bahn klimaneutral werden.

Klimaneutral bis 2045

Mit der Verfolgung ihrer Ziele leistet die Bahn einen Beitrag innerhalb der gesamtdeutschen Festlegung, die Bundesrepublik bis 2045 klimaneutral zu machen. Das kann nur funktionieren, wenn alle an einem Strang ziehen, aber das Umweltbundesamt zeigt sich zuversichtlich. Im März 2025 titelte es in einer Pressemitteilung: »Klimaziele bis 2030 erreichbar«. Dieses Zwischenziel legt eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 65 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 fest.

Um das umsetzen zu können, ist es laut Umweltbundesamt jedoch Voraussetzung, dass die »schon implementierten klimapolitischen Instrumente [...] weiterhin konsequent umgesetzt werden«. Außerdem zeichne sich ab, dass Deutschland seine Ziele im Rahmen der EU-Klimaschutzverordnung im Zeitraum 2021 bis 2030 deutlich verfehlen werde. Sorgenkinder stellten vor allem der Verkehrs- und der Gebäudesektor dar. Hier spielten die Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Stromerzeugung im Besonderen prägende Rollen, weshalb die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut werden müssten.

Elektroautos als Energiespeicher

Gleichzeitig zum Ausbau der Erneuerbaren muss laut Bundesumweltamt die Nachfrage nach Elektromobilität angekurbelt werden. Keine Erwähnung findet hier das bidirektionale Laden, mithilfe dessen bei Dunkelflaute erneuerbare Energien nutzbar werden.

Wer eine Photovoltaikanlage auf dem Privathaus betreibt, kann laut ADAC rund 30 Prozent des Eigenbedarfs an Strom decken. Ein Energiespeicher für Zeiten ohne Sonneneinstrahlung und Wind kann diesen Wert steigern – und hier kommt das Elektroauto ins Spiel: »Das E-Auto könnte tagsüber überschüssigen Strom, etwa aus der Photovoltaik-Anlage speichern und bei Bedarf wieder zurückgeben – an ein elektrisches Gerät, ins Haus- oder Stromnetz.« Auf diese Weise könnten Endverbraucher – sofern sie ein Fahrzeug besitzen, das technisch zum bidirektionalen Laden in der Lage ist – von einer Lastverschiebung profitieren, indem sie weniger Strom zukaufen müssten, der bei Dunkelflaute besonders teuer ist.

Das funktioniert theoretisch nicht nur für einzelne Haushalte, sondern ist über gemeinsam nutzbare Flotten auf ganze Quartiere skalierbar. Für die Umsetzung dieser Idee gibt es bislang jedoch nur sehr vereinzelte Beispiele, die sich außerdem noch in der Entwicklungsphase befinden.

Megaspeicher für die Dunkelflaute

Gemeinsame Speicherkapazitäten für erneuerbare Energien aufzubauen, haben sich hingegen

bereits einige Städte und Regionen auf die Fahnen geschrieben. Hier kommen beispielsweise ehemalige Atomkraftwerk-Standorte wie im westfälischen Würgassen, im schleswig-holsteinischen Brokdorf oder bei Stendal in Sachsen-Anhalt zum Tragen. Riesige Batterien sollen hier zukünftig die Möglichkeit der Lastverschiebung bieten. Aber auch Fabriken können bezüglich der Energieflexibilisierung einen Einfluss geltend machen, indem sie ihre Produktion abhängig vom im Netz verfügbaren Strom hoch- oder runterfahren.

Wärme flexibel erzeugen und verbrauchen

Nicht von der Frage nach Strom zu trennen ist auch die nach der Wärmewende. Nutzbar machen können Fabriken oder andere Infrastrukturen beispielsweise ihre Abwärme. So setzt etwa die Stadt Mannheim neben Flusswasserwärmepumpen am Rhein und Geothermie auch die Abwärme aus der Industrie ein. Denn mittelfristig möchte sich die Stadt vollständig von Erdgas als Wärmequelle verabschieden.

Systematisch umgesetzt haben die Idee der Abwärmenutzung auch die Energiedienstleister Engie Deutschland und Gasag Solution Plus in Berlin-Spandau. Für die Wärmeversorgung im Quartier »Das neue Gartenfeld« nutzen sie die Abwärme zweier nahe gelegener Rechenzentren. Damit erfüllen diese eine Anforderung, die das Energieeffizienzgesetz an Rechenzentren stellt, die ab Juli 2026 in Betrieb gehen. Mindestens zehn Prozent der produzierten

Abwärme muss dann wiederverwendbar sein. In Berlin transportiert eine Trasse die Abwärme die anderthalb Kilometer zum Neuen Gartenfeld, wo Wärmepumpen alles Weitere erledigen. Denn zum direkten Heizen ist die Abwärme aus den Rechenzentren zu kühl.

Der Versorgung mit Energie steht der Verbrauch gegenüber. Diesen zu optimieren, ist beispielsweise das Ziel der Stadt Cottbus. Mit einem Energiemonitoring will sie in kommunalen Gebäuden den Energieverbrauch überwachen und so unnötige CO₂-Emissionen vermeiden und Energiekosten reduzieren. »Unentdeckte Fehlbetriebe und Störungen von Heizungen, Lüftungsanlagen und Jalousien gehören damit der Vergangenheit an«, schreibt die Stadt in ihrem Konzept für die Smart City Cottbus.

Das Netz der Energieinfrastruktur

Auf die gesamte Bundesrepublik verteilt finden sich viele zukunftsorientierte Ansätze, Energie zu produzieren, zu speichern und ihren Verbrauch bewusst zu steuern. Je dichter das Netz dieser Lösungen wird und je stärker sich die einzelnen Infrastrukturen verzahnen, umso näher rückt Deutschland den Klimazielen und einer sozialverträglichen Verteilung von Strom und Wärme. Auf diese Weise bleibt Energie gegebenenfalls auch mit kleinerem Budget finanzierbar und lässt sich mit den richtigen Speicherlösungen sogar als Einnahmequelle umfunktionieren.

Text **Pia Soldan**

Brandreport • m3 LAB

»Aus der Branche für die Branche«: Wie Energieunternehmen ihre Erfahrungen mit KI bündeln

K I ist in aller Munde und sowohl im beruflichen als auch im privaten Umfeld nicht mehr wegzudenken – auch nicht in der Energiewirtschaft. Entscheidend daran ist neben dem »Ob« noch mehr die Frage nach dem »Wie« und »für welchen Zweck« KI genutzt werden soll. Im Netzwerk EnergiIQ, ins Leben gerufen durch die Unternehmensberatung m3 LAB, gehen Energieversorgungsunternehmen in den Austausch, um gemeinsam die Tools der Zukunft zu entwickeln.

Ein kooperativer Lösungsansatz

Rund ein Drittel der Nutzenden durchsuchen das Internet heute, indem sie Fragen in natürlicher Sprache an die KI richten. Aus ihrer täglichen Arbeit wissen Marc Schmüser und Alexander Resch, beide Manager der m3, dass dieser Umstand auch an Energieversorgungsunternehmen (EVU) nicht vorbeigegangen ist. Aus diesem Grund rief

die m3 LAB das Netzwerkprojekt EnergiIQ ins Leben, in dem Experten aus unterschiedlichen EVUs ihre Expertise einbringen und angeleitet durch die m3 LAB gemeinsam passgenaue Lösungen entwickeln.

»Der Fokus des Netzwerkprojekts liegt dabei bewusst nicht auf langwierigen und trockenen Konzepten, sondern auf kurzfristig einsetzbaren Lösungen, in Eigenentwicklung durch m3 LAB, welche zügig Abhilfe schaffen sollen«, so Alexander Resch.

m3 Echo

Entstanden ist in diesem Umfeld das Tool »m3 Echo«. Dieses analysiert, ob das jeweilige Unternehmen bei Fragen wie »Wer ist der beste Stromanbieter in einer Stadt xy?« im Ranking von Large Language Models (LLM) wie ChatGPT, Claude oder Google Gemini auftaucht und wie es rankt. »Man steht jetzt an der Schwelle zu GEO und

muss sich damit beschäftigen«, konstatiert Marc Schmüser von m3. Während sich Marketingabteilungen noch vor Kurzem nur mit Fragen der Search Engine Optimization (SEO) beschäftigen mussten, geht es nun darum, künstliche Intelligenzen auf sich aufmerksam zu machen, um über LLM an die Bedürfnisse der Kundschaft anzuknüpfen.

Differenzierungsmerkmal: Neben der marktüblichen Analyse schlägt das Tool auch die notwendigen Schritte vor, um zukünftig sichtbarer in LLM zu sein. Michael Rubin von der Berliner Gasag-Gruppe ist von m3 Echo überzeugt: »Vor allem die konkreten Handlungsempfehlungen des Tools stecken die erforderlichen Maßnahmen individuell und passgenau ab.«

Die Reise endet nicht mit einem Fokusthema

Etwa alle drei bis vier Monate befasst sich EnergiIQ mit einem neuen Fokusthema.

Beispielsweise lassen sich mit KI Wettbewerbsanalysen durchführen, Redaktionspläne für Social-Media-Aktivitäten erstellen oder die Barrierefreiheit der Unternehmenswebseiten überprüfen. Bei der Entwicklung entsprechender Lösungen profitiert das Netzwerk durch Lösungsansätze der Teilnehmenden wie Stadtwerke Lübeck, Stadtwerke Bremen oder Stadtwerke Karlsruhe, getreu dem Motto »aus der Branche für die Branche«. Um diesen Gedanken fortzuführen, setzt m3 LAB bei EnergiIQ zudem auf neue Stimmen und Impulse durch weitere teilnehmende EVUs und Expertinnen und ist derzeit in der Planung der nächsten spannenden Lösung.

Weitere Informationen unter:
m3maco.com/de/themen/energiq



»Mobilität, Wärme und Strom in der Verschränkung«: Bremens Überseeinsel

Eine niedersächsische Mittelstadt im Jahr 2026. Wie auf einer Perlenkette wachsen hier abwechselnd vier quadratische und vier runde Türme in die Höhe – die Zukunft der hiesigen Wärmeversorgung. Denn hinter den Fassaden der eckigen Türme spielt sich so einiges ab: Im Inneren befinden sich Großwärmepumpen. Der erste »Klimaturm« steht bereits in Bremen.

Auf dem ehemaligen Kelloggs-Gelände in Bremen entsteht aktuell die »Überseeinsel«, ein Quartier mit Wohn- und Geschäftshäusern, Gastronomie und Freizeitinfrastruktur. Unter anderem ist hier kürzlich eine Eislaufbahn in Betrieb gegangen, denn »wir können Dinge machen, die man aus ökonomischen und ökologischen Gründen eigentlich nicht mehr machen kann«, sagt Klaus Meier als Geschäftsführer der Stadt.Energie.Speicher. Das Unternehmen hat die Energieversorgung der Überseeinsel übernommen. Aufgrund seiner innovativen Lösungen steht es jedoch nicht am Ende der Planungskette, sondern ist am Entwicklungsprozess im Quartier aktiv beteiligt.

Die Eislaufbahn hat hier Signalwirkung. Wirtschaftlich und ökologisch vertretbar wird sie als Oberflächenkaltwasserspeicher und durch ihre Funktion als Wärmelieferantin. Denn während die bei der Kälteproduktion für Eislaufbahnen entstehende Abwärme in der Regel schlicht an die Umgebungsluft abgegeben wird, nutzt Stadt.Energie.Speicher sie in Bremen, um die umliegenden Gebäude zu heizen und mit warmem Wasser zu versorgen.

Ein Klimaturm als Demokratieprojekt
Die Abwärmennutzung der Eislaufbahn bildet eine Ergänzung zum Klimaturm, der allein bis zu 200 Haushalte im Bestand beziehungsweise 400 Haushalte im Neubau mit Wärme versorgen kann. Auf der Überseeinsel sorgt er beispielsweise für ein wohliges Gefühl unter den Kunschtaffenden, die in einem alten Industriegelände mit einfach verglasten Fenstern ihre Kreativität in Farben und Formen gießen.

Wenn man so will, kommunizieren die »Kelloggs Ateliers und Werkstätten« auf diese Weise wechselseitig mit dem Klimaturm, der wiederum eine künstlerisch gestaltete Fassade erhalten hat. 10 verschiedene Gestaltungsmöglichkeiten für die Turmhülle hat Stadt.Energie.Speicher geschaffen, um das standardisierte System des Klimaturms an die lokalen Gegebenheiten seines jeweiligen Standorts anzupassen. So ist beispielsweise eine Fassadenbegrünung ebenso denkbar wie eine Werbefassade mit bewegten Bildern. Letztere ließe sich als zusätzliche Einnahmequelle betrachten, die Endverbraucher zukünftig an ihrem Portemonnaie positiv spüren könnten – weil sich dadurch die Wärmegestehungskosten noch einmal reduzieren ließen.

Für Geschäftsführer Meier verfolgt der Klimaturm ebenso ökologische wie auch

Die Großwärmepumpe auf der Überseeinsel hingegen kann bei bis zu einem Grad Celsius Wärme produzieren.

soziale Ziele: »Wir wollen ein Demokratieprojekt werden.« Denn wer in der persönlichen Lebensqualität von alternativer Energieversorgung profitiert, wird sich an der Wahlurne gegen eine politische Vertretung entscheiden, die die Energiewende grundsätzlich ablehnt.

Statt rund 200 dezentrale Wärmepumpen zu installieren, reicht für ein Wohngebiet von entsprechender Größe ein Klimaturm aus. Und auch die Versorgung mit Wärme aus konventionellen Quellen ist vergleichsweise teuer. Während man im Raum Bremen von etwa 11 bis 12 Cent pro Kilowattstunde Erdgas zusätzlich zu einem monatlichen Festbetrag von 13 Euro ausgeht, kostet die Kilowattstunde bei Stadt.Energie.Speicher etwa 16 bis 18 Cent – ohne Monatstarif.

»Wir sind voll wettbewerbsfähig«, versichert Elina Aksionava als Leiterin Research und Politik bei Stadt.Energie.Speicher.

Dies stellt das Unternehmen sicher, indem es in den stromgeführten Wärmepumpen die Wärme dann produziert, wenn der Wind weht und die Sonne scheint, um erneuerbare Energien und entsprechend niedrige Börsenstrompreise zu nutzen. In Zukunft, so glaubt Geschäftsführer Meier, dürften die Gaspreise weiter steigen, da die kürzlich beschlossene Biotreppe verlangt, dem Erdgas ab dem Jahr 2029 sukzessiv immer mehr Biogas beizumischen. Da dies aber ein knappes Gut ist, rechnet Meier mit Kosten von 22 bis 23 Cent pro Kilowattstunde – und einer Belastung der Privathaushalte, die mithilfe des Klimaturms weitaus geringer gehalten werden könnte. Auf diese Weise, so hofft er, lasse sich Zustimmung zu alternativer Energieversorgung schaffen.

Teil dieser Idee sind die Schalldämpfer, die rund ein Viertel der Turmhöhe ausfüllen. Wenn Meier den Klimaturm vorführe, bekomme er durchaus zu hören: »Okay, dann schalte mal ein.« Denn der auf voller Leistung laufende

Turm ist so leise, dass er selbst die nächtlichen Anforderungen an Schallreduktion übererfüllt.

Wärmespeicher für die Dunkelflaute
Neben jedem Klimaturm steht ein Warmwasserspeicher in Form eines weiteren, runden Turms. Auf diese Weise kann die produzierte Wärme »für bewölkte und windstille Tage gepuffert und bedarfsgerecht abgegeben« werden, erklärt Elina Aksionava. Doch was die Speichermöglichkeiten betrifft, zeigt sich Stadt.Energie.Speicher ebenso kreativ wie flexibel. Aktuell befinden sich die Batteriepreise auf einem so niedrigen Niveau, dass das Unternehmen hier zukünftig verstärkt investieren will.

Weniger konventionell funktionieren Lösungen wie der »Mobilitätsspeicher« auf der Überseeinsel. Dieser fungiert einerseits als Parkhaus. Andererseits sieht Stadt.Energie.Speicher hier Stellplätze für ein Carsharing mit einem gezielten Angebot an Elektrofahrzeugen vor – denn eine Autobatterie lässt sich hervorragend als Energiespeicher nutzen. So steht bei 25 Fahrzeugen eine Batterieleistung von rund zwei Megawatt zur Verfügung, »für die Sie normalerweise richtig viel Geld bezahlen«, spricht Klaus Meier aus Erfahrung. Neben dem bereits im Bau befindlichen sind auf der Überseeinsel zwei weitere solcher Parkhäuser geplant. Gespeichert wird hier beispielsweise der überschüssige aus der eigenen Photovoltaik-Anlage gewonnene Strom, mithilfe dessen das Unternehmen in den Abendstunden dann etwa die Großwärmepumpe betreibt. Hier sieht Meier den Impact seiner Institution: »Mobilität, Wärme und Strom in der Verschränkung zu denken ist die Idee von Energie.Speicher.« Die Überseeinsel bündelt diesen Ansatz auf 16 Hektar Stadtentwicklungsfläche.

Die innovativste Flusswasserwärmepumpe der Welt

Seinen Namen trägt das Quartier nicht zufällig: Es liegt unmittelbar an der Weser. Für Stadt.Energie.Speicher bot es sich daher an, vor Ort eine Flusswasserwärmepumpe



zu installieren. Von deren Konzept zeigt sich Geschäftsführer Meier persönlich überzeugt: »Das ist nicht die erste Flusswasserwärmepumpe und auch nicht die größte auf der Welt, trotzdem ist es die innovativste.«

Die meisten Flusswasserwärmepumpen nämlich schalten sich bei einer Wassertemperatur von unter fünf Grad Celsius ab. Die Pumpe auf der Überseeinsel hingegen kann bei bis zu einem Grad Celsius Wärme produzieren.

Möglich wird das durch eine mechanische Enteisung über kleine Kugeln, die gleichzeitig die Wärmeübertrager reinigen, wie Meier erklärt: »Dafür allein kriegen wir noch nicht den Nobelpreis, aber das Lustige ist: Das hat noch keiner gemacht!« Für noch niedrigere Temperaturen hält auch Stadt.Energie.Speicher eine Erdgasversorgung vor, aber ihr Geschäftsführer hofft vor dem Hintergrund des ökologischen Gedankens, dass diese aufgrund weiterer Forschung und Entwicklung zukünftig überflüssig wird.

Text Pia Soldan

Weitere Informationen unter:
stadt-energie-speicher.de



STADT.ENERGIE.SPEICHER

»Um wirklich digital souverän zu sein, brauchen wir ein ausfallsicheres Mobilfunknetz«

Ein strombasiertes Energiesystem braucht für den Störfall geschlossene und sichere Kommunikationskanäle. Dr. Frederik Giessing, Mitglied der Geschäftsleitung des Joint Ventures 450connect, über den Aufbau und Betrieb einer ausfallsicheren, bundesweiten Kommunikationsinfrastruktur für Betreiber kritischer Infrastrukturen mittels eines dedizierten Mobilfunknetzes.



Dr. Frederik Giessing
Mitglied der Geschäftsleitung

Herr Dr. Giessing, wie lässt sich unser zunehmend strombasiertes und dezentrales Energiesystem am besten schützen?

Nur mit moderner Technik und einer entsprechend verlässlichen Notfallkommunikation. Kommunikation ist der Schlüssel zum Erfolg der Energiewende und zur umfassenden Umsetzung einer dezentralen Energieversorgung. Dafür ist es zwingend erforderlich, dass diese Kommunikation auch in Krisenfällen verfügbar ist. Eine Kommunikation, die auch bei Blackouts funktioniert, kann Ausfälle oder Angriffe nicht verhindern, aber sie kann die Auswirkungen minimieren und dafür sorgen, dass die entsprechenden Reparaturmaßnahmen schneller getroffen werden können.

Das heißt, im Störfall geht es darum, viele verschiedene Akteure zu koordinieren?

Richtig. Allerdings ist die Kommunikation nicht nur im Krisenfall nötig, wenn ich beispielsweise im Schwarzwald einen Blackout habe und das Stromsystem wieder aufbauen muss. Die Kommunikation ist auch im normalen regulären Betrieb notwendig, da wir bei einer dezentralen Stromversorgung immer mehr Stromerzeuger oder Speicher haben und Abstimmungen im Stromnetzbetrieb zum Tagesgeschäft gehören. Unternehmen müssen jederzeit ihre verschiedenen Assets ansteuern und mit ihnen kommunizieren können. Die Energiewende ist auch eine Wende hin zu einem aktiven Energiemanagement.

Wieso sind die Mittel- und Niederspannung besonders betroffen und derzeit nicht ausreichend geschützt?

Die Mittel- und Niederspannungsnetze sind von Ausfällen nicht mehr betroffen als die Hochspannung, aber sie stehen im Fokus der Energiewende. Die gesamten Energiewendeanlagen, Photovoltaik, Wind, Batteriespeicher, Ladeinfrastrukturen werden alle an die Nieder- und Mittelspannung angeschlossen. Das bedeutet, wir haben Hunderttausende und demnächst Millionen von unterschiedlichen dezentralen Energiewendeanlagen, die gesteuert werden müssen, um die Versorgungssicherheit und vor allem die Netzspannung 50 Hz weiterhin aufrechtzuerhalten. Diese Steuerung ist zwingend – und führt zu der Frage: Sollte es dafür nicht eine Kommunikationslösung geben, die die gleichen Anforderungen erfüllt, wie ich sie als Betreiber an die Stromsysteme stelle?

Das Stromsystem steht unter »Dauerbeschuss« von mehreren Seiten. Was bedeutet das für Krisenfälle?

In Krisenfällen ist die Kommunikation das Allesentscheidende. Menschen müssen miteinander sprechen, um der Situation Herr zu

werden. Das kann aber nur geschehen, wenn die Kommunikation auch im Krisenfall zur Verfügung steht. Sie muss allerdings auch im Normalbetrieb sicher funktionieren, um den Betrieb aufrechtzuerhalten und Krisenfälle abzuwehren. Sie müssen nur daran denken, was passiert, wenn plötzlich das öffentliche Mobilfunknetz ausfällt. Die Mobilfunkanbieter haben den Auftrag, Endkonsumentinnen und -konsumenten mit Apps, Videostreaming, Social Media zu versorgen – oder Geschäftskunden mit Hotspots, an denen sie sich einwählen können. Auf der anderen Seite haben sie das digitale BOS-Netz für die Polizei und Rettungsdienste. Das ist aber nur für einen kleinen Teilnehmerkreis bestimmt. Dazwischen haben wir aber zahlreiche kritische Infrastrukturen, von der Energie- über die Wasserversorgung, Gesundheitseinrichtungen, staatliche Verwaltungen, Rundfunk oder die Lebensmittelversorgung. De facto gibt es bei diesen Einrichtungen keine richtige, ausfallsichere Kommunikationslösung. Einige arbeiten mit Betriebsfunknetzen oder ausländisch verwalteter Satellitentelefonie. Das ist aber keine autarke, bundesweite und verlässliche Lösung.

Deshalb haben Sie 450connect aufgebaut?

Um wirklich digital souverän sein zu können, haben die kritischen Infrastrukturen in

Wir brauchen ein dediziertes Mobilfunknetz, das garantiert funktioniert: im Normalbetrieb als Überwachungssteuerung und im Krisenfall mit 72 Stunden Notstromversorgung als Wiederanlauf-Steuerung.

– Dr. Frederik Giessing,
Mitglied der Geschäftsleitung

Deutschland und vor allem die Energiewirtschaft gesagt: Wir brauchen ein dediziertes Mobilfunknetz, das garantiert funktioniert: im Normalbetrieb als Überwachungssteuerung und im Krisenfall mit 72 Stunden Notstromversorgung als Wiederanlauf-Steuerung. Genau das haben wir mit 450connect gemacht und dieses 450-MHz-Funknetz steht jetzt flächendeckend zur Verfügung. Gerade im Krisenfall, also bei einem Blackout, ist es wichtig, mit einem Smart Start die Systeme wieder intelligent hochzufahren. Wenn künftig Millionen von Energiewendeanlagen im Einsatz sind, müssen diese bei einem Stromausfall entsprechend angesteuert werden können, um beispielsweise zu wissen, wie viel Energie sie für den Netzwiederaufbau bereitstellen können.

Die ausfallsichere Kommunikation ist nicht nur für KRITIS-Betreiber interessant?

Es gibt mittlerweile viele Unternehmen, auch außerhalb des KRITIS-Bereichs, die sich fragen, wie ein Ausfall ihres Telekommunikationsanbieters kompensiert werden kann. Wie stelle ich als Unternehmen die Kommunikation sicher, wenn plötzlich nichts mehr geht? Immer mehr Unternehmen haben mit Cyberangriffen zu kämpfen. Eine absolut verlässliche Kommunikationsmöglichkeit

kann Sicherheit herstellen – auch unter den Mitarbeitenden, die wissen, dass sie sich im Notfall verständigen und aktiv über eine Wiederherstellung des Betriebs sprechen können. Bei Cyberangriffen kann das heißen: Ich habe weiterhin Macht von innen, statt in eine von außen gewünschte oder herbeigeführte Ohnmacht zu verfallen. Letztlich wollen wir mit 450connect das Vertrauen in dezentrale Netze und damit auch in eine dezentrale Energieversorgung herstellen.

Es geht dabei auch um digitale Souveränität?

Derzeit sprechen wir viel von digitaler Souveränität in Form von Hyperscalern, Cloud-Lösungen und Rechenzentren. De facto brauchen wir aber eine zweite Ebene, die garantiert funktioniert. Das von 70 Energieversorgern ins Leben gerufene System 450connect ist so eine zweite Ebene: eine digitale, souveräne Lösung.

Welche verschiedenen Kommunikationsanwendungen und Prioritätsstufen gibt es?

Die sogenannte Krisenkommunikation hat in unserem Netz ganz klar die höchste Priorität. Dazu können wir den unterschiedlichen Mobilfunkdiensten unterschiedliche Prioritäten zuweisen. Der Kunde entscheidet selbst, welchen unserer Dienste er für seine Anwendung braucht. Er fragt sich: Wie kritisch ist meine Anwendung und welchen Dienst nehme ich dafür?

Für die schwarzfallfeste Kommunikation mahnen Sie weitere regulatorische Entscheidungen an. Welche?

Wir mahnen weniger regulatorische Entscheidungen, sondern ein anderes Bewusstsein an. Hierzulande fehlt einmal das Bewusstsein für Kommunikation, die dringend notwendig ist, um die dezentrale Energiewende zum Erfolg zu führen. Anschläge auf Strommasten, wie es sie auch in den letzten Wochen gab, zeigen aber, dass wir ein besseres Krisenmanagement im Energiebereich brauchen. Die Finanzierung ist das zweite Problem. Viele Unternehmen räumen einer krisensicheren Kommunikation noch nicht die oberste Priorität ein – oder warten erst einmal Schadensfälle ab. Dabei zeigen viele Beispiele, auch schon bei lokalen Stromausfällen, wie schnell sich durch schnelle Kommunikation und entsprechende Umschaltungen Probleme beheben lassen.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
450connect.de



Anschläge auf Strommasten, wie es sie auch in den letzten Wochen gab, zeigen aber, dass wir ein besseres Krisenmanagement im Energiebereich brauchen.

– Dr. Frederik Giessing,
Mitglied der Geschäftsleitung

Netzdigitalisierung souverän gedacht

Die Energiewende entscheidet sich auch dort, wo Verteilnetze bisher oft kaum sichtbar waren: in der Ortsnetzstation. Philipp Huppertz, Geschäftsführer der GridCal GmbH, erklärt, warum echte Netzdigitalisierung im Feld beginnt und weshalb digitale Souveränität zur Frage der Versorgungssicherheit wird.



Philipp Huppertz
Geschäftsführer

Herr Huppertz, warum wird die Digitalisierung von Netzstationen gerade jetzt zur strategischen Aufgabe für Netzbetreiber?

Die teuerste Fehlannahme der Energiewende ist, dass eine Plattform bereits ein digitalisiertes Netz bedeutet. Wenn im Feld keine belastbaren Daten entstehen, Kommunikation nicht zuverlässig verfügbar ist und Betriebsprozesse nicht skalieren, bleibt die Plattform nur eine Oberfläche. Netzausbau wird dann schnell zur Ersatzhandlung für fehlende digitale Betriebsfähigkeit – bezahlt von Haushalten und Unternehmen.

Genau deshalb rückt die Netzstation in den Mittelpunkt. Dort entscheidet sich, ob Netzrealität sichtbar wird: Spannung, Lastflüsse, Einspeisung, Betriebsmittelgrenzen. Wenn Grenzen erreicht werden, hilft kein Dashboard allein. Dann braucht es Systeme, die nah am Netz arbeiten und den Betrieb skalierbar unterstützen.

Wo sehen Sie aktuell die größten Risiken für die kritische Infrastruktur im Verteilnetz?

Im Blindflug – und in der Illusion, dass zentrale Systeme allein die Komplexität der Fläche lösen. Ein Pilotprojekt mit einigen Stationen bekommt man irgendwie zum Laufen. Kritisch wird es, wenn daraus Hunderte oder Tausende Stationen werden. Dann geht es um Gerätemanagement, Updates, Monitoring, Entstörung, IT- und OT-Sicherheit und klare Verantwortlichkeiten. Genau dort zeigt sich, ob Digitalisierung robust ist oder nur gut aussieht.

Was fehlt vielen Netzbetreibern heute, um ihre Netze wirklich transparent und steuerbar zu machen?

Es fehlt häufig die durchgängige Betriebskette von der Netzstation bis zur Entscheidung – nicht noch ein Dashboard. Transparenz beginnt im Feld: Welche Werte werden erfasst? Sind sie plausibel? Können sie lokal verarbeitet werden? Passen sie in bestehende Systeme? Und wer betreibt diese Infrastruktur dauerhaft?

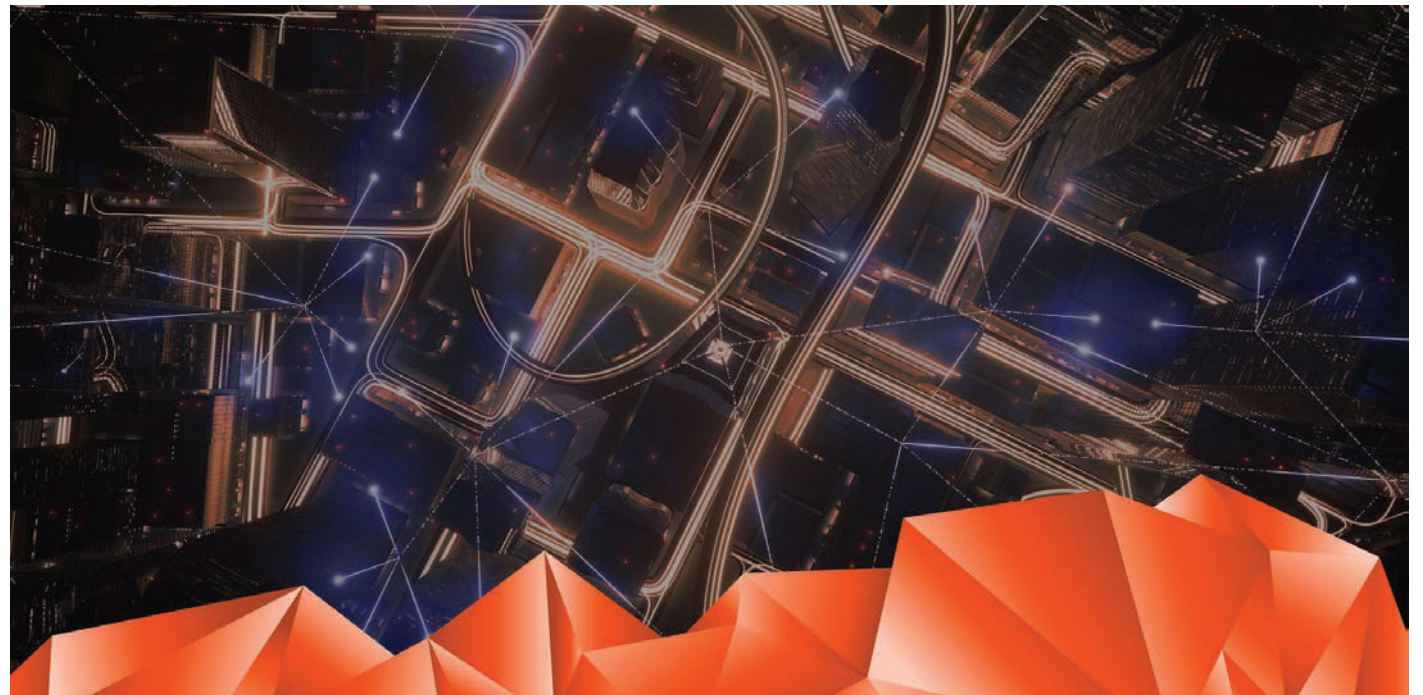
Wer in kritische Netzprozesse eingreifen will, braucht robuste Daten, sichere Kommunikationswege, lokale Entscheidungsfähigkeit und klare Betriebslogiken. Sonst entsteht keine Steuerbarkeit, sondern zusätzliche Komplexität.

Digitale Souveränität klingt oft abstrakt. Was bedeutet sie für Netzbetreiber konkret?

Ein Netzbetreiber muss seine kritischen Betriebsprozesse verstehen und beherrschen können. Er muss wissen, wo seine Daten entstehen, wie sie verarbeitet werden, welche Systeme voneinander abhängen und wie er im Störfall handlungsfähig bleibt. Souveränität zeigt sich im Betrieb: offene Schnittstellen, Datenflüsse, austauschbare Komponenten und Architekturen, die beherrschbar bleiben.

Welche Abhängigkeiten entstehen, wenn Daten, Hardware und Software über wenige große Anbieter oder Cloud-Strukturen laufen?

Das Problem entsteht, wenn kritische



GridCal kann on-premise oder als SaaS betrieben werden, ohne Netzbetreiber zwingend in Hyperscaler-Strukturen zu führen.

– Philipp Huppertz,
Geschäftsführer

Betriebsfunktionen so gebündelt werden, dass Netzbetreiber sie kaum noch prüfen, gestalten oder wechseln können. Abhängigkeiten entstehen durch proprietäre Schnittstellen, geschlossene Datenmodelle, zentrale Betriebslogiken, starre Lizenzmodelle oder schwer austauschbare Hardware. In kritischer Infrastruktur betrifft das dann zusätzlich Versorgungssicherheit, Notfallfähigkeit und Investitionsschutz.

Was ist der Ansatz von GridCal, um Netzstationen voll integriert, systemoffen und aus einer Hand zu digitalisieren?

GridCal setzt dort an, wo klassische Plattform- und IoT-Ansätze oft zu spät hinschauen: in der Station, in der lokalen Netzdynamik und im skalierbaren Betrieb. Wir betrachten die Netzstation als digitalen Betriebspunkt. Dazu gehören Messtechnik, Kommunikation, Edge-Computing, Datenaufbereitung, IT- und OT-Sicherheit, zentrale Orchestrierung sowie Anwendungen für Betrieb, Analyse und perspektivische Steuerung.

Aus unserer Historie heraus haben wir eine Architektur gewählt, die den Großteil der Arbeit nicht in die zentrale IT verlagert, sondern innerhalb der Station erledigt. Nicht jede Information aus dem Feld muss ungefiltert in eine Zentrale geschickt werden. Vieles kann dort ausgewertet werden, wo es entsteht. Nur das, was betrieblich relevant ist, wird weitergegeben, gemeldet oder in übergeordnete Modelle integriert. Entscheidend ist nicht die Datenmenge, sondern was daraus für den Betrieb nutzbar wird.

Die Station wird so vom passiven Messpunkt zum digitalen Betriebspunkt: Sie erfasst, analysiert und archiviert Daten lokal, meldet relevante Zustände und bleibt auch bei eingeschränkter Kommunikation nutzbar. Andere Branchen arbeiten am autonomen Fahren, doch für die Energiewende brauchen wir selbstständig vorarbeitende Netzstationen: Systeme, die im Feld messen, prüfen, verdichten und melden. Die Entscheidungshoheit bleibt beim Netzbetreiber – aber die Betriebsfähigkeit wird skalierbar.

Systemoffen heißt für uns: Bestehende Leitsysteme, GIS, Asset-Management, Netzberechnung sowie IT- und OT-Strukturen anschlussfähig einzubinden. Hardware ist dabei Mittel zum Zweck. Wir wollen keine Abhängigkeit schaffen, bei der eine Komponente nur mit einer bestimmten Software funktioniert. Deshalb setzen wir auf offene Schnittstellen, industrielle Komponenten und Architekturen, die sich weiterentwickeln lassen. »Aus einer Hand« bedeutet nicht Abschottung, sondern Verantwortung für das Zusammenspiel.

Welchen konkreten Mehrwert schafft GridCal dadurch für Netzbetreiber im Alltag?

GridCal schafft operative Klarheit und Skalierbarkeit. Netzbetreiber erhalten eine belastbare Sicht auf reale Netzzustände, können Engpässe früher erkennen, Maßnahmen besser priorisieren und Investitionen gezielter planen. Gleichzeitig reduziert GridCal die Komplexität im Roll-out und Betrieb digitaler Netzstationen. Es geht nicht nur um Daten, sondern um Infrastruktur,

die dauerhaft betrieben, überwacht und in bestehende Prozesse eingebunden werden soll.

Viele Menschen gehen davon aus, dass Netzbetreiber längst vollständig digitalisiert sind. In der Praxis erfahren sie von manchen Ausfällen aber noch immer erst, wenn Kund:innen anrufen. Genau dort setzen wir an: Wir wollen mit möglichst geringer Ressourcenbindung sichtbar machen, was im Netz tatsächlich passiert – vom einzelnen Sensor bis zum digitalen Zwilling eines Niederspannungsnetzes.

Besonders wichtig ist das für kleine und mittlere Netzbetreiber. Viele Stadtwerke stehen vor steigenden regulatorischen Anforderungen, begrenzten IT-Kapazitäten und knappen personellen Ressourcen. Trotzdem müssen sie ihre Netze sicher und zukunftsfähig betreiben. Wir sehen uns als Werkzeugbauer und Wegbereiter. Netzdigitalisierung in der Fläche ist wie eine Bergbesteigung: Der Netzbetreiber muss den Weg selbst gehen, weil Betrieb, Verantwortung und Entscheidungen bei ihm bleiben. GridCal kann die Route aber vorbereiten, stellt die Werkzeuge bereit und macht kritische Abschnitte beherrschbar.

Dazu gehört auch digitale Souveränität auf technologischer Ebene. GridCal kann on-premise oder als SaaS betrieben werden, ohne Netzbetreiber zwingend in Hyperscaler-Strukturen zu führen. Die Lösung nutzt etablierte Linux- und Open-Source-Technologien, bleibt aber als Gesamtsystem professionell betrieben, abgesichert und weiterentwickelt. Gerade in kritischer Infrastruktur ist das kein Nebenthema, sondern Teil des Fundaments. Unser Ziel ist nicht Abhängigkeit, sondern Befähigung.

Interview **Walter Nogueira**

Weitere Informationen unter:
gridcal.com



GRIDCAL

Ohne leistungsfähige Stromnetze wird Deutschland den Anschluss im KI-Zeitalter verlieren

Andreas Schierenbeck, CEO von Hitachi Energy, über Deutschlands industrielle Zukunft, den Stromhunger der künstlichen Intelligenz und den größten Infrastrukturm Umbau seit dem Wiederaufbau.

Herr Schierenbeck, viele Ökonominen und Ökonomen warnen vor einer schleichenden Deindustrialisierung Deutschlands. Teilen Sie diese Sorge?

Die Gefahr besteht. Aber sie ist keineswegs unausweichlich. Deutschland verfügt über eine außergewöhnlich starke industrielle Basis, über innovative Unternehmen und hervorragend ausgebildete Fachkräfte. Entscheidend wird sein, ob wir die Voraussetzungen schaffen, damit Unternehmen auch künftig hier investieren. Dazu zählen wettbewerbsfähige Energiepreise, moderne Infrastruktur und ausreichend Netzkapazitäten.

Die industrielle Zukunft Deutschlands entscheidet sich nicht irgendwo in ferner Zukunft, sondern in den kommenden Jahren.

Warum ist das so dringend?

Weil die Nachfrage nach Strom in den kommenden Jahrzehnten massiv steigen wird. Wir elektrifizieren industrielle Prozesse, Verkehr und Gebäude. Gleichzeitig entstehen neue Verbraucher, die es in dieser Größenordnung bislang nicht gab: Künstliche Intelligenz, Rechenzentren und digitale Infrastruktur benötigen enorme Mengen an Energie.

Hinzu kommt, dass KI zunehmend Einzug in industrielle Anwendungen hält. Im Maschinenbau, in der Fertigung, in der Logistik und bei der Steuerung komplexer Produktionsprozesse wird sie zu einem wichtigen Produktivitätsfaktor. Die dafür erforderliche Rechenleistung wächst rasant. Damit wächst auch der Bedarf an einer leistungsfähigen Energieinfrastruktur.

Ist KI tatsächlich ein so großer Energiefaktor?

Absolut. Viele Menschen denken bei künstlicher Intelligenz zuerst an Software oder Chips. Tatsächlich beginnt KI bei der Energieversorgung. Moderne Rechenzentren benötigen enorme Mengen an Strom. Einige Anlagen verbrauchen inzwischen so viel Energie wie mittelgroße Städte. Deshalb sage ich oft: Ohne leistungsfähige Stromnetze gibt es keine KI.

Gleichzeitig wird KI längst nicht mehr nur in Rechenzentren eingesetzt. Wir sehen ihren Einsatz zunehmend in industriellen Anwendungen, etwa im Maschinenbau, in der Fertigung, in der Logistik oder bei der Steuerung komplexer Produktionsprozesse. KI hilft dabei, Anlagen effizienter zu betreiben, Wartungszyklen vorherzusagen oder Energieverbräuche zu optimieren. Dadurch wird sie zu einem wichtigen Treiber der industriellen Transformation.

Der globale Wettbewerb um künstliche Intelligenz wird deshalb nicht allein in Forschungslaboren entschieden. Er entscheidet sich ebenso in Fabriken, Produktionshallen und letztlich beim Ausbau der Energieinfrastruktur, die all das ermöglicht.

Deutschland diskutiert derzeit vielerorts über neue Rechenzentren. Mancherorts regt sich bereits Widerstand.

Das ist verständlich. Menschen sehen den steigenden Energieverbrauch und fragen sich, ob unsere Infrastruktur dafür ausreicht. Hinzu kommen Fragen des Ressourcenverbrauchs, beispielsweise beim Wasserbedarf für Kühlungssysteme. Solche Fragen müssen ernst genommen werden.



Energieinfrastruktur entsteht nicht in Wahlperioden, sondern über Jahrzehnte.

– Andreas Schierenbeck,
CEO Hitachi Energy

Unsere Antwort kann aber nicht sein, Innovation zu verhindern. Vielmehr müssen wir Infrastruktur und Nachhaltigkeit gemeinsam denken. Wenn Deutschland und Europa die Voraussetzungen nicht schaffen, werden Investitionen künftig verstärkt in Regionen fließen, die ihre Energie- und Netzkapazitäten konsequenter ausbauen. China, Indien und Teile der USA investieren bereits heute mit hohem Tempo.

Droht Deutschland wirtschaftlich zurückzufallen?

Ja, diese Gefahr besteht. Wer heute keine ausreichenden Energie- und Netzkapazitäten schafft, wird morgen keine neuen Industrien anziehen. Das betrifft KI ebenso wie Batteriefabriken, Rechenzentren oder Wasserstoffprojekte.

Deutschland hat hervorragende Unternehmen und eine starke industrielle Basis. Entscheidend ist aber, ob daraus Investitionen entstehen. Unternehmen investieren dort, wo Energie verfügbar, bezahlbar und verlässlich ist.

Energiepolitik entscheidet heute über technologische Führungsfähigkeit, Investitionen, Arbeitsplätze und Wohlstand. Wer diese Grundlagen stärkt, schafft die Voraussetzungen für Wachstum. Wer zu lange wartet, verliert an Attraktivität.

Viele Menschen verbinden Energiewende vor allem mit Windrädern und Solaranlagen. Reicht das?

Nein. Die Erzeugung von Energie ist nur die eine Seite. Strom muss auch transportiert, verteilt und gespeichert werden. Genau hier liegt die eigentliche Herausforderung.

Ein modernes Energiesystem benötigt leistungsfähige Netze, intelligente Steuerung und neue Speicherlösungen. Der Ausbau der

Netzinfrastruktur wird in den kommenden Jahren mindestens so wichtig sein wie der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien selbst.

Wie groß ist dieser Umbau?

Historisch betrachtet ist er enorm. Unsere Stromnetze wurden ursprünglich für eine Welt gebaut, in der Strom überwiegend zentral erzeugt und anschließend verteilt wurde. Heute entsteht Energie dezentral, beispielsweise durch Wind- und Solaranlagen. Gleichzeitig entstehen neue Lastzentren durch große Rechenzentren, Elektromobilität oder Wärmepumpen.

Dadurch werden die Systeme deutlich komplexer. Wir sprechen über Millionen zusätzlicher Datenpunkte, neue Stromflüsse und eine wesentlich höhere Dynamik im Netz. Es ist der größte Umbau unserer Energieinfrastruktur seit Generationen.

Was bedeutet das konkret für Unternehmen wie Hitachi Energy?

Unsere Aufgabe besteht darin, die Infrastruktur bereitzustellen, die diese Transformation ermöglicht: Transformatoren, Schaltanlagen, Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme, digitale Netzsteuerung, Batteriespeicher und viele weitere Technologien.

Vereinfacht gesagt: Wir bauen die Verbindung zwischen der Energieerzeugung der Zukunft und den Verbrauchern von morgen.

Deutschland gilt nicht gerade als Land der schnellen Infrastrukturprojekte. Macht Ihnen das Sorgen?

Deutschland hat erkannt, dass Geschwindigkeit zu einem entscheidenden Wettbewerbsfaktor geworden ist. Dennoch dauern Genehmigungs- und Planungsverfahren häufig noch zu lange. Während wir diskutieren, bauen andere Länder bereits.

Für die Energiewende ist Zeit inzwischen eine ebenso wichtige Ressource wie Kapital. Infrastruktur muss heute für den Bedarf von morgen geplant werden und nicht für den Bedarf von gestern.

Sie haben kürzlich den neuen Deutschland-Campus von Hitachi Energy in Mannheim eröffnet. Warum war dieser Schritt gerade jetzt wichtig?

Deutschland bleibt für Hitachi Energy einer der wichtigsten Märkte weltweit. Mit dem neuen Campus in Mannheim investieren wir gezielt in die Zukunft und fördern somit die Möglichkeiten für mehr Innovation, Zusammenarbeit und Wachstum und das in einem Gebäude, das im Betrieb klimapositiv ist, also mehr Energie erzeugt, als es verbraucht.

Denn die Energiewende, Digitalisierung und der Ausbau von Infrastruktur stellen Unternehmen vor immer komplexere Aufgaben. Dafür braucht es Orte, an denen unterschiedliche Kompetenzen zusammenkommen und neue Lösungen entstehen.

Der Campus steht deshalb für mehr als ein neues Gebäude. Er ist ein Bekenntnis zum Standort Deutschland und zu unserer Überzeugung, dass die Transformation unseres Energiesystems enorme Chancen für Industrie und Gesellschaft eröffnet.

Wie sieht die Energieversorgung Deutschlands und Europas in 25 Jahren aus?

Sie wird deutlich elektrischer, digitaler und stärker vernetzt sein. Erneuerbare Energien werden eine noch größere Rolle spielen. Gleichzeitig werden grenzüberschreitende Stromverbindungen wichtiger werden.

Energie wird dort erzeugt, wo sie besonders effizient produziert werden kann, und dorthin transportiert, wo sie benötigt wird. Dafür braucht es intelligente Netze, moderne Übertragungstechnologien und eine Infrastruktur, die über nationale Grenzen hinausdenkt.

Wenn Sie einen Wunsch an die Politik frei hätten – welcher wäre das?

Planbarkeit. Energieinfrastruktur entsteht nicht in Wahlperioden, sondern über Jahrzehnte. Unternehmen investieren Milliardenbeträge auf Basis langfristiger Entscheidungen.

Wer Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Klimaschutz gleichzeitig erreichen will, braucht verlässliche Rahmenbedingungen und einen langen Atem. Ein enger Austausch zwischen Politik und Wirtschaft ist dabei entscheidend.

Zum Schluss: Sind Sie optimistisch?

Ja. Die gute Nachricht lautet: Die Technologien existieren bereits. Wir wissen, wie klimafreundliche Energie erzeugt, transportiert und intelligent genutzt werden kann.

Die eigentliche Herausforderung besteht darin, Geschwindigkeit zu gewinnen. Wenn Deutschland und Europa diese Herausforderung annehmen, können sie zu den Gewinnern dieses Jahrhunderts gehören. Wenn nicht, werden andere Regionen die industrielle und digitale Zukunft prägen. Aber, da Sie mich ja gefragt haben: Ich bin und bleibe Optimist!



Klimaneutralität braucht einen Ausbau der Infrastruktur

Warum die Systemstudie D den Ausbau und die Vernetzung der Infrastrukturen in den Vordergrund rückt – und sich nicht mit Einzeltechnologien zufriedengibt.

Die öffentliche Debatte über die Energiewende wird häufig von einzelnen Technologien geprägt. Diskutiert wird dabei vor allem über Windkraftanlagen und Wärmepumpen, über Wasserstoff und Elektromobilität. Weit weniger Aufmerksamkeit erhält dagegen eine grundlegende Frage: Welche Infrastruktur benötigt Deutschland, um das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 tatsächlich zu erreichen?

Die im Auftrag von Hitachi Energy erstellte »Systemstudie Deutschland« untersucht diese Frage auf Basis des Energiesystemmodells REMod des Fraunhofer ISE. Analysiert werden zwei unterschiedliche Entwicklungspfade: ein Szenario mit höherem Wirtschaftswachstum (»Prosperität«) sowie ein Szenario mit moderater Entwicklung der Wirtschaftsleistung (»Stagnation«). Beide Szenarien erfüllen die Vorgabe der Treibhausgasneutralität bis 2045 und bilden damit eine Bandbreite möglicher Entwicklungen in Deutschland ab.

Und obwohl die zugrunde gelegten möglichen Szenarien sehr unterschiedlich sind, weisen die zentralen Ergebnisse ein erstaunliches Maß an Übereinstimmung auf.

Denn unabhängig von der wirtschaftlichen Entwicklung wird Strom innerhalb der nächsten 25 Jahre zum dominierenden Energieträger des deutschen Energiesystems. Dabei erweist sich die Elektrifizierung in allen betrachteten Sektoren als tragende Säule der Transformation. Im Gebäudebereich erfolgt sie vor allem durch Wärmepumpen, im Verkehr durch batterieelektrische Antriebe und in der Industrie durch elektrische Prozesswärme. Hinzu kommen neue Quellen des Stromverbrauchs, wie etwa Rechenzentren, deren Bedeutung mit dem Ausbau von Digitalisierung und künstlicher Intelligenz weiter und zum Teil massiv zunimmt.

Die Folgen für die Stromnachfrage sind erheblich. Während heute rund 500 Terawattstunden Strom pro Jahr benötigt werden, um die Anforderungen von Industrie und Privathaushalten zu decken, steigt die Strombereitstellung in den Modellrechnungen bis 2045 auf Werte von deutlich mehr als 1000 Terawattstunden an. Im Prosperitätsszenario erreicht sie sogar rund 1286 Terawattstunden. Die Energiewende und



Während der Strombedarf steigt, sinkt gleichzeitig der Gesamtbedarf an End-Energie.

die damit parallel laufenden Entwicklungen wie der Ausbau von KI haben demnach eine deutliche Ausweitung des Strombedarfs zur Folge.

Während der Strombedarf steigt, sinkt gleichzeitig der Gesamtbedarf an End-Energie. Der Grund liegt in den höheren Wirkungsgraden elektrischer Anwendungen gegenüber fossilen Technologien. Die Transformation bedeutet deshalb keine Steigerung des Energieverbrauchs, sondern eine gezielte Ausrichtung auf die Elektrifizierung, damit wird eine effizientere Energienutzung erreicht.

Aus den Modellrechnungen ergibt sich eine weitere zentrale Erkenntnis: Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt die wichtigste Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele. Bis 2045 steigt die installierte Photovoltaikleistung auf rund 426 Gigawatt, die Windkraftleistung auf etwa 200 Gigawatt. Parallel dazu müssen Netze, Speicher und steuerbare Flexibilitätsoptionen ausgebaut und mit Digitalisierung orchestriert werden. Die Energiewende ist damit weniger ein Projekt einzelner Technologien als tatsächlich die Transformation

eines komplexen Gesamtsystems, welches weit über den Energiesektor hinauswirkt.

Besondere Bedeutung kommt der Fähigkeit zu, wetterabhängige Stromerzeugung in das Gesamtsystem zu integrieren. Die Modellierung zeigt, dass Versorgungssicherheit auch in Phasen geringer Wind- und Solarstromerzeugung gewährleistet werden kann. Voraussetzung dafür sind flexible Kraftwerke, Speichertechnologien, Power-to-X-Anwendungen, intelligente Steuerungssysteme sowie der Ausbau eines leistungsfähigen europäischen Stromverbunds. Wasserstoff wird dabei als Energieträger für Industrieprozesse eingesetzt werden können, zugleich wird er zur Stabilisierung des Energiesystems beitragen.

Auch die volkswirtschaftliche Betrachtung liefert interessante Ergebnisse: Der notwendige Ausbau von Erzeugungsanlagen, Netzen und Flexibilitäten erfordert erhebliche Investitionen. Gleichzeitig sinkt die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffimporten als Folge dieses Ausbaus und wachsender Systemeffizienz deutlich. Die Kostenstruktur des Energiesystems verschiebt sich damit

von laufenden Ausgaben für Energieimporte hin zu Investitionen in heimische Infrastruktur und der damit einhergehenden Wertschöpfung.

Trotz der kurz- und mittelfristig notwendigen steigenden Investitionen gehen die spezifischen Stromsystemkosten in den Modellrechnungen langfristig zurück. Sie sinken von 171 Euro pro Megawattstunde im Jahr 2025 um mehr als zehn Prozent auf 153 Euro pro Megawattstunde im Jahr 2045. Ursache sind Skaleneffekte, technologische Fortschritte und die höhere Auslastung der Infrastruktur. Die Transformation erweist sich damit als ebenso klimapolitisch notwendig wie volkswirtschaftlich tragfähig.

Die Studie zeigt zugleich, dass die Energiewende nicht allein als Ausbauprogramm für erneuerbare Energien verstanden werden sollte. Erfolgreich wird die Transformation nur dann sein, wenn Erzeugung und Netze, Speicher und Digitalisierung sowie die Bereitschaft zur Anwendung sektorübergreifender Flexibilität gemeinsam entwickelt werden. Daraus ergibt sich ein erheblicher Handlungsbedarf für Investitionen, Regulierung und europäische Koordination.

Die zentrale Erkenntnis der Analyse lautet deshalb: Klimaneutralität bis 2045 erfordert, dass die Energieinfrastrukturen mit derselben Konsequenz und systemisch abgestimmt ausgebaut werden wie die Erzeugungskapazitäten selbst. Der Umbau des Energiesystems ist eine interdisziplinäre Infrastrukturaufgabe und eine der größten Modernisierungsinvestitionen Deutschlands.

Autoren

Dr. Albrecht Reuter,
Managing Director, Fichtner IT
Consulting GmbH

Dr. Christoph Kost,
Head of Department Energy System
Analysis, Fraunhofer-Institut für
Solare Energiesysteme ISE

Dr. Ferdinand Pavel,
Chief Economist, EY Strategy &
Transactions GmbH



Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt die wichtigste Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele.

Ein »Augenmerk auf Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit«: Energiespeichersysteme für Gewerbe und Industrie »made in Europe«

Ob Ertrag oder ökologischer Fußabdruck im Fokus stehen: Energiespeichersysteme ermöglichen effiziente Lastverschiebung und Lastspitzenkappung. Wer hier investieren möchte, selbst aber aus einem anderen Gewerbe- oder Industriezweig kommt, ist auf kompetente Beratung und Unterstützung angewiesen. Geschäftsführer Arndt Freytag erläutert, wie der Spezialist für Energiemanagement Socomec Fehler bereits behebt, bevor sie sich in der Produktion bemerkbar machen.



Arndt Freytag
Geschäftsführer

Herr Freytag, worin besteht die Kernkompetenz von Socomec?

Socomec ist ein französisches mittelständisches Unternehmen, das sich vor allem auf die Bereiche Energiemanagement und Messtechnik spezialisiert hat. Auch bei kritischen Anwendungen verschiedener Art sind wir stark, etwa in Infrastruktur und Medizintechnik, vor allem aber im Rechenzentrumsumfeld. Seit einiger Zeit sind wir zudem im Bereich der Energiespeicherung aktiv. In Deutschland sind wir mit 100 Mitarbeitenden vertreten, insbesondere in Vertriebsunterstützung, Projektmanagement, Inbetriebsetzung und Instandhaltung durch unseren technischen Außendienst.

Wer benötigt Energiespeichersysteme?

Energiespeichersysteme sind für viele Industrie- und Gewerbeunternehmen relevant. Die größte Nachfrage kommt derzeit von Energieversorgern und Netzbetreibern, welche die Speicher zur Netzstabilisierung, zur Spitzenlastkappung oder Integration erneuerbarer Energien nutzen. Daneben spielen Projektentwickler eine zunehmende Rolle, etwa zur Vermarktung am Strommarkt oder zur Co-Location mit PV-Systemen. Eine dritte wichtige Gruppe sind industrielle Großverbraucher, die Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung oder zur Kappung von Spitzenlasten einsetzen. Hinzu kommen Kunden, die Ladeinfrastruktur für den Personen- und Gütertransport auf- oder ausbauen.

Ein Energiespeichersystem ist kein unerheblicher Kostenfaktor. Warum lohnt sich die Investition dennoch?

Zunächst sollten wir unterscheiden zwischen Gewerbespeichern (C&I) und Industrie- oder Großspeichern. Beim Einsatz von Industriespeichern profitiert der Kunde von Skaleneffekten. In diesem Bereich kauft ein Unternehmen einen Speicher in der Größe von zehn Megawattstunden oder mehr. Dadurch verfügt es über große Volumina und spart pro Kilowattstunde deutlich an Kosten.

Manche Investoren möchten ihre Investition möglichst schnell amortisieren – unter Ausnutzung von Fördermitteln und speziellen Darlehen wie KfW-Krediten. Andere stellen eine klimafreundliche Produktion oder den Aufbau von Ladeinfrastruktur in den Vordergrund. Für sie ist entscheidend, ob Kennzahlen wie der ökologische Fußabdruck verbessert werden können. Grundsätzlich kann sich ein Energiespeicher für sehr viele Anwendungsfälle lohnen.

Natürlich gibt es auch die Frage nach der Finanzierung. Klassisch werden Eigenkapital, Fördermittel und Fremdkapital

Wir liefern mittlerweile Speicher mit bis zu 30 Megawattstunden Energie aus.

– Arndt Freytag,
Geschäftsführer

kombiniert. Soll die Eigenkapitaldecke geschont werden, bieten sich Leasing- oder Contracting-Modelle an. Ihr Vorteil liegt in besser planbaren Opex-Aufwendungen und einem geringeren Einsatz eigener Mittel.

Man könnte auch darüber nachdenken, Strom wieder ins Netz einzuspeisen und damit Geld zu verdienen. Wie funktioniert ein solches Vorgehen?

Dahinter steht häufig das sogenannte Arbitragemodell. Zur Mittagszeit lässt sich viel Solarstrom günstig produzieren; teilweise wird er an der Börse sogar zu negativen Preisen gehandelt. In dem Moment kauft ein Unternehmen Energie günstig ein, speichert sie und ermittelt den optimalen Zeitpunkt für den Verkauf. Das kann etwa während einer Dunkelflaute oder bei hoher Nachfrage sein. Dann speist das Unternehmen Energie aus dem Speicher ein und verkauft sie mit möglichst hoher Marge.

Es gibt aber auch das Modell der Netzstabilisierung. Dabei gibt der Netzbetreiber gewisse Zeiten vor, in denen das betreffende Unternehmen gegen Vergütung Strom einspeisen muss.

Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, um Erträge aus einem Energiespeicher zu ziehen?

Zum einen muss der Energiespeicher über die Kommunikationsschnittstellen verfügen, die für ein Energiemanagementsystem erforderlich sind. Dieses misst in Echtzeit die Daten der Anlage. Auf Basis dieser

Daten kann das EMS Wetterprognosen, Verbrauchswerte und Börseninformationen einbeziehen. Unternehmen können stündlich Daten von der Strombörse abrufen oder einen Algorithmus nutzen, der Entscheidungen selbstständig trifft und so eine optimale Nutzung sicherstellt.

Wie unterstützen Sie dabei, gewinnbringend mit dem Thema Energiespeicherung umzugehen?

Unser Hauptaugenmerk liegt darauf, dem Investor einen zuverlässigen Speicher bereitzustellen, damit er Planungs- und Ertragssicherheit erhält. Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit stehen im Mittelpunkt, um die Investition langfristig zu schützen.

Wichtig ist auch die Auswertung der Verbrauchsdaten, die uns der Kunde an die Hand gibt. Dafür gilt es, die Energiemanagementsoftware sorgfältig auszuwählen und die Daten in den Algorithmus umzusetzen, um dem Kunden am Ende Vorschläge zu machen, wie er sein System optimal betreiben kann.

Wenn das System ausgewählt ist und die erforderliche Energiekapazität feststeht, fertigen wir das System mit seinen Komponenten und liefern es aus. Socomec bietet zudem in unserem Werk in Straßburg Expertenunterstützung durch Projektingenieure, die gemeinsam mit dem Kunden und dem beauftragten Installateur die einzelnen Schritte planen.

Anschließend folgen Inbetriebsetzung und Betrieb. Entscheidend ist, dass das Gerät in

der Lage ist, Daten an unsere Leitwarte zu liefern, damit wir Störungen, wie beeinträchtigte Batteriespannungen oder sonstige Fehlermeldungen, frühzeitig erkennen. So können wir proaktiv handeln. Mit einem breiten Servicenetzwerk in Deutschland, aber auch in ganz Europa, können wir die Anlagen schnell wieder verfügbar machen und Ausfallzeiten möglichst gering halten.

Welchen Ihrer Geschäftsbereiche erachten Sie als besonders zukunftsweisend?

Wir liefern mittlerweile Speicher mit bis zu 30 Megawattstunden Energie aus. Sie werden ab Werk gefertigt, sodass der Aufwand für den Kunden vor Ort gering und vorhersehbar bleibt. Da die Verkabelung innerhalb des Energiespeichers bereits abgeschlossen ist, reduziert sich der Installationsaufwand im Wesentlichen auf den Anschluss vom Netzeinspeisepunkt zum Energiespeicher. Außerdem nutzen wir unsere Prognosemöglichkeiten, um vorhersehbare Fehler frühzeitig zu melden und zu beheben, bevor der Kunde sie bemerkt.

Zusätzlich ist die Offenheit in die Zukunft hinein wichtig. Wir halten auch für Entwicklungen, die wir heute noch nicht vollständig absehen können, Schnittstellen vor, damit der Kunde seine Investition auch in fünf oder zehn Jahren noch nutzen und gegebenenfalls erweitern kann.

Wie sollte ein Unternehmen vorgehen, um ein Energiespeichersystem zu installieren?

Wichtig ist zunächst die Erkenntnis, dass ein Energiespeichersystem in der Regel über mindestens sieben, wenn nicht zwölf oder dreizehn Jahre oder länger geplant wird. Dafür braucht es einen Partner, der die Zuverlässigkeit mitbringt, den Betrieb des Systems über diesen Zeitraum hinweg sicherzustellen.

Hier sehe ich Hersteller wie Socomec im Vorteil – unter anderem, weil Socomec ein europäisches Unternehmen ist. Das reduziert für Investoren Risiken im Zusammenhang mit Zollstreitigkeiten oder Datenschutz. Socomec speichert sämtliche kundenbezogenen Daten und Informationen ausschließlich auf Servern im eigenen Rechenzentrum in Straßburg. Zusätzlich profitieren Kunden von erfahrenen Ansprechpartnern in unmittelbarer Kundennähe. Das halte ich für sehr hilfreich.

Weitere Informationen unter:
socomec.de



»

Socomec speichert sämtliche kundenbezogenen Daten und Informationen ausschließlich auf Servern im eigenen Rechenzentrum in Straßburg. Zusätzlich profitieren Kunden von erfahrenen Ansprechpartnern in unmittelbarer Kundennähe.

– Arndt Freytag,
Geschäftsführer

»Die Zukunft gehört Batteriespeichern, die erneuerbare Energien langfristig und sicher ins Netz bringen«

Um den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben und um immer mehr erneuerbare Energie in das Stromsystem zu integrieren, muss das System über eine große Flexibilität verfügen. Warum Batteriespeicher dabei die zentrale Rolle spielen, erläutert Dr. Thomas Stephanblome, CEO von ju:niz Energy, ein führender Entwickler, Errichter und Betreiber von großskaligen Batteriespeicherprojekten.



Dr. Thomas Stephanblome
CEO

Herr Dr. Stephanblome, Sie haben vor drei Jahrzehnten bereits zum Thema Energiespeicherung promoviert. Haben Sie damals gehant, wie groß das Thema werden würde?

Das ist eine sehr gute Frage. Schon damals, bei meiner Promotion Anfang der 1990er-Jahre, war offensichtlich, dass Energiespeicher ein absolut zentraler Baustein für ein nachhaltiges Energieversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sein würden. Wir haben bereits in den 90ern intensiv darüber diskutiert, wie man Speicher in die Netzregelung integrieren muss, um Stabilität im elektrischen Netz und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu gewährleisten.

Was ich jedoch nicht in diesem Ausmaß vorausgesehen habe, ist die enorme Geschwindigkeit der Entwicklung. Die Kostendegression bei Batteriespeichern war dramatisch schneller als erwartet. Dadurch hat sich das Thema von einer wissenschaftlichen Nische zu einem industriellen Milliardenmarkt entwickelt – und das in relativ kurzer Zeit. Es ist faszinierend zu sehen, wie aus einer damaligen Forschungsfrage ein so wichtiger Pfeiler der Energiewende geworden ist. Diese 30-jährige Kontinuität empfinde ich als großes Privileg. Das Thema hat mich nie losgelassen – und genau deshalb fühlt sich die Aufgabe bei ju:niz Energy für mich wie »nach Hause kommen« an.

Welche Vorteile bieten Batteriegroßspeicher für den Energiemarkt?

Batteriegroßspeicher sind eine der wirkungsvollsten Technologien für die Energiewende. Sie bieten mehrere entscheidende Vorteile:

Sie reagieren sekundlich auf Netzfrequenzschwankungen – schneller als jedes konventionelle Kraftwerk. Das macht sie zu einem hochpräzisen Werkzeug für die primäre Regelleistung und die Stabilisierung des Netzes.

Sie helfen, Erzeugung und Verbrauch auf der Zeitachse zu entkoppeln, sodass Wind- und Solarstrom planbarer und besser vermarktet werden. Das ist ein riesiger Schritt für die Integration erneuerbarer Energien.

Sie senken systemische Redispatch-Kosten erheblich. Allein im Jahr 2025 haben diese Kosten in Deutschland mehr als drei Milliarden Euro betragen. Hier können Speicher echte Entlastung bringen, indem sie Engpässe entschärfen und den Netzausbau sinnvoll ergänzen.

Und schließlich bieten sie eine Vielzahl zusätzlicher Netzdienstleistungen. Dazu gehören Blindleistungsregelung, die Fähigkeit zum Schwarzstart (Netzbildung nach einem Ausfall) und weitere System- und Netzdienstleistungen. Ein einzelner Speicher kann damit mehrere Anforderungen des Netzes gleichzeitig unterstützen.

Kurz gesagt: Ein moderner Batteriespeicher ist nicht nur ein Speicher, sondern ein hochflexibler Systemdienstleister, der die Energiewende technisch und wirtschaftlich effizienter macht.

Sie wollen mit ju:niz bis 2030 Batteriespeicher mit einer Leistung von 1,5 GW in Betrieb nehmen. Wie gehen Sie dabei vor?

Ja, das 1,5-GW-Ziel bis 2030 ist ambitioniert, aber bewusst gewählt. Wir wollen nachhaltig und mit Augenmaß skalieren. Dabei setzen wir auf mehrere Säulen: Wir setzen auf unsere langjährige Erfahrung entlang der gesamten Wertschöpfungskette – von der Projektentwicklung über den Bau bis zum Betrieb und die Vermarktung. Das gibt uns eine sehr breite Grundlage.

Wichtig ist uns außerdem ein ausgewogener Mix an Projektgrößen. Wir wollen weder nur viele kleine 10-MW-Anlagen, weil das operationell sehr aufwendig wäre, noch ausschließlich große 500-MW-Projekte. Ein intelligenter Mix aus mittelgroßen und großen Projekten bietet die beste Balance zwischen Skaleneffekten und Risikostreuung.

Ein weiterer zentraler Punkt ist die Investition in unsere Mitarbeitenden. Wir wachsen nicht nur in der Anzahl, sondern legen großen Wert auf Qualität, Weiterbildung und eine starke Unternehmenskultur. Die richtigen Leute sind bei diesem Tempo der entscheidende Erfolgsfaktor.

Zusätzlich nutzen wir gezielt Partnerschaften, um als schlankes Unternehmen große Schritte machen zu können – sei es in der Entwicklung, im Bau oder bei der Vermarktung. Besonders wertvoll sind dabei starke Off-Take-Partner wie Shell/Next Kraftwerke, die uns langfristige Partnerschaften bieten. Diese Partnerschaften erhöhen die Planbarkeit der Projekte deutlich.



Damit Investitionen schnell und im benötigten Umfang erfolgen können, brauchen wir allerdings unbedingt stabile Rahmenbedingungen.

– Dr. Thomas Stephanblome,
CEO

So kombinieren wir eigene Expertise und Agilität mit den Stärken großer Partner – das ist unser Weg, um das 1,5-GW-Ziel realistisch zu erreichen.

Auf welche Projekte oder Standorte setzen Sie besonders?

Wir setzen ganz bewusst auf netzengpass-behaftete Regionen – dort ist der systemische und wirtschaftliche Mehrwert von Batteriespeichern am größten. Besonders relevant sind Standorte, an denen entweder der Netzausbau deutlich hinterherhinkt oder wo sehr hohe und schwankende Einspeisungen aus erneuerbaren Energien ins Netz kommen. Genau dort können Speicher den größten Beitrag zur Stabilität leisten und gleichzeitig die besten Erlöse erzielen. Zusätzlich verfolgen wir stark das Co-Development. Wir bringen unsere Expertise gezielt in laufende Projekte anderer Entwickler ein. Dadurch erzeugen wir Hebelwirkung weit über unsere eigene Pipeline hinaus und beschleunigen den Gesamtausbau.

Es geht bei Batteriegroßspeichern auch um eine Unterstützung der Entlastung der kritischen Infrastruktur?

Ja, absolut. Systemisch richtig platziert entlasten Batteriegroßspeicher die kritische Netzinfrastruktur. Das Schöne ist: Die Batterie verdient ihren Beitrag genau dann, wenn sie das Netz entlastet – etwa bei Engpässen oder Erzeugungsspitzen. Sie reduziert Redispatch-Maßnahmen, verringert teuren Stromtransport über weite Strecken und hilft, Netzausbaukosten zu senken. Es ist eine echte Win-win-Situation: Wirtschaftlicher Ertrag und systemischer Nutzen gehen Hand in Hand.

Wie vermeiden Batteriegroßspeicher teure Neu- oder Ausbauten des Stromnetzes?

Ein gut platzierter Speicher direkt am Engpass kann den Ausbau von Leitungen um mehrere Jahre verschieben oder sogar komplett ersetzen. Er nimmt lokal überschüssige Energie auf und gibt sie dann wieder ab, wenn sie gebraucht wird – ohne dass der Strom über lange, überlastete Strecken transportiert werden muss. Im Kosten-Nutzen-Vergleich sind Speicher häufig deutlich günstiger und

vor allem viel schneller realisierbar als neue Trassen. Während ein Leitungsprojekt oft 8 bis 15 Jahre Planungs- und Genehmigungszeit braucht, kann ein Speicher in ein bis zwei Jahren ans Netz gehen, weil er in den Bestand integriert wird. Allerdings hinkt die Regulatorik hier noch hinterher. Die Anreize und Vergütungsmodelle für diese netzentlastende Wirkung sind noch nicht optimal ausgestaltet. Das ist eine der wichtigen Aufgaben für die Politik in den nächsten Jahren.

Wie beschleunigen Sie mit Ihrem Co-Development auch laufende Projekte?

Beim Co-Development steigen wir in bestehende Projekte ein und bringen alles mit, was solche Vorhaben häufig bremst: langjährige Erfahrung, ein starkes Netzwerk und klare Prozessstrukturen. Der größte Hebel liegt dabei in der Beschleunigung von Genehmigungsverfahren und Netzan-schlüssen. Mit unserer mehr als zehnjährigen Erfahrung in der Speicherentwicklung können wir typische Stolpersteine frühzeitig erkennen und ausräumen. Das verkürzt die Realisierungszeit deutlich und erhöht die Erfolgswahrscheinlichkeit der Projekte.

Sie gelten als leidenschaftlicher Verfechter der Energiewende. Ärgert Sie die Zögerlichkeit, die an einigen Stellen in der Politik und in Unternehmen diesbezüglich herrscht?

Frustration gibt es manchmal schon – das lässt sich nicht leugnen. Allerdings versuche ich, diese Frustration produktiv zu nutzen. Wir bringen unsere Expertise aktiv in politische Diskussionen und Gremien ein, um Aufklärungsarbeit zu leisten und relevante Entscheidungen herbeizuführen. Und mit dem Bau und Betrieb unserer Speicher setzen wir ein erfolgreiches Statement und treiben die Energiewende ganz konkret voran.

Damit Investitionen schnell und im benötigten Umfang erfolgen können, brauchen wir allerdings unbedingt stabile Rahmenbedingungen. Die Politik muss Genehmigungsrecht, Netzentgelte und das Marktdesign verlässlich gestalten. Die aktuell genannten Rahmenbedingungen im AGNES-Prozess begrüßen wir dabei ausdrücklich, sehen aber auch da noch ein gewisses Potenzial.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
juniz.com



ju:niz

»Die Wärmewende findet in der Fläche statt – Versorger werden vom Energieverkäufer zum Lösungsanbieter«

Die Wärmewende bewegt Kommunen, Stadtwerke und Energieversorger – und alle einzelnen Verbraucher:innen. Bianca Lehmann, Managerin und Teamleitung »Wärme, Quartiere, EDL« der con|energy consult GmbH, über die konkreten Chancen einer umfassenden, klimaneutralen Wärmeversorgung.



Bianca Lehmann
Managerin und Teamleitung
»Wärme, Quartiere, EDL«

Frau Lehmann, Ihr Unternehmen, das 2022 Teil der Scalian Germany AG wurde, berät seit knapp drei Jahrzehnten Kommunen und Unternehmen. Wo liegen die besonderen Herausforderungen der Wärmewende?

Anders als bei der Stromwende reicht es nicht, allein die Nutzenergie auf erneuerbare Quellen umzustellen. Auch die Gebäude selbst müssen dekarbonisiert werden. Dieses Zusammenspiel erhöht die Komplexität erheblich – technisch wie auch in der Entscheidungsfindung der Eigentümer. Die Wärmewende wird damit »persönlicher«: Statt eines Liefervertrags sind häufig bauliche Maßnahmen notwendig, die auch mit praktischen Einschränkungen verbunden sind: Maßnahmen im Heizungskeller sind meist nur außerhalb der Heizperiode sinnvoll umsetzbar. In den letzten Jahren haben viele

Kommunen gemeinsam mit Versorgern Wärmepläne entwickelt. Gebäude wurden analysiert und geeignete Versorgungslösungen abgeleitet, während Netzbetreiber den Ausbau prüfen. Am Ende entscheidet jedoch der Gebäudeeigentümer. Klare gesetzliche Rahmenbedingungen und Planungssicherheit sind daher entscheidend – beides war zuletzt oft unzureichend. Die Folge: Die Wärmewende wird eher vertagt als vorangetrieben. Angesichts von weniger als 20 Jahren bis zur Dekarbonisierung ist das kritisch.

Wenn wir von der Bezahlbarkeit sprechen: Was bedeutet die Transformation der Wärmenetze für zukünftige Preissysteme?

In nahezu allen Transformationsplänen wird davon ausgegangen, dass künftig Großwärmepumpen zum Einsatz kommen, die Umwelt- und Abwärme nutzbar machen. Deren Effizienzverhalten unterscheidet sich jedoch grundlegend von klassischen gaskraftbasierten Systemen. Externe Faktoren wie Quell- und Außentemperaturen sowie Strompreise an der Börse wirken sich deutlich stärker auf die Wärmegestehungskosten aus. Die bisherigen Preismodelle, die über Preisänderungsklauseln fortgeschrieben werden, passen zunehmend weniger zu dieser neuen Realität. In unseren Beratungsprojekten empfehlen wir daher, stärker auf transparente und nachvollziehbare

Preisstrukturen zu setzen und den Anteil fixkostenbasierter Komponenten zu erhöhen, während die verbrauchsabhängigen Modelle stärker von der Effizienz der Wärmepumpen abhängig gemacht werden sollten. Gleichzeitig geraten Vertragslaufzeiten stärker in den Fokus. Es stellt sich die Frage, ob Versorger künftig noch Lieferverträge über 10 oder 15 Jahre anbieten können, wenn sich die Wärmesysteme schrittweise verändern und Transformationsprozesse kontinuierlich Auswirkungen auf Kosten und Strukturen haben.

Wie lässt sich diese Transformation des Wärmemarktes finanzieren? Entstehen dabei neue, individuell zugeschnittene Wärmeprodukte?

Für den Aus- und Umbau der Wärmenetze werden je nach Studie 150 bis 300 Milliarden Euro bis 2045 benötigt. Die Wärmewende findet in der Fläche statt – für Versorger bedeutet das den Wandel vom Energieverkäufer zum Lösungsanbieter. Entsprechend vielfältig ist die Finanzierung: Eigenmittel, Förderprogramme wie die BEW und das BEG sowie Beteiligungsmodelle und Investoren. Entscheidend sind stabile Geschäftsmodelle. Gemeinsam mit unseren Kunden entwickeln wir neue Wärmeprodukte, etwa:

- »grüne« Wärmetarife mit CO₂-Reduktion
- quartiersbezogene Versorgungslösungen
- flexible Tarifmodelle für »energy as a service«

Konzepte sind das eine, die Umsetzung ist am Ende das Entscheidende. Gemeinsam mit Scalian Germany steuern und managen wir Projekte und führen sie erfolgreich zum Abschluss.

Sie arbeiten seit einigen Jahren mit Ihrem Quartierssimulationsmodell QuaSiMo. Wie funktioniert es?

Mit QuaSiMo haben wir ein hauseigenes Tool entwickelt, mit dem sich Versorgungskonzepte für Wärme, Strom und Kälte innerhalb weniger Minuten simulieren und vergleichen lassen. Szenarien zu Preisen, Bedarfen und zum Ausbau erneuerbarer Energien werden abgebildet. So identifizieren wir robuste Lösungen für Quartiere, Netze und Standorte. Das Modell unterstützt fundierte Entscheidungen auf dem Weg zur dekarbonisierten Energieversorgung.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
ceco.de

SCALIAN | consult
con | energy

Brandreport • Gräper Ahlhorn GmbH

»Energieinfrastruktur als Schlüssel für den Industriestandort«

Die Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende liegt im Netz. Ein Gespräch mit Dr. Ralf Jungblut, CEO der Gräper Ahlhorn GmbH & Co. KG, über die Rolle moderner Netzinfrastruktur für den Industriestandort Deutschland.



Dr. Ralf Jungblut
CEO

Herr Dr. Jungblut, die Energiewende ist in aller Munde – aber was bedeutet sie konkret für die Netzinfrastruktur?

Die Energiewende ist längst keine politische Absichtserklärung mehr. Sie ist eine ingenieurtechnische Realität, die tiefgreifende Konsequenzen für unsere gesamte Netzinfrastruktur hat. Der Ausbau der Übertragungskapazitäten ist dabei notwendig, aber nicht ausreichend. Entscheidend ist, was in der Fläche passiert, nämlich auf der Mittel- und Niederspannungsebene, dort, wo Energie wirklich ankommt. Die Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende liegt also nicht allein in der Erzeugung. Sie liegt im Netz selbst.

Welche Rolle spielen dabei Netzstationen – ein Thema, das in der öffentlichen Debatte kaum vorkommt?

Das stimmt und das ist eigentlich paradox.

Netzstationen galten lange als stilles Rückgrat der Stromversorgung. Sie sind funktional, unverzichtbar, aber selten im Mittelpunkt der Debatte. Das ändert sich gerade fundamental. Mit dem wachsenden Anteil dezentraler Einspeiser wie Photovoltaikanlagen, Windkraft, Batteriespeichern entstehen bidirektionale Lastflüsse, die klassische Netzinfrastruktur an ihre Grenzen bringen. Eine Netzstation ist heute weit mehr als ein Transformator. Sie ist ein Datenpunkt, ein Regelglied, ein aktiver Teil des Netzes und damit ein Schlüsselement für Versorgungssicherheit und Effizienz.

Wie verändert die Digitalisierung diese Anlagen konkret?

Moderne Netzstationen sind heute integraler Bestandteil sogenannter Smart Grids. Sie sind ausgestattet mit Sensorik, Steuerungs- und Kommunikationstechnik und übernehmen damit eine aktive Rolle im Netz: Sie messen, regeln und kommunizieren in Echtzeit und oft vollautomatisch. Das ist ein fundamentaler Wandel gegenüber dem, was wir noch vor zehn oder fünfzehn Jahren als Standard kannten.

Was bedeutet das für Industrieunternehmen, die ihren Energiebedarf absichern wollen?

Der Druck auf die Unternehmen wächst

erheblich. Die Elektrifizierung von Produktionsprozessen, der Aufbau eigener Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, der Wunsch nach eigenständiger Energieversorgung mit Speicherlösungen: All das erhöht den Bedarf an leistungsfähigen Netzanschlüssen massiv. Netzkapazität ist kein technisches Detail. Sie ist ein strategischer Standortfaktor und in manchen Branchen bereits die entscheidende Engpassgröße bei Investitionsentscheidungen. Wer heute nicht in seine Netzinfrastruktur und Netzqualität investiert, riskiert morgen einen handfesten Wettbewerbsnachteil.

Muss dafür immer neu gebaut werden – oder gibt es effizientere Wege?

Zur Wahrheit gehört, dass in vielen Fällen ein Neubau notwendig ist. Die Alternative, durch eine gezielte Modernisierung bestehender Anlagen, eine schnellere und kosteneffizientere Lösung einzusetzen, muss im Einzelfall durch ein Fachunternehmen bewertet werden. Ein solcher sogenannter Refit-Ansatz ermöglicht es, vorhandenes Know-how und bestehende Netzstrukturen zu nutzen, auch um die Spannungsqualität zu verbessern und Ausfallzeiten zu minimieren. Kurz: Den technischen Standard schrittweise anzuheben. Gerade in einem

Umfeld stark steigender Baukosten und begrenzter Planungskapazitäten gewinnt das zusätzlich an Attraktivität.

Ihr abschließendes Fazit für den Industriestandort Deutschland?

Die Kombination aus Netzausbau, Digitalisierung und intelligenten Stationslösungen ist kein Selbstzweck. Sie ist die Grundlage dafür, dass Deutschland als Industriestandort international nachhaltig wettbewerbsfähig bleibt. Infrastruktur ist Industriepolitik, das sollten wir uns als Gesellschaft stärker bewusst machen. Die Unternehmen, die das frühzeitig erkennen und entsprechend investieren, sichern sich einen strukturellen Vorteil, der in den nächsten Jahren immer deutlicher sichtbar werden dürfte.

Weitere Informationen unter:
graeper.de



GRÄPER

»Wer seine Liegenschaft einzeln durchrechnet, analysiert am Optimum vorbei«

Klimaneutrale Energiesysteme in Gewerbe und Industrie brauchen eine effiziente und flexible Planung. Wieso präzise Liegenschaftsdaten und ganzheitliche Systeme der Schlüssel zur Energiezukunft sind, erläutert Dr.-Ing. Felix Kullmann, Geschäftsführer von minimum energy.



Dr.-Ing. Felix Kullmann
Geschäftsführer

Herr Dr. Kullmann, welche Bedeutung haben Liegenschaftsdaten, um den Energieverbrauch zu verstehen und dann optimieren zu können?

Gute Energieplanung scheitert heute meist schon an der Datengrundlage. Verbräuche, Lastprofile, Dachpotenziale – all das liegt oft verstreut, veraltet oder gar nicht vor und die manuelle Erfassung ist langsam und teuer. Ohne eine präzise Ausgangsbasis bleibt aber jede Optimierung eine Schätzung. Genau hier setzen wir an: minimum energy erfasst die relevanten Liegenschaftsdaten automatisiert. Aus einer Adresse entsteht in kürzester Zeit eine digitale Kopie der Liegenschaft, samt Wetterdaten und wirtschaftlichen Faktoren wie Netzentgelten. Präzise Daten sind die Voraussetzung für eine belastbare technische Auslegung und Wirtschaftlichkeit.

Wie geht es auf Ihrer Plattform dann weiter, wenn ich die Daten habe und eingebe?

Der Einstieg ist bewusst einfach: Man gibt die Adresse ein, und die Plattform zieht sich den Rest selbst – beispielsweise Wetterdaten oder Netzentgelte des verantwortlichen Verteilnetzbetreibers. Zusätzlich haben wir Tools entwickelt, die es ermöglichen, mit unvollständigen Datensätzen eine sehr präzise Abschätzung der fehlenden Daten zu erzeugen – wenn nur Daten zum Netzbezug vorliegen, aber der Bruttostrombedarf der Liegenschaft, zum Beispiel bei bestehender PV-Anlage, unbekannt ist.

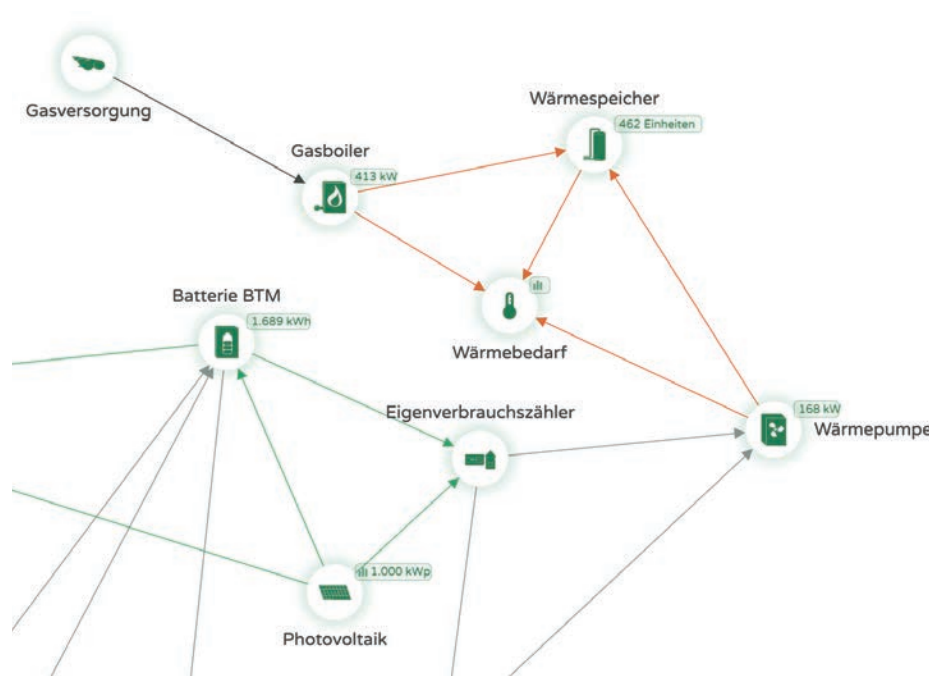
Von dieser Basis aus lassen sich mit wenigen Klicks verschiedene Szenarien modellieren – Photovoltaik, Speicher, Wärmepumpe, Ladeinfrastruktur – und auch kurzfristige Kundenwünsche schnell einarbeiten. Am Ende steht ein konkreter Investitions- und Betriebsplan, interaktiv visualisiert.

Die Lösungsoptionen steigen. Wie geht die Plattform mit der Vielzahl von Möglichkeiten um?

Die Zahl der Kombinationen explodiert förmlich: mehrere Technologien, dazu Tarife, Förderprogramme, Regulatorik und unterschiedliche Betriebsstrategien. Mit einer Excel-Tabelle oder einzelnen Insellösungen lässt sich das nicht mehr seriös abbilden – das skaliert nicht und ist fehleranfällig. Wer Assets einzeln rechnet, übersieht das Optimum. Unsere Plattform bewertet deshalb das gesamte Energiesystem auf einmal, ganzheitlich und zugleich kleinteilig genau. Erst so zeigt sich, welche Kombination wirklich die beste ist.

Wie arbeiten Ihre Optimierungsmodelle? Gibt es Faktoren, die stärker gewichtet werden als andere?

Im Kern steckt ein mathematisches Optimierungsmodell, das aus unserer Grundlagenforschung am Forschungszentrum Jülich stammt – wir haben unter anderem



Eine Liegenschaft ist nicht nur ein einzelner Stromzähler, sondern häufig ein kombiniertes System aus Strom, Wärme und Mobilität.

– Dr.-Ing. Felix Kullmann,
Geschäftsführer

Transformationsstrategien für die Bundesregierung gerechnet. Unser Modell optimiert nicht nur die Investition, sondern auch den Betrieb über die gesamte Lebensdauer. Dabei ist die Zielfunktion konfigurierbar: Der Kunde kann selbst gewichten, ob Wirtschaftlichkeit, CO₂-Einsparung oder Versorgungssicherheit im Vordergrund steht. Das Modell berücksichtigt unter anderem Flexibilität, dynamische Preise, Netztarife oder die Degradation von Speichern. Diese wissenschaftliche Tiefe bleibt für die Nutzenden transparent und steuerbar.

Wie lassen sich die verschiedenen Energieverbräuche für Strom, Wärme und Mobilität koppeln?

Eine Liegenschaft ist nicht nur ein einzelner Stromzähler, sondern häufig

ein kombiniertes System aus Strom, Wärme und Mobilität. Betrachtet man diese Bereiche gemeinsam, entstehen Synergien: Ein PV-Überschuss kann die Wärmepumpe speisen, das E-Auto laden oder in den Speicher fließen und Lasten lassen sich gezielt verschieben. Plant man die Sektoren getrennt, verschenkt man genau diese Flexibilität – und trifft unwirtschaftliche Entscheidungen. Eine Liegenschaft rechnet sich erst dann richtig, wenn man sie als Ganzes denkt.

Das Ziel Ihrer Plattform ist eine Senkung der Kosten, aber auch eine Senkung des Energieverbrauchs im Sinne der Energiewende. Wird aus dem »Testen« und »Eingeben« also auch ein

»Verstehen« dieser Energiewende für Gewerbe und Industrie?

Für uns gehört beides zusammen. Durch die intelligente Nutzung von Flexibilität, dynamischen Tarifen und Netzentgelten lassen sich Energiekosten senken und Strom oder Wärme effektiver einsetzen. Und ja, aus dem reinen Durchrechnen von Szenarien wird tatsächlich ein Verständnis dafür, was sich für eine konkrete Liegenschaft lohnt, wann und warum. Mir ist auch ganz wichtig zu betonen, dass wir mit unserem Tool keinesfalls eine Glaskugel schaffen wollen, die zukünftige Entwicklungen vorhersagt. Vielmehr ist unser Anspruch, einen Werkzeugkasten zu entwickeln, mit dem unterschiedliche Zukunftsszenarien analysiert werden können. Wir visualisieren transparent alle Eingabedaten und Annahmen, sodass jedes Optimierungsergebnis nachvollziehbar ist und so eine Faktengrundlage schafft, auf der valide Entscheidungen für Investitionen getroffen werden können.

Mit welchen Preisdynamiken rechnen Sie in den nächsten Jahren?

Wir rechnen kurzfristig mit deutlich mehr Dynamik: volatilere Strompreise, mehr dynamische Tarife, zeitvariable Netzentgelte und mehr Steuerbarkeit – Stichwort §14a EnWG –, dazu Solarspitzensteuergesetz, MiSpeL und Direktvermarktung. Sobald immer mehr Endverbraucher und Netzbetreiber Flexibilität aufgebaut haben, wird diese Dynamik auch wieder abnehmen. Das ist eine große Chance für alle, die sich frühzeitig beispielsweise für einen Speicher entscheiden. Je höher die Volatilität, desto größer die Margen/Einsparungen für diejenigen, die im Besitz von Flexibilität sind.

Wer sich aktiv um seine Liegenschaft und deren Daten kümmert, wird also weiterhin belohnt werden?

Eindeutig ja. Flexibilität und aktives Energiemanagement werden künftig noch stärker belohnt. Wer seine Liegenschaft aktiv steuert, profitiert – Passivität wird teurer. Am deutlichsten sehen wir das aktuell bei Gewerbe- und Industriekunden, die in Batteriespeicher investieren. Voraussetzung ist allerdings, dass der Speicher optimal geplant und dimensioniert ist – genau darauf ist unsere Software ausgelegt. Mein Rat ist, jetzt zu handeln: Wer eine saubere Datenbasis schafft und die Systeme von Anfang an ganzheitlich plant, verhindert »stranded investments« oder ungenutztes Potenzial.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
minimum.energy



minimum
energy

– Dr.-Ing. Felix Kullmann,
Geschäftsführer

Wer seine Liegenschaft aktiv steuert, profitiert – Passivität wird teurer. Am deutlichsten sehen wir das aktuell bei Gewerbe- und Industriekunden, die in Batteriespeicher investieren.

Die Energiewende hat ihren Kipppunkt überschritten

Vier Jahre nach dem russischen Angriff auf die Ukraine ist die deutsche Energiedebatte von Mythen, Partikularinteressen und Falschinformationen geprägt. Dabei ist die ökonomische Frage längst entschieden. Wer genau hinsieht, erkennt: Die Energiewende kommt und die wirtschaftlichen Chancen sind enorm.



Alexander Graf
Unternehmer & Investor

Im Frühjahr 2022, nach dem russischen Angriff auf die Ukraine, drehten sich plötzlich fast alle Geschäftsgespräche um Energie. Für uns war das der Anlass, im Podcast »Energiezone« mit Gründerinnen, Gründern und Geschäftsführungen von Energieunternehmen zu sprechen und banale Fragen zu stellen: Was kostet der Strom von morgen? Ist Wasserstoff die Rettung? Welche Rolle spielen Speicher? Die treibende Neugier galt der Frage, wie sich Konsumierende und Unternehmen verhalten sollten – und welche Chancen sich hinter der Transformation verbergen.

Die anfängliche Stimmung war optimistisch. Auf den Fahrten durch Schleswig-Holstein entstand der Eindruck, Strom müsse bald nahezu kostenlos verfügbar sein. Überschüssiger Strom ließe sich in Wasserstoff umwandeln und stünde bereit, wenn Sonne und Wind ausfielen. Erdgas aus Katar oder Atomkraft aus Frankreich schienen verzichtbar. Bei dynamischen Preisen und ökonomisch handelnden Haushalten waren Strompreise unter zehn Cent brutto vorstellbar. Die gute Verfügbarkeit von Solaranlagen, der zunehmend unattraktive Weltmarkt für Gas und ein neuer europäischer Souveränitätsanspruch wirkten wie ideale Bedingungen für eine Beschleunigung. Die rund 80 Milliarden Euro, die Deutschland pro Jahr für fossile Brennstoffe ausgibt, hätten – so die These – eine Art Superkonjunktur auslösen können.

Die politische Realität verlief anders. Eine zentrale Erkenntnis aus über hundert Energiezone-Aufnahmen lautet: Die Akteurinnen und Akteure im Markt handeln nicht rational, sondern interessengetrieben. Das war erwartbar. Überraschend ist jedoch, wie stark sich politische

Entscheidungen und volkswirtschaftlicher Nutzen in Energiefragen entkoppelt haben. Auch innerhalb der einzelnen Lager wird um Technologien und Förderung gestritten. Fast immer setzen sich Kompromisse durch, die die Transformation teurer machen, weil jeder Akteur befriedigt werden will. Je stärker die Energiewende bestehende Privilegien angreift, desto absurder werden Diskussionen und Falschinformationen. Komplexe Zusammenhänge zu Systemkosten, Primärenergien oder Regelleistung werden häufig falsch wiedergegeben – mit der Folge, dass eine breite Öffentlichkeit die ökonomische Logik der Transformation nicht erkennt.

Trotz dieser Gemengelage ist Entwarnung angebracht. Im Jahr 2024, lange vor dem Ölpreisschock durch den Irankrieg, habe die

Energiewende ihren Kipppunkt überschritten, wie es ein Energiezone-Gast pointiert formulierte. Erneuerbare Energien inklusive Speicherlösungen sind inzwischen so günstig, dass eine Rückkehr zu fossilen Back-ups wirtschaftlich nicht mehr tragfähig ist. Die Stromgestehungskosten von Photovoltaik und Onshore-Wind liegen deutlich unter denen neuer Gas- oder Kernkraftwerke. Großspeicher folgen derselben Kostenkurve. Langfristig setzt sich die günstigste Lösung durch. Solange sich Deutschland schneller in diese Richtung bewegt als seine Nachbarländer, entstehen attraktive Geschäftsmöglichkeiten im grenzüberschreitenden Energiehandel. Auf Gas wird das System nicht vollständig verzichten können – jedoch muss es nicht importiert werden. Das immense Biogaspotenzial in

Deutschland kann einen systemrelevanten Beitrag zur Residuallast leisten.

Die nächste Ausbaustufe ist nicht mehr die Erzeugung, sondern die Flexibilisierung. Wer den Strom dann verbraucht, wenn er günstig im Netz ist, senkt die eigenen Kosten und entlastet das Gesamtsystem. Dynamische Tarife, intelligente Wärmepumpen, bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen und industrielle Lastverschiebung sind keine Zukunftsthemen mehr, sondern bereits heute Geschäftsmodelle bei Industrie und privaten Haushalten. Hier zeigt sich, wie sehr Energie zu einem Digitalisierungsthema geworden ist: Wer Daten in Echtzeit verarbeitet und Anreize automatisiert weitergibt, gewinnt. Genau an dieser Schnittstelle entstehen die Geschäftsmodelle, die Deutschland exportieren kann.

Die wirtschaftlichen Chancen sind erheblich. Solaranlagen und Batterien mögen aus China stammen, doch die Wertschöpfung der vor Ort erzeugten Energie liegt zu rund 90 Prozent im Inland: in Installation, Wartung, Netzanschluss, Direktvermarktung und Steuerungssoftware. Die wahren Hebel liegen in der Digitalisierung der Netze, in smarten Anreizsystemen, im Aufbau lokaler Wärmenetze und in der Sektorkopplung. Haushalte und Industrie können gleichermaßen profitieren. China zeigt, dass es deutlich konsequenter geht: Das Land erhöht den Output aller Erzeugungsformen parallel, wobei die Erneuerbaren mittelfristig mit Abstand der größte Lieferant sein werden. Deutschland muss diesen Pragmatismus nicht kopieren, sollte aber das Tempo erhöhen.

Die Entscheidung liegt in Deutschland selbst. Mit dem überschrittenen Kipppunkt ist die zentrale Frage nicht mehr, ob die Transformation gelingt – sondern nur noch, wann sie ihren ökonomischen Nutzen voll entfaltet und ob die zu erwartende »Reiche Delle« Deutschland erneut zehn Jahre zurückwirft. Wer früh investiert, gestaltet. Wer abwartet, zahlt.

Wer früh investiert, gestaltet. Wer abwartet, zahlt.

– Alexander Graf,
Unternehmer & Investor

Text Alexander Graf,
Unternehmer & Investor,
Herausgeber Energiezone Podcast

Brandreport • RemoteSolar GmbH

Die Energiewende für alle: mit Solarstrom vom Park oder Nachbarn



Michael Schmitz
Geschäftsführer

Als Pächter eines Solarparkteils können praktisch alle von der Energiewende profitieren – ohne eigenes Dach oder Balkonkraftwerk. Michael Schmitz, Geschäftsführer von RemoteSolar, über die Demokratisierung der Sonnennutzung.

Herr Schmitz, wie komme ich ohne eigene Anlage am Haus an Solarstrom?

Ganz einfach: Sie pachten bei uns einen Teil eines Freiflächen-Solarparks – Ihre persönliche Anlage aus typischerweise 6 bis 80 Solarpaneelen samt zugeordnetem Batteriespeicher. Damit werden Sie selbst zum Stromerzeuger, ganz ohne

eigenes Dach, ohne Balkonkraftwerk und ohne große Anfangsinvestition. Dahinter stehen zwei Verträge. Der erste ist ein Mietvertrag über die für Sie konfigurierte Anlage – die Miete beginnt bei 9,95 Euro je kWp inklusive Mehrwertsteuer. Der zweite ist ein Stromvertrag: Sobald Ihre Anlage steht, rufen Sie den dort erzeugten Strom für einen Cent pro Kilowattstunde ab, zuzüglich der gesetzlichen Netzentgelte und Gebühren. Der Strom kommt physikalisch wie gewohnt aus Ihrer Steckdose; bilanziell stammt er aus Ihrer Anlage im Park. Mitmachen kann praktisch jeder mit Wohnsitz in Deutschland – Mietende wie Eigentümerschaften, Wohnung wie Einfamilienhaus oder Geschäft. Voraussetzung ist nur ein digitaler Zähler, ein Smart Meter, den kann ein Kooperationspartner von uns zügig einbauen. Durch die stabile Pachthöhe haben Kunden einen planbaren Strompreis für die nächsten 20 Jahre.

Ist die Versorgungssicherheit höher als mit einer Anlage am Haus?

Ja und nein. Eine eigene Anlage hat viele Vorteile, aber ist durch die Ausrichtung, die

Größe und den Standort begrenzt. Die von uns gepachteten Solarparks stehen auf der Freifläche, dort können wir sie optimal aufstellen. Der entscheidende Unterschied ist aber: Sie hängen nicht an einer einzigen Anlage. Über unsere RemoteCloud sind Sie Teil eines großen Verbunds. Erzeugen Sie zu wenig, erhalten Sie aus Ihrem Freundeskreis (bevorzugt) oder aus der Cloud mehr Solarstrom. Wartung, Reparatur und Versicherung der Anlage übernehmen wir. Und Sie sind nicht an einen Ort gebunden: Ziehen Sie um, zieht Ihre Versorgung mit; auch mehrere Haushalte lassen sich ohne Aufpreis abbilden. Bei einer richtig dimensionierten Anlage decken Sie so über 95 Prozent Ihres Bedarfs über RemoteSolar ab.

Der nächste Schritt ist Energy-Sharing, auch Nachbarschaftsstrom genannt. Wie funktioniert das?

Relativ einfach: Ein Nachbar stellt seine Solaranlage auf unsere Plattform und bietet Zugriff an. Ein anderer Nachbar möchte den Strom haben, wenn etwas verfügbar ist,

und für einen akzeptablen Preis (das muss der Anbieter festlegen, kann auch null Euro sein). Unsere Plattform bietet die rechtlich nötigen Dokumente zur Unterschrift an, beide unterzeichnen, Strom kann geliefert werden. Aktuell ist das möglich, wenn beide Parteien einen Smart Meter haben und bei uns Kundin oder Kunde sind. Nur dann haben wir alle relevanten Daten – den erzeugten Anlagenstrom, den verbrauchten Anbieterstrom und mathematisch den Überschuss. Dieser kann dann dem Käufer zugewiesen und abgerechnet werden. Ich glaube, das kann aktuell kaum ein anderer Energieanbieter abwickeln.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Weitere Informationen unter:
remotesolar.de

Remote Solar

«Die Energiewende braucht freie Bahn – keine neuen Gaseinkäufe und schleppenden Genehmigungen»

Seit 2003 baut Aesolar nicht nur Solarmodule, sondern auch eine nachhaltigere Zukunft. CEO Dr. Alexander Maier erklärt im Interview, warum Zögern und gestriges Denken keine Lösungen sind – und warum genau jetzt der richtige Moment für einen großen Sprung wäre.



Dr. Alexander Maier
CEO

Dr. Maier, was hat Sie dazu bewogen, Aesolar zusammen mit Ihren Brüdern zu gründen?

Wir haben Aesolar gegründet, weil wir überzeugt waren: Die Sonne schickt keine Rechnung. Das klingt simpel, aber es ist der Kern von allem. Die Vision war von Anfang an, saubere Energie nicht nur technisch möglich, sondern wirtschaftlich unschlagbar zu machen. Wir wollten nicht auf Subventionen warten – wir wollten Marktbedingungen schaffen, unter denen Solarenergie von selbst gewinnt. Heute, mehr als zwanzig Jahre später, ist das Realität. Und doch blockiert Deutschland sich weiterhin selbst.

Kommt die Energiewende jetzt endlich in Fahrt – oder wo hakt es?

Wir haben in Deutschland etwas Einzigartiges geleistet: Wir haben die Atomkraft abgeschaltet, bevor die Erneuerbaren vollständig bereit waren. Ich sage das ohne Häme, aber klar: Das war ein Fehler. Die Energiewende war und bleibt notwendig – aber Deutschland hat dafür einen sehr hohen Preis gezahlt. Hohe Strompreise, Abhängigkeit von Gasimporten, industrielle Wettbewerbsnachteile. Heute kaufen wir US-Flüssiggas – LNG – zum mehr als dreifachen Preis des früheren russischen Pipeline-Gases. Wir haben eine Abhängigkeit gegen eine teurere eingetauscht. Und trotzdem plant die Bundesregierung jetzt massiv neue Gaskraftwerke.

Wie und wann könnte Deutschland durch gezielte Solar- und Speicherinvestitionen echte Unabhängigkeit erreichen?

Früher als die meisten denken. Ich bin überzeugt: Mit einem konsequenten, schnellen Ausbau der Solarenergie und entsprechender Großspeicher könnte Deutschland innerhalb von fünf Jahren zu 90 Prozent unabhängig von fossilen Brennstoffen sein – bei einem Gesamtinvestitionsvolumen von rund 250 Milliarden Euro. Das klingt nach viel. Aber es ist wenig, wenn man es einordnet: Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

hat errechnet, dass ein vollständig auf Erneuerbare umgestelltes Energiesystem jährliche Gesamtkosten von rund 173 Milliarden Euro bedeuten würde – vergleichbar mit dem heutigen System. Ohne Umbau steigen die Importkosten für fossile Energie bis 2050 auf rund 180 Milliarden Euro pro Jahr. Was plant die Bundesregierung stattdessen? Neue Gaskraftwerke – mit mindestens 40 bis 50 Milliarden Euro an Infrastrukturinvestitionen für Terminals, Kraftwerke und Speicher – plus Hunderte Milliarden Euro an Gas, das bis 2045 schlicht verbrannt wird. Das ist kein Zukunftsprojekt. Das ist teurer Stillstand.

Wie würde eine funktionierende, dezentrale Solarinfrastruktur konkret aussehen – und was tut Aesolar bereits?

Es geht nicht um eine gigantische Zentralanlage, sondern um ein intelligentes Netz dezentraler Installationen. Dazu gehören Dächer, versiegelte Flächen, Bahntrassen – und die Dreiecks- und Kleeblattflächen an Autobahnkreuzen, die brachliegen, nicht bebaubar und nicht bewirtschaftbar sind, aber ideal für Solarparks wären. Das Fraunhofer ISE schätzt das gesamte Solarflächenpotenzial in Deutschland

auf 2800 Quadratkilometer. Gleichzeitig haben sich Agrarflächen seit 2000 im Preis vervierfacht, während die Kosten für PV-Module im gleichen Zeitraum um rund 98 Prozent gesunken sind. Deshalb haben wir bei Aesolar zwei speziell für Agri-Photovoltaik entwickelte Solarmodule auf den Markt gebracht: Stromerzeugung und landwirtschaftliche Produktion auf derselben Fläche – gleichzeitig, mit deutlich höherer Flächeneffizienz. Nach demselben Prinzip der Doppelnutzung haben wir PV-Carport-Lösungen entwickelt. Anstatt Strom für rund 6 Cent pro kWh ins Netz einzuspeisen, kann er zum Laden von Elektrofahrzeugen für etwa 35 Cent pro kWh verkauft werden – das beschleunigt die Amortisation erheblich und senkt die Stromgestehungskosten. Um die Dimension zu verdeutlichen: Mit Solarstrom kostet es heute nur rund 90 Cent, ein Elektroauto 100 Kilometer weit zu fahren.

Der Genehmigungsstau ist Ihnen ein Dorn im Auge. Wo hakt es am meisten?

Überall. Aber das Autobahnkreuz-Beispiel macht es konkret: Flächen, die ohnehin ungenutzt sind, auf denen niemand wohnt, baut oder wirtschaftet – und trotzdem dauert eine Genehmigung für einen Solarpark dort

bis zu acht Jahre. Acht Jahre! In dieser Zeit baut China fast 300 Gigawatt Solarkapazität pro Jahr – und hat im Mai 2025 die Terawatt-Marke überschritten. In dieser Zeit finanzieren wir weiter teuren Gasimport. Schnelle, unbürokratische Genehmigungsverfahren wären das stärkste Signal, das Deutschland internationalen Investoren senden könnte. Wer heute klare Bedingungen schafft, zieht morgen das Kapital an, das die Energiewende bezahlt.

Wer profitiert wirklich von einer dezentralen Solarwirtschaft?

Das versteht die Politik zu wenig: Wenn ein Solarpark oder eine Dachanlage einer Familie, einer Gemeinde oder einem Mittelständler gehört, fließen die Einnahmen direkt in die lokale Wirtschaft. Familien, die monatlich 300, 400 Euro zusätzlich durch ihre Anlage verdienen – das Geld landet beim Supermarkt, beim Handwerker, im Restaurant. Das ist ein echter Wirtschaftskreislauf. Bei großen Energiekonzernen hingegen fließen die Gewinne an eine Handvoll Investoren. Dezentrale Solarenergie ist nicht nur Klimapolitik – sie ist Wirtschaftspolitik für die Mitte der Gesellschaft.

Gibt es auch ein Aufklärungsproblem? Verlieren wir uns im Debattieren statt im Bauen?

Ja, absolut. Wenn Menschen sich wirklich mit Solarmodulen beschäftigen – mit Leistungskurven, Amortisation, was eine Anlage auf dem eigenen Dach bedeutet – sind sie fasziniert. Die Technologie verkauft sich selbst. Das Problem: Politisch und medial führen wir endlose Grundsatzdebatten, während andere Länder einfach installieren. Deutschland muss jetzt anpacken und bauen. Die Zeit für Debatten war gestern. Die Zeit für unbürokratische Genehmigungen ist jetzt. Wer der dezentralen Solarenergie den Weg freimacht, rettet nicht nur das Klima – er schafft Wohlstand.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Weitere Informationen unter:
ae-solar.com



Deutschland muss jetzt anpacken und bauen. Die Zeit für Debatten war gestern.

– Dr. Alexander Maier,
CEO



»Der digitale Informationszwilling macht aus Dokumenten und Erfahrungswissen eine dauerhaft aktuelle und kollektive Wissensplattform«

Technische Anlagen werden komplexer. Gleichzeitig erfolgt in vielen Unternehmen ein Generationenwechsel – und Wissen geht buchstäblich verloren. Was das für die Instandhaltung und Wartung kritischer Infrastrukturen und Anlagen bedeutet, erklärt Hans Karl Preuss, Geschäftsführer der GABO IDM.



Hans Karl Preuss
Geschäftsführer

Herr Preuss, Ihr Unternehmen hat bereits 1981 damit begonnen, Informationen aus Anlagendokumenten für Kraftwerke zu organisieren und zu digitalisieren. Sie haben den digitalen Informationszwilling also praktisch miterfunden, auch wenn er noch nicht so hieß?

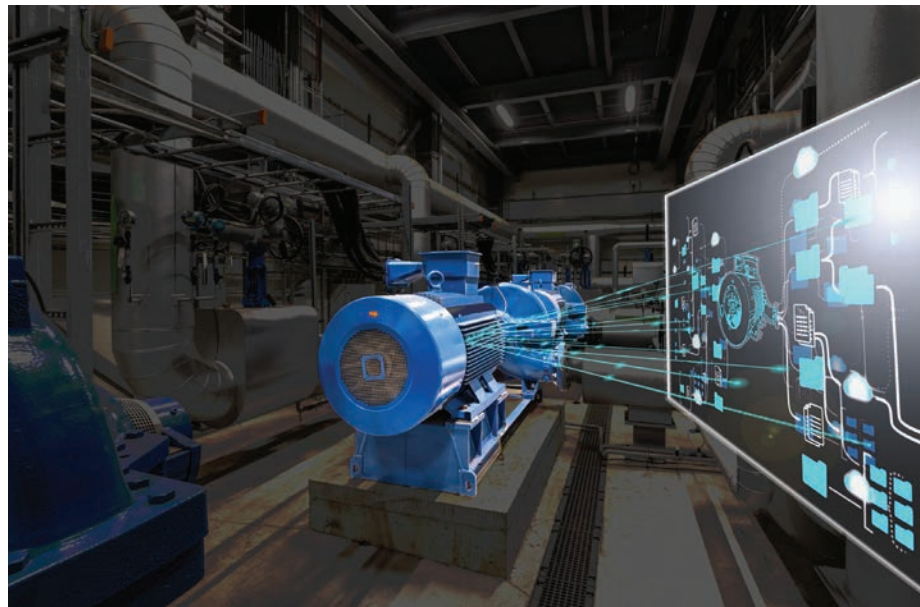
Die GABO und damit auch die GABO IDM blicken auf eine großartige Geschichte zurück. Als »Mitentwickler des KKS« und Innovator in der Kraftwerkswelt bin ich sehr stolz, diese Firma führen zu dürfen. Von Exoten wie der Neutronenquelle in Villingen (CH) oder, besser gesagt, von A wie Abfallbehandlungsanlage bis Z wie Zementwerk, beschäftigt sich die GABO seit nunmehr 45 Jahren damit, Informationen zeit- und personenunabhängig 24/7 bereit und valide (AS-BUILT) zu halten. Oder um etwas genauer zu antworten: Ja, wir haben den Informationszwilling praktisch miterfunden, auch wenn es damals anders hieß und viel mehr mit dem impliziten Wissen der Fachkräfte gearbeitet wurde als heutzutage.

Wo sehen Sie aktuell die Herausforderungen im Energiesektor und bei den Kritischen Infrastrukturen?

Die Herausforderung liegt nicht mehr bei der Bereitstellung von Daten. Das hat sich unwahrscheinlich verbessert. Sie liegt vielmehr in der Validität und Aktualität. »Halluzinieren«, wie LLMs von KI-Bots das tun, ist derzeit eine der größten Herausforderungen. Jeder bekommt zu jeder Zeit eine erst mal schlüssige, leider oft falsche Antwort. KIs sind auf alltägliche Dinge trainiert und nicht auf den Kraftwerksbetrieb. DMS-Systeme zeigen an, was gepflegt wurde – und das ist in der Regel nicht der aktuelle Stand der Anlage. Eine weitere Herausforderung ist der bunte Blumenstrauss an Systemen, in denen Daten bevorratet werden. Ein Operator muss oft in einer zweistelligen Anzahl an Systemen (ERP, ECM, DMS, behördliche Systeme, SharePoint etc.) seine Daten »zusammenkratzen«.

Was können alte DMS nicht mehr leisten?

DMS-Systeme tun das, was auch der Name schon sagt: Sie »managen« Dokumente. Das ist sicher gut und auch wichtig für diverse Prozesse und Nachweise gegenüber berechtigten Organen. Uns war das aber zu wenig. Wir wollten mit den Daten operabel werden und haben aus diesem Grund eine operable »Schicht« mit dem Inhalt aller validen Quellen gebildet, die über den Dokumenten liegt. Die Anzeige im digitalen Informationszwilling (DIZ) ist ein generiertes Abbild der Dokumente und deren Daten, die sich operativ nutzen lassen. Das heißt: Sie können sich nicht nur ein Dokument anzeigen lassen, Sie können mit diesem interagieren oder beliebige Prozesse starten.



Die Herausforderung liegt nicht mehr bei der Bereitstellung von Daten. Das hat sich unwahrscheinlich verbessert. Sie liegt vielmehr in der Validität und Aktualität.

– Hans Karl Preuss,
Geschäftsführer

Parallel wachsen die Anforderungen an Sicherheit und Resilienz kontinuierlich. Betreiber kritischer Infrastrukturen müssen nicht nur wirtschaftlich arbeiten, sondern auch Anforderungen aus KRITIS, NIS2, Cybersecurity und Compliance erfüllen. Dafür benötigen sie jederzeit verfügbare, aktuelle und belastbare Informationen – und all das können vor allem ältere DMS-Systeme von sich aus nicht leisten.

Wie einfach oder schwierig lassen sich technische Dokumentationen und Erfahrungswissen an einem Ort sammeln und für immer dokumentieren?

Die Schwierigkeit hängt weniger von der Technologie als von der Qualität und Struktur der vorhandenen Informationen ab. Wer bereits sauber dokumentiert hat, kommt schneller ans Ziel. Wer Wissen in

Papierarchiven, File-Servern und den Köpfen einzelner Mitarbeitender verteilt hat, muss zunächst Ordnung schaffen. Der eigentliche Mehrwert entsteht, wenn aus Dokumenten und Erfahrungswissen eine dauerhaft aktuelle und kollektive Wissensplattform wird – ein digitaler Informationszwilling mit allen Informationen, die zur Anlage und deren Bedingungen notwendig sind. Es geht also um deutlich mehr als nur die reinen Daten aus Leittechnik, Betriebsführungssystem und im besten Fall noch einem gut gepflegten DMS.

Wie wichtig ist die Bedienbarkeit des Datensystems beziehungsweise des digitalen Zwillings?

Die Bedienbarkeit ist das A und O. Unser Vorbild bei der Neuentwicklung waren Portale für User-Generated Content (UGC). Inspiriert von einem Oktoberfestbesuch

in München, bei dem kein Telefonieren möglich war, da das Mobilfunknetz zusammenbrach, weil jeder unbedingt seine Maß fotografieren und mit der Welt teilen musste, beschloss ich, diesen Mitteilungsdrang des Menschen in die Benutzererfahrung miteinfließen zu lassen. Alle sollten Spaß daran haben, den DIZ größer zu machen.

Wenn wir von »digitalen Organisationsgedächtnissen« sprechen, sprechen wir gleichzeitig von der Zukunftsfähigkeit von Unternehmen – und von einer »Single Source of Truth«. Wie fließen R&Is, Freischaltplanungen, Standards, Kennzeichensysteme und aktuelle Prozessdaten in diese »einzige Wahrheitsquelle«?

Es gibt sehr viele verschiedene Daten, die der DIZ zusammenbringt. Unsere Absicht ist es, von Beginn an einen sehr großen Mehrwert zu erarbeiten und an allen Stellen, die dies erfordern, in die entsprechende Tiefe zu gehen.

Sie weisen darauf hin, dass Ihre Avis Software-Plattform auch komplexe Abhängigkeiten von einzelnen Komponenten sichtbar macht. Sind Unternehmen davon manchmal überrascht?

In der Tat gibt es auch bei sehr erfahrenen Mitarbeitenden Überraschungen, was diesen Punkt angeht. Oftmals heißt es dann: »Stimmt, das hatten wir damals so entschieden ...« Solche Momente sind die Momente, die uns besonders stolz machen, ein Teil der Prozesse zu sein und damit einer wichtigen und sinnstiftenden Tätigkeit nachzugehen. Unsere Kunden sorgen dafür, dass es morgens warm und auf Knopfdruck hell ist. Sie sorgen dafür, dass unsere Gesellschaft so funktionieren kann, wie sie es tut. Davon ein Teil zu sein, fühlt sich großartig an.

Die Daten bleiben in Deutschland – entweder in Ihrer Private Cloud oder der IT des Kunden?

Genau so ist es. Digitale Souveränität bedeutet für uns, dass der Kunde die Kontrolle über seine Daten behält. Vor dem Hintergrund europäischer Vorgaben zur digitalen Souveränität, NIS2 und KRITIS-Anforderungen bieten wir deshalb Betriebsmodelle an, bei denen die Daten in Deutschland bleiben – entweder in unserer Private Cloud oder direkt in der IT des Kunden. Datensicherheit beginnt mit Datenhoheit.

Weitere Informationen unter:
gabo-idm.de



Digitale Souveränität bedeutet für uns, dass der Kunde die Kontrolle über seine Daten behält.

– Hans Karl Preuss,
Geschäftsführer



»Nur wenn Informationen durchgängig strukturiert und kontextbezogen verfügbar sind, entsteht operativer Mehrwert«

Alexander Neuhaus, Geschäftsführer swb Erzeugung GmbH und swb Entsorgung GmbH & Co. KG, über die Bedeutung des digitalen Informationszwilling.



Alexander Neuhaus
Geschäftsführer swb Erzeugung GmbH
und swb Entsorgung GmbH & Co. KG

Herr Neuhaus, wo liegen für Sie als regionaler Ver- und Entsorger in Norddeutschland die Herausforderungen bei der Wissensdokumentations- beziehungsweise Transformation?

Als regionaler Ver- und Entsorger mit einem gewachsenen Kraftwerkspark stehen wir vor mehreren strukturellen Herausforderungen. Unsere Anlagen sind über Jahrzehnte entstanden, entsprechend heterogen ist die Systemlandschaft. Viele bestehende Dokumentations- und Informationssysteme sind heute abgekündigt oder erfüllen die Anforderungen an Verfügbarkeit, Transparenz und Aktualität nicht mehr.

Parallel wächst die Datenmenge stark – aus Leittechnik, Instandhaltung, Planung

und Betrieb. Ohne klare Struktur und integrierte Systeme ist diese Datenbasis kaum beherrschbar. Gleichzeitig führt der demografische Wandel dazu, dass erfahrene Mitarbeitende mit tiefem, oft implizitem Anlagenwissen ausscheiden. Dieses Wissen ist für einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb essenziell und muss systematisch gesichert werden.

Wir setzen daher auf digitale Plattformen, die unterschiedliche Datenquellen zusammenführen und als »Single Source of Truth« dienen. Künstliche Intelligenz gewinnt dabei an Bedeutung, insbesondere um unstrukturierte Informationen nutzbar zu machen und Zusammenhänge zu erkennen. Für neue Mitarbeitende ist das entscheidend: Sie müssen sich schneller einarbeiten und benötigen direkten Zugriff auf konsistente, kontextbezogene Informationen.

Welche Chancen versprechen Sie sich von operablen Daten, wie diese im digitalen Informationszwillings zu finden sind?

Die Leistungsfähigkeit und Sicherheit kritischer Anlagen hängen maßgeblich

von der Qualität und Verfügbarkeit der zugrunde liegenden Informationen ab. Eine konsistente, aktuelle und leicht zugängliche Dokumentation ist Voraussetzung für sichere Betriebsführung, schnelle Reaktionsfähigkeit und effiziente Instandhaltung.

Moderne Softwarelösungen leisten hier einen wesentlichen Beitrag, indem sie technische Dokumentation, Betriebsdaten und Erfahrungswissen vernetzen. Entscheidend ist neben der Funktionalität vor allem die Integration in bestehende Prozesse und Systeme. Nur wenn Informationen durchgängig strukturiert und kontextbezogen verfügbar sind, entsteht operativer Mehrwert.

Gleichzeitig müssen Software und Informationsspeicherung strikt den Anforderungen der IT-Sicherheit entsprechen. Im KRITIS-Umfeld sind Datenschutz, Zugriffskontrollen und Systemhärtung zwingend. Entsprechend steigt der Aufwand für die Einführung neuer Systeme durch regulatorische und sicherheitstechnische Anforderungen.

Unser Ansatz ist, Innovation und Sicherheit konsequent zusammenzudenken:

Wir implementieren neue Plattformen schrittweise, stellen hohe Sicherheitsstandards sicher und fokussieren gleichzeitig den operativen Nutzen im Alltag. Nur so lassen sich unsere Anlagen langfristig sicher, effizient und zukunftsfähig betreiben.

Ein digitaler Informationszwillings ermöglicht es uns, Informationen über Anlagen strukturiert, aktuell und kontextbezogen bereitzustellen. Dadurch lassen sich Entscheidungen schneller treffen, Wartungen effizienter planen und Risiken früher erkennen.

Weitere Informationen unter:
swb.de



swb

»Der digitale Informationszwillings erhöht Transparenz, sichert Erfahrungswissen und stärkt die operative Resilienz«

Timo Poppe, CEO der EEW Energy From Waste GmbH, zum Stand und den Zielen der Digitalisierung.



Timo Poppe
CEO EEW Energy From Waste GmbH

» Digitalisierung ist für EEW kein Selbstzweck. Als Betreiber kritischer Infrastruktur müssen wir uns immer fragen: Hilft uns eine Lösung im Anlagenalltag wirklich weiter? In Premnitz haben

wir bewusst keinen digitalen Zwillings im Sinne eines virtuellen Betriebs- oder Steuerungsmodells aufgebaut, sondern einen digitalen Informationszwillings. Er führt technische Dokumentation, Kraftwerkskennzeichnungssystem und reale Anlagenkomponenten digital zusammen und macht Informationen für Betrieb, Instandhaltung und Planung besser verfügbar.

Das ist für uns kein Endpunkt, sondern ein notwendiger erster Schritt. Unser Fernziel ist eine stärker digitalisierte Anlagenflotte – perspektivisch auch mit digitalen Zwillingen, die Betrieb,

Instandhaltung und Planung noch umfassender unterstützen können. Aber dafür braucht es zunächst belastbare Grundlagen: strukturierte Daten, saubere Dokumentation und ein klares digitales Abbild der technischen Realität.

Genau hier schafft der digitale Informationszwillings in Premnitz einen echten Mehrwert. Er erhöht Transparenz, sichert Erfahrungswissen und stärkt die operative Resilienz. »Für EEW ist das ein konkreter Baustein auf dem Weg, unsere Anlagen langfristig sicherer, effizienter und zukunftsfähiger zu betreiben.«

Weitere Informationen unter:
eew-energyfromwaste.com



eew Energy from Waste

Wasser und Strom müssen fließen – genau wie Wissen und Finanzierung

Die Stadtwerke stehen vor einem »massiven Investitionshochlauf, insbesondere in Netzinfrastruktur, Wärmeversorgung, Erzeugungskapazitäten und Digitalisierung«.

Die deutschen Stadtwerke haben, salopp gesprochen, ein ABC-Problem: Akten von gestern, die Babyboomer-Generation, die in Rente geht, Computersysteme, die nach Updates schreien. Und die nächsten drei Buchstaben D wie Digitalisierung, E für Effizienz und F wie Finanzierung warten auch schon länger auf den »Erledigt«-Stempel. Während sich bereits Privatunternehmen kaum Aussetzer leisten können, gilt das für KRITIS erst recht. Was aber tun, wenn die tägliche Versorgung mit Strom und Wasser in eine neue Zeit übertragen werden muss, verdient Mitarbeitende mit Spezialwissen in Rente gehen und eine vollständige Durchdringung oder Transparenz sämtlicher

Versorgungsabläufe und Verbraucherstellen als Voraussetzung der Energiewende gilt?

Die jüngst publizierte 24. Stadtwerkstudie des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft und der Beratungsfirma EY sieht für die deutschen Stadtwerke »einen massiven Investitionshochlauf, insbesondere in Netzinfrastruktur, Wärmeversorgung, Erzeugungskapazitäten und Digitalisierung« voraus. Als Top-zwei-Themen nannten die Geschäftsleitungen und Vorstände von 100 Stadtwerken und regionalen Energieversorgern Anfang des Jahres neben einer »Digitalisierung der Prozesse im Allgemeinen« (89 Prozent) »Cybersecurity in Prozessen und Anlagen«

(83 Prozent), »die Optimierung interner Prozesse und betriebliche Reorganisation« (78 Prozent) und mehr »Kooperationen, strategische Allianzen und Fusionen« (76 Prozent). Aber auch die »Wärmewende« (75 Prozent), die »Erneuerung und der Ausbau des Stromnetzes« (75 Prozent) und »Smart Metering, Smart Grids, Netzintegration« (73 Prozent) stehen ganz oben auf der Agenda der Stadtwerke. Knapp unter 70 Prozent lag die »Gewinnung von qualifizierten Mitarbeitenden und die Personalentwicklung«.

Die Stadtwerkstudie 2026 mache deutlich, so das Resümee, »dass sich Stadtwerke in einer Phase zunehmender

struktureller Herausforderungen befinden. Der Umbau der Energieinfrastruktur tritt in eine Umsetzungsphase ein, die durch einen historisch hohen Investitionsbedarf, insbesondere in den Bereichen Stromnetze, Wärmewende und erneuerbare Energien, geprägt ist.«

Eine Leadership-Studie der Energiewirtschaftsinitiative CEO der Zukunft, die Anfang 2027 erscheinen soll, untersucht derzeit, wie kommunalwirtschaftliche Führungskräfte die Transformation konkret angehen und bewältigen.

Interviews/Text
Rüdiger Schmidt-Sodingen

Zuverlässige Energiesysteme statt glitzernder Zukunftsversprechen: Was der Mittelstand heute braucht

Visionen, Pilotprojekte und Zukunftstechnologien drängen die Gegenwart in den Hintergrund. Gerade für mittelständische Unternehmen geht es im Alltag aber um zuverlässige Energieversorgung zu bezahlbaren Preisen. Die hierfür notwendigen Technologien gibt es bereits – nun gilt es, sie für den Mittelstand flächendeckend nutzbar zu machen.

Eine PV-Anlage auf die Werkstatt zu setzen, ist ein erster Schritt. Mithilfe von Solarenergie können KMU ihre Energiekosten tagsüber drastisch reduzieren. Wer allerdings am Abend oder in der Nacht produziert, muss ohne Gegenmaßnahmen teuren Netzstrom einkaufen und schwankende Preise in Kauf nehmen. Unternehmen aber, die zusätzlich in Energiespeicher investieren, nutzen die Lastverschiebung, um ihren günstigen Solarstrom rund um die Uhr zu nutzen und die Stromrechnungen klein zu halten.

Der Einsatz von Speichersystemen geht heute jedoch weit darüber hinaus, sich lediglich über die Dunkelflaute zu retten. Vielmehr werden Speicher zu elementaren Komponenten einer Gesamtinfrastruktur im Unternehmen und stellen im besten Fall langfristige Investitionen dar.

Welcher Energiespeicher ist der richtige?

In die Entscheidung, welche Art von Speicher im eigenen Unternehmen zum Tragen kommen sollte, sollten gerade KMU neben den Anschaffungskosten auch die Lebensdauer und die Zuverlässigkeit einer Technologie einfließen lassen. Auf diese Weise sparen sie erneute Kosten beim Ausfall des Speichers.

Konventionelle Lithium-Ionen-Speicher beispielsweise altern mit jeder Ladung und kommen so über ihre gesamte Lebensdauer auf rund 10 000 Ladezyklen. Demgegenüber stehen rund 50 000 Ladezyklen bei einem physikalischen Speicher, der Energie als getrennte Ladungen für die zukünftige Nutzung zur Verfügung stellt. Auch für Produktionsprozesse, die mit großer Hitze arbeiten, eignet sich diese Art von Speichern, reagieren chemische Batterien doch empfindlich auf hohe Temperaturen und bergen Brandgefahr.



Wie die Produktion von den Netzen unabhängig wird

Sollte es doch einmal zu Netzausfällen kommen, sorgen Speicher für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) und können im Falle eines Falles Notstrom liefern. Abhängigkeiten vom Netz lockern sich.

Das gilt umso mehr, je länger die überschüssige erneuerbare Energie aus eigener Erzeugung gespeichert werden kann. KMU, die ihre maschinelle Produktion nicht unterbrechen können, profitieren daher besonders von Supercaps, die sich lediglich zu rund zwei Prozent monatlich entladen und sich daher als Langzeitenergiespeicher eignen. Indem sie so die Produktion aufrechterhalten, sorgen sie einerseits für gleichbleibende Umsätze und stellen andererseits über den Amortisationszeitpunkt hinaus funktionsfähige Lösungen dar.

Wirtschaftlich und zukunftsfähig

Auch für Zeiten, in denen weder Wind- noch Solarenergie produziert werden, können KMU mithilfe eines zuverlässigen Speichersystems die erneuerbaren Energien in ihre Prozesse integrieren, ohne ihre Produktion zu gefährden. Gleichzeitig sparen sie während Dunkelflauten hohe Energiekosten, insbesondere, wenn sie fossil betriebene Maschinen ersetzen und ihre Prozesse elektrifizieren.

Um sich wirtschaftlich und technologisch zukunftsfähig aufzustellen, müssen KMU nicht sehnsüchtig in die Zukunft blicken. Vielmehr gilt es, bestehende Möglichkeiten für sich nutzbar zu machen. Mit einer guten Auswahl der passenden Lösungen können mittelständische Unternehmen sich mit heutigen Investitionen über mehrere Jahrzehnte hinweg wirtschaftlich absichern. Denn wer heute in langlebige, temperaturunabhängige und nicht brennbare Speichersysteme investiert, betreibt kein riskantes Zukunftsexperiment.

Text Pia Soldan

Um sich wirtschaftlich und technologisch zukunftsfähig aufzustellen, müssen KMU nicht sehnsüchtig in die Zukunft blicken.

Speicher als multiple Infrastrukturen

Gerade für KMU, die Investitionen sehr genau kalkulieren müssen, weil nur bedingte Spielräume zur Verfügung stehen, ist Zuverlässigkeit in den Speichersystemen ein unverzichtbares Gut. Kann eine Produktion nicht in die Mittagszeit gelegt werden oder ist der Himmel bedeckt, braucht es eine andere Strategie, um Lastspitzen, die durch energieintensive Maschinen erzeugt werden, zu kappen. Über ein intelligentes

Energiemanagementsystem kann in entsprechenden Momenten der Speicher »angezapft« werden. Auf diese Weise vermeiden Unternehmen, dass sich ihre Netzentgelte an den Lastspitzen orientieren, die nicht unmittelbar mit eigenem Solarstrom gedeckt werden können. Gleichzeitig tragen Energiespeicher zur Netzstabilität bei, indem sie große Energiemengen zur späteren Verfügung speichern, statt sie ins Netz einzuspeisen und dieses potenziell zu überlasten.

Brandreport • New Loaded Energy GmbH

Energiespeicher als Infrastruktur: Was Industrieunternehmen heute verstehen müssen



Andreas Enderle
Geschäftsführer

Die New Loaded Energy GmbH entwickelt elektrostatische Energiespeicherlösungen für mittelständische Unternehmen, die Industrie und Energieversorger. Je nach Standort liefert sie Speicher bis hin zum Container für den Außenbereich. Geschäftsführer Andreas Enderle über industrielle Energieversorgung, Speichertechnologien und wirtschaftliche Bewertung.

Herr Enderle, warum wird der Energiespeicher für Unternehmen zunehmend zum Standard?

Energiespeicher helfen dabei, volatile

Energiepreise und Netzengpässe aktiv zu managen. Unternehmen können Energie zeitlich verschieben, Lastspitzen ausgleichen und Strom aus erneuerbaren Quellen effizienter nutzen. Dadurch entsteht ein deutlich höheres Maß an Planbarkeit und Versorgungssicherheit.

Warum ist es wichtig, dass Unternehmen wie New Loaded Energy auch an regulatorischen Rahmenbedingungen mitarbeiten?

Regulierungen entscheiden darüber, wie Energiespeicher im Energiesystem eingeordnet werden. Ob ein Speicher als Last, als Erzeuger oder als Systemdienstleister betrachtet wird, hat direkte Auswirkungen auf seine wirtschaftliche Nutzung. Technologieanbieter kennen Anwendungsfälle, technische Grenzen und regulatorische Rahmenbedingungen aus der Praxis. Diese Perspektive hilft dabei, praxistaugliche Rahmenbedingungen zu gestalten, die Investitionen ermöglichen.

Was sollten Unternehmen konkret verstehen, wenn sie sich heute mit Speicherlösungen beschäftigen?

Entscheidend ist der Beitrag eines Speichersystems zu Verfügbarkeit, Prozessstabilität und den Gesamtkosten über den Lebenszyklus. Darüber hinaus sollte es Planungssicherheit und langfristige Wirtschaftlichkeit sicherstellen. Wichtige Faktoren sind beispielsweise die Technologieauswahl, die Zyklensfestigkeit, der Wirkungsgrad sowie die Integration in ein intelligentes Energiemanagement. Ebenso wichtig ist ein Partner, der nach der Inbetriebnahme langfristig begleitet.

Was ist der entscheidende Unterschied zwischen elektrostatischen Speichern und chemischen Batterien?

Elektrostatische Speicher auf Kondensatorbasis speichern Energie physikalisch im elektrischen Feld und nicht über chemische Reaktionen. Dadurch laden und entladen sie extrem schnell, sind deutlich

zyklenfester und arbeiten besonders sicher. Gleichzeitig kommen sie ohne viele der kritischen Rohstoffe aus, die bei klassischen Batteriespeichern eingesetzt werden.

Wie helfen moderne Speicher konkret dabei, Stromkosten zu reduzieren?

Mit schnellen und leistungsstarken Speichern können Unternehmen Lastspitzen reduzieren, den Eigenverbrauch aus Photovoltaik optimieren und Leistungspreise aus Netznutzungsentgelten senken. In energieintensiven Betrieben wirkt sich das spürbar auf die Energiekosten aus. Die Kostenstrukturen zu optimieren, ist für den Mittelstand essenziell, um im internationalen Vergleich wirtschaftlich zu bleiben.

Weitere Informationen unter:
newloadedenergy.com

»Wir liefern erneuerbare Energie bedarfsgerecht und vorhersagbar«

Wind- und Dunkelflauten machen Wind und Sonne zu unsicheren Energiequellen? Das stimmt nicht, wenn moderne Systeme die gewonnene Energie zwischenspeichern und klug verteilen. Dr. Anne Bendzulla, Vorstandsmitglied und COO von Enertrag, erklärt die verlässliche Energieversorgung mit dem Enertrag Verbundkraftwerk.



Dr. Anne Bendzulla
Vorstandsmitglied und COO

Frau Dr. Bendzulla, sind Sie die Zweifler:innen leid, die erneuerbare Energien immer wegen »zu wenig Wind oder Sonne« oder fehlender Speicherkapazitäten diskreditieren?

Mich stört weniger die Kritik als die Tatsache, dass sie häufig an der Realität vorbeigeht. Deutschland hat heute einen der höchsten Anteile erneuerbarer Energien in Europa und gleichzeitig ein sehr zuverlässiges Stromsystem. Das engmaschige europäische Verbundnetz sichert uns dabei über Ländergrenzen hinweg ab. Mit jeder neuen Windenergieanlage und jedem Speicher tragen wir zu einem dezentralen und krisenresilienten Energiesystem bei. Die eigentliche Frage lautet heute nicht mehr, ob erneuerbare Energien funktionieren. Wir müssen vielmehr Speicher, Netze und Wasserstoff schneller ausbauen und das Gesamtsystem intelligent steuern.

Sie nutzen mit dem Enertrag Verbundkraftwerk das bewährte Kraftwerkssystem der Vergangenheit, allerdings anders. Wie?

Ein klassisches Kraftwerk stellt zu jeder Zeit die benötigte Energie verlässlich bereit. Dieses Prinzip der bedarfsgerechten Versorgung bleibt auch für uns entscheidend. Im Enertrag Verbundkraftwerk verbinden wir Windenergie, Solarenergie, Batteriespeicher und Elektrolyseure und machen aus volatiler Erzeugung eine bedarfsgerechte Versorgung mit Strom, Wärme und grünen Molekülen.

Dafür nutzen wir unser eigenes Einsammelnetz, das unsere Anlagen vor dem Netzverknüpfungspunkt miteinander verbindet. Dieses Netz sammelt den Strom der Windenergieanlagen und Solarfelder in der Region. Wir leiten diese Energie direkt zu unseren Speichern und Elektrolyseuren. So entlasten wir die öffentlichen Stromnetze, reduzieren kostenintensiven Redispatch und verringern den Bedarf an zusätzlichem Netzausbau erheblich.

Das ist systemdienlich und folgt einem ganzheitlichen Ansatz. Wir verbinden nicht einfach Anlagen, sondern steuern das Gesamtsystem so, dass erneuerbare Energie genau dann bereitsteht, wenn sie gebraucht wird. Die Regulatorik muss hier endlich nachziehen. Transparenzregeln zur Netzsituation sind überfällig, darunter ein Reifegradverfahren für Fernleitungs- und Verteilnetzbetreiber sowie die Priorisierung systemdienlicher Anschlusskonzepte. Das Recht zur Überbauung muss von einer Kann- zur Muss-Bestimmung für Netzbetreiber werden. Abregelung gehört an den Netzverknüpfungspunkt, nicht an die Anlage. § 13k EnWG muss endlich ermöglichen, was sein Name verspricht: Nutzen statt Abregeln. Anlagen mit Co-Location-Speicher brauchen klare Regeln zur Anschlussbegrenzung und Überbauung.

Und Leitungsinfrastrukturen vor dem Netzverknüpfungspunkt müssen explizit vom regulierten Netzbetrieb ausgenommen werden, damit flexible Stromnutzung und Speicherung schneller und günstiger umsetzbar werden.

Das Kraftwerk der Zukunft ist keine einzelne Anlage mehr. Es ist das intelligente Zusammenspiel von Wind, Sonne, Speichern und Wasserstoff. Genau dieses System bauen wir.

Wie gelingt damit eine sichere und zugleich günstige Form der Energieversorgung?

Die Versorgung wird sicher, weil wir verschiedene erneuerbare Energiequellen intelligent kombinieren. Fällt eine Komponente temporär schwächer aus, springen die anderen sofort ein. Durch die dezentrale Struktur ist unser System widerstandsfähiger gegen Anschläge und Katastrophen als wenige zentrale Großkraftwerke.

Günstig wird die Versorgung, weil Wind und Sonne keine teuren Brennstoffe benötigen. Wir nutzen frei verfügbare Ressourcen und erreichen, dass ein deutlich größerer Teil der Wertschöpfung im Inland verbleibt – von Planung und Bau über Betrieb bis zu regionalen Steuereinnahmen. Jeder investierte Euro in erneuerbare Energien stärkt unsere eigene Wirtschaft, jeder weitere Ausbau verringert fossile Energieimporte. Das reduziert auch die Abhängigkeit von Staaten, die Rohstoffe als politisches Machtmittel nutzen.

Das Enertrag Verbundkraftwerk veredelt volatilen Primärstrom direkt vor Ort. Wir verhindern Abregelungen, bieten wichtige Systemdienstleistungen an und reduzieren Netzengpässe. Das senkt die Systemkosten insgesamt und spart der Volkswirtschaft über Jahre Milliarden. Die Einsammelinfrastruktur haben wir vollständig privatwirtschaftlich finanziert, zudem kosteneffizient und schnell. Der Gesetzgeber muss diese Infrastrukturen deshalb endlich rechtssicher verankern.

Sie haben bereits 2011 in der Uckermark das weltweit erste Wasserstoff-Hybridkraftwerk in Betrieb genommen. Wie wichtig wird grüner Wasserstoff als Energieträger zukünftig werden?

Sie meinen unser Wasserstoffwerk in Wittenhof, das als Teil des Enertrag Verbundkraftwerks in der Uckermark tatsächlich Pionierarbeit geleistet hat und das bis heute tut. Grüner Wasserstoff wird eine Schlüsselrolle spielen, aber nicht als einfacher



Faire Teilhabe ist keine Frage der Großzügigkeit. Sie ist die Grundlage für gesellschaftliche Akzeptanz.

– Dr. Anne Bendzulla,
Vorstandsmitglied Enertrag SE

Ersatz für Strom. Batterien eignen sich hervorragend für den Ausgleich von kurzfristigen Schwankungen. Für die langfristige Speicherung über Wochen oder Monate benötigen wir jedoch Wasserstoff. Zudem gibt es Bereiche, die wir nicht direkt elektrifizieren können. Dazu gehören die Grundstoffchemie und bestimmte Prozesse in der Stahlindustrie. Für diese wichtigen Industrien bleibt Gas als stoffliche Basis auch künftig unverzichtbar. Grüner Wasserstoff kann jedoch das fossile Erdgas als klimaneutrale Alternative ergänzen. Auch im Schwerlastverkehr auf der Straße, der Schiene und im Flugverkehr (dort als Edukt für nachhaltige Flugkraftstoffe) brauchen wir Wasserstoff. Er verbindet die Stromwelt mit der Industrie und sichert unsere Dekarbonisierung.

An welchen Projekten arbeiten Sie derzeit?

Wir entwickeln derzeit viele Projekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Energiewende. Ein wichtiger Meilenstein ist unser Wasserstoffwerk im Gewerbegebiet Osterweddingen bei Magdeburg. Dort erzeugt ein 10-MW-PEM-Elektrolyseur künftig jährlich rund 900 Tonnen grünen Wasserstoff. In Brandenburg sind wir der exklusive Wasserstofflieferant für die Heidekrautbahn. Noch in diesem Jahr weihen wir dafür den Elektrolyseur in Wensickendorf bei Oranienburg ein. Dieser wird die Züge mit lokal erzeugtem grünem Wasserstoff versorgen.

In Schwedt setzen wir mit Partnern die Produktion von nachhaltigem Flugkraftstoff um. Ab 2030 wollen wir dort jährlich 30 000 Tonnen eSAF herstellen. Auch international sind wir aktiv und treiben große Vorhaben voran. In Namibia entwickeln wir mit Hyphen eines der größten Pionierprojekte für grünen Wasserstoff und grünes Ammoniak in Subsahara-Afrika. In Vietnam planen wir große Windprojekte für die zuverlässige und günstige Versorgung eines Industriegebiets mit Strom.

Früher konnten die Menschen an der Energiegewinnung oder -verteilung kaum partizipieren. Das ändert sich nun. Was bedeutet das für die Energiewende und die Verantwortung jeder und jedes Einzelnen?

Bürgerbeteiligung an der Energiewende ist für uns keineswegs neu. Seit Jahrzehnten zeigen Bürgerwindfelder, wie Menschen vor Ort direkt profitieren. Heute stärken wir diesen Ansatz über finanzielle Beteiligungen von Kommunen. Die regionale

Wertschöpfung ist ein großer Vorteil der dezentralen Energiewende. Gewerbesteuern und Pachteinnahmen bleiben direkt in den Gemeinden vor Ort. Zudem schaffen wir konkrete Vorteile wie günstige regionale Strom- und Wärmetarife. Ein gutes Beispiel ist das Dorf Nechlin in der Uckermark. Dort nutzen wir Windenergie für eine günstige und verlässliche Wärmeversorgung. Der lokale Wärmepreis liegt bei sehr günstigen zehn Cent pro Kilowattstunde brutto.

Das Thema Verantwortung des Einzelnen liegt mir persönlich sehr am Herzen. Jede und jeder kann zur Energiewende beitragen, sei es durch bewusstes Konsumverhalten, durch eigene Investitionen oder durch politisches Engagement. Besonders gilt das für Menschen, die in Regionen mit hervorragenden Windbedingungen leben. Sie sehen die Anlagen täglich in ihrer Nachbarschaft. Es ist dann frustrierend, wenn der Nutzen woanders bleibt. Deshalb sage ich, dass wer die Windenergie trägt, diese auch spüren muss. Das muss sich in der Heizkostenabrechnung, im Strompreis und im regionalen Gewerbesteueraufkommen zeigen. Faire Teilhabe ist keine Frage der Großzügigkeit. Sie ist die Grundlage für gesellschaftliche Akzeptanz.

Mittelfristig wird »Repowering« wichtiger werden. Wo werden technische Updates in den nächsten Jahren besonders Sinn machen oder erfolgversprechend sein?

Zunächst eine wichtige Klarstellung: Beim Repowering ersetzen wir alte Windenergieanlagen komplett durch moderne Modelle. Das ist einer der größten Hebel für eine schnelle Energiewende. Ende 2025 standen in Deutschland insgesamt rund 29 000 aktive Windenergieanlagen. Davon sind etwa 10 400 Anlagen bereits älter als 20 Jahre. Mehr als die Hälfte des Bestands läuft seit mindestens 15 Jahren.

Diese Anlagen stehen oft an den besten Standorten im Land. Moderne Windenergieanlagen sind jedoch viel leistungsfähiger, leiser und effizienter. Nach einem Repowering stehen an einem Standort oft deutlich weniger Anlagen. Trotzdem erzielen wir mit ihnen den drei- bis vierfachen Stromertrag. Zudem nutzen wir bestehende Netzanschlüsse, Zuwegungen und die vorhandene Akzeptanz. Das beschleunigt den Ausbau und senkt die Kosten für alle. Die erste Generation der Windenergie hat die Energiewende gestartet. Das Repowering wird darüber entscheiden, wie schnell wir sie vollenden.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
enertrag.com



Ohne digitale Infrastruktur gibt es keine »Future of Energy«

Erneuerbare Energieinfrastrukturen machen das Gesamtsystem volatil, dezentral und komplex, bieten aber auch Möglichkeiten zur besseren Nutzung, präziseren Steuerung und breiteren Teilhabe. Beherrschbar wird diese neue Systemlogik nur mit einer leistungsfähigen digitalen Infrastruktur.



Dr. Albrecht Reuter
Managing Director,
Fichtner IT Consulting GmbH

Die Vorteile eines erneuerbaren Energiesystems werden mit einer drastisch steigenden Zahl und Kritikalität von Entscheidungen und Schaltheftungen erkaufte, die in Echtzeit getroffen und abgesichert werden müssen. Diese Dynamik und Komplexität überfordern das kognitive Leistungsvermögen des Menschen und die Fähigkeiten herkömmlicher Systeme bei Weitem. Hinzu kommt, dass in vielen Bereichen die Verfügbarkeit entsprechend dem qualifizierten Personal an ihre Grenzen stößt. Darin liegt der fundamentale Unterschied zwischen künftigen, hochgradig digitalisierten und den heute bestehenden konventionellen Energieinfrastrukturen.

Die Leitgrößen der Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit – bleiben unverändert. Im Zuge der Transformation werden sie jedoch deutlich anspruchsvoller und in ihrer Umsetzung wesentlich komplexer:

- **Versorgungssicherheit** verlangt die Integration und Orchestrierung einer stark wachsenden Zahl dezentraler Akteure sowie eine leistungsfähige Kommunikation mit zahlreichen IT- und OT-Komponenten in spezifischen Energieanwendungen – unter extremen Herausforderungen an Resilienz gegen natürliche, zufällige und mutwillige Störungen.
- **Wirtschaftlichkeit** beschränkt sich nicht auf die Kostenoptimierung im Betrieb, sondern erfordert, die für die Transformation erforderlichen Investitionen in Milliardenhöhe zu mobilisieren und effizient einzusetzen.

- **Klimaverträglichkeit** wird zur konkreten Transformationsaufgabe hin zur vollständig dekarbonisierten Energieversorgung.

Die Erfüllung dieses erweiterten Zielsystems setzt eine leistungsfähige digitale Infrastruktur voraus. Dazu gehören Kommunikationsnetze ebenso wie Datenplattformen und Steuerungssysteme. Zentrale Eigenschaften künftiger Energiesysteme wie Resilienz, Partizipation und Flexibilität sind ohne Digitalisierung nicht realisierbar. Insbesondere künstliche Intelligenz hat das Potenzial, der Planung und Systemführung eine neue operative Qualität zu verleihen. Ebenso entscheidend jedoch ist die organisatorische Verankerung dieser digitalen Fähigkeiten: Erforderlich ist eine gelebte Kultur kontinuierlicher Weiterentwicklung – von der Anpassung von Rollen und Prozessen bis zur fortlaufenden Befähigung der Mitarbeitenden, um digitale und KI-basierte Arbeitsweisen wirksam zu skalieren.

Einige Beispiele veranschaulichen, wie dies in der Praxis gelingt:

Automatisierte Netzanschlussprüfung

Im Zuge der Transformation müssen sowohl die Geschwindigkeit des Zubaus als auch die Volumina der erneuerbaren Erzeugungs- und

Flexibilitätskomponenten drastisch gesteigert werden. Die bisherigen Prozesse für die dafür erforderlichen Netzanschlussprüfungen können die sprunghaft gewachsene Zahl an Anschlussanfragen jedoch kaum noch bewältigen. Dafür hat z. B. Netze BW einen automatisierten Prozess zur Netzanschlussprüfung geschaffen. Herzstück ist ein digitaler Zwilling des gesamten Niederspannungsnetzes, der täglich aktualisiert wird. Durch die automatisierte Datenintegration, Topologiegenerierung und Qualitätssicherung entsteht ein durchgehend konsistentes Netzabbild, das eine sichere, schnelle und reproduzierbare Bewertung jeder Kundenanfrage erlaubt. Über die direkte Anbindung an das Anfrageportal werden heute bereits rund 1000 Anfragen pro Woche automatisch berechnet. Anfragen werden bei positiver Bewertung (keine Netzengpässe etc.) demnächst auch automatisiert zugesagt. Für Netze BW bedeutet dies kürzere Bearbeitungszeiten, weniger manuellen Aufwand und ein skalierbares Verfahren, das die wachsende Dynamik der Energiewende zuverlässig unterstützt.

KI in der Energiewirtschaft

Stadtwerke automatisieren bereits heute die Kundenkommunikation, Netzbetreiber experimentieren mit prädiktiver Wartung, Energieversorger nutzen KI-gestützte

Dokumentenanalysen. Die Frage ist nicht, ob, sondern in welchem Tempo und mit welcher Qualität KI eingeführt wird. Denn es sind einige Hürden zu überwinden: Viele Werkzeuge, insbesondere Cloud-Dienste, erfüllen europäische Datenschutzanforderungen wie DSGVO und EU-KI-Verordnung nicht oder nur unzureichend. Fehlende Inventare und schlechte Datenqualität bremsen jede KI-Initiative, noch bevor das erste Modell trainiert ist. Ohne saubere Prozesse und klare Standards erzeugt KI Rauschen statt Mehrwert. Sprachmodelle inszenieren auch falsche oder lückenhafte Informationen überzeugend. Es genügt daher nicht, KI-Werkzeuge einzuführen. Substanziellen Mehrwert erreichen nur Organisationen, die Strukturen, Prozesse und Kultur auf den Einsatz von KI ausrichten. Bewährt hat sich dabei das Gegenstromprinzip, das strategische Leitplanken von oben mit der Entwicklung konkreter Anwendungsfälle von unten verbindet und den Menschen in die Sorgfaltspflicht einbindet.

Zentrale Datenplattformen

Die Zahl und Vielfalt der Akteure im künftigen erneuerbaren Energiesystem ist zu groß für direkte Punkt-zu-Punkt-Kommunikation. Zentrale Datenplattformen werden damit zum Bindeglied zwischen Akteuren, Prozessen, Daten und Software. Sie schaffen die notwendige Konnektivität, die aktive Teilhabe am Energiesystem ebenso ermöglicht wie die effiziente und komfortable Bewältigung zentraler Aufgaben. So führt z. B. im Innovationsprojekt »Amazing¹« unter Federführung der Stadtwerke Karlsruhe eine zentrale Datenplattform die Netzdaten von fünf Verteilnetzbetreibern in einem digitalen Zwilling zusammen, sodass eine Analyse und Optimierung der Steuerung des Netzzustands innerhalb der Netzgebiete erfolgen kann. Auch in industriellen Energiesystemen entsteht der Mehrwert erst dann, wenn verteilte Anlagen, Daten und Prozesse integriert, transparent gemacht und im Betrieb übergeordnet gesteuert werden.

¹ AMAZING ist ein vom BMWF gefördertes Projekt

Text **Dr. Albrecht Reuter**

Brandreport • Fichtner IT Consulting GmbH

»Durch Digitalisierung gelingt ein wirtschaftliches, robustes und umweltfreundliches Energiesystem«



Andreas Höfler
CEO

Erneuerbare Energieinfrastrukturen machen das Gesamtsystem nachhaltig, aber auch volatil, dezentral und komplex. Warum Energie- und digitale Infrastrukturen im Gleichklang entwickelt werden müssen, erläutert Andreas Höfler, CEO von Fichtner IT Consulting.

Herr Höfler, worin liegt der Unterschied zwischen den zukünftigen Energieinfrastrukturen

und denen von heute?

Der Unterschied liegt in der Vielfalt und Vielzahl der beteiligten Akteure. Während im Jahr 2000 nicht einmal 20 000 Stromerzeugungsanlagen zu managen waren, sind es heute mehrere Millionen Erzeuger, Verbraucher und Speicher nebst ihren Eigentümern, die darüber hinaus mit anderen Infrastrukturen – wie Wasser, Wärme, Verkehr – in Echtzeit vernetzt sind. Diese Entwicklung ist positiv, denn es entsteht ein verteiltes, robustes und umweltfreundliches Energiesystem, das mittelfristig auch ökonomische Vorteile und Rohstoffunabhängigkeit ermöglicht.

Für die Beherrschung der Komplexität ist jedoch eine feingranulare Überwachung und flexible, regelkonforme Steuerung ohne Latenz sowie die Berücksichtigung der wirtschaftlichen Interessen der Beteiligten erforderlich. Das ist die Aufgabe der digitalen Infrastruktur.

Was genau meinen Sie, wenn Sie von digitalen Infrastrukturen sprechen?

Digitale Infrastrukturen sind die Gesamtheit aus Sensorik, Daten- und Steuerungssystemen, Plattformen, Kommunikationsnetzen sowie den zugehörigen organisatorischen Fähigkeiten, die ein komplexes Energiesystem sichtbar, koordinierbar und steuerbar machen. Die gleichzeitige Beherrschung der energetischen wie der digitalen Infrastruktur stellt alle Beteiligten vor grundlegend neue Herausforderungen. Gelingt dies, dann bewirkt eine gut aufgestellte digitale Infrastruktur einen Qualitätssprung in der Systemführung, der Optimierung und in der Resilienz.

Wie sieht diese »neue Qualität in der Systemführung« praktisch aus?

Mit digitaler Infrastruktur können Energiesysteme flexibel orchestriert und nach Zielkriterien optimiert werden. Für Netzbetreiber ist

dies die Versorgungssicherheit bei minimalen Kosten. Ein Industriebetrieb wird so steuern, dass die Produktion am betriebswirtschaftlichen Optimum gehalten wird. Zielkriterien können auch Netto-Null-Emission oder eine Maximierung des Eigenverbrauchs sein. Zudem eröffnen digitale Infrastrukturen völlig neue Perspektiven und Geschäftsmodelle, wie zum Beispiel Strom-Communitys, bei denen Privatpersonen oder Energiegemeinschaften »ihren Strom« teilen. Derartige Fragestellungen besprechen wir alljährlich in prominenter Runde bei den Fichtner Talks.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
fichtnertalks.de

FICHTNER
IT CONSULTING

Digitalisierung in der Energieversorgung: Wie Mitarbeitende aus eigenem Antrieb Verantwortung übernehmen



Prof. Dr. Rainer Gerloff
Geschäftsführer

Stadtwerke sind auf Energieversorgungs-sicherheit angewiesen. Entsprechend risikoavers betrachten sie ihre Prozessoptimierung. Warum Digitalisierung dennoch das Mittel der Wahl ist und wie Mitarbeitende dabei zum entscheidenden Faktor für einen kulturellen Wandel werden, spüren die Halberstadtwerke in ihrer täglichen Arbeit. Im Interview verrät Geschäftsführer Prof. Dr. Rainer Gerloff, wie freies Denken und Zuverlässigkeit zusammenkommen.

Herr Prof. Dr. Gerloff, warum ist eine stetige Digitalisierung für Ihre Arbeit notwendig?

Wir sind ein Energieversorger mit gut 100 Mitarbeitenden. Dabei sind wir mit der gleichen Komplexität konfrontiert wie ein Großunternehmen. Tatsächlich haben wir eben jene Komplexität, die durch den permanenten regulatorischen Wandel in

der Energiewirtschaft noch erhöht wird, als unser größtes unternehmerisches Risiko identifiziert. Begegnen lässt sich ihr am besten durch Digitalisierung.

Ihre IT-Abteilung ist mit der Thüga-Abrechnungsplattform (TAP) und der Umstellung des ERP-Systems relativ ausgelastet. Wie stellen Sie sicher, dass dennoch auch in den einzelnen Fachabteilungen weitere Digitalisierung möglich ist?

Wir setzen auf einen Bottom-up-Ansatz. Die Mitarbeitenden nutzen zum Beispiel selbstständig Lösungen ohne tiefere Programmierkenntnisse, sogenannte Smaps, um mithilfe einer No-Code-Plattform ihre eigenen Prozesse zu digitalisieren. Das findet im Unternehmen großen Anklang.

Welche Voraussetzungen müssen diese Smaps erfüllen?

Da die Mitarbeitenden selbst die Smaps kreieren, müssen sie den betreffenden Prozess von Anfang bis Ende entsprechend durchdenken. Dafür müssen sich diese Creators beispielsweise klarmachen, was mit den zu erhebenden Daten geschieht. Dadurch wird der Prozessablauf stringenter, rechtssicherer und schneller, auch weil Zuständigkeiten eindeutiger definiert

sind. Alle Prozesse, die ISMS- und datenschutzrelevant sind, können wir auf Smaps aufsetzen. Sie werden in Deutschland gehostet und sind entsprechend zertifiziert.

Was tun Ihre Mitarbeitenden, wenn es bei der Erstellung einer Smap einmal hakt?

Für solche Fälle haben wir unter anderem Digitalisierungssprechstunden. Dort kommt die interne Community, die Smaps schreibt, zusammen und trifft auf die IT. Dabei sprechen die Teilnehmenden über ihre Success-Stories und Best Practices und befruchten sich gegenseitig, weil sich viele Lösungen aus einer auf eine andere Abteilung übertragen lassen. Diese Treffen finden außerhalb der Abteilungshierarchie und der Steuerung durch die Geschäftsleitung statt.

Worin sehen Sie die Vorteile der Prozessoptimierung durch Mitarbeitende?

Die Energiewirtschaft befindet sich in einem umfassenden Change-Prozess und ein Veränderungsprozess löst auch Ängste aus. Wenn die Mitarbeitenden aber die Möglichkeit haben, in der Veränderung eigenen Erfolg zu generieren, verändert sich ihre Position. Dadurch entsteht Lust auf Digitalisierung und daraus folgend ein kultureller Wandel. Als Unternehmen

sind wir auf die Eigenverantwortung der Mitarbeitenden angewiesen. Im Wettbewerb zu stehen ist immer eine Frage von geistiger Freiheit der und des Einzelnen, sich auf Neues einzulassen.

Ist es nicht sehr herausfordernd, diesen Gedanken mit dem Grundsatz der Versorgungssicherheit zu vereinbaren?

In einem Energieversorgungsunternehmen ist die Risikoaversion tief verankert. Diesen Grat zwischen intellektueller Freiheit und Sicherheit, auf dem wir wandern, ist in der Tat alles andere als trivial.

Interview Pia Soldan

Weitere Informationen zum Unternehmen unter:
www.halberstadtwerke.de



HALBERSTADTWERKE
ENERGIE FÜR HIER

Kraftblock GmbH • Brandreport

Schlüsseltechnologie der industriellen Elektrifizierung: Wie thermische Speicher Auswege aus der fossilen Preiskrise aufzeigen



Martin Schichtel
Geschäftsführer

Ein Gespräch mit Martin Schichtel, Geschäftsführer des größten deutschen Wärmespeicherherstellers für Hochtemperatur, Kraftblock.

Herr Schichtel, regelmäßige Gaskrisen, Dekarbonisierungsziele und wenig Kapital zum Investieren. Wieso sind Hochtemperaturspeicher die Lösung, um der Industrie beim Thema Prozesswärme aus dem Dilemma zu helfen?

Unkontrollierbare Faktoren machen fossile Energie zum Risikogeschäft. Viele Industrien sind abhängig von Erdgas, da es hohe Temperaturen generieren kann. Dass die Erneuerbaren hier die Lösung sind, ist den meisten klar, aber die Kosten von Strom insgesamt müssen reduziert und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden. Eine unterschätzte Technologie, die genau das kann, sind Wärmespeicher. Sie speichern erneuerbaren Strom, also den besonders günstigen Strom an sonnigen oder windreichen Tagen, als Wärme auf Hochtemperatur. Und dieser Speicher gibt Planbarkeit.

Günstig und grün ist der Strom ja nur an einigen Stunden am Tag, oder?

Richtig, und damit wird klar, dass es einen Speicher braucht. Der Kraftblock-Speicher lädt



Thermische Speicher wie der bei Tata Steel sind smarte Anlagen, die Energiekosten senken und den Fokus auf Flexibilität und robuste Versorgungssicherheit legen.

ein Vielfaches des Prozesses in den günstigsten Stunden, sodass Prozesswärme lange, idealerweise die Zeit bis zum nächsten günstigen Fenster, bereitgestellt wird. Damit verwandeln wir einen konstanten Prozess in einen flexiblen. Und das spart am Day-ahead- und Intra-Day-Markt bis zu 50 Prozent der Kosten und funktioniert für Prozesse zwischen 100 °C und 1000 °C.

Wie sieht das in der Praxis aus?

Ein gutes Beispiel ist unser Projekt mit PepsiCo, die in den Niederlanden Kartoffelchips frittieren, bei etwa 300 °C. Wir zeigen mit unserer Technologie, dass man die Anlage schön in bestehende Prozesse integrieren kann, und ersetzen fossile Wärme, ohne die Produktion umzubauen. Das macht den Ansatz für viele Industrien skalierbar. Da es Windstrom im Überschuss gibt, kann man nicht nur von niedrigen Preisen profitieren,

sondern auch von Netzdienstleistungen, ähnlich wie in Deutschland. Das Projekt kann man replizieren für alles, das mit Dampf, Thermalöl oder Heißluft versorgt wird, also große Teile der Lebensmittel-, Papier- und Chemieindustrie.

Bei Tata Steel in Indien nehmen wir Abwärme, um fossilen Brennstoff äquivalent zu 110 GWh Erdgas zu reduzieren. Das macht in energieintensiven Industrien wirtschaftlich einen großen Unterschied. Fackelgase zum Beispiel sind interessante Fälle in Deutschland.

Wie weit ist die Wärmespeicher-Technologie?

Wir befinden uns gerade an einem Wendepunkt. Die Technologie ist industriell validiert. Jetzt beginnt der Übergang von einzelnen Demonstrationsprojekten zur Skalierung. Gleichzeitig

entstehen durch sinkende Strompreise aus Wind und Solar, neue Förderinstrumente, wie die IF Heat Auction, und steigende CO₂-Kosten erstmals die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für einen breiten Roll-out. Die Gewinner der industriellen Elektrifizierung werden diejenigen sein, die günstigen Strom flexibel in Produktion umwandeln können.

Warum thermische Speicher und nicht Batteriespeicher?

Für Prozesswärme sind thermische Speicher effizienter, etwa 95 Prozent Wirkungsgrad. Außerdem ist es einfacher, große Mengen Energie länger zu speichern, also nicht nur weniger Stunden, sondern den ganzen Tag und länger. Damit ist man flexibler und kann das günstige Fenster auch für wesentlich spätere Zeiten nutzen. Außerdem kosten thermische Speicher wesentlich weniger, wir benutzen beispielsweise Stahlschlacke, also recyceltes Material zum Speichern. Damit haben wir ein nahezu kostenloses Grundmaterial, das wir lokal beziehen können.

Weitere Informationen unter:
kraftblock.com



oder via welcome@kraftblock.com

**KRAFT
BLOCK**

»Viele Länder bauen digitale Zähler ein – Deutschland baut eine digitale Infrastruktur«

Ein intelligentes Messsystem ist keine regulatorische Hürde, sondern eine Investition in die langfristige Stabilität und Zukunftsfähigkeit des Energiesystems. Jan-Frederic Graen, Geschäftsführer und Gründer von peerMetering, über die Bedeutung des Smart-Meter-Roll-outs.



Jan-Frederic Graen
Geschäftsführer und Gründer

Herr Graen, die Energiewende braucht eine digitale Infrastruktur. Warum sind intelligente Messsysteme so wichtig?

Die Energiewende wird häufig auf den Ausbau erneuerbarer Erzeugung reduziert. Tatsächlich entsteht die eigentliche Herausforderung aber erst danach: Millionen Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen müssen in ein bestehendes Energiesystem integriert werden. Aus einem zentralen Versorgungssystem entsteht ein hochdynamisches Netz mit Millionen dezentralen Akteuren. Damit dieses System stabil funktioniert, braucht es Transparenz und Steuerung. Netzbetreiber müssen wissen, wo Energie verbraucht wird, wo sie eingespeist wird und wo Flexibilität gesteuert werden können. Nur auf Basis dieser Informationen lassen sich Netze effizient betreiben und Investitionen gezielt steuern.

Intelligente Messsysteme liefern genau diese Notwendigkeiten. Ohne digitale Messinfrastruktur gibt es keine dynamischen Tarife, keine netzdienliche Steuerung, keine intelligente Integration von Wärmepumpen, kein Mieterstrom und kein Energy-Sharing. Der Smart Meter ist deshalb nicht das Ziel der Digitalisierung – sondern ihre Voraussetzung. Die Energiewende braucht nicht nur neue Energiequellen, sondern auch ein digitales Nervensystem.

Deutschland geht beim Smart-Meter-Roll-out einen besonderen Weg. Warum ist das richtig?

Deutschland hat sich bewusst nicht für einen einfachen digitalen Stromzähler entschieden, sondern für das intelligente Messsystem mit Smart-Meter-Gateway. Dieser Ansatz wirkt auf den ersten Blick komplexer als in vielen europäischen Nachbarländern. Langfristig entsteht dadurch jedoch eine sichere und standardisierte Kommunikationsplattform für die nächsten Jahrzehnte. Das Smart-Meter-Gateway bildet die Grundlage für dynamische Tarife, die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, die Einbindung von Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur, Batteriespeichern und zukünftigen Energiedienstleistungen. Viele Länder bauen digitale Zähler ein. Deutschland baut eine digitale Infrastruktur.

Dabei profitieren nicht nur Netzbetreiber und Energieversorger, sondern auch die Endkunden selbst. Mit intelligenten Messsystemen erhalten Verbraucher erstmals die Möglichkeit, aktiv auf Preissignale im Strommarkt zu reagieren und von dynamischen Tarifen zu profitieren. Insbesondere flexible Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher können ihren Verbrauch in günstige Zeitfenster verlagern und dadurch Energiekosten reduzieren. Gleichzeitig schaffen digitale Messsysteme Transparenz über den eigenen Energieverbrauch und ermöglichen neue Anwendungen im Bereich Energiemanagement und Eigenverbrauchsoptimierung. Viertelstundengenaue

Wir müssen die gewonnenen Erkenntnisse nutzen, den Roll-out weiter beschleunigen und konsequent ins Machen kommen. Die Energiewende wird nicht dadurch erfolgreich, dass wir noch zehn Jahre über den perfekten Weg diskutieren.

– Jan-Frederic Graen,
Geschäftsführer und Gründer

Messwerte bilden die Grundlage für zukünftige Smart-Grid-Anwendungen, Energy-Sharing und intelligente Kundenservices. Ein weiterer Vorteil wird häufig unterschätzt: Die Digitalisierung vereinfacht zahlreiche Prozesse des Alltags. Jahresabrechnungen können auf Basis digital verfügbarer Messwerte deutlich schneller, präziser und kundenfreundlicher abgewickelt werden. Schätzwerte, manuelle Ablesungen und nachträgliche Korrekturen werden zunehmend überflüssig. Das intelligente Messsystem ist deshalb keine regulatorische Hürde, sondern eine Investition in die langfristige Stabilität und Zukunftsfähigkeit unseres Energiesystems – und gleichzeitig in einen transparenteren, flexibleren und kundenfreundlicheren Energiemarkt. Und genau deshalb halten wir den deutschen Weg für richtig.

Wo liegt heute die eigentliche Herausforderung des Roll-outs?

Die vergangenen Jahre des Smart-Meter-Roll-outs waren zunächst geprägt von der Integration eines hochkomplexen Systems in bestehende Prozesse und IT-Landschaften. Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Lieferanten und Hersteller haben in dieser Zeit wertvolle Erfahrungen gesammelt, Marktrollen etabliert und die notwendigen Systeme aufgebaut. Gleichzeitig konzentrierte sich der Roll-out zunächst auf die technisch und organisatorisch einfacheren Einbaufälle. Mit den erreichten Ausbaquoten und den ersten produktiven Erfahrungen im Feld sind viele technische Fragestellungen mittlerweile beantwortet und zahlreiche Prozesse etabliert und erprobt.

Die eigentliche Herausforderung beginnt jetzt: Wie bringen wir diese Infrastruktur wirtschaftlich und skalierbar in die Fläche? Die einfachen Einbaufälle reichen künftig nicht mehr aus. Der Roll-out verlagert sich zunehmend in große Wohnanlagen, Quartiere, Mehrfamilienhäuser und komplexe Gebäudestrukturen. Genau dort entscheidet sich, ob Deutschland seine Ausbauziele erreichen wird. Die Energiewende entscheidet sich nicht im Einfamilienhaus – sie entscheidet sich im Gebäudebestand.

Welche Rolle spielt peerMetering dabei?

Wir sind überzeugt, dass die Energiewende nur dann erfolgreich sein wird, wenn wir wirklich alle Menschen daran teilhaben lassen können – unabhängig davon, ob sie im Einfamilienhaus auf dem Land oder im Mehrfamilienhaus in

der Innenstadt wohnen. Gerade im Gebäudebestand und in großen Wohnanlagen liegt ein enormes Potenzial. Die Energiewende darf nicht an der Gebäudestruktur scheitern. Nur wenn die Digitalisierung die Fläche erreicht, können auch alle Verbraucher von den Vorteilen der Energiewende profitieren – von dynamischen Tarifen über Transparenz beim eigenen Energieverbrauch bis hin zur aktiven Teilnahme an Flexibilitätsmärkten und zukünftigen Smart-Grid-Anwendungen.

Genau dafür haben wir bei peerMetering eine technische Lösung entwickelt. Unsere Kommunikationslösung ermöglicht es Messstellenbetreibern, auch diejenigen Zähler wirtschaftlich zu digitalisieren, die bislang aufgrund komplexer Gebäudestrukturen nur mit hohem Aufwand oder gar nicht erreichbar waren. Dabei können bis zu 30 moderne Messeinrichtungen über ein Smart-Meter-Gateway angebunden werden – vollständig innerhalb des bestehenden intelligenten Messsystems und ohne zusätzliche Parallelstrukturen. Wir verstehen uns deshalb nicht als Alternative zum intelligenten Messsystem, sondern als Beschleuniger seines Roll-outs.

Große Mehrfamilienhäuser gelten als eine der größten Herausforderungen des Smart-Meter-Roll-outs.

Die Herausforderung liegt häufig weniger im einzelnen Zähler als in der Gebäudestruktur selbst. Gerade in größeren Mehrfamilienhäusern, Wohnanlagen oder Quartieren befinden sich die Zähler häufig nicht zentral an einem Ort, sondern verteilt über mehrere Etagen, Treppenhäuser oder sogar direkt in den Wohnungen der Bewohnenden. Die Entfernungen zwischen den einzelnen Messstellen und dem Smart-Meter-Gateway sind dadurch oftmals so groß, dass klassische Kommunikationswege über Verkabelung oder herkömmliche Funklösungen wirtschaftlich oder technisch an ihre Grenzen stoßen.

Wir haben deshalb einen Kommunikationsadapter entwickelt, der sich per Plug and Play direkt mit der modernen Messeinrichtung verbindet und die Daten auch über größere Distanzen innerhalb des Gebäudes sicher an ein zentrales Smart-Meter-Gateway übertragen kann. Dadurch lassen sich erstmals auch komplexe Gebäudestrukturen wirtschaftlich per 1:n-Metering erschließen und mehrere Messstellen über ein gemeinsames Gateway bündeln.

Neben der technischen Herausforderung spielen im Smart Metering allerdings auch regulatorische Anforderungen eine zentrale Rolle. Gerade im Bereich kritischer Infrastrukturen gelten bewusst sehr hohe Anforderungen an Datensicherheit, Interoperabilität und Eichrechtskonformität. Diese Anforderungen erhöhen zwar die Komplexität der Systeme, schaffen aber gleichzeitig die notwendige Grundlage für Vertrauen und Akzeptanz in einer zunehmend digitalisierten Energiewelt. Unsere Technologie wurde deshalb von Anfang an für den Einsatz innerhalb dieses regulierten Umfelds entwickelt und erfüllt die entsprechenden eichrechtlichen und regulatorischen Anforderungen. Die Lösung verfügt über eine PTB-Baumusterprüfbescheinigung und ist bereits heute bei Messstellenbetreibern bundesweit im produktiven Einsatz.

Braucht Deutschland langfristig einen flächendeckenden Smart-Meter-Roll-out?

Ich glaube, die entscheidende Entwicklung wird häufig übersehen: Bis spätestens 2032 müssen die verbleibenden Ferraris-Zähler ohnehin durch moderne Messeinrichtungen ersetzt werden. Damit verfügen wir perspektivisch bereits über eine nahezu flächendeckende digitale Messinfrastruktur im Feld.

Die eigentliche Frage lautet deshalb nicht mehr, ob wir digitalisieren, sondern wie wir die bereits vorhandene Infrastruktur intelligent weiterentwickeln. Denn mit einer modernen Messeinrichtung ist bereits ein wesentlicher Teil des intelligenten Messsystems vorhanden. Ergänzt um ein Smart-Meter-Gateway und wirtschaftliche Kommunikationslösungen lassen sich große Teile dieser Infrastruktur mit vergleichsweise geringem zusätzlichem Aufwand in das intelligente Messsystem überführen. Gerade im Mehrfamilienhaus entstehen dadurch völlig neue Möglichkeiten und unmittelbare Mehrwerte für Verbrauchende. Die Kundschaft hat zunehmend ein berechtigtes Interesse an Transparenz über ihren Energieverbrauch, an dynamischen Tarifen und an der Möglichkeit, aktiv an der Energiewende teilzunehmen.

Aus meiner Sicht spricht deshalb vieles dafür, dass sich das intelligente Messsystem langfristig in Richtung eines deutlich breiteren Roll-outs entwickeln wird.

Die entscheidende Frage lautet nicht, ob wir dorthin kommen. Die entscheidende Frage lautet, wie effizient und wirtschaftlich wir diesen Weg gestalten.

Wir müssen nun die gewonnenen Erkenntnisse nutzen, den Roll-out weiter beschleunigen und konsequent ins Machen kommen.

Weitere Informationen unter:
peermetering.de



»Flexibilität ist die neue Währung der Energiewirtschaft«

Warum digitale Resilienz, intelligente Datennutzung und moderne IT-Plattformen über den Erfolg der Energiewende entscheiden.



Timo Dell

Mitglied des Managementboards

Die Energiewirtschaft steht vor einem tiefgreifenden Wandel. Der Ausbau erneuerbarer Energien, neue Lastprofile durch Elektromobilität und Wärmepumpen sowie steigende Anforderungen an Versorgungssicherheit und Cybersicherheit erhöhen die Komplexität der Systeme erheblich. Timo Dell, Mitglied des Managementboards von rku.it, erläutert, warum Flexibilität zum entscheidenden Erfolgsfaktor wird und welche Rolle Digitalisierung, künstliche Intelligenz und resiliente IT dabei spielen.

Herr Dell, Sie sagen: Flexibilität ist die neue Währung der Energiewirtschaft. Warum?

Die Energiewirtschaft befindet sich in einer Phase, in der Planbarkeit abnimmt und Dynamik zunimmt. Erneuerbare Energien speisen wetterabhängig ein, gleichzeitig verändern neue Verbraucher wie Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur die Lastprofile erheblich.

Flexibilität bedeutet daher die Fähigkeit, in Echtzeit auf Veränderungen zu reagieren, technisch, organisatorisch und operativ. Die Fähigkeit wird entscheidend dafür sein, welche Unternehmen die Energiewende erfolgreich gestalten.

Welche Herausforderungen beschäftigen Energieversorger aktuell besonders?

Energieversorger stehen vor mehreren Transformationen. Dazu gehören unter anderem der Ausbau erneuerbarer Energien, die Modernisierung der Netze, die Unterstützung von Kommunen bei der Wärmewende, steigende regulatorische Anforderungen, Cyberrisiken und der Fachkräftemangel.

Hinzu kommt ein hoher Investitionsdruck in diesen Bereichen bei gleichzeitig wachsender Unsicherheit über zukünftige Rahmenbedingungen. Das macht insbesondere auch IT- und Architekturentscheidungen heute besonders strategisch. Durch wachsende Digitalisierungsnotwendigkeiten kommt den Investitionsentscheidungen in (IT-) Systeme eine besondere Bedeutung zu.

Die Energieversorgung wird zunehmend dezentral. Welche Auswirkungen hat das auf die IT-Systeme?

Dezentrale Erzeugung, Speicher und flexible Verbraucher führen zu einer stark steigenden Datenmenge und Komplexität in der Prozessverarbeitung. Entscheidungen müssen zunehmend automatisiert und datenbasiert getroffen werden.

Dafür benötigen Unternehmen Plattformen, die Daten aus unterschiedlichen Quellen integrieren und in Echtzeit nutzbar machen. Datenkompetenz wird damit zum zentralen Wettbewerbsfaktor.



Die Energiewirtschaft befindet sich in einer Phase, in der Planbarkeit abnimmt und Dynamik zunimmt.

– Timo Dell,
Mitglied des Managementboards

Welche Rolle spielt Digitalisierung bei der Steuerung neuer Lastprofile?

Ohne Digitalisierung wird die notwendige Flexibilität nicht erreichbar sein. Netze müssen heute deutlich dynamischer gesteuert werden als früher.

Digitale Plattformen schaffen Transparenz, ermöglichen Prognosen und unterstützen automatisierte Entscheidungen. Sie werden damit zur Grundlage für Versorgungssicherheit.

Wo sehen Sie die größten Potenziale für künstliche Intelligenz?

KI wird Prozesse in der Energiewirtschaft deutlich verändern, insbesondere in Prognosen, Netzsteuerung, Automatisierung und Kundeninteraktion.

Entscheidend ist jedoch die Datenbasis, KI entfaltet ihren Nutzen nur, wenn Datenqualität, Prozesse und Systeme zusammenpassen. Unternehmen, die hier investieren, verschaffen sich klare Vorteile.

Welche Rolle spielen Cloud und digitale Souveränität?

Cloud-Technologien bieten Skalierbarkeit und Geschwindigkeit, gleichzeitig steigen die Anforderungen an Sicherheit und Kontrolle.

Es geht daher nicht um ein Entweder-oder, sondern um eine durchdachte Plattformstrategie, die Innovation ermöglicht und gleichzeitig die Anforderungen kritischer Infrastrukturen erfüllt.

Wie gelingt die Modernisierung gewachsener IT-Landschaften?

Viele Unternehmen arbeiten mit historisch gewachsenen Systemen. Entscheidend sind eine klare Zielarchitektur und eine schrittweise Modernisierung entlang der Geschäftsanforderungen. Standardisierung und Automatisierung helfen dabei, Komplexität zu reduzieren und Fachkräfte zu entlasten.

Wie sieht die Energiewirtschaft in zehn Jahren aus?

Die Energiewirtschaft wird stärker vernetzt, datengetrieben und automatisiert sein. Energieflüsse werden zunehmend in Echtzeit gesteuert.

Der entscheidende Erfolgsfaktor bleibt die Fähigkeit zur Flexibilität, also schnell auf neue Rahmenbedingungen reagieren zu können. Genau das wird über den Erfolg der Energiewende entscheiden.

Weitere Informationen unter:
rku-it.de



rku IT

Der entscheidende Erfolgsfaktor bleibt die Fähigkeit zur Flexibilität, also schnell auf neue Rahmenbedingungen reagieren zu können.

– Timo Dell,
Mitglied des Managementboards

Über rku.it

Die rku.it GmbH mit Sitz in Herne ist einer der führenden IT-Dienstleister für die Energie-, Verkehrs- und Kommunalwirtschaft. Das 1961 gegründete Unternehmen beschäftigt rund 475 Mitarbeitende und betreut mehr als 130 Kunden in Deutschland. Zum Leistungsportfolio gehören Cloud- und Managed Services, SAP- und Branchenlösungen sowie Beratung für die digitale Transformation.

Bidirektionales Laden: Wie Elektroautos zum zentralen Baustein des Energiesystems werden

In der Energiewende gibt es zwei wichtige Entwicklungspfade: den Ausbau erneuerbarer Erzeugung und das Elektrifizieren von Wärme und Mobilität. Mit jedem Fortschritt wächst der Bedarf an effizienter Speicherung, denn Angebot und Nachfrage müssen im Gleichgewicht bleiben. Elektroautos kommt hier eine Schlüsselrolle zu: Sie nehmen zeitlich steuerbar Energie auf und können sie bei Bedarf in Gebäude und Netz zurückspeisen. Bidirektionales Laden schließt mit bereits verfügbaren Ressourcen Lücken – ein Überblick zu Chancen und Herausforderungen.



Dr. Andreas Piepenbrink
CEO E3/DC by HagerEnergy

Große Kapazität mit viel Potenzial

In rein elektrischen Fahrzeugen sind Batterien verbaut, deren Kapazität nicht nur deutlich größer ist als bei Heimspeichern üblich – sie können auch deutlich mehr Strom aufnehmen, als im Alltag für den Fahrbetrieb gebraucht wird. Die Wahl der Batteriegröße richtet sich eher nach dem Langstreckeneinsatz und dem allgemeinen Ausstattungsanspruch, nicht nach dem täglichen Bedarf. Wenn aber zumeist nur ein kleiner Teil der Kapazität aktiv genutzt wird, liegt erhebliches Potenzial brach. Im zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Strommarkt treten Überangebote und Mangelsituationen immer häufiger auf – das Speicherpotenzial der wachsenden Fahrzeugflotte kann auf beides reagieren, indem Fahrzeuge flexibel Strom aufnehmen und wieder abgeben. Das Fahrzeug wird zum Akteur im Energiesystem.

Perfektionierung der solaren Gebäudeversorgung

Eine wichtige Funktion erhält das bidirektionale Laden in der Gebäudeversorgung mit Solarstrom, die Fachwelt spricht von Vehicle-to-Home (V2H). Vor allem in den Übergangszeiten kommen auch größere Heimspeicher an Grenzen, wenn sie an ertragreichen Tagen den Überschuss nicht voll aufnehmen und bei folgendem Schlechtwetter den Bedarf nicht decken können. Bindet nun das Energiemanagement des Hauskraftwerks die Fahrzeugbatterie bidirektional ein, erhöht sich das

Speicherpotenzial erheblich, ohne dass in weitere Batteriekapazität investiert werden muss. Der Anteil selbst verbrauchten Stroms steigt, der Bezug aus dem Netz wird auf ein Minimum gesenkt, die Wirtschaftlichkeit verbessert sich weiter.

Auf ganz ähnliche Weise unterstützt bidirektionales Laden auch die Kostenoptimierung in der Jahreszeit mit wenig Solarertrag. Dynamische Stromtarife und die gesetzlich definierten, aber nur schleppend eingeführten variablen Netzentgelte geben dem Heimspeicher und dem Fahrzeug eine weitere Funktion: Beide bevorraten Strom, wenn er günstig zu haben ist, und vermeiden so in teuren Preisphasen den Bezug, die Kosten sinken deutlich. Auch hier erweitert das Fahrzeug die nutzbare Kapazität flexibel. Auch bei einem Netzausfall erhöht das bidirektionale Laden die Sicherheit, wenn die Fahrzeuge ins Energiemanagement von ersatzstromfähigen Hauskraftwerken eingebunden sind. Sie bieten nicht nur viel mehr Reserve, sondern können bei Bedarf als mobile Speicher agieren und Energie transportieren.

»
Trotz der Herausforderungen wird bidirektionales Laden eine Schlüsselrolle einnehmen. Die Technologie verbindet Elektromobilität mit dezentraler Erzeugung und dem Strommarkt.

– Dr. Andreas Piepenbrink,
CEO E3/DC by HagerEnergy

Beitrag zu Netzstabilität und Marktintegration

Nicht unabhängig vom privaten Gebäude, aber weit darüber hinausgehend hat das bidirektionale Laden eine energiewirtschaftliche Bedeutung, vor allem, wenn man von rascher weiterer Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge ausgeht. In wechselnder Funktion als flexible Last und als On-Demand-Einspeiser bieten sie erhebliches Potenzial, die Ungleichgewichte von Stromerzeugung und -bedarf zu glätten. Bidirektionale Fahrzeuge sind ein wichtiger Baustein, um die aus guten Gründen verschwindenden grundlastfähigen Kraftwerke zu ersetzen. Im sogenannten Vehicle-to-Grid-Betrieb (V2G) arbeiten Autobatterien netzdienlich und helfen bei der Marktintegration erneuerbarer Energien.

Wie in der privaten Eigenversorgung laden die Fahrzeuge bevorzugt dann, wenn Strom im Überfluss vorhanden und günstig ist, und speisen Energie zurück, wenn die Nachfrage steigt oder die Erzeugung zurückgeht. Je mehr Fahrzeuge für den V2G-Betrieb zur Verfügung stehen, desto größer wird

das Ausgleichspotenzial in Kapazität und Leistung, zugleich können sie gezielt gegen lokale Netzengpässe eingesetzt werden.

Technologie- und Marktentwicklung

Technologisch sind die Voraussetzungen für bidirektionales Laden weitgehend vorhanden. Durchdachtes Energiemanagement ermöglicht über moderne Kommunikationsstandards die sichere Kommunikation zwischen Fahrzeug und Heimspeicher. Leistungsfähige DC-Ladesysteme erreichen hohe Wirkungsgrade und erlauben effizientes Laden und Entladen der Fahrzeugbatterien.

Doch auf dem Weg zur breiten Anwendung gibt es noch Herausforderungen. Viele Fahrzeuge sind grundsätzlich geeignet, müssen aber auch die erforderlichen Kommunikationsstandards unterstützen und vom Hersteller freigegeben werden. Während die V2H-Anwendung energierechtlich unproblematisch ist, müssen bei V2G noch Marktregeln, Messkonzepte und Abrechnungsprozesse weiterentwickelt werden, damit Endkund:innen ihr Fahrzeug wirtschaftlich und rechtssicher einsetzen können. Ein wichtiger Schritt war im vergangenen Jahr die Netzentgeltbefreiung für rückgespeisten Strom im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

Fazit

Trotz der Herausforderungen wird bidirektionales Laden eine Schlüsselrolle einnehmen. Die Technologie verbindet Elektromobilität mit dezentraler Erzeugung und dem Strommarkt. Die Nutzung erneuerbarer Energien wird zielgenauer, es entstehen neue Flexibilitäten für effizienteren Netzbetrieb. Die Erkenntnis setzt sich durch, dass Elektroautos nicht reine Fortbewegungsmittel sind, sondern Teil eines flexiblen, erneuerbaren und resilienten Energiesystems.

Text Dr. Andreas Piepenbrink,
CEO E3/DC by HagerEnergy

ANZEIGE



3fach Energie

LEADING. POWER. SETUP.





3fach Energie steht für die Entwicklung und Herstellung **führender** Hardware, Software und Dienste.

E3/DC liefert ein einzigartiges **Setup** mit perfekt aufeinander abgestimmten Komponenten.

Wir denken **Energie** ganzheitlich und schaffen lernende Lösungen.

Jedes System von E3/DC bleibt stets bereit für die Zukunft.





e3dc.com

Solarparks als gute Nachbarn

Große Photovoltaikprojekte sind ein zentraler Baustein der Energiewende. Doch über ihren Erfolg entscheiden nicht allein Technik und Sonneneinstrahlung. Bernd Fuchs, Geschäftsführer von Greenovative, erklärt, warum Netzananschluss, Finanzierung, Bürgerbeteiligung und Batteriespeicher heute entscheidend sind.

Herr Fuchs, was entscheidet heute darüber, ob ein Solarprojekt wirtschaftlich tragfähig ist?

Greenovative entwickelt Solarparks in der Regel ab fünf Hektar. Ab dieser Größe lassen sich Projekte wirtschaftlich sinnvoll umsetzen. Neben der Sonneneinstrahlung sind heute vor allem die Netzananschlusskosten entscheidend. Liegen Umspannwerk oder Stromleitung in der Nähe, sinken die Kosten deutlich. Müssen Leitungen über mehrere Kilometer verlegt werden, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit entsprechend.

Wie bewerten Sie die aktuelle Marktlage für Solarparks und große Dach-PV-Anlagen?

Ob eine Anlage unter das EEG fällt, ist weiterhin ein wichtiger Faktor. Freiflächen entlang von Autobahnen und Bahnlinien profitieren von klaren Förderregelungen. Grundsätzlich ist Solarenergie die günstigste Form der Stromerzeugung, die Rentabilität hängt jedoch von der Nutzung ab. Solarparks erzielen derzeit etwa fünf Cent pro Kilowattstunde, Dachanlagen rund neun Cent. Besonders attraktiv wird es, wenn der Strom direkt vor Ort genutzt wird. Unternehmen sparen dadurch hohe Strombezugskosten, sodass sich Projekte

bereits nach fünf bis sieben Jahren amortisieren können. Bei reiner EEG-Vergütung liegen die Amortisationszeiten höher. Durch Fremdkapital lassen sie sich jedoch deutlich verkürzen.

Welche Finanzierungsmodelle spielen derzeit die größte Rolle?

Die Finanzierung erfolgt überwiegend über Geschäftsbanken, Sparkassen sowie Volks- und Raiffeisenbanken, ergänzt durch Förderprogramme wie KfW- oder LfA-Kredite. Üblich sind Eigenkapitalquoten zwischen zehn und 25 Prozent, der Rest wird projektbezogen finanziert. Greenovative sucht darüber hinaus Privatinvestoren, die sich ab einer Million Euro beteiligen möchten.

Warum ist Bürgerbeteiligung so wichtig?

Seit rund acht Jahren bietet Greenovative bei Freiflächenprojekten standardmäßig digitale Bürgerbeteiligungen an. Anwohner erhalten zunächst exklusiven Zugang, bevor weitere Investoren einsteigen können. Ziel ist es, nicht als externer Investor aufzutreten, sondern als langfristiger Partner der Region. Beim Solarpark Werneck stehen derzeit 3,5 Millionen Euro Beteiligungskapital bereit; eine Beteiligung ist bereits ab 1000 Euro möglich. Auf Wunsch arbeitet Greenovative zudem mit Stadtwerken oder Energiegenossenschaften zusammen.

Welche Rolle spielen EEG-Vergütung und Stromlieferverträge für die Finanzierung?

Das EEG bleibt aufgrund der langfristigen planbaren Einnahmen der wichtigste Baustein für die Finanzierung. Banken schätzen diese

Planungssicherheit. Bei ungefördernten Projekten gewinnen langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) an Bedeutung. Voraussetzung ist ein wirtschaftlich starker Stromabnehmer, etwa Energieversorger, Rechenzentren oder Industrieunternehmen. Langfristige Verträge erleichtern auch hier die Finanzierung.

Wie unterscheidet sich die Finanzierung von Dach-PV-Anlagen?

Über die Schwesterfirma Greenopeak entwickelt Greenovative Photovoltaikanlagen für Gewerbe- und Industriedächer. Je nach Modell übernimmt Greenopeak Entwicklung, Finanzierung und Betrieb oder unterstützt Unternehmen bei Planung und Umsetzung, wenn diese selbst investieren möchten. Für große Immobilienentwickler sind auch Joint Ventures möglich.

Welche Bedeutung haben Batteriespeicher künftig?

Batteriespeicher werden für Wirtschaftlichkeit und Netzstabilität immer wichtiger. Während Windkraft und Photovoltaik ihre Leistung in Deutschland stark ausgebaut haben, wächst die Speicherkapazität deutlich langsamer. Greenovative plant deshalb neue Solarparks möglichst als Hybridanlagen und prüft auch die Nachrüstung bestehender Projekte. Speicher nehmen überschüssigen Strom auf und geben ihn bei hoher Nachfrage wieder ab. Das entlastet die Netze, erhöht die Nutzung erneuerbarer Energien und reduziert den Bedarf fossiler Kraftwerke. Damit dieses Potenzial ausgeschöpft werden kann, sind jedoch schnellere Genehmigungen und klare regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich.

Über Greenovative

Greenovative ist ein inhabergeführtes Unternehmen mit über 100 Mitarbeitenden in Nürnberg, Oldenburg und Stuttgart. Seit 2013 entwickelt und realisiert das Unternehmen bundesweit Solarparks und Großbatteriespeicher – als voll integrierter Projektentwickler, EPC-Anbieter und Independent Power-Producer. Neue Solarparks werden als hybride Anlagen geplant, während bei bestehenden Projekten die Nachrüstung von Großbatteriespeichern geprüft wird. Insgesamt hat das Unternehmen bereits mehr als 100 Solarparks umgesetzt; über 100 weitere Projekte befinden sich aktuell in der Genehmigungsphase. Im Ranking der Financial Times gehört Greenovative im Jahr 2025 zu den Top 500 wachstumsstärksten Unternehmen Europas.

Weitere Informationen unter:
greenovative.de und greenopeak.de



ANZEIGE

m8mit
Einfach. Elektrisch. Geladen.

kraftwerk
Energie. Software. Services.

Ihre E-Flotte lädt. Wir rechnen ab.

Flottenverantwortliche wissen: Die eigentliche Arbeit beginnt nach dem Ladevorgang. m8mit übernimmt genau das - vollautomatisch, eichrechtskonform und nahtlos in Ihre bestehende IT-Landschaft integriert.

„Flottenabrechnung darf kein Engpass sein. Mit m8mit läuft sie präzise, rechtssicher und ohne manuellen Aufwand im Hintergrund. Über 300 Kunden vertrauen unserer Lösung.“

Sascha Reif
Geschäftsführer m8mit | kraftwerk

DIE FLOTTENLÖSUNG DER BRANCHE

AUTOMATISIERTE ABRECHNUNG

Jeder Ladevorgang wird automatisch der richtigen Kostenstelle, dem Fahrer und dem Fahrzeug zugeordnet.

HOMECHARGE-ERSTATTUNG

Ihre Mitarbeitenden laden zuhause, wir berechnen die Erstattungssumme und erstellen entsprechende Belege.

ERP-INTEGRATION

m8mit fügt sich in bestehende Flotten- und ERP-Systeme ein. Keine Insellösung, saubere Geldflüsse, revisionssichere Buchhaltung.

LIVE-MONITORING UND COMPLIANCE

Echtzeit-Daten, detaillierte Auswertungen, AFIR-, eichrechts- und DSGVO-konform mit verschlüsselter Datenhaltung



JETZT FLOTTE ANBINDEN

m8mit.de | info@m8mit.de

m8mit ist Teil der kraftwerk Gruppe.



»Konsequente Plattformstrategien sind die beste Lösung für die steigende IT-Komplexität«

Wie können oder müssen Infrastrukturen funktionieren, wenn die Belieferung von Strom, Wärme und Wasser dezentraler, aber auch sicherer werden soll? Olaf Steinbrink, verantwortlicher Geschäftsführer für die Branche Utilities in der Arvato Systems Group, erklärt, warum Plattformstrategien, Digitalisierung und resiliente IT-Systeme zu entscheidenden Erfolgsfaktoren der Energiewende werden.



Olaf Steinbrink

Verantwortlicher Geschäftsführer
Branche Utilities, Arvato Systems

Herr Steinbrink, Sie waren mehrere Jahre als IT-Leiter und CIO in der Energiebranche tätig. Wie fordert die Energiewende die Managementsysteme der Versorgungsunternehmen heraus?

Die Energiewirtschaft erlebt aktuell einen fundamentalen Paradigmenwechsel von zentralen zu dezentralen Systemen. Millionen neuer Akteure – wie Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen und E-Ladepunkte – erhöhen die Komplexität des Gesamtsystems massiv. Verstärkt wird diese Dynamik durch zunehmend flexiblere, zeit- und ortsabhängige Stromtarife zur aktiven Steuerung der Nachfrage. Moderne Managementsysteme müssen daher zwingend echtzeitfähig sein, Prozesse automatisieren und eine nahtlose Datenintegration garantieren. Gleichzeitig wachsen branchenspezifische regulatorische Vorgaben wie NIS2, der Smart-Meter-Roll-out oder Redispatch 2.0, die in die vorhandenen IT-Strukturen integriert werden müssen. Dadurch wandelt sich die IT von einer reinen Supportfunktion zum strategischen Haupttreiber der gesamten Energie- und Versorgungswirtschaft.

Wie sehr werden neue dezentrale Strukturen, etwa bei der Einspeisung von Solarenergie ins Netz, die Steuerung beeinflussen?

Die Herausforderung besteht vor allem darin, die wachsende Zahl von Erzeugern, Verbrauchern und Datenpunkten effizient zu steuern. Die heutigen IT-Landschaften der Versorger sind historisch gewachsen und aus diesem Grund sehr heterogen und den riesigen Datenmengen der Millionen Erzeuger und Verbraucher kaum gewachsen. Moderne IT-Plattformen müssen Netz-, Betriebs- und Marktdaten integrieren und skalieren können. OT und IT müssen nahtlos zusammenarbeiten – und auch Cybersecurity und Resilienz adressieren. Vor allem müssen Unternehmen verstehen, dass nur standardisierte Plattformen und Schnittstellen Innovation und regulatorische Anpassungen beschleunigen können. Flexibilität und Skalierbarkeit sind essenziell.

Wie helfen IT-Strategien bei der zukünftigen Verwaltung der Energiesysteme?

Angesichts der Fülle von Daten und Aufgaben braucht es eine klare Zielarchitektur und Plattformstrategie statt historisch gewachsener Insellösungen, die auch zum Problem werden, weil Mitarbeitende fehlen und das Datenverständnis fehlt. Das bedeutet: Unternehmen müssen die Cloud dort einsetzen, wo sie Skalierung und Innovation ermöglicht. Kritische Prozesse müssen durch resiliente Betriebsmodelle abgesichert werden. Die Frage ist, was IT-Souveränität wirklich bedeutet. Souveränität heißt nicht Eigenbetrieb. Souveränität bedeutet: Ich habe die Kontrolle über sämtliche Daten, Prozesse und Entscheidungen. Wenn ich mich

als Unternehmen damit nicht vollumfänglich beschäftigen kann oder will, kann ein professionelles IT-Outsourcing diese angestrebte Souveränität stärken, statt sie zu schwächen.

Wie wichtig ist das Zusammenspiel von IT-Systemen, KI und Cloud-Speichern, um die Energie- oder Wasserversorgung sicher zu managen?

Cloud, künstliche Intelligenz und moderne Business-Anwendungen bilden eine untrennbare Einheit: Während die Cloud für die nötige Skalierbarkeit und Innovationsgeschwindigkeit sorgt, schafft KI maximale Transparenz für fundiertere Entscheidungen, während moderne Geschäftsanwendungen die dahinterliegenden Prozesse zuverlässig umsetzen. Ein ganzheitlicher Sicherheitsansatz schützt diese Architektur »by Design« durch den konsequenten Einsatz von Zero-Trust-Modellen, Security-Operations sowie robusten Back-up- und Recovery-Strategien. Vor diesem Hintergrund gewinnen europäische und souveräne Cloud-Angebote massiv an Bedeutung, da die kritische Versorgungssicherheit heute zunehmend auch auf digitaler Ebene abgesichert werden muss.

In welchem Bereich sehen Sie erhebliches Optimierungspotenzial?

Die Standardisierung spielt eine entscheidende Rolle. Viele Energieversorgungsunternehmen betreiben historisch gewachsene Individualsysteme, die hohe Betriebs- und Wartungskosten verursachen und durch eine zu große Anzahl an Schnittstellen fehleranfällig sind. Da viele Modernisierungsprojekte zudem nur schleppend vorankommen, gewinnt ein modularer Template-Ansatz mit standardisierten Branchenlösungen massiv an Bedeutung. Ein solcher Ansatz verkürzt die Einführungszeiten erheblich, da bewährte Best Practices bereits von vornherein integriert sind. Zudem ermöglicht er es den Unternehmen, flexibler und schneller auf regulatorische Marktänderungen zu reagieren. Ein praxisnahes Beispiel hierfür ist die Transformation von SAP IS-U auf S/4HANA Utilities, bei der standardisierte Templates für eine effiziente energiewirtschaftliche Abrechnung zum Einsatz kommen. Standardisierung schafft Freiräume für Innovation, ohne Freiräume für Differenzierung abzubauen.

Für Energieversorger ist es zudem unerlässlich, eine strategische Zielarchitektur für die

nächsten fünf bis zehn Jahre zu definieren. Nur so zahlen alle Projekte auf ein gemeinsames Ziel ein. Angesichts steigender Komplexität und massiver globaler Bedrohungslagen ist der Eigenbetrieb individueller Systeme durch kleine, interne Teams wirtschaftlich und personell nicht mehr tragbar. Die Lösung liegt in einer konsequenten Plattformstrategie. Durch das Teilen von Systemen mit anderen Stadtwerken lassen sich dringend benötigte Synergien im hoch regulierten Geschäft schaffen. Unternehmen müssen daher genau prüfen, wo ihre tatsächliche Kernwertschöpfung liegt. Unkritische Bereiche wie der Betrieb eigener Rechenzentren sollten aus Sicherheits- und Kostengründen an spezialisierte Dienstleister abgegeben werden. Bei der Transformationsreihenfolge gilt: Aufgrund der extrem hohen Regulierung sollte die Modernisierung im Netzbereich deutlich vor der Lieferantenabrechnung priorisiert werden.

Wie resilient müssen die Versorgungssysteme sein? Welche Rolle spielt die IT, um mehr Resilienz zu erreichen?

Für kritische Infrastrukturen ist Resilienz die fundamentale Grundvoraussetzung. Cybersecurity ist zu einer existenziellen, geschäftskritischen Aufgabe geworden. Das Thema Resilienz rückt heute unaufhaltsam in den Fokus und wirft Fragen auf, die vor fünf Jahren noch niemand gestellt hat. Doch obwohl viel über Widerstandskraft gesprochen wird, fehlt oft das Bewusstsein dafür, dass moderne IT-Strukturen der entscheidende Schlüssel dazu sind. Die Sensibilität für dieses Thema muss in vielen Köpfen erst noch reifen. Allzu oft dominiert das Prinzip Hoffnung – es muss erst etwas passieren, bevor Unternehmen reagieren. Besonders im industriellen Mittelstand führt diese Trägheit regelmäßig zu fatalen Folgen. Wenn Cyberangriffe die Systeme verschlüsseln, steht die Produktion nicht selten für einen ganzen Monat still. Erst nach solchen existenziellen Krisen werden die notwendigen IT-Sicherheitsprojekte mit Hochdruck angeschoben. Im besten Fall verschiebt sich der Fokus von reiner Systemperformance hin zu einer permanent hohen Verfügbarkeit. Diese wird operativ durch eine automatisierte Überwachung sowie durch lückenlose Notfall- und Recovery-Konzepte abgesichert. Technologisch stützt sich diese Sicherheit auf redundante

Cloud- und Rechenzentrumsarchitekturen. Echte Resilienz lässt sich jedoch nicht auf die Technik reduzieren, sondern muss Prozesse und Organisation gleichermaßen durchdringen.

Bei der Energiewende geht es auch um Nachhaltigkeit und Unabhängigkeit. Wie unterstützen digitale Strukturen diese Ziele?

Echte Nachhaltigkeit erfordert eine effizientere Energienutzung, die zeitgleich auch den Endkonsumentinnen und -konsumenten spürbare Mehrwerte liefert. Um Verbrauchende zu einem bewussteren Umgang zu bewegen, braucht es jedoch wirksame Anreizmodelle. Starre Tarife, bei denen Strom rund um die Uhr gleich viel kostet, bieten keinerlei Motivation, stromintensive Geräte wie Waschmaschinen oder E-Autos in lastarme Zeiten zu verlegen. Ein spürbares Umdenken lässt sich erst durch eine Mischung aus flexiblen IT-Infrastrukturen und durchgängiger Datenverfügbarkeit realisieren. Obwohl die flächendeckende Einführung intelligenter Messsysteme durch bürokratische Überregulierung – insbesondere im internationalen Vergleich mit Deutschland – hochkomplex ist, führt kein Weg an ihr vorbei. Hochwertige Daten bilden das Fundament für eine effiziente Energienutzung.

Auch die regulatorischen Anforderungen steigen. Wie lassen sich diese in kluge IT-Architekturen integrieren?

Die Energiewirtschaft wird massiv von regulatorischen Vorgaben getrieben – seien es kurzfristige Energiepreisbremsen oder Formatänderungen in der Marktkommunikation. In der Praxis kommen diese gesetzlichen Anforderungen oft zu spät oder in mangelnder Qualität, während die Fristen für die technologische Umsetzung extrem kurz sind. Je heterogener und komplexer die bestehende IT-Architektur eines Energieversorgers ist, desto schwerer lässt sich dieser Zeitdruck bewältigen. Die Lösung für dieses Problem liegt in standardisierten Plattform- und Multi-tenantensystemen. Indem regulatorische Anpassungen zentral vom Plattformbetreiber für alle Marktteilnehmer gleichzeitig implementiert werden, gewinnen Energieversorger enorm an Umsetzungsgeschwindigkeit und Wirtschaftlichkeit. Kleinere Stadtwerke müssen diese regulatorische Fachexpertise dadurch nicht mehr mühsam intern vorhalten. Stattdessen profitieren sie von einem verlässlichen IT-Dienstleister wie Arvato Systems, der dank seiner tiefen Branchenkompetenz die regulatorischen Anforderungen direkt antizipiert und passgenau in die Systeme integriert.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Weitere Informationen unter:
arvato-systems.com



»Tiefengeothermie ist der Wärmelieferant der Zukunft«

Städte haben einen immensen Wärmebedarf und stehen zugleich unter Druck, Energie bezahlbar, klimaneutral und verlässlich bereitzustellen. Tiefengeothermie bietet dafür ein enormes Potenzial: lokal verfügbar, nachhaltig und unabhängig von Energieimporten. Ulrich Hahne, Geschäftsführer der Herrenknecht Vertical GmbH, erklärt, warum städtetaugliche Bohrtechnologien jetzt den Durchbruch bringen.



Ulrich Hahne

Geschäftsführer Herrenknecht Vertical

Herr Hahne, Herrenknecht ist weltweit als Hersteller von Tunnelbohrmaschinen bekannt. Seit wann beschäftigen Sie sich auch mit Geothermie?

Unser Gründer Martin Herrenknecht hat früh erkannt, dass unter unseren Städten ein riesiges Energiepotenzial liegt. Bereits 2005 haben wir die ersten Tiefbohranlagen für Geothermie entwickelt, die zum Teil heute noch erfolgreich eingesetzt werden. Nur war Gas damals schlicht so billig, dass Geothermie sich im großen Maßstab wirtschaftlich nicht durchsetzen konnte. Das hat sich in jüngster Zeit grundlegend verändert.

Was ist heute anders?

Die Wärmewende ist zu einer zentralen energiepolitischen Aufgabe geworden. Bei der Stromversorgung sind wir mit Solarenergie und Windkraft schon auf einem guten Weg. 50 Prozent der Energie benötigen wir allerdings zur Bereitstellung von Wärme. Und genau hier rückt Tiefengeothermie in den Fokus: Sie ist lokal verfügbar, CO₂-frei, grundlastfähig und macht Städte unabhängiger von Energieimporten und volatilen Brennstoffpreisen.

Warum spielt gerade der urbane Raum eine so große Rolle?

Städte und Kommunen stehen vor der Aufgabe, ihre Wärmeversorgung klimaneutral, nachhaltig und kosteneffizient aufzustellen. Dort sitzen die großen Abnehmer: private Haushalte, öffentliche Gebäude, Gewerbe, Industrie. Wenn unsere Fernwärmenetze durch Geothermie gespeist werden sollen, muss die Wärme möglichst nah am Verbraucher erzeugt werden. Lange Leitungen kosten Geld, Zeit und Energie. Deshalb wandert die Geothermie dorthin, wo sie gebraucht wird: in die Städte.

Aber genau dort sind Bohrprojekte besonders schwierig.

Das ist der entscheidende Punkt. In der Öl- und Gasindustrie stehen Bohranlagen, auch Rigs genannt, oft fernab von Wohngebieten auf großen Industrieplätzen. In der Stadt gelten andere Regeln: wenig Platz, hohe Anforderungen an den Lärmschutz, komplexe Genehmigungsverfahren und eine Nachbarschaft, die zu Recht genau hinschaut. Eine Anlage, die einfach nur effizient bohren kann, reicht da nicht. Sie muss auch stadtverträglich sein. Genau darauf haben wir unsere neuen CityRigs ausgelegt.

Was macht Ihre Anlagen stadtverträglich?

Unsere CityRigs benötigen weniger Platz als ein halbes Fußballfeld. Auch in der Aufstellung sind sie flexibler – die Fläche muss also nicht zwingend rechteckig sein. Zudem können sie auf dem Bohrplatz versetzt werden, ohne vollständig ab- und wieder aufgebaut zu werden. Das ist wichtig, weil für ein geothermisches Heizwerk in der Regel mindestens zwei Bohrungen nötig sind. So sparen wir Zeit, senken Kosten und verkürzen die Belastung für die Umgebung. Hinzu kommt: Die Anlagen werden vollelektrisch aus dem örtlichen Stromnetz versorgt und verursachen deutlich weniger



CityRig Tiefbohranlage im Bau auf dem Werksgelände von Herrenknecht

Wenn eine Anlage leiser ist und weniger Fläche benötigt, werden auch innerstädtische Geothermieprojekte umgesetzt.

– Ulrich Hahne,
Geschäftsführer Herrenknecht Vertical

Und in der Folge trägt die Bevölkerung solche Projekte eher mit?

Wenn eine Anlage leiser ist, weniger Fläche braucht und keine Abgase erzeugt, verändert das die Wahrnehmung solcher Projekte fundamental. Die Menschen sehen dann nicht mehr nur eine Baustelle, sondern den Nutzen: saubere Wärme direkt vor Ort, weniger Abhängigkeit von fossilen Energien und mehr Versorgungssicherheit für die eigene Stadt.

Welche Rolle spielt Wirtschaftlichkeit dabei?

Geothermieprojekte müssen nicht nur technisch machbar, sondern auch wirtschaftlich tragfähig sein. Kürzere Bauzeiten, weniger Umbauaufwand, geringere Belastungen für das Umfeld und Bohrungen näher am Wärmenetz wirken direkt auf die Projektkosten. Unser Ziel ist, die Technologie so weiterzuentwickeln, dass Geothermie mittelfristig auch ohne Förderung wirtschaftlich wird. Derzeit sind Förderquoten von bis zu 40 Prozent noch ein wichtiger Hebel.

Sind Ihre neuen Anlagen schon im Einsatz?

Die erste Tiefbohranlage vom Typ CityRig hat im Großraum Paris ein Geothermieprojekt erfolgreich umgesetzt und wird dort bei weiteren Projekten bohren. Eine zweite Anlage befindet sich im Bau und ist bereits langfristig verplant: zunächst für ein Projekt im Raum München, anschließend für Aarhus und Kopenhagen. Der Auftrag läuft fünf Jahre. Das

zeigt: Der Markt glaubt nicht nur an ein einzelnes Projekt, sondern an skalierbare Programme.

Warum ist diese Skalierung wichtig?

Für eine einzelne Bohrung stellt sich niemand eine Tiefbohranlage auf den Hof. Städte, die Geothermie ernsthaft ausbauen wollen, brauchen Bohrkapazitäten, Fachpersonal, verlässliche Projektpartner und wiederholbare Prozesse. Deshalb geht es jetzt darum, aus erfolgreichen Einzelprojekten industrielle Programme zu machen und so die Kosten deutlich zu senken.

Was brauchen Stadtwerke und Kommunen dafür von der Politik?

Das Geothermiebeschleunigungsgesetz und das Wärmeplanungsgesetz schaffen bereits sehr gute Voraussetzungen. Wichtig ist jetzt, Bohrungen, Wärmenetze und Abnehmer schneller zusammenzubringen. Kommunen brauchen Planungssicherheit, Genehmigungsverfahren müssen verlässlich laufen, und Projekte müssen in größere Wärmeprogramme eingebettet werden.

Welche Rolle will Herrenknecht Vertical dabei übernehmen?

Wir verstehen uns nicht nur als Hersteller von Tiefbohranlagen, sondern als Technologiepartner der Wärmewende. Stadtwerke sollen nicht selbst tiefbohrtechnische Kompetenz aufbauen müssen. Sie kennen ihre Netze, ihre Kunden und ihre kommunalen Aufgaben. Wir bringen die Technologie, die Projekterfahrung und das Verständnis für den Untergrund ein. Wenn beides zusammenkommt, kann Tiefengeothermie zu dem werden, was sie sein muss: der Wärmelieferant der Zukunft.

Weitere Informationen unter:
herrenknecht-vertical.com



»Es bedarf erheblicher Investitionen in Hardware, Tiefbau sowie innovative Softwarelösungen«

Die Energieversorgung wird dezentraler, Stromerzeugung und Stromverbrauch schwanken immer stärker. Was das für den nationalen und internationalen Energiemarkt bedeutet, erläutert Dr. Jonas Danzeisen, Geschäftsführer von Venios.



Dr. Jonas Danzeisen
Geschäftsführer

Herr Dr. Danzeisen, wie hat sich das Einspeise- und Verbraucherverhalten in den letzten Jahren weltweit verändert – und welche Veränderungen werden noch kommen?

Die Energieinfrastruktur basiert grundsätzlich auf der Kopplung von drei Bereichen: der regional unterschiedlichen Einspeiseseite, der Verbrauchsseite und der Netzinfrastuktur, bestehend aus Kabeln, Trafos, Kabelverteilerschränken und Weiterem. In Schwellen- und Entwicklungsländern zeigt sich hierbei eine direkte Kettenreaktion. Ein landesweites Wirtschaftswachstum von vier bis sieben Prozent führt in urbanen Regionen oft zu einem städtischen Wirtschaftswachstum von rund zehn Prozent. Dieses Wachstum sorgt für höhere Löhne und steigenden Wohlstand, was sich direkt im Konsumverhalten und damit im Stromverbrauch der Menschen widerspiegelt. Nacheinander werden größere Wohnungen bezogen sowie Fernseher und Klimaanlage angeschafft. Daraus ergibt sich eine klare Korrelation: Je weiter entwickelt eine Volkswirtschaft ist, desto höher ist ihr Energiebedarf. Selbst Maßnahmen zur Energieeffizienz können diesen Trend meist nicht stoppen.

Und auf der Einspeiseseite?

Auf der Einspeiseseite prägt die dezentrale Erzeugung den Energiemarkt, die von privaten Balkonkraftwerken über Freiflächenanlagen bis hin zu größeren zentralen Back-up-Kraftwerken reicht. Diese Systeme sind idealerweise so konzipiert, dass sie den lokalen Bedarf optimal decken. Durch stark sinkende Preise für Photovoltaikmodule und Batterien werden Solaranlagen heute zunehmend mit Speichern kombiniert, da sich diese Investition wirtschaftlich lohnt. Der Erfolg dieser Entwicklung hängt jedoch stark vom jeweiligen regulatorischen System ab. Stromnetze gelten weltweit als natürliche Monopolstruktur, da der parallele Aufbau mehrerer konkurrierender Netze im Gegensatz zum Mobilfunkmarkt wirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Statt auf künstlichen Marktwettbewerb durch mehrfache Infrastrukturen zu setzen, ist ein zielgerichteter und vernünftiger Ausbau des bestehenden Netzes der effizientere Weg.

Gibt es denn Probleme, wenn alle ihren eigenen Strom erzeugen?

Dass sich private Photovoltaikanlagen überhaupt wirtschaftlich lohnen, liegt primär am Umlagesystem. Der tatsächliche Strompreis macht nur etwa ein Drittel der Gesamtkosten aus, während Netzentgelte und Umlagen den Rest bestimmen. Wer Strom selbst erzeugt und verbraucht, spart diese Abgaben und optimiert sich damit gegen das solidarische Gesamtsystem. Viele PV-Anlagen profitieren zudem noch von einer Einspeisevergütung. Gleichzeitig reguliert der Markt sich über das Prinzip von Angebot

und Nachfrage: Wenn alle Solaranlagen parallel Strom erzeugen, sinkt der Vermarktungspreis. Vor Herausforderungen steht das Energiesystem auch durch die Steuerung neuer Verbraucher wie Speicher. Würden beispielsweise alle Heimspeicher gleichzeitig KI-gesteuert rein marktoptimiert agieren, wäre dies zwar für den Einzelnen wirtschaftlich sinnvoll, würde das Gesamtsystem jedoch vor massive Probleme stellen. Das Energiesystem muss daher kontinuierlich die Balance zwischen dezentraler Erzeugung, steigendem Verbrauch und netzdienlicher Steuerung finden.

Wir befinden uns in einem Szenario sinkender PV- und Batteriepreise. Das steigende Aufkommen von Eigenverbrauchsanlagen führt also dazu, dass immer weniger Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Da die Netzinfrastuktur jedoch gleichzeitig für Milliardenbeträge ausgebaut werden muss, steigen die Netzentgelte für den verbleibenden Netzstrom massiv an. Dies führt zu einer sozialen Ungerechtigkeit, da sich vor allem Mietende und Menschen mit geringem Einkommen nicht eigenständig gegen das System optimieren können. Sie tragen die finanzielle Last am Ende allein, während Eigenheimbesitzende sich wirtschaftlich legitim, aber unsolidarisch aus den Umlagen herausrechnen. Ein historisches Ungleichgewicht zeigt sich zudem beim Geldfluss: Über die EEG-Förderung floss paradoxerweise mehr privates Geld von ostdeutschen Mietenden zu westdeutschen Hausbesitzenden zurück, als per Länderfinanzausgleich in die Gegenrichtung gezahlt wurde.

Als regulatorischer Lösungsansatz gelten sogenannte »Local Energy Communities« nach EU-Modell, bei denen Strom regional hinter einem Transformator virtuell und mit reduzierten Netzentgelten an die Nachbarschaft verkauft werden kann. Für Energieversorger ist es sinnvoll, sich hierbei frühzeitig einzubringen. Um die massiven Erzeugungsspitzen von Photovoltaikanlagen im Sommer direkt vor Ort abzufangen, wäre darüber hinaus eine systemische Verbrauchskopplung denkbar, bei der der Betrieb größerer Solaranlagen verpflichtend mit dem Einbau von Klimaanlage kombiniert wird.

Welche Rolle spielt dabei der digitale Zwilling?

Der digitale Zwilling ist mittlerweile fast ein Unwort, weil er als Schlagwort überall genannt



Das Energiesystem wandelt sich historisch von einer klassischen Top-down-Infrastruktur mit wenigen Großkraftwerken hin zu einem komplexen, dezentralen Netz.

– Dr. Jonas Danzeisen,
Geschäftsführer

wird. Es lässt sich zudem trefflich darüber streiten, ob wir das Netz bis hinunter zu jeder elektrischen Zahnbürste modellieren müssen. Eins jedoch ist klar – und da wird es nicht nur für uns spannend: Die Energiewirtschaft lebt in einer Viertelstundenwelt. Das heißt, das bisherige Energiesystem basiert auf einer statischen Messung in Viertelstundenintervallen. Da das Stromnetz durch dezentrale Akteure und kleine Einheiten – wie die »Local Energy Communities« – jedoch immer dynamischer wird und gleichzeitig stabilisierende träge Massen verliert, muss die Überwachung für bestimmte Use-Cases künftig auch im Millisekundenbereich stattfinden. Um die Stabilität dieses hochdynamischen Systems zu sichern, gibt es zwei Wege: Entweder werden volkswirtschaftlich ineffiziente Überkapazitäten im Netz verbaut oder die bestehende Infrastruktur wird dichter an ihrer physikalischen Grenze bewirtschaftet. Für eine effiziente Bewirtschaftung im Grenzbereich sind eine präzise Datenlage sowie eine kontinuierliche, hochperformante Berechnung des Netzzustands zwingend erforderlich. Das macht es notwendig, alle angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher dynamisch zu steuern – was auch die Grundlage für Debatten über das temporäre Herunterregeln von Geräten wie Wärmepumpen bildet. Technisch lässt sich dies nur über eine digitale Modellumgebung wie einen digitalen Zwilling realisieren. Ein solches System führt unterschiedlichste Datenquellen auf einer Modellebene zusammen, bildet den Ist-Zustand in Echtzeit ab und optimiert das Stromnetz mithilfe selbstlernender Modelle.

Blackouts können ganze Stadtteile lahmlegen und lebenswichtige Arbeiten oder Versorgungsnetze unterbrechen. Wie sehr muss ein digital verwaltetes Netz dem Rechnung tragen?

Cyberangriffe werden weiterhin zunehmen. Wir sehen da einiges und lernen von jedem Angriff. Wir sind deshalb auch bewusst zurückhaltend mit Veröffentlichungen zur Art und Weise, wie wir unsere Technik einsetzen oder verbessern. Um im Falle eines großflächigen Stromausfalls – wie zuletzt in Berlin – die Resilienz des Systems zu erhöhen, ist ein schnelles und koordiniertes Krisenmanagement erforderlich. Jenseits von Reparaturen müsste sofort identifiziert werden, wo mobile Ersatzerzeugungsanlagen wie große

Dieselaggregate oder Batterien angeschlossen und bestehende dezentrale Erzeugungskapazitäten im betroffenen Gebiet requiriert werden können. So könnten beispielsweise die Notstromaggregate von Rechenzentren gezielt hochgefahren werden, um die kritische Infrastruktur wie Krankenhäuser und Polizeistationen sowie private Haushalte abzusichern. Die größte Hürde für ein solches Vorgehen ist jedoch der aktuelle Mangel an strukturierten, schnell verarbeitbaren Daten über den genauen Standort und den konkreten Status dieser Infrastruktur – etwa über vorhandene Kraftstoffvorräte oder technische Eigenschaften der Aggregate.

Sie sind in der ganzen Welt aktiv. Wo hakt es hierzulande noch? Was muss passieren, damit wir schneller ein kluges Energienetz spinnen?

Das Energiesystem wandelt sich historisch von einer klassischen Top-down-Infrastruktur mit wenigen Großkraftwerken hin zu einem komplexen, dezentralen Netz. Während früher die bloße Rückmeldung unzufriedener Kunden als Sensor für Netzprobleme ausreichte, erfordert die heutige Bewirtschaftung im physikalischen Grenzbereich hochpräzise, digital verarbeitbare Echtzeitdaten. Die enorme Komplexität und Masse der Kabel und Anlagen in den Mittel- und Niederspannungsnetzen machen eine lückenlose physische Überwachung oder Absicherung jedoch unmöglich. Daher müssen die ohnehin zugänglichen Netzelemente schnellstmöglich transparent und digital steuerbar gemacht werden, was gesetzliche Anpassungen wie der Paragraph 14a des Energiewirtschaftsgesetzes bereits einfordern. Aus staatspolitischer und unternehmerischer Sicht ist eine drastische Beschleunigung dieses Prozesses dringend notwendig, um die Resilienz der kritischen Infrastruktur gegenüber krisenhaften Szenarien oder physischen Angriffen zu erhöhen. Für den Ernstfall müssen klare Verteidigungslinien und Back-up-Szenarien definiert sein, die beispielsweise Mitarbeitenden von Stadtwerken die krisensichere Fernsteuerung des Netzes von zu Hause aus ermöglichen. Um diese Transformation zu finanzieren und Ausfälle zu vermeiden, bedarf es erheblicher Investitionen in Hardware, Tiefbau sowie innovative Softwarelösungen zur Echtzeitbewirtschaftung. Derartige Technologien werden für den Auslandseinsatz längst erfolgreich entwickelt, können in Deutschland jedoch aufgrund eines deutlich engeren und restriktiveren Regulierungsrahmens oft noch nicht flächendeckend angewendet werden.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Weitere Informationen unter:
venios.de



VENIOS
Die Zukunft in Echtzeit

»Die Rolle des Stromkunden verändert sich grundlegend – und damit auch die Aufgabe der Netzbetreiber«

Die Digitalisierung und intelligente Netze sind die zentralen Erfolgsfaktoren der Energiewende. Stefan Reuther, Member of the Executive Board bei Copa-Data Headquarters, über neue Lösungen für ein neues Energiezeitalter.



Stefan Reuther

Member of the Executive Board bei
Copa-Data Headquarters

Herr Reuther, wie sehr treibt die Digitalisierung die Energiewende – oder ist sogar deren Voraussetzung?

Ich bin überzeugt: Digitalisierung ist nicht nur ein Treiber der Energiewende – sie ist ihre Voraussetzung. Früher basierte unser Energiesystem auf wenigen zentralen, planbaren Kraftwerken. Heute entsteht ein hochdynamisches Netzwerk aus erneuerbaren Erzeugern, Speichern und flexiblen Verbrauchern. Die Energiewende ist deshalb vor allem ein Komplexitätsproblem. Um Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Netzstabilität gleichermaßen zu gewährleisten, braucht es ein aktuelles Lagebild des Gesamtsystems, Echtzeitinformationen und einen hohen Grad an Automatisierung. Nur so lässt sich ein zunehmend dezentrales Energiesystem effizient steuern.

Was muss bei der Steuerung von Verteilungsanlagen anders werden?

Die eigentliche Veränderung liegt aus meiner Sicht nicht in der Steuerung einzelner Anlagen, sondern im Gesamtsystem. Verteilnetze waren lange auf einen planbaren Stromfluss vom Kraftwerk zum Verbraucher ausgelegt. Heute speisen Millionen dezentraler Erzeuger, Speicher und flexible Verbraucher dynamisch ins Netz ein. Entscheidend ist deshalb nicht mehr die Reaktion auf einzelne Ereignisse, sondern die Fähigkeit, das Gesamtsystem vorausschauend zu koordinieren. Entscheidungen müssen zunehmend in Echtzeit und weitgehend automatisiert getroffen werden – lokal ebenso wie im regionalen Verbund. Nur so lassen sich Netzstabilität und ein wirtschaftlicher Netzbetrieb dauerhaft sicherstellen.

Was muss eine Softwareplattform in diesem Zusammenhang leisten können?

Ich halte drei Dinge für entscheidend. Erstens Offenheit: Kein Netzbetreiber startet auf der grünen Wiese. Bestehende Systeme unterschiedlicher Hersteller müssen sich integrieren lassen – auf Basis offener Standards und ohne neue Abhängigkeiten zu schaffen. Zweitens Skalierbarkeit: Die Anforderungen reichen von einzelnen Ortsnetzstationen bis hin zur Steuerung kompletter Verteilnetze. Eine moderne Softwarearchitektur muss mit diesen Anforderungen wachsen können. Und drittens Resilienz: Energieinfrastruktur gehört zu den kritischsten Bereichen unserer Gesellschaft. Verfügbarkeit und Sicherheit sind deshalb keine Produktmerkmale mehr, sondern Grundvoraussetzungen für einen zuverlässigen Netzbetrieb.

Wie müssen die Netze auf die unterschiedlichen Energiequellen Wind, Sonne oder Wasserkraft reagieren können?

Die eigentliche Herausforderung besteht darin, aus sehr unterschiedlichen Energiequellen

ein stabiles Gesamtsystem zu machen. Wind und Sonne liefern Energie wetterabhängig und damit volatil, Wasserkraft ist deutlich besser planbar, steht aber nicht überall zur Verfügung. Hinzu kommen Batteriespeicher und zunehmend auch flexible Verbraucher, die aktiv zur Netzstabilität beitragen können. Entscheidend wird sein, diese unterschiedlichen Stärken intelligent aufeinander abzustimmen. Dafür braucht es ein präzises Verständnis des Netzzustands, belastbare Prognosen und die Fähigkeit, schnell auf Veränderungen zu reagieren. Nur so lassen sich Versorgungssicherheit und eine hohe Nutzung erneuerbarer Energien miteinander verbinden.

Immer mehr Kunden werden selbst zu Stromerzeugern – Stichwort »Photovoltaik« und »Heimspeicher« – oder könnten demnächst Teile ihres Stromverbrauchs aus der Nachbarschaft beziehen. Was bedeutet das für das tägliche Energiemanagement bei Netzbetreibern?

Die Rolle des Stromkunden verändert sich grundlegend – und damit auch die Aufgabe der Netzbetreiber. Aus Verbrauchern werden zunehmend aktive Teilnehmer am Energiesystem, die Strom erzeugen, speichern und flexibel nutzen. Damit wächst nicht nur die Zahl der Akteure, sondern auch die Dynamik im Gesamtsystem. Netzbetreiber müssen künftig Millionen dezentraler Erzeuger und Verbraucher koordinieren, statt überwiegend zentrale Energieflüsse zu steuern. Dafür braucht es verlässliche Informationen, vorausschauende Planung und schnelle



Ich bin überzeugt: Digitalisierung ist nicht nur ein Treiber der Energiewende – sie ist ihre Voraussetzung.

– Stefan Reuther,
Member of the Executive Board

Entscheidungen. Die Fähigkeit, diese Dynamik zu beherrschen, wird zu einem entscheidenden Erfolgsfaktor der Energiewende.

Wie hilft Ihre Softwareplattform bei der Umsetzung komplexer Projekte im Energiesektor?

Aus meiner Sicht scheitern die meisten Projekte im Energiesektor heute nicht an der Technologie, sondern an der wachsenden Komplexität. Netzbetreiber modernisieren ihre Infrastruktur unter hohem Zeitdruck, integrieren unterschiedlichste Technologien und müssen gleichzeitig höchste Anforderungen an Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit erfüllen. Genau hier setzt unsere Softwareplattform an. Sie schafft eine einheitliche Grundlage für Engineering und Betrieb, integriert Systeme unterschiedlicher Hersteller auf Basis offener Standards und unterstützt standardisierte, wiederverwendbare Arbeitsweisen. Dadurch sinken Komplexität und Projektrisiken – und Modernisierung wird planbarer. So können Netzbetreiber ihre Infrastruktur Schritt für Schritt weiterentwickeln, ohne bestehende Investitionen infrage zu stellen.

Welche Rolle spielt die Erfassung und Analyse von Anlageninformationen für die mittel- und langfristige Versorgungssicherheit?

Die intelligente Nutzung von Anlagendaten ist definitiv ein Schlüsselfaktor für die Versorgungssicherheit. Wer fundierte Entscheidungen treffen will, braucht nicht nur aktuelle Informationen, sondern muss Entwicklungen über längere Zeiträume verstehen. Erst die Verbindung

von historischen und aktuellen Daten macht Trends, Risiken und Handlungsbedarf sichtbar. So lassen sich Lastentwicklungen besser prognostizieren, Wartungsmaßnahmen gezielt planen und Investitionen dort priorisieren, wo sie den größten Nutzen stiften. Versorgungssicherheit hängt heute nicht mehr nur von der physischen Infrastruktur ab, sondern zunehmend von der Qualität der verfügbaren Informationen und der Fähigkeit, daraus die richtigen Entscheidungen abzuleiten.

Wie sehr werden Kontroll- und Compliance-Vorgaben die Netzsteuerung noch herausfordern?

Es ist davon auszugehen, dass regulatorische Anforderungen künftig weiter an Bedeutung gewinnen. Mit der Digitalisierung und der zunehmenden Vernetzung der Energieinfrastruktur steigen auch die Anforderungen an Sicherheit, Nachvollziehbarkeit und Transparenz. Gleichzeitig gelten Energienetze als kritische Infrastruktur und stehen damit besonders im Fokus von Gesetzgebern und Aufsichtsbehörden. Compliance und Cybersicherheit sind deshalb längst keine Randthemen mehr, sondern ein integraler Bestandteil eines resilienten Netzbetriebs. Wer regulatorische Anforderungen frühzeitig berücksichtigt, schafft nicht nur Rechtssicherheit, sondern stärkt auch das Vertrauen in die Stabilität der Energieversorgung.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Mehr Infos zu den Energy-Solutions:



COPADATA

Über Copa-Data

Copa-Data ist ein unabhängiger Softwarehersteller für die Fertigungsindustrie, Energiewirtschaft und kritische Infrastrukturen. Mit der Softwareplattform zenon unterstützt das Unternehmen Industrie- und Energieunternehmen weltweit dabei, die wachsende Komplexität moderner Produktions-, Energie- und Infrastruktursysteme sicher, effizient und nachhaltig zu beherrschen. Als offene und skalierbare Softwareplattform verbindet zenon Engineering, Betrieb und industrielle Daten über den gesamten Lebenszyklus hinweg und schafft die Grundlage für resiliente, zukunftssichere und wirtschaftliche Prozesse. Dabei verbindet Copa-Data jahrzehntelange Automatisierungsexpertise mit einem klaren Fokus auf digitale Transformation, Offenheit und Nachhaltigkeit.



Wer regulatorische Anforderungen frühzeitig berücksichtigt, schafft nicht nur Rechtssicherheit, sondern stärkt auch das Vertrauen in die Stabilität der Energieversorgung.

– Stefan Reuther,
Member of the Executive Board

Starke Netze für die Energiewende

Die Schweiz treibt ihre Energiezukunft voran. Dafür braucht es Netze, die erneuerbare Stromproduktion, elektrifizierte Anwendungen und moderne Infrastrukturen zuverlässig verbinden.

Strom braucht neue Wege

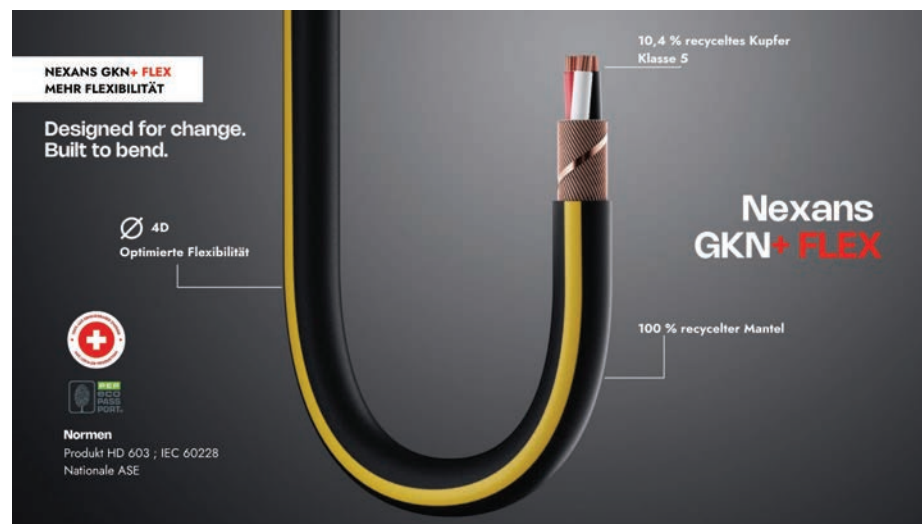
Der Ausbau erneuerbarer Energien, die Elektrifizierung, die Modernisierung der Netze und die Versorgungssicherheit stellen neue Anforderungen an elektrische Infrastrukturen. Hinter jedem Solarprojekt, jedem Quartier, jeder Industrieanlage und jedem strategischen Tunnel steht derselbe Anspruch: Strom muss sicher, nachhaltig und zuverlässig fließen.

Nexans Schweiz mit Sitz in Cortailod konzentriert sich auf nachhaltigere Lösungen, industrielle Kompetenzen und wichtige Infrastrukturprojekte.

Nachhaltigkeit mit Verantwortung

Nachhaltigkeit umfasst den gesamten Lebenszyklus eines Kabels: von der Beschaffung der Rohstoffe bis zur Transparenz über die Umweltauswirkungen. Nexans Schweiz setzt auf Environmental Product Declarations, recycelte Materialien, Kreislaufwirtschaft sowie rückverfolgbare Lieferketten. So schafft das Unternehmen Transparenz über den CO₂-Fußabdruck seiner Lösungen und unterstützt Kund:innen dabei, Klimaziele mit technischer Leistung, Qualität und Versorgungssicherheit zu verbinden.

Dazu passt das E3-Modell mit den Dimensionen Umwelt, Wirtschaft und Engagement. Ziel sind Lösungen, die



leistungsfähig, verantwortungsvoll und auf den Schweizer Markt abgestimmt sind.

Flexibilität für den Alltag

Diese Haltung zeigt sich bei Nexans GKN+ Flex. Die Lösung wurde für Niederspannungsnetze entwickelt und verbindet Nachhaltigkeit mit Praxistauglichkeit. Sie fokussiert auf höhere Flexibilität, erleichtert die Verlegung und verbessert den Installationskomfort.

Nexans GKN+ Flex trägt den Anspruch «Designed for change. Built to bend.» und stellt optimierte Flexibilität in den Vordergrund. Genannt werden 10,4 Prozent recyceltes Kupfer der Klasse fünf, ein vollständig recycelter Mantel sowie die Produktnormen HD 603, IEC 60228 und nationale ASE-Anforderungen.

Solche Angaben zeigen: Nachhaltigkeit darf technische Leistung, Sicherheit und einfache Nutzung nicht schwächen. Entscheidend sind Lösungen, die auf Baustellen, in Netzen und im täglichen Einsatz funktionieren.

Kompetenzen als Grundlage

Neben Materialien und Technik entscheidet der Faktor Mensch über den Fortschritt. Der Bedarf an elektrischen Infrastrukturen nimmt zu, während technische Kompetenzen knapper werden. Am Standort Cortailod investiert Nexans Schweiz deshalb in Ausbildung, Wissenstransfer und Kompetenzentwicklung. Lernende, operative Teams, Ingenieur:innen sowie Fachpersonen aus Qualität, Logistik und Kundensupport tragen zu verlässlichen Lösungen bei.

Der Gotthard als Symbol

Der Straßentunnel am Gotthard zeigt die Transformation der Stromnetze konkret. Swissgrid integriert im zweiten Tunnelrohr zwischen Airolo und Göschenen eine 220-kV-Höchstspannungsleitung. Die Kombination einer Höchstspannungsleitung in einem Autobahntunnel gilt als erste ihrer Art in Europa.

Mit 18 Kilometern wird diese künftige unterirdische Kabelleitung bei ihrer Inbetriebnahme die längste unterirdische Höchstspannungsleitung der Schweiz sein. Nexans trägt in Partnerschaft mit Swissgrid zu dieser strategischen Infrastruktur bei. Das Projekt stärkt den Stromtransport auf der Nord-Süd-Achse und soll langfristig die bestehende Freileitung über den Pass ersetzen.

Konkrete Lösungen für morgen

Die Energiewende verlangt nachhaltigere Produkte, starke Kompetenzen und Projekte, die die Infrastruktur langfristig verändern. Für Nexans Schweiz verbindet sich dieser Anspruch im E3-Modell, in Nexans GKN+ Flex, im Engagement für Fachwissen und in der Beteiligung am Gotthard.

Weitere Informationen unter:
nexans.ch



Brandreport • CAV Partners AG

Wenn Strom zur Standortfrage wird

Bayern steht beim Ausbau erneuerbarer Energien unter Druck: Der Bedarf ist hoch, die Preise volatil und zugleich kommt der Netzausbau nur schleppend voran. Im Interview erklärt Thomas Hartauer, Vorstandsvorsitzender der CAV Partners AG, warum Windkraft in Süddeutschland für Versorgungssicherheit, Investitionen und die Energiewende an Bedeutung gewinnt.



Thomas Hartauer
Vorstandsvorsitzender

Herr Hartauer, der Strommarkt verändert sich. Welche Entwicklungen prägen die Investitionslandschaft am stärksten?

Die Investitionslandschaft wird heute vor allem von Versorgungssicherheit, Marktintegration und politischer Verlässlichkeit geprägt. Erneuerbare Energien sind längst nicht mehr nur ein Klimathema, sondern fester Bestandteil der Energie- und Standortpolitik. Investor:innen erwarten stabile regulatorische Rahmenbedingungen sowie zunehmend auch eine aktivere Steuerung der Stromvermarktung, wie sie erfolgreiche Projekte heute erfordern.

Worauf achten Investor:innen und Projektentwickler:innen besonders, wenn sie solche Projekte bewerten?

Im Mittelpunkt stehen langfristig belastbare Erträge und die Qualität des Standorts. Dazu gehören Faktoren wie Wind- oder Solarertrag, Netzanschluss, Genehmigungssicherheit sowie die Möglichkeit eines späteren Repowerings. Auch die Finanzierungsstruktur spielt eine

wachsende Rolle, wie etwa der Anteil an Fremdkapital und die Absicherung gegen Preisschwankungen am Strommarkt. Dazu zählen ein professionelles Asset-Management und realistische Annahmen zur Laufzeit. Der Standort selbst wird damit zunehmend zum eigentlichen Vermögenswert.

Bayern gilt beim Ausbau der Windkraft als Markt mit großem Nachholbedarf. Welche Besonderheiten machen den bayerischen Markt aus?

Bayern holt beim Windkraftausbau spürbar auf: Die 10H-Regel, die bislang einen Mindestabstand vom Zehnfachen der Anlagenhöhe zur Wohnbebauung vorschrieb, wurde gelockert, während Genehmigungsverfahren heute schneller laufen. Diese Entwicklung ist nötig: Der Freistaat ist ein

energieintensiver Industriestandort, doch kommt der Netzausbau bundesweit nicht im erforderlichen Tempo voran. Windenergie kann hier eine wichtige Ergänzung zur bayerischen Photovoltaik leisten, insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten, wenn die Solarerträge naturgemäß niedriger ausfallen.

Wo sehen Sie derzeit die größten Bremsfaktoren und wo entstehen neue Chancen?

Der größte Engpass bleibt der Netzananschluss. Dazu kommen politische Unsicherheiten und hohe Finanzierungskosten, die langfristige Investitionen erschweren. Wir sehen jedoch auch große Chancen, wie moderne Anlagentechnik, effizientere Genehmigungsverfahren und eine stärkere Einbindung von Kommunen sowie privaten und institutionellen

Investor:innen. Das verbessert die Planbarkeit neuer Projekte erheblich und macht den Markt insgesamt attraktiver für langfristiges Kapital.

Welche Rolle kann Onshore-Wind in Bayern künftig spielen?

Onshore-Wind wird für Süddeutschland vor allem zu einem Instrument der Versorgungssicherheit: Strom, der regional erzeugt wird, muss nicht erst über weite Strecken durch ein Netz transportiert werden, dessen Ausbau ins Stocken geraten ist. Das entlastet nicht nur die Leitungen, sondern macht die Region unabhängiger von Importen aus dem Norden. Zusammen mit Speichern und einer aktiveren Vermarktung entsteht so ein stabileres, planbareres Energiesystem für die Industrie im Süden.

Interview **Walter Nogueira**

Weitere Informationen und Investitionsmöglichkeiten unter:
cav-partners.de



Digitale Kundenbeziehung als Motor der Energiewende

Die Energiewende verändert nicht nur die Erzeugung und Nutzung von Energie, sondern auch die Beziehung zwischen Energieversorgern und ihren Kunden. Drei Praxisbeispiele zeigen, wie eine spezialisierte CRM-Plattform Prozesse beschleunigt, Transparenz schafft und Skalierung im Massenmarkt ermöglicht.



Jürgen Heidak
CEO

Der Umbau des Energiesystems ist in vollem Gange. Die Zahl der Netzanschlussanfragen für Photovoltaik, Wärmepumpen und Wallboxen hat sich in vielen Netzgebieten innerhalb weniger Jahre vervielfacht. Gleichzeitig wächst der Wettbewerb um Endkundschaft. In diesem dynamischen Umfeld wird deutlich: Erfolgreiche Kundenbeziehungen entstehen nicht in Systemen, sondern zwischen Menschen. Technologie ist der Schlüssel, um diese Verbindungen zu stärken, auch bei stark steigenden Volumina. Ziel ist, Freiräume für bessere Entscheidungen zu schaffen und den Fokus auf das Wesentliche zu richten: den Menschen hinter jedem Datensatz.

Hier setzt die Cursor Software AG aus Gießen an. Seit über 25 Jahren entwickelt das Unternehmen CRM-Plattformen speziell für die Energiewirtschaft. Das Besondere: Cursor bietet mit Evi und Tina branchenspezifische Geschäftsprozesse, die Vertrieb, Netz und Kundenservice in einer einheitlichen Prozesslogik verbinden. Energieversorger arbeiten auf vorkonfigurierten, branchenerprobten Templates, die sich flexibel anpassen lassen. Dadurch maximiert die Plattform den Nutzen für die Mitarbeitenden und letztlich für die Endkundschaft.

Netzanschluss mit neuem Tempo

Ein zentrales Nadelöhr der Energiewende ist der Netzanschluss. Wo früher einige Hundert Anfragen pro Jahr eingingen, verarbeiten Netzbetreiber heute ein Vielfaches. Medienbrüche und fehlende Transparenz verursachen Verzögerungen und bremsen damit unmittelbar den Ausbau erneuerbarer Energien.

Die e-netz Südhessen hat diese Herausforderung proaktiv gelöst. Der Darmstädter

Verteilnetzbetreiber versorgt rund eine Million Einwohnerinnen und Einwohner und hat den Netzanschlussprozess mit Tina durchgängig digitalisiert. Von der ersten Anfrage bis zur finalen Abrechnung steuert das Unternehmen den Prozess zentral. Dadurch wurden Abläufe transparenter und standardisierter, Medienbrüche signifikant reduziert und der Bearbeitungsstatus für alle Beteiligten deutlich besser nachvollziehbar.

Florian Kruckenberg als Projektleiter bei der e-netz Südhessen schildert seine Erfahrungen bei der Tina-Einführung: »Besonders wertvoll war hier die offene Kommunikation und die konstruktive Zusammenarbeit im Team, mit der wir Themen proaktiv angegangen sind und gemeinsam effektive Lösungen gefunden haben«. Durch die zentrale Prozesssteuerung kann das Unternehmen den höheren Takt der Energiewende bewältigen, ohne proportional Personal aufzubauen.

Vertriebsprozesse skalieren im wachsenden Massenmarkt

Die Energiewende erzeugt nicht nur Netzansfragen, sondern auch einen intensiveren Wettbewerb um Endkundschaft. Wer Prosumer, Gewerbekunden und Kommunen gewinnen will, muss Vertriebsprozesse beherrschen, die bei steigenden Anforderungen nicht zusammenbrechen.

Die N-Ergie Aktiengesellschaft in Nürnberg hat ihr Sales-Management konsequent digitalisiert. Statt Messekontakte auf Papier



Wir helfen Energieversorgern, ihre Kunden besser zu verstehen, näher an ihnen zu sein und Beziehungen aufzubauen, die langfristig tragen.

– Jürgen Heidak,
CEO

zu erfassen oder in isolierten Tabellen zu verwalten, laufen diese Prozesse zentral in Evi zusammen. Leads werden im Vorfeld angelegt, Termine vorgeplant und vor Ort digital erfasst. Die Nachbetreuung erfolgt abteilungsübergreifend. Relevante Informationen gelangen auf Knopfdruck an die zuständige Fachabteilung. »Mit Cursor konnten wir unsere Ideen schnell in praxistaugliche Funktionen überführen. Die Zusammenarbeit war partnerschaftlich, sehr agil und auf Augenhöhe«, betont Jörg Zimmermann, Abteilungsleiter Vertrieb Kommunal bei der N-Ergie.

Kundenservice bereits bei der Entstehung digitalisieren

Im Massenmarkt der Energiewende steigt auch das Aufkommen im persönlichen Kundenservice. Die Kunst besteht darin, diesen Kontakt durch digitale Prozesse zu unterstützen, ohne ihn zu anonymisieren.

Die nvb Nordhomer Versorgungsbetriebe zeigen, wie das funktioniert. An den Standorten Meppen und Nordhorn erfassen die Mitarbeitenden den persönlichen Erstkontakt direkt am Empfang digital. Sie legen für jede Besucherin und jeden Besucher eine Wartebereichsaktivität in Evi an. Das Anliegen gelangt sofort zur passenden Kundenservicegruppe. Übernimmt ein Mitarbeitender die Aktivität, liegen alle relevanten Informationen bereits vor. Der Kunde profitiert von kürzeren Wartezeiten und einer höheren Betreuungsqualität. »Das

CRM ermöglicht uns die Digitalisierung des Kontakts direkt bei der Entstehung«, fasst Daniel Büscher, Leiter Vertriebsmanagement und Vertriebssteuerung bei der nvb, den Mehrwert zusammen.

Eine zentrale Kundenplattform, die mitdenkt und mitwächst

Was diese Beispiele verbindet: Alle drei Unternehmen arbeiten auf einer einheitlichen, unternehmensweiten CRM-Plattform. Netz, Vertrieb und Kundenservice greifen auf einen gemeinsamen Datenkern zu. Dadurch entfallen Doppelerfassungen und Medienbrüche zwischen Abteilungen. Die Plattform integriert sich dabei in die bestehende IT-Landschaft, beispielsweise in ERP-Systeme, Abrechnungsoftware, MS-Office, Dokumentenmanagement und Telefonie. Für IT-Verantwortliche bedeutet dies ein zentrales System statt Insellösungen, das sich über standardisierte Integrationen in die vorhandene Architektur einfügt.

Zwei Jahrzehnte fortlaufende Innovation bei LuxEnergie

Dass diese Strategie langfristig trägt, belegt die erfolgreiche Zusammenarbeit zwischen der LuxEnergie S.A. und Cursor. »20 Jahre exzellente Zusammenarbeit – das ist etwas ganz Besonderes«, resümiert Paul Weis, Geschäftsführer von LuxEnergie und ergänzt: »Mit einer branchenspezifischen CRM-Lösung können Energieversorger den steigenden Takt der Energiewende bewältigen: schneller in der Umsetzung und gleichzeitig näher an den Kunden.«

Weitere Informationen unter:
cursor.de



»Autarkes Smart Metering – Made in Paderborn«

Die Messung des Energieverbrauchs ist ein entscheidender Faktor der Energiewende. Jörg Fischer, Geschäftsführer der Relay GmbH aus Paderborn, über die Datenerfassung der Gegenwart und Zukunft – und »Daten, die dort bleiben, wo die Kunden sie haben wollen«.



Jörg Fischer
Geschäftsführer

Herr Fischer, war das Erfassen von Verbrauchsdaten schon einmal wichtiger als heute?

Nein, aus meiner Sicht war es noch nie so wichtig wie heute. Früher ging es beim Messen oft vor allem darum, einmal im Jahr einen Verbrauch festzustellen und daraus eine Abrechnung zu erstellen. Heute ist das deutlich komplexer. Energie ist teurer geworden, Netze werden stärker belastet, Gebäude sollen effizienter werden und gleichzeitig erwarten die Nutzenden mehr Transparenz.

Bei der Energiewende sprechen wir oft über die Erzeugung, also Photovoltaik, Windkraft oder Wärmepumpen. Genauso wichtig ist es aber, über Verbrauch, Lastprofile, Effizienz und die Frage, wann und wo Energie tatsächlich verbraucht und benötigt wird, zu sprechen. Und dazu braucht man verlässliche Daten. Was ich nicht erfasse, kann ich auch nicht sinnvoll steuern, optimieren oder abrechnen.

Wo und wie werden Ihre Geräte eingesetzt?

Unsere Geräte kommen überall dort zum Einsatz, wo Verbrauchsdaten automatisiert erfasst, gebündelt und weiterverarbeitet werden müssen. Das sind klassische Anwendungen in der Wohnungswirtschaft, bei Messdienstleistern, Stadtwerken, Energieversorgern, in der Industrie oder auch ganze Bioenergieidörfer.

Typische Daten sind Wärme, Wasser, Strom, Gas, Temperaturen oder auch Impulse und analoge Signale aus technischen Anlagen. Unsere Geräte sitzen dann zum Beispiel im Technikraum, in Unterverteilungen oder in Schaltschränken und erfassen die Daten von Zählern und Sensoren. Diese Daten werden lokal gesammelt, decodiert und anschließend an die Systeme weitergegeben, mit denen der Kunde arbeitet. Wichtig ist uns dabei: Wir liefern nicht nur ein einzelnes Gerät, sondern Systemlösungen. Also M-Bus-Datenlogger, Pegelwandler, Funkempfänger, Schnittstellenmodule und zunehmend auch Software. Das Ziel ist immer, dass der Kunde seine Messinfrastruktur zuverlässig und unabhängig betreiben kann.

Wie arbeitet M-Bus?

Der M-Bus ist ein sehr bewährtes, kabelgebundenes Bussystem zur Auslesung von Verbrauchszählern, das Anfang der 1990er-Jahre an der Universität in Paderborn entwickelt worden ist und inzwischen europaweit genormt ist und weltweit eingesetzt wird. Der große Vorteil ist die Robustheit. Über eine Zweidrahtleitung können viele Zähler mit einem zentralen Master verbunden werden. Dieser Master übernimmt die Spannungsversorgung und macht so günstige Zähler möglich. Außerdem fragt er die Geräte ab, sammelt die Daten und stellt sie anschließend zur Verfügung.

Für die Praxis ist der M-Bus besonders attraktiv, weil er einfach zu installieren ist, Leitungslängen von mehreren Kilometern

KI ist für uns kein Selbstzweck und auch kein Marketingetikett. Sie soll dort helfen, wo sie echten Nutzen bringt.

– Jörg Fischer,
Geschäftsführer

erlaubt und sich durch die integrierte Spannungsversorgung der Zähler auch für Wasser, Gas oder Wärmemengenzähler eignet.

Als Paderborner Unternehmen waren wir die Ersten, die einen M-Bus Master auf den Markt gebracht haben. Diese Kompetenz haben wir seitdem kontinuierlich weiter aufgebaut und verfügen heute über ein großes Portfolio an M-Bus Mastern und Pegelwandlern für jeden Einsatz.

Wie arbeiten Ihre Funksysteme?

Unsere Gateways und Impulsadapter nutzen die OMS-Spezifikation. OMS macht Wireless M-Bus herstellerübergreifend interoperabel. Das heißt: Zähler, Sensoren und Gateways unterschiedlicher Hersteller können auf einer gemeinsamen, zertifizierbaren technischen Grundlage miteinander kommunizieren.

Das ist besonders wichtig, weil in der Praxis oft Wasser-, Wärme- oder andere Verbrauchszähler verschiedener Hersteller in einer Liegenschaft verbaut sind. Über OMS lassen sich diese Geräte standardisiert per Funk erfassen und in bestehende Systeme integrieren. Ein großer Vorteil ist der sehr geringe Energieverbrauch. Dadurch eignet sich OMS besonders gut für batteriebetriebene Zähler, die über viele Jahre zuverlässig arbeiten müssen. Mit unseren OMS-auf-M-Bus-Gateways verfolgen wir zudem einen hybriden Ansatz: Funkzähler können in bestehende M-Bus-Infrastrukturen eingebunden werden, ohne dass der Kunde seine vorhandene Systemlandschaft komplett verändern muss, und durch den Einsatz beliebig vieler Gateways kann man auf die ungeliebten Repeater verzichten. Für unsere Kunden bedeutet das: weniger Verkabelung, flexible Installation und dennoch eine robuste, standardisierte Datenerfassung.

Sie sind autark – und machen Ihre Kunden ebenfalls autark. Wie?

Autark bedeutet für uns, dass wir die wesentlichen Kompetenzen im eigenen Haus haben: Entwicklung, Produktion, Vertrieb, Support und

technisches Know-how sitzen bei uns in Paderborn. »Made in Paderborn« ist für uns deshalb nicht nur ein Herkunftsnachweis, sondern der Kern unserer Firmenkultur. Für unsere Kunden bedeutet »autark«: Sie behalten Kontrolle über ihre Infrastruktur, ihre Schnittstellen und ihre Daten. Unsere Lösungen sollen keine neuen Abhängigkeiten schaffen, sondern Freiheit ermöglichen – vom lokalen Betrieb bis zur Anbindung an bestehende Systeme. Daten sollen dort bleiben können, wo die Kunden sie haben wollen.

Sie arbeiten aktuell an einer eigenen Plattformlösung namens EvE. Wie soll EvE funktionieren?

Mit EvE wollen wir den nächsten Schritt gehen: weg von der reinen Datenerfassung, hin zu einer Plattform, die Messdaten nutzbar macht. Viele unserer Kunden fragen zunehmend die Vorteile eines dezentralen Zugriffs auf ihre Daten nach – also jederzeit sehen zu können, welche Geräte erreichbar sind, welche Werte vorliegen und wo Handlungsbedarf besteht.

EvE ist deshalb modular aufgebaut und kann nach Kundenbedürfnis zusammengestellt werden. Das beginnt mit einer reinen Geräteplattform für Wartungs- und Überwachungszwecke und kann bis hin zu Alarm-, Analyse- oder Abrechnungsmodulen reichen, die echte Mehrwerte im täglichen Betrieb schaffen. Unser Ziel ist, dass aus technischen Messdaten konkrete Informationen werden: transparent, übersichtlich und so aufbereitet, dass unsere Kunden schneller und gezielter handeln können.

Welche Rolle spielt KI dabei?

KI ist für uns kein Selbstzweck und auch kein Marketingetikett. Sie soll dort helfen, wo sie echten Nutzen bringt. Im Messwesen entstehen sehr viele Daten. Ein Mensch kann nicht jeden einzelnen Wert permanent prüfen. KI kann hier helfen, Auffälligkeiten zu erkennen, Plausibilitäten zu bewerten und Prozesse vorzubereiten. Ein Beispiel ist die Heizkostenabrechnung mit EvE. Wenn Messwerte fehlen, unplausibel

sind oder sich stark von typischen Verläufen unterscheiden, kann ein intelligentes System darauf hinweisen. Die Mitarbeitenden müssen dann nicht mehr alles manuell durchsuchen, sondern können sich auf die Fälle konzentrieren, die wirklich Aufmerksamkeit benötigen.

Ebenso wird es mit der intelligenten EvE möglich sein, Alarime so zu behandeln, wie es menschliche Mitarbeitende auch tun würden. EvE fällt etwas »Unnormales« auf und meldet es, zum Beispiel einen erhöhten Wasserverbrauch, der ein Leck sein könnte. Das Ziel ist nicht, den Menschen aus dem Prozess zu nehmen. Das Ziel ist, ihn zu entlasten und Entscheidungen besser vorzubereiten. Gerade in der Wohnungswirtschaft und bei Messdienstleistern kann das enorm viel Zeit sparen und Fehler reduzieren.

Wenn Sie einen Blick in die Zukunft wagen: Wie wird sich das Messen und Abrechnen der Energienutzung in den nächsten Jahren noch entwickeln oder vereinfachen?

Ich glaube, dass Messen und Abrechnen deutlich automatisierter, transparenter und zeitnäher werden. Die jährliche Abrechnung wird nicht von heute auf morgen verschwinden, aber sie wird ergänzt durch laufende Informationen. Nutzende, Eigentümerinnen und Eigentümer und Dienstleister werden viel schneller sehen wollen, was in einem Gebäude passiert.

Gleichzeitig werden die Anforderungen steigen. Es geht nicht mehr nur um Verbrauch, sondern auch um Effizienz, CO₂-Betrachtung, flexible Tarife, Eigenstromnutzung, Wärmepumpen, Mieterstrommodelle, den digitalen Heizungskeller und vieles mehr. Dafür braucht man Systeme, die Daten aus unterschiedlichen Quellen zusammenführen können.

Ich bin überzeugt, dass die Technik im Hintergrund komplexer wird, die Anwendung für den Kunden aber einfacher werden muss. Das ist für mich der entscheidende Punkt. Gute Mess- und Plattfortmtechnik erkennt man nicht daran, dass sie möglichst kompliziert aussieht, sondern daran, dass sie verlässlich arbeitet und dem Kunden klare Entscheidungen ermöglicht. Für Relay heißt das: Wir wollen die Brücke bauen zwischen robuster Messtechnik und intelligenter Datenverarbeitung. Made in Paderborn, aber mit Lösungen für Aufgaben, die überall entstehen, wo Energie effizienter genutzt werden soll.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Weitere Informationen unter:
www.relay.de



Wir wollen die Brücke bauen zwischen robuster Messtechnik und intelligenter Datenverarbeitung.

– Jörg Fischer,
Geschäftsführer

Relay M-BUS SOLUTIONS



»Der Austausch über Energiethemen und -möglichkeiten ist wichtiger denn je«

Drei Fragen an Ingbert Liebing, Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen (VKU).



Ingbert Liebing
Hauptgeschäftsführer VKU

Ingbert Liebing, CDU, war von 2005 bis 2017 Mitglied des Deutschen Bundestages. Im April 2020 wurde der gebürtige Flensburger zum Hauptgeschäftsführer des Verbands kommunaler Unternehmen ernannt. Der VKU ist der ideelle Träger der HeatExpo, die 2023 als »Leitmessen für die Wärme- und Kälteversorgung der Zukunft« ins Leben gerufen wurde.

Herr Liebing, welche Rolle spielt die HeatExpo, um die verschiedenen Akteure der Wärmewende zusammenzubringen?

Die HeatExpo schließt eine wichtige Lücke. Wärme- und Kälteversorgung sind zentrale Zukunftsfragen, aber ihre Umsetzung entscheidet sich nicht abstrakt, sondern vor Ort: in Kommunen, bei Stadtwerken, in Quartieren, in Netzen und in konkreten Investitionsentscheidungen. Genau dafür braucht es eine Plattform, auf der Praxis, Technologie, Politik und Regulierung zusammenkommen.

Der VKU begleitet die HeatExpo als ideeller Träger von Beginn an, weil sie die

kommunale Perspektive mit den Lösungen der Branche verbindet. Hier wird sichtbar, was technisch möglich ist und was es braucht, damit daraus bezahlbare, akzeptierte und umsetzbare Projekte werden. Gerade in einem unsicheren Umfeld ist dieser Austausch wichtiger denn je.

Die Energieversorgung der Zukunft wird zunehmend dezentral sein. Wo liegen hier die Herausforderungen für die kommunalen Versorgungsunternehmen?

Kommunale Unternehmen müssen Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Klimaschutz gleichzeitig im Blick

behalten. Das ist eine enorme Aufgabe, weil Erzeugung, Netze, Speicher, Digitalisierung und Kundenbedürfnisse künftig noch stärker zusammenspielen müssen. Dezentrale Energieversorgung bedeutet nicht weniger Komplexität, sondern mehr Koordination.

Stadtwerke investieren heute in Infrastrukturen, die über Jahrzehnte tragen müssen. Dafür brauchen sie verlässliche Rahmenbedingungen und eine Regulierung, die Investitionen ermöglicht. Entscheidend ist außerdem, dass die Lösungen zur jeweiligen Situation vor Ort passen. Eine dicht bebaute Innenstadt, ein ländlicher

Raum und ein Industriestandort haben sehr unterschiedliche Anforderungen. Kommunale Unternehmen kennen diese Realität und sind deshalb zentrale Akteure bei der praktischen Umsetzung.

Wie sehr können oder müssen Unternehmen und Kommunen gemeinsam Lösungen zu einer breiten Versorgungssicherheit und regulatorischen Anforderungen erarbeiten?

Diese Zusammenarbeit ist unverzichtbar. Die Transformation der Energieversorgung gelingt nur, wenn Kommunen, kommunale Unternehmen, Industrie und Politik frühzeitig zusammenarbeiten. Kommunen schaffen Orientierung vor Ort, Stadtwerke bringen technische und operative Erfahrung ein, Unternehmen kennen ihre Energiebedarfe und Investitionszyklen. Daraus müssen tragfähige Lösungen entstehen.

Gleichzeitig darf Regulierung nicht zum Bremsklotz werden. Sie muss Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz zusammenführen und den Akteuren vor Ort ausreichend Spielraum lassen. Genau deshalb ist eine Plattform wie die HeatExpo wichtig: Sie bringt die richtigen Akteure zusammen und hilft, aus Zielsetzungen konkrete Projekte zu machen.

Interview Rüdiger Schmidt-Sodingen

Wärme- und Kälteversorgung braucht System – Plattform für die Energieversorgung von morgen

Die HeatExpo 2026 bringt vom 24. bis 26. November in Dortmund Entscheiderinnen und Entscheider aus Energiewirtschaft, Industrie, Kommunen und Wohnungswirtschaft zusammen. Im Fokus stehen integrierte Lösungen für Wärme, Kälte, Erzeugung, Infrastruktur, Digitalisierung, Finanzierung und Umsetzung.

Energieversorger und kommunale Unternehmen stehen im Zentrum der Wärmewende. Sie planen Netze, bewerten Erzeugungsoptionen, entwickeln Quartierslösungen, prüfen Speicher, steuern Lasten und müssen zugleich Investitionen, Förderkulissen und die Zukunft bestehender Gasinfrastrukturen im Blick behalten. Genau diese Schnittstellen rückt die HeatExpo 2026 in den Fokus.

Vom 24. bis 26. November 2026 bringt die Internationale Leitmesse für innovative Wärme- und Kälteversorgung in der Messe Dortmund Hersteller, Planende, Versorgungsunternehmen, Kommunen, Wohnungswirtschaft und Industrie zusammen. Unter dem Claim »Innovation in every degree« zeigt die HeatExpo 2026 Lösungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette: von Großwärmepumpen, Geothermie, KWK, Abwärmenutzung und Power-to-X über

Nah- und Fernwärme, Wärme- und Kältenetze, Speicher, Rohrleitungsinfrastruktur und Hausanschlüsse bis hin zu Digitalisierung, Messtechnik, Datenanalyse, intelligenter Steuerung, Finanzierung und Beratung.

Besonders deutlich wird die strategische Weiterentwicklung der HeatExpo in der neuen Hallenstruktur. Halle 4 steht für die konkrete Umsetzung moderner Wärme- und Kältesysteme. Dort bündelt die Messe Infrastruktur, Dienstleistungen und Beratung mit praxisnahen Antworten auf Wärmeplanung, Netztransformation, Quartiersprojekte, digitale und spartenübergreifende Ansätze, Kommunikation sowie Fördermöglichkeiten.

Halle 7 erweitert den Blick auf die großen Investitionsthemen der kommenden Jahre: Energieerzeugung, Prozesswärme und neue Infrastruktur. Im Fokus stehen Großwärmepumpen, Anlagenbau, Geothermie

und weitere innovative Energiequellen. Ergänzt wird dieser Schwerpunkt durch den Perspektiventag des Hy.Summit. Rhein.Ruhr zu Wasserstoff, industrieller Wärmeversorgung und Digitalisierung sowie durch die neue Carbonx Zone rund um Carbon-Management, CO₂-Transport, Speicherung, Nutzung, Logistik und Anlagenbau. Damit zeigt die HeatExpo, wie eng Wärme- und Kälteversorgung künftig mit Industriepolitik, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Investitionsentscheidungen verbunden ist.

Weitere Informationen unter:
westfalahallen-gruppe.de



Messe-Info:
HeatExpo 2026
24. bis 26. November 2026
Messe Dortmund

heat-expo.de



HEATEXPO

**MESSE
DORTMUND**

Von der Verbindungstechnik zur Transformation: Wie industrielle Innovation die Energiewende vorantreibt

Die Energiewende entscheidet sich nicht allein beim Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Erst die intelligente Vernetzung, Steuerung und Digitalisierung von Energieflüssen macht ein nachhaltiges und wirtschaftlich tragfähiges Energiesystem möglich. Nachhaltigkeit wird dabei zunehmend zum Treiber technologischer Innovation und industrieller Wettbewerbsfähigkeit.



Astrid Burschel

Vice President Corporate Sustainability

Die Energiewende ist eine Systemaufgabe

Die Transformation des Energiesystems zählt zu den größten wirtschaftlichen und technologischen Herausforderungen der Gegenwart. Während der Ausbau erneuerbarer Energien voranschreitet, steigen zugleich die Anforderungen an Stabilität, Flexibilität und Effizienz der Energieversorgung. Mit jeder zusätzlichen Anlage wächst die Komplexität des Gesamtsystems.

Die Energiewende verbindet Elektrifizierung, Digitalisierung und Automatisierung und schafft damit die Voraussetzungen für eine wirtschaftlich und nachhaltig tragfähige Transformation. Energie muss nicht nur erzeugt, sondern auch verteilt, gespeichert und intelligent gesteuert werden. Entscheidend sind Systeme, die diese Komplexität beherrschen.

Die unsichtbare Infrastruktur der Energiewende

Die Dezentralisierung der Energieversorgung verändert Netze, Industrieanlagen und Gebäude grundlegend. Strom aus erneuerbaren Quellen steht volatil zur Verfügung und muss in Echtzeit integriert werden. Gleichzeitig steigen Anforderungen durch Elektromobilität, Wärmepumpen und die Kopplung von Strom, Wärme und Mobilität.

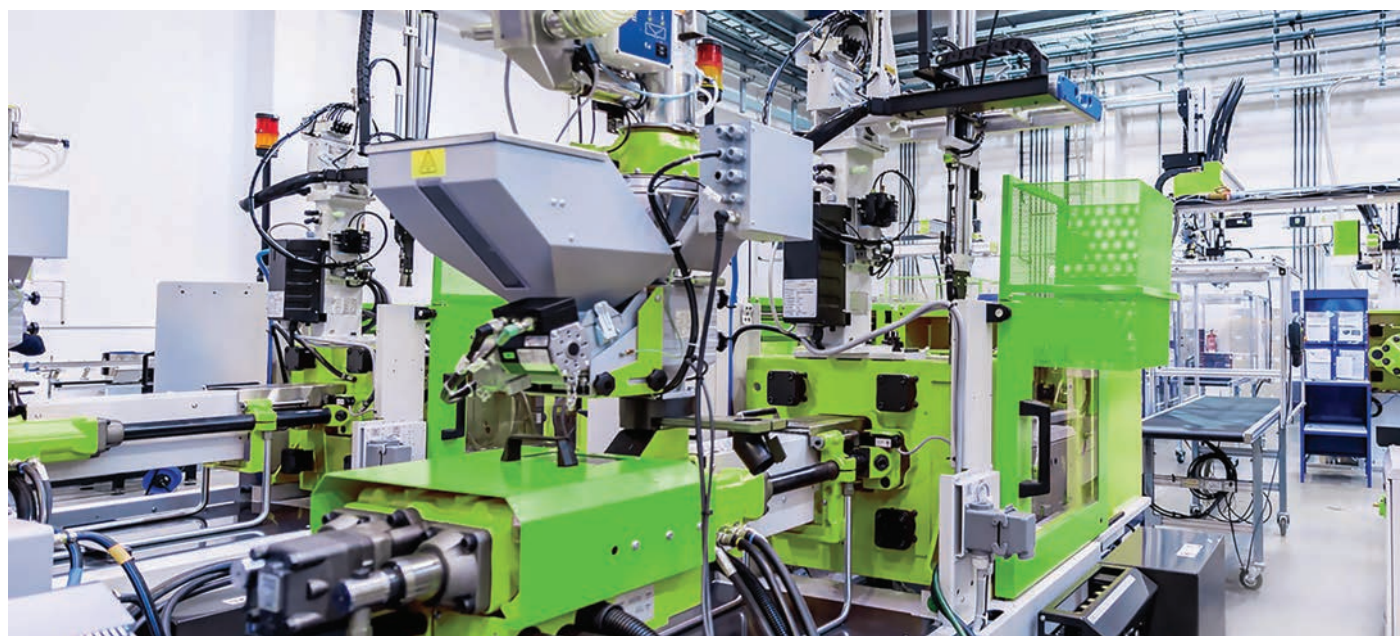
Verbindungstechnik, Automatisierung und digitale Kommunikation bilden die Grundlage dieser Systeme. Sie ermöglichen die Erfassung und Auswertung von Energiedaten in Echtzeit und schaffen stabile und effiziente Energieflüsse. Gleichzeitig leisten sie einen Beitrag zu einer ressourceneffizienten und nachhaltigen Energieinfrastruktur. Ohne diese Technologien lassen sich Netze nicht zuverlässig betreiben und Verbräuche nicht transparent steuern.

Die Energiewende entscheidet sich daher nicht nur in Windparks oder Solarfeldern, sondern ebenso in Schaltschränken, Umspannwerken, Produktionsanlagen und Gebäuden.

Wie Wago die Energiewende und nachhaltige Transformation vorantreibt

Das Mindener Unternehmen Wago unterstützt als Anbieter für Verbindungs-, Automatisierungs- und Schnittstellentechnik die Umsetzung der Energiewende in der Praxis. Ein zentraler Anwendungsbereich sind Lösungen zur Vernetzung komplexer Energiesysteme, die Versorgungssicherheit stärken und zu einer ressourceneffizienten Energieinfrastruktur beitragen.

Die strategische Einordnung von Nachhaltigkeit zeigt sich auch in der Rolle von



Nachhaltigkeit ist für Wago kein zusätzliches Programm neben dem Kerngeschäft. Sie ist Bestandteil guter Unternehmensführung und erfolgreicher Wertschöpfung.

– Astrid Burschel,
Vice President Corporate Sustainability

Corporate Sustainability: »Nachhaltigkeit ist für Wago kein zusätzliches Programm neben dem Kerngeschäft. Sie ist Bestandteil guter Unternehmensführung und erfolgreicher Wertschöpfung. Unser Anspruch ist es, die Fachbereiche mit Daten, strategischer Einordnung und fachlicher Expertise dabei zu unterstützen, nachhaltige Lösungen wirtschaftlich erfolgreich zu machen und gleichzeitig einen echten Mehrwert für Kund:innen zu schaffen«, erklärt Astrid Burschel, Vice President Corporate Sustainability bei Wago.

So ermöglicht Wago beispielsweise im Bereich der Energienetze die Digitalisierung und Automatisierung von Verteilnetzen und Smart Grids. Dezentrale Erzeugung, Speicher und Verbraucher werden vernetzt, Energieflüsse in Echtzeit gesteuert. So lassen sich Netzstabilität und Versorgungssicherheit sichern. Gleichzeitig können bestehende Infrastrukturen effizienter genutzt und Ressourcenbedarfe reduziert werden.

Wie sich dieser Anspruch in der Praxis zeigt, verdeutlicht das Beispiel der intelligenten Verteilnetze: »Seit über 15 Jahren sind wir Anbieter von Lösungen zur Überwachung und Steuerung von Ortsnetzstationen im deutschen Energienetz. Frequenzen, Spannungen und Ströme werden sekundlich an Netzbetreiber übermittelt. Dadurch entsteht Transparenz über die lokale

Energieversorgung und die Grundlage für eine sichere Netzsteuerung«, erklärt Ulrich Hempen, Vice President Engineering & Services der Division Wago Solutions.

Ein weiterer Fokus liegt auf der Integration erneuerbarer Energien und Speichertechnologien. Anwendungen in Windenergie, Photovoltaik, Batteriespeichern und Power-to-X werden durch Automatisierungs- und Kommunikationslösungen verbunden. Die Kopplung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch wird zur Voraussetzung eines klimaneutralen Energiesystems.

Auch in Industrie und Gebäuden spielt Energieeffizienz eine zentrale Rolle. Energiedatenmanagement und Gebäudeautomation schaffen Transparenz über Verbräuche und ermöglichen Optimierungen in Echtzeit.

Nachhaltigkeit als Wertbeitrag und Innovationsmotor

Für Wago stehen Nachhaltigkeit und wirtschaftlicher Erfolg nicht im Widerspruch. Vielmehr versteht das Unternehmen Nachhaltigkeit als datengetriebenen Wertbeitrag, der Innovation und Wettbewerbsfähigkeit stärkt.

Corporate Sustainability agiert als Sparringspartner der verschiedenen Geschäftsbereiche. Gemeinsam mit Entwicklung, Produktmanagement, Produktion, Einkauf und

Vertrieb werden Nachhaltigkeitsaspekte in Entscheidungen überführt – von Produktentwicklung bis Kreislaufwirtschaft.

Der Einsatz datenbasierter Methoden und künstlicher Intelligenz unterstützt dabei, Zusammenhänge in Produkten und Prozessen besser zu verstehen. Ein Beispiel ist die Produktökobilanzierung. Die »Environmental Product Declaration« wird nicht nur als regulatorische Anforderung verstanden, sondern als Datengrundlage für vergleichbare Nachhaltigkeitsbewertungen.

Nachhaltigkeit wird damit als Bestandteil unternehmerischer Entscheidungen und Wertschöpfung verstanden. Die Verbindung aus technologischer Kompetenz und Nachhaltigkeitsarbeit bildet die Grundlage für die Zusammenarbeit mit Partnern und Kunden.

Transformation braucht industrielle Partner

Die Energiewende gelingt nur, wenn technologische Innovation, wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Nachhaltigkeit zusammen gedacht werden. Industrieunternehmen übernehmen dabei eine doppelte Rolle: Sie entwickeln Lösungen für ihre Kundinnen und Kunden und gestalten gleichzeitig die Transformation des eigenen Unternehmens.

Beide Perspektiven greifen ineinander. Denn technologische Innovation und interne Prozesse folgen derselben Grundidee: Nachhaltigkeit ist kein nachgelagertes Thema, sondern Teil von Wertschöpfung und industrieller Weiterentwicklung.

Weitere Informationen unter:
wago.com



Vom Papier zum arbeitenden KI-System

Beratung im Wandel: Mit KI-Unterstützung werden Produkte, Consulting und Betrieb zu einem integrativen Gesamtmodell.



Philipp Schmidt
Geschäftsführer



Björn Burow
Chief Technology Officer

Die meisten Beratungen fragen, wo künstliche Intelligenz sie bei ihrer bisherigen Arbeit unterstützen kann. Das ist die falsche Frage.

– Philipp Schmidt,
Geschäftsführer

Die Energiewirtschaft durchläuft einen tiefgreifenden Umbruch: neue Marktmechanismen, wachsende Regulatorik und ein Tempo, bei dem viele Stadtwerke kaum noch hinterherkommen. Wer Versorger in dieser Phase voranbringen will, braucht dreierlei zugleich – tiefes Verständnis der Branche, technologische Exzellenz und die Kraft der operativen Umsetzung. Die meisten Beratungen und IT-Dienstleister fragen, wo künstliche Intelligenz sie bei ihrer bisherigen Arbeit unterstützen kann, doch das ist die falsche Frage. Wer KI wirklich zum Kern seines Geschäfts machen will, muss bereit sein, seine Produkte, seine Prozesse und sein Preismodell von Grund auf neu zu denken. »KI wird so nicht als punktuell Werkzeug begriffen, sondern als das zentrale, verbindende Element, das einzelne Leistungsangebote zu einem integrativen Gesamtmodell zusammenführt«, sagt Philipp Schmidt, Geschäftsführer von Conuti.

Besonders deutlich wird der Anspruch an ein Neudenken im Consulting, wo sich häufig eine technologische Falle zeigt: Beraterinnen und Berater nutzen KI-Werkzeuge, um ihre eigene Arbeit zu beschleunigen – Präsentationen, Interviews, Konzepte entstehen schneller. Das Ergebnis für den Kunden bleibt jedoch dasselbe: ein Foliensatz, ein Konzeptpapier, ein Migrationsplan, den er selbst umsetzen muss.

»Der zentrale Anspruch verlagert sich weg von der bloßen Konzeption hin zur Bereitstellung eines direkt arbeitenden Systems«, erklärt Björn Burow, Chief Technology Officer von Conuti, die neue Arbeitsteilung. Wie weit das reichen kann, zeigt sich am Beispiel Datenmigration – bei Energieversorgern eine der aufwendigsten

und fehleranfälligsten Aufgaben im Rahmen einer Transformation. Statt Konzept und manueller Feldzuordnung lesen KI-Agenten Quell- und Zielsystem aus, schlagen die Zuordnungen vor, führen die Migration aus und markieren Auffälligkeiten. Die Fachleute werden nicht ersetzt, sondern auf eine höhere Ebene gehoben: Sie prüfen die Ergebnisse und schulen die Agenten weiter. Der Liefergegenstand lautet nicht mehr »Migrationsmethodik empfohlen«, sondern »Migration ausgeführt und geprüft«, so Schmidt.

Dass ein tiefgreifender Einsatz von KI bereits heute real ist, zeigen laufende Beispiele. Der »Customer Success Hub«, eine KI-Agentenplattform, wird zu großen Teilen mithilfe von KI entwickelt und wickelt Kundenserviceprozesse bereits vollständig autonom von Anfang bis Ende ab. Auch im »Business Process Outsourcing« (BPO) übernehmen KI-Agenten einen Großteil der Standardvorgänge. Ebenso wird die Implementierung zunehmend durch KI-Agenten übernommen, die Konfigurationen automatisiert vornehmen,

Tests durchführen und so klassische Roll-out-Projekte spürbar verkürzen.

Der eigentliche Hebel liegt im Zusammenspiel der Leistungsangebote – am Beispiel der Marktkommunikation, das regulatorische Herzstück der Branche, wird dies sichtbar. »Weil wir die realen, regulierten Prozesse eines Versorgers täglich selbst betreiben, wissen wir konkret, wie ein Sonderfall zu lösen ist und wo Herausforderungen liegen. Dieses Betriebswissen fließt unmittelbar in die Agenten unserer Produktlösung«, sagt Schmidt. »Diesen Vorsprung hat nur, wer die Prozesse selbst betreibt und nicht nur Software verkauft.«

So entsteht ein sich selbst verstärkender Kreislauf: Der Betrieb erzeugt die Grundwahrheit, die Produkte werden dadurch spezifisch klüger, die Beratung überträgt die im Feld gehärteten Agenten schneller und risikoärmer zu neuen Kunden – deren Betrieb wiederum neue Sonderfälle zurückliefert. »Produkte, Consulting und Betrieb sind bei uns kein Nebeneinander von Angeboten. Sie bilden

ein System, das mit jeder Runde besser wird«, erklärt Burow den Ansatz des IT-Dienstleisters Conuti, der sich zum 1. Juli 2026 durch den Wechsel eines spezialisierten Transformations-teams auf über 250 Mitarbeitende verstärkt hat und seine drei Unternehmensbereiche Produkt- und Plattformlösungen, Beratung und Implementierung sowie Betrieb und Services noch enger verzahnen wird.

Von diesem Ansatz profitieren die Kunden auch bei der Vergütung. Weil die gesamte Kette aus Produkt, Umsetzung und Betrieb in einer Hand bleibt, lässt sich das Unternehmen am Ergebnis messen statt am Aufwand. »Wir stellen auf »Outcome Based Pricing« um«, erklärt Schmidt. »Abgerechnet wird künftig der gelöste Vorgang für den Kunden – nicht der Beratungstag.«

Wer autonome Agenten in Kernprozesse lässt, muss deren Verlässlichkeit belegen. »Jede Aktion eines Agenten ist unveränderlich protokolliert, für jeden Anwendungsfall ist einstellbar, ab wann ein Mensch zustimmen muss, und die Daten bleiben in europäischer Hoheit«, sagt Burow.

So verschiebt sich am Ende die Grundannahme selbst. »Bislang musste rechtfertigen, wer KI einsetzen wollte. Künftig muss rechtfertigen, wer eine Standardaufgabe noch von Hand erledigt – der Agent wird zum Standard, der Mensch zur bewussten Ausnahme«, fasst Schmidt zusammen. Damit die Verschmelzung gelingt, brauche es dreierlei: energiewirtschaftliche Kompetenz, technologische Exzellenz und eine Denkhaltung, die ermutigt, groß und disruptiv zu denken, um bisherige Prozesse zu hinterfragen. »Nicht nebenbei«, so Burow, »sondern als elementaren Kern des Geschäftsmodells«.

Weitere Informationen unter:
conuti.de



Produkte, Consulting und Betrieb sind bei uns kein Nebeneinander von Angeboten, sondern ein System, das mit jeder Runde besser wird.

– Björn Burow,
Chief Technology Officer





Smart Grid in Deutschland: Warum der lange Weg zum Vorteil werden könnte

Deutschland gilt beim Smart-Meter-Roll-out seit Jahren als Nachzügler Europas. Dieser Befund ist richtig – und führt doch in die Irre. Denn während viele Staaten ihre Stromzähler digitalisierten, entwickelt Deutschland seit Jahren die Grundlagen für ein intelligentes Stromnetz. Der Ansatz und die bis heute entwickelten Technologien und Verfahren könnten sich nun als Wettbewerbsvorteil erweisen.

Mehr als ein digitaler Stromzähler

Wenige Themen der Energiewende haben in Deutschland so viele Debatten ausgelöst wie der Roll-out von Smart Metern – also von fernauslesbaren Stromzählern. Im europäischen Vergleich liegt die Zahl der installierten Smart Meter in Deutschland bis heute deutlich hinter Ländern wie Italien, Schweden oder Frankreich zurück. Da liegt die Annahme nahe: Deutschland hat die Digitalisierung seiner Stromnetze verschlafen.

Doch diese Einschätzung greift zu kurz. Es geht am langen Ende nicht (nur) um Fernauslesbarkeit von Zählertechnik, sondern auch um die Möglichkeit steuernder Eingriffe in die Stromnetze – zur Stabilisierung im Falle von Netzengpässen oder aber auch zur volkswirtschaftlichen Optimierung von (Strom-)Angebot und Nachfrage.

Mit der Dekarbonisierung verändern sich die Anforderungen an die Stromnetze, nicht nur in Deutschland, sondern überall in Europa. Erneuerbare Energien, das gilt auch für die Vielzahl privater PV-Anlagen, ersetzen fossile Kraftwerke und machen es sehr viel schwieriger, die Erzeugung zu prognostizieren. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Speicher erhöhen die Zahl an flexiblen Verbrauchern massiv. Es reicht also nicht mehr, Strom nur zuverlässig vom Erzeugungs- zum Verbrauchsort zu transportieren. Die Netze müssen künftig auch in der Lage sein, Erzeugung, Speicherung und Verbrauch intelligent zu koordinieren – und dies gleichzeitig als Teil der kritischen Infrastruktur unter höchsten Sicherheitsanforderungen zu gewährleisten.

Deutschland verfolgt in diesem Zusammenhang von Beginn an das anspruchsvolle Ziel, die intelligente Ausgestaltung der Stromnetze auf der Grundlage der Smart-Meter-Infrastruktur zu erreichen. Die meisten anderen europäischen Staaten hatten zunächst dagegen das Ziel, vor allem die Zählerauslesung und die Abrechnung des Energieverbrauchs zu optimieren. Der Smart Meter in Deutschland – im Branchenjargon als »intelligentes

Messsystem« bezeichnet – sollte zum sicheren Kommunikationsknoten der Stromnetze werden. Intelligente Messsysteme sollten neben der Messwert-Übertragung insb. auch Steuerbefehle sicher bis zum Haushalts- oder Gewerbekunden bringen und damit Erzeugung und Verbrauch steuerbar machen können.

Warum Deutschland länger brauchte

Dieser hohe Anspruch erklärt einen Teil der langen Entwicklungszeit in Deutschland. Hinzu kamen die Besonderheiten des deutschen Energiemarktes.

Mit rund 900 Verteilnetzbetreibern verfügt Deutschland über eine der dezentralsten Marktstrukturen Europas. Neue technische Lösungen mussten deshalb zwischen einer Vielzahl von Netzbetreibern, Messstellenbetreibern, Erzeugern und Herstellern abgestimmt werden. Auch technisch bedeutete dies Neuland. Deutschland legte besonderen Wert auf IT-Sicherheit und Datenschutz. Das Prinzip »Security by Design« prägte den gesamten Ansatz. Hochsichere Smart-Meter-Gateways, neue kryptografische Verfahren, spezielle Administrationsplattformen und neue Formen der Marktkommunikation mussten parallel entwickelt werden. Hinzu kamen mehrere politische Kurswechsel und gesetzliche Anpassungen, die zusätzliche Entwicklungs- und Zertifizierungszyklen auslösten.

Diese Entwicklungen sind nun so weit gediehen, dass Deutschland nicht nur den reinen

Mess-Roll-out wie in anderen europäischen Ländern realisieren kann, sondern auch den spezifischen Roll-out von flächendeckender Steuertechnik. Dieser Steuerungsroll-out ist nun auch dringend erforderlich, denn der massenhafte Ausbau von PV-Anlagen und eben auch Wärmepumpen oder Wallboxen bringt erste Stromnetze im sonnenreichen Süd- und Ostdeutschland an ihre Grenzen.

Jetzt entscheidet die Umsetzung

Die Frage heute stellt sich also weniger hinsichtlich des Wegs und Ziels, sondern: Wo und an welcher Stelle können wir Geschwindigkeit aufnehmen?

Eine Ende 2025 veröffentlichte Studie der Horizonte-Group kommt zu einer differenzierten Einschätzung. Wesentliche technologische Bausteine für Smart Grids stehen inzwischen zur Verfügung – beispielsweise ist die Steuertechnik für die Regelung der Stromnetze verfügbar. Der Engpass liegt jedoch noch in der Ertüchtigung und Integration von IT-Systemen, dem Aufbau von Daten und Etablieren neuer Prozesse zwischen den beteiligten Unternehmen.

Bedeutende Schritte sind also noch zu gehen, aber keine unüberwindbaren Hürden zu nehmen. Im Gegensatz zum viele Jahre verspäteten Smart-Meter-Roll-out erwartet die Branche bereits in zwei bis drei Jahren die Steuerbarkeit ausgewählter Netze. Anfang 2027 könnten Marktführer mit dem flächendeckenden Einsatz der Technik beginnen.

Es reicht also nicht mehr, Strom nur zuverlässig vom Erzeugungs- zum Verbrauchsort zu transportieren.

Entscheidend für den Steuerungsroll-out und auch einen möglichen Exportansatz ist Kontinuität.

Exportchance für deutsches Know-how

Im deutschen Ansatz liegt auch eine entscheidende industriepolitische Chance. Das Potenzial besteht nicht bei den intelligenten Stromzählern allein. Wertvoll sind vielmehr die dahinterliegenden Kompetenzen: sichere Systemarchitekturen, kryptografische Verfahren, Softwareplattformen, Integrationswissen und Betriebsprozesse für hochkomplexe Energiesysteme. Dieses Know-how entstand über viele Jahre im Zusammenspiel von Industrie, Netzbetreibern, Behörden und Forschungseinrichtungen. Es könnte künftig ebenso gefragt sein wie klassische deutsche Ingenieurleistungen im Maschinen- oder Anlagenbau. In Teilen von Europa, in denen Stromnetze mit ähnlichen Herausforderungen konfrontiert sind, könnten die Erfahrungen aus Deutschland wichtige Impulsgeber werden.

Kontinuität statt neuer Richtungswechsel

Entscheidend für den Steuerungsroll-out und auch einen möglichen Exportansatz ist Kontinuität. Die Bundesregierung diskutiert derzeit vereinfachte Ansätze wie ein »Smart Meter Light«. Solche Weiterentwicklungen können sinnvoll sein, wenn sie den Roll-out im Bereich reiner Messanforderungen beschleunigen. Für die Steuerung der Netze sind sie aufgrund der beispielsweise fehlenden sicherheitstechnischen Integration jedoch wenig geeignet. Sie können also ergänzend zum bisherigen technologischen Weg sein, sollten jedoch nicht erneut grundlegende und in vielen Aspekten auch für die Steuerbarkeit sinnvolle Architekturentscheidungen infrage stellen.

Ob Deutschland am Ende tatsächlich auch in Europa eine Vorreiterrolle einnimmt, entscheidet sich nicht mehr an der Technologie. Die Grundlagen sind gelegt. Nun kommt es darauf an, sie konsequent in die Praxis zu überführen und auf europäischer Ebene mit Nachdruck zu vertreten. Gelingt dies, dann zeigt sich, ob aus einem oft kritisierten Sonderweg ein europäisches Referenzmodell für intelligente Stromnetze entsteht.

Weitere Informationen unter:
horizonte.group





Großspeicher als stabiles Geschäftsmodell

Wer sich heute schon auf Netzdienlichkeit ausrichtet, erschließt sich in Zukunft als Partner der digitalen Transformation eine zusätzliche Erlösquelle.

Das deutsche Energiesystem hat sich in wenigen Jahren grundlegend verändert. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung in Deutschland ist in den letzten zehn Jahren von 32 Prozent auf über 60 Prozent gestiegen, wobei allein die Photovoltaik Ende 2025 eine installierte Leistung von rund 108 Gigawatt erreichte, verglichen mit etwa 37 Gigawatt Ende 2015. Parallel dazu treibt die Elektrifizierung von Wärme, Verkehr und Industrie sowie der Ausbau von Rechenzentren die Stromnachfrage strukturell nach oben. Beides zusammen verschiebt die Statik des Systems, da eine wetterabhängige Erzeugung auf eine wachsende, zunehmend flexibilisierbare Last trifft.

Sichtbar wird dieser Wandel am Day-ahead-Markt, dem wichtigsten Vermarktungselement des europäischen Strommarkts, wo die Auktionspreise zum Seismografen des Systems geworden sind. Dabei nehmen sowohl die Volatilität als auch die Häufigkeit negativer Preise drastisch zu: Der durchschnittliche tägliche Spread zwischen der billigsten und teuersten Stunde lag 2025 bei rund 130 Euro je Megawattstunde, während gleichzeitig mit 573 Stunden ein neuer Rekord an negativen Strompreisen registriert wurde.

Für Betreiber und Investoren von Solarparks ist diese Entwicklung ambivalent. Auf der einen Seite steht der Kannibalisierungseffekt, da alle Photovoltaikanlagen gleichzeitig produzieren und in diesen Stunden den Preis drücken, wodurch die sogenannte Capture-Rate systematisch unter den durchschnittlichen Baseload-Preis, der Durchschnitt aller Stundenpreise der Day-ahead-Auktion, sinkt und die Rendite ungespeicherter Projekte unter Druck gerät. Auf der anderen Seite entsteht aus genau dieser Dynamik eine neue Ertragsquelle, da die wachsende Spreizung zwischen Mittagstief und Abendspitze eine direkte Vergütung für zeitliche Flexibilität darstellt.

Batteriegroßspeicher sind derzeit die Technologie, die diese Flexibilität am schnellsten und skalierbarsten bereitstellt, da sie verzögerungsfrei zwischen Laden und Entladen wechseln

»

Batteriegroßspeicher sind derzeit die Technologie, die diese Flexibilität am schnellsten und skalierbarsten bereitstellt, da sie verzögerungsfrei zwischen Laden und Entladen wechseln können und die Systemkosten zudem deutlich gefallen sind.

können und die Systemkosten zudem deutlich gefallen sind. Dabei prägen zwei Konfigurationen den Markt: Standalone-Speicher werden unabhängig von einer Erzeugungsanlage direkt am Netz betrieben, während Co-Located-Speicher sich den Netzanschlusspunkt mit einem Wind- oder Solarpark teilen. Im Co-Location-Fall wird zudem zwischen Grünstrom- und Graustromspeicherung unterschieden, je nachdem, ob ausschließlich eigener Erneuerbarer-Strom geladen oder zusätzlich Netzstrom einbezogen wird. Betrieblich reduziert der Speicher am gemeinsamen Netzanschluss Clipping-Verluste, glättet die Einspeisung und verbessert die Capture-Rate der Anlage.

Die Erlösseite eines Großspeichers ruht heute auf dem sogenannten Revenue-Stacking, der

intelligenten Kombination verschiedener Säulen. Dazu gehört erstens die zeitliche Arbitrage im Großhandel durch den günstigen Einkauf in der Day-ahead-Auktion und den Verkauf in Hochpreisstunden sowie die Reaktion auf kurzfristige Preisspitzen im Intraday-Handel. Zweitens bieten die Regelleistungsmärkte zur Stabilisierung der Netzfrequenz wie FCR, aFRR und mFRR attraktive Erlöse über Vorhaltungs- und Arbeitspreise. Drittens entscheidet eine koordinierte Multi-Markt-Optimierung simultan über die Aufteilung der Kapazitäten, wobei moderne Algorithmen die Batteriealterung als Kostenfaktor direkt in die Zielfunktion einbeziehen. Viertens bestimmen eine leistungsfähige KI-gestützte Prognose- und dazugehörige Handelsinfrastruktur sowie speichergerechte Produkte zunehmend über die realisierte Marge.

Neben der Marktperspektive rückt auch die Netzdienlichkeit in den Fokus. Da in der einheitlichen deutschen Preiszone Netzentgelte bisher nicht bepreist werden, agieren Speicher aktuell noch blind für das physische Netz, was auch eigene Forrs-Analysen bestätigen. Um netzdienliches Verhalten zu fördern, werden jedoch unterschiedliche finanzielle Anreize diskutiert, die Netzdienlichkeit zu einem eigenständigen, regulatorisch bepreisten Faktor machen sollen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die strukturellen Veränderungen des Energiesystems den Strompreis in ein volatiles Signal verwandelt haben, was für Großspeicher ein stabiles Geschäftsmodell begründet. Während Standalone-Batterien die Volatilität direkt monetarisieren, können Co-Located-Speicher zusätzlich die Rentabilität der Erneuerbaren-Anlagen sichern. Sobald Netzdienlichkeit regulatorisch bepreist wird, entscheidet nicht mehr nur das Wann, sondern auch das Wo des Speichereinsatzes. Wer Standortwahl, Vermarktung und algorithmische Optimierung heute schon darauf ausrichtet, erschließt sich morgen als Partner der digitalen Transformation eine zusätzliche Erlösquelle, statt lediglich einen neuen Kostenfaktor zu verwalten.

Text **Armin Fuhrer**

»

Sobald Netzdienlichkeit regulatorisch bepreist wird, entscheidet nicht mehr nur das Wann, sondern auch das Wo des Speichereinsatzes.

In Zusammenarbeit mit Sebastian Horlemann, Experte für Energiemärkte und Batteriespeicher bei Forrs.

Weitere Informationen unter:
forrs.de



FORRS

Windenergie: Hamburg ist globaler Branchentreffpunkt

Vom 22. bis 25. September trifft sich auf der WindEnergy Hamburg das Who's who der Onshore- und Offshore-Windindustrie. Im Interview betont Claus Ulrich Selbach, Vice President Exhibitions Maritime & Energy bei der Hamburg Messe und Congress, die Bedeutung des Sektors für die globale Energiewende und den Mehrwert der Weltleitmesse für die Branche.



Claus Ulrich Selbach
Vice President Exhibitions
Maritime & Energy

Herr Selbach, wer kommt zur WindEnergy Hamburg 2026?

Zur WindEnergy Hamburg 2026 erwarten wir erneut mehr als 1600 Aussteller und mehr als 40 000 Fachbesucherinnen und Fachbesucher aus über 100 Ländern. Auf mehr als 83 000 Quadratmetern Ausstellungsfläche bildet die Messe die gesamte Wertschöpfungskette der internationalen On- und Offshore-Windindustrie ab. In dieser Breite und Internationalität gibt es weltweit keine vergleichbare Branchenplattform.

Vertreten sind sämtliche führenden Hersteller von Windenergieanlagen aus Europa, den USA, Indien und China. Hinzu kommen Zulieferer, Projektentwickler, Windparkbetreiber, Energieversorger, Investoren sowie politische und regulatorische Entscheidungsträger.

Seit Jahren wächst insbesondere die Präsenz asiatischer Unternehmen. Chinesische und indische Hersteller gewinnen international Marktanteile und treten zunehmend in direkten Wettbewerb mit europäischen und amerikanischen Anbietern. Ergänzt wird das Ausstellerfeld durch zahlreiche Zulieferer aus Taiwan, Südkorea, Japan, Singapur und Thailand. Die Asien-Pazifik-Region zählt zu den dynamischsten Wachstumsmärkten der Windindustrie. Vor diesem Hintergrund werden wir nach der erfolgreichen Premiere im vergangenen Jahr im Mai 2027 erneut die WindEnergy Asia-Pacific in Singapur veranstalten.

Europa bleibt das strategische Zentrum der Branche. Mit Blick auf den geplanten Ausbau der Offshore-Windenergie in der Nordsee und die europäische Energiewende ist die WindEnergy Hamburg der zentrale Treffpunkt.

Warum setzen die Unternehmen auf Windenergie?

Klimaneutralität wird nur gelingen, wenn Wirtschaft und Gesellschaft elektrifiziert werden – von Wärmepumpen und Elektromobilität über die Produktion von E-Fuels bis hin zur Transformation energieintensiver Industrien. Gleichzeitig steigt der Strombedarf durch Digitalisierung und künstliche Intelligenz erheblich.

Der zweite Grund ist die Versorgungssicherheit. Erneuerbare Energien verringern die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten und reduzieren so geopolitische Risiken.

Der dritte Faktor ist die Wirtschaftlichkeit – und damit gegebenenfalls der wichtigste Treiber. Windenergie zählt – insbesondere an guten Onshore-Standorten und zunehmend auch offshore – zu den günstigsten Formen der Stromerzeugung. Sie ist daher auch ein ökonomischer Faktor industriepolitischer Relevanz.

Welche Position nimmt die WindEnergy Hamburg vor diesem Hintergrund ein?

Die WindEnergy Hamburg bildet den technologischen und wirtschaftlichen Fortschritt der Branche in außergewöhnlicher Dichte ab. Sie zeigt, mit welchem Tempo die Branche die Effizienz, Leistungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit ihrer Technologie vorantreibt.

Gleichzeitig stehen auf der Messe neue Turbinen und Komponenten im Mittelpunkt wie auch Themen wie Netzausbau, Energiespeicherung, Digitalisierung

und Marktdesign. Diese Fragestellungen werden auf den Messeständen und im Konferenzprogramm diskutiert.

Die Energiespeicherung erhält bei der WindEnergy Hamburg erstmalig eine eigene Storage-Area. Warum rücken Sie dieses Thema in den Fokus?

Der Ausbau der erneuerbaren Energien macht Speicher zum Gamechanger der Energiewende. Sie schaffen die Flexibilität, um Schwankungen bei der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie auszugleichen und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Zugleich entwickeln sich Speicher zu einem eigenständigen Geschäftsmodell. Sie stabilisieren Stromnetze, erhöhen die Wirtschaftlichkeit von Projekten und ermöglichen es, Strom bereitzustellen, wenn die Nachfrage und die Börsenpreise attraktiv sind. Deshalb widmen wir dem Thema in Halle A2 erstmals eine 3600 Quadratmeter große Storage-Area, auf der Speichertechnologien sowie Lösungen für Netzstabilität und Flexibilitätsmanagement präsentiert werden.

Die Messetage Donnerstag und Freitag stehen im Zeichen des Recruitings. Vor welchen Herausforderungen stehen Windenergieunternehmen, wenn es um die Akquise von Fachkräften geht?

Der Ausbau der Windenergie wird nur gelingen, wenn ausreichend qualifiziertes Personal zur Verfügung steht. Die Bundesregierung plant eine Verdopplung der Leistung aus On- und Offshore auf 145 Gigawatt bis 2030. Auf europäischer Ebene wird noch größer gedacht: Die Nordsee soll zum größten »Kraftwerk« der Welt werden. Die Unternehmen der Branche wollen dafür über 90 000 neue Jobs schaffen. Der Aufbau eines Windparks ist komplex, da sind Spezialwissen sowie Planungs- und Koordinationskompetenzen

gefragt. Auch der Klimaschutzaspekt macht die Jobs für junge Menschen attraktiv.

Mit den Recruiting Days bringen wir Unternehmen mit Studierenden, Schüler:innen sowie Nachwuchs- und Fachkräften zusammen.

Die WindEnergy Hamburg bietet ein spezielles Networking-Rahmenprogramm. Wo können die Ausstellenden und Besuchenden Kontakte knüpfen?

Die Messestände bleiben deshalb der wichtigste Ort für Gespräche zwischen Herstellern, Zulieferern, Investoren und Projektentwicklern. Ergänzt wird dies durch das Konferenzprogramm auf fünf Open Stages, auf denen Expertinnen und Experten aktuelle Entwicklungen diskutieren. Mit WindEnergy Hamburg Connect steht zudem eine digitale Plattform für Terminplanung, Chat, virtuelle Meetings und KI-gestütztes Matchmaking zur Verfügung.

Den informellen Austausch fördern schließlich Formate wie »Wine o'Clock« sowie die zahlreichen Abendveranstaltungen der Aussteller. Gerade in einer projektgetriebenen Industrie wie der Windenergie entstehen langfristige Partnerschaften häufig im persönlichen Gespräch. Die WindEnergy Hamburg bietet dafür den passenden Rahmen.

Weitere Informationen unter:
windenergyhamburg.de



ANZEIGE

WindEnergy Hamburg

The global on & offshore event

22 ————— 25
September 2026

Be part of it!

Driving the energy transition. Together!

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

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

NEW

An entire hall dedicated to energy storage

Organised by:

Global Partner:

European Partner:

Partners:

windenergyhamburg.com

»Gemeinsam die Energiewende umsetzen – von der Strategie bis zur Inbetriebnahme«

Die Energiewende verändert nicht nur den Netzbetrieb, sie greift auch tief in die Technik- und Marktsysteme. Für die Consulectra GmbH erläutern Carsten Saldenholz, Bereichsleiter Energiewirtschaftliche Strategieberatung, und Julian Beyer, Bereichsleiter Schaltanlagen und Netze, die jetzt erforderlichen Strategien.



Carsten Saldenholz
Bereichsleiter Energiewirtschaftliche
Strategieberatung



Julian Beyer
Bereichsleiter Schaltanlagen und
Netze

Herr Saldenholz, Herr Beyer, wie verändert sich die Energieinfrastruktur – und wo werden wir in den nächsten Jahren noch weitere große Veränderungen erleben?

CS: In meiner Wahrnehmung funktioniert die überregionale Stromversorgung auf der Hoch- und Höchstspannungsebene bereits ziemlich gut. Die große Herausforderung liegt jetzt jedoch im Boden, genauer gesagt in der Niederspannung: Wir müssen die unterschiedlichen lokalen Netze aufeinander abstimmen. Wenn wir Wärme künftig nicht mehr aus Gas, sondern elektrisch oder über Nahwärmenetze erzeugen, wirft das komplexe Planungsfragen auf. Wir müssen dringend klären, wie wir diesen Ausbau auf der Verteilnetzebene synchronisieren.

JB: Wir sehen einen großen Investitions- und Planungsbedarf in allen Spannungsebenen. Getrieben durch die Anschlüsse von Großspeichern und Großwärmepumpen in der Hochspannung und neuen Netzkunden in der Fläche der Mittel- und Niederspannungsnetze. Die Netzbetreiber und die Stadtwerke haben sich zu den neuen Infrastrukturen natürlich ihre Gedanken gemacht – und stellen jetzt fest, was sie dafür alles tun müssen.

CS: Im Haus ist es so: Man baut Steckdosen ein, steckt ein Gerät rein und der Strom fließt. Wie viel Leistung an welcher Dose genau gezogen wird, weiß man nicht. Genau so betreiben wir aktuell noch unser Stromnetz. Die Hausanschlüsse sind oft auf 15 kW ausgelegt – da kann es schon eng werden, wenn zur Waschmaschine, Trockner und Geschirrspüler gleichzeitig noch die Wärmepumpe laufen soll. Wenn jetzt noch das E-Auto dazukommt, wird es für das System schwierig. Uns fehlt im Netz einfach die Transparenz. Wir brauchen dringend mehr Digitalisierung, um die Lastflüsse überhaupt zu verstehen. Sobald neue Großverbraucher oder Speicher dazukommen, müssen wir komplexe Netzberechnungen anstellen. Dafür braucht man spezielle IT-Systeme. Genau das ist die riesige Herausforderung, vor der die Netzbetreiber heute stehen.

Was bedeuten diese Veränderungen für die Energieversorger und Netzbetreiber?

JB: Die wirtschaftlichste Lösung ist eine Mischung aus Netzausbau und vor allem Digitalisierung und Zustandsüberwachung.

Man muss sich fragen: Wie stark sind meine Betriebsmittel zum Zeitpunkt X eigentlich ausgelastet? Was kann ich durch das Regeln und Steuern von Verbrauchern erreichen? Bei dieser Digitalisierung stehen wir aber noch ganz am Anfang. Die Niederspannungsnetze sind aktuell eine Blackbox: Oben geht Strom rein, und unten hängen dann der Geschirrspüler, der Wäschetrockner oder die Waschmaschine dran. Eine echte Zustandserkennung und zu wissen, wie die Stromflüsse im Netz aussehen, ist die große Aufgabe. Die ersten digitalen Ortsnetzstationen sind zwar schon verbaut, aber bis das flächendeckend läuft, dauert es noch.

Wie unterschiedlich weit sind die verschiedenen Stadtwerke denn hierzulande?

CS: Das hängt von der Größe ab. Stadtwerk ist nicht gleich Stadtwerk. Wenn wir uns eine Kommune mit 30 000 Einwohnenden angucken, hat das Netz vielleicht so 150 bis 200 Ortsnetzstationen, die ertüchtigt und digitalisiert werden müssen. Wenn die im Jahr etwa 15 Stück schaffen, dann sind die einfach 10 bis 15 Jahre damit beschäftigt, ihr Netz in den Stationen digital aufzurüsten. Und 15 Jahre sind eine Ewigkeit! Bei den großen Stadtwerken – ob Köln, Mannheim, München und so weiter – sieht das anders aus. Da stehen ganz andere Ressourcen und Mitarbeitende zur Verfügung. Sie sind vielleicht an der einen oder anderen Stelle schon weiter, sind schneller und haben mehr aufgebaut.

Die echte Herausforderung liegt aber in der kulturellen Veränderung und der Haltung gegenüber der Digitalisierung bei den kleineren Stadtwerken. Die müssen sich zusammenschließen, gemeinsam arbeiten und mehr über Dienstleistungen organisieren.

JB: Die Größe der Stadtwerke und ihr Versorgungsgebiet sind hier absolut ausschlaggebend. Kleinere Stadtwerke betreuen oft ländlichere Netzstrukturen. Das Problem bei diesen ländlichen Netzen ist, dass dort gefühlt jeder Hof eine riesige PV-Anlage installiert und der Nachbar vielleicht noch eine Biogasanlage betreibt. Mit diesen Erzeugungsanlagen haben wir dort viel stärker zu kämpfen als in einem städtischen Netz. In den kleineren Stadtwerken ist die Personaldecke dünn. Oft kümmert sich ein einziger Kollege um den Strom und wahrscheinlich nebenbei auch noch um das Thema Glasfaser. Das ist ein anteilig sehr großer Kundenstamm, der gerne bei uns anklopft und



Wir brauchen dringend mehr Digitalisierung, um die Lastflüsse überhaupt zu verstehen. Sobald neue Großverbraucher oder Speicher dazukommen, müssen wir komplexe Netzberechnungen anstellen.

– Carsten Saldenholz,
Bereichsleiter Energiewirtschaftliche Strategieberatung

nach Unterstützung durch Engineering- oder Beratungsdienstleistungen fragt. Diese kleineren Stadtwerke sind von der Versorgungsfläche her oft mit den großen vergleichbar.

Was ändert sich vor Ort bei den Verbrauchern, die zunehmend auch als Erzeuger agieren können?

CS: Das ist gerade schwierig. Dass der Gesetzgeber die Förderung für private Häuslebauerinnen und -bauer zurückgefahren hat, verstehe ich. Wer ein Einfamilienhaus baut, braucht nicht zwingend Zuschüsse – das lohnt sich wirtschaftlich von selbst. Allerdings führt das zu weniger Kleinanlagen. Volkswirtinnen und Volkswirte sagen ohnehin, dass größere PV-Parks wegen der Kostenvorteile mehr Sinn ergeben. Die Leidenschaft der Kundschaft für private PV-Anlagen und Heimspeicher geht also vielleicht etwas zurück. Die E-Mobilität wird aber jeden Tag wichtiger. Wir brauchen deutlich mehr Ladepunkte für E-Autos, weil die Reichweiten noch begrenzt sind und man Pausen oder die Nacht zum Laden nutzen muss. Es verändert sich gerade alles, aber wir wissen noch nicht genau, wie wir in Zukunft unterwegs sein werden. Nehmen wir das Thema Energy-Sharing: Strom mit der Nachbarin, dem Nachbarn zu teilen, ist eine super Idee. Aktuell kriegen wir das mit unseren Marktregeln aber nicht einfach abgewickelt. Der BDEW hat Vorschläge dazu, aber die Umsetzung ist extrem komplex, weil alle 895 Netzbetreiber ihre ERP-Systeme anpassen müssen.

Wie kommen mittelgroße Stadtwerke schneller von der Ist-Situation zu Soll-Prozessen?

JB: Bei den Gesprächen mit den Stadtwerken und Netzbetreibern spielt die Strategie eine ganz entscheidende Rolle. Alle überlegen gerade: Wie sollen wir das zeitlich überhaupt schaffen? Wie der Kollege schon sagte: Eigentlich müsste man 15 oder sogar 100 Stationen im Jahr umbauen. Die Devise muss sein, gemeinsam die Energiewende umzusetzen – von der Strategie bis zur Inbetriebnahme. Wie kriegt man das hin? Die strategischen Kernfragen lauten also: Wie beschleunigen wir die Planung und die Genehmigungen? Und wie optimieren wir den Einkauf? Dazu haben wir mit unseren Kunden schon diverse Überlegungen angestellt. Man muss das Rad ja nicht jedes Mal neu erfinden. Können wir Stationen nicht standardisieren, statt immer wieder in eine aufwendige Manufakturplanung einzusteigen? Ein riesiges Nadelöhr sind heute

die Genehmigungsverfahren, die einfach zu lange dauern. Lösungen liegen oft in Kooperationen und Partnerschaften. Beim Einkauf hilft ein Standardwarenkorb oder Rahmenverträge mit Lieferanten, die uns die elektrische Infrastruktur schlüsselfertig hinstellen. Wir planen dafür mit den Kunden passende Leistungsverzeichnisse und Materiallisten.

CS: Entscheidend ist auch das Zusammenspiel zwischen Kommune und Stadtwerk: Spielt das Bauamt mit? Können wir vereinfachte Verfahren für den Ausbau in der Stadt entwickeln, statt für alles einen Einzelantrag zu stellen? Nicht jedes Kabel zu einer neuen Wallbox braucht ein komplettes Planfeststellungsverfahren. Wir brauchen hier dringend eine pragmatische Herangehensweise. Das gilt übrigens auch für die Hersteller. Die Inbetriebnahme- und Prüfprozesse dauern manchmal ein halbes Jahr. Da steht die fertige Anlage bereit, kann aber nicht ans Netz, weil die letzte Zulassung fehlt. Die Hersteller haben also nicht nur Probleme bei der Produktion, sondern auch beim gesamten Prozess danach. Wir müssen das gemeinschaftlich so organisieren, dass wir die Infrastruktur nutzen können – und zwar deutlich schneller.

Welche aktuellen Beispiele machen Ihnen Mut, dass die Energiewende nun doch Fahrt aufnimmt?

CS: Im täglichen Arbeiten mit den Kolleginnen und Kollegen sehen wir, dass es eindeutig vorangeht. Natürlich stößt man immer wieder auf Hürden und manchmal herrscht morgens auch einfach schlechte Laune. Aber die Menschen, die in der Energieversorgung arbeiten, kümmern sich darum, dass wir die Energiewende schaffen und umsetzen. Wir sind hier auf einem unumkehrbaren Weg, wir drehen die Welt nicht mehr zurück. Wenn man sich allein die Speicherszahlen anguckt, die jährlich eingebaut werden – das ist ein Wachstum von 40 Prozent. Selbst wenn das vielleicht mal etwas runtergeht: Wir haben in Deutschland ein unglaubliches Potenzial für alles, was da noch dazukommt.

JB: Wir sehen die Fortschritte ganz konkret in den Projekten, die wir betreuen: Wo bisher unser Gasnetz lag, brauchen wir es in Zukunft nicht mehr. Wir sind voll dabei und schauen uns das Stromnetz genau an, um zu prüfen, wie wir die Wärmepumpen dort integriert bekommen. Oder ein anderes Beispiel: Arealnetze für die Ladung von Elektrobussen planen und in Betrieb nehmen. Das sind ganz praktische technische Projekte: Wie kriegen wir die Anlagen konkret versorgt? Genau an diesen Punkten sehe ich ganz deutlich, dass die fossilen Brennstoffe konsequent verdrängt werden.

Interview **Rüdiger Schmidt-Sodingen**

Weitere Informationen unter:
consulectra.de





Foto: Vitali Pallanski, Aufstieg mit Kooperationspartner WEteil im zuletzt erbauten Windpark Friedersdorf

Genehmigt ist nicht gebaut

Die Herausforderung der Energiewende hat sich verändert. Immer mehr Windparkprojekte sind heute genehmigt und baureif. Der Engpass liegt zunehmend nicht mehr in der Projektentwicklung, sondern in der Finanzierung ihrer Umsetzung. Genau hier zeigt sich, welche Rolle Bürgerenergie für eine sichere, unabhängige und wettbewerbsfähige Energieversorgung spielt.

Deutschland steht vor einer gewaltigen Investitionsaufgabe. Dabei geht es längst nicht mehr nur um Klimaschutz, sondern auch um Versorgungssicherheit, Energieunabhängigkeit und Wettbewerbsfähigkeit. Erneuerbare Energien gelten häufig als Kostentreiber. Studien zeigen jedoch, dass sie Energieimporte verringern, die Versorgungssicherheit stärken und langfristig wettbewerbsfähige Strompreise ermöglichen können. Dafür braucht es verlässliche Rahmenbedingungen und Investitionen.

Genau hier setzt die Prokon Regenerative Energien eG an. Im ersten Halbjahr 2026 erhielt sie Genehmigungen für Windparkprojekte mit einer Gesamtleistung von mehr als 115 Megawatt. Doch genehmigt ist nicht gebaut: Erst wenn Finanzierung, Bauplanung und weitere Voraussetzungen zusammenkommen, entstehen daraus neue Windparks.

»Die Energiewende ist längst auch eine Frage von Wirtschaftlichkeit, Unabhängigkeit und Zukunftsfähigkeit. Damit Projekte Realität werden, braucht es Menschen, die bereit sind, mit Kapital und Überzeugung zu unterstützen.«

– Henning von Stechow,
Vorstandsvorsitzender der Prokon
Regenerative Energien eG

Zwei Projekte vor dem Baustart

Mit Horst IV in Schleswig-Holstein und Podelzig-Lebus II in Brandenburg stehen derzeit zwei Windparkprojekte unmittelbar vor der Realisierung. Genehmigungen, EEG-Zuschläge und Bauplanung liegen vor. Jetzt entscheidet sich, ob aus den Projekten neue Windparks werden.

Im Windpark Horst ersetzt Prokon acht ältere Anlagen durch vier deutlich leistungsfähigere. Dadurch steigt die installierte Leistung von 10,4 auf 28 Megawatt – ein Beispiel dafür, wie Repowering bestehende Standorte effizienter nutzt und deutlich mehr erneuerbare Energie erzeugt.

»Repowering-Projekte sind ein wichtiger Baustein der Energiewende, weil sie aus bestehenden Standorten deutlich

mehr erneuerbare Energie herausholen, ohne neue Flächen auszuweisen.«

– Malin Edith Creydt,
verantwortlich für den Rückbau bei Prokon

»Durch Repowering kann in den nächsten Jahren eine gewaltige Menge an zusätzlicher Kapazität erreicht werden. Deutschlandweit schätzt man das Potenzial auf rund 78 Gigawatt.«

– Christoph Rosengarten,
Bereichsleiter Projektentwicklung bei Prokon

Mit Podelzig-Lebus II entsteht nahe Frankfurt (Oder) ein neuer Windpark mit sechs modernen Windenergieanlagen und einer Gesamtleistung von 42 Megawatt.



Geschäftsguthaben stärken das Eigenkapital der Genossenschaft und schaffen die Grundlage für die Finanzierung neuer Windparkprojekte.

Beide Projekte stehen stellvertretend für zahlreiche weitere Vorhaben, die Prokon in den kommenden Jahren realisieren möchte.

Warum Eigenkapital zählt

Genehmigte Projekte allein reichen nicht aus. Erst ausreichend Eigenkapital ermöglicht die Finanzierung und damit den Bau neuer Windparks. Deshalb wirbt Prokon derzeit um zusätzliches Mitgliederkapital. Die Beteiligung erfolgt über Geschäftsanteile an der Genossenschaft. Das eingeworbene Kapital soll vorrangig in die Projekte Horst IV und Podelzig-Lebus II fließen.

Aus Projekten wird Realität

Genehmigungen schaffen noch keine Windparks. Erst wenn Menschen gemeinsam investieren, können Projekte

umgesetzt werden. Genau hier setzt das genossenschaftliche Modell von Prokon an: Geschäftsguthaben stärken das Eigenkapital der Genossenschaft und schaffen die Grundlage für die Finanzierung neuer Windparkprojekte. Bürgerenergie hilft, aus genehmigten Projekten Windparks werden zu lassen.

Prokon auf einen Blick

Gegründet 1995, befindet sich Prokon seit 2015 als Genossenschaft in Bürgerhand. Rund 42 000 Mitglieder machen Prokon zu einer der größten Energiegenossenschaften Europas. Als integriertes Unternehmen der erneuerbaren Energien entwickelt, plant, baut und betreibt Prokon Wind-, Photovoltaik- und Batteriespeicherprojekte. Zur Wertschöpfung gehören außerdem Betriebsführung, Direktvermarktung sowie die Versorgung von Privat- und Gewerbekunden mit Ökostrom.

Beteiligung an der Genossenschaft

Mitglieder beteiligen sich über Geschäftsanteile an der Prokon Regenerative Energien eG. Das aktuell eingeworbene Eigenkapital soll vorrangig für die Finanzierung der Windparkprojekte Horst IV und Podelzig-Lebus II eingesetzt werden.

Weitere Informationen zu den aktuellen Windparkprojekten, zur Beteiligung an der Genossenschaft sowie zum Stand der Kapitalgewinnung unter:
prokon.energy/foe



Foto: Kjell Kantak, Windpark Podelzig-Lebus I



Profitpotenziale von Batteriespeichern intelligent erschließen

Steigende Preisschwankungen an den Strommärkten und der wachsende Ausbau erneuerbarer Energien verändern die Vermarktung von Flexibilitäten grundlegend. Damit Batteriespeicher und erneuerbare Erzeugungsanlagen wirtschaftlich betrieben werden können, braucht es intelligente Optimierungsstrategien, die verschiedene Strommärkte gleichzeitig berücksichtigen.

Automatisierte Optimierung über mehrere Strommärkte

Seit 2023 arbeitet die Decision Trees GmbH eng mit EP Commodities zusammen, einem der größten Aggregatoren für erneuerbare Energien und Batteriespeicher in Europa. Mit dem Optimierungssystem DT.Energy werden inzwischen mehr als 300 Windenergieanlagen sowie mehrere Großbatteriespeicher rund um die Uhr automatisiert in verschiedenen Strommärkten bewirtschaftet.

Ein wesentlicher Bestandteil ist das automatische Abschalten von Windenergieanlagen bei negativen Intraday-Preisen sowie die marktübergreifende Optimierung von Batteriespeichern. Dadurch lassen sich Erlöse steigern und gleichzeitig Flexibilitäten gezielt dort einsetzen, wo sie den größten wirtschaftlichen Nutzen erzielen.

Flexibilität als wirtschaftlicher Erfolgsfaktor

Die Vermarktung von Batteriespeichern – sowohl als eigenständige Anlagen als auch in Kombination mit erneuerbaren Erzeugungsanlagen oder Verbrauchsportfolios – hat sich in den vergangenen Jahren deutlich verändert. Besonders attraktiv sind heute Regellenergie- und Intraday-Märkte, in denen flexible Anlagen zusätzliche Erlöspotenziale erschließen können.

Gleichzeitig steigt die Komplexität. Neben unterschiedlichen Marktmechanismen müssen technische Randbedingungen wie Ladezustand, Zyklengrenzung oder Alterung der Batterien

berücksichtigt werden. Ziel ist es, die vorhandene Flexibilität jederzeit optimal einzusetzen.

Kontinuierliche Optimierung im laufenden Betrieb

Für die Vermarktung werden kontinuierlich Marktdaten analysiert und Preisentwicklungen prognostiziert. Auf dieser Grundlage berechnet DT.Energy fortlaufend optimale Fahrpläne für Batterieportfolios und übergibt Grenzpreise sowie Handelspositionen an automatisierte Handelssysteme. Diese setzen die Handelsstrategie selbstständig an den Intraday-Märkten um und melden die Ergebnisse unmittelbar an die Optimierung zurück.

So entsteht ein geschlossener Optimierungskreislauf, der auf aktuelle

Marktveränderungen reagieren und Erlöspotenziale fortlaufend ausschöpfen kann.

Software als Grundlage für die Cross-Market-Optimierung

DT.Energy ist ein Planungs-, Optimierungs- und Bewertungssystem für Erzeugungs-, Beschaffungs- und Handelsportfolios. Über einen Modell-Editor lassen sich unterschiedlichste Erzeugungs-, Verbraucher- und Handelsstrukturen abbilden und mit umfangreichen Zeitreihen kombinieren.

Die daraus entstehenden mathematischen Optimierungsmodelle werden mithilfe leistungsfähiger Solver berechnet und liefern die Grundlage für wirtschaftliche Entscheidungen im laufenden Betrieb.

»
Ein wesentlicher Bestandteil ist das automatische Abschalten von Windenergieanlagen bei negativen Intraday-Preisen.

»
Neben unterschiedlichen Marktmechanismen müssen technische Randbedingungen wie Ladezustand, Zyklengrenzung oder Alterung der Batterien berücksichtigt werden.

Decision Trees GmbH

- 2008 gegründet
- Spin-off des Instituts für Operations Research und Computational Finance der Universität St.Gallen (Schweiz)
- Ca. 50 Kunden in Europa und Asien
- Aktiv in verschiedenen Forschungsprojekten mit renommierten Universitäten zur energiewirtschaftlichen Optimierung (stochastische Optimierung)
- Hauptsitz in München
- Ca. 20 Mitarbeitende
- Hochmodernes IT-System zur Optimierung/Bewertung von Energieportfolios: DT.Energy
- Software und Beratung zur Einführung fortschrittlicher Optimierungslösungen in der Energiewirtschaft
- Mehrwert der stochastischen gegenüber der deterministischen Optimierung

Kontakt

Richard Damoser
Head of Sales
+49 89 207042284
richard.damoser@dtrees.com

dtrees.com





Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland stößt an die Grenzen der Netzinfrastruktur. David Oudsandji, Co-Gründer von Voltfang, erklärt im Interview, warum die Lösung nicht in noch mehr Erzeugung liegt, sondern im Übergang in die Speicherökonomie.



David Oudsandji
Co-Gründer & CEO

Herr Oudsandji, der Zubau an Solar- und Windanlagen erreicht Rekordniveaus. Doch an der Strombörse fällt der Preis unter null und stattdessen zahlen Erzeuger dafür, dass jemand ihren Strom abnimmt. Was läuft schief?

In Deutschland wurde das Erzeugungsproblem gelöst, aber gleichzeitig ein massives Infrastrukturproblem geschaffen. Das ist das große Paradoxon der Energiewende. Was wie ein Systemfehler klingt, ist die logische Konsequenz einer Entwicklung, bei der nicht ganzheitlich gedacht worden ist. Wir haben beim Ausbau der erneuerbaren Energien Rekorde gebrochen – und dabei einen entscheidenden Begleiter völlig vernachlässigt: das Stromnetz.

Allein im Jahr 2025 wurden bis zu 10,5 Terawattstunden erneuerbarer Strom abgerechnet. Wir werfen den günstigsten Strom am Markt einfach weg, weil im Netz kein Platz ist. Es entsteht zudem ein volkswirtschaftlicher Schaden durch Redispatchkosten und Entschädigungen an Anlagenbetreiber für Strom, der nie geflossen ist.

Wie kommen wir aus dieser Falle heraus?

Die Lösung liegt in einem strukturellen Wandel, den wir den Eintritt in die Speicherökonomie nennen. Die ökonomische Voraussetzung für dieses Modell ist längst erfüllt: Lithium-Ionen-Batteriepacks kosten 2025 mit 108 US-Dollar pro Kilowattstunde nur noch ein Zehntel des Preises von 2010. Erstmals unterbietet die Kombination aus erneuerbarer Erzeugung und Speicherung durchgehend die Kosten fossiler Stromerzeugung. Dieser Trend wird sich in den nächsten Jahren mit dem ansteigenden CO₂-Preis und den weiter anhaltenden globalen Krisen noch verstärken.

Sie sprechen von Speicherökonomie. Was ist das?

Speicherökonomie bedeutet, dass Energie vom Kostenfaktor zum flexiblen Wirtschaftsgut

wird, das strategisch vorgehalten und bedarfsgerecht eingesetzt werden kann. Die Speicherökonomie hat dabei vier konkrete Vorteile gegenüber der aktuellen Energiewirtschaft.

Erstens Versorgungssicherheit: Dezentrale Batteriespeicher puffern Netzengpässe und erhöhen die Resilienz.

Zweitens Wirtschaftlichkeit: Durch Zeitarbitrage und Lastspitzenkappung werden mit Batteriespeichern Kosten gesenkt und Energie planbar gemacht.

Drittens Wettbewerbsfähigkeit: Die Verbindung aus Erneuerbaren und Speichern ist der Pfad zu wettbewerbsfähigem Strom – ganz ohne Subventionen, wie zum Beispiel dem Industriestrompreis.

Und viertens strategische Intelligenz: KI-gestütztes Energiemanagement verbessert Auslastung und Vermarktung. Speicher sind keine Tanks mehr – sie werden zu aktiven Marktteilnehmern. Sie sind Händler.

Aber wie kommt diese Speicherkapazität schnell ins System? Wer heute einen neuen Netzanschluss für ein größeres Speicherprojekt beantragt, steht jahrelang in der Warteschlange.

Genau da kommt »Co-Location« als entscheidender Praxis-Hebel ins Spiel. Durch die gemeinsame Nutzung des Netzverknüpfungspunktes bestehender Wind- oder Solaranlage und Batteriespeicher werden Netzengpässe umgangen und Abregelungen vermieden.

Das ist ökonomisch sehr sinnvoll. Der Netzanschluss eines Solar- oder Windparks ist

über das Jahr oft nicht annähernd ausgelastet. Ein Co-Location-Speicher nutzt genau diese freie Kapazität. Wir brauchen keine neuen Trassen, kein neues Umspannwerk und keine Warteschlange beim Netzbetreiber. Das spart Investitionskosten, reduziert den Betrieb und öffnet neue Erlöschanäle. Überschüssige Energie wird nicht mehr verschenkt, sondern in höherpreisige Abendstunden verschoben.

Wird Co-Location damit zum nächsten großen Trend im Batteriespeichermarkt und für Voltfang?

Ja, wir sind groß geworden mit Batteriespeicherlösungen für Industrie und Gewerbe, die weiterhin einen wichtigen Teil unseres Kerngeschäftes darstellen. Mehr als 300 Projekte haben wir in Deutschland umgesetzt – für Kunden wie Aldi, Goldbeck oder Fiege Logistik. Die Projekte werden aber tendenziell immer größer. Mittlerweile wird mehr als die Hälfte unserer Großbatteriespeicherprojekte als Co-Location gebaut.

Wie sieht so eine Umsetzung in der Praxis aus? Vor welchen rechtlichen Hürden stehen Sie?

Es gibt aktuell zwei Modelle. Der Graustromspeicher lädt frei aus dem Netz oder der lokalen Anlage und nimmt an allen Strommärkten teil. Der Grünstromspeicher lädt ausschließlich aus der gekoppelten Anlage und behält dafür die Förderung nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG).

Die Realisierung ist kein Selbstläufer. Genehmigungspfade, Mess- und Regelungstechnik sowie Netzintegration müssen nahtlos ineinandergreifen – und Betreiber wie Behörden

treffen dabei auf eine noch junge Assetklasse. Voltfang übernimmt dabei die volle Verantwortung für jeden Projektschritt: von der ersten Planung über Genehmigung und Bau bis zur Inbetriebnahme und dem aktiven Trading.

Das ist viel Verantwortung für ein junges Unternehmen wie Ihres. Wie schaffen Sie all das?

Wir sind 2020 in einem hart umkämpften Marktumfeld mit einem eigens entwickelten Batteriespeicherprodukt gestartet. Seitdem haben wir uns Schritt für Schritt zu einem ganzheitlichen Lösungsanbieter weiterentwickelt: Für unsere Kunden übernehmen wir heute nicht nur die Speichertechnologie, sondern auch die komplette Installations- und Projektleistung.

Dass dieser Ansatz überzeugt, zeigt sich auch daran, dass institutionelle Investoren unserer Batteriekompetenz vertrauen: Erst kürzlich sind wir eine verbindliche Partnerschaft mit dem Infrastrukturinvestor Palladio Partners eingegangen, der über einen Fonds für institutionelle Anleger rund 250 Millionen Euro in unsere gemeinsame Projektentwicklung investiert.

Herr Oudsandji, ein abschließendes Wort zur Zukunft des Standorts Deutschland?

Deutschland produziert heute mehr als 50 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Energien – und liegt damit massiv unter dem Potenzial, das mit den heute verfügbaren Speichertechnologien bereits realisierbar wäre. Die Kombination aus Erneuerbaren und intelligenten Speichern ist der einzige Pfad zu strukturell wettbewerbsfähigem Strom – nicht importierte Energieträger und viele neue Gaskraftwerke.

Nur wer die Macht über die eigene Energiespeicherung besitzt, ist handlungs- und wettbewerbsfähig.

Weitere Informationen unter:
voltfang.de



voltfang