

EMPOWER NET ZERO INDUSTRY energy

Messtechnik für netzdienliche Systemdienstleistungen

SO PRÄGEN DATEN DAS ENERGIENETZ DER ZUKUNFT

ab Seite 8

TITELBILD-SPONSOR: JANITZA

SEKTORENKOPPLUNG

So lassen sich Energiequellen
effizient vernetzen ab S. 16

SMART ENERGY

Große Batteriespeichersysteme
im Griff S. 50

SPEZIAL: SMART METERING

Intelligente Messinfrastruktur
richtig einsetzen ab S. 54

Power Purchase Agreements

Ein Win-Win-Modell für alle

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

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

PPAs bieten:

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

Was wir Ihnen bieten:

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

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

Besuchen Sie unsere Website und finden Sie es heraus!



<https://decarbolutions.uniper.energy/co2-arme-stromloesungen/produkte/ppa/>

Auch die nächste Ausgabe der ENERGY kostenfrei lesen?

ENERGYNov25.pdf

1 / 2 72%

EDITORIAL

Bernhard Hahschak, Chefredakteur ENERGY Die Energiewende verändert die Finanzierungs- und Liefermodelle in unserer Wirtschaft grundlegend. Staatlich gesicherter Stromerzeugung und -lieferung werden zunehmend durch dezentrale, erneuerbare Energien ersetzt. Diese werden nicht nur aus wirtschaftlichen, sondern auch aus ökologischen Gründen. Gleichzeitig werden die Anforderungen an die Stabilität und Flexibilität des Stromnetzes steigen. In diesem Heft beleuchtet Bernhard Hahschak die Herausforderungen und Chancen der Energiewende. Er diskutiert die Rolle von Power Purchase Agreements (PPAs) und die Bedeutung von Smart Metern für die Netzintegration erneuerbarer Energien. Ein Schwerpunkt liegt auf der Digitalisierung des Energiesektors und der Rolle von Daten für die Optimierung der Energieerzeugung und -verteilung. Ein weiterer Artikel behandelt die Cyber-Sicherheit im industriellen Umfeld und die Notwendigkeit von robusten IT-Systemen für die Energieinfrastruktur. Abschließend wird auf die Bedeutung von Forschung und Entwicklung für die Zukunft der Energie hingewiesen.

SIND POWER PURCHASE AGREEMENTS EIN FLUCH ODER EIN SEGEN?

Power Purchase Agreements, kurz PPAs, gelten als neue Hoffungsträger der Energiewende. Immer mehr Unternehmen sichern sich damit langfristige grüne Strom und übernehmen Verantwortung für ihre Klimabilanz. Was ist das für ein Instrument? Wie sieht es aus? Wie wird es genutzt? Sind PPAs ein Segen oder ein Fluch? Bernhard Hahschak beleuchtet die Chancen und Risiken von PPAs und gibt Tipps, wie man sie erfolgreich nutzen kann.

zenon.
Für eine sichere Zukunft
Softwareplattform für
Cyber-Resilienz

- NIS2 und CRA Konformität
- Detektion von Spionage-Tools im Netzwerk
- Echtzeit-Anomalie-Erkennung
- Überwachung Zugriff- und Rechteverwaltung
- Security Gateway

sps
smart production solutions
25.-27. November 2025 | Nürnberg
Halle 7 | STAND 390

zenon
by comsec

QR CODE: <https://www.comsec.com/de/cybersecurity>

Jetzt Leser werden!





Bernhard Haluschak, Chefredakteur Energy: Die Energiewende verändert die Finanzierungs- und Liefermodelle in unserer Stromversorgung grundlegend. Staatlich garantierte Einspeisetarife laufen aus, während erneuerbare Energien massiv ausgebaut werden müssen. Gleichzeitig suchen Unternehmen angesichts volatiler Strompreise nach langfristiger Kostensicherheit und möchten ihr Klimaengagement demonstrieren. Ein Instrument rückt dabei in den Fokus: Power Purchase Agreements (PPAs). Befürworter sehen darin einen Gamechanger für den Ausbau grüner Energie und die Preisstabilität, Kritiker warnen vor Komplexität und Risiken. Deshalb stelle ich heute die Frage:

SIND POWER PURCHASE AGREEMENTS EIN FLUCH ODER EIN SEGEN?

Power Purchase Agreements, kurz PPAs, gelten als neuer Hoffnungsträger der Energiewende. Immer mehr Unternehmen sichern sich damit langfristig grünen Strom und übernehmen Verantwortung für ihre Klimabilanz. Was früher Großkonzernen vorbehalten war, erreicht inzwischen auch den Mittelstand – ein ermutigendes Zeichen für die Marktreife erneuerbarer Energien.

Doch der Trend hat zwei Gesichter. PPAs sind kein einfacher Einkauf, sondern komplexe Verträge, die Fachwissen, Geduld und Risikobereitschaft verlangen. Sie schaffen zwar Planungssicherheit und machen Investitionen in Wind- und Solarparks wirtschaftlich – zugleich binden sie beide Seiten über viele Jahre. Wer sich verrechnet, gerät schnell unter Druck, etwa wenn Strompreise sinken oder die eigene Nachfrage schwankt.

Trotzdem bleibt der Kern stark: PPAs bringen privaten Kapitalfluss in die Energiewende, stärken die Unabhängigkeit von staatlicher Förderung und helfen Unternehmen, ihre CO₂-Ziele glaubwürdig zu erreichen. In Kombination mit Eigenerzeugung eröffnen sie Wege zu mehr Energieautarkie und Kostenstabilität.

Neue Akteure – digitale Plattformen, Start-ups, spezialisierte Berater – erleichtern inzwischen den Einstieg. Doch der Markt ist jung, rechtlich sehr anspruchsvoll und für kleinere Firmen oft schwer zu durchdringen.

PPAs sind also weder Allheilmittel noch Modeerscheinung. Sie sind ein Werkzeug – wirkungsvoll, wenn es richtig eingesetzt wird. Wer die Risiken kennt und bereit ist, Verantwortung zu übernehmen, kann mit ihnen nicht nur Strom sichern, sondern investiert auch in eine nachhaltige Zukunft.

zenon.

Für eine sichere Zukunft
Softwareplattform für
Cyber-Resilienz



- ▶ NIS2 und CRA Konformität
- ▶ Detektion von Spionage-Tools
- ▶ Echtzeit Anomalie-Erkennung im Netzwerk
- ▶ Überwachung Zugriff- und Rechteverwaltung
- ▶ Security Gateway



COPADATA.COM/DE/CYBERSECURITY

sps

smart production solutions

25.-27. November 2025 | Nürnberg

HALLE 7 | STAND 590



zenon

by COPA-DATA

INHALT

AUFTAKT

- 06 Kosmos der Energie
- 12 Highlights der Branche
- 14 SPS 2025 Messevorschau
- 43 Event: Freddie Award 2025

TITELREPORTAGE

- 08 Titelstory: So prägen intelligente Messtechnik und Daten das Energienetz der Zukunft

FOKUS: POWER-TO-X / SEKTORENKOPPLUNG

- 16 Sektorenkopplung 2025: Energiesysteme vernetzen statt trennen
- 18 Umfrage: Herausforderungen, um Strom, Wärme und Prozesse zu verbinden
- 20 Nachhaltig cool: Bora setzt auf grüne und zukunftsweisende Technologien
- 24 Stromnetzinfrastruktur im Wandel: Zukunftsfähige Verteilnetze aufbauen

RUBRIKEN

- 03 Editorial
- 34 Meilensteine: 111 Jahre Frizlen
- 37 Storyboard: Leistungswiderstände „Made in Germany“ von Frizlen
- 63 Impressum & Firmenverzeichnis
- 70 Rücklicht: Mit Sand zur Energiewende



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



08

TITELSTORY

Intelligente Messtechnik für innovative Dienstleistungen



54

AB SEITE

SPEZIAL: SMART METERING

Intelligente Schaltzentrale für integrierte Energiesysteme





AB SEITE

16

FOKUSTHEMA

Effizientes und stabiles
Energiesystem aufbauen



46

STABIL UND ZUVERLÄSSIG

Mit Batteriespeichern Netzstabilität
in Sekunden schaffen



ENERGY SOLUTIONS

- 26** Erneuerbare Energie:
Photovoltaik-Anlagen als Brandrisiko?
- 30** Sonne einfangen und speichern: Co-Location,
die strategische Chance für Projektentwickler
- 38** Energiewende mit PPA-Verträgen:
Maßnahmen für einen zukunftsfähigen PPA-Markt
- 40** Für mehr Power: Leistungsstarke Verbindungen
für die Energie- und Datennetze der Zukunft

SMART ENERGY

- 46** Fehler erkennen und Ausfälle vermeiden:
Digitale Umspannwerke sicher betreiben
- 50** Netzstabilität in Sekunden:
Resiliente Batteriespeicher in Energienetzen

SPEZIAL: SMART METERING

- 54** Umfrage: So lassen sich Energiesysteme
mit aktueller Smart-Metering-Technologie steuern?
- 56** Für eine sichere Messstellenbetreiber-Lieferkette:
Sicherheitskonzepte als Blaupause nutzen
- 59** Was steckt hinter den Begriffen:
SMGW, IMS und MsbG?

NET ZERO INDUSTRY

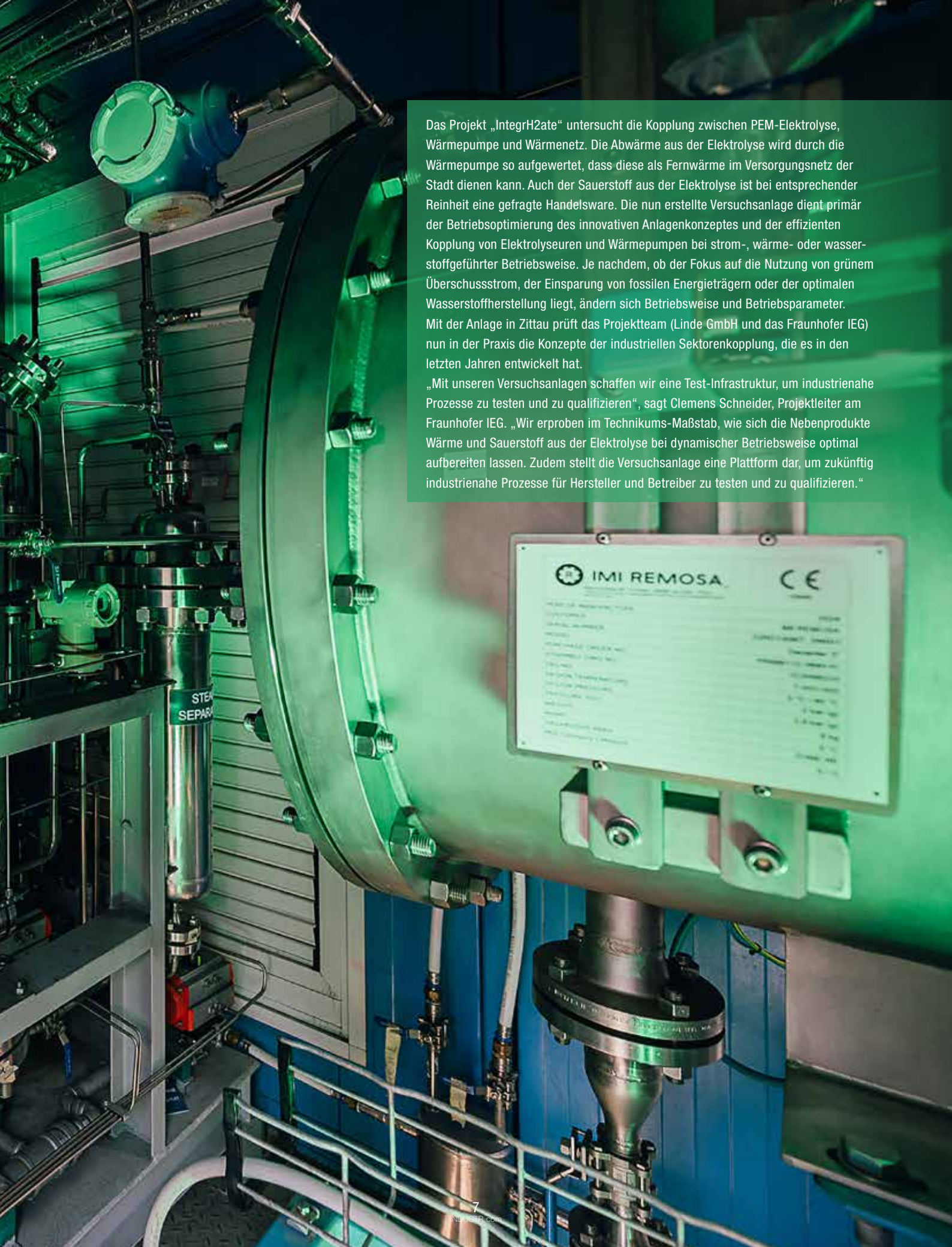
- 60** Regressionsanalyse für industrielle Effizienz:
Energieeffizienz schwarz auf weiß belegen
- 64** Durchstarten und Energieverluste vermeiden:
Redispatch 2.0 verändert das Energiemanagement
- 67** EEG – Ausgebremst vom Gesetz:
Wie Bürokratie den PV-Ausbau erschwert

Effiziente Wärmeauskopplung

Elektrolyseur und Wärmepumpe vereinen

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

TEXT: Bernhard Haluschak, Energy, mit Material von Fraunhofer IEG BILD: Paul Glaser, Fraunhofer IEG

The image shows a complex industrial test facility. A large, horizontal, cylindrical stainless steel vessel is the central component. To its left, a vertical stainless steel separator is labeled 'STEIGER SEPARATOR'. Various pipes, valves, and electrical conduits are connected to the system. In the foreground, a metal safety railing is visible. On the right side of the vessel, a white control panel is mounted, featuring the 'IMI REMOSA' logo and a 'CE' mark. The background is a blue-painted wall.

Das Projekt „IntegrH2ate“ untersucht die Kopplung zwischen PEM-Elektrolyse, Wärmepumpe und Wärmenetz. Die Abwärme aus der Elektrolyse wird durch die Wärmepumpe so aufgewertet, dass diese als Fernwärme im Versorgungsnetz der Stadt dienen kann. Auch der Sauerstoff aus der Elektrolyse ist bei entsprechender Reinheit eine gefragte Handelsware. Die nun erstellte Versuchsanlage dient primär der Betriebsoptimierung des innovativen Anlagenkonzeptes und der effizienten Kopplung von Elektrolyseuren und Wärmepumpen bei strom-, wärme- oder wasserstoffgeführter Betriebsweise. Je nachdem, ob der Fokus auf die Nutzung von grünem Überschussstrom, der Einsparung von fossilen Energieträgern oder der optimalen Wasserstoffherstellung liegt, ändern sich Betriebsweise und Betriebsparameter. Mit der Anlage in Zittau prüft das Projektteam (Linde GmbH und das Fraunhofer IEG) nun in der Praxis die Konzepte der industriellen Sektorkopplung, die es in den letzten Jahren entwickelt hat.

„Mit unseren Versuchsanlagen schaffen wir eine Test-Infrastruktur, um industriennahe Prozesse zu testen und zu qualifizieren“, sagt Clemens Schneider, Projektleiter am Fraunhofer IEG. „Wir erproben im Technikums-Maßstab, wie sich die Nebenprodukte Wärme und Sauerstoff aus der Elektrolyse bei dynamischer Betriebsweise optimal aufbereiten lassen. Zudem stellt die Versuchsanlage eine Plattform dar, um zukünftig industriennahe Prozesse für Hersteller und Betreiber zu testen und zu qualifizieren.“

Messtechnik für neue netzdienliche Systemdienstleistungen

HISTORISCHE DATEN FÜR DAS NETZ DER ZUKUNFT

Die zukünftige Strom-Infrastruktur wird mit traditionellen Stromnetzen kaum mehr gemein haben als ein Morsetelegraf mit einem Mobilfunknetz. Erzeugung, Speicherung und Regelung sind so eng verwoben, dass einzelne Ereignisse das ganze Netz beeinflussen können. Stabilisieren könnte man mit hohen Reserven – eine kostspielige und materialintensive Methode. Eleganter und wirtschaftlicher geht es mit Systemdienstleistungen auf Basis intelligenter Regelungstechnik, vorausgesetzt, man hat genügend Informationen, sprich: die passende Messtechnik. In Walenstadt, im Kanton St. Gallen, hat man sie.

TEXT: Martin Witzsch, freier Journalist im Auftrag der Janitza electronics BILDER: Martin Witzsch; hqrlloveq

Das Kleinwasserkraftwerk Berschnerbach
liefert pro Jahr rund 12000 MWh elektrische
Energie an das WEW Walenstadt.



Die Verteilnetze sind im Umbruch. Wärmepumpen und E-Fahrzeuge vervielfachen den Strombedarf. Gleichzeitig werden Verbraucher zu Prosumern. PV-Anlagen stellen an sonnigen Wochenenden die Netzbetreiber vor die Frage: Wohin mit dem Strom? Auf der anderen Seite droht im Winter die Dunkelflaute. Speicher im großen Stil sind noch nicht vorhanden und Reservekraftwerke so auszulegen, dass sie jede Mangellage abfangen können, stellt den Sinn von erneuerbaren Energien infrage. Dazu kommen steigende Anforderungen an die Netzqualität durch die allgegenwärtige IT, der wiederum eine wachsende Anzahl von Störquellen, etwa durch Wechsel- oder Frequenzumrichter gegenübersteht. Es gibt aber technische Möglichkeiten, die Netze für diese Herausforderungen schnell und wirtschaftlich zu ertüchtigen: neue Systemdienstleistungen.

Netzdienliche Systemkomponenten

Netzdienliche Systemkomponenten stabilisieren Stromnetze und senken Betriebskosten, indem sie Engpässe und damit den Ausbaubedarf reduzieren. Hierfür unterstützen sie einerseits bei der Betriebsführung, um beispielsweise die Netzlasten zu nivellieren. Dies erfordert zukünftig den Zugriff auf steuerbare Anlagen, um etwa Lastspitzen zu glätten oder die Netzfrequenz zu stabilisieren. Eine weitere Aufgabe ist die Blindleistungskompensation.

Die Stabilisierung der Netze ist an sich keine neue Aufgabe. Allerdings waren die Netze vor der Energiewende systembedingt robuster: Es gab weniger Störquellen, weniger anfällige Verbraucher und in den zentralen Kraftwerken sorgten riesige Generatoren, physikalisch gesehen große rotierende Massen, für stabile Verhältnisse. Das Verhalten speziell der Verteilnetze ließ sich durch Standardlastprofile hinreichend genau abbilden. All diese Werkzeuge müssen nun rasch durch neue Verfahren ersetzt werden. Eine Aufgabe, die einzelne Energieversorger kaum

selbst bewältigen können. Lösungen lassen sich nur standortübergreifend und mit viel Grundlagenforschung finden.

Forschung auf Schweizer Art

Wie überall in Europa arbeitet man auch in der Schweiz an einer sicheren Energieversorgung. Das Land unterstützt die Forschung mit einem Nationalen Forschungsschwerpunkt (National Centre of Competence in Research, kurz NCCR). Über dieses Instrument vergibt das Schweizer Parlament Fördermittel aus dem Nationalfond für Grundlagenforschung. Der NCCR Automation ist ein Zusammenschluss von rund 25 Lehrstühlen aus 10 Hochschulen; geleitet wird er von der ETH Zürich. Er befasst sich unter anderem mit der Zukunft der Stromnetze. Um die Grundlagenforschung mit Daten aus der Praxis zu unterfüttern, wurde ein geeigneter Verteilnetzbetreiber gesucht. Benjamin Sawicki von der ETH Zürich NCCR Automation beschreibt das aufwändige Verfahren: „Ich bin bei dem NCCR zuständig für Wissens- und Technologietransfer, d. h. die Schnittstelle zu Gesellschaft und Industrie. Im Jahr 2021 haben wir rund 300 Verteilnetzbetreiber der Schweiz angeschrieben und viele Diskussionen geführt. Übrig blieb das Wasser- und Elektrizitätswerk Walenstadt (WEW), das war ein Volltreffer. Es gibt Batteriespeicher, Wasserkraft und viel PV. Für uns ist das perfekt. Wir wollen zeigen, was möglich ist. Unsere Doktorandinnen und Doktoranden beschäftigen sich mit Themen, die 10–20 Jahre in der Zukunft liegen. Dafür gibt es heute oft keinen Business Case. Wie sieht ein Stromnetz aus, das komplett aus Erneuerbaren Energien besteht? Das kann man sich in Walenstadt gut vorstellen.“

Ebenfalls am NCCR Automation beteiligt ist die Ostschweizer Fachhochschule (OST), vertreten durch Prof. Dr. Lukas Ortman gemeinsam mit seiner Forschungsgruppe. Er bringt einen weiteren Aspekt ein: „Unser Ziel ist einerseits ein virtuelles



Teilansicht der Megabatterie
in Walenstadt

Kraftwerk. Das heißt, man schließt alle Wallboxen, Wärmepumpen, Energiespeicher, Batteriespeicher, PV-Anlagen so zusammen, dass sie nach außen als ein großes Kraftwerk fungieren. Dieses könnte dann je nach Bedarf Blindleistung oder Wirkleistung bereitstellen. Weitere Themen sind das Auslesen der Netzebene 7 bis auf jeden einzelnen Trafosrang mit Smart-Metern oder die Regelung der PV-Einspeisung, kurz die smarte Vernetzung der Akteure im Niederspannungsnetz“, so Ortman.

Sawicki ergänzt: „Wir können als Hochschule nichts kommerzialisieren, aber wir können einen Proof of Concept liefern. Das Potenzial virtueller Kraftwerke sollte man nicht unterschätzen. Wir können momentan im Leistungsbereich Kilowatt arbeiten. Das scheint wenig. Aber wir können zeigen, dass das Verfahren in den Megawatt-Bereich skalierbar ist und sich damit im Großen die Energiewende viel günstiger gestalten lässt als mit einem extremen Netzausbau. Viele dieser Themen werden im Projekt „Grid 2050“ untersucht. (<https://netz2050.ch>)“

Die Megabatterie in Walenstadt

Drei identische Speichersysteme, bestehend aus Batterien, Wechselrichtern, Trafos und Mittelspannungsschaltanlagen, sind in Walenstadt installiert. Zusammen bilden sie das System Walenstadt, das 12 MW Leistung, bzw. 15 MWh Energie für Systemdienstleistungen zur Verfügung stellt. Die Anlage ist zudem schwarzstart- und inselfähig. Die Inselfähigkeit ist aufgrund der Kapazität eher ein theoretischer Aspekt. Die Möglichkeit eines Schwarzstarts kann sich aber durchaus als wertvoll erweisen.

Sawicki erläutert das Potenzial der Anlage: „Unser Thema ist das Verteilnetz in den Netzebenen 5 und 7. Wenn wir alle Komponenten so dynamisch anfahren, dass wir Netzstabilität im Inselnetz garantieren können, könnte man diese Flexibilität

und Dynamik auch dem höher gelagerten Netz anbieten. Wir könnten also das ganze Verteilnetz wie ein virtuelles Kraftwerk als einen Anschlusspunkt an das Übertragungsnetz Swissgrid verkaufen, genauer gesagt als Dienstleistung für Primär- und Sekundärregelleistung.“

Für die Finanzierung haben die Bürger von Walenstadt selbst gesorgt: Sie haben per Abstimmung einen Kredit für ihren Batteriespeicher genehmigt. Ein weiterer maßgeblicher Partner in der Projektentwicklung ist die 49Komma8 AG. Auf der Suche nach geeigneten Standorten wurde man fündig auf einer Parzelle, welche aktuell durch den Besitzer nicht genutzt wurde. Während der Projektentwicklung wurden viele Gespräche rund um das Thema BESS (Batterie-Energiespeichersysteme) geführt und daraus wurden zwei weitere BESS Projekte mit privaten Investoren gestartet. Deshalb stehen nun neben einem Batteriespeicher des WEW zwei weitere Speicher in Walenstadt. Alle drei Systeme werden netzdienlich über Swissgrid vermarktet.

Die Idee, einen Batteriespeicher zu installieren, bestand schon länger, erinnert sich Felix Giger, Leiter Technik und Mitglied der Geschäftsleitung des WEW: „Ursprünglich ging es um die vielen Produktionsanlagen, die wir hier im Netz betreiben. Wir könnten durch beispielsweise Peak Shaving die Netznutzungsentgelte für unsere Kunden reduzieren. Der letzte Auslöser war dann die Energiekrise. Unter dem Eindruck damals schienen selbst so düstere Szenarien wie ein kompletter Zusammenbruch des Netzes möglich. Deshalb haben wir darauf geachtet, dass unsere Batteriespeicher schwarzstartfähig sind.“

Ein unerwarteter Datenschatz

Es versteht sich, dass nicht nur die Steuerung der Speicher lückenlose Informationen über die Vorgänge im Netz, das heißt

**Der Klasse A Spannungsqualitätsanalysator
UMG 512-PRO in einer Trafostation des
Batteriespeichers**



Messdaten, erfordert. Auch die Forschungsgruppen sind auf aktuelle und historische Daten angewiesen. Und diese sind in Walenstadt vorhanden. Die Batteriespeicher sind erst 2023 und 2024 in Betrieb gegangen. Die historischen Messdaten an den Trafostationen reichen jedoch 6-7 Jahre zurück. Damals wurden die ersten Janitza-Messgeräte installiert, wie sich Oliver Däster erinnert. Er ist Technischer Kundenberater Energiemanagement bei der Schweizer Optec AG, einem Janitza Solution Partner: „WEW ist schon seit einigen Jahren unser Kunde. Die Geräte verfügen über große interne Speicher und die Messwerte lassen sich bequem über die Netzvisualisierungssoftware GridVis auslesen. Damit waren die Daten vorhanden. Da sie kaum Speicherplatz benötigen, hat man sie behalten“, bestätigt er.

Auch in den Batteriespeichern sind die UMG von Janitza zu finden. Giger beschreibt den Einsatz: „Unsere Priorität ist, dass wir den Lastfluss im Griff haben. Da wir die Geräte hinter jedem Trafo eingebaut haben, sehen wir genau, was in die Netzebene 7 fließt. Das ist auch für den PV-Ausbau wichtig. Wir sehen, wo wir noch Kapazitäten haben oder wie sich die Spannung entwickelt, wenn eine Großanlage ans Netz geht.“ Die Forschungsgruppen waren natürlich hocheifrig: „Wir können Messwerte aus den fast 30 Trafostationen exportieren und damit Modelle auf Hochschuleseite nachbauen. Die Herausforderung war, diese Daten für die Forschenden zu exportieren und nutzbar zu machen. Das konnten wir mittlerweile lösen“, so Sawicki und erwähnt einen weiteren Aspekt: „Selbst die nicht mehr unterstützten alten Geräte können wir mit Modbus immer noch im Sekundentakt auslesen. Das macht für einen Netzbetreiber, der in Jahrzehnten denkt, die Geräte zu einer guten Investition.“ Stefan Fausch, Geschäftsleiter des WEW Walenstadt ergänzt: „Durch die Zusammenarbeit hat man eine Methode gefunden, um die Daten der Hochschule zur Verfügung zu stellen. Janitza und Optec haben uns dabei sehr unterstützt.“

Das Potenzial der Messgeräte geht dabei über reine Energiedaten hinaus. Johannes Luy, Area Sales Manager bei Janitza, gibt einen Überblick: „Insgesamt haben wir ca. 92 Messgeräte eingesetzt, ausschließlich hochwertige Netzanalysatoren wie UMG 507, UMG 508, UMG 512-PRO und UMG 604-PRO. Dazu die Netzvisualisierungssoftware GridVis Expert. Damit ist das WEW auch für zukünftige Entwicklungen gerüstet. Ladestationen, Batteriespeicher etc. beeinflussen Netze mit vielen Teilnehmern. Die Überwachung der Netzqualität ist auf unseren Geräten leicht einzurichten. Auch weitergehende Anforderungen, etwa Energiemanagement oder die Kontrolle von Normen wie der EN 50160 ist möglich. Durch die offenen Schnittstellen ist zudem eine Integration in ein Leitsystem oder andere Softwarelösungen zu realisieren.“

Fausch bestätigt: „Die Einbindung in unser Leitsystem funktioniert reibungslos. Es können sogar nicht standardisierte Systeme eingebunden werden. Auch Themen wie kapazitive und induktive Blindleistungskompensation werden kommen. Dafür werden wir vermehrt die Optionen zur Spannungsqualitätsanalyse unserer Janitza-Geräte nutzen.“

Sawicki erwähnt noch einen Vorteil für das Forschungsprojekt: „Die UMG 508 und neuer können Daten in unterschiedlichen Abtastraten erfassen. Für den Netzbetrieb reicht der Mittelwert über 15 min. Die Forschung benötigt unter Umständen Minutenwerte, und das nicht als Mittelwert, sondern gesampelt – vielleicht auch einmal Sekundenwerte. Das geht auf den neueren Modellen parallel, ohne den Betrieb zu stören.“

Damit sind in Walenstadt alle Voraussetzungen geschaffen, um einerseits das Forschungsvorhaben zu unterstützen und andererseits das Verteilnetz für die Herausforderungen der Energiewende fit zu machen.

6

HIGHLIGHTS

Fakten, Trends und Neues: Was hat sich in der Branche getan? PV wird jetzt beweglich, Enercon will Onshore-Windenergie weiter ausbauen und Bachmann Electronics unterstützt das Energiemanagement mit einer neuen SCADA-Lösung. Twice sorgt mit Analytik für den sicheren Betrieb von BESS, und Lufthansa Industry Solutions sichert Windkraftanlagen ab.



Ausbauziele gemeinsam erreichen

Onshore im Fokus

Auf der Husum Wind 2025 haben Enercon und NextWind eine strategische Partnerschaft zur Umsetzung von Onshore-Windprojekten in Deutschland geschlossen – geplant sind über 100 Windturbinen. Durch eine enge Abstimmung der Bestell-, Produktions- und Bauzeiten wollen die Partner die Umsetzungszeiträume und Realisierungskosten für ihre gemeinsamen Projekte optimieren.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2890901

Echtzeitdaten als Schlüssel

Sicherer BESS-Betrieb

BW ESS betreibt eine schnell wachsende Speicherflotte in Großbritannien, Kontinentaleuropa und Australien, und Kennzahlen wie Verfügbarkeit und Round-Trip-Effizienz hängen direkt mit dem wirtschaftlichen Erfolg zusammen. Dafür kommt die Analytik von Twice zum Einsatz: Um sich einen Vorsprung zu sichern, sind präzise Echtzeitdaten und skalierbare Analysen unerlässlich.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2890339

Wenn jeder Liter zählt

Daten statt Zufall

Um den Strom von der Nordsee in die Verbrauchszentren zu transportieren, sind Verbindungen notwendig. Beim Bau der Gleichstromverbindung A-Nord sorgt Hölischer Wasserbau mithilfe von Messtechnik von Endress+Hauser für einen schonenden Umgang mit dem Grundwasser. Die präzisen Messdaten schützen Umwelt und Ressourcen und schaffen Transparenz im Netzausbau.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2893255

Strom von jeder Fläche

PV wird beweglich

Solarstrom von der Jacke, dem Autodach oder der Fassade: Ein neuer Solarzellentyp soll Strom überall dort erzeugen, wo dies mit herkömmlichen Modulen schwierig ist. Daran hat ein Forschungsteam, an dem auch das Deutsches Elektronen-Synchrotron DESY beteiligt war, gearbeitet und eine flexible Perowskit-Organik-Tandemzelle mit einem Wirkungsgrad von 26,4 Prozent entwickelt.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2889495

Alle Energiebereiche bedient

Flexibles Management

Zukunftssichere SCADA-Lösung für die Energiebranche: Mit forsiteSCADA von Bachmann electronic lassen sich Wind-, Solar- und Speicheranlagen in einem System abdecken. Es verfügt über flexible Ausbaustufen, hohe Sicherheit und einheitliche Bedienkonzepte für die gesamte Energiebranche. Die Einbindung von Wasserkraft-, Wasserstoff- und Wellenkraftanlagen ist noch geplant.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2887874

Windkraftanlagen absichern

NIS2 und KRITIS

Deutschlands Energiezukunft hängt am Wind: Der Windenergiesektor ist inzwischen die größte erneuerbare Energiequelle – und ein lohnendes Ziel für Cyberangriffe. Lufthansa Industry Solutions warnt vor der wachsenden Bedrohung durch hybride Angriffe. Betreiber von Windparks und Windkraftanlagen sehen sich mit gesetzlichen Anforderungen und realen Bedrohungen konfrontiert.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2892469

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

datatec.eu/future





Quellen: iStock: 01 | Vertigo3d, 02 | skynesher, 03 | Eoneran, 04 | Firm, 05 | Kynny, 06 | sankai, 07 | Greens87, 08 | Charday Penn

SPS 2025

Die SPS zeigt, wohin sich die industrielle Automation entwickelt. Vom 25. bis 27. November 2025 wird Nürnberg zum Zentrum der Automatisierungswelt und wegweisender Technologien.

01 Automation

Die SPS - Smart Production Solutions präsentiert das gesamte Spektrum der smarten und digitalen Automation. Rund 1.000 Aussteller aus dem In- und Ausland – darunter zahlreiche Weltmarktführer – präsentieren auf der Messe zukunftsweisende Technologien und leistungsstarke Lösungen für die industrielle Praxis von heute und morgen.

02 Nachwuchs im Mittelpunkt

Mit Formaten wie dem „Makeathon“ und dem „Young Talents Day“ lädt die SPS junge Talente ein, eigene Ideen zu entwickeln, Kontakte zu knüpfen und Berufsperspektiven kennenzulernen. Damit versteht sich die Messe nicht nur als Branchenschaukasten, sondern auch als Zukunftswerkstatt – ein Ort, an dem Visionen und Innovationen entstehen.

03 Industrial AI

Eines der zentralen Themen ist Industrial AI. Sie gilt als Schlüssel zur Steigerung von Produktivität und Effizienz in der Industrie und hält auf breiter Front Einzug in unterschiedlichste industrielle Produkte und Prozesse. Sei es als Unterstützung im Prozess-Engineering, als integrierte Steuerungsgeräte mit vielfältigen KI-Modellen oder als Bestandteil intelligenter Tools für vorausschauende Wartung, Qualitätskontrolle und adaptive Produktionssteuerung. Finden Sie konkrete Produktlösungen, erhalten Einblicke in aktuelle Entwicklungen und haben die Möglichkeit, sich direkt mit Experten auszutauschen.



05



06

04 Leckerei vor Ort

Ein besonderes Highlight in diesem Jahr ist die Kooperation mit Lebkuchen Schmidt! Vor Ort erwartet Sie ein traditioneller Lebkuchenofen, der nicht nur gut duftet, sondern auch gut schmeckt.

05 young INNOVATORS

Der vom BMW geförderte Gemeinschaftsstand bietet jungen Unternehmen aus Deutschland eine Plattform, um ihre Entwicklungen einem breiten Fachpublikum zu präsentieren.

06 Automation meets IT

Ob datenzentrierte Analyse, Optimierung von Geschäftsprozessen oder notwendige Security-Maßnahmen – all das finden Sie am Gemeinschaftsstand.



07

07 Themen Stages

Auf vier Bühnen finden unter anderem Keynotes und Podiumsdiskussionen zu den aktuellen Branchentrends statt. In den Hallen 1, 3, 3C und 6 laden die Stages zu Diskussion, Wissensaustausch und Inspiration ein. Besonders spannend: Die Technology Stage in Halle 3 – hier sprechen Experten über Themen wie KI, Interoperabilität und Nachhaltigkeit. Schwerpunkte des Programms sind Industrial AI, Industrielle Kommunikation, Datenräume sowie Schutz und Sicherheit. In den angrenzenden „Meet the Speaker“-Zonen gibt es die Möglichkeit, sich mit den Referenten auszutauschen, Kontakte zu knüpfen und die Inhalte der Vorträge zu vertiefen.



08

08 SPS To Go

Die Zeiten gedruckter Messepläne sind vorbei: Die App „SPS Smart Production Solutions“ ist Ihr digitaler Begleiter für die Messe. Sie hilft Ihnen, sich schnell und einfach auf dem Gelände zurechtzufinden. Mithilfe von Filter- und Sortierfunktionen zeigt die App alle für Sie relevanten Aussteller, Produkte und Veranstaltungen. Ein übersichtlicher Eventkalender und eine Favoritenfunktion erleichtern die individuelle Planung Ihres Messebesuchs – vor, während und nach der Veranstaltung. Die SPS-App steht kostenfrei im App Store und Google Play Store zur Verfügung.





Sektorenkopplung 2025

ENERGIE VERNETZEN STATT TRENNEN

Die Energiewende erreicht ihre nächste Phase: Nicht mehr einzelne Technologien stehen im Mittelpunkt, sondern ihr Zusammenspiel. Die Kopplung von Strom, Wärme, Verkehr und Industrie entscheidet darüber, wie effizient und stabil das Energiesystem der Zukunft funktioniert.

TEXT: Bernhard Haluschak, Energy BILD: Floriana, iStock

Sektorenkopplung gilt als Schlüssel zur klimaneutralen Energieversorgung. Immer mehr Projekte zeigen, wie Strom aus Wind und Sonne in Wärme, Mobilität oder chemische Energieträger überführt werden kann. Besonders Power-to-X-Technologien wie Elektrolyse, synthetische Kraftstoffe und Wärmepumpen gewinnen an Bedeutung. Sie machen erneuerbare Energie speicher- und transportfähig – vorausgesetzt, Netze, Speicher und Regelungsstrategien werden mitgedacht und digital verknüpft.

Technisch wächst die Bedeutung intelligenter Steuerungs-, Kommunikations- und Datenplattformen, die Stromerzeugung, Verbrauch und Flexibilitäten sektorenübergreifend koordinieren. KI-gestützte Prognosen, automatisierte Lastmanagementsysteme und smarte Netzbetriebskonzepte helfen, Versorgungssicherheit zu gewährleisten und gleichzeitig Kosten zu senken. In kommunalen Quartieren, Gewerbegebieten und Industrieparks entstehen zunehmend integrierte Energiekonzepte, in denen Strom-, Wärme- und Mobilitätslösungen lokal gekoppelt werden – etwa durch Abwärmenutzung, Batteriespeicher oder bidirektionales Laden von E-Fahrzeugen.

Für Energieplaner, Netzbetreiber und Kommunen heißt das: Der Fokus verschiebt sich von Einzeltechnologien hin zu vernetzten Systemarchitekturen. Aber erfolgreiche Sektorenkopplung erfordert gemeinsame Planung, abgestimmte Investitionen, offene Schnittstellen und neue Marktmechanismen. Auch regulatorische Rahmenbedingungen und Preissignale müssen Flexibilität fördern, statt sie zu behindern. Nur so kann aus der Energiewende eine echte Gesamtsystemwende werden – wirtschaftlich tragfähig, resilient, digital und klimaneutral zugleich.

Wenn Strom, Wärme und Prozesse verschmelzen

STOLPERSTEINE UND SCHLÜSSEL DER DEKARBONISIERUNG

Die Sektorenkopplung ist ein strategischer Schlüssel zur Dekarbonisierung. Doch es gibt Herausforderungen, die den Fortschritt bremsen, während der steigende Handlungsdruck eine rasche Umsetzung erfordert. Deshalb die Frage: Mit welchen Herausforderungen müssen sich Industrieunternehmen auseinandersetzen, um Strom, Wärme und Prozesse effizient zu koppeln?

UMFRAGE: Katharina Huber, Energy **BILDER:** teilnehmende Unternehmen; Nastco, iStock



ADRIAN MATENIA

Die effiziente Kopplung von Strom, Wärme und industriellen Prozessen stellt Unternehmen vor komplexe Herausforderungen: Es gilt, sektorübergreifende Energieströme intelligent zu steuern, digitale Souveränität zu sichern und Nachhaltigkeit sowie Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hinzu kommen infrastrukturelle Barrieren, regulatorische Anforderungen und die Notwendigkeit, bestehende Systeme flexibel zu integrieren. ABB unterstützt mit skalierbaren Energiemanagementlösungen, tiefem Prozessverständnis und technologischer Exzellenz – für eine Industrie, die nicht nur reagiert, sondern vorausgeht: Engineered to outrun.

Adrian Matenia, Produktmarketing
Direktor Smart Power,
ABB Elektrifizierung



SVEN BAUER

Die größte Herausforderung liegt nicht in der Technik. Speicher, Solaranlagen und intelligente Steuerungen sind längst verfügbar. Eigenverbrauchsoptimierung, Lastmanagement oder Peakglättung funktionieren zuverlässig und lassen sich per Smartphone steuern. Doch in Deutschland scheitern Projekte oft an Bürokratie, langwierigen Genehmigungsverfahren, regulatorischen Hürden und Netzbetreibern, die Anlagen sogar vom Netz nehmen dürfen. Datenschutzaufgaben und Cyber-Security-Regeln blockieren digitale Lösungen, während Genehmigungen Jahre dauern. Während andere Länder digitale Innovationen nutzen, diskutieren wir noch über Formalien. So verliert die Energiewende Tempo und Wettbewerbsfähigkeit.

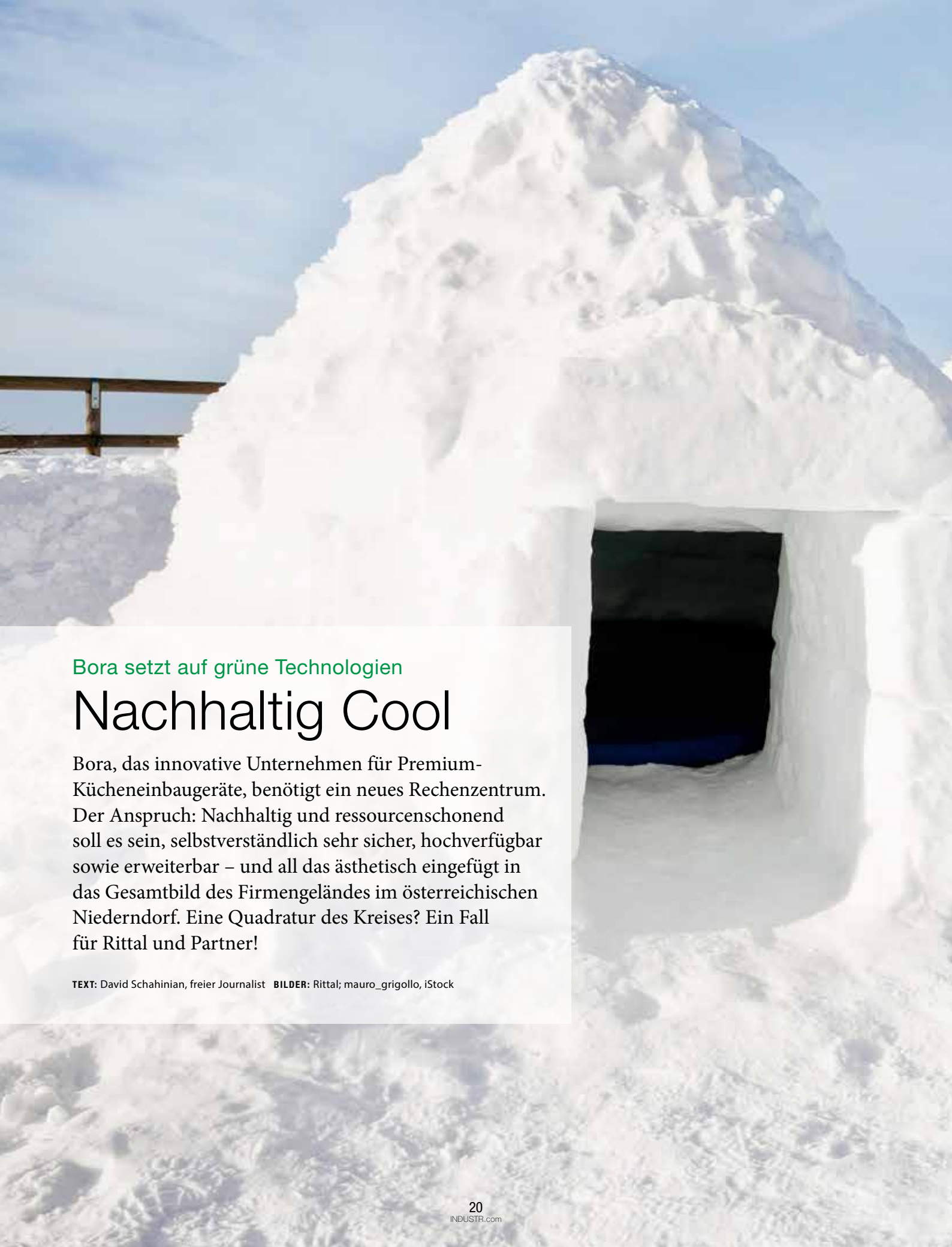
Sven Bauer, Gründer und Group CEO,
BMZ Germany



ANNA JASPER MARTENS

Industrieunternehmen in Europa stehen vor den Herausforderungen, Emissionen zu senken, eine zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung sicherzustellen und gleichzeitig komplexe regulatorische Vorgaben zu erfüllen. Geopolitische Unsicherheiten verschärfen den Druck zusätzlich. Bei E.ON Energy Infrastructure Solutions kennen wir diese Herausforderungen genau. Als verlässlicher Partner für unsere Kunden entwickeln wir maßgeschneiderte Energieinfrastrukturen, angefangen bei der Planung, über den Bau und Finanzierung bis hin zum Betrieb. Strom, Wärme und Kälte vernetzen wir dabei intelligent – für eine nachhaltige und zukunftssichere Energieversorgung.

Anna Jasper Martens, CCO Germany,
E.ON Energy Infrastructure Solutions



Bora setzt auf grüne Technologien

Nachhaltig Cool

Bora, das innovative Unternehmen für Premium-Kücheneinbaugeräte, benötigt ein neues Rechenzentrum. Der Anspruch: Nachhaltig und ressourcenschonend soll es sein, selbstverständlich sehr sicher, hochverfügbar sowie erweiterbar – und all das ästhetisch eingefügt in das Gesamtbild des Firmengeländes im österreichischen Niederndorf. Eine Quadratur des Kreises? Ein Fall für Rittal und Partner!

TEXT: David Schahinian, freier Journalist **BILDER:** Rittal; mauro_grigollo, iStock



Vor knapp 20 Jahren hat Willi Bruckbauer als Gründer und CEO von Bora das Ende der herkömmlichen Dunstabzugshäube eingeläutet. Seine Vision: Einen Lebensraum schaffen, der die Bedürfnisse der Menschen befriedigt und jeden Tag Freude bereitet. Das von ihm entwickelte revolutionäre Kochfeldabzugssystem entspricht nicht nur den höchsten Ansprüchen an Technik, sondern fügt sich ästhetisch in jede Küche ein. Seitdem ist viel passiert. Bora hat das Produktportfolio erweitert und sich mit dem Bora X BO, dem Profi-Dampfbackofen für zu Hause, mit Kühl- und Gefriersystemen sowie sinnvollem Zubehör als vielfach ausgezeichnete Hersteller hochwertiger Kücheneinbaugeräte weltweit etabliert.

In den vergangenen Jahren ist das Unternehmen auf mehr als 800 Beschäftigte angewachsen. Dabei stieß das bisher genutzte Rechenzentrum unweigerlich an seine Grenzen. Es war absehbar, dass die bestehende IT-Infrastruktur mit der steigenden Nachfrage und der künftigen Expansion nicht mehr Schritt halten konnte. Bei den Planungen für einen Neubau am Standort im österreichischen Niederndorf wurde deswegen gleich mehr Platz für die IT vorgesehen.

Eine große Herausforderung war die richtige Entscheidung für eine zukunftsfähige Energieversorgung des neuen Rechenzentrums. Das Gebäude spiegelt schon mit seiner Architektur

zwei Grundprinzipien des Unternehmens wider: BORA verfolgt die Philosophie, möglichst keine fossilen Brennstoffe mehr zu verwenden. Alle Gebäude sind auf erneuerbare Energien umgestellt, sogar der Strom für die Wärmepumpen wird über die hauseigene Photovoltaik-Anlage bezogen: „Wir versuchen, einen Großteil von dem, was wir benötigen, aus der Natur zu ziehen“, sagt IT-Systemadministrator Christian Dewina. Gleichzeitig benötigt das Rechenzentrum eine leistungsfähige, stabile Energieversorgung:

„Redundanz und Hochverfügbarkeit sind wichtig für uns, weil sich Bora im Interesse der Kunden keine Ausfälle leisten kann.“ Gesucht wurde daher ein Partner, der diese Anforderungen einzuschätzen weiß und in praxisnahe und leistungsfähige Lösungen beim Bau des neuen Rechenzentrums übersetzen kann.

Naturnah kühlen und Abwärme nutzen

Die Wahl fiel auf Rittal. Bei der Kühltechnologie lag es nahe, auf Kaltwasserkühlung zu setzen: Der Inn fließt direkt neben dem Firmengebäude, auf dem Gelände war zudem bereits ein Brunnen vorhanden. Dieser wurde in den Kühlkreislauf des Rechenzentrums integriert. „Mit der Brunnenwasserkühlung sparen wir bis zu 70 Prozent des Stroms, den wir für



Sicher, effizient, platzsparend: Die Server-Schränke VX IT von Rittal bieten für Bora modernste Möglichkeiten.



Alles in bunter Ordnung: Blick in einen der Server-Schränke VX IT von Rittal bei Bora.

den Betrieb einer Kältemaschine benötigen würden“, betont Sebastian Sautter, Geschäftsführer und Gründer von Sautter ZT, der für die Planung des Energiesystems beim Neubau verantwortlich war. Im Rechenzentrum sorgen Liquid Cooling Packages (LCPs) von Rittal dafür, dass die Wärme in den Racks sicher abgeführt wird und die Server ausreichend mit Kaltluft versorgt sind. Als Notkühlung installierte Rittal außerdem einen Chiller auf dem Dach des Gebäudes. Er kann das Rechenzentrum autark mit Kälte versorgen.

Die Kombination der beiden Kühltechniken war eine Herausforderung. Denn die Brunnenwasserkühlung als effizienteste Option soll genutzt werden, wann immer es möglich ist. Gleichwohl muss gewährleistet sein, dass der Chiller möglichst schnell anspringt, wenn die Temperatur doch einmal zu stark ansteigt. Erfahrungswerte und praktische Tests zeigten, wo der Sweet Spot liegt. Der Kühlkreislauf erfüllt bei Bora einen weiteren Zweck: Die Abwärme wird nahezu 100-prozentig für die Heizung des Gebäudes genutzt. „Selbst in kalten Wintern können wir damit 20 bis 40 Prozent des Wärmedarfs decken“, hebt Christian Dewina hervor. Das Wasser wird schließlich wieder in den Brunnen abgeleitet, der Kreislauf beginnt von vorn.

Für eine maximale Verfügbarkeit wurden Server- und Technikraum getrennt. „In dem kleineren Technikraum haben wir unter anderem die unterbrechungsfreie Stromversorgung und die Löschanlage untergebracht“, schildert Christian Dewina das Vorgehen, „im größeren Server-Raum stehen sechs Racks, die für den Standort aktuell ausreichen, weil wir eine Cloud-First-Strategie verfolgen.“ Wartungspläne, Alarmsicherungen und viele weitere Maßnahmen stellen sicher, dass das Rechenzentrum den Tier-2-Standard voll und

ganz erfüllt. Gemeinsam mit Rittal wurden zudem Ausfallszenarien simuliert, um zu prüfen, ob die schönen Versorgungspläne auch dem harten Test der Realität standhalten. „Das war eine sehr sinnvolle Maßnahme, denn zum einen erhielten wir eine Bestätigung des Konzepts, zum anderen sahen wir, wo es im Detail noch Optimierungsbedarf gab“, sagt Christian Dewina.

Überzeugt durch gute Argumente

Ein solches Projekt wird nicht aus dem Ärmel geschüttelt. Holger Jarrath vom Informations- und Kommunikationstechnik-Spezialisten Jarrath.com baute anfangs die Brücke zwischen Bora und Rittal. Mit beiden arbeitet er schon lange und gut zusammen. „Die IT ist das Herz eines Unternehmens“, betont er. Falle sie aus, stehe der Betrieb still. Daher seien gute Planung und Vorausschau dringend nötig. „Wir haben Bora in unsere Produktion nach Herborn eingeladen und unseren Vorschlag sowie die benötigten Komponenten vorgestellt“, erklärt Antonio Giffuni, Außendienstmitarbeiter von Rittal. Selbst in die Ecken wurde geschaut, weil das Strom- und Kabelmanagement für den Kunden ebenfalls eine wichtige Rolle spielt. „Das war zwar viel Kleinarbeit, aber wichtig. Denn damit konnten wir die IT-Racks so konfigurieren, wie der Kunde es benötigt.“

Letztlich hat das schlüssige Gesamtkonzept von der Klimatisierung bis zum Strom sowie die Zusammenarbeit mit Rittal überzeugt. IT ist und bleibt eben, neben all den technischen Komponenten, immer auch Vertrauenssache, denn es geht um sensible Daten. „Bora stellt hochwertige Kücheneinbaugeräte her. Sie wissen, was Qualität bedeutet – und haben auch unsere erkannt“, fasst Antonio Giffuni zusammen.



Energie effizient nutzen. Schon heute. Für morgen.

Vom Monitoring bis zur Gebäudeleittechnik, vom Einfamilienhaus bis zur industriellen Anlage: ABB ermöglicht für jeden Bedarf die optimale Nutzung von Energie. Entdecken Sie zum Beispiel ABB ASKI – eine hoch skalierbare Lösung für intelligentes Energie- und Lastmanagement von PV, E-Ladesäulen und Batteriespeichern. solutions.abb/de-aski



Zukunftsfähige Verteilnetze

Stromnetzinfrastuktur im Wandel

Die Energiewende stellt die Stromverteilnetze vor immense Herausforderungen. So erwartet die Mehrheit der Entscheidungsträger deutscher Netzbetreiber einen erheblichen Anstieg der Infrastrukturinvestitionen. Ganze 86 Prozent der Befragten gehen davon aus, dass die Investitionen in den Ausbau der Netzkapazitäten stark steigen werden, und 83 Prozent erwarten einen deutlichen Anstieg der Investitionen in die Digitalisierung. Das ist das Ergebnis einer neuen Studie des Handelsblatt Research Institute (HRI) im Auftrag von Schneider Electric.

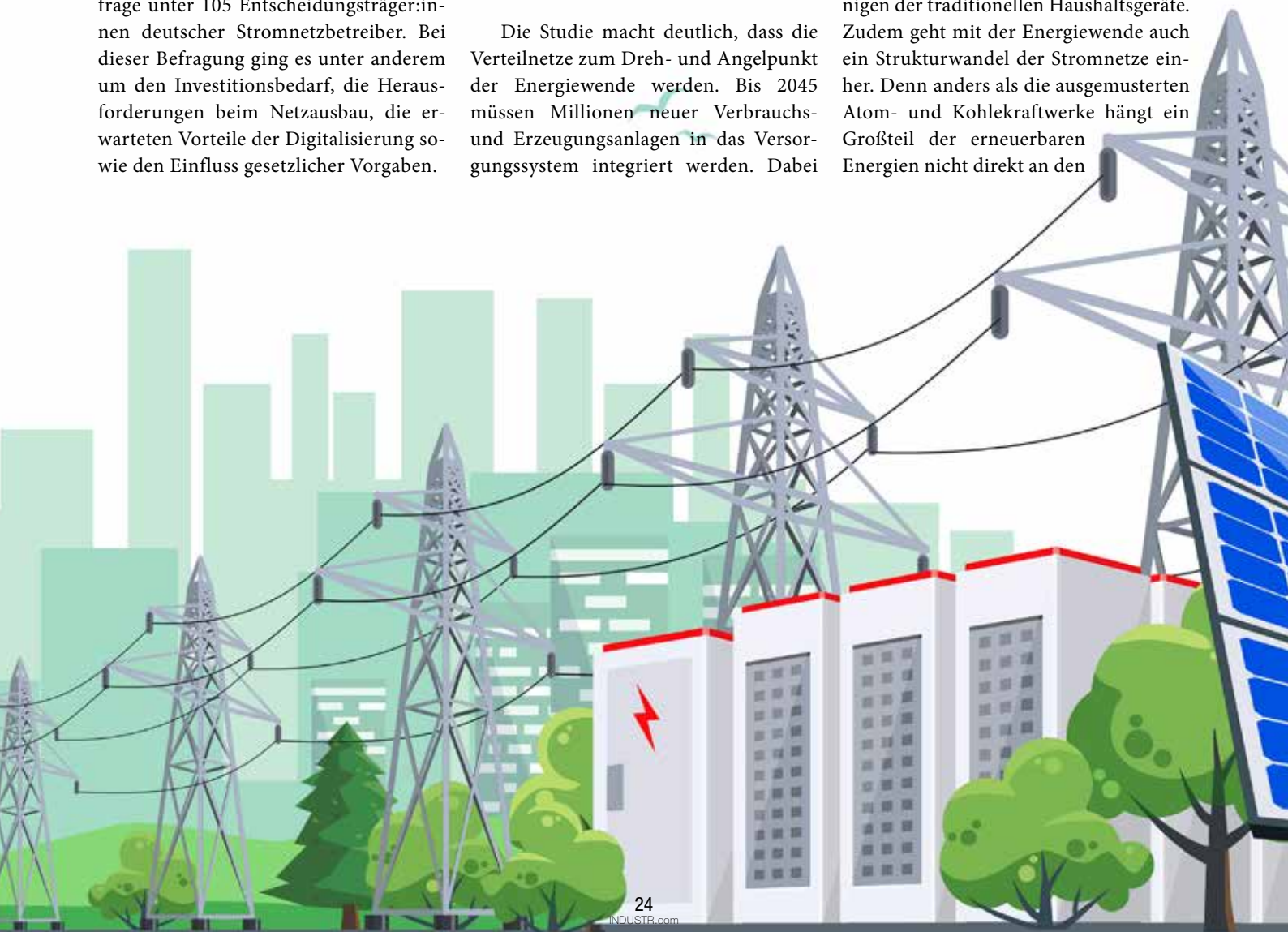
TEXT: Schneider Electric BILD: petovarga, iStock

Grundlage der Studie „Zukunftsfähige Verteilnetze“ ist eine exklusive Umfrage unter 105 Entscheidungsträger:innen deutscher Stromnetzbetreiber. Bei dieser Befragung ging es unter anderem um den Investitionsbedarf, die Herausforderungen beim Netzausbau, die erwarteten Vorteile der Digitalisierung sowie den Einfluss gesetzlicher Vorgaben.

Neue Lasten treffen auf dezentrale Einspeisung

Die Studie macht deutlich, dass die Verteilnetze zum Dreh- und Angelpunkt der Energiewende werden. Bis 2045 müssen Millionen neuer Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in das Versorgungssystem integriert werden. Dabei

sind die Verbräuche von Wallboxen oder Wärmepumpen deutlich höher als diejenigen der traditionellen Haushaltsgeräte. Zudem geht mit der Energiewende auch ein Strukturwandel der Stromnetze einher. Denn anders als die ausgemusterten Atom- und Kohlekraftwerke hängt ein Großteil der erneuerbaren Energien nicht direkt an den



»Es braucht eine Digitalisierung der Infrastruktur, damit die Netzbetreiber eine automatisierte Netzsteuerung in Echtzeit implementieren können.«

Caroline Pim, Vice President Power Systems DACH, Schneider Electric

Übertragungsnetzen: Bis 2045 werden deshalb voraussichtlich 80 bis 90 Prozent des erzeugten Stroms in die Verteilnetze eingespeist. Rund drei Viertel der Befragten aus der Branche befürchten, dass es bei der fortschreitenden Elektrifizierung sowie der zunehmenden Stromeinspeisung aus privaten Photovoltaikanlagen zu Netzengpässen beziehungsweise Überlastungen kommen könnte

Digitalisierung als Schlüssel zur Netzstabilität

Die Digitalisierung spielt eine zentrale Rolle bei der Transformation der

Verteilnetze. Sie verbessert die Transparenz und Steuerbarkeit der Netze und ermöglicht somit eine effizientere Integration erneuerbarer Energien sowie großer Verbrauchsanlagen. Laut der Umfrage setzen viele Netzbetreiber auf digitale Technologien wie Smart Meter und intelligente Ortsnetzstationen. Hier planen 87 beziehungsweise 81 Prozent der teilnehmenden Unternehmen einen verstärkten Ausbau. Denn insbesondere in der Niederspannungsebene gibt es noch einen erheblichen Nachholbedarf, was Echtzeitinformationen über die Stromflüsse betrifft: Netzbetreiber agieren hier bislang weitgehend im Blindflug.

Herausforderung der Branche

Rund 80 Prozent der befragten Unternehmensentscheider:innen finden die Zeitpläne für den Ausbau der Verteilnetze (eher) unrealistisch. Sie identifizieren erhebliche Herausforderungen, darunter Personalmangel, Engpässe im Baugewerbe sowie mangelnde finanzielle Spielräume. Von der Politik erwartet die Branche schnellere Genehmigungsverfahren und stabile Rahmenbedingungen, um die Energiewende voranzutreiben.

Die Herausforderungen sieht auch Schneider Electric und empfiehlt eine schrittweise Umstellung. So meint Caroline Pim, Vice President Power Systems DACH bei Schneider Electric: „Der erste Schritt zu einem stabilen Netz ist Transparenz. Das heißt, es braucht eine Digitalisierung der Infrastruktur, damit die Netzbetreiber dann in einem zweiten Schritt eine automatisierte Netzsteuerung in Echtzeit implementieren können. Neue Schaltanlagen, wie die SF6-freien Mittelspannungsschaltanlagen der AirSeT-Reihe, sind ab Werk mit Energiemonitoring, Temperatur- und Feuchtigkeitssensoren ausgerüstet. Aber auch im Bestand lassen sich unkompliziert kabellose Messgeräte installieren, etwa mit unseren funkbasierten Power Tags oder Temperatursensoren. So sind die Ortsnetzstationen nicht länger Black Boxes, was Energieverbrauch und -einspeisung oder den Gerätezustand angeht.“



Brandschutz für erneuerbare Energie-Erzeugung

Stellen Photovoltaik-Anlagen ein Brandrisiko dar?

Photovoltaik-Anlagen gelten als wichtiger Bestandteil der Energiewende und erfreuen sich wachsender Beliebtheit. Doch in jüngster Zeit häufen sich Brandereignisse, bei denen PV-Anlagen ursächlich oder mitbeteiligt waren. Analysen von TÜV Hessen und dem Verband der Schadenverhütung zeigen oft erhebliche Mängel in Planung, Installation und Wartung. Der Brandschutz hinkt dem Solarausbau hinterher – besonders in öffentlichen Gebäuden und Sonderbauten – und wird zunehmend sicherheitsrelevant.

TEXT: Ralf Höhmann, TÜV Hessen und Nadja Müller, Journalistin für Wordfinder BILDER: TÜV Hessen; traffic_analyzer, vm, imantsu: iStock

Im Mai brannte das Dach des Aldi-Zentrallagers in Mörfelden-Walldorf bei Frankfurt/Main, die Feuerwehr rückte mit einem Großaufgebot an. Zu Schaden kam dabei zwar – Gott sei Dank – nur die Photovoltaik-Anlage auf dem Dach, verletzt wurde niemand. Als Brandursache wurden allerdings Module der PV-Anlage ausgemacht. Im selben Monat brach in Erkrath im Ruhrgebiet ein Feuer im Schulzentrum Rankestraße aus – wegen eines Kurzschlusses im Wechselrichter der PV-Anlage.

Anders als in Mörfelden ging es hier nicht ganz so glimpflich aus: Zwar wurde niemand verletzt, aber das Schulzentrum ist im Bereich von Haupt- und Realschule seitdem nicht mehr nutzbar. Die Feuerwehr löschte mit rund 250 Mann bis in die Nacht, weil sich das Feuer extrem schnell ausgebreitet hatte. Dabei hatte die Wechselrichteranlage der PV-Anlage schon einmal im Jahr 2023 im Außenbereich gebrannt.

Stellen Photovoltaik-Anlagen daher also ein Brandrisiko dar? Der TÜV-Verband hat im Rahmen der Veröffentlichung seines Baurechtsreports 2023 konstatiert, dass von PV-Anlagen statistisch gesehen kein höheres Brandrisiko ausgeht; jedoch heißt es darin ebenso: „Ihre Mängelquote ist aber vergleichsweise hoch, was ihr Brandrisiko auf lange Sicht vergrößert.“

Der Report hatte erst im letzten Sommer zuvor Mängel beim Brandschutz öffentlicher Gebäude beanstandet. Knapp 70.000 sicherheitstechnische Anlagen in sogenannten Sonderbauten, zu denen Hochhäuser, Versammlungs- oder Verkaufsstätten gehören, wurden im Report in Augenschein genommen; mehr als jede vierte Brandschutzanlage wies dabei wesentliche Mängel auf. Ein erhebliches Brandrisiko sieht der TÜV-Verband vor allem bei den Batteriespeichern von PV-

»Photovoltaikanlagen stellen kein grundsätzlich erhöhtes Brandrisiko dar, können jedoch bei mangelhafter Planung, Installation oder Wartung spezifische Gefahren bergen.«

TÜV Hessen

Anlagen: „Im schlimmsten Fall können sie bei extrem hohen Temperaturen von bis zu 1.000 Grad Celsius verbrennen und damit nicht mehr mit Wasser gelöscht werden.“

Brandschutzanforderungen für PV-Anlagen

Es gilt also, Brandschutz und Energiewende unter einen Hut zu bekommen. Denn der Ausbau von Solaranlagen ist politisch gewünscht und mit dem Solarpaket I „Betrieb und Bau von Solaranlagen“ vereinfacht worden. Bauordnungsrechtlich sind Solaranlagen genehmigungsfrei. Sie müssen lediglich beim Stromversorger angemeldet werden, wenn Strom eingespeist werden soll. Das ist aber keine baurechtliche Vorgabe, sondern vielmehr eine Vergütungsgenehmigung. Entsprechend machen die Bauordnungen der Länder auch keine Vorgaben zum Brandschutz von PV-Anlagen; die Schutzziele

werden lediglich allgemein formuliert; es muss zum Beispiel der Ausbreitung von Feuer und Rauch vorgebeugt werden und wirksame Löscharbeiten müssen möglich sein. Es ergibt sich auch keine Verpflichtung zur regelmäßigen Überprüfung aus den Prüfverordnungen der Bundesländer.

Brandschutzvorkehrungen für Photovoltaik-Anlagen resultieren nur aus übergeordneten Normen für die elektrische Sicherheit oder etwa der DIN VDE 0100-712, die Vorgaben für das Stromversorgungssystem einer PV-Anlage, ihre Planung und Einrichtung macht; außerdem gibt es verschiedene Merkblätter, unter anderem vom Gesamtverband der Deutschen Versicherer bzw. dem Verband der Schadenverhütung (VdS), des Bundesverbands Solarwirtschaft oder Leitfäden, etwa im Bundesland Hessen für Solaranlagen an Privathäusern. Wird die Immobilie gegen Feuer versichert, kann eine Prüfung



Ingenieure, die an der Wartung und Prüfung von Solarmodulen arbeiten.

nach dem Verband der Schadenverhütung (VdS) erforderlich werden. Feuerversicherer fordern oft eine unabhängige Prüfung elektrischer Anlagen, darunter auch PV-Anlagen. Laut einem Bericht des VdS wiesen knapp ein Drittel der geprüften Anlagen wesentliche Mängel auf, was eine besondere Brand- oder Unfallgefahr bedeutet.

Das Merkblatt 3245 des VdS

Das oben genannte Merkblatt 3245 des VdS beschreibt Gefahren durch Planungs- und Ausführungsfehler bei Solaranlagen sowie äußere Gefahren. Demnach muss der Errichter einer PV-Anlage Gefährdungen aus der Umgebung wie Blitzeinschlag oder Hagel beachten, ebenso Wechselwirkungen mit der technischen Gebäudeausrüstung wie Blitzschutz- oder Rauch- und Wärmeabzugsanlagen.

Bei der Aufstellung von PV-Modulen muss einer Brandentstehung vorgebeugt und eine Brandausbreitung verhindert werden. Als Maßnahmen werden unter anderem ausreichender Abstand der Module genannt, eine Unterteilung der Modulfläche und der Abstand zur Brandwand sowie zu Rauch- und Wärmeabzugsanlagen. Ungeschützte Leitungen dürfen nicht über die Brandwand geführt werden; sie müssen stattdessen mit einem Leitungsschott oder in Brandschutzkabelkanälen verlaufen.

Dazu kommen spezifische Anforderungen: Auf Industriebauten und Hochhäusern müssen die Module zum Beispiel aus nicht brennbaren Materialien der Baustoffklasse A bestehen. Wechselrichter müssen an einem geschützten Ort aufgestellt und vor direkter Sonneneinstrahlung geschützt werden und

dürfen nicht auf feuergefährdeten Betriebsstätten wie einem Holzlager oder Sägewerk installiert werden. Auch Batteriespeichersysteme dürfen nicht in feuer- und explosionsgefährdeten Bereichen aufgestellt werden. Das Merkblatt verweist bei der Instandhaltung von PV-Anlagen auf die Landesbauordnung: Es werden regelmäßige Sichtkontrollen, Reinigungen und Wartungen empfohlen; so etwa alle vier Jahre die Prüfung nach „Netzgekoppelte Photovoltaik-Systeme – Mindestanforderungen an Systemdokumentation, Inbetriebnahmeprüfung und wiederkehrende Prüfungen“ (DIN EN 62446-1).

Sonderbauten wie Industrie, Versand- und Verkaufsstätten, Kindergärten oder Schulen und sämtliche Bauten mit einer Brandmeldeanlage benötigen einen Feuerwehrplan. In ihm muss die PV-Anlage aufgenommen werden. Im Brandfall sollte ein Feuerwehrscharter es erlauben, die PV-Anlage stromlos zu schalten. Ist eine Blitzschutzanlage vorhanden, muss die PV-Anlage in das System eingebunden werden.

Brandrisiken von Solaranlagen

Soweit die Theorie. In der Praxis aber zeigt sich: Diese Vorgaben werden nicht immer in die Tat umgesetzt. In der Regel werden zum Beispiel. Dächer von Industriebauten von den Immobilieneigentümern an Photovoltaik-Anlagenbetreiber vermietet. Oft werden dabei brandschutztechnische Fragestellungen nicht eingehalten und vielen Betreibern ist noch nicht einmal bewusst, dass Vorgaben gelten. In der Regel wird erst bei baurechtlich oder versicherungsrechtlich geforderten Begehungen – etwa durch Brandschutzbeauftragte oder bei Prüfungen nach der Technischen Prüfverordnung bzw. dem VdS – festgestellt, dass Anforderungen nicht eingehalten werden.

Um einen Brande zu vermeiden, müssen
die Sonnenkollektoren auf einem
Firmengebäude korrekt unter bestimmten
Sicherheitsaspekten installiert werden.



Hinsichtlich der praktischen Umsetzung von Brandrisiko-Prävention wird daher deutlich: Es brennt lichterloh!

Und Brandrisiken von PV-Anlagen sind dabei generell nicht zu unterschätzen – insbesondere Risiken, die von der Elektrik ausgehen. Bei 30 bis 40 Prozent der Brände sind die elektrischen Komponenten die Hauptursache. Ebenso wie die Leitungen selbst können Wechselrichter eine große Gefahr darstellen. Sie dürfen nicht zu heiß werden, sonst nehmen ihre Bauteile Schaden. Entsprechend muss zum Beispiel die Belüftung sichergestellt sein. Nagerverbiss oder eine nicht sachgerechte Installation kann zu Kurzschlüssen führen, die dann einen Brand auslösen können. Auch der Zahn der Zeit spielt eine große Rolle: Je älter die Bauteile werden, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass es zu Defekten wie Kurzschlüssen oder Überspannungen kommt. Häufig zeigt sich zudem, dass Kabelleitungen – regelwidrig – über die Brandwand geführt werden. Gerade das kann ggf. dazu führen, dass sich ein Brand dann weiter ausbreitet.

Immer wieder kommt es außerdem vor, dass PV-Anlagen auf Dächern installiert werden, deren Konstruktion dafür völlig ungeeignet ist. So eignet sich ein Flachdach zum Beispiel zwar prinzipiell gut für eine Solaranlage; häufig aber sind Flachdächer mit Teerpappe oder Bitumen gedeckt – die beide brennbar sind.

So ist leider damit zu rechnen, dass Brände, die durch Photovoltaik-Anlagen ausgelöst werden, zunehmen werden. Denn es werden stetig mehr Anlagen installiert und verbaut, gleichzeitig aber altern die Module und Leitungen des Bestands. Durch die fehlende Regulierung steigt letztlich die Wahrscheinlichkeit von Bränden. Ein Genehmigungsverfahren für

Photovoltaik-Anlagen hingegen würde sie sicherer machen und den Brandschutz verbessern.

PV-Anlagen prüfen lassen

Bei der Prüfung und Überwachung von PV-Anlagen kann ein erfahrener Partner wie etwa TÜV Hessen unterstützen: Das Unternehmen begutachtet, bewertet und prüft Solaranlagen von öffentlichen und privaten Betreibern und führt bei Bedarf auch Wirtschaftlichkeitsberechnung durch. Ratsam ist es, eine integrierte Planung von Anfang an mittels geeignetem Partner mitzuverfolgen. Dieser begutachtet die Baugenehmigung des Gebäudes, auf dem die PV-Anlage entstehen soll, das Brandschutzkonzept und die Brandschutzpläne. Damit kann TÜV Hessen sicherstellen, dass die notwendigen Brandabschnitte eingehalten werden und Probleme wie das Überbauen von Brandwänden erkannt und behoben werden. Sämtliche Leitungen, Abschalt- und Trenneinrichtungen werden ordnungsgemäß in den Feuerwehrplan eingetragen. Da TÜV Hessen zahlreiche Leistungen aus einer Hand anbietet, ist auch eine elektrische Prüfung und Bewertung der PV-Anlage möglich.

Fazit

Photovoltaik-Anlagen stellen kein grundsätzlich erhöhtes Brandrisiko dar, aber sie bergen spezifische Gefahren – insbesondere bei mangelhafter Planung, Installation oder Wartung. Regelmäßige Prüfungen gewährleisten ihre Funktionsfähigkeit und Sicherheit; eine Fachplanung ist entscheidend, um PV-Anlagen sicher und nachhaltig zu betreiben. Dabei sollte jedoch ein unabhängiger Partner hinzugezogen werden, der fachgerecht unterstützen kann.

Co-Location:
Eine strategische Chance für Projektentwickler

Sonne einfangen und speichern

Auch wenn sich Co-Location – also die Kombination von Solarenergiegewinnung und Speicherlösungen – nicht für jedes Projekt eignet, bietet sich der Ansatz zunehmend als strategische Option für Projektentwickler an, die aktuelle und zukünftige Marktanforderungen berücksichtigen und ihre Gewinne steigern möchten.

TEXT: Ramy Shahat, Trina Storage BILDER: Trina Storage; Viorika, iStock

Die Erweiterung von PV-Projekten durch Energiespeicher bietet erhebliche Potenziale, um Investitionen zukunftssicher zu machen und die Netzstabilität zu verbessern.



Das Ergänzen von geplanten PV-Projekten durch BESS-Kapazitäten bietet interessante Vorteile – beispielsweise Zukunftssicherheit gegenüber Marktvolatilität, Erhöhung der Betriebsflexibilität und Bereitstellung zusätzlicher Einnahmequellen durch Netzdienste. Warum sehen wir also nicht viel mehr Projekte dieser Art?

Bisher ließen sich Projektplaner häufig durch höhere Investitionskosten und von den zusätzlichen technischen Herausforderungen abschrecken. Projektentwickler müssen sich mit der Komplexität auseinandersetzen, die die Verwaltung zweier unterschiedlicher Technologien – Photovoltaiksysteme und Großbatterien – am selben Standort mit sich bringt. Außerdem stehen sie vor Hürden bei der Einholung von Genehmigungen und Zulassungen, die oft separate und zeitaufwändige Prozesse für jede Komponente erfordern.

In den letzten Jahren und Monaten gab es jedoch in immer mehr Märkten Entwicklungen, die die Weichen für bessere Bedingungen in Bezug auf Co-Location-Projekte stellen: In **Großbritannien** gab es beispielsweise bereits im Mai 2020 eine Entscheidung der Energieregulierungsbehörde Ofgem, das sogenannte „Double-Charging“ für Batteriespeicher (also eine finanzielle Belastung bei der Einspeisung von Energie in Speicher sowie beim Einspeisen der Energie vom Speicher ins Energienetz) zu beenden. Damit wurde eine große Kostenbarriere für Co-Location-Projekte beseitigt. Diese regulatorische Änderung, die bis April 2021 vollständig umgesetzt wurde, markierte einen Wendepunkt auf dem britischen Energiemarkt und ermutigte mehr Entwickler, BESS in ihre PV-Projekte zu integrieren. Erste vollständig ans Netz angeschlossene Projekte, wie das 100MWh-Projekt „Swangate“ und „Tiln Farm“ sowie eine solide Projektpipeline in Großbritannien zeigen den Erfolg dieser Maßnahme.

Auch in **Spanien** wurde 2024 eine gesetzliche Vorgabe verabschiedet, die Co-Location Projekten den Vorzug gibt. Demnach sollen Kapazitätsdienste über drei Arten von Auktionen in MW und Euro/MW/Jahr vergeben werden, wobei bestimmte Anforderungen erfüllt werden müssen. Dazu gehören ein CO₂-Ausstoß unter 550 g/kWh, die Erfüllung von Stabilitäts- und Flexibilitätskriterien und der Verzicht auf eine regulierte Vergütung. Diese Auktionen gelten sowohl für Hybrid- als auch für Inselsysteme. Dieser neue Kapazitätsmechanismus verspricht nachhaltige Einnahmen für Energiespeicher in Spanien, wobei die erste Ausschreibung für Mitte 2025 geplant ist. Bereits jetzt liegen dem Netzbetreiber 22.000 MW an Anträgen zur Genehmigung vor, von denen 9,5 GW bereits angeschlossen wurden.

Deutschland treibt die Integration erneuerbarer Energiequellen mit Batteriespeichersystemen (BESS) ebenfalls aktiv voran, um die Netzstabilität zu verbessern und die Energienutzung zu optimieren. Dieser Ansatz berücksichtigt die schwankende Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und unterstützt die ehrgeizigen Ziele des Landes bei der Energiewende. Zwar bestehen weiterhin Herausforderungen, insbesondere im Hinblick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen, doch dank starken Engagements für den Ausbau gemeinsamer Projekte im Bereich erneuerbare Energien und BESS zeichnet sich ein positiver Trend ab.

Aber es gibt noch Raum für Verbesserungen. Regierungen und Regulierungsbehörden können weitere Maßnahmen ergreifen, um die Prozesse rund um Co-Location für Projektentwickler zu rationalisieren. Dazu gehört die Verkürzung der Fristen für Baugenehmigungen und Netzanschlüsse sowie die Vereinfachung der Genehmigungsverfahren durch die Konsolidierung der Anforderungen für Photovoltaiksysteme und Batteriespeicher in einem einzigen Rahmen.



Projekt in Tittling, Deutschland:
Co-Location-Projekte bieten nachhaltige
Energie und Netzflexibilität.

Netzstabilität und neue Geschäftsfelder

PV-Projekte um Batterieeinheiten und die dazugehörige Infrastruktur zu ergänzen, bedeutet für einen Entwickler erhebliche zusätzliche Investition. Erfolgreiche Projekte bestätigen jedoch, dass diese Investition langfristig einen erheblichen Mehrwert schaffen kann, indem sie zukünftige Risiken – wie etwa die potenzielle Wertminderung des Anlagewerts – mindert, da die Kosten für Solaranlagen weiter sinken.

Durch das Ergänzen eines PV-Projekts mit BESS werden wichtige Speicherfunktionen hinzugefügt. Dies gleicht die fortschreitende Kommerzialisierung und den sinkenden Return on Investment von Solar-PV auf verschiedene Weise aus. Dazu gehören:

- Erschließung neuer Einnahmequellen: Entwickler können Energieversorgern und Stromnetzbetreibern Netzmanagementdienste wie Lastausgleich und Frequenzregulierung anbieten und so das Umsatzpotenzial des Projekts steigern.
- Netzüberlastung entgegenwirken: Co-Location beugt zudem zukünftigen Netzengpässen vor. Das gilt sowohl für die verfügbaren Netzanschlusspunkte als auch für eine zeitlich gesteuerte Einspeisung von Energie.
- Günstigere Gesamtkosten: Die gemeinsame Nutzung von Infrastruktur (wie Umspannwerk, Verkabelung usw.) und Netzanschlüsse sind auch finanziell attraktiv, da so die Gesamtkosten für das Projekt gesenkt werden können.

In Europa sind derzeit etwa 8 GW an Batteriespeicherkapazität installiert. Die Internationale Energieagentur (IEA) geht jedoch davon aus, dass bis 2030 200GW nötig sein werden, um das Netz zu unterstützen. Es besteht also in Europa sowie

weltweit ein dringender Bedarf an Energiespeichern. Dieser Bedarf wird noch weiter steigen, da immer mehr erneuerbare Energien ans Netz gehen. Energieversorger werden auf Batteriespeicher zurückgreifen, um die Flexibilität zu erhalten, die sie benötigen, um die Nachfrage zu decken, das Angebot zu steuern und die Netzlast auszugleichen. Projektentwickler können diesen Bedarf decken, indem sie ihre Projekte mit BESS-Funktionen ausstatten. Auf diese Weise steigern sie den Kapitalwert ihrer Anlage und auch ihren Betriebswert.

Verschiedene Märkte – verschiedene Ansätze

In ganz Europa stehen Investoren vor wachsenden Herausforderungen, darunter Beschränkungen bei der Erteilung neuer Netzanschlussgenehmigungen durch die Betreiber, niedrige Strompreise in Spitzenzeiten der erneuerbaren Energien und betriebliche Einschränkungen bei der Installation erneuerbarer Energien. Daher ist die Entwicklung von Energiespeicherlösungen unumgänglich. In Spanien steht das nationale Stromnetz kurz vor der Überlastung. Daher priorisieren staatliche Planer die Anträge auf Anschlussgenehmigungen für PV-Projekte mit integriertem Batteriespeicher. BESS vor Ort helfen dabei, Angebot und Nachfrage auszugleichen, da sie in Zeiten geringer Nachfrage überschüssige Energie speichern und so sicherstellen, dass keine erneuerbare Energie verschwendet wird, wenn das Netz bereits voll ausgelastet ist.

Im Gegensatz dazu konzentriert sich Italien auf groß angelegte, eigenständige BESS-Projekte, die Ausgleichsdienste auf Versorgungsniveau bieten, um die Strompreise zu stabilisieren und eine konstante Versorgung zu gewährleisten. Diese Systeme ergänzen das Netz, indem sie Flexibilität bieten und Preisschwankungen abmildern.

In Europa sind derzeit etwa 8 GW an Batteriespeicherkapazität installiert.



In den baltischen Staaten ist die Netzanschlussgenehmigung für PV-Parks ohne Batteriespeicher bereits heute nahezu unmöglich. Ein ähnlicher Trend wird in Kürze auch in Polen erwartet. Entsprechend ist mit einem rasanten Anstieg der Anzahl von BESS-Systemen rechnen, die mit PV-Anlagen integriert sind, sowie auch mit der Zunahme eigenständiger Energiespeicher.

Auch in Deutschland haben Erneuerbare-Energien-Projekten mit BESS deutlich an Dynamik gewonnen – insbesondere zur Stärkung der Netzstabilität sowie der zusätzlichen Geschäftsoptionen durch Netzmanagementdienste. Projekte, die diesen Trend diesen veranschaulichen sind beispielsweise:

- Das Projekt Ammerland II von Aquila Clean Energy: Dieses im Dezember 2023 fertiggestellte Projekt in Niedersachsen kombiniert einen 8,2 MWp-Solarpark mit einem 3,2 MW/6,9 MWh-Batteriespeichersystem. Es handelt sich um eines der ersten Co-Location-Projekte Deutschlands und kann rund 3.500 Haushalte mit Solarstrom versorgen. Das integrierte Batteriesystem speichert überschüssige Energie, die bei Bedarf ins Netz zurückgespeist werden und unterstützt damit die Netzstabilität.
- Zwei Projekte von RWE in Nordrhein-Westfalen: Das erste kombiniert eine 19,4 MWp Photovoltaikanlage (PV) mit einem 6,5 MW/13 MWh Batteriespeichersystem unter einem bestehenden Windpark. Das zweite Projekt in Bedburg
- umfasst eine 12,1 MWp Photovoltaikanlage gepaart mit einem 4,1 MW/8,1 MWh Batteriesystem.

Es gibt aktuell keine Universallösung. Die Wahl zwischen Co-Location-Systemen und eigenständigen PV- oder BESS-Systemen hängt von der Netzinfrastruktur eines Landes, den

Anforderungen des Energiemarkts und den langfristigen Zielen ab. Jeder Ansatz dient einem bestimmten Zweck und geht die einzigartigen Herausforderungen und Chancen in seinem spezifischen Kontext an.

Eine Investition in die Zukunft

Der Mangel an Netzanschlusspunkten stellt in vielen Märkten bereits eine Herausforderung dar, die durch die zunehmende Verbreitung erneuerbarer Energien und den wachsenden Bedarf an Netzausgleichslösungen verursacht wird. Diese Einschränkung wird sich jedoch noch verschärfen, da immer mehr Projekte für erneuerbare Energien ans Netz gehen. Damit werden Co-Location-Projekte für Projekt-Entwickler immer mehr zu einer zweckmäßigen und strategischen Entscheidung.

Es ist also weniger die Frage „ob“, sondern vielmehr „wann“ sich Co-Location großflächig durchsetzen wird. Da die Nachfrage nach erneuerbarer Energie weiter steigt, werden Netzbetreiber und Energieunternehmen auf Co-Location-Speicherlösungen zurückgreifen, um Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen, Netzüberlastungen zu verringern und die allgemeine Systemflexibilität zu verbessern.

Für Projektentwickler und Investoren bietet Co-Location eine wertvolle Möglichkeit, diese Herausforderungen anzugehen und gleichzeitig den Wert ihrer Anlagen zu optimieren. Zwar wird jedes Unternehmen seine Optionen anhand der spezifischen Umstände bewerten, doch der wachsende Marktbedarf an Co-Location legt nahe, dass es sich bei der aktuellen und zukünftigen Projektplanung um eine Lösung handelt, die es wert ist, in Betracht gezogen zu werden.

Mehr als 111 Jahre Dynamik durch Widerstand

Seit über 111 Jahren steht FRIZLEN für technische Innovation. Aus einem kleinen Barockhaus in Ludwigsburg entwickelte sich ein modernes Familienunternehmen, das heute leistungsstarke Widerstandsgeräte in Hightech-Fertigung herstellt – mittlerweile in der vierten Generation.

TEXT + BILDER: Frizlen

1914

Der Elektroingenieur Carl Frizlen, zu der Zeit Geschäftsführer der Ludwigsburger Oberleitungsbahnen, gründet die Elektron GmbH im schwäbischen Ludwigsburg.



1956

Das mittlerweile als Süd-deutsche Elektron C. Frizlen KG firmierende Unternehmen erweitert seine Produktpalette um Drahtdrehwiderstände, auch Potentiometer genannt.

1960

Karl Frizlen übernimmt die Geschäftsführung von seinem Vater.



1914

1922

1956

1960

1972



1922

Das junge Unternehmen steigt in die Herstellung von Regulatoren und Anlassern ein. Zur Beschaffung des dafür notwendigen Kapitals wird das Unternehmen in die Süddeutsche Elektron AG umgewandelt.



1972

Mit der Verlegung des Firmensitzes an den neuen Standort im nahen Murr werden die Weichen für das Wachstum der folgenden Jahrzehnte gestellt.



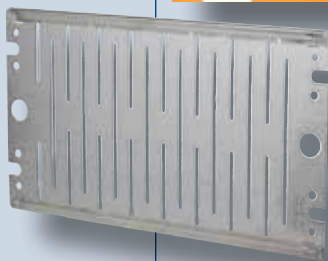
1914 beginnt Carl Frizlen mit der Fertigung elektrischer Licht-, Kraft- und Signalanlagen in einem barocken Stadthaus im schwäbischen Ludwigsburg. Bereits wenige Jahre nach der Gründung des Unternehmens werden die ersten Regulatoren und Anlasser hergestellt. Aus diesem Geschäftsbereich entwickelt

sich über die Jahrzehnte das Produktportfolio der heutigen FRIZLEN GmbH u. Co KG., die sich auf die Entwicklung und Herstellung von Leistungswiderstandsgeräten konzentriert. Von Beginn an legt das Unternehmen großen Wert auf technische Präzision und Innovationskraft. Qualität und Zuverlässigkeit

sind bis heute die zentralen Leitprinzipien, die alle Produkte von FRIZLEN auszeichnen.

1972 zieht das Unternehmen unter der Leitung von Karl Frizlen, dem Sohn des Firmengründers, an seinen heutigen Standort in Murr. Ernst Gehrung tritt

1978
FRIZLEN bringt
Stahlgitter-
widerstände auf
den Markt und
bietet damit ein
kostengünstiges
Produkt für hohe
Leistungen an.



1980
Ernst Gehrung tritt als Vertreter der dritten Familiengeneration in die Geschäftsführung ein. Er verstärkt den Absatz von Leistungswiderständen zur Drehzahlverstellung und Bremsung von Gleich- und Drehstrommotoren.

2009

Die Errichtung des neuen Blechbearbeitungswerks mit vollautomatischen Stanzmaschinen ist die bis dahin größte Einzelinvestition in der Unternehmensgeschichte. FRIZLEN kann damit noch flexibler auf Kundenwünsche eingehen.



1978

1980

1999

2009

2014

2017



Mit drahtgewickelten Flachwiderständen antwortet FRIZLEN auf die steigenden Anforderungen der Kunden an Schutzart und Betriebssicherheit.



1999



2014
FRIZLEN
feiert sein
100-jähriges
Jubiläum

2017

Der Neubau des Verwaltungsgebäudes ermöglicht weiteres Wachstum.



1980 in die Geschäftsführung ein und baut das Unternehmen in den folgenden 30 Jahren zu seiner heutigen Größe aus. Julia und Alexander Horn übernehmen zusammen 2021 die aktive Geschäftsführung und setzen damit die Tradition des Familienunternehmens bereits in der vierten Generation fort.

Die über 111-jährige Geschichte von FRIZLEN ist geprägt von Kontinuität in allen Bereichen. Sie zeichnet sich durch eine beständige Steigerung des Umsatzes, den Ausbau der Fertigungs- und Montagekapazitäten und die kontinuierliche Vergrößerung der fachlich geschulten Belegschaft aus.

Die größten Meilensteine unter den Einzelinvestitionen stellen der Bau des Blechbearbeitungswerks in 2009 sowie der Bau der neuen Fertigungshalle im Jahr 2021 dar. FRIZLEN stellt damit die notwendigen Kapazitäten sicher, um den Bedarf an Leistungswiderständen zuverlässig und in höchster Qualität zu decken.



2021
Neubau einer zweigeschossigen 4000 qm großen Fertigungshalle, um weiteres Wachstum zu ermöglichen.

2021

2025

2021
Julia und Alexander Horn treten in die Geschäftsführung ein und setzen damit die Tradition des Familienunternehmens in 4. Generation fort.



2025
111 Jahre
FRIZLEN

DAMALS

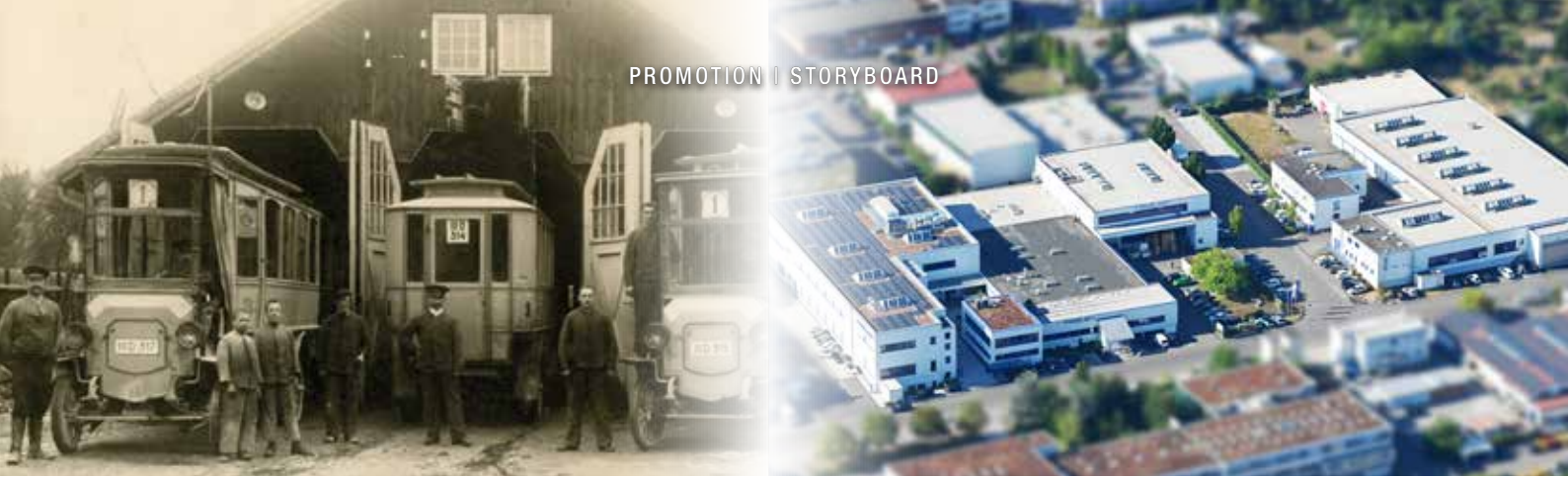


Stromregler für galvanische Bäder mit parallel geschalteten Widerständen

HEUTE



Lastwiderstand zur Prüfung von Notstromgeneratoren, um deren Einsatzbereitschaft sicher zu stellen.



Vom Einzelstück bis zur Großserie

LEISTUNGSWIDERSTÄNDE „MADE IN GERMANY“

Seit über 111 Jahren steht FRIZLEN für Präzision, Qualität und Innovationskraft. Vom kleinen Werkstattbetrieb hat sich das Familienunternehmen zu einem führenden Anbieter von Leistungswiderständen „Made in Germany“ entwickelt – flexibel, zuverlässig und kundenspezifisch, vom Einzelstück bis zur Großserie.

Als Carl Frizlen 1914 die Elektron Gesellschaft für elektrische Beleuchtung, Kraftübertragung und Signalwesen gründete, legte er den Grundstein für ein Familienunternehmen, das bis heute Bestand hat. Die ersten Jahre waren geprägt von wirtschaftlichen Schwierigkeiten. Allerdings bot der steigende Bedarf an elektrotechnischer Ausstattung wie unter

FRIZLEN heute – Dynamik durch Widerstand

Heute steht FRIZLEN für kunden-spezifische Lösungen, die auf moderne Anwendungen zugeschnitten sind. Mit hoher Fertigungstiefe, eigener Blechbearbeitung und flexiblen Produktionskapazitäten können sowohl Einzelstücke

Nachhaltige Unternehmensführung und langfristige Strategien bestimmen unsere Entscheidungen – nicht kurzfristige Zielvorgaben.

Vielfalt ist Programm

Das FRIZLEN-Produktportfolio deckt Leistungen von wenigen Watt bis in den Megawatt-Bereich ab. Haupteinsatzfelder sind dabei Bremswiderstände für die elektrische Antriebstechnik, Lastwiderstände für Notstromgeneratoren sowie Leistungswiderstände für die Energietechnik. Durch die Möglichkeit zahlreicher individueller Spezifikationen produzieren wir flexibel auftragsbezogen.



„Die Elektrifizierung schreitet auf vielen Feldern voran. Bei FRIZLEN haben wir die dazu passenden Widerstände.“

Alexander Horn
Geschäftsführender Gesellschafter,
FRIZLEN

Zertifizierte Qualität: Made in Germany

Unsere Widerstände werden vollständig am heutigen Unternehmenssitz in Murr gefertigt. Die erfahrenen und vielfach langjährigen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter sichern dabei höchste Qualität. Das ISO-9001-zertifizierte Qualitätsmanagement gewährleistet, dass unsere Produkte auch unter härtesten Einsatzbedingungen zuverlässig funktionieren.

anderem an Leistungswiderständen neue Chancen für Wachstum und Spezialisierung. So entwickelte sich der Betrieb von der kleinen Werkstatt in Ludwigsburg zu einem international anerkannten Anbieter hochpräziser Leistungswiderstände für unterschiedliche Anwendungen.

als auch Großserien gefertigt werden. Kontinuität, Zuverlässigkeit und die Bodenständigkeit eines familiengeführten Unternehmens sind die entscheidenden Faktoren für die erfolgreiche Entwicklung vom kleinen Werkstattbetrieb zum führenden Anbieter von Leistungswiderständen.



Maßnahmen für einen zukunftsfähigen PPA-Markt

Energiewende mit PPA-Verträgen

Power-Purchase-Agreements (PPA) gewinnen für Industrie und Gewerbe zunehmend an Bedeutung. Um Planungssicherheit zu gewährleisten und eine Integration in den EU-Strommarkt zu ermöglichen, sind klare politische Leitplanken erforderlich.

TEXT: Dena BILD: iStock, wacomka

PPAs sind ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung in Deutschland. Unternehmen nutzen diese Stromlieferverträge mit erneuerbaren Energien zur langfristigen Preisabsicherung und zur Umsetzung ihrer Klimaziele. Spezialisierte Anbieter entwickeln wiederum neue Geschäftsmodelle für Industrie und Gewerbe. Doch welche politischen Maßnahmen können den PPA-Markt weiter stärken und die Anforderungen der EU zur Marktintegration erfüllen?

Fachleute betrachten Power Purchase Agreements als zentrales Instrument, um die Energiewende und die Wettbewerbsfähigkeit in Einklang zu bringen. Corinna Enders, Vorsitzende der Dena-Geschäftsführung, sagt dazu: „PPAs sind ein Schlüsselinstrument für eine kosteneffiziente Energiewende – mit langfristiger Planungssicherheit für Unternehmen, neuen Investitionen und weniger Belastung für den Staat. Jetzt braucht es Entschlossenheit, um verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen und dem Markt die Sicherheit zu geben, die er für weiteres Wachstum benötigt.“

Auch aus wirtschaftlicher Sicht bieten PPAs die Chance, Kosten zu senken und Klimaziele verlässlich umzusetzen.

Achim Dercks, stellvertretender DIHK-Hauptgeschäftsführer, ergänzt: „PPAs beschleunigen nicht nur den Erneuerbaren-Ausbau, sondern können auch die Energiekosten von Unternehmen deutlich senken. Damit sind sie für viele Unternehmen ein wichtiger Baustein zur erfolgreichen Umsetzung betrieblicher Klimaschutzstrategien. Insbesondere energieintensive Unternehmen können sich mit PPAs gegen Preissteigerungen langfristig wappnen.“

Handlungsempfehlungen

Im Fokus stehen die Themen Marktdesign, Markttransparenz und Bezugsmodelle. Hinsichtlich des Marktdesigns wird anhand der Electricity Market Directive (EMD) der EU-Kommission aufgezeigt, wie PPAs als zentrales Instrument gestärkt werden können. Im Rahmen der Marktoffensive wird unter anderem eine staatliche Garantie vorgeschlagen, um Finanzierungsrisiken zu mindern und den Zugang zu PPAs zu erleichtern. Zudem könnten Unternehmen, die ihren Strombezug gezielt an einem hohen Anteil erneuerbarer Energien ausrichten, künftig für diese systemdienliche Integrationsleistung entlastet werden. Auf diese Weise könnten

PPAs als Bestandteil eines auf erneuerbaren Energien basierenden Industriestrompreises vergünstigt zur Verfügung stehen.

Zur Verbesserung der Markttransparenz empfiehlt die Initiative, Herkunftsnachweise aus deutschen Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energien zu stärken – etwa durch regulatorische Vorgaben oder eine explizite Kennzeichnung von Ort und Zeit der Stromerzeugung. Dadurch wird der Bezug von Grünstrom nachvollziehbarer und der Marktwert gestärkt. Gleichzeitig wären klare bilanzielle Vorgaben nötig, damit PPAs nicht zu einem Risiko für Abnehmende in der finanziellen Berichterstattung werden. Hierzu wäre eine EU-weite Klärung nötig. Damit Unternehmen weiterhin in eigene Anlagen zur Direktversorgung mit erneuerbaren Energien investieren, braucht es rechtliche Klarheit – vor allem nach den EuGH- und BGH-Urteilen zur Definition von Kundenanlagen. Zudem sollten auch kleinere Unternehmen einen besseren Zugang zum PPA-Markt erhalten – zum Beispiel über rechtssichere Pooling- und Mehrpersonenmodelle, bei denen sich mehrere Abnehmer zusammenschließen können.

Leistungsstarke Verbindungen für die
Energie- und Datennetze der Zukunft

Mehr Power bei gleicher Baugröße

Technologische Weiterentwicklungen bei Steckverbindern sind von zentraler Bedeutung für das Gelingen der All Electric Society – und Harting hat in diesem Bereich eine führende Rolle eingenommen. Doch Fortschritt bedeutet nicht immer nur Größenwachstum.

TEXT: Sebastian Human, Harting BILDER: Harting; Devrimb, iStock



Hat man Leistung in der Vergangenheit noch in Kilogramm gekauft, markiert das Ende der geometrisch-linearen Skalierung einen weiteren Schritt in Richtung Zukunft. Ein markantes Beispiel für diese These ist die Weiterentwicklung unserer Steckverbinder-Kontakte von TC 70 zu TC 100.

Diese neue Generation von Steckverbindern bietet eine erhöhte Stromtragfähigkeit, jedoch ohne dabei die Baugröße proportional zu verändern. Durch innovative Materialien und Konstruktionsansätze gelingt es uns bei Harting, die Effizienz der Energieübertragung zu steigern und gleichzeitig den Platzbedarf zu minimieren.

Von 70 auf 100: Überarbeitung der Han-Serie

Gute Kontakte sind bekanntlich alles. Um mehr Power über den gleichen Kontakt leiten zu können, sind wir die Überarbeitung von TC 70 auf TC 100 angegangen. Das Ziel ist es, die Baugröße zu optimieren, ohne dabei die Leistungsfähigkeit zu beeinträchtigen. Hierfür müssen die Kolleginnen und Kollegen technische Aspekte wie den Übergangswiderstand und die Steckkräfte berücksichtigen. Dazu implementieren wir innovative Lösungen, um geometrische Parameter und Materialeigenschaften zu verbessern. Diese Anpassungen sind entscheidend, um die Effizienz der Kontakte zu steigern und die Wärmeableitung zu optimieren – Faktoren, die in einem zunehmend elektrischen Umfeld unerlässlich sind.

Die Anhebung der Stromtragfähigkeit von 70 auf 100 Ampere ist ein wichtiger Schritt, der sich direkt aus den Anforderungen der All Electric Society (AES) ableitet. Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit ist entscheidend, um den steigenden Anforderungen an Energiefluss und gleichzeitige Nutzung in der AES gerecht zu werden.

Denn die Vision einer AES erfordert nicht nur eine höhere Menge an Energie, sondern auch die Fähigkeit, diese Energie gleichzeitig für verschiedene Anwendungen und Teilnehmer in einem Netzwerk bereitzustellen. Höhere Stromtragfähigkeiten ermöglichen diese gleichzeitige Nutzung durch mehrere Geräte, ohne die erforderliche Infrastruktur zu stark zu belasten. Besonders relevant ist das beispielsweise vor dem Hintergrund der Integration von Smart Grids, in denen verschiedene digitale Anwendungen in Echtzeit miteinander verbunden sind.

Zukunftsweisende Anwendungen und Lösungen

Dieser steigende Bedarf hat unmittelbare Auswirkungen auf technologische Entwicklungen. Ein Beispiel dafür sind Batteriespeichermodule, die kompakter und leistungsfähiger



Norbert Gemmeke ist Managing Director bei Harting Electric.

werden. Diese Module erfordern auch Steckverbindungen, die den erhöhten Anforderungen an Strom und Leistungsfähigkeit gerecht werden. Zudem ist der Wasserstoffsektor ein wichtiger Wachstumsbereich. Hier sind höhere Stromtragfähigkeiten erforderlich, um eine effiziente Energieübertragung zu gewährleisten. Auch in Rechenzentren, in denen immer kleinere und leistungsstärkere Geräte benötigt werden, ist eine Erhöhung des Strombedarfs zu beobachten. Eine hohe Prozesseffizienz erfordert also eine ständige Anpassung der Infrastruktur an steigende Energiemengen.

Einer für alle(s): Einsetzbarkeit des TC 100

Harting verfolgt mit der TC-Serie das Ziel einer universellen Einsetzbarkeit in verschiedenen Branchen. Der neue Kontakt soll daher beispielsweise sowohl in der Bahntechnik als auch in Rechenzentren Anwendung finden. Mit der Entwicklung eines universellen Steckverbinders steigern wir nicht nur die Effizienz, sondern verpassen auch der Flexibilität in der Nutzung ein echtes Power-up.

Bei Harting wissen wir schon lange: Die Fähigkeit, leistungsfähige Verbindungen zu schaffen, ist zentral – auch, um die Anforderungen an die AES und an die damit verbundene Infrastruktur zu erfüllen. Das ermöglicht den gleichzeitigen Betrieb von mehreren energiehungrigen Anwendungen im selben Netzwerk und trägt zur Stabilität und Zuverlässigkeit der Energieversorgung bei.

Die AES verlangt also nicht weniger als eine fundamentale Neuausrichtung der Konnektivität. Während elektronische Geräte immer leistungsstärker werden, müssen ihre Abmessungen reduziert werden. Somit müssen auch unsere Produkte höhere Leistungen erbringen, ohne maßgeblich größer zu

werden. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, benötigen wir innovative Lösungen, die sich an den veränderten Anforderungen der AES orientieren.

Echte Effizienz durch Einsatz künstlicher Intelligenz (KI) in der Produktentwicklung

Ein wichtiger Punkt in der technologischen Differenzierung liegt für uns auch in der Nutzung von künstlicher Intelligenz. Wir integrieren KI in den Entwicklungsprozess, um beispielsweise Materialien und Konstruktionen zu optimieren und um sicherzustellen, dass die neuen Kontakte den steigenden Anforderungen der AES gerecht werden. Der Einsatz generativen Designs und leistungsstarker Simulationssoftware ermöglicht uns eine effiziente Produktentwicklung, die nicht nur die Materialauswahl verbessert, sondern auch entscheidend zur Optimierung von Geometrien und Kontaktierungsprinzipien beiträgt.

Volle Energie: Der Weg ist klar

Wir haben uns klare Ziele für die Entwicklung der TC-Serie gesetzt. Die Roadmap fokussiert sich auf die konsequente Weiterentwicklung der Kontakttechnologie und die Umsetzung neuer Anwendungen. Mit dem Dreiklang aus Hartings Innovationskraft, dem gezielten Einsatz von KI und der klaren Ausrichtung auf universelle Einsetzbarkeit schaffen wir eine zukunftsorientierte Lösung für die industrielle Konnektivität. Die Entwicklungen innerhalb der All Electric Society erfordern schnelle Anpassungen und leistungsfähige, zuverlässige Produkte. Die Zukunft erfordert von uns, die richtigen Technologien und Strategien zu entwickeln – und Harting ist bereit, diese Herausforderungen anzunehmen, um den Weg in eine nachhaltige, elektrische Zukunft zu ebnen.

THE WINNERS 2025

fischer



FLENDER



KUKA



SCHALTBAU



Die KI-Champions der Industrie

Am 16. Oktober 2025 wurde in München FREDDIE – Der Industrial AI Award – verliehen.

Gekürt wurden herausragende KI-Anwendungen aus der produzierenden Industrie mit messbaren Impacts. In fünf Kategorien hat die unabhängigen Fach-Jury (u.a. Fraunhofer IAIS,

Universität St. Gallen und KI Bundesverband) aus über 50 Einreichungen sechs Gewinner-AI-Use-Cases gewählt. publish-industry und UnternehmerTUM gratulieren als Initiator und Veranstalter von FREDDIE – Der Industrial AI Award – allen Gewinnern!

BILDER: Foto Vogt

www.industrial-ai-award.de



Customer Experience FISCHERWERKE

KI-Baustofferkennung in der fischer DIY

Die fischer DIY App nutzt KI, um per KlopferäuschanalysedenWandbaustoff zu erkennen und sofort passende Dübel- und Befestigungsempfehlungen auszugeben, direkt über das Smartphone-Mikrofon. Die Erkennung klassifiziert Materialien wie Beton, Ziegel und Gipskarton und führt Heimwerker ohne Fachbegriffe in wenigen Schritten zum geeigneten Befestigungssystem. Auslöser waren Unsicherheit über den Verankerungsgrund, fehlendes Fachwissen und der Wunsch, riskante Probebohrungen zu vermeiden; die Lösung bietet eine Entscheidungshilfe und reduziert Fehlkäufe. Langfristig soll die entwickelte Technologie auch auf weitere Anwendungen und Prozesse im Unternehmen übertragen werden, um zusätzliche Mehrwerte zu schaffen.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2893032



Process Excellence FLENDER

Vorhersage der Schleifbarkeit von gehärteten Zahnradern

Die KI prognostiziert die Schleifbarkeit gehärteter Zahnradern, weist eine Schleifklasse zu und leitet bedarfsgerechte Schnittparameter in einer internen Browser-App ab, um Schleifbrand zuverlässig zu vermeiden. Herzstück ist ein regelmäßig nachtrainierter Random-Forest auf Produktions- und Kontrollmessdaten, der den Schleifprozess wesentlich beschleunigt und damit das frühere Bottleneck auflöst. Anlass waren Verzüge nach dem Härten und das Schleifbrandrisiko, das teuren Ausschuss und unnötige CO₂-Emissionen verursachte und deshalb zum Schleifen mit „sicherer“ Geschwindigkeit führte. Geplant sind der Rollout an weiteren Standorten und die Übertragung auf andere Prozessschritte entlang der Wertschöpfungskette, um durch die Anwendung von AI auf der Fertigungs- und Qualitätsdaten die Fertigungsprozesse weiter zu optimieren; mit diesem AI Projekt ist somit ein weiteres scharfes Werkzeug der AI Toolbox hinzugefügt worden.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2893818



Process Excellence IFM ELECTRONIC / IFM STATMATH

Mit KI zur effizienten Produktionsplanung

Die KI-Lösung bündelt Aufträge intelligent, senkt Rüstwechsel und steigert die Linienauslastung, indem sie die Fertigungsplanung in Minuten statt Stunden erstellt und sich laufend an vor- und nachgelagerte Prozesse anpasst. Sie integriert SAP-ERP sowie gängige Bestückungsautomaten wie ASM und Fuji und lässt sich über eine schlanke Weboberfläche intuitiv bedienen. Auslöser war eine extreme Komplexität: Jährlich viele Millionen Leiterplatten aus über einer Milliarde Bauteilen, fehlende automatisierte Planung und keine ganzheitliche Einbeziehung angrenzender Prozesse. Bisher erforderte die Planung tiefes Expertenwissen und war zeitaufwendig. Zukünftig sind Rollouts auf weitere Standorte und Prozessschritte sowie die Kommerzialisierung über FOX (Factory Optimization Excellence) geplant.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2893820





Transformation Mindset

KUKA

KUKA Xpert AI Assistant

Der KUKA Xpert AI Assistant integriert generative KI in die Xpert Plattform und liefert 24/7 präzise Antworten zu Programmierung, Wartung und Diagnose. Basis sind 1,6 Mio. Expertendokumente. Statt mühsamer Dokumentensuche ermöglicht natürliche Sprachinteraktion mit Kontextlernen bis zu 70% schnellere Reaktionen, mehr Selbstständigkeit und weniger Ausfallzeiten. Die Herausforderung war Informationsüberfluss: Relevanz finden kostete Fachwissen und Zeit; Ziel war die Demokratisierung des Expertenwissens – von „Suchen und hoffen“ zu „Fragen und sofort wissen“.

KUKA Xpert AI Assistant ist ein intelligentes Ökosystem, das Kunden wie Mitarbeitenden Zugriff auf Produktinformationen, Serviceanleitungen und Fehlerdiagnosen gibt.



Erfahren Sie mehr: industr.com/2893822



Sustainability SCHALTBAU

NEXT-EMS

NEXT-EMS ist eine KI-Energiemanagementlösung für die DC-Factory von Schaltbau: Sie vernetzt Erzeuger, Verbraucher und Speicher, nutzt Wetter- und Produktionsprognosen und optimiert Energieflüsse vorausschauend; mangels Marktlösung wurde ein skalierbares Cloud-Backend mit lokaler Edge-Anwendung entwickelt. Problemkern ist die Steuerung des Energiesystems unter Fertigungsrestriktionen, um KPIs zu Eigenverbrauch, Energiepreis und Netzdienlichkeit zuverlässig zu erreichen; gefordert war ein flexibel reagierendes, energieeffizientes System mit KI-Optimierung. Langfristig sollen so Kosten und CO₂ sinken, die Lösung als KI-Vorreiter branchenübergreifend skaliert werden und die Transformation zu ressourcenschonender, digitalisierter Produktion vorankommen.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2893824



Game Changer

HARTING TECHNOLOGIEGRUPPE

Generative Engineering

HARTINGs „Connectivity AI“ generiert aus Kundenanforderungen per Knopfdruck Steckverbinderkonzepte mit Skizzen, 3D-CAD und Simulation, integriert in Siemens NX und gestützt von Microsoft Azure OpenAI. Routineaufgaben werden automatisiert, der Designprozess stark beschleunigt und Prototypen schneller validiert. Auslöser waren lange manuelle Zyklen, Fachkräftemangel und Iterationen, die besonders in der Konzeptphase Termine und Kosten belasteten; zugleich wird Normkonformität sichergestellt. Künftig sind Erweiterungen auf mehr Produktkategorien und Simulationstools, die Demokratisierung der KI-Nutzung und maßgeschneiderte Lösungen geplant. Ziel ist schnellere Time-to-Market für Produkte oder Services.

Erfahren Sie mehr: industr.com/2893826



Save
the Date
FREDDIE 2026
16.09.26



Fehler erkennen und Ausfälle vermeiden

Digitale Umspannwerke sicher betreiben

Während früher Kupferkabel dominierten, steuern heute vernetzte Systeme die Energieflüsse. Digitale Umspannwerke verbessern Prozesse, erfordern jedoch auch neue Sicherheitsstrukturen. Die Frage ist, wie sich Fehlerquellen, Angriffe und Ausfälle früh erkennen und ohne Stillstand abwehren lassen.

TEXT: Guido Hahnloser, Belden BILDER: „Energy Solution Brief 2025“ von Belden; katana0007, iStock

Der Grundsatz, der in der gesamten industriellen Produktion universell gilt, lässt sich auch auf den Energiesektor übertragen. Der entscheidende Punkt bei moderner OT-Sicherheit: Bauen Sie Netzwerke auf, mit denen Sie Probleme erkennen können, bevor sie auftreten. Dies gilt auch für den Aufbau und das Verwalten von digitalisierten Umspannwerken. Dieser Artikel beschreibt einen praxisorientierten und anwenderfreundlichen Ansatz, um ein solches Konzept zu erreichen. Wir konzentrieren uns dabei auf drei wichtige Aspekte: Fehler, Bedrohungen und Eindringlinge erkennen, isolieren und Vorfälle letzten Endes verhindern.

Der Unterschied zwischen digitalen und herkömmlichen Umspannwerken

Bevor wir uns mit den Sicherheitsfragen befassen, sollten wir grundlegende Begriffe klären. Ein herkömmliches Umspannwerk besteht meist aus Bündeln an Kupferkabeln – Tausenden von Anschlüssen. Jedes Signal wird über einen vorab festgelegten Pfad übertragen. Eine digitale Umspannstation optimiert diesen Prozess. Sensoren kommunizieren mit Zusammenführungseinheiten und intelligente Geräte sprechen die gleiche Sprache (früher dank DNP3, heute mit der IEC 61850). Die meisten Drähte werden zu ein paar Glasfasersträngen und einem sauberen Ethernet. Um es in die richtige Perspektive zu setzen: Bei einem typischen kleinen oder mittleren Umspannwerk können im Zuge der Digitalisierung fast 30 km Kupferkabel durch gerade einmal 1,5 km Glasfaserkabel ersetzt werden.

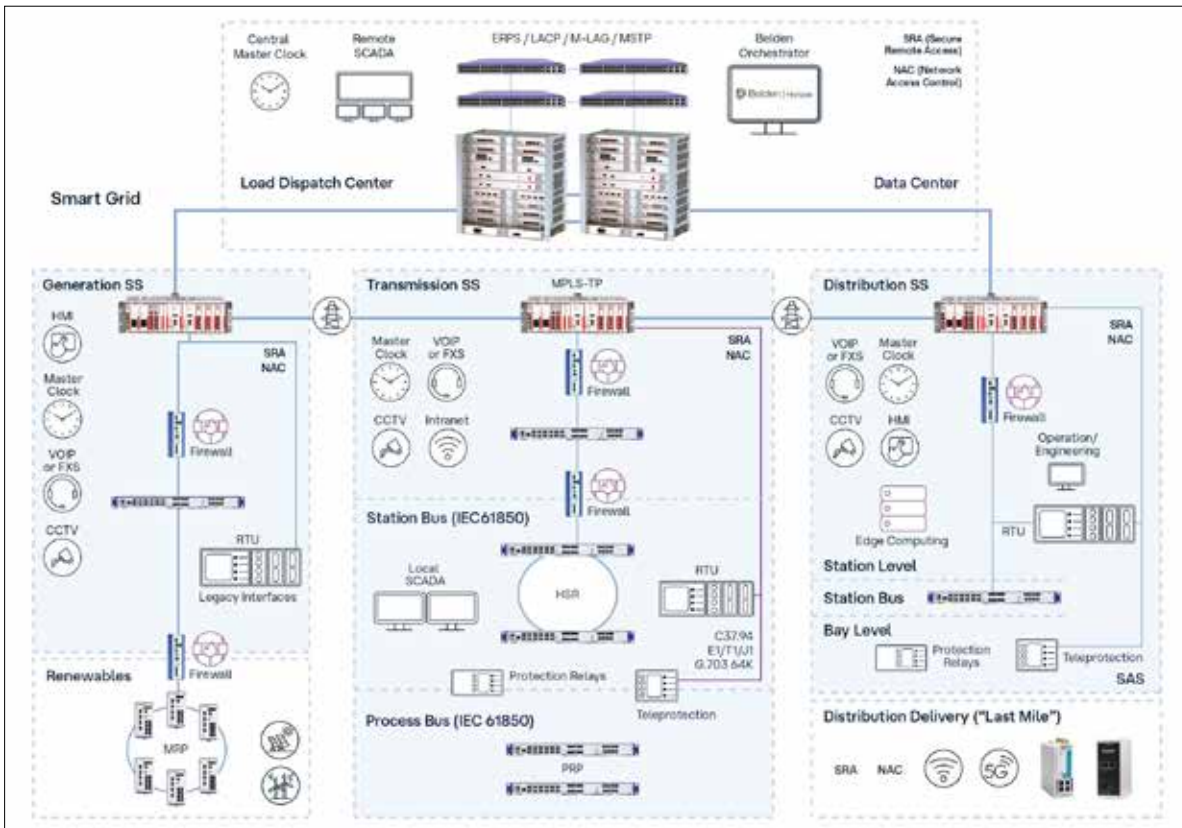
Netz mit einer gemeinsamen Sprache

Digitale Umspannwerke sind vergleichbar mit Mikro-Rechenzentren, sodass ähnliche Regeln gelten. Die Transparenz wird gefördert, wenn die Geräte dieselbe Sprache „sprechen“. Zuerst kam das DNP3-Protokoll im Jahr 1993, heute setzen wir auf die Norm IEC 61850. Sie bietet ein einheitliches Informationsmodell und eine einheitliche Kommunikation, sodass IEDs* verschiedener Hersteller reibungslos zusammenarbeiten können. In der Norm ist festgelegt, wie Daten strukturiert und mit möglichst geringer Latenz ausgetauscht werden.

Unter intelligenten elektronischen Geräten (IED) versteht man intelligente Steuerungen, die in modernen Umspannwerken eingesetzt werden. Sie messen wichtige Werte wie Spannung und Strom, schützen die Geräte, indem sie bei Bedarf Schutzschalter auslösen, und übermitteln die Daten an das Steuerungssystem. Anstatt sich auf mehrere Einzweckgeräte zu verlassen, kann ein einziges IED die Überwachung, den Schutz und die Steuerung in einer einzigen vernetzten Einheit übernehmen.

Drei Funktionen sind in einem Umspannwerk besonders wichtig:

- **Manufacturing Message Specification (MMS)** zur Einteilung der Daten in verschiedene Sicherheitsstufen
- **Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE)** für die Peer-to-Peer-Signalisierung in Echtzeit, ohne dass dafür eine zentrale Steuereinheit notwendig ist. Dies



Eine vollständig vernetzte Lösungsarchitektur für Energienetze

unterstützt kritische Funktionen wie die Koordination von Fehlerortung, Analyse und Schutzmechanismen.

- **Reporting** bedeutet die Übermittlung bestimmter Teildaten an übergeordnete Systeme, wenn relevante Ereignisse auftreten, wie Fehler oder Störungen.

Die IEC 61850 gibt strenge Regeln vor, die sich auf PTP-Zeitsynchronisation (Precision Time Protocol) und nahtlose Redundanz stützen: PRP (Parallel Redundancy Protocol) und HSR (High-Availability Seamless Redundancy) erzeugen alternative Pfade mit schneller Wiederherstellungszeit, sodass die Datenübertragung auch bei einem Fehler fortgesetzt wird.

Grenzen im System setzen

In der Abbildung sind die Umspannwerke in Schichten unterteilt, die ihre Funktionen widerspiegeln. An der Spitze

sind die Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilerstationen durch hochverfügbare Netze miteinander verbunden.

Im Umspannwerk teilt sich die Architektur in den Stationsbus und den Prozessbus auf, die beide durch die IEC 61850 definiert sind. Der Stationsbus überträgt Daten zur Koordinierung der Anlage an SCADA-, HMI- und Steuerbefehle. Der Prozessbus übermittelt die zeitkritischen Signale zwischen Schutzrelais, Zusammenführungseinheiten und Teleprotection. Die Trennung dieser Busse gewährleistet, dass der Schutz deterministisch bleibt.

Innerhalb der Verteilerstation werden in der darunter liegenden Feldebene Schutzrelais und Teleprotection-Schnittstellen angeschlossen. Hier erfolgt die Fehlererkennung und Fehlerisolierung in Mikrosekunden. Auf der darüber liegenden Stationsebene befinden sich die SCADA-Gateways, HMIs und der lokale

technische Zugang. Beachten Sie, dass Firewalls und NAC-Durchsetzungspunkte zwischen diesen Schichten platziert sind, um zu kontrollieren, wer mit wem kommuniziert.

In der Verteilerstation werden auch Betriebs- und Engineering-Workstations eingerichtet. Dies sind die menschlichen Berührungspunkte, wie Laptops, Wartungsterminals, Fernsitzungen. Befinden sich genau dort, wo die Risikofläche am größten ist. Die letzte Meile ist die Bereitstellung innerhalb des Verteilnetzes bis zum Endgerät. Dies ist die Übergabe an das Feldnetz. Diese heterogene Umgebung ist in vielerlei Hinsicht der am wenigsten vorhersehbare Teil des Systems. Das Diagramm zeigt, dass die Segmentierung nicht an der Stationswand endet. Die letzte Meile muss als eigene Zone behandelt werden, mit Inspektions- und Zugriffskontrollen an der Grenze, sonst gefährdet das schwächste Glied, die stärkste Konstruktion schon im Vorfeld.

Wer bekommt einen Schlüssel

Hier kommt die NAC ins Spiel: In unserer Architektur befinden sich die Durchsetzungspunkte zwischen Stations- und Prozessbus, um die Engineering-Workstations herum und am Edge, wo die Verteilung an Endgeräte im Feld erfolgt.

In der Praxis wird das System so eingerichtet, dass es mit einer passiven Erkennung beginnt. Dabei wird beobachtet, welche Geräte über welche Ports miteinander kommunizieren. Sobald dieses System klar abgebildet wurde, wird der Zugriff schrittweise verschärft, indem man von weichen Methoden zu stärkerer Authentifizierung übergeht. Und wenn ein Gerät unkontrollierbar wird oder ein unbekanntes Gerät angeschlossen wird, sollte das System sofort reagieren und das Gerät in Quarantäne stellen oder den Anschluss abschalten.

Migration ohne Ausfallzeiten

Das Schwierigste dabei ist immer, diese Arbeit zu erledigen, ohne dass es zu Störungen im laufenden System kommt.

Am besten ist es, die Migration parallel zu vollziehen und die neuen Sicherheitsfunktionen auf die bestehende Infrastruktur aufzusetzen und sie dann schrittweise einzuführen.

Der Ablauf ist kontinuierlich und vorhersehbar. Der erste Schritt besteht darin, in aller Ruhe zu beobachten Geräte und Abläufe zu erfassen. Als Nächstes folgt die Segmentierung in risikoarme Bereiche und die Anpassung der Regeln an die Realität. Anschließend folgt die Durchsetzung mit NAC und die Einführung zonenübergreifender Kontrollen, wobei Sie stets einen sicheren Pfad für kritische Vorgänge aufrechterhalten sollten. Erst wenn diese Schritte stabil laufen, sollte man sich im Netzwerk weiter nach außen vorarbeiten.

Studie E-REDES: Modernisieren unter Realbedingungen

E-REDES, die Verteilungssparte von EDP Spanien, betreibt 20.000 km Leitungen, 149 Umspannwerke und 6.700 Niederspannungsstationen, die mehr als 650.000 Kunden mit Strom

versorgen. Die Herausforderung bestand darin, das Netzwerk zu digitalisieren, ohne es vom Netz zu nehmen, und gleichzeitig mit dem steigenden Datenvolumen, den isolierten Systemen und den oft stundenlangen Prozessen zur Fehlersuche zurechtzukommen.

Mit Belden haben wir ein neues Kommunikations-Backbone auf der Basis von Hirschmann-Switches und -Routern mit PTP-Zeitsynchronisation, PRP-Redundanz und einer einheitlichen HiOS/HiVision-Verwaltungsschicht implementiert. Mit der vorhandenen wesentlichen Infrastruktur erreichten wir die Erfassung von IED- und Recorder-Daten in Echtzeit und unterstützten ein hochmodernes System zur Fehlererkennung.

Das Ergebnis: Die Zeit für die Fehlersuche verringerte sich von zwei Stunden auf etwa 40 Minuten, Fahrten und Emissionen gingen zurück, die SAIDI/TIEPI-Verfügbarkeitskennzahlen verbesserten sich und eine vorausschauende Wartung wurde möglich. Schritt für Schritt profitierte E-REDES von den Vorteilen der Digitalisierung ohne Ausfallzeiten.



Engineering für den Energiesektor

Die Anforderungen von Versorgern, Kraftwerksbetreibern und Abnehmern der Energiebranche sind vielfältig. Eplan unterstützt mit Engineering-Software und Services, damit Herausforderungen bewältigt und Ziele im Energiesektor erreicht werden können.

- Lösungen für alle branchenrelevanten Aspekte von der Planung bis zum Betrieb
- Effiziente Planung komplexer Schaltgeräte und -anlagen sowie Netzplanung
- Vollständige digitale Dokumentation und durchgängige Daten bis zum Service

Wie Eplan Sie im Energiebereich unterstützen kann:
www.eplan.de/energie

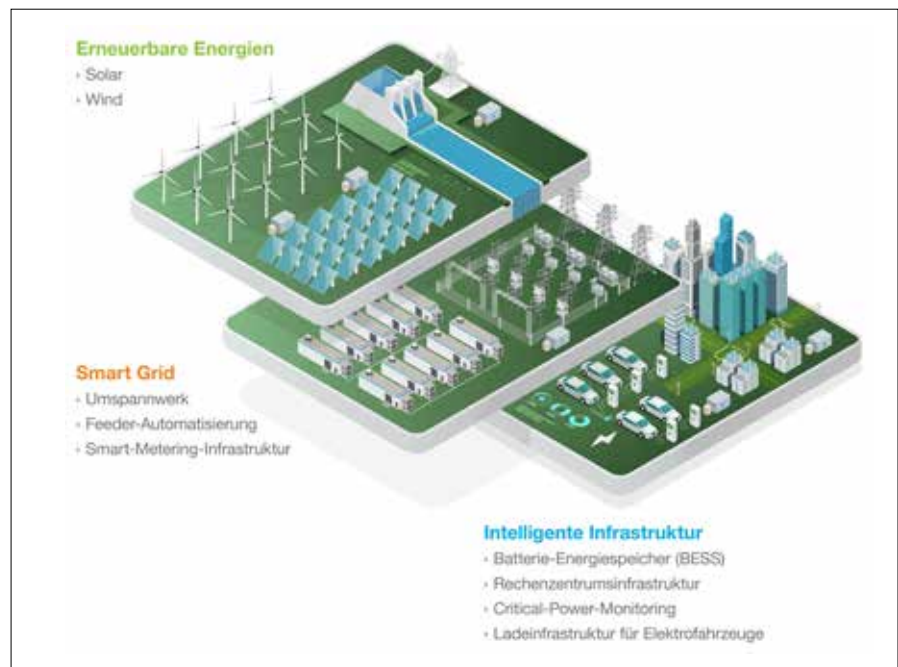


Resiliente Batteriespeicher für Netze mit erneuerbaren Energien

Netzstabilität in Sekunden

Moderne Stromnetze sind zunehmend auf dezentrale Energiequellen wie Sonne und Wind angewiesen. Weil deren Erzeugung stark schwankt, sind Batterie-Energiespeichersysteme (BESS) für die Netzstabilität unverzichtbar geworden. Netzdienliche BESS müssen daher strikte Anforderungen in Sachen Leistung, funktionale Sicherheit und IT-Sicherheit erfüllen.

TEXT: Muhammad Fawwad, Moxa BILDER: Moxa; gorodenkoff, iStock



Batterie-Energiespeicher spielen eine tragende Rolle in modernen Energieversorgungssystemen. Hierfür müssen sie jedoch strikte Vorgaben erfüllen.

Moderne Batteriespeicher bestehen aus den Systemkomponenten Batteriemanagement-Systeme (BMS), einem bidirektionalen Leistungsumrichtersystem (Power Conversion System, PCS) und einem Energiemanagementsystem (EMS), das für die Verbesserung und die Einhaltung der netzseitigen Anforderungen sorgt.

Systemdienstleistungen und Hochlaufgeschwindigkeit

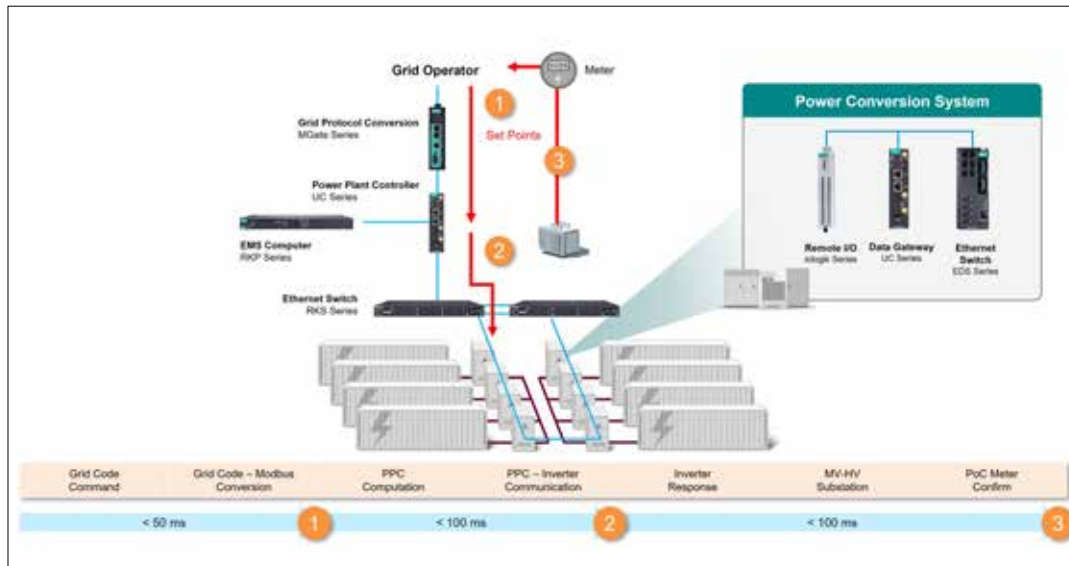
Netzgekoppelte Batteriespeicher müssen bindende Verpflichtungen bezüglich der Netzfrequenzhaltung, der Spannungshaltung und der Hochlauf-Eigenschaften einhalten. In Systemdienstleistungs-Märkten müssen die Betreiber zum Beispiel nachweisen, dass ihre Anlagen in einem bestimmten Zeitraum auf die volle Leistungsabgabe hochfahren können. Damit BESS zum Beispiel als Frequenzreserve eingesetzt werden können, muss dies in weniger als einer Sekunde erfolgen, während für die manuelle Frequenzwieder-

herstellung Zeiträume im Minutenbereich zulässig sind.

Diese Leistungsanfahrtschwindigkeit ist eine vertragliche Verpflichtung als Folge einer technischen Schutzmaßnahme im Sinne der Netzstabilität. Bei Nichteinhaltung besteht das Risiko des Ausschlusses aus den Systemdienstleistungsmärkten, was die Systemzuverlässigkeit gefährdet. Die Sicherstellung einer planbaren und hohen Leistungsanfahrtschwindigkeit wird damit zu einem kritischen Designziel von Batteriespeicheranlagen und ist direkt verknüpft mit der Leistungsfähigkeit der Leistungswandlerelektronik. Essenzielle Grundlage hierfür ist die Resilienz des unterstützenden Kommunikationsnetzwerks.

Digitalisierte Kommunikation und deterministische Steuerung

BESS sind skalierbare Anlagen, deren Gesamtleistung und -speichertiefe



Um das Zeitfenster des Netzcodes einzuhalten, steht für die Kommunikation nur ein kurzes Intervall zur Verfügung. 1 - Der Netzbetreiber sendet den Sollwert an den PPC, 2 - Der PPC stellt die Wechselschalter ein, 3 - System-Rückmeldung an den Netzbetreiber.

durch die geschickte Vervielfachung von PCS- und BMS-Elementen erreicht wird. Diese Systemkomponenten kommunizieren heutzutage untereinander wie auch mit dem EMS und externen Stellen ausschließlich digital über IP-basierte Kommunikation. Wie in anderen Bereichen der modernen Energieversorgungsbranche wird immer häufiger der Standard IEC 61850 verwendet, um die Interoperabilität zu gewährleisten. Zu den typischen, in der Norm enthaltenen Protokollen gehören:

- GOOSE für die ultraschnelle Meldung von Ereignissen zu Schutzzwecken
- MMS für Überwachungs- und Konfigurationsaufgaben

Die verschiedenen Kommunikationsnetzwerke innerhalb von Batteriespeicher-Anlagen sowie ihre Verbindungen zu externen Netzwerken mit IEDs (Intelligent Electronic Devices) und Power-Plant-Controllern (PPC) sollten in der Lage sein, Datenpakete zu priorisieren. IEC-61850-orientierte Protokolle liefern die technischen Grundlagen für das deterministische Verhalten der Gesamtanlage.

Mit passenden Kommunikationsprotokollen allein ist ein schnelles und

koordiniertes Hochfahren der Batterieleistung jedoch nicht erreichbar. Es bedarf vielmehr einer konsistenten Steuerung, die die Reaktionen über alle Elemente des Batteriespeichers hinweg synchronisiert.

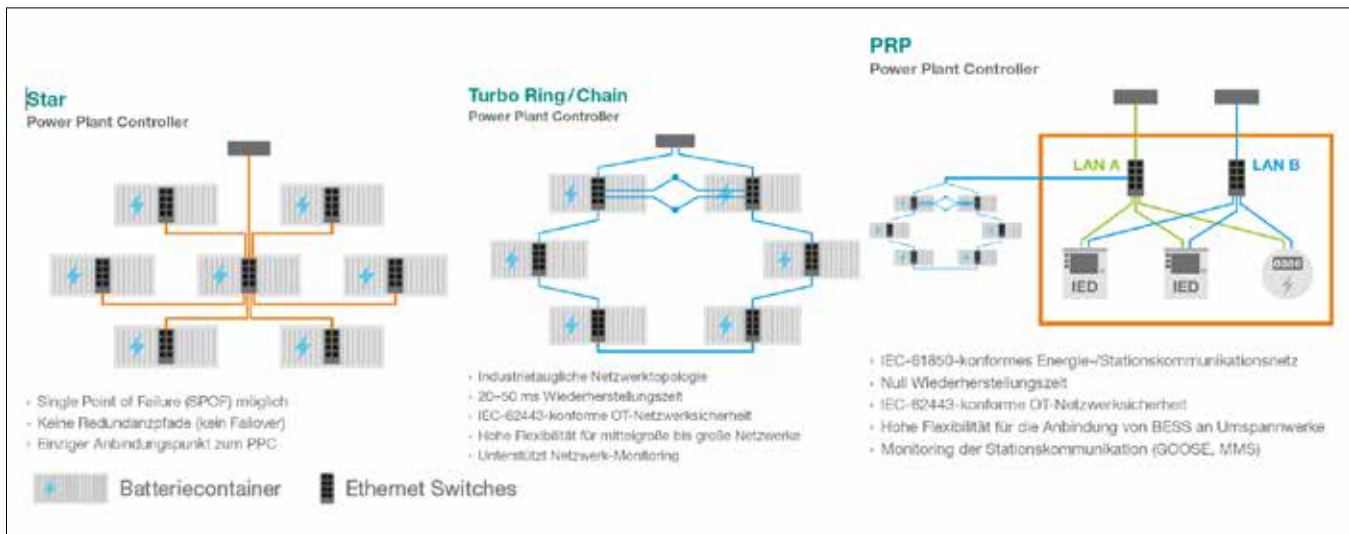
Sobald die Netzbetreiber Sollwerte ausgeben, sorgt diese Steuerung dafür, dass deren Vorgaben gleichzeitig an alle Inverter verteilt werden. Dies verhindert Reaktionen, die möglicherweise Oszillationen hervorrufen und die Netzstabilität gefährden. Diese Koordinationsfunktion ist von elementarer Bedeutung zur Einhaltung eines deterministischen Verhaltens in Systemdienstleistungs-Märkten.

In technischer Hinsicht muss die Steuerung neben latenzarmer Kommunikation auch für einen sicheren und fehlertoleranten Betrieb sorgen. Darüber hinaus muss Langzeit-Zuverlässigkeit auch unter anspruchsvollen Bedingungen gewährleistet werden. Durch die Integration einer solchen Steuerung in die Batteriespeicher-Architektur können die Betreiber einen deterministischen, zentralen Kommunikations-Backbone einrichten, der Signale aus dem Netz in synchronisierte Aktionen der Inverter umsetzt und damit eine schnelle und vorhersagbare Leistungsverfügbarkeit ermöglicht, die strengen, netzseitigen Anforderungen gerecht wird.

Netzwerkresilienz und Netzwerkdesign

Selbst bei höchst leistungsfähiger Leistungselektronik und Kommunikationsprotokollen steht und fällt die Einhaltung der Hochfahrzeiten mit der zugrunde liegenden Netzwerktopologie. Ein einziger Schwachpunkt im Kommunikationsnetz kann den Wiederaufbau der Versorgung um Sekunden verzögern, wodurch der Batteriespeicher die Netzanschlussbedingungen nicht erfüllt. Resiliente Topologien wie Turbo Ring und Turbo Chain bieten Wiederherstellungszeiten von unter 50 ms. Zero-Loss-Redundanz sorgt mithilfe von PRP/HSR sogar für eine komplett unterbrechungsfreie Kommunikation im Störfall. Diese Verfahren stellen sicher, dass Inverterbefehle und Messsignale selbst dann reibungslos weitergeleitet werden, wenn während der Umsetzung des Sollwerts Kommunikationsverbindungen ausfallen. Je nach gewählter Topologie liegen die Wiederherstellungszeiten dabei deutlich unter den erwarteten Zeitintervallen.

Bei der Auswahl der Topologie müssen Kosten, Skalierbarkeit und Compliance in einem ausgewogenen Verhältnis stehen. Zum Beispiel bieten Turbo Ring und Chain eine kosteneffektive Lösung



Die Auswahl der richtigen Netzwerktopologie bestimmt die erwartbaren Wiederherstellungszeiten.

für Leistungsumrichter-Netzwerke, während sich PRP besser für Zero-Switchover-Redundanz in Umspannwerken eignet. In allen Fällen ermöglichen hochverfügbare Kommunikations-Netzwerke das Erreichen der kurzen Hochfahr-Zeiten, die von modernen Systemdienstleistungs-Märkten verlangt werden. So tragen sie dazu bei, dass sich Netze von einer passiven Versorgungseinrichtung zu einem strategischen Wegbereiter für die zukunftssichere Netzstabilität wandeln.

IT-Sicherheit in Batteriespeicher-Netzwerken

Systemresilienz ist heute nicht mehr nur eine Frage robuster Hardware. Unsichere Firmware und Software können Systeme anfällig für Sicherheitsrisiken machen – insbesondere, wenn infolge latenter Schwachstellen der Weg für unbefugte Zugriffe oder das Auslesen von Daten frei wird. Für OT-Ingenieure und Compliance-Verantwortliche setzt das Aufrechterhalten der Kontrolle über die Systeme nicht nur resiliente Hardware und Konnektivität voraus, sondern auch eine proaktive Einstellung zum Thema Cybersecurity.

Sicherheitsstandards wie etwa IEC 62443 und NIS2 dienen Organisationen

als Leitlinie, um Sicherheit auf verschiedenen betrieblichen Ebenen umzusetzen. Moxa unterstützt diese Standards mit seiner Netzwerkmanagement-Plattform MxView und dem MxSecurity-Modul. Die Plattform bietet eine detaillierte Darstellung der Sicherheitskonfigurationen auf Geräteebene, liefert belastbare Empfehlungen auf der Basis von Zero-Trust-Prinzipien und hilft operativen Teams dabei, ihre Netzwerke gegen immer raffiniertere Bedrohungen zu schützen.

Die Moxa-Hardware, besonders die Switches der Serien EDS-4000, PT und MDS, integrieren überdies auch Security-Features wie:

- Port Rate Limiting & Port Lock zur Unterbindung von nicht autorisiertem Datenverkehr
- Authentication & Trust Access Control für die Bestätigung und das Management von Zugriffen
- Access Control Lists & MAC Sticky zur Erzwingung gerätespezifischer Policies
- SNMP v3 für die geschützte Netzwerkmanagement-Kommunikation

Darüber hinaus unterstützt das Protokollierungssystem von Moxa forensische Analysen zur weiteren Härtung des Systems und fungiert damit auch als

verlässliche Grundlage für Sicherheits-Audits und Compliance-Reports.

Fazit

Der Einsatz von Batterie-Energiespeichersystemen in modernen Netzinfrastrukturen verlangt eine Kombination aus moderner Technik, robusten Kommunikationsprotokollen und resilienten Systemarchitekturen. Entscheidend sind die deterministische Reaktionsfähigkeit und hohe Fehlertoleranz. Die Integration von Ethernet-basierten Ring- und PRP/HSR-Topologien gewährleistet auch in ungünstigen Fällen eine Netzwerk-wiederherstellung in weniger als einer Sekunde und im besten Fall eine unterbrechungsfreie Datenübertragung, wie sie für die Einhaltung der Netzanschlussbedingungen und die betriebliche Kontinuität entscheidend ist. Cybersecurity-Frameworks wie IEC 62443 oder NIS2 müssen auf Geräte- und Netzwerkebene eingebunden werden, um Zero-Trust-Architekturen und eine vorausschauende Bedrohungsabwehr zu ermöglichen. So lassen sich sichere, netzgekoppelte Batterie-Energiespeichersysteme realisieren, die nicht nur die strengen Vorgaben der Übertragungsnetzbetreiber einhalten, sondern auch eine messbare Rendite bieten.

Smart Metering als Schaltzentrale
integrierter Energiesysteme

ENERGIE INTELLIGENT STEUERN

Die intelligente Messinfrastruktur ist ein zentraler Baustein der Energiewende und die Grundvoraussetzung für die Steuerung dezentraler Energiesysteme. Doch wie gut gelingt die Einbindung von Smart-Metering- und Powermanagement-Lösungen in KMU, wenn Photovoltaik, Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur miteinander vernetzt werden sollen?

Wir haben nachgefragt, wo die Technologie in der Praxis derzeit ihre Stärken ausspielt.

UMFRAGE: Katharina Huber, Energy BILDER: teilnehmende Unternehmen; cherdchai chawienghong, iStock



**STEFFEN
GRAU**

Smart Metering und EnMS bieten die Grundlage für eine effiziente Energienutzung. Ob die Volatilität der Beschaffungskosten oder das steigende Energiepreisniveau Treiber der Entwicklungen sind - Transparenz und Steuerbarkeit der Energieflüsse im eigenen Objekt sind fundamental für dringend erforderliche Optimierungen. Diese liegen im Bereich der Glättung der Lastkurve sowie der Anpassung eigener Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, um den Eigenverbrauch so konstant und niedrig wie möglich zu halten. Hierfür ist eine Interaktion des Smart Meterings mit lokalen EnMS, interner Lastplanung, externer Preissignale und einer zentralen Koordination zum Schutz der Netzstabilität erforderlich.

Steffen Grau, Senior Expert Smart
Utilities & IoT, Gisa



MICHAL SOBÓTKA

Smart-Metering und Powermanagement erschließen KMU messbare Vorteile: PV, Speicher und Ladepunkte lassen sich wirtschaftlich integrieren, der Eigenverbrauch steigt, Lastspitzen sinken, zusätzliche Ladepunkte werden regelkonform anschließbar, und mehrere Standorte können einheitlich geführt werden. GWAdriga übernimmt dafür im Auftrag der grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreiber die zertifizierten Prozesse der Smart-Meter-Infrastruktur: Smart-Meter-Gateway-Administration, Messdatenmanagement, CLS-Management und WAN-Kommunikation. So erhalten EMS- und Integrationspartner verlässliche Messwerte, einen sicheren Steuerpfad über das SMGW sowie prüffähige Nachweise für § 14a. Aktuell betreiben wir über 200.000 intelligente Messsysteme und setzen auf standardisierte Prozesse sowie eine durchgängige Integration über alle Prozessschritte.

Michal Sobótka, Geschäftsführer,
GWAdriga



THOMAS HILBIG

Die Integration von PV, Batteriespeichern und E-Mobilität erfordert exakte Energie-Transparenz, einfache Steuerbarkeit und intelligentes Lastmanagement. Die UMG-Messgeräte von Janitza erfassen Lastgänge mit hoher Auflösung, Spannungsqualität, Oberschwingungen und Differenzströme (RCM) in Echtzeit. Die Netzvisualisierungssoftware GridVis wertet die Daten aus, erkennt Lastspitzen, optimiert Eigenverbrauch und verschiebt Verbraucher oder Speicher dynamisch. Im Lastmanagement mit Peak-Shaving steuern wir Ladeprozesse bei E-Mobilität priorisiert oder preisoptimiert, um Netzanschlussgrenzen einzuhalten. So entlasten wir Netzknoten, glätten Spitzenlasten und sichern durch kontinuierliches Monitoring die Verfügbarkeit und Effizienz.

Thomas Hilbig, Senior Director Products
and Services, Janitza electronics



OLIVER DEUSCHLE

Die Smight GmbH beschäftigt sich intensiv mit der Digitalisierung der Stromnetze und wir stellen im Bereich der Niederspannung einen großen Nutzen fest, wenn sich Verbrauch und Einspeisung von Industrieunternehmen optimal mit der verfügbaren Netzkapazität abgleichen. Dafür ist eine exakte Kenntnis der Lastverläufe im Unternehmen sowie die Steuerbarkeit von Verbrauchern und Einspeisungen durch Powermanagementsysteme notwendig – und auf Netzbetreiberseite die Erfassung und Prognose der verfügbaren Netzkapazitäten. Durch das optimale Zusammenspiel beider Bereiche werden Netzausbaukosten gesenkt, Netzanschlüsse schneller genehmigt und die Gesamtkosten für das Energiewirtschaftssystem sinken.

Oliver Deuschle, Geschäftsführer,
Smight



DENISE TÓT

Smart-Metering-Lösungen ermöglichen die intelligente Integration von Photovoltaik, Batteriespeichern und E-Mobilität, indem sie Energieflüsse in Echtzeit erfassen, steuern und optimieren. PV-Strom kann priorisiert für Eigenverbrauch genutzt, Überschüsse in Batteriespeichern gesichert oder in Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge geleitet werden. Gleichzeitig lassen sich Lastspitzen vermeiden und Netzbetriebskosten senken. Durch Prognosen und dynamisches Lastmanagement wird die Versorgungssicherheit erhöht, die Energieeffizienz gesteigert und die Nutzung erneuerbarer Energien maximiert. So tragen diese Lösungen zur Dekarbonisierung und Wettbewerbsfähigkeit von KMUs bei.

Denise Tót, Partner/Key-Account
Management, Vivavis.

Für eine sichere Messstellenbetreiber-Lieferkette

Sicherheitskonzepte als Blaupause nutzen

Die Verantwortung für die sichere Auslieferung der Smart Meter Gateways (SMGW) ab Übernahme vom Hersteller ist auf die Messstellenbetreiber (MSB) übertragen worden. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) hat einen Anforderungskatalog erstellt, um die Integrität und Authentizität der SMGW während der gesamten Liefer- und Montageprozesse zu gewährleisten. Die MSB müssen diese Anforderungen nun in ein individuelles Sicherheitskonzept überführen, um die Prozesse regelkonform umzusetzen. Die Voltaris hat ein BSI-konformes Sicherheitskonzept ausgearbeitet und im eigenen Haus bereits erfolgreich umgesetzt. Nun ist es auch den in der Anwendergemeinschaft (AWG) organisierten Stadtwerke-Partnern zur Verfügung gestellt worden – als Blaupause für die Gestaltung ihrer eigenen MSB-Lieferkette.

TEXT: Voltaris BILDER: Voltaris; Natthaphon Wanason, iStock

Das Voltaris Montage-Team und die für das Unternehmen tätigen Dienstleister sind bereits nach dem neuen Konzept geschult worden - inklusive Abschlusstest auf der hauseigenen E-Learning-Plattform, mit dem das Wissen spielerisch gefestigt wird. Nun ist das Konzept auch den AWG-Mitgliedern zur Verfügung gestellt worden. Sie erhalten damit einen umfassenden Leitfaden für die prozessverantwortlichen Personen, um damit

im eigenen Stadtwerk eine effiziente, transparente und regelkonforme Lieferkette umzusetzen.

„Mit unserem neuen Sicherheitskonzept erfüllen wir die BSI-Vorgaben zur sicheren Auslieferung und Installation der intelligenten Messsysteme“, erklärt Alexander Monzel, stellvertretender Bereichsleiter Zählerdienstleistungen bei Voltaris. „Es basiert auf





Das Voltaris-Sicherheitskonzept zur neuen MSB-Lieferkette erfüllt die BSI-Vorgaben zur sicheren Auslieferung und Installation der intelligenten Messsysteme.

den Vorgaben des BSI-Anforderungskatalogs und bietet eine flexible Grundlage, die regelmäßig an aktuelle Bedrohungen und technologische Entwicklungen angepasst werden kann.“

Das Sicherheitskonzept im Detail

Das Konzept umfasst klare Vorgaben für die Schulung prozessverantwortlicher Personen, die im Rahmen der MSB-Lieferkette – vorrangig im Lager und Logistikbereich – tätig sind. Ziel ist es, Mitarbeitende in der Durchführung von Gehäusesichtprüfungen, Manipulationserkennung sowie im Erkennen von Sicherheitsereignissen und -vorfällen zu schulen. Die Schulungen können je nach Bedarf online oder in Präsenz erfolgen und werden zentral dokumentiert.

Maßnahmen in Lagerung, Transport und Montage

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der kontinuierlichen Aktualisierung und Bereitstellung relevanter Informationen, um die Mitarbeitenden stets auf dem neuesten Stand zu halten. Dazu gehören Meldewege, zentrale Ansprechpartner sowie die zentrale Meldestelle für Sicherheitsvorfälle. Die Sensibilisierung für potenzielle Gefährdungen und die Bedeutung der Einhaltung der Sicherheitsmaßnahmen sind integraler Bestandteil der täglichen Arbeit.

Das Sicherheitskonzept definiert zudem die Verantwortlichkeiten innerhalb der MSB-Lieferkette neu: Während die Verantwortung des Gateway-Herstellers nach der Warenannahme endet, übernimmt hier Voltaris die vollständige Verantwortung für die sichere Auslieferung und Montage der SMGWs.

Bei Eigentumsübertragungen auf Kunden des Unternehmens geht die Verantwortung entsprechend auf diese über.

„Unser Ziel ist es, die Massengeschäftstauglichkeit und Sicherheit der MSB-Lieferkette zu gewährleisten“, so Alexander Monzel. „Durch gezielte Maßnahmen in Lagerung, Transport und Montage stellen wir sicher, dass die Hardware und Software gegen Manipulation geschützt sind und die Authentizität der Geräte jederzeit gewährleistet bleibt.“

Das Sicherheitskonzept umfasst konkrete Prozessschritte, wie die physische Zugangskontrolle, Sichtprüfungen während der Montage sowie die Rückmeldung an die zentrale Steuerung. Bei Abweichungen oder Sicherheitsvorfällen sind klare Reaktionsmechanismen vorgesehen, um schnell und effektiv reagieren zu können.

AWG Messsystem: Den Rollout gemeinsam umsetzen

Das Unternehmen unterstreicht mit dem Sicherheitskonzept seinen Expertenstatus im intelligenten Messwesen. In der Voltaris AWG arbeiten mittlerweile rund 50 Energieversorgungsunternehmen und Netzbetreiber bei der Gestaltung des intelligenten Messstellenbetriebs zusammen. Als Mitglied der starken Gemeinschaft profitieren die Teilnehmenden vom stetigen Austausch und von praxisnahen Anwendungshilfen wie Video-Tutorials und Prozess-Handbüchern. In den regelmäßigen Workshops werden regulatorische Vorgaben, Systeme und Prozesse beleuchtet. Darüber hinaus geben externe Referenten aus namhaften Consulting-Unternehmen wertvolle Impulse von außen. Der Einstieg in die AWG ist für Stadtwerke jederzeit möglich.



WAS STECKT HINTER DEN BEGRIFFEN?

SMGW, IMS und MsbG

Die Digitalisierung der Energienetze verändert, wie Strom gemessen, gesteuert und abgerechnet wird. Dabei tauchen immer wieder Fachbegriffe und Abkürzungen auf, die zunächst wenig greifbar wirken. Besonders häufig begegnet man den Kürzeln SMGW, IMS und MsbG. Doch was genau verbirgt sich dahinter? Welche Aufgaben erfüllen sie, wie hängen sie zusammen – und warum spielen sie eine so zentrale Rolle beim Aufbau einer modernen, vernetzten Energieinfrastruktur?

TEXT: Bernhard Haluschak, Energy

SMGW

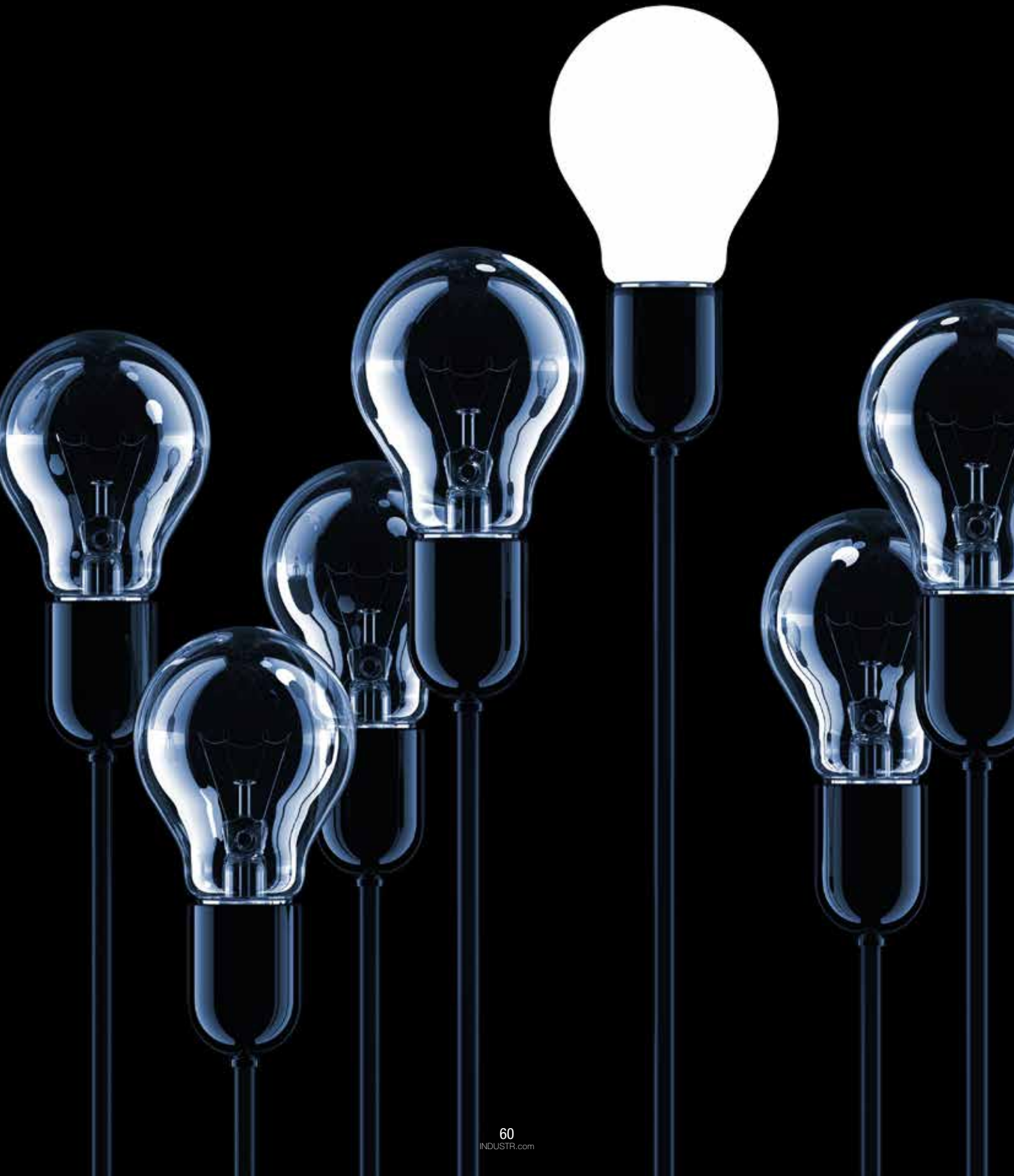
Das **Smart Meter Gateway (SMGW)** ist die zentrale Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems und bildet das Bindeglied zwischen den Messeinrichtungen im Haushalt und den Marktteilnehmern wie Netzbetreibern, Energielieferanten oder Messstellenbetreibern. Es sammelt, verschlüsselt und übermittelt die Messdaten sicher und stellt sicher, dass nur autorisierte Empfänger Zugriff erhalten. Das Gateway erfüllt die hohen Sicherheitsanforderungen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Zusätzlich steuert es die Anbindung von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen, etwa Wärmepumpen oder PV-Anlagen, und ist somit ein zentrales Element der digitalen Energiewelt.

IMS

Ein **intelligentes Messsystem (IMS)** besteht aus einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart Meter Gateway (SMGW). Die mME misst den Stromverbrauch präzise und digital, während das Gateway die Datenkommunikation übernimmt. Zusammen bilden sie ein sicheres, vernetztes System, das Energieverbräuche automatisch erfasst, speichert und übermittelt. Das IMS schafft Transparenz für Verbraucher, erleichtert die Nutzung flexibler Tarife und ermöglicht die Integration erneuerbarer Energien sowie eine intelligente Netzsteuerung. Es ist damit ein grundlegender Baustein der Digitalisierung der Energiewende und fördert den effizienten und bewussten Umgang mit Energie im Alltag.

MsbG

Das **Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)** regelt den rechtlichen Rahmen für Einbau, Betrieb und Nutzung intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen in Deutschland. Es legt fest, welche Akteure Messsysteme betreiben dürfen, welche technischen Standards und Datenschutzanforderungen gelten und welche Zeitpläne für den Rollout verbindlich sind. Ziel ist es, die Digitalisierung der Energiewirtschaft zu strukturieren und zugleich Datensicherheit und Verbraucherschutz zu gewährleisten. Das MsbG bildet die Grundlage für den flächendeckenden Einsatz von Smart Metern und sorgt dafür, dass alle Beteiligten – vom Verbraucher bis zum Netzbetreiber – nach einheitlichen Regeln agieren.



Die multivariate Regressionsanalyse im Optenda Energy Monitor zeigt berechnete und gemessene Verbrauchswerte im Zeitverlauf inklusive Vertrauensbereich und Ausreißermarkierung.



Regressionsanalyse für industrielle Effizienz

Energieeffizienz schwarz auf weiß belegen

Wer Energie spart, will das auch belegen. Multivariate Regressionsanalyse macht Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch messbar – so lassen sich Einsparungen bis zur ISO 50001 belastbar nachweisen. Der Beitrag erläutert das Modell, die Validierung und die Anwendung und stellt ein Praxisbeispiel mit Optenda vor.

TEXT: Optenda BILDER: Optenda; BlackJack3D, iStock

Energieeffizienzmaßnahmen stehen oft auf dem Prüfstand. Doch wie lässt sich belegen, dass eine Optimierung wirklich wirkt? Eine statistische Methode liefert belastbare Antworten. Bei der multivariaten Regressionsanalyse wird modelliert, ob beziehungsweise wie verschiedene Variablen miteinander zusammenhängen. Im Energiemanagement können mithilfe dieser Analyse die tatsächlichen Energieeinsparungen von Effizienzmaßnahmen wirkungsvoll nachgewiesen werden. Das macht sie besonders hilfreich für die Zertifizierung des Energiemanagements nach ISO 50001.

Aufbau und Inhalt der Regressionsanalyse

Bei der multivariaten Regressionsanalyse wird ein theoretisches Modell erstellt, das an die Realität angelehnt ist und verschiedene Einflussfaktoren berücksichtigt (multivariat = mehrere Variablen betreffend). Bei der einfachen Regressionsanalyse wird dagegen nur ein Faktor berücksichtigt. Die Grundlage für die Analyse bildet eine große Datenmenge. Anhand dieser lernt das Modell, Muster zu erkennen, und

kann dadurch Entscheidungen treffen oder Vorhersagen treffen (Maschinelles Lernen).

Im Energiemanagement kann der Energieverbrauch einer Bezugsgröße (zum Beispiel eines Unternehmens, eines Standorts oder einer Maschine) abhängig von seinen vielen verschiedenen Einflussfaktoren modelliert werden. So wird deutlich, welche Auswirkungen die Veränderung von Faktoren auf den Verbrauch hat. Ersichtlich werden diese Auswirkungen, indem der tatsächliche mit dem errechneten Verbrauch im Zeitverlauf verglichen wird. Für Abweichungen gibt es einen zulässigen Toleranzbereich, weshalb das Modell der Realität in der Regel sehr nahekommt.

3 Schritte für den Nachweis einer Einsparung

1. Berechnung des Regressionsmodells

Zunächst muss ein statistisch signifikantes Modell mit historischen Verbrauchsdaten berechnet werden. Dabei müssen alle relevanten historischen Einflussfaktoren berücksichtigt



Kennzahlen-Analyse mit Regressionsmodell:
Vergleich von theoretischem und gemessenem Energieverbrauch zur Bewertung von Effizienzmaßnahmen.

werden. Dazu zählen beispielsweise Wetterdaten (Temperatur, Sonneneinstrahlung, Luftfeuchtigkeit und so weiter), Produktionsmengen, Betriebsstunden oder Arbeitszeiten/Schichten.

Durch die Daten aus der Vergangenheit lernt das Modell, wie die Einflussfaktoren den Verbrauch beeinflussen. Daher ist es wichtig, genügend Daten einzubeziehen, um eine belastbare Referenz bilden zu können. Generell gilt: Es sollten Daten von mindestens 12, besser aber 24 Monaten berücksichtigt werden. Je nach konkreter Anwendung kann der optimale Zeitraum jedoch auch länger oder kürzer sein.

2. Prüfung (Validierung) des Regressionsmodells

Um nachzuweisen, dass das Modell funktioniert, muss es geprüft (validiert) werden. Dies erfolgt mithilfe weiterer historischer Daten, die sich von den in Schritt 1 verwendeten unterscheiden. Das Modell wird also mit einem Teil der Daten erstellt und mit dem anderen Teil geprüft (Trainings- und Testdaten). Dadurch wird sichergestellt, dass das Modell nicht nur in der Theorie, sondern auch in der Praxis funktioniert.

Liegen die modellierten Daten in einem definierten Toleranzbereich, das heißt, weichen die errechneten Daten nicht zu stark von den tatsächlich gemessenen ab, kann das Modell verwendet werden. Welcher Toleranzbereich angemessen ist, hängt vom jeweiligen Anwendungsfall ab: Wie genau muss das Modell sein, damit es für den Zweck ausreicht? Für grobe Trendanalysen reichen oft ± 10 Prozent. Geht es jedoch um Einsparnachweise, gerade für die Zertifizierung nach ISO 50001, sollte das Modell genauer sein (± 5 Prozent oder weniger).

3. Anwendung des Regressionsmodells

Mithilfe des Regressionsmodells kann nun ein künftiger (aber theoretischer) Verbrauch berechnet werden. Auf diese Weise lässt sich der Energieverbrauch ermitteln, der zu erwarten

gewesen wäre, wenn keine Maßnahme oder Optimierung umgesetzt worden wäre. Dieser theoretische Verbrauch wird anschließend mit dem tatsächlichen, gemessenen Verbrauch verglichen. Liegt der gemessene Verbrauch unter dem des Regressionsmodells, dann wurde Energie eingespart. Die Energieeffizienz wurde also gesteigert.

Mit der richtigen Software lässt sich bei der Erstellung einer (multivariaten) Regressionsanalyse viel Aufwand sparen: Optendas Energiemanagement-Software Energy Monitor führt den Anwender durch die Regressionsanalyse und erledigt Schritte wie die Berechnung des Toleranzbereichs oder die grafische Aufbereitung der Daten völlig automatisiert. Das nimmt viel manuellen Aufwand ab, minimiert Rechenfehler und verbessert das Ergebnis. Außerdem sind alle benötigten Verbrauchsdaten und Einflussfaktoren bereits in der Software hinterlegt und müssen nicht zusätzlich aufbereitet werden.

Praxisbeispiel aus der Metallverarbeitung

Ein metallverarbeitendes Unternehmen möchte den Energieverbrauch einer seiner CNC-Maschinen senken, die aktuell zu den größten Energieverbrauchern des Betriebs zählen – selbstverständlich bei gleichbleibender Produktivität. Mithilfe der Regressionsanalyse können Effekte aufgrund bekannter Einflussfaktoren berücksichtigt werden. Beispiele hierfür sind der höhere Stromverbrauch der Maschine bei sehr hohen oder niedrigen Umgebungstemperaturen oder bei einem Material mit hohem Härtegrad.

Nach Absprache mit dem Maschinenhersteller hat sich das Unternehmen dazu entschieden, ab Juli einen neuen Schmierstoff für die Maschine einzusetzen. Im Gegensatz zum alten Schmierstoff weist dieser eine deutlich niedrigere Viskosität auf, wodurch sich ein Einsparpotenzial ergibt. Mithilfe der

Regressionsanalyse wurde auf Basis historischer Daten ein statistisches Modell berechnet, welches die signifikanten Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch berücksichtigt. Nach der Umsetzung der Maßnahme wird dieses Modell verwendet, um den theoretischen Energieverbrauch mit dem alten Schmierstoff zu berechnen (orangefarbene Linie) und ihn mit dem tatsächlich gemessenen Verbrauch mit dem neuen Schmierstoff (blaue Linie) zu vergleichen. Der Screenshot (in der Bildergalerie) aus dem Energy Monitor zeigt, dass das neue, dünnflüssigere Öl deutliche Energieeinsparungen bewirkt hat.

Multivariate Regressionsanalyse und ISO 50001

Um das Energiemanagement nach ISO 50001 zertifizieren zu lassen, muss ein Unternehmen nachweisen, dass es seine Energieeffizienz gesteigert hat. Aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren auf den Energieverbrauch ist das, nicht so einfach. Kommt es beispielsweise zu großen wetter- oder betriebsbedingten Änderungen im Verbrauch, erschwert das die Bewertung der umgesetzten Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz. Mithilfe der multivariaten Regressionsanalyse kann dann einfach nachgebildet werden, wie sich der Energieverbrauch bei gleichbleibenden Bedingungen entwickelt hätte. Dadurch wird deutlich, ob eine Maßnahme tatsächlich zu einer Einsparung geführt hat.

Energieeffizienz einfach dokumentiert

Die multivariate Regressionsanalyse ist sehr hilfreich, um die Energieeffizienz eines Unternehmens objektiv bewerten zu können. Die Erstellung solcher Modelle ist komplex. Energiemanagement-Software wie der Energy Monitor von Optenda führt Anwender durch den Prozess, berechnet Toleranzgrenzen automatisch und stellt Ergebnisse übersichtlich dar. Das erleichtert Dokumentation und Auditvorbereitung.

IMPRESSUM

Herausgeber Kilian Müller

Head of Content Manufacturing Christian Fischbach

Redaktion Bernhard Haluschak (Managing Editor/verantwortlich/-928), Rieke Heine (freie Mitarbeiterin), Katharina Huber (-938), Dana Neitzke (-930), Michaela Sandner (-916)

Newsdesk newsdesk@publish-industry.net

Head of Sales Kilian Müller

Anzeigen Saskia Albert (Director Sales/verantwortlich -918), Beatrice Decker (-913), Ilka Gärtner (-921), Caroline Häfner (-914), Alexandra Klasen (-917);
Anzeigenpreisliste: vom 01.01.2025

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

Verlag publish-industry Verlag GmbH, Claudius-Keller-Str. 3A, 81669 München, Germany
Tel. +49.(0)151.58 21 1-900, info@publish-industry.net, www.publish-industry.net

Geschäftsführung Kilian Müller, Martin Weber

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

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

Jährlicher Abonnementpreis

Ein JAHRES-ABONNEMENT der ENERGY ist zum Bezugspreis von 51,20 € inkl. Porto/Versand innerhalb Deutschlands und MwSt. erhältlich (Porto: EU-Zone zzgl. 10 € pro Jahr, Europa außerhalb EU zzgl. 30 € pro Jahr, restliche Welt zzgl. 60 € pro Jahr). Jede Nachlieferung wird zzgl. Versandkosten und MwSt. zusätzlich berechnet. Im Falle höherer Gewalt erlischt jeder Anspruch auf Nachlieferung oder Rückerstattung des Bezugsgeldes. Studentenabonnements sowie Firmenabonnements für Unternehmen, die ENERGY für mehrere Mitarbeiter bestellen möchten werden angeboten. Fragen und Bestellungen richten Sie bitte an leserservice-pi@dvvmedia.com

Marketing & Vertrieb Anja Müller (Head of Marketing)

Herstellung Veronika Blank-Kuen

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

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

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

ISSN-Nummer 1866-1335

Postvertriebskennzeichen 75032

Gerichtsstand München

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



Der CO₂-neutrale Versand mit der Deutschen Post

FIRMEN UND ORGANISATIONEN IN DIESER AUSGABE

Firma	Seite	Firma	Seite
ABB	19, 23	Janitza	Titel, 8, 55
Bachmann	13	Lufthansa Industry Solutions	13
Belden	46	Moxa	50
BMZ Germany	19	NextWind	13
BW ESS	13	Optenda	60
Copa-Data	3	Polar Night Energy	70
dataTec	13	Privates Institut	67
Dena	38	Rittal	20
DESY	13	Schneider Electric	24
E.ON Energy Infrastructure Solutions	19	Smight	55
Endress+Hauser	13	Trina Storage	30
Enercon	13	TÜV Hessen	26
Eplan	48	TwaiCe	13
Fraunhofer IEG	6	Uniper	U2
Frizlen	34	Verbund	U4
Gisa	55	Vivavis	55
GWAdriga	55	Voltaris	56
Harting	40	wpd	64
Hölscher Wasserbau	13		



Redispatch 2.0 verändert
Verantwortung im Energiemanagement

Durchstarten und Energieverluste vermeiden

Mit Redispatch 2.0 tragen Betreiber technischer Ressourcen mehr Verantwortung für die Netzstabilität. Der wpd-Windmanager Alexander Lange zeigt, wie strukturierte Prozesse, Fachwissen und eine gezielte Auswahl von Dienstleistern dabei helfen, Ertragsverluste zu vermeiden und Abweichungen zu minimieren.

TEXT: Alexander Lange, wpd BILDER: wpd; gorodenkoff, dszc; iStock



Redispatch 2.0 dient der vorausschauenden Vermeidung von Netzengpässen und sichert die Stabilität des Stromnetzes..

Mit dem Übergang vom klassischen Einspeisemanagement zu Redispatch 2.0 hat sich die Verantwortung im Stromnetz spürbar verschoben – von den Netzbetreibern hin zu den Betreibern technischer Ressourcen. Was als digitalisierter Eingriff zur Netzstabilisierung gedacht war, stellt Betreiber vor erhebliche Herausforderungen. Fehler im Abstimmungsprozess und die Komplexität führen immer wieder zu Abweichungen und Verzögerungen. Mit finanziellen Auswirkungen. „Betreiber sollten daher genau hinschauen und Unstimmigkeiten nachgehen!“, so Alexander Lange, Leitung Redispatch bei wpd-Windmanager.

Der Redispatch-Prozess ist aufwendig. Die Berechnung und Abstimmung der Ausfallarbeit erfordert Fachwissen. Anforderungen an Datenmanagement, Kommunikation und Abrechnung sind hoch. Gleichzeitig fehlen vielen Betreibern die Kapazitäten, um die Prozesse effizient umzusetzen. „Doch der Aufwand lohnt sich. Jede verlorene Kilowattstunde ist bares Geld“, so Lange. „Wer den Prozess nicht selbst umsetzen kann, sollte Experten beauftragen.“ Sein Team betreut aktuell über 250 Windparks und bearbeitete allein im letzten Jahr rund 10.000 Redispatch-Schaltungen. Tendenz steigend.

Mit Redispatch 2.0 wird der Direktvermarkter als Einsatzverantwortlicher (EIV) eingebunden. Statt Ertragsausfälle zwischen Anlagen- und Netzbetreiber abzustimmen, erfolgt die Koordination nun zwischen Netzbetreiber und Betreiber der technischen Ressource (BTR). Betreiber können diese Rolle selbst übernehmen oder an Direktvermarkter

beziehungsweise Dienstleister übertragen. „Die Erfahrung zeigt, dass externe Dienstleister meist die besten Ergebnisse erzielen“, sagt Lange, auch Obmann der Arbeitsgemeinschaft Redispatch. „Oft rentiert sich das schon bei wenigen Schaltungen pro Monat.“

Worauf sollten Betreiber bei der Wahl des Dienstleisters achten?

Wichtig ist, dass der Dienstleister die BTR-Rolle gemäß Vorgaben der BNetzA erfüllt, proaktiv agiert und Ertragsausfälle vor Versand der Erstaufschläge prognostiziert. Das Clearing erfolgt in der Regel innerhalb von drei Tagen. Fehlmeningen müssen nachgehalten oder Gegenvorschläge unterbreitet werden. Vorteil gegenüber Direktvermarktern: „Wir bieten auch das spitze Abrechnungsverfahren an. Besonders bei wenigen Schaltungen ist dies deutlich lukrativer“, erklärt Lange.

Was kommt künftig auf Betreiber zu?

Laut interner Konsultation der BNetzA wird ab 2027 das spitze Abrechnungsverfahren generell verpflichtend. Das spitze Verfahren erfordert eine konstante Bereitstellung von Echtzeit-Wetterdaten. „Spätestens dann ist eine Umstellung erforderlich“, so Lange. „Zwischen 2027 und 2031 erfolgt zudem die Umstellung aller Windparks vom Prognose- ins Planwertmodell. Dann steigen die Anforderungen noch weiter an.“ Gut, wenn man Experten an seiner Seite hat, die alles im Blick haben und im Griff behalten.

Wie Ausschreibungen und Bürokratie den
PV-Ausbau erschweren

EEG – Ausgebremst vom Gesetz?

Vor 25 Jahren trieb das EEG die Energiewende mit Planbarkeit und Vertrauen voran. Heute bremsen Ausschreibungen, bürokratische Hürden und überholte Finanzierungsregularien bei den Banken den benötigten Ausbau von Solaranlagen. Projektentwickler fordern fairere Bedingungen – denn die nächste Phase der Photovoltaik verlangt neue Spielregeln statt alter Fesseln.

TEXT: Thomas Schoy, Privates Institut BILD: Khanchit Khirisutchalual, iStock



Erfolgsgeschichte mit angezogener Handbremse – so lässt sich der Weg der Photovoltaik seit Einführung des EEG im Jahr 2000 zusammenfassen. Ursprünglich schufen feste Einspeisevergütungen, unkomplizierte Genehmigungen und garantierte Laufzeiten ein attraktives Umfeld für Investoren und Projektierer. Die Branche wuchs rasant, wurde professioneller, internationaler – und entwickelte sich zu einem der Pfeiler der Energiewende. Inzwischen jedoch verkomplizieren langwierige Genehmigungsverfahren, kleinteilige Regelwerke und föderale Unterschiede den Ausbau.

Projektentwickler navigieren durch ein Dickicht aus Vorgaben, unklaren Zuständigkeiten und widersprüchlichen Anforderungen auch bei der Finanzierung. Häufig verlängern sich Prozesse über Jahre, weil Bauleitpläne angepasst, Umweltgutachten erstellt und Einspeisepunkte mit Netzbetreibern mühsam verhandelt werden müssen. Auf politischer Seite fehlt es häufig an Koordination und digitalen Strukturen. So bleibt viel Potenzial ungenutzt – trotz klarer politischer Zielvorgaben und steigender Nachfrage nach grünem Strom.

Mehr Wettbewerb

Anstelle fixer Vergütungssätze dominiert inzwischen ein komplexes Ausschreibungsdesign den Zugang zum Solarmarkt. Ziel war ursprünglich die Förderung eines wettbewerbsfähigen Preisdrucks. Doch die Realität sieht anders aus: Kleine und mittelständische Projektentwickler geraten ins Hintertreffen, während kapitalkräftige Großkonzerne dominieren. Parallel erschwert die Vielzahl an Ausschreibungsrunden und Fristen eine strategische Projektplanung. Laufende Regeländerungen verunsichern – der Markt braucht Verlässlichkeit, kein regulatorisches Roulette.

Ein weiteres Problem liegt in der strukturellen Ungleichbehandlung verschiedener Anlagentypen. Während größere Projekte auf schwankende Börsenpreise und Direktvermarktung

»Energiepolitik darf nicht länger in Formularen und Paragrafen steckenbleiben. Beschleunigung beginnt mit Mut zur Vereinfachung und mit dem Vertrauen in unternehmerische Lösungen.«

Privates Institut

setzen müssen, speisen Kleinanlagen weiterhin zu festen Sätzen ein. In besonders sonnenreichen Stunden entsteht ein massives Überangebot, das den Marktpreis ins Negative drückt. Betreiber großer Anlagen reagieren, drosseln und stoppen Einspeisungen – oft auf Kosten der Rentabilität. Gleichzeitig fließt Solarstrom aus Kleinanlagen ungebremst ins Netz, staatlich geschützt durch frühere EEG-Zusagen. Dieser Mechanismus verzerrt den Markt und benachteiligt Effizienz beziehungsweise Größe. Während große Projekte technologische Spitzenleistungen liefern, profitieren andere weiterhin vom Bestandsschutz.

Finanzwirtschaft gefordert

Der Wandel im Vergütungssystem verändert auch die Finanzierungslandschaft. Klassische Bankdarlehen mit hoher Fremdkapitalquote weichen zunehmend projektbasierten Modellen mit detaillierten Risikoanalysen. Projektierer benötigen heute belastbare Direktvermarktungskonzepte, langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) und flexible Einspeisesteuerung. Nur so entstehen kalkulierbare Einnahmen. Viele PPAs laufen jedoch nur über wenige Jahre und bieten vergleichsweise niedrige Vergütungssätze. Gleichzeitig verlangt der Markt eine ständige Reaktionsfähigkeit auf volatile Preise. Ein Großteil der Banken folgt weiterhin alten Denkmustern. Trotz stabiler Marktbedingungen und professioneller Betriebsmodelle gelten PV-Projekte bei ihnen oft als Blankokredite – aus Mangel an belastbaren Garantievergütungen.

Statt sich mit Chancen, Risiken und der Qualität der Akteure auseinanderzusetzen, ziehen sich Kreditinstitute auf bequeme, veraltete Denkmuster zurück. Photovoltaikprojekte gelten bis dato weitestgehend als nicht bewertbar und werden somit bei der Finanzierung als „Blankokredite“ ausgereicht – ein Unding, wenn man berücksichtigt, dass bis zur Bau-reife eines Projektes viele Genehmigungshürden genommen werden müssen und am Ende aus einer „sauren Wiese“ ein

Grundstück mit Betriebs- und Einspeiserecht wird. Eine echte Einschätzung des Geschäftsmodells bleibt oft aus, ebenso wie eine marktgerechte Bewertung. Diese Zurückhaltung bremst nicht nur Projekte, sondern verschenkt Potenziale. Die Finanzwirtschaft steht in der Verantwortung, mit der Branche Schritt zu halten – und ihre Rolle als Ermöglicher der Energiewende neu zu denken.

Klarheit statt Komplexität

Projektentwickler fordern längst mehr als bloßen Förder-nachlass. Erwartet wird ein verlässlicher Ordnungsrahmen – technologieoffen, marktwirtschaftlich und investitions-freundlich. Notwendig sind gleiche Einspeisebedingungen für alle Anlagengrößen, weniger Planungshemmnisse und digitalisierte Genehmigungsprozesse. Erste politische Ansätze wie Leistungsbegrenzungen für neue Kleinanlagen oder Reformen beim Netzausbau greifen Symptome auf – das Grundproblem bleibt jedoch ungelöst: Intransparenz und Überregulierung hemmen die Dynamik. Was fehlt, ist ein stabiles Spielfeld, auf dem alle Akteure zu vergleichbaren Bedingungen agieren können. Nur so entsteht Vertrauen – und nur so lassen sich die ambitionierten Ausbauziele der kommenden Jahre tatsächlich erreichen.

Energiewende braucht Mut

Photovoltaik steht heute nicht mehr am Anfang, sondern ist bereit für die Unabhängigkeit von Fördergeldern. Technologien, Know-how und Kapital sind vorhanden. Was fehlt ist die politische Bereitschaft, Altlasten abzubauen und neue Regeln aufzustellen. Energiepolitik darf nicht länger in Formularen und Paragrafen steckenbleiben. Beschleunigung beginnt mit Mut zur Vereinfachung – und mit dem Vertrauen in unternehmerische Lösungen. Solange faire Rahmenbedingungen fehlen, bleiben selbst ehrgeizigste Klimaziele Wunschdenken.

A person is walking away from the viewer on a vast, undulating sand dune under a clear sky. The dunes are golden-brown and the lighting suggests a bright, sunny day. The person's shadow is cast on the sand.

Mit Sand zur Energiewende

Die stille Kraft der Wüste

Sand als Energiespeicher? Was simpel klingt, könnte die Wärmewende beschleunigen. Mit ihrer Sandbatterie speichert Polar Night Energy Energie über Tage hinweg mit einem Wirkungsgrad von über 90 Prozent.

TEXT: Katharina Huber, Energy; mit Material von Polar Night Energy BILD: pixalot, iStock

Die Sandbatterie nutzt ein uraltes Material für ein modernes Problem: Energie speichern, ohne große Verluste. Die Sandbatterie macht sich die natürliche isolierende Eigenschaft des Sandes zu nutze, der Wärme nur langsam überträgt, um effizient zu arbeiten. Selbst über Wochen hinweg bleiben Lagerzeitverluste minimal, oft unter 5 Prozent. Größere Batterien profitieren von geringeren proportionalen Verlusten, da ihr Volumen im Verhältnis zur Oberfläche größer ist. Durch Designentscheidungen wie die Verwendung von Dämmstoffen und das schichtweise Laden und Entladen können die Verluste weiter reduziert werden.

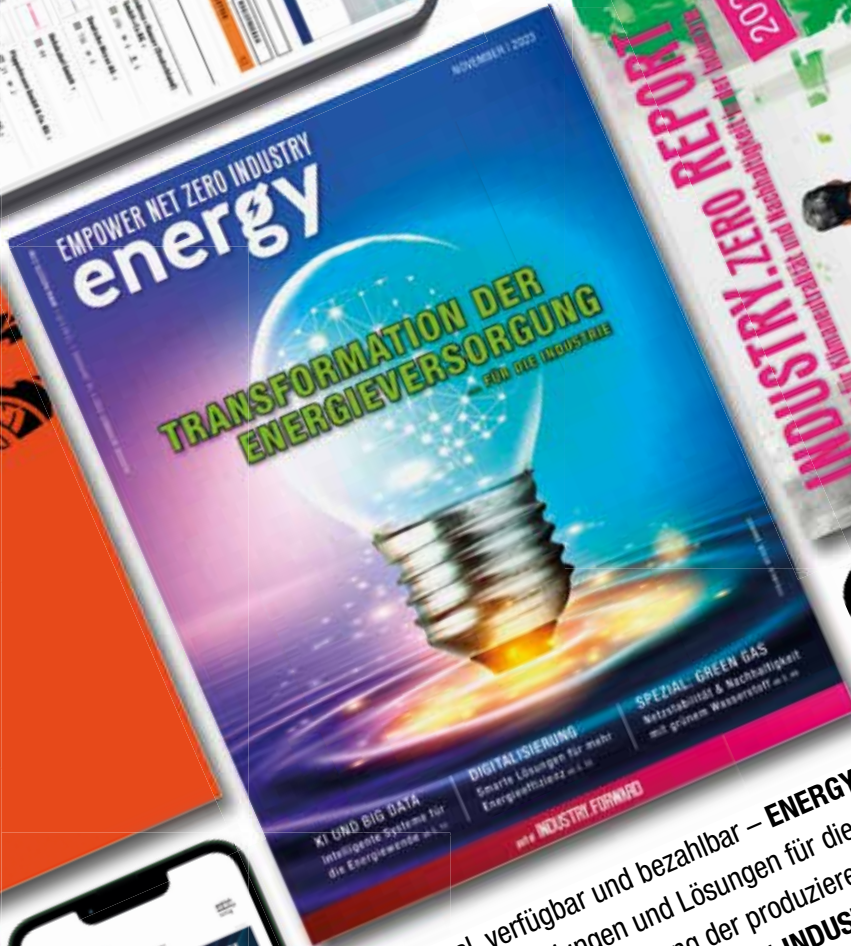
In der Sandbatterie treten Wärmeverluste in drei Formen auf: Ladeverluste, die durch eine effiziente Widerstandsheizung gering gehalten werden, Zirkulationsverluste durch den Lufttransport von Wärme, die etwa fünf Prozent pro Speicherzyklus ausmachen, sowie Lagerzeitverluste durch Wärmeabgabe über die Silowände. Letztere bleiben erstaunlich niedrig, da Sand Wärme nur langsam leitet. Ein Beispiel zeigt, dass es über acht Tage dauert, bis ein 1 m dicker Sandblock von 20 °C auf einer Seite bei 500 °C und 100 °C auf der gegenüberliegenden Seite erreicht.

Eine Modellierung der Sandbatterie in Pornainen zeigt, dass ein mit 400 °C aufgeladener Speicher etwa drei Monate benötigt, um 50 Prozent seiner Energie zu verlieren – selbst bei dem wärmeleitenden Material Speckstein. Größere Speicher können Energie noch länger bewahren. In der Praxis erfolgt die Nutzung jedoch meist zur kurzfristigen Energiespeicherung über einige Tage, um Bedarfsschwankungen auszugleichen. Eine Langzeitspeicherung ist selten, wodurch die Bedeutung von Wärmeverlusten weiter abnimmt.

Die Struktur der Batterie ermöglicht eine zusätzliche Effizienzsteigerung. Der Skalierungseffekt sorgt dafür, dass größere Batterien weniger Wärme pro Volumen verlieren. Durch Isolation und ein ausgeklügeltes Design beispielsweise durch die Ableitung von Wärme aus äußeren Schichten wird dieser Verlust minimiert. Diese Vorteile machen die Sandbatterie besonders für Energiespeicher im GWh-Bereich geeignet, mit Wirkungsgraden von über 90 Prozent. Sie stellt eine zuverlässige Option für die Wärme- und potenziell auch die Stromspeicherung in industriellen Anwendungen dar.

EMPOWER

Net Zero Industry



Klimaneutral, verfügbar und bezahlbar – **ENERGY** präsentiert Anwendungen und Lösungen für die nachhaltige Energieversorgung der produzierenden Industrie. **ENERGY** ist zusammen mit **INDUSTR.com** Teil des **INDUSTRY.forward-Ecosystems**.

INDUSTR.com





Verbund

Aus eigener Kraft.

Sichert die Zukunft und Ihren Umsatz: Strom aus eigener Kraft.

Strom aus Wind,
Wasser, Sonne.
Versorgungssicher.

Wenn Sie erneuerbaren Strom aus der Natur nutzen, handeln Sie aus eigener Kraft – für Ihr Unternehmen, für die Zukunft, für die Region. Mit VERBUND als Industriepartner entscheiden Sie sich für Versorgungssicherheit, Finanzstärke und Glaubwürdigkeit. Informieren Sie sich über die passende Energielösung für Ihren Betrieb: www.verbund.com/industrie