

EMPOWER NET ZERO INDUSTRY energy

JUNI | 2026

THE **smarter** 
EUROPE

800V

TITELBILD-SPONSOR: ABB

Die Spannung steigt

Was für eine 800-Volt-Infrastruktur
bei der Elektrifizierung spricht... mehr ab Seite 8

THE SMARTER E
Innovationen für nachhaltige
Energielösungen ab S. 14

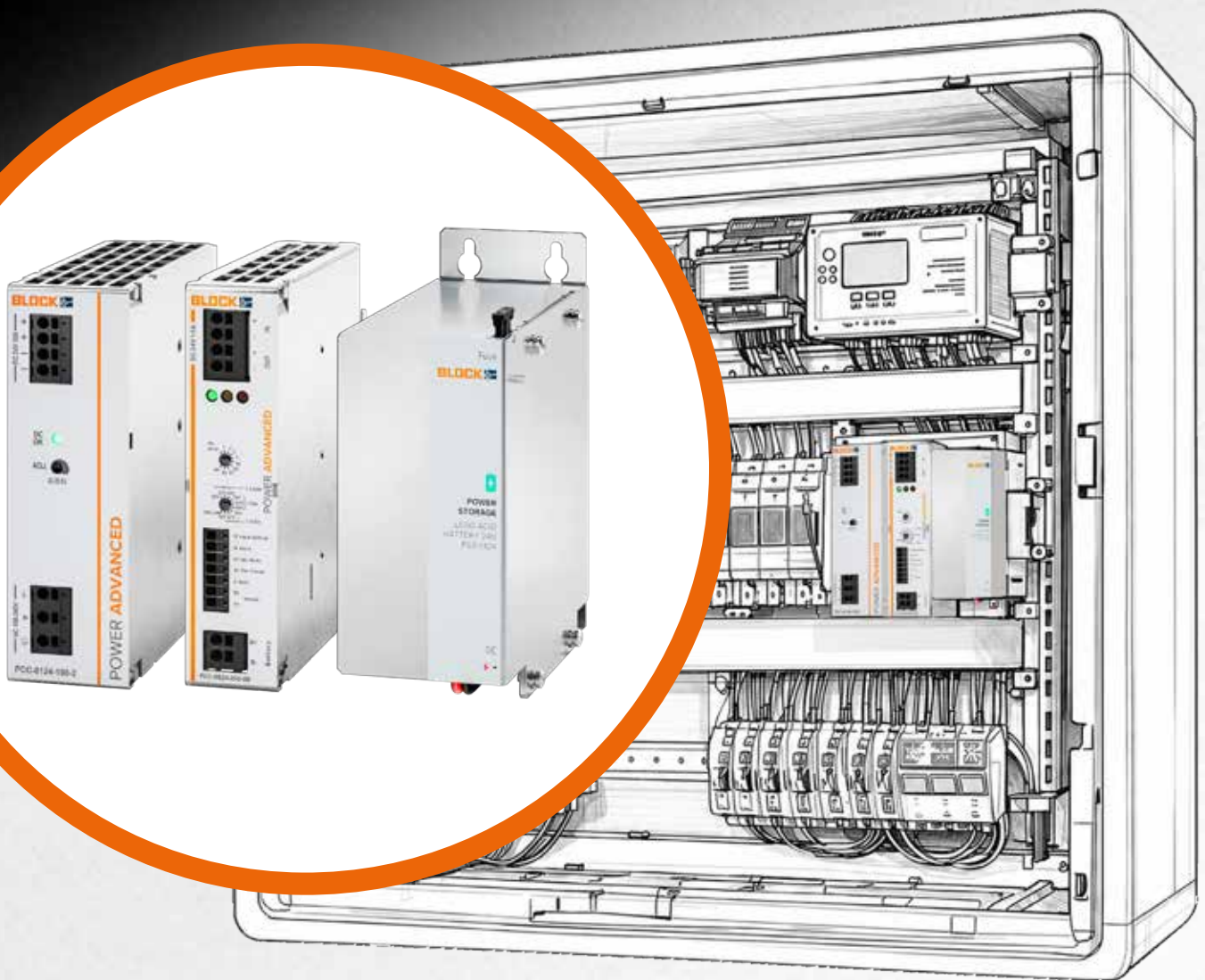
ENERGIEMONITORING
Der Energieverschwendung
auf die Spur kommen S. 58

LADEMANAGEMENT
Ladeinfrastrukturen
erfolgreich aufbauen ab S. 61

NETZSPANNUNG WEG, KOMMUNIKATION DA.

Zuverlässige Versorgung von EZA-Regler mit 24 Vdc-Akku und USV.

- Leistungsstarkes Netzteil
- Kapazitäten von 0,8 Ah bis 40 Ah
- Kompakte Bauform



EMPOWER

Net Zero Industry



Mehr Wettbewerbsfähigkeit beginnt mit dem richtigen Update

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

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



Bernhard Haluschak, Chefredakteur ENERGY: Der Wandel hin zu einem intelligenten und klimaneutralen Energiesystem markiert einen Paradigmenwechsel, der Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Verbrauch neu verbindet. Stadtwerke, Netzbetreiber, Industrie, Kommunen und Verbraucher stehen an der vordersten Front dieser Entwicklung. Klassische Versorgungssysteme, die auf wenige große Kraftwerke und planbare Lastgänge ausgelegt waren, stoßen angesichts volatiler Erzeugung, steigender Elektrifizierung und wachsender Klimaschutzanforderungen an ihre Grenzen. Deshalb stelle ich die Frage:

WIE GELINGT DER WANDEL ZU EINER INTELLIGENTEN ENERGIEVERSORGUNG?

Der Schlüssel liegt in der Verbindung von Dekarbonisierung, Digitalisierung und Dezentralisierung. Wind- und Solarenergie, Wärmepumpen, Speicher, Elektrofahrzeuge und grüner Wasserstoff verändern die Architektur des Energiesystems grundlegend. Aus passiven Verbrauchern werden aktive Marktteilnehmer, aus starren Netzen lernfähige Plattformen. Erzeugung und Verbrauch müssen dafür in Echtzeit aufeinander abgestimmt werden.

Entscheidend ist der Ausbau der Stromnetze. Die Verteilnetze werden zum Rückgrat der Energiewende: Dort speisen Photovoltaikanlagen ein, dort entstehen Ladepunkte, dort werden Wärmepumpen betrieben. Neben Transformatoren und Umspannwerken braucht es digitale Werkzeuge, Prognosen und vorausschauende Planung. Lastmanagement, Speicher und variable Tarife helfen, Engpässe zu vermeiden.

Zugleich muss Energie sektorübergreifend gedacht werden. Strom, Wärme, Mobilität und Industrie gehören zusammen. Power-to-Heat, Elektromobilität, Abwärme, Wasserstoff und Quartierslösungen zeigen, wie Klimaneutralität praktisch werden kann. Dafür braucht es schnellere Genehmigungen, flexiblere Märkte und Anreize für systemdienliches Verhalten.

Auch Verbraucher werden Teil des Systems: durch Solarstrom, netzdienliches Laden oder intelligente Wärme. Akzeptanz entsteht, wenn Lösungen einfach, bezahlbar und sicher sind. Trotz Fachkräftemangels, Investitionsbedarfs und politischer Unsicherheiten ist die Richtung klar: Das Energiesystem der Zukunft verbindet zentrale und dezentrale Strukturen intelligent. Es wird erneuerbar, flexibel, datenbasiert und resilient sein.

Einfache und sichere
Skalierbarkeit der
Energie aus dem Netz.

**WEB-SEMINAR
ANSEHEN**

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



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

One Range. No Limits:

www.HARTING.com/datacentergrid



INHALT

AUFTAKT

- 06 Kosmos der Energie:
Die Schicht, die alles ändert
- 12 Highlights der Branche
- 14 The smarter E Europe 2026: „Places-to-be“

TITELREPORTAGE

- 08 Titelstory: Was für eine 800-Volt-Infrastruktur
bei der Elektrifizierung spricht
- 11 Titelinterview mit ABB:
„Erst planen, dann verdrahten!“

FOKUS: NACHHALTIGE ENERGIELÖSUNGEN

- 16 Technologietrends: Sonnige Aussichten
für die industrielle Energieversorgung?
- 20 Umfrage: „Wie kommen nachhaltige
Energieslösungen schneller in den Praxisbetrieb?“
- 24 Mit Schwung gegen Lastspitzen:
Schwungrad-Speicher zur Stromnetzstabilisierung
- 27 Einsparungen & Investitionen: So geht nachhaltige
Modernisierung der Energieinfrastruktur
- 30 Zu viel Strom, zu wenig Netz:
Optimierung des Netzbetriebs mit KI

RUBRIKEN

- 03 Editorial
- 37 Storyboard von Smight:
Echtzeitdaten für smarte Netzführung
- 40 Impressum & Firmenverzeichnis
- 66 Rücklicht: Sonnenenergie auf Vorrat

TITELBILD: publish-industry/ChatGPT 5.5

FOKUS

NACHHALTIGE ENERGIELÖSUNGEN

8

AB SEITE

TITELREPORTAGE

Der sichere Weg zur
800-Volt-Infrastruktur



61

AB SEITE

SPEZIAL: LADEMANAGEMENT

Standards und Sicherheit in
der EV-Ladeinfrastruktur



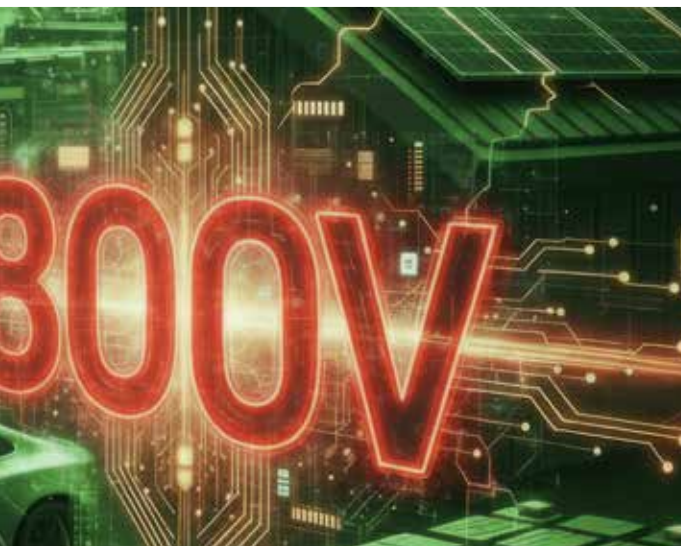


16

AB SEITE

NACHHALTIGE ENERGIELÖSUNGEN

Gesetzte Klimaziele schneller umsetzen



42

ENERGY SOLUTIONS

Wie On-Site-PPAs kommunale Liegenschaften transformieren



NET ZERO INDUSTRY

- 34 Neues Denken gefragt: Mit Investitionen in moderne Energiesysteme die Zukunft sichern
- 38 Energiewirtschaft 2026: Wenn Regulierung, Cyberrisiken und KI aufeinandertreffen

ENERGY SOLUTIONS

- 42 Solarstrom direkt am Ort: Wie On-Site-PPAs kommunale Liegenschaften transformieren
- 46 PV-Überschüsse: Power-to-Heat zwischen Marktpraxis und technischer Realität
- 49 Digitaler Zwilling fürs Netz: So wird Energieinfrastruktur steuerbar
- 52 Netztheorie oder reale Optimierung: Dynamische FCAs und Batteriespeicher
- 55 Die stabilisierende Kraft im Stromnetz: Warum das Netz neue Regler braucht

SMART ENERGY

- 58 Energieverschwendung aufdecken: Energieeffizienz mit Wartungsmaßnahmen steigern

SPEZIAL: LADEMANAGEMENT

- 61 Standards, Interoperabilität und Sicherheit: Laden ohne Grenzen, aber nicht ohne Normen
- 64 Ladeinfrastruktur für Elektrobusse: Nahverkehr elektrisieren – so geht's!



Jetzt scannen
und die ENERGY
als E-Paper erhalten!

Wie ein Zehn-Minuten-Prozess die Photovoltaik beeinflusst

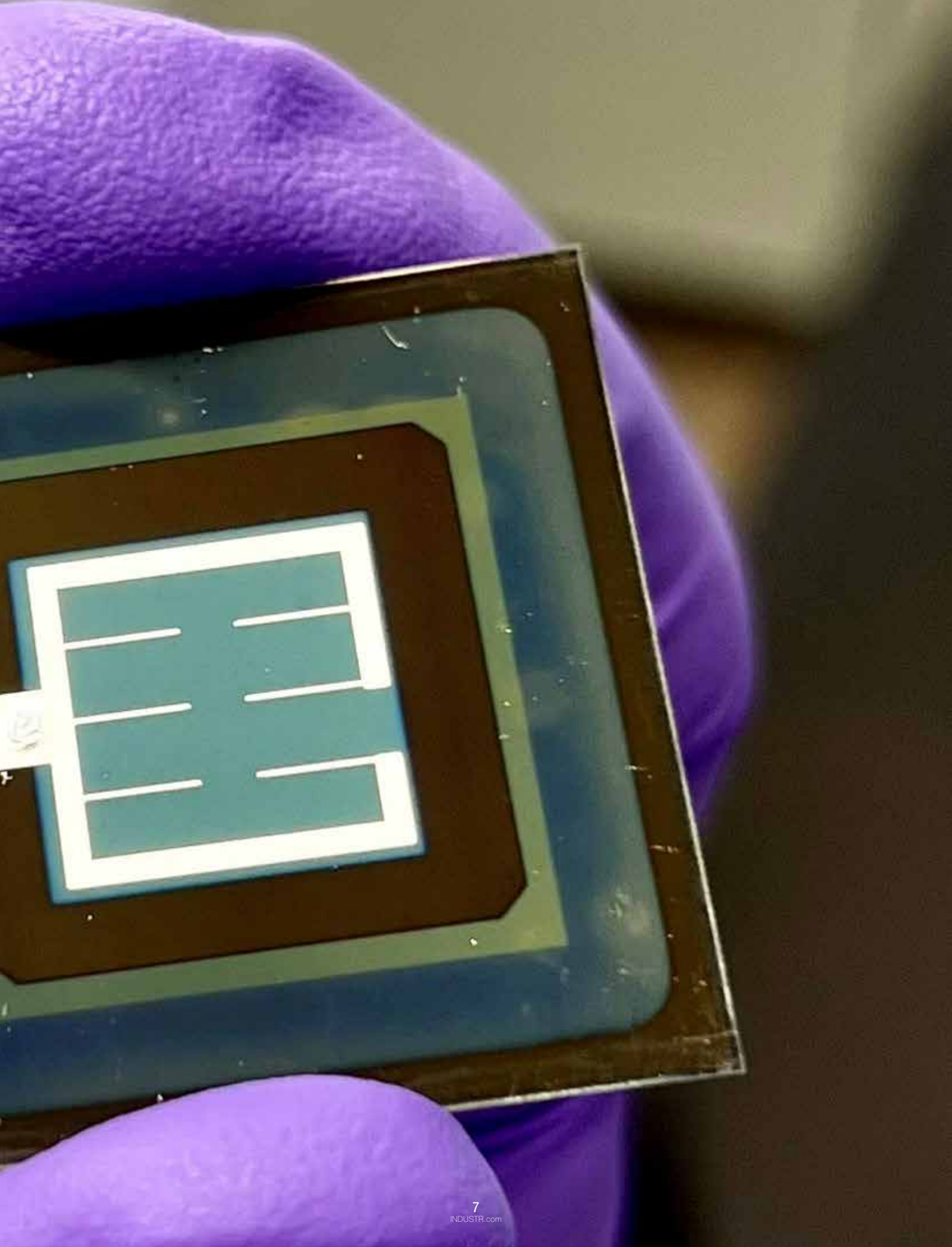
DIE SCHICHT, DIE ALLES ÄNDERT

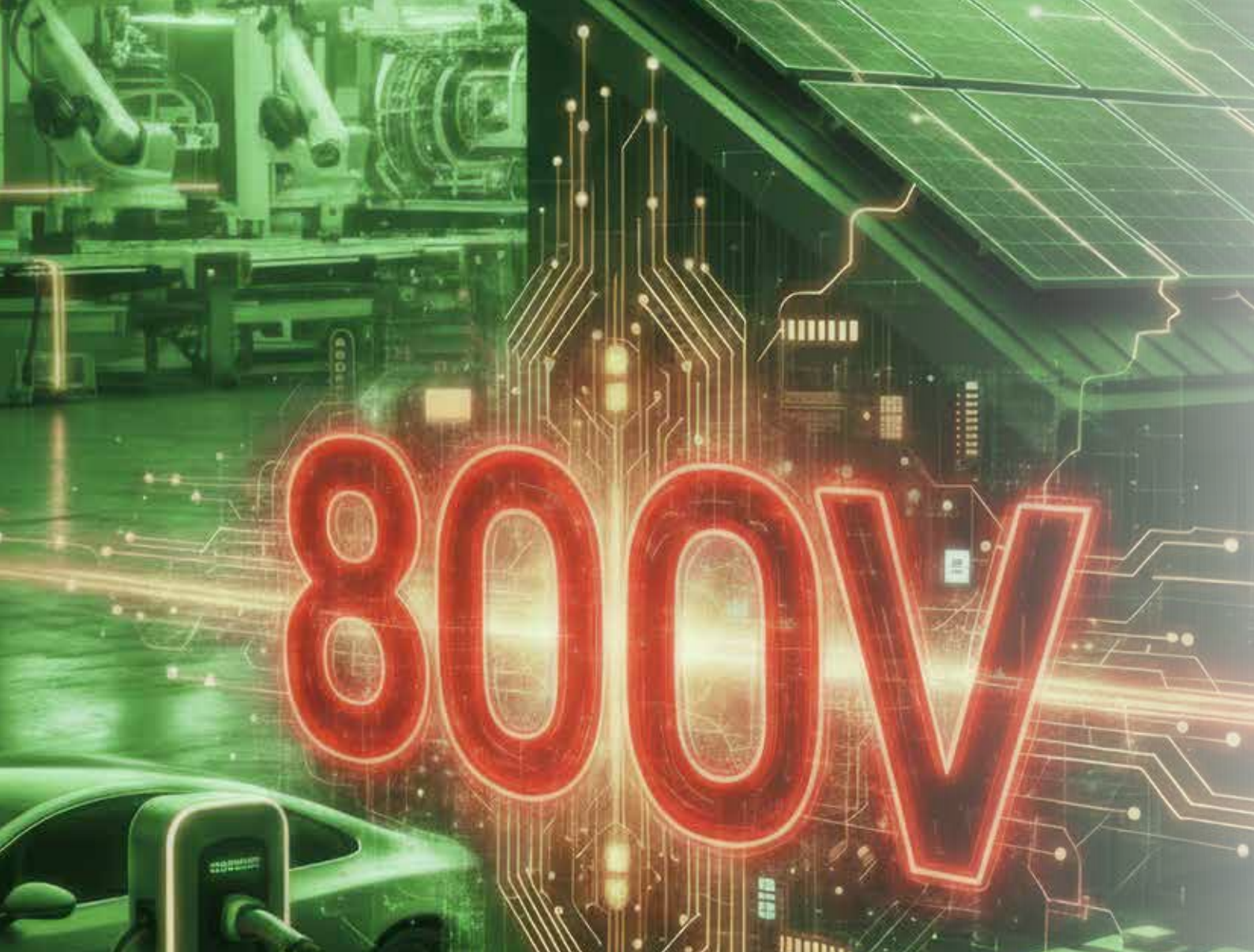
Mehr Strom aus demselben Licht – das versprechen Perowskit-Silizium-Tandemzellen. Sie gelten als nächste Generation der Photovoltaik, doch die Fertigung bremst den Durchbruch. Ein neues lösungsmittelfreies Verfahren räumt die größten Hürden aus dem Weg.

TEXT: Katharina Huber, ENERGY; mit Material vom KIT BILD: Alexander Diercks, KIT

Solarenergie ist eine tragende Säule der Energiewende. Zwar können Tandem-Solarzellen aus Perowskit und Silizium höhere Wirkungsgrade erreichen als herkömmliche Siliziumzellen, doch ihre industrielle Herstellung bleibt eine Herausforderung. „Für die industrielle Fertigung zählt nicht nur der Wirkungsgrad, sondern auch, ob ein Prozess schnell, robust und skalierbar ist“, sagt Professor Ulrich Paetzold vom Institut für Mikrostrukturtechnik und vom Licht-technischen Institut (LTI) des KIT. „Wir konnten zeigen, dass ein besonders schneller Vakuumprozess nicht nur gleichmäßige Schichten erzeugt, sondern daraus auch effiziente Perowskit-Silizium-Solarzellen entstehen.“

Der schnelle Vakuumprozess beruht auf der sogenannten Close-Space-Sublimation (CSS). Dabei verdampfen die Ausgangsstoffe und treffen auf die nur wenige Millimeter entfernte Siliziumzelle. Dort reagieren sie direkt zu einer Perowskit-Schicht. Ein wichtiger Vorteil des CSS-Verfahrens ist der geringe Verbrauch des Ausgangsmaterials pro Beschichtung sowie die Wiederverwendbarkeit der Quellen. „Mit der Close-Space-Sublimation konnten wir auch die anspruchsvollen organischen Ausgangsmaterialien ohne Lösungsmittel und in kurzer Zeit auf Silizium aufbringen“, erläutert Co-Autorin Sofia Chozas-Barrientos von der Universität Valencia. „Im Experiment war die Umwandlung nach zehn Minuten abgeschlossen – für ein Vakuumverfahren ist das ein wichtiger Fortschritt.“ Damit der CSS-Prozess für eine industrielle Fertigung geeignet ist, muss er auf unterschiedlichen Siliziumoberflächen funktionieren. Dazu zählen auch strukturierte Oberflächen, da sie den Weg des Lichts in der Zelle verlängern und somit die Absorption erhöhen.





Was für 800 Volt als Infrastruktur der Elektrifizierung spricht

Die Spannung steigt

Noch vor wenigen Jahren war 800 Volt vor allem ein Begriff aus der Elektromobilität. Wer darüber sprach, meinte damit insbesondere hohe Reichweiten und kürzere Ladezeiten mit entsprechenden Leistungen am Ladepunkt. Mit der wachsenden Bedeutung von Strom als Endenergieträger der Zukunft rückt allerdings immer mehr die infrastrukturelle Bedeutung dieser Technologie für Wirtschaft und Gesellschaft in den Fokus.

TEXT: Anna Katharina Deiters, ABB BILDER: PI, ABB Stotz, ArtPixel-Portfolio

Neben Fahrzeugen geht es nun auch um Ladeparks, Batteriespeicher, Photovoltaikanlagen, Industriegebäude und Rechenzentren. Sie alle benötigen Systeme, die hohe Leistungen effizient übertragen, dynamische Lasten sicher beherrschen und sich in dezentrale Netze integrieren lassen.

Wie stark 800 Volt zur Infrastrukturfrage wird, zeigt der Blick auf Märkte, in denen künftig besonders hohe und dynamische Leistungen beherrscht werden müssen. In der EU wurden 2025 nach Angaben von SolarPower Europe, des führenden Verbands der europäischen Solar-PV-Branche,

**Durchgängige 800-Volt-Systemarchitektur:
vollständig bestücktes System pro E power
Schranksystem mit aufeinander
abgestimmten Schutz-, Schalt- und
Überwachungskomponenten.**

27,1 Gigawattstunden neue Batteriespeicherkapazität installiert – 45 Prozent mehr als im Vorjahr – und mehr als die Hälfte des Zubaus entfiel erstmals auf Großspeicher.

Auch in Deutschland verschiebt sich der Markt: Im ersten Quartal 2026 kamen rund 2,2 Gigawattstunden Speicherkapazität hinzu, getrieben vor allem durch ein starkes Wachstum bei Großspeichern. Parallel steigt durch KI und Cloud-Anwendungen der Leistungsbedarf von Rechenzentren massiv. So geht das Prüfungs- und Beratungsunternehmen Deloitte davon aus, dass Deutschland seine Kapazitäten für KI-Rechenzentren bis 2030 von 1,6 auf 4,8 Gigawatt verdreifachen muss. Hinzu kommt wachsender Druck auf Netzanschlüsse, weil Rechenzentren, Speicher, Ladeinfrastruktur und erneuerbare Erzeugung zunehmend um verfügbare Anschlussleistung konkurrieren.

Mehr Spannung, weniger Verluste

In dieser Gemengelage gewinnt die 800-Volt-Architektur an Bedeutung: als Systemebene, auf der Energie effizient verteilt, gespeichert, gewandelt, geschaltet, überwacht und sicher ins Netz integriert wird. Sie markiert den Übergang von klassisch dimensionierten 400-Volt-Strukturen zu leistungsdichten, modularen Energiearchitekturen mit geringeren Strömen, niedrigeren Verlusten, kompakteren Verteilungen und mehr Spielraum für skalierbare Anlagen.

Die Vorteile für den Anlagenbau liegen auf der Hand: Wird die Spannung erhöht, sinkt bei gleicher Leistung der Strom. Da Leitungsverluste quadratisch mit dem Strom steigen, kann ein höheres Spannungsniveau die Effizienz spürbar verbessern. Bei Schnellladehubs, in denen mehrere Anschlüsse zeitgleich hohe Leistungen abrufen, aber auch bei Batteriespeichern mit wechselnden Lade- und Entladezuständen oder bei Industrieanlagen mit stark schwankenden Lastprofilen wird dieser Effekt schnell zum wirtschaftlichen Faktor.



Neubewertung von Energieflüssen

Gerade in der Verbindung verschiedener Sektoren zeigt sich die eigentliche Bedeutung von 800 Volt. Ein moderner Energiehub kann Photovoltaik auf dem Dach oder im Solarpark, einen stationären Speicher, Ladeinfrastruktur für Fahrzeuge und industrielle Verbraucher miteinander koppeln. Energie fließt dann nicht mehr nur in eine Richtung. Sie wird erzeugt, zwischengespeichert, genutzt, ins Netz zurückgespeist oder gezielt verschoben, um Lastspitzen zu vermeiden. Aus einzelnen Energiebausteinen wird so ein vernetztes System: Erzeugung, Verbrauch, Speicher und Netzanschluss greifen ineinander und lassen sich gemeinsam optimieren.

In solchen Strukturen setzt sich zunehmend ein hybrides Denken durch. AC-Backbones bleiben wichtig, werden aber durch DC-Teilnetze ergänzt. Photovoltaik, Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur arbeiten ohnehin auf Gleichspannungsseite. Wird diese Energie erst mehrfach gewandelt, entstehen Verluste, Kosten und Komplexität. DC-gekoppelte Konzepte können hier Vorteile bieten, stellen Planer aber zugleich vor anspruchsvolle Fragen: Welche Schutztechnik ist geeignet? Wie wird selektiv abgeschaltet? Wie lässt sich die Anlage sicher warten? Und wie wird verhindert, dass ein Fehler in einem Teilnetz den gesamten Energiehub beeinträchtigt?

Schutztechnik als Systemfrage

Genau an dieser Stelle unterscheidet sich die 800-Volt-Welt von einer bloßen Hochskalierung bekannter Komponenten. Zwar liegen 800 Volt weiterhin im Niederspannungsbereich, in der Praxis verhalten sich entsprechende Anlagen aber nicht



800-Volt-Infrastrukturanlagen wie Ladeparks, PV-Anlagen und Batteriespeicher erfordern eine sichere Netzintegration. Hier sind innovative und intelligente Systeme gefragt.

wie eine etwas kräftigere 400-Volt-Installation. Luft- und Kriechstrecken, Isolationskoordination, Lichtbogenverhalten und Abschaltbedingungen gewinnen deutlich an Bedeutung. Dabei ist zwischen AC- und DC-Anwendungen zu unterscheiden: In 800-Volt-AC-Verteilungen stehen vor allem sichere Energieverteilung, Schalten, Trennen, Überwachung und Netzintegration im Mittelpunkt. In DC-Teilnetzen, etwa bei Photovoltaik, Batteriespeichern oder Ladeinfrastruktur, kommen zusätzliche Anforderungen hinzu, weil der natürliche Nulldurchgang des Wechselstroms fehlt und Lichtbögen stabiler stehen bleiben können, wenn Schalt- und Schutzgeräte nicht dafür ausgelegt sind.

Für Planer, Schaltanlagenbauer und Betreiber kommt es deshalb darauf an, Schutztechnik von Beginn an als Teil der Systemarchitektur zu denken. Energieverteilung, Leistungsschalter, Überspannungsschutz, Isolations- und Phasenüberwachung, Netzeinspeiseüberwachung sowie Lasttrenn- und Wartungsschalter müssen zur jeweiligen Anwendung passen und aufeinander abgestimmt sein. ABB unterstützt unter anderem die 800-Volt-AC-Ebene mit Lösungen wie Energieverteilungen auf Basis von System pro E power, Lasttrennschaltern für höhere AC-Spannungen aus der OTHV-Reihe und Überwachungsrelais wie dem CM-UFD für den Netz- und Anlagenschutz.

Ergänzend kommen je nach Anlagenkonzept Schutz- und Überwachungskomponenten für DC-nahe Anwendungen hinzu. So lassen sich hohe Leistungen nicht nur verteilen, sondern sicher schalten, überwachen, trennen und in den Netzanschluss einbinden.

Sicherheit entsteht dabei nicht erst im Schaltschrank, sondern bereits in der Planung. Ein Wartungsschalter ist mehr als

ein robustes Bauteil im Hintergrund: In Anlagen mit hohen Spannungen und Leistungen schafft er eine eindeutig sichtbare galvanische Trennung und damit die Voraussetzung für sichere Servicearbeiten. Gleichzeitig trägt ein durchdachtes Schutzkonzept zur Verfügbarkeit bei, weil Anlagenteile gezielt getrennt werden können, ohne das Gesamtsystem unnötig stillzulegen.

Vom Spannungsniveau zur Energiearchitektur

Mit der wachsenden Zahl dezentraler Anlagen wird Netzintegration zur Schlüsselaufgabe. Ladeparks, PV-Anlagen und Batteriespeicher beziehen nicht nur Strom, sie speisen ein, puffern Lasten und reagieren auf Netzsituationen. Netz- und Anlagenschutz sorgt dafür, dass solche Systeme stabil und normgerecht betrieben werden können – und wird damit zu einem zentralen Baustein jeder 800-Volt-Architektur.

Ergänzt durch Mess- und Energiemanagementsysteme entsteht Transparenz über Energieflüsse, Lastspitzen und Anlagenzustände. So wird aus hoher elektrischer Leistung eine beherrschbare Infrastruktur. 800 Volt ist dabei kein Selbstzweck. Das Spannungsniveau lohnt sich vor allem dort, wo Leistung, Effizienz, Bauraum und Skalierbarkeit gleichzeitig zählen: in Ladehubs, Speicherparks, Industriearealen oder vernetzten Gebäuden. Richtig geplant, verbindet die Architektur E-Mobilität, erneuerbare Erzeugung, Speicher und industrielle Verbraucher zu einem belastbaren Energiesystem.

Fazit: Die Zukunft der Energie ist dezentral, modular und vernetzt – 800 Volt kann eine ihrer tragenden Säulen werden.



The smarter E 2026,
Halle B5, Stand 430

Der sichere Weg zur 800-Volt-Infrastruktur

„Erst planen, dann verdrahten!“

800-Volt-Infrastrukturen stellen neue Anforderungen an Planung, Schutztechnik und Netzintegration. Anna Katharina Deiters von ABB erläutert, warum Betreiber und Planer früh über Lastprofile, Wartung, Monitoring und NA-Schutz entscheiden müssen – damit aus höherer Spannung eine sichere, skalierbare und zuverlässige Energiearchitektur wird.

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



Frau Deiters, wenn 800 Volt zur Systemebene wird: Was muss in der Planung früher berücksichtigt werden als bisher?

Vor allem das Zusammenspiel der Komponenten. Bei 800-Volt-Infrastrukturen reicht es nicht, einzelne Betriebsmittel höher zu dimensionieren. Planer müssen früh klären, welche Leistungen übertragen werden, ob AC- und DC-Teilnetze kombiniert werden, wie sich Speicher, Ladeinfrastruktur oder PV-Anlagen verhalten und an welcher Stelle sicher getrennt oder überwacht werden muss. Schutzkonzept, Energieverteilung, Wartung und Netzanschluss gehören deshalb von Beginn an zusammen.

Wo zeigt sich im Betrieb, ob ein 800-Volt-Schutzkonzept gut geplant wurde?

Im Alltag zeigt sich das vor allem bei Wartung, Erweiterung und Fehleranalyse. Gute Konzepte ermöglichen es, einzelne Anlagenteile eindeutig zu identifizieren, sicher freizuschalten und gezielt wieder in Betrieb zu nehmen. Für Betreiber ist das ein großer Unterschied: Muss bei jeder Störung ein ganzer Energiehub stillstehen, oder lässt sich der betroffene Abschnitt eingrenzen? Genau hier entscheidet sich, ob Schutztechnik nur formal vorhanden ist oder tatsächlich zur Verfügbarkeit beiträgt. Neben geeigneten Schalt- und Trenneinrichtungen braucht es dafür auch eine klare Anlagenstruktur, verständliche Kennzeichnung und ein Monitoring, das Zustände schnell sichtbar macht.

Welche Rolle spielt der Netz- und Anlagenschutz bei PV-Anlagen, Speichern oder Ladeinfrastruktur?

Eine sehr zentrale. Sobald Anlagen Energie nicht nur beziehen, sondern auch einspeisen oder bidirektional arbeiten, wird der Netzanschlusspunkt sicherheitsrelevant. Der Netz- und Anlagenschutz überwacht unter anderem Spannung und Frequenz, erkennt unzulässige Betriebszustände und sorgt dafür, dass die Anlage im Fehlerfall sicher vom öffentlichen Netz getrennt wird. In Deutschland geben dafür die technischen Anschlussregeln den Rahmen vor – etwa die VDE-AR-N 4105 und die VDE-AR-N 4110. Für Planer bedeutet das: Die VDE-AR-N 4105 definiert den nationalen Standard für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz und nennt den Netz- und Anlagenschutz ausdrücklich als Inhalt; die VDE-AR-N 4110 legt Anforderungen für Kundenanlagen am Mittelspannungsnetz fest, darunter Erzeugungsanlagen, Speicher, Mischanlagen und Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge. NA-Schutz ist kein nachgelagerter Zusatz, sondern ein fester Bestandteil der Anlagenarchitektur. Mit Netzeinspeise-Überwachungsrelais wie dem CM-UFD unterstützt ABB diese Überwachungs- und Entkopplungsfunktionen in entsprechenden Schutzkonzepten.



Das vollständige Interview finden Sie über den Link im QR-Code oder unter: industr.com/2912298

6

HIGHLIGHTS

Fakten, Trends und Neues: Was hat sich in der Branche getan? Ein kurzer Peak, hohe Kosten: Coneva zeigt Strategien, um das Netzentgelt zu senken. SMA feiert 45 Jahre Unternehmensgeschichte und der Markt für Elektroautos in Deutschland wächst weiter. Eco Stor nennt fünf Regeln für Großbatterien und Weidmüller entwickelt eine Lösung, um Rotorblatt-Schäden frühzeitig zu erkennen.



Die Energieversorgung verändern

45 Jahre Energie

Vor 45 Jahren ist aus der Gründungsidee dreier Wissenschaftler der Universität Kassel mit **SMA Solar Technology** ein Anbieter für Photovoltaik- und Speichersystemtechnik entstanden. Das damalige Ziel, Strom dezentral, erneuerbar und unabhängig zu erzeugen, ist bis heute aktuell. Im Jahr 2026 rücken unter anderem integrierte Lösungen, Speicher und E-Mobilität in den Fokus.

Erfahren Sie mehr: [industr.com/2909920](https://www.industr.com/2909920)

Rotorblatt-Schäden stoppen

Frühwarnsystem

Rotorblätter sind die am stärksten beanspruchten Komponenten einer Windkraftanlage. Schäden können nicht nur die Stillstandszeiten und Kosten erhöhen, sondern auch die Sicherheit gefährden. **BLADEcontrol NXT** von **Weidmüller** verbindet Echtzeit-Datenerfassung mit intelligenten Algorithmen zur Früherkennung, um Rotorblatt-Schäden zu stoppen, bevor sie teuer werden.

Erfahren Sie mehr: [industr.com/2908830](https://www.industr.com/2908830)

Netzentgelte senken

Kurzer Peak

Eine kurze Lastspitze kann die Stromkosten für ein ganzes Jahr beeinflussen. Doch durch die Energiemanagementstrategie **Peak Shaving** kann die maximale Leistungsaufnahme am Netzverknüpfungspunkt und somit auch die Stromrechnung gesenkt werden. Welche Strategie geeignet ist, hängt laut **Coneva** jedoch davon ab, wie flexibel der Betrieb Lasten verschieben oder drosseln kann.

Erfahren Sie mehr: [industr.com/2910108](https://www.industr.com/2910108)

Fünf Regeln für Großbatterien

Batterien im Netz

Der weitere Ausbau von Batteriegroßspeichern ist eine zentrale Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende. Die Zahl der regulatorischen Eingriffe in den Speicherbetrieb nimmt zu – von den Anschlussbedingungen bis zu geplanten gesetzlichen Vorgaben. In einer Studie warnt **Eco Stor** vor einem regulatorischen Flickenteppich, der Investitionen erschwert, und nennt 5 Regeln.

Erfahren Sie mehr: [industr.com/2912879](https://www.industr.com/2912879)

Deutschland dreht auf

E-Auto-Markt

Im Jahr 2025 wurden weltweit 21,4 Millionen Elektrofahrzeuge neu zugelassen, ein Anstieg von 23 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Das hat das **ZSW Baden-Württemberg** ermittelt. Davon entfielen 14,2 Millionen auf China – die EU bleibt der zweitgrößte Markt hinter China. Nach zwei schwächeren Jahren holt auch Deutschland auf; 2025 stiegen die E-Auto-Neuzulassungen um 50 Prozent.

Erfahren Sie mehr: [industr.com/2912069](https://www.industr.com/2912069)

Flexibel gegen Netzschwankungen

Erneuerbarer Strom

In Lenzing wird überschüssige erneuerbare Energie gezielt zur Wärmeerzeugung genutzt. Möglich wird dies durch eine vollständig in den bestehenden Wärmeverbund integrierte **Power-to-Heat-Anlage**. **Verbund** übernimmt dabei die Vermarktung von Regenergie und integriert die Anlage in das Energiesystem, sodass flexibel auf kurzfristige Schwankungen im Stromnetz reagiert werden kann.

Erfahren Sie mehr: [industr.com/2910141](https://www.industr.com/2910141)



Engineering the next turn

Elektrokonstruktion für die erfolgreiche Energiewende

Für Stromnetze.

Für Ladeinfrastrukturen.

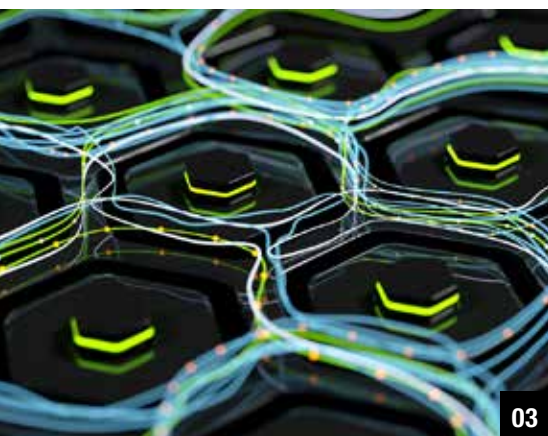
Für Erzeuger, Speicher und Verteiler.

The smarter E Europe
23. – 25. Juni, München
Stand B5.310

Mehr erfahren

www.eplan.com/de-energie





Quellen: 01-03, 05, 06 | iStock: VioNetaStock, Alexander Limbach, Olemedia, sankai, zhongguo; 04, 07, 08 | Solar Promotion

The smarter E Europe 2026

Vom 23. bis 25. Juni 2026 öffnet The smarter E wieder ihre Pforten und damit gleich vier große Messen: die Intersolar, die EM-Power, die ees und die Power2Drive. Diese Highlights sollten Sie sich dieses Jahr nicht entgehen lassen!

01 Intersolar Forum

Halle A3, Stand 150

Im Rahmen der The smarter E Europe bietet das Intersolar Forum in Halle A3 den Besuchenden auch dieses Jahr wieder die Möglichkeit, zahlreiche Vorträge zu aktuellen Herausforderungen und Trends aus der Solarbranche sowie Best-Practice-Beispiele live zu erleben und sich dazu auszutauschen.



02 Hydrogen Dialogue

Halle B2, Stand 550

Parallel zur Fachmesse bietet das Hydrogen Dialogue Forum Branchenvertretern der gesamten Wertschöpfungskette eine Plattform für den Austausch über Rahmenbedingungen, die Entwicklung internationaler Märkte und der benötigten Infrastruktur, Technologieinnovationen sowie Einsparungspotenziale.



03 ees Forum

Halle C2, Stand 230

Trends der Speicherbranche: Das Programm des ees Forums reicht von Sessions zu Groß- und Gewerbespeichern bis hin zu praxisnahen Vorträgen speziell für Handwerker. An allen Messetagen ist die ees Innovation Hub Stage für Besucher und Aussteller ein Hotspot für neue Geschäftsbeziehungen.





05



06

04 Startups@Smarter E

Halle C4, Stand 480

Start-ups sind Treiber für eine zukunfts-fähige Energiewelt. Auf der Start-up-Stage präsentieren Unternehmen ihre



ausgeklügelten Lösungen für die Geschäftsmodelle von morgen, die zu einer 24/7-grünen Energieversorgung beitragen.

05 The smarter E Forum

Halle C5, Stand 550

Es braucht intelligente Lösungen über alle Ebenen und Sektoren hinweg, um die Herausforderungen einer klimaneutralen Versorgung zu meistern. The smarter E Forum nimmt hier das Gesamtsystem in den Blick: Von der Solarstromerzeugung über die Stromnetze bis



hin zum Grid Edge, der Schnittstelle zwischen dem Stromnetz und den angeschlossenen Prosumern und Verbrauchern.



07

06 Renewables 24/7

Halle C5, Stand 450

Deutschland erzeugt bereits rund 60 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Quellen. Auf dieser Entwicklung



baut die Sonderschau „Renewables 24/7“ auf – sie zeigt, dass ein erneuerbares Energiesystem umsetzbar ist.

07 Power2Drive Test Drive

Eingang Ost nahe Halle B6 und C6

Nichts bringt die Faszination der Elektromobilität näher als das eigene



Fahrerlebnis. Genau dieses Erlebnis können Sie beim Power2Drive Test Drive live in der Outdoor-Area erleben.



08

08 Power2Drive Forum

Halle C6, Stand 450

Beim Power2Drive Forum in München kommen die Akteure der Energie- und Mobilitätswende zusammen. Hersteller, Händler, Start-ups und professionelle Anwender vermitteln aktuelles Wissen für eine erfolgreiche Verkehrswende im Kontext erneuerbarer Energien. Haben Sie Herausforderungen bei der Elektrifizierung Ihrer Flotte? Dann sind die Fleet Transformation Days auf der Power2Drive Europe, speziell für Verantwortliche im Fuhrparkmanagement, genau das Richtige für Sie. Am 23. und 24. Juni erfahren Sie alles über effiziente Elektrofahrzeugflotten, Lade-management und Ladeinfrastruktur.





Technologietrends für Energieverantwortliche

Sonnige Aussichten für die industrielle Energieversorgung?

PV, Speicher, Ladeinfrastruktur, Wasserstoff, Smart Grids und Energiemanagement wachsen zu einem neuen Betriebssystem für Energie zusammen. Für Energieverantwortliche zählt nicht die Einzeltechnik, sondern ihr Zusammenspiel: Es entscheidet über Kosten, Flexibilität, Versorgungssicherheit und CO₂-Reduktion.

TEXT: Bernhard Haluschak, ENERGY BILDER: iStock, AlinaMD; Solar Promotion

Vom 23. bis 25. Juni 2026 wird in München auf der The smarter E sichtbar, wohin sich die Energietechnik für Unternehmen entwickelt. Im Mittelpunkt stehen jene Technologiefelder, die in der Praxis längst zusammengehören: Photovoltaik, Speicher, Ladeinfrastruktur, Elektromobilität, Smart Grids und digitale Energielösungen. Für Energieverantwortliche ist das entscheidend, denn die nächste Effizienzstufe entsteht nicht durch eine weitere Insellösung, sondern durch die intelligente Verknüpfung von Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Steuerung.

Der technologische Schwerpunkt verschiebt sich damit vom reinen Ausbau zur Systemintegration. Neben Photovoltaik, Solarthermie und Solarkraftwerken rücken Anwendungen wie Agri-PV, Floating-PV, Parkplatz-PV sowie Kombinationen aus PV, Speichern, E-Mobilität, Wärmepumpen und Energiemanagement in den Blick. Für Unternehmen bedeutet das: Die Dachanlage bleibt wichtig, doch sie ist nur ein Baustein. Wer Flächen, Lastgänge und Investitionsbudgets optimal nutzen will, muss PV künftig stärker mit Standortentwicklung, Fuhrparkstrategie, Wärmeversorgung und Netzentgelten zusammendenken.

Speicher, Wasserstoff und Ladeinfrastruktur werden zum Flexibilitätskern

Besonders deutlich wird der Wandel im Speicherbereich. Gezeigt werden Lösungen für die Speicherung erneuerbarer Energien, darunter innovative Batterietechnologien, stationäre Speichersysteme, Batteriesysteme und grüner Wasserstoff. Ergänzend kommen Batterieproduktionstechnologien sowie Anwendungen rund um Wasserstoff, Brennstoffzellen und Power-to-Gas hinzu. Für Energieverantwortliche steckt darin eine

klare Botschaft: Speicher sind nicht mehr nur Notstromreserve oder Eigenverbrauchshelfer. Sie werden zur operativen Flexibilitätsplattform, die Lastspitzen glättet, PV-Erzeugung verschiebt, Ladepunkte stabilisiert und perspektivisch Marktsignale nutzbar macht.



www.emh.eu

EMH

Flexibel testen

Wer über Jahrzehnte am Markt bestehen will, muss flexibel sein. Deshalb sind EMH Systeme smart, rentabel und langfristig einsetzbar. So wie auch unsere Mess- und Eichtechnik für die Sicherheit und Zuverlässigkeit von HPC, AC- oder DC-Ladestationen.

Besuchen Sie uns vom 23. Juni bis 25. Juni 2026
The Smarter E
Halle 6, Stand B6.772



Experten erläutern
aktuelle Technologietrends
und -Lösungen.

Gleichzeitig wächst die Ladeinfrastruktur aus der Nische heraus. Der Fokus liegt auf Ladeinfrastruktur und E-Mobilität sowie auf der Integration von Elektrofahrzeugen, smarter Ladetechnik und erneuerbaren Energiequellen. Für Betriebe mit elektrifizierten Flotten, Besucherparkplätzen oder Logistikprozessen ist das ein kritischer Punkt. Ohne Lastmanagement kann Elektromobilität neue Spitzenlasten und Netzan-schlussprobleme erzeugen. Mit intelligenter Steuerung wird sie dagegen zu einem flexiblen Verbraucher, der Überschussstrom aufnehmen, Kosten senken und die Dekarbonisierung des Standorts beschleunigen kann.

Digitale Steuerung entscheidet über den Nutzen der Technik

Die eigentliche Schlüsseltechnologie liegt jedoch zwischen den Komponenten: in Daten, Prognosen, Automatisierung und digitalem Energiemanagement. Dezentralisierung, Digitalisierung und sektorübergreifende Lösungen für eine nachhaltige 24/7-Energieversorgung in Strom, Wärme und Verkehr gewinnen deutlich an Bedeutung. Auch Smart Grids, digitalisierte Energielösungen und Systemintegration gehören zu den zentralen Themen. Für Energieverantwortliche ist das mehr als ein Softwarethema. Es geht um die Fähigkeit, Messdaten aus Gebäuden, Produktion, PV-Anlagen, Speichern, Ladepunkten und Netzan-schluss in Entscheidungen zu übersetzen.

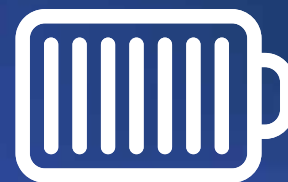
Genau hier trennt sich künftig Technologieeinkauf von Energiestrategie. Ein Batteriespeicher ist nur so wirtschaftlich wie seine Betriebsführung. Eine PV-Anlage liefert nur maximalen Wert, wenn Eigenverbrauch, Direktvermarktung und Lastverschiebung zusammenspielen. Eine Ladeinfrastruktur ist

nur dann skalierbar, wenn sie Netzgrenzen, Nutzerbedarfe und Abrechnung beherrscht. Und Wasserstoff- oder Power-to-Gas-Lösungen werden nur dort sinnvoll, wo Prozesse, Abwärme, Speicherbedarf und Infrastruktur zusammenpassen.

Die 2026 gezeigten Entwicklungen dürften deshalb weniger die eine Wundertechnologie markieren als ein neues Betriebssystem für Energie. Energieverantwortliche sollten den Besuch nutzen, um Anbieter nicht nur nach Wirkungsgrad, Kapazität oder Preis zu fragen, sondern nach Schnittstellen, Datenmodellen, Servicekonzepten, Cybersicherheit, Garantien und Integrationsfähigkeit. Entscheidend wird, ob Technologien in ein belastbares Gesamtsystem passen: erneuerbar erzeugen, zwischenspeichern, flexibel verbrauchen, intelligent laden, digital optimieren. Wer diese Logik beherrscht, macht aus der Energiewende keinen zusätzlichen Komplexitätstreiber, sondern einen Hebel für Resilienz, Kostenkontrolle und Wettbewerbsfähigkeit.

Fazit

Für Energieverantwortliche liegt der zentrale Hebel nicht in einzelnen Anlagen, sondern in deren intelligenter Vernetzung. PV, Speicher, Ladeinfrastruktur, Wasserstoff und digitales Energiemanagement entfalten ihren Wert erst als abgestimmtes System. Wer Daten, Flexibilität und Betrieb konsequent zusammendenkt, kann Kosten senken, Resilienz erhöhen und Klimaziele schneller erreichen. Zugleich wird Energie zur aktiven Steuerungsaufgabe: Standorte müssen Lasten, Erzeugung, und Speicher laufend optimieren. So entsteht aus technischer Komplexität ein messbarer Standortvorteil, der Investitionen absichert und Unternehmen handlungsfähiger macht.



Gamechanger Batterie

**Flexibel bleiben. Kosten reduzieren.
Jetzt handeln.**

Batterien sind die Chance für Industrieunternehmen, Strom- und Netzkosten einzusparen und zugleich attraktive Markterlöse zu erzielen.

Denn steigende Energiepreise und schwankende Verfügbarkeiten sind begrenzt planbar und setzen bestehende Geschäftsmodelle unter Druck. Eigenständige Flexibilitätslösungen werden damit zu einem strategischen Hebel, um Kostenrisiken zu begrenzen und sich unabhängiger von volatilen Marktbedingungen zu machen.

Wir bieten Ihnen Vollversorgung und Optimierung aus einer Hand.

Mit Batteriespeichern können Sie:

- ✓ Netzentgelte reduzieren
- ✓ Beschaffungskosten optimieren
- ✓ Zusätzliche Erlöse durch Flexibilitätsvermarktung erzielen

Ein unmittelbarer wirtschaftlicher Mehrwert für energieintensive Betriebe.

Ist ein Batteriespeicher eine Option für Sie? Jetzt kostenlosen Quick Check starten:

<https://decarbolutions.uniper.energy/energiespeicherloesungen>



The beating heart of energy.

The smarter E: Wie kommen nachhaltige Energielösungen in den Praxisbetrieb?

KLIMAZIELE SCHNELLER UMSETZEN

Die Umsetzung der vorgegebenen Klimaziele ist in vielen Unternehmen mit einem Kraftakt verbunden. Deshalb fragen wir: Was sind die wichtigsten Schritte, damit nachhaltige Energielösungen schneller in der Praxis zum Einsatz kommen – und was bremst heute am stärksten?

UMFRAGE: Katharina Huber, ENERGY BILDER: teilnehmende Unternehmen; iStock, Thx4Stock



THOMAS SPEIDEL

Viele Unternehmen erleben gerade, dass Energie nicht mehr nur ein Kostenpunkt, sondern ein strategischer Erfolgsfaktor ist. Volatile Strompreise, schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien und begrenzte Netzkapazitäten erhöhen den Druck auf energieintensive Betriebe. Batteriespeicher schaffen hier mehr Resilienz und Handlungsfähigkeit: Sie stabilisieren Prozesse, erhöhen die Versorgungssicherheit und machen Energie flexibler nutzbar. Die Technologie dafür ist da. Was heute bremst, sind lange Genehmigungen, regulatorische Unsicherheiten und fehlende Anreize für Flexibilität. Wer Energie strategisch nutzt, stärkt am Ende auch seine Wettbewerbsfähigkeit.

CEO und Gründer,
Ads-tec Energy



The smarter E 2026,
Halle B6, Stand 210



STEPHANIE KUDAK

Die ambitionierten Klimaziele lassen sich nur erreichen, wenn wir Planung und Umsetzung nachhaltiger Energielösungen beschleunigen. In der Praxis bremsen vor allem komplexe Prozesse, Medienbrüche und Insellösungen. Aus Sicht von Eplan liegt der Schlüssel in integrierten digitalen, standardisierten und automatisierten Engineering-Prozessen. Sie verkürzen Projektlaufzeiten, machen Wissen skalierbar und schaffen Transparenz über den gesamten Lebenszyklus. So können Netz und Energieinfrastrukturprojekte schneller und in größerer Zahl umgesetzt werden – ein zentraler Hebel angesichts der Dezentralisierung durch erneuerbare Energien.

Vertical Market Manager Energy,
Eplan



The smarter E 2026,
Halle B5, Stand 310



PASCAL DALEIDEN

Die Erreichung der Klimaziele bleibt eine zentrale gesellschaftliche Aufgabe. Dafür braucht es einen schnelleren Ausbau erneuerbarer Energien und der Netzinfrastruktur – denn ohne leistungsfähige Netze wird die Energiewende nicht gelingen. Entscheidend sind jetzt schnellere Genehmigungsverfahren, mehr Planungssicherheit und ein technologieoffener politischer Rahmen für Investitionen. Nachhaltigkeit ist für Hitachi Energy dabei nicht nur Teil unserer Produkte und Lösungen, sondern auch unseres eigenen Handelns – etwa durch den Einsatz von klimafreundlich hergestellten Materialien oder Solaranlagen mit Speicherlösungen an unseren Standorten. Was die Transformation aktuell am stärksten bremst, sind langwierige Verfahren, regulatorische Unsicherheiten und die zu langsame Umsetzung wichtiger Infrastrukturprojekte. Hier braucht es mehr Bewegung.

Vorstandsvorsitzender,
Hitachi Energy Germany AG



The smarter E 2026,
Halle B5, Stand 160



**JÖRG
EBEL**

Solarenergie ist für viele Unternehmen ein zentraler Hebel zur Erreichung der Klimaziele: kostengünstig, flexibel und unabhängig von volatilen fossilen Energien. Was aktuell bremst, ist politische Unsicherheit statt klarer Leitplanken. Wer heimische Energieträger schlechtredet und statt Technologieoffenheit einseitig auf teure fossile Lösungen oder unrealistische Kernkraftoptionen setzt, schwächt den Standort, der dringend günstige Erneuerbare braucht. Gleichzeitig hemmt die angespannte Wirtschaftslage Investitionen in langfristige Projekte. Beschleunigte Genehmigungen, schnellere Netzanschlüsse – insbesondere für große Speicher – und die Digitalisierung des Stromsystems sind jetzt entscheidend.

Vice President Corporate Affairs,
IBC Solar



**DR. CHRISTIAN
MARYSKA**

Wirtschaftlichkeit ist die Voraussetzung, um Tempo und Richtung auf dem Weg zur „All Electric Society“ zu halten. Entscheidend sind Digitalisierung, Standardisierung und Automatisierung – in Energienetzen wie in der Ladeinfrastruktur, in industriellen Anwendungen und in Rechenzentren. Genau hier setzen wir für unsere Kunden an: Mit Eplan ermöglichen wir durchgängige digitale Zwillinge im Engineering, zunehmend KI-gestützt. Diese Daten bilden die Basis für passgenaue Automatisierungslösungen. Ergänzt durch offene Systemplattformen für die Stromverteilung, wie etwa RiLineX, schaffen wir neue zukunftsfähige standardisierte Infrastrukturen, auch für Gleichstromanwendungen in der Industrie und für moderne KI-Rechenzentren.

Leiter Business Unit Energy & Power
Solutions, Rittal



**JURIJ
GERDES**

Die schnellere Umsetzung nachhaltiger Energielösungen erfordert vor allem klare und verlässliche politische Rahmenbedingungen. Dazu zählen zum Beispiel ein Nullsteuersatz für PV-Anlagen, planbare EEG-Einspeisevergütungen, ein wirksamer CO₂-Preis sowie ein konsequenter Bürokratieabbau. Gleichzeitig müssen Unternehmen in Infrastruktur investieren – von der Förderung von Ökostrom über Photovoltaikanlagen und Ladeparks bis hin zur energetischen Gebäudesanierung. Entscheidend sind zudem Bildung und Information: sensibilisierte Mitarbeitende und gezielter Wissenstransfer beschleunigen die Umsetzung. Bremsend wirken aktuell hohe Investitionskosten, Fachkräftemangel sowie Vorbehalte gegenüber neuen Technologien.

Sales Engineer Renewable Energy,
Stäubli Electrical Connectors



**DAVID
BUDDE**

Dekarbonisierung ist eine reine Entscheidungsfrage: Die Umsetzung der Klimaziele scheitert selten an der Technik, sondern an risikoscheuen Strukturen. Viele Unternehmen halten an bestehenden Beschaffungs- und Denkweisen fest, obwohl nachhaltige Energielösungen wirtschaftlich längst überzeugen. Dahinter steht oft weniger Ablehnung als die Sorge vor Komplexität, Preisrisiken und falschen Entscheidungen: Mitarbeitende sind am Limit und setzen auf die vermeintlich sichere Lösung. Der entscheidende Schritt ist daher ein Perspektivwechsel mit klarem Impuls von oben: Wenn die Unternehmensführung konsequent für innovative Ansätze einsteht, steigen die Erfolgchancen deutlich. Dekarbonisierung wird so vom Pflichtprogramm zur strategischen Entscheidung.

CEO, Trawa



The smarter E 2026,
Halle A4, Stand 470



The smarter E 2026,
Halle B5, Stand 310



The smarter E 2026,
Halle A4, Stand 280



The smarter E 2026,
Halle B5, Stand 560

RWE

Erde an Sonne: Wir wären so weit.

Durch eine perfekte Kombination aus Photovoltaik- und Speichertechnik machen wir die Nutzung von Solarenergie so effizient wie nie.

Mehr dazu auf rwe.com

Besuchen
Sie uns auf der
Intersolar Europe
Stand A4.231



Schwungrad-Speicher zur
Stromnetzstabilisierung

Mit Schwung gegen Lastspitzen

Die zunehmende Elektrifizierung zentraler Logistikprozesse von Häfen stellt Stromnetze auf die Probe. Elektrisch betriebene Hochleistungsanlagen wie Schwerlastkräne verursachen enorm hohe und volatile Leistungsspitzen. Mit schnellen Speicherlösungen lassen sich diese Spitzen glätten und das Stromnetz entlasten.

TEXT: Joeri ten Napel; Bachmann electronic **BILDER:** QuinteQ, Bachmann electronic; iStock, kamisoka



Skalierbar und flexibel: Das Schwungrad von QuinteQ ist modular aufgebaut und kann in Containern zu größeren Energiespeichersystemen kombiniert werden. Kapazität sowie Lade- und Entladeverhalten lassen sich genau an den lokalen Energiebedarf anpassen.



Das Unternehmen QuinteQ aus Culemborg (Niederlande) perfektionierte eine ursprünglich für den Weltraum entwickelte Schwungrad-Speichertechnologie und macht diese als mobile Containerlösung nutzbar. Damit erleichtern die Niederländer die Elektrifizierung von Häfen auf der ganzen Welt ungemein. Denn die elektrische Kapazität lässt sich so ohne teuren und zeitaufwändigen Netzausbau jederzeit erweitern.

Die Verbreitung von Batteriespeichersystemen nimmt rasant zu. Aus vielen Anwendungen sind sie heute kaum mehr wegzudenken. Technologisch bedingt bringen serienreife Lithium-Ionen-Speicher jedoch einige Nachteile mit sich – etwa ihre begrenzte Anzahl an Ladezyklen, die hohe Entflammbarkeit oder die Abhängigkeit von empfindlichen Lieferketten.

Mit ihrer Schwungrad-Lösung entwarfen die Spezialisten von QuinteQ einen kinetischen Speicher, der viele dieser Nachteile beseitigt: „Unser Schwungrad ist praktisch frei von seltenen Erden. Es kommt ohne elektrochemische Zellen aus und erhöht damit die Betriebssicherheit. Der Speicher ist nahezu wartungsfrei und erlaubt über 350.000 Ladezyklen bei einer Betriebsdauer von 15 Jahren und mehr“, ist Timo Pael, New Business Development Manager bei QuinteQ, stolz auf die Entwicklungsleistung des Teams.

Schneller ist kompakter

QuinteQ setzt bei seinem Schwungraddesign auf Geschwindigkeit anstatt auf Masse: „Die speicherbare Energie hängt zwar linear mit der Masse des Schwungrads zusammen. Die Geschwindigkeit geht jedoch quadratisch in die Speicherleistung ein“, erklärt Timo Pael die physikalischen Grundlagen. Dank der hohen Rotationsgeschwindigkeit von weit mehr als 10.000 Umdrehungen pro Minute kann der Durchmesser der Schwungräder kompakt ausfallen. Das ermöglicht den

Einsatz in mobilen Containern, die sich an verschiedensten Orten temporär oder permanent zur Minderung von Lastspitzen einsetzen lassen.

Anpassung für irdische Verhältnisse

Bis die ausgeklügelte Speichertechnologie den Weg zu ihren ersten Anwendungen an den Küsten der Niederlande fand, war es eine weite Reise. Ursprünglich wurde sie von Boeing für den Einsatz im Weltraum entwickelt. Im Jahr 2016 musste die Entwicklungsabteilung des Unternehmens das Projekt abbrechen, da es von der amerikanischen Regierung nicht mehr weiterverfolgt wurde. QuinteQ erwarb in der Folge von Boeing rund 200 Patente und entwickelte das Konzept bis heute weiter.

„Der Einsatz im Weltraum stellt in puncto Kompaktheit und Sicherheit extrem hohe Anforderungen an die Speicherlösung. Funktionalität geht vor, die Kosten sind hier zweitrangig. Letzteres ist auf der Erde nicht der Fall“, schmunzelt der Manager. „Wir setzten deshalb alles daran, die Komplexität zu reduzieren, die Kosteneffizienz zu verbessern und die Leistungsabgabe bei nahezu vergleichbaren Dimensionen des Schwungrads zu erhöhen.“

Erfolgreiche Pilotprojekte

In mehreren Pilotprojekten stellte QuinteQ die entwickelte Technologie in der Praxis auf die Probe und optimierte fortlaufend das Design.

In Rotterdam unterstützte etwa ein Schwungrad-Speicher mit 400 kVA die Hauptstromversorgung des Hafens. Dort werden drei elektrische Kräne betrieben, die beim Be- und Entladen hohe Lastspitzen verursachen. Dank der Lösung von QuinteQ konnten der Leistungsbezug vom Netz im



Ein elektrischer Schwungradspeicher nutzt die Energie eines rotierenden Körpers (des Schwungrads), der durch einen Elektromotor beschleunigt wird und seine Bewegungsenergie speichert. Bei Bedarf wird diese gespeicherte kinetische Energie durch denselben Motor, der nun als Generator wirkt, wieder in elektrische Energie zurückverwandelt.

Pilotprojekt um bis zu 65 Prozent reduziert und die hohen Lastspitzen erfolgreich geglättet werden.

Bei einer weiteren Installation entlastete das QuinteQ-Schwungrad das Netz in Moerdijk (Niederlande). Der Betreiber erweiterte den dortigen Hafen um einen weiteren Umschlagbereich und einen zusätzlichen Schwerlastkran. Im Pilotprojekt konnte der Spitzenleistungsbezug um mehr als 70 Prozent reduziert werden. Dank der Speicherlösung können nun beide Kräne parallel betrieben werden, ohne das vertraglich definierte Anschlusslimit zu überschreiten.

Bei seinen Pilot-Installationen setzt QuinteQ auf das Bachmann-M200-Steuerungssystem mit seinen Netzmess- und Schutzfunktionen. „Beim Engineering der Steuerung unserer Anlagen bekamen wir von Bachmann gezielte Unterstützung. Unsere Programmierer kamen im Zuge der Entwicklung immer wieder mit spezifischen Fragestellungen auf die Bachmann-Experten zu. In kurzen Online-Sessions gaben sie wertvolle Tipps für mögliche Lösungsansätze – die Zusammenarbeit war wirklich effizient“, freut sich Timo Pael.

Serienproduktion gestartet

Nach den erfolgreich abgeschlossenen Pilotprojekten ist die Serienproduktion der Schwungrad-Speicher angelaufen. Bei der Serienversion kommt neben einer M200-Steuerung nun auch das M100-System mit platzsparenden UIO108 High-Density-Modulen zum Einsatz. Diese bieten beim selben kompakten Formfaktor bis zu 50 Prozent mehr Kanäle als die Standard-I/O-Module.

Das Schwungrad ist mit einer Leistung von 300 kVA oder 600 kVA verfügbar. Je nach Anwendung vor Ort konfiguriert QuinteQ mit mehreren Schwungrädern die passende Gesamtleistung. „Unsere skalierbare Lösung lässt sich in 10-, 20- und 40-Fuß-Containern installieren. In einem Container bringen wir bis zu 4 MVA Leistung unter.“

Die Container-Lösung von QuinteQ, die neben dem Schwungrad selbst auch die Bachmann-Steuerung beinhaltet, funktioniert per „plug&play“. QuinteQ parametriert vorab präzise das exakte Lade- und Entladeverhalten für die jeweilige Anwendung. Ist der Speicher ans Hafen-Netz angeschlossen, entlastet er unmittelbar und ohne weitere Vorbereitungsarbeiten das Hauptnetz.

Expansion voraus

Die zukunftsweisende Speicherlösung von QuinteQ wird in den nächsten Jahren nicht nur die Netze der Häfen in den Niederlanden entlasten, dessen ist sich Timo Pael sicher: „Unsere Schwungradlösung ebnet den Weg für den weltweiten Einsatz dieser fortschrittlichen Speichertechnologie – im maritimen Sektor und darüber hinaus. Die eingesetzten Steuerungen von Bachmann sind ebenso robust wie die von uns entwickelte Technologie. Damit steht auch einem langjährigen Einsatz in klimatisch herausfordernden Regionen der Welt nichts entgegen.“



The smarter E 2026,
Halle B1, Stand 560

So geht eine nachhaltige Modernisierung der Energieinfrastruktur

Einsparungen & Investitionen

Der umfassende Qualitätsanspruch der Schwarzwaldklinik in Bad Krozingen endet nicht bei der Therapie. Vielmehr möchte die Einrichtung in allen Bereichen die besten Voraussetzungen für den Behandlungserfolg ihrer Patienten schaffen. Das gilt auch für die Energieinfrastruktur der Liegenschaften. Gemeinsam mit Siemens Smart Infrastructure wurde diese zuletzt umfassend modernisiert.

TEXT: Sebastian Ritter, Siemens Smart Infrastructure BILDER: Siemens, Schwarzwaldklinik Bad Krozingen; iStock, hatman12





Die Schwarzwaldklinik in Bad Krozingen wurde nachhaltig modernisiert und die erzielten Einsparungen refinanzieren die Investitionen.

Das Reha-Zentrum Schwarzwaldklinik in Bad Krozingen im Schwarzwald zeichnet sich durch ein multidisziplinäres Leistungsangebot zur Rehabilitation aus. Die interprofessionelle Zusammenarbeit der Teams unterstützt die Reha-Patienten dabei, ihre Reha-Ziele zu erreichen und entsprechende Präventionsstrategien in Beruf und Familie fortzuführen.

Die selbst gesetzten Ansprüche der Schwarzwaldklinik erstrecken sich dabei nicht nur auf die Therapie, sondern auch auf das Umfeld: Mehrere Gebäudekomplexe mit einer Gesamtkapazität von rund 500 Betten schaffen ideale Voraussetzungen für den Therapieerfolg. Allerdings bedeuten diese großzügig dimensionierten Liegenschaften auch einen hohen Energiebedarf, insbesondere für Heizung, Warmwassererzeugung und Lüftung. Damit stand die Klinikleitung vor der Herausforderung, die bestehende Energieinfrastruktur im Zuge der eigenen Nachhaltigkeitsstrategie zu modernisieren.

Ziele der energetischen Modernisierung

Der Krankenhauscampus präsentiert sich als über Jahre gewachsene Infrastruktur mit unterschiedlichen, teils älteren Gebäuden und Heizzentralen. Ein Ziel bei der Modernisierung der gebäudetechnischen Anlagen bestand deshalb darin, die Versorgungssicherheit gemäß den steigenden Anforderungen sicherzustellen und die gesetzlichen Anforderungen (EwärmG) zu erfüllen. Darüber hinaus sollten die zuvor vergleichsweise hohen und volatilen Betriebskosten gesenkt werden. Zudem fehlte es an Transparenz über Energieverbräuche und -flüsse sowie an entsprechenden Steuerungsmöglichkeiten.

Daraus ergaben sich folgende konkrete Aufgabenfelder:

- Modernisierung der anlagentechnischen Energieinfrastruktur



Zu den Modernisierungsmaßnahmen zählte auch der Austausch der Heizkessel, hier in der Fachklinik für Orthopädie.

- Erhöhung der Energieeffizienz
- Reduzierung der Energiekosten
- Steigerung der Unabhängigkeit bzw. Reduktion der Abhängigkeit von externen Energieversorgern
- Reduktion des ökologischen Fußabdrucks und Beitrag zu nachhaltigen Klimazielen durch erneuerbare Energien
- Durchführung regelmäßiger Energieaudits zur kontinuierlichen Optimierung und zur Identifikation weiterer Einsparpotenziale
- Auflösen des Sanierungsstaus in der Anlagentechnik mittels Finanzierungslösung „Pay as you Save“

Lösungskonzept und Umsetzung

Das von Siemens Smart Infrastructure entwickelte und umgesetzte Lösungskonzept kombiniert die vollständige Modernisierung der Energieinfrastruktur mit der Implementierung eines intelligenten Gebäude- und Energiemanagements sowie dem Aufbau einer dezentralen Energieversorgung. Hardwareseitig umfassten die Maßnahmen die Erneuerung der Heizzentralen, die Optimierung der Wärmeerzeugung und -verteilung inklusive Kesseltausch und hydraulischer Optimierung der Heizkreise sowie die Ertüchtigung der lüftungstechnischen Anlagen.

Darüber hinaus installierte Siemens zwei Blockheizkraftwerke (mit jeweils 100 kWel und 140 kWth), zwei Photovoltaikanlagen (mit 123,48 kWp beziehungsweise 85,1 kWp) sowie ein Nahwärmenetz und ein elektrotechnisches Arealnetz, das die Gebäude miteinander verbindet. Zur Überwachung und kontinuierlichen Optimierung des Energiebedarfs wurde ein intelligentes Gebäude- und Energiemanagementsystem implementiert, das auf der offenen, integrierten Gebäudemana-gement-Plattform Desigo CC sowie der

cloudbasierten Energie- und Asset-Management-Plattform Navigator von Siemens basiert.

Die Umsetzung erfolgte zwischen 2019 und 2024 in drei Bauabschnitten. Trotz der aufwendigen Arbeiten blieben die Investitionen für die Schwarzwaldklinik überschaubar, da die Finanzierung zum größten Teil im Rahmen eines Pay-as-you-save-Modells erfolgte. Das bedeutet, dass Siemens die Kosten für Modernisierung und Neuinstallationen zunächst als Vorleistung übernimmt und diese dann später durch die tatsächlich realisierten Einsparungen gedeckt werden. Mithilfe dieser Finanzierungslösung kann die Schwarzwaldklinik notwendige Maßnahmen zeitnah umsetzen und bestehende Modernisierungsstaus in der Anlagentechnik gezielt abbauen.

Ergänzt wird das anlagentechnische Lösungskonzept durch ein kontinuierliches Monitoring und Controlling zur Sicherstellung der Einsparungen sowie durch regelmäßige Energieaudits zur Identifikation weiterer Einsparpotenziale. Als weiteren Service unterstützte Siemens die Schwarzwaldklinik im Zuge des Modernisierungsprojekts durch eine Energieeinkaufsberatung. Als Ergebnis konnte der bisher fest bepreiste Bezug von Strom und Gas auf eine flexible und kostenoptimierte Beschaffung in Tranchen und am Spotmarkt umgestellt werden.

Ergebnisse und Kundennutzen

Der Erfolg der umfassenden Modernisierung ließ nicht lange auf sich warten. „Dank der ganzheitlichen Energielösung

von Siemens konnten wir unsere Energieinfrastruktur nachhaltig modernisieren, unsere Betriebskosten deutlich senken und gleichzeitig unsere Versorgungssicherheit und Unabhängigkeit vom Energiemarkt erhöhen“, resümiert Prof. Dr. Jörg-Rüdiger Blau, Verwaltungsdirektor und Geschäftsführer der Schwarzwaldklinik Bad Krozingen. Durch die Energieeffizienzmaßnahmen ist der Jahresenergieverbrauch um 1,4 GWh pro Jahr zurückgegangen. Dadurch und durch die Eigenstromnutzung spart die Klinik jährlich rund 625.000 Euro Betriebskosten ein. Dementsprechend schnell amortisieren sich die Investitionen, zumal durch das Pay-as-you-save-Modell kein eigenes Kapital gebunden wurde. Gleichzeitig stärkt die Einrichtung ihr Nachhaltigkeitsprofil.

Das neue Energiedatenmanagement sorgt durch die Echtzeit-Überwachung aller Energieflüsse für Transparenz und Kontrolle und ermöglicht somit datengestützte Optimierungsentscheidungen. Moderne, redundante Systeme und eine intelligente Steuerung erhöhen die Verfügbarkeit und Sicherheit der Energieversorgung. Nicht zuletzt profitiert das Reha-Zentrum Schwarzwaldklinik in Bad Krozingen durch seine Partnerschaft mit Siemens von langfristiger Planungssicherheit. Die modulare Lösung ermöglicht kontinuierliche Optimierungen und Erweiterungen, beispielsweise um Wärmepumpen, Batteriespeicher oder eine Ladeinfrastruktur. Regelmäßige Energieaudits und strategische Beratung bieten dabei eine klare Roadmap für zukünftige Investitionen.



The smarter E 2026,
Halle B3, Stand 110

An den Rahmen. Mit 20 Jahren Garantie.

Die neuen Klemmen von Panduit lassen sich vielseitig, schnell und sicher direkt an Kanten befestigen. Ohne Bohren oder Kleben, einfach Clippen. Besuchen Sie uns auf der Intersolar Europe in München vom 23. - 25.6. auf Stand A5.216

PANDUIT™

panduit.de



Optimierung des Netzbetriebs
mit Künstlicher Intelligenz

ZU VIEL STROM, ZU WENIG NETZ – UND NUN?

Die europäischen Stromnetze sind vielerorts nicht optimal ausgelastet. Wind- und Solarenergie wachsen rasant, doch Netze und Nachfrage halten oft nicht Schritt – wertvolle erneuerbare Energie geht verloren. Während Erzeugung und Infrastruktur sich immer weiter entkoppeln, wird Künstliche Intelligenz zum Schlüssel für mehr Effizienz und geringere Kosten: Sie hilft, Erzeugung und Verbrauch besser auszubalancieren, Engpässe zu vermeiden und neue Wertschöpfungspotenziale zu erschließen.

TEXT: Solar Promotion BILDER: iStock: mustafaU, piyaset, kentoh

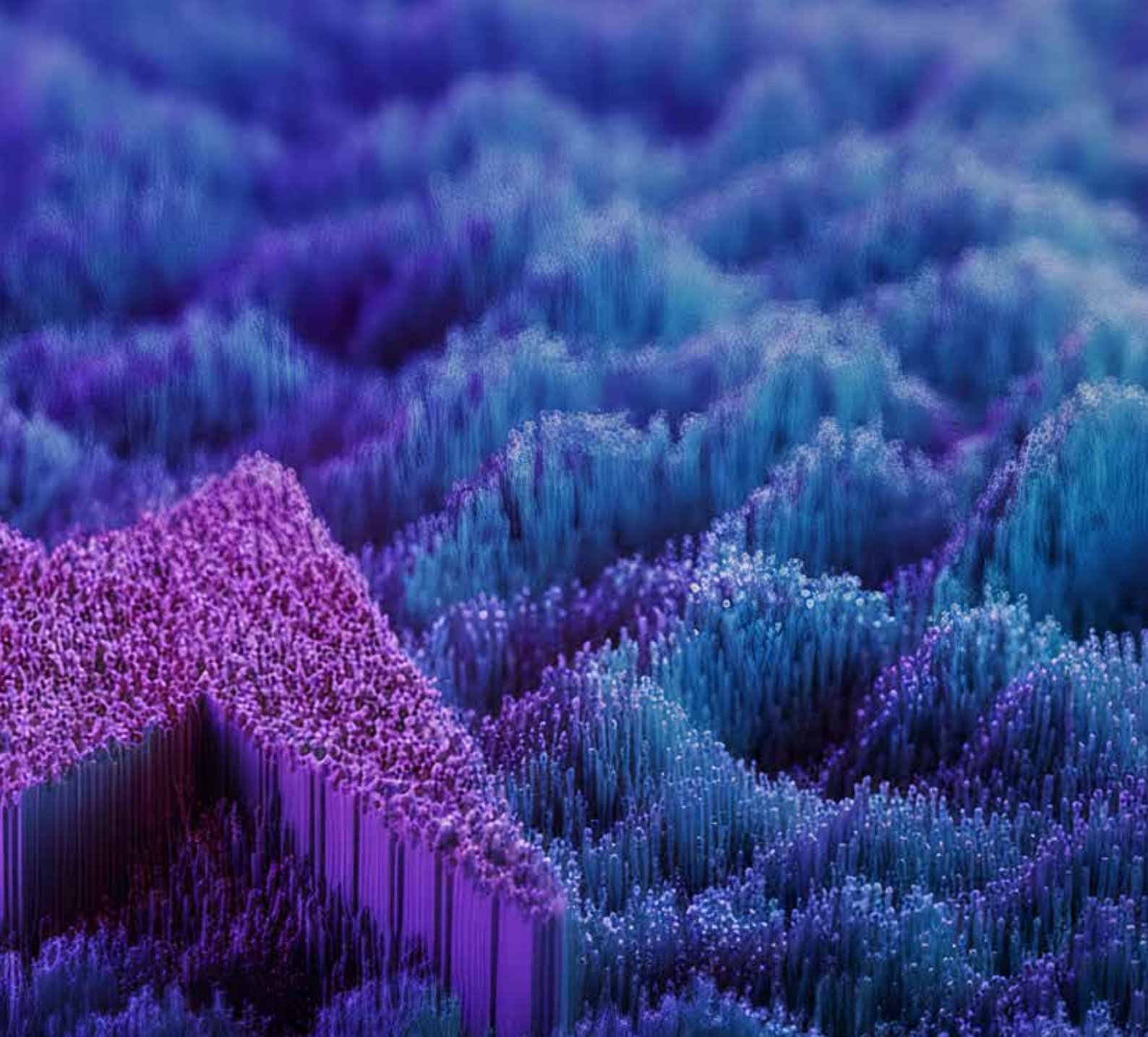
Im Norden Großbritanniens ist die Abregelung von Windenergie ein anhaltendes und sich weiter verschärfendes Problem. Ein im Januar veröffentlichter Bericht des Energieinformationsdienstleisters Montel zeigt, dass 2025 mehr als zehn Terawattstunden Windenergie in Schottland abgeregelt wurden – ein Anstieg von 22 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Die Kosten dieser abgeregelter Energiemenge waren astronomisch: Zahlungen an Windkraftanlagenbetreiber für abgeregelter Einspeisung summierten sich auf 343 Millionen GBP (entspricht circa 394 Millionen Euro). Die Redispatch-Kosten für das Hochfahren alternativer Erzeugung, um die entstandene Lücke zu füllen, betrugen im Jahr 2025 über eine Milliarde GBP (circa 1,15 Milliarden Euro).

Strom im Überfluss – aber keine Verbraucher

Das Kernproblem ist geografischer Natur. Onshore- und Offshore-Windparkentwickler zieht es wegen des Windreichtums und der geringen Bevölkerungsdichte nach Nordschottland. Dadurch wird viel Strom weit entfernt von den großen Verbrauchszentren produziert. Das Missverhältnis ist eklatant: Die 2025 abgeregelter Energiemenge hätte laut Montel – basierend auf Verbrauchsdaten der staatlichen Regulierungsbehörde Ofgem und Angaben der schottischen Regierung – nahezu den gesamten Bedarf aller schottischen Haushalte decken können.

Engpässe im Übertragungsnetz verstärken dieses Ungleichgewicht. Die begrenzte Infrastruktur zwischen Nord- und



Südschottland, über die Gebiete der Netzbetreiber SSEN und Scottish Power hinweg und weiter südlich bis nach England, schränkt den Stromfluss ein. Das Ergebnis: enorme Mengen ungenutzter erneuerbarer Energie – Energie, die bei intelligenter Steuerung sinnvoll genutzt werden könnte.

Überschüssige Energie löst soziale Probleme

Simon Evans, Direktor beim Ingenieurbüro Arup, weist darauf hin, dass Abregelungen in Regionen stattfinden, die gleichzeitig stark von Energiearmut betroffen sind. „Die Menschen können es sich nicht immer leisten, ihre Häuser zu heizen – eine sehr bedauerliche Situation“, sagte Evans in

der Märzausgabe des „The smarter E“-Podcasts. Ein besseres Systemmanagement könnte beide Probleme gleichzeitig lösen. „Anstatt die Windkraftanlagen abzuregeln“, erklärte Evans weiter, „könnte in einem Smart Grid der überschüssige Strom genutzt werden, um in diesen Haushalten Warmwasserspeicher oder Speicherheizungen zu laden. So können wir den Bedarf an Abregelung reduzieren und gleichzeitig einen sozialen Nutzen schaffen – was wiederum Gesundheitskosten und Sozialausgaben verringert.“

Solche Maßnahmen würden die Abregelung nicht vollständig verhindern, könnten sie jedoch erheblich reduzieren und gleichzeitig soziale Vorteile schaffen. Im Grunde zeigen sie, wie digitalisierte, intelligente Energiesysteme – angetrieben durch



Fehlende digitale Kompetenzen hemmen die Einführung von KI bei den Netzbetreibern.

maschinelles Lernen, große Sprachmodelle und KI – verschiedene Sektoren wie Strom und Wärme verknüpfen und neue Formen von Flexibilität erschließen können.

Europäische Vision für KI im Energiesystem

Auf politischer Ebene positioniert die Europäische Kommission KI als Grundpfeiler der Energiewende. In zwei Publikationen aus dem Jahr 2025 skizziert die Europäische Technologie- und Innovationsplattform für intelligente Netze für die Energiewende (ETIP SNET) sowohl eine langfristige Vision als auch konkrete Maßnahmen für die nahe Zukunft. Die aktualisierte „Briefing Note“ richtet sich direkt an Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

Die Vision von ETIP SNET sieht ein vollständig digitalisiertes und intelligentes europäisches Stromnetz vor, das effizienter, widerstandsfähiger und flexibler arbeitet – und gleichzeitig die Dekarbonisierung beschleunigt. Diese Netze der Zukunft setzen KI ein, um Netzverluste zu reduzieren, Abregelungen zu vermeiden, dezentrale Energieressourcen wie Photovoltaikanlagen auf Hausdächern oder Heimspeicher zu steuern und Cyberbedrohungen zu erkennen. Sie ermöglichen zudem die Koordination von Flexibilitätsressourcen wie Demand Response und Vehicle-to-Grid. In diesem Zusammenhang optimiert KI nicht nur den Netzbetrieb, sondern ermöglicht auch die Steuerung und Aggregation dezentraler Anlagen zu flexibler Kapazität – und unterstützt so effektiv neue Marktstrukturen für das Ausgleichs- und Engpassmanagement.

ETIP SNET schlägt eine gestaffelte Einführung vor: Pilotprojekte bis 2027, gefolgt von großflächiger Implementierung und vollständiger Integration ab 2030 – wodurch Europa zum globalen Vorreiter KI-gestützter intelligenter Energienetze werden soll.

Hürden auf dem Weg zu KI-basierten Netzen

Allerdings bestehen weiterhin erhebliche Hindernisse für den flächendeckenden Einsatz von KI im Netzbetrieb. Zu den wichtigsten zählen die Verfügbarkeit und Qualität von Daten, insbesondere in fragmentierten Altsystemen, sowie die Herausforderung, neue digitale Werkzeuge in bestehende Infrastruktur zu integrieren. Fehlende digitale Kompetenzen bei den Netzbetreibern bremsen die Einführung zusätzlich, während steigende Cyber Risiken neue operative Schwachstellen mit sich bringen. Auch der regulatorische Rahmen – darunter EU AI Act, DSGVO und NIS2 – beeinflusst, wie Daten genutzt werden dürfen und KI-Systeme überwacht werden müssen.

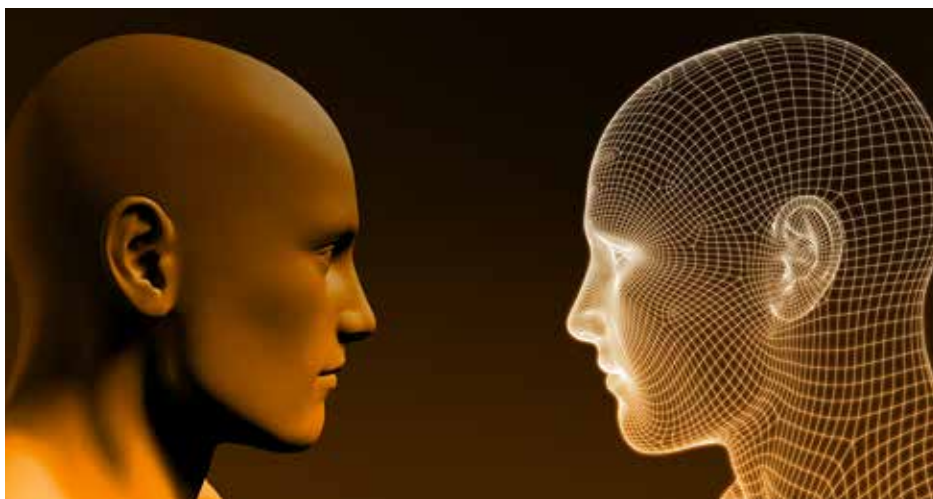
Digitale Zwillinge machen das Netz durchsichtig

Eine weitere wichtige Anwendung ist die Entwicklung digitaler Zwillinge – virtuelle Abbilder des Stromnetzes. Das Projekt AMAZING unter der Leitung des FZI Forschungszentrums Informatik konzentriert sich darauf, solche Modelle mithilfe von KI aufzubauen und zu kalibrieren. Auf Grundlage von Daten von fünf deutscher Netzbetreiber soll das Projekt zeigen, wie KI unterschiedliche Datenquellen zu kohärenten Echtzeitmodellen zusammenführen kann. Diese Fähigkeit macht Evans „sehr optimistisch“ hinsichtlich des KI-Einsatzes im Stromnetz. „Wenn man Daten effektiver verwalten und nutzen kann, um mit besseren Entscheidungen Anlagen zu optimieren, ergibt sich ein riesiges Potenzial“, sagt er und verweist auf die wachsende Verzahnung digitaler und physischer Systeme.

Verbesserte Solarprognosen für stabilere Netze

Ein Bereich, in dem KI bereits messbaren Mehrwert liefert, ist die PV-Ertragsprognose. Eine 2023 veröffentlichte Studie von

Mit digitalen Zwillingen lassen sich bestehende Netze auf ihre künftigen Herausforderungen optimieren.



Forscherteams des Massachusetts Institute of Technology (MIT) und der Technischen Hochschule Lausanne (EPFL) zeigte, dass KI-Modelle Prognosen zur Solarstromerzeugung deutlich verbessern können. Besonders genau waren die Modelle über sehr kurze Zeiträume – Minuten statt Stunden –, sie übertrafen aber auch bei Stunden- oder Intraday-Prognosen konventionelle Ansätze.

„Bemerkenswert ist, dass durch Transfer Learning, also die Übertragung von bereits gelerntem Modellwissen, präzise Prognosen auch in Regionen möglich waren, in denen nur geringe installierte Kapazitäten und wenige historische Daten vorlagen – ein großer Vorteil für neue Solarstandorte.“

Für Netzbetreiber bedeuten genauere Prognosen unmittelbar ein besseres Systemmanagement. Die Forscher betonten, dass KI-basierte Prognosen dabei helfen, „Energieverteilung und Demand-Response-Systeme zu optimieren“. Dadurch lässt sich Solarstrom effizienter nutzen und die Herausforderungen im Betriebsablauf durch die volatile Stromerzeugung verringern.

Kommerzialisierung: KI trifft auf die Praxis

Wie ETIP SNET in seinen Veröffentlichungen hervorhebt, treiben bislang weitgehend Forschungseinrichtungen und Universitäten den Einsatz von KI im Netzbetrieb voran. Erfreulicherweise könnte die Entwicklung von Open-Source-Modellen dazu beitragen, diese Fortschritte in skalierbare kommerzielle Lösungen umzusetzen.

Über den Systemausgleich hinaus wird KI bereits in der vorausschauenden Wartung eingesetzt, wodurch Netzbetreiber Fehler früher erkennen, Ausfälle reduzieren und die Lebensdauer der Anlagen verlängern können. Durch die Analyse von Sensordaten und historischen Leistungsdaten können diese

Systeme potenzielle Ausfälle erkennen, bevor sie eintreten, sodass Betreiber proaktiv eingreifen können. Ähnliche Ansätze nutzen bereits Energieversorger und Technologieunternehmen wie Siemens und Kraken Technologies, um den Netzbetrieb zu optimieren, dezentrale Anlagen zu managen und die Systemeffizienz in realen Netzwerken zu verbessern.

KI als Wirtschaftsfaktor: Mehr Effizienz, weniger Kosten

Die wirtschaftlichen Argumente für die Integration von KI in das Stromnetz sind eindeutig. Allein durch verbesserte Prognosen konnten laut der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) in einigen Systemen die Kosten für Betriebsreserven, wie Reservekraftwerke und Flexibilitätsressourcen, um 10 bis 15 Prozent gesenkt werden.

Während der bereits erwähnte Bericht von Montel die hohen Kosten ineffizienter Netzbewirtschaftung im Vereinigten Königreich hervorhebt, zeigen sich ähnliche Entwicklungen in ganz Europa. In Deutschland betrugen die Abregelungskosten im Jahr 2025 beeindruckende 435 Millionen Euro.

Und Investoren nehmen dies zur Kenntnis. Gerard Reid, Mitbegründer des Londoner Corporate-Finance-Unternehmens Alexa Capital, bezeichnet KI als „den größten technologischen Wandel in der Geschichte der Menschheit“. In Bezug auf Stromnetze sagt Reid: „Die Digitalisierung gestaltet das Energiesystem von innen heraus neu.“



Mehr Informationen über aktuelle Themen rund um Energiemanagement und vernetzte Energielösungen erhalten Sie auf der EM-Power Europe oder über den Link im QR-Code.

Investitionen in moderne Energiesysteme
sichern Deutschlands Zukunft

Neues Denken gefragt

Der Anstieg der Energiepreise verdeutlicht übergreifende Trends: KI und digitale Lösungen für Energiesysteme sind nötig, um Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

TEXT: Jörg Kracke, Honeywell Deutschland

BILDER: Honeywell; iStock: Petmal, Ma-Ke

Energie ist eines der dominierenden Themen dieses noch jungen Jahres. Stark gestiegene Energiepreise sowie Sorgen um die Versorgungssicherheit bewegen die Märkte und die Börsen, die Öffentlichkeit und die Politik. Zwischen beschädigten Produktionsanlagen für Öl und Gas im Nahen Osten, unsicheren Transportrouten und akuten Entlastungen für Bürger und Unternehmen zeichnet sich ab: Der Preisdruck bei Energie wird perspektivisch hoch bleiben – und umso mehr lohnt sich die Modernisierung der Energiesysteme. Investitionen in fortschrittliche Lösungen für Erzeugung, Transport und Verbrauch sichern Effizienz, Versorgungssicherheit und Handlungsfähigkeit.

Gerade für Deutschland als energieintensiven Industriestandort ist es entscheidend, die Transformation zu schaffen und ein weltweit führendes Energiesystem zu errichten, das eine sichere Versorgung zu wettbewerbsfähigen Kosten ermöglicht. Die zentrale Frage ist dabei nicht, welche Technologien zum Einsatz kommen, sondern wie gut es gelingt, Energieerzeugung, Netze und industrielle Prozesse integriert zu steuern. Datenbasierte Lösungen und künstliche Intelligenz sind dafür unverzichtbar.

Die Herausforderungen sind enorm. Zu geopolitischen Spannungen und Unsicherheiten durch die volatilen Märkte

kommen in Deutschland Importabhängigkeit und komplexe Genehmigungsverfahren als zusätzliche Faktoren. Verstärkt wird der Druck auf der Erzeugungsseite durch eine wachsende Energienachfrage. Industrie, Elektrifizierung und der Ausbau digitaler Infrastruktur wie Rechenzentren treiben den Bedarf. Schon heute stoßen bestehende Infrastrukturen immer häufiger an Grenzen.

Doch so schmerzhaft steigende Energiekosten auch sind: Preise sind wichtige ökonomische Signale. Deshalb gilt es, die richtigen Schlussfolgerungen aus ihnen zu ziehen. Dann können sie

als Beschleuniger der Modernisierung wirken – und Vorteile über die Energieversorgung hinaus entfalten. KI-gestützte, vernetzte Lösungen ermöglichen es, Prozesse zu optimieren, die Leistungsfähigkeit von Anlagen zu steigern und die Betriebssicherheit zu erhöhen. Erfahrungen aus Industrieprojekten





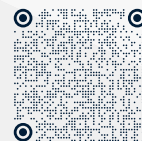
Effizienz steigern und Kosten senken

mit der Software-plattform zenon



Identifizieren Sie die größten Stromverbraucher und glätten Sie Lastspitzen automatisiert. Anwenderzentrierte Visualisierung, automatisierte Berichte und einfaches Engineering inklusive.

Meistern Sie die Herausforderungen der Digitalisierung mit zenon und treiben Sie nachhaltige Automatisierungsprojekte voran.



Energiedatenmanagement mit zenon:

www.copadata.com/edms-de



zenon
by COPA-DATA



Industriepartner setzen zunehmend auf digitale Technologien und KI, um bestehende Infrastruktur effizienter auszulasten

zeigen, dass sich auf diesem Wege nicht nur Effizienzgewinne realisieren lassen, sondern auch die Grundlage für stärkere Integration und Automatisierung in industriellen Prozessen entsteht.

Modernisierung der Energiesysteme: Fünf Trends und ihre Bedeutung

1. Energiesicherheit wird geschäftskritisch: Geopolitische Spannungen, Handelskonflikte und Veränderungen in Lieferketten erhöhen die Unsicherheit. Für Deutschland als stark vernetzte Industrienation wirken sich diese Entwicklungen direkt auf Kosten, Planung und Umsetzung von Projekten aus. Daher gewinnen Lösungen an Bedeutung, die die Resilienz erhöhen – etwa durch modulare Infrastruktur, digitale Steuerung und regional diversifizierte Versorgung.

2. Steigende Nachfrage bringt Infrastruktur an Grenzen: Die Energienachfrage wächst schneller als die Kapazitäten der Energiesysteme. In Deutschland sind etwa industrielle Lasten, Elektrifizierung und neue Verbraucher wie Rechenzentren ursächlich für diesen Trend. Industriepartner setzen zunehmend auf digitale Technologien und KI, um bestehende Infrastruktur effizienter auszulasten, Emissionen besser zu

steuern und Engpässe frühzeitig zu erkennen. Gleichzeitig wird der Ausbau von Kapazitäten – etwa in Gasinfrastruktur, Kohlenstoffabscheidung und Energiespeicherung – immer wichtiger.

3. LNG bleibt wichtig für Versorgungssicherheit: Der globale LNG-Markt wurde 2026 kräftig durcheinandergewirbelt. Für Deutschland bleibt LNG eine Stütze der Versorgungssicherheit in der Übergangsphase. Gleichzeitig steigen durch Knappheiten und Preise auch die Anforderungen an Integration, Steuerung und Effizienz der LNG-Infrastruktur.

4. Regulierung beeinflusst die strategische Anpassung: Regulatorische Entwicklungen beeinflussen zunehmend die konkrete Umsetzung von Energieprojekten. Zuverlässige Versorgung und bezahlbare Preise sind strategische Priorität für politische Entscheider geworden, sie beeinflussen sicherheits- und energiepolitische Entscheidungen. Obwohl die europaweiten Vorgaben zur Emissionsreduktion gelockert werden sollten, dürften Initiativen im Bereich Kohlenstoffmanagement und Energieeffizienz an Fahrt gewinnen und den Einsatz neuer Technologien vorantreiben. Gleichzeitig können vereinfachte Genehmigungsverfahren den Ausbau

kritischer Infrastruktur beschleunigen. Unternehmen, die regulatorische Anforderungen frühzeitig in die Planung ihrer Projekte integrieren, sichern sich klare Vorteile in der Umsetzung.

5. Automatisierung sichert Unabhängigkeit: KI kann dabei helfen, die zentralen Herausforderungen im Energiesektor anzugehen. KI-gestützte Lösungen ermöglichen es, Fachkräfte-Engpässe zu beseitigen, Prozesse zu optimieren, Sicherheitsstandards zu verbessern und datenbasierte Entscheidungen zu beschleunigen. In der industriellen Praxis zeigt sich, dass Unternehmen mit smarten Lösungen für den Betrieb die Nachfrage besser treffen und eine höhere Wertschöpfung mit ihren Anlagen erzielen können. Miteinander vernetzte unabhängige Systeme schaffen eine „connected autonomy“: KI-Tools, die in digitale Infrastrukturen eingebunden und so miteinander vernetzt sind.

Ausblick

Die Energietransformation wird regional unterschiedlich aussehen. Für Deutschland als Industriestandort ist entscheidend, die Infrastruktur schnell zu modernisieren, Prozesse zu beschleunigen und technologische Lösungen systemisch zu integrieren.



Blick in die Ortsnetzstation: Echtzeit-Monitoring ermöglicht fundierte Entscheidungen für Netzbetrieb und -ausbau.

Smight

Echtzeitdaten für smarte Netzführung

Die Stromversorgung Greding treibt die Digitalisierung ihres Verteilnetzes voran. Gemeinsam mit dem Digitalisierungspartner SMIGHT führt das Unternehmen Echtzeit-Monitoring in Ortsnetzstationen.

TEXT + BILD: Smight

Steigende Einspeisung aus Photovoltaik, wachsende Lasten durch Elektromobilität und zunehmende Dynamik im Netz verändern die Anforderungen an Verteilnetzbetreiber grundlegend. Für die Stromversorgung Greding ist klar: Die Zukunft des Netzbetriebs ist datenbasiert.

„Unser Anspruch ist es, unser Netz aktiv zu gestalten und nicht nur zu verwalten. Dafür brauchen wir Transparenz über den tatsächlichen Zustand unserer Infrastruktur“, sagt Geschäftsführer Thomas Mendl. „Echtzeitdaten helfen uns, Entwicklungen frühzeitig zu erkennen und fundierte Entscheidungen für Netzbetrieb und Netzausbau zu treffen.“

Vom Rechenmodell zur Realität

Bislang basierten Netzbewertungen vielfach auf theoretischen Annahmen und Berechnungen. Mit der Einführung von SMIGHT Grid2 verfügt das Unternehmen nun über Echtzeitdaten und schafft damit Transparenz über tatsächliche Lastflüsse und Auslastungen im Netz. Erste Auswertungen zeigen: Manche vermeintlich kritischen Stationen sind deutlich geringer ausge-

lastet als angenommen, während andere Effekte erst durch kontinuierliche Messung sichtbar werden. Diese neue Datengrundlage ermöglicht fundiertere Investitionsentscheidungen und hilft, unnötigen Netzausbau zu vermeiden.

Digitalisierung als Grundlage für kommende Anforderungen. Die strategische Neuausrichtung zählt zugleich auf zukünftige regulatorische Anforderungen ein. Eine belastbare Kenntnis der Netzzustände ist Voraussetzung für ein wirksames netzorientiertes Steuern nach §14a EnWG sowie für den Umgang mit Einspeisevorgaben gemäß §9 EEG. „Netzsteuerung und Netzausbau müssen auf belastbaren Daten basieren. Nur wenn wir den tatsächlichen Netzzustand kennen, können wir entscheiden, ob und wo Eingriffe notwendig sind“, so Mendl.

Mit diesem Schritt positioniert sich die Stromversorgung Greding als moderner, zukunftsorientierter Netzbetreiber, der die Herausforderungen der Energiewende aktiv gestaltet – mit einer klaren Digitalstrategie und dem Anspruch, das eigene Netz nachhaltig weiterzuentwickeln.

Energiewirtschaft 2026: Wenn Regulierung,
Cyberrisiken und KI aufeinandertreffen

In der Diskussion

Der 6. März 2026 markiert für viele Energieversorger einen Wendepunkt. An diesem Tag endete die Registrierungsfrist im Rahmen des neuen NIS-2-Umsetzungsgesetzes. Seit Dezember 2025 ist die deutsche Umsetzung der europäischen Richtlinie in Kraft, und erstmals haften Geschäftsführungen und Aufsichtsgremien ausdrücklich für Versäumnisse bei der Cybersicherheit. Was lange als IT-Thema galt, ist damit zur persönlichen Managementverantwortung geworden.

TEXT: Thomas Walter, Atos BILD: iStock, Rawpixel

Diese Verschiebung fällt in eine Phase, in der die Energiewirtschaft ohnehin unter strukturellem Druck steht. Die Netze werden komplexer, die Regulierung dichter, die Digitalisierung tiefgreifender. Gleichzeitig verschärft sich die Bedrohungslage. Laut der Bitkom-Studie „Wirtschaftsschutz 2025“ summieren sich die Schäden durch Cyberkriminalität in Deutschland inzwischen auf über 200 Milliarden Euro pro Jahr. Energieinfrastrukturen gelten dabei als besonders sensible Ziele. Die Frage lautet daher nicht mehr, ob investiert wird, sondern wie strategisch.

Von der IT-Abteilung in den Vorstand

Mit NIS-2 verändert sich nicht nur der Bußgeldrahmen, sondern die Governance-Struktur. Meldepflichten binnen 24 Stunden, detaillierte Folgemeldungen innerhalb von 72 Stunden und umfassende Abschlussberichte zwingen Unternehmen zu klar

definierten Eskalationswegen. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik beschreibt die neuen Anforderungen für Unternehmen detailliert auf seiner Website.

Für Energieversorger bedeutet das: Risikobewertung, Notfallmanagement und Sicherheitsarchitektur müssen dokumentiert, regelmäßig überprüft und nachvollziehbar verantwortet werden. IT-Sicherheit ist kein isolierter Fachbereich mehr, sondern Teil der Unternehmenssteuerung. Die Trennung zwischen IT, Netzbetrieb und Management wird regulatorisch nicht länger akzeptiert.

Reale Angriffe verändern die Risikowahrnehmung

Dass diese Entwicklung nicht abstrakt ist, zeigen mehrere Cyberangriffe auf Stadtwerke im Jahr 2025. Ein Beispiel ist der



Angriff auf die Vereinigten Stadtwerke, bei dem es zu einem Datenabfluss kam. Auch andere kommunale Versorger meldeten Ausfälle von Kundenportalen und internen Systemen infolge von Ransomware.

Die Vorfälle offenbaren eine strukturelle Schwäche vieler Organisationen: Dienstleisterabhängigkeiten, unzureichende Segmentierung zwischen IT und OT sowie fehlende Notfallübungen. Resilienz wird damit zur operativen Disziplin. Die Fähigkeit, Prozesse auch bei einem teilweisen IT-Ausfall aufrechtzuerhalten, entscheidet über Vertrauen bei Kunden und Aufsichtsbehörden.

ERP-Transformation als strategischer Knotenpunkt

Parallel dazu stehen zahlreiche Energieunternehmen vor der Umstellung auf SAP S/4HANA Utilities. Das Ende der Wartung für ERP 6.0 rückt näher, regulatorische Anforderungen und neue Berichtspflichten erhöhen den Druck zusätzlich. Praxisbeispiele aus der Branche zeigen, dass diese Transformation längst mehr ist als ein technisches Upgrade. Sie ist eine strukturelle Neuordnung von Marktkommunikation, Abrechnung, Netzprozessen und Reporting.

S/4HANA wird damit zum Integrationspunkt zwischen Regulierung, operativem Geschäft und künftigen datengetriebenen Anwendungen. Wer die Migration isoliert betrachtet, verpasst die Chance, Governance, Prozessautomatisierung und Transparenz systematisch zu verbinden. In vielen Projekten zeigt sich: Die eigentliche Herausforderung liegt nicht im Systemwechsel, sondern in der Harmonisierung von Datenmodellen, Rollenstrukturen und Verantwortlichkeiten.

KI im Netzbetrieb zwischen Effizienz und Regulierung

Gleichzeitig gewinnt der Einsatz datenbasierter Systeme im Netzbetrieb an Dynamik. Studien zeigen, dass ein wachsender Anteil der Energieversorgungsunternehmen KI produktiv nutzt, etwa für Asset-Inspektionen oder Prognosen. Angesichts zunehmender dezentraler Einspeisung und des Fachkräftemangels erscheint dies als logische Entwicklung. Mit dem EU AI Act verschärfen sich jedoch die Spielregeln. Anwendungen zur Verwaltung und zum Betrieb kritischer Infrastrukturen gelten als Hochrisiko-Systeme. Die Einordnung findet sich in den Erwägungsgründen des Gesetzes. Für Energieversorger bedeutet das, dass KI-Anwendungen auditierbar,



FIRMEN UND ORGANISATIONEN IN DIESER AUSGABE

Firma	Seite	Firma	Seite
ABB	Titel, 8, 11	publish-industry Verlag	U3
ads-tec	21	RITTAL	22
Atos	38	RWE	23
Bachmann electronic	24, 45	Schwarzwaldklinik Bad Krozingen	27
BIP Group	49	Siemens Smart Infrastructure	27
BLOCK Transformatoren-Elektronik	U2	SMA Solar Technology	13
BURGER ENGINEERING	46	SMIGHT	37
coneve	13	Solar Promotion	14, 30
COPA-DATA	35	Solarize Energy Solutions	42
ECO STOR	13	Stäubli Electrical Connectors	22
EMH Energie-Messtechnik	17	trawa	22
EPLAN	13, 21	TÜV Süd	55
ESFORIN	52	UL Solutions	61
Fluke	58	Uniper	19
Hamburg Messe und Congress	41	Universität Jena	66
HARTING	3	Universität Ulm	66
Hitachi Energy	21	VERBUND	13, U4
Honeywell	34	Weidmüller	13
IBC SOLAR	22	WIRSOL Aufdach	42
KIT Karlsruher Institut für Technologie	6	ZSW Baden-Württemberg	13
Omexom	64		
Panduit	29		

IMPRESSUM

Herausgeber Kilian Müller

Head of Content Manufacturing Christian Fischbach

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

Newsdesk newsdesk@publish-industry.net

Head of Sales Kilian Müller

Media Saskia Albert (Director Sales/verantwortlich -918), Beatrice Decker (-913), Ilka Gärtner (-921), Caroline Häfner (-914), Alexandra Klassen (-917); Anzeigenpreisliste: vom 01.01.2026

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

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

Geschäftsführung Kilian Müller, Martin Weber

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

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

Jährlicher Abonnementpreis

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



GOGREEN

Der CO₂-neutrale Versand
mit der Deutschen Post

transparent und kontinuierlich überwacht werden müssen. Die Einführung intelligenter Systeme wird damit zu einem Governance-Projekt.

Architektur entscheidet über Resilienz

Neben Regulierung und KI rückt die Frage der Infrastruktur in den Fokus. Bitkom verweist in seinem Aktionsplan Rechenzentren 2025 auf steigende Investitionen und die Bedeutung digitaler Souveränität. Für Energieversorger bedeutet das eine grundlegende Architekturentscheidung: Welche Daten verbleiben intern, welche werden in Cloud-Umgebungen verarbeitet, wie werden Schnittstellen abgesichert?

Hybride Modelle gewinnen an Bedeutung, weil sie regulatorische Anforderungen mit Skalierbarkeit verbinden. Gleichzeitig müssen Datenflüsse dokumentiert und Verantwortlichkeiten klar definiert werden. IT und OT wachsen technisch zusammen, organisatorisch jedoch oft noch nicht.

Vom Projektdenken zur Gesamtstrategie

Die Energiewirtschaft erlebt 2026 eine Verdichtung von Anforderungen. NIS-2, AI Act, ERP-Transformation und zunehmende Cyberbedrohungen wirken gleichzeitig. Einzelne Modernisierungsprojekte reichen nicht mehr aus. Gefragt ist eine integrierte Architektur, in der Compliance, Cybersecurity, Datenmanagement und operative Prozesse zusammengedacht werden.

Die Diskussionen auf der E-world 2026 in Essen verdeutlichen diese Verschiebung. Digitalisierung wird nicht mehr als isoliertes Innovationsfeld betrachtet, sondern als Voraussetzung für Versorgungssicherheit und regulatorische Stabilität. Unternehmen, die ihre Architektur konsequent modernisieren und Sicherheit als integralen Bestandteil verstehen, schaffen die Grundlage für Handlungsfähigkeit in einem zunehmend regulierten und digitalisierten Marktumfeld. Die eigentliche strategische Frage lautet daher nicht, welche Technologie als Nächstes eingeführt wird. Sie lautet: Wie belastbar ist die eigene Architektur – technisch, organisatorisch und regulatorisch?



WindEnergy Hamburg

The global on & offshore event

22 ————— 25
September 2026

**Be part
of it!**

Driving the energy transition. *Together!*

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

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

NEW An entire hall dedicated to energy storage



windenergyhamburg.com

Organised by:



Global Partner:



European Partner:



Partners:







Seit 2024 werden sämtliche Dächer der badischen Kommune Waghäusel mit PV-Anlagen ausgestattet.

Wie On-Site-PPAs kommunale Liegenschaften transformieren

SOLARSTROM DIREKT AM ORT

Ein Projekt im baden-württembergischen Waghäusel zeigt, wie PV-Contractor, automatisierte Abrechnung und langfristige Direktlieferverträge zusammenwirken – und warum das Modell Schule machen könnte.

TEXT: Frederik Pfisterer, Solarize

BILDER: Steffen Hoffner, Spacemedia 2024 / WIRSOL Aufdach, iStock, xijian

Der deutsche Markt für Power Purchase Agreements (PPAs) erlebt eine ausgeprägte Schwächephase. Laut der PPA-Marktanalyse 2024 der Deutschen Energie-Agentur (dena) und des Analysehauses Pexapark sank das Vertragsvolumen nach dem Rekordjahr 2023 bereits um 44 Prozent – von 3,8 auf 2,1 GW. Im ersten Halbjahr 2025 kam es in Deutschland nur noch zu Verträgen mit einer Gesamtleistung von rund 200 MW.

Die Ursachen sind struktureller Natur: Negative Börsenstrompreise häufen sich – im Jahr 2024 wurden über 18 Prozent der deutschen PV-Produktion in Phasen negativer Preise erzeugt. Hinzu kommen regulatorische Unsicherheiten rund um Netzentgelte und Fördermodelle sowie ein Preisverfall von rund 20 Prozent gegenüber 2023. Wer im Großmarkt agiert, braucht heute mehr denn je Qualität, Timing und Risikomanagement.



Die bereits installierten acht Anlagen, darunter auch die auf der Turnhalle der Bolandenschule, verfügen über eine Gesamtleistung von 587 Kilowatt-Peak.

Während der große Corporate-PPA-Markt ins Stocken gerät, rückt ein anderes Segment in den Blickpunkt: On-Site-PPAs im kommunalen Umfeld. Hier zählt statt potenziell auftretender Risiken die direkte, planbare Wirtschaftlichkeit: Solarstrom vom eigenen Dach, direkt verbraucht und automatisiert abgerechnet.

On-Site-PPA trifft kommunale Dachfläche

Mittlerweile erkennen immer mehr Kommunen ihre Dachflächen als strategische Ressource – nicht für Volleinspeisungsanlagen, sondern für die Direktversorgung eigener Liegenschaften über langfristige Abnahmeverträge.

Das Modell: Ein spezialisierter PV-Anlagenbetreiber (externer Contractor oder lokales Stadtwerk) pachtet die Dachflächen kommunaler Gebäude, errichtet PV-Anlagen auf eigene Kosten und liefert den erzeugten Strom über ein On-Site-PPA direkt an die Kommune. Der vor Ort verbrauchte Solarstrom unterliegt keinen Netzentgelten, was im Vergleich zur Volleinspeisung mit Rückbezug eine deutlich bessere Wirtschaftlichkeit ermöglicht. Überschussmengen werden ins Netz eingespeist und vergütet. Die Kommune

profitiert von günstigem Solarstrom, ohne Investitionen zu tätigen. Der Betreiber sichert sich planbare Erlöse über die Vertragslaufzeit. Das klingt einfach, ist in der operativen Umsetzung jedoch komplex. Denn die automatisierte Abrechnung mehrerer Anlagen, Verbrauchstellen und Messzähler an mehreren Liegenschaften stellt hohe Anforderungen an die Datenqualität, die Prozesssicherheit und die Skalierbarkeit.

Waghäusel: Neun Anlagen, ein System, ein Abrechnungspartner

Wie sich diese Komplexität beherrschen lässt, zeigt das Projekt der Stadt Waghäusel in Baden-Württemberg. Die Stadt stellte die Dächer von neun öffentlichen Gebäuden – darunter Schulen, Feuerwehren und Kindergärten – für PV-Anlagen im Pachtmodell zur Verfügung. Die Umsetzung übernahm Wirsol, eines der führenden Unternehmen für Planung, Entwicklung und Installation von Photovoltaikanlagen mit über 17.000 installierten Anlagen und mehr als 1.600 MW Gesamtleistung. Für den Betrieb der neun Anlagen gründete Wirsol eine eigene Projektgesellschaft. Die technischen Eckdaten: 9 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von über

600 kWp, jeweils kombiniert mit einem 24-kWh-Batteriespeicher. Die Stromvermarktung erfolgt über On-Site-PPA-Verträge direkt an die Stadt Waghäusel.

Automatisierte Abrechnung als Skalierungshebel

Für die Abrechnung der langfristigen PPA-Verträge mit der Stadt Waghäusel suchte Wirsol nach einer Lösung, die nicht nur korrekt abrechnet, sondern auch revisionssicher, skalierbar und wartungsarm ist. Die Entscheidung fiel auf die Softwareplattform von Solarize Energy Solutions, einem auf dezentrale Energiesysteme spezialisierten SaaS-Anbieter aus Stuttgart.

Solarize automatisiert die Abrechnung komplexer Energieversorgungsmodelle: von klassischem Mieterstrom über gemeinschaftliche Gebäudeversorgung bis hin zu On-Site-PPAs im gewerblichen, wohnwirtschaftlichen und kommunalen Segment. Die Plattform übernimmt Messdatenverarbeitung, Verbrauchsallokation und Rechnungsstellung für beliebig viele Zähler und Anlagen – vollautomatisch und revisionskonform. Im Projekt Waghäusel bedeutet das: Alle 27 Zähler der neun Liegenschaften werden durch das System kontinuierlich



Eines der ersten gemeinsam umgesetzten Projekte von Wirsol und Solarize ist der Kindergarten „Im Regenbogenland“ in Waghäusel.

ausgelesen, die vor Ort verbrauchten PV-Strommengen werden transparent bilanziert und revisionssicher gegenüber der Stadt Waghäusel abgerechnet. Wirsol muss diese Prozesse nicht manuell steuern – das System arbeitet im Hintergrund.

Warum das Modell Schule macht

Das Projekt Waghäusel demonstriert ein Modell mit hoher Replizierbarkeit – besonders für Kommunen, die ihren Energiebezug dekarbonisieren, aber keine eigenen Investitionen tätigen können oder wollen. Die Kombination aus Pachtmodell, On-Site-PPA und automatisierter Abrechnung ermöglicht es selbst kleinen Kommunen, professionell strukturierte Solarstromversorgung umzusetzen. WIRSOL plant, die in Waghäusel gewonnenen Erfahrungen auf ähnliche Projekte in anderen Kommunen zu übertragen.

Regulatorisches Umfeld: Chancen und offene Fragen

Das EuGH-Urteil vom 28. November 2024 zur Einordnung von Kundenanlagen hat im Markt für Mieterstrom und On-Site-PPAs für Unsicherheit gesorgt. Der Gerichtshof stellte fest, dass die

bisherige Definition von Kundenanlagen im deutschen Energiewirtschaftsgesetz nicht mit EU-Recht vereinbar ist. Der deutsche Gesetzgeber ist nun gefordert, einen neuen Rechtsrahmen zu schaffen. Branchenexperten sehen Projekte auf Gebäudeebene, insbesondere On-Site-PPAs im gewerblichen und kommunalen Segment, jedoch als nicht gefährdet.

Fazit

Das Projekt Waghäusel belegt: On-Site-PPAs auf kommunalen Liegenschaften funktionieren – wirtschaftlich, operativ und regulatorisch. Der Schlüssel liegt nicht nur in der technischen Qualität der PV-Anlage, sondern in der Beherrschbarkeit der Abrechnung über mehrere Standorte hinweg. Automatisierte Abrechnungsplattformen wie die von Solarize sind dabei eine betriebswirtschaftliche Notwendigkeit für jeden Betreiber, der kommunale PPA-Projekte skalieren will. Kommunen als Abnehmer, Solarspezialisten als Betreiber, SaaS-Plattformen als Abrechnungsinfrastruktur – das Zusammenspiel dieser drei Elemente definiert einen PPA-Markt der Zukunft, der weniger auf Gigawatt-Deals, aber dafür auf nachhaltige Wirtschaftlichkeit im Kleinen setzt.

bachmann.

the power to control



Speicher – intelligent gemanagt

Unsere Kompetenz.
Unsere Verantwortung.

Effizient und flexibel

Unsere Netzmodule gewährleisten eine hochpräzise Messung. Und der zertifizierte EZA-Regler sorgt für eine reibungslose Übergabe an das öffentliche Netz.

Offene Schnittstellen – keine Grenzen

Mit unseren offenen Schnittstellen sind Sie für die Zukunft gerüstet. Die freie Wahl des Protokolls erleichtert die Einbindung fremder Systeme und Komponenten.

Besuchen Sie uns:
ees Europe, München, DEU
Stand: B1.560

www.bachmann.info



 energy.industry.maritime.

Power-to-Heat zwischen Marktpraxis und technischer Realität

Wohin mit den PV-Überschüssen

Power-to-Heat-Anwendungen gelten als einfache und wirtschaftliche Möglichkeit, Photovoltaiküberschüsse lokal zu nutzen. Elektrische Heizstäbe sind am Markt etabliert und werden in zahlreichen Anlagen eingesetzt, ebenso wie sinusförmige Leistungsregelungsverfahren. Dennoch zeigt sich in der Praxis, dass beide Lösungen bislang nicht in allen Produkten zusammengeführt werden.

TEXT: Roman Reimer und Jörg Klenke, Burger Engineering BILDER: Burger Engineering; iStock, Piotr Krzeslak

Der Photovoltaikausbau in Deutschland hat deutlich an Fahrt gewonnen. Laut Statistischem Bundesamt waren im April 2024 rund 3,4 Millionen Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von etwa 81.500 MW am öffentlichen Netz angeschlossen. Das Fraunhofer ISE gibt für das Jahr 2024 eine PV-Erzeugung von 72,6 TWh an, was rund 14 Prozent des Bruttostromverbrauchs entspricht. Bis 2030 sieht das EEG einen weiteren Ausbau auf 215 GWp vor, langfristig sogar auf 400 GWp. Mit dieser Entwicklung steigt auch die Häufigkeit lokaler Erzeugungsspitzen, die im Haushalt selbst nicht unmittelbar verbraucht werden können. Schon heute treten an sonnenreichen Tagen regional Belastungsspitzen, Abregelungen und negative Börsenstrompreise auf.

Vor diesem Hintergrund haben sich Power-to-Heat-Anwendungen, insbesondere elektrische Heizstäbe, zur lokalen Überschussnutzung etabliert und sind mittlerweile weit verbreitet. Elektrische Heizstäbe in Warmwasserspeichern sind kostengünstig, robust und einfach zu integrieren. Auf den ersten Blick scheint die Herausforderung damit gelöst: Überschüssiger Strom wird direkt vor Ort in Wärme umgewandelt. Dennoch ist die Marktdurchdringung bisher begrenzt: Im DACH-Raum sind bislang nur etwa drei Prozent der PV-Haushalte mit einem intelligenten Heizstab ausgestattet. Damit existiert ein erhebliches, weitgehend ungenutztes Potenzial und zugleich ein offenes Feld für Systemhersteller, die ihre Produkte um eine effiziente Power-to-Heat-Funktion erweitern wollen.

Der Sinussteller kann überschüssigen Strom aus Photovoltaikanlagen stufenlos geregelt an den Heizstab im Warmwasserspeicher weitergeben.



Der unterschätzte Engpass: Leistungsregelung als limitierender Faktor

Formal wirkt die Herausforderung gelöst: Überschüssiger Strom wird direkt vor Ort in Wärme umgewandelt. Bei genauer Betrachtung basieren viele dieser Lösungen jedoch auf einem technischen Kompromiss. Während Heizsysteme und Speicher vergleichsweise einfach umzusetzen sind, bleibt die Art der Leistungsregelung häufig rudimentär. Für Systemhersteller wird die Wahl des Leistungsstellers damit zunehmend zu einer strategischen Entscheidung, nicht mehr nur zu einer nachgelagerten Komponentenfrage.

Die eigentliche Herausforderung liegt weniger im Verbraucher selbst als in der bedarfsgerechten und netzverträglichen Anpassung der elektrischen Leistung an ein stark fluktuierendes PV-Angebot. Wolkenzug, wechselnde Lastprofile und parallellaufende steuerbare Verbraucher führen dazu, dass sich der verfügbare Überschuss sekundlich ändern kann. Eine Regelung, die diesen Verlauf nicht präzise nachführen kann, erzeugt zwangsläufig Lücken: Entweder bleibt verfügbarer Überschuss ungenutzt und wird ins Netz eingespeist, oder es wird Energie aus dem Netz nachbezogen, sobald der Heizstab in einer festen Stufe mehr Leistung anfordert, als die PV-Anlage

gerade liefert. Nicht die Wärmeerzeugung an sich, sondern ihre Regelbarkeit entscheidet damit darüber, ob PV-Überschüsse effizient genutzt und lokale Netze entlastet werden können.

Warum Regelverfahren über Effizienz und Netzurückwirkungen entscheiden

In der Praxis dominieren bislang vereinfachte, stufige Regelansätze. Heizstäbe werden über Relais oder Halbleiterrelais zugeschaltet, häufig in festen Leistungsstufen von 1, 2 oder 3 kW. Diese Verfahren sind zwar funktional und kostengünstig, können das schwankende PV-Angebot jedoch nur grob nachführen. Jeder Schaltvorgang verursacht einen Lastsprung, durch den einerseits das Eigenverbrauchsoptimum verfehlt wird und andererseits Rückwirkungen auf das speisende Netz entstehen. Sinusförmige Leistungsregelungsverfahren sind in der Leistungselektronik bekannt und werden in anderen industriellen Anwendungen seit Langem erfolgreich eingesetzt. Für die Wärmeerzeugung aus PV-Überschussstrom kommen sie bislang nur eingeschränkt zum Einsatz.

Erste OEM-fähige Sinussteller-Module, wie sie von Burger Engineering entwickelt wurden, übertragen diese aus der Industrie bekannten Verfahren nun in eine integrierbare



Das System erhält die Information über den verfügbaren PV-Überschuss entweder über ein Energiemanagementsystem, einen Wechselrichter oder eine andere geeignete Schnittstelle.

Komponente für die PV-Überschussnutzung. Eine stufenlose, sinusförmige Ansteuerung passt die abgegebene Leistung kontinuierlich an den aktuellen Überschuss an, vermeidet harte Schaltflanken und minimiert Oberschwingungen sowie EMV-Effekte. Damit entfallen die typischen Netzzrückwirkungen stufiger oder hart schaltender Leistungssteller, die mit zunehmender PV-Dichte an Relevanz gewinnen.

Der Effizienzgewinn ist erheblich. In typischen Lastprofilen lässt sich der Anteil des durch PV-Überschuss gedeckten Wärmebedarfs deutlich steigern, während der Netzbezug entsprechend sinkt. Zugleich entfallen die mechanischen und thermischen Belastungen, die bei häufigem Schalten konventioneller Steller auftreten.

Integration in PV-Systeme

Damit eine stufenlose Leistungsregelung ihren systemischen Nutzen entfalten kann, müssen drei Anforderungen erfüllt sein. Erstens muss eine ausreichend hohe Regeldynamik vorhanden sein, um auf Leistungsänderungen im Sekundenbereich reagieren zu können. Zweitens muss die Regelauflösung fein genug sein, um auch kleine Überschussmengen sinnvoll zu verwerten. Drittens ist eine zuverlässige Anbindung an das übergeordnete Energiemanagement erforderlich, sei es über das EMS, den Wechselrichter oder einen Smart Meter.

Erst aus dem Zusammenspiel dieser drei Faktoren entsteht ein steuerbarer, netzdienlicher Verbraucher im eigentlichen Sinne. Für Systemhersteller stellt sich an dieser Stelle vor allem die Frage, ob sie die Leistungsregelung im eigenen Haus entwickeln oder als geprüfte Baugruppe zukaufen. Die

Entwicklung sinus geregelter Leistungselektronik erfordert spezifisches Know-how in Regelungstechnik, EMV-Auslegung und Normenkonformität, welches in vielen PV- und Speicherunternehmen nicht zum Kerngeschäft gehört. Integrierbare OEM-Module verkürzen den Weg vom Konzept zur marktreifen Lösung hier erheblich, sei es als geprüfte Baugruppe zur Eigenintegration oder als Komplettgerät im Kundendesign. Damit schließt sich eine bislang offene Lücke im Markt, denn vergleichbare Sinussteller-Lösungen waren bisher überwiegend als Endkundenprodukt und nicht als integrierbarer Technologiebaustein verfügbar.

Leistungsregelung als Schlüssel für netzverträglichen PV-Ausbau

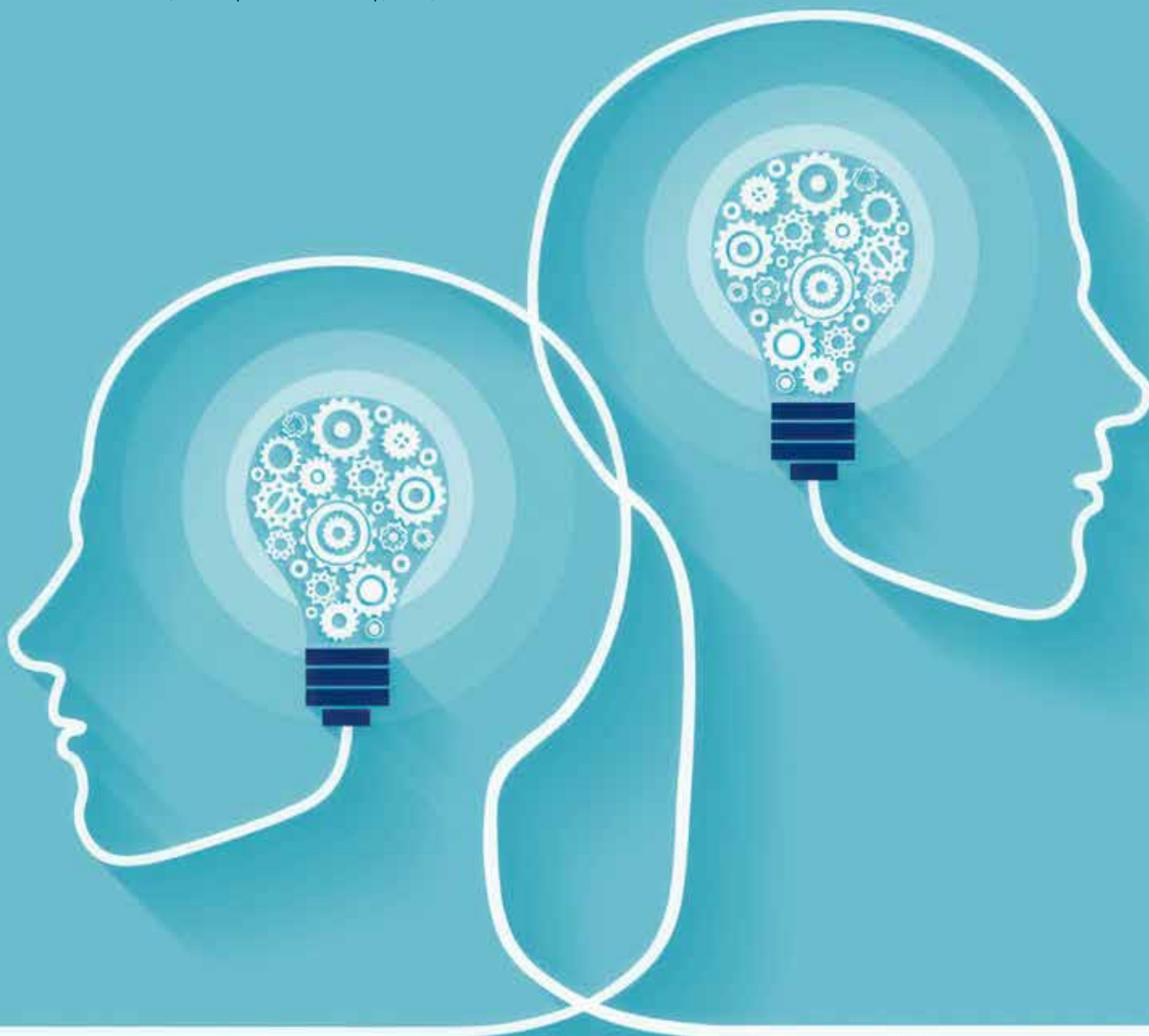
Die Wärmeerzeugung aus PV-Überschussstrom gilt als einfache Lösung zur Steigerung des Eigenverbrauchs. Mit Blick auf die für das Jahr 2030 geplanten Ausbaumengen wird diese lokale Verwertung jedoch zur Voraussetzung dafür, dass der weitere PV-Zubau überhaupt netzverträglich umgesetzt werden kann. In der Praxis entscheidet die Leistungsregelung darüber, wie effizient und skalierbar Power-to-Heat-Anwendungen tatsächlich sind. Nicht die Wärmeerzeugung an sich, sondern ihre Regelbarkeit bestimmt damit den Systemnutzen. Vereinfachte, stufige Regelansätze stoßen mit zunehmender PV-Dichte an ihre Grenzen. Insbesondere fehlende Regeldynamik und grobe Leistungsauflösung führen dabei zu vermeidbaren Netzzrückwirkungen und ungenutzten Überschüssen. Stufenlose, sinusförmige Verfahren adressieren genau diese Lücke und werden, insbesondere als OEM-fähige Lösungen, zu einem Schlüsselbaustein für die nächste Ausbaustufe der dezentralen Energiewende.

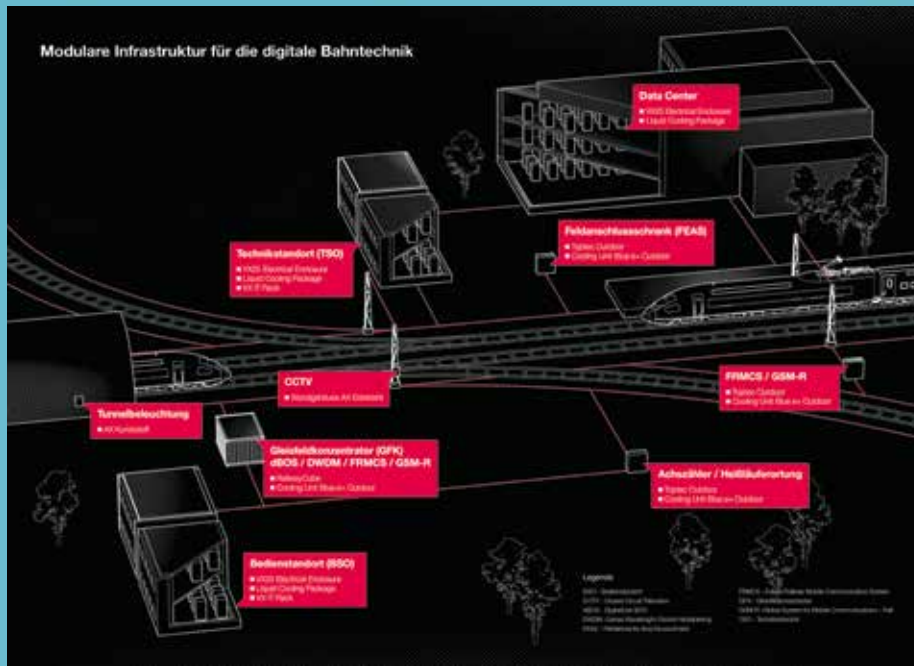
So wird die Energieinfrastruktur steuerbar

Der digitale Zwilling fürs Netz

Für die Energiewende ist eine Steuerungslogik erforderlich, die Projekttempo, Betriebssicherheit und Wirtschaftlichkeit zusammenführt. Building Information Modeling (BIM) ist eine Methodik, die diesen Übergang unterstützt. Sie bietet eine gemeinsame, interoperable Sprache, indem sie eine einzige Informationsquelle für die gesamte Wertschöpfungskette nutzt. Der digitale Zwilling wiederum ermöglicht ein intelligentes Management, indem er ein dynamisches Modell erstellt, das mit anderen Technologien integriert ist und sowohl als strategisches Instrument als auch als Entscheidungshilfe dient.

TEXT: Antonio Gentile, BIP Group BILDER: BIP Group; iStock, Feodora Chiosea





Die modulare Infrastruktur für digitale Bahntechnik besteht aus einem Data Center, einem Technikstandort, einem Feldanschlusschrank, einer CCTV-Anlage, einer Tunnelbeleuchtung, FRMCS/GSM-R-Komponenten und Gleisfeldkomponenten.

Die Energiewende steigert sowohl das Tempo als auch die Komplexität von Projekten. Durch die Dekarbonisierung werden Erzeugungskapazitäten in volatile, dezentrale Einspeisepunkte verlagert. Im Infrastrukturbetrieb wird Energieeffizienz zur dritten Steuerungsgröße neben Sicherheit und Verfügbarkeit. Dekarbonisierungspfade, einschließlich Ansätzen des Carbon Capture and Storage (CCS), stellen neue Anforderungen an das Netz. Der damit verbundene Flexibilitätsbedarf trifft auf einen alternden Anlagenbestand und erzwingt datenbasierte Entscheidungen.

Hier öffnet sich eine Schere zwischen Soll und Ist. Netzplanung, Bauausführung und Betrieb laufen bislang technisch und prozessual in Silos: Computer-Aided-Design-(CAD)-Modelle dokumentieren den Entwurf, Geoinformationssystemkarten verorten Trassen und die Betriebs- und Schutztechnik lebt in separaten OT/IT-Systemen. Dies sorgt für Medienbrüche, birgt Fehlerrisiken und verzögert Übergaben.

Vor diesem Hintergrund avanciert die Kombination von BIM und digitalen

Zwillingen zum probaten Gegenmittel. Im Betrieb setzt sich BIM als bevorzugte Informationsmethodik durch, da parametrische Objektmodelle Funktion, Attribute, Beziehungen und Historie zusammenführen und somit den Brückenschlag zu Betriebssystemen und GIS leisten. Der digitale Zwilling, der aus den Bereichen Product Lifecycle Management (PLM) und CAD stammt, übersetzt diese Inhalte in eine navigierbare, datenaktualisierte Sicht auf Netze und Anlagen.

Ein Datenfundament statt Insellösungen

Wenn die digitale Transformation im Bereich der Energieinfrastruktur ganzheitlich angegangen wird, kann das erhebliche Vorteile mit sich bringen. Zum einen ermöglicht sie eine vollständige Darstellung der Anlagen, zum anderen bietet sie erweiterte Analysen und neue Modelle für die vorausschauende Instandhaltung und Infrastrukturplanung. Hier sind die Gründe dafür:

- BIM ist mehr als nur 3D-Design. Es bietet eine umfassende Möglichkeit, Infrastrukturkomponenten und

- systeme über ihren gesamten Lebenszyklus hinweg darzustellen. Durch die Kombination von Geometrie, parametrischen Attributen und strukturierten Daten schafft BIM eine einzige Quelle der Wahrheit, in der technische Spezifikationen, Leistungskennzahlen und Wartungsaufzeichnungen in einer einheitlichen digitalen Umgebung koexistieren.
- GIS verwalten georeferenzierte Datensätze, topologische Strukturen und räumliche Beziehungen über große Gebiete hinweg und ermöglichen es den Betreibern, nicht nur zu verstehen, welche Anlagen vorhanden sind, sondern auch, wo sie sich befinden und wie sie innerhalb des größeren Netzwerks interagieren.
- Operative Informationsmodelle, wie das Common Information Model (CIM), das durch die Norm IEC 61970/61968 definiert ist, verankern die tatsächliche Schalt- und Lastlogik.

Der wahre Wert zeigt sich, wenn diese Ebenen über konsistente Objekt-IDs, Versionierung und Datenherkunft miteinander verknüpft werden. Auf diese Weise entsteht eine Datenbasis, die

Entscheidungen vom Vergleich von Varianten in der Planungsphase bis hin zu Schaltstrategien im Fehlerfall unterstützt. Dies ermöglicht fundierte Entscheidungen, angefangen bei der Bewertung von Designalternativen während der Planung.

Um diese Komplexität zu bewältigen, schaffen ISO 19650 und UNI 11337 organisatorische Rahmenbedingungen für das Informationsmanagement in BIM-Prozessen. Parallel dazu dienen ISO 16739-1:2024 und das Industry-Foundation-Classes-(IFC)-Format als offene Austauschstandards für Infrastruktur-Objekte und gewährleisten so die Interoperabilität über Plattformen und Disziplinen hinweg.

Datendurchgängigkeit in der Praxis

Der Nutzen eines durchgängigen Datenflusses entfaltet sich im gesamten Lebenszyklus der Energieversorgung. Trassenvarianten lassen sich im Modell vergleichen, Umweltauflagen nachvollziehbar prüfen und Bauphasen als Bauzustände transparent machen. Der digitale Zwilling verdichtet diese Inhalte zu einer Entscheidungsoberfläche, die Lage, Mengen und Eingriffe in einer kohärenten Sicht zeigt. Das verkürzt Abstimmungen und verringert Nachbesserungen.

Bei Neuanlagen lässt sich der Digitale Zwilling direkt aus der BIM-Planung ableiten. Und der Bestand profitiert, wenn Abschnitte mit hohem Risiko- oder Netznutzen priorisiert digitalisiert werden.

In der Bau- und Inbetriebnahmephase synchronisiert der digitale Zwilling

den Soll-Zustand mit der gebauten Realität; digitale Mängelverfolgung und Abnahmebelege fördern einen sauberen Übergang in den Betrieb. Dort entwickelt sich der Zwilling vom statischen Lagebild zum prädiktiven Werkzeug, sobald IoT-Signale, KI-gestützte Mustererkennung und Analytics Abweichungen früh markieren, Restlebensdauern schätzen und Handlungsoptionen simulieren. Dazu greifen in der Betriebsphase LiDAR- und Bilddaten sowie Echtzeit-Sensordaten effektiv ineinander. Vegetationsrisiken entlang von Freileitungen lassen sich auf dieser Basis risikoorientiert priorisieren, Korrosionsherde an Stahlbauteilen georeferenziert adressieren und Sperrpausen vorausschauend takteten. Wenn Topologie und Ist-Zustand in einer gemeinsamen Oberfläche betrachtet werden, schrumpft der Aufwand für Entstörung und Wartung.

Hybride Zwillinge kombinieren physikbasierte Netzmodelle mit Mustern aus Betriebsdaten. Abweichungen fallen früher auf, Umschaltpfade lassen sich simulieren und Wiederversorgungszeiten verkürzen sich. Die gleiche Umgebung dient als sicherer Testrahmen für Schutzparameter und Schaltszenarien, der von der produktiven OT getrennt ist. Der Zwilling zeigt, wo Engpässe tatsächlich entstehen, welche Ersatzzeitpunkte sich verschieben lassen und wo Verstärkungen den höchsten Netznutzen erzielen.

Interoperabilität ist Organisationssache

Entscheidend für diese Interoperabilität ist eine eindeutige Objekt-Referenz, die BIM-Bauteil, GIS-Strecke und CIM-

Entität verbindet. Ereignisse aus Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)- und Energy-Management-Systemen (EMS) aktualisieren den digitalen Zwilling an den Stellen, an denen Betrieb stattfindet. Zyklische Feeds aus den Bereichen Bau und Inspektion halten die Geometrie und die Dokumente aktuell. Die Visualisierung dient der Planung und dem Betrieb, APIs binden Simulation und Analytics an.

Ein belastbares Datenmodell definiert organisatorisch, welche Beziehungen das System kennen muss: Welches Schaltfeld grenzt an welchen Strang, welche Komponenten hängen voneinander ab, welche Zustände sind zulässig und welche Betriebshistorie begründet Entscheidungen.

Interoperabilität lebt von Disziplin in der Datenpflege und wird so von einer technischen Frage zur Organisations-sache. Für unmissverständliche Verantwortlichkeiten in Bezug auf Datenpflege, Freigaben und Änderungen ist Governance entscheidend. Daneben benötigen Teams fundiertes Training sowie benutzerfreundliche Oberflächen.

Transformationspartner mit Energie- und Datenkompetenz bündeln diese Stränge zu einer ganzheitlichen Digitalstrategie, die den Asset-Lebenszyklus, die Prozessdurchgängigkeit und die Cyber-Resilienz verbindet. BIP steht für diesen Ansatz und führt Methodik und technische Umsetzung zusammen: das interoperable Datenfundament definieren, Schnittstellen sauber anlegen, Teams befähigen und den Twin produktiv „ans Netz“ bringen.

Zwischen Netztheorie und realer Optimierung

Dynamische FCAs und Batteriespeicher – eine Herausforderung

Flexible Netzanschlussvereinbarungen versprechen zwar einen schnelleren Netzanschluss, können jedoch den wirtschaftlichen Wert von Batteriespeichern erheblich beeinflussen.

Christoph Gardlo, COO und Mitgründer von Esforin, analysiert die Chancen und Risiken von FCAs in der Praxis.

TEXT: Christoph Gardlo, Esforin BILDER: iStock: gregepperson, very good

Der Ausbau von Batterieenergiespeichersystemen (BESS) schreitet in ganz Europa rasant voran. Um Netzanschlüsse schneller zu ermöglichen, setzen Netzbetreiber zunehmend auf Flexible Connection Agreements (FCAs). Diese erlauben es Verteil- oder Übertragungsnetzbetreibern, Anlagen unter bestimmten Bedingungen temporär zu drosseln oder einzuschränken.

Auf dem Papier gelten FCAs als pragmatische und effiziente Lösung. In der Praxis zeigt sich jedoch: FCAs sind extrem schwer zu modellieren und damit für die reale Batteriespeicheroptimierung nur eingeschränkt nutzbar.

FCAs: Warum wird Dynamik zum Kernproblem?

FCAs wurden eingeführt, um Netzengpässe zu überbrücken. Projektentwickler erhalten früher Zugang zum Netz, akzeptieren im Gegenzug jedoch mögliche Einschränkungen.

Dabei ist entscheidend, ob diese Einschränkungen statisch oder dynamisch ausgestaltet sind. Statische FCAs definieren klare, vorhersehbare Grenzen. Sie lassen sich bewerten, modellieren und bepreisen – eine zentrale Voraussetzung für Finanzierung, Tolling-Modelle und verlässliche Erlösprognosen. Dynamische FCAs hingegen ändern sich in Echtzeit abhängig vom Netzstatus, oft mit kurzer oder fehlender Vorankündigung. Für die Optimierung eines Batteriespeichers ist dieser Unterschied fundamental.

Wirtschaftlicher Nutzen

Der wirtschaftliche Wert einer Batterie hängt nahezu vollständig von strategischen Steuerungsentscheidungen ab. Unvorhersehbare Eingriffe in das Betriebsfenster reduzieren diese Steuerungsfreiheit erheblich und können eine Optimierung entweder stark erschweren oder vollständig verhindern.





Der wirtschaftliche Wert eines Batteriespeichers hängt nahezu vollständig von strategischen Steuerungsentscheidungen ab.

Die Folge sind Abschläge bei potenziellen Tolling-Erlösen oder sogar Anlagen, die nicht tollingfähig sind.

Auswirkungen von FCAs auf die Batterieoptimierung

Aus Sicht von Investoren und Betreibern sind mehrere Punkte entscheidend:

- Jede FCA beeinflusst die Optimierung und somit den wirtschaftlichen Erlös. Selbst scheinbar geringe Restriktionen wie zum Beispiel Rampenraten oder temporäre Einspeiselimits reduzieren die Optionen und wirken daher unmittelbar wertmindernd.
- Der Zeitpunkt der Kommunikation ist entscheidend. Werden Einschränkungen frühzeitig signalisiert, kann die Optimierungsstrategie angepasst werden. Erfolgt die Kommunikation kurzfristig, steigt das Risiko substanzieller Erlöseinbußen, da Handlungsspielräume fehlen.
- Die Analyse von Esforin zeigt, dass selbst moderate Einschränkungen typischerweise zu Umsatzrückgängen von rund 20 Prozent führen können, sofern Regelenergie weiterhin möglich ist. Rampenraten spielen dabei eine zentrale Rolle, insbesondere auf Regelenergiemärkten wie FCR oder aFRR, wo Aktivierungszeiten und Mindestgebotsgrößen operative Grenzen setzen.
- Grundsätzlich ähneln FCAs dem industriellen Restriktionsmanagement, das seit Jahrzehnten bekannt ist. Doch bei Batterien, deren Steuerung in Sekundenbruchteilen erfolgt, gewinnen diese Restriktionen eine neue, deutlich größere Relevanz.

Planbarkeit als Voraussetzung für Investitionen

Investoren können mit FCAs umgehen, jedoch nicht mit Überraschungen. Zusätzliche Unsicherheiten nach der Investitionsentscheidung lassen sich selbst mit ausgefeilten Risikomodellen kaum valide bewerten. Zwar ist Tolling unter FCAs grundsätzlich möglich, doch dies erfordert erhebliche Erfahrung in der Strukturierung und Bewertung. Die eigentliche Herausforderung liegt nicht in FCAs an sich, sondern in dynamischen, nicht planbaren Varianten. Statische oder klar kommunizierte Restriktionen sind handhabbar. Volatile Einschränkungen hingegen entziehen sich einer belastbaren Vorabmodellierung und gefährden den Anlagenwert.

Fazit: Wie Esforin FCAs heute bewertet

Auf Basis der operativen Erfahrung empfiehlt Esforin einen klaren Umgang mit FCAs:

- Dynamische, schlecht kommunizierte Restriktionen sollten besonders vorsichtig bewertet werden. Transparente und vorhersehbare Einschränkungen sind auch dann vorzuziehen, wenn sie zunächst strenger erscheinen. Entscheidend ist, dass FCAs vor der Inbetriebnahme vollständig bewertet werden, da nachträgliche Anpassungen kaum möglich sind.
- FCAs sind grundsätzlich beherrschbar. Problematisch wird es dort, wo Dynamik und fehlende Planbarkeit eine verlässliche Modellierung verhindern. Nur klare Betriebsregeln und transparente Kommunikation ermöglichen eine verantwortungsvolle Integration von FCAs in die Optimierung von Batteriespeichern.

Warum das Netz neue Regler braucht

Die stabilisierende Kraft im Stromnetz

Während klassische, rotierende Stromerzeuger in konventionellen Kraftwerken das Netz durch ihre mechanische Schwungmasse stabilisieren, übernehmen zunehmend moderne Wechselrichter mit netzbildender Regeltechnik diese Aufgabe. Betreiber zertifizierter Wind-, PV- und Speichieranlagen, die kurzfristige Netzreserven (Momentanreserve) bereitstellen, erhalten dafür zusätzliche Vergütungen. Wie das gelingt, zeigen wir Ihnen.

TEXT: Dr.-Ing. Bastian Maucher, TÜV Süd Industrie Service BILDER: iStock: Designer_things, Petmal, petovarga





Batteriespeicher als Systemdienstleister: Regelungsfähige Wechselrichter stellen Momentanreserve sowie dynamische Spannungsstützung bereit.

Bei Störungen im Stromnetz – etwa wenn ein großer Erzeuger ausfällt – wirkt die Trägheit rotierender Massen (Generatoren, Turbinen) in den ersten Sekunden als Puffer und bremst die Frequenzänderung. Ganz ohne Eingriff durch den Menschen oder (softwarebasierte) Regelungstechnik. Durch den Umbau des Energiesystems ändert sich das. Windenergie, Wasserkraft, Photovoltaik (PV) und Biomasse prägen zunehmend das Bild. Die Einspeisung erfolgt meist über nicht ausgleichsfähige Umrichter, was die Netzstabilität verringert und Systemausfälle wahrscheinlicher macht. Im Falle von PV basiert das Prinzip der Stromerzeugung nicht einmal mehr auf Generatoren oder Turbinen. Moderne Umrichter mit Regelungstechnik bieten Abhilfe, weil sie stabilisierend wirken können.

Vergütung nur mit Nachweis

Das eröffnet Betreibern neue Möglichkeiten. Seit Januar 2026 ist die Beschaffung dieser so genannten Momentanreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber gestartet. Wer profitieren will, muss sich dafür von einer akkreditierten Prüfstelle zertifizieren lassen. Technische Grundlagen für die Beschaffung und Vergütung beschreibt der VDE-FNN-Hinweis, dessen Inhalte schrittweise in neue Netzanschlussregeln einfließen. Auf Hoch- und Höchstspannungsebene gelten die netzbildenden Eigenschaften sogar als technische Mindestanforderung – und das nicht nur für neue Erzeugungsanlagen, sondern auch für große Batteriespeicher oder umgerüstete Bestandsanlagen. Auch und vor allem der Bereich der Mittelspannung ist betroffen. Denn künftig soll der Großteil aller Anlagen einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungsstabilität leisten. Auch Betreiber aus der konventionellen Stromerzeugung sind betroffen und müssen Zusatzoptionen berücksichtigen, die im Zertifizierungsprozess eine Rolle spielen.

Was heißt „netzbildend“ eigentlich?

Netzbildende Einheiten verhalten sich nicht nur „netzfolgend“, also passiv am vorhandenen Netz orientiert. Sie prägen vielmehr Spannung und Frequenz aktiv mit. Das Ziel besteht darin, dass sie wie virtuelle Synchronmaschinen agieren. Dadurch können sie eine Art künstliche Massenträgheit bereitstellen. Entscheidend ist dabei nicht die Momentanreserve selbst, sondern mit welcher Dynamik und Robustheit sie für ein stabiles Netz zur Verfügung steht.

Ein Regler, der die Netzspannung aktiv führt, kann Spannungssprünge deutlich schneller ausgleichen als klassische, weniger dynamische Verfahren der Spannungshaltung. Diese arbeiten vor allem über Blindleistung, also über elektrische Energie, die die Spannung stützt, aber nicht im Netz genutzt wird. Das ist zwar robust, aber langsam. Gerade in Netzen mit einer geringen Anzahl an rotierenden Massen ist deshalb eine schnelle Regelung besonders wichtig. Dort wirken sich Spannungsänderungen stärker aus. Eine schnelle Regelung bringt hier klare Vorteile. Sie stellt jedoch auch Anforderungen an die Anlage selbst. So muss der Regler beispielsweise Spannungssprünge aushalten, ohne empfindlich zu reagieren oder instabil zu werden.

Prüfkatalog für netzbildende Einheiten

Der im Januar 2026 veröffentlichte VDE-FNN-Hinweis (Version 2.1) beschreibt die Anforderungen und Nachweise für netzbildende Eigenschaften, einschließlich der Bereitstellung von Momentanreserve, für verschiedene Einheitentypen. Handelt es sich um Erzeugungs- oder Speicheranlagen? Daraus folgt, welche Eigenschaften nachzuweisen sind und

Erneuerbare Erzeuger im Verbund mit Speichern und Verbrauchern: Moderne Wechselrichter übernehmen netzstützende Funktionen und tragen zur Spannungs- und Frequenzstabilität bei.



wie die Nachweise zu führen sind. Neu ist beispielsweise die nachzuweisende Eigenschaft des sogenannten Spannungsquellenverhaltens der netzbildenden Einheit und der entsprechenden Regelungstechnik. Anders als bei traditionell stromgeführten Umrichterarchitekturen verhält sich die Einheit dann wie eine „virtuelle Synchronmaschine“ und kann Spannung und Frequenz aktiv stützen. Darauf aufbauend ersetzt bei Über- und Unterfrequenz die „netzsicherheitsbasierte Primärregelung“ die bisher übliche Wirkleistungsanpassung und geht damit über die bisherigen Anforderungen an Erzeugungseinheiten hinaus.

Bei der Umrüstung von Bestandsanlagen sind zum Teil Messungen am Netzanschlusspunkt erforderlich. Die Nachweise müssen zeigen, dass ein netzbildendes Verhalten sowohl im Betrieb als auch in Störfällen gewährleistet ist. Dies sollte bereits in frühen Projektphasen erfolgen, um Kosten, die beispielsweise durch nachträgliche Umbauten entstehen, zu minimieren. Unabhängige Zertifizierungsstellen wie TÜV Süd unterstützen Planer und Betreiber mit ihrer langjährigen Expertise bei einer erfolgreichen Umrüstung.

Zwei Wege der Nachweisführung für netzbildende Anlagen

In der Anfangsphase ist es wichtig, zwei Herangehensweisen bei der Nachweisführung zu unterscheiden:

- **Nachweis auf Basis einer Prototypenregelung:** Dabei stellen sich folgende Fragen: Soll eine Bestandsanlage umgerüstet werden, um Momentanreserve bereitstellen zu können? Oder liegt für die Anlage noch kein Einheitenzertifikat vor, das die netzbildenden Eigenschaften beinhaltet? Im Rahmen der Prototypenregelung kann die

Anlage trotzdem ans Netz gehen. Voraussetzung dafür – insbesondere für die Gewährung der Vergütung – ist ein Anlagengutachten, das von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle erstellt wurde.

- **Nachweis auf Basis eines sogenannten Einheitenzertifikats nach aktuellem FNN-Hinweis:** In diesem Fall liegt bereits ein Einheitenzertifikat für eine geplante Anlage vor. Die für das Anlagenzertifikat notwendigen Details können daraus entnommen werden. Neben simulativen Untersuchungen können zusätzliche messtechnische Nachweise notwendig sein.

Ein Beiblatt zur Technischen Richtlinie 8 der Fördergesellschaft Windenergie und andere dezentrale Energien (FGW) soll voraussichtlich im März 2026 erscheinen. Darin wird konkretisiert, wie die neuen FNN-Anforderungen nachzuweisen sind.

Was Betreiber jetzt tun sollten

Netzbildende Wechselrichter werden zu einem zentralen Baustein für ein stabiles Stromnetz, in dem die Einspeisung zunehmend aus erneuerbaren Quellen stammt. Betreiber, die zusätzlich Momentanreserve bereitstellen, erhalten eine Zusatzvergütung. Dafür ist ein Nachweis erforderlich, zum Beispiel über die Prototypenregelung oder ein Einheitenzertifikat. Für eine normkonforme Umsetzung lohnt es sich, akkreditierte Prüfstellen wie TÜV Süd frühzeitig einzubinden. Wer die Nachweisführung und Prüfung von Beginn an mitplant, vermeidet spätere Umbauten, Verzögerungen und unnötige Mehrkosten.



The smarter E 2026,
Halle A4, Stand 434

Mit Wartungsmaßnahmen und intelligenten Werkzeugen die Energieeffizienz in Unternehmen steigern

Energieverschwendung aufdecken

Hohe Energiepreise setzen Deutschlands Industrie unter Druck – und kosten Wettbewerbsfähigkeit. Doch oft bleibt unbemerkt, wie viel Energie täglich verpufft. Der Fachbeitrag zeigt, wie Unternehmen mit einfachen Methoden Verschwendung aufdecken, Effizienzpotenziale heben und Kosten spürbar senken können.

TEXT: Alexander Bardakov, Fluke Corporation

BILDER: Fluke; iStock, stock_colors

Die Industriestrompreise sind in Deutschland deutlich höher als in vielen anderen Ländern. Im europäischen Vergleich liegt Deutschland kaum überraschend über dem EU-Durchschnitt. Noch viel günstiger ist der Strom in den USA, wo Unternehmen im Schnitt mit nur circa 8 US-Cent pro Kilowattstunde weniger als die Hälfte bezahlen müssen. Deutsche Industrieunternehmen leiden unter diesen hohen Kosten und sind im internationalen Vergleich deshalb weniger wettbewerbsfähig. Umso wichtiger ist es für Industrieunternehmen, Energieverschwendung zu reduzieren. Sie komplett zu verhindern und komplett effizient zu arbeiten, ist nahezu unmöglich. Viele Unternehmen wissen jedoch nicht, wie viel Energie sie tatsächlich verschwenden. Doch mit etwas Know-how, einem Wartungsplan und einigen intelligenten Messgeräten lässt sich die Energieverschwendung aktiv erkennen und bekämpfen.

Stromsparen – einfacher gesagt als getan

Im Prinzip ist Energiesparen einfach: Man senkt den Energieverbrauch und damit auch direkt die Kosten für die verschwendete Energie. Fest steht, dass sich die Energieeffizienz in

Unternehmen mit der richtigen Strategie stark optimieren lässt, was enorme Summen an sonst verschwendeten Energiekosten einsparen kann. In der Praxis ist das Vorhaben allerdings alles andere als einfach, denn die meisten Energieverschwender sind buchstäblich unsichtbar. Wie also genau findet und quantifiziert man Energieverschwendung?

Proaktive Wartungsmaßnahmen

Energieverschwendung ist mit dem bloßen Auge nicht sichtbar. Um sie sichtbar zu machen, muss man sich aktiv mit entsprechenden Methoden, Prozessen und Messgeräten auf die Suche machen. Organisatorisch bedeutet dies, ein Programm zur proaktiven Wartung für elektrische Geräte zu erstellen. In der Praxis benötigt man dafür nur einige wenige Messinstrumente. Dazu zählen Werkzeuge wie etwa Stromzangenmessgeräte, Netzqualitätsanalysatoren, Wärmebildkameras und akustische Bildgeber. Die Investitionen in einfach zu nutzende Messgeräte, mit denen Prüfungen durchgeführt werden können, sind bereits für





kleinere Unternehmen erschwinglich. Will man später tiefer in die Materie einsteigen, um beispielsweise gefundene Energieverschwender genauer zu bewerten, kann die Investition in fortschrittlichere Instrumente sinnvoll sein.

Energieverschwendung im Schaltschrank identifizieren

Wo Strom fließt, kann auch seine Effizienz gemessen werden. In den meisten industriellen Betrieben ist dies der Schaltschrank.

In vielen Fällen reicht ein einfaches Stromzangenmessgerät aus, um zu überprüfen, wie viel Strom ein Gerät oder Schaltkreis verbraucht. Will man darüber hinaus herausfinden, welche Geräte nicht effizient arbeiten, ist ein dreiphasiger Stromlogger das ideale Werkzeug. Neben diesen beiden Geräten bietet sich für die Prüfung der Effizienz von Schaltschränken auch die Nutzung von Wärmebildkameras an. Solche Kameras werden oft genutzt, um über thermische Muster Ungleichgewichte in Motoren zu identifizieren. Die Kameras können jedoch auch Erwärmungsmuster an Verbindungen identifizieren, die auf schlechte



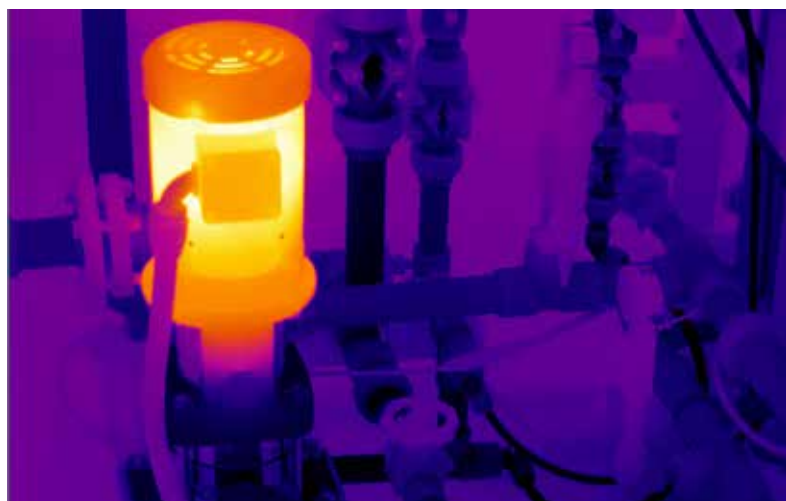
Ausgerüstet mit einigen wenigen Werkzeugen wie einem Stromzangenmessgerät, einem Stromlogger, einer Wärmebild- und einer Akustikkamera, können sich Teams strategisch auf die Suche nach Energieverschwendern im Unternehmen machen.

Kabelverbindungen hinweisen. Wenn eine Komponente nicht normal funktioniert, wird sie als kalt angezeigt, während Komponenten heiß angezeigt werden, die unter übermäßiger Belastung arbeiten. Für eine umfassendere Analyse bietet ein dreiphasiger Netzqualitätsanalysator eine echte Bewertung des Ausmaßes der Energieverluste, indem er den Stromfluss auf einzelnen Leitungen innerhalb eines Schaltschranks analysiert. Diese Netzqualitätsanalysatoren können nicht nur den Neutralstrom messen, sondern verfügen oft auch über einen Energieverlustrechner, der eine hochpräzise Schätzung der Energieeffizienz liefert.

Druckgaslecks mit Akustikkameras sichtbar machen

Doch elektrische Geräte sind nicht die einzigen Schuldigen, die Energie verschwenden. Einer der größten Bereiche der Energieverschwendung in industriellen Umgebungen sind nicht notwendigerweise elektrische Geräte, sondern undichte Druckluftsysteme. Eine durchschnittliche Anlage verliert etwa 30 Prozent der von ihr erzeugten Druckluft. Zwar sind Lecks unvermeidlich und lassen sich nie vollständig beseitigen, aber die Möglichkeit, die meisten davon durch regelmäßige Wartung zu identifizieren und zu beheben, bietet eine der größten Chancen für Energieeinsparungen. Durch den Betrieb eines Luftkompressors mit maximaler Effizienz könnte sein Energieverbrauch beispielsweise um bis zu 40 Prozent gesenkt werden.

Druckgaslecks sind mit bloßem Auge unsichtbar und in lauten Werkhallen kaum hörbar – doch eine einfache Akustikkamera kann sie sichtbar machen. Ein solches Gerät ermöglicht die schnelle und sichere visuelle Erkennung von Druckgaslecks, so dass der Techniker nicht nur die Ursachen identifizieren, sondern



Wärmebildkameras können Komponenten aufspüren, die unter übermäßiger Belastung arbeiten.

auch deren Größe vergleichen und so Prioritäten für Reparaturen setzen kann. Fortgeschrittenere Modelle können sogar berechnen, wie viel Strom pro Jahr durch ein bestimmtes Leck verloren geht. Akustikkameras sind zwar teurer als Wärmebildkameras, bieten aber das Potenzial für größere Einsparungen.

Wartung zu einer festen Einrichtung machen

Der erste Schritt, um gegen Energieverschwendung vorzugehen, ist der Entschluss eine aktive Wartungsstrategie zu etablieren. Ausgerüstet mit einigen wenigen Werkzeugen wie einem Stromzangenmessgerät, einem Stromlogger, einer Wärmebild- und einer Akustikkamera, können sich Teams strategisch auf die Suche nach Energieverschwendern im Unternehmen machen. Diese Geräte sind weder komplex noch teuer und amortisieren sich in sehr kurzer Zeit allein schon durch Stromeinsparungen. Die Wartungsstrategie verlängert auch die Lebensdauer von Anlagen, wodurch Geld gespart wird und gleichzeitig die Anlagen mit der höchstmöglichen Effizienz betrieben werden können.

Fazit: Energieverschwendung mit proaktiver Wartungsstrategie senken

Es ist unwahrscheinlich, dass Strompreise in naher Zukunft günstiger werden. Um kurz- und mittelfristig international wettbewerbsfähig zu bleiben, müssen Unternehmen effizienter arbeiten. Eine aktive Wartungsstrategie für industrielle Geräte hat jede Menge Potenzial, den Energieverbrauch in Unternehmen zu senken. Mit einer durchdachten Strategie und einigen grundlegenden Werkzeugen können Techniker und Ingenieure ihre Unternehmen mit relativ einfachen Methoden und geringen Investitionen effizienter, nachhaltiger und kostengünstiger machen.

Standards, Interoperabilität und Sicherheit in der EV Ladeinfrastruktur

LADEN OHNE GRENZEN – ABER NICHT OHNE NORMEN

Viele Ladeprojekte scheitern – nicht an der Technik, sondern an fehlender Systemplanung und mangelnder Interoperabilität. Warum Normung, intelligentes Lademanagement und Interoperabilität über erfolgreiche Rollouts entscheiden und was Entscheider über IEC-, UL- und CSA-Normen wissen müssen.

TEXT: Joseph Bablo, UL Solutions BILDER: iStock: MikeMareen, LPETTET, piranka

Die globale Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen (EVs) hat in den letzten zwei Jahrzehnten deutlich zugenommen – getrieben durch Dekarbonisierungsvorgaben, technologische Reifegrade und den Ausbau der Ladeinfrastruktur. Mit zunehmender Marktreife verschiebt sich der Fokus inzwischen jedoch deutlich: Weg vom einzelnen Ladepunkt hin zu skalierbaren, interoperablen und langfristig betriebssicheren Gesamtsystemen, wie sie beispielsweise in gemischten Ladeparks für Pkw, Transporter und Lkw erforderlich sind.

Wie konduktives Laden heute funktioniert

Das aktuelle Ladeökosystem ist überwiegend durch leitungsgebundenes (konduktives) Laden geprägt, das heißt, die Energieübertragung geschieht über galvanisch gekoppelte, kabelgebundene Verbindungen. Dabei erfolgt die Ladung beim AC-Laden indirekt über die Ladestation (Electric Vehicle Supply Equipment, EVSE), während beim DC-Laden die Batterie direkt geladen wird und durch die höheren Ladeleistungen



Der EV-Steckverbinder ermöglicht schnelles, sicheres und effizientes Laden von Elektrofahrzeugen.

verkürzte Ladezeiten möglich sind. Beide Ladearten erfordern robuste Kommunikationsschnittstellen, wie zum Beispiel für Steuerung und Freigaben, sowie mehrstufige Schutzmaßnahmen, um die elektrische Sicherheit zu gewährleisten. Dies gilt umso mehr, da die fahrzeugseitige Kommunikation nicht als sicherheitsgerichtete Funktion ausgelegt ist.

Relevante Sicherheits- und Leistungsnormen umfassen unter anderem UL-, CSA-, IEC- und EN-Normen. Sie adressieren Gefährdungen wie Übertemperatur und Brand, elektrischen Schlag, Fehlerströme sowie mechanische und thermische Risiken, definieren Anforderungen an EVSE, DC-Ladegeräte, Zubehör und Schutzfunktionen und werden fortlaufend an neue Technologien, Betriebsarten und Installationsszenarien angepasst.

Drei Länder, eine Norm: Nordamerika

Die nordamerikanische Endproduktnorm für EVSE ist ein trinational harmonisiertes Dokument für die USA (UL 2594), Kanada (CSA C22.2 No. 280) und Mexiko (NMX-J-677-ANCE), welches tragbare, bewegliche sowie fest installierte EVSE für private und öffentliche Anwendungen umfasst.

Im IEC-Normenwerk werden diese Produkttypen aktuell durch zwei Dokumente abgedeckt: IEC 61851-1 behandelt tragbare, bewegliche und fest installierte EVSE und legt zudem generische Systemanforderungen fest, die als Basis für DC-Ladegeräte dienen. IEC 62752 gilt für tragbare/bewegliche, kabel-/steckerangeschlossene EVSE mit integrierter Steuer- und Schutzfunktion. „Mode 2“ bezeichnet dabei eine AC-Ausgabe über Kabel/Stecker gemäß IEC 61851-1. Derzeit sind beide normativen Pfade zulässig; die Auswahl der anzuwendenden Norm liegt beim Hersteller. Künftige Revisionen sehen jedoch eine klare Abgrenzung vor: sämtliches Mode-2-Ladeequipment (Kabel/Stecker) wird unter IEC 62752

und Mode-3-Ladeequipment (fest installiert) in IEC 61851-1 zusammengefasst. IEC 61851-1 befindet sich derzeit in umfassender Überarbeitung (2025–2026), eine neue Version wird in Kürze erwartet. Bei UL 2594 gilt derzeit die Version von 2022 mit Aktualisierungen, die seit 2025 gültig sind; zudem erfolgen fortlaufend weitere Überarbeitungen. Eine neue Ausgabe von IEC 62752 wurde im März 2024 veröffentlicht.

Auch im Bereich des DC-Ladens nimmt die Systemkomplexität deutlich zu, zum Beispiel aufgrund der höheren Ladeleistungen beim Schnellladen. Die nordamerikanische Norm für DC-Ladegeräte ist, wie die für EVSE, eine trinational harmonisierte Norm für die USA (UL 2202), Kanada (CSA C22.2 No. 346) und Mexiko (NMX-J-817-ANCE) und deckt alle Arten von externen Ladegeräten mit Gleichstromausgang ab. Die zentrale IEC-Norm ist IEC 61851-23, die in Kombination mit IEC 61851-1 angewendet wird, um alle Aspekte des Gleichstrom-Ladegeräts abzudecken. Ergänzend spezifiziert IEC 61851-24 die digitale Kommunikation zwischen Ladeeinrichtung und Fahrzeug. Die aktuelle Ausgabe beider IEC-Normen wurde im Dezember 2023 veröffentlicht; zudem gelten bereits Aktualisierungen aus dem Jahr 2024, und die Normen werden laufend weiter überarbeitet. Das nordamerikanische Dokument wird derzeit überarbeitet.

Die Schnittstelle entscheidet

Eine zentrale Rolle spielen weiterhin die physischen Schnittstellen zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung. Hierzu zählen unter anderem Fahrzeugsteckverbinder und -anschlüsse sowie EV-Stecker und -Steckdosen. Diese Komponenten bilden die leitungsgebundene Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladeeinrichtung und definieren u. a. Kontaktierung, Verriegelung, Codierung sowie Maß- und Kompatibilitätsanforderungen. Wie bei den Ladegeräten werden diese Komponenten in

Normkonforme Ladesäulen müssen definierte Anforderungen an Stecksysteme, Kommunikation, Schutztechnik und elektrische Sicherheit erfüllen.



Nordamerika durch eine trinationale Norm (UL 2251/CSA C22.2 Nr. 282/NMX-J-678-ANCE) geregelt, die konfigurationsunabhängig ausgelegt ist und damit die derzeit gängigen Zubehörvarianten abdecken kann.

Wie Sicherheitssysteme Ladevorgänge absichern

Beim IEC-Normenwerk ist dies in einer Reihe von IEC-Normen geregelt. Während die IEC 62196-1 die allgemeinen Anforderungen enthält, die gelten, wenn sie nicht durch spezifische Anforderungen in den anderen Teilen abgeändert werden, beinhalten die IEC 62196-2 (AC-Zubehör, Typ 1 und 2) und IEC 62196-3 (DC-Zubehör, CCS1, CCS2 und CHAdeMO) Normenblätter zur Feststellung der Konformität von Wechselstrom- bzw. Gleichstromkonfigurationen. Daher sind nur die in den Teilen 2 und 3 dargestellten Konfigurationen für die Verwendung gemäß den IEC-Normen geeignet. Die Normenreihe IEC 62196 wurde kürzlich aktualisiert; neue Ausgaben wurden 2025 (Teil 1) und 2026 (Teil 3) veröffentlicht. Die nordamerikanischen IEC-Zubehörnormen sind derzeit in Überarbeitung.

Sicherheitssysteme

Schutzsysteme dienen dem Schutz vor Stromschlägen sowie weiteren elektrischen Gefährdungen während des Ladevorgangs, zum Beispiel bei Isolationsfehlern, Fehlerströmen oder Leitungs-/Kontaktfehlern. Sie sind typischerweise ein integraler Bestandteil der EVSE/EV-Ladeeinrichtung und keine eigenständige, austauschbare Komponente. In Nordamerika werden die Schutzanforderungen durch zwei harmonisierte Normen (USA: UL 2231-1 und UL 2231-2) abgedeckt, die sowohl geerdete als auch isolierte Schutzsysteme zulassen. Die Konzepte kombinieren geeignete Schutzgeräte, Überwachungsfunktionen und Isolationsmaßnahmen, um die Personensicherheit unter definierten Fehlerbedingungen sicherzustellen.

Der europäische Weg

Der IEC-Ansatz setzt dagegen stärker auf Fehlerstrom-Schutzeinrichtungen (RCDs). Diese können entweder direkt in die Ladeeinrichtung integriert oder – wie in IEC 61851 und IEC 60364-7-722 gefordert – Bestandteil der Gebäudeinstallation sein. In Europa ist dies gerade für Planer relevant, da Anforderungen aus IEC 60364-7-722 direkten Einfluss auf die Elektroplanung, Schutzkonzepte und Installationskosten haben, zum Beispiel bei älteren Gebäuden, in denen noch keine RCDs im Gebäudeverteiler verbaut sind. Für Anwendungen ohne RCD in der Gebäudeinstallation – etwa für portable oder steckergebundene Anwendungen – wurde zusätzlich IEC 62752 entwickelt. Die Norm definiert spezifische Schutz- und Überwachungsanforderungen für In-Cable Control and Protection Devices (IC-CPDs) und berücksichtigt die besonderen Bedingungen von Mode-2-Ladekonfigurationen.

Was erfolgreiche Ladeinfrastruktur braucht

Die Praxis zeigt heute deutlich, dass erfolgreiche Roll-outs nicht allein mit leistungsfähiger Hardware beginnen. Viele Projekte scheitern weniger an einzelnen Ladepunkten als vielmehr an unzureichender Systemplanung, fehlender Interoperabilität oder mangelnder Skalierbarkeit. Die Sicherheitsanforderungen und Normung müssen sich parallel zur technologischen Entwicklung weiterentwickeln: Belastbare, möglichst harmonisierte Standards sind essenziell, um regulatorische Konformität, Interoperabilität und funktionale Sicherheit zu unterstützen, Risiken zu reduzieren und eine skalierbare, globale Implementierung der EV-Ladeinfrastruktur zu ermöglichen.



The smarter E 2026,
Halle B2, Stand 570



Neue Ladeinfrastruktur für Elektrobusse

Nahverkehr elektrisieren – so geht es

Elektrifizierung ohne Stillstand: Der Busbetriebshof Gaisburg der Stuttgarter Straßenbahnen (SSB) setzt auf eine Megawatt-Netzanbindung, Pantograf-Depotladung und Ladelastmanagement. Omexom hat das Depot im Auftrag von Daimler Buses Solutions ans öffentliche Netz angebunden.

TEXT: Omexom Deutschland BILD: iStock, aapsky

Wie gelingt der Umstieg auf emissionsfreie Busflotten, ohne den Betrieb zu gefährden und eine skalierbare Energieversorgung sicherzustellen? Der im Herbst des vergangenen Jahres errichtete Busbetriebshof Gaisburg der Stuttgarter Straßenbahnen (SSB) zeigt, worauf es ankommt: eine Netzanbindung im Megawattbereich, automatisierte Depotladung per Pantograf, intelligentes Ladelastmanagement und eine Umsetzung, die parallel zum laufenden Betrieb erfolgt.

Depot- und Netzkonzept statt Einmalplanung

Die SSB verfolgt ambitionierte Ziele: Die Innenstadtlinien sollen bis 2027 komplett elektrifiziert werden und der gesamte Busbetrieb bis 2035 emissionsfrei und klimaneutral laufen. Solche Zeitpläne lassen sich nur einhalten, wenn Depot, Netzanschluss, Ladehardware und IT nicht getrennt voneinander

gedacht werden, sondern als Betriebsplattform. Der Busbetriebshof Gaisburg ist deshalb als skalierbares System mit klaren Ausbaupfaden statt einer starren Einmalplanung ausgelegt.

Netzanschluss, Laden und Inbetriebnahme

Gaisburg wurde als Ensemble aus sechs Doppelhallen in modularer Bauweise realisiert. Für die Elektrifizierung ist das mehr als nur Architektur: Die Module erleichtern die schrittweise Bestückung mit Lade- und Kommunikationstechnik, ermöglichen klare Abgrenzungen und unterstützen die Verfügbarkeit sowie die Sicherheitsanforderungen. Im Depotmaßstab wird Strom zur Betriebsressource: Für aktuell 37 Ladepunkte sind rund vier Megawatt Anschlussleistung vorgesehen. Im Auftrag von Daimler Buses Solutions übernahm Omexom in Deutschland die Anbindung an das öffentliche Stromnetz und



errichtete eine eigene Netzstation auf dem Gelände. Damit lassen sich hohe Ladeleistungen dort bereitstellen, wo sie gebraucht werden – insbesondere in den typischen Ladefenstern zwischen den Umläufen.

Entscheidend ist die Integration von Energie- und Kommunikationsebene: In Gaisburg wird per Pantograf („Pantodown“) geladen. Dabei senkt sich ein Metallgestänge von der Hallendecke auf das Busdach, wo sich wiederum Ladkontakte befinden. Ladegleichrichter wandeln Wechselspannung in Gleichspannung um und Depotboxen steuern die Pantografen. Die Mercedes-Benz eCitaro-Busse kommunizieren unter anderem über WLAN mit der Infrastruktur. Sobald der Bus eingeparkt ist, geht er in den Empfangsmodus über und stellt die WLAN-Verbindung her.

Am Standort Stuttgart-Möhringen wurde zusätzlich eine Ladeanlage mit 28 Ladepunkten realisiert. In Gaisburg ist perspektivisch der Ausbau auf bis zu 100 Ladepunkte vorgesehen. Ein Lademanagementsystem verteilt die verfügbare Leistung bedarfsgerecht, streckt die Ladefenster bei Bedarf und reduziert Lastspitzen. Dadurch werden Netzanschluss und Betrieb entlastet und die Batterien geschont.

Ein kritischer Erfolgsfaktor war die Bauphasenlogik: Die Ladeinfrastruktur wurde parallel zum Hallenbau installiert und schrittweise in Betrieb genommen. Omexom übernahm

für den Generalunternehmer Daimler Buses Solutions die Aufgaben vom Genehmigungsverfahren über die Auswahl der richtigen Komponenten bis hin zur Installation und Abnahme.

Leitfaden aus der Praxis

Neben der Ladeinfrastruktur hat Omexom auch voll digitalisierte Energieversorgungsanlagen im Mittel- und Niederspannungsbereich errichtet. Diese sind für zukünftige Leistungssteigerungen vorbereitet und mit moderner Schutz- und Fernwirktechnik ausgestattet. Für das sichere Einbringen der schweren Schaltanlagen kam ein Raupentransporter zum Einsatz. Damit konnten Schaltfelder bis 600 kg kontrolliert umgesetzt und in die Stationen eingefahren werden – ein messbarer Gewinn für die Sicherheit und die Baustellentaktung. Dadurch wird die Depotladung als Gesamtsystem greifbar: Erst das Zusammenspiel aus Netzanschluss, Energieverteilung, Pantograf-Technik, Kommunikation und Lastmanagement macht die Ladeinfrastruktur zur belastbaren Depotplattform. Werden diese Bausteine abgestimmt geplant und in Betrieb genommen, lassen sich Ausbaupfade robuster und schneller realisieren. Idealerweise begleitet ein verantwortlicher Dienstleister wie Omexom diesen Prozess und übernimmt die Schnittstellen.



The smarter E 2026,
Halle B5, Stand 330

Solarzelle trifft Batterie – Wasserstoff auf Knopfdruck

SONNENENERGIE AUF VORRAT

Wasserstoff „on demand“: Das bietet ein neues Material, welches Energie aus Sonnenlicht speichert und noch Tage später in Wasserstoff umwandelt – und das auch bei Dunkelheit.

TEXT: Uni Jena BILD: Elvira Eberhardt/Uni Ulm

Grüner Wasserstoff ist einer der wichtigsten Pfeiler der Energiewende. Er wird mithilfe photokatalytischer Verfahren aus Sonnenlicht hergestellt. Zwar gibt es mittlerweile eine Vielzahl an Technologien zur Umwandlung und Speicherung von Solarenergie in chemische Energie. Doch nun ist es erstmals gelungen, ein Material zu entwickeln, das die Energie des Sonnenlichts über mehrere Tage speichern und schließlich „auf Knopfdruck“ in Form von Wasserstoff abgeben kann. „Man kann sich das wie eine Kombination aus Solarzelle und Batterie auf molekularer Ebene vorstellen“, erklärt Prof. Dr. Sven Rau von der Universität Ulm.

Als Material zur temporären Energie- beziehungsweise Elektronenspeicherung wird ein wasserlösliches, redoxaktives Copolymer eingesetzt. Copolymere sind Makromoleküle, die aus unterschiedlichen organischen Bausteinen bestehen. Sie bilden ein stabiles Gerüst und wurden mit funktionellen Einheiten ausgerüstet, die bestimmte chemisch-physikalische Eigenschaften mitbringen – in diesem Fall eine starke Redox-Aktivität. Die Forscherinnen und Forscher aus den Universitäten Ulm und Jena sind fest davon überzeugt, dass sich solche Methoden auch für energieintensive industrielle Prozesse nutzen lassen, um Wasserstoff nach Bedarf zu erzeugen.

INDUSTRY.FORWARD SUMMIT

DIE ZUKUNFTSKONFERENZ
DER INDUSTRIE

01. + 02.07.2026
Berlin | Spreespeicher

Starke Stimmen & geballtes Know-how aus der Industrie

Philipp Steinberger
Wöhner

Steffen Winkler
Bosch Rexroth

Martin Bergmann
Octave

Markus Himpele
Burckhardt
Compression

Daniel Hug
Waldmann

Henrik Schunk
SCHUNK

Dr. Wilhelm
Nehring
Pepperl+Fuchs

Prof. Dr.
Peter R.
Neumann
King's
College
London

Prof. Dr.
Julia Arlinghaus
Universität St. Gallen

Hubertus
Breier
Lapp

Thomas
Böck
Festo

Dr. Irene Bader
DMG MORI

Dr. Sebastian Durst
Weidmüller

Martin Jauss
Würth Group

Jörg Scheer
HARTING

Dr. Peter Selders
Endress+Hauser

Frank Possel-Dölken
Phoenix Contact

Oberst i.G. Matthias Puschnig
Bundesministerium
der Verteidigung



INDUSTRY.forward SUMMIT 2026 – Die Zukunftskonferenz der Industrie

industry-forward.com/summit – Jetzt anmelden & mitdiskutieren. Wir freuen uns auf Sie!

PARTNERED BY



Verbund

Aus eigener Kraft.

Aus der Natur. In die Vermarktung.

Energie, direkt aus der Natur.

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