

energy_{4.0}
ENERGIETECHNIK. DIGITAL.

QUARTERLY



GRÜNES GAS

KLIMASCHUTZPOTENZIALE
IM ENERGIEMIX

POST-EEG

Welche Chancen und Risiken
das Förderungsende birgt Seite 16

ENERGIEEFFIZIENT & NACHHALTIG

Wie der Supermarkt der Zukunft
aussehen kann Seite 40

DYNAMISCHE NETZPLANUNG

Wie Smart-Meter- und Geodaten neue
Möglichkeiten eröffnen Seite 46



Einfache Einrichtung sowie zuverlässige Fernsteuerung und -überwachung

SlimLine XR

Detaillierte Energiemessung und -überwachung

Lasttrennschalter schützen elektrische Anlagen und Netze. Der SlimLine XR Lasttrennschalter ist optimal für Energiemanagementsysteme zur Analyse, Optimierung und Steuerung des Energieverbrauchs in modernen Gewerbe- und Industriegebäuden. Durch die intelligente Schaltleiste (ITS) lassen sich auch Fernüberwachung und -betrieb mit der BUS-Kommunikation realisieren. Somit können Sie Echtzeitdaten von gemessenem Strom, Spannung, Temperatur, Leistung, Energie, Schalterstellung und Status der Sicherungen jederzeit und überall überprüft werden. Die Installation ist noch einfacher und spart mehr Zeit als je zuvor.

abb.de/niederspannung

ABB



Anna Gampenrieder, Energy 4.0: Strombasierte Energieträger gelten in der Klimaschutzdebatte als Allzweckwaffe, um erneuerbare Energien auch in den Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude zu verankern. Kritik an dieser Annahme wurde kürzlich, in Form eines Impulspapiers des Öko-Instituts im Auftrag des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), geäußert. Demnach ist die Power-to-X-Technologie nicht per se klimafreundlich und hat unter Umständen sogar negative Folgen für Umwelt und Klima. Vor allem wird auf den Mehrbedarf an Grünstrom hingewiesen, der sich durch bestehende regenera-

tive Erzeugungsanlagen auf keinen Fall decken lasse. Herr Fellermann, deshalb an Sie die Frage:

WERDEN DIE POTENZIALE VON POWER-TO-X ÜBERSCHÄTZT?

Arne Fellermann, Leitung Verkehrspolitik, BUND:

„Power-to-X (PtX)-Anwendungen, also die elektrochemische Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Quellen in stoffliche Ressourcen, können einen wichtigen Beitrag dabei leisten, unser Wirtschaftssystem möglichst rasch zu dekarbonisieren. Sie sind aber auch kein Allheilmittel. Die Gefahr, dass durch PtX-Technologien negative Umwelt- und Klimafolgen entstehen können, besteht und darf nicht verkannt werden. Um diese zu verhindern, müssen wichtige Grundvoraussetzungen erfüllt werden.“



Zunächst muss der benötigte Strom vollständig aus zusätzlichen erneuerbaren Energien gewonnen werden. Andernfalls kann die Herstellung von PtX-Stoffen sogar zu mehr Emissionen führen, als die Nutzung der fossilen Äquivalente. Weiter darf eine Nutzung von CO₂ unter keinen Umständen zu einer Verlangsamung der Treibhausgasreduktion führen. Daher muss der Einsatz in Anwendungen mit wenig alternativen Klimaschutzoptionen priorisiert werden. Im besten Fall wird aus der Luft abgeschiedenes CO₂ verwendet.

Außerdem ergeben sich große Konfliktpotenziale hinsichtlich Flächenverfügbarkeit, Naturverträglichkeit und Akzeptanz bei der großmaßstäblichen Umsetzung von PtX-Technologien sowie auch für den nötigen Erneuerbaren-Ausbau.

Um einen positiven gesellschaftlichen und ökologischen Mehrwert von PtX-Stoffen sicherzustellen, sind daher die Rahmenbedingungen entsprechend zu setzen und Leitplanken einzuziehen. Zudem sollte nicht darüber hinwegtäuscht werden, dass die Vermeidung sowie Reduktion von Ressourcen- und Endenergieverbräuchen zur Priorität werden muss. Andernfalls sind die Energiebedarfe zu hoch, um auf nachhaltige erneuerbare Energien umgestellt zu werden.“



INHALT

AUFTAKT

- 06** Wie erstmals solares Kerosin produziert wurde

TITELSTORY

- 08** Klimaschutzpotenziale im Energiemix nutzen
- 10** Interview: Über die Digitalisierungsstrategie von Uniper

FOKUS: WIND

- 12** Das große Potenzial von Kleinwindanlagen
- 16** Umfrage: Post-EEG – Fluch oder Segen?
- 18** Wie marktbasierende Flexibilitätsplattformen Kosten senken
- 21** Optionen für Alt- und Neuanlagen nach der EEG-Förderung
- 22** Die Highlights der Husum Wind
- 24** Vollversorgung aus einhundert Prozent erneuerbaren Energien
- 27** Neues Gesetz: Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung von WEA
- 28** Die Stromqualität durchgängig im Blick behalten

RUBRIKEN

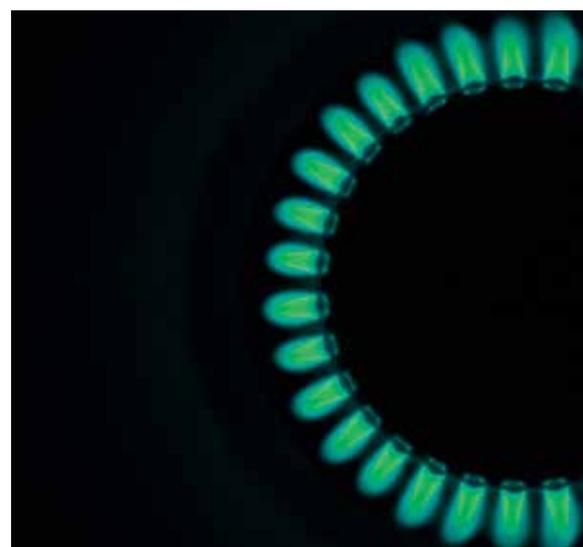
- 03** Editorial
- 42** Impressum & Firmenverzeichnis
- 66** Die Zahl

FOKUS WIND

08

TITELSTORY

Grünes Gas für die Energiewende



46

DYNAMISCHE NETZPLANUNG

Neue Möglichkeiten in der Praxis richtig ausschöpfen



16

UMFRAGE

Was nach der EEG-Förderung
kommen wird



36

SALZWASSERSPEICHER

Eine Alternative zu
Lithium-Ionen-Batterien



INTELLIGENTE ENERGIEERZEUGUNG

- 30 Neuer BHKW-Brennstoff
- 34 Kraft-Wärme-Kopplung
in der Praxis

ENERGIESPEICHER

- 36 Alternative zu Lithium-
Ionen-Batterien

GREEN PRODUCTION

- 40 Supermarkt der Zukunft
- 44 Umfrage: Zero-Emission-
Fabrik gleich Wunschtraum?

DIGITALISIERUNG & VERNETZUNG

- 46 Neue Möglichkeiten der
dynamischen Netzplanung
- 48 Smart Metering in der
Leistungsmessung
- 52 Die sehr wichtige Rolle der
CLS-Schnittstelle

SMART GRIDS

- 57 Vermarktung von Grünstrom
- 60 Sektorenübergreifende
Industrieanlagen
- 64 Verdrahtungsaufwand mit
Klemmleisten reduzieren



USE BAELZ AND STAY COOL



**Energiesparende
Komponenten
und Systeme für**

**Wärmeübertragung
Wärmeverteilung
Trinkwassererwärmung
Kaltwassererzeugung**



www.baelz.de

ERSTMALS SOLARES KEROSIN PRODUZIERT

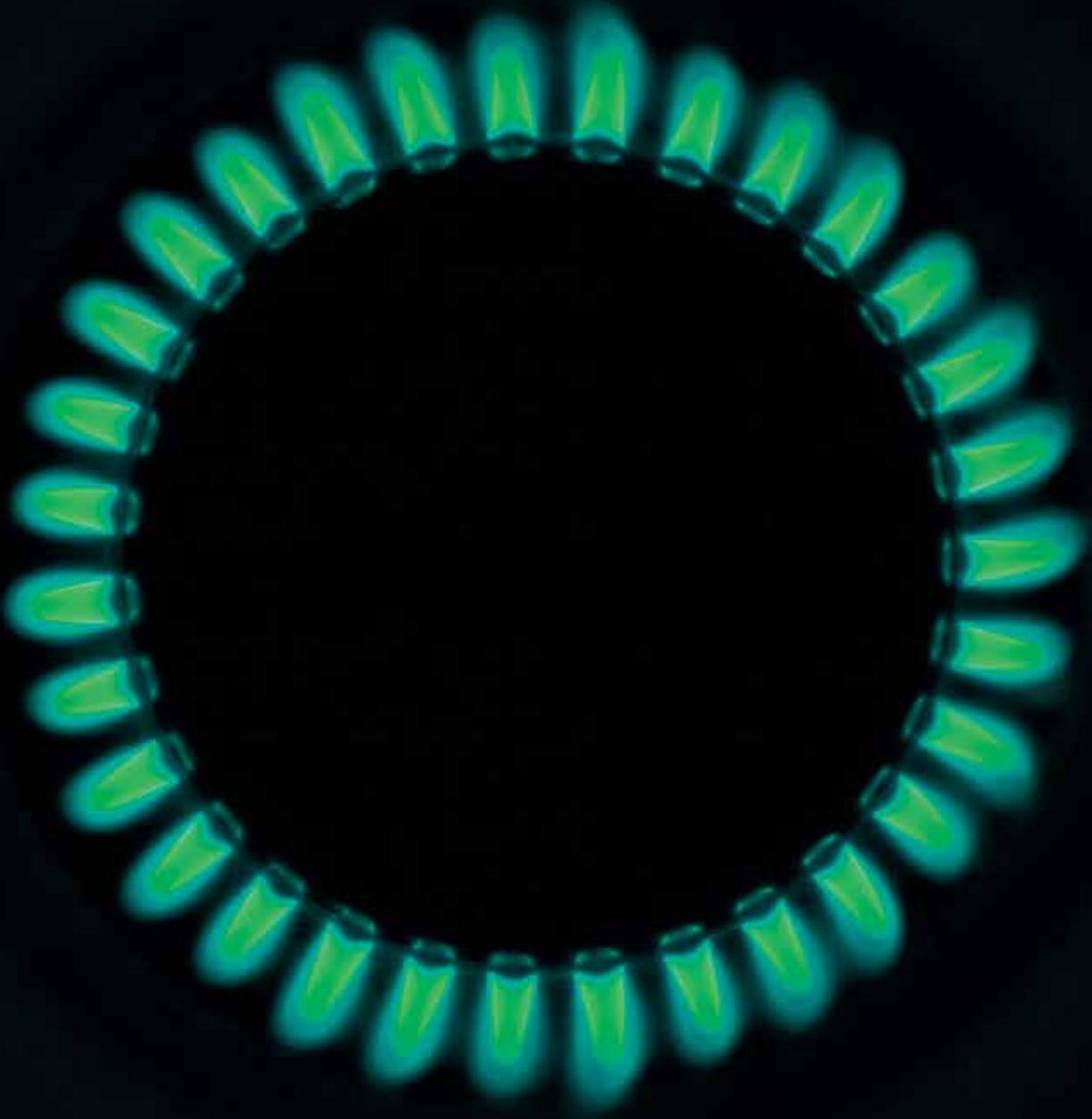
Mit der Solaranlage Sun-to-Liquid in Móstoles bei Madrid lässt sich erstmals solares Kerosin, aus Sonnenlicht, Wasser und CO₂, herstellen.

TEXT: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) BILD: iStock, chinaface





Die Umstellung von fossilen auf erneuerbaren Kraftstoff ist eine der wichtigsten Herausforderungen der Zukunft. Das Projekt Sun-to-Liquid stellt sich dieser, indem es die Produktion von erneuerbarem Kerosin aus Wasser und CO₂ durch konzentriertes Sonnenlicht ermöglicht und so erstmals solares Kerosin hergestellt. Die Sun-to-Liquid-Reaktortechnologie und die integrierte chemische Anlage wurden unter den typischen Bedingungen für eine industrielle Kraftstoffproduktion validiert. Die Demonstration der Technologie könnte große Auswirkung auf den Transportsektor haben. Im Vorgänger-Projekt Solar-Jet entwickelten Forscher diese und produzierten erstmals solares Kerosin unter Laborbedingungen. Sun-to-Liquid brachte die Technologie auf die nächste Entwicklungsstufe und testete sie unter realen Bedingungen an einem Solarturm. Dafür wurde eine einzigartige Solaranlage errichtet. Ein der Sonne folgendes Heliostatenfeld konzentriert das Sonnenlicht um den Faktor 2.500. Das entspricht der dreifachen Konzentration im Vergleich zu herkömmlichen Solaranlagen, die derzeit zur Energiegewinnung eingesetzt werden. Die sehr hohe solare Strahlungsintensität, die durch Flussdichte-Messungen des DLR bestätigt wurde, ermöglicht es, in einem solaren Reaktor Temperaturen von über 1.500 Grad Celsius zu erreichen. Der Reaktor produziert aus Wasser und CO₂, durch eine thermochemische Redoxreaktion, ein sogenanntes Synthesegas - eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid. Eine spezielle Fischer-Tropsch-Anlage, wandelt dieses Synthesegas dann vor Ort in Kerosin um.



Klimaschutzpotenziale im Energiemix

Grünes Gas für die Energiewende

Nicht nur erneuerbare Energien auch der Switch von Kohle auf Erdgas wirkt sich positiv auf die CO₂-Emissionen aus. Bei Uniper will man diesen Weg konsequent gehen und setzt dabei zunehmend auf die Erzeugung grüner Gase. Im Vertrieb schlägt sich dies ebenso wie die Digitalstrategie nieder.

TEXT: Michael Nallinger, Energy 4.0 BILDER: Uniper; iStock, bymuratdeniz

Welche Potenziale im Switch von Kohle auf Erdgas in der Stromerzeugung liegen, ließ sich sehr gut im Juni beobachten. Laut einer Analyse des Fraunhofer ISE emittierten die deutschen konventionellen Kraftwerke 33 Prozent weniger CO₂ als im Vorjahresmonat. Verantwortlich für den Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Gas war eine Kombination aus erhöhten Kosten für CO₂-Zertifikatspreise, niedrigeren Börsenstrompreisen – unter anderem aufgrund hoher Anteile erneuerbaren Stroms – sowie niedrigen Gaspreisen. Unter diesen Bedingungen wurde die Stromerzeugung aus Braunkohle sehr schnell unwirtschaftlich. Konkret sank im Juni die Nettostromerzeugung aus Braunkohle um 38 Prozent auf 7 TWh und die aus Steinkohle um 41 Prozent auf 2,6 TWh. Dagegen steigerten Gaskraftwerke ihre Produktion aufgrund der geringeren Brennstoff- und Zertifikatskosten um 62 Prozent auf 3,7 TWh.

Ersatz von Kohle durch Erdgas

Damit darf sich der Geschäftsführer von Uniper Energy Sales, Gundolf Schweppe, bestätigt fühlen, wenn er sagt: „Kein anderer Energieträger wie Erdgas senkt kurzfristig so viel CO₂ pro Euro wie der Ersatz von Kohle durch Erdgas. Gaskraftwerke produzieren dreimal mehr Energie pro emittierter Tonne CO₂ als Braunkohlekraftwerke.“

Erhebliches Potenzial sieht Schweppe auch im Wärmemarkt, wo mit der Umrüstung auf effiziente Brennwertkessel schnell und sozialverträglich CO₂ eingespart werden könnte. Und Erdgas sei in der Lage, anders als andere konventionelle Energieträger, einen grünen Entwicklungspfad zu gehen. Dabei hat er neben Biogas insbesondere Power-to-Gas (PtG) im Blick – als aktuell einzige langfristige Speicheroption für Wind- und Sonnenenergie.

Vorzeigeprojekte für Grünes Gas

Uniper selbst engagiert sich in verschiedenen Vorzeigeprojekten. So hat man bereits 2013 im brandenburgischen Falkenhagen die nach eigenen Angaben international erste Demonstrationsanlage zur Speicherung von Windstrom im Erdgasnetz errichtet. Die PtG-Anlage mit einer Leistung von zwei MW erzeugt mittels alkalischer Elektrolyse bis zu 360 Nm³/h. Im Mai 2018 ging eine zusätzliche Methanisierungsstufe in Betrieb. Dabei wird der grüne Wasserstoff mit CO₂ aus einer Bio-Ethanol-Anlage zu synthetischem Erdgas umgewandelt. Die Anlage produziert mittlerweile pro Tag bis zu 1.400 m³ an grünem Gas.

Seit kurzem testet Uniper die Proton Exchange Membrane (PEM)-Elektrolyse in einer weiteren PtG-Anlage in Hamburg-Reitbrook. Partner des Projekts mit einer Erzeugungskapazität von 290 Nm³/h grünem Wasserstoff sind Thyssenkrupp Industrial Solutions, der Verband DVGW und das Karlsruher KIT. Im Vergleich zu herkömmlichen Elektrolyseuren sind hier die Energieverluste geringer: Der Wirkungsgrad der PEM-Anlage liegt bei 70 Prozent. Zudem weist der erzeugte Wasserstoff einen höheren Reinheitsgrad auf, sodass die sonst häufig notwendige aufwändige Reinigung entfällt.

Und auch beim Fuel-Switch macht man Nägel mit Köpfen. So werden am Kraftwerk Scholven bei Gelsenkirchen die steinkohlegefeuerten Energieerzeugungsanlagen in der Zukunft durch erdgasbefeuerte ersetzt. Damit verringern sich die CO₂-Emissionen um 40 Prozent. Langfristig könnte das Kraftwerk zudem mittels grünem Gas aus PtG-Anlagen oder Bioerdgas immer klimafreundlicher betreiben werden. Die Arbeiten zum Bau der GuD-Anlage mit zwei Gasturbinen und einem Dampfkessel wer-



Interview mit Gundolf Schweppe, Uniper Energy Sales

„Digitale Lösungen und persönliche Beratung Hand in Hand“

Der Geschäftsführer von Uniper Energy Sales, Gundolf Schweppe, erläutert die Digitalisierungsstrategie des Unternehmens und die Angebote der Uniper Market Solutions für den Bereich Portfolio-Management.

DAS INTERVIEW FÜHRTE: Michael Nallinger, Energy 4.0 **BILD:** Christoph Buenten

Welche Möglichkeiten bietet die Digitalisierung in der Energiebranche?

Gerade im Bereich der Standardprozesse hat die Digitalisierung – wie auch in vielen anderen Branchen – große Potentiale, um Prozesse effizienter und zeitsparender zu gestalten. Wir sind aber überzeugt, dass gerade bei komplexen Fragestellungen weiter persönliche Ansprechpartner gefragt sind. Diese können wir jedoch mit digitalen Lösungen – etwa mit umfangreichen Datenanalysen – bestmöglich unterstützen und somit eine noch bessere Beratung anbieten. Digitale Lösungen und die Betreuung durch persönliche Ansprechpartner müssen unserer Meinung nach Hand in Hand gehen.

Welche Rolle spielen dann noch Key Account Manager in einer digitalisierten Energiewelt?

Rein digital wird die Zukunft der Energiebeschaffung mit Sicherheit nicht. Digitale Lösungen können die klassischen Kanäle nicht komplett ersetzen, da die Anforderungen der Kunden, des Marktes und auch des Gesetzgebers immer komplexer werden. Hier lohnt sich eine Digitalisierung aus Kostengründen oft schlicht nicht und der Faktor Erfahrung ist nach wie vor einfach nicht zu unterschätzen. Zudem wünschen sich viele Kunden weiterhin die persönliche Beratung eines Key Account Managers, um sicher durch den „energiewirtschaftlichen Dschungel“ begleitet zu werden.

Wie gehen Sie auf diese Anforderungen ein?

Wir setzen auf Hybrid-Lösungen zwischen digitalen und klassischen Kanälen, die nahtlos miteinander agieren. Der Kunde soll und kann selbst wählen, zu welchem Zeitpunkt er lieber auf digitalen Kanälen unterwegs ist oder die persönliche Betreuung durch unser Key Account-Team vorzieht.

Auch die Nachfrage im Bereich Portfolio-Management steigt. Was steckt hinter dem Angebot Uniper Market Solutions (UMS)?

Unser eigenständiges Beratungsunternehmen verfügt über ein exzellentes Verständnis der europäischen Energiemärkte und langjährige Erfahrungen im Portfolio- und Risikomanagement. Außerdem bieten wir regelmäßige Preis-Alerts, tägliche Portfolioberatung, Prognosen für lokale und globale Energiemärkte, Risiko- und Strategieworkshops und tiefgreifende Marktanalysen. Um dem immer komplexer und dynamischer werdenden Energiemarkt zu begegnen, bieten wir mit der neu entwickelten UMS-App einen mobilen Zugang zu allen relevanten Energiemarktinformationen. Damit können Nutzer Marktberichte, Preise, Trendeinschätzungen und den aktuellen Stand ihres Portfolios abrufen oder sich mit Webinaren einen tieferen Einblick in die Märkte verschaffen. □

Bereits seit 2013 speichert die PtG-Anlage im brandenburgischen Falkenhagen Windstrom im Erdgasnetz.



den voraussichtlich bis 2022 abgeschlossen sein. Dabei reduziert die Umstellung auf Gas nicht nur deutlich die CO₂-Emissionen, sondern auch den Lärm, da das Gas künftig per Pipeline angeliefert wird.

Zudem hat Uniper vom Übertragungsnetzbetreiber Tennet den Zuschlag zum Bau eines 300-MW-Gaskraftwerks in Irsching bei Ingolstadt erhalten. Die Anlage wird von Uniper gebaut und betrieben und soll ab dem 1. Oktober 2022 in besonderen Notsituationen als „Sicherheitspuffer“ in der Stromversorgung bereitstehen. Als sogenanntes „besonderes netztechnisches Betriebsmittel“ wird sie nicht dem Markt zur Verfügung stehen, sondern kurzfristig einspringen, wenn die Systemsicherheit gefährdet ist.

Grüne Energieprodukte

Geschäftsführer Schweppe ist sich sicher: „Im zweigeteilten Energiemarkt braucht es Unternehmen wie Uniper, die die Aufrechterhaltung einer stabilen Versorgung garantieren.“ Dabei geht man bei Uniper Energy Sales auch in der Energiebeschaffung neue Wege. Der dominierende Trend sind laut Schweppe grüne Energieprodukte. So habe man 2018 erstmals zehn Millionen Herkunftsnachweise (HKN) aus Wasserkraft verkauft – doppelt so viele wie im Vorjahr. Auch die Nachfrage nach Biogas zeigt laut Schweppe, dass das Thema Klimaschutz verstärkt in deutschen Unternehmen angekommen ist. Allein Uniper Energy Sales lieferte 2018 rund 900 GWh Biomethan an Industrieunternehmen und Stadtwerke. Der Vorteil so Schweppe: „Die Unternehmen sparen nicht nur CO₂ sondern auch Kosten, denn sie müssen weniger CO₂-Zertifikate erwerben.“ Zudem erfüllten sie die Anforderungen aus den eigenen Nachhaltigkeitsstrategien, ohne dass sie dafür in teure neue Technologien investieren müssten. Der Geschäftsführer ist überzeugt: „Die Nachfrage nach grünem Gas wird weiter zunehmen und ist klar Teil der Lösung für das Gelingen der Energiewende.“

Digitalstrategie im Vertrieb

Doch auch bei der Digitalisierung geht man bei Uniper neue Wege (siehe Interview). Schweppe verweist hier auf eine von Uniper selbst in Auftrag gegebene Studie. Danach sind digitale Kanäle – Einkauf per E-Mail oder via digitalem Beschaffungsportal – die von Energieeinkäufern aus der Industrie mit rund 62 Prozent bereits am häufigsten genutzte Option – Tendenz steigend. Die Erwartung liegt hier vorrangig in der Kostenersparnis. „Wir verfolgen das Anliegen, den Beschaffungsprozess für Einkäufer immer weiter zu optimieren und setzen uns daher intensiv mit den Herausforderungen der Digitalisierung auseinander“, berichtet der Geschäftsführer. Hier stehe insbesondere die Vereinfachung von Prozessen im Vordergrund: „Digitale Kanäle müssen aktuell und interaktiv sein und Beschaffungsprozesse beschleunigen“, skizziert er die Anforderungen.

Die Lösungen

Konkret bietet Uniper in diesem Bereich aktuell drei digitale Lösungen an: Uniper Digital, Uniper Direkt und Energiepreis-Online. Die Online-Plattform Uniper Digital ermöglicht es EVU und Industriekunden, zum einen ihren Energiebezug zu verwalten und zum anderen Energieeinkauf und -handel zu koordinieren. Mit Uniper Direkt hat man einen der ersten Energie-Onlineshops für Industrie und Mittelstand entwickelt, mit dessen Hilfe auch RLM-Kunden ihre Energie online beschaffen können. Dieses Modell stellt Uniper als volldigitalisierten Whitelabel-Vertriebskanal unter dem Namen Energiepreis-Online seit einiger Zeit auch Stadtwerken und Energieversorgern zur Verfügung. Schweppe verweist hier auf die Vorreiterrolle seines Arbeitgebers: „Mittlerweile folgen weitere Energieunternehmen unserem Beispiel und bringen vergleichbare Plattformen auf den Markt. Damit holt der B2B-Sektor nach, was im B2C-Geschäft bereits seit Jahren Verwendung findet.“ □

Chancen von Kleinwindkraftanlagen

Die Großen unter den Kleinen

In jüngster Vergangenheit tun sich immer mehr Anlagenhersteller im Kleinwindbereich in der Größenklasse von 100 bis 749 kW auf. Dabei entstehen völlig neue Möglichkeiten abseits des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, aber mit reichlich Potenzial für die Kombination mit PV.

TEXT: Julia Gräfin Arco-Valley, b.ventus BILDER: b.ventus; iStock, Blue Planet Studio

Der Hintergrund für die Obergrenze ist, dass Betreiber von Windkraftanlagen ab 750 kW an Ausschreibungen teilnehmen müssen. Das von den namhaften Herstellern eher stiefmütterlich behandelte Segment von 100 bis 749 kW bildet eine neue Chance im Bereich der Eigenversorgung von gewerblichen, industriellen, landwirtschaftlichen oder kommunalen Betrieben und bietet eine optimale Kombination mit anderen Technologien insbesondere der Photovoltaik. Somit werden völlig neue Perspektiven

aufgezeigt, nicht nur im Sinne der Energieautarkie, sondern auch in der Wirtschaftlichkeit.

Die Besonderheit dieser Anlagen ist, dass sie nicht zum „Abschöpfen“ der EEG-Subventionen konzipiert wurden, sondern, um den Eigenverbrauch der potenziellen Kunden zu erhöhen; und hierin liegt auch bereits der Business Case. Der produzierte Strom der Anlagen ist günstiger als der „eingekaufte“. Teilweise werden sehr hohe Eigenverbrauchsquo-

ten erreicht, so bei der jüngst in Steinfeld bei Schleswig errichteten 250-kW-Anlage der Firma b.ventus, einem Spin-off aus dem E.on-Konzern. In diesem Fall hat der Kunde einen Eigenverbrauch für seinen großen landwirtschaftlichen Betrieb von rund 70 Prozent und erhält damit eine sehr gute Rendite im sechsstelligen Bereich. Die Parameter, die vor allen Dingen die Wirtschaftlichkeit bestimmen, sind die derzeitigen und zukünftigen Bezugspreise der Kunden, die Windverhältnisse und der Eigenverbrauch.



SCHUTZ!



HUSUM Wind
Halle 3, Stand C30
10. - 13. September 2019

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

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

FRIZLEN Leistungswiderstände

- Belastbar
- Zuverlässig
- Made in Germany

+100 JAHRE DYNAMIK DURCH WIDERSTAND

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

Günstig für Schwachwind

So zeichnet sich beispielsweise die oben genannte b.ventus-Anlage mit einer Gesamthöhe von 50 m und einer Nabenhöhe von 28,3 m dadurch aus, dass das Windrad bereits bei sehr schwachen Windverhältnissen (2,5 m/s) anläuft. Außerdem ist der Rotor mit einem Durchmesser von 42,5 m im Verhältnis zur installierten Leistung groß. Damit ist die Anlage für besonders schwache Binnenlandwindverhältnisse bestens geeignet.

Zusätzlich haben die beiden Gründer darauf geachtet, viele Punkte, die bei Windenergie häufig als negativ angesehen wurden, zu vermeiden. So zum Beispiel auch die Tatsache, dass der Dreiflügler mit einer Leistung von 250 kW getriebelos mit einem Direktantrieb betrieben wird. Dadurch ist er nicht nur extrem leise, sondern auch wartungsarm.

Durch die hohe Effizienz amortisiert sich die Anlage mit einer Lebensdauer von mindestens 20 Jahren bereits innerhalb



Die 250-kW-Windturbine hat eine Nabenhöhe von gut 28 m und eine Gesamthöhe von 50 m.

von sechs bis zehn Jahren. Auch der Platzbedarf orientiert sich an den Kundenbedürfnissen: Mit nur 8 m Durchmesser für das Fundament benötigt die Anlage kaum Grundfläche.

Qualität durch Seilbahnbauer Leitner

Da den Gründern besonders Sicherheit, Qualität und die Zuverlässigkeit bezüglich Ersatzteilen und Wartung am Herzen lag, haben sie sich als Produzenten und Mitinvestor die Unternehmensgruppe Leitner ausgesucht, die man primär aus ihrem über 150 Jahre andauernden Geschäft der Seilbahnen kennt, die aber auch seit fast 20 Jahren im Windbereich tätig ist. Beteiligt an dem jungen Start-up sind zudem neben den Netzgesellschaften des E.on-Konzerns (Avacon, Edis und E-Kundenservice Netz) auch die Fallersleber Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (FEAG).

Herausforderungen der Energiewende meistern

Somit bilden diese neuen Anlagen eine optimale Antwort auf die Herausforderungen der Energiewende. Zum einen erhöhen sie die dezentrale Erzeugung von genau den Kunden, die die Energiewende aufgrund des hohen Stromverbrauches vorantreiben, zum anderen sind die Anlagen die passende Ergänzung für die Sektorenkopplung. Außerdem wird aufgrund der hohen Eigenverbrauchsquoten der für die Gesellschaft teure Ausbau der Stromnetze vermieden, da der Strom dort verbraucht wird, wo er auch gebraucht wird.

Unnötige Hürden bei Genehmigungen

Ein Wermutstropfen ist derzeit noch der Punkt der Genehmigungen. Sofern die Anlagen eine Gesamthöhe von 50 m unterschreiten, benötigen sie „lediglich“ eine Baugenehmigung und müssen kein langwieriges und teures Verfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz durchlaufen. Aber gerade hier liegen derzeit dennoch die Herausforderungen für die Hersteller. So gibt es zum Beispiel kein einheitliches Genehmigungsrecht für kleine Windenergieanlagen, sondern 16 unterschiedliche Landesbauordnungen. Zusätzlich haben die Behörden kaum Erfahrung mit der Genehmigung von Kleinwindenergieanlagen und wenden sehr oft dieselben Vorgaben an wie für die großen Anlagen. Dadurch entstehen kosten- und zeitintensive Genehmigungsverfahren, die eigentlich überhaupt nicht nötig wären. In diesen Bereich Aufklärung und Transparenz zu bringen, ist sicherlich die größte Herausforderung der Hersteller.

Dieses neue Segment der dezentralen Stromerzeugung über Windenergie ist die Antwort auf die Sektorenkopplung. Wind und Sonne sind volatil, sie ergänzen sich nicht nur optimal über den Tagesablauf, sondern auch über das gesamte Jahr. Moderne Speichertechnologien oder die Verwendung von Strom für die Sektoren Verkehr und Wärme können somit dazu beitragen, die regenerativ erzeugte Energie besser zu nutzen, das System damit effizienter zu machen und den Ausstoß von Treibhausgasen zu begrenzen. □



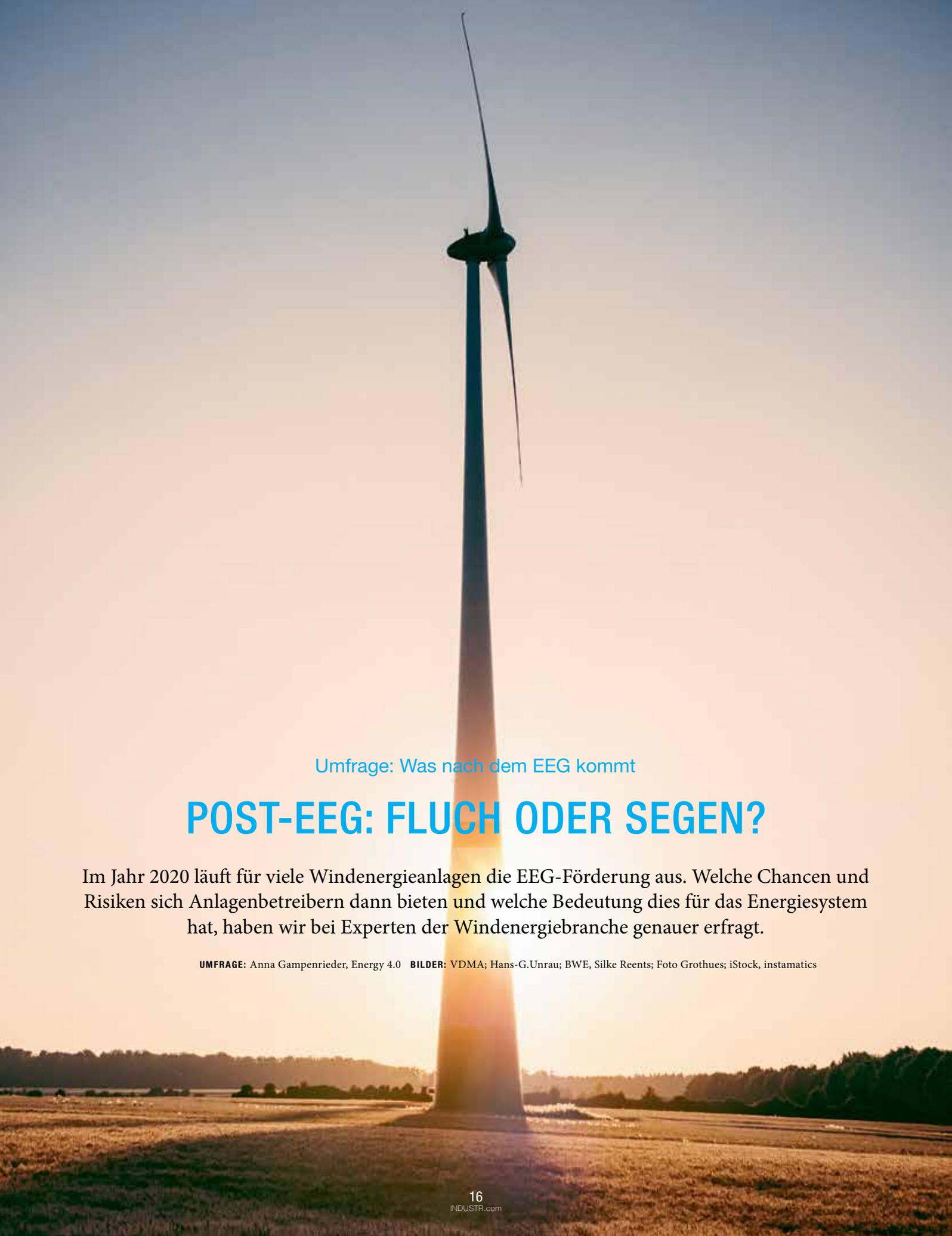
Es ist durchdacht,
sagt das Wissen.

**Wir verantworten die Instandhaltung
über den gesamten Lebenszyklus.**

Das Thema Instandhaltung von Windenergieanlagen besitzt für Betreiber, Betriebsführer und Investoren eine extrem hohe Bedeutung. Technisches und wirtschaftliches Ziel ist, das bestmögliche Servicekonzept an der Hand zu haben, um langfristig kosteneffizient zu wirtschaften.

deutsche-windtechnik.com

 **Deutsche
Windtechnik**



Umfrage: Was nach dem EEG kommt

POST-EEG: FLUCH ODER SEGEN?

Im Jahr 2020 läuft für viele Windenergieanlagen die EEG-Förderung aus. Welche Chancen und Risiken sich Anlagenbetreibern dann bieten und welche Bedeutung dies für das Energiesystem hat, haben wir bei Experten der Windenergiebranche genauer erfragt.

UMFRAGE: Anna Gampenrieder, Energy 4.0 **BILDER:** VDMA; Hans-G.Unrau; BWE, Silke Reents; Foto Grothues; iStock, instamatics



**MATTHIAS
ZELINGER**

Das EEG hat Investitionssicherheit geboten, kostensenkendes Volumen ermöglicht und Deutschland eine wettbewerbsfähige industrielle Basis sowie großes System-Know-How gebracht. Neue Erlösströme wie Power Purchase Agreements, die Kombination mit Power-to-X-Technologien, aber auch ein erhöhter Output durch Flottenerneuerungen und Retrofit werden künftig zu wesentlichen Wirtschaftlichkeitsbausteinen. Ein faires System von Steuern, Umlagen und Abgaben, das ein Level Playing Field zwischen fossil befeuerter und erneuerbarer Stromerzeugung ermöglicht, ist ein Muss. Noch ist aber fraglich, ob ein Markt mit großen regulatorischen Risiken langfristige Investitionen erlaubt. Alternativ zum Ende des Vergütungssystems sollte ein System geprüft werden, das Risiken ebenso wie Gewinne teilt.

Energiepolitischer Sprecher des VDMA,
Geschäftsführer VDMA Power Systems



**DANIEL
HÖLDER**

Bald läuft die EEG-Förderung für die ersten bestehenden Windparks aus und es erfolgt der schrittweise Übergang von neuen Erneuerbaren-Energie-Anlagen in den freien Markt, via PPA. Das bietet große Chancen für unterschiedliche Anlagen. Für neue Solaranlagen haben wir erfolgreich erste PPA umgesetzt – also langfristige Abnahmeverträge, die über eine Laufzeit von 10 bis 20 Jahren die Refinanzierung von Anlagen ganz ohne Förderung ermöglichen. Der deutsche PPA-Markt steht noch am Anfang, förderfreie Solarparks mit PPA sind aber bereits heute umsetzbar. Für Betreiber von bestehenden Windanlagen, deren Förderung demnächst endet, ergeben sich mehrere Perspektiven: Das Repowering, mit dem Ziel einer erneuten 20-jährigen Förderung. Der Weiterbetrieb außerhalb der Förderung, basierend auf 2- bis 5-jährigen Abnahmeverträgen oder der Rückbau der Anlage. BayWa r.e. bietet das und auch die Übernahme von Altanlagen.

Geschäftsführer,
BayWa r.e. Clean Energy Sourcing



**HERMANN
ALBERS**

Neben dem Repowering ist ein Weiterbetrieb technisch häufig möglich. Steigende Börsenstrompreise sowie die deutlich wachsende Nachfrage nach CO₂-freiem Strom aus der Industrie machen einen Weiterbetrieb zunehmend interessant. Die Chancen, dass ein nennenswerter Teil der betroffenen Anlagen sich zunächst für fünf, vielleicht sogar zehn Jahre weiterbetreiben lässt, wachsen. Der Handel über die Leipziger Börse macht aus unserem wertvollen Windstrom derzeit Graustrom. Damit kann die CO₂-Freiheit vom Endkunden nicht genutzt werden. Bei Anlagen die nicht mehr im EEG stehen, besteht dieser Nachteil nicht. Die Rahmenbedingungen zur bilanzierbaren Direktbelieferung müssen sich verbessern, dann kann auch in Deutschland ein PPA-Markt entstehen, wie wir ihn in vielen anderen Ländern bereits sehen.

Präsident,
Bundesverband Windenergie



**MARC
KOHLENBACH**

Wir beobachten ein erhöhtes Interesse von Seiten der Industrie, den Energiebedarf auf nachhaltige Füße zu stellen. Die Industrie kontraktiert bereits jetzt Energielieferungen für das Jahr 2021. Sprich, für Betreiber eines Windparks ist jetzt ein guter Zeitpunkt, die Stromabnahme für 2021 und darüber hinaus zu sichern. Hier unterstützen wir mit Verträgen, die mit festen Preisen und Chancen auf Mehrerlöse finanzielle Sicherheit für einen langfristigen Weitertrieb der Windparks garantieren. Mit unserer Vermarktungskompetenz im Bereich Grünstrom und einem breit aufgestellten Industriekundennetzwerk machen wir die Abnahme erneuerbarer Energie planbar und entwickeln ganzheitliche Lösungen. So ermöglichen wir es, Industrieunternehmen mit Grünstrom aus deutschen Windparks planbar und zuverlässig zu beliefern. Das wiederum senkt den CO₂-Fußabdruck und hilft dabei Nachhaltigkeitsziele zu erreichen.

Head of Sales Germany,
Statkraft Markets



Marktplatz Nodes für mehr Flexibilität

Engpässe effizient managen

Wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen abgeregelt werden muss, ist das zumindest ökologisch ärgerlich. Dass zusätzlich durch immer häufigeres Einspeisemanagement hohe Kosten entstehen, ist zusätzlich ein ökonomisches Problem. Abhilfe schaffen marktbasierende Flexibilitätsplattformen, wie das Beispiel am BASF Chemiestandort Schwarzheide zeigt.

TEXT: Benedikt Deuchert, Nodes AS **BILDER:** BASF Schwarzheide; iStock, Eloi_Omella

Die deutsche Energieversorgung verändert sich – von zentraler zu dezentraler Erzeugung, von konventionellen zu erneuerbaren Energieträgern. Im Frühjahr und Sommer 2019 deckten Erneuerbare in einzelnen Stunden bereits den vollständigen Stromverbrauch – im Mittel lag die Quote im ersten Halbjahr bei gut 44 Prozent. Durch die fluktuierende Einspeisung entstehen jedoch Engpässe und die Anzahl an Eingriffen zur Netzstabilisierung durch Netzbetreiber hat in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen. Und mit den Eingriffen, wie die notfallmäßige Abregelung von Erneuerbaren im Verteilnetz über das „Einspeisemanagement“, steigen auch die Kosten für den Netzbetrieb.

Netzbetreiber und Marktteilnehmer suchen daher nach kosteneffizienten und flexiblen Lösungen, die über bisherige operative Maßnahmen hinausgehen. Das Stichwort dafür lautet Flexibilität: Da es für den Netzbetreiber im Falle eines Engpasses gleichwertig ist, ob im Gebiet der Überproduktion die Einspeisung herunterregelt wird oder die Nachfrage steigt, können große Verbraucher oder Prosumer Flexibilität anbieten, indem sie ihre Produktionsprozesse steigern oder ihre Eigenerzeugung drosseln.

Plattform Nodes für ganz Europa

Schon 2016 testete der Stromversorger Agder Energi in Norwegen im Rahmen eines Projekts ein marktplatzbasiertes Flexibilitätssystem: So konnte in der Kleinstadt Engene durch den Einsatz marktbasierter Flexibilität die Investition in einen neuen Transformator in Höhe von rund 4,5 Millionen Euro vorerst vermieden werden. Infolge des erfolgreichen Piloten gründete Agder

Energi gemeinsam mit der Strombörse Nord Pool im Jahr 2018 das Unternehmen Nodes AS. Das Ziel war es, die Flexibilitätsplattform auszubauen und in ganz Europa als effizientes Werkzeug für Engpassmanagement einzusetzen. „Flexibilitätsmanagement ist nicht neu“, kommentiert Enno Böttcher, Geschäftsführer von Nodes. „Dass dies aber über immer professionellere, markt-basierte Plattformen geschieht und mehr Player und Technologien einbezogen werden, sehr wohl.“

Die Plattform vermarktet lokale Flexibilität und fungiert dabei als Schnittstelle zwischen allen Akteuren – auf der einen Seite Nachfragern von Flexibilität wie Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie Bilanzkreisverantwortlichen und auf der anderen Seite Anbietern von Flexibilität wie Anlagenbetreibern, Prosumern, Microgrids und Aggregatoren. Der zentrale Nodes-Marktplatz macht vorhandene Flexibilität sichtbar und sorgt für eine effiziente Preisbildung. Es wird dabei sichergestellt, dass die Flexibilität für denjenigen Zweck genutzt wird, für den sie den höchsten Wert hat. Darüber hinaus steht Nodes für Transparenz, sicheren Intraday-Handel und risikolose Abwicklung.

Flexibilitätsprojekt mit dem Chemiapark Schwarzheide

Wie gut das funktioniert, bewies sich im März 2019 im BASF Chemiapark Schwarzheide. Der Projektstandort bot herausfordernde und gleichermaßen ideale Bedingungen für den Piloten: Im Netzgebiet der Mitnetz Strom im Süden Brandenburgs liegt der Anteil regenerativer Erzeugung bereits bei über 200 Pro-



20 YEARS

Success with Wind

Explore the Evolution of
4.X MW-Plattform

Visit us on:

HUSUM Wind 2019 | Stand H01 B02



Nutzen statt Abregeln: Am BASF Chemiepark Schwarzheide wird das Engpassmanagement getestet. So nutzte man kürzlich eine „Überproduktion“ an Windstrom für die eigenen Herstellungsprozesse. Kostenpunkt: 20 Euro pro MWh.

zent vom Letztverbraucherabsatz – somit muss viel Strom in das Übertragungsnetz eingespeist und abtransportiert werden.

Der BASF Chemiestandort Schwarzheide wiederum hat besondere Anforderungen an die Güte der industriellen Energieversorgung. So haben zum Beispiel Spannungsschwankungen und andere Störungen im öffentlichen Netz erhebliche Auswirkungen auf die sensiblen Prozesssteuerungen und Sicherheitschaltungen. Zudem benötigt Chemie viel Energie – und deren Erzeugung basiert derzeit zumeist auf fossilen Brennstoffen. Um den CO₂-Ausstoß perspektivisch zu senken, möchte BASF fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energien ersetzen.

„Unser ehrgeiziges Ziel war es, am praktischen Beispiel unseres Chemiestandortes zu zeigen, dass eine regionale Nutzung der vor Ort erzeugten erneuerbaren Energie entsprechend dem Grundsatz ‚Nutzen statt Abregeln‘ volkswirtschaftlich vorteilhaft ist und damit Kosten im Netzbetrieb und Netzausbau minimiert werden können“, erläutert Dr. Peter Otto, Leiter Standortentwicklung des BASF Werks Schwarzheide. Darüber hinaus wollten die Projektbeteiligten rund um Nodes, BASF, Mitnetz und Entelios aufzeigen, dass Windstrom in einer regionalen, industriellen Nutzung mit integrierter thermischer und chemischer Sektorenkopplung volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist.

Live-Beweis: Der Marktplatz funktioniert

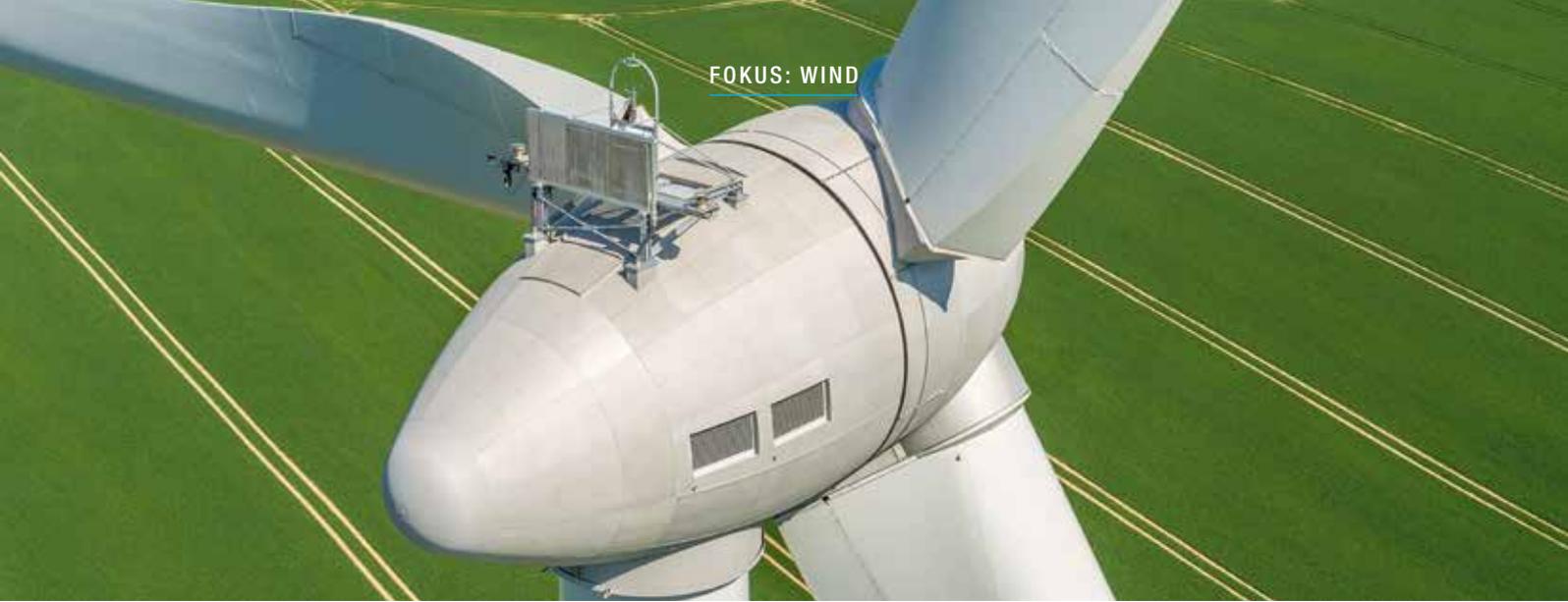
Der Chemiestandort benötigt neben Elektrizität vor allem Wärme und Dampf, die über ein GuD-Kraftwerk produziert werden. Der Standort liegt an der gleichen Mitnetz-Hochspannungsebene wie mehrere nahegelegene Wind- und Photovoltaikparks. Im Projekt zeigte sich, dass der Nodes-Marktplatz funktioniert: Für die 110-kV-Leitung ‚Lauta-Schwarzheide‘ wurde in einer konkreten Situation im März 2019 ein Engpass prognostiziert. Gleichzeitig wurde die bei BASF vorhandene Flexibilität vom

Flexibilitätsvermarkter Entelios auf dem Marktplatz angeboten. Mitnetz erwarb sie und Entelios sendete die entsprechende Schaltanfrage an den Chemiestandort. „Das BASF Werk Schwarzheide erhöhte seinen Netto-Strombezug aus dem Netz, sodass der Windpark nicht abgeregelt werden musste“, erläutert Böttcher. „Die Kosten hierfür waren geringer als die sonst erforderliche Entschädigungszahlung – die Flexibilität wurde über unsere Plattform für 20 Euro pro Megawattstunde gehandelt.“

Das gesamte Potenzial an Kostenersparnis bezifferten die Projektpartner für einen beispielhaften Tag mit einem 16 Stunden andauerndem Engpass und einer durch BASF verfügbaren Flexibilität von 10 MW auf etwa 40.000 Euro. Dass sich durch die zusätzliche Nutzung erneuerbarer Energien auch die CO₂-Bilanz verbessert, ist ein bedeutsamer positiver Nebeneffekt: „Berechnungen zeigen, dass bei der betrachteten Engpasssituation ein CO₂-Vermeidungspotential von 240 Tonnen bestand“, so Böttcher stolz.

Die Zukunft für lokale Flexibilitätsmärkte

Damit das marktbasierete Flexibilitätsmanagement seine volle Wirkung erzielen kann, ist ein regulatorisches Bekenntnis zu lokalen Flexibilitätsmärkten nötig. Faire Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Netzentgelt-, Steuer- und Abgabenstruktur müssen gewährleisten, dass jede system- oder netzdienliche Flexibilität gleich – oder gar nicht – belastet wird. Ein weiterer zentraler Aspekt ist die Anreizregulierung. „Aus Sicht der Projektpartner sollten Netzbetreiber effiziente Anreize erhalten, um die günstigste Option für Engpassmanagement in der ‚gelben Ampelphase‘ auszuwählen. Dazu gehört für uns natürlich die Nutzung marktbasierter Flexibilität“, fordert Böttcher. Direkte Eingriffe des Netzbetreibers, wie das Engpassmanagement in seiner heutigen Form, könnten dann auf die operative „rote Ampelphase“ beschränkt werden. □



Repowering, Direktvermarktung & Co.

Optionen für Alt- und Neuanlagen

Wie geht es nach der EEG-Förderung weiter? Eine Frage, der sich Anlagenbetreiber jetzt stellen müssen. Eine Option ist das Repowering, eine andere der Weiterbetrieb der Bestandsanlagen. Mit dem Energiekonzept 20+ (EEK20+) widmet sich Enercon beiden Fällen.

TEXT: Anna Gampenrieder, Energy 4.0 BILD: iStock, TimSiegert-batcam

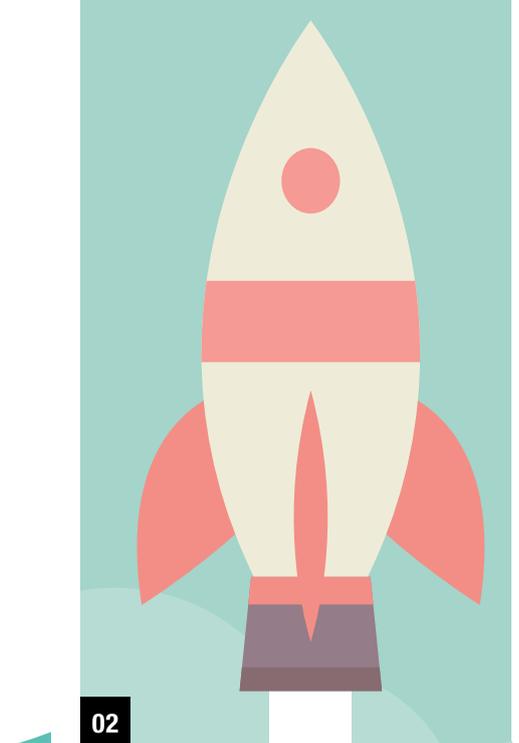
Im Jahr 2020 läuft für über 5.000 derzeit in Betrieb befindliche Enercon WEA-Anlagen in Deutschland die staatlich garantierte Vergütung nach dem EEG aus. Gleiches gilt für Tausende Altanlagen von Wettbewerbern, die bis zum Jahr 2000 errichtet wurden. Mit Auslauf der Förderung, wird sich die Vergütung der produzierten kWh künftig nach dem aktuellen Marktpreis für Strom an der Börse bemessen. Dieser ist, im Vergleich zu der EEG-Förderung, wesentlich niedriger und zudem schwer kalkulierbaren Schwankungen unterworfen.

Repowering oder Direktvermarktung?

Da die EEG-Förderung bald ausläuft, müssen sich Anlagenbetreiber jetzt Gedanken darüber machen, wie sie nach Ablauf der EEG-Förderungen vorgehen werden. Eine Option ist das Repowering, dabei werden die Altanlagen durch moderne und effizientere WEA ersetzt. Nach der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibung, würde für diese die Vergütungsgarantie nach dem aktuellen EEG wieder inkrafttreten. Eine andere Möglichkeit ist es, ein neues Betriebs- oder Vermarktungskonzept zu verfolgen, das den wirtschaftlichen Weiterbetrieb der alten WEA sicherstellt. Für beide Lösungswege bietet Enercon sowohl seinen Kunden, als auch Betreibern von Wettbewerbs-Anlagen, mit dem EEK20+ seine Expertise an. Im Fokus steht dabei stets der Erhalt des Standorts für die weitere Windenergienutzung.

Entscheidet sich der Kunde für ein Repowering, erarbeiten der Vertrieb und die Planungsabteilung von Enercon individuelle Lösungen für eine Standorterneuerung und helfen bei Bedarf auch bei dem Genehmigungsverfahren und der erforderlichen Ausschreibungsteilnahme. Der Weiterbetrieb umfasst die Prüfung und Umsetzung einer technischen Nachrüstung der Alt-WEA auf Fernsteuerbarkeit. Das ist die Voraussetzung für den Weiterbetrieb außerhalb des EEG's. Ist diese gegeben, entwickelt Enercon gemeinsam mit dem Energievermarkter Quadra Energy, einem Enercon-Tochterunternehmen, Lösungen zur Direktvermarktung oder alternative Vermarktungsmöglichkeiten, wie die Direktbelieferung von industriellen Energiekunden, Power Purchase Agreements oder Sektorkopplung. Auf Basis von Anlagendaten, wie Koordinaten, Anlagentyp und Leistung, und Restriktionen, wie Mindestabstände, Höhenbegrenzung und Naturschutz, wird das Repowering-Potenzial berechnet. So wird geprüft, ob sich das Repowering auch wirklich lohnt.

Ein Vorzeige-Projekt von Enercon für Repowering, ist das am Standort Lehe (Emsland). Dieses zeigt, dass Repowering vielfach wirtschaftlicher sein kann, als der Weiterbetrieb der Altanlagen. Hier wurden sechs Tacke-Anlagen durch vier moderne und effizientere E-141 EP4-Anlagen ersetzt. Die Altanlagen hatten eine Nennleistung von 600 kW, die Leistung der neuen WEA liegt bei 4.200 kW. Die Leistung konnte somit versiebenfacht werden. □



Quellen: 01 | iStock, Illerlok_Xoims, 02 | iStock, jyoitrrathod, 03 | iStock, bortonia, 04 | iStock, Illerlok_Xoims, 05 | iStock, Misstuni, 06 | iStock, Illerlok_Xoims, 07 | iStock, PrettyVectors

Husum Wind 2019

Am 10. September startet die Husum Wind 2019. Wir haben uns umgehört und Ihnen die Highlights der Messe zusammengefasst.

01 Neues Messekonzept

Die EEG-Förderung läuft 2020 für die ersten Windkraftanlagen aus. Aus diesem Grund greift das *neue Messekonzept* unter anderen Themen wie Post-EEG-Lösungen, die Weiternutzung, das Repowering oder den Abbau und das Recycling von WKA, auf. Aber auch Themen, wie Power-to-X, Speicher, Digitalisierung und Big Data, wird verstärkt eine Plattform geboten.

02 Innovation Day

Im *Innovationsforum* können sich Besucher über neue Technologien und Entwicklungen der Windenergie informieren. Auch hier steht die Post-EEG-Zeit am Vormittag im Fokus, danach geht es weiter mit innovativen Windkraftlösungen und neuen Speicherlösungen für regenerative Energien.

Forum 1 / Congress Centre
11. September 2019, 10:30 - 17:00 Uhr

03 Stillstandzeiten minimieren

Mit *Blade Control* stellt Weidmüller ein Condition-Monitoring-System vor, das kontinuierlich den Zustand der einzelnen Rotorblätter erfasst. Das System erkennt kleinste Veränderungen im Betrieb, so lassen sich Fehler und Schäden bereits frühzeitig erkennen. Das senkt Reparatur- sowie Servicekosten und verringert Stillstandszeiten.

Halle 5, Stand B32



05

**NEW
PRODUCT!**

06

04 Autark, flexibel & modular

Neu vorgestellt wird der *Vensys Hycon-Hybrid-Converter*, ein modularer Umrichter ab 150/300 kW, für die Einbindung von Batteriespeichern sowie Wind- und Solarenergie.

Halle 1, Stand B12

05 VDMA Morning-Briefing

Beim *VDMA Morning-Briefing* kann man sich täglich einen Überblick zu den wichtigsten Ereignissen am jeweiligen Messtag verschaffen.

Eingangsbereich, vor Halle 1

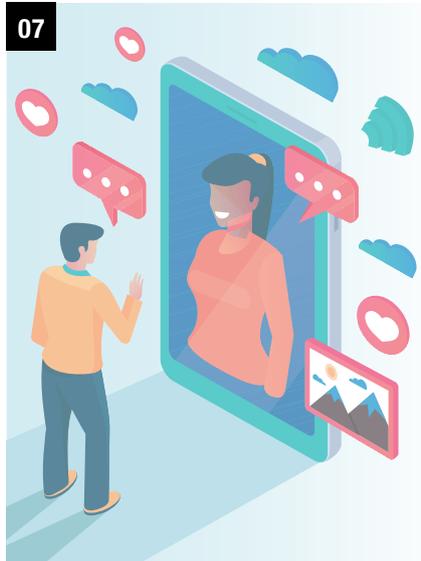
Täglich, 10. - 13. September 2019

06 Optimierte Windkraftanlagen

Wie sich Windparks mit hocheffizienter, PC-basierter Steuerungstechnik optimieren lassen, zeigt Beckhoff mit seiner *durchgängigen Steuerungsplattform*.

Halle 5, Stand B28

07



07 Kongressprogramm

Auch 2019 bietet die Husum Wind wieder ein umfangreiches *Kongressprogramm*, neben dem regulären Messegesehen. Am 10. September wird die Messe um 10:00 Uhr eröffnet. Danach besteht die Möglichkeit unter anderem den Vortrag: „New 4.0: Die ENKO-Plattform“ zu besuchen. Hier erfährt man, wie lokale erneuerbare Energien effizienter in das Stromnetz integriert werden können, um sie so vor Ort besser nutzbar zu machen. Vielversprechend klingt auch der Vortrag: „Clever und effizient vom digitalen Zwilling zum realen Schaltschrank.“

Forum 1 / Congress Centre, 10:30 - 10:50 und Forum 2 / Halle 2, 11:00 - 11:20
10. September 2019



Ixxat SG-gateways

verbinden verschiedenste Energie-
Netzwerke und Industrie-Netzwerke

- Konfiguration über grafische WebPLC, keine Programmierkenntnisse erforderlich
- IEC 61850 (Client/Server), IEC 60870-5-104 (Client/Server), DNP3 Outstation
- Modbus-TCP/RTU (Client/Master, Server/Slave)
- Firewall, OpenVPN und Passwortschutz
- SNMP, SNTIP und Cloud-Connectivity
- 4G-Modem (optional)



Bahnstrom-
anlagen



Energie-
management



Industrie-
anlagen



Ethernet/IP Modbus M-Bus IO²

HMS Industrial Networks GmbH
Emmy-Noether-Str. 17
76131 Karlsruhe



+49 721 989777-000 · info@hms-networks.de
www.anybus.de · www.ixxat.de · www.ewon.biz



Grüne Regelenergie stabilisiert das System

Vollversorgung mit erneuerbaren Energien

Das norddeutsche Verbundprojekt NEW 4.0 will noch in diesem Herbst unter Beweis stellen, dass eine Vollversorgung aus einhundert Prozent erneuerbaren Energien zeitnah möglich ist. Eine Herausforderung: die Bereitstellung von Regelenergie.

TEXT: Dr. Sandra Annika Meyer, NEW 4.0 BILDER: Vattenfall/Daniel Reinhardt; Trimet Aluminium; iStock, sergwsq

Der Norden bringt für das Jahrhundertprojekt Energiewende beste Voraussetzungen mit: An den Küsten produziert Schleswig-Holstein durch seine Off- und Onshore-Windparks so viel Strom aus Windenergie, dass sich das Bundesland rein rechnerisch schon heute zu 150 Prozent aus erneuerbaren Energien versorgen könnte – genug, um auch das benachbarte Hamburg anteilig mitzuversorgen. Denn als dicht besiedelter Stadtstaat kann die Elbmetropole selbst nur vier Prozent ihres Strombedarfs aus erneuerbaren Energien decken, zugleich aber als Lastsenke für die Überproduktion ihres windreichen Nachbarlandes dienen.

Energiewende in der Praxis

Soweit die Theorie – doch in der Praxis braucht es für den Schritt in Richtung Vollversorgung nicht nur einen Ausbau der Erzeugungskapazitäten, sondern vor allem ein flexibles Energiesystem, das auf die veränderten Bedingungen in der Stromerzeugung angemessen reagieren kann. Ein zentraler Punkt ist die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz: Um eine sichere Energieversorgung zu garantieren, muss sie beständig bei 50 Hertz gehalten werden.



Im Speicherregelkraftwerk ist ein Windpark direkt an einen kleinen Batteriespeicher, mit einer Leistung von 720 kW, gekoppelt.

Frequenzschwankungen entgegenwirken

Wenn Erzeugung und Verbrauch nicht optimal aufeinander abgestimmt sind, kommt es jedoch zu Schwankungen im Netz. Schwankt die Frequenz um mehr als 0,2 Hertz, muss der Netzbetreiber eingreifen, damit die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird. Dem lässt sich mit sogenannter Regelenergie entgegenwirken: Ist zu wenig Strom im Netz, kann die Netzfrequenz durch zusätzlich zugeführte Energie ausgeglichen werden, ist zu viel Strom im Netz, kann die Erhöhung des Verbrauches Abhilfe schaffen, meist durch das Zuschalten großer industrieller Lasten.

In der Bereitstellung von Regelenergie liegt eine der großen Herausforderungen für die Energiewende. Denn bei einer Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenkraft speisen statt weniger großer Kraftwerke viele Tausend dezentrale Energieerzeuger ihren Strom wetterabhängig ins Netz ein – Schwankungen sind also vorprogrammiert.

Um darauf angemessen reagieren zu können, ohne weiterhin auf die Beständigkeit konventioneller Kraftwerke zu setzen, braucht es ein stabiles Energiesystem, in dem alle Komponenten intelligent miteinander vernetzt sind – von der erneuerbaren Erzeugung über den Transport bis zu Verbrauch und Speicherung. So kann sichergestellt werden, dass es gar nicht erst zu starken Schwankungen im Netz kommt, die die Versorgungssicherheit gefährden könnten.

Auf dem Weg zum Energiesystem der Zukunft

Die Systemstabilität einer Stromversorgung aus 100 Prozent erneuerbaren Energien unter Beweis zu stellen, indem sowohl

Stromerzeuger als auch Stromverbraucher dazu befähigt werden, im Bedarfsfall Regelenergie zu leisten, ist eines der zentralen Anliegen des Projekts „NEW 4.0 – Norddeutsche Energiewende“. Für das Projekt, das im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG) vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) noch bis Ende November 2020 gefördert wird, arbeiten 60 Partner aus Norddeutschland eng zusammen, um die Machbarkeit der Energiewende zu demonstrieren und den Weg zum Energiesystem der Zukunft zu ebnen. „Fast 100 Teilprojekte werden dort realisiert – von Europas größtem Batteriespeicher bis zur Akzeptanzstudie, von der innerstädtischen Power-to-Heat-Anlage bis zur virtuellen Energieplattform“, erläutert NEW-4.0-Projekt Koordinator Prof. Dr. Werner Beba. Regelenergie spielt dabei in vielen Projekten eine maßgebliche Rolle.

Zwei Beispiele: Auf Erzeugerseite ist die Bereitstellung von so genannter Momentanreserve eine besondere Herausforderung. Sie wird in konventionellen Kraftwerken durch die Trägheit der rotierenden Massen sichergestellt, die einen Frequenzabfall im Netz unmittelbar abdämpfen. So wird wichtige Zeit gewonnen, bis die benötigte Regelenergie zur längerfristigen Stabilisierung des Netzes zugeführt werden kann. Bei einer erneuerbaren Stromversorgung werden allerdings kaum noch träge Massen am Netz sein – die Momentanreserve muss folglich auf anderem Wege erbracht werden.

Speicherregelkraftwerk liefert Momentanreserve

Wie das gehen kann, erprobt NEW 4.0 mit dem Projekt Speicherregelkraftwerk, das im letzten Herbst in Hamburg-Curslack realisiert wurde. Für das Vorhaben arbeiten Nordex, Vatten-



Der energieintensive Elektrolyseprozess beim Aluminiumhersteller Trimet bietet ein großes Potenzial für Lastverschiebungen.

fall und das Competence Center für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E) der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg zusammen. Sie koppeln einen Windpark direkt mit einem kleinen Batteriespeicher mit 720 kW Leistung, der Frequenzschwankungen durch blitzschnelles Ein- und Auspeichern kurzfristig ausgleichen kann, bevor sie zu Problemen im Stromnetz führen. „Unser Versuchsansatz ist ein wichtiger Schritt hin zu einem Energiesystem, in dem erneuerbare Energien nicht nur Strom liefern, sondern auch die Systemaufgaben konventioneller Kraftwerke übernehmen können“, betont Mike Blicher, Projektleiter Speicherregelkraftwerk am CC4E.

Andere Systemaufgaben müssen im Energiesystem der Zukunft nicht von den Erzeugern, sondern von den Verbrauchern übernommen werden. Herrscht beispielsweise ein Überangebot an grünem Strom, sind zunehmend die Verbraucher gefragt, die ihre Stromabnahme flexibel an das vorhandene Angebot anpassen können. Bei NEW 4.0 sind daher gleich drei verbrauchsstarke Hamburger Industrieunternehmen an Bord, die im Rahmen des Projekts erproben, wie sie ihr Flexibilitätspotenzial erweitern können: der Kupferproduzent Aurubis, das Stahlwerk Arcelor-Mittal und der Aluminiumhersteller Trimet.

Teilprojekt: Power-to-Aluminium

Trimet Aluminium SE beispielsweise ist schon jetzt ein großer Player am Regelenergiemarkt, denn die Aluminiumherstellung basiert auf einem energieintensiven Elektrolyseprozess und bietet damit ein hohes Potenzial für Lastverschiebungen. Allerdings sind Elektrolyseöfen – bisher – für eine fixe Energiezufuhr konstruiert und dürfen nicht zu lange vom Netz, sonst könnten sie einfrieren. Im NEW 4.0-Teilprojekt „Power-to-Aluminium“ wird derzeit erprobt, wie durch eine gezielte Wärmeabfuhr und Isolation der Zellohülle mittels spezieller Wärmetauscher eine

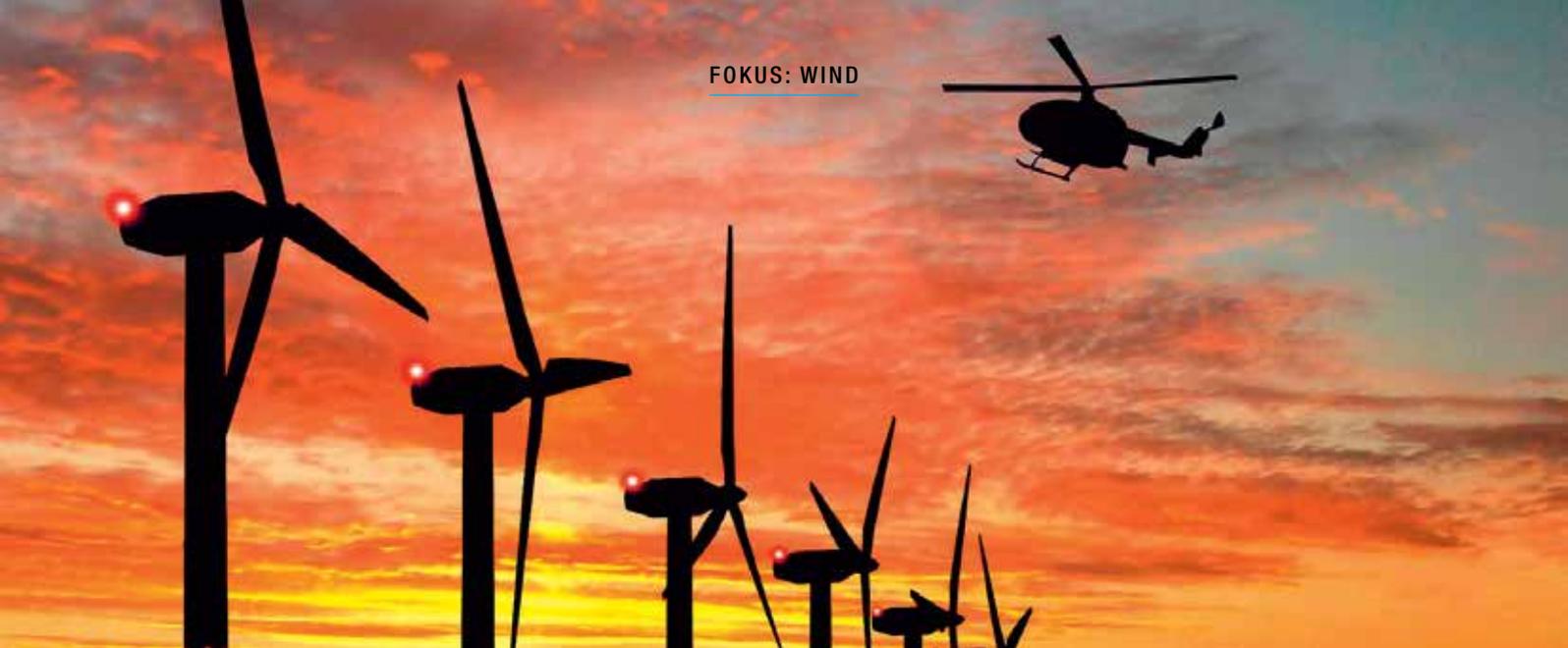
Leistungsänderung der Zelle um +/- 25 Prozent ohne nachteiligen Effekt für die Produktion erreicht werden kann.

Diese Lastflexibilisierung kann innerhalb von wenigen Sekunden aktiviert und bis zu einigen Tagen gehalten werden – es kann also gezielt positive und negative Regelernergie erbracht werden. „Das Projekt ermöglicht es, die Stromnachfrage der energieintensiven Aluminiumelektrolyse signifikant zu flexibilisieren und trägt damit zu einem stabilen Netzbetrieb auch bei einem hohen Anteil volatiler, erneuerbarer Energieerzeugung bei“, so Klaus Schweiniger, Leiter des Projekts bei Trimet.

Dynamische Tarife als Anreiz

Aber nicht nur die Industrie, auch Privathaushalte können einen Beitrag zu Stabilisierung des zukünftigen Energiesystems leisten. So erprobt das NEW 4.0-Teilprojekt der Stadtwerke Nordstedt, wie Endverbraucher ihren Strombedarf mittels intelligent gesteuerter Steckdosen an die Verfügbarkeit von Strom aus Windstrom anpassen können. Dynamische Tarife sollen Anreize dafür liefern, Stromverbräuche bei Bedarf zeitlich zu verschieben und die eigenen Verhaltensmuster zu ändern.

Für den Norden sind Projekte wie diese eine große Chance, um seine Vorreiterrolle auch in der nächsten Phase der Energiewende zu behaupten. In diesem Herbst geht die „Norddeutsche Energiewende“ in eine entscheidende Phase: Dann werden die Projektpartner in einem großen gemeinsamen Feldtest erproben, wie ein Energiesystem, das zeitweilig 100 Prozent erneuerbaren Strom im Netz hat, ohne die Systemdienstleistungen konventioneller Kraftwerke auskommt. „Mit NEW 4.0 werden wir am Beispiel von Norddeutschland demonstrieren, dass die Energiewende nicht nur notwendig, sondern auch machbar ist“, resümiert NEW-4.0-Projekt Koordinator Beba. □



Bedarfsgerechte Nachtkennzeichnung

GROSSPROJEKT DARK SKY

Ab dem 1. Juli 2020 wird eine neue Gesetzesregelung für Windenergieanlagen wirksam. Diese sieht vor, dass sie nur dann blinken, wenn sich ein Flugobjekt nähert. In Kürze müssen also rund 18.000 Anlagen mit einer bedarfsgerechten Nachtkennzeichnung (BNK) ausgestattet werden.

TEXT: Arne Knox und Dr. Nadine Haase, Dark Sky BILD: Dark Sky

In der Uckermark setzt Dark Sky derzeit das größte zusammenhängende BNK-Projekt mit knapp 400 Windenergieanlagen (WEA) um. Den Testbetrieb starten Dark Sky und Enertrag zunächst mit 87 Anlagen in Steinfurth, Brandenburg. WEA sollen durch die BNK künftig weniger störend für die Bevölkerung und Natur gestaltet werden. Nach dem dreimonatigen Testbetrieb, plant Dark Sky die Zahl der bedarfsgesteuerten Windenergieanlagen schrittweise zu erhöhen. Anlagen verschiedener WEA-Betreiber sollen in das Projekt eingebunden werden, um eine möglichst flächendeckende Verdunkelung des BNK-Gebietes in der Uckermark zu erreichen. Bislang sind noch nicht alle der 400 Anlagen unter Vertrag.

Aber auch in kleineren Windregionen, mit weniger Anlagen, kann das BNK-System eingesetzt werden. Hier wird ein kleiner Phased-Array-Sensor installiert. Der einzelne 3D-Sensor verfügt über keine bewegten Teile und lässt sich auch

an vorhandenen Gebäuden oder Masten installieren, wodurch Kosten gesenkt werden. Eine andere Option ist das erste Multi-Sensor-System. Dieses nutzt zwei sich ergänzende dezentrale Sensoren und stellt somit langfristig eine lückenlose Erfassung sicher, auch wenn sich die WEA im Umfeld ändern. Zur Überwachung des Luftraumes hat sich Dark Sky für Primäradarsysteme entschieden, wie sie schon seit Jahrzehnten auf Schiffen oder in der Luftfahrt eingesetzt werden. Hier kommen moderne und effiziente Sensoren zum Einsatz, die deutlich weniger elektromagnetische Auswirkungen hervorrufen, als beispielsweise Masten für Mobilfunk. Das erhöht die Sicherheit und senkt gesundheitliche Risiken.

Das Merkmal Sicherheit setzt sich auch bei allen anderen Komponenten von Dark Sky fort. Neben der Erfassung der Flieger, ist die Ansteuerung der Leuchten, in Nähe des Hindernisses, über geeignete Netzwerke und Komponenten wichtig. Durch

die Fail-Safe-Auslegung der Schnittstellen ist es möglich, die Windparks über das Internet mit dem Signal zu versorgen. Im Windpark steuert das Interface die Leuchten entweder direkt oder über das Managementsystem des WEA-Herstellers an und deaktiviert diese, wenn sich kein Flieger in der Umgebung befindet und das System funktionstüchtig ist. Sollte sich ein Flugobjekt in der Nähe befinden oder eine Störung im Netzwerk vorliegen, werden die Leuchten unmittelbar aktiviert. Die Ausstattung der WEA kann, je nach Alter und Hersteller, durch Komponenten von Dark Sky unkompliziert erfolgen.

Mit Einführung der BNK-Pflicht, ab dem 1. Juli 2020, sind alle Windenergieanlagenbetreiber verpflichtet, ihre Anlagen BNK-ready zu machen, da sonst Nachteile bei der EEG-Vergütung zu erwarten sind. Die Windparks profitieren bei Dark Sky von einfachen Signalbereitstellungsverträgen, ohne dass sie zum Radarbetreiber werden müssen. □

Messung und Analyse

Stromqualität durchgängig im Blick

Das Einhalten der Spannung wird als immer wichtigeres Thema bei Netzbetreibern und deren Kunden erkannt. Hintergrund ist vor allem der Ausbau der erneuerbaren Energien. Mit den neuen Power Quality Messgeräten von PQ Plus sind nun auch supraharmonische Oberschwingungen von 2kHz bis 9 kHz bestimmbar.

TEXT: Lutz Beyer, PQ Plus BILDER: PQ Plus; iStock, -oxygen-

Die Windenergie stellt eine Schlüsseltechnologie für die Energiewende dar. Neben der Anzahl der Windkraftanlagen ist in den vergangenen Jahren vor allem auch die Leistungsfähigkeit der einzelnen Anlagen deutlich gestiegen. In der Regel speisen diese direkt ins Mittelspannungsnetz ein. Hier gibt es jetzt seit Ende April dieses Jahres mit der Technischen Anschlussregel VDE-AR-N 4110 eine verbindliche technische Vorgabe. Diese legt die wesentlichen zu beachtenden Gesichtspunkte beim Anschluss und Betrieb von Anlagen am Mittelspannungs(MS)-Netz fest.

Störfestigkeit von Anlagen erhöhen

In der Vergangenheit waren immer wieder technische Probleme mit Oberschwingungen höherer Ordnungszahl (> 100.OS) bei Windkraftanlagen zu beobachten. Um die Störfestigkeit von Kundenanlagen zu erhöhen, müssen nun auch supraharmonische Oberschwingungen von 2 bis 9 kHz gemessen werden. Außerdem ist am Einspeisepunkt eine Bestimmung der Spannungsqualität nach EN 50160 in Klasse A vorgeschrieben. Ein sogenannter Störschreiber muss dabei bis zu vier Schaltzustände von Schutzgeräten überwachen und die Spannungsqualität kontinuierlich aufzeichnen. Darüber hinaus sind Spannungseinbrüche zu doku-

mentieren und Oberschwingungen bis zur 178. Harmonischen zu erfassen.

Die potenziellen Auswirkungen von Oberschwingungen sind vielfältig. Dazu zählen:

- Verschiebung der Nulldurchgänge mit auftretenden Mehrfachnulldurchgängen mit Fehlfunktionen an Steuerungen von Stromrichtern, Synchronisierereinrichtungen und Schaltgeräten
- Erwärmung elektrischer Betriebsmittel und Verluste
- Störungen von Rundsteuerempfängern
- Störungen an Schutzgeräten
- Unkontrolliertes Abschalten von Betriebsmitteln
- Systemabstürze bei IT Anlagen
- Vagabundierende Neutralleiterströme mit der Folge von Elektrokorrosion und Brandgefahr
- Verkürzung der Lebensdauer von Betriebsmitteln
- Zerstörung von Kompensationsanlagen durch Erhöhung von Effektivströmen

PQ Plus hat für diese Anwendungen die Klasse-A-Messgeräte UMD 913 und UMD 710 EVU mit dem Firmwaremodul SH



Mit den Klasse-A-Messgeräten UMD 913 und UMD 710 lassen sich netzharmonische Oberschwingungen bis 9 kHz messen.

entwickelt. Damit lassen sich netzharmonische Oberschwingungen bis 9 kHz messen. Die sogenannten Superharmonischen für Strom und Spannung werden gemäß EN 61000-4-7 ed. 2 gemessen. Die Geräte ermitteln zudem die Spannungsqualität (PQ) nach EN 50160 und EN 61000-2-4.

Genauigkeit von 0,05 Prozent

Die UMD-Geräte, die 4-kanalig Strom und Spannung im 4-Quadrantenbetrieb in Klasse A bestimmen, erreichen so eine Genauigkeit von 0,05 Prozent. Die hohe Abtastrate von 28,8 kHz erlaubt es zudem, Spannungseinbrüche hochauflösend mit einem Transientenrecorder aufzuzeichnen. Die Kommunikation erfolgt wahlweise über Ethernet, RS485, ModbusMaster, IEC 60870-104. Die Geräte eignen sich ebenfalls zum Anschluss neuartiger Spannungssensoren (UMD 710MVU) oder von Weitbereichsmittelspannungswandlern aller gängiger Hersteller. Hiermit steht für die neue AR-N-4110 in CAT-IV gehärtet die geeignete Lösung eines Störschreibers nach AR-N-4110 Anhang F zur Verfügung. Die im Außenbereich eingesetzten Messgeräte müssen in der vorgeschriebenen Überspannungskategorie CAT IV/300V ausgeführt sein. Durch die größeren Klimaansprüche lassen sich mit dem erweiterten Temperaturbereich von -25 °C bis +60 °C auch anspruchsvolle Anwendungen realisieren, wie längere Kälteperioden im Winter.

Spannungsqualität stets im Blick

Die Geräte loggen die Messwerte kontinuierlich in einen Ringspeicher mit 512 MB. Ein integrierter Webserver erlaubt zu-

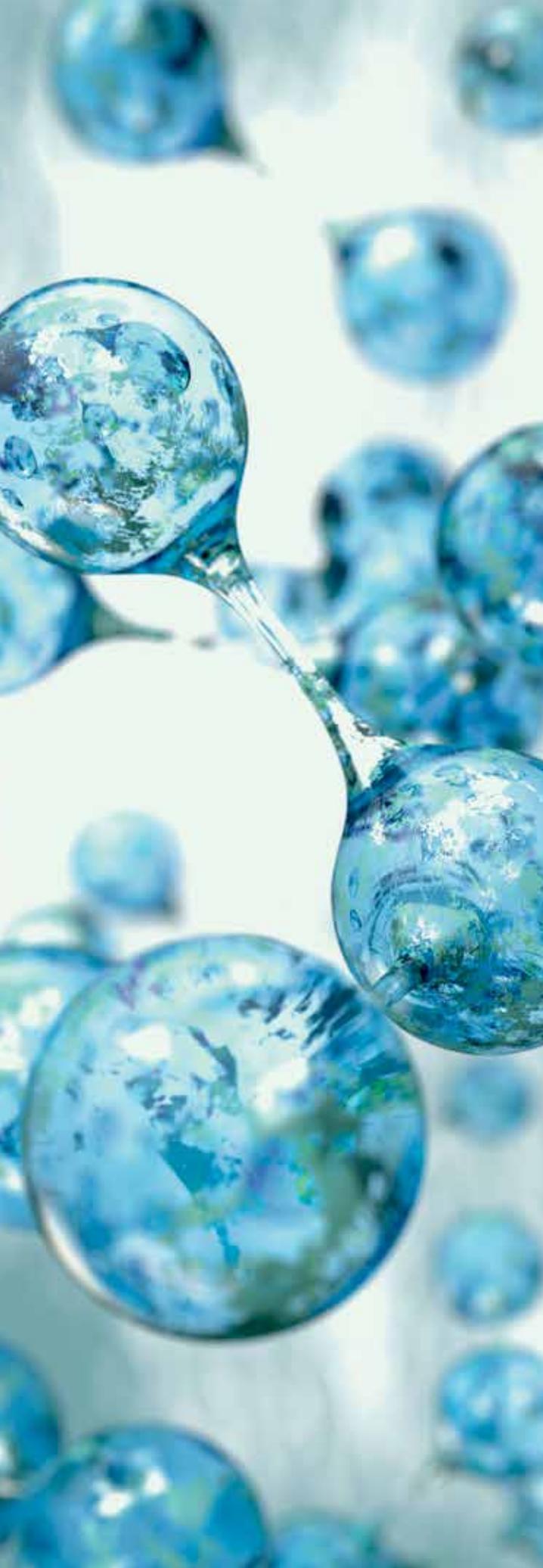
dem Online-Visualisierungen. Die Messwerte werden über Modbus TCP dem Anwender zur Verfügung gestellt. Alternativ lassen sich die Werte vor Ort offline mittels einer Mini-USB-Schnittstelle auslesen. Damit kann jederzeit ein Nachweis der gelieferten Spannungsqualität mittels der Software Envis geführt werden. Dieser ist für die Behandlung von Produkthaftungsansprüchen zwingend vorgeschrieben.

Zeitgesteuertes Auslesen möglich

Über den Dienst Envis-Online ist das zeitgesteuerte Auslesen der Anlagen möglich. Dafür müssen die Geräte am Netzwerk angeschaltet sein. Alternativ sind auch Auslesungen über LTE-Router mit VPN-Verbindung einsetzbar. Damit werden die Daten aus dem Speicher in eine SQL-Datenbank übertragen. Mittels eines Tools innerhalb von Envis ist das automatische Reporting einstellbar. So lässt sich etwa das Berichtswesen für die Bundesnetzagentur automatisch versenden.

Die Analyse der Messdaten ermöglicht auf einfachste Art eine Verbesserung der Netzqualität und das Vermeiden von Störungen. Als Gegenmaßnahme zur Begrenzung von Oberschwingungen werden mehrere aufeinander abgestimmte passive Filter eingesetzt oder aktive Oberschwingungen verbaut.

Durch den Ausbau der regenerativen Erzeugeranlagen auf bis zu 80 Prozent der Regelleistung entstehen ganz neue Herausforderungen an die Netzbetreiber und Einspeiser. Diesen lässt sich nur mit einer kompletten, kontinuierlichen Messung an allen Netzpunkten begegnen. □



Neuer BHKW-Brennstoff

Wasserstoffbasierte Speicherkette geschlossen

Die Stadtwerke Haßfurt meistern einen 100 Prozent Ökostromanteil mit einer Power-to-Gas-Anlage und einem neuartigen Wasserstoff-BHKW. Letzteres lässt sich auch mit einem Wasserstoff-Erdgas-Gemisch oder reinem Erdgas fahren.

TEXT: Rüdiger Haake für 2G Energy BILDER: 2G Energy; iStock, smirkdingo

„Die Energiewende fängt im Kleinen an“ – mit diesem Satz bringt Norbert Zösch, Chef der Stadtwerk Haßfurt, die Philosophie des Versorgers der rund 14.000 Einwohner zählenden Gemeinde Haßfurt im bayerischen Unterfranken auf den Punkt. Dabei wurde schon lange „groß“ gedacht, wenn es um die Transformation des Unternehmens und seiner Dienstleistungen für eine Energiezukunft auf Basis erneuerbarer Energien ging.

So weist die Strombilanz des Stadtwerks einen rasant ansteigenden Anteil an erneuerbarer Erzeugung aus. Belief sich dieser zunächst noch auf 29 Prozent, war 2015 schon die Marke von 100 Prozent erreicht. Im Jahr 2017 bilanzierte man bei rund 85.000 MWh einen Anteil von 208 Prozent. Wobei etwa 70.000 MWh aus Sonnen- und Windenergie resultierten. Im Sinne der Versorgungssicherheit stellte insbesondere der große Sprung der mit Windkraft erzeugten Strommenge von knapp 2.400 MWh in 2010 auf rund 61.000 MWh in 2017 die Haßfurter vor neue Herausforderungen.

Inbetriebnahme der PtG-Anlage

Bereits im Oktober 2016 nahm die Windgas Haßfurt – ein Gemeinschaftsunternehmen des Stadtwerks und der Hamburger Greenpeace Energy – eine Power-to-Gas-Anlage (PtG) in Betrieb. Herzstück ist ein containergroßer PEM-Elektrolyseur des Typs Silyzer 200 von Siemens mit 1,25 MW Spitzenleistung. Die hochmoderne Anlage am Mainhafen wandelt überschüssigen Strom aus dem nahen Bürgerwindpark Sailershäuser Wald sowie aus weiteren Windenergie- und Solaranlagen in erneuerbaren Wasserstoff um, auch Windgas genannt. Pro Jahr erzeugt der Elektrolyseur eine Million Kilowattstunden des Öko-Gases,



Das H₂-BHKW Agenitor 406 SG von 2G dient zur Rückverstromung von Wasserstoff, der im Rahmen des PtG-Konzepts aus Windkraft mit Hilfe eines Elektrolyseurs gewonnen wird.

das für die knapp 20.000 Prowindgas-Kunden von Greenpeace Energy in das Gasnetz eingespeist wird. Dort kann es prinzipiell auch über lange Zeiträume gespeichert und später wieder verstromt werden.

beruht darauf, dass die Investitionskosten innerhalb von zehn Jahren erwirtschaftet werden“, erläutert Norbert Zösch die wirtschaftliche Grundlage für die Investition.

Reaktionsschnelle PEM-Technik

Damit sind Windgas-Anlagen wie in Haßfurt ein wichtiger Baustein für eine erfolgreiche Energiewende: Sie machen erneuerbare Energien in enormen Mengen langfristig speicherbar und gewährleisten so auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien Versorgungssicherheit. Elektrolyseure auf Basis der PEM (Polymer Electrolyte Membrane)-Technologie wandeln überschüssigen Wind- und Solarstrom mit einem Wirkungsgrad von etwa 70 Prozent in Wasserstoff und sorgen so dafür, dass jede Kilowattstunde an grünem Strom tatsächlich genutzt werden kann und die Erneuerbaren-Anlagen nicht abgeregelt werden müssen, wenn das Stromangebot die Nachfrage übersteigt oder das Netz den Strom nicht aufnehmen kann.

Die PEM-Anlagen sind äußerst reaktionsschnell, denn der Elektrolyseur verändert binnen Millisekunden automatisch seine Leistung, um die Frequenz im Netz zu stabilisieren und so beispielsweise Blackouts durch Netzüberlastung zu verhindern. In Haßfurt bietet der Elektrolyseur diese Leistung über den Partner Next Kraftwerke als Teil eines „virtuellen Kraftwerks“ an, mit mehreren zusammengeschalteten Anlagen. Durch dieses „Regelleistungsangebot“ können Elektrolyseure über die Wasserstoffproduktion hinaus Einnahmen erwirtschaften. Die Anlage, für die es keine Förderung gab, hat circa zwei Millionen Euro gekostet. „Das Geschäftsmodell der Windgas Haßfurt



Wir sind Ihr Partner für Grüne Gase!

✓ STABILE PREISE ✓ SICHERE VERSORGUNG



Ob **Bio-CNG**, **Bio-LNG**, **Bio-SNG** oder **Grüner Wasserstoff**: Unsere Experten finden für jede Anforderung eine saubere Lösung.



Wir liefern Ihnen **Biomethan** für den Einsatz in der KWK, der thermischen oder stofflichen Nutzung oder im Bereich der Mobilität.



Wir vermitteln die **THG-Quote für Erdgas- und Stromtankstellen** an quotenverpflichtete Unternehmen wie Mineralölkonzernen.



Gemeinsam handeln für eine grüne Zukunft.
Machen Sie mit!

www.bmp-greengas.de



Die anschlussfertige Containerlösung des H₂-BHKW verfügt über eine elektrische Leistung von 140 kW.

Politik beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von PtG

Bei der Frage der Wirtschaftlichkeit spielt die Einordnung der PtG-Technologie in politische Rahmensetzungen und Fördermechanismen eine große Rolle. Die Haßfurter arbeiten mit zwei Szenarien, die als Kostenhochrechnung in einer dem Projekt vorangehenden Studie angelegt wurden: Die Produktionskosten für Elektrolysegas belaufen sich bei einer Einordnung als Sektorenkopplungstechnologie auf etwa 18 ct/kWh für eine heutige Anlage und einen ökologisch sinnvollen, netzdienlichen Betrieb mit rund 3.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Wenn dieselbe Anlage allerdings als „Endverbraucher“ eingeordnet wird, erhöhen sich die Produktionskosten auf 38 ct/kWh.

Bei der Elektrolyse wird Wasser in Sauerstoff – der in die Umgebungsluft abgelassen wird – und Wasserstoff mit einem hohen Reinheitsgrad aufgespaltet. Im PEM-Elektrolyseur in Haßfurt läuft der Vorgang bei einer Temperatur zwischen etwa 30 und 70 °C und bei einem Druck von 35 bar ab. Das Gas wird anschließend getrocknet, um ihm möglichst viel Feuchtigkeit zu entziehen. Eine Wasseraufbereitungsanlage entmineralisiert das eingesetzte Wasser, bevor es in die Elektrolyse-Stacks geleitet wird, in denen der eigentliche Prozess abläuft.

Inbetriebnahme des ersten Wasserstoff-BHKW

Mit der erfolgreichen Inbetriebnahme eines hochinnovativen Wasserstoff-Blockheizkraftwerks (H₂-BHKW) zur Rück-

verstromung von regenerativ gewonnenem Wasserstoff im Juni 2019 wurde die PtG-Anlage erweitert. Beim installierten BHKW handelt es sich um ein Agenitor 406 SG von 2G Energy mit einer elektrischen Leistung von 140 kW beim Betrieb mit Wasserstoff.

Das neue Blockheizkraftwerk ermöglicht – im Unterschied zur bisher praktizierten Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz mit Rückverstromung über konventionelle BHKW – einen Betrieb mit reinem Wasserstoff ohne fossile Brennstoffanteile. Mit diesem von der Bayerischen Landesregierung geförderten Vorhaben wurde so erstmals in der kommunalen Praxis eine wasserstoffbasierte und CO₂-freie Speicherkette für regenerativen Strom umgesetzt. Diese führt von der Stromerzeugung aus Windenergie über die Umwandlung in Wasserstoff mittels Elektrolyse sowie die Speicherung in Drucktanks bis zur Rückverstromung über Kraft-Wärme-Kopplung. Der Wasserstoffspeicher erlaubt einen Dauerbetrieb des BHKW für rund 15 Stunden und steigert damit die Flexibilität des Gesamtsystems ganz erheblich.

Flexible Reaktion auf Stromüberschüsse oder Unterdeckungen

Norbert Zösch bewertet die Vervollständigung der Speicherkette als einen wichtigen Beitrag für den Ausgleich von Erzeugung und Bedarf: „Da sowohl die PtG-Anlage als auch das H₂-BHKW eine hohe Dynamik aufweisen, können mit dem Ge-

samtsystem Elektrolyseur – Speicher –H₂-BHKW Stromüberschüsse und Unterdeckungen aus der erneuerbaren Stromerzeugung im lokalen Bilanzkreis oder übergeordnet mit Regelenergie im Verteilnetz ausgeglichen werden.“

Entwicklungsziel. Damit steht, neben der sicheren Anlagenverfügbarkeit, die weitere Senkung der spezifischen Produktions- und Betriebskosten von H₂-BHKW im Fokus unserer Entwicklungsarbeit.“ □

Das BHKW hat 2G Energy als anschlussfertige Containerlösung geliefert. Entwicklungsleiter Frank Grewe erwartet einen zunehmenden Bedarf an diesen Anlagen: „Nach der ersten Installation eines H₂-BHKW bereits im Jahr 2012 am Flughafen BER in Berlin machen wir in Haßfurt den nächsten Schritt mit einem Standard-BHKW der agenitor-Baureihe, das für die wahlweise Nutzung von reinem Wasserstoff, einem Wasserstoff-Erdgas-Gemisch oder Erdgas kostengünstig angepasst wurde.“ Der sichere und flexible Betrieb im Rahmen einer künftigen breiten Nutzung von PtG-Konzepten mit BHKW bezeichnet er als einen wichtigen Eckpunkt für die Entwicklungsarbeit bei 2G.

Das H₂-BHKW in Haßfurt verfügt über einen zweiten Gasanschluss für einen Wechsel in den Erdgasbetrieb, wobei dann die elektrische Nennleistung 200 kW beträgt. Grewe sieht noch entwicklungstechnisches Potenzial für die Leistung von H₂-BHKW im Vergleich zum Erdgasbetrieb: „Eine signifikante Erhöhung der Nennleistung im Wasserstoffbetrieb auf das Niveau der mit Erdgas betriebenen Maschinen ist ein kurzfristiges

Passen sich flexibel an Ihren Bedarf an: Die maßgeschneiderten Energielösungen von VERBUND.



**Bis zu 100 %
Grünstrom**

VERBUND ist in Deutschland der zweitgrößte Wasserkraftstrom-Erzeuger und Österreichs erfolgreichstes Stromunternehmen. Wir übernehmen die optimale Vermarktung Ihres gesamten produzierten Grünstroms – bei maximalem Ertrag und minimalem Aufwand für Sie.

Unser Expertenteam informiert Sie gerne:
089/890560 oder www.verbund.de/energieversorger

Verbund
Am Strom der Zukunft

Kraft-Wärme-Kopplung in der Praxis

EFFIZIENZTECHNOLOGIE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Die Potenziale effizienter Gasmotoren-BHKW sind groß, wie diverse Anwendungen zeigen. Allerdings verhindert unter anderem eine unübersichtliche und komplizierte Förderpolitik viele Projekte. Was sich mit gezielten Maßnahmen erreichen lässt, zeigt sich bei Brennstoffzellen-KWK-Geräten.

TEXT: Michael Nallinger, Energy 4.0 BILDER: ThomasSchreyer, Buderus; iStock, akinbostanci

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet setzt an seinem Hauptsitz in Bayreuth, an dem rund 1.100 Mitarbeiter arbeiten, auf eine energetisch nachhaltige Bauweise. So entsprechen die beiden Neubauten dem Standard Energieeffizienzhaus 55 – und beim Heizen kommt neben zwei Gas-Brennwert-Heizkesseln auch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) zum Einsatz. Das Loganova EN140 von Buderus bildet dabei den Mittelpunkt des Heizsystems. Den vom BHKW erzeugten Strom nutzt Tennet entsprechend des aktuellen Bedarfs entweder selbst in den eigenen Gebäuden oder speist ihn ins Stromnetz ein. Die beim KWK-Prozess entstehende Abwärme überträgt das BHKW über einen Glattrohrwärmetauscher an das angeschlossene Heizsystem. Von dort aus wird diese per Fußbodenheizung, Heizflächen und Warmluft im gesamten Verwaltungskomplex verteilt. Im Sommer wandelt dagegen eine Absorptionskältemaschine die vorhandene Wärme um und nutzt diese zum Kühlen der Gebäude. Zusätzlich sind

die Gebäude mit einer Betonkernaktivierung ausgestattet, mit der sich Decken und Wände je nach Bedarf beheizen oder kühlen lassen. Dafür sind Rohrsysteme in die Betonbauteile der Gebäude integriert, in denen Wasser zirkuliert, das Wärme aus der Decke aufnimmt (Kühleffekt) oder abgibt (Heizeffekt).

BHKW-Gesamtwirkungsgrad von 93 Prozent

Das besonders für große Objekte mit einem dauerhaft hohen Strom- und Wärmebedarf geeignete Loganova EN140 kommt auf einen Gesamtwirkungsgrad von über 93 Prozent. Die Anlage mit einer elektrischen Leistung von 140 kW und einer thermischen von 212 kW ist mit einem Touchscreen ausgestattet, über den man alle wichtigen Parameter jederzeit im Blick hat. Das Heizsystem ist bei Tennet in einem separaten Gebäude untergebracht. Von der Heizzentrale aus versorgt es die beiden neuen Gebäude auf dem Campus

sowie die Bestandsbauten über Nahwärmeleitungen mit Wärme und Strom. Sollte der Campus erweitert werden, ist die Nahwärmeversorgung in den aktuellen Plänen bereits berücksichtigt.

Energiekosten gesenkt

Gleich zwei BHKW sind bei Kunststofftechnik Bernt (KTB) in Kaufbeuren im Einsatz. Das Unternehmen im bayerischen Ostallgäu fertigt mit rund 300 Mitarbeitern Spritzgussteile aus Kunststoff und veredelt auf Wunsch deren Oberfläche in den firmeneigenen Galvanikanlagen mit verschiedenen Metallschichten für Innen- und Außenanwendungen. Zur deutlichen Senkung der Energiekosten, ließ KTB die Heiztechnik ausbauen und auf den neuesten Stand bringen. Jetzt bildet ein Buderus Heizsystem mit zwei BHKW die Basis für einen zuverlässigen Herstellungs- und Veredelungsablauf der Kunststoffteile. Ein Ziel der Heizungsmodernisierung war es, den bestehenden Niedertemperatur-Gas-

Das BHKW Loganova EN140 kommt auf einen Gesamtwirkungsgrad von über 93 Prozent bei einer elektrischen Leistung von 140 kW und einer thermischen von 212 kW.



heizkessel mit einer Leistung von rund 1,2 MW zu entlasten. Dieser hatte ursprünglich die gesamte Produktion sowie den Bürobereich über eine hydraulische Weiche und einen Heizungsverteiler mit Wärme für Warmwasser und Heizung versorgt. Strom wurde komplett vom Energieversorger bezogen, entsprechend hoch fiel die jährliche Energiekostenabrechnung aus. Mittels moderner KWK erzeugen die Ostallgäuer zugleich Strom und Wärme. Für die erdgasbetriebene Doppel-BHKW-Anlage mit zwei Loganova EN140 wurden zusätzliche Komponenten installiert, etwa für eine höhere Vor- und Rücklauftemperatur von 93/80 Grad Celsius. Diese hohen Temperaturen sind für den Galvanisierungsprozess zwingend erforderlich.

Einsparung von 40 Prozent Primärenergie

Im Vergleich zu einer getrennten Energieerzeugung in Kraftwerk und Heizkessel sparen BHKW laut Buderus bei gleicher Leistung nahezu 40 Prozent der erforderlichen Primärenergie. Da es sich bei BHKW-Lösungen in der Regel um eine Systemergänzung handelt, häufig zu einem klassischen Heizkessel, ist laut Buderus kein Trend hin zu BHKW anstelle von Brennwertkesseln feststellbar. Wirtschaftlichkeits- und Return on Invest (ROI)-Angaben hängen dabei grundsätz-

lich vom Einzelfall ab, beispielsweise von der Leistungsgröße oder den bauseitigen Rahmenbedingungen. Buderus nennt potenziell übliche Amortisationszeiten im Bereich von 2 bis 7 Jahren. Trotz hoher Förderung bei Brennstoffzellen seien bei Gasmotoren, aufgrund geringerer spezifischer Investitionskosten und durch größere Leistungsbereiche, kürzere Amortisationszeiten erreichbar. Dennoch sorgen nach der Marktbeobachtung von Buderus die zur Verfügung stehenden Fördermittel im elektrischen Leistungsbereich bis 2 kW für ein „sehr starkes Wachstum an Brennstoffzelle-KWK-Geräten“. Der Erwerb und Einbau einer Brennstoffzelle wird in einem Förderprogramm der KfW mit bis zu 40 Prozent der Investitionskosten bezuschusst. Wichtig für die Wirtschaftlichkeit ist dabei auch die EEG-Umlage-Befreiung von denjenigen Erzeugungsanlagen, die bis zu 10.000 kWh Strom pro Jahr produzieren. Ebenso hilfreich sind EU-weite Brennstoffzellen-Förderprogramme, wie die PACE-Förderung für das insgesamt 34 Millionen Euro an Fördergeldern bereitgestellt werden. So sollen bis Februar 2021 über 2.650 Mikro-KWK-Geräte bei echten Kunden ins Feld gebracht werden.

Marktsituation stagniert

Die Marktsituation bei Gasmotoren-BHKW stagniert dagegen. Laut Bude-

rus hängen Wachstum und Veränderung dabei sehr stark von den politischen und umweltrechtlichen Rahmenbedingungen ab, die „Wirtschaftlichkeit und Mindset der Verbraucher beeinflussen“. Beim Heiztechnikanbieter ist man sich sicher, dass „KWK eine wichtige Zukunftstechnologie mit Wachstumspotenzial ist, sofern die politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen so gestaltet sind, dass sich für einen Investor eine Wirtschaftlichkeit ergibt.“ Eine wichtige Stellschraube ist hier die Einführung und Ausgestaltung einer CO₂-Bepreisung. Da es sich bei BHKW um eine der effizientesten Umwandlungstechnologien handelt, prognostiziert Buderus, eine steigende Nachfrage nach BHKW-Anlagen, sofern die CO₂-Preise ebenfalls steigen sollten. Ähnliches gilt für Power to Gas: „Sobald erneuerbares Gas im Erdgasnetz oder dezentralen Netzen vorhanden sei, setzten sich die effizientesten Technologien wie BHKW mit Gasmotoren oder Brennstoffzellen durch. Zudem rät man dazu, die Förderregelungen einfacher zu gestalten. „Das KWK-Gesetz, das EEG sowie regionale Förderprogramme sind für die Planer, Anlagenbauer und Betreiber zu einem fast undurchdringlichen Dschungel geworden“, so der Anbieter von Heizungstechnik. Eine einfache und sinnvolle Lösung wäre es etwa, im Objektbereich mindestens 50 Prozent der Wärmemenge als KWK-Wärme vorzugeben. □

Lösung für Gewerbebetriebe

Salzwasserspeicher bieten Sicherheit

Als Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien punkten Salzwasserspeicher zunehmend auch im Gewerbebereich. Schwächen bei der Leistung und der Energiedichte gleichen die neuen Speichersysteme durch ihren umweltfreundlichen Aufbau und sicheren Betrieb aus.

TEXT: Helmut Meyer, Bluesky Energy BILDER: Bluesky Energy; iStock, Dimitris66

Die Verfügbarkeit großer Frei- oder Dachflächen sowie sinkende Modulpreise machen Photovoltaikanlagen für Gewerbebetriebe immer attraktiver. Doch das Risiko sinkender Einspeisevergütungen und steigender Stromkosten führt bei vielen Unternehmern zu dem Wunsch, möglichst viel des erzeugten Stroms auch selbst zu verbrauchen. Zudem wollen sie den eigenen Betrieb gegen einen Netzausfall absichern. Gerade für Datacenter, landwirtschaftliche oder Logistikbetriebe ist es besonders wichtig, dass Lüftungsanlagen, Kühlsysteme oder die Datensicherung auch im Falle eines Stromausfalls weiterlaufen. Aus diesen Gründen setzen immer mehr Unternehmen neben der eigenen PV-Anlage auch auf groß angelegte Batteriespeicher – sogenannte Gewerbespeicher.

Muss es unbedingt Lithium sein?

Lithium-Ionen-Akkus sind in diesem Marktsegment aktuell besonders weit verbreitet, doch die Herstellung der Zellen

ist teuer und aufgrund des Ressourcenverbrauchs nicht besonders nachhaltig. Zudem schwankt die Lebensdauer der Li-Ionen-Batterien, die sich durch den chemischen Prozess innerhalb der Zellen stetig selbst entladen. Bei einer Tiefentladung drohen außerdem große Schäden an der Batterie.

Als Alternative machen seit einiger Zeit Salzwasserbatterien von sich reden. Sie verwenden einen Elektrolyten aus wässrigen Natrium-Ionen und bestehen zudem vollständig aus nachhaltigen Materialien wie Edelstahl, Kohlenstoff oder Titan. Durch ihren Aufbau und das Salzwasser-Elektrolyt sind die Batterien weder entflammbar noch explosiv. Salzwasserbatterien sind auch nach einer vollständigen Entladung noch vollkommen funktionsfähig und lassen sich sogar über einen längeren Zeitraum im entladenen Zustand lagern. Im Gegensatz zu Lithium-Ionen-Akkus können sie bei der Lagerung oder dem Transport als harmloses Gut deklariert werden. Und auch im Gewerbebetrieb selbst lassen sie sich oh-



ne zusätzliche Absicherungsmaßnahmen problemlos in einer Lager- oder Produktionshalle unterbringen. Bei der Installation der Salzwasserbatterien liegen daher die Initialkosten vergleichsweise niedrig. Es fallen keine Baukosten für einen separaten Batterieraum, Lüftungs- oder Klimaanlage oder eine Säureabscheidewanne an. Die Installation selbst kann zudem der lokale Elektro-Partner durchführen. Im Normalfall benötigt der Installateur nur drei Stunden vor Ort. In einigen Regionen Deutschlands wird die Installation außerdem durch spezielle Förderprogramme bezuschusst.

Ideal zur langfristigen Versorgung

Allerdings sind Salzwasserbatterien nicht für jeden Anwendungsfall geeignet. Im Vergleich zu Li-Ionen-Batterien sind sie größer und schwerer und weisen eine geringere Energiedichte auf. Sie sind daher nur für stationäre Anwendungen auf einem besonders stabilen Untergrund vorgesehen. Auf-



Alles sicher?

Blitz- und Überspannungsschutz für die moderne Energiewirtschaft sichert:

- Ihre Investitionen
- den wirtschaftlichen Betrieb
- die Zufriedenheit Ihrer Kunden



Besuchen Sie uns auf der
HUSUM Wind 10.-13.09.2019,
und der
eMove 360° 15.-17.10.2019

Erfahren Sie mehr:

www.de.hn/smend

DEHN schützt.®
Überspannungsschutz, Blitzschutz/Erdung, Arbeitsschutz



Salzwasserstromspeicher eignen sich besonders dazu, konstant arbeitende – Verbraucher über mehrere Stunden mit Strom zu versorgen. Im Bild Helmut Mayer, Geschäftsführer bei BlueSky Energy.

grund ihrer C-Rate von 0,19 sind Salzwasserbatterien nicht dafür geschaffen, innerhalb kürzester Zeit be- oder entladen zu werden. Bei einer Kapazität von 60 kWh leisten sie lediglich 11,4 kW bei der Be- oder Entladung. In Gewerbebetrieben eignen sie sich daher vor allem dazu, einzelne – konstant arbeitende – Verbraucher über mehrere Stunden mit Strom zu versorgen oder abzusichern. Gerade für den Verbrauch von selbst produziertem Sonnenstrom in der Nacht ist dies ideal. Im Bedarfsfall ist es sinnvoll, die Kapazität der Speicher weiter zu erhöhen, um eine größere Leistung zu schaffen. Als einer der größten und bekanntesten Hersteller von Salzwasserbatterien bieten wir unseren Gewerbespeicher Greenrock Business als anschlussfertige und komplett vorkonfigurierte Lösung mit einer Kapazität von 30 bis 270 kWh an. Die einzelnen Batteriemodule mit jeweils 30 kWh lassen sich mit einem Gabelstapler bewegen und bis zu drei Ebenen hoch stapeln, so dass sie nur wenig Platz benötigen. Ein Salzwasserspeicher mit 180 kWh besteht dementsprechend aus sechs Modulen und einer Anschlussbox mit Leistungselektronik. Der 3,30 m hohe Speicher hat einen Platzbedarf von etwa 6 qm.

Mit dem Energiemanagementsystem den Eigenverbrauch optimieren

Die Bluesky-Salzwasserspeicher für Gewerbebetriebe sind auch mit einem intelligenten Energiemanagementsystem (EMS) ausgestattet, welches den Eigenverbrauch zusätzlich optimiert. Dieses nimmt variable Verbraucher wie Heizstäbe, Wärmepumpen oder Ladestationen für das Elektroauto über Funksteckdosen in Betrieb, wenn am meisten Sonnenstrom verfügbar ist. So ist eine besonders intelligente Form der Sektorenkopplung möglich. Über das EMS und eine passende App kann der Nutzer seine Daten jederzeit visualisieren, auswerten und Änderungen vornehmen. So lässt sich etwa die Einspei-

leistung frei wählen. Die Deckung des Eigenbedarfs hat bei der Sektorenkopplung allerdings stets Vorrang.

Innerhalb von neun Jahren amortisiert

Für Wirtschaftlichkeit des Speichersystems ist das EMS besonders wichtig. Für einen Greenrock Business Salzwasserspeicher mit 180 kWh Kapazität und integriertem EMS ergeben sich für einen Gewerbebetrieb inklusive der Installationskosten von etwa 140.000 Euro. Eine eventuelle Förderung ist bei diesem Preis nicht berücksichtigt. Bei einem jährlichen Stromverbrauch von einer Million kWh und einem Jahresertrag der PV-Anlage von 270.000 kWh kann der Speicher bereits 18 Prozent des Jahresertrages optimieren. Dank des EMS kommen nochmals 20 Prozent Ertragsoptimierung hinzu. In einer Beispielrechnung des Herstellers ergibt sich daraus nach 20 Jahren ein Gesamtertrag von 410.000 Euro. Rechnet man zu den ursprünglichen Investitionskosten noch 30.000 Euro für einen eventuellen Wechselrichteraustausch nach zehn Jahren hinzu, ergibt sich eine effektive Verzinsung von 11,6 Prozent pro Jahr und eine Amortisationsdauer von 8,6 Jahren.

Der umweltfreundliche Gewerbespeicher ist seit Anfang 2019 in Deutschland erhältlich. Auf Bauernhöfen, in Hotels und Datenzentren und Schulen in Belgien, Österreich, Schweden, Russland und der Schweiz ist die Lösung bereits erfolgreich installiert worden. Jörg Müller, Auftraggeber eines Schulprojektes im schweizerischen Kanton Zürich ist von der Sicherheit des Systems überzeugt: „Für unsere Schule mit Kindergarten wollen wir keinerlei Kompromisse in Bezug auf Sicherheit und Umweltverträglichkeit eingehen. Wir haben uns deshalb mit voller Überzeugung für einen Greenrock Salzwasserstromspeicher mit intelligentem Energiemanagement entschieden.“ □

Treffen Sie die Vordenker in der Industrie!

INDUSTRY.forward Summit 2020

Die Zukunftskonferenz der Industrie.
27. Mai 2020 in Berlin

150+ Teilnehmer
25+ Speaker
135+ Unternehmen



**Die Vordenker der Industrie an einem Ort versammeln und vernetzen.
Voneinander lernen.**

Vernetzung, Digitalisierung und neue Technologien verändern Unternehmen und deren Beziehung zum Kunden. Geschäftsmodelle müssen angepasst oder neu entwickelt werden. Unternehmensperspektiven verschieben sich im Zuge des digitalen Wandels: Der INDUSTRY.forward Summit ist Pulsgeber und liefert eine Blaupause für den Digital Change eines Industrieunternehmens.

Jetzt Ticket sichern: <https://www.industry-forward.com/get-ticket>

INDUSTRY
FORWARD

publish-industry Verlag GmbH Machtlfinger Str. 7 81379 München Tel. +49 151 58 21 19 00



Gravierende Energieeinsparungen

Supermarkt der Zukunft

Der Energieeinsatz ist einer der größten Kostenfaktoren von Supermärkten. Allein der Stromverbrauch beläuft sich, je nach Marktgröße, auf 500.000 bis eine Millionen kWh pro Jahr. Nun gibt es einen neuen Ansatz für einen besonders energieeffizienten und nachhaltigen Supermarkt.

TEXT: Anna Gampenrieder, Energy 4.0 BILDER: iStock, YinYang

Der Supermarkt Aktiv & Irma in Oldenburg hat sich einen nachhaltigen Betrieb zum Ziel gesetzt. Maßnahmen hierfür sind unter anderem eine Solaranlage auf dem Dach und ein Batteriespeicher, der die überschüssige Sonnenenergie speichert und bei einem Stromausfall das Kältesystem unterstützt. Neben diesen Komponenten sind auch zahlreiche Überwa-

chungsgeräte, Ventile, Frequenzumrichter, Solarwechselrichter und Regler verbaut. Eine der jüngsten Neuerungen ist das digitale Energiemanagement, dessen Herzstück der Danfoss AK-SM 800 System Manager sowie die, von SMA Solar Technology entwickelte, Energiemanagement-Plattform ennexOS sind. Das Zusammenspiel der beiden Komponenten ermöglicht dem

Supermarkt einen intelligenten Zwei-Wege-Anschluss an das Stromnetz. SMA ennexOS verbindet und steuert die Energieströme verschiedener Quellen zum und vom Energiespeicher. Zudem entscheidet sie, wann welche Quelle am effizientesten genutzt werden kann. Der Danfoss AK-SM 800 System-Manager ist verantwortlich für das richtige Verhältnis zwischen



Temperatur und Druck im Kühl- und Kältesystem des Supermarkts, um so den Energieverbrauch zu verringern. Tritt ein System- oder Komponentefehler auf, benachrichtigt der Systemmanager umgehend das Serviceteam der Filiale. Aktiv & Irma produziert aber nicht nur Strom für den Eigenverbrauch, sondern kann auch auf Schwankungen im Netz reagieren.

Der Oldenburger Supermarkt hat in seinem Kontrollraum eine 60-kW-Lithium-Ionen-Batterie installiert, die ein flexibles Lastmanagement ermöglicht. Die Batterie speichert den überschüssigen Solarstrom von Sonn- oder Feiertagen. Wenn der Supermarkt dann, an einem heißen Sommertag, zusätzlichen Strom für die Kühlung der Theken verbraucht, deckt der Akku einen Teil dieses Bedarfs. Das Kühl-

system des Supermarkts funktioniert quasi wie ein weiterer riesiger Speicher für überschüssigen Strom. Durch die Einbindung in das Energiesystem, wird es möglich, Lastspitzen auszugleichen und netz- und etatschonend zu verschieben. So können jährlich rund 40 t CO₂ eingespart werden.

Wärmequellen effektiv nutzen

Beheizt wird der Supermarkt nahezu autark, denn die Kühltheken erzeugen überschüssige Wärme, die dafür genutzt werden kann. Die meisten Märkte leiten diese Abwärme über Ventilatoren direkt nach draußen und die Wärmequelle bleibt ungenutzt. Aktiv & Irma setzt hierbei auf Wärmerückgewinnung. Dabei wird die überschüssige Wärme recycelt und somit Heizkosten eingespart. „Wir bezeichnen

JEDE
WOCHE
NEU

energy_{4.0}WEEK

DIE WOCHE KOMPAKT



E-M@il für Sie:
Relevante News aus der
Welt der **ENERGIE**.

ENERGY 4.0 WEEK- NEWSLETTER:

Wöchentlich dienstags mit den wichtigsten Meldungen – für Sie ausgesucht von unserer Redaktion.



Jetzt kostenfrei
registrieren unter:
INDUSTR.com/E40

FIRMEN UND ORGANISATIONEN IN DIESER AUSGABE

Firma	Seite	Firma	Seite
2G Energy	30	Infoteam Software	56
ABB	U2, 60	Landis+Gyr	46
B.Ventus	12	MAN	60
BayWa r.e. Clean Energy Sourcing	16	Moxa	53
Bluesky Energy	36	Natgas	57
BMP Greengas	31	New 4.0	24
Bosch	44	Nodes AS	18
Bundesverband Windenergie	16	Nürnberg Messe	55
Dark Sky	27	Phoenix Contact	64
Dehn + Söhne	37	PQ Plus	28
Deutsche Unternehmensinitiative Energieeff.	44	Schneider Electric	44
Deutsche Windtechnik	15	Siemens	44
DLR	6	Statkraft Markets	16
EMH Metering	48	Uniper	Titel, 8
Enercon	03	Vattenfall	04
Eno Energy	19	VDMA Power Systems	16
Frizlen	13	Verbund	33
Gisa	3	W. Bälz & Sohn	5
GP Joule	63	Wago	51
Gwadriga	49, 52		
HMS Industrial Networks	23		

IMPRESSUM

Herausgeber Kilian Müller

Head of Value Manufacturing Christian Fischbach

Redaktion Christian Fischbach (Managing Editor/verantwortlich/-925), Anna Gampenrieder (-923), Ragna Iser (-898), Demian Kutzmutz (-937), Florian Mayr (-927), Veronika Muck (-919), Michael Nallinger (freier Mitarbeiter)

Newsdesk newsdesk@publish-industry.net

Anzeigen Beatrice Decker (Director Sales/verantwortlich/-913), Saskia Albert (-918), Klement Bezdeka (-899), Caroline Häfner (-914), Maja Pavlovic (-917); Anzeigenpreisliste: vom 01.01.2019

Sales Services Isabell Diedenhofen (-938), Ilka Gärtner (-921), Franziska Gallus (-916); sales@publish-industry.net

Marketing & Vertrieb Anja Müller (Head of Marketing), Alexandra Zeller (Product Manager Magazines)

Herstellung Veronika Blank-Kuen

Verlag publish-industry Verlag GmbH, Machtfinger Straße 7, 81379 München, Germany
Tel. +49.(0)151.58 21 1-900, info@publish-industry.net, www.publish-industry.net

Geschäftsführung Kilian Müller

Leser- & Aboservice Tel. +49.(0)61 23.92 38-25 0, Fax +49.(0)61 23.92 38-2 44; leserservice-pi@vuserice.de

Abonnement Das Abonnement enthält die regelmäßige Lieferung der Energy 4.0 (derzeit 4 Ausgaben Energy 4.0 Quarterly)

Jährlicher Abonnementpreis

Ein JAHRES-ABONNEMENT der Energy 4.0 ist zum Bezugspreis von 51,20 € inkl. Porto/Versand innerhalb Deutschlands und MwSt. erhältlich (Porto: EU-Zone zzgl. 10 € pro Jahr, Europa außerhalb EU zzgl. 30 € pro Jahr, restliche Welt zzgl. 60 € pro Jahr). Jede Nachlieferung wird zzgl. Versandkosten und MwSt. zusätzlich berechnet. Im Falle höherer Gewalt erlischt jeder Anspruch auf Nachlieferung oder Rückerstattung des Bezugsgeldes. Studentenabonnements sowie Firmenabonnements für Unternehmen, die Energy 4.0 für mehrere Mitarbeiter bestellen möchten werden angeboten. Fragen und Bestellungen richten Sie bitte an leserservice-pi@vuserice.de

Gestaltung & Layout abavo GmbH, Nebelhornstraße 8, 86807 Buchloe

Druck Firmengruppe APPL, aprinta druck, Wemding

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 4.0 erfolgt auf FSC®-zertifiziertem Papier, der Versand erfolgt CO₂-neutral.

Mitglied der Informations-gemeinschaft zur Feststellung der Verbreitung von Werbeträgern e.V. (IWV), Berlin



diese Lösung als funktionale Speicherung. Sie unterstützt Supermärkte dabei, ein flexibleres, nachhaltigeres und umweltfreundlicheres Energiesystem zu schaffen,“ sagt Günter Walter, Geschäftsführer, Aktiv & Irma, Oldenburg.

Netz-Stabilisierung mit Supermarkt-Speicher

Danfoss ist der Überzeugung, dass sich die Speicherbatterie doppelt lohnt, sobald Energieversorger ihren Gewerbekunden flexible Tarife einräumen, mit denen etwa nächtliche Windstrom-Überschüsse zur Netzentlastung billig bezogen werden können. Denn auch die Kühltechnik kann dann als Puffer eingesetzt werden, wenn die Regale von ursprünglich minus acht Grad in der Nacht kostengünstig auf minus zwölf Grad Celsius herunterkühlt und die Stromaufnahme im Tagesverlauf vermieden wird. Sogar die umgekehrte Stromeinspeisung aus Batterie und Photovoltaik zur reaktionsschnellen Netz-Stabilisierung wäre laut Danfoss dann möglich.

Bei einer Kette mit 500 oder 1.000 Supermärkten kann eine solche Netzleistung bereits systemrelevant sein. Wären alle rund 232.000 Supermärkte Europas mit smarten Technologien ausgestattet und an das Stromnetz angebunden, könnten sie nach Berechnungen von Danfoss zehn Kohlekraftwerke ersetzen.

Das Energienetz verändern

Danfoss ist der festen Überzeugung, dass Supermärkte das Potenzial haben, das Energienetz zu verändern und es sicherer, sauberer und flexibler zu gestalten. Sie könnten laut dem Unternehmen ein Schlüsselement des dezentralen Energiesystems sein und einen neuen Standard für die Effizienz setzen, indem sie ihre überschüssige Energie mit ihren Nachbarn teilen, die Energiekosten senken und eine Notstromquelle bereitstellen.

Derzeit ist eine einhundertprozentig autarke Versorgung des Supermarkts allerdings noch nicht möglich. Beispielsweise erzeugt die 100-kW-Photovoltaikanlage jährlich 95.000 kWh Solarstrom, das deckt aber nur 25 Prozent des Verbrauchs. Ziel von Danfoss, SMA und Aktiv & Irma ist es, die Supermärkte möglichst effizient und nachhaltig zu gestalten. Wann es einen komplett energieautarken Markt geben wird, steht noch nicht fest. Günter Walter, Aktiv & Irma, sagt dazu: „Mit jedem Neubau versuchen wir, der Idee des grünen Marktes ein Stück näher zu kommen.“ □

INDUSTR.com

DAS INDUSTRIE-PORTAL

„Create business for industries“

AUTOMATION ENERGIETECHNIK ELEKTRONIK PROZESSTECHNIK

20.000

ARTIKEL
WHITEPAPER
VIDEOS



INDUSTR.com – DAS INDUSTRIE-PORTAL

Zusätzlich zu unseren Technologie-Magazinen A&D, E&E, Energy 4.0 und P&A unterstützt **INDUSTR.com** Ihre Kauf- & Informationsprozesse multimedial.

Relevante Inhalte, thematische Empfehlungen, spannende Verlinkungen zu Know-how-Trägern und Anbietern und unfassbar schnell – **INDUSTR.com** ermöglicht Entscheidern in der Industrie professionelle Geschäftsanbahnung.

Umfrage: Green Production in der Praxis

IST DIE ZERO-EMISSION-FABRIK NUR EIN WUNSCHTRAUM?

Immer mehr Industrieunternehmen machen beim Klimaschutz ernst und fahren Ihre CO₂-Emissionen sukzessive zurück, idealerweise auf Null. Dies schließt häufig den Ausgleich über externe Kompensationsmaßnahmen ein. Aber kann eine klimaneutrale Fabrik auch vor Ort ohne dieses Element gelingen? Und was muss die Politik tun?

UMFRAGE: Michael Nallinger, Energy 4.0 **BILDER:** Bosch-Gruppe; Deneff; HL-STUDIOS; Schneider Electric; iStock, Petmal





**TORSTEN
KALLWEIT**

Dies ist kein Wunschtraum aber ambitioniert und herausfordernd. Die konkrete Umsetzung ist stark von den Gegebenheiten der jeweiligen Fabrik abhängig. Allerdings ist die Zeit für lange Ankündigungen mit Blick auf die aktuellen CO₂-Emissionen weltweit vorbei. Bosch ist das erste große Industrieunternehmen, das die CO₂-Neutralstellung bis 2020 vollständig realisiert. Wir arbeiten hart und konsequent an diesem Ziel. Wenn Bosch vorangeht, hoffen wir, dass andere nachziehen. Gesamtgesellschaftlich müssen Lösungen gefunden werden, die das gute Zusammenleben künftiger Generationen ermöglichen. Gleichzeitig dürfen wir weder Wohlstand noch den jeweiligen Industriestandort gefährden. Derzeit stehen hierzulande viele Vorschläge zur Bepreisung von CO₂ zur Diskussion. Um die Klimaziele zu erreichen, ist es richtig, alle Instrumente auf ihre Wirksamkeit zu prüfen. Dies muss faktenbasiert und auf Basis anerkannter Studien erfolgen.

Leiter Umwelt-, Arbeits- und Brandschutz sowie Nachhaltigkeit, Bosch



**CLAIRE
RANGE**

Diverse Vorreiterunternehmen, wie das Berliner Unternehmen Florida Eis, zeigen bereits heute, dass eine klimaneutrale Produktion in vielen Bereichen wirtschaftlich möglich ist. Energieeffizienz kann für Industrieunternehmen auch einen Einstieg in die Digitalisierung bieten, was Handlungsfelder wie die zielgenauere Steuerung von Maschinen und Anlagen sowie Predictive Maintenance eröffnet. Vielfach lassen sich so Prozesse optimieren, die Produktqualität verbessern und Personalkosten reduzieren. Wichtig ist, dass wir jetzt endlich loslegen. Mit der im Koalitionsvertrag angekündigten Energieeffizienzstrategie besteht die Chance dazu, die Kurswende einzuleiten. Nichtsdestotrotz sollten Unternehmen aber nicht auf die Politik warten, sondern bereits jetzt auf energieeffiziente Technologien umsteigen, denn die Politik geht im Bereich der Energieeffizienz in der Industrie sehr zögerlich vor.

Managerin Energieeffizienz in der Industrie, Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz



**ANDREAS
MATTHÉ**

Es wird möglich sein, die Produktion durch eine intelligent dezentralisierte Energieversorgung nahezu CO₂-neutral zu machen – natürlich unter der Voraussetzung, dass die Produktion eine gewisse Flexibilität im Energiebezug zulässt. Für unsere Unternehmenstätigkeit bei Siemens haben wir im September 2015 das globale „CO₂-Neutral“-Programm gestartet. Basierend auf einem positiven Geschäftsszenario wollen wir den CO₂-Fußabdruck unserer eigenen Betriebe bis zum Jahr 2020 gegenüber 2014 halbieren und bis 2030 klimaneutral sein. Klimaschutz und Energieeffizienz sind heute einer der wichtigsten Bausteine im Industriebetrieb. Der zentrale Schlüssel ist dabei die Digitalisierung. Werden Energiedaten systematisch erfasst und analysiert, lassen sich etwa Lastspitzen oder Energiefresser identifizieren und Standby-Verbräuche über intelligente Steuer- und Regelfunktionen vermeiden.

CEO der Business Unit Low Voltage Products, Siemens, Smart Infrastructure



**JÜRGEN
SIEFERT**

Dies ist tatsächlich umsetzbar. Wer heute eine Produktionsanlage auf der grünen Wiese errichtet, wird allein aus wirtschaftlichen Gründen eine grüne Produktion planen. Denn Energieeffizienz und geschlossene Kreislaufwirtschaft garantieren Wettbewerbsvorteile. Dies funktioniert natürlich auch bei bestehenden Standorten. Wir bei Schneider Electric haben uns dazu verpflichtet, die Energiezufuhr für unsere weltweiten Produktionsstätten bis 2030 auf 100 Prozent erneuerbare Energien umzustellen. Der Anfang ist mit neun Standorten bereits gemacht. Wichtig ist hier, die Industriebetriebe mit den politischen Klimaschutzzielen nicht alleine zu lassen. Vorgaben müssen mit konkreten Maßnahmen zur Einhaltung unterfüttert sein. Schon heute ermöglichen Digitalisierung und Automatisierung ein erhebliches Maß an CO₂-Einsparung. Eine noch konsequentere Implementierung ließe sich durch politische Vorgaben erreichen und ist sehr wünschenswert.

Vice President Industrial Automation DACH, Schneider Electric



Dynamische Netzplanung mit Smart-Meter- und Geodaten

Simulationen aus dem Daten-See

Die konventionelle Netzplanung stößt mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und der E-Mobilität an ihre Grenzen. Zu aufwendig die bisherige Methodik, zu statisch das Konzept der Worst-Case-Auslegung der Netze. Modellierungen auf Basis von Advanced Metering Infrastructure (AMI) eröffnen neue Möglichkeiten.

TEXT: Johannes Hackstette, Landis+Gyr BILDER: iStock, enot-poloskun

Dezentrale Energieanlagen, Speicher, Eigenverbraucher und Elektromobilität stellen die Betreiber der Verteilnetze als Rückgrat der Energiewende vor große Aufgaben. Gefragt sind daher intelligente, digitale Lösungen, die flexibles Handeln und nachhaltige Entscheidungen auf Basis valider Daten ermöglichen. Dreh- und Angelpunkt einer effizienten Netzführung und -planung ist eine zentrale Datenhaltung, auf die alle Abteilungen des Netzbetreibers zugreifen können. Schließlich erfordert die zunehmende Komplexität und Dynamik im Verteilnetz schnelle, agile Prozesse, um den aktuellen und künftigen Herausforderungen auf der Mittel- und Niederspannungsebene operativ und strategisch begegnen zu können.

Damit zählen die Betreiber der Verteilnetze zu den Protagonisten der „Digitalisierung der Energiewende“. Dementsprechend wichtig ist es, dass sie über die notwendigen Kompetenzen und Tools verfügen. Ein wichtiger Aspekt der Digitalisierung ist dabei neben der Hard- und Software die Datenbasis. Je mehr Datenquellen genutzt werden, desto größer der operative Nutzen der daraus abgeleiteten Analysen, Szenarien und Simulationen.

Advanced Grid Analytics (AGA) von Landis+Gyr ist ein Querschnittstool, das unter anderem Daten aus dem Geoinformationssystem und die AMI-Daten von Smart Metern mit Informationen aus den verschiedenen Sensoren in den Umspannwerken, Leitungen, Netzkomponenten und dem SCADA-System zusammenführt und so ein exaktes Bild aller Vorgänge im Netz ergibt. Die Lösung basiert auf einem mit den gängigen Geoinformationssystemen kompatiblen, dynamischen Konnektivitätsmodell, einer leistungsstarken NoSQL-Datenbank, hochkomplexen Analyse-Tools und Netzberechnungsalgorithmen. Auf Integrationsebene verfügt die Software über vielfältige Schnittstellen, die eine nahtlose Verknüpfung der verschiedenen Datenquellen ermöglichen. Alle erfassten und gespeicherten dynamischen und statischen Daten fließen dafür in einen zentralen Data Lake.

Dieses ganzheitliche Konzept über die verschiedenen Datenströme und Unternehmensbereiche zielt auf einen effizienteren, sichereren und ökonomischeren Netzbetrieb und eine effektive, wirtschaftliche Systemplanung. „Intelligente Netzplanung und smarte Lösungen für das Lastmanagement, mit denen sich unnötige Investitionen vermeiden lassen, sind zwei

Seiten derselben Medaille. Beide zielen darauf, Netzstabilität und Energieeffizienz in Einklang zu bringen. Umso sinnvoller ist es, beiden mit einer Plattform wie AGA eine gemeinsame Basis zu geben“, so Ifigeneia Stefanidou, Innovation and Key Markets Manager bei Landis+Gyr.

Digitales Netzmodell als Planungsgrundlage

Im Zentrum der AGA-Plattform steht ein dynamisches elektrisches Modell des realen Systems, das über Algorithmen aus dem Data Lake generiert – und aktuell gehalten wird. „Quasi ein digitaler Zwilling des physischen Netzes, der für alle möglichen Analysen und Szenarien genutzt werden kann, ohne jedes Mal aufs Neue aufwendig generiert werden zu müssen“, so Stefanidou. In Simulationen lassen sich anhand des Modells und den auf Basis von historischen Daten definierten Last- und Produktionsprognosen Ausbaumaßnahmen, neue Anschlussnehmer oder Einspeiseszenarien durchspielen. Unter anderem können bei Netzanschlussgesuchen die möglichen Auswirkungen auf die Netzstabilität in Varianten simuliert und bewertet werden.

Netzanpassungen, die Integration von Speicherkapazitäten oder Prosumern können in „What-if“-Szenarien ebenso ausgewertet werden, wie die Effekte langfristiger Planungen einzelner oder mehrerer Teilstücke des Netzes. Somit können auf einer soliden, realen Datenbasis strategische Investitionsentscheidungen vorausschauender und bedarfsgerechter gefällt und deren Umsetzung wirtschaftlicher und effizienter gestaltet werden.

Europa an der Schwelle

Europaweit investieren derzeit Energieversorger und Verteilnetzbetreiber in den Ausbau ihrer AMI-Infrastrukturen. Parallel laufen erste Pilotprojekte und Tests für den Einsatz von AGA. „AMI-Daten, die in hoher Qualität nahezu in Echtzeit zur Verfügung stehen, sind eine Grundvoraussetzung für den Einsatz von Advanced Grid Analytics“, so Stefanidou. Auf der anderen Seite stehe ein beträchtlicher wirtschaftlicher Nutzen, so die Expertin: „Zahlreiche Projekte in den USA und anderen Märkten haben gezeigt, dass sich durch die Einbindung der AMI-Daten in AGA der Business Case für den Smart-Meter-Rollout schneller und besser rechnet.“ □



Smart Metering in der Leistungsmessung

Rollout „Spezial“ beim Großverbraucher

Industrie und Gewerbe geraten beim Smart Meter Rollout immer mehr ins Hintertreffen. Dabei war ihnen ursprünglich einmal die Vorreiterrolle zgedacht worden. Die Standard-Infrastruktur ist den Anforderungen jedoch nicht gewachsen. Mit speziellen Gerätelösungen ist der Rollout dennoch zeitnah und rechtskonform möglich.

TEXT: Eva Wagenbach für EMH Metering **BILDER:** Köln Bonn Airport; Ecki Raff, EMH Metering; iStock, Guzaliia Filimonova

Großverbraucher mit mehr als 10.000 kWh Jahresverbrauch sollten die ersten sein, die ein intelligentes Messsystem (iMsys) erhalten – so hatte es das BMWi in seinem Rolloutpfad 2016 festgelegt. Betroffen von dieser Rolloutphase sind Bäckereien und Imbissbuden ebenso wie Textilunternehmen, Chemiekonzerne und Flughafenbetreiber. Tatsache ist jedoch: Der im „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ festgelegte Zeitplan ist nur noch Theorie. Vor allem RLM-Kunden mit ei-

nem Jahresverbrauch über 100.000 kWh verlieren immer mehr den Anschluss beim Rollout – und zwar nicht nur, weil die Branche noch immer auf drei zertifizierte Smart Meter Gateways (SMGW) wartet und auf die für den Startschuss entscheidende Markterklärung. Wichtigster Grund: Die vorgesehenen Geräte sind nicht auf ihre Anforderungen hin ausgerichtet. „Der FNN-Basiszähler ist für Energiemessung in Industrie und Gewerbe nicht immer geeignet“, betont Peter Heuell, Ge-

Unabhängig vom Rollout müssen Arealnetzbetreiber die Menge des Eigenstroms und den Strom, den sie an gewerbliche Mieter oder Subunternehmen abgeben, ab sofort viertelstundengenau messen.



schäftsführer von EMH Metering. „Dafür braucht man Funktionalitäten, wie sie spezielle Industrie- und Lastprofilzählerlösungen, die heute zum Einsatz kommen, vorweisen.“

Diese Spezialzähler erfassen nicht nur den Stromverbrauch von RLM-Kunden viertelstündlich und übermitteln die Daten per Zählerfernauslesung an den Netzbetreiber, sie erfassen auch teilweise umfangreiche Netzzustandsdaten und verfügen über eine Echtzeitanbindung an das Energiemanagementsystem der Endkunden. Da diese Kundengruppe für rund 75 Prozent des deutschen Strombezugs steht, können Fehlmessungen und fehlende Daten gravierende Folgen für die Rechnung und die Netzstabilität haben. Die elektronischen Spezial-Zähler kommen aber auch bei Nicht-RLM-Kunden zum Einsatz, wenn neben dem Energieverbrauch Blindenergie und Lastgän-

ge bestimmt werden müssen. Eine solche Spezialinfrastruktur lässt sich nicht einfach durch die neue Smart Meter-Messwelt ersetzen.

Voraussetzungen nicht erfüllt

Auch das SMGW erfüllt nicht alle Anforderungen an die Energiemessung bei Großverbrauchern. „Das Smart Meter Gateway der ersten Generation ist nicht für alle RLM-Messung geeignet“, erläutert Heuell. „Erst die 2. Generation ist auf die dreiphasige RLM-Messung abgestimmt.“ Folgerichtig zieht das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik in der im Ende Januar veröffentlichten „Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme“ das Fazit: Die Voraussetzungen für die Feststellung



Profitieren auch Sie von unserem Know-how aus der Praxis. Mit unseren Experten für Gateway-Administration und Messdaten-Management bringen Sie Ihre Prozesse zum Laufen – sowohl im grundzuständigen als auch im wettbewerblichen Messstellenbetrieb.

Wir bieten Ihnen einen Full-Service und mehr:

- **Nahtlose Integration Ihres ERP-Systems**
- **Mehrsparren-Metering**
- **Visualisierung**
- **CLS-Management**



Zukunftssicher: Der RLM-Zähler LZQJ-XC lässt sich in ein intelligentes Messsystem integrieren, sobald die G2-Gateways auf dem Markt sind.

der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme gemäß § 30 MsbG sind für Verbraucher mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch nicht erfüllt.

Können Messstellenbetreiber bei RLM-Kunden also derzeit nur abwarten und Nichtstun? Nicht zwingend. Peter Heuermann rät: „Wer vorausschauend plant, wählt jetzt bei Neuinstallationen und Zählerwechseln einen Zähler, der sich später an das SMGW anbinden lässt. Auf diese Weise können alle jetzigen Anwendungen ohne erneuten Zählerwechsel in die neue Messwelt übertragen werden.“ Für diese Anwendung hat EMH metering den LZQJ-XC im Portfolio. Per Adapter lässt sich dieser RLM-Zähler in ein intelligentes Messsystem integrieren, sobald die G2-Gateways auf dem Markt sind. Messstellenbetreiber können den Rollout bei ihren Großkunden auf diese Weise gesetzeskonform, effizient und ohne Brüche umsetzen.

Einheitliche Zählerinfrastruktur

Auch in der Kundengruppe mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh sollte ein solcher Industriezähler als Basis für das iMsys genutzt werden, ergänzt Heuermann: „Der LZQJ-XC ist in dieser Kundengruppe bereits etabliert. Ein Zählerwechsel ist also bei späterer Aufrüstung mit einem Smart Meter Gateway nicht notwendig.“ Ein einheitlicher Zähler bei Industrie und Gewerbe hat weitere Vorteile: „Der Aufwand für Schulungen, Nachfragen, Transport und Lieferung sinkt dadurch erheblich.“

Auch für kleinere Gewerbe- und Industrie-Kunden ist der Industriezähler häufig alternativlos. Etwa wenn diese per

Maximaltarif abgerechnet werden. Der Verbrauch von Unternehmen mit sehr hohen Leistungsspitzen wird auf diese Weise reguliert. Überschreitet der Kunde eine vereinbarte Leistung, wird diese zusätzlich berechnet. Der Maximum-Tarif ist im SMGW G1 nur optional hinterlegt. Die Aufgabe wird zukünftig über den Tarifierungsfall (TAF) 8 verankert. „Aktuell lässt sich der Maximum-Tarif nur über Spezialzähler wie den LZQJ-XC abrechnen“, erklärt Heuermann. Sobald das SMGW die Tarifierung übernehmen kann, lässt es sich über einen Adapter an den Zähler anbinden. Auch die Lastprofilmessung wird zukünftig vom SMGW realisiert. Dafür gibt es den TAF 7 – den so genannten „Zählerstandgang“. Da das Lastprofil allerdings in vielen Fällen heute bereits mit einem Lastgang-Zähler gemessen wird, ist ein Zählerwechsel auch hier nicht nötig, wenn dieser sich an das Gateway mit aktiviertem TAF 7 anbinden lässt.

Arealnetzbetreibern drohen hohe Verluste

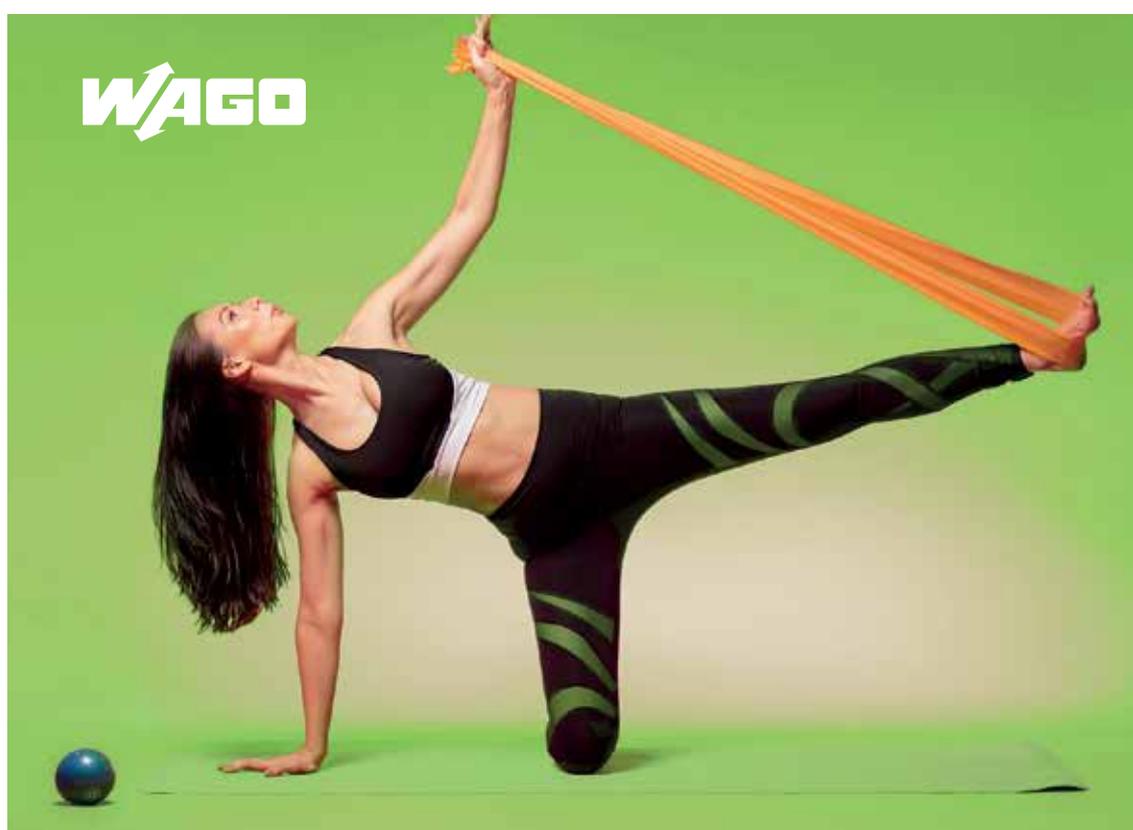
In einer besonders brisanten Situation befinden sich Arealnetzbetreiber und Unternehmen mit eigenen Erzeugungsanlagen. Unabhängig vom Rollout müssen sie die Menge des Eigenstroms und den Strom, den sie an gewerbliche Mieter oder Subunternehmen abgeben, ab sofort viertelstundengenau messen. Andernfalls verlieren sie die Befreiung von der EEG-Umlage. So schreibt es das Energiesammelgesetz vor, das Anfang des Jahres in Kraft trat. Betroffen sind beispielsweise Flughafenbetreiber oder auch Industrie- und Chemieparks, in deren Anlagen der Drittverbrauch unterschiedlichster Subunternehmen abgegrenzt werden muss. Für die Abrechnung der „Verbraucher“ kommen derzeit so genannte Hutschienenzähler

ler zum Einsatz. Deren Bauweise ist sehr kompakt, damit eine große Anzahl Zähler in den Schaltschränken montiert werden kann. Die aktuell eingesetzten Geräte messen jedoch keine Lastprofile.

„Den Arealnetzbetreibern gehen mehrere Hundert Millionen Euro verloren, wenn sie die Messung nicht wie gefordert nachweisen“, warnt Heuell. Für die Bestimmung des Stromverbrauchs der Drittverbraucher werden Zähler benötigt, die das Lastprofil eichrechtskonform messen. Ein herkömmlicher RLM-Zähler kommt dafür nur bedingt in Frage. „Lastprofilzähler sind zu groß, um sie in größeren Stückzahlen in den Schaltschränken der Arealnetzbetreiber zu montieren“, erläutert Heuell. EMH Metering hat nun einen kompakten Hutschienenzähler entwickelt, der den Zählerstandgang eichrechtskonform misst. „Unser DIZ-H schafft die Voraussetzung sich von der EEG-Umlage befreien zu lassen – und sorgt für Investitionssicherheit: mit der integrierten LMN Schnittstelle lässt er sich an das SMGW anbinden und steht somit auch bereit für den Smart Meter Rollout.“

Großkunden, Arealnetzbetreiber und auch mittelständische Industrien und Kleingewerbe benötigen für den Rollout spezielle Zählerlösungen. Wer jetzt vorausschauend plant, kann ohne

Zählerwechsel alle derzeitigen Anwendungen in die neue Messwelt übertragen und gewinnt eine einheitliche und hochsichere Mess-Infrastruktur. Die Großverbraucher werden ihrer zentralen Rolle im Rollout-Plan damit doch noch gerecht. □



SPANNUNGSBAND HALTEN SIEHT FÜR SIE ANDERS AUS? FÜR UNS AUCH!

Diskutieren Sie Herausforderungen und Lösungen der Energiewende für Netzbetreiber, Stadtwerke und Energiewirtschaft auf Augenhöhe – mit Kollegen und Experten aus Industrie und Forschung.

6. WAGO Smart-Grid-Fachtagung

Wann: 24. und 25. September 2019

Wo: Ingelheim am Rhein

Agenda und Anmeldung unter
www.wago.com/smart-grid

Jetzt anmelden!

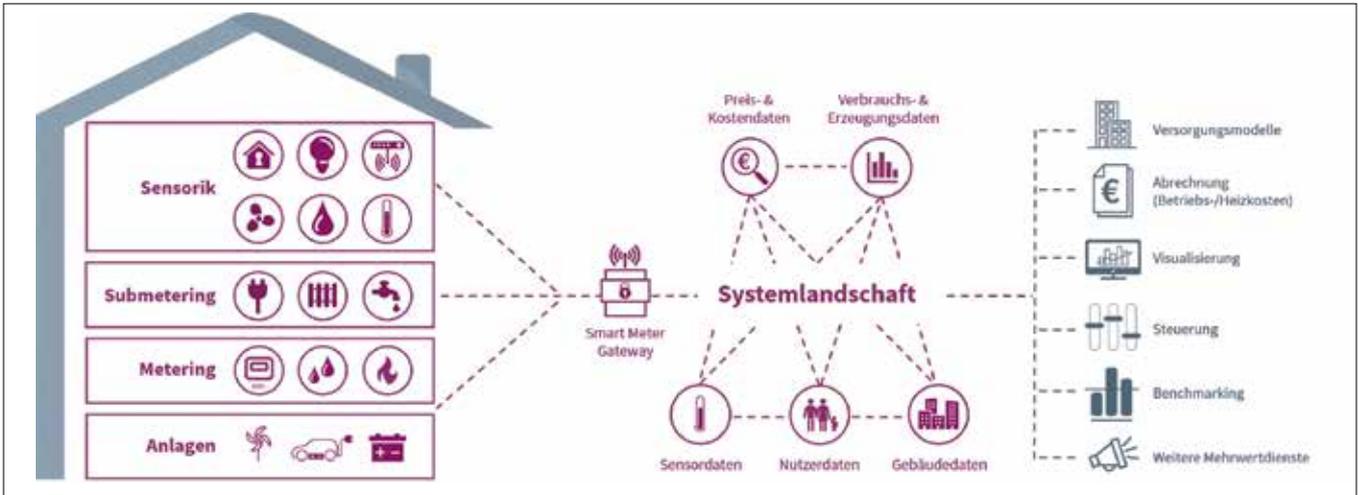
www.wago.com/smart-grid

CLS-Management

Portal für die digitale Zukunft

Wenn steuernd auf Geräte hinter dem Smart-Meter zugegriffen werden soll, kommt auf die intelligenten Messsysteme und insbesondere deren CLS-Schnittstelle eine sehr wichtige Rolle zu, so die Einschätzung des Berliner Spezialisten für die Gateway-Administration Gwadriga. Allerdings bedarf es noch bestimmter Vorgaben.

TEXT: Uwe Pagel, Press n Relations **BILDER:** Gwadriga; iStock, sakkmasterke



Die Systemlandschaft rund um das Smart-Meter-Gateway und die CLS-Schnittstelle.

Während der Rollout der intelligenten Messsysteme noch immer auf sich warten lässt, werden durch die Digitalisierung hinter dem Zähler schon längst Fakten geschaffen: Die zunehmende Vernetzung von elektrischen Geräten in Haushalten und Betrieben stellt das Stromnetz vor neue Herausforderungen.

Vernetzte Systeme verbreiten sich mit zunehmender Geschwindigkeit in Haushalten, aber auch im gewerblichen und industriellen Umfeld. All diese Systeme erreichen unterschiedliche Schutzlevel, sind aber letztlich über den Kundenrouter

angeboten. Einzelnen mögen die im Einsatz befindlichen Systeme dabei kein allzu großes Risiko für das Netz darstellen. Werden sie allerdings zu großen Gruppen aggregiert, nimmt die Systemrelevanz schnell zu. „Diese Entwicklung lässt sich nicht aufhalten. Schließlich haben hier relevante Marktakteure ein hohes wirtschaftliches Interesse daran, diese Systeme zu verbreiten. Für den Verteilnetzbetreiber heißt das, er braucht in jedem Fall einen sicheren und zuverlässigen Zugang zu den elektrischen Anlagen hinter dem Zähler“, beschreibt Dr. Michal Sobótka, Geschäftsführer von Gwadriga, die Herausforderung.



ATMEN SIE GANZ RUHIG

... auch wenn es spannend wird.

Moxa PR/HSR integrierte Kommunikations- und Computer-Lösungen

- All-In-One PRP/HSR RedBox unterstützt Gigabit, Coupling und QuadBox für skalierbare Netzwerke ohne Umschaltzeit
- Computer mit integrierter PRP/HSR Unterstützung visualisiert im PRP/HSR Netzwerk Management System
- Überwachung von Steuergeräten und redundanten Netzwerken auf einer einzigen SCADA Plattform

Zugang für Verteilnetzbetreiber

Da die Anlagen, die man zur Stabilisierung des Netzes benötigt, zunehmend hinter dem Smart-Meter-Gateway liegen, bietet die CLS(Controllable Local Systems)-Schnittstelle genau den Zugang, den der Verteilnetzbetreiber im Störfall benötigt. So lassen sich dezentrale Kundenanlagen zur Stabilisierung nutzen und der Störfall kann direkt adressiert und lokal begrenzt werden. Im Falle eines Denial-of-Service-Angriffs ist es möglich, diesem über größere Photovoltaik-Anlagen oder Speichersysteme gezielt zu begegnen. „Noch besser wäre es, wenn Netzbetreiber nicht nur reaktiv, sondern proaktiv die Koordination mit den Energiemanagementsystemen in Häusern angehen würden – beispielsweise über zeitlich und räumlich verbindliche und differenzierte Vorgaben für die verschiedenen Smart-Home-Energiemanagementsysteme. So könnte etwa die maximale Leistung festgelegt werden, die das gesamte Energiesystem hinter dem Smart-Meter zum Zeitpunkt X beziehen oder einspeisen darf“, erläutert Sobótka.

Anwendungsfall Engpassmanagement

Die Debatte rund um das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus zeigt, dass nun auch für den Verteilnetzbetreiber das marktbasierete Engpassmanagement in den Fokus rückt. So enthält der Artikel 14 Absatz 1c EnWG die Option, dass dem nachgelagerten Netzbetreiber nicht zwangsläufig vorgeschrieben werden muss, welche Anlagen er zur Behebung eines Engpasses im vorgelagerten Netz auswählt. Vielmehr räumt hier der Gesetzentwurf Gestaltungsfreiheit ein: Netzbetreiber dürfen selbst die Maßnahme auswählen, sind dann aber natürlich auch dafür verantwortlich, dass die prognostizierten Werte eingehalten werden. Egal ob dies über die Steuerung zu- und abschaltbarer Lasten, die Technologien der Sektorenkopplung oder die Steuerung des netzdienlichen Einsatzes von Speichern erreicht wird, stellt sich nun die Frage, wie die Erbringung von Flexibilitäten dokumentiert wird. Denn jeder einzelne Flexibilitätsanbieter, von der kleinen PV-Anlage, dem Heimbatteriespeicher oder der Wärmepumpe bis hin zum Elektrofahrzeug, soll zukünftig nur für diejenige

Flexibilität vergütet werden, die dieser Netznutzer auch nachweislich erbracht hat.

Nachweis über Flexibilitätserbringung

Hier kommen grundlegend zwei Möglichkeiten in Betracht: So könnte es den Anbietern von Flexibilität überlassen bleiben, welches System diese zur Validierung der erbrachten Leistung nutzen. „Dabei besteht allerdings das Risiko, dass ungeeichte und unsichere Systeme benutzt werden und die Datenqualität mangelhaft ist. Besser wäre es auch hier, auf die CLS-Schnittstelle zurückzugreifen. So würde sichergestellt, dass die Daten über die erbrachte Flexibilität manipulationssicher abgebildet werden“, erklärt Sobótka. „Ein weiterer Vorteil ist, dass die CLS-Schnittstelle bereits einen etablierten Standard darstellt, den auch die Flexibilitätsanbieter nutzen können, sodass sich der Umsetzungsaufwand für alle Beteiligten begrenzen lässt“, so der Gwadriga-Chef weiter.

Dabei muss die Steuerung auch nicht über die CLS-Schnittstelle selbst erfolgen. In einem weiteren Pilotprojekt, an dem Gwadriga beteiligt, werden beispielsweise Marktpulse über die CLS-Schnittstelle an weitere Steuerungssysteme weitergegeben, die dann für eine optimierte Regelung der Systeme vor Ort sorgen. So wird ein Börsenpreis-optimiertes und kostengünstiges Steuerungsverfahren aufgebaut, mit dem die sonst abgeregelte Energie aus erneuerbaren Quellen in wind- und sonnenstarken Zeiten für die Heizung oder das Laden der E-Autos in Privathaushalten genutzt werden kann.

Vorfahrtsregeln fehlen

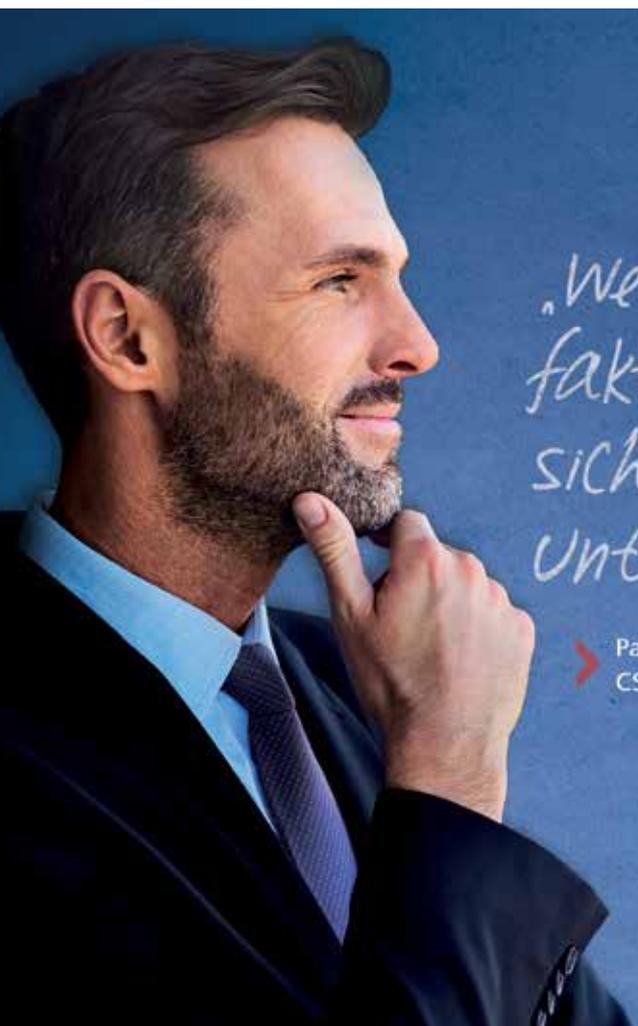
Ungelöst ist bis jetzt die Ausgestaltung der Zugriffsregeln. Technisch ist es kein Problem, 25 Akteure gleichzeitig auf das Smart-Meter-Gateway und die CLS-Schnittstelle zugreifen zu lassen. Was aber, wenn die involvierten Akteure unterschiedliche Interessen haben? Wenn man die grundlegenden Motivationen und Interessen der potenziellen Nutzer der CLS-Schnittstelle betrachtet, wird schnell deutlich, wie umfassend der Abstimmungsbedarf ist. Ein Beispielhaft zeigt dies das Projekt

» Wir müssen gemeinsam die Vorfahrtsregeln zur Steuerung von Kundenanlagen über die CLS-Schnittstelle definieren.«

Dr. Michal Sobótka, Geschäftsführer von Gwadriga

„Virtueller WärmestromPool“ der Rheinenergie, bei dem über die CLS-Schnittstelle eine größere Anzahl von Nachtspeicherheizungen flexibel gesteuert werden soll: „Hier liegt es klar im Interesse des Vertriebs, die Anlage möglichst marktorientiert zu betreiben. Der Verteilnetzbetreiber hat wiederum das berechnete Interesse, die Nachtspeicherheizungen netzdienlich laufen zu lassen. Und der Eigentümer der Anlage möchte natürlich sein Ergebnis optimieren und wird daher zwischen den Angeboten der Netzbetreiber und Vertriebe situationsbedingt wechseln wollen, um den größtmöglichen Nutzen daraus zu ziehen.“, beschreibt Sobótka den Interessenskonflikt.

Das Beispiel der Nachtspeicherheizung lässt sich letztlich auf jede Art der Flexibilität übertragen. Aus diesem Grund leitet sich aus Sicht des Gwadriga-Geschäftsführers Dr. Michal Sobótka schon jetzt ein eindeutiger Auftrag ab: „Wir müssen gemeinsam die Vorfahrtsregeln zur Steuerung von Kundenanlagen über die CLS-Schnittstelle definieren. Dabei sollten Maßnahmen zur Netzstabilisierung immer dann Vorfahrt haben, wenn so die Systemkosten reduziert werden können. Dafür bedarf es einer Vorfahrtsregel, die im Kontext des Ampelkonzepts seitens des BDEW schon bald erarbeitet werden sollte.“ □



„Welche Risikofaktoren verbergen sich in meiner Unternehmens-IT?“

➤ Paul Elms, 44,
CSO

it sa 2019

Die IT-Security Messe und Kongress

HOME OF IT SECURITY

Lösungen haben eine Plattform

Entdecken Sie richtungsweisende IT-Security-Trends und innovative Lösungen auf der international führenden Fachmesse für IT-Sicherheit. Sichern Sie sich Ihr **Gratis-Ticket** zur it-sa 2019!



Nürnberg, Germany | 8.-10. Oktober 2019

it-sa.de/it-sicherheit4U

NÜRNBERG MESSE



Anschrift

infoteam Software AG
 Am Bauhof 9
 91088 Bubenreuth, Germany
 T +49/9131/7800-0
 F +49/9131/7800-50
 info@infoteam.de
 www.infoteam.de

Gründungsjahr

1983

Dienstleistungsportfolio

Wir erarbeiten Software-Lösungen in einem Umfeld komplexer Anforderungen und anspruchsvoller Systeme, insbesondere im normativ regulierten Umfeld und bei mathematisch komplexen Data-Science-Anwendungen für die Märkte Medizintechnik, Laborautomation, Transportation, Bahntechnik, Energy, Industrie- und Gebäudeautomation sowie Maschinenbau.

infoteam Software AG auf einen Blick

Die infoteam Software AG ist ein mittelständisches Unternehmen, mit Hauptsitz in Bubenreuth bei Erlangen und weiteren Standorten in Deutschland, der Schweiz und China. Seit der Gründung im Jahr 1983 und mit einer 35-jährigen Firmengeschichte ist das Unternehmen kontinuierlich gewachsen und beschäftigt heute mehr als 250 Mitarbeiter. Normenkonforme Software von infoteam

FIRMENPROFIL

Die infoteam Software AG ist langjähriger Anbieter von normativ regulierten Softwarelösungen und Data-Analytics-Anwendungen mit mehr als 250 Mitarbeitern an Standorten in Deutschland, der Schweiz und China.



trägt maßgeblich zur Sicherheit, Gesundheit und Zukunft von Menschen bei. Deshalb sind diese Lösungen gleichermaßen zuverlässig und zukunftsweisend. Das Unternehmen arbeitet mit Weitblick und Branchenkenntnis und ist daher imstande, lösungsorientiert, zielführend und kundenspezifisch Projekte zu realisieren. Interdisziplinär und hochspezialisiert vereinen Mitarbeiter von infoteam unterschiedlichste Erfahrung.

Basierend auf innovativen Technologien wie Deep Learning (Maschinelles Lernen) oder Künstlicher Intelligenz (KI) entwickelt infoteam Data Science-Anwendungen wie Predictive Maintenance oder OEE-Module für industrielle Produktionsstätten.

Ein Hauptfokus von infoteam liegt auf der Energiewirtschaft. Hier nimmt der Bedarf an hochverfügbaren, sicheren und zugleich leistungsfähigen Systemen stetig zu. „Digitale Transformation“, „Retrofit von Bestandsanlagen“ und „virtuelle Kraftwerke“ sind nur drei Schlagworte, die die Herausforderungen an dezentrale Energienetze (Smart Grids) der Zukunft beschreiben. Moderne und ressourcenschonende Energieerzeugung und -verteilung sowie Wasseraufbereitung und -ver-

sorgung bedürfen deshalb neuer Prozesse und Softwarelösungen für ein smartes Netzmanagement und intelligentes Maintenance.

Für die globale Vernetzung von Smart Grids braucht es eine standardisierte, herstellerunabhängige, zertifizierbare Kommunikation zwischen Feldgeräten und Systemen, wie sie die praxisbewährte Norm IEC 61850 beschreibt. infoteam verfügt über langjährige Projekterfahrung in diesen Bereichen für die Energietechnik. Die Kompetenzen in der Datenaggregation und -modellierung sowie in der Automatisierung und darüber hinaus in der Visualisierung von Daten mit Hilfe von SCADA-Systemen, bilden die Basis für langjährige und erfolgreiche Projekte mit den Kunden der infoteam Software AG.

infoteam realisiert und betreut mit einem breiten Erfahrungsschatz international Softwareprojekte und -lösungen über den gesamten Produktlebenszyklus hinweg. Neben der Energiewirtschaft ist das Unternehmen auch in den Märkten Medizintechnik, Laborautomation, Transportation, Bahntechnik, Industrie- und Gebäudeautomation sowie dem Maschinenbau zu Hause. □

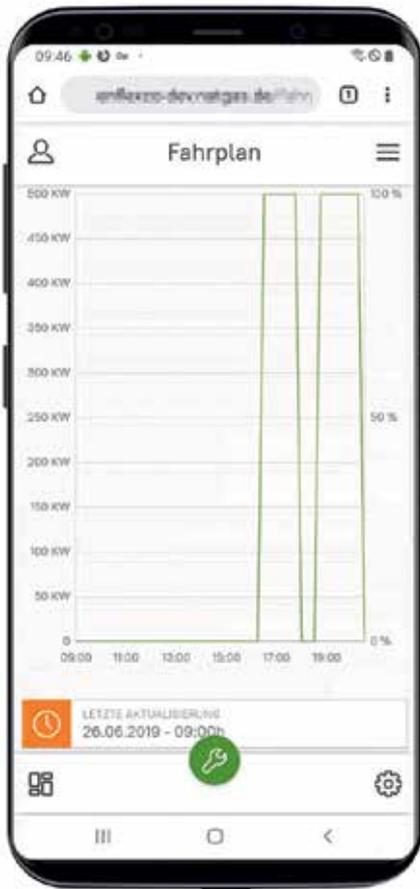


Vermarktung von Grünstrom

BETREIBER UND MÄRKTE VEREINEN

Bei EEG-Anlagen in der Flexibilitätsvermarktung ist es enorm wichtig, stets aktuell über Fahrplanänderungen der Anlagen informiert zu sein. Mit der Lösung EnergieFlexPort von Natgas ist dies jetzt auch ohne zeitliche Verzögerung möglich.

TEXT: Michael Nallinger, Energy 4.0 BILDER: Natgas; iStock, StudioM1



Die App bietet Informationen zur Einspeisung und zum Fahrplanbetrieb in Echtzeit.

Jan-Hendrik Semkat ist sich sicher: „Die Nachfrage nach Flexibilität und Lastverschiebungspotenzial in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch wird deutlich ansteigen und den Anbietern einen erheblichen Mehrwert in die Bilanzen spülen. Zudem verbessert sich gleichzeitig die Netzstabilität“, so der Vorstand von Natgas. Das Potsdamer Unternehmen hat genau für diese Anforderungen mit EnergieFlexPort eine Plattformlösung entwickelt, die Anlagenbetreibern Zugang zu den dafür benötigten Daten gibt. Neben Informationen zur Einspeisung und zum Fahrplanbetrieb in Echtzeit lassen sich über den Webzugang sowohl geplante Wartungen an Natgas melden, als auch aktuelle Rechnungen einsehen. Laut Semkat liegt die Besonderheit der bundesweit angebotenen Lösung in der Vermarktung der

frei verfügbaren Flexibilität am kontinuierlichen Intraday-Markt. „Wir nehmen am Handel an der Epex Spot teil“, erläutert er. Die Vermarktung der Flexibilität erfolgt dabei allein unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. „Der kurzfristige Strommarkt reagiert schon heute mit fallenden Preisen auf Überangebote aus Wind und PV“, betont Semkat.

Digitalisierung in der Praxis

Ähnliches wird auch bei Enera, einem Schaufensterprojekt für die Energiewende (Sinteg), getestet. Dort befasst man sich in einem Modellvorhaben mit der Digitalisierung von Endverbrauchern und dezentralen Erzeugern. Involviert sind zudem Haushalte, ausgewählte Großverbraucher und Speicher. „Wir haben dieses Modell bei ausgewählten

Kundengruppen bereits in die Praxis umgesetzt“, berichtet der Natgas-Chef über das Projekt.

Start mit Biogasanlagen

In der ersten Version von EnergieFlexPort liegt der Fokus auf Biogasanlagen, zukünftig sollen aber auch Direktvermarktungskunden mit Wind- und Photovoltaikanlagen sowie Lieferkunden für Gas und Strom eingebunden werden. Zudem ist geplant, Portfolioservice-Kunden und die neuen Geschäftsbereiche Demand-Side-Management (DSM) und Cross-Commodity-Management (CCM) zu integrieren.

Der Einstieg in EnergieFlexPort läuft über ein Dashboard. Hier habe der Nutzer die wesentlichen Funktionen sofort

parat. Semkat erläutert die Hintergründe: „Wir wollen den Anlagenbetreiber näher an die Energiemärkte bringen. Eine ständige Transparenz bei der Fahrplangestaltung schafft Sicherheit und erhöht die Verfügbarkeit der technischen Einheiten.“ Letzteres steigere die erzielbaren Erlöse aus der Vermarktung und reduziere die Kosten bei einer ungeplanten Nichtverfügbarkeit.

Fokus auf Cloud-Technologie

Der Datenaustausch erfolgt mittels OData (OpenData Protocol). Das ist auch die Grundlage, um alle relevanten Informationen technisch so schnell wie möglich zum Nutzer zu bringen. Natgas legt dabei den Fokus auf moderne Cloud-Technologien. Dabei fiel die Wahl aufgrund der Möglichkeiten bei Machine Learning und Künstlicher Intelligenz auf Google. Sorgenfalten bei den Kunden in puncto Datenschutz befürchtet

Semkat nicht: „Wir haben uns für einen großen Cloudanbieter entschieden, da die Anforderungen an Datenverfügbarkeit und IT-Sicherheit in unserem Kontext schon heute sehr hoch sind und in Zukunft perspektivisch weiter steigen werden. Kleine Rechenzentrumsanbieter oder gar ein Eigenbetrieb sind da nicht wirtschaftlich und schnell genug.“

Google besser als der Ruf

Bei genauer Betrachtung sei Google, was Datenschutz und Datensicherheit angeht, deutlich besser als sein Ruf. Der US-amerikanische IT-Konzern verfüge über Zertifizierungen aller wichtigen Richtlinien und erfülle die Sicherheitsanforderungen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik. Auch der Plan von Natgas, in Zukunft noch mehr mit Methoden der Künstlichen Intelligenz zu arbeiten, sei ein Argument für Google gewesen. „Die sind

in diesem Feld einfach am weitesten“, betont Semkat. Dennoch ist diese Kooperation nicht alternativlos: „Wir haben darauf geachtet, dass unsere Lösung jederzeit zu einem anderen Anbieter umziehen kann, falls es für unsere Kunden und uns vorteilhaft ist“, erläutert er.

5G-Ausbau notwendig

Probleme bereitet die - vor allem in ländlichen Regionen – immer noch anzutreffende schlechte Mobilfunkinfrastruktur. Dies hat Natgas an der einen oder anderen Stelle zu Kompromissen gezwungen. Diese sehen unter anderem so aus, dass man neben Live-Daten auch gepufferte Daten verwendet – wohl wissend, dass die jeweils aktuelle Sicht auf die Anlage nur mit einer bestehenden Datenverbindung funktioniert. „Auch an dieser Stelle ist der geplante 5G-Ausbau dringend notwendig, um digitale Services in der Fläche anbieten zu können. Wir haben da in Deutschland leider noch zu großen Nachholbedarf“, beklagt Semkat.

Potenziale ausschöpfen

Unterstützung erhofft er sich auch beim Abbau regulatorischer Hürden, damit sich sämtliche Potenziale der Flexibilitätsvermarktung ausschöpfen lassen. Dabei hat der Natgas-Vorstand insbesondere die Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung im Blick. Denn heute werden diejenigen Stromabnehmer durch hohe Stromnetzentgelte bestraft, die den Markt und die Netze bei einem Überschuss an EEG-Strom entlasten. Parallel dazu schalten Netzbetreiber Windanlagen kostenpflichtig ab. „Das muss ein Ende haben“, fordert Semkat. □

ABLAUF DES VERMARKTUNGSPROZESSES IM VIRTUELLEN KRAFTWERK VON NATGAS

Erläutern lässt sich die Funktionsweise an einer KWK-Anlage zur Stromerzeugung. Zuerst wird der Stromeinspeisepunkt für die Netzeinspeisung der öffentlichen Versorgung in Direktvermarktung angemeldet. Es folgen der Einbau einer SPS-Steuerung zur Übertragung von Ist- und Sollwerten und die Parametrierung der kompletten Erzeugungsanlage im virtuellen Kraftwerk von Natgas. Hier wird ein virtueller Zwilling erstellt. Nach einem Testprozess, Optimierung, Fahrplanerstellung und dessen Übermittlung an die technischen Einheiten über die Fernsteuereinheit beginnt die Produktivphase mit der Ermittlung eines optimalen Fahrplanes der BHKW auf Basis einer täglichen Wärmeprognose und einer Price Forward Curve. Die Erzeugungsleistung wird an der EPEX Spot versteigert, Fahrpläne werden über die SPS-Steuerung an die BHKW übermittelt. Teil der Optimierung ist die ständige Kontrolle der Füllstände im Wärmespeicher (Arbeitsvolumen) innerhalb definierter Grenzen. Bei Strompreisschwankungen infolge abweichender Erzeugung regenerativer Energien innerhalb eines Wärmetages wird der Fahrplan der BHKW angepasst, dabei ist der Füllstand der Wärmespeicher die Führungsgröße. Damit handelt es sich um eine wärme- und strompreisgeführte fahrplangesteuerte KWK-Direktvermarktung.

Sektorenübergreifende Industrieanlage

GRENZEN ÜBERWINDEN

Das neue elektrothermische Energiespeichersystem ETES von MAN und ABB speichert Strom, Wärme und Kälte in großem Maßstab und verteilt diese an die Verbraucher. Die preisgekrönte, modulare Sektorenkopplungsanlage eignet sich besonders gut für Anwendungen mit erheblichem Wärme- oder Kälteverbrauch.

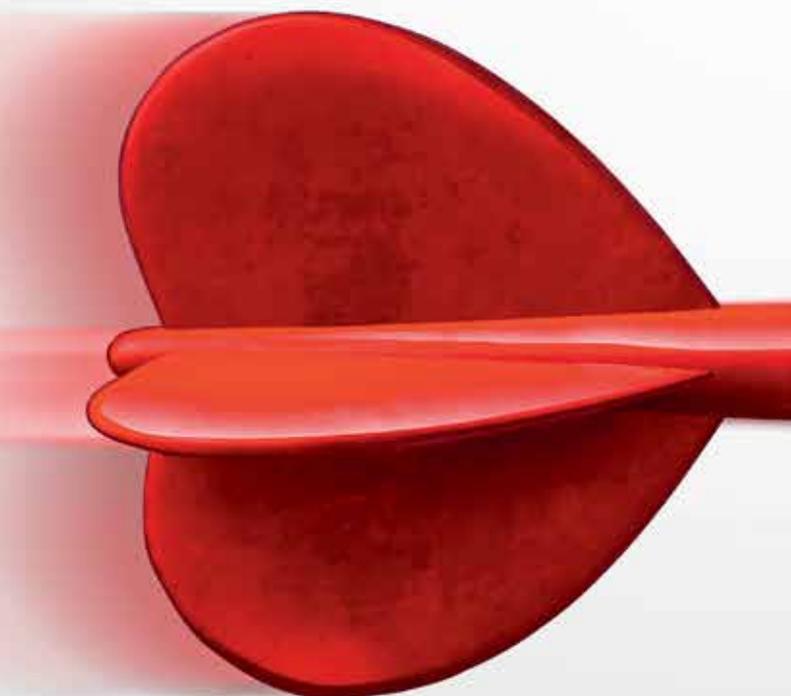
TEXT: Michael Nallinger, Energy 4.0 BILDER: MAN; iStock, wildpixel

Die Jury war sich bei der Verleihung des Energy Storage Europe Awards 2019 einig: „Die Silo-Mentalität im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor aufzubrechen, ist höchst wichtig für die Industrie und die Energiewende. Das Drei-Wege-Energiespeichersystem ETES überwindet die traditionellen Grenzen der Industrie und ermöglicht eine effektive Sektorenkopplung durch die Kombination von Wärme-, Kälte- und elektrischen Speichern.“ Das skalierbare, CO₂-neutrale und sektorenübergreifende MAN ETES löst dabei zwei grundlegende Probleme. Einerseits unterstützt es die Aufrechterhaltung des Netzgleichgewichts, indem es große Mengen an überschüssigem Strom aus erneuerbaren Energien aufnimmt und bei Bedarf wieder in das Netz einspeist. Andererseits integriert es mehrere Sektoren, indem es Wärmeenergie für Heiz- und Kühlzwecke erzeugt, speichert und bereitstellt.

Basis der Lösung

Technologisch liegt der neu entwickelten Lösung die reversible Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie, die in Form von Warmwasser und Eis gespeichert wird, zugrunde. Die Basis sind dabei Wärmepumpen- und Wärmekraftmaschinentechnologien unter Verwendung von CO₂-Zyklen und der Speicherung von Pumpwärme (siehe Grafiken).

An der ETES-Technologie wird bei MAN schon länger getüftelt. Bereits 2015 kam man im Rahmen der „Future-Innovation-Community“ – die sich auf Technologien und Marktlösungen der Zukunft fokussiert – das erste Mal damit in Kontakt. Im Frühjahr 2018 haben dann ABB und MAN einen Vertrag über die Zusammenarbeit geschlossen. Während MAN Energy Solutions die Turbomaschinen für die Verdichtung und Rückverstromung sowie die schlüsselfertige Anlage inklusive Prozess-Know-How liefert und für die



Vermarktung verantwortlich ist, steuert ABB die elektrischen Komponenten bei.

Größe zwischen Tennis- und Fußballplatz

Da das System modular aufgebaut ist, lässt es sich an spezifische Kundenbedürfnisse anpassen. Der elektrische Leistungsbereich liegt bei 2 bis 16 MW. Dies entspricht in etwa einer thermischen Leistung (Wärme und Kälte) von 10 bis 80 MW. Die Ausmaße der Anlagen können variieren, wie Alexandre de Rougemont erläutert: „Es handelt sich eindeutig um eine industrielle Anlage, die je nach Ausführung die Größe eines Tennis- bis zu der eines Fußballfelds einnehmen kann.“ Der Head of Sales Turbo Solutions bei MAN Energy Solutions berichtet, dass man noch kontinuierlich an Verbesserungen arbeitet, einerseits hinsichtlich der Auslegung aller Komponenten, ander-





Ladezyklus: (1) Der Turbokompressor wird mit Energie aus erneuerbaren Quellen betrieben und verdichtet das CO₂ im Kreislauf, das sich auf circa 120 °C erhitzt. (2) Das erhitzte CO₂ durchläuft einen Wärmetauscher und erwärmt Wasser. (3) Das heiße Wasser wird in Tanks gespeichert, bei einer für jeden Tank definierten Temperatur. (4) Das noch unter hohem Druck stehende CO₂ wird durch einen Expander entspannt. Das CO₂ wird so verflüssigt und abgekühlt. (5/6) Das flüssige CO₂ durchläuft erneut ein Wärmetauschersystem – diesmal auf der kalten Seite des Verfahrens.

seits der Parameter des Systems selbst, damit bestmöglich auf die Bedürfnisse der Endverbraucher eingegangen werden kann. „Schlussendlich lässt sich viel mehr mit einer geschickten Integration des Systems als mit punktuellen Optimierungen einzelner Komponenten erreichen“, weiß de Rougemont.

Flexible Anwendungsgebiete

Auch hinsichtlich der Anwendungsgebiete zeigt das Konzept Flexibilität. Die Wärme kann sowohl in Form von Fernwärme als auch für vielfältige industrielle Anwendungen bereitgestellt werden oder für Heizungsanlagen in großen Gebäuden wie Krankenhäusern oder Schulkomplexen. Typische Kälteanwendungen sind unter anderem die Kühlung von Rechenzentren oder die Klimatisierung großer Gebäude. „Wir sehen sowohl sehr gute Einsatzmöglichkeiten in allen Bereichen, in denen große Mengen an thermischer Energie benötigt werden, als auch dort, wo überschüssige erneuerbare Elektrizität vorhanden ist“, betont der Verkaufsleiter. Insbesondere im Zusammenspiel verschiedener Sektoren, wie Fernwärme und Kältenetze, Prozessindustrie und Energielieferanten, könne ETES sein Potenzial bestens ausschöpfen.

Im Bereich der produzierenden Industrie sind speziell Wärme- und Kälteanwendungen im Temperaturbereich von 0 bis etwa 140 °C interessant, konkretisiert de Rougemont. Diese Bedingungen sind häufig in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie sowie der Pharma- und chemischen Industrie anzutreffen.

Leistungskoeffizient über 6

Mit konkreten Aussagen zum tatsächlichen Wirkungsgrad tut sich der Head of Sales schwer. Dies liegt daran, dass es für das Kraft-Wärme-Kälte-Energie-System (Tri-Generation) auf

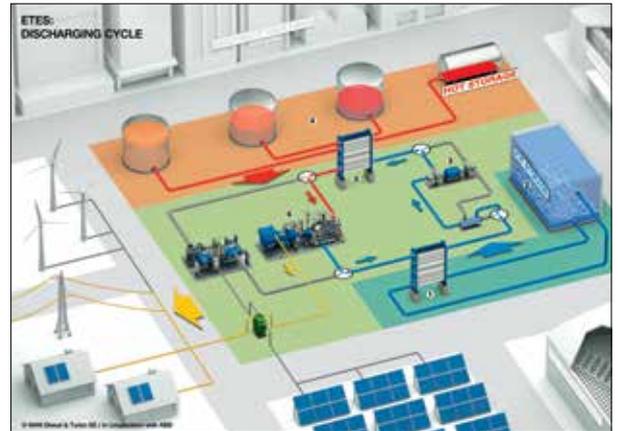
dem Markt noch keine Definition oder Vergleichsgrößen für den gesamt-energetischen Wirkungsgrad gebe. Wenn man lediglich den Wirkungsgrad des elektrischen Inputs und Outputs bei der Rückverstromung betrachte, liege dieser aktuell bei rund 50 Prozent. Dieser Wert ist jedoch nur für die Re-Elektrifizierung des Systems relevant. Unter Berücksichtigung der Umwandlung von Strom in thermische Energie erreicht das System laut de Rougemont einen Leistungskoeffizienten (COP) von über 6. Und was lässt sich über den Return-on-Invest sagen? Klar ist, dass die Systemkosten sehr stark von der gewählten Ausführung abhängen. Wird beispielsweise eine Rückverstromung benötigt oder nicht? Zudem ist etwa die Größe der Speichertanks abhängig von der geforderten Lade- und Entladezeit. De Rougemont nennt jedoch einen Anhaltspunkt für den ROI: „Generell gilt das Ziel, eine Payback-Zeit von fünf Jahren zu erreichen.“ Von den potenziellen Anwendern empfängt er „durchwegs positive Reaktionen“. Hervorgehoben werde vorwiegend die Vielseitigkeit des Systems mit der Option, Wärme und Kälte sowie Elektrizität zu speichern und zu erzeugen.

Schwerpunkt zunächst in Europa

Als weltweit tätiges Unternehmen will man sich bei MAN Energy Solutions hinsichtlich des Vertriebsgebiets natürlich nicht einschränken. In der Startphase liegt der Schwerpunkt jedoch hauptsächlich auf dem europäischen Raum. „Speziell in Deutschland, Dänemark und Irland sehen wir großes Potenzial“, berichtet der Verkaufsleiter. Deutschland sei ein interessanter Markt, da infolge der Energiewende ein großer Handlungsbedarf bestehe, den hohen Anteil an erneuerbarer Energie besser zu nutzen.

In Dänemark adressiert man mit dem neuen Anlagenkonzept, neben der Integration erneuerbarer Energien (vorwiegend Wind), die dort vertretenen großen Rechenzentren,

Entladezyklus: (1/2) Gasförmiges CO₂ durchläuft den Wärmetauscher auf der kalten Seite des Kreislaufs. Das CO₂ kondensiert durch die Kälte aus dem Eisspeichertank, und das Eis im Tank schmilzt. (3) Die Pumpe erhöht wieder den Druck des CO₂. (4/5) Das CO₂ durchläuft den Wärmetauscher und wird durch das Wasser aus den Warmwassertanks erhitzt. (6) Das erhitzte CO₂ wird in die Turbine eingespeist, wo die Wärme über einen Generator wieder in Strom verwandelt wird. Dieser wird über das Stromnetz an Verbraucher verteilt.



etwa von Apple, Google oder Facebook, welche einen großen Kühlbedarf haben. In Irland sind hingegen die CO₂-Emissionen in den letzten vier Jahren gestiegen. „Das Land ist auf der Suche nach innovativen Lösungen, um diese Entwicklung so schnell wie möglich zu stoppen und den CO₂-Ausstoß zu reduzieren“, hat de Rougemont ausgemacht.

Doch im Moment konzentriert man sich auf mehrere laufende Projekte, die das Ziel haben, erstmals einen Demonstrator zu realisieren. Hier kann der Verkaufsleiter aber schon Positives berichten: „Die Prozessparameter des Systems wurden bereits mehrmals von verschiedenen unabhängigen Stellen geprüft und konsolidiert.“ □

Wohin mit meinen Kilowattstunden?

GP JOULE
TRUST YOUR ENERGY.

Der Energiemarkt bietet viele Möglichkeiten – mit GP JOULE gehen Sie in die richtige Richtung.



Sie möchten Ihre bestehenden Anlagen weiterhin ertragreich betreiben oder suchen neue Veredlungsmöglichkeiten für Ihre Flächen? Gemeinsam mit Ihnen entwickelt GP JOULE die ideale Lösung, um sowohl Ihren persönlichen Gewinn als auch den gesellschaftlichen Nutzen zu maximieren. Damit die Energiewende erfolgreich wird.

Herausfinden, wo es langgeht? **Besuchen Sie uns auf der HUSUM Wind, Stand 1C09!**

gp-joule.de



Zeit und Lagerkosten sparen

Klemmen mit System

Nieder- und Mittelspannungsanlagen werden meist in kompakter Bauweise individuell gefertigt – die elektrotechnischen Verbindungen müssen dann zeitintensiv verdrahtet werden. Nun gibt es eine Möglichkeit diesen Aufwand zu reduzieren.

TEXT: Daniel Diekmann, Phoenix Contact Deutschland **BILDER:** Phoenix Contact; iStock, Teerasak1988

Die Anforderungen an den Schaltschrankbau in der Energiebranche steigen stetig. Ritter Starkstromtechnik fertigt kompakte Schaltanlagensysteme für typgeprüfte Nieder- und Mittelspannungsanlagen bis 36 kV und einer Kurzschlussfestigkeit bis 50 kA in Standard- und Sonderausführungen. Hinzu kommen Elektroinstallationen, Schaltgeräte für die Anlagenleittechnik sowie Schutz- und Automatisierungslösungen. Die Klemmleisten für den smarten Schaltanlagenbau werden bei Phoenix Contact vorgefertigt. Dadurch könnten erhebliche Aufwandseinsparungen erzielt werden.

Die platzsparenden und zertifizierten Schaltanlagen sind für eine hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit im weltweiten Einsatz konzipiert. Reiner Eckmann, Technischer Leiter

im Werk für Schaltanlagen von Ritter Starkstromtechnik, erläutert: „Eine entscheidende Rolle auf der Sekundärseite im Schaltschrank spielt die richtige Aufteilung der Platzverhältnisse und die Anordnung der Komponenten. Alle anlagenrelevanten Meldungen und Befehle werden in der Niederspannungsnische der kompakten Schaltzellen verdrahtet.“ Aus diesem Grund setzen die Fertigungsplaner im Sekundärbereich auf ein schmales und individuell einsetzbares Verdrahtungskonzept. Das Unternehmen hat sich hier für das Reihenklemmensystem Cliqueline complete von Phoenix Contact entschieden. Das platzsparende System soll die laut Eckmann vier wichtigsten Leiteranschlusstechniken, Schraub-, Zugfeder-, Push-in- und Schnellanschlusstechnik, abbilden. Außerdem bietet das System ein einheitliches Zubehörprogramm, womit



Die vorkonfektionierten Klemmenleisten in den Schaltanlagen von Ritter Starkstromtechnik.

schnell und einfach auf Kundenwünsche reagiert werden kann und auch die Lagerhaltung erheblich minimiert wird.

Erfolgreiche Zusammenarbeit

Seit über 50 Jahren fertigt Ritter Starkstromtechnik seine Schaltanlagen mit elektrischen Verbindungskomponenten von Phoenix Contact. Vor gut 20 Jahren entschied sich das Unternehmen, die Klemmenleistenfertigung an den Klemmenleisten-Service von Phoenix Contact abzugeben - und bezieht bis heute individuell bestückte Fertigungsklemmenleisten. Damit der Schaltanlagenbau vereinfacht und die Prozesse standardisiert werden konnten, entschied Ritter sich gegen die manuellen Klemmenleistenfertigung. Nun wird nur noch die bereits vollständig montierte Klemmenleiste unter einer Artikelnummer bestellt. Aufwände in der Material- und Lagerwirtschaft sowie in der Montage werden auf diese Weise deutlich verringert und es entstehen freie Kapazitäten im Fertigungsprozess.

Daher erfolgt die Verdrahtung der Schaltanlagen heute überwiegend mit Fertigungsklemmenleisten von Phoenix Contact. „Wir konnten die Effizienz unserer Fertigung enorm steigern und spürbare Verbesserungen bei Qualität und Sicherheit erzielen“, begründet Eckmann seine Fertigungsstrategie. „Weil wir die Klemmenleisten auftragsgebunden bestellen, können wir auch bis zuletzt auf Änderungswünsche unserer Kunden reagieren. Die vollständig konfektionierten Leisten stehen unserer Fertigung dann in wenigen Tagen zur Verfügung.“ Für widerkehrende Projekte wurden Klemmenleisten-Standardtypen zusammen mit Phoenix Contact erstellt.

Individuelle Projektierung

Zur Projektierung der Klemmenleisten nutzt Ritter Starkstromtechnik die kostenlose Planungs- und Projektierungssoftware Clip Project – von der CAE-Konstruktion bis hin zur Montage. Die Software umfasst alle hutschienenmontablen Produkte von Phoenix Contact. Alle Klemmenleisten des Unternehmens werden in Clip Project projektiert und individuell standardisiert. Die im CAE-System erstellten Anlagen- und Stromlaufpläne sowie sämtliche Daten zu Klemmenpunkten und Markierungen lassen sich in die Software importieren. Durch eine integrierte Autokorrektur-Funktion können per Mausklick alle notwendigen Zubehörartikel, wie Endhalter, Brücken oder Abschlussdeckel, an der richtigen Stelle auf der Klemmenleiste eingefügt werden. Auch die Dokumente zur reibungslosen und fehlerfreien Fertigung der Klemmenleisten bis hin zu den entsprechenden CAD-Daten in 3D werden von Clip Project kostenlos zur Verfügung gestellt. Diese Daten werden direkt aus der Software an den Klemmenleisten-Service gesandt. Ohne dieses Zusammenspiel wäre es nicht möglich, Änderungswünsche bis zuletzt zu berücksichtigen.

Der Hersteller von High-Tech-Schaltanlagen, Ritter Starkstromtechnik, konnte durch den Klemmenleisten-Service von Phoenix Contact eine hohe Zeit- und Kostenersparnis im Schaltanlagenbau erzielen. Die einfache und schnelle Push-in-Anschlusstechnik ermöglicht zudem einen sicheren Leiteranschluss ohne Spezialwerkzeug. Ziel von Ritter ist es, im Rahmen der Standardisierung die gesamte Sekundärverdrahtung der Anlagen mit Push-in-Technik zu realisieren. □

67,8

QUELLE: ZSW

Milliarden kWh Strom lieferten Windkraftanlagen
im ersten Halbjahr 2019.

Das ist ein Zuwachs von rund 20 Prozent gegenüber dem ersten Halbjahr 2018. Damals wurden lediglich 56,5 Milliarden kWh Windstrom erzeugt. Mehr zum Thema Wind erfahren Sie ab Seite 12.



ENERCON – Ihr Partner für die Energiewende

Mit der neuen EP3- und EP5-Anlagengeneration setzt ENERCON neue Maßstäbe im Onshore-Bereich: Technologisch state-of-the-art, kostenoptimiert für härteste Marktanforderungen und ausgelegt nach höchsten Qualitätsstandards sind die neuen EP3- und EP5-Typen die optimale Anlagentechnologie für Onshore-Windenergieprojekte in aller Welt. In Ergänzung dazu liefert ENERCON als Systemlieferant für regenerative Energien praxisingerechte Lösungen zur Sektorkopplung und kundenorientierte Dienstleistungen im Bereich Energielogistik. **Erfahren Sie mehr und besuchen uns auf der HUSUM Wind!**



enercon.de



10. - 13.09.2019
Husum
Halle 2
Stand D10





Beste Aussichten für smarte Quartiere

Mit ganzheitlichen, sozialen und nachhaltigen Lösungen

Wir unterstützen Quartiersentwickler mit maßgeschneiderten Infrastrukturkonzepten. Dabei koordinieren wir sämtliche Bereiche mit den richtigen Partnern für die passenden Lösungen. Ob Wärme, Kälte, Strom, Abfall, Logistik oder digitale Dienstleistungen: Wir stehen Ihnen entlang der gesamten

energetischen Wertschöpfungskette zur Seite. So realisieren wir Projekte für die Smart City, wie etwa Berlins größte Solarthermieanlage in Köpenick.

www.wärme.berlin

VATTENFALL 