ISSN 2199-4102 · www.50komma2.de

50,2

MAGAZIN
für intelligente Stromnetze

03.2021

Tiefer gehen

Wie sich digitale Potenziale erschließen lassen

Smart Metering
Datendrehscheibe: Eine Plattform für alle Informationen 22

Netztechnik und -prozesse
Einfach messen: Ein innovatives Modulsystem erleichtert den Start 28

Elektromobilität
Ladestromtarif nach §14a EnWG 40

Erzeugung und Speicher
PV und H_2: Treibstoffe für die Sektorenkopplung 44



Sonderthema

DIGITALISIERUNG

ab Seite 10

Bild Titel: Romolo Tavani / Shutterstock.com

AKTUELL 03

ZAHLEN & FAKTEN 08

IT UND DIGITALISIERUNG

SONDERTHEMA DIGITALISIERUNG

Tiefer gehen 10

Tempo erhöhen 14

Risiko Home Office 16

Stadtwerke Garbsen testen Mioty-Funktechnologie, weitere Kurzberichte 18

SMART METERING

Datendrehscheibe 22

Re-Zertifizierung für EMH metering, weitere Kurzberichte 24

Einer ist immer der Messstellenbetreiber
Meinung Norbert Jungjohann
Stadtwerke Husum Netz GmbH 26

NETZTECHNIK UND -PROZESSE

Einfach messen 28

Angriffserkennung auf allen Ebenen 30

Steuern im Privathaushalt 32

Simultanübersetzer 34

WARTUNG UND SERVICE

SH Netz AG: Störreserve für 110-kV-VPE-Kabelanlagen 36

Baukasten für Netzdaten 38

ELEKTROMOBILITÄT

Ladestromtarif nach §14a EnWG, weitere Kurzberichte 40

ERZEUGUNG UND SPEICHER

PV und H_2: Treibstoffe für die Sektorenkopplung
Interview mit Timo Bauer und Andreas Bombarding von WI-Energy GmbH 44

Stabilisierende Speicher 45

ANBIETERVERZEICHNIS 47

UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM 51

DIGITALISIERUNG



10

Starke Treiber bringen die digitale Transformation der Energiewirtschaft voran. Die Versorger und Netzbetreiber beginnen, in die Datenerfassung zu investieren und Einzelprozesse zu digitalisieren. Auf dem Weg zum Gesamtsystem ist auch die Politik gefordert.
(Bild: jijomathaidesigners / Shutterstock.com)



22 | SMART METERING

Für digitalisierte Prozesse und Geschäftsmodelle benötigt die Energiewirtschaft wohl dauerhaft Daten aus unterschiedlichen Quellen. Eine innovative Metering-as-a-Service (MaaS)-Plattform von MeterPan soll diese zusammenführen.
Grafik: anttoniart / Shutterstock.com



30 | NETZTECHNIK UND -PROZESSE

Das neue IT-Sicherheitsgesetz verschärft die Anforderungen an Kritische Infrastrukturen, während die Zahl an Cyberangriffen stetig zunimmt. Eine ganzheitliche Betrachtung scheint dringend geboten.
Foto: John Samsock / Shutterstock.com



38 | WARTUNG UND SERVICE

Stadtwerke und Netzbetreiber können beim Start-up ecosmart Energy Datenlösungen für das Netzmonitoring nach dem Baukastenprinzip konfigurieren.
(Fotos: ecosmart Energy GmbH)

VERDOPPELT

Digitale Zwillinge von Infrastrukturanlagen

Bentley Systems hat seine iTwin-Plattform um die Lösung von NVIDIA Omniverse erweitert, um Echtzeit-Rendering sowie KI-gestützte Visualisierung und Simulation von digitalen Zwillingen im Bereich Infrastruktur bereitzustellen. Diese Integration ermöglicht laut Bentley Systems die Visualisierung von technischen, millimetergenauen digitalen Inhalten mit fotorealistischer Beleuchtung und Umwelteffekten auf mehreren Geräten, darunter Web Browser, Workstations, Tablets, Virtual Reality und Augmented Reality Headsets.



Das Wasserwerk in Houston als digitaler Zwilling. (Bild: Houston Waterworks Teams [ein Joint Venture der Jacobs Engineering Group, Inc. und CDM Constructors, Inc.])

Neue Möglichkeiten zur Visualisierung der Infrastruktur

Bentley iTwin ist eine offene, skalierbare Cloud-Lösung, die es Ingenieurbüros und Betreibern ermöglichen soll, digitale Zwillinge von Infrastrukturanlagen zu erstellen, zu visualisieren und zu analysieren. Bentley Systems zufolge ermöglicht die Anwendung, Engineering-Daten, die mit verschiedenen Design-Tools erstellt wurden, zu integrieren und mit Realitätsdaten, IoT-Daten und anderen zugehörigen Daten abzugleichen, ohne die aktuellen Tools oder Prozesse zu beeinträchtigen.

NVIDIA Omniverse ist eine offene Plattform für virtuelle Zusammenarbeit und physikalisch exakte Simulation. Sie basiert auf der Technologie NVIDIA RTX und nutzt das gängige Austauschformat Universal Scene Description (USD) für 3D-Visualisierung und 3D-Simulation in Echtzeit, welches ursprünglich von Pixar zur Vereinfachung von Workflows in der Unterhaltungsbranche entwickelt wurde und nun auch in anderen Branchen wie Architektur, Bau- und Ingenieurwesen sowie in digitalen Fabriken eingesetzt wird.

Wie die Kooperationspartner mitteilen, soll das Zusammenwirken der Bentley iTwin Plattform und NVIDIA Omniverse ermöglichen, weitflächige Industrie- und Offshore-Anlagen virtuell zu erkunden, als würden sie in Echtzeit die Infrastruktur begehen, um beispielsweise Wege und Sicherheitsrouten zu optimieren. (ds)

www.bentley.com/de

Anzeige

Dialogorientierte Personalberatung in Zeiten des digitalen Wandels



Volker Aumann



Isabella Metzen

aumann & metzen

Nehmen Sie Kontakt zu uns auf:
info@aumannmetzen.de, www.aumannmetzen.de

Anzeige



Sie wollen schneller sein?
Den entscheidenden Schritt voraus?
Dann starten Sie Ihre Digitalisierungsprojekte mit GISA. Wir lieben Energie und leben IT. Seit mehr als 25 Jahren.

GISA ist IT-Experte für die Energiewirtschaft: Consulting, Application Management und Managed Cloud, Smart Energy, SAP S/4HANA und SAP S/4HANA Utilities.

Weitere Informationen und noch mehr Angebote auf **gisa.de/utility-spezial**

an NTT DATA Business Solutions Company

GISA® That's IT.

VERBESSERT

Neue Wärmebildkamera zur Überprüfung elektrischer Anlagen

FLIR Systems hat jetzt mit der FLIR T865 eine neue Hochleistungs-Wärmebildkamera der T-Serie vorgestellt: Die T865 wurde zur Überprüfung von Umspannwerken, bei der Stromerzeugung und -verteilung, in Rechenzentren, sowie für Forschungsanwendungen entwickelt. Sie bietet eine Temperaturmessgenauigkeit von ±1 °C bzw. ±1 Prozent, einen größeren Temperaturbereich von -40 °C bis 120 °C und mehr kamerainterne Tools für eine verbesserte Analyse.

Mit tragbaren und fest installierten Handheld-Ausführungen für Anwendungen im Innen- und Außenbereich sowie einer Auswahl von mehreren Objektiven für den Nah- und Fernbereich ist die T865 für vielseitige Einsatzmöglichkeiten ausgelegt. So bietet ein 6°-Teleobjektiv Anwendern, die regelmäßig den Zustand kleiner Ziele aus größerer Entfernung wie Freileitungen überprüfen müssen, die erforderliche Vergrößerung.

Für Überprüfungen durch ein IR-Fenster soll das verfügbare 42°-Weitwinkelobjektiv und die kamerainterne Übertragungsanpassung präzise Messungen von Zielobjekten unterstützen, die sich in Gehäusen befinden. Nutzern, die noch mehr Details von kleinen Bauteilen benötigen, bietet das verfügbare Makroobjektiv und der neue Makromodus eine zweifache Vergrößerung gegenüber dem Standardobjektiv.

Integrierte Tools für Überprüfungen und Analysen

Um die Betrachtung mehrerer Prüfpunkte am Auftragsort, zum Beispiel in Umspannwerken, zu erleichtern, führen das in der Kamera installierte FLIR Route Creator Plug-in und der Inspektionsmodus den Anwender zu wichtigen, im Vorfeld definierbaren Zielobjekten und dokumentieren die dort erfassten qualitativen und quantitativen Wärmebilddaten. Wie der Hersteller informiert, können Zielbereiche dadurch schneller überprüft und die zugehörigen Inspektionsberichte einfacher erstellt werden. Zudem könnten Anwender mit FLIR Thermal Studio Pro Wärmebilder schneller verarbeiten und aussagekräftige Berichte für ihre Kunden erstellen.



Die T865 wurde zur Überprüfung elektrischer und mechanischer Anlagen sowie für Forschungs- und Entwicklungsanwendungen entwickelt.
(Foto: FLIR Systems, Inc.)

Für Forschungs- und Entwicklungsanwendungen bietet die T865, wenn sie mit einem unterstützten Betriebssystem verbunden und FLIR Research Studio auf der Kamera installiert ist, eine intuitive Benutzeroberfläche, mit der sich Wärmebilddaten von mehreren Kameras und aufgezeichneten Quellen gleichzeitig aufzeichnen und auswerten lassen. Diese Daten können dann in Arbeitsbereichen gespeichert und gemeinsam genutzt werden. Das spare Zeit und verringere das Risiko von falsch interpretierten Daten aufgrund fehlender Informationen. (ds)

www.flir.de/t865

SCHLEPPEND

Deutsche wünschen schnelleren Ausbau der Erneuerbaren

Laut einer Umfrage des Marktforschungsinstituts prolytics im Auftrag des BDEW geht zwei von drei Deutschen der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland zu langsam voran. Acht Prozent der Befragten gaben an, dass ihnen der Ausbau zu schnell geht. Für 20 Prozent ist das Tempo genau richtig.

Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung, sieht die aktuellen Ausbaupfade für Windenergie und Photovoltaik bis 2030 mit Blick auf die Erhöhung der EU-Klimaziele als nicht ausreichend an. Ebenso erfordere der steigende Strombedarf ambitioniertere Ausbauziele. Um dies zu erreichen, bräuchte es nach Ansicht von Andreae im Bereich der Windenergie schnellere Genehmigungsverfahren, beispielsweise durch standardisierte und handhabbare Vorgaben beim Artenschutz, mehr Flächen für Windräder und eine Vereinfachung des Repowerings an bestehenden Standorten. Für Photovoltaik-Anlagen müssten die Ausschreibungsvolumina erhöht, Prosuming-Konzepte gestärkt und die Vergütung für kleine Dachanlagen ohne Eigenversorgung insgesamt attraktiver ausgestaltet werden.

Mit Blick auf eine stärkere Sektorkopplung sei es zudem wichtig, Klarheit über die Senkung der EEG-Umlage und deren Finanzierung über den Bundeshaushalt zu schaffen. Die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung begrüßt den Entschluss der Regierungskoalition, in dieser Legislaturperiode noch einige der genannten Punkte anzugehen. (ds) **www.bdew.de**

TRANSPARENT

Stadtwerke Fellbach digitalisieren Verteilnetz

Die Stadtwerke Fellbach rüsten 50 Ortsnetzstationen mit Sensorik der EnBW-Geschäftseinheit SMIGHT aus. Ziel der Datenerfassung ist, ein aussagekräftiges Gesamtbild des Netzzustands zu erhalten. Die Umsetzung der SMIGHT-Lösung ist auf drei Jahre angelegt und liefert dem Netzbetreiber Echtzeitdaten aus der Niederspannung, um unter anderem Lademöglichkeiten schaffen und Netzanschlussfragen zügig bearbeiten zu können. Auch der Netzausbau solle zielgerichtet und datenbasiert erfolgen.



Einbau der SMIGHT Grid Sensorik in einer Ortsnetzstation in Fellbach bei laufendem Betrieb. (Foto: Stadtwerke Fellbach GmbH/Peter Hartung)

Flächendeckender Rollout

Während eines Pilotprojekts im Herbst 2020 konnte der Energieversorger das System in der Praxis testen. Man entschied sich in Fellbach für einen flächendeckenden Rollout. Der Einbau der Sensorik in die Ortsnetzstationen kann vom eigenen Personal und bei laufendem Betrieb durchgeführt werden. Die Daten werden mit Hilfe eines Gateways per Funk an die IoT-Plattform SMIGHT IQ übertragen. Netzbetreiber können diese dann aufbereitet in einem Web-Portal einsehen und erforderliche Handlungen ableiten. (ds) **www.stadtwerke-fellbach.de** **www.smight.com**

Anzeige



REFORMIERT

Koalition vereinbart EEG-Reform

Für die erneute Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) haben Union und SPD höhere Ausschreibungsmengen für Wind-Onshore und Photovoltaik beschlossen, die aber ausschließlich für das kommende Jahr gelten sollen. So sollen die Ausschreibungsmengen 2022 für Photovoltaik von 1,9 GW auf sechs GW verdreifacht und für Wind an Land von 2,9 GW auf vier GW erhöht werden. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) erinnert daran, dass erhöhte Ausschreibungsvolumina nur Sinn ergeben, wenn ausreichend Flächen für neue Anlagen zur Verfügung stehen und mahnt vor diesem Hintergrund unter anderem eine Vereinfachung von Planungs- und Genehmigungsverfahren an. Auch das Repowering vorhandener Windenergieanlagen werde laut Vertretern der Regierungsparteien erleichtert. Zudem ist geplant, Kommunen an den Gewerbesteuereinnahmen von Anlagenbetreibern, deren Windrad sich in der jeweiligen Kommune befindet, zu beteiligen.

Außerdem kündigte Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier an, dass die EEG-Umlage weiter sinken werde. Sie soll demnach 2023 und 2024 höchstens 5 Cent pro Kilowattstunde (kWh) betragen. Die Umlage liegt derzeit bei 6,5 Cent, im nächsten Jahr beträgt sie 6 Cent pro kWh.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) kritisiert, dass viele der insgesamt 16 vorgesehenen Punkte im Entschließungsantrag noch offen seien. Statt langfristiger Weichenstellungen wurden auch nach Ansicht des BDEW sowohl bei den Ausschreibungen für Erneuerbare Energien als auch bei der EEG-Umlage kurzfristige Lösungen gewählt.

Anpassungen bei Mieterstromprojekten

Darüber hinaus hat sich die Große Koalition auf Verbesserungen für Mieterstromprojekte geeinigt. Demnach sollen künftig Einnahmen aus der Erzeugung von erneuerbarem Strom nicht mehr die Gewerbesteuerbefreiung von Mieteinnahmen torpedieren können. Diese Änderungen bezeichnet Andreas Thiel-Böhm, Geschäftsführer der Technischen Werke Schussental (TWS), als „Super-Geschenk für die Immobilienwirtschaft“ (ZfK). Diese könnten nun auch im Stromgeschäft zu einem großen Konkurrenten für Stadtwerke werden, so seine Befürchtung.

Kritik an PV-Ausbauplänen

Der Ausbau der Photovoltaik soll im Jahr 2022 einmalig um vier GW angehoben werden. Dem Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) gehen die vorgesehenen Ausbaumengen nicht weit genug. Der Verband fordert, stattdessen die installierte PV-Kapazität bis 2030 auf über 200 GW zu vervierfachen. Dies erfordere nach Berechnungen von Marktforschern einen zusätzlichen jährlichen Photovoltaik-Ausbau in Höhe von rund 10 GW statt einmalig vier GW.

Ursprünglich wollte die große Koalition schon im ersten Quartal 2021 einen weitergehenden Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien definieren, „der die Kompatibilität mit dem neuen Europäischen Klimaziel 2030 und den erwarteten Europäischen Zielen zum Ausbau der Erneuerbaren sowie mit dem Ziel der Klimaneutralität in Europa bis 2050 gewährleistet“, wie es in dem Entschließungsantrag heißt. Nach Ansicht des BSW könne daher die jetzt geplante einmalige Anhebung nur ein erster Schritt auf dem Weg zu dem erforderlichen jährlichen PV-Ausbau in Höhe von durchschnittlich 15 GW sein.

Weiterhin kritisieren Vertreter der Solarbranche, dass der vorliegende Regierungsentwurf keine Anhebung des Ausbaupfads für kleine und mittelgroße Photovoltaik-Anlagen vorsieht, obwohl gerade bei Eigenheimbesitzern und im Kleingewerbe die Investitionsbereitschaft im letzten Jahr deutlich gewachsen sei. Stattdessen soll die Hälfte des für 2022 anvisierten PV-Zubaus in großflächigen Solarparks, die andere Hälfte mittels der im EEG 2021 neu eingeführten Förderausschreibungen auf größeren Gebäuden erfolgen. Im Schulterschluss mit anderen Verbänden wie dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) sowie dem Handelsverband Deutschland (HDE) hatte der BSW bereits im vergangenen Jahr unter Verweis auf negative Erfahrungen in Frankreich vor der Einführung dieses Förderinstruments gewarnt, bei dem die Nutzung von Solarstrom für den Eigenverbrauch von Gewerbebetrieben unzulässig ist.

Verbesserungen für Speicher

Das Regierungsvorhaben, die Rahmenbedingungen für Speicher im Energiewirtschaftsgesetz verbessern zu wollen, wird vom BSW begrüßt, müsste jedoch mit konkreten Maßnahmen unterlegt werden. Die Interessenvertretung der Solar- und Speicherbranche habe der Politik dazu Vorschläge zum Abbau von Marktbarrieren unterbreitet. (ds)

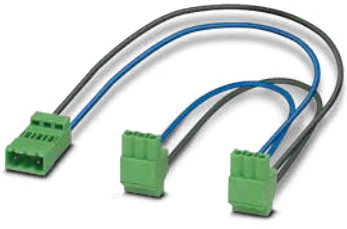
www.bsw-solar.de
www.vku.de



Hoch hinaus geht es bei der geplanten Erhöhung der Ausschreibungsmengen für Wind-Onshore und Photovoltaik nicht, wie Vertreter der Erneuerbaren-Energien-Branche kritisieren. (Foto: picture alliance / Rupert Oberhäuser | Rupert Oberhäuser)



PXD02-21.000.L1



Smart Meter einfach verbinden

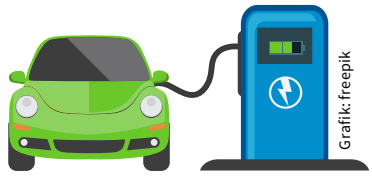
Kabelsätze für Gateways und Steuerboxen

Netzwerkfähige Verbrauchszähler für Strom, Gas oder Wasser sind ein Baustein intelligent automatisierter Gebäude. Konfektionierte Steckverbinder bieten eine komfortable Plug-and-Play-Lösung für alle FNN-konformen Basiszähler, Gateways und Steuerboxen – selbst in anspruchsvollen Umgebungen.

Mehr Informationen unter **phoenixcontact.de/smgw**

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

ZAHLEN & FAKTEN

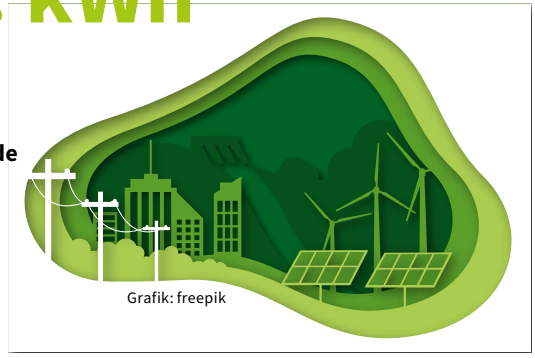

Grafik: freepik

Bei der Befragung für den e-mobility Monitor 2020 zeigt sich, dass **56 %** der über **1.000 befragten Flottenbetreiber** in den Jahren 2021 und 2022 in **Elektro- bzw. Elektrohybridfahrzeuge** investieren wollen. Rund ein Drittel der Unternehmen plant durchschnittlich **5 neue Ladepunkte** für E-Autos; vornehmlich realisiert als Ladesäule mit 22 kW Leistung. Bewertet nach Schulnoten erhielten lokale Stadtwerke als Anbieter die Note 2,4 von Betreibern größerer Pkw-Flotten.

www.e-mobility-monitor.de

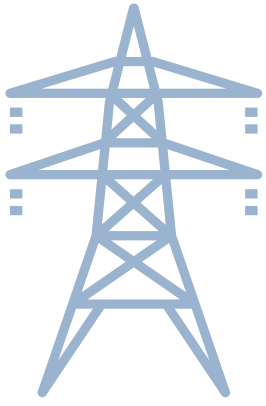
Vorläufigen Berechnungen des ZSW und des BDEW zufolge deckten Erneuerbare Energien **40 %** des **Bruttostromverbrauchs im ersten Quartal 2021**. Die Bruttostromerzeugung lag bei **152 Mrd. kWh** – ein Rückgang von 3,6 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum. Insgesamt wurden **rund 58 Mrd. kWh** aus **regenerativen Quellen** erzeugt (Q1 2020: 77 kWh). Davon stammten gut 27 Mrd. kWh aus Wind an Land, gut 11 Mrd. kWh aus Biomasse, rund 7 Mrd. kWh aus Wind auf See, knapp 7 Mrd. kWh aus Photovoltaik und 4 Mrd. kWh aus Wasserkraft.

www.zsw-bw.de


Grafik: freepik

Im Städteranking des **BDEW-Ladesäulenregisters** liegt **Berlin** **weiterhin in Führung**. Demnach sei es der Hauptstadt im letzten Jahr gelungen, die Anzahl der **öffentlichen Ladepunkte** (LP) von 974 im Dezember 2019 auf aktuell **1.694** zu erhöhen. Es folgen München (1.310 LP), Hamburg (1.226 LP) und Stuttgart (616 LP). Neu in den Top 10 und aus dem Stand auf Platz fünf gelandet ist **Wolfsburg** mit 467 Ladepunkten – ein Zuwachs von rund innerhalb **1.500 %** eines Jahres.

www.ladesaeulenregister.de


Grafik: shutterstock.com

Laut einer von Statista durchgeführten E.ON Umfrage zu **Smart Metern** sind **67 %** der Befragten offen für die Nutzung eines **zeitvariablen Tarifs**, bei dem der Strompreis etwa abends und nachts niedriger ist. Der Umfrage zufolge können sich **59 %** der Deutschen vorstellen, einen **dynamischen Tarif** zu nutzen, bei dem der Strompreis nicht tageszeitabhängig, sondern je nach Angebot und Nachfrage auf den Strommärkten schwankt. Das überzeugendste Argument für die Nutzung der intelligenten Messsysteme für die Verbraucher ist, dass diese eine höhere Transparenz zu Stromkosten und Stromverbrauch liefern könnten.

www.eon.de

ERLEUCHTET

Düsseldorfer Smart City-Projekt

Die Landeshauptstadt Düsseldorf will gemeinsam mit den Stadtwerken Düsseldorf und Vodafone in einem SmartCity-Modellprojekt zeigen, wie mit Sensoren ausgestattete Laternen das Parkplatz-Management, die Verkehrssteuerung, die Auslastung der Ladeinfrastruktur sowie die Datenkommunikation verbessern können.

42 smarte Leuchten

Als Testfeld wurde der Fürstenwall ausgewählt, wo die bisherige seilverspannte Beleuchtung ohnehin ausgetauscht werden musste. Die Landeshauptstadt als Träger der öffentlichen Beleuchtung stellte die neuen Masten zur Verfügung, an denen zusätzliche Technik angebracht werden kann.

Seit Ende vergangenen Jahres sind dort energiesparende LED im Einsatz. Durch funkbasierte Einzelsteuerung können die 42 Leuchten separat angesteuert und eingestellt werden, zudem sind die Laternen dimmbar. Ein Hochfahren der Lichtintensität ist zudem bei Notfall- oder Polizeieinsätzen möglich.

Für ein digitales Parkplatzmanagement wird bei rund 170 Parkplätzen am Straßenrand mithilfe von Sensoren an den Laternen der Belegungszustand erfasst und in Echtzeit an eine Internet-Anwendung übermittelt. So können Autofahrer per Smartphone jederzeit erkennen, wo sich freie Parkplätze befinden. Die Daten werden zudem auf ein Display an der Kreuzung Fürstenwall/Kronenstraße eingespielt.

5G-Laterne von Vodafone

Der Telekommunikationskonzern Vodafone stattet eine der Straßenlaternen in der Nähe des Kirchplatzes mit einer 5G Zelle, eine sogenannte 5G Small Cell, aus. Im Vergleich zu 5G-Masten auf Dächern versorgen Small Cells ein kleineres Gebiet, bringen dafür aber Vodafone zufolge mehr Bandbreite und Stabilität.

Die Daten für die Zählung der Verkehrsteilnehmer und Klassifizierung in Zweirad, Auto und Lkw basieren auf Auswertungen zweier Wärmebildkameras. Dabei werden keine Kennzeichen oder Gesichter erkannt. Des Weiteren erfolgt eine Messung der



Laternenmasten verfügen über verschiedene Sensorikinstrumente.
(Foto: Stadtwerke Düsseldorf AG)

Fließgeschwindigkeit an den Detektionspunkten sowie der Verweildauer zwischen den Punkten. Dies mache Aussagen über die Verkehrsqualität und damit eine intelligente Steuerung des Verkehrs möglich.

Weitere Sensoren erfassen Umwelt- und Wetterdaten, die der Verwaltung für Auswertungszwecke zur Verfügung gestellt werden. An fünf Laternen sind Wallboxen angeschlossen, an denen Fahrer von E-Fahrzeugen ihren Strom tanken können.

Die Testinstallation der Sensorik ist für zwölf Monate ab Inbetriebnahme ausgelegt. Kurz vor Ende der Testphase ist eine Auswertung des Projekts vorgesehen. Die Verwaltung möchte mit dieser Testinstallation Erkenntnisse gewinnen, um zukünftig passgenaue Lösung für Smart City-Themen ausschreiben zu können. (ds)

www.duesseldorf.de
www.swd-ag.de
www.vodafone.de

Anzeige

Nachrüstungsbedarf durch Redispatch 2.0? m5!

SAE IT-SYSTEMS

Durch den starken Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen bei gleichzeitigem Rückbau der konventionellen Kraftwerke sind die Eingriffsmöglichkeiten des traditionellen Redispatch nicht mehr hinreichend. Im Rahmen des **Redispatch 2.0** geht die Verantwortung für die Sicherstellung der Netzstabilität daher auch auf die Verteilnetzbetreiber über. Zukünftig sollen nicht nur konventionelle Kraftwerke für die Netzstabilisierung herangezogen werden, sondern auch EE-, KWK-Anlagen und Speicher mit ≥ 100 kW sowie Anlagen ≤ 100 kW, welche bereits fernsteuerbar sind. Für notwendige Nachrüstungen bietet sich das ultrakompakte Fernwirkgerät **m5** als sichere und wirtschaftliche Lösung an.



Jetzt auch mit LTE-Modul

- Universelles Mengengerüst für kleine Applikationen
- Fernwirktechnik mit hohen Sicherheitsstandards
- Kommunikationsstark durch zwei separate Ethernet LAN-Anschlüsse
- LTE-Modul m5-4G mit umfangreichen Parametrier- und Diagnosefunktionen
- Anbindung per IEC-Standard oder zu Cloudanwendungen via MQTT

Auf Wunsch auch als **anschlussfertige Redispatch 2.0 Box!**

Denken in Lösungen

www.sae-it.com

DIGITALISIERUNG

Tiefer gehen

Starke Treiber bringen die digitale Transformation der Energiewirtschaft allmählich voran. Die Versorger und Netzbetreiber beginnen, in die Datenerfassung zu investieren und Einzelprozesse zu digitalisieren. Auf dem Weg zum Gesamtsystem ist auch die Politik gefordert.

Die Aufgaben sind unverändert: Im Netz gilt es, Erzeugung und Last stabil zu halten, während der Vertrieb mit marktgerechten Produkten den wirtschaftlichen Erfolg des Versorgers respektive Stadtwerks sichern sollte. Mit fortschreitender Energiewende ist beides jedoch längst nicht mehr so einfach: Schwankende Einspeisung und neue Lasten erfordern komplexe Maßnahmen zur Netzstabilisierung in den Verteilnetzen. Der Vertrieb verdient mit dem reinen Stromverkauf schon längst kein Geld mehr und sieht sich mit dem vielschichtigen Erwartungshorizont „volatiler Kunden“ in einem zunehmend wettbewerbsintensiven Markt konfrontiert.

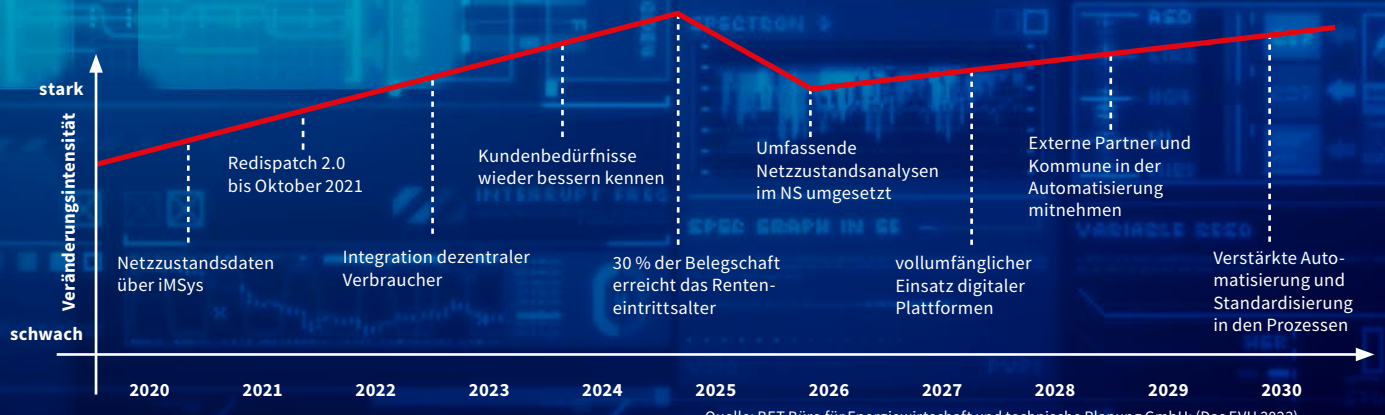
Redispatch 2.0 und Rollout

Starker Handlungsdruck also, dem die Branche nur durch eine konsequente digitale Transformation begegnen kann. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und der NABEG-Novelle sind dafür wichtige regulatorische Rahmenbedingungen gesetzt. Auch Harald Herrmann, CTO der Vivavis AG, sieht genau hier die vorrangigen Digitalisierungsaufgaben der Stadtwerke und Netzbetreiber: „Das ist zum einen der Smart-Meter-Rollout und zum anderen die Umsetzung von Redispatch 2.0. Die Smart Meter müssen jetzt schnell und effizient ins Feld gebracht werden, um rasch Daten für eine Vielzahl von Anwendungen zu liefern. Redispatch 2.0, die neuen Vorgaben für das Management von Netzengpässen, muss bis zum 1. Oktober 2021 von den Netzbetreibern umgesetzt sein.“ Hier sind die Netzbetreiber auf einem sehr guten Weg, nicht zuletzt, weil mehrere Technologieanbieter sehr zügig Lösungen für die erforderlichen Prozesse an den Markt gebracht haben.

Beim Aufbau der Smart Meter-Infrastruktur hakt es aktuell aus unterschiedlichen Gründen, was nicht nur viele der betroffenen Unternehmen verärgert. Nach dem Urteil des OVG Münster vom 14.03.21 wäre es insbesondere wichtig, dass BMWi und BSI die Zeit finden, die offenen Fragen vieler grundzuständiger und wettbewerblicher Messstellenbetreiber verbindlich zu beantworten. Der Digitalverband Bitkom wünscht sich in seinen Handlungsempfehlungen für die nächste Legislaturperiode zudem „ein noch klareres Signal in die Branche, dass die verfügbaren Endgeräte über einen klar definierten Zeitraum alle gesetzlichen Vorgaben erfüllen.“

Darüber hinaus regt der Verband an, den freiwilligen Einbau von intelligenten Messsystemen seitens der MSB zusätzlich zu unterstützen – etwa, indem die Aufrüstung der Hausübergabe-/Zählerschränke und der WAN-Anbindung im Rahmen der Gebäudesanierung oder des Breitbandausbaus mitgefördert werden, um die Probleme bei der Kommunikationsanbindung der Zähler

Veränderungsdynamik Netzplanung



Quelle: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; (Das EVU 2023)

Veränderungsdynamik Kundenservice



Quelle: BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH; (Das EVU 2023)

in den Griff zu bekommen. Auch die Vorgaben für die sichere Lieferkette könnten verschlankt werden.

Digitale Kundenservices

Das würde vermutlich auch die Vertriebe freuen. Eine durchgängige und differenzierte Smart-Meter-Infrastruktur ermöglicht es, neue Angebote und Services zu generieren, die das Basisprodukt Strom mit Mehrwerten anreichern und Kunden aktiv an das Unternehmen binden.

Doch zunächst sind auch bei den internen Prozessen noch einige Hausaufgaben zu erledigen. „Immer mehr Kunden und Verbraucher erwarten 24/7 eine digitale Interaktion mit ihrem Versorgungsunternehmen“, sagt Stefan Adler, CTO der ITC AG. „Wir beobachten eine steigende Nachfrage bei Lösungen für digitale Serviceprozesse, wie beispielsweise unserem Hausanschluss-Portal oder unseren Smart-Meter-Apps. Ein Kundenportal ist heute einfach eine Selbstverständlichkeit in der Kommunikation zum Kunden.“ Wie Adler betont, geht es im Kern um die Vernetzung und Vereinfachung alter und neuer Dienstleistungen und Produkte. Gute Ideen gibt es viele – vom Incentive-Programm für Neukunden über Energieeffizienz-Angebote für kommunale Liegenschaften bis hin zur Prosumer-Community. Um sie effektiv an den Markt und in die Abrechnungssysteme zu bringen, braucht es auch die Bereitschaft, die vorhandene IT-Strategie und -Infrastruktur insgesamt agiler und ganzheitlicher zu denken. Innovative Ansätze und Dienstleister, die den Wandel unterstützen, gibt es inzwischen zur Genüge.

Mehrwert aus Daten

Transparenz auf allen Ebenen ist dabei das Gebot der Stunde, denn ohne Daten sind digitale Prozesse blind. Aktuell erschließt sich die Energiebranche mit hoher Dynamik Informationen über Netz- und Anlagenzustände in der Mittel- und Niederspannung. Neue Mess- und Kommunikationslösungen, die eine effiziente Aus- und Nachrüstung der Anlagen ermöglichen, werden diesen Prozess weiter beschleunigen.

Hinzu kommt eine exponentiell wachsende Menge von Sensordaten aus unterschiedlichsten Quellen, die per LoRAWAN heute schon problemlos verfügbar gemacht werden können, sowie – hoffentlich bald – die Daten aus möglichst vielen intelligenten Messsystemen. Emile Stoverinck von der Digitalberatung Futurice empfiehlt, den Blick auf die Datenerhebung insgesamt zu erweitern: So lohnten sich Überlegungen, wie man vorhandene Daten auch jenseits der originären Anwendungsbereiche nutzen könnte. „Zusätzlich gilt sich zu fragen: Welche Daten erheben Sie in Ihren Prozessen gerade nicht? Gerade diese Daten könnten sich als unerwartet positiv erweisen. Ein Beispiel: In einem Projekt aus der Baubranche stellte sich heraus, das sich aus sogenannten Proxydaten von digitalen Zugangsgeräten, die von den Bauarbeitern verwendet werden, sehr genaue Schätzungen des Baufortschritts generieren und so Unterbrechungen und Verzögerungen vorhersagen ließen.“

Die zahlreichen Informationen zusammenzuführen und in der Gesamtschau auszuwerten, ist der nächste wichtige Schritt hin

Bild: jijomathaidesigners / Shutterstock.com

Anzeige

axians
HORIZON
2021

DAS DIGITAL-EVENT RUND UM **SAP UND MANAGED SERVICES** FÜR DIE ENERGIE-WIRTSCHAFT

15.06.2021
13 – 16 UHR

JETZT ANMELDEN!

www.axians.de/horizon-2021

zu einem effizienten, stabilen Netzbetrieb und neuen Ertragsquellen. Die Potenziale reichen von der Überwachung eigener Anlagen über ein automatisiertes Last- und Einspeisemanagement bis hin zu neuen Services für die Gebäudewirtschaft, Privatkunden und Bürger in der Smart City. Die Entwicklung von cloudbasierten Plattformen, die eine zusammenhängende Verwaltung und 360°-Sicht auf die Daten ermöglichen, wird aktuell in mehreren Systemhäusern vorangetrieben. Auch der Digitalverband Bitkom verweist in seinen Handlungsempfehlungen zu Recht darauf, dass erweiterte Möglichkeiten zum Einsatz der Datenanalyse für die Energiewirtschaft zentral sind und gestärkt werden sollten.

Dass Künstliche Intelligenz dabei für tiefere Einblicke und kürzere Reaktionszeiten sorgen wird, ist relativ unumstritten. Allerdings droht durch die EU-KI-Richtlinie eine Bremse für KI-Anwendungen in der Energie- und Wasserwirtschaft: Diese sollen als „Hochrisiko-KI-Systeme“ gelten. Das – so befürchtet der BDEW – würde vor allem für KMU erhebliche Hürden für die Umsetzung von innovativen KI-Projekten errichten.

Flexibilitäten nutzen

Als nächster Schritt der Digitalisierung steht auch nach Überzeugung von Harald Herrmann der Ausbau des Smart Grid an, mit einer stärkeren Vernetzung der Bereiche Metering und Netzleittechnik. „Diese ermöglicht dann Netzbetreibern das intelligente Steuern auf Basis einer Smart-Metering-Infrastruktur, die gleichzeitig als Messdatenlieferant und Steuerkanal für die Netzleittechnik dient. Parallel muss die steigende Anzahl von Ladesäulen und Wallboxen, die mit dem Ausbau der Elektromobilität einhergeht, sicher in die Netze integriert werden.“ In weiterer Zukunft könne die vorhandene Smart-Meter-Infrastruktur dann als Basis für Quartiersanwendungen dienen. Zum Beispiel zur Messwerterfassung aus Zählern oder aus Sensoren über den CLS-Kanal des Smart Meter Gateways.

Konzepte und Technologien zur Umsetzung existieren bereits, die auch dem Vertrieb interessante Ansätze bieten könnten – Submetering, Ladestrom-Pakete und vieles andere mehr. Doch noch fehlen die regulatorischen Rahmenbedingungen für BSI-konforme CLS-Anwendungen oder die netzdienliche Steuerung regelbarer Verbraucher. Hier sind verlässliche Rahmenbedingungen unverzichtbar, Bitkom hebt in diesem Zusammenhang darauf ab, wie wichtig es sei, „dass die Nutzung des CLS-Kanals als Anker einer sicheren Kommunikation in unterschiedlichsten Anwendungsfällen möglich bleibt und Dritten wie zum Beispiel Direktvermarktern zur Verfügung gestellt wird.“

Cybersicherheit und Datenschutz

Womit wir beim Thema Sicherheit wären, das im Zuge der Digitalisierung ebenfalls neu gedacht werden muss.

Für die Netzbetreiber gilt es jetzt, auch die operativen Technologien – die Anlagen im Netz – in ihre Sicherheitskonzepte einzubinden. Dazu gibt es bewährte Technologien, die jetzt zügig in die Versorgungssysteme integriert werden müssen. Mit dem IT-Sicherheitsgesetz 2.0 (IT-SiG 2.0), das jetzt verabschiedet wurde, sind die künftigen Standards und Anforderungen an Cyber-Sicherheit für Kritische Infrastrukturen neu definiert und – nach Ansicht von Experten – deutlich verbessert worden. Beispielsweise muss das BSI künftig Sicherheitslücken sofort an die Betreiber melden. Ingbert Liebing, VKU-Hauptgeschäftsführer, begrüßt darüber hinaus, dass kommunale Unternehmen nun deutlich mehr Rechts- und Planungssicherheit für Investitionen in Cyber-Sicherheit erhalten.

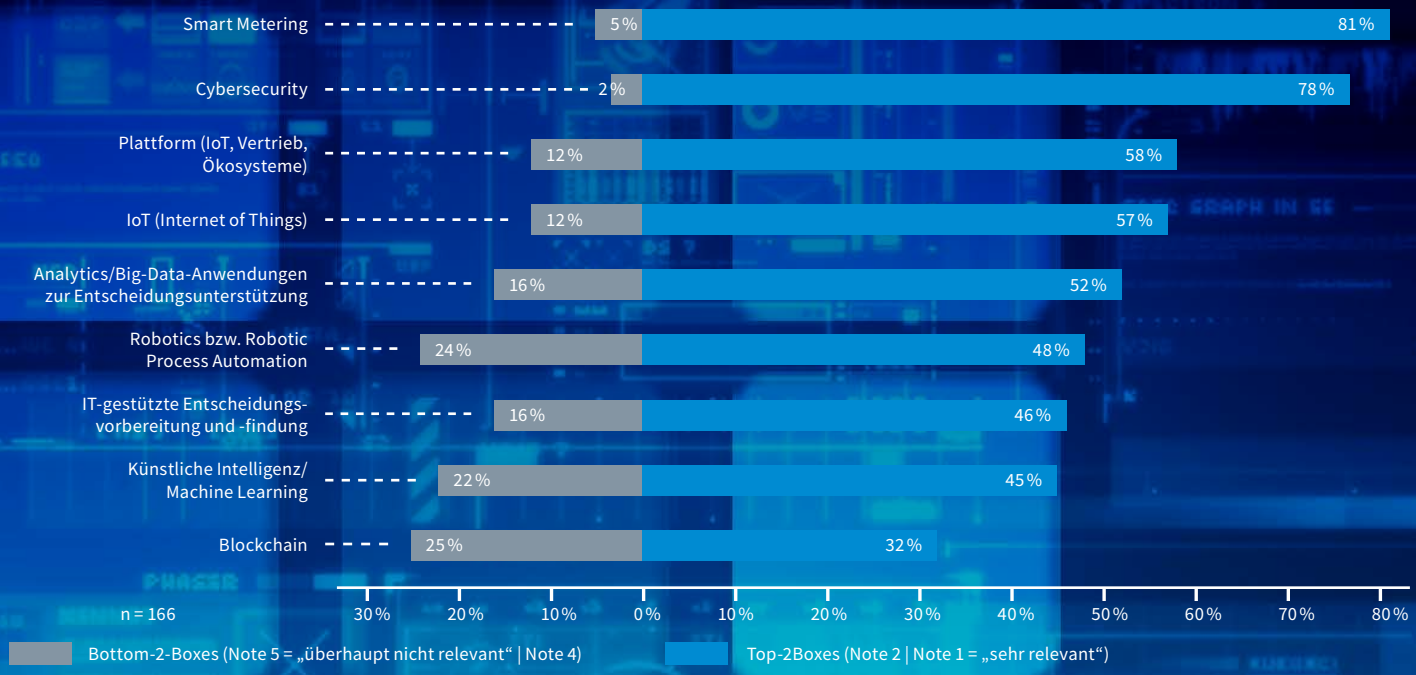
Deutlich diffiziler ist das Thema Datenschutz, denn bekanntermaßen sind Verbraucherdaten nicht nur für die funktionale Durchdringung und Neugestaltung der Zusammenhänge in den Netzen wichtig. Sie ermöglichen gleichzeitig neue digitale Dienstleistungen und werden damit zum wesentlichen „Rohstoff“ für die Energievertriebe. Ihren Schutz zu gewährleisten war und ist das zentrale Anliegen hinter der BSI-konformen Smart Metering-Infrastruktur. Die daraus resultierende Komplexität hat die Anbieter und Anwender in den letzten Jahren bekanntermaßen erheblich belastet und zu kaum noch begründbaren Verzögerungen beim Rollout geführt. Nicht zuletzt die Kunden sind enttäuscht, dass ihre digitale Messeinrichtung nach wie vor nicht mehr Erkennisse liefert als der alte Ferraris-Zähler – zumal Anbieter aus anderen Branchen heute schon demonstrieren, welche Mehrwerte man mit Kundendaten generieren kann.

Dennoch sollte das nicht dazu verleiten, die grundsätzliche Zielsetzung – höchste Sicherheit für Kundendaten – infrage zustellen, denn genau diese Garantie ist mittelfristig der vielleicht wesentliche Wettbewerbsvorteil der Stadtwerke und Versorger. Die Konsequenz kann nur sein, den Rollout zu beschleunigen.

Langfristige Perspektive

Grundsätzlich sollte man sich im Klaren sein, dass Digitalisierung kein Schalter ist, den man einfach umlegt, sondern ein Prozess. Dieser ist unter den besonderen Bedingungen der Versorgungswirtschaft sicher nicht einfach, aber er hat erheblich an Fahrt aufgenommen. Die Fundamente der digitalen Energiewirtschaft gewinnen an Kontur. Ein wenig zusätzliche Unterstützung, etwa im Bereich der Anreizregulierung, könnte dennoch nicht schaden. (pq)

Digitale Transformation



Quelle: EY / BDEW (Stadtwerkestudie 2020)

Advertorial

Redispatch2.0

DA/RE kann mehr

Die Plattformlösung unterstützt Netzbetreiber bei den Informationspflichten und hilft zusätzlich bei der Koordinierung der Maßnahmen – jetzt und in Zukunft.

Die Aufgaben der Netzbetreiber im Redispatch 2.0 sind anspruchsvoll und variieren je nach Betroffenheit; sie umfassen die Prognoseerstellung sowie die Implementierung der internen Prozesse für den Datenaustausch mit anderen Teilnehmern. Zudem müssen sie die angeforderten und selbst gemeldeten Redispatch-Bedarfe, -Potenziale und -Abrufe mit den anderen Netzbetreibern koordinieren. Dafür entwickeln TransnetBW und Netze BW seit mehr als zwei Jahren die IT-Plattform DA/RE – kurz für Datenaustausch und Redispatch. Als Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sind die Unternehmen mit der Thematik vertraut und haben die jeweilige Perspektive von Anfang an in die Entwicklung einbringen können. Bei der Konzeption war es dem DA/RE-Team wichtig, dass die neue Plattform die künftigen Nutzer umfänglich unterstützt und nicht nur die gesetzlichen Grundanforderungen erfüllt.

Aus einer Hand

DA/RE arbeitet übergreifend über alle Spannungsebenen und Netzgebiete hinweg und kann neben dem Datenaustausch und der Maßnahmenkoordinierung auch die Bilanzierung der Redispatch-Maßnahmen für DA/RE-Nutzer übernehmen, also die Bewirtschaftung des Redispatch-Bilanzkreises und das Fahrplan-Management. Als Cloud-Ansatz ist die Plattform skalierbar und kann mit zusätzlichen Funktionalitäten weiterentwickelt werden. Ein weiterer Vorteil: Die IT-Plattform hat keine Gewinnerzielungsabsicht. Wer sich jetzt für DA/RE entscheidet, wird auch in Zukunft davon profitieren, wenn es vermehrt zu Netzengpässen in Mittel- und Niederspannung kommt.

Weitere Informationen finden Sie unter www.dare-plattform.de.

DA RE



Viele örtliche Versorger starten den Ausbau von Internet-Anschlüssen per Glasfaser. Mit zusätzlicher Förderung soll nun überall der Weg ins digitale Zeitalter geebnet werden.

Foto: picture alliance dpa dpa-Zentralbild | Patrick Pleul

Tempo erhöhen

Für den Ausbau der Breitbandnetze werden demnächst weitere Fördermittel verfügbar sein. Stadtwerke und Versorger können profitieren.

Die flächendeckende Verfügbarkeit von schnellem Internet ist eine der zentralen Voraussetzungen für die digitalen Zukunftsmodelle der Versorgungswirtschaft und der Kommunen. Doch nach aktuellen Erhebungen des Verbandes der Anbieter von Telekommunikations- und Mehrwertdiensten e.V. fehlt es fast noch der Hälfte aller bundesdeutschen Haushalte (genau 43,2 Prozent) an einem gigabitfähigen Internetzugang.

Ein neues Förderprogramm des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) soll nun für Abhilfe sorgen. Hintergrund ist ein Kompromiss der Bundesregierung und der EU-Kommission aus dem vergangenen Sommer. „Während sich bis 2020 nur akut unterversorgte ‚weiße Flecken' für die Bundes- und Landesfördermittel qualifizierten, rücken nun die sogenannten ‚grauen Flecken' in den Fokus", erläutert Norbert Thewes, Geschäftsführer der EnergieMarkt Beratungsgesellschaft mbH (emb), die sich unter anderem auf die Planung und Durchführung von Breitbandprojekten für Kommunen und Versorger spezialisiert hat. Diese „grauen Flecken" sind Adresspunkte mit Internetanschlüssen, für die lediglich eine Versorgung mit Downloadgeschwindigkeiten von bis zu 100 MBit/s (ab 01.01.2023 bis zu 1.000 MBit/s) vorhanden ist und in denen in den nächsten drei Jahren auch kein privatwirtschaftlicher Ausbau geplant ist. „Für Kommunen und Versorger, die hier aktiv werden wollen, eröffnen sich attraktive Zukunftschancen", ist der Berater überzeugt. „Durch die Anhebung der maximalen Förderhöhe auf 150 Mio. EUR wird deutlich, wie groß der Bedarf für die flächige Erschließung eingeschätzt wird."

Die Beihilfe umfasst sowohl Wirtschaftlichkeitslückenförderungen für Investitionen als auch Förderungen im Betreibermodell – etwa über die Ausstattung von Leerrohren, die Ausführung von Tiefbauleistungen oder die Mitverlegung von Leerrohren bei anderweitig geplanten Erdarbeiten. Empfänger der Beihilfe sind die Gemeinden, als Begünstigte gelten die Betreiber oder unter bestimmten Voraussetzungen auch die Anbieter der Breitbandnetze.

Förderfähigkeit

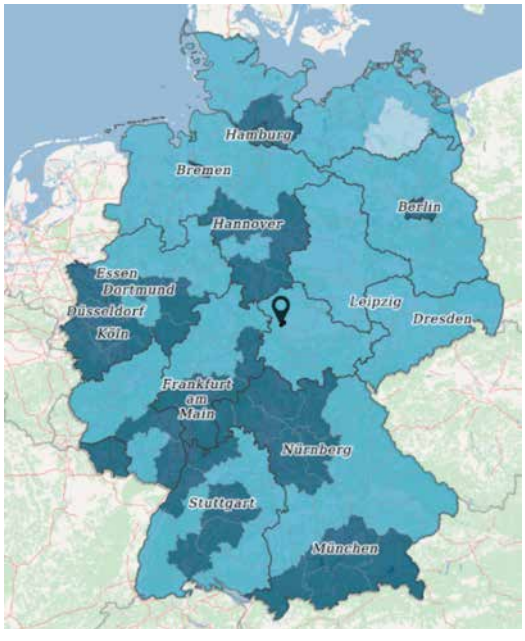
Grundsätzlich, so Norbert Thewes, ähneln die Förderbedingungen dem Rechtsrahmen der Breitbandförderung für die sogenannten „weißen Flecken". Neu sei allerdings eine Anhebung der Aufgreifschwelle: Dafür darf in dem jeweiligen Gebiet kein

Netz vorhanden sein, das Haushalten eine Datenrate von mindestens 100 Mbit/s zuverlässig zur Verfügung stellt. Ab 1. Januar 2023 sind auch Ausbaumaßnahmen in Gebieten mit weniger als 1.000 Mbit/s förderfähig. Ziel ist die vollständige technische Abdeckung des Zielgebietes bis Ende 2025.

Von der Förderung ausgeschlossen sind die sogenannten ‚schwarzen Flecken' mit bereits zwei NGA(Next Generation Access)-Netzen und Gebiete, in denen die vorhandene oder innerhalb der nächsten drei Jahre geplante Telekommunikationsinfrastruktur den Endkunden eine Datenrate von mehr als 500 Mbit/s zuverlässig im Download zur Verfügung stellen kann. Sozio-ökonomische Schwerpunkte könnten auch dann erschlossen werden, wenn das vorhandene oder auf die nächsten drei Jahre geplante NGA-Netz eine Datenrate von weniger als 200 Mbit/s symmetrisch zuverlässig zur Verfügung stellt.

Weiterhin gilt ein Vorrang des privatwirtschaftlichen Ausbaus. Diese Investitionsschutzklausel besagt, dass es in dem jeweiligen Gebiet nicht zu erwarten sein darf, dass ein äquivalentes Netz innerhalb einer sogenannten Investitionsschutzperiode – nach dem ursprünglichen Willen des Gesetzgebers drei Jahre – entsprechend marktwirtschaftlich ausgebaut wird. „Davon betroffen ist zum Beispiel der Überbau der bisherigen Anbindung mit Glasfaserkabeln bis zu den jeweiligen Gebäuden, etwa durch Vectoring-Nachrüstungen", erklärt Thewes.

Er verweist darauf, dass die Abgrenzung des Projektgebietes vor Antragstellung über ein Markterkundungsverfahren erfolgen muss. Thewes geht davon aus, dass man speziell in den Gebieten, die lokal FttC (Fibre to the curb) ausgebaut haben, für die weitere FttH/-B-Erschließung (Fibre to the home/ to the building) auf die neuen Fördermöglichkeiten zurückgreifen wird.



Obwohl es bundesweit kaum noch „weiße Flecken" ohne Internetversorgung gibt, lässt die Geschwindigkeit vielerorts zu wünschen übrig. Mit der Anhebung der Aufgreifschwelle werden Verbesserungen gefördert.
(Foto: Breitbandatlas Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur)

Ausbaubedingungen

Sofern die Maßnahme förderfähig ist, bedarf es zunächst eines wettbewerblichen EU-weiten Ausschreibungsverfahrens unter Bekanntmachung auf breitbandausschreibungen.de. „Zugleich muss die geplante Investition zu einer wesentlichen Verbesserung der Breitbandversorgung führen. Diese liegt im Sinne einer ‚step change' dann vor, wenn der ausgewählte Bieter erhebliche neue Investitionen in das Breitbandnetz tätigt und die geförderte Infrastruktur auf dem Markt erheblich neue Möglichkeiten in den Bereichen Breitbandversorgung, Wettbewerb und Bandbreiten (mindestens 1 Gigabit/s) schafft", informiert Norbert Thewes. Zudem ist die Förderung zwingend mit der Gewährleistung eines offenen und diskriminierungsfähigen Zugangs auf physischer Ebene verknüpft. „Die Einhaltung dieser Bedingung wird durch die Bundesnetzagentur überprüft", so der Berater.

Die staatlichen Unterstützungsmaßnahmen unterliegen gemäß der EU-Breitbandleitlinie einer umfangreichen Berichterstattung.

Strategisch planen

„Die Richtlinie zum Gigabit-Förderprogramm wird voraussichtlich in den nächsten Wochen verabschiedet", sagt emb-Geschäftsführer Thewes, und empfiehlt Städten, Gemeinden und kommunalen Versorgern, idealerweise schon vor ihrem offiziellen Inkrafttreten aktiv zu werden. Konkret gelte es, die Markt- und Förderbedingungen zu sondieren, eine sorgfältige Abwägung zwischen den beiden grundsätzlichen Lösungsansätzen Wirtschaftlichkeitslückenförderungen oder Förderungen im Betreibermodell vorzunehmen und daraus eine tragfähige Gesamtstrategie zu entwickeln. „Das betrifft zum Beispiel die Identifizierung der vorhandenen Infrastruktur, eine Bestandsaufnahme der bestehenden Aufbau- und Ablauforganisation – inklusive IT-Infrastruktur und bereichsübergreifendes Controlling – sowie die Konzeption einer individuellen Zukunftsstrategie, um neue Geschäftsfelder zu erschließen", so Thewes.

Er rät Gemeinden und Versorgern, die aktuelle Situation zu prüfen und sich frühzeitig in diesem hart umkämpften Wettbewerbsumfeld zu positionieren. Dabei solle man den perspektivischen Bedarf als Maßstab anlegen. „Gerade die Corona-Pandemie zeigt wie in einem Brennglas, wie schnell sich die Anforderungen an eine effektive Digitalisierung aller Lebensbereiche erhöhen." Die Einbindung externer Expertise sei hier nicht nur angesichts der komplexen Bestimmungen im europäischen Förderrecht ratsam. Sie entlaste zudem das eigene Management auch bei der juristischen, planerischen und technologischen Vorbereitung des Entscheidungsprozesses.

In einer ganzheitlichen Betrachtung könne das Graue-Flecken-Programm dann tatsächlich zum Innovationstreiber werden. (pq)

EnergieMarkt Beratungsgesellschaft mbH
Norbert Thewes, 48317 Drensteinfurt, info@e-markt-b.de

Risiko Home Office

Cyberkriminelle haben bei Angriffen auf Versorgungsunternehmen nicht nur die technischen Anlagen, sondern auch sensible Kundendaten im Visier. Gerade für Home Office-Arbeitsplätze sind daher besondere Schutzstrategien erforderlich.



Mobile Arbeitsplätze bieten Cyberkriminellen riskante Angriffspunkte. (Foto: picture alliance / dpa-tmn | Christin Klose; picture alliance Zoonar | Alexander Limbach)

Anfang 2020 verschafften sich Hacker Zugriff auf mehr als 500 Gigabyte Daten über Kunden, Mitarbeiter und andere geschäftliche Belange des kommunalen Energieversorgers TWL. Für die Herausgabe forderten die Kriminellen ein Lösegeld in zweistelliger Millionenhöhe. Die TWL folgten den Empfehlungen des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und gingen nicht auf die Forderung ein. Daraufhin wurden die Daten im Darknet veröffentlicht. Zusätzlich kontaktierten die Angreifer TWL-Kunden per E-Mail und warfen dem Versorger mangelnde Kooperationsbereitschaft vor.

„Diese Geschehnisse sind kein Einzelfall“, sagt Daniel Heck, Vice President Marketing bei Rohde & Schwarz Cybersecurity, und verweist auf den Bericht des BSI zur Lage der IT-Sicherheit in Deutschland 2020. Insgesamt gab es 419 Meldungen zu Cyberangriffen auf Betreiber kritischer Infrastrukturen, davon 73 Vorfälle in der Energiebranche.

Das Internet als Einfallstor

„Durch die zunehmende Digitalisierung der Branche und die Tatsache, dass aktuell viele Angestellte aus dem Home Office arbeiten, wächst die Gefahr, Opfer von Cyberkriminalität zu werden“, führt Heck aus. Angreifer nutzten beispielsweise Schwachstellen in unsicheren VPN-Tools oder Kollaborationsplattformen aus. „Die Arbeit im Home Office hat zudem die Zahl der Angriffe durch Phishing-Mails rapide steigen lassen“, weiß der Sicherheitsexperte. Professionelle Hacker versuchen, die Empfänger durch solche gefälschten E-Mails auf infizierte Webseiten zu locken. Darüber kann Malware in die IT-Infrastruktur der Firmen gelangen, um sensible Daten abzugreifen.

Schutzstrategien

„Gleichzeitig müssen EVU ihre Geschäftsfähigkeit erhalten und Instrumente nutzen, die ihre Agilität bei der Zusammenarbeit erhöhen“, betont Daniel Heck. Mit anderen Worten: Digitale Prozesse sind und bleiben unverzichtbar. In der Konsequenz müssen daher die IT-Sicherheitskonzepte in mehreren Bereichen angepasst werden.

Browser absichern

70 Prozent der Hackerangriffe kommen aus dem Internet. „Über gefälschte Webseiten, E-Mails oder Grafiken, die aus scheinbar vertrauensvollen Quellen stammen, wird Malware auf Rechner geschleust. Auch für Erpresserangriffe – sogenannte Ransomware – wie sie die TWL erlebte, ist das Internet das zentrale Einfallstor“, erläutert der Sicherheitsfachmann. Um diesen Zugang für Unbefugte zu verschließen, hat Rohde & Schwarz Cybersecurity einen virtuellen Browser, den R&S Browser in the Box, entwickelt. Der User nutzt für den Internetzugang eine vom Betriebssystem separierte virtuelle Maschine, so dass alle potenziell gefährlichen Aktivitäten isoliert ausgeführt werden. Er bewegt sich sozusagen in einer „virtuellen Surfumgebung“. Jeder Browserstart beseitigt potenziellen Schadcode und versetzt den Browser in seinen Ausgangszustand.

Cloud sicher machen

Die Tatsache, dass immer mehr Dateien in einer Cloud liegen, stellt laut Daniel Heck bisherige Sicherheitsstrategien zunehmend in Frage. „Denn niemand kann seine Daten mit Hilfe von Firewalls schützen, wenn diese auf den Servern von Cloud-Anbietern liegen. Unternehmen benötigen innovative technische Lösungen, die ihnen die Kontrolle über ihre Daten zurückgeben.“ Microsoft hat gemeinsam mit Rohde & Schwarz Cybersecurity eine Lösung für dieses Problem entwickelt. „Sensitive Nutzerdaten werden dabei von der Cloud entkoppelt und können verschlüsselt an beliebigen Orten – beispielsweise dem Unternehmensnetzwerk – gespeichert



werden. Kein Cloud-Provider, Hacker und auch keine Behörde können auf diese Weise auf die Daten in der Cloud zugreifen“, erläutert Heck. Mit einer solchen Lösung gingen global agierende Unternehmen zudem mit den weltweiten Datenschutzregelungen konform.

Hochsichere VPN-Verbindungen

Ein „Virtual Private Network“ (VPN) ermöglicht eine sichere Verbindung von einem beliebigen Ort in ein Firmennetzwerk. Benötigt wird lediglich eine Verbindung beispielsweise über ein WLAN-, Mobilfunk- oder Ethernet-Netz. Zur besonderen Absicherung der Datenkommunikation über ein solches öffentliches Netzwerk oder ein Heimnetzwerk, braucht es spezielle hochsichere VPN-Tools. Daniel Heck erläutert: „Diese standen bisher lediglich in Form von Hardware-Boxen für bestimmte Endgeräte zur Verfügung. Wenn eine große Zahl von Mitarbeitern von einen auf den anderen Tag ins Home Office geht, stößt ein solches System schnell an seine Grenzen.“ Für die Arbeit von unterwegs seien die Boxen völlig ungeeignet, da sie eine externe Stromversorgung benötigen. Vor diesem Hintergrund rät Daniel Heck zu einem softwarebasierten VPN Client, der allerdings im Interesse der Sicherheit „Always-on“ sein müsste, so dass die Daten das Endgerät ausschließlich über die VPN-Verbindung verlassen können. „Einzig für den Fall, dass der VPN Client ein sicheres Netzwerk erkennt – beispielsweise im Büro – deaktiviert er sich von selber. Eine solche ‚Friendly Network Detection‘ ermöglicht es dem User, in verschiedenen Netzwerkumgebungen kontinuierlich sicher zu arbeiten“, erläutert er. Mit dem R&STrusted VPN Client stellt sein Unternehmen jetzt erstmals einen softwarebasierten VPN Client zur Verfügung, der vom BSI für VS-NfD-Anforderungen zugelassen wurde.

Daten auf Endgeräten schützen

Nicht zuletzt sollten Organisationen die Endgeräte ihrer Mitarbeiter mit einer Festplattenverschlüsselung ausstatten. Nur berechtigte Nutzer können dann per Multi-Faktor-Authentifizierung ihre Daten und das Betriebssystem nutzen. Geht das Gerät verloren, ist es für Dritte nicht möglich, auf die Daten zuzugreifen. (pq)

Rohde & Schwarz Cybersecurity , Esther Ecke,
81671 München, pr-cybersecurity@rohde-schwarz.com

Anzeige



Stadtwerke Garbsen testen Mioty-Funktechnologie



Die Stadtwerke Garbsen testen die Mioty-Funktechnik in ihren Netzen. Herzstück ist eine Funkantenne auf dem Dach des Rathauses. (Foto: Stadtwerke Garbsen GmbH)

Die Stadtwerke Garbsen möchten die Digitalisierung ihrer Netze vorantreiben. Um künftig in Echtzeit Zustandsdaten zu erhalten, frühzeitig Steuerungsbedarfe zu erkennen und reagieren zu können, werden im Rahmen eines Pilotprojektes nun Sensoren innerhalb der Netze verbaut. Für die Datenübertragung setzen die Stadtwerke Garbsen dabei auf Mioty, eine neuartige Kommunikationstechnologie des Fraunhofer-Instituts für Integrierte Schaltungen IIS. Um Zugang zu Mioty zu erhalten, sind die Stadtwerke Garbsen nun der gleichnamigen Allianz beigetreten. Diese bietet den Stadtwerken auch die Möglichkeit, die Technologie aktiv mitzugestalten.

Neuartige Funktechnologie

Die softwarebasierte Technologie lässt sich thematisch den Low Power Area Networks (LPWAN) zuordnen, hebt sich nach Angaben des Fraunhofer IIS jedoch durch hohe Energieeffizienz, Mobilität und Skalierbarkeit sowie geringe Störanfälligkeit von bestehenden Systemen ab. Daten können aus einer Entfernung von bis zu 15 Kilometern und von Endgeräten übertragen werden, die sich mit bis zu 120 Kilometern pro Stunde bewegen. Ein spezielles Verfahren, das Telegramm Splitting, unterteilt das Signal der Sensoren in viele kleine Sendepakete. Diese Subpakete werden auf unterschiedlichen Frequenzen und mit zeitlichem Abstand per Funk gesendet. Das Splitting-Verfahren verbessert nach Angaben der Entwickler die Leistungsparameter gegenüber klassischen LPWA-Netzwerken. So steige die Widerstandsfähigkeit gegenüber Fremd- und Eigenstörungen. Selbst wenn Kanäle bis zu 50 Prozent von anderen Funksystemen genutzt werden, sei über Mioty eine verlustfreie Datenübertragung möglich. Auch die Energieeffizienz und damit die Lebensdauer der Batterie verbesserten sich durch die kurzen Sendezeiten. Insbesondere ermöglicht das Telegramm Splitting, dass hunderttausende unabhängige Endgeräte mit nur einer Basisstation verbunden werden können, ohne die Übertragung koordinieren zu müssen. Das erhöht die Netzwerkkapazität.

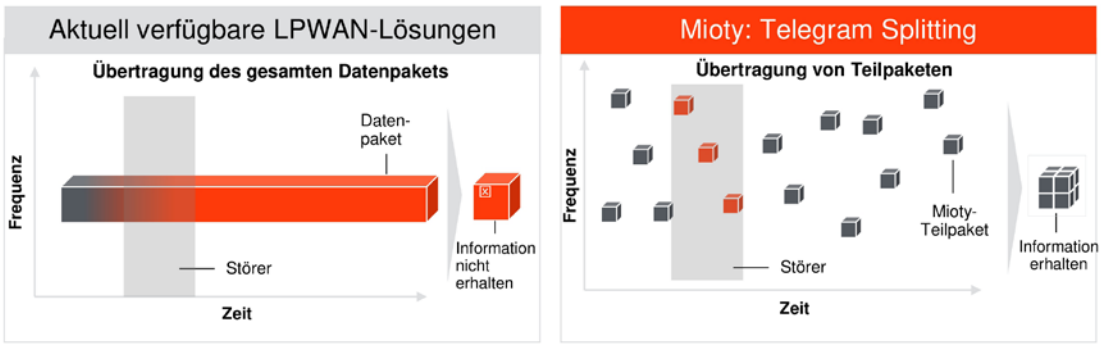
Die Vorteile der Mioty-Technologie haben Geschäftsführer Daniel Wolter überzeugt: „Stromverbrauch und Kosten sind niedrig, die Leistung hoch. Intelligente Anwendungen durch vernetzte Geräte werden stark wachsen und einen immer dichteren Sensoreinsatz ermöglichen. Bestehende Verfahren wie LoRaWAN können da an ihre Grenzen stoßen, Mioty kann deutlich mehr Daten verarbeiten. Wir sind zuversichtlich, dass wir am Ende der eingehenden Testphase mit Mioty die ersten Smart-City-Anwendungen planen können.“ So könnten beispielsweise Ampelphasen je nach Verkehrsaufkommen variiert oder Ausweichstrecken über digitale Tafeln angezeigt werden. Die Stadtwerke Garbsen sind damit der bundesweit erste Energieversorger, der die Technologie für eine Smart City nutzt.

Mioty-Testphase angelaufen

Derzeit prüfen die Stadtwerke Garbsen die Mioty-Technologie zunächst in einer dreimonatigen Testphase auf ihre Leistungsfähigkeit. Anfang März 2021 hatten Techniker dazu eine Funkantenne auf dem Dach des Rathauses installiert. Sensoren in Wasser- und Wärmemengenzählern, die an verschiedenen Stellen in Garbsen installiert sind, liefern in der Testphase Daten. Auch der Einsatz von Temperatur-, Luftfeuchtigkeit- und CO_2-Sensorik ist vorgesehen. Geprüft werden neben der Qualität der Datenaufbereitung die Zuverlässigkeit der Datenübertragung und die Störanfälligkeit der Geräte. (pq)

www.stadtwerke-garbsen.de

Die Mioty-Technologie



Ein spezielles Verfahren, das Telegramm Splitting, unterteilt das Signal der Sensoren in viele kleine Sendepakete. Diese Subpakete werden auf unterschiedlichen Frequenzen und mit zeitlichem Abstand per Funk gesendet. (Grafik: Mioty-Alliance)

/zennernews

/zenner_news

/company/zennernews



DIE SMART CITY JETZT AKTIV GESTALTEN!

Ganz einfach. Mit IoT-Lösungen von ZENNER.

BESETZEN SIE NEUE GESCHÄFTSFELDER!

Mit ZENNER werden Sie zum digitalen Infrastrukturbetreiber - sicher, souverän und kosteneffizient. Mit der Erfahrung aus mehr als 100 IoT-Projekten ist ZENNER der richtige Partner an Ihrer Seite. Wir bieten Ihnen von der Messtechnik und Sensorik über die Telekommunikations-Infrastruktur und Datendienste bis zur Applikation durchgängige IoT-Komplettlösungen aus einer Hand. So realisieren Sie neue Geschäftsmodelle und echte Mehrwerte in den Bereichen Smart Metering, Smart Energy und Smart City.

WirtschaftsWoche
Deutschlands TOP Familienunternehmen
2020
Minol-ZENNER-Gruppe
Im Vergleich: 216 Familienunternehmen
Partner: INNOFACT AG
Ausgabe 27/2020

www.zenner.de

ZENNER



Intelligent gesteuerte Leuchte in Saarbrücken, Teil des Pilotprojektes. (Foto: co.met GmbH)

Smarte Beleuchtung und Lichtmanagement

Die Saarbrücker co.met GmbH ergänzt ihre Angebotspalette um die intelligente Beleuchtungslösung von ENGIE. „Wir stellen ein steigendes Interesse unserer Kunden und Partner fest, in ihre Digitalisierungsstrategie auch die Straßenbeleuchtung mit einzubeziehen. Die öffentliche Beleuchtung mit ihrem engmaschigen Netz an Straßenleuchten ist quasi das ideale Rückgrat für die Digitalisierung einer Stadt“, so Peter Backes, CEO der co.met.

Die modulare Lösung reicht von der ersten Beratung und Konzeptentwicklung über die herstellerunabhängige Auswahl und den Aufbau der Beleuchtungslösung bis zum Betrieb und enthält unterschiedliche Finanzierungsmöglichkeiten. Die Leistung umfasst neben den Leuchten intelligente Controller, die die Laterne schalten können, ein Lichtmanagement-System, das eine Kommunikation der Leuchten untereinander ermöglicht, sowie eine intelligente Lichtsteuerung inklusive Fernzugriff und Monitoring. Digitale Werbeflächen ermöglichen regionale Werbung und Bürgerinformationen auf den elektronischen Plakaten, die an ausgewählten Lichtmasten befestigt und in Echtzeit bespielt werden. Die Beleuchtungsinfrastruktur ist auch Anknüpfungspunkt für weitere smarte Anwendungen: Mit Hilfe von Sensoren können Umweltdaten gemessen oder Verkehrsflüsse ausgewertet und gesteuert werden. Zur Erhöhung der Sicherheit lässt sich auch ein Alarmsystem mit der Beleuchtung verknüpfen.

Die Modernisierung der öffentlichen Beleuchtung bringt den Kooperationspartnern zufolge gleich drei Vorteile für Kommunen. Durch den Einsatz von LED-Leuchten sinkt der Energieverbrauch und damit CO_2-Emissionen, zudem sinken auch die Stromkosten. Darüber hinaus würden weitere Einsparungen durch ein sensorgesteuertes intelligentes Lichtmanagement erreicht, da an jedem Leuchtpunkt nur genau so viel Licht zur Verfügung gestellt wird, wie gerade tatsächlich benötigt wird. Dabei lasse sich die für die Digitalisierung der Beleuchtung notwendige Infrastruktur zudem synergetisch für weitere digitale Anwendungen nutzen. (ds)

www.co-met.info

Automatisierung beim Hausanschluss

Ende letzten Jahres ging Thüga SmartService mit einer Lösung für den automatisierten Hausanschluss an den Start. Nun vermeldet das Unternehmen mit Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG, Gasversorgung Pforzheim Land GmbH sowie Thüga Energienetze GmbH bereits die ersten Kunden.

Einfache und vor allem schnelle digitale Prozesse werden heute von vielen EVU-Kunden als selbstverständlich erwartet. Diesen Service auf Augenhöhe einer Online-Bestellung soll der automatisierte Hausanschluss durch eine vollständige Automatisierung der internen Abläufe von der ersten Kundenanfrage bis zur Baubeauftragung bieten. „Auf diese Weise werden Antragsabwicklungen natürlich wesentlich effizienter und Prozesskosten sowie Personalaufwand signifikant gesenkt“, so Alexander Gebhardt, Bereichsleiter unter anderem für Serviceplattformen bei der Thüga SmartService.

Dies bestätigt auch die Aussage von Julian Jäger, Leiter Netzvertrieb Stadtwerke Pforzheim: „Positiver Nebeneffekt der steigenden Effizienz ist für uns, dass wir unsere Kunden künftig deutlich schneller, direkter und damit serviceorientierter betreuen können. Davon versprechen wir uns eine spürbare Erhöhung der Kundenbindung.“

Doch was kann die automatisierte Lösung tatsächlich? Laut Thüga SmartService gibt es eine automatische Prüfung der Spartenverfügbarkeit inklusive Anbindung an das Geoinformationssystem (GIS), die Möglichkeit der Zwischenspeicherung von Dokumenten, den Zugriff auf relevantes Kartenmaterial sowie die automatisierte Kalkulation nach Sparten. Zusätzlich sind alle automatisierten Abläufe unabhängig vom jeweils bestehenden Abrechnungs- und ERP-System der EVUs möglich. Genau dieser Punkt war auch ein Argument bei den Neukunden aus Pforzheim. Denn neben der Verbindung zum GIS stand auch die Anbindung an ein „fremdes“ SAP-System, das nicht aus dem Hause des IT-Lösungsanbieters stammt, im Pflichtenheft. (ds)

www.smartservice.de

Plattform für IoT-Anwendungen

Zwei der deutschlandweit größten IT-Dienstleister für die Energiewirtschaft, GISA aus Halle und Robotron Datenbank-Software aus Dresden, vermarkten gemeinsam eine Kommunikations- und Serviceplattform, die Stadtwerken einen schnellen Einstieg in IoT-Geschäftsmodelle ermöglichen soll. Der IoTHub4Utilities ist speziell für die Energiewirtschaft entwickelt und kann künftige Abrechnungs-, Kommunikations- und Steuerungsszenarien standardisiert und regulatorisch korrekt umsetzen.

Michael Krüger, CEO von GISA: „Gemeinsam mit Robotron haben wir bereits sehr erfolgreich den Betrieb der Smart-Meter-Gateway-Administration für Kunden in ganz Deutschland umgesetzt. Jetzt schlagen wir ein neues revolutionäres Kapitel auf." Björn Heinemann, Geschäftsführer der Robotron Datenbank-Software, ergänzt: „Wir leben hier eine bewährte Partnerschaft und sind sicher, mit dem IoTHub4Utilities den Wunsch vieler energiewirtschaftlicher Unternehmen bedienen zu können, die die Möglichkeiten von Sensorik nutzen und diese rechtskonform mit zukunftsweisenden, energiewirtschaftlichen Anwendungen verknüpfen wollen."

Als Spezialist für Energiedatenmanagement zeichnet sich Robotron in dem gemeinsamen Projekt IoTHub4Utilities für die Entwicklung der Software für die funktionalen System- und Servicebausteine verantwortlich. GISA entwickelt Anwendungen und betreibt die Lösung in ihrem BSI-zertifizierten Hochleistungsrechenzentrumsverbund. Erste Use Cases wurden für eMobility (Steuerung Ladevorgang), Submetering und die Überwachung von Ortsnetzstationen bereits erfolgreich erprobt. GISA steht für weitere IoT-App-Entwicklungen für Kunden bereit.

Der IoTHub4Utilities ist als flexible und intelligente Kommunikations- und Serviceplattform konzipiert, die Kunden on premise, Cloud-native oder hybrid nutzen können. Der IoTHub4Utilities kann Informationen verschiedenster Sensoren und Datenquellen erfassen und in Echtzeit an die relevanten Abnehmer respektive IT-Systeme weiterleiten. So wollen die Partner die umfangreichen Möglichkeiten des IoT mit den Anforderungen und der Sicherheit der deutschen Energiewirtschaft in einem auf den Kunden zugeschnittenen Operationsmodus zusammenbringen. Der IoTHub4Utilities verfügt über eine Vielzahl von Schnittstellen zur Integration in unterschiedliche Systeme. Zusätzlich kann er Rückflüsse und Entscheidungen dieser Systeme – auch aggregiert – entgegennehmen, aufsplitten und weiterleiten. Das Highlight ist nach Auskunft der Anbieter, dass energiewirtschaftliche Anlagen sicher über den BSI-konformen Weg mittels Smart-Meter-Gateway angesprochen, gesteuert und gegebenenfalls mit der Welt des IoT verbunden werden können. Zur Unterstützung konkreter Geschäftsprozesse können Funktionen wie Visualisierung, Datenänderung und -speicherung integriert werden. (pq)


Bild: picture alliance / Zoonar | Alexander Limbach

www.gisa.de
www.robotron.de

Anzeige



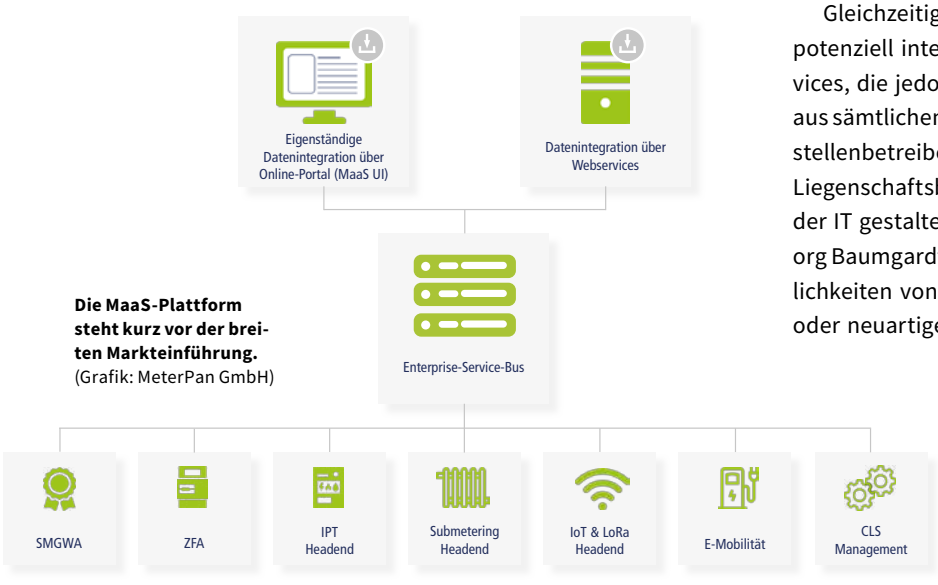


Datendrehscheibe

Grafik: anttoniart / Shutterstock.com

Für digitalisierte Prozesse und Geschäftsmodelle benötigt die Energiewirtschaft wohl dauerhaft Daten aus unterschiedlichen Quellen. Eine innovative Metering-as-a-Service (MaaS)-Plattform von MeterPan soll diese zusammenführen.

Der Stromverbrauch des Großkunden wird über intelligente Messsysteme per SMGWA-System ausgelesen. Die Werte des Haushaltskunden kommen teilweise noch per Postkarte und werden im MDM verarbeitet. Wasser- und Wärmezähler, Feuermelder, Trafostationen, Abwasserschächte und vieles andere mehr werden per LoRaWAN überwacht, die Sensordaten wiederum auf gesonderten Plattformen gesammelt. „Das wird auf absehbare Zeit auch so bleiben“, sagt Georg Baumgardt, Leiter Produktentwicklung bei der MeterPan GmbH. Das Unternehmen unterstützt Stadtwerke und Netzbetreiber als IT-Dienstleister in allen genannten Prozessen – und betreibt die entsprechenden Plattformen. Wie er sind viele Experten und Praktiker überzeugt, dass es in der Energiewirtschaft auf absehbare Zeit keine einheitlichen Technologien und Prozesse zur Datenerfassung und -verarbeitung geben wird.



Die MaaS-Plattform steht kurz vor der breiten Markteinführung. (Grafik: MeterPan GmbH)

Gleichzeitig drängen die Vertriebe der Stadtwerke ebenso wie potenziell interessierte Kunden auf integrierte Lösungen und Services, die jedoch sinnvollerweise auf den gesamten Datenbestand aus sämtlichen Sensoren zugreifen müssen. „Stadtwerke und Messstellenbetreiber haben vielfach schon Angebote, beispielsweise für Liegenschaftsbetreiber, in der Schublade. Allein die Umsetzung in der IT gestaltete sich bislang aber eher kompliziert“, berichtet Georg Baumgardt. Zudem bestünde ein steigendes Interesse, die Möglichkeiten von IoT-Technologien für die eigenen Betriebsaufgaben oder neuartige Smart City-Services zu erproben. Für all diese Aufgaben separate Plattformen bereitzustellen und weiterzuentwickeln, ist nach seiner Einschätzung wenig effektiv: „Die Herausforderung besteht aus unserer Sicht darin, eine gemeinsame Infrastruktur bereitzustellen, auf der alle verfügbaren Daten für möglichst viele Anwendungsfälle nutzbar gemacht wer-

den können“, erläutert Baumgardt. Eine solche einheitliche Plattform könnte den Kunden nicht nur die Umsetzung konkreter Projekte erleichtern. Auch die zugrundeliegenden IT-Service-Modelle würden dadurch deutlich einfacher und transparenter werden.

Kundenprojekte migriert

Die Entwicklung des integrierten Daten-Hubs startete bereits Ende 2020. „Die größte Aufgabe war die Überführung unserer aktuellen GWA-, LoRAWAN- und Metering-Server in eine ganzheitliche Lösung, die allen rechtlichen Vorgaben genügt“, berichtet der MeterPan-Verantwortliche. Dies sei inzwischen gelungen: Auf der MaaS-Plattform können jetzt Messwerte aus beliebigen Zählern oder Sensoren zusammenhängend gespeichert und für die weitere Verarbeitung bereitgestellt werden. Ein Web-Interface ermöglicht die Visualisierung der Daten über jeden marktüblichen Browser. Momentan werden erste Kundenprojekte migriert – zunächst mit dem Ziel, die Plattform quasi unter Last zu erproben.

Nutzen aus dem Pool

„Es ist schon spannend, welche Erkenntnisse die neue 360-Grad-Sicht auf die Daten bringt“, berichtet Georg Baumgardt. So zeigte sich zum Beispiel ein unmittelbarer Mehrwert beim Fehlermanagement: „Wenn der Messstellenbetreiber beziehungsweise sein GWA feststellt, dass einige Smart Meter Gateways keine Daten mehr liefern, kann das viele Gründe haben, die in der Regel aufwändig untersucht werden. Auf der Plattform dagegen erkennt man sofort, dass im fraglichen Gebiet sämtliche Sensoren SIM-Karten-Probleme melden – und weiß, dass vermutlich einfach ein Funkmast ausgefallen ist.“ Solche und andere datenbasierten Informationen sollen den Kunden künftig über webbasierte Anwendungen bereitgestellt werden. An Ideen mangelt es nicht. „Das reicht von einfachen Alarmierungsfunktionen, die der Kunde bei definierten Sensormeldungen erhält, über Energiedaten-Analysen bis hin zu komplexeren Lösungen, mit denen sich beispielsweise die Straßenbeleuchtung konfigurieren lässt“, weiß Georg Baumgardt zu berichten. Erste Apps sind bereits verfügbar.

Das grundsätzliche Ziel zum Start sei es, den Kunden einfache Zugänge zu den Daten zu bieten und die Potenziale unterschiedlicher Auswertungen zugänglich zu machen. „Jedes Stadtwerk und jeder Netzbetreiber kann hier mit sehr überschaubarem Aufwand testen, welche Mehrwerte in seinen Daten schlummern“, fasst Baumgardt zusammen.

Für die Weitergabe der Informationen in unterschiedliche Kundensysteme (Abrechnung, EDM etc.) werden aktuell die nötigen Schnittstellen entwickelt, auch ein CSV-Export, eine API für den direkten Zugriff sowie eine Visualisierung für Energiedaten befinden sich in der Umsetzung. (pq)

MeterPan GmbH, Georg Baumgardt,
22846 Norderstedt, gbaumgardt@meterpan.de.

Anzeige

theben
energy saving comfort



100 YEARS building automation

Smart Energy Dialogue
Kick-Off-Veranstaltung
am 3. Mai 2021

Vom 3.-6. Mai 2021 findet unser
„Theben Smart Energy Dialogue“ statt.

In unserem Kick-Off am 3. Mai 2021, 16:30-18:00 Uhr werden wir mit Dennis Laupichler vom BSI den Status der SMGW-Standardisierung besprechen und einen Blick auf weitere Einsatzbereiche werfen. Wir werden Ihnen darauf aufbauend die technische Umsetzung der SMGW-Einsatzbereiche mit Theben vorstellen und Praxisbeispiele zur Nutzung der Theben-Mehrwertplattform präsentieren. An den darauf folgenden Tagen steht unser Vertriebsteam Ihnen gerne Rede und Antwort.

Melden Sie sich jetzt an –
wir freuen uns auf Sie!

www.smart-metering-theben.de

Re-Zertifizierung für EMH metering



Das Smart Meter-Gateway von EMH metering hat die Re-Zertifizierung vom BSI erhalten.
(Bild: EMH metering GmbH & Co. KG)

Das Smart Meter-Gateway „CASA“ von EMH metering hat die Re-Zertifizierung vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) für eine neue Firmware erhalten. Damit steht Messstellenbetreibern ab sofort neben dem bereits zertifizierten Gateway von Power Plus Communications ein zweites Gateway zur Verfügung, dessen Funktionalitäten den gesetzlichen Vorgaben gemäß erweitert wurden. Die Revision der Baumusterprüfbescheinigung bei der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) ist nach Angaben von EMH ebenfalls abgeschlossen.

Durch ein Update lassen sich die Tarifanwendungsfälle (TAF) 9 („Abruf der IST-Einspeisung einer Erzeugungsanlage“), 10 („Abruf von Netzzustandsdaten“) und 14 („hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste“) auf bereits verbaute Gateways aufspielen. Neue Gateway-Lieferungen können die TAFs bereits enthalten. Der Tarifanwendungsfall 14 erlaubt das minütliche Messen des Energieverbrauchs – dadurch wird der Nutzen für den Letztverbraucher gegenüber den 15-minütigen Messungen der Basis-TAFs deutlich erhöht. Das eröffne Messstellenbetreibern Möglichkeiten für neue Dienstleistungen, wie etwa eine Visualisierung von hochaufgelösten Daten.

Mit TAF 9 und TAF 10 können Netzbetreiber den Zustand ihrer Netze realer erfassen, Engpässe frühzeitig identifizieren und Gegenmaßnahmen einleiten – beispielsweise das Abschalten von EEG-Anlagen. Diese TAFs legen die Basis für die Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, Speichern und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, sogenannten Controllable Local Systems (CLS). (ds)

www.emh-metering.com

Anomalien erkennen und Manipulation nachweisen

Die Sicherheit von digitalen Stromzählern steht im Fokus der Dissertation von Dr. Dennis Hock. Sein Promotionsvorhaben wurde gemeinsam von der Plymouth University (England) und der Frankfurt University of Applied Sciences (Frankfurt UAS) betreut.

„Mit der Digitalisierung von Stromzählern wurden viele bereits gelöste Sicherheitsprobleme, wie Stromdiebstahl, als IT-Herausforderungen wiederbelebt. Diese Bedrohungen erfordern moderne Erkennungsschemata, die auf Datenanalyse, maschinellem Lernen und statistischen Prognosen basieren“, erläutert der Wissenschaftler. Er nutzt die aktuellen Fortschritte auf den Gebieten der Künstlichen Intelligenz und dem maschinellen Lernen für neue Konzepte zur Analyse und Überwachung von Smart-Meter-Daten.

Anomalie-Erkennung

In Hocks Arbeit werden Anomalie-Erkennungsansätze unter Verwendung der Stromzählerdaten zur Früherkennung von manipulierten Stromzählern vorgeschlagen. Insbesondere werden Algorithmen, die auf Zeitreihenvorhersagen basieren, implementiert und unter Verwendung verschiedener Parameter bewertet, verfügbare Daten diskutiert und potenzielle Metriken eingeführt. Die Arbeit trägt zum Verständnis wesentlicher Merkmale des Normalverhaltens von Haushalten im Niederspannungsnetz bei und zeigt wie sich Manipulationen, insbesondere zum Zweck von Energiediebstahl, nachweisen lassen. „Viele aktuelle Forschungsarbeiten konzentrieren sich auf traditionelle Informationssicherheitslösungen, zum Bespiel Verschlüsselung. Aber Informationssicherheit kann nicht die gesamte Palette der IT-Bedrohungen abdecken, da digitale Stromzähler anfällig für Hard- und Softwarefehler sein können“, erklärt Prof. Dr. Martin Kappes, Leiter der Forschungsgruppe für Netzwerksicherheit, Informationssicherheit und Datenschutz an der Frankfurt UAS, den innovativen Ansatz seines Doktoranden. (pq)

www.fg-itsec.de

Plattform moderne Messeinrichtung im Praxistest



In dem Pilotprojekt wollen die Stadtwerke beide Lösungen unter Realbedingungen technisch erproben und Erfahrungen sammeln.
(Bild: smartOPTIMO GmbH & Co. KG)

Nach der Marktevaluation in Phase 1 des Projekts „Plattform moderne Messeinrichtungen“ untersucht das Stadtwerkenetzwerk smartOPTIMO gemeinsam mit neun Stadtwerken, ob sich Haushalte mit weniger als 6.000 kWh Jahresverbrauch für eine Visualisierung ihres Stromverbrauchs via App interessieren. Dafür statten die Versorger ausgewählte Endkunden mit Geräten aus, die auf die digitale Schnittstelle einer modernen Messeinrichtung (mME) gesetzt werden und WLAN-basiert eine Datenkontrolle in Echtzeit ermöglichen.

Gestartet hatten smartOPTIMO und die Stadtwerke die erste Phase des Projektes im letzten Jahr mit einer Marktevaluation. Zentrale Frage: Welche Möglichkeiten gibt es für Stadtwerke, Endkunden mit einer modernen Messeinrichtung Mehrwerte und Zusatzleistungen anzubieten? Dazu wurden zwei Anbieter ausfindig gemacht, deren Kundenlösungen nun in der Phase 2 in der Praxis erprobt werden sollen. Für den Praxistest haben die beteiligten Stadtwerke jeweils eine geringe Anzahl von Geräten beider Anbieter bestellt und bauen diese aktuell bei ausgewählten Kunden ein – bei eigenen Mitarbeitenden ebenso wie bei „echten“ Kunden.

Wesentlicher Bestandteil des Projektes ist es, die Kundenakzeptanz zu ermitteln: Wie groß ist das Interesse, sich regelmäßig und vertieft mit dem eigenen Stromverbrauch zu befassen? Gibt es die Bereitschaft, durch eigenes Verhalten und den Austausch von Elektrogeräten Strom und Kosten zu sparen? Und sind die Kunden bereit, für diesen Service etwas zu bezahlen? Im Pilotprojekt sind Geräteeinbau und -nutzung für die Endkunden kostenlos.

Die beiden für den Vergleichstest ausgewählten Auslesegeräte und Apps verfügen über einen ähnlichen Funktionsumfang. Beispielsweise ermöglichen sie die Hinterlegung eines Stromtarifs und die Visualisierung des historischen und aktuellen Stromverbrauchs auf mobilen Endgeräten. Sie warnen überdies bei Überschreitung der monatlichen Abschlagssumme, ordnen Stromverbrauch und -kosten einzelnen Elektrogeräten zu und machen die sonst erforderliche Zählerstanderfassung für die Jahresschlussrechnung obsolet.

Ein halbes Jahr lang wollen die Projektpartner die Technik nun live erproben, zusätzlich wird es eine Kundenbefragung geben. Fallen die Ergebnisse zufriedenstellend aus, wird einer oder beide Hersteller gegebenenfalls fester Bestandteil des smartOPTIMO Produktportfolios.

Interessierte Stadtwerke können sich noch bei smartOPTIMO melden und kurzfristig an der Pilotphase teilnehmen. (ds)

www.smartoptimo.de

Anzeige



Informieren Sie sich über unsere Lösungen für die komplette Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibers unter **www.voltaris.de.**

VOLTARIS
WISSEN WAS ZÄHLT

MEINUNG

Einer ist immer der Messstellenbetreiber



Norbert Jungjohann, Geschäftsführer der Stadtwerke Husum Netz GmbH
(Foto: Husum Netz GmbH)

Beim Smart Meter Rollout haben die Ausführenden kein gutes Standing. Sie sind Ansprechpartner für eine Sache, bei der Sinn und Zielsetzung nicht oder nicht mehr klar erkennbar sind. Der Beschluss zum Aussetzen des Einbaus von intelligenten Messsystemen zeigt dies einmal mehr. Eine Glosse von Norbert Jungjohann, Geschäftsführer der Stadtwerke Husum Netz GmbH.

Smart Meter Rollout, moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme, das klingt so clever, so innovativ, als ginge eine Welle der Neuerung durchs Land. Als würden auserwählte Superhelden der Marvel-Comicwelt den Weg bereiten für die große Innovation und deren Verkünder, eine Art Walk of Fame für Messstellenbetreiber. So schön dieser Traum ist, so fern ist er der Realität. Wie hat das noch mal alles angefangen? Mit dem Aufschlag der EU 2006, der Wettbewerb im Messstellenbetrieb forcierte. Danach haben sich deutsche Institutionen eher damit hervorgetan, die Geschwindigkeit herauszunehmen und zu bremsen. Immerhin schon zwei Jahre später beschloss auch die Bundesregierung den Wettbewerb im Messwesen in Deutschland.

Nachdem dann 2009 die EU-weite Einführung intelligenter Messsysteme entschieden wurde, brauchte der Bund ganze sieben Jahre, um den formalen Start in Deutschland zu verkünden. Und in welcher Form? Na klar – in einem Gesetz. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende war in der Welt. Es beinhaltet auch das Messstellenbetriebsgesetz. Nur zur Klarstellung: Das war 2016! Fest stand damals nur: Bis zum Jahr 2032 muss jeder Stromzähler digital sein, die Bundesnetzagentur überwacht das Erreichen von Einbauzahlen. Haushalte mit einem Verbrauch unter 6.000 Kilowattstunden erhalten eine moderne Messeinrichtung, die darüber ein intelligentes Messsystem. Auch für Anlagen, die erneuerbare Energien in die Netze einspeisen, gab es Abgrenzungen über Leistungswerte.

Die Diskussionen folgten auf dem Fuß. Verbraucher- und Datenschützer stellten die Datensicherheit infrage. Berechtigte Überlegung: Was, wenn jemand das System hackt, die Daten manipuliert, einem Unternehmen schaden will? Klingt absurd. Doch bei näherem Überlegen – in manchen Fällen wie dem Sichtbarmachen des Verbrauchsverhaltens oder bei steuernden Eingriffen – muss man es sicherlich berücksichtigen. Für die Übertragung von monatlichen oder jährlichen Zählwerten aber eher nicht. Deshalb hätte der Umgang mit schützenswerten Daten viel differenzierter betrachtet werden müssen! Dann das Warten auf die Markterklärung. Wir erinnern uns: Drei vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik zugelassene Geräte unterschiedlicher Hersteller mussten es sein, damit der Rollout intelligenter Messsysteme starten konnte. Wann war es so weit? Im Februar 2020! Mehr als drei Jahre nach Erlass des Messstellenbetriebsgesetzes und damit fast elf Jahre nach dem EU-weiten Beschluss. Und jetzt geht es weiter: Gerade wurde einem Eilantrag vor dem Oberverwaltungsgericht Münster stattgegeben und die BSI- Markterklärung für das klagende Unternehmen ausgesetzt. 47 weitere Unternehmen sind von der Pflicht befreit, intelligente Messsysteme einzubauen – zumindest bis zu einer Entscheidung im Hauptsacheverfahren. Und alle anderen dürfen weitermachen? Wo ist denn da der Sinn? Der Walk of Fame, dessen Fertigstellung ohnehin ständig ausgebremst wird, soll jetzt auch noch absichtlich Löcher im Asphalt bekommen?

Dann war da noch die Sache mit dem Kundennutzen. Moderne Messeinrichtungen registrieren Zählwerte, genau wie konventionelle. Nur sind elektronische Bauteile bei Weitem nicht so langlebig wie elektromechanische. Daten werden damit jedenfalls nicht automatisch übermittelt. Eine Übersicht über die Zustandsdaten angeschlossener Erzeugungs- und Speicheranlagen und die damit verknüpfte intelligente Netzsteuerung

gMSB Rollout 2020 wMSB 2009 iMSys 2016 mME Kundennutzen

– um die es bei der Digitalisierung der Energiewende doch ursprünglich gehen sollte – ist bei diesen Geräten gar nicht möglich. Warum also der alternativlose Zwang zum Einsatz elektronischer Zähler? Eine weitere Frage, die sich in diesem Zusammenhang stellt: Kann der Messstellenbetreiber den turnusmäßigen Wechsel bei den kürzeren Eichfristen überhaupt noch leisten? Selbst intelligente Messsysteme der ersten Stunde leisten nicht das, was sich die Visionäre von ihnen versprochen haben. Sie sind nur in reinen Verbrauchsanlagen, nicht in der Einspeisung einsetzbar. Die Anzahl möglicher Tarifanwendungsfälle ist eingeschränkt. Und das Steuern von Anlagen? Fehlanzeige! Perspektivwechsel in die Verbrauchersicht: Kein Mehrwert durch moderne Messeinrichtungen und eine stark gesicherte Übertragung von Zählwerten aus intelligenten Messsystemen, die kein Ablesen mehr erfordert, dafür kostet alles mehr. Logisch, oder? Und der Überbringer der schlechten Nachricht ist wer? Na klar, einer ist immer der Messstellenbetreiber.

Dabei wird es immer anspruchsvoller, ein Messstellenbetreiber zu sein. Heute gibt es grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber. Prozesse in der Logistik und der (Markt)-Kommunikation unterscheiden sich grundlegend für intelligente Messsysteme und konventionelle Messeinrichtungen. Daher kommen auch ganz eigenständige Module in der IT-Landschaft zum Einsatz. Da ist schon mal die Frage erlaubt: Warum einfach, wenn es auch kompliziert geht? Vielleicht lässt sich das mit typisch deutscher Wesensart erklären. Befragt man Menschen aus anderen Ländern, bekommt man zur Antwort, dass die Deutschen wenig zuversichtlich seien. Regelverliebt seien sie auch. Und sie „zer“-diskutierten Dinge gern. Andere sagen: Was die Deutschen sich vorgenommen haben, ziehen sie durch, auch wenn es absurd erscheint. Betrachte ich den Smart Meter Rollout in Deutschland, finde ich viele dieser uns zugeschriebenen Eigenschaften wieder. Nach all den Diskussionen und ergänzten Auflagen fällt es immer schwerer, Maß und Ziel zu erkennen. Vielleicht hätte uns ein wenig mehr Pragmatik gutgetan. Fest steht jedenfalls: Mit dem Vorgehen, einen Zusatznutzen erst dann zu suchen, nachdem die Regeln für den Einsatz von intelligenten Zählern festgezurrt sind, wurde das Pferd von hinten aufgezäumt. Und da wir die Dinge mit der uns eigenen Geschwindigkeit nun schon mal so weit vorangebracht haben, hat es überhaupt keinen Sinn, sie jetzt noch aufzuhalten oder gar zurückzudrehen. Also, tun wir’s auf die deutsche Art. Ziehen wir es durch!

Husum Netz GmbH, Norbert Jungjohann, 25813 Husum, presse@husumnetz.de

Anzeige

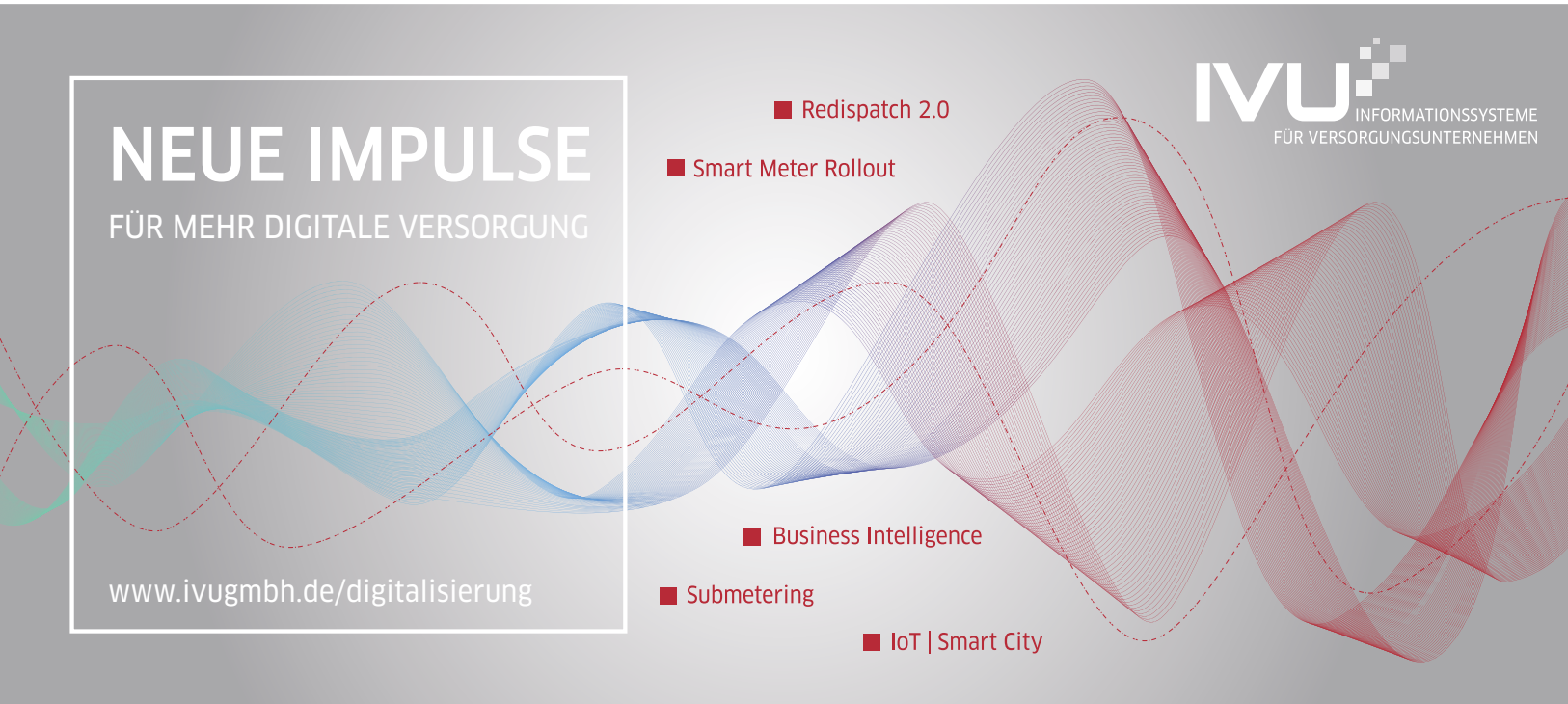




Foto: EMH Energie-Messtechnik GmbH

Einfach messen

Echtzeitdaten aus den Verteilnetzen sind für Netzbetreiber künftig unverzichtbar. Ein innovatives Modulsystem von EMH und BeEnergy soll die bisherigen Hürden bei der Zusammenstellung und Installation der benötigten Messtechnik beseitigen.

Mit dem Redispatch 2.0 müssen Verteilnetzbetreiber spätestens ab 1. Oktober 2021 in der Lage sein, sich an der Vermeidung und Behebung von Engpässen in den vorgelagerten Netzen zu beteiligen. Parallel dazu zeichnet sich durch die verstärkte Stromeinspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und erwarteten Zuwächsen in der E-Mobilität ab, dass auch in den Verteilnetzen künftig Engpässe drohen könnten. „Damit Verteilnetzbetreiber die vom Gesetzgeber geforderte Netzstabilität jederzeit gewährleisten können, müssen relevante Daten künftig weit über die vorhandenen Messpunkte hinaus kontinuierlich erfasst und ausgewertet werden“, sagt Karsten Schröder, Geschäftsführer der auf Mess- und Prüftechnik spezialisierten EMH Energie-Messtechnik GmbH aus Brackel. „Denn um sinnvolle Maßnahmen zur Stabilisierung der Verteilnetze überhaupt planen und umsetzen zu können, brauchen wir noch deutlich mehr Wissen über die letzte Meile.“ Gleichzeitig ist erkennbar, dass bei den Netzbetreibern die Bereitschaft steigt, vorhandene Ortsnetzstationen und Verteilerschränke mit Mess- und Kommunikationstechnik nachzurüsten.

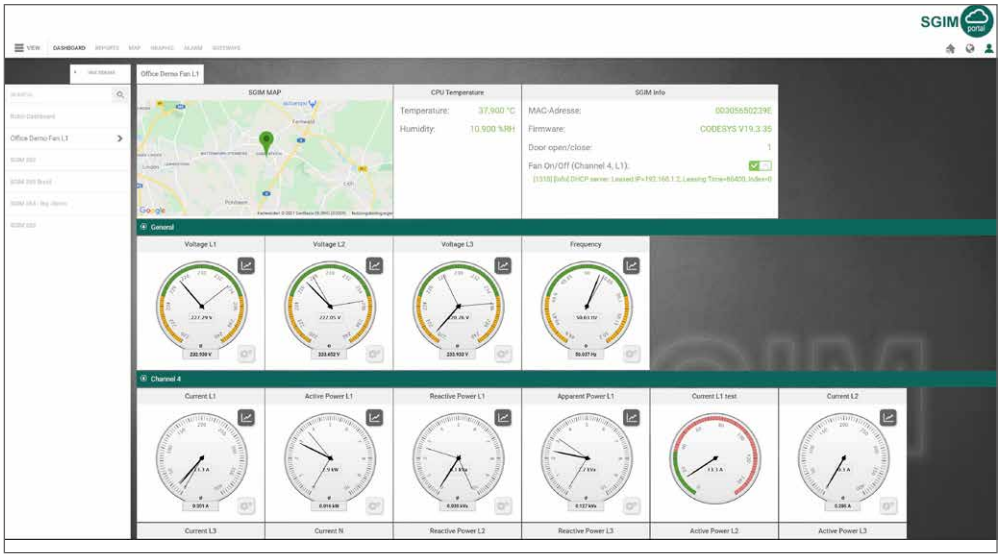
Problematisch sei jedoch vielfach die praktische Umsetzung. „Die benötigten Komponenten werden in der Regel separat beschafft und müssen dann vor Ort unter ganz unterschiedlichen Gegebenheiten eingebaut werden“, erläutert Schröder. „Selbst bei sorgfältiger Planung ist das oft eine extrem zeitraubende Bastelei.“ Besonders unbefriedigend sei das, wenn sich später herausstellte, dass man die eingebaute Messtechnik an der fraglichen Stelle nicht wirklich benötigt – etwa, weil die geplanten Ladesäulen doch nicht installiert werden, oder nochmals verändert oder erweitert werden müssen. Gemeinsam mit dem Partner- und Beteiligungsunternehmen BeEnergy konzipierte EMH daher eine modulare Mess-, Regel- und Kommunikationslösung, die innerhalb von 15 Minuten installiert und online ist. Unter dem Namen Smart Grid Interface Modul (SGIM) ist die Neuentwicklung jetzt am Markt verfügbar.

Intelligent kombiniert

Für den Einbau des SGIM wurde eine 100mm breite Installationsleiste mit vierpoligem FI/LS-Schalter konstruiert, die unterbrechungsfrei mit einer 185mm-Sammelschiene verbunden wird. Einmal angebracht, ermöglicht sie die Stromversorgung und den Schutz der Messtechnik sowie deren Anbindung an vorhandene Stromwandler. „Diese standardisierte Basiskomponente ist mit wenigen Handgriffen montiert und gibt dem Messstellenbetreiber die Chance, alle potenziell interessanten Stationen und Verteilerschränke mit minimalem Aufwand für den Einbau von Mess-, Regel- und Kommunikationstechnik vorzubereiten“, erklärt der EMH-Geschäftsführer. Welche Technik dann tatsächlich an den einzel-



Mit einer separaten Installationskomponente kann das SGIM mit wenigen Handgriffen eingebaut werden.
(Foto: EMH Energie-Messtechnik GmbH)



Über eine Portallösung sind alle Daten auch mobil verfügbar. (Foto: EMH Energie-Messtechnik GmbH)

nen Punkten im Netz zum Einsatz kommt, muss zu diesem Zeitpunkt noch gar nicht entschieden werden.

Diese wird dann – auf engstem Raum gebündelt – im SGIM bereitgestellt, welches über einen einfachen Schiebemechanismus mit der Installationsplattform verbunden werden kann. Konkret bietet es Platz für bis zu sieben Module, die individuell konfiguriert werden können und über Rogowski-Spulen oder die in den NH-Sicherungsschaltleisten verfügbaren Stromwandler die 3-phasige Überwachung von bis zu 14 Niederspannungsabgängen erlauben. Als austauschbare Module stehen beispielsweise Module zur Strom- und Spannungsmessung sowie Systeme zur Analyse der Netzfrequenz, der Leistung und künftig auch der Netzqualität zur Verfügung. Temperatur und Luftfeuchtigkeit im Schaltschrank werden standardmäßig miterfasst. Zusätzlich erlaubt das SGIM die Integration von maximal drei weiteren Funktionsmodulen, die der Datenübertragung aller Messwerte via LAN, LTE oder LoRaWAN an die zugeordnete Netzleitstelle dienen. Über I/O-Module können nicht nur Zustandsdaten abgefragt, sondern auch Schalthandlungen vorgenommen werden. „An dieser Stelle lassen sich natürlich auch Algorithmen hinterlegen, um Alarmierungen oder auch Notfallmaßnahmen zu automatisieren“, ergänzt Schröder.

Flexible Datennutzung

Beispiele für den Einsatz von SGIM-Installationen sind örtliche Netze mit einer hohen Dichte an E-Ladestationen oder Gebiete mit einer Vielzahl an kleineren EE-Anlagen, die potenziell anfällig gegenüber kurzfristigen Schwankungen sind. „Wir möchten die Netzbetreiber explizit ermutigen, an einzelnen Punkten im Netz zu starten, um überhaupt einmal einen Einblick in die Situation und Übung im Umgang mit den Monitoring-Daten zu bekommen – genau dafür ist unsere Lösung ausgelegt.“ Zu diesem Zweck können die erfassten Daten über Standardprotokolle in alle gängigen Systeme der Schaltanlagen- und Netzleittechnik angebunden und nahtlos in den jeweiligen Netzleitsystemen verarbeitet werden. Für den direkten Zugriff auf die Messdaten des SGIM ohne Anbindung an die Leittechnik steht eine Portallösung zur Verfügung, mit der der Anwender an beliebigen Endgeräten auf die Werte zugreifen kann. Über ein frei konfigurierbares Dashboard sind die gewünschten Informationen jederzeit im Blick, auch Alarmierungen oder andere Aktionen lassen sich hier definieren – darunter auch ein automatisierter Reportversand von .csv-Dateien. Darüber hinaus bietet die Software Funktionalitäten für das Gerätemanagement, wie beispielsweise eine Geolokalisierung und Remote-Update der verbauten Geräte. (pq)

EMH Energie Messtechnik GmbH
Karsten Schröder, 21438 Brackel, schroeder@emh.eu

Anzeige

Ixxat®
BY HMS NETWORKS



Ixxat
SG-gateways

...vereinen Datenströme in der Energieautomatisierung, in Industriesystemen und im IIoT

- Unterstützte Energie-Protokolle: IEC 61850, IEC 60870-5-104, DNP3 Outstation
- Einfache Anbindung an industrielle Anwendungen via Modbus TCP/RTU, EtherNet/IP, PRFOFINET, PROFIBUS
- Konfiguration per Web-Interface sowie einfache grafische Programmierung per Web-PLC
- Firewall, OpenVPN und Passwortschutz
- Cloud-Anbindung über MQTT, OPC-UA und HMS-HUB
- 4G-Modem für Steuerung, Cloud und Fernwartung

www.ixxat.com/de/energy

HMS Industrial Networks GmbH
Emmy-Noether-Str. 17 · 76131 Karlsruhe
+49 721 989777-000
info@hms-networks.de · www.hms-networks.de



Foto: John Samsock / Shutterstock.com; Grafik: pixabay (OpenClipart-Vector)

Angriffserkennung auf allen Ebenen

Das neue IT-Sicherheitsgesetz verschärft die Anforderungen an Kritische Infrastrukturen, während die Zahl an Cyberangriffen stetig zunimmt. Eine ganzheitliche Betrachtung scheint dringend geboten.

Wenn Mitte dieses Jahres die Novellierung des IT-Sicherheitsgesetzes verabschiedet wird, bleiben den als Kritische Infrastruktur eingestuften Energieversorgungsunternehmen (EVU) nur zwölf Monate, um ein System zur Angriffserkennung umzusetzen. Die Betreiber stehen damit vor einigen Herausforderungen. Konkret ist im aktuellen Entwurf unter Artikel 3 zur Änderung des EnWG die Ergänzung eines Absatzes in §11 vorgesehen. Darin werden die fraglichen Unternehmen aufgefordert, „in ihren informationstechnischen Systemen, Komponenten oder Prozessen, die für die Funktionsfähigkeit der von ihnen betriebenen Energieversorgungsnetze oder Energieanlagen maßgeblich sind, in angemessener Weise Systeme zur Angriffserkennung einzusetzen“.

Klaus Mochalski, CEO des OT-Sicherheitsanbieters Rhebo GmbH, erläutert, weshalb das geforderte System zur Angriffserkennung nach seiner Einschätzung ganzheitlich gedacht werden muss. „Digitalisierung, Vernetzung, Fernsteuerung und die Konvergenz von IT, Fernwirk- und Netzleittechnik haben zur Öffnung der industriellen IT (oder auch OT) geführt. Unternehmens-IT und Netzleittechnik teilen sich heute unzählige Schnittstellen. Klassische IT-Komponenten wie Windows-PCs halten in der Netzleittechnik Einzug. Industrielle Anlagen sind zwecks Datenaustausch und Fernwartung aus der Ferne erreichbar und werden in der Regel aus der zentralen Leitwarte ferngesteuert.“ Sein Unternehmen untersucht industrielle Netzwerke von Energieversorgern auf Schwachstellen und überwacht mittels Netzwerkmonitoring und Anomalieerkennung die darin stattfindende Kommunikation kontinuierlich auf verdächtige und abweichende Vorgänge. „Der Stand heute ist, dass viele EVU sich auf die IT-Sicherheit konzentrieren“, beschreibt Mochalski seine Erfahrungen. „Die Netzleittechnik wird zwar von der IT als eigenes Segment getrennt geführt. In der Regel kommen auch klassische Firewalls zur Perimetersicherung zum Einsatz. Darüber hinaus wissen die Unternehmen aber nicht, was konkret in der Netzleit- und Fernwirktechnik passiert.“

Nach eigenen Angaben stellen die Experten von Rhebo bei initialen Risiko- und Schwachstellenanalysen, die sie unter anderem bei Mitnetz Strom, Thüringer Energienetze und Stromnetz Hamburg durchgeführt haben, durchschnittlich zwei Dutzend verdächtige Vorgänge oder Anomalien fest. Diese reichen von nicht gepatchten Schwachstellen und unbekannten Geräten über ungesicherte Verbindungen ins Internet und neue Protokolle bis zu Netzwerkscans und der Nutzung von Whatsapp über die Betriebssysteme.

Cybersicherheit über alle Systeme

Noch gravierender sei dieser Zustand in den dezentral geführten Anlagen wie Umschaltstationen, EE-Anlagen und Umspannwerken, deren informationstechnische Systeme, Komponenten und Prozesse eindeutig unter die neuen gesetzlichen Vorgaben fallen. „Die Betreiber von EVUs haben eigentlich null Sichtbarkeit in die Fernwirk- und Netzleittechnik ihrer dezentralen Anlagen“, so Mochalski weiter. „Anomalien – ob durch Cyberangriffe, Manipulation oder technische Fehlerzustände – können eigentlich erst erkannt werden, wenn sie auf die Leitwarte überspringen oder der Schaden vor Ort eingetreten ist.“

Das Gegenargument, die dezentralen Anlagen hätten selten eine Schnittstelle zum Internet und seien deshalb wenig relevant bei der Betrachtung der Cybersicherheit, greife laut Mochalski zu kurz. Medienwirksame Vorfälle wie Industroyer oder SolarWinds zeigten, dass den Angreifern ausreichend Möglichkeiten zur Verfügung stünden, um die Netzleittechnik zu kompromittieren. Beim Industroyer-Vorfall hatten sich 2016 staatlich gestützte Angreifer über Monate von der Unternehmens-IT des Energieversorgers Ukrenergo bis zu einem 330-kV-Umspannwerk vorgearbeitet und dieses zum Ausfall gebracht. Der Ende 2020 öffentlich gewordene Skandal um SolarWinds zeigt eine weitere Angriffstechnik, die in Zukunft nach Mochalskis Einschätzung häufiger zu sehen sein wird: der Supply Chain Compromise. „Angreifer suchen sich immer den schwächsten Punkt im System“, erklärt Mochalski. „Und da heute in Netzwerken ein komplexes Zusammenwirken von Fremdkomponenten, Dienstleistern und Automatisierungsprozessen besteht, muss dieser schwächste Punkt nicht einmal beim Zielunternehmen liegen. Stattdessen erfolgt der Erstangriff über die Lieferkette. Das kann ein Komponentenhersteller sein, aber auch ein Serviceunternehmen, das beispielsweise die Wartung und Konfiguration der Anlagen übernimmt.“

Im Falle SolarWind hatten die Angreifer die Netzwerkmanagementplattform Orion des IT-Dienstleisters SolarWind kompromittiert, um von dort in die Kundennetzwerke einzudringen. Die Angreifer erhielten dadurch teils sehr weitreichenden Zugriff auf die Systeme unter anderem von Microsoft und einer Vielzahl von Regierungsbehörden. „Dieser Vorfall verdeutlicht vor allem, dass die Grenzen der eigenen Netzwerke nie absolut sicher sind“, warnt Mochalski. Die Angreifer hätten zudem meist alle Mittel für ausgiebige Vorabanalysen, Reverse Engineering von Komponenten und das Verschleiern von Aktionen. Auch verfügen sie über Ressourcen, um sich mehrstufig von einem oder mehreren Dienstleistern zum Zielsystem vorzuarbeiten.“ Damit rücken bei der Angriffserkennung neben der Leitwarte auch die unzähligen Unterstationen in den Fokus. Bei einem EVU hat Rhebo in diesem Zusammenhang über 1.600 Geräte von zwei Dutzend Herstellern identifiziert, die über 50 Unterstationen verteilt und über Schnittstellen vernetzt waren.

Maskierte Angriffe erkennen

Deshalb müsse die Kommunikationsüberwachung von den Netzwerkgrenzen in die Netzwerke hinein erweitert werden. „Eine Firewall und die gängigen Intrusion Detection Systeme haben ihre Berechtigung. Jedoch sind sie den oben genannten Vorgängen gegenüber blind – auch aufgrund ihrer Funktionalität“, so Mochalski. Diese folge in der Regel noch immer dem Prinzip der Blocklists. Die Kommunikation wird auf bekannte Schadsignaturen untersucht, die anschließend geblockt werden. Bei laut BSI täglich über 400.000 neuen Schadsoftware-Varianten wird die Aktualisierung der Blocklists zur echten Herausforderung – zumal die Angreifer gelernt haben, ihre Kommunikation zu verschleiern. Häufig werden auch Zugänge und Nutzerkonten mit Administratorrechten übernommen, wodurch die Kommunikation, oberflächlich betrachtet, legitim erscheint. Vor diesem Hintergrund bezweifeln Sicherheitsexperten, ob solche Lösungen einer weiteren Anforderung des IT-Sicherheitsgesetzes genügen: Laut des §8a muss ein System zur Angriffserkennung geeignete Parameter beziehungsweise Merkmale aus dem laufenden Betrieb kontinuierlich und automatisch erfassen und auswerten. Es sollte dazu in der Lage sein, fortwährend Bedrohungen zu identifizieren und zu vermeiden.

Um dies zu gewährleisten, plädiert Mochalski für ein industrielles Netzwerkmonitoring mit Anomalieerkennung: „Das Netzwerkmonitoring hat den Vorteil, dass es den Innenblick auf die Netzleit- und Fernwirktechnik gibt.“ Die Anomalieerkennung bewirke, dass jegliche Kommunikation, die im Netzwerk vom zu erwartenden Verhalten abweicht, gemeldet wird. „Dadurch wird nicht nur Sichtbarkeit von der Leitwarte bis zur Unterstation hergestellt. Es wird auch verdächtige Kommunikation erkannt, die sich maskiert oder über autorisierte Kanäle läuft.“

Energieversorgungsunternehmen wie die BayWa r.e. AG, e-netz Südhessen und EWR Worms hätten damit Schwachstellen, technische Fehlerzustände und verdächtige Vorgänge in ihrer Netzleittechnik beseitigt, die sonst übersehen worden wären. Wer aktiv Schwachstellen und Abweichungen erkennen kann, brauche dann auch keine Sorge mehr zu haben, wenn das BSI nach §7b zukünftig selbstständig Penetrationstests und Schwachstellen-Screenings bei den EVU vornehmen darf. (pq)

Rhebo GmbH, Klaus Mochalski,
04179 Leipzig, klaus.mochalski@rhebo.com

Steuern im Privathaushalt



Im ländlichen Netz von LVN übersteigt die Einspeisung aus PV-Anlagen regelmäßig den Verbrauch. (Foto: Lechwerke AG)

Im Projekt FLAIR² erproben die LEW Verteilnetz GmbH (LVN) und die Stromnetz Berlin GmbH (SNB) mit weiteren Projektpartnern eine intelligente Laststeuerung mit weitgehend autonom arbeitenden Steuereinheiten.

Rund 95 Prozent der Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland speisen in die regionalen Stromverteilnetze ein. Im 7.000 km² umfassenden Versorgungsgebiet der LEW Verteilnetz GmbH in Bayerisch-Schwaben und Teilen Oberbayerns zum Beispiel sind rund 85.000 Photovoltaikanlagen angeschlossen. In der Bundeshauptstadt speisen verteilt auf ca. 900 km² Fläche etwa 10.000 dezentrale Erzeugungsanlagen elektrische Energie in das Berliner Stromnetz ein. Sonne und Wind erzeugen Energie jedoch nach Wetterlage und nicht nach Bedarf. Eine Folge der wachsenden Zahl dezentraler Anlagen: In die Ortsnetze wird immer häufiger weit mehr Strom eingespeist, als die lokal angeschlossenen Verbraucher zur gleichen Zeit aus dem Netz beziehen. Im Netzgebiet von LVN beispielsweise liefern die dezentralen Erzeugungsanlagen mittlerweile an mehr als jedem zweiten Tag regional mehr Strom als aktuell verbraucht wird. Das LVN-Netz speist dann temporär mit einer Leistung von bis zu 1,1 GW in das Übertragungsnetz. Das belastet das Stromnetz. Effizienter und netzdienlicher wäre es, die Energie so gut wie möglich vor Ort zu nutzen. „Flexibel gesteuerte Wärmepumpen, Speicherheizungen oder Wallboxen zum Aufladen von Elektrofahrzeugen könnten gezielt die Erzeugungsüberschüsse nutzen. In Netzen ohne Einspeisung werden die beispielsweise durch gleichzeitiges Laden auftretenden Leistungsspitzen abgemindert. Das bestehende Ortsnetz soll optimal ausgelastet werden“, sagt Sonja Baumgartner von LVN.

FLAIR²

Genau das ist das Ziel des Forschungs- und Entwicklungsprojekts FLAIR² (Flexible Anlagen intelligent steuern), das die LEW Verteilnetz GmbH und die Stromnetz Berlin GmbH gemeinsam mit der Hochschule München und der e*Message Wireless Information Services Deutschland GmbH ab Herbst dieses Jahres umsetzen wollen. „Eine Besonderheit dabei: Wir möchten nicht in die Heimautomatisierung der Haushalte bei ihrem Energiemanagement eingreifen. Mit FLAIR² wollen wir eine freiwillige Optimierung im Niederspannungsnetz erreichen und dabei die vertraglich vereinbarte Freigabezeit und Mindestladezeiten von Verbrauchseinrichtungen einhalten“, betont Oliver Schaloske von SNB.

Intelligente Verbrauchssteuerung

Herzstück des Konzepts sind weitgehend autonom arbeitende Steuerboxen, die in den einzelnen Haushalten installiert werden. Die Geräte bestehen aus einem eigens entwickelten FLAIR²-Steuerungsmodul, das die Projektpartner an eine Steuerbox angebunden haben. Die Hardware baut auf den Steuereinheiten auf, die für das Vorläuferprojekt FLAIR noch als Einzelanfertigung entwickelt worden waren. Die FLAIR²-Steuerung kann mithilfe des angebundenen Home Energy Management Systems (HEMS) steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Speicherheizungen und Wallboxen für Elektrofahrzeuge einbinden. Nach der Einrichtung gibt die FLAIR²-Steuerung Signale, die vom im Modul integrierten Algorithmus erzeugt werden, an das Energie-Management-System weiter. Indikator soll dabei zunächst die Spannung sein: Die Steuerbox ist mit einem Messsystem ausgestattet, das kontinuierlich die lokalen Netzzustandsdaten erfasst. Steigt die Spannung an, deutet dies darauf hin, dass zum Beispiel Photovoltaikanlagen gerade Energie in den entsprechenden Leitungsabschnitt des Ortsnetzes einspeisen. Die FLAIR²-Steuerbox versucht dann, den Energieverbrauch im Haushalt dem Netzzustand entsprechend anzupassen, in dem sie dem Home Energy Management System temporär einen maximalen Leistungsbezug vorgibt.

Haushalte entscheiden

Neben den aktuellen Netzzustandsdaten berücksichtigt das System auch Informationen zur Art der steuerbaren Verbrauchsein-

richtungen und den vereinbarten Vertragsbedingungen. Freigabe- und Mindestladezeiten werden so eingehalten. Wie und in welchem Umfang ein Haushalt die Flexibilisierung seines Bezugs umsetzen will, entscheidet er über sein Energie-Management-System selbst. Die Steuerbox arbeitet im Normalbetrieb autark. Eine Kommunikation mit der Leitstelle des Netzbetreibers soll bei Bedarf jedoch möglich sein. Ist eine überregionale Steuerung, beispielsweise zur Erhaltung der Netzstabilität erforderlich, soll das Gerät über das e*Message-Funknetz oder zukünftig auch über ein Smart Meter Gateway (SMGW) angesteuert werden können.

Lokale Ressourcen effizient nutzen

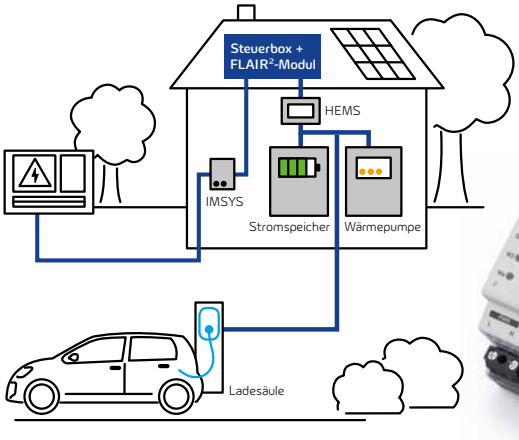
Die FLAIR²-Steuerboxen sollen Fahrpläne generieren, die den individuellen Vorgaben des Haushalts und dem lokalen Netzzustand so gut wie möglich angepasst sind. „Neben der Effizienz einer dezentralen Verbrauchssteuerung bietet das autark arbeitende System, unabhängig von der Zuverlässigkeit von Kommunikationsverbindungen, auch eine sichere Rückfallebene. Es kann Smart-Grid-Ansätze ergänzen und dazu beitragen, Engpässe im Niederspannungsnetz zu vermeiden und so das System insgesamt robuster zu machen“, so Baumgartner. „Um die Komplexität der Netzführung so gering wie möglich zu halten, ist eine dezentrale Intelligenz, die das lokale Netz berücksichtigt, ein erfolgsversprechender Ansatz. Auf diese Weise können sich die Kollegen auf das Wesentliche im Netz konzentrieren, die FLAIR-Module unterstützen autark“, ergänzt Schaloske.

Feldversuch in Bayerisch-Schwaben und Berlin

Ab Winter 2021 wollen die FLAIR²-Partner ihr intelligentes Steuerungssystem in insgesamt rund 120 Haushalten im Praxiseinsatz erproben – jeweils 60 im LVN-Netzgebiet in Bayerisch-Schwaben sowie bei 60 Haushalten im Berliner Stromnetz. Die beiden Netze unterscheiden sich stark in der Netztopologie und der Erzeugungsstruktur: Ein ländlich strukturiertes Netz mit einer hohen Durchdringung von Photovoltaik-Anlagen auf der einen Seite sowie das verdichtete Stromnetz der Hauptstadt mit künftig vielen Elektrofahrzeugen und Quartiers-Lösungen auf der anderen Seite. So wollen die Projektpartner sicherstellen, dass der Feldversuch aussagekräftige Ergebnisse nicht nur im Vergleich Großstadt mit ländlichem Raum, sondern für möglichst viele Netztypen liefert. Bei der Auswahl der Netzabschnitte für den Feldversuch berücksichtigen sie weitere Kriterien: zum Beispiel Ortsteile mit einer hohen Durchdringung von Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen, Ortsnetze, in die sehr viele dezentrale Photovoltaik-Anlagen einspeisen, aber auch Netzabschnitte, die in allen Kriterien den Durchschnitt repräsentieren.

Die Pilothaushalte des FLAIR²-Projekts erhalten die Steuerboxen kostenfrei zur Verfügung gestellt. Um valide Messdaten für die Forschung zu erhalten, sind die Steuerboxen während des zweijährigen Feldversuchs über eine gesicherte Internet-Verbindung mit der Hochschule München vernetzt und übermitteln minütliche, pseudonymisierte Spannungs- und Strommesswerte.

Nach drei Jahren soll wissenschaftlich fundiert festgestellt werden, inwiefern ein dezentraler Ansatz einer netzzustandsbasierten Steuerung Vorteile beziehungsweise Nachteile gegenüber dem zentralen Ansatz bringt und welche Anforderungen an ein Serienprodukt zu stellen wären. (pq)



Steuerboxen auf Basis der Hardware von IK Elektronik regeln den maximalen Leistungsbezug anhand von Netzzustandsdaten. (Grafik: LEW Verteilnetz GmbH, Foto: IK Elektronik GmbH)

LEW Verteilnetz GmbH, Sonja Baumgartner, 86150 Augsburg, sonja.baumgartner@lew-verteilnetz.de

Stromnetz Berlin GmbH, Oliver Schaloske, 12435 Berlin, oliver.schaloske@stromnetz-berlin.de

Anzeige

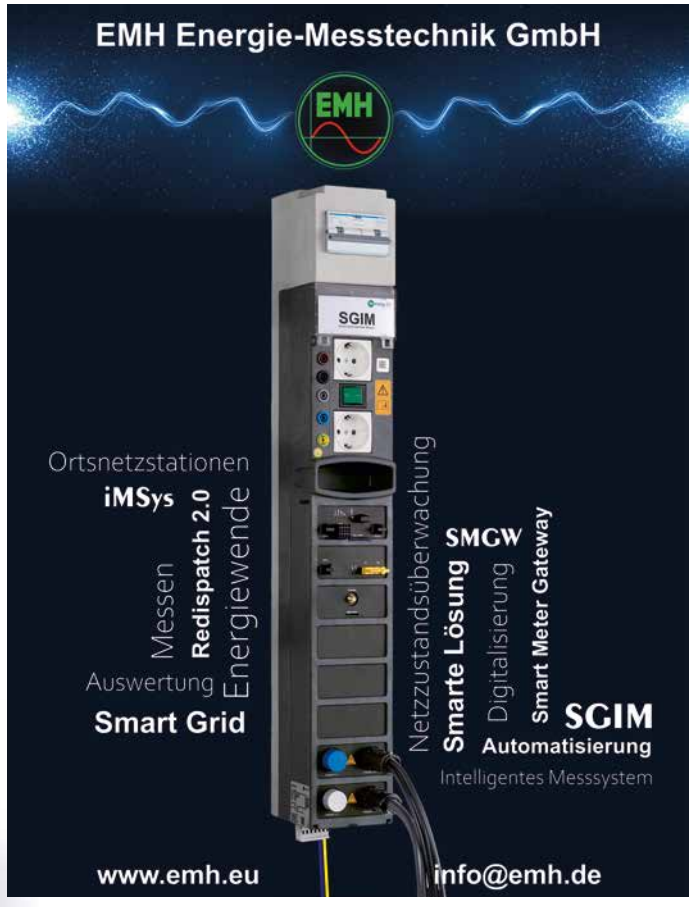




Foto: picture alliance dpa dpa-Zentralbild | Stephan Schulz

Die SG-gateways ermöglichen die direkte Kommunikation zwischen allen Ebenen und Akteuren des Energiesystems.
(Foto: HMS Industrial Networks GmbH)

Simultanübersetzer

Im intelligenten Stromnetz ist eine Datenkommunikation über die Grenzen unterschiedlicher Steuerungssysteme hinaus notwendig. HMS hat dafür ein Gateway entwickelt, das zwischen den Protokollen vermittelt und die Datenweiterleitung übernimmt.

Das intelligente Stromnetz ist in der Theorie ganz einfach zu beschreiben: Erzeugung und Verbrauch werden anhand von Echtzeitdaten permanent überwacht und mittels geeigneter Automatisierungssysteme im Bedarfsfall aufeinander abgestimmt. Doch in der Praxis zeigt sich, dass sich die vorhandenen Regelungssysteme oft schlicht nicht verstehen: „Das betrifft sowohl die Erzeuger- als auch die Verbraucherseite, zwei Bereiche, die sehr unterschiedliche Kommunikations-Standards verwenden. So werden im Netzbetrieb Protokolle wie IEC 61850 oder IEC 60870 genutzt, während die industrielle Automatisierung auf Protokolle wie Profinet oder Ethernet/IP setzt“, erläutert Thomas Waggershauser vom HMS Technology Center Ravensburg.

Stromerzeugung und -verteilung

Der Begriff „Industrielle Automatisierung“ betrifft durchaus auch die Stromerzeugung, erläutert der Fachmann für Datenkommunikation, denn die in Kraftwerken eingesetzten Technologien und Konzepte unterscheiden sich nicht von vergleichbaren industriellen Anlagen: Steigt der Strombedarf, werden dort über Aktoren wie Pumpen, Ventile oder ähnliches mehr Dampf oder Wasser freigegeben, Turbinenleitschaufeln geregelt und die ganze Kraftwerksperipherie angepasst. „Das übernehmen Automatisierungssysteme mit in der Industrie üblichen Bussystemen wie EtherNet/IP oder PROFINET“, sagt Thomas Waggershauser. Diese kommen auch oft in den großen Anlagen bei der dezentralen Strom-

erzeugung zum Einsatz und übernehmen den prozesstechnischen Ablauf, beispielsweise die Panelnachführung bei Photovoltaik, die Ansteuerung von Aktoren für die Rotorblattverstellung (Pitch-Control) oder Sicherheitsfunktionen wie Notaus bei Windkraftanlagen.

In den Energieverteilsystemen sind die Anforderungen dagegen grundlegend anders und die Kommunikation mit der Leitwarte wird über eigene Protokolle und aufgrund der Sicherheitsanforderungen auch über eigene Datenleitungen realisiert. „Schnittstelle zwischen den Welten ist auch heute noch vielerorts eine telefonische Abstimmung, um die beiden Bereiche miteinander zu koordinieren“, so Waggershauser. Er ist überzeugt, dass eine erfolgreiche Energiewende völlig neue Regelansätze erfordert: „Um Abläufe schnell und sicher synchronisieren zu können, muss daher ein einfaches Verfahren den branchenübergreifenden Datenaustausch sicherstellen und es muss sich ohne Vorkenntnisse der jeweils anderen Datenprotokolle leicht einsetzen lassen.“ Mit dieser Zielsetzung hat HMS die Ixxat SG-gateways entwickelt, die speziell für die direkte Kommunikation über unterschiedliche Netzwerke hinweg ausgelegt sind und sich zudem für die Datenanbindung in die Cloud eignen. Das Gerät funktioniert, vereinfacht gesagt, wie ein Übersetzer.

Verständlich übersetzen

„So wie bei der Sprachübersetzung idiomatische Ausdrücke zu beachten sind, gilt es auch in der Automatisierungswelt spezielle, inhärente Eigenschaften der Protokolle zu berücksichtigen“, erläutert Thomas Waggershauser. Überträgt das eine Protokoll nur reine Sensordaten, so verlangt das andere zwingend nach digitalen Signaturen, Zeitstempeln oder einer Sensorkennung inklusive Einbauposition. „Ein maschineller Simultanübersetzer muss dem Rechnung tragen“, so der HMS-Experte weiter. „Die Gateways ergänzen daher die jeweils fehlenden Angaben oder lassen überflüssige Informationen weg. Nur so können die übersetzten Daten in anderen Netzwerken auch sinnvoll und sicher genutzt werden.“ Damit die Gateways schnell einsatzfähig sind, hat HMS verschiedene Ausführungen im Portfolio, bei denen nicht nur die Software, sondern auch die busspezifischen Anschlüsse an die vorgesehenen Protokolle angepasst sind.

Die Prozess- und Energieebene kann der Anwender über eine intuitive graphische Programmierung miteinander verknüpfen, tiefere Kenntnisse des jeweils anderen Kommunikationsprotokolls sind laut Thomas Waggershauser nicht nötig. Zudem kann festgelegt werden, welche Daten überhaupt die Grenze überschreiten und übersetzt werden, aber auch, in welche Richtung sie übertragen werden dürfen. Schlussendlich können die Daten auch direkt vom Gerät in eine Cloud übertragen werden – wobei hier umfangreiche Datensicherheitsfunktionen wie eine Firewall und verschlüsselter Datenverkehr im Gerät integriert sind, um trotz der Cloudanbindung eine verlässliche Energiekommunikation zu gewährleisten. „Mit dem Ixxat SG-gateway kann die nötige Abstimmungsarbeit für ein Smart Grid jetzt automatisiert und in viel feinere Bereiche unterteilt werden“, führt Thomas Waggershauser aus. Je nach Anlagenkonzept sei damit ein Datenaustausch bis hinunter zum einzelnen IED, Sensor oder Aktor möglich, wodurch die Reaktionszeiten verkürzt und die Netzqualitiät bei weniger Arbeitsaufwand und Kosten verbessert werden könne.

Potenziale für Netz und Vertrieb

Eine Just-in-time-Abstimmung von Energieerzeugung und -verbrauch eröffnet auch für die Anbindung von Großkunden an die Verteilnetze neue Möglichkeiten. Die Strompreise orientieren sich hier oft an den Leistungsspitzen, die bereitgestellt werden müssen, sowie an den abgerufenen Strommengen. Gleichzeitig wird das Netz durch die schwankenden Lastspitzen sowohl von den regenerativen Energielieferanten (Wind, Sonne etc.) als auch den Verbrauchern belastet. Thomas Waggershauser sieht speziell auf der Ebene der Umspannwerke, die bei größeren Verbrauchern vorgeschaltet werden, erhebliche Potenziale für Netz und Vertrieb: „Die Umspannwerke sind zeitnah über die zur Verfügung stehenden Energiemengen durch die Leitwarte unterrichtet. Wenn man nun über eine direkte Kopplung dieser Daten mit der Produktion das Stromangebot und die Nachfrage fein aufeinander abstimmt, bringt das gleich mehrfachen Nutzen: Die Stabilität des Stromnetzes steigt und gleichzeitig sinken die Kosten für den Abnehmer.“

Stromerzeugungs- und Netzzustandsprognosen mit der Produktion oder anderen Verbrauchern wie etwa Elektroladesäulen zu verzahnen, könne daher für Stromkunden sehr interessant sein, ist der HMS-Fachmann überzeugt. Denn die in der Industrie schon heute üblichen Verfahren, hohe Lasten auf nachfrageschwache Wochenendzeiten zu legen, ließen sich durch den direkten Datenaustausch deutlich verfeinern. Auch eine Rückspeisung beim Abbremsen rotierender Maschinen lässt sich so auf SPS-Ebene mit den Systemen des Stromlieferanten abstimmen.

Wartung und Sicherheit

Ein weiterer interessanter Anwendungsfall der SG-gateways ist das Asset Management. „Netzbetreiber können entfernte Anlagen aus dem eigenen Bestand oder bei Kunden mit unserer Technologie sehr einfach überwachen. Wartungstechniker müssen nicht mehr zyklisch anreisen, um diese zu überprüfen, sondern nur noch im wirklichen Bedarfsfall“, so Thomas Waggershauser. Die dafür notwendigen Daten übersetzt das Gateway aus den Sensoren und Datenströmen, die auch die Leitwarte nutzt. Hinzu kommen rein anlagenspezifische Daten für die Wartung und Sicherheit der Anlage, wie beispielsweise wartungsrelevante Temperatur-, Zugangs- oder Wetterdaten. (pq)

HMS Industrial Networks GmbH
info@hms-networks.de, www.ixxat.com/de/energy

SH Netz AG: Störreserve für 110-kV-VPE-Kabelanlagen

Leitungsschäden durch Tiefbauarbeiten, Alterungserscheinungen oder Wassereinbrüche lassen sich in den Stromverteilnetzen nicht vermeiden. Dann ist ein rascher Austausch der schadhaften Kabelanlage nötig. Die präventive Lagerhaltung für solche Fälle ist allerdings sehr kostenintensiv. So ist beispielsweise die Schleswig-Holstein Netz AG als größter Stromnetzbetreiber im Land Schleswig-Holstein und Partner von rund 900 Kommunen verantwortlich für 2.600 km 110-kV-Leitungen. Davon sind rund 80 km als 110-kV-VPE-Kabel ausgeführt, in zwölf unterschiedlichen Kabeltypen und Leiterquerschnitten von 240 bis 2.500 mm2. „Wir waren deshalb auf der Suche nach einer universell einsetzbaren Störreserve für 110-kV-Kabel, die mit wenigen Komponenten alle im Netz befindlichen Kabeltypen abdeckt“, erklärt Torsten Kröger, Betrieb und Service 110-kV-Freileitungs- und Kabelnetze von Schleswig-Holstein Netz AG. „Und PFISTERER als kabelunabhängiger Hersteller des CONNEX-Kabelanschlusssystems konnte uns in kürzester Zeit eine schnell einsetzbare Lösung bieten, die sowohl die Ausfallzeiten als auch den Lageraufwand und damit die Kosten für uns als Netzbetreiber minimiert.“

Tauschen, stecken, fertig

Mit dem Universal Repair Kit von PFISTERER lässt sich die defekte Stelle des verbauten Kabels gezielt und schnell reparieren: Die Besonderheit liegt in dem universellen steckbaren Innenkonus-Kabelanschlusssystem von PFISTERER, also Verbindungsmuffen, Kabelsteckern und steckbaren Endverschlüssen. Mit ihnen lassen sich Kabel unterschiedlicher Leiterform, -materialien und mit unterschiedlichem Kabelaufbau verbinden. Dazu entwickelte PFISTERER aus seinem vorhandenen Sortiment eine universelle Epoxidharzmuffe für Spannungen bis 170 kV, die auch zum unterirdischen Einsatz geeignet ist. In Kombination mit nur einem definierten Reservekabel – beispielsweise dem Kabel mit dem größten Querschnitt im Netz – lassen sich so universelle Verbindungskabel für defekte Kabelstrecken vorfertigen. Das steckbare Ersatzteilstück passt dank der CONNEX-Epoxidharzmuffe auf alle im Netz befindlichen 110-kV-VPE-Kabeltypen.

Lager und Aufwand reduziert

Für Schleswig-Holstein Netz AG entfällt damit die Vorhaltung sämtlicher Kabeltypen. Gleichzeitig reduziert die Trennung der Kabelstecker in Gleichteile und kabelabhängige Teile die Kosten. Alle Teile werden in Aluminium-Boxen geliefert, die eine dauerhafte Qualität sicherstellen. Hiermit ist auch eine bessere Übersicht bei der Auswahl der benötigten Komponenten gegeben. „Das ist wirklich eine Vereinfachung und spart rund drei Viertel der konventionellen Kosten“, bestätigt Torsten Kröger von Schleswig-Holstein Netz AG. „Entscheidend ist zudem, dass die Reparatur eine dauerhafte Lösung ist und kein Provisorium, das trotz hoher Kosten nach einer gewissen Zeit wieder ersetzt werden müsste. Damit wurden alle unsere Erwartungen erfüllt.“ „Auch die Installation für die Monteure wird vereinfacht, da lediglich der Umgang mit einem universellen System nötig ist. Hier unterstützen wir unsere Kunden zusätzlich, indem wir die Kabelmonteure im Umgang mit Hochspannungskabeln, -muffen und -steckern schulen“, berichtet Paul Bausch, Vertriebsleiter in Norddeutschland von PFISTERER. Im Rahmen einer Schulung und Zertifizierung der Monteure wurden drei Verbindungskabel konfektioniert. Damit sollte die Montagezeit im Störfall reduziert werden.



Mit dem Universal Repair Kit hat PFISTERER für Netzbetreiber ein System an den Markt gebracht, mit dem sich Schäden an allen VPE/XLPE-isolierten Kabeln beheben lassen – unabhängig vom Querschnitt, Aufbau oder Hersteller. Entwickelt und erfolgreich umgesetzt wurde das Konzept in enger Zusammenarbeit mit der Schleswig-Holstein Netz AG. (Foto: Pfisterer Holding AG)

Und der erste erfolgreiche Einsatz des Universal Repair Kits für Schleswig-Holstein Netz AG kam schnell: Ein Windpark hatte einen Muffenfehler und die konventionelle Muffe wurde herausgeschnitten. Mit dem vorbereiteten Verbindungskabel, zwei Epoxidharzmuffen und der Montage der beiden Kabelstecker auf die geschnittenen Kabelenden konnte die Kabelstrecke schnell wieder in Betrieb genommen werden. „Die reine Montagezeit von zwei Tagen war unter Corona-Bedingungen absolut spitze, da nur die Hälfte der geschulten Monteure gleichzeitig vor Ort sein durfte“, so Paul Bausch.

Für Störfälle gerüstet

Schleswig-Holstein Netz AG sieht sich mit dieser Lösung jetzt für alle Arten von Notfällen gerüstet – vom defekten Kabel über defekte Muffen bis hin zu einem defekten Endverschluss. Denn auch hierfür hat PFISTERER eine steckbare Variante entwickelt. „Unser steckbarer Endverschluss eignet sich sowohl für den schnellen Austausch bei einem Störfall im Umspannwerk als auch für die Vorprüfung der vorgefertigten Verbindungskabel des Universal Repair Kits“, so Paul Bausch. Vor Kurzem wurde dazu die Typprüfung erfolgreich abgeschlossen. (pq)

www.pfisterer.com


STARK.
STÄRKER.
RANGER.
K FO 107
DEUTSCHLANDS ERSTE
WAHL BEI PICK-UPS.*
Ford
BEREIT FÜR
MORGEN
* Quelle: https://www.acea.be/statistics/tag/category/by-manufacturer-registrations

Baukasten für Netzdaten

Stadtwerke und Netzbetreiber können bei ecosmart Energy Datenlösungen für das Netzmonitoring nach dem Baukastenprinzip konfigurieren.







Fotos: ecosmart Energy GmbH

Plug-and-Play: Die NH-Messleiste esEML (links) ist individuell konfigurierbar und nach dem Einbau sofort betriebsbereit. In der Messbox esEMB (rechts) sind komplette Messsysteme integriert. Die Messplatte esEMP (Mitte) wird in Kabelverteiler-schränken eingesetzt.

Die Anfragen von Energieversorgern und Netzbetreibern an ecosmart Energy drehen sich fast immer um die Erfassung, Übermittlung und das Auswerten von Daten sowie darauf basierend um das Ableiten von Handlungen. Für das Ladesäulenmanagement benötigt ein Kunde beispielsweise eine Steuerungslösung, um die Daten über den offenen Kommunikationsstandard OCPP (Open Charge Point Protocol) an die Wall-Boxen weitergeben zu können. Anderer Fall: Wie kann man die Erzeugung des Wind- oder Solarparks entsprechend der AR-4110 messen und auswerten, um gegebenenfalls Probleme frühzeitig identifizieren zu können? An anderer Stelle möchte ein Netzbetreiber die Grundlagen für die zukünftige Netzsimulation ermitteln, um die Auswirkungen von steuerbaren Verbrauchern wie Elektrofahrzeuge und Erdwärmepumpen auf sein Netz zu ermitteln. Dazu soll entsprechende Messtechnik in drei bis vier Ortsnetzstationen und Kabelverteilschränke verbaut werden. Ein letztes Beispiel: Im Rahmen von Redispatch 2.0 benötigt ein Netzbetreiber in seinem Versorgungsgebiet ein Messsystem, mit dem im 15 Minuten-Intervall die Werte über die IEC 60870-5-104 an die Leitwarten gesendet und gleichzeitig die Daten im Minuten-Rhythmus für eine später eingesetzte KI-Lösung abgespeichert werden können.

Entwicklungen antizipieren

Die ecosmart Energy GmbH wurde 2020 als Startup der Schiele-Vollmar GmbH, ein Anbieter von Antriebs-, Steuerungs- oder Automatisierungstechnik, gegründet, um Stadtwerke und Netzbetreiber mit digitalen Lösungen vor allem im Bereich Energieverteilung zu unterstützen. „Die ecosmart Energy führt in der Praxis bewährte Produkte zusammen, um sie in eine neue, ausgereiftere Lösung zu integrieren – vom Produkt über die Software bis zur Dienstleistung“, berichtet Geschäftsführer Mark Brabandt und führt aus, dass das Know-how über die Energieverteilung hinausreiche. „Durch Produkte wie Frequenzumrichter, Energiemanagement oder Power Quality-Messungen sowie Entstörungsmanagement sind wir auch mit der Kundenseite bzw. mit den Anforderungen von Energieversorgern vertraut. Diese Erkenntnisse fließen ebenfalls in die Lösungen für Netzbetreiber und Stadtwerke mit ein. Ziel ist es, Entwicklungen zu antizipieren und sich gemeinsam mit dem Kunden bestmöglich vorzubereiten.“

Arbeiten nach dem Baukasten-System

Am Anfang eines jeden Projekts steht bei ecosmart Energy die Bestandsaufnahme: Wo steht der Kunde heute mit seinem Problem und was möchte er erreichen? Manche Kunden kommen mit klaren Plänen auf die Stuttgarter zu. Hier sei es wichtig, so Mark Brabandt, den Kunden einen konkreten Weg aufzuzeigen, wie sie mit ecosmart Energy gemeinsam das Ziel am effektivsten erreichen können. Andere Kunden hätten lediglich eine grobe Vorstellung davon, was sie erreichen wollen. In diesen Fällen wolle man die Kunden dabei unterstützen, herauszufinden, was überhaupt das konkrete Ziel ist.

Sind die grundlegenden Dinge geklärt, arbeitet ecosmart Energy nach einem Baukasten-System. „Der Kunde kann ein komplettes Messsystem von uns bekommen oder er greift sich einzelne oder gruppierte Bausteine heraus und wir ergänzen sie gemeinsam zu einem funktionierenden System“, erläutert Brabandt. Zu den Bausteinen zählen unter anderem Datenerfassung, Datenkommunikation, Kommunikationsplattformen und die Integration von Drittsystemen sowie Datenspeicherung und Datenanalyse.

Baustein an Baustein

Sind die Bausteine ausgewählt, ist der nächste Schritt bei ecosmart Energy die Erarbeitung einer konkreten Lösung, z.B. um eine Ortsnetzstation mit neuer Messtechnik nachzurüsten. Hieraus ergeben sich wiederum zahlreiche Fragen: Soll nur der Niederspannungsabgang des Trafos gemessen werden oder auch die Abgänge des Verteilers? Welche Messdaten werden wie häufig aufgenommen? Wieviel Platz steht für die Messtechnik vor Ort zur Verfügung? Die Platzthematik gab den Anstoß für die Entwicklung der Messleiste esEML. „Mittlerweile haben wir in diesem Umfeld ‚Satelliten-Lösungen‘ entwickelt, in dem wir die Messtechnik auf mehrere, kleinere Gehäuse aufteilen, die irgendwo Platz in den Verteiler-/Ortsnetzstationen finden“, schildert Mark Brabandt.

Datenmessung und Datenverarbeitung

Die auf die spezifischen Anforderungen konfigurierte Messleiste esEML im NH1-Maß passt in alle Standard-Trafo- und Unterverteilergerüste. Das auf den Leisten verbaute Messgerät UMD 98 von PQ Plus ist in der Lage, sämtliche Daten im Niederspannungsbereich mit 333 mV Wandlern oder mit Rogowski-Spulen zu messen. Die sekündlich erfassten Daten werden mittels Router an das Datencenter übermittelt, aufbereitet und dem Kunden in Form von Rohdaten sowie Übersichtsberichten zur Verfügung gestellt.

Daraus ergeben sich die Anforderungen an den Baustein Datenübertragung: Wie schnell und wie viele Daten sind zu übertragen? Werden Messdaten direkt vom IT-System vom Kunden ausgelesen? Wie wird die Anbindung der Kundensysteme realisiert? Sollen die Daten beim Kunden gespeichert werden oder soll ecosmart Energy das Hosting übernehmen? Welcher Anwender erhält welche Reportings, z.B. über EN50160?

Schulungen und Support

Sind alle Anforderungen in sämtlichen Projekt-Bausteinen definiert, steht die Umsetzung an. Bei den ersten Verteiler-/Ortsnetzstationen zeigen die ecosmart Energy-Experten dem Monteur, wie er die neue Technik einbauen kann und auf welche Fallstricke typischerweise zu achten ist. Darüber hinaus werden die Kunden geschult, wie sie die Daten ausfindig machen und diese analysieren können. Schließlich unterstützen die Stuttgarter im Betrieb der Lösung und bieten Telefon- und Online-Support bis zu Service-Terminen vor Ort, um das Problem zu beseitigen. So wird das Projekt Baustein für Baustein erfolgreich umgesetzt. (ds)

ecosmart Energy GmbH, Mark Brabandt,
70469 Stuttgart, info@ecosmartenergy.de

Mehr Sicherheit durch Sensorik-Armband

Über das neu gegründete Joint Venture PEEK GmbH bringen das Bayernwerk und der Technologiepartner WT | Wearable Technologies AG eine neue Sicherheitsausstattung in den Markt. Ein uhrenähnlicher Sensor am Handgelenk warnt die Träger mit akustischen und visuellen Signalen bei Wartungsarbeiten am Stromnetz vor stromführenden Bereichen oder Teilen. Die intelligenten, am Körper getragenen Sensoren, sollen zu den ohnehin bewährten Sicherheitsmaßnahmen zusätzlichen Schutz bei Arbeiten an spannungsgeführten Teilen bieten.

Aus dem Labor in die Praxis

Die Anwendung geht auf die unternehmenseigene digitale Entwicklungseinheit NEXT zurück. Mit ihr setzt das Bayernwerk neue Ideen und Lösungen für den eigenen Betrieb und auch für den Markt um. Unter dem Projektnamen NEXT.Wearables hat sich das Bayernwerk mit der Nutzung von Sensor-Lösungen zur weiteren Absicherung Mitarbeiter bei Tätigkeiten im Umfeld von Energienetzen befasst.

In Kürze sollen die ersten Beschäftigten des Bayernwerks mit den neuen Sensoren ausgestattet werden. Weitere Energieunternehmen hätten schon ihr Interesse bekundet, so das Bayernwerk. Für den Vertrieb sollen auch die internationalen Kanäle der WT mit ihrem weiteren Standort in San Francisco genutzt werden. (ds)

www.bayernwerk.de
www.wearable-technologies.com



Die am Körper getragenen Sensoren sollen zusätzlichen Schutz bei Arbeiten an spannungsgeführten Teilen bieten. (Foto: Alex Schelbert / Bayernwerk AG)

Ladestromtarif nach §14a EnWG

Die enwag energie- und wassergesellschaft mbh (enwag) hat einen netzdienlichen Ökostrom-Tarif für private Wallboxen entwickelt.

Die Nutzung des Tarifs „WetzlarLadeStrom“ ist mit dem Einbau eines separaten Stromzählers inklusive Schaltgerät verbunden. Er gibt der enwag die Möglichkeit, die Energiezufuhr kurzzeitig zu unterbrechen, wenn die Auslastung des Netzes gerade besonders hoch ist. „Dies geschieht aber maximal zweimal täglich und nie länger als eine halbe Stunde. Das Aufladen eines Stromers ist trotzdem gesichert“, erläutert enwag-Vertriebsleiter Stefan Seißler. Grundlage für den speziellen Stromtarif ist § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), wonach E-Autos zu „steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ zählen. Indem sie den Tarif in Verbindung mit dem Zähler nutzen, sparen E-Mobilisten nicht nur Ladekosten, sondern leisten einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes.

Wie der kommunale Energieversorger mitteilt, ist der Tarif bis zu 19 Prozent günstiger als ein Ökostromtarif für Haushaltskunden. Laut einer Beispielrechnung könnten demnach E-Mobilisten, die im Jahr rund 15.000 Kilometer fahren, mit diesem Tarif etwa 176 Euro sparen.

Private Verbraucher können derzeit auch bei der Anschaffung ihrer Ladeinfrastruktur von Fördermitteln profitieren. Seit Ende November 2020 unterstützt der Bund Mieter, Eigenheimbesitzer und Vermieter bei der Anschaffung und beim Einbau einer Wallbox mit 900 Euro pro Ladepunkt. (ds)

www.enwag.de



Ulrich Engelmann aus Wetzlar lädt sein E-Auto jetzt an seiner eigenen Säule: Er hat die Ladebox der enwag in seinem Eigenheim installiert. (Foto: enwag energie- und wassergesellschaft mbh)

383 Ladestromtarife

Das Bonner Beratungshaus EUPD Research hat in seiner deutschlandweiten Vergleichsanalyse mobiler Ladestromtarife aktuell 383 mobile Ladestromtarife identifiziert.

Dies entspricht einer Verdreifachung der Tarifanzahl zwischen 2019 (123 Tarife) und 2021. Die Gründe dafür sieht EUPD Research in der Umwandlung von kostenlosen zu kostenpflichtigen Ladeangeboten, dem Auftritt neuer Ladestromanbieter und der Ausdifferenzierung von Tarifen für einzelne Zielgruppen.



Die Vergleichsanalyse mobiler Ladestromtarife 2021 registriert im dritten Jahr in Folge einen Tarifzuwachs. (Grafik: EuPD Research Sustainable Management GmbH)

Nach wie vor bilden die Energieversorger oder regionalen Stadtwerke die größte Anbietergruppe für mobile Ladestromtarife. Diese betreiben meist eigene Ladesäulen und ermöglichen vor allem regionalen Kunden den Zugang zur öffentlichen Ladeinfrastruktur. Gleichzeitig sieht die diesjährige Analyse einen Anstieg an Tarifangeboten aus der Gruppe der Automobilhersteller, die zunehmend auch in Ladeinfrastruktur investieren.

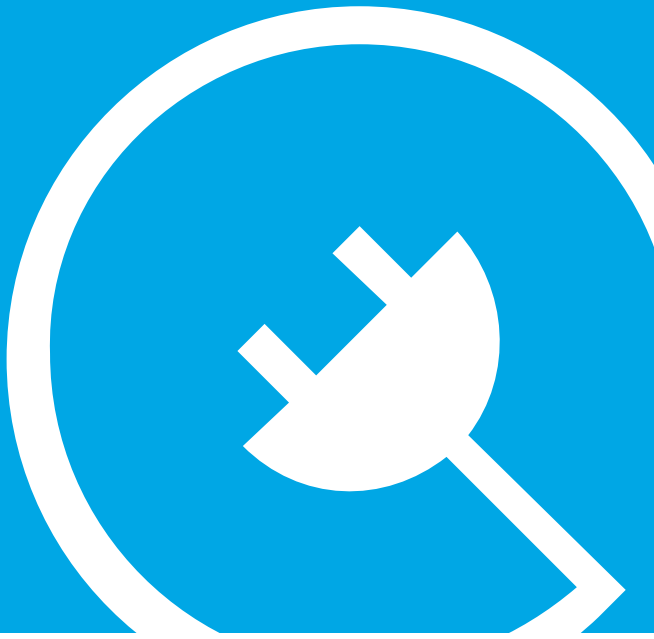
Die Untersuchung ermittelt auch eine deutlich höhere Anzahl und Ausgestaltung der Tarifangebote. So steige zum einen die Anzahl der Tarifangebote pro Anbieter: Neben dem gesetzlich vorgeschriebenen Ad-hoc-Laden umfasst das Angebot nach den Erkenntnissen der Studie zumeist noch mindestens einen zusätzlichen Ladetarif beziehungsweise mobilen Ladevertrag, um spezifische Nutzergruppen direkt anzusprechen. Die Tarife selbst unterscheiden sich unter anderem in den Abrechnungsmodellen und Grundgebühren, dem Zugang zur Ladesäule, den Bezahlsystemen sowie in der Ladenetzabdeckung. (ds)

www.eupd-energy.de

E-Mobilität beginnt mit uns.

Jetzt Systempartner werden!

Anmelden, kostenlose Schulung erhalten und loslegen. Gemeinsam starten wir in Ihren Zukunftsmarkt. (Schulung auch digital möglich)



NEU! Technologie zum Aufbau von Ladeinfrastruktur und zur Niederspannungsautomatisierung für den Schritt in die E-Mobilität.

Die flächendeckende E-Mobilität kommt! Dabei dürfen die Auswirkungen für Energieversorger, Industrieanwender, wie auch für Mehr- und Einfamilienhäuser nicht außer Acht gelassen werden. TQ-Automation bietet umfassende Produktlösungen für alle Herausforderungen rund um die E-Mobilität. Vom dynamischen Last- und Lademanagement, bis hin zur intelligenten Automatisierung der Energieverteilung. Jetzt mehr erfahren auf unserer Website und in unseren kostenlosen Whitepapern!

tq-automation.com

Netzdienliches Laden im Untergrund

Ein intelligentes Lastmanagement in Mehrfamilienhäusern hat die Netze BW einem Feldversuch in Tamm getestet. Das Ziel: Netzstabilität und Ladebedürfnisse in Einklang bringen. Der Ausbau von Ladeinfrastruktur an Mehrfamilienhäusern erfordert jedoch erhebliche Investitionen, die weder von den Immobilieneigentümern noch von den Mietern vollständig geleistet werden können. Diese Ansicht vertreten der Verband der Automobilindustrie (VDA), der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sowie der GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V. in einem gemeinsamen Schreiben aus dem März 2021 an die verantwortlichen Minister im Verkehrs-, Wirtschafts- und Finanzministerium. Unter anderem befürchten die Verbände, dass die Hausanschlüsse zu wenig Reserven für die in Zukunft zu erwartenden hohen Lasten bieten – und dann auf Kosten der Eigentümer nachgerüstet werden müssten.



Die Netze BW hatte die Tiefgarage der Wohnanlage mit 58 Ladepunkten ausgestattet und den Teilnehmern 45 E-Autos zur Verfügung gestellt.
(Foto: Netze BW GmbH)

Praxistests in Netzlaboren

Genau dieser Annahme ist die Netze BW in Tamm bei Ludwigsburg auf den Grund gegangen: Im „E-Mobility-Carré“ stattete man 58 von 85 der Stellplätze in der Tiefgarage einer Wohnanlage mit Ladepunkten aus und stellte den Teilnehmern 45 E-Autos für den täglichen Gebrauch zur Verfügung. In dem 16-monatigen Feldtest wurde untersucht, ob die bisherige Anschlussleistung auch für nachträglich in der Tiefgarage installierte Ladestationen noch ausreicht. Gleichzeitig wurde getestet, wie man bestenfalls ohne zusätzliche Netzverstärkungsmaßnahmen mit dem vorhandenen Hausanschluss auskommen könnte, ohne die Bewohner beim Laden einzuschränken.

Dabei sollte das Netzlabor insbesondere auch eine Antwort auf die grundsätzliche Frage geben, wie sich Hausanschlüsse von Mehrparteien-Wohnobjekten für den zusätzlichen Verbrauch durch Ladestationen optimieren lassen. Im Idealfall stellt ein Anschluss nämlich ausreichend Leistung zur Verfügung, ohne überdimensioniert zu sein.

Lademanagement glättet Lastspitzen

Um eine optimale Auslastung erreichen zu können, wurde ein intelligentes Lademanagementsystem erprobt. Damit konnten die Anschlussleistung der Ladepunkte Netze BW zufolge abgesenkt und so Lastspitzen reduziert werden. Bestehende Netzanschlüsse von Mehrfamilienhäusern können dadurch optimal ausgenutzt werden.

Im E-Mobility-Carré zeigte sich, dass bei den insgesamt 58 zur Verfügung stehenden Ladepunkten nie mehr als 13 Ladevorgänge parallel stattfanden. Demnach betrug die sich auf das Netz belastend auswirkende Gleichzeitigkeit bei den Ladevorgängen lediglich 22 Prozent. Damit lag der Wert deutlich unter den beim vorher durchgeführten Feldtest in Ostfildern gemessenen 50 Prozent. In der „E-Mobility-Allee“ in Ostfildern hatte die Netze BW untersucht, welche Anforderungen die Integration von E-Fahrzeugen ins Stromnetz in vorstädtischen Gebieten mit Ein- oder Zweifamilienhäusern stellt. Dabei habe der Stuttgarter Netzbetreiber wichtige Erkenntnisse zum Ladeverhalten und zur Netzbelastung gewonnen. Wie Netze BW mitteilt, wurde beim E-Mobility-Carré nahezu während der Hälfte der Zeit überhaupt kein Auto geladen.

Darüber hinaus ermöglicht ein intelligentes Lademanagement, dass Netzbetreibern zukünftig mehr Zeit für sinnvolle und effiziente Netzverstärkung zur Verfügung steht. Zwar müsse dafür zeitweise eine etwas längere Ladezeit in Kauf genommen werden, gleichwohl fühlten sich über 90 Prozent der Teilnehmer des Feldtests in Tamm laut Netze BW nicht eingeschränkt.

Projekte wie das E-Mobility-Carré zeigten auch, dass Energiewirtschaft, Wohnungswirtschaft und die Menschen vor Ort die Mobilitätswende als Teil der Energiewende gemeinsam meistern können. (ds)

www.netze-bw.de

Ladeinfrastruktur intelligent vernetzen



Die E-Mobility-Ladesteuerungen Charx control modular bilden die Basis einer intelligenten Ladeinfrastruktur.
(Foto: PHOENIX CONTACT GmbH & Co. KG)

Mit Charx control modular bringt Phoenix Contact eine neuentwickelte Generation von E-Mobility-Ladesteuerungen auf den Markt. Durch die modulare Architektur der Steuerungen lässt sich das System nach Herstellerangaben für unterschiedlichste Anwendungsfälle anpassen – von der einzelnen Wallbox bis zum Einsatz im vernetzten Ladepark. Auch spätere Erweiterungen können hinzugefügt werden. Die Plug-and-Play-fähigen Ladecontroller verfügen über diverse Kommunikationsschnittstellen in einem kompakten Gehäuse und können webbasiert konfiguriert werden.

Bereit für Sektorenkopplung

Eine offene, auf Linux basierte Plattform bildet dabei die Grundlage für eine intelligente Kommunikation zwischen Erzeugern, Netzen, Gebäuden, Ladepunkten und Fahrzeugen. Hierzu zählen laut Phoenix Contact etwa die Integration der Elektrofahrzeuge in das Smart Grid beziehungsweise Smart Home, nutzerfreundliche und wirtschaftlich tragfähige Geschäftsprozesse sowie das Geräte- und Patch-Management für Betreiber von Ladeparks.

All diese IoT-Anwendungen und Services erfordern eine gesicherte Kommunikation auf Basis unterschiedlicher Protokolle. Mit der neuen Steuerungsgeneration Charx control modular und ihrer offenen Linux-Plattform sind Hersteller und Betreiber von Ladeinfrastruktur laut Phoenix Contact auf diese Anforderungen vorbereitet. (ds)

www.phoenixcontact.com

Coburg: Erster Hypercharger an Stom-Tankstelle

Die Strom-Tankstelle der Coburger Stadtwerke in der Wassergasse 17 unterscheidet sich in vieler Hinsicht von den üblicherweise auf Parkplätzen installierten Ladesäulen. So beträgt die Ladeleistung des Hyperchargers einmal maximal 300 kW oder zweimal maximal 150 kW. Es passen CCS-Stecker und die Akkumulatoren im Fahrzeug müssen schnellladefähig sein. Die Ladekabel sind rund fünf Meter lang, aufgrund der hohen elektrischen Leistung werden sie mit Kühlflüssigkeit umspült. Vorbereitungen für eine zweite Hypercharger-Säule seien bereits getroffen. Der Strom kommt ausschließlich aus bayerischer Wasserkraft, eine Photovoltaikanlage auf dem Dach produziert regenerative Energie. Die Strom-Tankstelle ist großräumig überdacht und bietet an Automaten Heiß- und Kaltgetränke sowie Snacks und Süßes. Eine Toilette, die nach jeder Benutzung mit UV-C-Licht desinfiziert wird, und WLAN sind ebenfalls vorhanden, so der regionale Energieversorger.

Bezahlt wird an der SÜC-E-Tankstelle ausschließlich bargeldlos mit EC- oder Kreditkarte. Die speziellen Bezahlkarten für das Stromtanken können an der Ladesäule ebenfalls zum Einsatz kommen. (ds)

www.suec.de



Die Ladeleistung des Hyperchargers beträgt einmal maximal 300 kW oder zweimal maximal 150 kW. Neben EC- oder Kreditkarten können auch die speziellen Bezahlkarten an der Ladesäule eingesetzt werden. (Fotos: SÜC Energie und H2O GmbH)



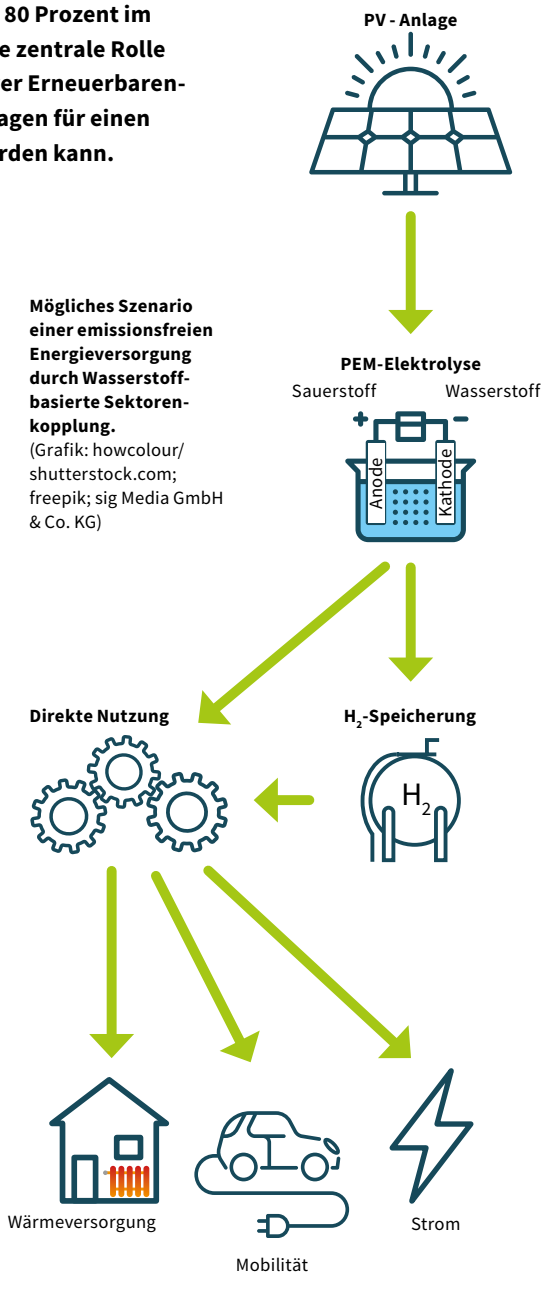
INTERVIEW




Timo Bauer (links) und Andreas Bombarding (rechts) sind Technische Leiter für die Entwicklung von nachhaltig und wirtschaftlich optimierten Lösungen im Bereich der Erneuerbaren Energien bei WI-Energy. (Bild: WI-Energy GmbH)

PV und H_2: Treibstoffe für die Sektorenkopplung

Auf dem Weg zu einer klimaneutralen Wirtschaft bis zum Jahr 2050 muss die Europäische Union nach Meinung von Experten ihren Anteil an erneuerbaren Energien auf mindestens 80 Prozent im europäischen Energiemix anheben. Dabei kommt auch der Energiespeicherung eine zentrale Rolle zu. In diesem Kontext untersuchen Andreas Bombarding und Timo Bauer vom Trierer Erneuerbaren-Energien-Projektierer WI-Energy, wie Wasserstoff die Energie aus Photovoltaikanlagen für einen längeren Zeitraum speichern kann und diese für die Sektorenkopplung genutzt werden kann. Wir sprachen mit den beiden Technischen Leitern.



Mögliches Szenario einer emissionsfreien Energieversorgung durch Wasserstoff-basierte Sektorenkopplung. (Grafik: howcolour/shutterstock.com; freepik; sig Media GmbH & Co. KG)

Warum ist Wasserstoffspeicherung im Zusammenwirken mit PV-Anlagen sinnvoll?

Das risikobehaftete Betreiben von Atomkraftwerken und der beschlossene Kohleausstieg führen dazu, dass diese Energieerzeuger hierzulande nach und nach vom Netz gehen. Die regenerativen Energien sollen gegensteuern und eine Lücke in der Energieversorgung verhindern. Geichzeitig muss die Netzstabilität bei zunehmend schwankender Energieerzeugung sichergestellt werden.

Eine Umwandlung der erzeugten Solarenergie in Wasserstoff ebnet den Weg für einen elektrischen Transport zu Nachfragezentren, die Speicherung der Energie und eine flexible Netzeinspeisung.

Wie ist aktuell der Stand bezüglich Wasserstoffspeicherung?

Eine Möglichkeit ist die gasförmige Speicherung. Das beginnt bei der Gasflasche mit 200 bar und endet bei Hochdrucktanks mit Längen über 300 m, Durchmessern bis 1,5 m und Drücken bis 700 bar. Dieses Verfahren hat sich zur Zeit auch in der Automobilbranche durchgesetzt (Pkw: 700 bar, Nutzfahrzeuge: 350 bar).

Zur Erzielung von deutlich höheren Speicherdichten kann Wasserstoff auch verflüssigt werden. Die Speicherdichte kann dabei fast doppelt so große Volumina annehmen. Dazu muss er allerdings auf minus 253 °C herabgekühlt werden, was einen höheren Energieaufwand für Kühlung und Kompression bedeutet. Das macht etwa 10% der Endenergie aus. Handelt es sich um große Speichermengen und Transport über weite Strecken, ist diese Variante vorzuziehen.

Geht's um die zentrale Speicherung von riesigen Mengen Wasserstoff, spricht man von sogenannten Kavernenspeichern. Das sind Hohlräume in unterirdischen Salzstöcken. Erste Innovationsprojekte wie HYPOS zeigen die Möglichkeiten auf. Bisher werden solche Untergrundspeicher als Erdgasspeicher genutzt. In naher Zukunft soll die Erdgasversorgungsinfrastruktur aus Pipelines und Untergrundspeichern auch dem Transport und der Lagerung von großen Mengen Wasserstoff dienen. Das Speichervolumen solcher Kavernen ist gigantisch und liegt in Deutschland im zweistelligen Milliarden-m^3-Bereich.

Wie sähe die praktische Umsetzung aus?

Auf dem Weg zu einer CO_2-freien Energieversorgung verfolgen wir bei WI-Energy zurzeit zwei grüne Geschäftspotenziale: Eine Idee ist die Verzahnung der Sektoren Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr, die sogenannte Sektorenkopplung. Am Umweltcampus Birkenfeld wird dabei ein optimaler Autarkiegrad durch das Zusammenspiel von Eigennutzung, Transport, Vertrieb und Netzeinspeisung bestimmt und umgesetzt. Kann der Wasserstoff dann vor Ort nicht direkt weiterverarbeitet werden, muss er transportiert werden.

Eine weitere Idee ist, ein Grundlastkraftwerk mit erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff herzustellen. Das Funktionsprinzip ist einfach: Ca. 60 % unserer erzeugten Energie werden direkt ins Stromnetz eingespeist, die anderen 40 % werden in Wasserstoff umgewandelt, zwischengespeichert und bedarfsgerecht abgerufen, beispielsweise nachts oder im Winter. Das Ergebnis ist eine Blackbox mit konstanter Energieerzeugung, so wie dies zurzeit noch die Kohlekraftwerke abbilden.

Welche Vorteile ergäben sich daraus für die Anwender?

Ein großer Vorteil wäre sicherlich, wenn die breite Masse ihre Gewohnheiten nicht ändern muss. Es soll sich alles so anfühlen wie bisher, nur mit dem feinen Unterschied der CO_2-Emissionen. Das funktioniert heute schon mit erneuerbaren Energien und zukünftig mit grünem Wasserstoff. Die Emissionen lassen sich im Vergleich zu den Kohlekraftwerken um mehr als das 15-fache reduzieren und werden dazu beitragen, dass unsere Enkel weiter Spaß auf unserem Planeten haben.

Wie sieht die Kostenseite aus? Ist das wirtschaftlich?

Die Kapitalkosten für Elektrolyseanlagen sind in den letzten 10 Jahren um 60 Prozent gesunken und dürften sich dank Skaleneffekten bis 2030 im Vergleich zu heute nochmals halbieren. Die Kosten für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien liegen derzeit bei ca. 5 €/kg.

Das Beispiel Stadtbus zeigt die Möglichkeiten, die schon heute realistisch sind. ***Wasserstoff-Stadtbus:*** *Verbrauch 9 kg pro 100 km bei einem Wasserstoffpreis von 5 € pro kg = 45 €*

Diesel-Stadtbus: *Verbrauch 50 l pro 100 km bei einem Dieselpreis von 1 € pro l = 50 €*

Prognosen für 2030 beziffern die Kosten für erneuerbaren Wasserstoff auf ca. 1,8 €/kg.

Welche Entwicklungsschritte sind noch zu gehen?

Zurzeit gibt es viele Förderprogramme, die hier Anreize setzen und Blaupausen erschaffen sollen. Zudem werden die Preise für fossile Brennstoffe durch CO_2-Zertifikate in den kommenden Jahren deutlich steigen und dadurch die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff steigern.

Es bedarf jetzt weiterer politischer Entscheidungen, etwas Mut und guter Ideen, um diese Ziele zu realisieren. Werden hier die Weichen richtig gestellt, besitzen die 2020er-Jahre die Chance, die Wasserstoffwirtschaft in Kombination mit Photovoltaik zum Durchbruch zu führen. (ds)

WI-Energy GmbH
54296 Trier, tb@wi-energy.de

Stabilisierende Speicher

Zwei Schweizer Netzbetreiber nutzen Batteriekraftwerke von ADS-TEC Energy, um das Schweizer Stromnetz für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Integration in die Verteilnetze zu ertüchtigen.



Mit dem ADS-TEC StoraXe-Großspeicher in Domat/Ems will sich die Rhiienergie für den geplanten Smart Grid-Ausbau rüsten.
(Foto: ads-tec Energy GmbH)

Im Rahmen ihrer Energiestrategie 2050 strebt die Schweiz ein CO_2-freies und erneuerbares Energiesystem an. Auf dem Weg dahin soll der Zubau an regenerativen Energien mit Speichersystemen effizient in die Netze integriert werden. Im Faktenblatt zum Bundesgesetz für eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien ist festgelegt, dass eine Energiereserve (Speicherreserve) „zur Absicherung der kurzfristigen Versorgungssicherheit gegen außerordentliche, nicht vorhersehbare Extremsituationen […]“ eingerichtet werden soll. Die Speicherreserve wird jährlich durch die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ausgeschrieben und über die Netznutzungstarife finanziert. Das Instrument funktioniert wie eine Art Versicherung: Alle Betreiber von Energiespeichern sowie flexible



Der beim Netzbetreiber Arbon Energie realisierte Batteriespeicher wurde in ein bestehendes Gebäude integriert.
(Foto: ads-tec Energy GmbH)

Verbraucher am Schweizer Stromnetz, hierzu zählen unter anderem Speicherwasserkraftwerke, Müllverbrennungsanlagen sowie Batteriespeicher, können ein Angebot für die Reserve machen, sofern sie dafür technisch geeignet sind. „Damit können sie ihre Flexibilität dort anbieten, wo es dem System (Netz, Strommarkt, Eigenoptimierung) am meisten nützt“, heißt es in dem Faktenblatt.

Regulatorische Bremsen lösen

Auch in der Schweiz wird ein vermehrter Einsatz von Großspeichern derzeit allerdings noch durch die Doppelbelastung – der Betrachtung des Speichers als Verbraucher – gebremst. Hinsichtlich der aktuellen Gesetzgebung und Regulatorik sieht Thomas Speidel, CEO des Batterieherstellers ADS-TEC, dringenden Anpassungsbedarf: „Flexibilität ist für die Energiewende entscheidend. Die Energiespeicherindustrie ist bereit, ihren systemischen Beitrag zu leisten und Verantwortung zu übernehmen. Doch muss nun endlich auch rechtlich ermöglicht werden, was wir technisch erwiesenermaßen können. Die Schweiz und Deutschland stehen regulatorisch immer noch auf der Bremse.“ In der Schweiz scheinen die Anreize jedoch größer zu sein als in Deutschland.

Netzfrequenz stabil halten

Dass die Eidgenossen den Einsatz von Großspeichern vorantreiben, verdeutlichen mehrere Projekte: So ging zum Beispiel Ende März dieses Jahres ein Großspeicher bei der Rhiienergie AG im Kanton Graubünden in Domat/Ems im Unterwerk Vial in Betrieb. In dem 7,5 Meter langen Batteriecontainer stecken 1,25 Megawatt Leistung und 1,3 Megawattstunden Kapazität. Bereits Anfang 2020 ging in Thurgau eine Indoor-Batterie mit 1,35 Megawatt ans Netz, die von der Arbon Energie AG betrieben wird. „Je nach Frequenz-Abweichung nach unten oder nach oben, wird entsprechend mit dem Batteriespeichersystem die notwendige Leistung ins Netz eingebracht oder aufgenommen. Aufgrund ihrer schnellen Reaktionszeiten sind die Batteriespeicher ideal geeignet, um beide Lastflüsse zu erfüllen“, erläutert Thomas Speidel.

Wirtschaftlich interessant

Beide Speicherkraftwerke unterstützen den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Swissgrid mit Primär- und Sekundärregelenergie, stabilisieren die lokalen Netze und dienen der Vermeidung von Lastspitzen. Diese Systemdienstleistungen werden durch den ÜNB vergütet. Arbon Energie profitiert finanziell durch die Anbindung an den CKW-Regelpool, der aus Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und weiteren dezentralen Speichern besteht, und eine wirtschaftlich attraktive Einbindung in den Energiehandel sicherstellen soll. Der von Centralschweizerische Kraftwerke (CKW) entwickelte Optimierungsalgorithmus soll die Batterie im optimalen Ladezustand halten und nach Bedarf den Handlungsimpuls zum Glätten von Lastspitzen setzen.

Treten vermehrt Lastspitzen im Netz auf, hat dies finanzielle Belastungen für die Betreiber zur Folge, da sich die Netzgebühr nach der größten auftretenden Last richtet. Bei der Rhiienergie wird durch Senken und Glätten von Lastspitzen das Netz entlastet und effizienter genutzt. Dadurch sollen auch Netznutzungskosten eingespart werden. Die Kosteneinsparungen sollen laut Rhiienergie an die Kunden weitergegeben werden.

Lastspitzenreduktion am Bodensee

In Arbon am Bodensee sorgt bei der Arbon Energie AG seit über einem Jahr ein Großspeicher von ADS-TEC mit 1,35 Megawatt Leistung und 1,5 Megawattstunden Gesamtbruttokapazität für einen sicheren Betrieb der Verteil- und Übertragungsnetze. Das System wurde in einer ausgedienten Trafostation untergebracht, was den Bau eines Containers oder einer Betonstation ersparte. Von den ersten Planungen bis zur Inbetriebnahme konnte das Vorhaben in weniger als einem dreiviertel Jahr realisiert werden. Bei diesem Projekt habe sich gezeigt, dass im Bereich von Millisekunden eine Lastspitzenreduktion von bis zu sieben Prozent erreicht werden kann. Nebenbei werden Erfahrungen für die Versorgung von privaten, gewerblichen und industriellen Kunden mit erneuerbarem Strom gesammelt. Arbon Energie denkt nach eigenen Angaben aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten bereits über eine Erweiterung der Batterie nach.

Konzipiert wurden die Schweizer Speicherkraftwerke von der egrid applications & consulting GmbH. Das Kemptener Unternehmen setzte seine übergeordnete Steuerung als Energiemanagementsystem für die Kunden auf die Speicherlösungen von ADS-TEC auf.

Neben den beiden Projekten in der Schweiz haben ADS-TEC und egrid unter anderem den Schwarmspeicher Allgäu realisiert und wollen aufgrund der positiven Erfahrungen auch zukünftig weitere Projekte gemeinsam umsetzen. (ds)

ads-tec Energy GmbH, Eva-Maria Speidel,
72622 Nürtingen, presse@ads-tec.de

Antennentechnik Bad Blankenburg
In der Buttergrube 3-7
99428 Weimar
Telefon: +49 3643 4771 0
Telefax: +49 3643 4771 190
info@desaysv.eu
www.attb.de

We drive connectivity. Antennentechnik Bad Blankenburg entwickelt und fertigt funkbasierte Vernetzungslösungen für unterschiedliche Branchen und Anwendungen. Darunter Antennen für Fahrzeuge, Behörden- und Sicherheitsfunk, Industrie 4.0 und den Energiesektor. Mit eigener Forschung, Entwicklung und Produktion stehen wir seit 1919 für höchste Qualität und Zuverlässigkeit „Made in Germany".

ASP-Agentur NRW KG
Herr Werner Isenberg
Bahnhofstr. 14 · 59423 Unna
Tel. +49 (2303) 25 898 19 · Fax +49 (2303) 25 898 10
post@verbrauchsablesung.com
www.verbrauchsablesung.com

Zählerablesung, Kundenselbstablesung mit Fotodokumentation über die digitale Ablesekarte inklusive Plausibilitätsprüfung, der Mix aus Anschreiben mit QR-Code, Vor- und Nachkampagnen erzielen wir in der Kundenselbstablesung einen Rücklauf mit hoher Qualität. Die Kombination visuelle Ablesung ermöglicht im Ablesevorgang zusätzliche Informationen für den Smart Meter Rollout zu ermitteln, die erfassten Daten werden Just-in-Time samt Belegfotos übermittelt. Ein Workforce-Management-Tool unterstützt den gesamten Prozess.

Citel Electronics GmbH
Feldstraße 4
44867 Bochum
Tel. +49 2327 6057 0
info@citel.de
www.citel.de

Citel Electronics GmbH – innovativer Überspannungsschutz
Seit 1937 schützt Citel weltweit Anlagen vor transienten Überspannungen. Als Spezialist für den Blitz- und Überspannungsschutz entwickelt und fertigt das inhabergeführte Unternehmen Produkte für Anwendungen im Schaltschrankbau, der Gebäudetechnik, aber auch zum Schutz der Investitionen im LED Bereich oder der Photovoltaik. Märkte der IoT, E-Mobilität oder ESS profitieren vom Pioniergeist. Kundenspezifische Lösungen runden das Portfolio ab.

co.met GmbH
Peter Hennrich
Hohenzollernstraße 75 · 66117 Saarbrücken
Tel. +49 681-587 2292 · Fax +49 681-587 2371
kontakt@co-met.info
www.co-met.info

Die co.met GmbH ist zu 100% kommunal und zählt mit über 500 Kunden aus dem Stadtwerke- und Versorgerumfeld zu Deutschlands führenden Energiemarkt- und Metering-Dienstleistern. Unsere praxisnahen Prozessdienstleistungen für alle Belange des klassischen Messwesens und des iMS-Rollouts wurden durch die Digitalisierung der Energiewende um interaktive System- und Datenservices für das Internet-of-Things ergänzt. Ein maßgeschneidertes Beratungs- und Workshop-Programm schafft Mehrwerte und komplettiert unser umfassendes Lösungsportfolio.

EFR GmbH
Nymphenburger Straße 20 b
80335 München
T +49 89 9041020-0 · F +49 89 9041020-32
info@efr.de
www.efr.de

(R)echtzeitig schalten – unter diesem Motto bietet EFR Lösungen für Netzbetreiber zur Netzoptimierung und zur Umsetzung zukunftssicherer Smart-Grid- und Smart-Metering-Konzepte. EFR entwickelt Smart Meter Gateways (BSI-DSZ-CC-1000) und ist Anbieter von FNN-Basiszählern, mMe, iMsys sowie einer Ladestation für Elektrofahrzeuge und Software für das CLS-Management. Im Portfolio sind ebenso langwellen- und mobilfunkbasierte Dienste sowie Geräte und Software zur Tarif-, Last- und Beleuchtungssteuerung oder für das Netzmanagement.

egrid applications & consulting GmbH
Illerstrasse 18
87435 Kempten (Allgäu)
Tel. +49 831 960754-0
info@egrid.de
www.egrid.de

Als Spezialisten für die Auslegung intelligenter Energiesysteme sind wir der Partner für Ihren Schritt in die Energiezukunft. Nutzen Sie unser Expertenwissen zu Großbatterien für die Stromnetzoptimierung über die spartenübergreifende Planung von Quartieren bis hin zur energieeffizienten Versorgungs- und Mobilitätsstrategie für Unternehmen.

GISA GmbH
Leipziger Chaussee 191a · 06112 Halle (Saale)
Tel. +49 345 585 0
Fax +49 345 585 2177
kontakt@gisa.de
www.gisa.de

Als IT-Komplettdienstleister und Branchen-Experte für Energie, den Public Sektor und Industrieunternehmen bietet GISA innovative IT-Lösungen für alle branchenspezifischen Prozesse. Mit exzellenten IT-Know-how unterstützt das Unternehmen von der Entwicklung und Implementierung der Lösungen, über die Anwenderbetreuung bis hin zum Outsourcing kompletter Geschäftsprozesse und IT-Infrastrukturen.

Gossen Metrawatt GmbH
Südwestpark 15 · 90449 Nürnberg
Tel. +49 911/8602-111
Fax +49 911/8602-777
vertrieb@gossenmetrawatt.com
www.gossenmetrawatt.com

DIE GMC-INSTRUMENTS Gruppe steht mit ihren Marken CAMILLE BAUER und GOSSEN METRAWATT seit über 114 Jahren für Präzision, Genauigkeit und Zuverlässigkeit im Bereich der Energiemesstechnik. Mit hochwertigen Komponenten und Lösungen sowie kompetenter Dienstleistung liefern wir maßgeschneiderte Systeme für die Energiedatenerfassung, die situative und kontinuierliche Überwachung der Netzqualität (EN50160) sowie der Differenzstrommessung (RCM) – für die Sicherung Ihrer elektrischen Energieversorgung!

HORIZONTE-Group Aktiengesellschaft
Habsburgerstrasse 22
CH-6003 Luzern
Tel. +41 41 511 37 10
Fax +41 41 511 37 11
www.horizonte.group

Dezentralisierung + Digitalisierung + Regulierung = Change
Die neue HORIZONTE-Group bringt ihre Kunden voran. Was zeichnet uns aus? Einsatzbereitschaft? Spaß an der Veränderung? Unbedingter Einsatz für Ihren Erfolg? Natürlich! Aber nicht nur. Wir sind die Spezialisten für den Energiesektor und dessen anstehender Transformation. Resulting macht den Unterschied!

IK Elektronik GmbH
Herr Marko Herold
Friedrichsgrüner Straße 11-13
08262 Muldenhammer
Tel. +49 37465 4092-0 · Fax +49 37465 4092-100
info@ik-elektronik.com
www.ik-elektronik.com · www.strompager.com

IK Elektronik entwickelt und liefert Hardware für das Last- und Einspeisemanagement in den Stromverteilnetzen. Mit dem StromPager-System bietet IK Elektronik eine funkbasierte, deutschlandweit verfügbare SmartGrid-Technologie, mit der Stromverbraucher und Stromerzeuger sicher und zuverlässig gesteuert werden können. Zur Produktpalette zählen weiterhin CLS Geräte, welche die Nutzung des intelligenten Messsystems für Steuerungsaufgaben und Mehrwertdienste ermöglichen.

ITC AG
Ostra-Allee 9
01067 Dresden
T +49 351 32017 600
info@itc-ag.com
www.itc-ag.com
www.online-enms.de

Spezialisierter Software-Entwickler für Energiemanagement-Plattformen und Portal-Lösungen: • cloudbasierte Energiemanagement-Software • professionelle Portale für Customer-Care • Apps für Vertrieb, E-Mobility, Smart-Energy • Netzportal für digitale Hausanschlussprozesse • Visualisierung von Daten aus Smart Meter und iMSYs • Einfache Integration beliebiger Backendsysteme
Mit mehr als 450 Kunden in Europa im Bereich der Energiedienstleister und Versorgungswirtschaft führender Anbieter von Internet-Portalen.

IVU Informationssysteme GmbH
Rathausallee 33, 22846 Norderstedt
Tel.: +49 40 52506 400
Fax: +49 40 52506 444
info@ivugmbh.de
www.ivugmbh.de

Die IVU ist mit über 20 Jahren Erfahrung ein etablierter und prozessorientierter IT-Consulter in der Versorgungswirtschaft. Unser Expertenteam steht Ihnen mit fundierter Branchenkompetenz nicht nur beratend zur Seite, sondern begleitet Sie auf den Weg in eine zunehmend digitalisierte Versorgung auch mit der Betreuung, Entwicklung und Implementierung von innovativen Lösungen. Dabei profitieren unsere Kunden vor allem auch von der langjährigen Zusammenarbeit mit der VU-ARGE.

Janitza electronics GmbH
Vor dem Polstück 6
35633 Lahnau
Tel. +49 6441 9642 0
info@janitza.de
www.janitza.de

Janitza electronics GmbH – Energiemesstechnik vom Spezialisten
Janitza electronics GmbH ist ein deutsches Unternehmen, das seit über 30 Jahren in über 60 Ländern als Hersteller von Energiemesstechnik, Blindleistungsreglern, Oberschwingungsfiltern und Kompensationsanlagen aktiv ist. Die UMG-Messgeräte, GridVis®-Software und Komponenten vereinen 3 Lösungen – Energiedatenmanagement, Spannungsqualitäts-Monitoring und Differenzstrommessung (RCM) – in einer gemeinsamen Systemumgebung.

Landis+Gyr GmbH
Humboldtstraße 64 · D-90459 Nürnberg
Tel. +49 911 723-7036
Fax +49 911 723-7301
info-nbg.de@landisgyr.com
www.landisgyr.eu

Landis+Gyr ist der global führende Anbieter integrierter Energiemanagement-Lösungen für die aktuellen und zukünftigen Marktanforderungen in den Bereichen Energie, Gas und Wärme/Kälte. Vom modernen Haushalts- und Hochpräzisions-Zähler in Gewerbe und Industrie, über Kommunikations- und Software-Lösungen bis hin zum Full-Service-Angebot für Energieversorger und Verteilnetzbetreiber – gemeinsam mit unseren Kunden gestalten wir die Zukunft der Energiemärkte!

MC Technologies GmbH
Kabelkamp 2
D-30179 Hannover
Tel.: +49 511 67 69 99 - 0
Fax: +49 511 67 69 99 - 150
info@mc-technologies.net
www.mc-technologies.net

MC Technologies ist Entwickler und Hersteller für M2M-Hardware und -Komplettlösungen made in Germany. Mit unseren 4G LTE Gateways, Terminals und Router lassen sich Assets über digitale, analoge, serielle und Sensor-Schnittstellen aus der Ferne diagnostizieren, vorausschauend warten oder steuern. Verschiedene Geräte sind auch als 450MHz Varianten erhältlich.
Für die Installation von Smart Meter Zähler bieten wir FNN-konforme Anschlusskabel sowie passende Mobilfunk-Antennen und Kabeldurchführungen.

MeterPan GmbH
Rathausallee 33 · 22846 Norderstedt
Tel. +49 40 52506 111
Fax +49 40 52506 444
info@meterpan.de
www.meterpan.de

MeterPan ist spezialisierter-Full-Service-Anbieter für alle Themen rund um das digitale Messwesen. Der Metering-as-a-Service (MaaS) der MeterPan vereint sämtliche Anforderungen und Möglichkeiten des modernen Messwesens – von intelligenten Messsystemen bis hin zum vollumfänglichen Submetering stellen wir Ihnen die Daten nach Ihrem individuellen Bedarf zur Verfügung. Erreichen Sie neue MaaSstäbe mit uns und profitieren von maximaler Flexibilität, sowohl kaufmännisch als auch prozessual.

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM)
Industriestraße 10 · 06184 Kabelsketal
Tel. +49 345 216-0 · Fax +49 345 216-2311
info@mitnetz-strom.de
www.mitnetz-strom.de

MITNETZ STROM ist der größte Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland. Wir verstehen uns als Komplett-Dienstleister für den Smart Meter Rollout. Als zertifizierter Smart Meter Gateway Administrator übernehmen wir auf Wunsch die gesamte Einführung intelligenter Messsysteme. Ob Auswahl und Beschaffung, Einrichtung und Überwachung, Betrieb und Entstörung, Abrechnung und Bilanzierung, Vertrags- oder Datenmanagement: Unser Angebot deckt alle Bereiche ab. Die Dienstleistungen sind auch einzeln abrufbar. So können Messstellenbetreiber den Leistungsumfang genau auf ihre Anforderungen anpassen.

Ormazabal GmbH
Am Neuerhof 31 · 47804 Krefeld
Tel. +49 2151 4541 0
Fax +49 2151 4541 499
vertrieb@ormazabal.de
www.ormazabal.com/de

Ormazabal ist einer der führenden Hersteller von Schaltanlagen, kompletten Transformatorstationen und Verteiltransformatoren für die Mittelspannung. Mehr als 2000 Mitarbeiter an über 100 Standorten weltweit arbeiten für das familiengeführte Unternehmen, das zur Velatia Gruppe mit Sitz in Spanien gehört. Am deutschen Hauptsitz von Ormazabal sorgen über 250 Mitarbeiter mit innovativen Produkten und Dienstleistungen für eine sichere Energieverteilung und innovative Lösungen u.a. für Energieversorger.

OXYGEN TECHNOLOGIES GmbH
Neuer Messplatz 3
79108 Freiburg
Tel. +49 761 593902-0
contact@oxygen-technologies.de
www.oxygen-technologies.de

OXYGEN TECHNOLOGIES bietet Stadtwerken und EVU IT-Lösungen für Strom-Produkte von heute und morgen. Unsere modular aufgebaute Energie-Plattform ELEMENTS bietet ein flexibles Handels- und Steuerungssystem für Energieanlagen. Als Automatisierungs- und Digitalisierungsexperte begleiten wir Energieversorger Schritt für Schritt hin zu einem P2P-Energieversorgungssystem. Als ersten Meilenstein im Veränderungsprozess der Energiewirtschaft bieten wir White-Label Lösungen für die Eigenstromoptimierung (inkl. Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen) und Community-Strom an.

Panorama Antennas
Herr Christian Cielinski
Massener Bahnhofstr. 10 · 59427 Unna
Tel. +49 2303 902 88 00 · Fax +49 2303 902 88 27
ccielinski@panorama-antennas.com
www.panorama-antennas.com

Smart Meter Gateway Antennen entwickelt für minimal invasive Installation in und am Zählerschrank. LTE oder CDMA 450 oder viele andere Frequenzen. Aus der Praxis für die einfache Anwendung. Von einem der letzten unabhängigen Antennen Hersteller in Europa. Am Markt erfolgreich seit über 70 Jahren. Antennen zu Großserien Preisen geliefert ab Menge 1. Egal ob Antennen, Kabel oder Stecker von uns bekommen sie alles was Sie für den gelungenen Hochfrequenzanschluss Ihres SMGW benötigen.

PQ Plus GmbH
Herr Daniel Fierus-Beyer
Hagenauer Straße 6 · 91094 Langensendelbach
Tel. +49 9133-60640-0 · Fax +49 9133-60640-100
info@pq-plus.de
www.pq-plus.de

Die Firma PQ Plus bildet mit der hochmodernen Gerätepalette der Baureihe UMD vom einfachen Universalmessgerät bis hin zum Netzqualitätsanalysator nach EN 61000-4-30 in Klasse S und Klasse A, die wohl kompletteste Baureihe am Markt ab. Das Spektrum von Fronttafeleinbau- und Hutschienenmessgeräten bietet Betriebsstrommessungen inklusive der Netzqualität vollwertig nach DIN EN 5016, Differenzstrommessungen und die Messung in Gleichspannungsnetzen.

rku.it GmbH
Westring 301 · 44629 Herne
Telefon: +49 2323 3688-0
Telefax: +49 2323 3688-680
kontakt@rku-it.de
www.rku-it.de

Im Herzen der Metropole Ruhr zu Hause, in der kommunalen Versorgungs- und Verkehrswirtschaft daheim. Als führender Service-Provider und Beratungspartner von IT-Lösungen liefern wir unseren Kunden die Basis für die Daseinsvorsorge der Menschen ihrer Regionen, um ihnen so einen sorgenfreien Alltag zu ermöglichen. Dafür verbinden wir langjähriges Branchen-Know-how mit zukunftsfähigen Ideen und der Umsetzung durch Experten. Sicher, innovativ und flexibel. Seit 1961.

SAE IT-systems GmbH & Co. KG
Im Gewerbegebiet Pesch 14 · 50767 Köln
Tel. +49 221 59808-0
Fax +49 221 59808-60
info@sae-it.de
www.sae-it.com

Fast 50 Jahre Kompetenz in Fernwirk- und Stationsleittechnik für die Einsatzbereiche Strom, Gas, Wärme, Wasser, Industrie und Infrastruktur, ausgezeichnete Innovationsfähigkeit und ein umfangreiches Dienstleistungsangebot – das zeichnet SAE aus! Unser Erfolg basiert auf dem Know-how unser 100 Mitarbeiter, die praxisorientierte Feldgeräte und Softwaretools mit einem hohen Maß an IT-Sicherheit entwickeln, produzieren und bei Bedarf zu installationsfertigen Komplettlösungen zusammenstellen. Von der Planung bis zur Inbetriebnahme: **Wir denken in Lösungen.**

Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH
Papenreye 65 · 22453 Hamburg
Tel. +49 40 55304-0
Fax +49 40 55304-180
vertrieb@neuhaus.de
www.sagemcom.com/neuhaus

Sagemcom Dr. Neuhaus steht für Innovation und Qualität in den Bereichen Smart Metering, Smart Grid und M2M-Kommunikation. Als Pionier der GPRS-Technologie entwickelt und produziert das Unternehmen seit mehr als 35 Jahren „Made in Germany" Modems, Gateways und Router für die sichere und zuverlässige Datenkommunikation. Das intelligente Messsystem, bestehend aus smartem Zähler, Smart Meter Gateway und Steuerbox, ermöglicht die hochsichere und gesetzeskonforme Energiewende von morgen. Wir bieten sowohl einzelne Produkte als auch komplette Smart Metering Lösungen an. **Sagemcom – von A wie Admin Software bis Z wie Zähler**

Sagemcom Fröschl GmbH
Hauserbachstraße 7-10 · 93194 Walderbach
Tel. +49 94649400-134
Fax +49 94649400-857
vertrieb@froeschl.de
www.sagemcom.com/froeschl

Sagemcom Fröschl revolutioniert seit 1994 als Softwareunternehmen im Bereich Messdatenerfassung und Management den Energiemarkt weltweit. Unsere bewährten Lösungen helfen Energieversorgern sowie der Großindustrie Zählerdaten sicher auszulesen und im Feld verbaute Zähler, Gateways und Steuerboxen effizient zu verwalten. Täglich erfasst unsere gesetzeskonforme und hochskalierbare Software mehr als 5 Mio. Zählpunkte. Durch unser Smart Metering Know-how sind wir das Software-Kompetenzzentrum im global agierenden Sagemcom-Konzern. **Sagemcom – von A wie Admin Software bis Z wie Zähler**

smartOPTIMO GmbH & Co. KG
Luisenstraße 20 · 49074 Osnabrück
Tel. +49 541 600 680-0
Fax. +49 541 600 680-12
info@smartoptimo.de
www.smartoptimo.de

smartOPTIMO ist Ihr kommunaler Partner für ganzheitliche Lösungen rund um Smart Metering und verfügt über langjährige, praxisbasierte Erfahrungen im Messwesen. Wir unterstützen Sie auf verschiedenen Ebenen mit unseren Leistungen entlang der System- und Prozesskette vom Messsystem, über TK-Lösungen, GWA- und Messsystem-Management-System bis hin zur Anbindung an Backend-Systeme und Kundenkommunikation. Mit unseren technischen und vertrieblichen Kooperationsprojekten begleiten wir ganzheitlich Ihren Rollout intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen.

SoftProject GmbH
Herr Uwe Jeschke
Am Erlengraben 3 · 76275 Ettlingen
Tel. +49 172 6356107
uwe.jeschke@softproject.de
www.softproject.de

Seit dem Jahr 2000 bietet die SoftProject GmbH Unternehmen Produkte und Services rund um die Digitalisierung und Automatisierung von Geschäftsprozessen. Zahlreiche Energieversorgungsunternehmen beschleunigen ihre Digitalisierungsprojekte mit der Low-Code-Plattform X4 Suite und vorkonfektionierten Branchenlösungen und -adaptern „out of the box“. Dazu zählen der automatisierte Netzanschlussprozess, Kunden- und Nachunternehmerportale, Stammdatenaustausch, Smart Metering oder die Umsetzung von Redispatch 2.0. Das Unternehmen zählt mehr als 300 Kunden weltweit und beschäftigt über 100 Mitarbeiter.

TankE GmbH
Methweg 6-8
50823 Köln
Tel. +49 (0)221 47 447 44 7
info@tanke-gmbh.de
www.tanke.io

TankE GmbH – Ein Partner. Alle Leistungen. Bundesweit.
Ladeinfrastrukturlösungen für Stadtwerke & Kommunen, Industrie-/Gewerbe, Wohnungswirtschaft und Flottenbetreiber
• Planung, Bau, Betrieb, Instandhaltung, Abrechnung, IT-Backend, 365/24/7 Service
• Best-Practice & White-Label-Lösungen • Professionelles Rollout-Management
• Über 200 Servicestandorte deutschlandweit • Über 100 Jahre Erfahrungen im Bereich Energie und Energieinfrastruktur • Eichrechtskonforme Lösungen • TankE-Ladenetzwerk

telent GmbH
Gerberstraße 34 · 71522 Backnang
Tel. +49 7191 900-0
Fax +49 7191 900-2202
info.germany@telent.de
Internet: www.telent.de

Systemlösungen und Services aus einer Hand
Die telent GmbH bietet maßgeschneiderte Technologielösungen und Services im Bereich Kritischer Infrastrukturen (KRITIS), Digitalisierung und Industrie 4.0. Bei der Vernetzung und Automatisierung digitaler Geschäftsprozesse setzt telent vor allem auf umfassende Kompetenz in den Bereichen Cybersecurity, moderne IP- und Betriebsnetze, PMR, IoT, Wireless-Access (pLTE/5G) sowie auf Technologie- und Infrastruktur-Services, u. a. für die Elektromobilität.

Theben AG
Marco Sauer
Hohenbergstraße 32 · 72401 Haigerloch
Tel. +49 175 40 79 382 · Fax +49 7474 692-199
marco.sauer@theben.de
www.smart-metering-theben.de

Theben – neue Energie für Stadtwerke und Energieversorger
Theben Smart Energy ist eine Business Unit der Theben AG, die sich erfolgreich mit der Entwicklung von Smart Meter Gateways beschäftigen. Entwickelt und produziert wird das SMGW CONEXA in einer nach Common Criteria und EAL 4+ zertifizierten Entwicklungs- und Produktionsumgebung in Haigerloch. Neben den Vorgaben von BSI, PTB und FNN stehen die Themen Interoperabilität und Mehrwerte im Fokus. Theben Smart Energy bildet damit einen wichtigen Baustein zur erfolgreichen Realisierung der Energiewende.

topoGRIDS GmbH
Reichspräsidentenstr. 21-25
45470 Mülheim an der Ruhr
Tel. +49 208 698880-11
topo@topogrids.de
www.topogrids.de

Die topoGRIDS GmbH ist Spezialist für Datenintegration und Datenqualität. Durch Integration der Daten aus verschiedensten Bereichen Ihres Unternehmens erhalten Sie topologisch zusammenhängende und qualitätsgesicherte E2E Daten. Wir vernetzen Ihre aufwändig gewonnenen Informationen, damit die Daten den größtmöglichen Nutzen entfalten. Qualitätsgesichert, Spannungsübergreifend und Systemunabhängig. Wir machen Ihre Daten zukunftsfähig.

Trimble Solutions Germany GmbH
Dipl. Ing. Martin Klein
Am Prime-Parc 11
65479 Raunheim
Tel: +49 6142 2100 430
Mail: martin.klein@trimble.com
web: utilities.trimble.de

Trimble bietet Lösungen für das Asset- und Netz-Lebenszyklusmanagement für Flächenversorger und Stadtwerke. Die Lösungen kombinieren Asset-Management-Tools mit GIS-Software und Anwendungen für Netzplanung, Bau, Betrieb und Instandhaltung. Der Einsatz mobiler Lösungen unterstützt die Daten-Kommunikation von Büro und Außendienst und visualisiert Netzdaten mit Augmented Reality. Der „digitale Zwilling“ des Netzes ist der Schlüssel zur Verbesserung der Investitions- und Betriebseffizienz, der Versorgungszuverlässigkeit, der Systemstabilität, der Sicherheit und des Kundendienstes.

VIVAVIS AG
Nobelstraße 18
76275 Ettlingen
Tel. +49 7243 218 0
Fax +49 7243 218 100
info@vivavis.com
www.vivavis.com

Die VIVAVIS AG bietet ein übergreifendes und innovatives Lösungsportfolio, das ausgerichtet ist auf alle Aspekte der Digitalisierung in Energieversorgung, Industrie, kommunaler Wirtschaft sowie Sicherheitsorganisationen. Mit der VIVAVIS AG bündeln wir unsere Kompetenzen und unser Portfolio für Lösungen rund um die Themen Netze, Metering, Wasser, Quartiere, Industrie und kommunale Verwaltung. Mit mehr als 800 qualifizierten Mitarbeitern wurde im Jahr 2019 ein Umsatz von ca. 115 Mio. Euro erzielt.

VOLTARIS GmbH
Voltastraße 3 · 67133 Maxdorf
Tel. +49 6237 935-414
Fax +49 6237 935-419
info@voltaris.de
www.voltaris.de

VOLTARIS ist der Experte für alle Leistungen im klassischen und intelligenten Metering. Wir bieten Energielieferanten, Netzbetreibern und Industrie modulare Lösungen entlang der gesamtem Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetriebs: Gerätemanagement, Gateway-Administration, Mess- und Energiedatenmanagement für alle Marktrollen sowie Mehrwertdienste mit dem intelligenten Messsystem wie Submetering, Visualisierung und Steuerung.

ZENNER International GmbH & Co. KG
Römerstadt 6 · 66121 Saarbrücken
Tel. +49 681 99 676-30
Fax. +49 681 99676-3100
info@zenner.com
www.zenner.de

ZENNER gehört zu den weltweit führenden Anbietern innovativer Messtechnik und Systemlösungen. ZENNER verbindet Wasser-, Wärme- und Gaszähler, Heizkostenverteiler, Rauchmelder und Sensoren mit smarter Systemtechnik für M-Bus, Funk und das Internet der Dinge. So bietet ZENNER intelligente Komplettlösungen für Energieversorger, Stadtwerke und andere Branchen aus einer Hand. ZENNER ist weltweit an mehr als 25 Standorten vertreten und produziert und verkauft jährlich mehr als 8 Millionen Messgeräte und Sensoren.

Unternehmensindex

ads-tec Energy GmbH 45-46
Arbon Energie AG 46
Bayernwerk AG 39
BayWa r.e. AG 31
BDEW e.V. 5, 6, 8, 13, 42
Bentley Systems Inc. 3
BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. ...10-11
Bitkom e.V. 10, 12
BMVI 14-15
BMWi. 10
BSI 10, 12, 16, 21, 24, 26, 31
Bundesnetzagentur 26
Bundesverband Solarwirtschaft e. V. ..6
CDM Constructors Inc. 3
Centralschweizerische Kraftwerke AG. . 46
co.met GmbH 20
Deutsche Industrie- und Handelskammertag e. V. 6
e*Message W. I. S. Deutschland GmbH . 32
E.ON Energie Deutschland GmbH 8
ecosmart Energy GmbH 2, 38-39
egrid applications & consulting GmbH. . 46
EMH Energie-Messtechnik GmbH . . 28-29
EMH metering GmbH & Co. KG. 2, 24
EnBW Energie Baden-Württemberg AG . . 5
EnergieMarkt Beratungsgesellschaft mbH 14-15
e-netz Südhessen AG 31
ENGIE Deutschland GmbH 20
enwag energie- und wassergesellschaft mbh 40
Ernst & Young Ltd. 13
EU-Kommission. 14, 44
EuPD Research Sustainable Management GmbH 40
EWR AG. 31
FLIR Systems Inc. 4
Frankfurt UAS. 24
Fraunhofer-Institut für Integrierte Schaltungen IIS 18
Futurice GmbH. 11
Gasversorgung Pforzheim Land GmbH. 20
GdW e.V. 42
GISA GmbH 21
Handelsverband Deutschland e.V. 6
HMS Industrial Networks GmbH. . 34-35
HMS Technology Center Ravensburg GmbH 34
Houston Waterworks Team 3
IK Elektronik GmbH 33
ITC AG 11
Jacobs Engineering Group Inc. 3
Lechwerke AG. 32
LEW Verteilnetz GmbH 32-33
MeterPan GmbH 22-23
Microsoft 31
mioty alliance e. V. 18
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH 30
Netze BW GmbH 42
Oberverwaltungsgericht NRW ... 10, 26
PFISTERER Holding AG. 36
Phoenix Contact GmbH & Co. KG 43
Physikalisch-Technische Bundesanstalt 24
PQ Plus GmbH 39
prolytics market research GmbH 5
Rhebo GmbH 30-31
Rhiienergie AG 45-46
Robotron Datenbank-Software GmbH . 21
Rohde & Schwarz Cybersecurity GmbH 16-17
Schiele-Vollmar GmbH 38
Schleswig-Holstein Netz AG. 2, 36
sig Media GmbH & Co. KG 44
smartOPTIMO GmbH & Co. KG. 25
SMIGHT EnBW Energie Baden-Württemberg AG 5
SolarWinds Inc. 31
Städtische Werke Überlandwerke Coburg GmbH. 43
Stadtwerke Düsseldorf AG 9
Stadtwerke Fellbach GmbH. 5
Stadtwerke Garbsen GmbH 2, 18
Stadtwerke Husum Netz GmbH . . 2, 26-27
Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG. 20
Statista GmbH 8
Stromnetz Berlin GmbH 32-33
Stromnetz Hamburg GmbH 30
SÜC Energie und H2O GmbH 43
Swissgrid AG. 45-46
Technische Werke Ludwigshafen am Rhein AG 16
Technische Werke Schussental GmbH & Co. KG. 6
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG. 30
Thüga Energienetze GmbH 20
Thüga SmartService GmbH 20
Ukrenergo 31
Umwelt-Campus Birkenfeld. 45
University of Plymouth 24
VATM e.V. 14
Verband der Automobilindustrie e.V. .. 42
Verband kommunaler Unternehmen e. V. 6, 12
VIVAVIS AG 10
Vodafone GmbH 9
WI Energy GmbH 2, 44-45
WT | Wearable Technologies AG 39
ZSW 8

Anzeigenindex

aumann & metzen GmbH 3
Axians IT Solutions GmbH 11
cortility gmbh 21
EMH Energie-Messtechnik GmbH. 33
Ford-Werke GmbH 37
GISA GmbH 4
HMS Industrial Networks GmbH. 29
IVU Informationssysteme GmbH 27
Phoenix Contact GmbH & Co. KG 7
prego services GmbH. 17
PSI Software AG. 52
rku.it GmbH 5
SAE IT-systems GmbH & Co. KG. 9
Theben AG. 23
TQ-Systems GmbH 41
TransnetBW GmbH (Advertorial) 13
VOLTARIS GmbH 25
ZENNER International GmbH & Co. KG . . 19

PROBE-ABO

Ja, ich möchte zwei aktuelle Ausgaben von 50,2 kostenlos zugesandt bekommen. Entspricht das Magazin nicht meinen Erwartungen, werde ich spätestens 10 Tage nach Erhalt der zweiten Ausgabe eine schriftliche Mitteilung an die sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln, senden. Die Lieferung wird dann eingestellt. Wenn Sie bis zu diesem Termin keine Nachricht von mir haben, möchte ich 50,2 im Jahresabonnement (8 Ausgaben) zum Preis von EUR 88,00 (inkl. Versandkosten und MwSt.) beziehen.

sig Media GmbH & Co. KG
Bonner Straße 205
50968 Köln/Germany

Tel. +49 221 92182550
Fax +49 221 92182516
info@sig-media.de

Name / Vorname

Firma / Institut

Abteilung / Funktion

Straße / Nr.

PLZ / Ort

Datum 1. Unterschrift

Vertrauensgarantie: Ich bestätige ausdrücklich, vom Recht des schriftlichen Widerrufes dieser Vereinbarung innerhalb von 10 Tagen Kenntnis genommen zu haben.

Datum 2. Unterschrift

Impressum

AUSGABE 03.2021 – 03. Mai 2021
Einzelpreis 12€ ISSN 2199-4102
REDAKTION Petra Quenel (V.i.S.d.P.), Tel. +49 221 921825-70, quenel@50komma2.de
Jonas Reihl, Tel. +49 221 921825-72, reihl@50komma2.de
Daniel Schäfer, Tel. +49 221 921825-54, schaefer@sig-media.de
OBJEKTLEITUNG Stefan Grebe, Tel. +49 221 921825-52, grebe@50komma2.de
VERTRIEB Jennifer Strotkamp, Tel. +49 221 921825-71, strotkamp@sig-media.de
Harald Gehlen, Tel. +49 221 921825-20, gehlen@sig-media.de
GRAFIK Katharina Küssner, Tel. +49 221 921825-30, kuessner@sig-media.de
José Benedikt Krohn, Tel. +49 221 921825-31, krohn@sig-media.de
INTERNET Hardy Möller, Tel. +49 221 921825-34, moeller@50komma2.de
VERLAG sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln
Tel. +49 221 921825-50, Fax +49 221 921825-16, www.sig-media.de
DRUCK D+L PRINTPARTNER GmbH, Schlavenhorst 10, 46395 Bocholt
Tel. +49 2871 2466-0, info@dul-print.de, www.dul-print.de

© Copyright sig Media GmbH & Co. KG, Köln. Das Magazin und alle in ihm enthaltenen Beiträge sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlages unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Bearbeitung in elektronischen Systemen. Mit der Annahme des Manuskriptes und seiner Veröffentlichung in dieser Zeitschrift geht das volle Verlagsrecht sämtlicher abgedruckter Beiträge inklusive darin enthaltener Fotos und Abbildungen für alle Sprachen und Länder einschließlich des Rechts der Vervielfältigung und Wiedergabe auf fotomechanischem oder ähnlichem Wege, im Magnetverfahren, Vortrag, Funkund Fernsehsendung sowie Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen an sig Media GmbH & Co. KG über. Dies gilt auch für die auszugsweise Wiedergabe sowie den Nachdruck von Abbildungen und Fotos. Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in 50,2 berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen. Eine Haftung für die Richtigkeit der Veröffentlichungen kann trotz sorgfältiger Prüfung durch die Redaktion vom Verlag und Herausgeber nicht übernommen werden.

Intelligente Steuerung für komplexe Netze

PSI-Softwarelösungen sorgen mit KI-Methoden für optimierte und sichere Netzführung.



www.psi.de

Software für Versorger und Industrie

PSI