

04.2021

Effizienter warten

Wie sich Abläufe verbessern und Risiken auffangen lassen

Smart Metering

Impulse für den Vertrieb 30

Netztechnik und -prozesse

Power statt Quote:
Weibliche Führungskräfte
bei der ED Netze 34

Erzeugung und Speicher

Kräfte digital bündeln: Neue Platt-
form für dezentrale Erzeuger 44

Im Heft



Sonderthema

WARTUNG UND SERVICE

ab Seite 10



AKTUELL 03

ZAHLEN & FAKTEN 09

WARTUNG UND SERVICE**SONDERTHEMA WARTUNG UND SERVICE**

Effizienter warten 10

Fernwartung mit digitalen Beratern..... 12

Transparenz für LoRaWAN-Netze 14

Fernwartungsrouten für höhere IIoT-Cybersicherheit . 17

Gute Drohnen, schlechte Drohnen 18

Einsatzplanung durchgängig digitalisiert 20

BRANCHENGUIDE ELEKTROMOBILITÄT**IT UND DIGITALISIERUNG**

Effizienter durch Künstliche Intelligenz..... 22

Marktkommunikation neu gedacht 24

Roboter als Prozesshelfer 26

Kunden besser beurteilen..... 28

SMART METERING

Impulse für den Vertrieb 30

NETZTECHNIK UND -PROZESSE

Transparenz übers Kabel..... 32

Power statt Quote..... 34

Endspurt zum Redispatch 2.0..... 36

ELEKTROMOBILITÄT

Neue Wege zur Ladeinfrastruktur..... 38

Netzdienliches Laden über CLS-Kanal,
weitere Kurzberichte 40**ERZEUGUNG UND SPEICHER**

Energie von ganz oben..... 42

Kräfte digital bündeln 44

Mond steuert Stromerzeugung 46

ANBIETERVERZEICHNIS 47**UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM 51**

WARTUNG UND SERVICE

**10**

Wartung und Service stehen vor neuen Herausforderungen. Doch es gibt vielfältige Ansätze, um Abläufe zu modernisieren und Techniker fit für die neuen Netze zu machen. Mehr dazu in unserem Schwerpunkt.

Bild: Michael Traitov / Shutterstock.com

**22 | IT UND DIGITALISIERUNG**

Datenanalysen und Prognosen, gestützt durch den Einsatz von Künstlicher Intelligenz (KI), können den Betrieb und die Wartung von Versorgungsanlagen deutlich optimieren.

Bild: iStock.com / monsitj; iStock.com / branex

**32 | NETZTECHNIK UND -PROZESSE**

Die Mainzer Netze GmbH verbindet mit Breitband-Powerline die Überwachung der Netze und die Datenkommunikation aus den intelligenten Messsystemen.

Foto: Sergey Ryzhov / Shutterstock.com

**42 | ERZEUGUNG UND SPEICHER**

Flugwindkraftanlagen könnten eine Ergänzung zu Onshore- und Offshore-Windenergie bieten. Weiterentwicklungen versprechen Leistungen im Megawattbereich.

Foto: Ampyx Power B.V. Den Haag

ÜBERARBEITET

Neuer Haushaltszähler von EMH metering

Die EMH metering GmbH & Co. KG hat einen neuen Haushaltszähler für den Smart Meter-Rollout entwickelt: Der eHZM (elektronischer Haushaltszähler als moderne Messeinrichtung) ist für Messplätze mit Stecktechnik konzipiert. Diese bieten Messstellenbetreibern laut EMH metering einen schnellen und unterbrechungsfreien Zählerwechsel.

Der Haushaltszähler könne infolge der angepassten Produktions- und Bestellprozesse kurzfristig ausgeliefert werden, wodurch Energieversorger ihre Lagerhaltungen reduzieren könnten. Dies ist zudem relevant, um ein gesetzliches Einbauziel erreichen zu können oder wenn ungeplante Bedarfe entstehen. Der eHZM erfülle dem Hersteller zufolge alle gesetzlichen Vorgaben für den Rollout der modernen Messeinrichtung.

Hardware komplett überarbeitet

Nach Angaben von EMH metering wurde auch die Hardware des Zählers vollständig überarbeitet. Beispielsweise werden Bauelemente nicht mehr aufwändig manuell eingeklickt. Die Hardware wird in einem Arbeitsprozess gefertigt und die Leiterplatten automatisiert verlötet. Der neue Zähler sei dadurch stabiler und langlebiger, zudem ließen sich so Fehlerquellen vermeiden.

Beim eHZM bestehen 80 Prozent des Gehäuses aus recyceltem Material, wie EMH metering mitteilt. Durch das genormte Stecksystem sei der eHZM zudem einfach montier- und wechselbar. Haushaltszähler, die mit einem Stecksystem montiert werden, machen derzeit dem Hersteller zufolge erst einen kleineren Teil der Einbautfälle im Rollout aus, wobei sich dies zukünftig wohl ändern werde. Grund: In Neubauten ist vor allem die Stecktechnik für die Montage von Stromzählern vorgesehen, sodass der Bedarf steigen werde. (ds)

www.emh-metering.com



oben: EMH metering hat die Produktionsprozesse beim eHZM mehr automatisiert.
unten: Produktion des eHZM am Standort Gallin.
(Fotos: EMH metering GmbH & Co. KG)



Anzeige

STADTWERKE
TREFFPUNKT
VERTRIEB



Gestalten Sie gemeinsam mit uns
Mehrwerte über das Smart Meter Gateway!

Wir haben den Fahrplan für Sie!

Folgen Sie mit uns dem sorglosen Weg

- In der Kooperation ist vieles effizienter
- Das Smart Meter Gateway wird an Bedeutung gewinnen – auch für Vertriebe
- Wir unterstützen Ihren Vertrieb mit Wissen, Ideen, Austausch und bei der Umsetzung

Melden Sie sich jetzt zum „Schnuppern“ an!



Weitere Informationen

Maximilian Joßbacher berät Sie gerne!

Telefon: 0251 694 3556

Website: www.smartoptimo.de/swtp-vertrieb



smartOPTIMO
Ihre Energie zählt.

ZUKUNFTSFÄHIG

Bayernwerk AG nimmt Umspannwerk in Naila in Betrieb

Am 10. Juni wurde das Umspannwerk Naila im Landkreis Hof nach mehr als zweijähriger Bauzeit offiziell in Betrieb genommen. Rund sechs Millionen Euro hat die Bayernwerk Netz AG als Betreiber für das neue Umspannwerk aufgewendet.

„Das Stromnetz der Region hat ein neues Herzstück. Der Netzausbaubedarf in ganz Bayern bleibt weiter hoch. Netze sind entscheidend für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Unsere Infrastruktur erfordert immer mehr Digitalisierung und Innovation“, sagte Dr. Egon Westphal, Vorstandsmitglied der Bayernwerk AG anlässlich der Inbetriebnahme. Zudem betonte Westphal den Beginn eines neuen PV-Booms: „Allein 2020 wurden im Bayernwerk-Netzgebiet Anschlussprüfungen für Hochspannungs- und Mittelspannungsnetz für über 11.000 Megawatt angefragt – das entspricht der Leistung von etwa elf Atomkraftwerken.“ Die intelligente Verknüpfung und Steuerung verschiedener Sektoren wie Erzeugung, Mobilität und der Lebensraum der Menschen spielen für eine CO₂-freie Zukunft eine wichtige Rolle. Entscheidende Herausforderungen seien heute Digitalisierung, Modernisierung und der bedarfsgerechte Ausbau der Stromnetze.

Technisch ist das Umspannwerk in Naila mit einer 110-kV-Schaltanlage und zwei 40 MVA-Netztransformatoren mit der Option zur Erweiterung eines weiteren Netztrafos ausgestattet. Die Hochspannungsanlage speist in eine Mittelspannungsschaltanlage mit 26 Schaltfeldern ein. Die Kosten für den Neubau lagen bei rund sechs Millionen Euro. Insgesamt wendet das Bayernwerk in diesem Jahr mehr als eine halbe Milliarde Euro für Instandhaltung und Erneuerung der eigenen Energienetze auf.

In Naila hat sich das Bayernwerk für den Neubau des Umspannwerks an einem neuen Standort außerhalb der Stadt entschieden. Am bisherigen Standort hätte für die notwendige Modernisierung und den Ausbau nicht ausreichend Platz zur Verfügung gestanden. Begünstigt wurde die Entscheidung für den Neubau zudem durch die Tatsache, dass einzelne Komponenten in der Altanlage demnächst hätten erneuert werden müssen. (jr)

www.bayernwerk.de

Dr. Egon Westphal (M.) nimmt am 10. Juni 2021 mit Bürgermeister Frank Stumpf (l.) und Landrat Dr. Oliver Bär (r.) das neue Umspannwerk in Naila in Betrieb. (Foto: Bayernwerk AG/ Christian Martens)



MEHR WERTE

Start für ein smartes Freudenstadt



Der Kneippkurort in Baden-Württemberg will sich zur Smart City entwickeln. (Foto: © Stadt Freudenstadt – Heike Butschkus)

Anfang Juni haben die Stadtwerke Freudenstadt (SWF) gemeinsam mit der Stadt Freudenstadt sowie Thüga SmartService ein Smart-City-Projekt gestartet. Dabei soll die Digitalisierung energiewirtschaftlicher und städtischer Prozesse vorangebracht werden. Konkret geht es beispielsweise um die Mehrspartenmessung in einer Heizzentrale, Sensorik-Lösungen bei der Müll-Logistik sowie die automatisierte Beobachtung der Bodenfeuchte, die über ein IoT-Funknetz erfolgt.

Die Basis für diese digitalen Lösungen wurde durch ein IoT-Ökosystem seitens Thüga SmartService geschaffen, das sowohl skalierbar als auch um künftige Mehrwertlösungen für Bürger und Gewerbetreibende erweiterbar sei. Neben der Anschlussfähigkeit für künftige Bedarfe standen vor allem vereinfachte und effizientere Prozesse durch automatisierte digitale Lösungen im Mittelpunkt des Projekts.

Dr. Urs Wehmhörner, Bereichsleiter Produktmanagement und Innovationen bei Thüga SmartService, kennt das Thema aus anderen Kundenprojekten. Sein Appell in Richtung geplanter Smart City-Vorstöße lautet: „Es läuft immer schneller, deutlich effizienter und generell geschmeidiger, wenn der regionale Energieversorger mit der Kommune von Anfang an gemeinsam an einem Strang zieht und beide frühzeitig aufeinander zugehen. So können auch wir als Partner unnötige Reibungsverluste vermeiden und Projekte aufsetzen, die allumfassend wirklich den gesamten lokalen Bedarf abdecken.“ (ds)

www.smartservice.de

GEBREMST

Die Digitalisierung der Energiewirtschaft hat an Fahrt verloren

Zum dritten Mal wurde jetzt das „Barometer Digitalisierung der Energiewende“ im Auftrag des BMWi veröffentlicht. Das Barometer untersucht den Fortschritt bei der Digitalisierung der Energiewende für das Jahr 2020. Verglichen zum Vorjahr hat sich das Tempo dabei eher verlangsamt: Insgesamt erzielt die deutsche Energiewirtschaft 44 von 100 Punkten. Der Gesamtwert für 2020 stieg damit um acht Punkte, im Jahr zuvor hatte der Zuwachs noch bei 14 Punkten gelegen.

Beim Rollout der intelligenten Messsysteme konnte die Digitalisierung mit fast sechs Millionen verbauten Einheiten in 2020 zulegen und auch die Fortschritte bei der Zertifizierung werden gelobt: Ein dritter Hersteller wurde zertifiziert, ein weiterer hat im Jahr 2020 auch die Rezertifizierung für ein erweitertes Geräteprofil mit drei neuen TAF erfolgreich abgeschlossen, sodass „der durch marktverfügbare Smart Meter-Gateways abgedeckte Funk-

tionsumfang zugenommen hat.“ Auch die Marktprozesse der „Marktkommunikation 2020“ hätten sich in der Praxis bewährt.

Kritikpunkte und Risiken

Strukturelle Hemmnisse für die Digitalisierung sehen die Autoren beispielsweise in Unsicherheiten bezüglich der technologischen und regulatorischen Risiken, der fehlenden Skalierung von intelligenten Messsystemen oder der geringen aktiven Verbrauchernachfrage. In der Bevölkerung und bei Gewerbetreibenden werde der Rollout von Smart Metern jedoch zunehmend akzeptiert und befürwortet, der Informationsstand und die Bekanntheit seien aber nach wie vor gering. Zudem bemängelt der Bericht, dass die Reform des Paragraphen 14a EnWG weiterhin aussteht,

Potenzial für eine weitere Beschleunigung sehen die Gutachter auch bei der Umsetzung der regulatorischen Weichenstellungen: Mit dem EEG 2021 wurde der Smart Meter-Gate-



Bild: www.bmw.de

way-Pflichtrollout zur Verbrauchsmessung und Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen ausgeweitet. Voraussetzung hierfür ist eine entsprechende Markterklärung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik, die im Verlauf des Jahres 2021 erwartet wird.

Als weiteren Fortschritt stellt der Bericht die Entscheidung der Vergabe der 450-MHz-Nutzungsrechte (pq)

www.bmw.de

Advertorial

Jetzt mit Smartphone: Verdrahtungsprüfungen, Primäreinspeisungen und Leittechnikchecks in der Mittelspannung

Die neue CMC Swift App bringt deutliche Erleichterungen für PrüftechnikerInnen, die oft in engen Betriebsräumen unterwegs sind: Die App ermöglicht es, präzise Eingaben aus jeder Position zu tätigen. Dazu verbindet die App Smartphones

und Tablets via WiFi kabellos mit den CMC Prüfgeräten.

Verdrahtungs- und Leittechnikchecks, Anrege- und Auslösetests von Schutzfunktionen wie z.B. Überstromschutz können mit der CMC Swift App einfach und schnell durchgeführt werden. Ereignisse während

der Checks lassen sich in einer Eventliste direkt nachvollziehen – damit eignet sich die App auch hervorragend für die schnelle Fehlersuche.

Sie sind neugierig geworden? Dann probieren Sie die App am besten gleich aus! Die CMC Swift App ist kostenlos und kann über den Apple App Store oder Google Play Store heruntergeladen werden.

Weitere Informationen finden Sie über diesen Link: www.omicronenergy.com/cmcsswift oder scannen Sie einfach diesen QR-Code:



SICHERER

Rhebo und RAD kooperieren bei Cybersicherheit

Das Cybersecurity-Unternehmen Rhebo verkündet eine Kooperation mit RAD, einem Anbieter für industrielle IoT- (IIoT) und Edge-Computing-Lösungen. Im Rahmen der Partnerschaft wird Rhebos Monitoring und Anomalieerkennung für die Operational Technology (OT) auf dem RADs SecFlow IIoT-Gateway integriert. Mit der Integration sollen Versorgungsunternehmen und Betreiber Kritischer Infrastrukturen Transparenz und Cybersicherheit für den Fernbetrieb ihrer Anlagen gewinnen.

Rhebo erweitert die Stateful-Firewall auf dem RAD Gateway um ein Netzwerkmonitoring mit Anomalieerkennung auf Umspannungsebene. Neuartige Angriffe, Malware-Aktivitäten und technische Fehlerzustände könnten so erkannt und korrigiert werden, bevor es zu Störungen kommt. Die Edge-Computing-Funktionen von Secflow ermöglichen das Hosting der Rhebo-Si-

cherheitslösung als Container, so dass keine zusätzliche Hardware vor Ort eingesetzt werden müsse.

Das RAD SecFlow-Portfolio umfasst Industrial-IoT-Gateways mit Edge Computing, die über Funk- oder Glasfasernetze eine sichere Anbindung von Fernbedienungsterminals, Smart-Meter-Aggregationsgeräten und IoT-Basisstationen in ferngesteuerten Energiesystemen ermöglichen. Neben einem integrierten Router und LTE-Modem sowie einer Firewall verfügen die SecFlow Gateways über weitere Funktionen wie eine SPS, ein LoRaWAN-Gateway, ein Protokollkonverter und ein Videoüberwachungs-DVR.

OT-Monitoring mit Anomalieerkennung

Rhebo Industrial Protector erweitert die Funktionen um ein kontinuierliches OT-Monitoring mit Anomalieerkennung. Dadurch werde Rhebo zufolge ein umfassendes Asset Inventory Management in der OT genauso möglich wie die Identifikation von Zero-Day-Schwachstellen und Kommunikationsvorgängen, die zu Störungen führen können. Rhebo Industrial Protector liefere damit die effektive Erweiterung des Systems zur Angriffserkennung in die Fernwirk- und Netzleittechnik, wie es das IT-Sicherheitsgesetz 2.0 in Deutschland vorschreibt. (ds)

www.rhebo.com

www.rad.com

Rhebos industrielles Netzwerkmonitoring mit Anomalieerkennung soll die Funktionen des RAD Gateways um OT-Cybersicherheit ergänzen.

(Bild: Pete Linforth (TheDigitalArtist) / pixabay.com)

EFFIZIENTER

Plattform für Regulierungsmanagement

Um die Digitalisierung der Prozesse im Regulierungsmanagement voranzutreiben, haben der Energiemarktdienstleister regiocom SE, der Stadtwerkeverbund NetzWerkStadt GmbH & Co. KG (NWS) und die IfE Ingenieurbüro für Energiewirtschaft GmbH eine Kooperation vereinbart. Gemeinsam setzen sie eine digitale Plattform und ein standardisiertes Serviceangebot für alle Aufgaben des Regulierungsmanagements um, die darüber künftig effizienter abgewickelt werden sollen. Dabei

sollen Kunden nicht nur von Beratungs- und Service-Angeboten profitieren, sie werden den Partnern zufolge erstmals auch in der Aus- und Weiterbildung von Regulierungsmanagern unterstützt.

Die Kooperationspartner adressieren vorrangig kleine und mittelgroße Netzbetreiber, die sich digitale Lösungen für das Regulierungsmanagement und zugleich einen direkten Austausch wünschen. Im Fokus der praktischen Umsetzung steht zunächst die Netzentgeltkalkulation via Webportal.

Digitalisierung und Automatisierung der Regulierungsprozesse

Zusammen betreut das Konsortium nach eigenen Angaben rund ein Viertel der Gas- und Stromnetzbetreiber in Deutschland. NWS bringt unter anderem spezifisches Anwenderwissen in die Kooperation ein. Der Verbund regionaler Stadtwerke arbeite seit längerem daran, die Prozesse in der Energiewirtschaft – und speziell im Bereich Regulierung – zu digitalisieren und zu automatisieren. Gemeinsam mit regiocom hat NWS die Kalkulation der Netznutzungsentgelte über ein System abgebildet und eine digitale Lösung zur Abwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenverträge entwickelt. (ds)

www.regiocom.com

www.netzwerkstadt.info

www.ifegmbh.de

SAUBERER

Klimaneutrale Lösungen in der Hochspannungsübertragung

Siemens Energy und Mitsubishi Electric haben eine Absichtserklärung unterzeichnet, um eine Machbarkeitsstudie über die gemeinsame Entwicklung von klimaneutralen Lösungen in der Hochspannungsübertragung durchzuführen.

Bei diesen Lösungen sollen Treibhausgase durch sogenannte „Clean Air“, ein Gemisch aus Stickstoff und Sauerstoff, als Isoliermedium ersetzt werden. Beide Unternehmen wollen Methoden untersuchen, um die Anwendung der Clean-Air-Isolationstechnologie auf höhere Spannungen anzuwenden, beginnend mit einem 245-Kilovolt-Dead-Tank-Leistungsschalter. Dieser soll eine schnellere Verfügbarkeit von klimaneutralen Hochspannungsschaltlösungen für Kunden ermöglichen. Beide Partner werden nach eigenen Angaben weiterhin unabhängig voneinander Schaltanlagen und -geräte herstellen, verkaufen und warten.

SF6: Hohe Klimarisiken

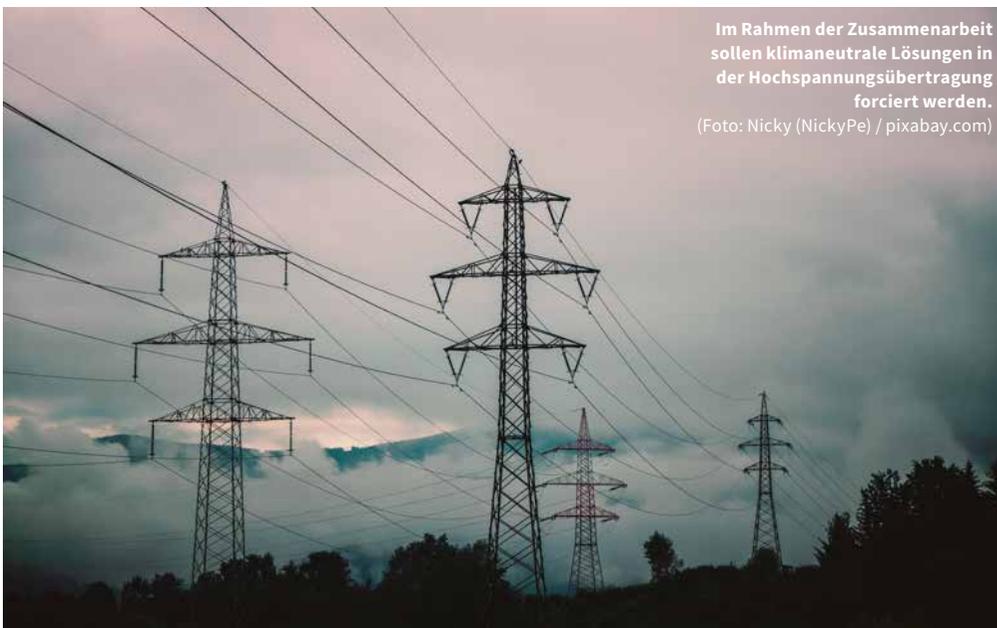
Weltweit ist in den meisten Umspannwerken immer noch Schwefelhexafluorid (SF6) das Iso-

liergas der Wahl. Dieses Treibhausgas hat ein Erwärmungspotenzial, das in etwa 23.500-mal so hoch ist wie das von CO₂. Betreiber von Umspannwerken sind auf der Suche nach neuen Technologien, die die CO₂-Bilanz ihrer Systeme verbessern sollen. Gleichzeitig werden in verschiedenen Ländern derzeit Vorschriften zur Reduzierung oder zum Verbot des Einsatzes von fluorierten Gasen wie SF6 in der Elektroindustrie überprüft und teilweise bereits umgesetzt.

Siemens Energy und Mitsubishi Electric arbeiten an SF6-freien gasisolierten Schaltanlagen und -geräten, die das Treibhausgas durch Clean Air ersetzen. Die Isolierung mit Clean Air sei den beiden Unternehmen zufolge bis heute die einzige Alternative zu Treibhausgasen, die keinerlei Risiken für Gesundheit und Sicherheit berge. In Kombination mit Vakuum-Schaltrohren könne zudem eine höhere Leistung für Schaltanwendungen gewährleistet werden - auch im Vergleich zu allen bekannten SF6-Leistungsschaltern. (ds)

www.siemens-energy.com

www.mitsubishielectric.com



Im Rahmen der Zusammenarbeit sollen klimaneutrale Lösungen in der Hochspannungsübertragung forciert werden.
(Foto: Nicky (NickyPe) / pixabay.com)

axians
HORIZON
2021

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

SIE HABEN
AXIANS HORIZON
VERPASST?

Dann erfahren Sie hier
mehr über die Highlights:
www.ve.link/horizon

RESTART 2021

- Für eine erneuerbare, dezentrale und digitale Energiewirtschaft
- Sektorübergreifende Lösungen für Strom, Wärme und Mobilität
- Von neuesten Insights bis zu aktuellen Best-Cases
- Treffen Sie 20.000+ Energieexperten und 800 Aussteller auf vier parallelen Fachmessen

Werden Sie Teil der führenden Energiefachmessen und -konferenzen The Smarter E Europe

50,2 tv

coming
soon

Energiegeladene TV-Talks

Im Zuge von Veränderungen wird immer intensiv diskutiert – das gilt auch für die aktuellen Umbrüche in der Energiewirtschaft. Mit unserem neuen Live-Streaming-Format 50,2 tv möchten wir diesen Diskussionen ein neues Format geben, Meinungen und Stimmungen auf den Punkt bringen: Im Gespräch mit Sascha Schlosser beziehen prominente Vertreter der Versorgungswirtschaft Stellung zu den Fragen, die die Branche bewegen – fundiert, manchmal polarisierend, aber immer aktuell.

Unser erstes Thema:

Ist der Smart Meter-Rollout gescheitert?

Sie dürfen gespannt sein!

www.50komma2.de

END-TO-END

Neues IoT Gateway von devolo

Die Aachener devolo AG stellt ein neues IoT Gateway als Hardware-Plattform für Smart Industry, Smart Energy und Smart Mobility vor. Bei der Entwicklung habe man das Thema Sicherheit fokussiert und Ende-zu-Ende gedacht. Schon das Geräte-design mit einem Hardware Security-Modul, Secure-Boot-Verfahren oder der eingebauten Batterie als Gangreserve ermöglicht ein hohes Security-Niveau. In einer speziell gesicherten Produktionsstätte in Deutschland lässt sich das Gerät in großer Stückzahl vorpersonalisieren und bei Bedarf über eine sichere Logistik bis hin zur manipulationssicheren Übergabe transportieren. Dabei orientierte sich devolo auch an den strengen Anforderungen des BSI-Schutzprofils für Smart Meter Gateways.

Das kompakte Gehäuse eignet sich für die Hutschienenmontage, bietet eine hohe Feuerbeständigkeit sowie industrietauglichen Überspannungsschutz und entspricht Schutzklasse IP 30. Mit einem Prozessor der i.MX7-Klasse und einer Hardwareplattform mit 1 GB RAM sowie 4 GB Flash-Speicher stehen Leistungsreserven für unterschiedliche Einsatzszenarien zur Verfügung. Über ein mitgeliefertes SDK lassen sich darüber hinaus eigene Anwendungen wie etwa Mehrwertdienste entwickeln. Für die Kommunikation und auch Over-the-Air-Updates der Applikation bietet das devolo IoT Gateway vielfältige Schnittstellen – ob kabelgebunden per Ethernet oder RS-485 oder drahtlos per LTE oder Wireless M-Bus. (jr)

www.devolo.de

ZAHLEN & FAKTEN

Der **Umsatz an Ladesäulen für E-Autos** wird für 2021 auf **72 Mio.** Euro geschätzt. EUPD Research prognostiziert **bis 2030** ein Wachstum des Umsatzes auf **3,3 Mrd.** Euro. Neue Kundengruppen, steigendes Ladeaufkommen, veränderte Ladestrukturen und steigende Tarifkosten werden als Umsatztreiber gesehen.

www.eupd-energy.com



Grafik: freepik (iconicbestiary)

Rund **81 %** der nordrhein-westfälischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) unterstützen die Nutzung **regenerativer Energien** oder die Steigerung der **Energieeffizienz** durch **Förderprogramme**. Das ergab die jährliche Umfrage der EnergieAgentur.NRW unter den 153 EVU des Landes. Dazu gehören besondere Stromtarife für **Wärmepumpen**, Förderungen für **Photovoltaik, Ladestationen** für E-Fahrzeuge sowie die Anschaffung von **E-Autos**.

www.energieagentur.nrw



Grafik: freepik (macrovector)

Um **Klimaneutralität bis 2050** zu erreichen, werden laut einer aktuellen Studie von Deloitte in diesem Zeitraum auf europäischer Ebene **4 Bio. Euro** notwendig sein, um mehr als **90 Prozent** der Stromerzeugung über erneuerbare Energien abdecken zu können.

Zudem seien europaweit rund **8.000 km²** Fläche für neue PV Anlagen, **320.000 On- und Offshore-Turbinen** in 8.000 Windparks erforderlich.

www.deloitte.de



Grafik: freepik (macrovector)

In einer Umfrage im Auftrag des BDEW sehen **70 %** der befragten Haushalte den Bedarf für den **Ausbau des Telekommunikationsnetzes**

in Deutschland als **groß oder sehr groß** an. Auch zahlreiche Unternehmen der **Energie- und Wasserwirtschaft** sind in diesem Feld aktiv und treiben insbesondere den **Ausbau der Glasfasernetze** in Deutschland voran.

www.bdew.de



Grafik: freepik (macrovector)

Effizienter warten

Wartung und Service stehen vor neuen Herausforderungen – nicht nur aufgrund der Veränderungen in unserem Versorgungssystem. Doch es gibt vielfältige Ansätze, um Abläufe zu modernisieren und Techniker fit für die neuen Netze zu machen. Mehr dazu in unserem Schwerpunkt.

Die Diskussion um die Versorgungssicherheit wird wieder intensiv geführt. Schwerpunktmäßig befassen sich aktuelle Studien und Statements allerdings mit den „großen Fragen“ der Energiewirtschaft: Werden regenerative Energien ausreichen, um den steigenden Strombedarf der Gesellschaft zu befriedigen? Wie gehen wir mit den räumlichen Distanzen zwischen Erzeugern und Verbrauchern, mit schwankender Einspeisung und neuen, unberechenbaren Lasten um?

Vergleichsweise wenig Aufmerksamkeit erhalten die Menschen, Technologien und Prozessen, denen wir es verdanken, dass der Strom zuverlässig von A nach B fließt. Wir sind gewohnt, dass Störungen in der Stromversorgung praktisch nicht vorkommen – und falls doch, schnell behoben werden. Aktuell ist aber gar nicht so nicht sicher, ob das dauerhaft so bleibt.

Geänderte Rahmenbedingungen

Denn auch im Netzservice steigen die Anforderungen kontinuierlich: Eine steigende Zahl von Betriebsmitteln ist in die Jahre gekommen und muss intensiver gewartet respektive ausgetauscht werden. Dezentrale Einspeiser und neuartige Verbraucher beanspruchen zudem die Infrastruktur über alle Netzebenen hinweg deutlich stärker als der kontinuierliche Stromfluss aus den konventionellen Kraftwerken, so dass der Aufwand für Überwachung und Instandhaltung steigt.

Gleichzeitig werden die Aufgaben nicht nur umfangreicher, sondern auch deutlich komplizierter, denn der Monteur muss permanent mit einer beschleunigten technologischen Entwicklung Schritt halten: Neue

Anlagen haben oft nicht mehr viel mit der vor Jahrzehnten verbauten Technik gemein. Im Zuge der Digitalisierung ist der Außendienst heute überdies für unterschiedlichste Mess-, Kommunikations- und Regeltechnik zuständig, muss Smart Meter Gateways in Betrieb nehmen, Controller überprüfen oder LoRAWAN-Sensoren positionieren. Verstärkt wird diese Entwicklung durch neue Anlagen im öffentlichen Netz – von der Solaranlage auf dem Betriebsgebäude über Ladesäulen bis hin zu Netzspeichern. Zeitgleich nehmen die Personalkapazitäten in der Tendenz eher ab: Auch die Netzbetreiber haben immer größere Mühe, qualifiziertes Personal zu gewinnen und die demografische Entwicklung in der Belegschaft zumindest zu kompensieren. Der Fachkräftemangel ist auch hier ein drängendes Thema.

Effiziente Tools

Hierauf haben sich die Anbieter von Schutz-, Prüftechnik und Montagetechnik eingestellt: Das Angebot an multifunktionalen Geräten für Netzmonitoring und -service wächst ständig. Die hohe Integration, etwa von unterschiedlichen Prüffunktionen in einem Gerät, kann Arbeitsprozesse erheblich beschleunigen. Um den Einsatz weiter zu erleichtern, liegt ein besonderer Fokus der Gerätehersteller auf der einfachen, zeitsparenden Anwendung. Viele Tools sind

Datenbasierte Prozesse

Insbesondere zahlt jedoch die Digitalisierung der Netze ganz wesentlich auch auf die Effizienz von Wartung und Service ein. Wo permanent Informationen gesammelt und im Einsatz lernender Systeme analysiert werden, müssen Mitarbeitende nur dann vor Ort sein, wenn es wirklich erforderlich ist. Einer aktuellen McKinsey-Studie zufolge sinken durch konsequent umgesetzte Predictive Maintenance-Konzepte in der Industrie die Wartungskosten aufgrund von gesteigerter Anlagenverfügbarkeit und höherer Produktivität im Service um bis zu 30 Prozent – in der Energieversorgung dürften die Quoten ähnlich sein. Viele neue Betriebsmittel bis hinunter zum Kabel bringen die entsprechende Ausstattung für die Datenerhebung und -auswertung bereits mit, für Bestandanlagen ergeben sich im Zuge des Auf- und Ausbaus von Mess- und Kommunikationstechnik im Versorgungsnetz interessante Synergien und Mehrwerte: So können einmal erhobene Messdaten heute problemlos für unterschiedliche Betriebsbereiche und Prozesse genutzt werden. Zudem lassen sich vorhandenen Infrastrukturen problemlos für neue Anwendungsfälle in Wartung und Service ertüchtigen. IT-seitig erhalten die Verantwortlichen im Asset Management sowie der Instandhaltungshaltung Unterstützung durch zunehmend intelligente Plattformen, die neben Visualisierungs- und Alarmfunktionen dank künstlicher Intelligenz auch aktive Entscheidungsunterstützung oder Simulationen anbieten. Der „digitale Zwilling“ ist im Netzbetrieb angekommen.

Technik allein hilft nichts

Fraglos sind Investitionen notwendig und sollten – Stichwort Anreizregulierung – seitens des Gesetzgebers erleichtert werden. Eine funktionierende Stromversorgung ist nicht zum Nulltarif zu haben, ein Netzbetreiber muss auch seine Wartungs- und Serviceprozesse modernisieren können. Doch auch in den Unternehmen muss umgedacht werden, denn ohne die Bereitschaft der Mitarbeiter, sich auf neue Technologien und Prozesse einzulassen oder diese sogar selbst aktiv voranzutreiben, nützen die besten Lösungen nichts. Mitarbeiter vor Ort müssen aktiv ermutigt werden, Erfahrungswissen und Ideen einzubringen und immer weiter zu lernen. Das geht nur, wenn Vorgesetzte fragen und zuhören, und – wo es machbar ist – Verantwortung verteilen. Wenn das gelingt, wird die Arbeit effizienter und das Unternehmen gleichzeitig attraktiv für neue, qualifizierte Mitarbeiter. (pq)

inzwischen praktisch selbsterklärend beziehungsweise verfügen über eine intuitive Benutzerführung, so dass auch weniger routinierte Einsatzkräfte die notwendigen Arbeitsschritte sicher und fehlerfrei durchführen können. Unter dieser Maßgabe werden auch Augmented beziehungsweise Virtual Reality (AR/VR) Tools für die Versorgungswirtschaft interessant, die nicht nur das Training sondern auch die Durchführung komplexer Wartungs- und Servicetätigkeiten erheblich vereinfachen können und inzwischen auch erschwinglich geworden sind.

Nachdem sich Workforce-Management-Systeme zunächst nur zögerlich im Netzbetrieb etablierten, steigt die Akzeptanz inzwischen spürbar an. Angeboten werden sowohl spezialisierte Tools – beispielweise für das Metering – als auch Allrounder für sämtliche Außendienstaufgaben. Allen gemeinsam ist, dass sie in der Regel die gesamte Prozesskette von der Disposition bis zum Einsatzort abdecken. Eine komfortable Anbindung an die Backend-Systeme ist inzwischen Standard, zudem bieten die Lösungen vielfach praktische Zusatzfunktionen, wie etwa Fotodokumentation, Tourenoptimierung oder frei konfigurierbare Checklisten für die Monteure.

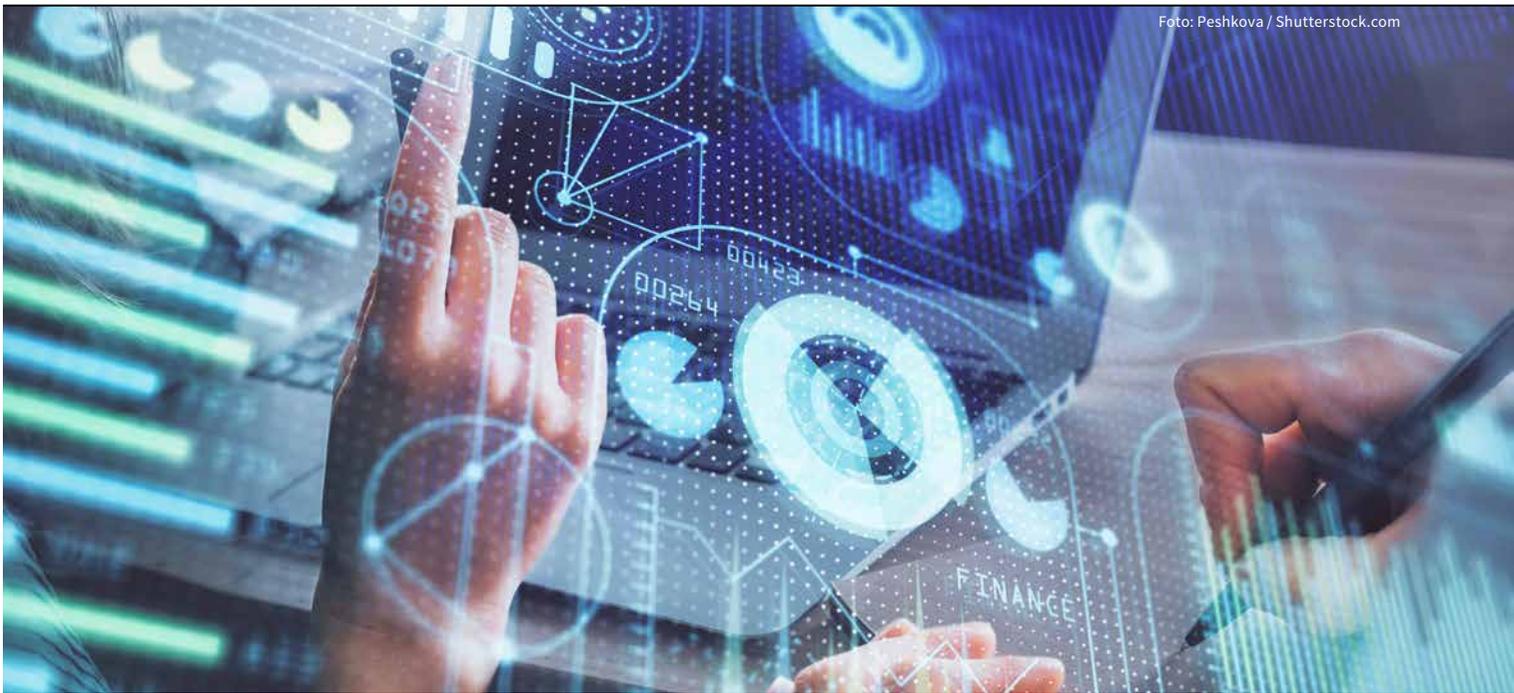


Foto: Peshkova / Shutterstock.com

Fernwartung mit digitalen Beratern

Mit softwaregestützten Analysetools und Augmented Reality-Visualisierung will Schneider Electric die Wartungs- und Serviceprozesse in kritischen Infrastrukturen und Prosumer-Arealen ins digitale Zeitalter führen.

Sie kommen nicht in grauen Anzügen oder mit Hochglanzbrochüren vorbei. Sie trinken keinen Kaffee und berechnen keine schwindelerregenden Honorare. Ihre Analysen und Empfehlungen beruhen auf Bits and Bytes. Die Rede ist von digitalen Beratern – softwaregestützten Analysetools für Unternehmen der Energieversorgungsbranche. Digitale Berater arbeiten zudem auf Abstand – eine derzeit immens wichtige Verhaltensweise.

Mit Wechselschichten, festen Außendienst-Teams und vielfältigen Hygienemaßnahmen haben die Netzbetreiber und ihre Servicepartner den Spagat zwischen Versorgungssicherheit und Infektionsschutz in den vergangenen Monaten fraglos gut gemeistert. Allerdings zeigte sich deutlich, dass Unternehmen, die schon vor der Pandemie ihre Prozesse digitalisiert hatten, den Personaleinsatz deutlich einfacher reduzieren konnten. Eine wertvolle Erfahrung, denn auch wenn Masken und Mindestabstände eines Tages fallen, bleibt qualifiziertes Personal für Wartung und Service eine zunehmend kritische Größe.

„Es gilt, Wartungsbedarf frühzeitig zu erkennen – bevor Anlagenteile der kritischen Infrastruktur ausfallen – und Serviceeinsätze von intervall- auf zustandsbasiert umzustellen“, rät René Minnaert, Senior Offer Manager MV Primary bei Schneider Electric. Hierfür stellt der Technologieanbieter drei zum Teil cloudbasierte Software-Lösungen zur Verfügung, die insbesondere Betreiber von hochtechnisierten, bidirektionalen Stromnetzen unterstützen. „Während der Augmented Operator Advisor für die Optimierung von Service- und Wartungsleistungen ausgelegt ist, zielt der Asset Advisor speziell auf den Schutz und Betrieb von kritischen Infrastrukturen. Der Microgrid Advisor empfiehlt sich darüber hinaus überall dort, wo bereits energieautarke Prosumer-Areale geschaffen wurden, in denen Energie nicht nur verbraucht, sondern auch erzeugt und gespeichert wird“, erklärt René Minnaert.

Augmented Operator Advisor

Kernstück des EcoStruxure Augmented Operator Advisor (AOA) ist ein auf Augmented Reality (AR) basierendes Visualisierungs-Tool. Damit ist es möglich, Echtzeit-Daten und virtuelle Objekte in die reale Anlagenumgebung zu projizieren. „Alle rele-

vanten Informationen stehen dem Bediener zur sofortigen Diagnose intuitiv auf Tablet oder Smartphone zur Verfügung – von Prozessvariablen und KPIs über Schaltpläne und Handbücher bis hin zu Videos und Anleitungen zur Lokalisierung und Behebung von Fehlern“, so Minnaert.

Erst kürzlich um neue Funktionalitäten erweitert, erlaubt AOA zudem eine Übermittlung von getätigten Wartungsvorgängen in eine übergeordnete Management-Applikation. Das User Interface von AOA lässt sich kundenspezifisch designen und mit Microsoft Dynamics365 verknüpfen. René Minnaert: „Ein Experte ist somit einfach per Videoanruf konsultierbar und kann – da er ebenfalls AR-Einsicht in die Anlage erhält – auch aus der Ferne beratend zur Seite stehen.“ So lassen sich Wartungsarbeiten zielgenauer durchführen und Ausfallzeiten vermeiden.

Bindet man die AR-Software in vorhandene Wartungsmanagement-Systeme ein, können durchgeführte Tätigkeiten und Abläufe für die Analyse, Planung und nicht zuletzt auch die Vermittlung von Wartungsprozessen genutzt werden. „Hier wird Fachwissen gesammelt, standardisiert und in verständlicher Form bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt. Dadurch können auch Anlernzeiten verkürzt und mittels schrittweiser Anleitung Bedienungsfehler verringert werden“, so Minnaert.

Relevante Zustandsdaten können aus der Ferne überwacht und analysiert werden. (Foto: Schneider Electric)



Dienstleister könnten zudem mit dem EcoStruxure Augmented Operator Advisor neue Serviceansätze in ihr Portfolio aufnehmen – beispielsweise, indem sie den Verantwortlichen beim Netzbetreiber virtuell in wichtige Arbeitsprozesse einbinden oder umgekehrt ein hausinternes Wartungs- oder Entstör-Team aus der Ferne unterstützen.

Asset Advisor ED für elektrische Infrastrukturen

Vermeiden lassen sich aufwändige Entstörereinsätze und kostspielige Ausfälle in den Versorgungsnetzen oft, wenn Anlagenzustände kontinuierlich überwacht und Anomalien möglichst früh erkannt werden. Doch auch unabhängig vom „worst case“ spricht vieles für eine datengestützte Überwachung der Anlagen im Versorgungsnetz – speziell auch mit dem erweiterten Blick auf Anlagen, die im Contracting oder im Rahmen von Servicevereinbarungen betreut werden. So hilft eine regelmäßige Analyse wichtiger Funktionsparameter aus der Ferne erheblich bei der Optimierung von Wartungsprozessen.

Mit dem EcoStruxure Asset Advisor stellt Schneider Electric für diese Aufgaben eine umfangreiche Softwaresuite zur Verfügung, die auf Basis von Echtzeit-Daten für Transparenz in der Versorgungsinfrastruktur sorgen kann. Sie liefert dem Nutzer remote

oder vor Ort wichtige, aufbereitete Daten zum Zustand der Anlage, die auch eine vorbeugende und vorausschauende Wartung gestatten. „Gerade in kritischen Infrastrukturen gibt es zahlreiche hochsensible und teure Komponenten, die so wirksam geschützt werden können“, ergänzt René Minnaert.

Auch ein gezieltes Risikomanagement, das ebenfalls den Personaleinsatz optimiert und die Anlagen schon, sei möglich. Mithilfe von intelli-

genten Alarmmeldungen, Analysen und Trendanzeigen könne die Anlage nicht nur bedarfsgerecht instandgehalten und Fehler schnell erkannt werden. Auch veränderte Betriebsweisen oder gezielte Reparaturmaßnahmen lassen sich auf dieser Grundlage umsetzen. Da die vorgenommenen Maßnahmen sofort überprüfbar sind, unterstützt das Tool außerdem bei der Planung der Serviceeinsätze.

Microgrid Advisor für Prosumer-Areale

In der Versorgungswirtschaft sind Microgrids, bei denen erneuerbare Energieträger wie Windkraft oder Photovoltaik sowie Speichermedien und E-Mobilität integriert sind, aktuell ein wichtiges Zukunftsthema. „Gerade hier ist es jedoch von zentraler Bedeutung, dass auf Erzeugungsspitzen oder -engpässe dynamisch reagiert werden kann“, betont René Minnaert.

Dafür ist der EcoStruxure Microgrid Advisor gedacht, eine Cloud-basierte Softwareplattform, die Verbraucher und Erzeuger intelligent verknüpft und so ein effizientes Energiemanagement innerhalb eines Prosumer-Areals ermöglicht. „Die Software unterstützt Betreiber und Techniker bei Erfassung, Prognose und Optimierung des Betriebs von Stromnetzen mit dezentraler Energieerzeugung und erlaubt eine bedarfsorientierte Steuerung der Energieressourcen vor Ort.“ Eine webbasierte Benutzeroberfläche bietet außerdem den direkten Zugang zu aufbereiteten Echtzeit-Daten über Einsparungen, Erträge oder CO₂-Emissionen. Auch technische Erweiterungen und Anlagenupdates können mit der Software sofort erfasst und auf ihren Mehrwert hin überprüft werden.

„Da Betreiber die Regelungsstrategie eines Microgrids anhand der umfangreichen Datenlage permanent anpassen können, lassen sich speziell erneuerbare Energien noch wirksamer in das Stromnetz einbinden“, so René Minnaert. (pq)



Transparenz für LoRaWAN-Netze

Wie gut ist meine LoRaWAN-Netzabdeckung wirklich? Ist in meiner Trafostation Empfang? Wo existieren aktuell noch Funklöcher und wie gut ist der bereits erschlossene Gatewaystandort? Vor diesen Fragen und noch weiteren Herausforderungen steht heute jedes Stadtwerk, das sich mit dem Betrieb eines LoRaWAN-Netzes beschäftigt. Zur Lösung dieses Problems hat die items GmbH gemeinsam mit den SW Osnabrück und den SW Solingen die Software Grid Insight: LPWAN entwickelt.

Ziel der Software ist, dem Anwender eine Heatmap der eigenen Stadt bereitzustellen, welche die Netzabdeckung, Netzqualität sowie Funklöcher darstellt. Die notwendigen Messpunkte liefern hierzu speziell entwickelte Fieldtester, die zum Beispiel direkt in die Fahrzeuge der Monteure eingebaut oder den Messdienstleistern mitgegeben werden. Die Fieldtester messen die Empfangsqualität und erkennen Funklöcher. Ebenso ist eine Analyse der Datenpakete je Gateway möglich, um die Qualität der Standorte zu beurteilen.

„Unsere Softwarelösung Grid Insight: LPWAN entstand zusammen mit unseren

Kunden auf Basis agiler Softwareentwicklungsmethoden“, so Alexander Sommer, Leiter des Teams Innovation und Transformation bei der items. „Ziel war es von Anfang an, den Kunden bereits in die Entwicklung und die Testphase miteinzubeziehen. Durch das Feedback von insgesamt drei Stadtwerken konnten wir Grid Insight: LPWAN so gestalten und standardisieren, dass nun jedes Stadtwerk unsere Lösung einsetzen kann. Seit Mai können wir nun jedem Kunden Grid Insight: LPWAN anbieten. Es stellt somit eine weitere Komponente in unserer Grid: Insight-Produktreihe dar“, so Alexander Sommer weiter.

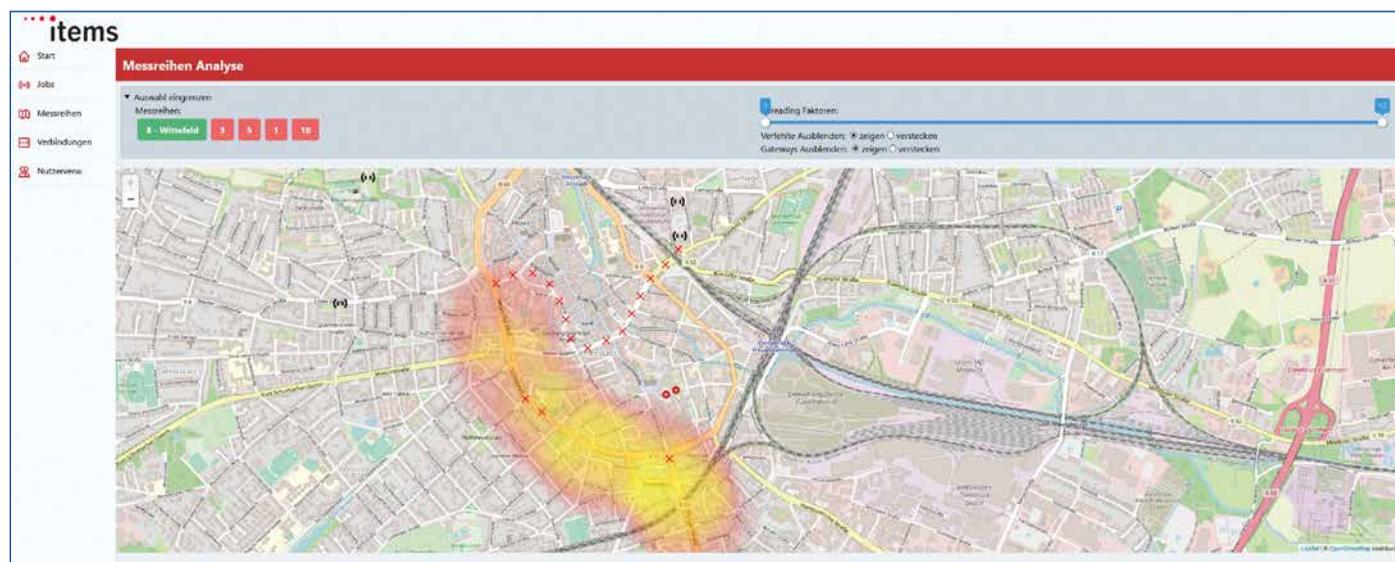
Bereits in der Testphase konnte sich Grid Insight: LPWAN bei den Stadtwerken bewähren, wie Sommer berichtet. Durch die Analyse der Gatewaystandorte konnten die Stadtwerke Osnabrück bereits erste Standorte optimieren, um so die Netzabdeckung zu steigern. „Grid Insight: LPWAN bietet uns zusätzliche Transparenz und Qualität in unserem LoRaWAN-Netz. Als Entscheidungshilfe für die weitere Netzverdichtung unterstützt Grid Insight: LPWAN unsere Planung für den weiteren Rollout in der Stadt Osnabrück. Unsere Projekte zur Überwachung

von Transformatoren oder Gasdruckregelstationen erhalten so einen zusätzlichen Schub. Aus diesem Grund haben wir uns bereits frühzeitig dazu entschieden Grid Insight: LPWAN auch über die Testphase hinaus längerfristig bei uns einzusetzen“, so Ingo Lemme, verantwortlich für den Bereich IoT bei der SWO Netz.

Neben der Analyse von Gatewaystandorten unterstützte Grid Insight: LPWAN ein drittes Stadtwerk bereits im Rahmen der Testphase bei der Vermessung der Indoor-Abdeckung. Hierfür wurde der Fieldtester speziell für den Messdienstleister angepasst, um Indoor-Messreihen zu erheben. Die Analyse der Messreihen unter Berücksichtigung des Spreading-Factors half dabei, die Qualität der Netzabdeckung in Gebäuden zu analysieren. Bei den Stadtwerken Solingen nutzte man Grid Insight: LPWAN aufgrund der Topologie der Stadt zur Erkennung von Funklöchern.

Die Entwicklung von Grid Insight: LPWAN soll aber mit der ersten Version nicht abgeschlossen sein. Vielmehr soll auf Basis der Zusammenarbeit mit den Kunden an weiteren Modulen gearbeitet werden. Neben der Implementierung kleinerer Features steht als nächster Schritt das Thema Netzsimulation auf Basis der vermessenen Netzabdeckung an. (pq) www.itemsnet.de

Heatmap zur LoRaWAN-Netzabdeckung in Osnabrück



STARK. STÄRKER. RANGER.



DEUTSCHLANDS ERSTE WAHL BEI PICK-UPS.*

AB € 299,- NETTO** (€ 355,81 BRUTTO)
MONATLICHE FORD LEASE FULL-SERVICE-RATE.

Ford

BEREIT FÜR
MORGEN

* Quelle: IHS (Kraftfahrt-Bundesamt).

Beispielfoto eines Fahrzeugs der Baureihe. Die Ausstattungsmerkmale der abgebildeten Fahrzeuge sind nicht Bestandteil des Angebotes. ** Ford Lease ist ein Angebot der ALD AutoLeasing D GmbH, Nedderfeld 95, 22529 Hamburg, für Gewerbekunden (ausgeschlossen sind Großkunden mit Ford Rahmenabkommen sowie gewerbliche Sonderabnehmer wie z. B. Taxi, Fahrschulen, Behörden). Das Ford Lease Full-Service-Paket ist optional für € 11,79 netto (€ 14,03 brutto) monatlich erhältlich und in der Ford Lease Full-Service-Rate berücksichtigt. Eingeschlossen sind Wartungs- und Inspektionsarbeiten sowie anfallende Verschleißreparaturen in vereinbartem Umfang. Bei weiteren Fragen zu Details und Ausschlüssen zu allen Services wenden Sie sich bitte an Ihren Ford Partner. Nur erhältlich im Rahmen eines Ford Lease-Vertrages. Ist der Leasingnehmer Verbraucher, besteht nach Vertragsschluss ein Widerrufsrecht. Z. B. der Ford Ranger XLT Doppelkabine LKW, 2,0-l-EcoBlue-Dieselmotor mit 125 kW (170 PS), 6-Gang-Schaltgetriebe, zuschaltbarer Vierradantrieb, Lackierung „Frost-Weiß“, ohne Leasing-Sonderzahlung, bei 48 Monaten Laufzeit und 40.000 km Gesamtlauflistung. Leasingrate auf Basis einer UPE der Ford-Werke GmbH von € 34.490,- netto (€ 41.043,10 brutto), zzgl. Überführungskosten. Details bei allen teilnehmenden Ford Partnern.

Erreichbarkeit bei Störungen und Notfällen:

Können Leitwarten die Meldestellenfunktion mit übernehmen?

Rund-um-die-Uhr erreichbar: Die unterbrechungsfreie Ver- und Entsorgung in den KRITIS-Sektoren Energie (Strom, Gas, Fernwärme) und Wasser (Trink- und Abwasser) bedarf eines guten Entstörungsmanagements bzw. einer guten Bereitschaftsdienst-Organisation. Seit über 10 Jahren betreibt die KKI - Kompetenzzentrum Kritische Infrastrukturen GmbH eine Zentrale Meldestelle und betreut bundesweit knapp 30 Kunden mit rund 6 Millionen Bürgerinnen und Bürgern im Netzgebiet.

Nur 1/3 sind echte Störungen

Eine Faustformel ist: Bei 100 eingehenden Meldungen sind nur ca. 1/3 „echte Störungen“, die ein Ausrücken des Entstörungsdienstes erfordern. Alle anderen Meldungen sind „Service-Anrufe“ mit z.B. Fragen zur Abrechnung, Service- oder Doppelmeldungen. Letztere sind nach Erfahrungen der KKI kaum dokumentiert. In den letzten Jahren haben zudem zusätzlich systemische Meldungen zugenommen, da Leitwarten zur Netzsteuerung abgebaut bzw. auf Fernwartung umgestellt wurden – die Störungsmeldungen laufen dann in der Zentralen Meldestelle auf. Sie müssen ebenfalls bearbeitet werden – auch, wenn es z.B. nur Info-Meldungen zur Wartung sind.

Filtern von Anrufen

Durch eine intelligente Abfragestruktur werden Anrufe in der Zentralen Meldestelle qualifiziert. Handelt es sich um eine Störung im Netz, wird der kundeneigene Entstörungsdienst vor Ort alarmiert und rückt aus. Ergibt die Abfrage z.B. eine Störung an der Kundenanlage wird z.B. auf die lokalen Handwerker oder den Hausmeister verwiesen. Bei weiteren Fragen im Bereich Service oder Abrechnung werden die vorher mit dem Kunden besprochenen Informationen mitgeteilt, z.B. die Öffnungszeiten des Kundenzentrums.

Strom-Störungen haben ein besonderes Anrufverhalten

Fällt der Strom aus, merken die Bürgerinnen und Bürger das sofort – und rufen an. Es kommen viele Anrufe innerhalb kürzester Zeit an. Mit einer vorgeschalteten Informationsansage und der voraussichtlichen Ausfalldauer können eine Vielzahl der Anrufe bereits angesteuert werden. Genau in dieser Zeit sind Leitwarten in besonderem Maße für die Kernaufgaben der Netzsteuerung und für Schaltmaßnahmen gebunden. Die Doppelfunktion kann daher die Meldestellen-Arbeit beeinträchtigen. Bei getrennten Funktionen in der Organisation bzw. mit einer Dienstleistung einer externen Meldestelle kann dies entschärft werden. In anderen Medien ist das Anrufverhalten verändert: bei Ausfall von Gas oder Fernwärme kommt dies zeitlich verzögert bei den Kunden an. Dementsprechend auch zeitlich verzögert die Anrufe in der Meldestelle.

Arbeits- und Ruhezeiten

Für den ortsansässigen Entstörungsdienst hat dies Vorteile, wenn diese zeitgleich Anrufe annehmen bzw. die „mobile Leitwarte“ sind: nicht relevante Anrufe, welche die Zentrale Meldestelle „filtert“, mindern die tägliche Arbeitszeit und vermeiden unnötige Unterbrechungen der Ruhezeit. Und: sie senken die psychische Belastung bei den Mitarbeitenden! Die Angst, einen Anruf zu verpassen oder zu überhören ist nach Feierabend immer gegeben – und es könnte der



Dispositionsplatz mit Monitoren für Leitungs- und Straßenkarten, Dispositionsverfügbarkeiten und Antworteingaben aus der intelligenten Abfragestruktur.

entscheidende, seltene Anruf sein. Ein Zusammenspiel aus Zentraler Meldestelle als Dienstleistung, der kundeneigenen Leitwarte und dem ortsansässigen Entstörungsdienst kann eine vorteilhafte Organisationsstruktur sein.

Standardisierter (Entstörungs-)Prozess

Auch, wenn das DVGW-Regelwerk GW 1200 nicht explizit für das Medium Strom gilt, ist eine Orientierung an diesem sinnvoll. Insbesondere für Mehrspartenunternehmen, die das Entstörungsmanagement für alle Medien mit den vorhandenen Mitarbeitenden organisieren müssen. Ein gutes (Ent-)Störungsmanagement ist auch in Not- und Krisenfällen hilfreich. Die Zentrale Meldestelle der KKI arbeitet für alle Sparten nach dem GW 1200-Prozess und erfüllt auch mit der Neufassung des Regelwerks bereits alle Anforderungen. Eine solide Basis und Vorgehensweise hilft bei der Bearbeitung von Störungen und schafft bei Ereignissen, die Notfälle oder krisenhaften Charakter haben, auch darüber hinaus handlungssicher zu agieren: z.B. die Alarmierung zusätzlicher Kräfte wie Feuerwehr und Polizei oder die Informationsweitergabe an Geschäftsführung, Bürgermeister sowie Presse-/Social-Media-Team. Die Maßnahmen werden bereits im Vorfeld abgestimmt und hinterlegt – es gibt keine ad hoc-Reaktionen unter Stress.

Was ist das Ziel? Meldestellen sollten fokussiert eingehende Störungsmeldungen bearbeiten. Die Leitwarte dagegen hat die Kernaufgabe der Netzführung, bei der sie möglichst frei von weiteren Einflüssen, wie z.B. externen Anrufen, arbeiten sollte. Leitwarten können die Meldestellen-Funktion übernehmen, wenn die Kernaufgabe weiterhin sicher erfüllt werden kann. Als schlecht kalkulierbares Risiko bleibt die Frage der Leistungsfähigkeit der Netzführung bei hohem Anrufaufkommen, insbesondere bei Mehrpartigkeit. Ein gut organisiertes (Ent-)Störungsmanagement mit einem optimalen Zusammenspiel der Funktionen von Leitwarte und (externer) Meldestelle sowie dem ausrückendem Entstörungsdienst sind dafür Voraussetzung. Damit Störungen schnell behoben und nicht zu Notfällen oder Krisen werden.

Fernwartungsroutern für höhere IIoT-Cybersicherheit

Mit Ewon Cosy+ stellt HMS Networks eine neue Generation von Fernwartungsroutern für höhere IIoT-Cybersicherheit vor. Über die in der Hardware integrierten Sicherheitsmechanismen können Anwender von überall sicher auf industrielle Anlagen zugreifen und die Inbetriebnahme, Fehlerbehebung und Programmierung online durchführen.

Die Neuentwicklung Cosy+ bietet unter anderem automatische Updates signierter Firmware über die Talk2M-Plattform. Damit will der Anbieter sicherstellen, dass die Router immer die neuesten Sicherheitsstandards erfüllen. Bei der Datenkommunikation werden verbesserte Verschlüsselungs-

algorithmen eingesetzt, die einen noch besseren Schutz vor Cyberangriffen bieten sollen. Darüber hinaus seien die Bedienbarkeit und Inbetriebnahme der Router weiter vereinfacht worden, so HMS Networks.

Der Router wurde gemäß ISO27001 entwickelt und die gesamte Fernwartungslösung inklusive Talk2M ist ISO27001-zertifiziert.

Unter der Marke Ewon bietet HMS Networks industrielle Fernwartungslösungen, die über die weltweit verfügbare, zentrale Fernwartungsplattform Talk2M integriert sind. Hier steht den Anwendern zum Beispiel eine Router- und Zugriffsverwaltung zur Verfügung, Service Level Agreement (SLA) inklusive. Wie der Hersteller mitteilt,



Im Ewon Router Cosy+ ist ein neues Sicherheitskonzept implementiert.
(Foto: HMS Industrial Networks GmbH)



sind derzeit über 300.000 Maschinen und Geräte über Ewon Talk2M – eine Cloud-basierte industrielle Fernwartungsplattform – verbunden. (ds)

www.ewon.biz

Advertorial



Asset Simulation as a Service - ein Produkt der Sprungwerk und Netze Duisburg

Die Netze Duisburg GmbH und die Sprungwerk GmbH gehen gemeinsame Wege. Die Kooperation verbindet jahrzehntelange Erfahrung in der Betriebsführung von Energieversorgungsnetzen mit dem Start-Up Drive eines Dienstleistungsunternehmens der Energiewirtschaft.

Durch die Kooperation sollen neue Dienstleistungen für Stadtwerke, regionale Netzbetreiber und Regionalversorger entwickelt werden. Im ersten Schritt werden Netzdienstleistungen im Bereich des Asset Management entwickelt, um Kunden die Möglichkeit zu geben, standardisierte Asset Simulationen und Strategien für ihr Unternehmen zu erhalten.

Mit bewährten und standardisierten Verfahren analysieren wir Ihre verschiedenen Betriebsmittel und leiten Szenarien für Ihre Asset Strategie über eine Simulation ab. Im Rahmen dieser Simulation berücksichtigen wir Maßnahmen zu Neubau, Erweiterung, Umbau und Stilllegung Ihrer Betriebsmittel.

Sie erhalten eine umfangreiche Dokumentation der Szenarien für Ihre Asset Strategie, auf deren Basis Sie die unternehmerischen Entscheidungen treffen können. Optional bieten wir Ihnen auch eine Stadtübergreifende Betrachtung der Betriebsmittel an.

Wir stellen Ihnen gerne unser Dienstleistungspaket vor oder erstellen Ihnen ein individuelles Angebot.

info@sprungwerk.net



www.netze-duisburg.de



www.sprungwerk.net

Foto: pixabay (Pexels)



Gute Drohnen, schlechte Drohnen

Drohnen können Netzbetreibern wertvolle Dienste leisten – oder auch eine ernsthafte Gefahr darstellen. Spezialisierte Detektionssysteme ermöglichen einen wirksamen Schutz.

Drohnen sind längst nicht mehr nur ein Spielzeug, das sich auch in Deutschland großer Beliebtheit erfreut. So weist der Bundesverband der deutschen Luftverkehrswirtschaft (BDL) für den März 2021 385.500 privat genutzte Drohnen in Deutschland aus. Die kommerzielle Nutzung von Drohnen steigt stark an und liegt für Deutschland laut BDL aktuell bei 45.200.

„Gute Drohnen“ können in der Energiewirtschaft unterschiedlichste Aufgaben übernehmen. Von der Prüfung von Überlandleitungen, über die Inspektion von Solar- und Windkraftanlagen bis zum Monitoring von Umspannwerken. „Schlechte Drohnen“ hingegen stellen eine Gefahr besonders für zentrale Knotenpunkte wie Umspannwerke dar. Dort können sie enormen Schaden verursachen. Schlimm genug, wenn es sich um einen unaufmerksamen Hobbypiloten handelt, der sein Spielzeug nicht beherrscht. Bedrohlich, wenn eine Drohne gezielt zum Auskundschaften eingesetzt wird oder um größtmöglichen Schaden anzurichten. Ein entsprechendes Schutzsystem kann solche Risiken für Netzbetreiber verringern. Wer sich allerdings auf die Suche nach einem geeigneten System



Angesichts der steigenden Zahl von Drohnen überwachen viele Betreiber kritischer Infrastrukturen inzwischen systematisch den Luftraum über ihren Anlagen. (Foto: AARONIA AG)

zur Drohnerkennung und -abwehr macht, wird schnell festgestellt, dass es eine unüberschaubare Vielzahl von Anbietern gibt. Vor diesem Hintergrund lohnt es sich, nicht nur den Markt, sondern auch die Funktionsmechanismen von Drohnerkennung und -abwehr näher zu betrachten. Zudem sollte man wissen, was es dabei rechtlich zu beachten gilt.

Voraussetzungen für eine effiziente Drohnerkennung

Auf dem Markt für Drohnerkennung und -abwehr gibt es derzeit über 500 Anbieter unterschiedlichster Systeme. Die meisten Systeme dieser Anbieter bestehen lediglich aus einem Radar mit Kamera. „Diese Kombination führt extrem häufig zu Fehlalarmen, weil das Radar Drohnen nicht zuverlässig von Drachen, Ballons oder Vögeln unter-

scheiden kann“, erläutert Thorsten Chmielus, Experte für Hochfrequenz-Messtechnik und Gründer der AARONIA AG. Ein weiterer Nachteil sei die sehr begrenzte Reichweite, wodurch diese Systeme für eine effiziente Drohnerkennung ungeeignet wären. Das, so Chmielus, gelte auch für einfache Funkdetektion, die sich auf WiFi-Frequenzen beschränkt: „Eine Lösung, die kaum zielführend ist. Denn Drohnen kann man mittlerweile ganz leicht so manipulieren, dass sie in anderen beziehungsweise illegalen Frequenzbereichen fliegen können.“

Vor diesem Hintergrund entwickelte der Technologieanbieter aus der Eifel das AARTOS-System, das eine hohe, den Anforderungen entsprechend skalierbare Reichweite, eine 3D-Funkpeilung sowie die Überwachung des gesamten Frequenzspektrums in sich vereint. Thorsten Chmielus: „Der zent-

rale Unterschied von AARTOS zu anderen auf dem Markt angebotenen Systemen ist, dass der patentierte Funkdetektor auch die Höhe eines Objekts bestimmen kann. Und da Drohnen fliegende Objekte sind, ist die Höhe nun einmal der entscheidende Parameter für ihre zuverlässige Erkennung. Denn nur mit Hilfe der exakten Position im Raum lässt sich bestimmen, von wo und wie genau sich eine Drohne dem zu schützenden Objekt nähert.“

Drohnenerkennung

AARTOS ist ein dreistufiges System. Die erste Stufe ist die Detektion per Funk, als zweites kommt ein Radar zum Einsatz und zuletzt wird eine Kamera hinzugeschaltet.

AARTOS spürt zunächst den Funkverkehr der Drohnen auf und ermittelt über Triangulation die Position der Drohne im Raum – mehrere Hundert Mal pro Sekunde. Das Besondere ist, dass das System den gesamten Frequenzbereich überwacht. Dadurch werden die legalen, schmalen WiFi- oder DJI-Drohnen-Frequenzen ebenso auffindbar, wie illegale Frequenzen, in denen Drohnen operieren können, unabhängig vom Hersteller oder ob es sich um einen Selbstbau handelt. „Da das AARTOS Funkdetektionssystem eine extrem hohe Reichweite von bis zu 50 Kilometern bietet, könnten nicht nur Drohnen in unmittelbarer Nähe eines Umspannwerks erkannt werden, sondern bei Bedarf gleichzeitig auch die zuführenden Stromtrassen im entsprechenden Radius mit beobachtet werden“, ergänzt Chmielus.

Das Radar kommt erst zum Einsatz, wenn die Drohne nähergekommen ist. Mit ihm lässt sich dann die Position eines Objekts auf wenige Meter genau erfassen. Weil zu diesem Zeitpunkt nur bereits zuvor detektierte Ziele erfasst werden, funktioniert die Radarortung dann sehr gut und Fehlalarme sind praktisch ausgeschlossen. Im letzten Schritt wird dann noch eine hochauflösende Kamera hinzugeschaltet. Mit Hilfe des Videobildes lässt sich erkennen, ob es sich um eine gefährliche Drohne handelt, die beispielsweise etwas transportiert oder ob es sich bestenfalls um ein Spielzeug handelt. Für diesen Zweck geeignete Kamerasysteme kommen im Nachtsichtmodus bereits auf rund zwei bis vier Kilometer Reichweite.

All das läuft bei AARTOS vollkommen automatisch ab. Sobald eine Drohne sich dem zu schützenden Bereich nähert, bekommt man eine Nachricht vom System und die Sensoren werden Schritt für Schritt zugeschaltet.

Drohnenabwehr

Die einzigen derzeit in Deutschland zulässigen Maßnahmen sind die passive Abwendung einer Gefahr, die durch eine Drohne droht, sowie das Aufspüren des Verursachers und die Weitergabe seiner Position an die Polizei, damit diese den Drohnenlenker aufspüren kann. Dazu stellt AARTOS die Koordinaten von Drohne und Operator allen am System angeschlossenen Nutzern in Echtzeit, etwa auf ihrem Smartphone zur Verfügung, so dass notwendige Maßnahmen wirksam koordiniert werden können. „Unser System bietet diese

Möglichkeit, weil es über die Auswertung des Funksystems der Drohnen funktioniert und somit auch in der Lage ist, zu ermitteln, von wo aus die Drohnen gesteuert werden“, führt der Experte aus. „Der Operator braucht die Drohnen dafür noch nicht einmal abheben zu lassen. Die Kommunikation am Boden genügt bereits: Sofort können Drohne und Fernsteuerung geortet und entsprechende Maßnahmen eingeleitet werden.“ Dabei verfüge das System über eine Reichweite, die meist über die maximale Entfernung zwischen Drohne und zugehöriger Fernsteuerung hinaus geht.

Darüber hinaus gäbe es weitere technische Möglichkeiten eine Drohne, von der eine potenzielle Gefahr ausgeht, unschädlich zu machen – etwa indem man das Funksignal stört. Thorsten Chmielus: „Die Drohne würde dann automatisch landen, weil sie die Verbindung zum Operator verliert. Genauso verhält sich eine Drohne, wenn man per Jamming das GPS-Signal unterbricht. Alternativ lassen sich Drohnen hacken, um sie zu übernehmen und aus dem gefährdeten Luftraum fliegen zu lassen.“ Diese Möglichkeiten darf man in Deutschland und Europa allerdings aktuell nicht nutzen. Denn hierfür fehlt zurzeit noch die rechtliche Regelung. (pq)



AARONIA AG, Thorsten Chmielus,
54597 Strickscheid, mail@aaronia.de



Mehr Versorgungssicherheit für Ihre Netze mit dem Multifunktionsprüfgerät SVERKER 900

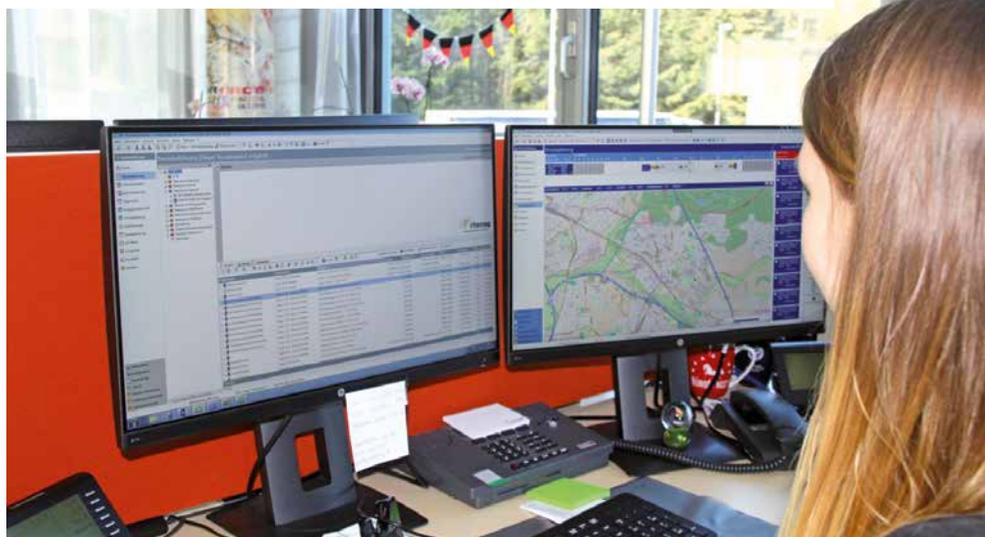


- Frequenzschutzprüfung nach neuer IEC 60255-181
- Ein- und Dreiphasige Prüfungen in Schaltanlagen
- Sekundär- und Primärprüfung

 megger.de/sverker
 +49 170 344 4485

Einsatzplanung durchgängig digitalisiert

Die Rhein-Sieg Netz GmbH und Westerwald-Netz GmbH nutzen die Software GS-Service für Workforce Management, um die Personaleinsatzplanung für Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten effektiver abzuwickeln.



Mit der Workforce Management-Lösung soll die Einsatzplanung für die Koordinierung der Instandhaltungstätigkeiten über eine digitalisierte Disposition zentral vorbereitet und gesteuert werden.

(Foto: rhenag Rheinische Energie AG)

Die Einsatzplanung in der Versorgerbranche ist ein komplexer Vorgang. Wer die richtige Ressource zur richtigen Zeit entsprechend dem Auftrag disponieren möchte, muss viele Aufgaben in Einklang bringen: Auslastung und Qualifikation der Servicemitarbeiter im Feld, mitgeführtes Material sowie die Abwicklung fixer Termine ebenso wie die spontane Kundenanfrage oder Störfallbearbeitung.

Analoge Verfahren führen dabei nicht selten zu Ineffizienzen und mangelhaftem Kundenservice. Die morgendliche Aufgabenverteilung durch den Meister, die Bearbeitung von Materiallisten auf dem Klemmbrett sowie die manuelle Dateneingabe bieten zahlreiche Fehlerquellen. Um diese Ärgernisse zu vermeiden, setzen die Rhein-Sieg Netz GmbH und Westerwald-Netz GmbH auf das Workforce Management mit GS-Service, den so genannten GS-Manager vom Softwareunternehmen GreenGate. Die Kunden aus der Energie- und Wasserwirtschaft und Windbranche sowie der produzierenden Industrie nutzen die Software GS-Service im Bereich des technischen Anlagenmanagements, der Instandhaltungsplanung sowie für Betriebsführungsaufgaben.

Komplette Abdeckung

Bei den Netzgesellschaften Rhein-Sieg Netz GmbH und Westerwald-Netz GmbH stand 2014 die Optimierung der operativen und administrativen Tätigkeit auf der Agenda. Die Tochterunternehmen der rhenag Rheinische Energie AG, einen regionalen Energieversor-

ger und bundesweit agierenden Stadtwerke-Kooperationspartner mit Sitz in Köln, wollten sich damals vom fehleranfälligen Prozess auf Papier verabschieden. „Uns ging es darum, die Instandhaltungstätigkeiten über eine durchdigitalisierte Disposition zentral vorzubereiten und zu steuern. Auch sollte die manuelle Übertragung in den Datenbestand auf ein Minimum reduziert werden – das Ganze ohne Zahlendreher oder verlorene Zettel“, konkretisiert Jochen Günter, Leiter Netze bei der Rhein-Sieg Netz GmbH.

Im Februar 2016 ging der GS-Manager an den Start, zunächst für die Turnusablesung von Zählern und Regelgeräten. Wesentliche Anliegen waren dabei laut Jochen Günter die Harmonisierung der Betriebsstellen mit standardisierten Prozessen und die Routenoptimierung. Bis heute bewährt sich die Lösung im Einsatz.

Bewährte Vordisposition

Nach der Turnusstrategie der Netzbetreiber werden alle Kunden vorab mit einem Terminvorschlag angeschrieben. Angestoßen wird dieser Prozess, indem die geplanten Termine mit Daten zum Turnusauftrag an eine Software zur Briefezeugung exportiert werden. Alternativ steht im GS-Manager eine Serienbrieffunktion zur Verfügung. Bei Rückmeldungen von Kunden werden die Termine durch

die Disposition verschoben. Mit dem Modul GS-Einsatzplanung disponiert die inzwischen auf vier Mitarbeiter aufgestockte Abteilung die Aufträge vor. Martina Hundhausen, IT-Projektleiterin bei GreenGate: „Der Optimierungsalgorithmus sorgt für eine minimierte Fahrtzeit unter Berücksichtigung der Arbeitszeiten, Ausfallzeiten und Mitarbeiterqualifikationen.“ Auf die gewünschte Teamgröße – 20 bis 30 Monteure seien im Einzugsgebiet zwischen Rheinschiene und A45 immer unterwegs – werden die Aufträge eines Bezirks verteilt. „Die räumliche Clusterung hat sich jetzt schon bewährt“, sagt Bernhard Lagermann, Betriebsstellenleiter der Rhein-Sieg Netz, „die Routenoptimierung ohne Leeranfahrten bedeutet verbesserte Effizienz bei der Auftragsbearbeitung. Das Gros der Meister und Mitarbeiter will dieses System nicht mehr missen.“

Effiziente Organisation

Zur Erledigung der Aufträge steht den Monteuren die App GS-Touch auf dem Betriebs-Smartphone zur Verfügung. In der App werden die Turnusaufträge mit Termin in einem Kalender tagesweise gelistet und lassen sich über Karten in GS-Maps visualisieren. Insbesondere bei Restanten können über die Kartenfunktionen effizient ausgestaltete Auftragspakete geschnürt werden, um auch bezirksübergreifende Aufträge anzugehen. Bei Bedarf werden der Jobliste weiterhin Füllaufträge wie Armaturenprüfungen hinzugefügt. Aus diesem Fundus können sich die Mitarbeiter die Aufträge herausziehen.

Mobiles Arbeiten

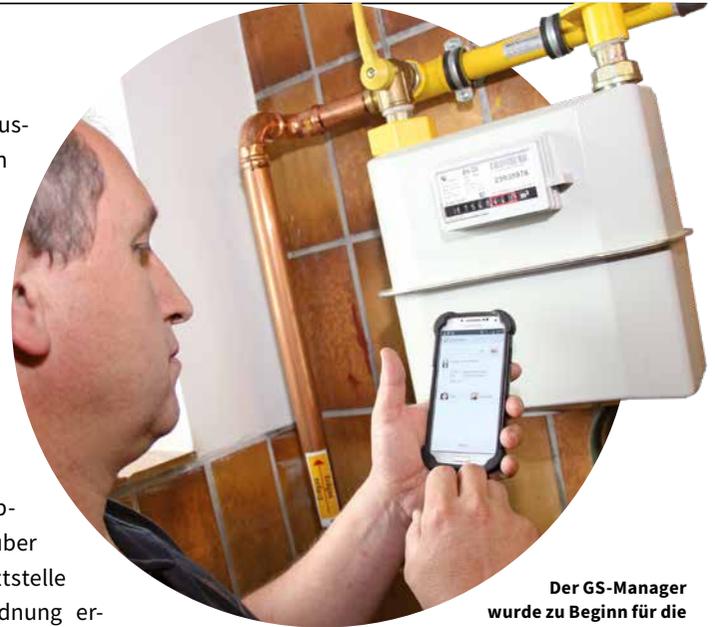
„Die Navigation über mobile Endgeräte ist gerade für externe Dienstleister ein großer Mehrwert“, so Peter Krupp, Abteilung Informationssysteme bei Rhein-Sieg Netz. „Die Dienstleister erhalten fertig konfigurierte Endgeräte mit Paketen zur Auftragsbearbeitung. Der Weg zu uns zurück ist dann der gleiche wie bei den internen Mitarbeitern, wenn es darum geht, die Daten vom Auftrag über das Smartphone ins GS-System zurückzuspielen.“ Die tatsächlichen

Zähler, Regler und Haus-einführungen zu den Hausnummern werden aus dem kaufmännischen System lima – eine rhenag-Eigenentwicklung, die inzwischen bundesweit bei Versorgern im Einsatz ist – je nach anstehendem Auftrag, wie etwa Ablesung oder Wechsel, über eine weitere Schnittstelle übertragen. Die Zuordnung erfolgt über die Angaben der Entnahmestelle zur Hausnummer.

Medienbrüche fallen weg

Beim Kunden vor Ort lassen sich in der App GS-Touch bereits hinterlegte Stammdaten anzeigen oder neue Daten wie Zählerstand und Fotos zur Dokumentation direkt erfassen. Hier kommt die Zählererfassung per Kamera über das Modul des Anbieters pixolus zum Einsatz. Der Zählerstand wird aus dem Foto ausgelesen und automatisch ins GS-System eingetragen. Ebenso lassen sich Scanfunktionen verwenden, um zum Beispiel einen neu eingebauten Zähler aufzunehmen. Die Smartphone-Anwendung wurde von Rhein-Sieg Netz gemeinsam mit GreenGate so konzipiert, dass die Monteure damit ohne Medienbrüche arbeiten können. Ebenso gehöre die Nutzung unterschiedlicher Dokumentvorlagen der Vergangenheit an. „In der Nachbearbeitung liegt der große Vorteil“, ergänzt Jochen Günter, „unsere Monteure arbeiten unmittelbar im System, hier muss nichts neu abgearbeitet werden. Positiv ist auch die Kontrollfunktion über den Zugriff auf hinterlegte Daten zu werten.“

Nach dem Zurückspielen der erledigten Aufträge in den GS-Manager – zur Archivierung auch als PDF abspeicherbar – werden die Daten mit den Fotos der Zählerstände für die kaufmännische Abrechnung nach lima exportiert. Der Meister kann ebenso wie die Disposition nicht erledigte Aufträge



Der GS-Manager wurde zu Beginn für die Turnusablesung von Zählern und Regelgeräten eingesetzt.
(Foto: rhenag Rheinische Energie AG)

und erfasste Mängel einsehen, beurteilen und entsprechend reagieren. „Dadurch, dass im GS-System auf einheitliche Dokumentvorlagen zurückgegriffen werden kann, werden die Nachbearbeitungsprozesse über unterschiedliche Standorte einheitlich ausgeführt“, schließt Jochen Günter ab.

Weitere Projekte geplant

Momentan steht bei Rhein-Sieg Netz und Westerwald-Netz der weitere Ausbau der digital gestützten Prozesse mit dem GS-System an. Fortan sollen sowohl die Störungsannahme als auch die Regelanlagenwartung über den GS-Manager laufen. Peter Krupp: „Konkret sprechen wir hier über 2.000 Objekte, die regelmäßig geprüft werden müssen, vom Hydranten über Stromaggregate bis hin zu Akkubohrschrauben oder Leitern.“ Auch die Zeitbuchung auf die unterschiedlichen Aufträge soll künftig über das GS-System abgewickelt und in die Auftragswirtschaft der rhenag überspielt werden.

Die Einführung des GS-Managers sei innerhalb eines Jahres erfolgt, sodass der Zeitaufwand wohl auch bei den Folgeprojekten vertretbar sein wird. (ds)



Bild: iStock.com / monsitj; iStock.com / branex

Effizienter durch Künstliche Intelligenz



Datenanalysen und Prognosen, gestützt durch den Einsatz von Künstlicher Intelligenz (KI), können den Betrieb und die Wartung von Versorgungsanlagen deutlich optimieren. Die Lehmann + Pioneers Digital GmbH (LPDG) hat eine Lösung entwickelt, die sich sowohl bei KWK-Anlagen als auch im Lademanagement bewährt.

der Integration von Strom- und Wärmespeichern sowie Ladeinfrastrukturen für Elektromobile kommen weitere, wohl noch wesentlich komplexere Optimierungsaufgaben auf die Versorgungswirtschaft zu. Am Beispiel BHKW lässt sich zeigen, wie Datenanalytik dabei wirkt.

Tiefe Datenanalyse

Bei der Optimierung von BHKW stehen neben der Energieeffizienz immer auch zwei weitere Ziele im Fokus: möglichst niedrige Erzeugungskosten sowie zuverlässiger und ausfallsicherer Anlagenbetrieb. Matthias Hinkelmann, Geschäftsführer der LPDG, erläutert den Ansatz der LPDG-Lösung: „Für die datenbasierte Optimierung der Anlagensteuerung eignen sich analytische Plattformen wie LPDG Analytics. Damit lassen sich die Daten aus Verbrauchszählern für Strom oder Thermische Energie, Sensoren und Leitsystem extrahieren, verarbeiten und mit Daten aus externen Quellen anreichern. Auf dieser Basis können noch genauere Prognosen und Fahrpläne erstellt werden, als dies allein mithilfe historischer Lastgänge möglich ist.“

Konkret werden für die Planung der BHKW-Laufzeiten Parameter wie die erwarteten Abnahmemengen von Wärme und Strom, die Füllstände der Wärmespeicher, Wetterdaten und die Vorlauftemperatur einbezogen. Die zu erwartenden Abnahmemengen werden durch ein additives Prognose-Modell mit maschinellem Lernen aus den Werten der Vergangenheit errechnet. Dazu werden sowohl saisonale Schwankungen als auch Abhängigkeiten von externen Faktoren wie der Umgebungstemperatur einbezogen. „Um ein re-

Ganz im Sinne der Energiewende und der Sektorenkopplung erzeugen BHKW parallel Wärme und Strom dezentral und in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher. Typischerweise kommen diese Anlagen in Quartieren und Wohnblocks, öffentlichen Einrichtungen wie Krankenhäusern, Schulen und Schwimmbädern, im Gastronomie- und Hotelgewerbe sowie Industriebetrieben mit gleichzeitigem Strom- und Wärmebedarf zum Einsatz. Geplant, betrieben und gewartet werden die Anlagen häufig durch das örtliche Stadtwerk im Rahmen von Contracting-Vereinbarungen. Da die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zwei Sektoren verbindet, ist ihr Betrieb meist auch eine Optimierungsaufgabe. Mit

alistisches Szenario für die Laufzeitenplanung zu erreichen“, so Hinkelmann, „berücksichtigt das Datenmodell zudem die Kapazitäten der Wärmespeicher und die Mindestlaufzeiten als Parameter. Zur Einspeisung von Strom ins Netz kann die Energieerzeugung zusätzlich wirtschaftlich optimiert werden. Dies gelingt durch die Anbindung weiterer externer Datenquellen, etwa der Price Forward Curve von Energiebörsen wie der European Energy Exchange AG (EEX).“

Vorausschauende Wartung

Ein weiterer Anwendungsfall für eine datengetriebene Optimierung von Blockheizkraftwerken ist die vorausschauende Wartung oder Predictive Maintenance. Mit diesem Begriff wird ein Wartungskonzept bezeichnet, das auf der Auswertung von Prozess- und Maschinendaten in der Verbindung mit Vorhersagemodellen basiert. Im Gegensatz etwa zur turnusmäßigen und zustandsorientierten Wartung liegen der vorausschauenden Wartung somit Berechnungen zum optimalen Zeitpunkt für die Wartungsmaßnahme zugrunde. Konkret ermittelt die Lösung anhand eines kontinuierlichen Monitorings verschiedener Betriebsparameter wie Temperaturen, Vibration, Geräuschpegel etc. die Wahrscheinlichkeit für Ausfälle einzelner Komponenten oder der gesamten Anlage. Zusätzlich zu den Daten der Maschinen selbst werden auch Informationen der Peripherie und Umgebungsmerkmale wie Temperatur oder Luftfeuchtigkeit einbezogen. Matthias Hinkelmann: „Je mehr Daten für die Analyse-Algorithmen zur Verfügung stehen, desto besser lassen sich latente Verschleißprozesse oder Störfaktoren erkennen.“ Sensor- und funkbasiert (z.B. per LoRaWAN) lassen sich die benötigten Parameter heute auf einfache Art und Weise erheben und übermitteln.

Matthias Hinkelmann fasst zusammen: „Durch intelligente Methoden der Datenintegration, Datenbereinigung und Vereinheitlichung auf der LPDG Analytics Plattform wird die Basis zur Erkennung und Voraussage von Anomalien im Anlagenbetrieb geschaffen. Dies geschieht dann beispielsweise durch Zeitreihenanalysen sowie das Clustering von Betriebsdaten. Auf dieser Basis können Eintrittswahrscheinlichkeiten für bestimmte Ereignisse errechnet und somit auch der optimale Zeitpunkt für die Wartung bestimmt werden.“ Das Identifizieren von Anomalien in Datenbeständen sei dabei auch die Voraussetzung zur Optimierung und Steuerung von Prozessabläufen. „Algorithmen aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz und maschinelles Lernen sorgen so für einen energetisch vorteilhaften, sicheren und wirtschaftlichen BHKW-Betrieb.“

Prognosebasiertes Lademanagement

Nicht weniger anspruchsvoll ist das Management von Ladeinfrastrukturen für Elektromobile. Hier geht es insbesondere darum, Parameter wie Stromangebot (ggf. dezentral aus Wind, Sonne oder Speichern) und Belastbarkeit des lokalen Stromnetzes mit den Ladebedürfnissen der E-Mobilisten in Einklang zu bringen. Eine Netzüberlastung durch zeitgleiche Ladevorgänge in lokalen Netzen gilt

es unter allen Umständen zu vermeiden. Auch hier bietet die LPDG-Plattform einen Lösungsansatz: „Mithilfe von KI-basierten Tools kann ermittelt werden, welche Leistung wann am Standort zum Laden der Fahrzeuge zur Verfügung steht. Auf dieser Basis kann ein prognosebasiertes, gleitendes Lademanagement realisiert werden. KI unterstützt dabei, technische Erfordernisse und Konsumbedürfnisse intelligent auszubalancieren“, so Hinkelmann.

Ganz grundsätzlich sieht der COO in der Energiewirtschaft enormes Optimierungspotenzial durch den Einsatz von KI: „Durch die Integration und das Zurückspielen von Analyseergebnissen in Geschäftsprozesse und Wertschöpfungsketten ergeben sich ganz neue Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung. Wir halten KI sogar für ein unverzichtbares Werkzeug, wenn die verschärften Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Vergessen wir nicht, dass unser Energiesystem im Zuge des Dekarbonisierungs- und Dezentralisierungsprozesses immer komplexer wird und dass immer mehr Daten zur Verfügung stehen. Es wäre fahrlässig, in dieser Situation auf KI als Optimierungsinstrument und Navigationshilfe zu verzichten.“ (pq)



Lehmann + Pioneers Digital GmbH, Matthias Hinkelmann,
70771 Leinfelden-Echterdingen, matthias.hinkelmann@lpdg.io

Turbulenzen im Netz?

Jetzt bis 150 kHz

Spannungsmessung
Oberschwingungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz bis 150 kHz

Strategie
mit frequenzoptimierter Mittelspannungssensoren

Kosten sichern
Verlässliche Energieversorgung ohne Netzausfälle und Spannungsschwankungen

+49 7976 / 9851-0
verkauf@mbs-ag.com
www.mbs-ag.com

Machen Sie Oberschwingungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz bis 150 kHz sichtbar!

Anzeige

Marktkommunikation neu gedacht

Die Leipziger Stadtwerke gehören zu den ersten Anwendern der AEP MaKo Cloud von Arvato Systems, einer End-to-End-IT-Lösung für die fachliche und technische Marktkommunikation – unabhängig von der jeweiligen Marktrolle.



Bild: Marko Aliksandr / Shutterstock.com

Sie existiert seit 2006, verursacht erheblichen Aufwand und bringt selbst keinerlei Erträge. Trotzdem kommt kein energiewirtschaftlicher Akteur an ihr vorbei: Die Rede ist von der Marktkommunikation (MaKo). 2019 wurde sie aufgrund der Neuregelungen im Messwesen zur „MaKo 2020“ – der Energiemarkt erlebte einen umfangreichen Umbruch in der Prozesslandschaft, von denen alle regulierten energiewirtschaftlichen Use Cases betroffen sind. Mit dem Redispatch 2.0, der Einbindung von Energiespeichern und Elektroladesäulen, stehen weitere Aufgaben ins Haus, die ebenfalls die Marktkommunikation betreffen.

Herausforderung MaKo

Schon heute belastet das Thema die Energieversorger in erheblichem Maße, zum Beispiel durch die permanente fristgerechte Pflege des Nachrichtenaustauschs. Auch die regelmäßigen gesetzlichen Anpassungen im Rahmen der Formatwechsel und Prozessanpassungen stellen eine Herausforderung dar, da entsprechendes Know-how aufgebaut und Systeme ertüchtigt werden müssen. Dabei entstehen teils hohe Kosten und Aufwände im Nachrichten-Management sowie in der Bearbeitung von Sonderfällen oder fehler-

haften Nachrichten. „Ich kenne Unternehmen in der Branche, die zum Teil ein Dutzend Sachbearbeiter oder mehr ausschließlich für diese sogenannten Clearingprozesse benötigen“, berichtet Andreas Pöhner, Geschäftsführer der Next Level Integration GmbH, die zur Arvato Systems Gruppe gehört. Das läge schlicht an der zunehmenden Komplexität der Vorgaben und den Interpretationsspielräumen für die Umsetzung, die immer wieder zu Inkonsistenzen bei den Daten führten. Für die Versorger werde dies zunehmend zur Belastung – nicht nur, weil die hausinternen Systeme an ihre Grenzen stoßen, sondern insbesondere auch, weil die MaKo als solche nicht wertschöpfend ist. „Eigentlich müssten die Prozesse einfach im Hintergrund laufen“, so Pöhner.

Dies gilt umso mehr mit Blick auf die künftigen Entwicklungen in der Regulierung und der IT-Landschaft der Versorgungswirtschaft: „Immer mehr Marktteilnehmer tauschen immer mehr Daten aus ganz unterschiedlichen Quellen aus. Nicht nur die Anzahl der Transaktionen nimmt stetig zu, auch fachlich werden die Prozesse immer komplexer und damit aufwändiger in der Handhabung. Künftig wird sich dieser Trend verstärken und wir werden zum Beispiel verstärkt auch Cloud-to-Cloud-Ansätze sehen, bei denen die

Daten aus beziehungsweise zwischen verschiedenen Cloud-Lösungen in die jeweils vorgeschriebenen Kommunikationsprozesse überführt werden müssen.“ Dass Handlungsbedarf besteht, hat die Branche erkannt. Wie der NLI-Geschäftsführer berichtet, stellen sich viele Versorger aktuell die Frage, wie sie ihre weitere IT-Strategie grundsätzlich gestalten sollen und befinden sich in einem Sondierungs- und Findungsprozess. „Dabei ist den meisten Unternehmen nicht bewusst, dass es Optionen außerhalb ihrer angestammten IT-Lösungswelt gibt“, vermutet Andreas Pöhner. Tatsächlich böte sich für die Marktkommunikation eine systemunabhängige Cloud-Lösung an. Hierbei wird die technische mit der fachlichen Marktkommunikation verbunden, um die Prozesse durchgängig unterstützen und monitoren zu können.

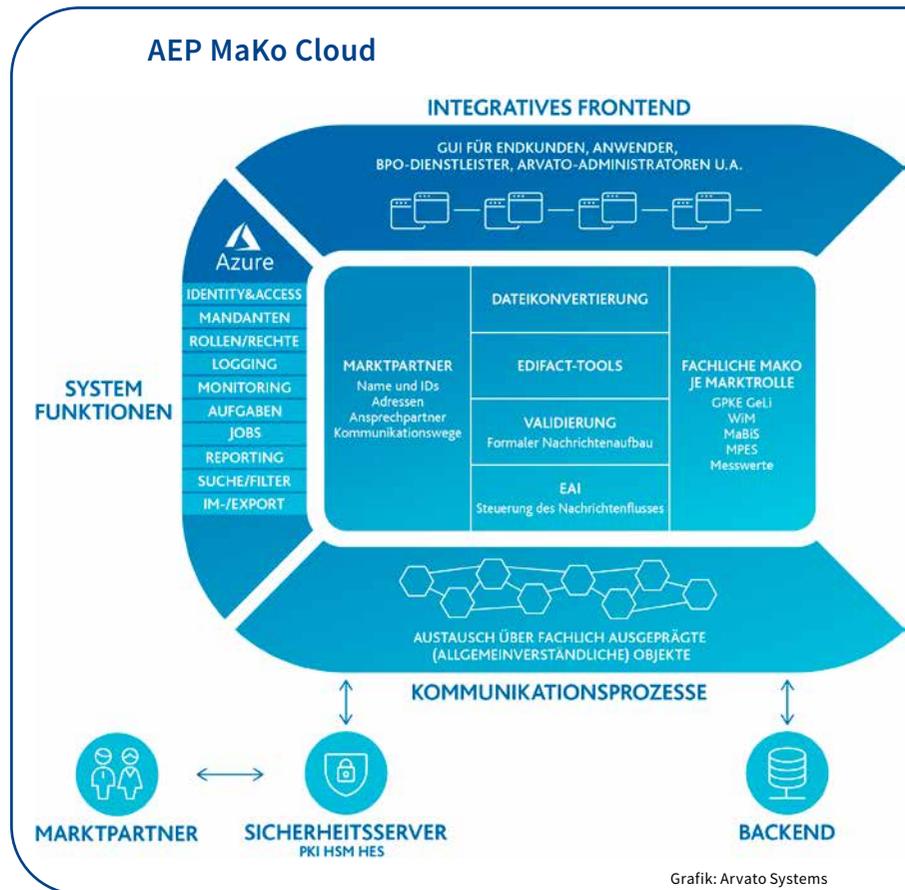
AEP MaKo Cloud

Hier setzt die AEP MaKo Cloud an, eine cloudbasierte End-to-End-Lösung für alle Markttrollen. Dieses Betriebsmodell soll den Nutzern etwa den Test- und Installationsaufwand im Zuge der halbjährlichen Aktualisierungen ersparen, wie Andreas Pöhner unterstreicht: „Läuft die Marktkommunikation in der Cloud und wird zentral administriert, muss sich der Anwender nicht mehr mit diesen Dingen beschäftigen.“ Zusätzlich erleichtere und beschleunige der Cloud-Ansatz das Onboarding für die Anwender.

Die MaKo-Cloud wurde als Baustein innerhalb der Arvato Energy Platform (AEP) entwickelt, die übergreifend auch zahlreiche Systemfunktionalitäten für alle Markttrollen bereitstellt, so zum Beispiel ein weitreichendes Monitoring und verschiedene Dashboards. Dabei funktioniert die Marktkommunikation nicht nur mit der AEP von Arvato Systems, sondern lässt sich flexibel auch mit beliebigen Backend-Systemen und Fachmodulen anderer Systemhersteller kombinieren. „Ein weiteres besonderes Merkmal der Lösung besteht darin, dass sie zusätzlich zur klassischen EDIFACT-Kommunikation über sogenannte Enterprise Application Integration (EAI)-Funktionalitäten verfügt“, erläutert der NLI-Geschäftsführer. Das Kürzel bedeutet, dass sich vorhandene (und künftige) Anwendungssysteme prozessorientiert integrieren lassen. „Die AEP MaKo Cloud wird damit zur Datendrehscheibe, die Informationen aus unterschiedlichen Quellen automatisch in die jeweiligen Marktprozesse einspielt.“ Prozesse können dabei einfach über eine Business Process Engine angepasst und über ein Monitoring im Rahmen des AEP Frameworks transparent gemacht werden.

Die Konzepte und Erfahrungen der Next Level Integration sind wesentlich in die Entwicklung eingeflossen, wie Andreas Pöhner berichtet: „Wir haben bereits in den vergangenen zehn Jahren unseren Kunden mit der Open-Source-Lösung B2B by Practice ein ho-

hes Maß an Stabilität und Integrationsfähigkeit in der technischen Marktkommunikation geliefert. Unser Leistungsversprechen mit der ‚AEP MaKo Cloud‘ ist, dies auch zukünftig für alle technischen und fachlichen Prozesse der Marktkommunikation – unabhängig von der jeweiligen Markttrolle – sicherzustellen.“



Leipziger Stadtwerke in der Cloud

Als einer der ersten Anwender setzen bereits heute die Leipziger Stadtwerke auf fachliche und technische Kernprozesse der AEP MaKo Cloud. Im Zentrum steht hier zunächst die Abdeckung der beiden Markttrollen Messstellenbetreiber und Lieferant. Diese werden zusätzlich um Funktionalitäten der AEP Abrechnungslösung „myBusiness Supplier“ ergänzt. Für die Zukunft ist der Ausbau der Zusammenarbeit zwischen Leipziger Stadtwerken und Arvato Systems auch auf die Prozesse der Markttrolle Netzbetreiber in Planung. Uwe Fischer, Bereichsleiter Informationsmanagement der Leipziger Stadtwerke, äußert sich zufrieden: „Mit dem Produktportfolio der Arvato Systems auf Lieferantenseite stellen wir weitere Weichen für die Digitalisierung unseres Geschäftes und werden dieses sukzessive auf Basis der AEP weiter ausbauen.“ (pq)



Bild: Shutterstock.com / AmazeinDesign



Roboter als Prozesshelfer

Der Versorger LSW begegnet der wachsenden Komplexität bei Kundeninteraktionen mit einer robotergestützten Automatisierung. Mit der RPA-Lösung der Weissenberg Group sollen die Bearbeitung von Kundenumzügen und die Aufhebung von Ratenvereinbarungen effizienter abgewickelt werden.

bellen in das Abrechnungssystem zu übertragen. Angesichts der zunehmenden Komplexität der Prozesse in der Energiewirtschaft war Jörn Milkereit, Bereichsleiter Abrechnung, Service und Informationsmanagement, bewusst, dass er die hierfür benötigten Ressourcen nur schaffen konnte, indem er Mitarbeiter in größerem Umfang von der manuellen, zeitintensiven Bearbeitung von Massenprozessen befreite. Ein Gespräch mit Milad Safar, Managing Partner beim IT-Beratungshaus Weissenberg Group, eröffnete einen Lösungsweg. Mit Robotic Process Automation brachte Safar ein systemübergreifendes Tool ins Gespräch, das eine Automatisierung von Prozessen ermögliche.

Die Weissenberg-Methode

Auch wenn Jörn Milkereit auf Anhieb zahlreiche automatisierbare Prozesse einfielen, stand für ihn außer Frage, dass direkt betroffene Kollegen für die Identifikation und die Auswahl der Prozesse besser geeignet wären: „Die Führungskräfte, Mitarbeiter und Teamleiter wissen aus dem Tagesgeschäft heraus wesentlich besser, wo der Schuh drückt, bei welchen Prozessen zu viele menschliche Ressourcen vergeudet und wo Unterstützung am dringendsten benötigt wird. Die Frage war nur, wie sich dieser Bottom-Up-Ansatz realisieren ließ.“ Milad Safar brachte daraufhin die Weissenberg-Methode ins Spiel.

Die „Weissenberg-Methode“ ist ein strukturiertes Verfahren, um Prozesse zu identifizieren, die sich besonders gut für eine Automatisierung mit RPA eignen und bei dem die Mitarbeiter maßgeblich bei der Identifizierung der Prozesse mitwirken können.

Im Rahmen der arbeitsteiligen Methode haben die involvierten LSW-Mitarbeiter zunächst mögliche Prozesse für die Automatisierung mit RPA anhand einer Checkliste eigenständig aufgenom-

Die LSW Netz GmbH & Co. KG sorgt im Raum Wolfsburg-Gifhorn dafür, dass die Menschen in ihrem Netzgebiet mit rund 2.115 km² rund um die Uhr mit Strom, Erdgas, Fernwärme und Wasser versorgt werden. Moderne Kunden haben jedoch höhere Ansprüche und erwarten, dass die Interaktionsprozesse mit dem Energieversorger so schnell und einwandfrei wie bei digitalen Marktplätzen ablaufen. Ein Hilfsmittel hierfür ist die sogenannte Robotic Process Automation (RPA) – darunter versteht man die automatisierte Bearbeitung von strukturierten Geschäftsprozessen durch digitale Software-Roboter.

Von Makros zu RPA

Erste Schritte, Prozesse zu automatisieren, wurden bei der LSW über Makro-Funktionen schon vor einigen Jahren realisiert, um Informationen aus Excel-Ta-

men. Nach einer ersten Bewertung konnte Weissenberg aus den RPA-Anwärtern etwa zehn Prozesse – die sogenannten RPA-Kandidaten – herausfiltern. Mittels Klickstrecken erstellten die LSW-Mitarbeiter mit der Unterstützung eines Weissenberg-Projektmanagers für die RPA-Kandidaten eine detaillierte und RPA-konforme Prozessbeschreibung. Die Bewertung der Klickstrecken durch Weissenberg führte zu drei Prozessen, die sich besonders gut für die Automatisierung mit RPA eignen, die sogenannten RPA-Favoriten. Unter Berücksichtigung der Ergebnisse von Weissenberg hat die LSW ihre finalen RPA-Favoriten bestimmt, die von Weissenberg automatisiert werden sollten: Die Bearbeitung von Kundenumzügen und die Aufhebung von Ratenvereinbarungen.

Automatisierte Umzugsbearbeitung

Zieht ein Kunde der LSW um, musste ein Mitarbeiter vor der Automatisierung des Prozesses per Hand den Umzug prüfen, die kompletten Ableseergebnisse ins System übertragen und den Vorgang abschließen, damit am Ende des Abrechnungsjahres auch eine Heizkostenabrechnung erstellt werden konnte. Mithilfe von RPA konnte der Prozess laut LSW zu 80 Prozent automatisiert werden, sodass jetzt bei einem Umzug nur noch in besonderen Fällen das Eingreifen eines Mitarbeiters notwendig ist.

Der eingesetzte RPA-Software-Roboter liest den Vorgang ein, lädt die Kundeninformationen des ausziehenden Kunden und prüft den Zählerstand. Danach überprüft er, ob der einziehende Kunde bekannt ist. Ist dies nicht der Fall, legt er den Vermieter/Eigentümer als Kunden an. Anschließend überprüft der Software-Roboter, ob die Ablesewerte vollständig sind. Falls nicht, wird der Vorgang zur späteren Bearbeitung zurückgestellt. Im nächsten Schritt ergänzt er die Kundeninformationen um die Daten des einziehenden Kunden und prüft, ob bereits ein Vertrag vorhanden ist. Liegt kein Vertrag vor, trägt er Vertragsart, Bezeichnung, Tarifdeklaration und Abschlüsse ein, berechnet

weitere Beträge für Wasser/Kanal und trägt diese ebenfalls ein. Anschließend überprüft er, ob die Ablesewerte korrekt sind. Gegebenenfalls werden sie korrigiert. Zuletzt wird noch das Fälligkeitsdatum geprüft und notfalls aktualisiert. Nach einer abschließenden Prüfung auf Warnungen und Fehler wird der Vorgang durch den Software-Roboter an den Sachbearbeiter weitergeleitet.

Automatisierter Check von Ratenzahlungsverträgen

Im Bereich der Ratenvereinbarung waren zwei LSW-Mitarbeiter einmal in der Woche sieben Stunden damit beschäftigt, Ratenzahlungsverträge aufgrund rückständiger Ratenzahlungen manuell aufzuheben und den Vorgang an ein Inkassounternehmen weiterzuleiten. Rund 3.000 Ratenkreditvereinbarungen wurden von den Mitarbeitern pro Jahr auf diese Weise gekündigt. Dabei umfasste jeder Vorgang rund 50 Prozessschritte. Dieser Prozess konnte zu 100 Prozent automatisiert werden, so der Versorger.

4 Fakten über Robotic Process Automation

1. RPA ermöglicht die Automatisierung regelbasierter Prozesse.
2. RPA ahmt das Verhalten des Menschen mit Software-Robotern nach.
3. RPA kann Mitarbeiter von alltäglichen Routineaufgaben befreien.
4. RPA stößt bei unstrukturierten Daten an seine Grenzen.

Nach der erfolgreichen Automatisierung des Prozesses prüft der Software-Roboter jetzt tagesaktuell binnen einer Minute, welche Kunden mit der Ratenzahlung im Rückstand sind. Dabei prüft er, ob überfällige Zahlungen vorhanden sind, ob der aktuell fällige Betrag größer oder gleich dem ursprünglichen Betrag ist, ob ein Eintrag in der Kundeninformationsbeschreibung mindestens drei Tage überfällig ist und überspringt den Kunden, wenn die Antwort je-

weils „nein“ lautet. Zudem überprüft er, ob die letzte Mahnung jünger als 15 Tage ist und überspringt den Kunden, wenn die Antwort „ja“ lautet. Ist ein negativer Betrag in der Kundeninformation vorhanden, erstellt er einen Buchungsbeleg. Bei einem vollen Buchungsbeleg schickt das System eine E-Mail mit dem Buchungsbeleg als Anhang an den Sachbearbeiter. Stellt der Software-Roboter fest, dass der Kunde mit seinen Raten schon länger im Rückstand ist, hebt er den Ratenvertrag auf und übergibt den Vorgang an ein Inkassounternehmen.

Beobachtete Lerneffekte

„Wir waren immer davon ausgegangen, dass es bei der LSW keine zehn Prozesse gibt, deren Automatisierung sich wirtschaftlich lohnen würde. Aber die Weissenberg-Methode hat uns eines Besseren belehrt. Mit ihrer Hilfe haben wir bereits mehr als zehn Prozesse identifiziert, die wir sukzessive automatisieren werden. Die von Weissenberg entwickelte Methode ist dabei nicht nur ein geeignetes Mittel, um generell automatisierbare Prozesse zu identifizieren, sondern auch, um deren Automatisierungsgrad zu erfassen. Das passt hervorragend zu unserem Verständnis von Digitalisierung bei der LSW, da wir darunter in erster Linie die Automatisierung von Prozessen verstehen“, zeigt sich Jörn Milkereit als Projektverantwortlicher von dem Ergebnis der Methode angenehm überrascht.

Darüber hinaus hat Jörn Milkereit bei den Mitarbeitern auch einen Lerneffekt feststellen können. Durch die Arbeit mit der Weissenberg-Methode hätten die Mitarbeiter ein tieferes Prozessverständnis entwickelt, da ihr Fokus auf die Erstellung der richtigen Reihenfolge der Klickstrecken gelenkt wurde. Dieses geschärfte Prozessverständnis wirke sich wiederum positiv auf die Umsetzung weiterer bereichs- und systemübergreifender Automatisierungsprojekte aus, die unternehmensweit in nächster Zeit noch geplant sind. (ds)



Kunden besser beurteilen

Mit einer intelligenten Plattform will das Start-up axytos die Antragsprüfung im Stadtwerk verbessern. Potenziell wertvolle und risikobehaftete Kunden lassen sich so gleichermaßen identifizieren.



Foto: katueng / Shutterstock.com

Die Wechselbereitschaft der Stromkunden nimmt zu und hat inzwischen beinahe das Niveau erreicht, das wir vom Telekommunikationsmarkt kennen. Vergleichsplattformen treiben diese Entwicklung voran und im Wettbewerb um die Kunden wachsen die Anforderungen und Risiken. „Es geht es darum, interessanten Neukunden auf Basis zuverlässiger Informationen einen Vertrag mit zugleich attraktiven Konditionen und einer passenden Laufzeit anzubieten. Und ihm gegebenenfalls mit einem passenden Goodie wie Smartphone oder Gutschein den Anbieterwechsel noch schmackhafter zu machen“, sagt Michael Fait, der sich als Key Account Manager EVU der atriga regelmäßig mit den Verantwortlichen großer Stadtwerke austauscht. Ebenso wichtig sei es jedoch, Antragsteller zu identifizieren, die gar nicht zahlen können und im Zweifelsfall nur auf die Prämie aus sind. In diesem Fall sollten Verträge abgelehnt oder in der Grundversorgung beispielsweise über Vorkasse-Vereinbarungen gestaltet werden.

Antragsprüfung professionalisieren

Michael Fait: „Versäumnisse und Fehler im Antragsprüfungsprozess können sehr schnell sehr teuer werden. Das gilt auch mit Blick auf gewerbliche Verträge, die derzeit besonders risikobehaftet sind. Umso wichtiger ist es jetzt für Stadtwerke, auch im B2B-Umfeld tiefer zu prüfen, bevor man einen neuen Vertrag abschließt.“

Dementsprechend denken viele Stadtwerke darüber nach, das Inkasso- und Forderungsmanagement sehr viel früher in der Wertschöpfungskette anzusetzen, wie Fait berichtet: „Es gibt Stadtwerke, die Bonitätsdaten im Antragsprüfungsprozess von unterschiedlichen Auskunfteien erhalten und damit unterschiedliche Strategien im B2C- und B2B-Geschäft fahren.“ Speziell diese Unternehmen seien nun ganz konkret auf der Suche nach einem sinnvollen und wirtschaftlichen Prüfungsprozess, der individuell auf Kundencluster, Produkte und Risiken ausgerichtet ist und auch risikospezifisch gesteuert werden kann.

Risk-Management Workflow für Stadtwerke

Hier kommt die axytos GmbH, Start-up und Schwester der atriga aus Langen bei Frankfurt, mit ihrer „Customer Financial Lifecycle Plattform“ ins Spiel. Was hinter dem etwas sperrigen Begriff steckt und wie die neuartige Technologie auch Stadtwerke unterstützt, erläutert Michael Fait:

„Das Stadtwerk kann mit dem axytos API-Service über nur eine Schnittstelle Informationen von über 70 externen Datenquellen seiner Wahl beziehen, darunter alle relevanten Auskunfteien für zuverlässige Bonitätsprüfungen, Fraud-Prevention-Spezialisten und Dienstleister für Adressvalidierungen. Ebenso werden interne Datenquellen des Stadtwerks wie Informationen zu Bestandskunden oder Black & White-Lists einbezogen.“ Welche internen oder externen Datenquellen in welcher Reihenfolge, zum Beispiel als kaskadierende oder parallele Abfrage, genutzt werden, wird vom Stadtwerk vorgegeben und in der axytos Plattform hinterlegt. „Die Lösung kombiniert diese Daten und liefert damit auch qualitativ bessere Entscheidungsgrundlagen für die Vertragsgestaltung“, fasst der atriga-Fachmann zusammen. Die Produkte und Dienstleistungen stehen cloud-basiert im Pay-per-Use-Modell zur Verfügung.

Vorhandene Auskunfteien einbinden

Den axytos API-Service kann das Stadtwerk zur Anbindung von Anbietern externer Datenquellen nutzen, mit denen das Stadtwerk bereits selbst ein Vertragsverhältnis hat. Michael Fait klärt auf: „Die axytos mischt sich nicht in vorhandene, teils langjährige Verträge ein. Das Stadtwerk nutzt seine vorhandenen Datendienstleister dann einfach über die axytos-Plattform.“ Oder das Stadtwerk schließt mit axytos einen Vertrag im Reseller-Modell ab, um Leistungen weiterer Auskunfteien zu beziehen. Die

Abrechnung erhält das Stadtwerk dann aggregiert und aus einer Hand und partizipiert von guten Konditionen durch die Mengenabnahme der axytos.

Eigene Daten nutzen

Tatsache ist, dass die Daten aus den Legacy-Systemen bei vielen Stadtwerken für eine Antragsprüfung oft nicht zur Verfügung stehen oder aus datentechnischer Perspektive nicht genutzt werden können. Flexibilität bei der Vertragsgestaltung ist aber nur möglich, wenn entsprechend aussagekräftige Daten und Prognosen über den Kunden vorliegen. Dazu Fait: „Die axytos-Plattform macht die bei Stadtwerken bereits vorhandenen Daten sofort nutzbar, inklusive Prüfung und Abgleich mit Daten der axytos. Daraus können Stadtwerke dann eigene Merkmale zur Risikobewertung entwickeln, um bestimmten Kunden bei Bedarf sehr flexibel Vertragsalternativen anzubieten.“

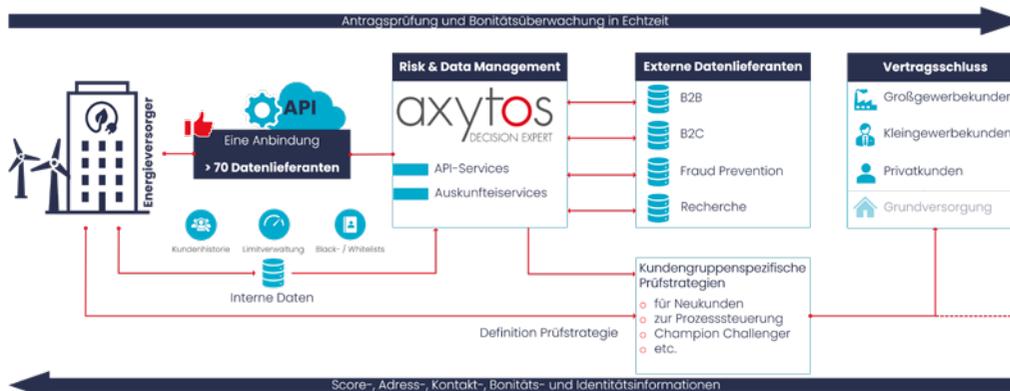
Verträge dynamisch steuern

Wie könnte ein Stadtwerk vorgehen, das die axytos-Plattform nutzt? Bietet es dem Kunden, der sich für einen bestimmten Stromvertrag interessiert, in einem Up-Selling Prozess vielleicht einen attraktiven Bonus, wenn er sich für einen alternativen Tarif entscheidet und damit für 24 Monate bindet? Oder verlangt man genau von diesem Kunden im Down-Selling sogar in der Grundversorgung Vorabzahlungen, da im System die rote Bonitätsampel aufleuchtet? Oder bieten die Verantwortlichen dem Kunden überhaupt keinen Vertrag an, da der angebundene Fraud-Prevention-Dienstleister den Verdacht auf eine

Prämienschleichung zurückmeldet? Fait führt dazu aus: „Die axytos-Plattform kann Vertragsbedingungen und die gesamte Kommunikation dynamisch steuern und integriert zudem alle aktuellen und zukünftigen Zahlarten, etwa wenn das SEPA-Lastschriftverfahren für einen Kunden nicht in Frage kommt.“

Neue Geschäftsmodelle

Der Digitalisierungsschub in vielen Lebensbereichen sowie neue Trends wie etwa Share-Economy fordern auch von der Versorgungswirtschaft neue, flexible Vertragsmodelle. Auch hier lohnt sich ein Blick in andere Branchen, wo es solche hochdigitalisierten Geschäftsmodelle bereits gibt: Handyverträge lassen sich zum Beispiel per Knopfdruck monatlich neu konfigurieren oder auch kündigen. Mit dem „Faire-Verbraucherverträge-Gesetz“ liegt zudem ein Entwurf vor, der Vertragslaufzeiten von über einem Jahr an zusätzliche Bedingungen knüpft. Auch spezifische energiewirtschaftliche Vorgaben wie die Strombinnenmarkttrichtlinie oder das SteuVerG sowie nicht zuletzt auch die Digitalisierung der Messstellen fordern eine weitere Flexibilisierung von Stromverträgen. „Bei diesen neuartigen, kleinteiligen und kurzfristigen Verträgen werden zuverlässige Bonitätsprüfungen, Adressvalidierungen und Fraud-Prevention-Systeme immer wichtiger“, sagt Fait, „denn eine fehlerhafte Prüfung im Vorfeld kann zu einem sofortigen Zahlungsausfall führen, der sich nicht mehr über eine längere Vertragslaufzeit kompensieren lässt.“ Wer sich bereits im Vorfeld um saubere Verträge kümmert und die Ausfallwahrscheinlichkeit schon im Antragsprüfungsprozess maßgeblich minimiert, müsse sich am anderen Ende des Customer Financial Lifecycle nicht mit offenen Rechnungen und vermeidbaren Zahlungsausfällen herummühen. (pq)



Grafik: axytos GmbH



atriga GmbH, Michael Fait,
63225 Langen, m.fait@atriga.com

Impulse für den Vertrieb

Nach intensiver Vorbereitung sind die Messstellenbetreiber fit für den Rollout. Nun sind die Vertriebe gefragt. Dienstleister smartOPTIMO unterstützt mit einem neuen Kooperationsnetzwerk.

Überall in Deutschland hat die Umsetzung des Smart Meter-Rollouts an Fahrt aufgenommen – nach den modernen Messeinrichtungen werden zwischenzeitlich auch intelligente Messsysteme in steigender Zahl montiert und in Betrieb genommen. Um auf dem Weg Synergien und vorhandenes Know-how zu nutzen, haben viele Stadtwerke einen kooperativen Ansatz gewählt – oft organisiert von Dienstleistern respektive Lösungsanbietern aus dem Messwesen.

Ein solches Netzwerk hat smartOPTIMO mit inzwischen über 90 Stadtwerke-Kunden aufgebaut. In unterschiedlichen Kooperationsplattformen wurden und werden hier nicht nur die technischen Prozesse und Systeme rund um den intelligenten Messstellenbetrieb umgesetzt, sondern auch Mehrwertangebote, etwa für die Wohnungswirtschaft, zur Anwendungsreife gebracht. Außerdem stellt das Unternehmen mit Sitz in Osnabrück und Münster Systemdienstleistungen, wie etwa die Smart Meter-Gateway Administration, bereit. „Wir sind hier gemeinsam schon sehr weit gekommen“, resümiert Ingo Lübke, der bei smartOPTIMO für die Netzwerkveranstaltungen verantwortlich ist. Gleichzeitig schränkt er ein, das betreffe aktuell allerdings nur den Messstellen- und den Netzbetrieb.

Vertriebe gefordert

Auch sein Kollege Maximilian Joßbächer bestätigt, dass sich die Vertriebe der Stadtwerke bislang noch (zu) wenig mit den Konsequenzen der Digitalisierung im Messwesen beschäftigt haben. Dies sei jedoch von zentraler Bedeutung, da der Endkunde ja nicht den Messstellenbetreiber, sondern den Vertrieb als Ansprechpartner wahrnehme. „Allmählich steigt das Interesse“, berichtet er – und das sei auch sehr wichtig, denn das intelligente Messsystem sei die künftige Schnittstelle zum Kunden und biete erhebliche Chancen für zusätzliche Erlösquellen. „Über die intelligenten Messsysteme respektive die angebundene Messtechnik werden künftig eine Vielzahl von Anwendungen abbildbar sein. Nur einige Beispiele sind



Stromtarife und Produkte werden sich mit dem Rollout der intelligenten Messsysteme ändern. Jetzt sind die Vertriebe gefordert.
(Foto: gopixa / Shutterstock.com)

das Steuern von Anlagen, die Anbindung von Submetering oder der Abruf hochauflösender Daten“, so Joßbächer. Die Vertriebe müssten sich jetzt mit der Frage auseinandersetzen, wie sie diese neuen Möglichkeiten in geeignete Produkte und Tarife beziehungsweise Mehrwertdienste überführen. Die Bandbreite solcher Services reicht von vergleichsweise einfach umsetzbaren Kundenlösungen, etwa im Bereich der Verbrauchsvisualisierung, über erweiterte Abrechnungs- und Energiedienstleistungen bis hin zu Mieterstromangeboten oder virtuellen Bürgerkraftwerken. „Gerade mit Blick auf die mittelgroßen gewerblichen oder kommunalen Kunden, die jetzt zeitnah ein intelligentes Messsystem erhalten und bezahlen müssen, stehen die Vertriebe noch weitgehend mit leeren Händen dar“, mahnt Ingo Lübke. Angesichts zahlreicher aktiver Wettbewerber, die hier bereits deutlich weiter sind als viele Stadtwerke, müssten die Vertriebe sich jetzt proaktiv um dieses Segment kümmern.

Anpassungen der Prozesse

Auch hinsichtlich der operativen Prozesse sehen die Fachleute bei smartOPTIMO noch deutlichen Informationsbedarf, denn auch hier werden Anpassungen erforderlich sein. „Das beginnt bei relativ einfachen Fragen, wie der Abrechnung der Preisobergrenzen oder der Umstellung von HT/NT-Verträgen, und reicht bis zu deutlich komplexeren Themen wie beispielsweise der spartenüber-



Themenauswahl

- Rechtliche Fragen, z.B. SteuVerG
- Tarife/Verträge mit dem SMGW
 - Standard wie HT/NT
 - E-Mobilität
 - Mieterstrom
 - Prepaid
 - Sonderverträge (Wärmepumpe etc.)
- Spartenübergreifende Auslesung
- Praxishilfe / Grundlagen wMSB
- Bündelprodukte / Cross-Selling
- Visualisierung/ Energiemanagement ISO 50001
 - Disaggregation
- Mehrwerte über LoRa/mME
- Abrechnung der POG
- Heizkostenabrechnung
- Virtuelle Kraftwerke
- Full-Rollout aus Sicht des Vertriebs

fizierten Smart Meter-Gateways lassen sich solche Tarife umsetzen – ihre Ausgestaltung ist Aufgabe des Vertriebs“, erläutert Joßbächer. Weitere vertrieblich relevante Regelungen stammen aus dem Messstellenbetriebsgesetz selbst – Stichwort wettbewerblicher Messstellenbetrieb – der EU-Energieeffizienzrichtlinie oder dem geplanten Steuerbare Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG), das den § 14a EnWG ersetzen soll. Ingo Lübke: „Der regulatorische Rahmen ist noch teilweise nicht final definiert, aber Abwarten ist keine Option.“

Neues Format für Vertriebe

Vor diesem Hintergrund hat smartOPTIMO jetzt eine neue Austauschplattform für Fach- und Führungskräfte aus den Bereichen Vertrieb, Marketing und Produktmanagement kommunaler Versorger ins Leben gerufen. Analog zum bewährten Format für Netz- und Messstellenbetreiber trägt es den Namen „Stadtwerke-Treffpunkt Vertrieb“. „Wir wollen hier informieren, diskutieren und Maßnahmen und Ideen entwickeln, die den Smart Meter-Rollout auch betriebswirtschaftlich erfolgreich machen“, fasst Maximilian Joßbächer das Konzept zusammen.



smartOPTIMO GmbH & Co. KG,
Maximilian Joßbächer, www.smartoptimo.de,
maximilian.josbaecher@smartoptimo.de

(pq)

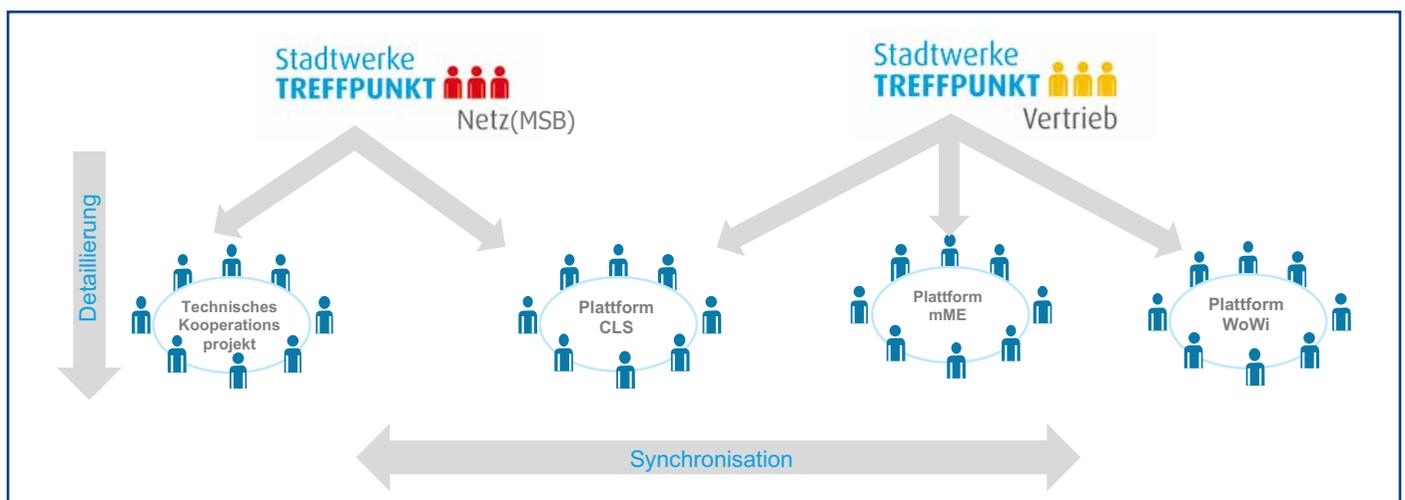
greifenden Verbrauchsabrechnung, der Direktvermarktung oder der Abrechnung bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen“, führt er aus.

Veränderte Rechtslage

Neben den neuen technischen Möglichkei-

ten sind für die Vertriebe dabei zudem die rechtlichen Rahmenbedingungen relevant, die sich – nicht nur vor dem Hintergrund des Smart Meter-Rollouts – teilweise erheblich verändert haben. So schreibt beispielsweise die neue EU-Strombinnenmarkt-richtlinie vor, dass Stromkunden künftig flexible Tarife angeboten werden. „Über die rezerti-

Die Kooperationsnetzwerke von smartOPTIMO



Transparenz übers Kabel



Foto: Sergey Ryzhov / Shutterstock.com

Die Mainzer Netze GmbH setzt auf Breitband-Powerline und verbindet damit die Überwachung der Netze und die Datenkommunikation aus den intelligenten Messsystemen in einer digitalen Infrastruktur.

Sieben Jahre vor der Markterklärung, also im Jahr 2014, beschäftigten sich die Mainzer Netze schon sehr konkret mit dem Smart Meter Rollout – und stießen dabei auf ein potenzielles Problem, das sich heute vielerorts manifestiert. „Wir waren schon damals nicht glücklich mit der Idee, die Messdaten per Mobilfunk aus den Kellern der Kunden zu übertragen“, erinnert sich Abteilungsleiter Bastian Merz. Nicht nur die technischen Einschränkungen, auch die Abhängigkeit von Telekommunikationsanbietern, auf deren Produktportfolio die Versorger letzten Endes wenig Einfluss haben, bereiteten dem Netzbetreiber Sorge. Vor diesem Hintergrund suchten die Mainzer Netze nach Alternativen und entschieden sich

schließlich für Breitband-Powerline, eine Technologie, die vorhandene Stromleitungen zur Datenübertragung nutzt. Nach einem erfolgreichen Praxistest mit damals rund 100 Kunden startete 2019 die flächendeckende Ausstattung von Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken mit den erforderlichen BPL-Modems. „Wir bauen das BPL im gesamten Netzgebiet aus, ob schon wir uns beim Einbau intelligenter Messsysteme zunächst nur auf die Pflichteinbautfälle konzentrieren“, berichtet Bastian Merz.

Zwischenzeitlich hat die Mainzer Netze GmbH in Zusammenarbeit mit der Power Plus Communications AG (PPC) insgesamt über 3.000 BPL-Geräte in der gesamten Stadt verbaut.

Rollout erfolgreich gestartet

Seit Juni 2020 wurden die ersten 600 Smart Meter Gateways problemlos in Betrieb genommen. Die nächsten 500 folgen im Laufe des Jahres 2021. Unterstützt werden die Monteure dabei durch PPCs neue App „NMS Connector“, mit deren Hilfe eine einfache Dokumentation des Einbaus sowie eine automatische Prüfung der Kommunikationsverbindung zum Netzwerk-Management-System möglich ist. Die Datenkommunikation der SMGW, so Bastian Merz, funktioniere anstandslos.

Ein wertvoller Zusatznutzen – speziell auch mit Blick auf die künftige Nutzung der intelligenten Messsysteme – ist für Bastian Merz die Möglichkeit zur bidirektionalen Kommunikation per BPL. „Über die BPL-Infrastruktur können wir heute schon Anlagen wie zum Beispiel Straßenlaternen steuern, später haben wir diese Option dann natürlich auch für E-Ladesäulen, Speicher oder Wärmepumpen.“

Preiswerte Zustandsüberwachung

Dass die Technologie auch bei der Überwachung der Netze erhebliche Vorzüge besitzt, zeigte sich ebenfalls sehr frühzeitig im Rahmen des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes „Fühler im Netz“ (FiN) unter der Leitung der PPC AG. „Wir konnten zeigen, dass die Signalqualität der BPL-Übertragung eindeutige Rückschlüsse beispielsweise auf die unterirdischen Nieder- und Mittelspannungskabel zulässt und auf dieser Grundlage ein neues, preiswertes Verfahren der Zustandsbewertung entwickeln“, fasst der wissenschaftliche Leiter des Projekts, Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Universität Wuppertal, zusammen. Angesichts der Tatsache, dass diese Kabelnetze rund drei Viertel des Anlagevermögens im Netz ausmachen, sieht der Wissenschaftler hier ganz erhebliche Mehrwerte.

Netzautomatisierung

Besonders im Hinblick auf die steigende Anzahl an E-Mobilitätsladepunkten und PV-Anlagen wird die Netzüberwachung in der Niederspannung immer wichtiger, um das Netz stabil halten zu können. Im Folgeprojekt FiN 2.0, bei dem auch die BPL-Infrastruktur der Mainzer Netze als Testfeld für die Untersuchungen genutzt wird, steht daher das Thema Netzautomatisierung im Fokus. Noch etwa ein Jahr lang beschäftigen sich die Wuppertaler Wissenschaftler dabei insbesondere mit der Frage, ob und wenn ja, wieviel zusätzliche Messtechnik benötigt wird, um hinreichend genaue Aussagen über den aktuellen Zustand der Mittel- und Niederspannungsnetze zu machen. Die BPL-Technik bietet hierbei erstmals eine bezahlbare Alternative für die Netzbeobachtbarkeit.

Dazu werden die erfassten Daten der Smart Meter Gateways am Hausanschluss durch aktuelle Span-

nungswerte aus inzwischen 1.600 Sensor BPL-Modems ergänzt. Fabian Karl, Innovations- und Produktmanager bei PPC, erklärt: „In unserem Sensor BPL-Modem werden Messdaten einmal pro Sekunde erfasst und je nach gewähltem Zeitintervall versendet. Die erfassten Messwerte werden dann mithilfe des IoT-Protokolls MQTT über BPL-Kommunikation an einen sogenannten Broker im Rechenzentrum übertragen. Bei diesem Broker können angebundene Systeme die Daten schließlich abonnieren und automatisiert analysieren.“ Zudem wird die Methodik durch den Einsatz von Big Data und Künstlicher Intelligenz (KI) erweitert und in einem großen Feldtest erprobt.

Investition rechnet sich

Bastian Merz macht keinen Hehl daraus, dass die Investition in die BPL-Infrastruktur nicht „aus der Portokasse“ zu leisten ist. Doch er ist überzeugt, dass die Mainzer Netze durch genau diese Infrastruktur in der Summe erheblich höhere Kosten einspart – vom Monteur, der mehrfach zum Kunden geschickt werden muss, weil das Smart Meter Gateway keine Daten liefert bis hin zur Nachrüstung der Ortsnetzstationen mit Mess- und Kommunikationstechnik. Sein Fazit: „Mit dem Aufbau einer eigenen BPL-Infrastruktur profitieren wir von technischen und ökonomischen Vorteilen im Smart-Meter-Rollout, denn wir erreichen über vorhandene Stromkabel eine schnelle Inbetriebnahme von Smart Meter Gateways in Kellergeschossen. Gleichzeitig haben wir eine sichere und zuverlässige Kommunikationsplattform aufgebaut, die wir für eine kontinuierliche Netzüberwachung sowie intelligente Steuerungsaufgaben in unserem Smart Grid nutzen können.“ (pq)

Mainzer Netze GmbH, Bastian Merz,
55118 Mainz, Bastian.Merz@mainzer-netze.de

Power Plus Communications AG, Fabian Karl,
68167 Mannheim, f.karl@ppc-ag.de

Bergische Universität Wuppertal
Markus Koch, Max Bondorf, 42119 Wuppertal,
mkoch@uni-wuppertal.de,
bondorf@uni-wuppertal.de



Ein Sensor BPL-Modem in einem Mainzer Verteilerkasten übermittelt aktuelle Netz Zustandsdaten. (Foto: PPC AG)

KLEIN ABER OHO!



PLPlano, das kleinste intelligente Energie-Monitoring-Modul für NH-Sicherungslastschaltleisten, sorgt für mehr Transparenz in Niederspannungsverteilernetzen oder in der Verbraucheranlage.

Besondere Vorteile:

- Minimal in den Abmessungen, passt in KVS
- Vielseitig durch Modbus/RTU
- Erweitert das bestehende PLVario-System

jeanmueller.de

CLEVER SOLUTIONS.

Jean Müller GmbH
Elektrotechnische Fabrik
Tel.: +49 6123 604-0
sales@jeanmueller.de



Mit großen Schritten in Richtung Zukunft: Franziska Heidecke, Leiterin Digitalisierung und Innovation, Julia Kruschina, Leiterin Betrieb und Instandhaltung, und Andrea Rahn, Leiterin Asset Management, (v.l.n.r.) unterstützen den südbadischen Netzbetreiber bei der strategischen Neuausrichtung. (Foto: Juri Junkov)

Power statt Quote

Bei der ED Netze GmbH sind drei junge Frauen verantwortlich für zentrale Aufgaben in Betrieb und Entwicklung der Netze und der Organisation. Eigentlich nichts Besonderes. Oder doch?

Deutschland streitet aktuell darüber, ob die Menschen in Unternehmen nun Mitarbeiter, Mitarbeiter*innen oder Mitarbeitende genannt werden sollen. Gleichzeitig wehren sich zahlreiche Konzerne und Wirtschaftsverbände immer noch massiv gegen eine gesetzlich festgelegte Frauenquote für Führungspositionen. Bei der ED Netze GmbH, einem mittelgroßen Netzbetreiber im südbadischen Rheinfelden, liegt die Frauenquote auf Führungsebene im technischen Bereich rein rechnerisch bei 50 Prozent. Doch Betriebsleiterin Julia Kruschina, Franziska Heidecke, Leiterin Digitalisierung und Innovation, und

Andrea Rahn, die den neuen Fachbereich Asset Management leitet, würde definitiv niemand als „Quotenfrauen“ bezeichnen.

Qualifiziert und motiviert

Die jungen Frauen bringen exzellente Hochschulabschlüsse mit und beschäftigen sich schon seit Jahren intensiv mit den Zukunftsthemen des Verteilnetzbetriebs: So war Wirtschaftsingenieurin Franziska Heidecke bei Netze BW beispielsweise verantwortlich für die Digitalisierungsinitiative #NETZlive und die Entwicklung der gleichnamigen Plattform. Andrea Rahn leitete bereits ein Jahr nach Abschluss ihres Studiums die Netzplanung der ED Netze und Julia Kruschina führte mit 29 Jahren das elfköpfige Team Daten und Applikationen bei der Netze BW.

Alle drei lieben, was sie tun. „So ganz genau wusste ich nach dem Abitur nicht, was ich machen soll“, erinnert sich Julia Kruschina, „aber wie unsere Energieversorgung in Zukunft aussehen soll, fand ich schon sehr spannend.“ Andrea Rahn hat das Thema Netzplanung „gepackt“ als ihr klar wurde, welche Bedeutung es

für die Umsetzung der Energiewende hat. Franziska Heidecke, die ursprünglich Pilotin werden wollte, begeisterte sich schon während ihres Studiums für die Digitalisierung der Netze. „Während meiner Tätigkeit bei einer Beteiligungsgesellschaft der EnBW und innogy in Ungarn habe ich dann gesehen, dass man die Konzepte tatsächlich umsetzen kann – das hat mich enorm motiviert“, berichtet sie. Diese Begeisterung für die Sache könnte tatsächlich etwas „typisch Weibliches“ sein, wie Julia Kruschina vermutet: „Vielleicht sind wir Frauen tatsächlich eher durch den Sinn und die Qualität unserer Arbeit motiviert als durch die typischen Karriere-Symbole.“

Neuer Führungsstil

Bei der ED Netze haben die drei genau aus diesem Grund das ideale Arbeitsumfeld gefunden. Der neue technische Geschäftsführer, Joachim Pfister, will das Unternehmen zukunftsfähig aufstellen – und zwar in jeder Hinsicht. „Wir brauchen eine beweglichere Organisation, transparente Prozesse und Strukturen, in denen jeder Verantwortung übernehmen und seine Kompetenzen einbringen kann“, berichtet Franziska Heidecke, die derzeit genau diesen Wandel verantwortlich mitgestaltet. Dabei sei es enorm wichtig, alle Mitarbeitenden mitzunehmen.

Vielen Studien zufolge schaffen weibliche Führungskräfte das oft besser als ihre männlichen Kollegen. „Ich war anfangs oft mit draußen auf den Baustellen“, erzählt Andrea

Rahn, die heute für die Investitionsplanung der ED Netze verantwortlich ist. Sie hat es geschafft, dass ihre männlichen Kollegen höchstens ihre bayrische Herkunft exotisch finden. Julia Kruschina, die als Betriebsleiterin in einer echten Männerdomäne arbeitet, ist ebenfalls nah am Alltag ihres Teams. „Die Kollegen haben ein hohes Commitment und kennen sich extrem gut aus,“ berichtet sie. „Ich muss als Führungskraft ja

auch nicht die beste Fachexpertin sein, ich frage die Leute, wenn ich etwas nicht weiß, und beziehe ihre Erfahrungen ein.“ Das schätzten die Kollegen ebenso wie die Tatsache, dass man in der Abteilung offen über alles sprechen könne. Dieser Kontakt auf Augenhöhe sei wichtig, denn nicht zuletzt auf Initiative der neuen Abteilungsleiterinnen will man bei der ED Netze künftig viele Entscheidungen dezentralisieren. „Welche Stationen sinnvollerweise digitalisiert werden sollen, kann niemand von oben anordnen, dafür brauche ich Fachleute aus dem Betrieb vor Ort, die bereit sind, ihr Wissen einzubringen und Verantwortung zu übernehmen“, sagt die Betriebsleiterin. „Das gelingt aber nur, wenn man seine Leute ernst nimmt.“

Intelligenz für die Netze

Denn nicht nur die Organisation, sondern auch die technische Infrastruktur soll von Grund auf modernisiert werden. „Wir wollen die Energiewende stemmen. Das bedeutet aber, dass wir all die wichtigen Innovationen aus der Pilotphase in den Regelbetrieb bringen“, fasst Franziska Heidecke das ehrgeizige Ziel zusammen. Das Technische Ziel-

bild 2030, das die einzelnen Maßnahmen beschreibt, stammt zu großen Teilen aus ihrer Feder. Ein erster Schritt ist die Umsetzung von Redispatch 2.0. Eine geeignete Software-Lösung wurde bereits ausgewählt und soll nun implementiert und erprobt werden. Zudem will Franziska Heidecke für Transparenz in den

Verteilnetzen sorgen: Mithilfe der Technologie von Smight sind bereits in 2021 über 150 Stationen digitalisiert. Bis Ende des Jahres sollen es insgesamt 250 Stück werden.

Es besteht kein Zweifel, dass diese drei (und viele weitere) „Powerfrauen“ eine Menge Intelligenz in die Netze bringen. (pq)

„Die Führungskultur und das Gesprächsklima hat sich durch den deutlich höheren Anteil an Frauen in Führungspositionen positiv verändert.“

Joachim Pfister, Technischer Geschäftsführer ED Netze GmbH



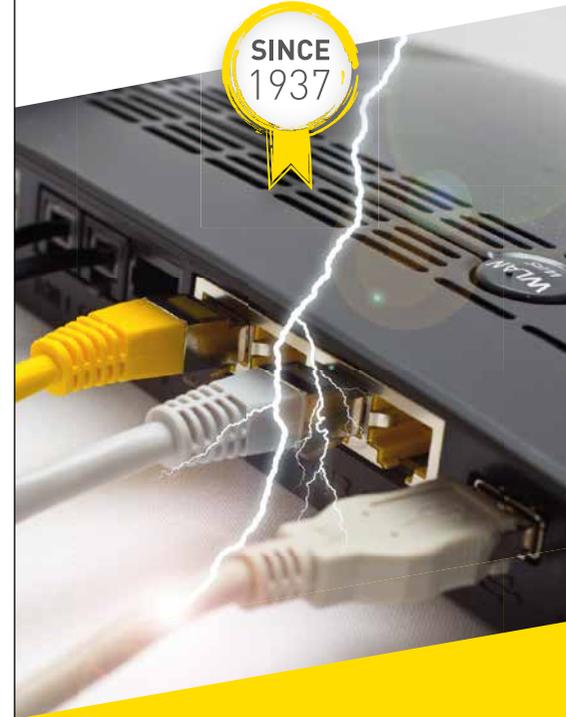
ED Netze GmbH, 79618 Rheinfelden, info@ednetze.de, www.ednetze.de



CITEL

BLITZ- UND ÜBERSPANNUNGSSCHUTZ FÜR TELEFON & INTERNET

SINCE 1937



- Überspannungsschutz für Telekommunikations Anwendungen
- Schutz von VDSL, DSL, ISDN und analogen Endgeräten
- Erweiterter Frequenzbereich bis 400 MHz
- Aufputzmontage
- Normkonform nach EN 61643-21 & IEC 61643-21
- IP55 Gehäuse



NEU

CL-DSL

Datenschutzgerät für ADSL, ADSL2+, VDSL & VDSL2

www.citel.de

Im Projekt THEN RD 2.0 haben die Thüga und Thüga Energienetze gemeinsam Prozesse für das Netzengpassmanagement Redispatch 2.0 entwickelt. Nun startet der Test für die Umsetzung.

Ein umfangreiches Projekt und ein enger Zeitrahmen: Anderthalb Jahre nach der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) sind Verteilnetzbetreiber mit einspeisenden Anlagen ab Oktober 2021 verpflichtet, das neue Netzengpassmanagement Redispatch 2.0 umzusetzen. Neu ist, dass dann alle Erzeugungs- und KWK-Anlagen sowie Speicher ab 100 Kilowatt prognostiziert und abgerufen werden müssen. Der Stammdatenaustausch kann ab Juli 2021 starten.

Aus der Gruppe für die Gruppe

Bei Thüga initiierte man im Frühjahr 2020 gemeinsam mit der Thüga Energienetze (THEN) und der Thüga SmartService GmbH (TSG) ein Projekt, das zeigen sollte, wie ein solcher Prozess aussehen kann. Im Fokus stand von Beginn an nicht nur die Umsetzung bei der THEN, sondern auch das Ziel, die Erkenntnisse aus dem Praxisprojekt interessierten Partnerunternehmen zur Verfügung zu stellen. Julia Holl, aus dem Thüga-Kompetenzteam Netztechnik und THEN RD 2.0-Projektleiterin: „Im Thüga-Netzwerk gibt es 64 Verteilnetzbetreiber, die von unseren Erfahrungen im Redispatch-Projekt mit der Thüga Energienetze profitieren können.“

Kein halbes Jahr später, im September 2020, war die Konzeptionsphase abgeschlossen. „Wir haben uns einen Überblick über den Gesamtprozess, den Ablauf und potenzielle Dienstleister am Markt verschafft. Außerdem haben wir die Leistungsbausteine wie zum Beispiel Prognose, Netzzustandsanalyse und Abrechnung sowie deren Anforderungen an die RD 2.0 Prozesse definiert“, sagt Projektleiterin Julia Holl.



Endspurt zum

Gleichzeitig nahm die THEN die Einzelprozesse genau unter die Lupe. „Die Ist-Prozesse sind bei jedem VNB unterschiedlich“, erläutert Dietmar Ehinger, Projektleiter auf THEN-Seite. „Es gilt, sich daher mit der gesamten IT-Landschaft zu beschäftigen, die Schnittstellen zu prüfen und mit den Sollprozessen abzugleichen. Dann stellt sich heraus, ob der VNB diese alleine abdecken kann oder ein zusätzliches System benötigt.“ Die THEN bietet seit vielen Jahren Dienstleistungen im Bereich der Leitstelle an und hat Redispatch 2.0 in ihr Portfolio aufgenommen. Ehingers Fazit: „Gerade kleinere Unternehmen, die die gleiche Betroffenheit und ein ähnliches IT-System wie Thüga Energienetze GmbH haben, können von den Erfahrungen, die wir aus dem Projekt gewonnen haben, profitieren.“

Geteiltes Wissen

Das Know-how aus dem Projekt THEN RD 2.0 streut die Thüga kontinuierlich in die Gruppe und teilt darüber hinaus das Wissen aus Konsultationsverfahren und Branchenveranstaltungen über das Thüga-Extranet (Thüga-interne Online-Wissensplattform), Rundschreiben und Webinare. Zusätzliche beratende Unterstützung erhalten die Thüga-Partnerunternehmen aus dem Thüga-Ressort Beratung in den Bereichen Netzberechnung, Recht und Regulierung.

Bausteine für die Umsetzung

Mit der Entscheidung für die Software-Hersteller befindet sich THEN RD 2.0 nun in der dritten und letzten Phase vor dem Regelbetrieb ab Oktober. Mit sechs von 25 Anbietern wurde verhandelt, Venios GmbH und die Thüga-Plusgesellschaft Thüga SmartService machten letztlich das Rennen. „Beide gewährleisteten die Einbindung



Foto: lovelyday12 / Shutterstock.com

und Weiterentwicklung der Bestandssysteme von THEN und weiteren Mandanten in die neue Redispatch-Software – eine Voraussetzung für den Zuschlag im THEN-Projekt“, sagt Projektleiterin Julia Holl. „Außerdem sehen wir mit beiden eine mögliche Weiterentwicklung in Richtung RD 3.0.“

Jeder Anbieter deckt einzelne Leistungsbausteine ab: Venios übernimmt Prozesse wie die Datenaufbereitung, die Schnittstelle zu connect+ für den deutschlandweiten Prozessdatenaustausch oder die RD 2.0 Anlagenvorabauswahl. TSG ertüchtigt und erweitert die Bestandssysteme für Abrechnung und Bilanzierung um die Redispatch-Funktionalitäten und entwickelt die Funktion „Berech-

nung der Ausfallarbeit“ neu. Diese Funktionen wird die TSG künftig allen Kunden zur Verfügung stellen. Weiterhin baut sie die Schnittstellen für den Datenimport zu Drittsystemen auf.

Die E-MAKS unterstützt operativ bei den Prozessen zur Abstimmung und Abrechnung der Ausfallarbeit gegenüber den Anlagenbetreibern. Ehinger sieht die Gruppe mit der Entscheidung für die Softwarehersteller sehr gut aufgestellt, dennoch habe man noch viel vor sich. „Für die Unternehmen bedeutet die Umsetzung von Redispatch 2.0 generell eine gravierende Umwälzung. Ein Bewusstsein für dessen Komplexität ist essenziell“, so der THEN-Projektleiter.

Eine weitere Thüga-Plusgesellschaft bietet ebenfalls Redispatch-Dienstleistungen an, wie die SynecoTrading, die die Einspeise- und Lastprognosen liefert und als Dienstleister das komplette Redispatch-Bilanzkreismanagement durchführen kann. Über ihren permanenten Marktzugang kann dabei der energetische Ausgleich der Redispatch-Strommengen erfolgen. Auch eine Redispatch-Lösung für EIV mit Portalzugang für Anlagenbetreiber wurde hier entwickelt.

Endspurt vor dem Go-live

Nun wird im Projekt „THEN RD 2.0“ das neue IT-System installiert und getestet, Schnittstellen zu den Bestandssystemen werden eingerichtet. „Entscheidend ist, dass diese funktionieren, um den gesamten RD 2.0-Prozess zum Fliegen zu bringen“, sagt THEN-Projektleiter Dietmar Ehinger. „Im Juli wollen wir fristgerecht alle nötigen Stammdaten an connect+/RAIDA übermitteln.“ Außerdem stehen Schulungen der beteiligten Fachleute an, sowie das Einbinden der THEN-Mandanten. Der erfolgreiche Livebetrieb ist dabei fest im Blick. (pq)

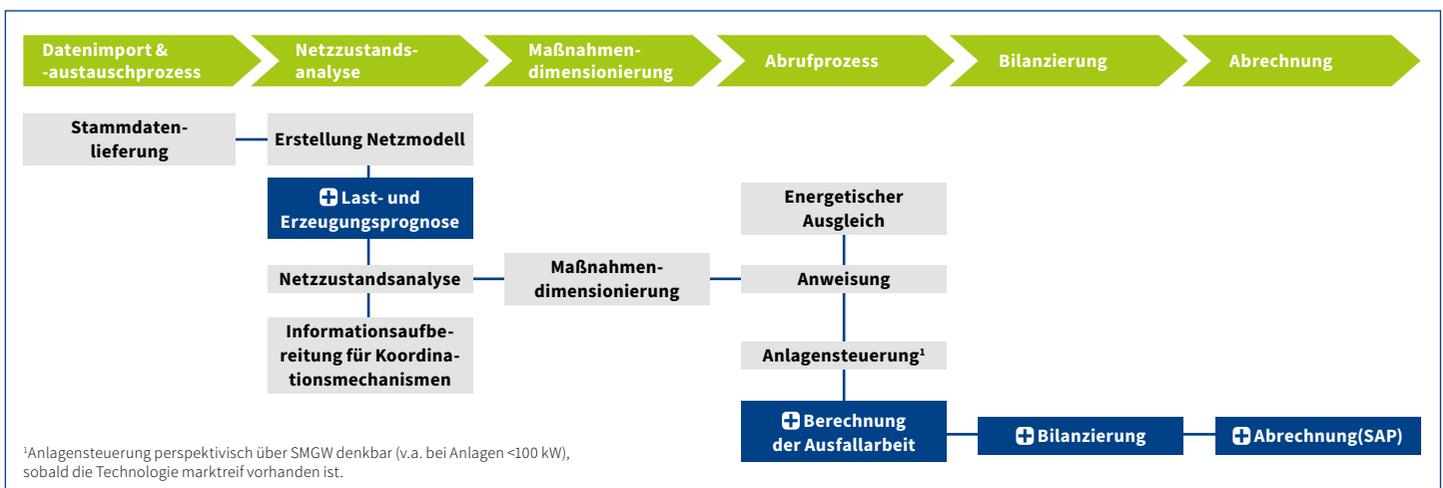
Thüga AG, Julia Holl, 80335 München, julia.holl@thuega.de

Thüga Energienetze GmbH, Dietmar Ehinger, 67105 Schifferstadt, dietmar.ehinger@thuega-netze.de

www.smartservice.de, www.e-maks.de, www.syneco.net



Der Basisprozess im Bereich Redispatch 2.0



Grafik: Thüga SmartService GmbH

Neue Wege zur Ladeinfrastruktur



Foto: BayWa AG

Bei Privatunternehmen steigt das Interesse, Flotten zu elektrifizieren und eigene Lademöglichkeiten bereitzustellen. Doch angesichts begrenzter Anschlusskapazitäten sind neue Konzepte gefragt.

Rund 194.200 Elektroautos wurden 2020 in Deutschland neu zugelassen – dreimal so viele wie im Vorjahr und auch in absoluten Zahlen ein Rekord. Parallel schreitet der Ausbau der Lademöglichkeiten voran: Zum 1. April 2021 waren es laut Bundesnetzagentur 35.845 Normal- und 5.906 Schnellladepunkte. Diese Entwicklung wurde unter anderem durch Fördermöglichkeiten vorangetrieben, wie auch Dominik Fröhler, Geschäftsführer, BayWa r.e. Operation Services GmbH, bestätigt. Sein Unternehmen bietet sämtliche technischen Dienstleistungen für Ladeinfrastruktur an und erhält derzeit zahlreiche

Anfragen von Flottenbetreibern und Gewerbetunden. „Die aktuellen wirtschaftlichen Anreize motivieren viele Unternehmen, ihre Firmenflotten zu elektrifizieren und Lademöglichkeiten bereitzustellen“, erklärt er. Doch tatsächlich spielten auch Nachhaltigkeitsaspekte eine zunehmend wichtige Rolle bei der Abkehr der Firmen vom Verbrennungsmotor.

Fröhler begrüßt diese Entwicklung. Nur eine verbesserte Ladeinfrastruktur, die auch Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz, beim Einkaufen oder während des Kinobesuchs einschließt, könne letztendlich die Skepsis der Verbraucher im Bezug auf die Reichweiten abbauen und Vertrauen in die Technologie schaffen. Allerdings stoßen private Liegenschaftsbesitzer, die bereit sind, in Ladeinfrastruktur zu investieren, oft auf technische Hindernisse: „Die Kapazitäten der aktuell vorhandenen Netzanschlüsse reichen rein rechnerisch oft für die geplante Ladeinfrastruktur nicht aus.“

In der Konsequenz fordere der Netzbetreiber umfangreiche Ertüchtigungsmaßnahmen, die nicht selten Kosten im fünf- bis sechsstelligen Bereich umfassen. Eine weitere Sorge der gewerblichen Kunden beträfe mögliche Lastspitzen bei vielen gleichzeitigen Ladevorgängen, die natürlich ebenfalls teuer zu Buche schlagen.

Ganzheitliche Konzepte

„Diese Kosten lassen sich in vielen Fällen vermeiden, wenn man das Thema Elektromobilität von Beginn an mit einem ganzheitlichen Ansatz betrachtet“, sagt Thiemo Schüler, E-Mobilitäts-Experte bei der BayWa r.e. Power Solutions GmbH. „Tatsächlich bieten sich für Flottenbetreiber und Gewerbeunternehmen zahlreiche Optionen, ihr Stromsystem gleichzeitig nachhaltig und fit für die Elektromobilität zu machen: PV-Anlagen auf dem Dach, dem Carport oder verfügbaren Freiflächen kombiniert mit Speichern, Energiemanagementsystem und Wallboxen oder Ladesäulen sind heute in unterschiedlichen Konzepten technisch umsetzbar.“

Auf genau solche Lösungen hat sich der Münchner Anbieter spezialisiert und unterstützt auch Stadtwerke bei der Umsetzung. Ein eindrucksvoller Demonstrator befindet sich am Münchner Hauptsitz von BayWa r.e. Hier errichtete das Unternehmen ein stationäres Batteriespeichersystem aus neuen und Second-life-Batterien sowie eine umfangreiche Ladeinfrastruktur mit Normal- und Schnellladern mit integriertem Energie- und Lastmanagement. Die verfügbare Ladeleistung liegt bei knapp 1 MW. Dreh- und Angelpunkt der Lösung ist der Batteriespeicher: „Bei diesem System, das sich übrigens individuell für praktisch jede Ausgangssituation konfigurieren lässt, wird die nicht verbrauchte Strommenge am Anschlusspunkt gespeichert. Diese steht dann als Ladeleistung zur Verfügung“, erläutert Schüler. Das integrierte Energiemanagementsystem organisiert die Ladevorgänge so, dass die verfügbare Anschlussleistung bestmöglich bzw. kundenspezifisch auf die vorhandenen Verbraucher verteilt wird. Eine Grundlage hierfür bilden hochgranulare Prognosen zum Ladeverhalten, die dem Batteriespeicher als „synthetische Lastgänge“ vorgegeben werden. „So wird die benötigte Ladeleistung zuverlässig bereitgestellt, gleichzeitig werden Lastspitzen und teure Ausbaumaßnahmen vermieden“, führt Thiemo Schüler aus. Mit diesem System, das bei Bedarf noch um PV-Komponenten ergänzt werden kann, sei es durchaus möglich, je nach Ladezeiten annähernd autarke Systeme zu betreiben und damit gleichzeitig einen Beitrag zur Stabilität des Verteilnetzes zu leisten.

Für Unternehmen mit höherem Energiebedarf bietet es sich an, die Ladeinfrastruktur als Komplettlösung inklusive Service zu beziehen. Dabei betreibt der Besitzer der Liegenschaft die Ladestationen nicht selbst, sondern stellt lediglich den Standort zur Verfügung, alles andere übernimmt der Technologie- und Service-Anbieter. BayWa r.e. nimmt dabei die Rolle des Betreibers ein, gleichermaßen wird jedoch das notwendige Investment durch den Kunden getätigt. (pq)



NACHGEFRAGT



Dominik Fröhler

Geschäftsführer, BayWa r.e.
Operation Services GmbH
(Foto: BayWa r.e.)

Der Ausbau der Elektromobilität hat an Fahrt aufgenommen, aber das Ziel der Bundesregierung, bis 2030 zehn Millionen Elektrofahrzeuge auf die Straßen zu bringen, ist noch weit entfernt.

Wo sehen Sie noch Handlungsbedarf?

Die Politik hat schon viele gute Ansätze und Förderungen für die Verkehrswende in Deutschland geschaffen. Aber oft stehen Regulierungen im Weg, die das „Tun“ ausbremsen und den Wettbewerb und damit einhergehende Kostensenkungen zum Teil verhindern. Ein Beispiel ist das Thema Eichrecht oder die aktuell wieder diskutierte Pflicht, Ladesäulen mit Kartenlesegeräten auszustatten bzw. nachzurüsten.

Wie sehen Sie die dezentrale Erzeugung in diesem Zusammenhang?

Um den Umstieg auf E-Mobilität nachhaltig zu gestalten und die Sektorenkopplung zu beschleunigen, sollte der Eigenstromverbrauch aus erneuerbaren Energien – zum Beispiel über PV-Dachanlagen – mehr begünstigt und von Umlagen und Steuern befreit werden, sowohl bei privat als auch gewerblich genutztem PV-Strom. Gleichzeitig könnten Prosumer an den Gesamtkosten zur Finanzierung der Netzinfrastruktur und Bilanzkreisbewirtschaftung beteiligt werden, etwa mittels einer Infrastrukturabgabe.

Gibt es internationale Vorbilder?

Bei vielen Punkten kann Deutschland von anderen europäischen Ländern wie Schweden und den Niederlanden lernen, die das Thema E-Mobilität mit Dynamik und Pragmatik vorantreiben. Dort gibt es nicht nur Steuervorteile für E-Fahrzeuge – in Schweden bei der KFZ-Steuer und in den Niederlanden bei der Firmenfahrzeugbesteuerung – sondern teilweise schon Verbote für Verbrenner in bestimmten Regionen sowie ein beschlossenes Verbrenner-Verbot ab 2030. So ein Enddatum hilft natürlich bei der Kaufentscheidung und würde auch in Deutschland die Verkehrswende voranbringen. (pq)





Netzdienstliches Laden über CLS-Kanal

Die TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH (TMZ) hat mit Power Plus Communications AG (PPC), Robotron Datenbank-Software GmbH und ABL die Ladesäulensteuerung über ein intelligentes Messsystem (iMSys) erfolgreich getestet.

Auf dem Campus der TEAG Thüringer Energie AG in Erfurt erprobt die Tochtergesellschaft TMZ verschiedene Lösungen für energiewirtschaftliche Anwendungsfälle. In erster Linie wird dort laut dem Anbieter im Bereich Messwesen das intelligente Messsystem für netzdienstliches Last- und Einspeisemanagement und die Steuerung im Smart Grid getestet. Für die Kommunikationsanbindung der Ladesäule werden das Smart Meter-Gateway sowie das CLS-Gateway von PPC einschließlich des Robotron Communication Server on Edge (RCSoE) genutzt. Außerdem sind verschiedene Komponenten des Robotron-IoTHub4Utilities und die Gateway-Administrationssoftware von Robotron im Einsatz.

Erste Ladesäule in Betrieb

Mitte April dieses Jahres wurde im Rahmen des Projektes „Implementierung intelligentes Systemmanagement“ auf dem Campus-Parkplatz der TEAG die erste Ladesäule des Herstellers ABL an ein iMSys

angebunden. Dabei kommuniziert die Ladesäule über den CLS-Kanal des Smart Meter-Gateways von PPC mit dem Backendsystem von Robotron. Hierfür wurde auf der CLS-Hardwareplattform von PPC die Software Robotron Communication Server on Edge (RCSoE) implementiert. Diese übernimmt die bidirektionale Kommunikation zwischen Ladesäule und dem Backendsystem zu Steuerungszwecken. Weitere Ladestationen sollen laut TEAG im Laufe des Jahres in Betrieb gehen.

OCPP im Einsatz

Bei der technischen Anbindung der Ladesäule setzen die Partner auf das „Open Charge Point Protocol“ (OCPP). Das herstellernerneutrale und lizenzfreie Protokoll hat sich bereits international als Standard für das Laden von Elektroautos etabliert. Im Gegensatz zu proprietären Protokollen bietet OCPP Vorteile in der vollumfänglichen Kommunikationsintegration von Ladetechnik, begründen die Projektpartner ihre Wahl.

Die Lösung ermöglichte es der TMZ, alle relevanten Daten der Anlagen zur weiteren Auswertung bereitzustellen. So können die Daten z.B. im Backend kontinuierlich mit den aktuellen Netzzustandswerten abgeglichen werden, um die Auslastung der Verteilnetze im Blick zu haben. (ds) www.tMZ-gmbh.de

Im Projekt werden intelligente Messsysteme zur netz- und marktdienstlichen Steuerung von Ladevorgängen bei Elektroautos getestet. (Foto: TMZ Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH)

Multitalent Ladesäule?

Forschende der Technischen Hochschule Deggendorf (THD) verfolgen im Projekt „CrossChargePoint“ den Plan, Ladesäulen für E-Fahrzeuge multifunktional einzusetzen. Theoretisch könnten Ladesäulen nach Ansicht der Forscher mit mehr Funktionen als nur dem reinen Laden ausgestattet werden. Zum Beispiel könnten dort, wo Ladesäulen in Betrieb gehen, zusätzliche Energiespeicher installiert werden. Schwankende Energieerzeugung und -abnahme könnten so im lokalen Stromnetz besser ausgeglichen werden. Zudem sei die schnelle und gleichzeitige Aufladung mehrerer Elekt-

rofahrzeuge möglich. Ebenfalls sei denkbar, dass durch Elektrolyse und Power-to-Gas gas- oder wasserstoffbetriebene Fahrzeuge ebenfalls betankt werden können.

Prototyp entwickeln

Im Projekt „CrossChargePoint“ werden die jeweiligen Anforderungen unterschiedlicher Regionen im Hinblick auf geografische, klimatische und wirtschaftliche Bedingungen berücksichtigt. Dies und die Entwicklung eines Prototyps, der in Zukunft mit nur wenigen Anpassungen in einem größeren Maßstab anwendbar sein soll, stellen die

wesentlichen Herausforderungen des Vorhabens dar.

Das Team des Technologie Campus Freyung an der THD entwickelt die Simulations- und Planungssoftware. Für die Planung und den Betrieb eines CrossChargePoints werden Bedingungen gesammelt und in das Simulations- und Optimierungstool integriert, das durch Eingabe der erforderlichen Daten die optimalen Standorte, Größen und Technologien – wie z. B. ein Energiemanagementsystem – für neue CrossChargePoints ermittelt. (ds)

www.th-deg.de

Das Aufladen des Elektroautos in Einklang mit netzdienlichem Laden und Bereitstellung von Regelreserve zu bringen – so lautet das Ziel eines kürzlich gestarteten Feldversuchs in Baden-Württemberg. Die E-Autos werden über einen Zeitraum von rund drei Monaten als virtuelles Kraftwerk zusammengeschaltet. So wollen die Kooperationspartner untersuchen, inwiefern sich verteilte und an variablen Standorten angeschlossene Elektrofahrzeuge zur Bereitstellung von Regelreserve für das Stromnetz eignen.

Der Feldversuch soll auch zeigen, wie die Integration von Elektroautos in den deutschen Markt für Regelreserve möglich wäre. Momentan werden diese Reserven in erster Linie von großen und mittelgroßen Kraftwerken bereitgestellt. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien werden Lösungen zur Bereitstellung von Regelreserve benötigt, um Erzeugung und Verbrauch stets auszugleichen.

Ökosystem des Feldversuchs

Der Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW und Jedlix, ein niederländischer Lösungsanbieter im Bereich Elektromobilität, haben den Feldtest initiiert. Mit dem Verteilnetzbetreiber Netze BW und dem Regelleistungsanbieter Next Kraftwerke haben sich kürzlich zwei weitere Kooperationspartner dem Vorhaben angeschlossen.

Über die Jedlix App können die Teilnehmer ihren Stromer laden. Während das Fahrzeug am Netz angeschlossen ist, steuert Jedlix bei Bedarf den Ladeprozess zur Sicherstellung der Netzstabilität. Dabei werden die Ladepräferenzen der Teilnehmer berücksichtigt. Sofern zusätzliche Messtechnik installiert ist, erfasst ein zusätzlicher Zähler den Energieverbrauch des Elektrofahrzeugs, genauso wie dieser vom Fahrzeug selbst gemessen wird.

Jedlix aggregiert alle verfügbaren Fahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk und informiert Next Kraftwerke, den Betreiber des virtuellen Kraftwerks, über die verfügbaren Kapazitäten. Wird im Stromnetz Regelenergie benötigt, ruft TransnetBW die Leistung bei Next Kraftwerke ab. Jedlix stellt in Echtzeit die benötigte Regelleistung durch die angeschlossenen Fahrzeuge bereit. TransnetBW und Fraunhofer IEE werten Ladedaten der Fahrzeuge sowie Messdaten aus, um den Beitrag zur Netzstabilität zu analysieren.

E-Autos als virtuelles Kraftwerk



Im Rahmen des Feldtests soll die Netz- und Systemintegration von Elektroautos erprobt werden. (Foto: TransnetBW GmbH)

Einbindung des Netzlabors

Im Netzlabor Intelligentes Heimpladen untersucht Netze BW am Standort Ringsheim mit acht Elektrofahrzeugen, wie sich Ladeeinrichtungen netzdienlich und ohne größere Einschränkung für die Kunden steuern lassen. Diese acht Elektrofahrzeuge nehmen nun auch am Feldtest teil. Durch eine Kooperation zwischen den beiden Netzbetreibern sollen neben der Analyse des Potentials für Regelreserve auch die Auswirkungen der Regelreserve-Bereitstellung und –Lieferung auf das Verteilnetz untersucht werden.

Ziel ist es, die Ladevorgänge zukünftig so zu steuern, dass bei Aktivierung von Regelreserve aus Elektrofahrzeugen durch den Übertragungsnetzbetreiber auch die jeweils aktuellen Bedingungen des örtlichen Verteilnetzes berücksichtigt werden und dort keine Netzengpässe entstehen. Die Analysen sollen Erkenntnisse für die Netzentwicklung auf Verteilnetzebene liefern. Zudem sollen die zusätzlich generierten Messdaten des Netzlabors die Validierung der im Feldtest erhobenen Telemetrie-Daten der Elektrofahrzeuge ermöglichen. Wie die Projektpartner mitteilen, können sich weitere Netzbetreiber aus Baden-Württemberg auf allen Spannungsebenen am Vorhaben beteiligen.

Weitere Teilnehmer gesucht

An dem Feldversuch können bis zu 100 Besitzer von Elektrofahrzeugen von BMW, Jaguar und Tesla sowie vom Audi e-tron teilnehmen. Freie Plätze sind noch vorhanden. Voraussetzung ist, dass die Fahrzeuge in der TransnetBW-Regelzone Baden-Württemberg zuhause geladen werden. Sofern der Arbeitgeber zustimme, sei auch das Laden am Arbeitsplatz möglich. (ds)

www.jedlix.com/de/transnetbw-project

Flugwindkraftanlagen könnten eine Ergänzung zu Onshore- und Offshore-Windenergie bieten. Weiterentwicklungen versprechen Leistungen im Megawattbereich und würden damit die Technologie auch im größeren Maßstab attraktiv machen.



Die SkySails Power Flugwindkraftanlage kann in Höhen bis zu 800 Meter aufsteigen.
(Foto: SkySails Power GmbH/SkySails Group)

Energie von ganz oben

Es schaut so aus, als würde ein großer Lenkdrachen auf und ab gleiten, jedoch ist kein Kind am Boden zu sehen, das den Drachen steuert. An einem anderen Ort wird ein Kleinflugzeug, das von Weitem wie ein mechanischer Vogel aussieht, mit einem Seil ein- und ausgefahren. In beiden Fällen handelt es sich um Systeme der Airborne Wind Energy (AWE) – auch Flug- bzw. Höhenwindenergie genannt. Dabei wird Windenergie mittels automatisierter, an einem Seil befestigter Fluggeräte in Elektrizität umgewandelt. Die meisten Konzepte wandeln die Zugkraft der Fluggeräte über eine Winde und einen Generator am Boden um, während andere Konzepte Generatoren an Bord mit einem leitfähigen Seil kombinieren.

Die AWE nutzt die energiereichen und konstanten Winde in Höhen von bis zu 800 Metern. Daraus resultiere laut Airborne Wind Europe, 2018 als Verband der europäischen AWE-Industrie gegründet, ein hoher Kapazitätsfaktor, dies ist ein Maß für die Auslastung einer Windkraftanlage. Dies rücke die Stromproduktion in den Bereich der Grundlast. Durch günstige Stromgestehungskosten könne die Anwendung der Technologie langfristig zu niedrigen Strompreisen beitragen. Die Anlagen seien skalierbar von einigen Kilowatt bis zu mehreren Megawatt Leistung, wie der Verband erklärt.



Modell des geplanten Testzentrums für Flugwindkraftanlagen.
(Foto: Ampyx Power B.V. Den Haag)

Weniger Materialien und Lärm

Diese Technologie bringe laut Airborne Wind Europe einige Vorteile mit sich: Flugwindkraftanlagen würden wenig Material in der Herstellung und Errichtungslogistik verbrauchen, was zum einen Ressourcen schone, zum anderen geringere visuelle Auswirkungen und landschaftliche Eingriffe mit sich bringe. Durch die schlanke Konstruktion und den damit verbundenen kleiner ausfallenden Schattenwurf sowie im Vergleich zu konventioneller Windkraftanlagen niedrigeren Schallemissionen führe die AWE-Technologie zu weniger Beeinträchtigungen für Mensch und Tier.

All diese Aspekte könnten die Akzeptanz in der Bevölkerung steigern, die bei Bauvorhaben konventioneller Windräder nur begrenzt gegeben ist – Proteste und Bürgerbegehren gegen den Ausbau der Windkraft verzögerten in den letz-

ten Jahren viele Projekte. Die Bauweise erlaube auch das Erschließen von schwer zugänglichen Gebieten, die typischerweise dünner besiedelt sind.

Zahlreiche Akteure beteiligt

Stand Frühjahr dieses Jahres entwickeln rund 20 Hersteller AWE-Technologien, weltweit sind mehr als 50 Institutionen entlang der Lieferkette aktiv, darunter in Deutschland die Hersteller SkySails Power, EnerKite, kiteKRAFT und kiteswarms, die Universitäten TU Berlin und TU München, Hannover, Stuttgart, Oldenburg sowie das Institut für Verkehrssystemtechnik am DLR-Standort in Braunschweig und das Fraunhofer-Institut IWES. Darüber hinaus partizipieren Projektentwickler und Energieversorger wie EWE, EnBW, RWE und Teut Windprojekte an Höhenwindenergie-Vorhaben.

Pilotanlage erfolgreich erprobt

Ende Juli 2020 hat ein Konsortium bestehend aus den Projektpartnern SkySails Power, EnBW, EWE OSS und der Leibniz Universität Hannover in Schleswig-Holstein den Betrieb eines 120 Quadratmeter großen Windkraftdrachen erprobt. Die Flugwindkraftanlage besteht aus einer Bodenstation mit einer Seilwinde, in die ein Generator integriert ist. Für die Energieerzeugung zieht ein automatisch gesteuerter Drachen das Seil von der Winde und der Generator erzeugt Strom. Wenn das Zugseil seine maximale Länge erreicht hat, beginnt die Rückholphase: Der Drachen wird in eine Position geflogen, in der seine Zugkraft sehr gering ist. Der Generator arbeitet nun als Motor und wickelt das Seil auf, bis die Länge des Seils kurz genug für die nächste Stromerzeugungsphase ist. Dieser Rückholprozess benötigt lediglich einen Bruchteil der Energie, die während der Leistungsphase erzeugt wird.

Nachdem das Fluggerät die luftfahrtrechtliche Evaluierung bestanden hatte – diese umfasste unter anderem die Validierung von Betriebs- und Sicherheitskonzepten im Tag- und Nachtbetrieb – konnte die Pilotanlage in den Dauerbetrieb übergehen. Daraus will das Konsortium Erkenntnisse für die Weiterentwicklung und Skalierung von Flugwindkraftanlagen sowie zu Umwelteinflüssen, Sicherheitsaspekten und Genehmigungsvoraussetzungen gewinnen. Dazu gehören z.B. Gutachten zu Geräuschemissionen und Luftverkehrssicherheit.

Segelflugzeug-Design-Konzept

Im Mai 2021 kündigte der Energieversorger RWE an, im Nordwesten Irlands ein Testzentrum für Flugwindkraftanlagen errichten zu wollen. Die Baugenehmigung für den Teststandort wurde RWE zufolge jetzt erteilt. Noch in diesem Jahr soll mit der Errichtung der Infrastruktur begonnen werden. RWE entwickelt das Testgelände zusammen mit Ampyx Power, einem niederländischen Unternehmen für Windenergie-Systeme. Gemeinsam soll zunächst eine Demonstrationsanlage mit einer Leistung von 150 Kilowatt erprobt werden. Anschließend wolle man eine Anlage im kommerziellen Maßstab errichten. Diese soll über eine Leistung von einem Megawatt verfügen. Im Verlauf der geplanten achtjährigen Betriebszeit des Testzentrums sollen zudem auch Flugwindkraftanlagen von anderen Herstellern auf dem Gelände getestet werden.

Das Konzept von Ampyx Power, das von RWE als erstes auf dem Gelände getestet werden soll, basiert auf einem Segelflugzeug-Design bestehend

aus einem Kleinflugzeug sowie einer entsprechenden Start- und Landeplattform.

Das Kleinflugzeug hat eine Spannweite von zwölf Metern und ist über ein Kabel mit einem Generator am Boden verbunden. Durch den Leinenzug wird gegen den Widerstand des Generators Strom erzeugt. Ist das Halteseil vollständig ausgezogen, gleitet der Flugkörper zurück, während die Winde das Halteseil wieder einzieht. Da das Einholen des Seils nur einen Bruchteil des erzeugten Stroms benötigt, liefert die Ein- und Ausfahrbewegung konstant regenerativen Strom, wie die Projektpartner behaupten.



Das Kleinflugzeug von Ampyx Power hat eine Spannweite von zwölf Metern.
(Foto: Ampyx Power B.V. Den Haag)

Unterstützung gefordert

Damit der Höhenwindenergie der Eintritt in die europäischen Strommärkte gelingt, benötigt die Technologie, Airborne Wind Europe zufolge, politische und wirtschaftliche Unterstützung. Dabei gehe es neben Markteinführungshilfen auch um den Abbau administrativer Hemmnisse. Im Hinblick auf die deutsche Energiepolitik wird Höhenwindenergie bisher nicht im EEG berücksichtigt. Pilotwindanlagen, Innovationsausschreibungen und auch das Auktionsdesign sind bislang für konventionelle Windkraft ausgelegt und definiert. Die Vorgaben seien laut dem Verband aufgrund der Besonderheiten der AWE-Technologie häufig nicht anwendbar. Die angekündigte Revision des EEG 2021 biete die Möglichkeit, Höhenwindenergie im EEG zu berücksichtigen. Airborne Wind Europe spricht sich für die Einführung einer gesonderten Vergütungsregelung und die damit verbundene Anpassung des nachgeordneten Regelwerks aus. (ds)





Auf BentoNet lassen sich alle dezentralen Energieerzeuger, Speicher und Verbraucher von der Photovoltaik-Anlage auf dem Dach bis zum Blockheizkraftwerk im Keller steuern. (Grafik: BentoNet GmbH)

BentoNet führt dezentrale Energieerzeuger sowie Softwareentwickler und Anlagenhersteller auf einer digitalen Plattform zusammen. Darüber hinaus sollen die Akteure in der Lage sein, ihre energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette zu digitalisieren.

Das Wissen und die Fähigkeiten von mehreren Personen gezielt einsetzen und die „Macht der Masse“ nutzen, um Herausforderungen zu meistern, ist zentrales Merkmal der sogenannten Schwarmintelligenz. Ein Beispiel aus der jüngeren Vergangenheit ist der Hackathon #WirvsVirus. Hierbei handelt es sich um eine gemeinsame Veranstaltung von der Bundesregierung und sieben sozialen Initiativen, bei der sich Teilnehmer online engagieren und Lösungsansätze – digital und analog – im Hinblick auf die Corona-Krise und auch darüber hinaus entwickeln können.

Gemeinsam besser

Einem ähnlichen Ansatz folgt die aus der Badischen Kraftwerk GmbH ausgegründete BentoNet GmbH, die zu gleichen Teilen der Siemens Financial Services (SFS) und der GBS Beteiligung GmbH gehört. Das Unternehmen, das seit November 2020 besteht, bietet digitale Infrastruktur für den Energiesektor. Ergänzt wird diese durch eine Software-as-a-Service-Plattform (SaaS), auf der energiewirtschaftliches Know-how für die vielen dezentralen Akteure bereitgestellt wird, die inzwischen am Energiemarkt aktiv sind.

Kräfte digital bündeln

Als Badische Kraftwerk GmbH hat BentoNet bereits Erfahrung im Betrieb dezentraler Anlagen gesammelt. Den Bedarf für eine ganzheitliche Anwendung sei aus der Beobachtung erwachsen, dass die gängigen Lösungen zur Überwachung und Steuerung häufig zu komplex und unwirtschaftlich für kleinere Betreiber seien. „Vom Parkhaus mit Photovoltaik-Anlage und E-Auto-Ladesäulen bis zum Klinikum mit eigenem Blockheizkraftwerk gibt es immer mehr Energieerzeuger, die keine Energiewirtschafts-Experten sind“, stellt Manuel Gernsbeck, Geschäftsführer von BentoNet, fest. Die Betreiber erneuerbarer Energieanlagen mit wenig Erfahrungswerten will das Unternehmen mit Sitz in Baden-Baden unterstützen, damit sie sich auf ihr Kerngeschäft konzentrieren können.

Offene Plattform

Auf der Plattform können dezentrale Energieerzeuger, Anlagenhersteller und Softwareentwickler gemeinsam Lösungen konzipieren und betreiben, um so ihre Kosten zu senken sowie ihre Energieeffizienz und damit ihre Wirtschaftlichkeit zu erhöhen. Durch ein Energiemanagement sollen Energieerzeuger BentoNet zufolge in die Lage versetzt werden, die Betriebszeit ihrer Anlagen um bis zu 15 Prozent und den Eigendeckungsanteil um bis zu 20 Prozent zu steigern. Dezentralen Erzeugern biete man darüber hinaus einfacheren Zugang zum EU-weiten Energiemarkt.

Wie in einem Marketplace können sich Betreiber auf der Plattform die Module zusammensetzen, die sie brauchen. Zudem

erhalten sie die benötigte Hardware von BentoNet. Der Anbieter gewährleistet nach eigenen Angaben hohe Netzqualität und Datensicherheit sowie die ÜNB-konforme Anbindung von Assets. Des Weiteren implementiere man derzeit ein Informationssicherheitsmanagementsystem (ISMS) nach den Vorgaben der DIN 27001.

Modulares Konzept

Anlagenherstellern ermöglicht der Anbieter die direkte Integration der BentoNet-Software und Hardware in ihre Produkte, um eine einfachere und schnellere Anbindung an den Energiemarkt zu realisieren. Das erleichtere laut BentoNet den Zugang zu Entwicklern und erhöhe die Rentabilität, ohne ein eigenes System oder tiefergehendes Fachwissen erwerben zu müssen. Hinzu kommen vorausschauende Wartung, die die Anlagenverfügbarkeit erhöht, und Fernwirkung sowie aktives Management sämtlicher Anlagen.



Drei kombinierbare Grundfunktionen machen zum Start von BentoNet den Einstieg in ein professionelles Energiemanagement einfach und wirtschaftlich – der offene Datenstandard der Plattform ermöglicht darüber hinaus die Entwicklung individueller Lösungen. (Foto: BentoNet GmbH)

Ein eigens entwickelter, offener Datenstandard legt für Softwareentwickler den Grundstein, damit diese passende Lösungen entwickeln und vertreiben sowie neue Geschäftsmodelle über den Zugang zu zahlreichen Anlagen erschließen können. Mit dem Unified Data Standard können Daten sicher und in einheitlichem Format übertragen werden – auch wenn Anlagen eines Betreibers von unterschiedlichen Herstellern kommen. Zur physischen Anbindung und Vernetzung nutzt BentoNet Gateways und Komponenten von Siemens.

Start mit drei Anwendungen

Zum Start stehen drei Grundfunktionen zur Verfügung: Erstens ein Asset-Management mit Anwendungen für die Integration in die BentoNet-Infrastruktur. Eine Erweiterung erlaube zweitens die Energiemarktanbindung aller eingesetzten Erzeuger, Verbraucher und Speicher. Drittens biete das Energiemanagement zusätzliche Funktionalitäten durch den Überblick über Strombezug und -lieferung sowie die Verwaltung der Zählerdaten.

Siemens Financial Services stellt neben finanziellen Mitteln den Zugang zum Siemens-Netzwerk bereit. Der Anbieter von Finanzierungslösungen für Firmenkunden will nach eigenen Angaben den Aufbau einer deutschlandweiten Vertriebsorganisation unterstützen. Laut BentoNet haben derzeit 20 Kunden mit verschiedenen Energieanwendungen die Lösung im Einsatz. Künftig wolle man, dass die Anwendung ab Werk in Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen oder KWK-Anlagen integriert ist, damit die Nutzer einen einfacheren Zugang zur Plattform erhalten. (ds)



BentoNet GmbH, Manuel Gernsbeck,
76532 Baden-Baden, info@bentonet.de

HUSUM Wind 2021: Durchführung vor Ort realistisch

Die Messe Husum & Congress, Veranstalter der Fachmesse HUSUM Wind, ist erleichtert über das vergangene Woche veröffentlichte Veranstaltungsstufenkonzept, mit dem das Land Schleswig-Holstein durch schrittweise Lockerungen der Pandemie-Auflagen neue Perspektiven für die Veranstaltungsbranche eröffnet.

Für die HUSUM Wind vom 14.-17. September 2021 bedeutet dies, dass die Teilnehmerbegrenzungen (Personenanzahl und Quadratmeter pro Person) aufgehoben werden

können. Eine Präsenzveranstaltung sei laut Veranstalter unter Einhaltung der bekannten Vorkehrungen sowie eines individuellen Hygienekonzeptes damit möglich geworden, sofern die Inzidenzen sich weiterhin positiv entwickeln. Die Messe Husum & Congress habe ein entsprechendes Hygienekonzept an die bisher angemeldeten Aussteller verschickt.

Mitte Juni werde aufgrund der dann vorliegenden Anmeldungen und Rückmeldungen über die finale Durchführbarkeit entschieden.

(ds)

www.husumwind.com



Schleswig-Holsteins Ministerpräsident Daniel Günther und Klaus Liermann, Geschäftsführer der Messe Husum & Congress, sind optimistisch für die HUSUM Wind 2021.

(Foto: Messe Husum & Congress GmbH & Co. KG)

Mond steuert Stromerzeugung

Vor der Küste Schottlands erzeugt ein Gezeitenkraftwerk regenerativen Strom. Der Wälzlagerhersteller SKF lieferte zentrale Komponenten, darunter den Antriebsstrang. Die Orkney-Inseln im Norden Schottlands sind ein dünn besiedelter Archipel. Neben der Qualität der Schafswolle und des Whiskys könnten die Inseln bald auch als Testlabor für nachhaltige Energieerzeugung aus Meeresströmungsanlagen bekannt werden. Dabei spielt der Mond eine zentrale Rolle: Seine Anziehungskraft erzeugt auf der Erde die Gezeiten der Meere. Wo Ebbe und Flut sich zwischen Inseln hindurchzwängen, entstehen Strömungen. Vor den Orkneys sind diese besonders stark ausgeprägt, hier ist der mächtigste Gezeitenstrom Europas im Pentland Firth zu beobachten. Gezeiten kommen regelmäßig, der Stromfluss ist berechenbar und die Energiedichte durch das Medium Seewasser hoch.

Aufgrund dieser günstigen Gegebenheiten haben sich die Projektpartner SKF und das schottische Tech-Start-up Orbital Marine Power für diesen Standort entschieden. Auf den rund 70 Eilanden der Orkney-Inseln drehen sich zudem etwa 700 Windräder und erzeugen mehr Strom als die gut 20.000 Einwohner verbrauchen können. Die überschüssige Energie wird in ein Netzwerk aus Batteriespeichern eingespeist und in grünen Wasserstoff umgewandelt. Die im Meereskraftwerk erzeugte Energie soll die Erzeugung aus Windkraft ergänzen.

Schwimmendes Gezeitenkraftwerk

In einer geschützten Bucht vor Stromness, der zweitgrößten Stadt des Orkney-Archipels, liegt das European Marine Energy Centre, ein Testgelände zur Erforschung der Gezeiten- und Wellenenergie. Hier



Das schwimmende Gezeitenkraftwerk Orbital O2 erzeugt aus Gezeitenkraft Strom vor der Küste Schottlands.
(Foto: Orbital Marine Power Ltd.)

hat Orbital Marine Power im April dieses Jahres sein schwimmendes Gezeitenkraftwerk „Orbital O2“ zu Wasser gelassen.

In rund 15 Metern Tiefe, unter 72 Metern langen, schlanken Schwimmkörpern befinden sich an zwei tragflächenförmigen Armen die beiden Zwei-Megawatt-Antriebsstränge vom Wälzlagerhersteller SKF. Angetrieben durch die Gezeitenströmung drehen sich an ihrem Ende die beiden zweiflügeligen Rotoren mit einem Durchmesser von 21 Metern. Der in den Generatoren erzeugte Strom wird über ein Seekabel an Land geleitet. SKF lieferte bei diesem Projekt zudem die großen Rotorlager sowie den kompletten Antriebsstrang als Plug-&-Play-Modul nach Schottland. Mit dieser Technik für die Schubumkehr zwischen Ebbe und Flut liefert diese Anlagenart laut SKF etwa die doppelte Ausbeute eines vergleichbaren Windrads an Land. Dazu trägt auch der weitaus höhere Lastfaktor aus der Gezeitenströmung bei. Auch die Lösung für die Zustandsüberwachung des Gesamtsystems stellt der schwedische Konzern bereit.

Energiequelle mit enormem Potenzial

Die Europäische Union hat die Bedeutung von Meeresenergie ebenfalls erkannt: In ihrer aktuellen Offshore-Strategie peilt die EU-Kommission 40 Gigawatt Meeresenergie bis zum Jahr 2050 an – erzeugt in Wellen- oder Gezeitenkraftwerken, in schwimmenden Photovoltaikanlagen und durch Algen, um Biokraftstoffe herzustellen. Die EU fördert das Orbital O2-Projekt mit Mitteln aus ihrem Forschungs- und Entwicklungsprogramm HORIZON 2020 (FloTEC) sowie aus EU-Regionalförderertöpfen für Nordwest-Europa. (ds)

www.skf.de



SKF lieferte den kompletten Antriebsstrang der Orbital O2 als Plug-&-Play-Modul. (Fotos: SKF GmbH)

**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 600 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 zukunftsicherer Smart-Grid- und Smart-Metering-Konzepte. EFR entwickelt Smart Meter Gateways (BSI-DSZ-CC-1000) und ist Anbieter von FNN-Basiszählern, mMe, iMys 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.

**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!

**GreenGate AG**

Alte Brücke 6
51570 Windeck
Tel. +49 2243 92307-0
info@greengate.de
www.greengate.de

Die GreenGate AG verfügt über mehr als 20 Jahre Expertise in der Entwicklung und Implementierung hochleistungsfähiger Softwarelösungen. Mit der Software GS-Service für Workforce Management und Betriebsführung lassen sich Planungs-, Dokumentations- und Organisationsfunktionen geschickt zusammenfassen. GS-Service ermöglicht es, Betriebskosten zu senken, einen störungsarmen Netzbetrieb sicherzustellen und die Arbeitsprozesse optimal zu steuern, sowie die Personaleinsatzplanung zu optimieren.

**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**

Friedrichsgrüner Straße 11-13
08262 Muldenhammer
Tel. +49 37465 4092-0
info@ik-elektronik.com
www.ik-elektronik.de

IK Elektronik ist Spezialist für Funkelektronik. Als Dienstleister entwickelt und fertigt IK Elektronik Produkte für die Energiewirtschaft, Industrie- und Heimautomatisierung, Gebäudesicherheit und Bahnanwendungen. Mit dem StromPager-System bietet IK Elektronik eine funkbasierte, deutschlandweit verfügbare SmartGrid-Technologie zur sicheren und zuverlässigen Last- und Einspeisesteuerung. Die Produktreihe der Meter To Cloud Adapter MCA ermöglicht Energiedienstleistern, ihren Strom-Endkunden vielfältige Mehrwertdienste anzubieten.



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

Spezialisierte 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 MaaS-Stäbe 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.



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.



PUC Antennas & Equipment GmbH
Herr Christian Cielinski
Isaac-Newton-Straße 3 · 59423 Unna
Tel. +49 2303 902 88 00 · Fax +49 2303 902 88 27
puc@puc.de
www.antennenshop.com · www.puc.de

Spezialisiert u.a. auf Antennen und Zubehör für die IoT Branche, für LTE/ CDMA 450 oder viele andere Frequenzen. Produkte von Panorama Antennas Ltd., einem der letzten unabhängigen Antennen Hersteller Europas. Antennen zu Großserien-Preisen geliefert ab Menge 1!
Egal ob Antennen, Kabel oder Stecker von PUC bekommen sie alles was Sie für den gelungenen Hochfrequenzanschluss Ihres IoT Systems, Ihres SMGW und Smart Grids benötigen.



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



service • commitment • value

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.



Daten neu denken

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 EZE 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 2020 ein Umsatz von ca. 110 Mio. Euro erzielt.



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

VOLTARIS ist der Experte für alle Leistungen im klassischen und intelligenten Metering. Wir bieten Energielieferanten, Netzbetreibern und Industrie modulare Lösungen entlang der gesamten Prozesskette des grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetriebs: Gerätemanagement, Gateway-Administration, Mess- und Energiedatenmanagement für alle Markttrollen 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.



Smart City
Werkstatt
DIGITAL

Virtuelle Live-Konferenz & Ausstellung

Für Energieversorger,
Kommunalwirtschaft,
Immobilienwirtschaft

Erfahren Sie wie smart Ihre Stadt werden kann!

27. - 28.10.2021

Themen: Smart City, Smart Mobility, Smart Building, Smart Energy

powered by



www.smart-city-werkstatt.de

