ISSN 2199-4102 · www.50komma2.de

50,2

MAGAZIN

für intelligente Stromnetze

08.2021

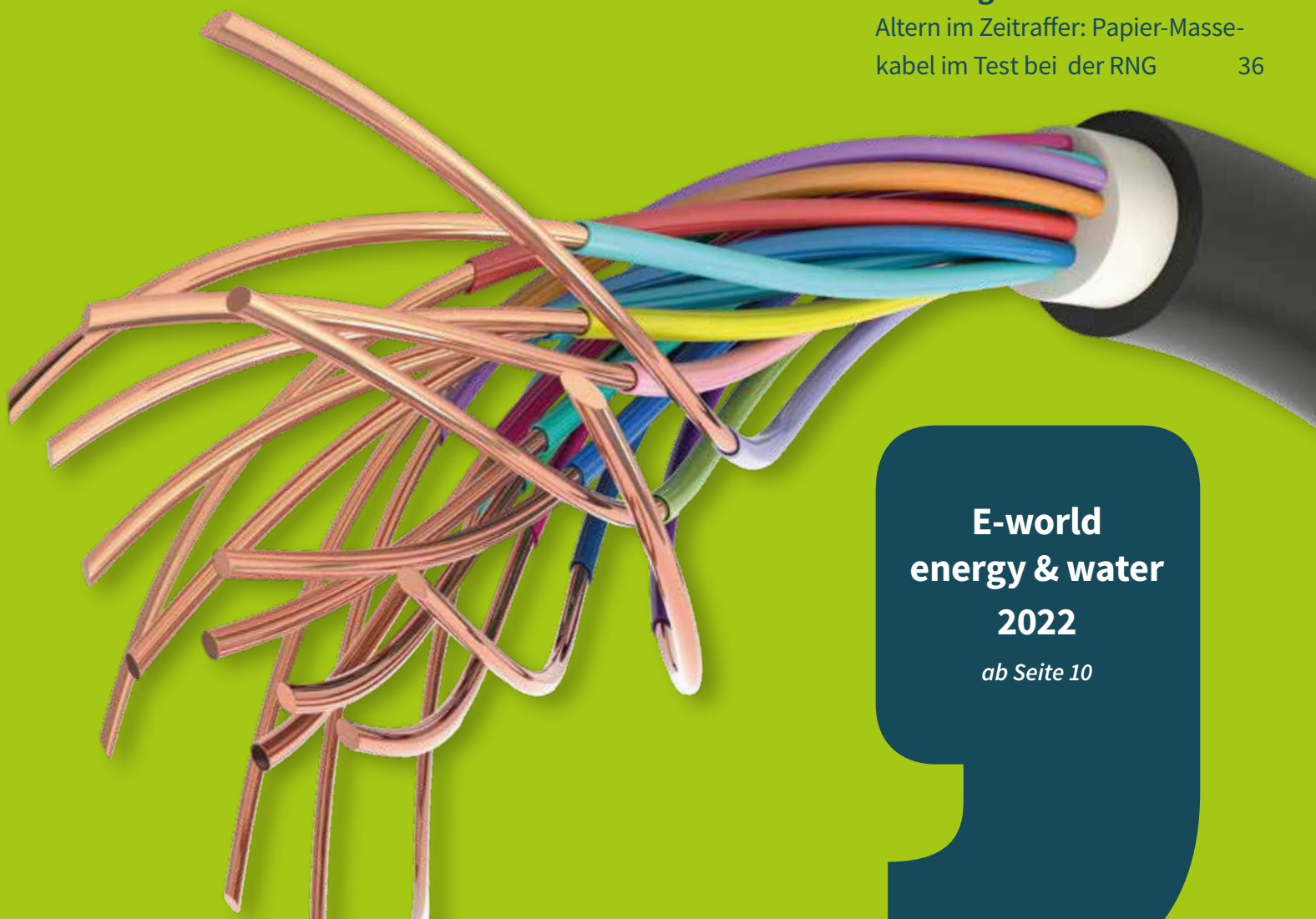
Zusammen wirksam

Die Versorgungsbranche auf dem Weg zum Gesamtsystem

IT und Prozesse
Partnervertrieb im Stadtwerk am See digitalisiert 18

Erzeugung und Speicher
Trennung macht sicher: Intelligenter Wechselrichter verbessert auch den Brandschutz 32

Wartung und Service
Altern im Zeitraffer: Papier-Masse-kabel im Test bei der RNG 36



E-world energy & water 2022

ab Seite 10

Bild Titel: iStock.com / klenger

AKTUELL **03**
ZAHLEN & FAKTEN **09**

VORBERICHT E-WORLD 2022

Blick in die Glaskugel 10

Drei Fragen an ...
Stefanie Hamm, E-world energy & water GmbH 11

Veranstaltungsangebote 12

NETZTECHNIK UND -PROZESSE

Energiemessung als Schlüsseltechnologie 14

Stadtwerke Bad Herrenalb digitalisieren Verteilnetz, weitere Kurzberichte 16

IT UND DIGITALISIERUNG

Partnervertrieb für Stadtwerke 18

MaKo 2022: Spezialisten gefragt 21

Schwarmintelligenz für Smart City-Projekte 22

Vereinfacht 24

SMART METERING

Sektorenkopplung am Gateway 26

Siemens: Relaunch für Zählerdaten-Management, weitere Kurzberichte 28

Fernablesung mit zwei Funktechnologien 30

ERZEUGUNG UND SPEICHER

Trennung macht sicher 32

Deutsche Windtechnik: Beschäftigungsmotor läuft, weitere Kurzberichte 34

WARTUNG UND SERVICE

Altern im Zeitraffer 36

Teilentladungen und Luftlecks erkennen, weiterer Kurzbericht 39

ELEKTROMOBILITÄT

Gesamtsystem 40

Übersetzen und verständigen 44

ANBIETERVERZEICHNIS **47**
UNTERNEHMENSINDEX, IMPRESSUM **51**

E-WORLD ENERGY & WATER

10 | AKTUELL

Die Atmosphäre einer großen Messe und den persönlichen Austausch wünschen sich Anbieter und Anwender in der Versorgungsbranche wohl gleichermaßen. Doch immer noch entscheidet die Pandemie – und die Perspektiven für 2022 sind offen.
Foto: koya979 / shutterstock.com; E-world energy & water GmbH

22 | IT UND DIGITALISIERUNG

Die Kooperationsplattform Civitas Connect bietet Stadtwerken, Versorgern und Kommunen ein Forum für gemeinsamen Austausch und Mitwirkung.
Foto: Blue Planet Studio / shutterstock.com

26 | SMART METERING

Für das kommende Jahr kündigt sich Bewegung für den Rollout an – nicht zuletzt aufgrund zahlreicher Gesetzesnovellen, die das Smart Meter-Gateway ins Zentrum neuer Prozesse und Geschäftsmodelle stellen.
Foto: Slavun / shuuterstock.com

40 | ELEKTRO-MOBILITÄT

Die markt- und netzdienliche Integration der Elektromobilität steht im Fokus des Forschungsprojekts unIT-e².
Foto: Jeerasak banditram / shutterstock.com

BEFÖRDERT

Patrick Graichen wird neuer Staatssekretär im BMWi

Der bisherige Exekutivdirektor und Geschäftsführer von Agora Energiewende, Dr. Patrick Graichen, wird Staatssekretär im Bundeswirtschaftsministerium (BMWi). Vorübergehend übernimmt Markus Steigenberger die Leitung von Agora Energiewende. Unterstützt wird er dabei vom Direktor:innen-Team aus Matthias Buck (Europa), Simon Müller (Deutschland), Frank Peter (Industrie) und Jesse Scott (Internationales). Der Aufsichtsrat will zeitnah einen Nachfolger bestellen.

Patrick Graichen hat die Agora Energiewende 2012 mitgegründet und seit 2014 als Exekutivdirektor und Geschäftsführer geleitet. Bevor Graichen zu Agora Energiewende kam, arbeitete er von 2001 bis 2012 im Bundesumweltministerium. (ds)

www.agora-energiewende.de

Patrick Graichen soll künftig die Klima- und Energiepolitik auf Bundesebene umsetzen.
(Foto: © Agora Energiewende/Detlef Eden)

ERWEITERT

emb mit neuem EDM-Serviceangebot

Die EnergieMarkt Beratungsgesellschaft (emb) stellt Energieversorgern ein neues Serviceangebot für das Energiedatenmanagement zur Verfügung. Das erweiterte Dienstleistungspaket „EDM“ umfasst unter anderem die Themenbereiche: MaBIS (Durchführung der Marktkommunikation, Schattenbilanzierung, Unterstützung im Clearingprozess), Durchführung von Schnittstellenläufen (EDM-Verbrauchsabrechnung), hausinterne und externe Datenbereitstellung (Zählerstände, Zeitreihen, Berichtswesen etc.) sowie Überwachung von automatisierten EDM-Prozessen. „Angesichts immer komplexerer gesetzlicher Anforderungen und des daraus erwachsenden hohen Zeit- und Personalaufwands wird unser EDM-Serviceangebot sehr gut angenommen.

Auf Kundenwunsch decken wir bei Bedarf auch die gesamte EDM-Prozesskette ab – von der Datenlieferung für Absatzprognose und Beschaffung über die Abrechnungsunterstützung bis hin zur marktrollenübergreifenden Kommunikation und Unternehmenssteuerung“, sagt Daniel Knipprath, Geschäftsführer der emb.

Je nach Bedarf kommen dabei auch speziell von der emb entwickelte Werkzeuge, Berichte und Auswertungen zum Einsatz, wie Klaus Vischedyk, Projektleiter EDM Vertrieb & Netz, ausführt: „Beispielsweise werden mit unserem Bericht ‚Clearing-Konsens‘ Daten aus den Clearinglisten mit den EDM-Stammdaten und den Daten aus der Verbrauchsabrechnung in Bezug gesetzt. Damit können Datenschiefstände in den bilanzierungsrelevanten Daten übersichtlich dargestellt und den jeweiligen Abteilungen kommuniziert werden“, so Vischedyk. (jr)

www.e-markt-b.de

Anzeige

GUTE VORSÄTZE FÜR DAS NEUE JAHR - PRODUKTIVITÄT STEIGERN UND PROZESSE OPTIMIEREN

IVU
INFORMATIONSSYSTEME FÜR VERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Business Intelligence in Echtzeit – ohne Schnittstellen

Optimierter Kundenservice mit digitalisiertem Hausanschlussprozess

www.ivugmbh.de

POSITIONIERT

Bayerische Verteilnetzbetreiber fordern Anpassungen seitens der Politik

Die drei bayerischen Verteilnetzbetreiber Bayernwerk Netz, LEW Verteilnetz (LVN) und N-ERGIE Netz fordern von der Politik zügige Anpassungen, damit ein schnellerer Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gelingt und die Klimaziele erreicht werden. Gemeinsam setzen sich die drei Verteilnetzbetreiber dafür ein, den politischen und rechtlichen Rahmen so zu gestalten, dass keine Netzengpässe entstehen und der Anteil regenerativer Energie in den bayerischen Verteilnetzen weiter gesteigert werden kann. Dabei gelte es, die spezifischen Anforderungen der Verteilnetze zu berücksichtigen. Bayernwerk Netz, LVN und N-ERGIE Netz haben hierfür fünf zentrale Handlungsfelder identifiziert:

Energiekonzept für Bayern

Langfristige energiepolitische Ziele und eine verlässliche Strategie erhöhen die Planungssicherheit und Effizienz. Der Freistaat solle daher konkrete Mengenziele und einen Zeitplan für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Bayern definieren, die dann auf kommunaler Ebene in Abstimmung mit den Infrastrukturbetreibern konkretisiert werden könnten. Wichtig sei dabei eine ganzheitliche und sektorenübergreifende Sicht. Das wesentliche Ziel des Energiekonzepts müsse sein, dass dezentral erzeugter Strom möglichst dann vor Ort genutzt wird, wenn er erzeugt wird.

Entbürokratisierung und Synchronisierung

Allein in diesem Jahr rechnen Bayernwerk Netz, LVN und N-ERGIE Netz mit mehr als 50.000 Anfragen für den Anschluss von PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als zehn Gigawatt. Die aktuell bei den drei Netzbetreibern angeschlossene Leistung beträgt etwa 19 Gigawatt. Gerade bei kleineren Hausdachanlagen erweise sich die Bürokratie oft als Bremse. Vor allem die Meldepflichten gegenüber der Bundesnetzagentur müssten den Netzbetreibern zufolge entschlackt werden, um Prozesse zu beschleunigen. Größere PV-Anlagen sollten zudem lokal gebündelt werden, um einen effizienteren Netzanschluss zu ermöglichen.

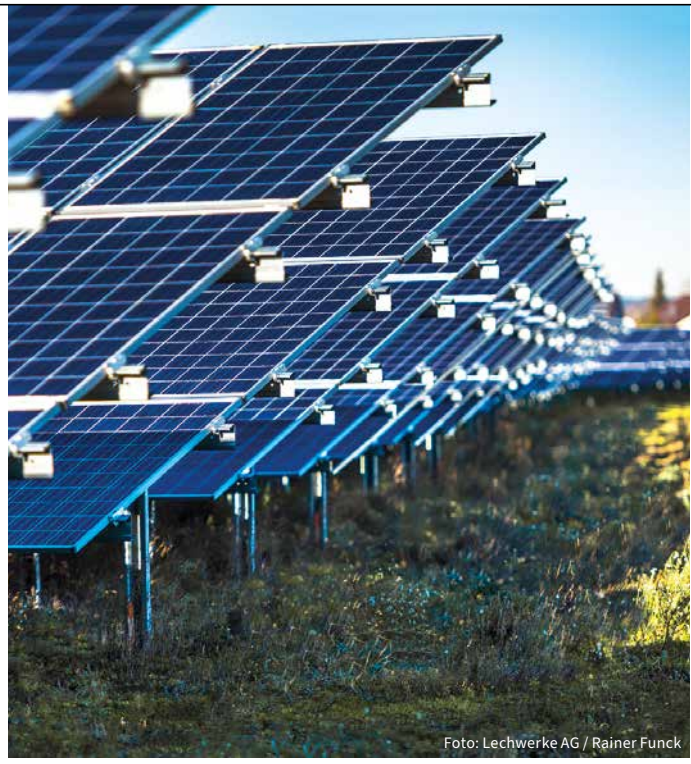


Foto: Lechwerke AG / Rainer Funck

Schnellere Genehmigungsverfahren

Aktuell dauern Genehmigungsverfahren größerer Netzprojekte viele Jahre. Daher mahnen die Netzbetreiber eine personell verstärkte Verwaltung mit bayernweit einheitlichen, vereinfachten und digitalisierten Verfahren an. Dies könne dazu beitragen, den erforderlichen Netzausbau zu beschleunigen.

Regulierung anpassen

Um das gesellschaftliche Ziel der Klimaneutralität zu erreichen, sind enorme Investitionen in die Infrastruktur notwendig. Um diese umzusetzen, müsse der regulatorische Rahmen in Hinblick auf eine gesicherte Finanzierung angepasst werden. Hierzu zählt beispielsweise eine stärkere Berücksichtigung digitaler Technologien.

Netzdienliche Speicher und Flexibilität

Die Netzinfrastruktur sollte durch eine Flexibilisierung des Verbrauchs und den Einsatz von netzdienlichen Speichern in räumlicher Nähe zu großen Solarparks effizient genutzt werden, empfehlen die Netzbetreiber. Netzausbaubedarf könnte begrenzt werden, indem flexible, intelligente Lösungen stärker berücksichtigt werden. (ds)

www.bayernwerk-netz.de
www.lew-verteilnetz.de
www.n-ergie-netz.de

Hintergrund

Bayernwerk Netz, LVN und N-ERGIE Netz haben nach eigenen Angaben zusammen etwa 480.000 dezentrale Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien in die Netze integriert. In Bayern findet der Zubau vor allem bei der Photovoltaik statt. Die Förderung von Großanlagen bis zu 20 Megawatt durch das EEG, Anlagen ohne Größenbegrenzung außerhalb des EEGs, Rekordpreise für Strom und gesunkene Kosten für PV-Module treiben den PV-Ausbau voran. Gleichzeitig fordern das Wachstum der Elektromobilität, die Ansiedlung verbrauchsstarker Rechenzentren und der Ausbau von Wasserstofflösungen zunehmend das Stromnetz.

REKORD

Positive Geschäftsentwicklung bei enercity

Die enercity steigerte im dritten Quartal 2021 ihren Umsatz im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 13,2 Prozent auf 3,1 Milliarden Euro. Mit rund 99 Millionen Euro liegt das Betriebsergebnis (EBIT) um 21,6 Prozent höher als zuvor. Aufgrund der Gesamtentwicklung peilt enercity nach eigenen Angaben für das laufende Geschäftsjahr einen Rekordumsatz an (2020: 3,7 Milliarden Euro) und erhöht die Gewinnprognose auf über 100 Millionen Euro.

Das allgemein deutlich gestiegene Preisniveau am Strom- und Gasmarkt führte zu leichter Zurückhaltung bei den Großhandelstätigkeiten. Die Gesamtabsatzzahlen bei Strom und Erdgas sind deshalb in Summe gesunken: Der Stromabsatz lag im dritten Quartal 2021 mit 21.524 Gigawattstunden (GWh) um 4,0 Prozent unter dem Vorjahreszeitraum (22.417 GWh). Der Erdgasabsatz umfasste 35.828 GWh. Der Wärmeabsatz im enercity-Konzern hingegen nahm zu und belief sich im dritten Quartal 2021 auf 1.886 GWh. Das entspricht einem Anstieg um 17,3 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum.

Elektromobilität im Aufwind

Auch beim Ausbau der Ladeinfrastruktur meldet das Unternehmen Erfolge: So hat enercity bis Ende November 340 neue öffentliche Ladepunkte in Hannover errichtet, so dass den Bewohnern und Besuchern der Stadt jetzt insgesamt 467 öffentliche Lademöglichkeiten zur Verfügung stehen. Bis Ende 2022 sind mehr als 440 geplant, davon mindestens 70 Schnellademöglichkeiten. Überdies baut enercity die Ladeinfrastruktur auch direkt bei den Kundinnen und Kunden auf. Hier konnten bundesweit inzwischen mehr als 2.500 Ladepunkte realisiert werden, wobei sich die Zahl seit 2017 nach Informationen des Unternehmens jedes Jahr verdoppelt. Gut ein Fünftel fragen Privatkunden nach, der Großteil der Ladepunkte entsteht bei Unternehmen oder der Wohnungswirtschaft. (ds)

Auch beim Ausbau der Ladeinfrastruktur vermeldet enercity Fortschritte. (Foto: enercity AG)

www.enercity.de

Anzeige

E-world energy & water

SOLUTIONS FOR A SUSTAINABLE FUTURE

RAUM FÜR AUSTAUSCH

IHR PERSÖNLICHES MESSEERLEBNIS: WWW.E-WORLD-ESSEN.COM

TRADE FAIR & CONGRESS
FEBRUARY 8 – 10, 2022 | ESSEN | GERMANY

con energy

MESSE ESSEN

GEPRÜFT

Mit der mobilen Hochspannungsprüfanlage der Netze BW steht eine zusätzliche Anlage für den schnellen Einsatz zur Verfügung. (Foto: Netze BW GmbH)

Schnelle Prüfung für Hochspannungskabel

Die Netze BW hat eine neue mobile Hochspannungsprüfanlage in Betrieb genommen, die Stromkabel im Hoch- und Höchstspannungsnetz bis zu einer Länge von rund 20 Kilometern mit Prüfspannungen bis zu 260.000 V prüft. Deutschlandweit gibt es dem Netzbetreiber zufolge nur wenige Anlagen dieser Größenordnung. Die Netze BW stellt ihre neue Anlage daher auch anderen Stromnetzbetreibern zur Verfügung. So können Stromkabel im eigenen Netz und bei benachbarten Netzbetreibern künftig schneller geprüft und in Betrieb genommen werden.

Mit Hochspannungsprüfanlagen werden neu verlegte oder nach einer Störung instand gesetzte Hochspannungskabel geprüft, bevor sie für den Stromtransport freigeschaltet werden. Dazu wird am Kabel eine Spannung angelegt, die höher ist als die eigentliche Betriebsspannung. So wird sichergestellt, dass es funktionsfähig und belastbar ist. Eine Standardprüfung benötigt rund 30 Minuten, wie der Netzbetreiber mitteilt. Da der Markt gerade bei großen Prüfanlagen für längere Kabel begrenzt ist, entstehen nach Auskunft von Netze BW immer wieder Wartezeiten, bis eine Anlage zur Verfügung steht. Hinzu kommt die Zeit für den Transport an die Prüfstelle. Mit der neuen mobilen Anlage der Netze BW steht nun eine zusätzliche Anlage für den schnellen Einsatz im eigenen Netz und bei Netzbetreibern der Region zur Verfügung. (ds)

www.netze-bw.de

GEFUNKT

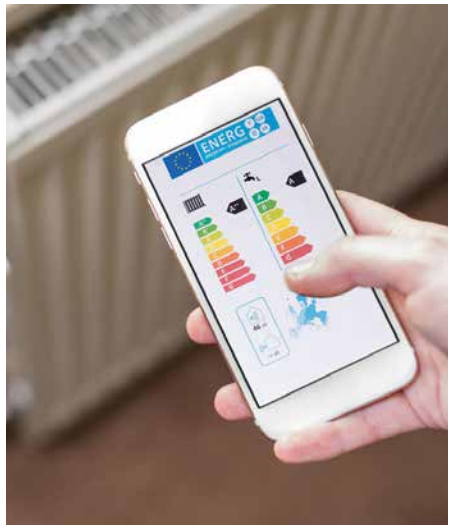
ATTB: Lösungen für die Funk-Vernetzung

Ab Januar 2022 greift die neue Heizkostenverordnung (HKVO) in Deutschland. Zähler und Heizkostenverteiler, die neu installiert werden, müssen ab sofort funkfähig und fernablesbar sein. Bereits vorhandene Erfassungsgeräte müssen zudem bis Ende 2026 digital nachgerüstet werden.

Die Antennentechnik Bad Blankenburg (ATTB) sieht sich für diese neuen Anforderungen gut aufgestellt: Das Unternehmen ist auf leistungsfähige Antennen spezialisiert und bietet Energieversorgern, Kommunen und der Industrie maßgeschneiderte Lösungen für die Vernetzung von Geräten über Funk. So umfasst das Smart Meter-Portfolio der ATTB schaltschrankintegrierte Antennen ebenso wie Stations- und Magnethaftantennen.

Die Produkte von ATTB sind bereits in großer Stückzahl in Privathaushalten und Unternehmen verbaut und damit praxiserprobt. „Mit unserer langjährigen Erfahrung für besonders anspruchsvolle Lösungen sind wir ein kompetenter Partner für die Umsetzung der neuen Verordnung in der Energiebranche“, so Tobias Schneider, Experte für den Bereich Smart Energy bei ATTB. (jr)

www.attb.de



Im Zuge der neuen Heizkostenverordnung müssen Zähler und Heizkostenverteiler künftig funkfähig und fernablesbar sein.
(Foto: Antennentechnik Bad Blankenburg)

PRÄMIERT

Auszeichnung für Chatbot

Der Chatbot „Emma“ der ESWE Versorgungs AG belegt den zweiten Platz in der Rubrik Versorger beim vom Marktforschungsinstitut Statista gemeinsam mit Computer BILD ausgerufenen Test. Der Chatbot stammt vom Kommunikationshaus trurnit.

Bewertet haben die Tester die Assistenten in vier Kriterien: Benutzerführung, Dialogvermögen und Fachkenntnis, Nutzererfahrung sowie Sicherheit und Ethik. Dazu wurden rund 4.300 Beurteilungen von Chatbot-Nutzerinnen und -Nutzern erhoben und ausgewertet. Besonders gut abgeschnitten haben dabei Chatbots, die schnell auf der Website zu finden sind, Wünsche und Anfragen ihrer Chatpartnerinnen und Chatpartner gut verstehen, verschiedene Medien und Links anbieten und seriös mit den Anliegen umgehen.

Die Chatbots von trurnit sind bereits ab Werk auf die Schwerpunktthemen von Versorgern vortrainiert, können aber durch die Nutzung von Künstlicher Intelligenz andauernd weiter lernen und Interessierten mit der Zeit immer mehr Fragen beantworten. Auf diese Weise arbeitet auch Chatbot Emma: trurnit hat sie technologisch vorbereitet und mit ersten Daten befüllt, die ESWE trainiert sie nun laufend inhaltlich weiter und kann jederzeit eigene Schwerpunkte setzen. Im fortlaufenden Betrieb lernt der digitale Assistent auch durch die Fragen, die er bis dato noch gar nicht kannte. Durch das sogenannte Semi-Supervised-Learning geben ihm Menschen den nötigen Input, damit er bei der nächsten Anfrage Bescheid weiß. Damit sind Chatbots und digitale Assistenten ein lernfähiges Tool, um bei wiederkehrenden Fragen effizient und ohne personellen Aufwand weiterzuhelfen. (ds)

www.eswe-versorgung.de
www.trurnit.de

Ralf Schodlok, Vorstandsvorsitzender der ESWE Versorgungs AG, mit „seiner“ digitalen Kundenberaterin Emma aus dem Hause trurnit.
(Foto: ESWE Versorgungs AG)

BEIGETRETEN

Stadtwerke Neumünster nehmen an Plattform NextGen teil

Mit der Vertragsunterzeichnung vom 1. Dezember 2021 besiegeln die Stadtwerke Neumünster und das IT-Unternehmen rku.it ihre Zusammenarbeit. Der Energieversorger aus Schleswig-Holstein wird damit Teil der rku.it-IT-Plattform NextGen. Damit startet das Transformationsprojekt auf die Plattform NextGen mit einem geplanten Go-live im Januar 2023. Die Stadtwerke Neumünster wollen mit ihrer Teilnahme an der rku.it-Plattform NextGen ihren kaufmännischen Kern ausbauen. Neben den einzelnen Projektschritten Einführung, Betrieb, Nutzung und Betreuung auf Basis des NextGen-Templates wird der Neukunde in die Business Communities von rku.it aufgenommen. (ds)

www.stadtwerke-neumuenster.de
www.rku-it.de

Anzeige

VERBUNDEN

Glasfaserverbindung bis zum Router

Beim Ausbau des Glasfasernetzes setzen die Stadtwerke Norderney auch auf die devolo Giga Bridge. Der Versorger bietet sie Neukunden an, um ihren Haus Netzabschluss (Optical Network Termination, ONT) und Router über bestehende Leitungen zu verbinden. So lassen sich dem Anbieter zufolge aufwendige Zusatzverkabelungen vermeiden.

Holger Schönemann (rechts), Stadtwerke Norderney, und Andreas Gröpper, devolo AG, stellen die neue devolo Giga Bridge vor. (Foto: devolo AG)

Bisher wurden nach Angaben der Stadtwerke Norderney 34 Kilometer Kabel verlegt und der Großteil der geplanten 135 Glasfaserverteilschränke installiert. Für die Verbindung von Netzabschluss und Router bieten die Stadtwerke ihren Kunden ab sofort die devolo Giga Bridge an. Mit ihr lasse sich eine Lücke schließen, die beim Glasfaserausbau in vielen Einfamilienhäusern entsteht: Die Glasfaser endet am ONT im Keller oder im Hausanschlussraum, doch der Router steht in Diele oder Wohnzimmer.

Für die nötige Verbindung der beiden Geräte werden bisher oft neue Netzwerkkabel verlegt, was zusätzliche Kosten und Aufwände verursacht. Alternativ kann der Router statt an gewohnter Stelle in der Nähe des ONT platziert werden. Keller oder Hausanschlussraum sind jedoch ungünstige Standorte, weil der WLAN-Empfang deutlich beeinträchtigt werden kann.

Höhere Geschwindigkeit über bestehende Leitungen

Mit der devolo Giga Bridge können Einfamilienhausbesitzer die vorhandenen Telefon- oder Koaxialleitungen nutzen, um das Signal vom Glasfaserabschluss zum Router zu transportieren. Da diese Leitungen exklusiv zur Datenübertragung genutzt werden, werden devolo zufolge Geschwindigkeiten von einem Gigabit erreicht. Die Installation übernimmt ein Techniker der Stadtwerke Norderney. Die Giga Bridge besteht aus zwei Adaptern für die Steckdose. Ein Adapter wird nahe dem ONT eingesteckt und per Netzwerkkabel mit ihm verbunden. Danach wird das Gerät an eine freie, ungenutzte Telefon- oder Koaxialleitung angeschlossen.

Ist Teil eins der Bridge verkabelt, wird der zweite Adapter nahe dem gewünschten Router-Standort eingesteckt. Anschließend wird er per Kabel mit der Telefondose sowie dem WAN-Port des Routers verbunden. Weitere Konfigurationen sind laut devolo nicht nötig, spezielle Firmware-Einstellungen sorgen zudem dafür, dass die devolo Giga Bridge von außen nicht sichtbar ist. (ds)

www.stadtwerke-norderney.de
www.devolo.de

ÜBERTRAGEN

Übernahme des Deutschlandgeschäfts

Der Dienstleister GETEC ENERGIE kooperiert mit der Energie AG Oberösterreich bei deren Neugestaltung des operativen deutschen Vertriebsgeschäftes und übernimmt zum 1. Januar 2022 alle Verträge mit Kunden hierzulande. Hintergrund ist, dass die Energie AG Oberösterreich sich künftig noch stärker auf ihren Kernmarkt in Österreich konzentrieren und daher zum Jahresende das Vertriebsgeschäft in Deutschland neugestalten möchte.

Beide Unternehmen beabsichtigen außerdem, ihre Zusammenarbeit im Bereich der Vermarktung erneuerbarer Energien auszubauen. Darüber hinaus streben die Energie AG Oberösterreich und GETEC ENERGIE eine Kooperation bei der Abwicklung energiewirtschaftlicher Vertriebsprozesse am deutschen Markt an. GETEC ENERGIE wird die Oberösterreicher hier zukünftig dienstleistend unterstützen. (ds)

www.getec-energie.de

ZAHLEN & FAKTEN

Grafik: freepik / macrovector

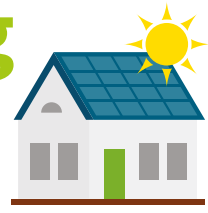
Ein deutliches Bekenntnis zur **Nachhaltigkeit** wünschen sich **82 %** der Erwachsenen in Deutschland von ihrem Energieversorger. Das geht aus einer repräsentativen forsa-Studie hervor, für die im Auftrag von Vattenfall mehr als 1.000 Personen ab 18 Jahren befragt wurden. Bei den **Jüngeren** ist der Trend noch deutlicher: **93 %** der unter 30 Jahre alten Befragten erwarten einen klaren Kurs in Richtung Nachhaltigkeit. Laut Studie stimmen Frauen dem häufiger zu als Männer (88 % gegenüber 81 %).

www.vattenfall.de

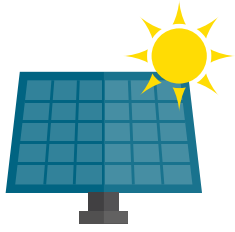
Grafik: freepik / freepik

Einen **PV-Ausbau** auf mindestens **200 GW** installierter Leistung plant die Ampelkoalition im Bund **bis 2030.** Nach Berechnungen des Solar Cluster Baden-Württemberg sind dort somit bis 2030 zusätzlich etwa **20 GW** erforderlich. Künftig müssen dort also rund **150** **pro Tag** **PV-Anlagen** auf Ein- und Zweifamilienhäusern mit einer installierten Leistung von 10 Kilowatt errichtet werden. Pro Jahr sind das **54.000 Anlagen**. Bei **Gewerbegebäuden** sind jedes Jahr **2.700** neue Anlagen erforderlich. Auf **Freiflächen** braucht das Bundesland **75** Anlagen jährlich.

www.solarcluster-bw.de



Grafik: freepik / macrovector



Grafik: freepik / macrovector

Mit der **Eigentümerstruktur von PV-Anlagen** hat sich eine von der Agentur für Erneuerbare Energien in Auftrag gegebene Studie befasst. Demnach gehörten **Privatpersonen** 2019 rund **32,1 %** **der installierten Leistung**. Zählt man Landwirte **mit 15,9 %** noch dazu, vereint die private Hand **mit rund 48 %** fast die Hälfte der installierten Solarstromleistung auf sich. **Gewerbetreibende** besaßen der Studie zufolge etwa **24,8 %**. Etwas mehr als **6 %** der Eigentümer waren **Energieversorger**.

www.unendlich-viel-energie.de

Anzeige

Blick in die Glaskugel

Die Atmosphäre einer großen Messe und den persönlichen Austausch wünschen sich Anbieter und Anwender in der Versorgungsbranche wohl gleichermaßen. Doch immer noch entscheidet die Pandemie – und die Perspektiven für 2022 sind offen.

Jede Branche braucht einen Treffpunkt – und das gilt natürlich ganz besonders in Zeiten eines dynamischen Wandels, wie wir ihn aktuell in der Energiewirtschaft erleben: Ehrgeizige Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien sollen umgesetzt, Sektoren verbunden, Elektromobilität in der Fläche ermöglicht und nicht zuletzt zahlreiche gesetzliche Verpflichtungen erfüllt werden – vom Smart Meter-Rollout über den Redispatch 2.0 bis hin zu den erwarteten Regelungen für das Management einer zunehmenden Anzahl flexibler Verbraucher im Stromsystem.

Dazu müssen nicht nur umfangreiche technische Anforderungen im Netz umgesetzt werden, gleichzeitig sind die Vertriebe gefordert, die energiewirtschaftlichen und unternehmerischen Ziele mit neuen Geschäftsmodellen zu hinterlegen. Mit Blick auf die künftigen Anforderungen im Netz und im Vertrieb stehen bereichsübergreifend die IT-Systeme auf dem Prüfstand, die – so viel ist sicher – künftig offener, schneller und beweglicher werden sollten. In allen Bereichen ist 2021 viel entwickelt, getestet und teilweise auch umgesetzt worden. Nun wäre es höchste Zeit, dass sich Stadtwerke und Netzbetreiber mit potenziellen Technologiepartnern austauschen, Erfahrungen teilen und neue Projekte anstoßen.

Wohl genau aus diesem Grund hatten sich bis Anfang Dezember 2021 immerhin fast 480 Unternehmen als Aussteller für die nächste E-world angemeldet und vermutlich mehrere Tausend Fachbesucher den Messebesuch im Kalender reserviert. Seitens des Veranstalters con|energy ist alles getan worden, um eine sichere und spannende Präsenzveranstaltung zu ermöglichen.

Die Lage ist offen

Doch, wie schon im vergangenen Jahr, entscheiden leider weder der Markt noch der Veranstalter darüber, ob und unter welchen Bedingungen Messen stattfinden können. Nachdem auch in diesem Herbst – wenig überraschend – die Corona-Inzidenzen wieder rapide anstiegen und die Politik sich bemüht, die Lage zu kontrollieren, sind Veranstaltungen wieder einmal wenig planbar.

Spricht man mit Ausstellern und potenziellen Besuchern, spürt man ein großes Bedürfnis nach einem persönlichen Austausch. Rund zwei Jahre in digitaler Distanz haben eben auch die Grenzen der Online-Kommunikation aufgezeigt. Manch einer hofft, dass die politischen Maßnahmen doch schnell greifen und die Infektionszahlen kurzfristig zumindest so weit sinken, dass mit entsprechenden Schutzkonzepten auch Messen sicher durchführbar sind. Andere sind skeptisch und auch über die Akzeptanz der Besucher kann man zum aktuellen Zeitpunkt nur spekulieren. Planungssicherheit wünschen sich jedenfalls alle Beteiligten.

Erfahren in Flexibilität

Doch jenseits aller Unsicherheiten zeigt die Entwicklung der vergangenen zwei Jahre auch, dass sich die Dynamik der Versorgungsbranche und ihrer Technologiepartner selbst unter diesen schwierigen Umständen nicht nennenswert ausbremsen lässt – und das gilt nicht nur für das operative Geschäft. Neue, digitale Wege der Kommunikation, Information und Interaktion sind entstanden und funktionieren. Wir können dennoch zuversichtlich sein, dass es 2022 wieder Präsenzveranstaltungen geben wird. (pq)

Foto: koya979 / shutterstock.com; E-world energy & water GmbH

Drei Fragen an ...

Stefanie Hamm

Geschäftsführerin der
E-world energy & water GmbH
(Foto: E-world energy & water GmbH)

Frau Hamm, was bedeutet die momentane, unübersichtliche Lage für Sie als Messeveranstalter ganz generell?

Natürlich hätten wir uns wie alle Messeveranstalter eine klarere Lage im Vorfeld erhofft. Im Gespräch haben uns vereinzelt Aussteller mitgeteilt, dass sie verunsichert hinsichtlich der Durchführbarkeit einer E-world 2022 sind, was im ersten Moment auch nachvollziehbar ist. Gleichzeitig haben uns sehr viele Unternehmen mitgeteilt, wie sehr eine Messe in 2021 gefehlt hat. Die ungewollte Pause in diesem Jahr hat uns schließlich die Möglichkeit gegeben, genau zu schauen, wie Messen aktuell sicher stattfinden können und nachgewiesenermaßen sicher stattfinden. Inzwischen gibt es dazu auch einige Erfahrungswerte, insbesondere auch bei unserem Partner MESSE ESSEN. Das Hygienekonzept der E-world 2022 stellt somit die größtmögliche Sicherheit für alle Messeteilnehmenden voran und wir können gleichzeitig versprechen, dass diese Vorkehrungen die E-world in keinerlei Weise einschränken. Bei dem Zutritt zum Messegelände beispielsweise erfolgt die Kontrolle der Zertifikatsnachweise unmittelbar über das Ticketing, was unsere Eingangsbereiche entzerrt und verlässliche Kontrollen ermöglicht. Was wir nun von der Politik erwarten, sind verlässliche und frühzeitige Aussagen hinsichtlich der Entwicklung der Anforderungen, die an uns als Veranstalter in Bezug auf das Veranstaltungskonzept gestellt werden.

Wie sehen Ihre konkreten Planungen für die Messe als Präsenzveranstaltung aus?

*Die E-world 2022 überzeugt wie jede E-world mit einem hochkarätigen Programm vor Ort. Unter anderem freuen wir uns sehr über das Wasserstoff-Forum und den Glasfaserkongress neben einer Vielzahl weiterer spannender Veranstaltungen, welche wir gemeinsam mit unseren Partnern anbieten. Einzelne Programmbestandteile werden auch in der E-world Community zur Verfügung gestellt. Die E-world Community als ganzjährige Ergänzung der Messe ermöglicht eine optimale Vorbereitung für den Besuch in Essen; so sind dort beispielsweise spannende Fachvorträge und umfangreiche Informationen über unsere Aussteller enthalten. Der Fokus während der drei Messetage steht jedoch eindeutig auf dem unersetzlichen persönlichen Austausch mit Fachkolleg*innen. Damit dies gut gelingt, haben wir in unseren Kongress- und Konferenzräumen sowie in allen Hallen selbstverständlich ebenfalls darauf geachtet, angemessene Abstände und zuverlässige Hygienekonzepte zu implementieren. Sollten kurzfristige Änderungen durch angepasste Vorgaben nötig werden, so sind wir als Veranstalterin jederzeit im Stande, diese problemlos umzusetzen.*

Was können Sie Ausstellern und Besuchern zum aktuellen Zeitpunkt sagen?

Wir freuen uns sehr über die zahlreichen Anmeldungen unserer Aussteller, die uns auch jetzt noch täglich erreichen. Ein sicheres Veranstaltungskonzept hat im Sinne aller Teilnehmer der E-world für uns höchste Priorität. Somit blicken wir zuversichtlich auf das Jahr 2022 und stehen unseren Ausstellern und der gesamten europäischen Energiewirtschaft jederzeit als starker und zuverlässiger Partner zur Verfügung. Wir können es kaum erwarten, die Tore zur E-world in Essen zu öffnen!

Anzeige

METERING-AS-A-SERVICE meterpan
FÜR ALLE MESSWERTE & PROZESSE
www.meterpan.de

SMGWA ZFA Submetering IoT E-Mobility CLS / aEMT wMSB

Anzeige

Geprüfte Sicherheit.
CONEXA ist Re-Zertifiziert!

Zukunftssicher. Performant. Erweiterbar.

25 Hauptzähler über die LMN-Schnittstelle anbinden oder eine Abtastrate von 6 Sekunden für die Übermittlung feingranularer Messwerte? Kein Problem für die CONEXA. Natürlich nun auch mit netzdienlichen Tarifanwendungsfällen 9 und 10.
Die ideale Ergänzung dazu: unsere FNN-konforme Steuerbox und das Mehrwertmodul für die flexible Umsetzung von individuellen Applikationen.

www.smart-metering-theben.de
TURN TO MORROW

theben
smart energy

Veranstaltungsangebote

Mit einem breit gefächerten Veranstaltungsprogramm sollen auch im kommenden Jahr Zukunftsthemen adressiert und diskutiert werden. Ein fester Bestandteil ist 2022 das Führungstreffen Energie, das bereits zum elften Mal stattfindet. Verantwortliche aus Energiewirtschaft, Industrie und Politik tauschen sich hier zu den aktuellen Herausforderungen, Strategien und Entwicklungen aus.

Kongress

Bei E-world Kongress stehen unterschiedliche Konzepte und Praxisprojekte zur Digitalisierung im Vertrieb auf dem Programm. Eine weitere Session unter dem Titel EVUs, Netzbetreiber und Klimaneutralität geht der Frage nach, auf welche Weise die Klimaziele die Geschäftsmodelle von Stadtwerken und Netzbetreibern verändern. Einen spannenden Austausch versprechen auch das Glasfaserforum sowie das Forum Wasserstoff. Wesentliche Aspekte der Sektorenkopplung beleuchten die Workshops Elektromobilität auf der Überholspur des Programmpartners Becker Büttner Held sowie Wohnungswirtschaft trifft Wärmelieferanten unter Schirmherrschaft des GdW, Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.

Trading-Forum

Im etablierten Trading-Forum stehen Börsengeschehen und Energiebeschaffung im Mittelpunkt. Schwerpunkte sind unter anderem Vermarktungsstrategien, (Post-)EEG-Förderung, Prognostik oder der Emissionshandel und Energiemanagement.

Infrastructure Forum

Neu ist das Infrastructure Forum, das den Blick auf die neuen und künftigen Infrastrukturen für die Energiewirtschaft richtet. Aktuelle und zukünftige Anforderungen an Netze, Speicher, Smart City und E-Mobilität werden hier diskutiert.

Bis 2032 muss in Deutschland jeder Stromzähler digital sein. Intelligente Stromnetze sind daher keine Zukunftsmusik mehr, sondern erfordern schon heute Technologien, mit denen der Informationsaustausch zwischen Stromerzeugung, Verbrauchern und Speichersystemen verlässlich gestaltbar wird.

Doch wie sehen solche Verteilnetze konkret aus? Wie können Liegenschaften smart digitalisiert sowie alternative Energiequellen einbezogen werden? Und wie könnte die Teilnahme von Prosumern am Smart Grid aussehen? Im einführenden Themenblock Change – neue Ansätze für Smart Energy Grids liefern Expert*innen des VDE Antworten und Denkanstöße.

Auch die folgenden Programmpunkte in diesem Forum versprechen interessante Ein- und Ausblicke zu den Zukunftsthemen der Versorgungswirtschaft.

- Globale Trends der Energiewende
- Von klein nach groß: Quartiersebene für die perfekte Erprobung und Skalierung von Projekten?
- Französische Smartgrid-Lösungen: Flexibilisierungshebel für Stromnetze
- Neue Technologien und Flexibilitäten der Stromsysteme in Deutschland und Frankreich
- Digitale Infrastruktur und neue Geschäftsmodelle
- Grundlagen für Smart City Anwendungen
- Speicher als ein Grundpfeiler der Energiewende?
- Ökosystem E-Mobilität: Trends an der Schnittstelle von Verkehrs- und Energiesektor

Customer Solutions-Forum

Energienahe Produkte und Dienstleistungen für die Endkund*innen sowie neue B2B2C-Konzepte stehen im Mittelpunkt des Customer Solutions-Forum.

Ein Highlight auf dieser Plattform ist das Thema Datenaustausch, Künstliche Intelligenz & Digitale Plattformen in Kooperation mit bitkom, das sich der Nutzung der wachsenden Datenmengen in der Energiewirtschaft widmet. Beleuchtet werden neue Möglichkeiten für Auswertung und Dokumentation von Informationen und Ansätze, wie ganze Geschäftsbereiche und Prozesse mithilfe von KI analysiert und effizienter gemacht werden können – von der Kundenkommunikation über Risiko- & Prognosemanagement bis hin zu Lösungen für mehr Energieeffizienz. Plattform- und Cloudmodelle bilden dabei Transaktionen ab und eröffnen neue Wege für den Austausch von Informationen zwischen Versorgern, Kunden und anderen Akteuren.

Der Komplex Digitalisierung der Verteilnetze, der gemeinsam mit dem ZVEI umgesetzt wird, befasst sich mit digitalen Netzkomponenten, Lösungen für Netzflexibilität und Technologien im Gebäude, die zukünftig ebenfalls ins Netz wirken werden. Im Fokus stehen dabei unter anderem die Fragen, welche Herausforderungen sich bei der Umsetzung ergeben, wie die Technologien miteinander und mit bestehenden Systemen harmonisiert werden können und welche regulatorischen Rahmenbedingungen diese Entwicklung braucht.

Im Block „Das Stadtwerk der Zukunft: neue Geschäftsfelder, Innovation und Digitalisierung“ stehen die Herausforderungen und Chancen digitaler Geschäftsmodelle im Vordergrund: Welche Möglichkeiten gibt es, um die Kundenorientierung zu erhöhen, Innovationen zu beschleunigen oder Unternehmenspotentiale besser auszuschöpfen?

Wer jetzt schon Lust auf Fachinformation, Denkanstöße und Austausch bekommen hat, sollte einen Blick ins Veranstaltungsprogramm der E-world Community werfen. (pq)

Fotos: E-world energy & water GmbH

Anzeige

SAE IT-SYSTEMS

UNSERE LÖSUNG:
DIE REDISPATCH 2.0 BOX

- Kostengünstige Komplettlösung auf Basis des m5
- LTE- oder 450 MHz-CDMA Modem mit umfangreichen Diagnosemöglichkeiten
- Maßgeschneidertes Mengengerüst für digitale oder analoge Wirkleistungsvorgabe und Rückmeldung
- Umfassende IT-Security-Features
- Steckbare Klemmleisten
- Einfache Parametrierung
- Schnelle Inbetriebnahme und extrem platzsparend

SAE Redispatch 2.0 Box mit dem Fernwirkgerät m5 und dem dazugehörigen LTE-Modem m5-4G

E-world energy & water

Machen Sie sich ein Bild von unserer Redispatch 2.0 Box auf der E-world / Stand 2-401
Termin vereinbaren auf: sae-it.de

Energiemessung als Schlüsseltechnologie

Mit einem ersten MID-konformen Energiezähler erweitert WAGO sein Portfolio und adressiert neue Marktsegmente. Die Entscheidung ist als strategisch zu werten.

Transparenz ist das Schlüsselwort für die Integration erneuerbarer Energieerzeuger und flexibler Verbraucher in unsere Stromversorgung – sowohl mit Blick auf die dauerhafte Stabilität der Netze als auch hinsichtlich der effizienten Nutzung und Verteilung der Energie beim Verbraucher. Vor diesem Hintergrund ist es sicher kein Zufall, dass der neue WAGO-Energiezähler mit einem transparenten Gehäuse ausgestattet ist.

Das erste Gerät der Produktreihe, ein 3-Phasen AC-Zähler, kommt nach etwa zweijähriger Entwicklungszeit jetzt auf den Markt. Das Gerät misst neben den Werten für Wirk- und Blindenergie auch die Netzfrequenz sowie Strom, Spannung und Leistung für alle Phasen. Weitere Modelle wie etwa Gleichstrom- oder Wandlerzähler für Ströme oberhalb 63 Ampere sollen zeitnah folgen. Geplant ist der Aufbau eines kompletten Produktportfolios, wie Holger Urban, Leiter Produktmanagement in der Business Unit Interface Electronics, erläutert.

Logische Konsequenz

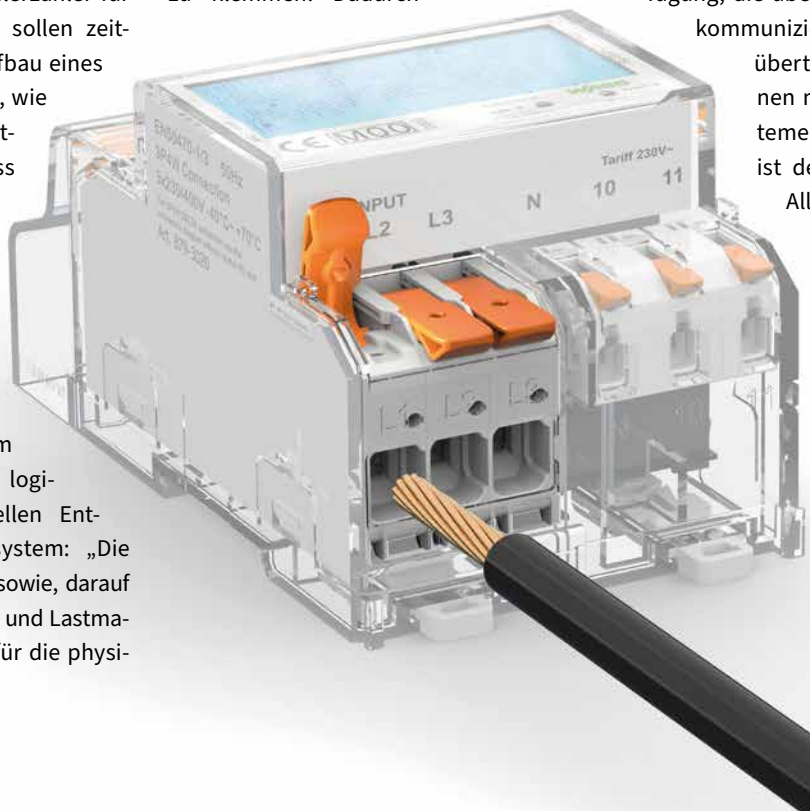
Für den Mindener Technologieanbieter ist die Erweiterung der Angebotspalette um Energieverbrauchszähler eine logische Konsequenz der aktuellen Entwicklungen im Versorgungssystem: „Die Transparenz der Energieflüsse sowie, darauf aufbauend, ein aktives Energie- und Lastmanagement werden in Zukunft für die physikalische Stabilität der Verteilnetze eine existenzielle Rolle spielen“, führt Urban aus. „Dadurch bedingt entwickeln sich aktuell neue Betriebs- und Geschäftsmodelle, die eine optimierte Abnahme beziehungsweise Bereitstellung von Energie befördern.“ Voraussetzung für die unterschiedlichen Use Cases seien zunächst einmal belastbare Daten, sprich: Messtechnik. Für den Einstieg in diesen neuen Markt sieht Urban sein Unternehmen bestens gerüstet.

WAGO-Energiezähler

So verfüge der neue Zähler schon durch die Verwendung der WAGO-Verbindungstechnik über ein echtes Alleinstellungsmerkmal. „Die Push-in CAGE CLAMP ermöglicht es, den Zähler durch Federkraft an den Leiter zu klemmen. Dadurch können wir – meines Wissens übrigens als einziger Anbieter am Markt – auf Schraubtechnik verzichten“, führt Holger Urban aus. Das verkürzt nicht nur die Montagezeit, der Zähler ist zudem dauerhaft erschütterungssicher und wartungsfrei angeschlossen.

Aufgrund ihrer kompakten Abmessungen von 72 Millimetern beziehungsweise 35 Millimetern für Wandlerzähler benötigen die Messgeräte nur wenig Platz im Schaltschrank. Gleichzeitig sorgt ein großes, beleuchtetes Display für einen schnellen Überblick über die erfassten Energiedaten.

Die Konfiguration und Bedienung der neuen Zähler erfolgt einfach über die im Display integrierten sensitiven Bedienelemente. Alternativ stellt WAGO den Anwendern eine Konfigurationsapp zur Verfügung, die über Bluetooth mit dem Gerät kommuniziert. Auch für die Datenübertragung in die vorhandenen mobilen oder Backend-Systeme respektive Cloudlösungen ist der Zähler breit aufgestellt. Alle Geräte verfügen sowohl über eine M-Bus- als auch eine Modbus®-Schnittstelle, die der Anwender wahlweise verwenden kann. Zusätzlich stehen zwei S0-Schnittstellen für beide Energierichtungen zur Verfügung, wobei die



Die Zähler werden einfach an den Leiter geklemmt.
(Foto: WAGO GmbH & Co. KG)

Im Schaltschrank lassen sich die neuen Messgeräte platzsparend verbauen. Ein großes Display zeigt alle erfassten Daten auf einen Blick. (Foto: WAGO GmbH & Co. KG)

Impulsrate einstellbar ist. Eine TCP/IP-Schnittstelle soll künftig zum Beispiel auch die Anbindung an intelligente Messsysteme ermöglichen. „Grundsätzlich erfasst und übermittelt der Zähler die Energiedaten durchgängig und in Echtzeit, so dass die realen Lasten, die Einspeisungen und die Energiequalität bei Bedarf jederzeit transparent sind“, fasst Holger Urban zusammen.

Unternehmen, die nicht über eine Lösung für die Visualisierung beziehungsweise Analyse der Daten verfügen, finden in der WAGO-Cloud hierfür eine geeignete Option.

Submeter für alle

Der neue Zähler ist bewusst für ein breites Anwendungsspektrum ausgelegt und durch die MID-Konformitätserklärung auch für Abrechnungszwecke einsetzbar. Holger Urban rechnet mit einer stark steigenden Nachfrage. „Heute benötigen wir eine gute Übersicht über die Verbräuche schwerpunktmäßig in Industrie und Gewerbe, um energieeffizient zu produzieren und Spitzenlasten zu vermeiden.“ Auch im Handel bei Shop-in-Shop-Konzepten sei eine differenzierte Verbrauchsmessung seit langem gang und gäbe.

Doch mit dem Umbau des Energiesystems müssten Lasten und Einspeisung bald überall detailliert gemessen werden. „Eine differenzierte Erfassung von Energieflüssen ist unverzichtbar, um ein wirksames Energie- und Lastmanagement zu implementieren oder die Nutzung und Bereitstellung selbst erzeugter Energie zu organisieren und korrekt zu dokumentieren“, führt Urban aus und verweist auf die Anforderungen zur Drittmengenabgrenzung oder zur Abrechnung von Mieterstrom. Diese Themen würden mittelfristig in jeder gewerblichen, privaten oder öffentlichen Liegenschaft eine zentrale Rolle spielen. „Mit dem Hochlauf der Elektromobilität und der Dekarbonisierung im Gebäudesektor werden künftig überall flexible Lasten wie Elektroladepunkte oder KWK-Anlagen zu überwachen, zu managen und gegebenenfalls auch netzdienlich einzusetzen sein“, betont der WAGO-Produktmanager. Mit der Solarpflicht würde mittelfristig jeder Gebäudebetreiber zum Prosumer, der die erzeugte Energie im Gebäude und am Energiemarkt optimiert bereitstellen müsse. Vor diesem Hintergrund ist der neue Energiezähler von WAGO sicherlich mehr als eine einfache Erweiterung des Produktportfolios. (pq)

„Wir werden Energieflüsse in naher Zukunft praktisch immer und überall differenziert erfassen müssen.“
Holger Urban, Head of Product Management, Business Unit Interface Electronics bei WAGO

WAGO GmbH & Co. KG,
Holger Urban, 32423 Minden, holger.urban@wago.com

Stadtwerke Bad Herrenalb digitalisieren Verteilnetz

Die Stadtwerke Bad Herrenalb investieren in die Digitalisierung ihres Verteilnetzes, um für neue Anforderungen bei der Netzintegration im Zuge des Ausbaus der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge gerüstet zu sein. Dafür statten sie 30 Prozent der bestehenden Trafostationen mit Stromnetzsensorik der EnBW-Geschäftseinheit SMIGHT aus, um Daten aus dem Ortsnetz zu erhalten.

Die Lösung SMIGHT Grid umfasst patentierte Sensorik, die an den Niederspannungskabeln die Stromstärke misst. Der Einbau dauert dem Anbieter zufolge pro Station weniger als eine Stunde und wird vom eigenen Personal durchgeführt.

Datenbasierter Netzausbau

Die Messdaten werden aus der Trafostation mithilfe eines Gateways per Funk an eine IoT-Plattform übertragen. Um diesen Prozessschritt sowie die Überwachung der installierten Geräte kümmert sich SMIGHT, sodass sich die Stadtwerke Bad Herrenalb auf die Nutzung der Daten für den Netzbetrieb konzentrieren können. Diese stehen dem Netzbetreiber im Landkreis Calw grafisch aufbereitet, jederzeit abrufbar über ein Login-geschütztes Web-Portal zur Verfügung.

Einbau der SMIGHT Grid-Sensorik in einer Ortsnetzstation in Bad Herrenalb durch eigenes Personal bei laufendem Betrieb.
(Foto: SMIGHT EnBW Energie Baden-Württemberg AG)

Anhand der nun verfügbaren Messdaten kann der Versorger den Netzausbau präziser planen und dessen Wirksamkeit feststellen. Auch könnten zielgerichtete Maßnahmen beim Hochlauf der E-Mobilität abgeleitet werden. (ds)

www.stw-badherrenalb.de
www.smight.com

N-ERGIE installiert Kompensationsspule

Mit dem Einbau einer neuen Kompensationsspule verstärkte N-ERGIE Netz kürzlich ihre Umspannanlage in Winterschneidbach. Das neue Betriebsmittel soll dazu beitragen, die Spannung im Hochspannungsnetz stabil zu halten.

Die rund 65 Tonnen schwere Kompensationsspule wurde bereits im April mit einem Schwertransporter angeliefert. Die finale Positionierung des rund sechs Meter langen, drei Meter breiten und fünf Meter hohen Geräts erfolgte direkt vom Tieflader auf das Fundament. Die Installation verlief nach Angaben des Netzbetreibers ohne Ausfallzeiten für die Haushalte in der Region.

Kompensationsspule stabilisiert das Stromnetz

Das neue Betriebsmittel sorgt dafür, dass die Spannung im bestehenden 110-kV-Hochspannungsnetz, das durch die volatile Einspeisung regenerativer Energien zum Teil stark beansprucht wird, stabil bleibt. Die Umspannanlage in Winterschneidbach ist die sechste von insgesamt 64 Umspannanlagen von N-ERGIE Netz, die mit einer Kompensationsspule ausgerüstet wird. (ds)

Die eingebaute Kompensationsspule wiegt rund 65 Tonnen.
(Foto: N-ERGIE Aktiengesellschaft)

www.n-ergie-netz.de

E.ON: Verteilnetze und Digitalisierung im Fokus

Der Energiekonzern E.ON will sich auf den Ausbau und die Digitalisierung der Energienetze fokussieren. Dies kündigte Vorstandschef Leonhard Birnbaum als Teil einer „umfassende“ Wachstums- und Investitionsoffensive für den Aufbau einer CO_2-freien, digitalen Energiewelt“ im Rahmen eines virtuellen Kapitalmarkttages vor Investoren an. Zudem will E.ON das Tempo bei Wachstum und Digitalisierung seiner Geschäfte erhöhen, wie es in der vorgestellten Strategie heißt. Der Konzern plant, bis 2026 die Investitionen in Energienetze um jährlich rund eine Milliarde Euro pro Jahr zu erhöhen. Damit wächst das regulierte Anlagevermögen (RAB) jährlich um mindestens 6 Prozent. Die europäischen Netzgesellschaften des Konzerns betreiben heute laut Unternehmensangaben Netze mit einem regulierten Anlagevermögen von rund 35 Milliarden Euro und mit rund einer Million erneuerbaren Energieanlagen.

In den nächsten fünf Jahren plant der Energiekonzern zusätzliche 35 bis 40 Gigawatt Erneuerbare an die Netze anzuschließen. Der Ergebnisbeitrag der Netze soll durch die beschlossenen Investitionen pro Jahr um drei bis vier Prozent bis 2026 wachsen. Hierbei werde auch die Digitalisierung eine zentrale Rolle spielen, um die Netze noch effizienter zu betreiben und gleichzeitig den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien möglichst effektiv zu steuern. Allein im Netzgeschäft will E.ON bis 2026 rund zwei Milliarden Euro in die Digitalisierung der Netzplanung, -überwachung und -steuerung investieren.

Das E.ON Headquarter in Essen (Foto: E.ON SE)

Von der künftigen Bundesregierung erwartet Birnbaum eine konkrete Politik, die „wirklich Maßnahmen bringt“, etwa beim Smart-Meter-Ausbau. Gleichzeitig verlautet der Essener Konzern, man erwäge juristische Schritte gegen die Entscheidung der Bundesnetzagentur, die Eigenkapitalverzinsung für neue Strom- und Gasnetze in der kommenden Regulierungsperiode auf 5,07 Prozent zu senken. (pq)

www.eon.com

Anzeige

Energiemanagement | Differenzstromüberwachung | Spannungsqualität

UMG 96-PQ-L
ZUVERLÄSSIG
ZUKUNFTSWEISEND
& MODULAR

www.janitza.de

Janitza®

Foto: Iryna Rahalskaya / shutterstock.com

Partnervertrieb für Stadtwerke

Das Stadtwerk am See nutzt eine Software als zentrale Schnittstelle zur Skalierung des Vertriebspartnergeschäfts. Der Versorger spart dadurch Aufwand und konnte den Kundenstamm erweitern.

Foto: Kinga / shutterstock.com

Foto: iStock.com / Vadym Pastukh

Externe Vertriebspartner werden in Joules über eine Schnittstelle an gängige Abrechnungssysteme eines Versorgers angebunden.

Die steigenden Energiepreise inklusive Umlagen haben den Wettbewerb auf dem Energiemarkt noch weiter verstärkt. Hinzu kommt, dass die Stadtwerke und etablierten Anbieter seit Jahren in zunehmender Konkurrenz zu sogenannten Energiediscountern stehen, die auf den einschlägigen Vergleichsportalen mit ihren vermeintlichen Schnäppchen werben.

Das Vertriebspartnergeschäft bietet für Versorger eine Möglichkeit, das mitunter vehement geführte Buhlen um Energiekunden erfolgreich zu gestalten. Auch das Stadtwerk am See (SWSee) hat sich zu diesem Schritt entschlossen und 2018 die Zusammenarbeit mit Distributoren und Handelsvertretern begonnen. Hierzu zählen beispielsweise Callcenter-Mitarbeiter oder selbstständige Energiemakler bzw. -berater, außerdem werden mitunter auch Vertriebsdistributionen mit mehreren Vertrieblern angebunden oder Kooperationen mit Vereinen oder Hausverwaltungen geschlossen. Verwaltet werden die Vertriebspartner, Kunden und Provisionen seitdem über die Software-as-a-Service-Plattform Joules des Anbieters eins+null. Die Wahl von Joules als Mittel zur Skalierung des Partnergeschäfts fiel aufgrund der Erfahrung des Regensburger Software-Dienstleisters mit Stadtwerken sowie überregionalen Versorgern, wodurch Wissen um den Bedarf verschiedener Energieversorger in die Software einfließt. Ein richtiger Schritt, wie sich herausgestellt hat: Die Stadtwerkevereinigung aus der Bodenseeregion verwaltet mittlerweile etwa ein Drittel ihrer rund 100.000 Kundenverträge auf der neuen Plattform.

Einschränkungen bei alter Vertriebssoftware

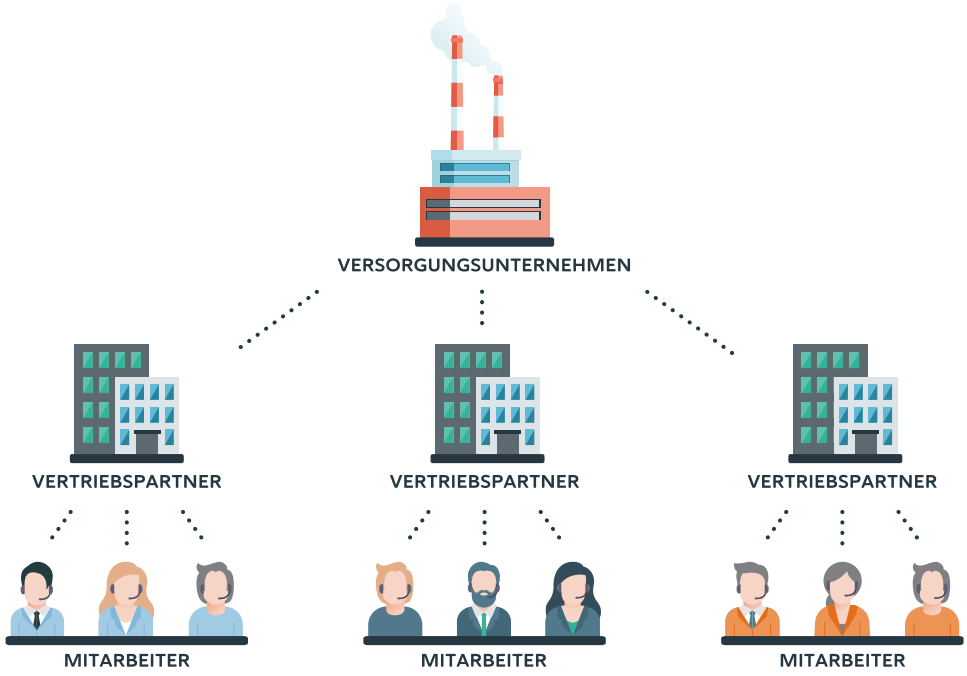
Der geplante Start des Vertriebspartnergeschäfts beim Stadtwerk am See sollte nicht mit den bestehenden Software-Tools erfolgen, erinnert sich Geraldine Graf-Thompson, Marketingreferentin und Vertriebspartner-Managerin beim SWSee. „Zum einen war eine datenschutzkonforme Nutzung der bestehenden Software-Architektur durch externe Mitarbeiter nicht möglich. Gerade 2018, während der Einführung der DSGVO, war das ein heikles Thema.“ Zum anderen dauerte insbesondere das Anlegen von Verträgen im Multisize-Geschäft mit Hausverwaltungen und Filialisten sehr lange, da im bestehenden Abrechnungssystem jede Lieferstelle manuell eingepflegt werden musste. Die Kundenlisten der Vertriebspartner manuell anzulegen und laufend Rückfragen zu Provisionen, Vertragsstatus und Stornos zu beantworten, wäre alleine mit den verfügbaren Mitarbeitern nicht möglich gewesen, so Geraldine Graf-Thompson. „Um das Vertriebspartnergeschäft vernünftig aufziehen zu können, brauchten wir ein geeignetes Tool. Erst als dieses dann bereitstand, haben wir Vertriebspartner im größeren Rahmen eingeführt.“

Im Anforderungskatalog standen die Verwaltung von Vertriebspartnern sowie eine Vereinfachung der internen Arbeitsabläufe, beispielsweise durch eine Bonitätsprüfung und eine automatisierte Provisionserstellung für die Skalierung des Vertriebs, an vorderster Stelle.

Software-Setup nach Bedarf

Vom Anforderungsmanagement zum Go-Live brauchte eins+null etwa vier Monate – und die Mitarbeit von den SWSee. „Die Mitarbeit beim Setup zum Testen der Funktionen ist unerlässlich, außerdem muss zumindest der spätere Hauptverantwortliche für das System geschult werden. Besser wäre sogar eine Schulung aller Mitarbeiter, die später mit Joules arbeiten sollen“, berichtet die Vertriebspartner-Managerin. Der Software-Dienstleister empfiehlt dafür die Implementierungsphase, da zu diesem Zeitpunkt Arbeitsabläufe vergleichsweise leicht optimiert und an das jeweilige Stadtwerk angepasst bzw. zusätzliche Features hinzugefügt werden können.

Der ausreichende Schulungsbedarf erklärt sich auch dadurch, dass jedes System komplett auf die jeweiligen Anforderungen des Energieversorgers zugeschnitten ist. Diese Individualität der Systeme ist durch den modularen Aufbau von Joules bedingt, der sich je nach Bedarf aus einzelnen Themen wie Onlinevertrieb mit Webseitengestaltung oder einem CRM mit Kampagnentool zusammensetzt. Das Stadtwerk am See hat sich für den Anfang für ein kleines Setup mit dem Modul zum Partnervertrieb inklusive Bonitätsprüfung entschieden, wie die Vertriebspartner-Managerin berichtet. Für die anfängliche Planung war dies ausreichend. Die Software lässt sich später problemlos erweitern, falls etwa neue Vertriebskanäle erschlossen werden. Aktuell wird beispielsweise der Webservice des IT-Dienstleisters GET AG angebunden. Auch im Kleinen entwickelt das Stadtwerk am See sein System laufend weiter, um die Anforderungen im Tagesgeschäft noch effizienter erfüllen zu können.



Die Anbindung des spezifischen Vertriebsnetzes des Energieversorgers an die Software Joules erfolgt flexibel nach Vertriebsorganisation.
(Grafik: eins+null GmbH & Co. KG)

Ein System, viele Ideen

Allgemein nützliche Entwicklungen landen in der Regel zudem als Standard in der Software. Und da auch andere Energieversorger ihr Joules-System weiterentwickeln und diese Ideen in den Standard aufgenommen werden, gibt es bei jedem Update neue Funktionen, die dann auch dem SWSee zur Verfügung stehen. Um hier den Überblick zu behalten, kommt den Nutzern der Change-Log zugute, in dem alle neuen Funktionen seit dem letzten Update vermerkt sind. „Joules läuft zuverlässig“, sagt Geraldine Graf-Thompson, „vorausgesetzt Updates werden regelmäßig durchgeführt. Das mussten wir schmerzhaft erfahren.“ Anfangs hatte SWSee nur alle vier bis fünf Monate ein Update durchführen lassen, was bei einer neuen Version pro Woche schnell einen Unterschied von 20-30 Joules-Versionen ausmacht. Irgendwann traten Probleme auf, als die große Zahl an Neuentwicklungen aus dem Update nicht mehr mit den Sonderlogiken des Stadtwerks am See harmonierten. „Da hatten wir dann auch anderthalb Wochen Probleme.“ Jetzt ließen sie im Rahmen ihres Supportvertrages spätestens alle zwei Monate ein Update machen.

„Es ist naiv, zu denken, man brauche keine Schulung. Selbst wenn man von einer Firma kommt, die mit Joules arbeitet, ist ja jedes System komplett auf den Energieversorger zugeschnitten und damit einmalig.“

Geraldine Graf-Thompson, Stadtwerk am See GmbH & Co. KG

Kontinuierlicher Support

Und auch eins+null hat dazugelernt und legt jedem Neukunden bei der Vertragsunterschrift eine Update-Flatrate ans Herz. Hinzu kommt der kontinuierliche persönliche Support: Eine feste Ansprechpartnerin bei eins+null stellt Geraldine Graf-Thompson regelmäßig Videos von neuen Funktionen zur Verfügung. Oft lasse sie sich neue Features per Screen-Sharing erklären und bekomme alles im Anschluss per Video. „Wenn ich in vier Wochen vergessen habe, wie man zum Beispiel verzwickte Provisionen anlegt, schaue ich mir einfach das Video nochmal an." So seien auch komplizierte oder individuelle Provisionen kein Problem mehr. Das sei auch für Vertriebspartner attraktiv, um flexible Konditionen zu verhandeln.

Aufwändige Provisionierung

Das Stadtwerk am See hatte vor der Einführung von Joules mit einigen Vertriebspartnern getestet, ob das Partnergeschäft für sie geeignet sei. Mit gemischtem Erfolg. „Die Provisionierung war richtig aufwändig", sagt Graf-Thompson. Jeden Monat musste sie die Neukunden-Listen ihrer Vertriebspartner mit den aktiven Kunden in ihrem Abrechnungssystem SAP vergleichen. Basierend darauf habe sie die Provision des Vertriebspartners dann je nach verhandelten Konditionen berechnet. Bei einer Stornierung musste sie das ganze erneut vergleichen und berechnen.

Jetzt erhalten ihre Vertriebspartner die Abrechnung pünktlich zum Monatsende per Mail, die Schnittstelle zwischen SAP und Joules macht den manuellen Vergleich überflüssig. „Ich finde es ziemlich fahrlässig, Partnergeschäft zu machen, ohne eine Software zwischenzuschalten", erklärt Graf-Thompson und führt aus: „Wenn man in SAP die Provisionsabrechnung erledigen, in einem anderen Programm die Verträge verwalten, den Vertriebspartnern in einer weiteren Software Zugriff auf Kundendaten ermöglichen und dann noch persönliche Daten über eine Cloud extern verfügbar machen soll, verliert man schnell den Überblick. Ganz zu schweigen von der eigentlichen Verwaltung der Vertriebspartner. Denn für die braucht man ja ohnehin auch noch eine Lösung." Neben SAP lässt sich Joules auch an andere gängige Abrechnungssysteme anbinden.

Klare Rollen- und Rechteverteilung

Durch die Rollen- und Rechteverteilung in Joules kann jeder einzelne Handelsvertreter nur seine eigenen Verträge einsehen und deren Status, beispielsweise „Storno", „Unvollständig" oder „In Belieferung", abgleichen. Unnötige Daten werden ausgeblendet, sodass der Partner beispielsweise im Status „In Belieferung" die Kontodaten nicht mehr einsehen kann.

Durch die Statusmeldungen im System entfallen auch viele Rückfragen an Geraldine Graf-Thompson, wodurch sie mehr Zeit für ihre Aufgaben als Marketingmanagerin gewinnt. Und auch die Vertriebsleitung der Distributionspartner profitiert von der Einsicht in die Verträge der eigenen Angestellten. Vertriebler mit hohen Stornoraten können so gezielt geschult und Abschlussraten oder Ziele überprüft werden. Außerdem implementierte eins+null für SWSee zusätzliche Status wie „Vollmacht fehlt". Vertriebspartner sehen nun, aus welchem Grund ein Vertrag nicht weiterverarbeitet wird und warum dafür noch keine Provision geflossen ist.

Von anderen Vertriebspartnern hat Graf-Thompson erfahren, welche Möglichkeiten Joules noch biete und wie sie die Software in anderer Konfiguration kennen. „Für uns sind manche Funktionen derzeit jedoch noch nicht relevant, vielleicht in fünf Jahren", erklärt die Managerin. Bis dahin, so das Ziel, sind im Vertriebspartnergeschäft noch einige tausend Neukunden dazugekommen. (ds)

Über das Dashboard sind alle relevanten Kennzahlen auf einen Blick einsehbar.
(Bild: eins+null GmbH & Co. KG)

eins+null GmbH & Co. KG, Nina Jung,
93051 Regensburg, nina.jung@einsundnull.de

Foto: Gorodenkoff / shutterstock.com

MaKo 2022: Spezialisten gefragt

Bis April 2022 müssen die Änderungen der MaKo 2022 umgesetzt werden. Softwareanbieter ArcMind Technologies ist auf Marktkommunikation spezialisiert und sieht sich gut gerüstet.

Die Richtlinien der MaKo 2022 sollen bis zum April nächsten Jahres die Weiterentwicklung der „Netzzugangsbedingungen Strom“ vorantreiben. Die anstehenden Änderungen konzentrieren sich auf die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE), auf Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen Strom (MPES), auf Wechselprozesse im Messwesen Strom (WiM) sowie auf die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS).

„Ein Ziel der MaKo 2022 liegt in der Automatisierung der Rechnungseingangsprüfung durch die Einführung von elektronischen Preisblättern zwischen Netzbetreibern und Lieferanten“, sagt Stephan Köhne, Geschäftsführer der Essener ArcMind Technologies GmbH, die sich auf Software-Lösungen für die Energieversorgungsbranche spezialisiert hat. Das elektronische Preisblatt zur Netznutzungsabrechnung ebenso wie die Blindleistungsabrechnung ist ab 1. Januar 2023 verpflichtend. Für Messstellenbetreiber stehen ebenfalls Anpassungen an: „Betroffen sind die Anforderung, Erhebung, Aufbereitung und Übermittlung von Messwerten. Hatten die Betreiber vorher einen Werktag Zeit, Werte zu übermitteln, muss dies gemäß der neuen MaKo 2022 bis 09.30 Uhr erfolgen, wenn es Werte der Messlokation sind, beziehungsweise bis 11.00 Uhr bei Werten der Marktlokation“, so Köhne weiter.

Neue Marktrolle

Außerdem entsteht eine neue Marktrolle: der Energie-Service-Anbieter (ESA), der als neuer externer Marktteilnehmer mit Einwilligung des Letztverbrauchers automatisiert Daten vom Messstellenbetreiber einholen, diese analysieren und beispielsweise für neue Geschäftsmodelle nutzen kann. Voraussetzung dafür ist die Übermittlung von Zählzeitdefinitionen durch den Messstellenbetreiber als Basis etwa für lastvariable und tageszeitabhängige Tarife. „Mit dieser neuen Rolle hat die Bundesnetzagentur klargemacht, dass die Richtlinien darauf abzielen, den Energieverbrauch zu optimieren“, erläutert Stephan Köhne.

Anpassung oder spezialisiertes System?

Damit bestehende Systeme die neuen MaKo-Prozesse abbilden können, die mit der Einführung des Energieserviceanbieters verbunden sind, werden zahlreiche Anpassungen notwendig sein. Stephan Köhne empfiehlt, den Anlass als Chance zu nutzen: „Anstatt die bestehende IT-Landschaft immer weiter zu individualisieren, kann für Unternehmen aus der Energiebranche die Investition in eine spezielle Software für die Marktkommunikation ratsam sein.“ Bei der Auswahl ist darauf zu achten, dass die gewählte Software alle Marktrollen unterstützt, dass flexible Schnittstellen vorhanden sind und dass sie auch kundenindividuelle Prozesse abbildet.

Er verspricht: „Die Softwarelösungen der ArcMind Technologies GmbH werden selbstverständlich auch die Anforderungen der MaKo 2022 berücksichtigen.“ Die Server-Lösung „EDItion S“ ermöglicht es zum Beispiel, automatisiert große Mengen an ein- und ausgehenden Nachrichten bewältigen und auch neue Prozesse effizient gestalten zu können. (pq)

www.arcmind.com

Schwarmintelligenz für Smart City-Projekte

Die Kooperationsplattform Civitas Connect bietet Stadtwerken, Versorgern und Kommunen ein Forum für gemeinsamen Austausch und Mitwirkung. Ziel ist es, standardisierte Lösungen zu entwickeln und umzusetzen. Erste Ergebnisse zeigen die Wirksamkeit des Ansatzes.

Foto: Blue Planet Studio / shutterstock.com

Höhere Komplexität, schnelle Veränderungen in Strukturen und in Prozessen, Klimafolgenanpassungen: Das sind nur einige der Herausforderungen, vor denen Stadtwerke und Versorger heute stehen. Zum Erreichen der Klimaziele liegt es nicht nur im Interesse der Stadtwerke, Klimaneutralität zu erreichen. Zudem gilt es immer neue gesetzliche Anforderungen zu erfüllen. Dafür sind flächendeckende Digitalisierung und datengetriebene Prozesse erforderlich, unter anderem für die Realisierung von Smart City-Projekten. Doch limitierte finanzielle und personelle Ressourcen, fehlendes Know-how, die Komplexität neuer Technologien, die mangelnde Standardisierung und nicht zuletzt die zur Verfügung stehende Infrastruktur stellen vor allem Stadtwerke und Versorger vor eine Herkulesaufgabe. „Smart City-Projekte alleine anzustoßen und umzusetzen, ist für viele Unternehmen nicht möglich – und eigentlich auch nicht sinnvoll“, sagt Civitas Connect-Geschäftsleiter Ralf Leufkes.

Smart City gemeinsam angehen

Hier setzt die vom IT-Dienstleister items initiierte Kooperationsplattform Civitas Connect an. Der Mitte 2020 gegründete Verein bietet seinen Mitgliedern Erfahrungsaustausch und gemeinsamen Wissensaufbau. Ziel war und ist die Umsetzung von Projekten aus dem Umfeld von Smart City oder Smart Region, wie Leufkes erklärt: „Civitas Connect dient kommunalen Unternehmen dazu, Erfahrungen zu teilen, gemeinsame Projekte zu initiieren, branchenübergreifenden Input einzuholen und offene Standards für die Stadt von morgen zu definieren. Die Bereitstellung der Grundlagen einer Smart City ist die digitale Daseinsvorsorge und gehört in kommunale Hände.“

Dabei liegt der Fokus auf der Lösungserbringung aus den eigenen Reihen heraus. Nach einem Jahr hat sich die Zahl der Mitglieder von ursprünglich 22 auf 42 kommunale Versorgungsunternehmen und Kommunen nahezu verdoppelt. „Gerade die Mitgliedschaft der Kommunen bildet eine Besonderheit von Civitas Connect. Aktuell gehören drei Städte und zwei Kreise dem Verein an“, erklärt Ralf Leufkes.

Organisieren und moderieren

items kommt als Organisator und Moderator der Kooperationsplattform eine zentrale Bedeutung zu. Das Unternehmen, selbst IT-Dienstleister der Stadtwerke Münster. übt in den ersten zwei

Jahren die Geschäftsführung aus. Der Vorstand wird durch die Mitglieder gewählt. Vorstandsvorsitzender ist Markus Hilkenbach, CEO der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH. In dieser Rolle liegt die laufende Verwaltung sowie die Vorbereitung von Beschlüssen in den Händen von items.

Erfahrung auf diesem Gebiet kann das Unternehmen nicht zuletzt durch die Kooperationsplattform Billing4us vorweisen, die items seit nunmehr zehn Jahren anbietet. „Um dem Wandel in der Energieversorgungsbranche entgegentreten zu können und dem steigenden Kostendruck und Wettbewerb gewachsen zu sein, haben sich sieben Stadtwerke zusammengeschlossen, um eine gemeinsame Template-Lösung auf Basis von SAP IS-U zu nutzen. Da die Nutzungsbedingungen ähnlich einem Software-as-a-Service-Ansatz aufgebaut sind, werden Kosten gesenkt, während gleichzeitig die Ausgestaltung der Lösung vollständig in den Händen der Kooperationspartner liegt“, erläutert Andreas Müller, Bereichsleiter Vertrieb, Marketing und Key-Account Management bei items.

Netzwerkgedanke

Bei Civitas Connect geht es darum, Lösungen für unterschiedliche Problemstellungen zu entwickeln. Dafür ist die Kooperationsplattform in Arbeitsgruppen organisiert. Jede dieser Gruppen widmet sich einem Thema. Dabei stellen die Mitglieder ihr Know-how zur Verfügung, um gemeinsam davon zu profitieren. Konstruiert wird stets eine konkrete Lösung, die über die bloße Konzeptionierung hinausgeht. Die Übertragbarkeit liegt nach Auskunft von Ralf Leufkes zwischen 80 und 100 Prozent, sodass die Lösung allen Mitgliedern nutzt.

Dafür soll das Ergebnis in Form eines für alle Partner zugänglichen Whitepapers festgeschrieben und anschließend zur Verfügung gestellt werden. Somit kann jeder kommunale Versorgungsbetrieb, der Mitglied bei Civitas Connect ist, entscheiden, ob mit der Lösung eines seiner Probleme behoben wird – unabhängig davon, ob er Teil der Arbeitsgruppe war. Zudem erhält er Informationen über den Lösungsweg und die benötigten Ressourcen. Um dabei ein möglichst breites Spektrum an Themen abzudecken, steht es jedem Mitglied zu jedem Zeitpunkt offen, eigene Arbeitsgruppen zu initiieren, die sich mit einem von ihm gewünschten Thema befassen.

Erste Meilensteine sind erreicht

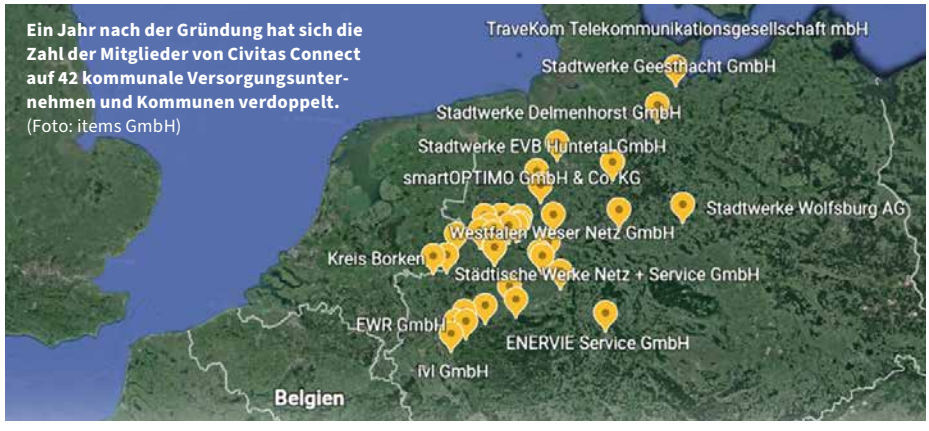
Erste Ergebnisse und Erfolge, die Civitas Connect vorweisen kann, geben dem Konzept Recht. So sind bei verschiedenen Themen Fortschritte zu verzeichnen. Für den Bereich Pegelsensorik ist eine Vergleichsmatrix entstanden, die bei der Auswahl passender Sensoren unterstützt. Dafür sind wesentliche Eigenschaften ersichtlich und Sensorbeschreibungen stehen zur Verfügung. Die Grundwassermessung ist als Maßnahme der Klimafolgenanpassungen relevant und stellt damit einen wichtigen Smart City-Use Case dar. Ein anderes Themenfeld ist LoRaWAN: Hier wurden vier unterschiedliche Gateways getestet und bewertet. Darüber hinaus wurde ein Sicherheitskonzept erarbeitet, das künftig bei LoRaWAN-Netzen Anwendung finden kann. Drei Mitglieder befinden sich aktuell in Pilotprojekten zur Verkehrszählung. „Die Arbeitsgruppe verfolgt deren Entwicklung aktiv und bewertet die Piloten individuell hinsichtlich ihrer Mehrwerte“, berichtet Andreas Müller.

Bereits kurz vor der Veröffentlichung eines Fachbuchs steht die Arbeitsgruppe zur 450MHz-Frequenzvergabe. Das Werk, das in Zusammenarbeit zweier Mitglieder entstanden ist, beschäftigt sich mit der Bedeutung der Frequenz für die Energiewirtschaft. Dabei gehen die Autoren auch auf andere Übertragungstechnologien ein.

Zukunftspläne

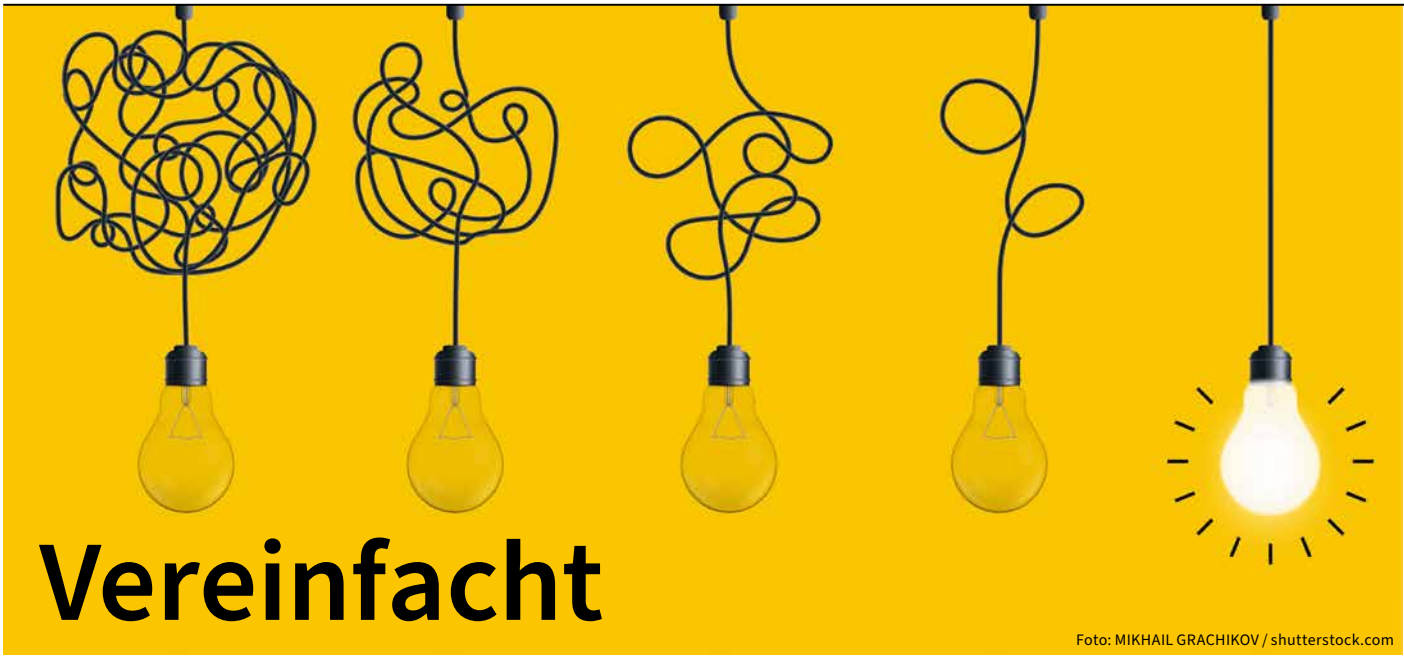
Mit Civitas Connect haben Stadtwerke und Versorger die Möglichkeit, Einfluss auf die Weiterentwicklung vom Konzept Smart City in Deutschland zu nehmen und für offene Standards einzustehen. Durch die Ergebnisse der Arbeitsgruppen werden die Mitglieder befähigt, eigenständiger zu agieren und Smart City-Projekte umzusetzen. Neben praktischen Lösungsansätzen kommen auch wirtschaftliche Aspekte zum Tragen. Ralf Leufkes: „Durch die Größe des Vereins entsteht auf Grundlage der Kooperation eine weitaus höhere Durchschlagskraft, die bei der Verhandlung über diverse Einkaufskonditionen Wirkung zeigt.“

Auch für die Zukunft gibt es bereits Pläne: Die Arbeitsgruppen sollen in Clustern gruppiert und die Wiederverwendbarkeit der Lösungen verbessert werden. Darüber hinaus soll eine interne Befragung Aufschluss über spezielle Handlungsbedarfe geben, um die Weiterentwicklung noch zielgerichteter auf die Bedürfnisse der Mitglieder auszurichten. (ds)



Ein Jahr nach der Gründung hat sich die Zahl der Mitglieder von Civitas Connect auf 42 kommunale Versorgungsunternehmen und Kommunen verdoppelt. (Foto: items GmbH)

Civitas Connect e.V., Ralf Leufkes, 48155 Münster, r.leufkes@civitasconnect.digital
items GmbH, Andreas Müller, 48155 Münster, a.mueller@itemsnet.de



Vereinfacht

Foto: MIKHAIL GRACHIKOV / shutterstock.com

Die Zwickauer Energieversorgung und die Stadtwerke Aue-Bad Schlema migrieren ihr Abrechnungssystem SAP IS-U zu Wilken – und erwarten erhebliche Einsparungen.

Wie geht es weiter nach SAP IS-U? Vor dieser Frage standen die Zwickauer Energieversorgung (ZEV) und die Stadtwerke Aue-Bad Schlema nach der Ankündigung, dass diese Branchenlösung mittelfristig nicht mehr weiterentwickelt wird. Nach Prüfung aller Optionen fiel am Ende die Entscheidung zur Migration auf Wilken ENER:GY. Zum 1. Juni 2021 ging die neue Lösung in Produktion. Vorbild war ein Projekt, für das eigens ein neues Vorgehensmodell entwickelt worden war.

Schon 2005 hatten die Zwickauer Energieversorgung und die Stadtwerke Aue-Bad Schlema mit drei weiteren Stadtwerken ein gemeinsames SAP-Template entwickelt, um dauerhaft Kosten und Aufwand zu reduzieren. Dieses Ziel konnte im Verlauf der Jahre jedoch immer weniger erreicht werden. 2015 schließlich waren die beiden Versorgungsunternehmen die letzten Nutzer des gemeinsamen Templates, gleichzeitig nahmen die Anforderungen stetig zu. „Uns ging es hier wie vielen EVU: Für immer mehr Prozesse stand immer weniger Personal zur Verfügung. Gleichzeitig wuchsen sich auch kleine Anpassungen im System, wie etwa Formatänderungen in der Marktkommunikation, regelmäßig zu größeren IT-Projekten aus. Gemeinsam mit einem externen IT-Dienstleister gelang es zwar, die immer neuen Anforderungen rechtzeitig umzusetzen. „Doch insgesamt war der Aufwand, den ‚Patienten SAP' am Leben zu erhalten, für uns zu hoch", beschreibt Silvio Herbst, Projektkoordinator bei der Zwickauer Energieversorgung GmbH die Erfahrungen. „Als dann die Abkündigung von IS-U kam, sahen wir die Chance, einen Cut zu machen und die Wege in die Zukunft grundsätzlich neu zu überdenken", so Herbst.

Intensiver Auswahlprozess

Die Zielvorgaben für eine neue Lösung waren schnell definiert: Sie sollte zukunftssicher und benutzerfreundlich sein, die gesetzlichen Vorgaben und Prozesse im Standard abbilden und an Änderungen einfach anpassbar sein, die Rollen Lieferant, Netzbetreiber und Messstellenbetreiber unterstützen und auch alle individuellen fachlichen Anforderungen erfüllen. Auf dieser Basis startete Mitte 2017 ein intensiver Auswahlprozess. „Wir haben uns dafür bewusst sehr viel Zeit genommen, denn die neue Lösung sollte passen und das auch für die nächsten zehn Jahre", erzählt Silvio Herbst. Als Mitglieder in der Eprosa-Gruppe hatten die ZEV und die Stadtwerke Aue-Bad Schlema den Vorteil, dass innerhalb des Netzwerks viele Branchenlösungen im Einsatz waren. „So konnten wir uns bei den Kollegen vor Ort selbst ein Bild machen, wie sich die jeweilige Software im Praxisalltag bewährt", berichtet Steffen Teichert, Leiter Abrechnung bei der ZEV. Auch die Option der Migration zu SAP S4HANA wurde untersucht.

Darüber hinaus glichen die beiden Partner ihre prozessualen Anforderungen mit dem Meter-to-Cash-Kriterienkatalog des Bundesverbands der Energiemarktdienstleister BEMD ab, um so die geeignete Lösung noch besser eingrenzen zu können. Am Ende dieses durchaus aufwendigen Auswahlprozesses fiel die Entscheidung 2019 dann zugunsten von Wilken. „Diese Lösung bot uns eine weitestgehende Prozessabdeckung der Marktrollen Vertrieb, Netz und Messstellenbetrieb und den kompletten Meter-to-Cash-Prozess, von der Zählwertbeschaffung per WFM APP bis zur elektronischen Abrechnung, inklusive der EEG-/KWK- sowie der Eigenverbrauchsabrechnung", fasst Steffen Teichert zusammen.

Herausfordernder Start

„In die Projektphase sind wir anschließend sicher etwas blauäugig gestartet, denn wir erwarteten eine Standard-Lösung, mit der wir kurzfristig loslegen können – ohne großen Zusatzaufwand“, erinnert sich Silvio Herbst. Doch es stellte sich schnell heraus, dass das Ganze nicht ganz so einfach war. Denn es ging nicht nur darum, von SAP auf Wilken zu migrieren. Dieser Übergang musste vielmehr für alle drei Marktrollen – Lieferant, Netz und Messstellenbetrieb – erfolgen. Dazu kam, dass neben SAP auch das im Einsatz befindliche CRM abgelöst werden sollte. Und die Lieferantenwechselprozesse, die über eine Robotron-Lösung abgebildet waren, galt es ebenfalls zu integrieren. Zudem wurden das CRM und die Marktkommunikation im ZEV-eigenen Rechenzentrum gehostet, Wilken beziehungsweise SAP jedoch extern bei einem IT-Dienstleister. „Uns war klar, dass dieses Projekt eine echte Herausforderung werden würde. Gleichzeitig sahen wir aber auch die Chance, ein standardisiertes Vorgehensmodell zu entwickeln, mit dem künftige SAP-Migrationen einfacher und schneller umgesetzt werden können“, so Tobias Mann, Leiter Beratung und Projekte in der Versorgungswirtschaft bei der Wilken Software Group. Im Rahmen des Projekts wurde zudem ein neues Migrationstool entwickelt. Dieses setzt auf Standard-Templates auf und übernimmt die Zusammenstellung der Daten, die zunächst aus IS-U in eine Zwischen-

Silvio Herbst, Projektkoordinator (links), und Steffen Teichert, Leiter Abrechnung bei der ZEV (rechts), ziehen ein rundum positives Fazit.
(Foto: Zwickauer Energieversorgung GmbH)

Datenbank entladen, dort für das Zielsystem ENER:GY transformiert und schließlich endgültig migriert werden. Optional können dabei auch Zusatzinformationen aus Nicht-SAP-Systemen eingespielt werden, etwa aus einer CRM-Lösung oder aus dem Energiedatenmanagement.

Während der umfangreichen Vorarbeiten führte dann Corona zu Verzögerungen. „Wir mussten im März 2020 quasi von heute auf morgen auf eine rein digitale Projektkommunikation umstellen, von der Projektsitzung bis zur Anwenderschulung. Alles in allem konnten wir so die neue Lösung etwas später als geplant in Betrieb nehmen“, berichtet Silvio Herbst.

Ziele erreicht

Insgesamt wurden im Frühjahr 2021 schließlich rund 44 Millionen Datensätze aus vier Mandanten in nur drei Tagen in das Zielsystem Wilken ENER:GY überführt. Mehr als 99 Prozent aller Kunden waren sofort abrechenbar. Auch die Marktprozesse liefen vom Start weg störungsfrei über die neue Lösung. Neben den Stammdaten wurden die historischen Daten ab 2018 übernommen. „Damit muss SAP IS-U nicht mehr als Korrektursystem weitergeführt werden, sondern kann als reines Sichtsystem – etwa für die Buchhaltungshistorie – weiterbetrieben werden, bis die zehnjährige Aufbewahrungsfrist abgelaufen ist. Für ein solches System muss dann kein Wartungsaufwand mehr betrieben werden“, erklärt Steffen Teichert. Zudem wurden relevante Marktkommunikations- und Rechnungsdaten überführt, so dass eventuell nötige Rechnungskorrekturen sowie alle Prozesse der Marktrollen Netz, Messstellenbetrieb und Vertrieb im Standard nach der SAP-Migration in Wilken ENER:GY erfolgen können.

Auch die anderen Projektziele konnten erreicht werden. „Die Lösung ist sehr viel benutzerfreundlicher und intuitiver zu bedienen als unser bisheriges System. Zudem stehen alle Informationen, die zuvor auf Abrechnung und CRM sowie auf die Lösung für die Marktkommunikation verteilt waren, über eine Benutzerschnittstelle zur

Die ZEV ist stolz auf ihr Engagement für Zwickau und die Region.
(Foto: Zwickauer Energieversorgung GmbH)

Verfügung“, erläutert Steffen Teichert. Der Aufwand für Anpassungen ist zudem deutlich gesunken. „Eine Formatänderung in der Marktkommunikation, die früher ein IT-Projekt nach sich zog, ist heute mit einem einfachen Patch und wenigen Anpassungen erledigt. Zudem können wir viele Dinge, für die wir damals Programmierer benötigt haben, heute selbstständig anpassen, wie beispielsweise die Anlage eines neuen Produkts“, freut sich Silvio Herbst. „Damit sind wir nun auch in der Lage, sofort auf Kundenanfragen zu reagieren und brauchen nicht mehr Wochen und Monate dazu. Eine absolute Voraussetzung für ein Versorgungsunternehmen wie uns, wenn es auch künftig im Markt erfolgreich sein will.“ In Euro und Cent kann er die Einsparungen noch nicht genau beziffern, dies soll nun erst einmal im Rahmen einer genauen Analyse erfasst werden. Doch dass die „Costs-to-Serve“ deutlich gesunken sind, da ist er sich sicher. „Die reinen IT-Kosten pro Abrechnung haben sich deutlich reduziert und ich gehe davon aus, dass wir künftig auch bei anderen Themen Einsparungen im höheren zweistelligen Prozentbereich sehen, wenn die neuen Abläufe von allen Mitarbeitern verinnerlicht worden sind“, so sein Fazit. (pq)

Wilken Software Group, Tobias Mann, 89081 Ulm, tobias.mann@wilken.de

In modernen Gebäuden werden die Sektoren Energie, Wärme und Mobilität künftig gekoppelt sein.
(Foto: Slavun / shuuterstock.com)

Sektorenkopplung am Gateway

Für das kommende Jahr kündigt sich Bewegung für den Rollout an – nicht zuletzt aufgrund zahlreicher Gesetzesnovellen, die das Smart Meter-Gateway ins Zentrum neuer Prozesse und Geschäftsmodelle stellen. Die Minol-ZENNER-Gruppe positioniert sich mit marktreifen Lösungen.

Nach Jahren der Planungsunsicherheit und des erzwungenen Abwartens herrscht endlich wieder Aufbruchsstimmung in der Metering-Branche. Zugleich gilt es nunmehr das Umsetzungstempo zu erhöhen. „Wir haben keine Zeit mehr zu verlieren“, mahnte Dr. Wolfgang Weber, Vorsitzender der Geschäftsführung des ZVEI e. V., auf den diesjährigen metering days. Hier ist die neue Bundesregierung gefordert, noch bestehende Hürden für die Digitalisierung aus dem Weg zu räumen.

Dr. Dieter Varelmann, Key Account Manager der zur Minol-ZENNER-Gruppe gehörenden aktiver EMT GmbH, ist überzeugt, dass sich der Smart Meter-Rollout 2022 beschleunigen wird. „Perspektivisch wachsen die Sektoren Energie, Verkehr und Gebäude zusammen und entfalten in ihrem Zusammenspiel spannende neue Geschäftspotentiale“, führt er aus. Fundament ist das vom BMWi und BSI entwickelte Säulenmodell zur Standardisierung der sektorenübergreifenden Digitalisierung der Energiewende für die drei Cluster Smart Metering und Submetering, Smart Grid sowie E-Mobility. Mit den Novellen zur Ladesäulenverordnung (LSV) und zur Heizkostenverordnung (HKVO) ist das Smart Meter-Gateway nun endgültig als zentrale Datendrehscheibe gesetzt.

Ladesteuerung verbindlich reguliert

Gemäß der neuen LSV, die ab dem 1. Januar 2022 gilt, muss beim Aufbau neuer, öffentlicher Ladepunkte sichergestellt sein, dass „energiewirtschaftlich relevante Mess- und Steuerungsvorgänge“ über ein den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) entsprechendes Smart Meter-Gateway abgewickelt werden können. Was im Detail unter „energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen“ zu verstehen ist,

muss noch geklärt werden. Das neue Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG), das den § 14a EnWG ablösen sollte, wurde kurzfristig zurückgezogen. In jedem Fall wird das Smart Meter-Gateway nun per Gesetz zum Dreh- und Angelpunkt für den Datentransfer, insbesondere für Steuerungsvorgänge der Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum. Für das netzdienliche Laden bedeutet das, dass neu errichtete Ladeinfrastrukturen zukünftig über die CLS-Schnittstelle des Smart Meter-Gateways Messwerte senden und auch Steuerungsmöglichkeiten gewährleisten müssen.

Mit der B.One Middleware und dem ZENNER IoT Gateway Hutschiene bietet die aktiver EMT GmbH eine Infrastruktur für diese Prozesse. „Das Gateway Hutschiene ist Submetereinheit (SME) und Steuereinheit (SE) und bietet zugleich die Option, als HAN-Kommunikationsadaptereinheit (HKE) im intelligenten Messsystem (iMSys) verwendet zu werden“, erklärt Varelmann. Ergänzend stellt die aktiver EMT GmbH eine LoRaWAN-Lösung für die Vorfeld-Sensorik und andere Anwendungen zur Verfügung. So kann beispielsweise kontrolliert werden, ob Ladepunkte durch unberechtigt parkende Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor blockiert sind.

An öffentlichen Ladepunkten müssen relevante Mess- und Steuerungsvorgänge künftig über ein BSI-konformes Smart Meter-Gateway abgewickelt werden. (Foto: istock.com / Patrick Daxenbichler)

Mehr Transparenz im Submetering

Als richtungsweisend wertet die Branche die Novelle zur HKVO, die seit dem 1. Dezember 2021 gilt. Neue messtechnische Ausstattungen zur Verbrauchserfassung (Zähler, Heizkostenverteiler), die nach dem Inkrafttreten der Änderungen eingebaut werden, müssen via Funk fernablesbar sein. Bereits installierte Messgeräte sind bis Ende 2026 nachzurüsten oder auszutauschen. Immobilieneigentümer und -verwalter, in deren Objekten fernablesbare Messgeräte installiert sind, müssen den Hausbewohnern ab dem 1. Januar 2022 eine monatliche Verbrauchsmitteilung zur Verfügung stellen.

Die Minol Messtechnik wickelt heute schon einen großen Teil der Auslesungen im Submetering über Funk ab. Durch die novellierte HKVO werden zeitgemäße Funktechnologien zum Standard. Das Minol eMonitoring wiederum dient als passende Anwendung zur Bereitstellung der unterjährigen Verbrauchsinformationen. Es baut auf dem Minol Connect Funksystem auf, das die Verbrauchswerte aller Wohnungen und Geräte monatlich erhebt. Die Hausbewohner erhalten via Internet oder über die Minol Bewohner-App Zugang zum eMonitoring. Dort sehen sie die Daten für ihre Wohnung und ihre individuellen Verbrauchsinformationen.

Auch in der HKVO kommt dem Smart Meter-Gateway eine sektorenübergreifende Rolle als zentrale Datendrehschreibe zu, denn perspektivisch soll der gesamte Messdatentransfer im Submetering über den vom BSI zertifizierten sicheren Kommunikationskanal abgewickelt werden. „Durch eine intelligente Vernetzung des Smart Meter-Gateways mit smarter Messtechnik ist das bereits heute möglich“, erläutert Dieter Varelmann. Hierzu übertragen die funkfähigen Messgeräte ihre Daten an eine Submetereinheit die sie anschließend über die CLS-Schnittstelle des Gateways an den aktiven externen Marktteilnehmer (aEMT) weiterleitet. Der Datentransfer in das Backend-System erfolgt in diesem Falle über das Gateway.

Messtechnik im Submetering muss laut HKVO fernauslesbar sein. (Foto: Minol)

Marktreife Lösungen

Die Minol-ZENNER-Gruppe setzt aufgrund der hohen Reichweite und der umfangreichen Möglichkeiten auf LoRaWAN in Kombination mit dem ZENNER IoT Gateway Hutschiene als Basistechnologie für die Digitalisierung des Messstellenbetriebs – nicht nur im Metering, sondern auch zur Realisierung von Smart Home- und Smart City-Anwendungen. Dieter Varelmanns Fazit: „Die Kombination aus LoRaWAN, Smart Meter-Gateway und CLS erschließt spannende Synergien in den Clustern Smart Metering und Submetering, Smart Grid und E-Mobility.“ Nicht ohne Grund stellen die Cluster auch die aktuellen Schwerpunkte der aktiver EMT GmbH dar, denn der aEMT wird in allen drei Bereichen für eine rechtssichere Smart Meter-Gateway-Kommunikation benötigt. Die von der aktiver EMT GmbH genutzte Infrastruktur der ZENNER Hessware GmbH erfüllt alle Anforderungen der ISO 27.001 und der SM-PKI. Dies ermöglicht rechtskonforme Lösungen für alle Säulen der Themenlandkarte von BMWi und BSI. (pq)

aktiver EMT GmbH, Dr. Dieter Varelmann,
70771 Leinfelden-Echterdingen,
kontakt@aktiver-emt.de, www.aktiver-emt.de

Siemens: Relaunch für Zählerdaten-Management

EnergyIP Mosaic soll alltägliche Routinen und Arbeitsabläufe einfacher und schneller machen. (Foto: Siemens AG)

Unter dem Namen EnergyIP Mosaic kündigt Siemens Smart Infrastructure den Relaunch seiner Smart-Meter-Datenmanagement-Software EnergyIP an. Das Zählerdatenmanagement wird von Versorgungsunternehmen hauptsächlich für die Abrechnung von Strom-, Gas- und Wasserzählern eingesetzt. Mehr als 90 Millionen intelligente Zähler sind nach Angaben von Siemens unter Vertrag, und über 200 Versorgungsunternehmen weltweit nutzen EnergyIP.

Aufgrund steigender Anforderungen an Datenqualität und Automation legt Siemens beim Relaunch den Fokus auf die Verbesserung der Workflows und maximale Benutzerfreundlichkeit. Die Software führt alle relevanten Daten auf einem Bildschirm zusammen und soll das Verständnis von Daten, Zusammenhängen und Ursachen mithilfe interaktiver Visualisierungen und Shortcuts erleichtern. Wie Siemens mitteilt, erfordert EnergyIP Mosaic deutlich weniger Klicks, was die Aufgabeneffizienz um bis zu 85 Prozent erhöhe. Die neue Funktion Event and Data Action Management (EDAM) hilft Benutzern, Anomalien in den von Smart Metern gelieferten Daten zu erkennen, um unnötige manuelle Eingriffe oder die Bestellung von Ersatzgeräten zu vermeiden. Rund 99,9 Prozent aller Datenfehler lassen sich Siemens zufolge automatisch erkennen und beheben. Darüber hinaus ist EnergyIP Mosaic horizontal und vertikal skalierbar und benötigt bis zu 60 Prozent weniger Rechenleistung als vergleichbare Lösungen. Ausgehend von 100 Aufgaben pro Tag, die mit der Software erledigt werden, können dank der neuen User Experience jährlich etwa 166 Personentage eingespart werden. Die Datentransparenz verbessere sich, da der Betrieb der Software für Benutzer besser einsehbar ist. Dies erleichtere die Untersuchung von Problemen mit Datenerfassung und Datenqualität und führe letztendlich dazu, dass es keine Beschwerden über Rechnungen aufgrund von Datenproblemen mehr gibt. Wenn Smart-Meter-Daten in Zukunft auch für andere Zwecke verwendet werden sollen, nimmt die Datenqualität einen immer höheren Stellenwert ein. (ds)

www.siemens.com

Rollout-Start bei Ehinger Energie

Der Versorger Ehinger Energie GmbH & Co. KG betreut mehr als 10.500 Messlokationen Strom in der Niederspannung und hat sich für die Umsetzung des Smart Meter-Rollouts und der Gateway-Administration für Voltaris entschieden. Anfang November wurden die ersten intelligenten Messsysteme in Betrieb genommen.

Am Beginn der Zusammenarbeit stand die Anforderungsanalyse und das Erarbeiten einer geeigneten Rollout-Strategie. Dazu greift Voltaris auf vordefinierte Anwendungshilfen wie Checklisten, Handbücher, Tutorials oder Ablaufdiagramme zurück. Gerade in der ersten Phase der Prozessumsetzung erfolgen die Abstimmungen zum Großteil persönlich per Video- oder Telefonkonferenz. In Online-Workshops werden die Rollout-Verantwortlichen der Stadtwerke dann kontinuierlich zu Systemen und Prozessen geschult. Derzeit finden Workshops zur Schnittstellenumsetzung statt.

Anfang November wurden die ersten intelligenten Messsysteme in Ehingen an der Donau in Betrieb genommen. (Foto: Voltaris GmbH)

Des Weiteren ist die Ehinger Energie auch Mitglied der Voltaris Anwendergemeinschaft Messsystem, wodurch der Versorger vom Erfahrungsaustausch, von der gemeinsamen Produktentwicklung sowie der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle profitieren möchte. Für die Anwendergemeinschaft übernimmt Voltaris künftig die Betreuung von rund 1,4 Millionen Zählpunkten und den BSI-konformen Betrieb von mehr als 178.000 intelligenten Messsystemen als Full-Service-Dienstleistung. Seit dem Rollout-Start im August 2020 hat Voltaris nach eigenen Angaben mehr als 2.000 iMSys verbaut. Die Erfahrungen werden in regelmäßigen Workshops und Arbeitsreisen analysiert und dokumentiert. (ds)

www.voltaris.de

Hausheld erhält PTB-Zertifikat

Der Technologieanbieter Hausheld hat von der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) das Zertifikat erhalten, das die vollständige Konformität seines Mesh-Funknetzsystems mit dem geltenden Eichrecht amtlich bestätigt. Die End-to-End Smart-Metering-Lösung, die auf diesem Funknetz basiert, könne demnach im deutschen Energiemarkt vorbehaltlos eingesetzt werden, so Hausheld. Das Unternehmen hatte sich der Zertifizierung freiwillig unterzogen, um Zweifel im Markt an der Zulässigkeit und Leistungsfähigkeit der Funk-Lösung zu entkräften.

Hausheld-Vorstand Bouke Stoffelsma mit dem PTB-Zertifikat. (Foto: Hausheld AG)

So funktioniert das Mesh-Funknetz

Entwickelt wurde das Funknetzsystem von Hausheld, um einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme zu ermöglichen. Alle Stromzähler eines großen Gebäudes oder einer Siedlung verbinden sich untereinander über ein Transport-Layer-Security (TLS)-Funksystem mit den Smart Meter-Gateways. Diese befinden sich meist in zentralen Hausanschlussräumen oder den gesicherten Trafostationen der Stadtwerke. So können mehrere Zähler mit einem Gateway verbunden werden. Von dort aus werden die Daten per Glasfaser, LTE, per 450 MHz oder Powerline einfach und zuverlässig von den Gateways in die Rechenzentren übertragen. Nach Angaben von Hausheld werden so auch die Zähler erreicht, die sich außerhalb der Reichweite von Mobilfunknetzen befinden.

Das Funksystem wurde von Hausheld nach den Vorgaben des Schutzprofils des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelt. Die Verschlüsselung erfolgt gemäß der Technischen Richtlinie TR03109-1 des BSI für die sichere Übertragung der Messwerte.

PTB bestätigt Einhaltung der Latenzzeit

Durch die amtliche Bestätigung seitens der PTB ist auch geprüft, ob im Mesh-Netz die eichrechtlich vorgeschriebene Latenzzeit eingehalten wird. Diese beschreibt den Zeitraum, den die Übertragung der Messwerte vom Zähler zum Smart Meter-Gateway benötigt. „Die PTB hat einen kompletten Prüfaufbau erhalten und alle Zeiten nachgemessen. Mit dem behördlichen Ergebnis, dass man mit dem Mesh-Netz intelligente Messsysteme auslesen und alle Funktionen des Smart Meter-Gateways nutzen kann: Sowohl der datensparsame TAF1 für Haushaltskunden als auch die genaueren Zählerstandsgänge im 15-Minuten-Takt nach TAF7 werden zuverlässig verarbeitet“, erklärt Hausheld-Vorstand Bouke Stoffelsma. (ds)

www.hausheld.info

Advertorial

Neue Smart Meter Gateways für den Rollout

PPC stellt auf der E-World 2022 seine neuen Smart Meter Gateways vor. Das SMGW-Portfolio wird um ein LTE450 SMGW erweitert. Es verbindet die Vorteile von LTE und der 450-MHz-Frequenz für höhere Reichweite und bessere Gebäudedurchdringung in einem Gerät. Darüber hinaus zeigt PPC erstmals ein zweiten LTE SMGW, das mit einem neuen LTE-Kommunikationsmodul ausgestattet ist. Die neueste Version von PPCs NMS3 vereint das Netzwerkmanagement für Smart Meter Gateways, Mobilfunk- sowie Breitband Powerline Technologien unter einem Dach und steigert so die Effizienz im Rollout. „HKE an Bord“ erschließt die Anwendungsfälle entlang des BSI-Stufenplans. Das überarbeitete CLS-Portfolio aus CLS Adapter Submetering, Open CLS Gateway und CLS-Stack ermöglicht die Integration von Submetering, Elektromobilität und die Steuerung von Flexibilitäten und öffnet so neue Geschäftsmodelle und Mehrwertanwendungen für Energieversorger und Lösungsanbieter.

Fernablesung mit zwei Funktechnologien

Netz Leipzig hat für die Fernablesung der Wärmemengenzähler wireless M-Bus-Gateways in eigenen Betriebsmitteln installiert. In Kombination mit der LoRaWAN-Funktechnologie hat der Netzbetreiber eine flächendeckende IoT-Infrastruktur für das Fernwärmenetz aufgebaut.

Anfang Oktober ist die Verordnung über die Verbrauchserfassung und Abrechnung bei der Versorgung mit Fernwärme oder Fernkälte, kurz FFVAV, in Kraft getreten. Damit sind alle Versorger verpflichtet, fernauslesbare Wärmemengenzähler zu verbauen. Bis Ende 2026 müssen alle Zähler hierzulande mit einer solchen Funktion ausgestattet sein. Energieversorger erhalten durch die Umsetzung der neuen Vorschriften eine große Datenmenge aus dem Netz und können diese für Instandhaltung, Störungsmanagement, Netzanalyse, Prognose und vieles mehr nutzen.

Frühzeitig auf M-Bus gesetzt

Die Netz Leipzig GmbH sieht sich bereits heute für die Anforderungen der FFVAV-Vorgaben gerüstet. Das Tochterunternehmen der Leipziger Stadtwerke setzt für die Fernauslesung seit Jahren auf die M-Bus-Funktechnologie. M-Bus, kurz für Meter-Bus, ist ein europäischer Standard für die Fernablesung verschiedener Arten von Verbrauchszählern. Es gibt auch eine Funkversion mit der Bezeichnung wireless M-Bus. Erik Epler, Referent strategisches Asset Management bei Netz Leipzig, berichtet über die Anfänge: „Wir haben uns bereits 2013 entschieden, alle Wärmemengenzähler mit wireless M-Bus-Modulen auszustatten. Inzwischen senden nahezu 100 Prozent aller Wärmemengenzähler im 16 Sekundenraster wireless M-Bus-Signale.“ Die Empfänger arbeiten automatisch, das heißt sie sammeln die – ihnen vorgegebenen – Zählerdaten ein und schicken diese Information zu bestimmten Zeiten und in bestimmten Zeitabschnitten weiter. Die Empfänger selbst werden automatisiert und zentral gemanagt, um somit einen immer aktuellen Empfängerkreis zu erhalten.

Freie Anbieterwahl dank offener Standards

Die Datenübertragung erfolgt über Gateways des Messtechnik- und Fernablesungsanbieters Elvaco, die auf Basis der hersteller- und spartenübergreifenden Kommunikationsarchitektur Open Metering System Specifications (OMS-S) operieren. Sowohl mit Blick auf die Software als auch auf die Hardware sprachen für den Leipziger Netzbetreiber mehrere Gründe dafür, auf Gateways mit wireless

Das M-Bus Gateway von Elvaco wurde in die Kabelverteiler der Netz Leipzig eingebaut. (Foto: Netz Leipzig GmbH)

M-Bus-Zählern zu setzen: Der offene Kommunikationsstandard der Produkte und die offene Architektur der Elvaco-Gateways ermöglichen die Datenauswertung ohne proprietäre Software. Netz Leipzig ist demnach nicht an bestimmte Anbieter gebunden. Auf diese Weise kann die IT-Abteilung der Stadtwerke eigene Systeme nutzen beziehungsweise entwickeln, um die Daten zu verarbeiten und zu visualisieren. „Das hier für die Funkübertragung eingesetzte M-Bus-Protokoll ist BSI-konform. OMS integriert alle Medien in ein System. Auf diese Weise lässt sich auch die geforderte Interoperabilität umsetzen“, erklärt Thomas Nickel, Area Manager DACH bei Elvaco, und führt weitere Vorteile auf: „Darüber hinaus überzeugt die Technologie im Frequenzbereich 868 MHz vor allem durch die langlebige Batterieversorgung, die Einfachheit, eine hohe Datenmenge und eine große Auswahl auf dem Markt verfügbarer Produkte für das Metering.“

Zwei Ziele im Blick

Erste Pilotprojekte mit der Hardware von Elvaco starteten 2018. Im Jahr darauf ging bei den Leipziger Stadtwerken anlässlich der Novellierung der EU-Energieeffizienzrichtlinie das Projekt „Wärmemonitoring“ an den Start. Mit dem Projekt verfolgt Netz Leipzig zwei Ziele: Zum einen geht es darum, die Anforderungen aus der EED-Richtlinie der Europäischen Union, die nun mit der FFVAV in nationales Gesetz umgesetzt ist, zu erfüllen. Darüber hinaus haben die Leipziger Stadtwerke eigene Anforderungen definiert, wie etwa eine frühzeitige Störungserkennung und die Optimierung der Fahrweise des Fernwärmenetzes.

Gateways passen in Kabelverteiler

„Konkret haben wir den drahtlosen M-Bus-Empfänger CMiBox von Elvaco eingesetzt. Die CMiBox verarbeitet die empfangenen Zählerwerte und das integrierte Mobilfunkmodem sorgt für die automatische Datenübertragung“, erläutert Erik Epler, der sich auch an die kompakten Maße der Gehäuse erinnert: „Die Gateways konnten problemlos in bestehende Betriebsmittel im Stadtgebiet verbaut werden. Dies war entscheidend für den erfolgreichen Projektverlauf. Denn die größte Herausforderung für einen zügigen flächendeckenden Rollout bestand in der Suche nach geeigneten Standorten für die Gateways.“ Die flächendeckende Installation der Gateways, in beispielsweise Stromverteilerschränken, war auch erforderlich, da das M-Bus-Funksignal im Vergleich zu den anderen Funktechnologien LoRaWAN (Long Range Wide Area Network) oder NB-IoT (Narrow-Band-IoT) eine geringere Reichweite aufweist.

Lösungen für das schmalbandige Internet-of-Things im Vergleich

	MBUS	OMS	LoRaWAN	NB-IoT
Frequenzband	Kabel	868MHz	433/868/915MHz	LTE Frequenzen
Batterieversorgt	●	●	◐	◐
Reichweite	●	◐	◐	●
Eigene Infrastruktur	●	●	●	○
Network as a Service	○	○	●	●
Datenmenge	●	◐	◐	○
Offen für IoT	◐	◐	●	●
Produkte Metering	●	●	◐	◐
Produkte IoT	○	○	●	◐
2-Wegekommunik.	●	◐	●	●
Einfachheit	◐	●	◐	◐

Grafik: Elvaco GmbH

Spartenübergreifende Verbrauchsmessung

Die Elvaco-Gateways arbeiten technisch medienunabhängig und können somit Daten von allen wireless M-Bus-fähigen Zählern und/oder Sensoren empfangen. Entsprechende Zähler sind für alle Verbrauchssparten – einschließlich Strom – am Markt verfügbar. Ist eine Messeinrichtung wie ein intelligentes Messsystem bereits installiert, laufen die Technologien parallel zueinander, die Daten werden in höhergelagerten Systemen zusammengeführt. Thomas Nickel: „Die Technologie ist somit prädestiniert, um spartenübergreifend Messdaten digital auszulesen und, darauf aufbauend, gegebenenfalls gebündelte Messdienstleistungen etwa für die Wohnungswirtschaft anzubieten.“

Funktechnologien kombinieren

Netz Leipzig erfasst im Rahmen des Projektes etwa 65 Prozent der Wärmemengenzähler mit Hilfe von M-Bus-Gateways, das sind ca. 4.600 von 7.000 Zählern. „Für die restlichen Zähler, bei denen wir kein Funksignal über die M-Bus-Gateways erfassen, setzen wir auf eine LoRaWAN-Infrastruktur. Als dritte Technologie testen wir derzeit auch NB-IoT“, sagt Erik Epler.

„Jede Lösung hat Vor- und Nachteile. Welche Lösung für die Funkübertragung zum Einsatz kommt, hängt jeweils von den spezifischen Anforderungen und Rahmenbedingungen ab. Anwender sollten daher mit einer technologieoffenen Grundhaltung an die Planung ihrer Projekte herangehen. Wird keine hohe Rate in der Datenkommunikation gefordert, ist der Einsatz von LoRaWAN, NB-IoT oder wireless M-Bus eine gute Lösung. Das Anwendungsbeispiel Netz Leipzig zeigt, dass auch eine Kombination verschiedener Technologien zum Ziel führen kann“, fasst Thomas Nickel zusammen. (ds)

Netz Leipzig GmbH,
Erik Epler, 04277 Leipzig,
erik.epler@netz-leipzig.de
Elvaco GmbH,
Thomas Nickel, 91564 Neuendettelsau,
thomas.nickel@elvaco.de

Trennung macht sicher

Die 750 kWp-Photovoltaikanlage erhöht den Eigenverbrauch des Türen- und Fensterherstellers Portawin Kriege. (Foto: Portawin Kriege GmbH)

Fünf Jahre nach einem Großbrand in der eigenen Produktionsstätte wollte ein Essener Unternehmen eine PV-Anlage errichten. Der Einsatz einer intelligenten PV-Wechselrichtertechnologie konnte die Sicherheitsbedenken von Feuerwehr und Versicherung zerstreuen.

Die neue Bundesregierung will die Energiewende und den Klimaschutz unter anderem mit einem deutlichen Zubau von Photovoltaik-Anlagen vorantreiben. Dafür sollen bürokratische Hürden abgebaut werden, zudem ist die verpflichtende Installation von Solaranlagen für gewerbliche Neubauten im Koalitionsvertrag enthalten.

Damit rücken auch Sicherheitsaspekte beim Betrieb von Solaranlagen bei Feuerwehren und Versicherungen in den Fokus wie im Fall des Türen- und Fensterherstellers Portawin Kriege. Um die Energiekosten zu senken, erwog Portawin Kriege 2018 die Installation einer Photovoltaik-Anlage. Das Essener Unternehmen beauftragte die Energiegenossenschaft Energie Gewinner mit der Prüfung des Projekts. Die Energie Gewinner führten eine Energieverbrauchsanalyse durch, prüften die Dachauslegung und evaluierten die EEG-Bedingungen. Am Ende der Beratungen entschieden sich die Essener für die Installation einer Dachanlage mit 750 Kilowattpeak Leistung.

Hohe Brandschutzanforderungen

Sowohl die örtliche Feuerwehr als auch die Gebäudeversicherer begegneten dem Projekt aufgrund eines Großbrands auf dem Gelände der Produktionsstätte von Portawin Kriege im August 2013 mit Vorsicht. Das Feuer zerstörte damals 4.000 Quadratmeter Produktions- und Lagerfläche. Sollte sich ein Brand wie damals wiederholen, würden die Einsatzkräfte auch mit einer strombetriebenen PV-Anlage konfrontiert werden.

Es hagelte Vorgaben von Seiten der Feuerwehr. Zum einen sollte die Anlage in die örtliche Brandmeldeanlage integriert werden. Zum anderen sollte neben der automatischen Abschaltung ein zusätzlicher Schalter vorhanden sein, mit dem die Anlage im Brandfall manuell abgeschaltet und auf ein sicheres Spannungsniveau entladen werden kann.

Module werden „Leistungsoptimierer“

In Anbetracht dieser Anforderungen rieten die Energie Gewinner von der Installation eines herkömmlichen PV-Systems mit String-Wechselrichtern ab. Sie empfahlen ein Wechselrichtersystem, das die Leistungsoptimierer von SolarEdge verwendet. Bei dieser Technologie rüsten Installateure jedes oder jedes zweite Modul mit einer kleinen Box aus, die es in ein „intelligentes“ Modul verwandelt. Diese als Leistungsoptimierer bezeichneten Module machen die Stromproduktion eines Moduls unabhängig von den anderen im Strang. Auf diese Weise stellen sie sicher, dass eventuelle Fehler oder Verschattungen ebenfalls isoliert werden. Leistungsverluste durch Ungleichgewichte in der Modul Performance werden SolarEdge zufolge minimiert. Dies ist bei

herkömmlichen Systemen nicht der Fall. Hier kann zum Beispiel ein verschattetes Modul alle anderen im String auf sein niedriges Erzeugungsniveau herunterziehen.

Effizientere Wartungseinsätze

Darüber hinaus ermöglichen Leistungsoptimierer die individuelle Kommunikation der Module. Dadurch können Installateure und Anlagenbetreiber über eine digitale Plattform auf Daten in Echtzeit zugreifen. Sollte ein Modul nicht die gewünschte Leistung erbringen, wird ein Alarm an das Überwachungssystem gesendet, der das fehlerhafte Modul identifiziert. So kann das Wartungspersonal eventuelle Leistungsprobleme schnell und effizient beheben, was die Kosten für Wartungseinsätze reduziert und gleichzeitig hilft, Energieverluste auf ein Minimum zu reduzieren.

Sicherheit direkt integriert

Für Portawin Kriege war Sicherheit der wichtigste Aspekt bei der Installation der intelligenten Systemtechnik. Das SolarEdge-Gateway mit manuellem und automatischem Spannungsmanagement ist mit der Portawin-Brandmeldezentrale vernetzt, dies ermöglicht die manuelle und automatische DC-Abschaltung der Solaranlage. Die DC-Systemspannung wird in Echtzeit angezeigt. Des Weiteren ist die Notabschaltung für die gesamte PV-Anlage möglich. In Gefahrensituationen schalten die Power Optimizer die gesamte Anlage auf das berührungssichere Spannungsniveau von 1 Volt pro Modul ab. Auch bei einem so genannten Lichtbogen – ein Funkenschlag, ausgelöst z.B. durch ein defektes Kabel – schaltet der Wechselrichter in den Sicherheitsmodus. Darüber hinaus schützen Temperatursensoren die PV-Anlage vor Überhitzung. Mit Blick auf den Brand im Jahr 2013 waren das für Portawin-Projektleiter Marcel Hebben die entscheidenden Argumente: „Für uns mit unserer Vorgeschichte waren die Sicherheitslösungen dieses Systems ohne Alternative. Zudem führt die erhöhte Energieausbeute mit den Leistungsoptimierern zu einer höheren Effizienz der Anlage."

Nachdem die Feuerwehr bei der Abnahme der PV-Anlage alle Brandmeldefunktionen und Abschaltungen getestet hatte, wurde bestätigt, dass die Anlage das Risiko reduziert. „Neben Vorteilen wie der Anlagentransparenz ist die erhöhte Sicherheit bereits in der Technologie integriert. Alles im System ist aufeinander abgestimmt", erläutert Marcel Hebben.

Die Energie Gewinner heben auch das Engagement des Wechselrichterherstellers SolarEdge hervor. „Eine Photovoltaikanlage in eine Brandmeldeanlage zu integrieren, ist nicht gerade alltäglich. Es gibt immer wieder Herausforderungen mit der Sensorik. SolarEdge hat die Integration aller brandschutztechnischen Prozesse begleitet und aktiv unterstützt", erklärt Projektleiter Johannes Hüppe.

Zahlen & Fakten

- 750 kWp-Photovoltaikanlage mit SolarEdge-Leistungsoptimierern und Wechselrichtern
- Aufbau: ballastfreie, dachparallele Montage mit (kurzem) Schienensystem auf Trapezblechdach
- Dachneigung: 10°
- Bauzeit PV: 15 Arbeitstage
- Montage auf DIN-Schiene
- Jährlicher Ertrag: 613.001 kWh (Prognose) – aktuell 624.150 kWh (2020)
- Netzeinspeisung: 333.767 kWh (Prognose) – ist 343.350 kWh (2020)
- Eigenverbrauch: 279.234 kWh (Prognose) – ist 280.800 kWh (2020)

Höhere Energieautarkie

Der Netzanschluss erfolgte über einen Mittelspannungsanschluss mit kundeneigenem Transformator. Die Solaranlage speist in das kundenseitige Niederspannungsnetz ein. Mittlerweile produziert die PV-Anlage rund 620.000 kWh pro Jahr, von denen etwa 280.000 kWh direkt in die Produktion von Portawin Kriege fließen. Im Jahr 2020 konnte das Unternehmen 45 Prozent seines Gesamtstrombedarfs decken. Nach der aktuellen Prognose wird sich die PV-Anlage nach acht bis neun Jahren amortisiert haben. „Ohne diese Technik wäre die Anlage in vielerlei Hinsicht nicht möglich gewesen", lautet das abschließende Urteil von Johannes Hüppe. Marcel Hebben ergänzt: „In Anbetracht der finanziellen Vorteile stellen wir uns immer wieder die Frage: Warum haben wir uns nicht schon früher für die Photovoltaik entschieden?" (ds)

SolarEdge-Leistungsoptimierer und Wechselrichter erhöhen die Sicherheit der Photovoltaikanlage bei Portawin Kriege. (Foto: Portawin Kriege GmbH)

SolarEdge Technologies GmbH,
Rasmus Wilken, 81829 München,
rasmus.wilken@solaredge.com

Deutsche Windtechnik: Beschäftigungsmotor läuft

Der Serviceanbieter für Windenergieanlagen Deutsche Windtechnik konnte im November 2021 seinen 2.000sten Mitarbeiter einstellen. In den USA, Deutschland, Spanien sowie in den anderen europäischen Ländern mit Deutsche Windtechnik-Präsenzen und in Taiwan haben in diesem Jahr bis Anfang Dezember nach Unternehmensangaben über 150 neue Beschäftigte ihre Arbeit aufgenommen. Der weltweit aufgestellte Serviceanbieter bildet auch selbst aus und führt Qualifizierungen in Trainings Centern durch.

Die Deutsche Windtechnik mit Hauptsitz in Bremen bietet in Europa, den USA und in Taiwan Dienstleistungen für die technische Instandhaltung von Windenergieanlagen an. Das Unternehmen arbeitet sowohl onshore als auch offshore. Über 7.000 Windenergieanlagen werden derzeit weltweit im Rahmen von festen Wartungsverträgen betreut. (ds)

www.deutsche-windtechnik.com

Logan Cole, Servicetechniker der Deutschen Windtechnik in den USA, steht als 2000ster Mitarbeitender stellvertretend für die gesamte Mitarbeiterschaft der Deutschen Windtechnik. (Foto: Deutsche Windtechnik AG)

Plug & Play für Energiespeichersysteme

Harting stellt mit seinem Han S-Steckverbinder eine Lösung für den Aufbau von Energiespeichersystemen (ESS) auf der Basis von Batteriespeicher-Modulen vor. Der Han S wurde für den Aufbau von Verbindungen per Frontmontage optimiert. Um die Installationszeiten für ESS zu verkürzen und den Verdrahtungsaufwand vor Ort zu minimieren, bietet Harting den Steckverbinder jetzt in Kombination mit vorgefertigten, für die jeweilige Anwendung passenden Kabelkonfektionen an. Die Konfektionen stehen mit Querschnitten von 25, 35 oder 50 mm² und Kabellängen von 20, 30, 40 oder 50 cm zur Verfügung. Sie eignen sich für Temperaturen zwischen -50 und +120 Grad °C. Das verwendete Material ist Harting zufolge halogenfrei und unempfindlich gegen Ozoneinwirkungen. Die Spannungsgrenzen liegen zwischen 1,8 kV (25 mm²) und 3 kV (50 mm²) AC sowie zwischen 2,7 (25 mm²) und 4,5 kV (50 mm²) DC.

300 A-Leistungsanbindung

Bisherige Energiespeichersysteme werden häufig mit 200 A/800 V DC versorgt, doch der Trend in den Anwendungen geht in Richtung höherer Energiedichte. Immer häufiger werden Schnittstellen für Übertragungen von 300 A/1200 V DC und mehr benötigt. Um diesen Trend abzubilden, hat Harting das 300 A Modul als Teil der modularen Steckverbinder-Reihe Han-Modular entwickelt. Das ermöglicht es Harting zufolge, die ESS parallel mit Leistung, Daten und Signalen in einer mehrere Module umfassenden Schnittstelle zu versorgen. Das Han 300 A Modul ist steckkompatibel mit dem Han 200 A Modul und eignet sich nicht nur für den Anschluss neuer Energiespeicher, sondern ebenso für die Aufrüstung bestehender Systeme. Ausgestattet mit berührsicheren Kontakten lässt es sich direkt an die Stromschiene anbinden oder in schubladenförmige Speichereinheiten integrieren. (ds)

Das Han 300 A Modul: Die kürzere Variante ist mit Crimpanschluss ausgestattet. (Foto: Harting Stiftung & Co. KG)

www.harting.com

Stadtwerke Schwäbisch Hall: Neuer Solarpark am Netz

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall haben nach eigenen Angaben ihre bisher leistungsstärkste Photovoltaikanlage in der baden-württembergischen Gemeinde Michelbach an der Bilz in Betrieb genommen. Der Solarpark zählt zu den größten im Landkreis Schwäbisch Hall.

Die neue Photovoltaikanlage des Energieversorgers befindet sich am Nordhang des Michelbachs neben einer Bestandsanlage auf einer Freifläche von insgesamt 1,2 Hektar. Das Solarfeld mit fast 4.000 Modulen bringt eine Leistung von 1.458 kWp zustande und produziert rund 1,46 Millionen Kilowattstunden Strom pro Jahr. Der Strom fließt direkt ins Netz der Stadtwerke. Rein rechnerisch versorgen sie damit rund 480 Haushalte mit regenerativ erzeugter Energie aus der Region. (ds)

www.stadtwerke-hall.de

Knapp 6.700 Quadratmeter misst die neue Freiflächen-Fotovoltaikanlage der Stadtwerke. Rechts im Bild ist die ältere, seit 2010 bestehende Anlage zu sehen. (Foto: Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH)

Positionspapier: Regulatorik bremst Green PPAs aus

In vielen Ländern sind Power-Purchase-Agreements (PPAs) längst fester Bestandteil der Energiewendestrategien, während das Geschäftsmodell in Deutschland noch am Anfang steht. Die Marktoffensive Erneuerbare Energien hat daher heute ein Positionspapier veröffentlicht, welches die Bedeutung von Green PPA für die Energiewende und den Wirtschaftsstandort herausstellt.

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien wurde von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e. V. ins Leben gerufen.

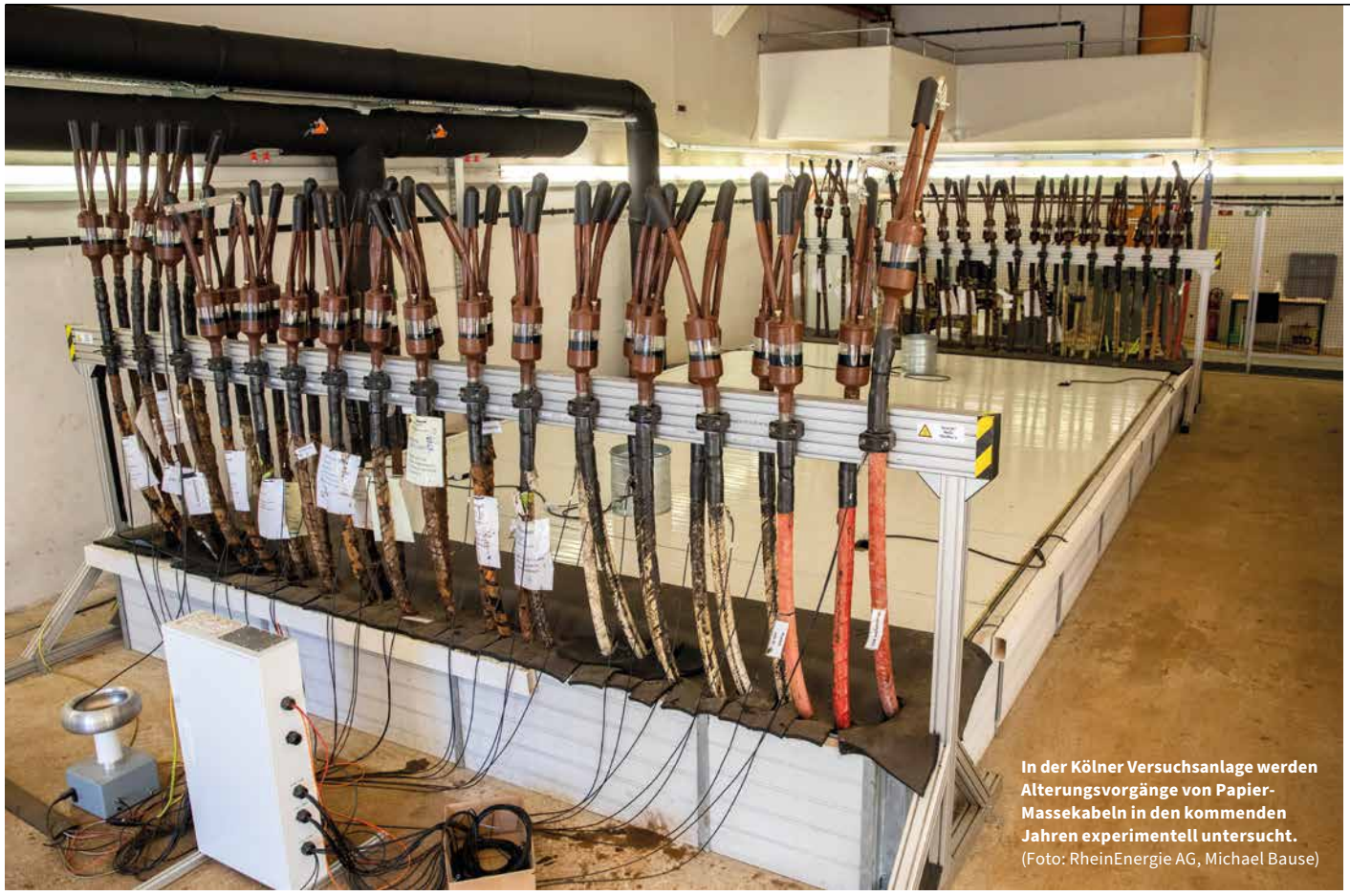
Andreas Kuhlmann, Vorsitzender der Geschäftsführung der dena, kommentiert: „Green PPAs sind eine Maßnahme, um den klimaneutralen Wirtschaftsstandort Deutschland voranzutreiben und Unternehmen gleichzeitig die Möglichkeit zu geben, sich gegen steigende Strompreise abzusichern. Langfristige und stabile Direktlieferverträge von grünem Strom werden so zu einem wichtigen Standortfaktor für Unternehmen. In der Wirtschaft besteht großes Interesse an Green PPAs. Noch herrscht aber große Ungewissheit und regulatorische Hürden erschweren den Zusammenschluss von Unternehmen und EE-Anlagebetreibern."

„Sich selbst mit erneuerbarer Energie zu versorgen, wird für Unternehmen immer wichtiger. Viele Betriebe tun das bereits. Wenn sie jedoch mehr Grünstrom erzeugen als sie brauchen und mit dem Rest Tochterfirmen beliefern, gilt das in Deutschland nicht als Eigenversorgung. Das muss sich dringend ändern. In der EU dürfen Mehrpersonenmodelle schon jetzt nicht diskriminiert werden. Damit PPAs auch bei uns eine Chance haben, muss die neue Regierung europäisches Recht umsetzen und Direktlieferungen mit der Eigenversorgung gleichstellen", fordert der Geschäftsführer der Klimaschutz-Unternehmen, Philipp Andree.

Der stellvertretende DIHK-Hauptgeschäftsführer Achim Dercks bestätigt den Bedarf und verweist darauf, dass laut IHK-Energiewende-Barometer bereits jedes zweite Unternehmen 2040 klimaneutral wirtschaften möchte. Zugleich seien erneuerbare Energien in vielen Fällen schon wettbewerbsfähig. Aus diesen Gründen solle die neue Bundesregierung ein eigenes Ziel mit der Marke „Förderfreier Grünstrom" im EEG verankern. „Die Unternehmen würden das wichtige Signal erhalten, dass sie mit einem entsprechenden wachsenden Angebot an grünem Strom rechnen können", so Dercks weiter.

Das Positionspapier will aufzeigen, mit welchen kurz- und mittelfristige Maßnahmen das Geschäftsmodell Green PPAs auch in Deutschland Fuß fassen kann. Die 15 vorgeschlagenen Maßnahmen adressieren zentrale Hemmnisse und würden weitere Investitionen in die Energiewende befördern. So fordert das Papier unter anderem die Förderrichtlinie zur Strompreiskompensation rasch zu überarbeiten und mit europäischem Recht gleichzuziehen, die EEG-Umlage generell auf Null zu setzen oder den Status von PPAs im Wettbewerbsrecht klarzustellen. (ds)

www.marktoffensive-ee.de



In der Kölner Versuchsanlage werden Alterungsvorgänge von Papier-Massekabeln in den kommenden Jahren experimentell untersucht. (Foto: RheinEnergie AG, Michael Bause)

Altern im Zeitraffer

In einem umfangreichen Feldversuch untersucht die Rheinische NETZGesellschaft (RNG) gemeinsam mit der RheinEnergie und der Hochschule Coburg das Alterungsverhalten von Papier-Massekabeln in der Mittelspannung.

Alterung ist ein komplexer Prozess und die Anzahl an Lebensjahren sagt noch nicht viel über den tatsächlichen Zustand aus. Das gilt auch für unterirdisch verlegte Mittelspannungskabel, deren Alterung jetzt im Fokus eines mehrjährigen Praxisversuchs steht. Dazu wurde in der Hauptverteilerstation Iddelsfeld im Kölner Stadtteil Dellbrück eine Versuchsanlage in Betrieb genommen, die nach Auskunft der Beteiligten derzeit in dieser Projekttiefe einmalig in Deutschland ist. Unter kontrollierten Bedingungen werden dort 32 alte und neue Mittelspannungskabel erhöhten Stromstärken und Wärmeeinträgen ausgesetzt. Diese künstlich herbeigeführte Beanspruchung führt zu einer beschleunigten Alterung der Kabel. Daraus lassen sich Erkenntnisse darüber gewinnen, wie die wertvollen Betriebsmittel unter realen Bedingungen altern.

Die unsichtbare Infrastruktur

Bei den untersuchten Kabeln handelt es sich um Papier-Massekabel, deren Isolation aus ölgetränkten Cellulose-Papierbändern besteht, die in Schichten gegeneinander versetzt um den Leiter gewickelt werden. Solche Kabel wurden hierzulande seit rund 100 Jahren in der Mittelspannung verlegt und machen heute noch einen Großteil der Verteilnetze aus. Allein im Netz der RNG sind ca. 5.400 Kilometer verbaut, bundesweite Erhebungen gehen von mindestens 375.000 Kilometern aus. „Das sind enorme materielle Werte und die Bedeutung dieser Infrastruktur für die Versorgungssicherheit ist natürlich immens“, führt Prof. Dr.-Ing. Christian Weindl vom Institut für Hochspannungstechnik, Energiesystem- und Anlagendiagnose (IHEA) der Hochschule Coburg aus, der den Praxisversuch zusammen mit der RNG konzipiert hat und wissenschaftlich betreut.

Das Problem: Einmal in der Erde verlegt, altern die Kabel oder, genauer gesagt: deren Isolation, unsichtbar. Abhängig etwa

von der elektrischen Beanspruchung und den Umgebungsfaktoren geschieht das in sehr unterschiedlichem Tempo. Wie sich jedoch die verschiedenen Parameter genau auswirken und auf welche Weise beispielsweise die aktuellen Veränderungen in den Verteilnetzen die Alterung der Betriebsmittel beeinflussen, weiß derzeit niemand genau. Differenzierte Kenngrößen dazu gibt es bislang nicht und die statistischen Richtwerte zur Lebensdauer können dem Netzbetreiber lediglich Planungsgrundlagen für eine zeitbasierte Wartung und Instandhaltung liefern. Diese ist nur begrenzt treffsicher und verursacht daher zwangsläufig unnötige Kosten. Versagt beispielsweise ein Betriebsmittel vor seinem statistisch erwartbaren Ende, stehen kurzfristig aufwändige Entstörungen und ungeplante Baumaßnahmen zur Erneuerung an. Ebenso unwirtschaftlich ist der umgekehrte Fall, wenn der Netzbetreiber ein voll funktionsfähiges Kabel allein aufgrund seines Alters austauscht und damit wertvolle Restnutzungszeit verliert. „Wir wüssten natürlich am liebsten das Datum und die Uhrzeit, wann die Kabel in Störung gehen“, scherzt daher Dr.-Ing. Ulrich Groß, technischer Geschäftsführer der RNG, beim Eröffnungstermin der Versuchsanlage.

Evidenzbasiertes Wissen

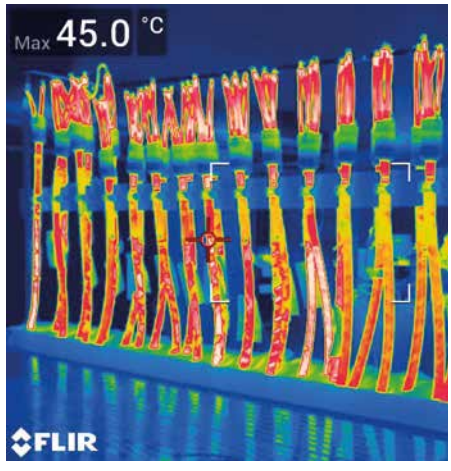
Ganz so weit werden die Erkenntnisse aus dem Feldversuch wohl nicht reichen, doch deutlich belastbarere Aussagen zur Restlebensdauer von Papier-Massekabeln verspricht das Testprojekt definitiv: „Auf der Basis der hierbei gewonnenen Alterungs- und Ausfalldaten können wir das Alterungsverhalten und die Lebensdauercharakteristik der untersuchten Mittelspannungskabel in deutlich verbesserter Weise beschreiben und modellieren“, ist Prof. Weindl überzeugt. Aus 25 Diagnoseparametern, die im Feldversuch überprüft und gewichtet werden, wollen die Coburger Forschenden zunächst exaktere Modelle für das Alterungsverhalten von MS-Kabeln entwickeln und im Ergebnis einen spezifischen Alterungsfaktor ermitteln, der sich dann auch auf andere noch in Betrieb befindliche Kabel übertragen lässt. Das Ziel sind zustandsabhängige Prognosen, wann bestimmte Kabel erneuert oder zumindest überprüft werden sollten.

Diese Ergebnisse sollen unmittelbar in das Asset-Management der Rheinischen NETZGesellschaft einfließen. „Damit ist es uns möglich, Kabel zustandsorientiert und zielgerichtet auszuwechseln, um so unter anderem auch die Anzahl der Baustellen im öffentlichen Raum zu reduzieren“, erläutert RNG-Technikchef Groß.

Beschleunigte Alterung

Die Grundlagen hierfür werden in der Kölner Versuchsanlage geschaffen, die seit 2018 am Institut von Prof. Weindl in enger Zusammenarbeit mit der RNG geplant, entwickelt und sukzessive in Köln aufgebaut wurde. Zumindest bis 2023 sollen dort die ebenfalls in Coburg entwickelten Testszenarien laufen, bei denen die Kabel einer beschleunigten Alterung unterzogen werden. Dazu werden sie in definierten Intervallen hohen thermischen und elektrischen Belastungen ausgesetzt, um sowohl Lastgänge als auch Spannungsprofile realitätsnah nachzubilden. Anschließend messen die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler die Effekte. Um möglichst unterschiedliche Betriebsmittel adäquat bewerten zu können, werden die Tests sowohl an neuen als auch an verschiedenen vorgealterten Mittelspannungskabeln durchgeführt, die zum Teil über 50 Jahre in und um Köln in der Erde lagen. „Es ist ein Unterschied, ob ein Kabel jahrzehntelang in einem Wohngebiet lag – oder neben einem Stahlwerk“, erklärt Ann-Catrin Uhr-Müller, die am IHEA über das Projekt ihre Doktorarbeit schreibt. Die Datenübertragung und die Steuerung der Anlage erfolgen remote via Internet, fällt ein Kabel aus, werden die Coburger automatisch per E-Mail informiert.

Parallel entwerfen die Forschenden ein Datenbanksystem, entwickeln und evaluieren Bewertungsansätze für die Versuchsergebnisse, untersuchen Datenkorrelationen und erarbeiten Modelle, die letzten Endes die Ermittlung des Alterungsfaktors ermöglichen sollen.



Insgesamt 32 MS-Kabel unterschiedlichen Alters werden in der Anlage kontrolliert extremen thermischen und elektrischen Belastungen ausgesetzt. (Fotos: IHEA, Hochschule Coburg/50,2, Petra Quenel)

Auf dem Prüfstand

Der Aufbau der etwa 160 Quadratmeter großen Versuchsanlage in einer ebenerdigen Halle der Kölner HV-Station benötigte knapp vier Monate. Ann-Catrin Uhr-Müller war die ganze Zeit mit vor Ort. „Das war schon ziemlich aufwändig“, erinnert sie sich bei der Eröffnung. Doch das Ergebnis ist eindrucksvoll: Die „Prüflinge“, 32 Mittelspannungskabel, liegen in einer riesigen weißen, thermisch isolierten Wanne, die mit einer Zusatzheizung und Sensoren ausgestattet ist. An den Wänden verlaufen die Rohre eines automatisch steuerbaren Kühlsystems. Mit dieser Kombination lassen sich in der Versuchsanlage Temperaturprofile zwischen 10 Grad, also: Bodentemperatur, und 85 Grad erzeugen. „Damit können wir unterschiedliche Alltagslasten sehr differenziert simulieren und theoretisch natürlich auch prüfen, wie sich beispielsweise der Anschluss mehrerer Ladepunkte auf die Lebensdauer eines vierzig Jahre alten Kabels aus einem Wohngebiet auswirken würde“, erläutert die IHEA-Wissenschaftlerin.

Im Kabellager der Anlage werden Mittelspannungskabel aus dem realen Betrieb für den weiteren Einsatz vorgehalten. (Foto: RheinEnergie AG, Michael Bause)

Am hinteren Ende der Versuchsanlage ist ein Hochleistungsgleichrichter zur Einprägung des thermischen Alterungsstroms installiert, zwei kaskadierte Transformatoren erzeugen hohe, potentialgetrennte Ströme. „Wir können in der Anlage hohe Spannungen bis ca. 30 kV und hohe Ströme bis ca. 500 A erzeugen“, erläutert Ann-Catrin Uhr-Müller. Eine weitere Besonderheit ist ein speziell entwickeltes Mittelspannungsschaltsystem, mit dem automatisch zwischen 50 Hz- und 0,1 Hz-Prüfspannungsquellen umgeschaltet werden kann. Auch der Überwachungsbereich mit Steuerungs-PC, Kontrollpult und Internetanbindung befindet sich, gut gesichert, in einem abgetrennten Bereich hinter der Anlage.

Zur Erfassung der unterschiedlichen Mess- und Kenngrößen entwickelten die Coburger ein eigenes Messgerät – äußerlich ein unauffälliger grauer Kasten, der die Daten der einzelnen Prüflinge separat und mit besonders hoher Genauigkeit abnimmt und in Echtzeit auf Ann-Catrin Uhr-Müllers Rechner in der Hochschule überträgt. Sollte ein Kabel ausfallen, haben die Techniker der RheinEnergie und der RNG für Ersatz gesorgt: Mehrere Dutzend geeigneter Mittelspannungs-Massekabel wurden in den vergangenen Jahren aus dem Boden geholt und lagern nun neben der Versuchsanlage.

Auch Susanne Fabry, Netzvorständin der RheinEnergie, lobt die gemeinsamen Anstrengungen der Projektbeteiligten und betont die Bedeutung des Forschungsvorhabens: „Dieses Projekt wird wertvolle Erkenntnisse über den Zustand der Stromnetze liefern und damit einen Teil zur hohen Versorgungssicherheit in unserem Netzgebiet beitragen“, sagt sie bei der Eröffnung. Auf die Ergebnisse dürfen wir gespannt sein. (pq)

Offizieller Start für den Feldversuch: Achim Biergans, Leiter Technischer Netzservice der RheinEnergie; Susanne Fabry, Netzvorständin der RheinEnergie; Prof. Dr. Christian Weindl, Leiter des IHEA an der Hochschule Coburg; Dr.-Ing. Ulrich Groß, technischer Geschäftsführer der Rheinischen NETZGesellschaft (v.l.n.r.) nehmen die Versuchsanlage in Betrieb. (Foto: 50,2, Petra Quenel)

Rheinische NETZGesellschaft mbH,
Bernd Tepaße, 50823 Köln, b.tepasse@rng.de
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Coburg, IHEA,
Ann-Catrin Uhr-Müller, Prof. Dr. Christian Weindl, 90450 Coburg,
ann-catrin.uhr-mueller@hs-coburg.de, christian.weindl@hs-coburg.de

Teilentladungen und Luftlecks erkennen

Teledyne FLIR baut seine akustischen Bildgebungssysteme um die speziell für die Erkennung von Druckluftlecks geeignete Si124-LD sowie die Si124-PD für die Erkennung von Teilentladungen in elektrischen Hochspannungsanlagen aus.

Teilentladungsdetektion

Die neue Si124-PD bietet eine automatische elektrische Fehlerklassifizierung für Teilentladungsprobleme, einschließlich Oberflächenentladung, Entladung, schwebende Entladung und Entladungen in die Luft. Mit der Softwarefunktion zur Bewertung des Grads von Teilentladungen können auch die Art der Komponente, die Anlagenspannung und der Abstand zur Komponente festgelegt werden, um eine für diese Parameter spezifische Bewertung des genauen Ausmaßes der Probleme zu erhalten. Diese Funktion ist in der Cloud-Software FLIR Acoustic Camera Viewer enthalten. Das Gerät ist mit einer Hand zu bedienen. Probleme lassen sich nach Angaben des Herstellers schon aus Entfernungen von bis zu 130 Metern erkennen.

Erkennung von Druckluftlecks

Das Si124-LD verfügt über eine geräteinterne Leckgrößen- und Kostenanalyse in Echtzeit. Diese ermöglicht es dem Benutzer, die Leckrate sofort auf dem Bildschirm anzuzeigen, wenn sie auftritt, entweder in Litern pro Minute (l/min) oder Kubikfuß pro Minute (CFM), und die Leckgröße zu quantifizieren. Die FLIR Si124-PD- und Si124-LD-Geräte verfügen außerdem über Onboard-Analysefunktionen mit Zugang zu einem Online-Portal über den FLIR Acoustic Camera Viewer Cloud-Service. Mit dieser Software können Benutzer dem Anbieter zufolge sowohl schnelle Diagnosen als auch tiefergehende Analysen durchführen. (ds)

www.flir.de

Die Industrielle akustische Bildgebungskamera FLIR Si124.
(Foto: Teledyne FLIR LLC)

mobileX: Neues Release

Die mobileX AG präsentiert die Version 10.0 ihrer Field Service Management-Suite. Das aktuelle Release bietet dem Anbieter zufolge einige Neuerungen und Optimierungen in den mobilen Lösungen sowie in der Einsatzplanung. Mit der Version 2.0 der mobileX-CrossForms haben Unternehmen nun noch mehr Möglichkeiten, um individuelle Formulare für die App mobileX-CrossMIP zu erstellen. Mit der App können Techniker neue Meldungen direkt vor Ort erstellen und erfasste Bilder bearbeiten. Für die Version 10.1 soll ab Ende Februar das neue mobileX-SAP AddOn for S/4HANA verfügbar sein.

www.mobilexag.de

Advertorial

Upgrade für Ihr Verteilnetz

Die Energiewende und die Zunahme der E-Mobilität stellen Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Dadurch steigen die Anforderungen an die Niederspannungsnetze rasant. Für einen effektiven Netzausbau und -betrieb müssen Netzbetreiber wissen, wie und wo sich die Belastung verändert. Das ist nur mit einer robusten und flächendeckenden Datenerfassung in der Niederspannung möglich.

SMIGHT Grid2 adressiert diesen Bedarf und ermittelt mit Hilfe von patentierter Sensorik und IoT-Technologie Strom, Spannung und Lastflussrichtung. Die in-house entwickelte Sensorik lässt sich schnell und einfach in bestehende Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränke einbauen. Der Einbau der Geräte ist in unter einer Stunde abgeschlossen und kann bei laufendem Betrieb vom eigenen Personal durchgeführt werden. Die Daten werden mit einem Gateway sicher per Mobilfunk an unsere IoT-Plattform übertragen.
Über ein passwortgeschütztes Web-Portal können die aufbereiteten

Messdaten eingesehen und analysiert werden. Die Anbindung von z. B. Netzberechnungs-Tools ist über eine Standardschnittstelle einfach möglich. Damit können die Daten als Grundlage für verbesserte Netzmodelle und Simulationen genutzt werden. Die Experten von SMIGHT schauen gemeinsam mit unseren Kunden auf die Daten, um direkte Mehrwerte und betriebliche Nutzungsmöglichkeiten zu generieren.

www.smight.com

Gesamtsystem

Die markt- und netzdienliche Integration der Elektromobilität steht im Fokus des Forschungsprojekts unIT-e². In dem übergreifenden Vorhaben entwickeln und erproben 29 Projektpartner ganzheitliche Lösungen in vier Reallaboren.

Wie die Elektromobilität optimal in das Stromnetz integriert werden kann, untersucht das Forschungsprojekt „unIT-e² – Reallabor für verNETZte E-Mobilität".

Um das komplexe Thema von allen Seiten gleichzeitig anzugehen, beteiligen sich 29 Partner aus Automobil- und Energiewirtschaft, IT und Ladeinfrastruktur sowie Wissenschaft an dem Verbundprojekt. Im Fokus steht die nutzerfreundliche, großflächige Umsetzung von intelligenten, bidirektionalen Ladekonzepten für unterschiedliche Use Cases, die in vier deutschlandweiten Feldversuchen erprobt werden. In diesen sogenannten Clustern in den Stadtgebieten von München und Düsseldorf sowie ländlich geprägten Regionen in Ostbayern, Niedersachsen und Nordhessen arbeiten je ein Automobilhersteller sowie Partner aus Energiewirtschaft und IT zusammen. Ein Budget von über 60 Millionen Euro steht für die Realisierung zur Verfügung. Ergänzt werden die Cluster durch die übergreifenden Teilprojekte „GRID" und „FORSCHUNG".

UN | IT | E²
Reallabor für verNETZte E-Mobilität

Die Aufgabe der Wissenschaft in unIT-e² ist die Methodenentwicklung für die Vorbereitung, Begleitung und Synthese der Feldversuche. Weiterhin werden die erprobten Anwendungsfälle modelliert, um systemische, umweltrelevante sowie wirtschaftliche Auswirkungen zu ermitteln. Anhand der Daten können anschließend Modelle und Algorithmen weiterentwickelt und künftig realitätsnahe Aussagen getroffen werden. Auch die Auseinandersetzung mit rechtlich-regulatorischen Fragestellungen, die Untersuchungen des Nutzerverhaltens sowie eine Betrachtung der Entscheidungsprozesse aus der Sicht der Akteure fällt in den Aufgabenbereich der Verbundpartner aus der Wissenschaft.

Die Konsortialführung und damit die Steuerung des Projekts liegt bei der FfE in München. „Wir freuen uns sehr, dass die FfE in unIT-e² als Transformationsbegleiter und Bindeglied zwischen den verschiedenen Branchen fungieren darf", so Dr.-Ing. Christoph Pellinger, Geschäftsführer der FfE.

Gefördert wird das dreijährige Vorhaben vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Kundenzufriedenheit und Netzstabilität

Für die Automobilhersteller geht es um kundenorientierte Ladekonzepte, die den Ansprüchen an Mobilität und Komfort gerecht werden. Ein wichtiges Augenmerk liegt dabei auf der Weiterentwicklung der ISO 15118, eine internationale Norm, die die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule regelt und dort beispielsweise bidirektionales oder intelligentes Laden ermöglicht. Dabei soll die Integration der Elektromobilität – sowohl zu Hause als auch im öffentlichen und systemischen Kontext – gewährleistet werden. Hierfür werden notwendige Komponenten weiterentwickelt und Anwendungsfälle erprobt. Die gewonnenen Erkenntnisse zur techni-

Foto: Jeerasak banditram / shutterstock.com

schen Umsetzung und den Kundenerlebnissen werden die Produktausgestaltung der Projektpartner beeinflussen.

Der Fokus der Netzbetreiber und Energieversorger liegt auf der intelligenten Integration der Elektromobilität und weiterer Flexibilitätsoptionen in das Energiesystem. Hierfür soll die bestehende Infrastruktur durch Hard- und Softwarekomponenten ergänzt werden. Die Kommunikation zwischen den Elektrofahrzeugen und dem Stromnetz soll mittels Smart Meter-Gateways erfolgen. Zusätzlich werden neue Mechanismen und Steuerungsprozesse entwickelt und erprobt. Die IT-Prozesse und Komponenten werden von beteiligten Unternehmen für die interoperable Kommunikation zwischen den Akteuren und Komponenten entwickelt und umgesetzt. Wichtig ist hier die Entwicklung von intelligenten Lade- und Energiemanagement-Algorithmen.

Cluster und Teilprojekte

Cluster Harmon-E

Im Cluster Harmon-E wird die Strecke vom Energiemarkt bis zur flexiblen Be- und Entladung von Elektroautos entwickelt und demonstriert. Das Ziel ist das harmonische Zusammenspiel des Gesamtsystems, bestehend aus Virtuellem Kraftwerk, Fahrzeug, Ladeinfrastruktur, iMSys und Home Energy- beziehungsweise Flottenmanagementsystem. Im Fokus steht die Prozess-

INTERVIEW

Prozesse am Smart Meter Gateway

Ingo Schönberg, Vorstandsvorsitzender PPC
(Foto: Power Plus Communications AG)

Als einziger Industriepartner ist PPC in allen Clustern und Teilprojekten von unIT-e² vertreten. Wir sprachen mit dem Vorstandsvorsitzenden Ingo Schönberg.

Herr Schönberg, welche Aufgaben wird das Smart Meter-Gateway bei der Integration von Elektrofahrzeugen in Zukunft übernehmen?

Das Smart Meter-Gateway wird in allen künftigen Anwendungsszenarien der Elektromobilität zum Dreh- und Angelpunkt der energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuervorgänge. Spannend dabei ist zum Beispiel die Frage, wie die Flexibilität der Ladepunkte und irgendwann auch einmal der Fahrzeugbatterien im Zusammenspiel zwischen Netz und Markt bestmöglich genutzt werden kann. Dafür entwickeln wir im Projekt Anwendungsfälle, die sich dann über das SMGW und die CLS-Schnittstelle standardisiert umsetzen lassen.

Das Thema Standardisierung ist hier vermutlich nicht ganz unwichtig.

Absolut. Standardisierte Schnittstellen und Kommunikationsprotokolle zu entwickeln, ist ein wesentlicher Teil unserer Arbeit im Projekt. Wir haben es ja hier mit sehr komplexen Prozessen zwischen den Kunden, Netzbetreibern, Lieferanten und anderen externen Marktteilnehmern wie beispielsweise Direktvermarktern zu tun, die beispielsweise Systemdienstleistungen großer Ladeparks an der Börse bereitstellen. Ein Maximum an Interoperabilität ist bei teilweise sehr unterschiedlichen Systemen, die direkt oder indirekt an der Kommunikation beteiligt sind, für das gute Funktionieren unverzichtbar.

Die regulatorischen Vorgaben für die Prozesse, die Sie skizzieren, stecken ja noch in den Anfängen.

Ja, das stimmt, aber genau deshalb sind solche Projekte so wichtig. Hier können wir nämlich „am lebenden Objekt" erproben, welche Konzepte sinnvoll und effizient umsetzbar sind und diese Erkenntnisse in die Fachgremien einbringen. Gleichzeitig wollen wir eine Toolbox entwickeln, mit der sich unterschiedliche Use-Cases zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen über die im Stufenmodell aufgezeigten Varianten der Stufe 3 (CLS Proxy) und Stufe 4 (direkt über das SMGW) möglichst smart umsetzen lassen. Und die regulatorischen Grundideen zeichnen sich ja bereits ab.

Können Sie dazu etwas mehr sagen?

Nun, aktuell geht die Tendenz dahin, dass der Kunde am Netzanschlusspunkt einen Soll-Wert, zum Beispiel als Leistungshüllkurve vorgegeben bekommt. Anhand dieser Hüllkurve können regelbare Verbraucher, insbesondere Ladepunkte, durch Energiemanagement-Systeme oder andere Steuereinheiten geregelt werden. Die sichere Übergabe der Sollwerte über das SMGW ist heute schon technisch umsetzbar. In der nächsten Stufe soll zusätzlich im SMGW protokolliert sowie Daten für neue Tarifmodelle abgelegt und plausibilisiert werden. Unsere Technologie muss sich also ständig weiterentwickeln. (pq)

www.ppc-ag.de

kette für die energiemarktdienliche und CO_2-optimierte Be- sowie Entladung von Elektrofahrzeugen unter Beachtung von Netzrestriktionen. Um eine konfliktfreie und skalierbare Steuerung der Elektrofahrzeuge zu realisieren, werden technologieoffen verschiedene Umsetzungsoptionen untersucht, priorisiert und im Rahmen von Labor- und Feldversuchen auf Kundentauglichkeit erprobt. Im Cluster Harmon-E erfolgt hierzu eine Musterimplementierung der ISO 15118-20, um bidirektionale Lade-Use-Cases zu untersuchen. Die Erfüllung höchster IT-Sicherheitsanforderungen beim bidirektionalen Laden soll zudem ein resilientes Gesamtsystem sicherstellen.

Cluster Heav-E

Das Cluster Heav-E untersucht in einem großflächigen Feldtest in der Region Nordhessen die Netzauswirkung einer hohen Durchdringung an privaten und gewerblichen E-Fahrzeugen und deren Ladevorgängen. Im Vordergrund stehen Abgleich und Austausch der Perspektiven sowie Zielsetzungen von Energie- und Automobilwirtschaft für eine ganzheitlich optimierte Verzahnung von Mobilitäts- und Energiewende. In diesem Rahmen sollen unterschiedliche Anreizsysteme und deren Auswirkung auf das Ladeverhalten der E-Fahrzeugnutzer und die daraus resultierende Auslastung der Verteilnetzinfrastruktur untersucht werden. Des Weiteren werden unterschiedliche energiewirtschaftliche Daten (Smart Meter-Gateway, Stationsmessungen, etc.) und Fahrzeug- respektive Ladeinfrastrukturdaten zusammengeführt. Damit soll auf Basis geeigneter Protokolle, wie etwa Open Charge Point Protocol und EEBUS, sowie unter Berücksichtigung der Novellierung des §14a EnWG, eine sichere Steuerung der Ladeinfrastruktur gewährleistet werden.

Cluster Cit-E-Life

Im städtischen Cluster Cit-E-Life kümmern sich die Partner an den Standorten München und Düsseldorf um die effiziente und

OCPP-Backend für Abrechnung und Lastmanagement

Die EAM ist als regionaler Energieversorger mit Sitz in Kassel Anwendungspartner im Cluster Heav-E. Das Unternehmen setzt heute schon das von Flavia entwickelte OCPP-Backend Gridware für die technische Betriebsführung und Abrechnung ein. Dieses System soll im Projekt erweitert werden. Konkret geht es dabei um den bidirektionalen Datenaustausch zwischen Fahrzeug und Netzbetreiber für das Laden am Wohnort, am Arbeitsplatz und im öffentlichen Bereich sowie um die Spezialisierung der Lösung im Hinblick auf die Abrechnung unterschiedlicher Anwendungsfälle im Flotten- und Quartiersmanagement. Das erweiterte System wird anschließend im Feldtest erprobt.

Ein erklärtes Ziel ist es dabei, Informationen über Ladeströme und Ladebedarfe über ein standardisiertes Verfahren an die Verteilnetzbetreiber zu kommunizieren. Zudem soll erreicht werden, die Ladeströme der Elektrofahrzeuge zeitlich zu steuern und damit Einfluss auf Spitzenlasten zu nehmen. Dazu entwickelt Flavia im Teilprojekt GRID eine generische Schnittstelle, über die aktuelle und erwartete Leistungsdaten der Ladeinfrastruktur an übergeordnete Flexibilitätsmanagementsysteme beim Netzbetreiber weitergegeben und Steuersignale zur Beeinflussung der Ladeverläufe von dort über das Smart Meter-Gateway an die Ladeinfrastruktur übermittelt werden. Für den Einsatz der Lösung in Mehrfamilienhäusern oder Liegenschaften mit PV-Anlagen wird ergänzend eine Kopplung zu einem HEMS entwickelt. Gleichzeitig arbeiten die Partner bei der Ausgestaltung eines digitalen Ortsnetzes mit, in der die Ladeinfrastruktur in einer entsprechenden Topologie zusammengeführt wird.

Parallel will man die Lösung auch hinsichtlich der Abrechnungsvorgänge für unterschiedliche Geschäftsmodelle beziehungsweise Nutzergruppen im Rahmen des Flotten- und Quartiersmanagements erweitern: Über ISO 15118 angestoßene Ladevorgänge sollen dabei im Sinne eines Smart Contracts unmittelbar identifiziert, zugeordnet und an die zugehörigen Abrechnungssysteme weitergegeben werden. Mechanismen für die Einflussnahme der Nutzungsbedingungen (Preise), ergänzt um den Zugriff auf die Nutzungsdaten, stehen für die teilnehmenden Forschungspartner zur Verfügung. (pq)

www.eam.de

www.flavia-it.de/Gridware

sichere Integration von Elektromobilität im komplexen urbanen Umfeld. Dabei soll der digitale, interoperable Informationsaustausch zwischen einer netzseitigen Koordinierungsplattform über intelligente Messsysteme und Energiemanagementsysteme bis hin zur Ladeinfrastruktur untersucht werden. Dazu wollen die Partner die gesamte Prozesskette vom Netz über die Gebäudeautomation bis zur E-Mobilität abbilden und untersuchen.

Cluster sun-E

Als süddeutsches Cluster bezieht sun-E innerhalb unIT-e² seine Namensgebung aus dem Zusammenspiel von Solarstromerzeugung und Elektromobilität. Die Synergien von netz- und marktdienlichen Ladestrategien innerhalb eines stark PV-geprägten Netzumfeldes stehen dabei im Vordergrund. Im Kontext von Energiedienstleistungen soll die Frage beantwortet werden, inwiefern die Nutzer*innen von Elektrofahrzeugen beim Laden zu Hause und Laden am Arbeitsplatz oder beim Einkauf von verschiedenen Ladestrategien profitieren können. Die Aktivitäten im Cluster sun-E erweitern die bereits entwickelten Lösungen aus dem im Mai 2019 gestarteten Verbund-Forschungsprojekt „Bidirektionales Lademanagement – BDL“. Im Reallabor wird eine umfassende Standardisierung angestrebt, die wiederum Komfortgewinne und Kostensenkungen für Kundinnen und Kunden ermöglichen soll.

Diese Feldversuche sind eng mit den beiden konzeptionellen Teilprojekten (TP) zu den Themenschwerpunkten „Netz“ und „Forschung“ verknüpft. In diesen werden Fragestellungen zu grundlegenden Prozessen und Rahmenbedingungen beantwortet, die für alle Cluster von Relevanz sind.

TP Grid

Im Rahmen des Teilprojekts Grid wollen die Partner sektorübergreifende Grundlagen für die in den Realtests verwendeten Hard- und Softwarekomponenten als auch für die Steuerungs- und Regelstrategien schaffen. Wichtige Schwerpunkte zur Integration von dezentralen kleinteiligen Flexibilitäten im Stromnetz bilden hierbei die Entwicklung des Messsystems, die Schnittstellen zwischen den jeweiligen Stakeholdern, der Prozess zur Erbringung von Systemdienstleistungen, Algorithmen zur systemischen Ermittlung des Flexibilitätspotentials und auch die Weiterentwicklung von netzdienlichen Koordinationsmechanismen mit Bezug zu §14a EnWG. Durch das hohe Maß an Interoperabilität liegt eine starke Verflechtung der Aktivitäten in diesem Teilprojekt vor. Aufgrund dessen könnten grundlegende Handlungsempfehlungen für Politik und Normungsgremien abgeleitet werden.

TP Forschung

Die vier Reallabore erhalten durch das Teilprojekt Forschung ein stabiles wissenschaftliches Fundament. Dabei wird die gesamte Bandbreite an projektrelevanten Themen – von Methodenentwicklung, Datenbeschaffung und Energiesystemmodellierung über die Auseinandersetzung mit rechtlich-regulatorischen Fragestellungen bis hin zu Untersuchungen des Nutzerverhaltens und der Netz-Markt-Rückwirkungen durch ein breit aufgestelltes, interdisziplinäres Wissenschaftsteam analysiert. Die erarbeiteten wissenschaftlichen Ergebnisse werden mit praxisnahen Erkenntnissen aus der wissenschaftlichen Begleitung der Cluster und des TP Grids synthetisiert, um so die relevanten Handlungsoptionen aus Sicht der Forschung zu formulieren. (pq)

Foto: Jeerasak banditram / shutterstock.com

EEBUS

In unIT-e² müssen alle zum Einsatz kommenden Komponenten – wie etwa das intelligente Messsystem und die Ladeinfrastruktur – dieselbe Sprache sprechen sowie über dasselbe Verständnis der jeweiligen Funktionen verfügen. Ziel ist die Einbindung dezentraler Flexibilität, welche durch rückspeisende Fahrzeuge zukünftig eine wesentlich höhere Bedeutung bekommt. Der EEBUS-Standard stellt hierfür die notwendigen standardisierten Schnittstellen bei allen relevanten Komponenten und Systemen bereit, vom Netzanschlusspunkt über das Energiemanagementsystem bis hin zu den Endgeräten wie Wallbox und Wärmepumpen. EEBUS unterstützt zudem mit seinem übergreifenden energiewirtschaftlichen Know-how die Ausarbeitung und spätere Testung einer einheitlichen Kommunikationsarchitektur, in der verschiedene Standards (u.a. ISO 15118, EEBUS, OCPP, IEC 61850) komplementär interagieren. Diese Architektur muss eine Systemlandschaft ermöglichen, in der Marktakteure wie Stromvertrieb oder Aggregatoren und Netzbetreiber mit dem Gebäude und relevanten Geräten interagieren, ohne sich gegenseitig zu behindern. EEBUS setzt sich für eine möglichst einfache und unkompliziert zu implementierende Lösung ein, die das Zusammenspiel von Netzbetreibereingriffen (Spitzenglättung, Leistungskorridore) und der zeitgleichen Übertragung von Preissignalen (variablen Tarifen) durch den Markt ermöglicht. Zentraler Baustein dieser Lösung wird das zum digitalen Netzanschluss weiterentwickelte Smart Meter-Gateway mit einer standardisierten Schnittstelle (VDE 2829-6) zu einem kundenseitig betriebenen Energiemanagement.

www.eebus.org

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.,
80995 München,
Dipl.-Ing. Simon Köppl, skoeppl@ffe.de
Michael Hinterstocker, mhinterstocker@ffe.de
Elisabeth Springmann, espringmann@ffe.de

Stecker rein und laden – was vordergründig einfach aussieht, erfordert im Hintergrund eine komplexe Kommunikation. (Foto: in-tech smart charging GmbH)

Übersetzen und verständigen

Der Datenaustausch zwischen Ladesäule, Fahrzeug und den unterschiedlichen Service-Anbietern ist komplex. Aus diesem Grund haben sich Standards etabliert, um die Kommunikation sicher und zuverlässig zu gestalten sowie innovative Funktionen frühzeitig einbinden zu können.

Neben mehr Lademöglichkeiten wird der Komfort beim Stromtanken wesentlich für den Erfolg der Elektromobilität sein. Das Laden des E-Autos muss so schnell und intuitiv funktionieren wie das Tanken von Benzin und Diesel. Während an der herkömmlichen Zapfsäule nur der Treibstoff durch den Tankschlauch rinnt, müssen beim elektrischen Laden sowohl Energie als auch Daten fließen.

Die erste Voraussetzung ist, das Fahrzeug und Ladesäule die gleiche Sprache sprechen. In großen Teilen der Welt hat sich die Power Line Communication (PLC) als Basis für die Datenübertragung zwischen Ladesäule und Fahrzeug durchgesetzt. Gleichwohl findet im Hintergrund eine Kommunikation statt, die weit über die Verbindung von Auto und Ladesäule hinausgeht. Nicht nur zwischen Ladesäule und Fahrzeug fließen die Daten, sondern auch zum Backend des Ladesäulenbetreibers, zum Energieversorger, zum Abrechnungsdienstleister und womöglich noch weiteren Service-Anbietern, die auf den Daten aus der Ladesäule aufsetzen.

Ständige Aktualisierungen

Die ständige Weiterentwicklung der Ladetechnik wird von mehreren Seiten vorangetrieben: Gesetzliche Anforderungen wie die Eichrechtskonformität oder die im September 2021 beschlossene Ladesäulenverordnung, wonach es an Ladesäulen künftig auch möglich sein muss, mit Debit- und Kreditkarten zu bezahlen, Weiterentwicklung der relevanten Normen und Standards, und der Anspruch der Anwender nach mehr Komfort zwingen zu ständigen Aktualisierungen.

Plug&Charge

Damit das Tanken von Strom nutzerfreundlicher wird, hat unter dem Schlagwort „Plug&Charge“ eine Entwicklung eingesetzt, die Anmeldung und Bezahlvorgang automatisieren soll. Beim Plug&Charge hinterlegt der Fahrer die Daten zur Abrechnung einmalig im Fahrzeug. Wird das Auto an der Ladesäule angesteckt, wird der Nutzer automatisch identifiziert. Nach erfolgreicher Authentifizierung gibt das Backend die Ladesäule frei, übermittelt den Verbrauch und rechnet nach dem Ladevorgang automatisch ab. Der angefallene Betrag wird von Konto oder Kreditkarte abgebucht oder anderweitig verrechnet, beispielsweise über den Stromanbieter.

Komplexe Kommunikation

Plug&Charge läuft über eine komplexe Kommunikation ab, die über die Verbindung von Fahrzeug und Ladesäule hinausgeht. Bereits beim Anstecken an der Ladesäule beginnt der Datenaustausch, bei dem etwa die Stromstärke festgelegt wird. Eine mechanische Verriegelung in der Ladebuchse des Fahrzeugs sorgt für eine stabile Verbindung zwischen Stecker und Buchse. Spannung, Stromstärke sowie die Temperatur am Ladestecker werden kontinuierlich überwacht, um bei Problemen den Stromfluss unterbrechen zu können. Die Zahlungsdaten müssen sicher übertragen und deren Gültigkeit überprüft werden.

Daten über den Stromverbrauch und zur Abrechnung werden an den Energieversorger und den Zahlungsdienstleister übertragen. Zustandsinformationen wie „Säule belegt“ oder „Säule defekt“ fließen an Plattformbetreiber, die beispielsweise Suchportale betreiben und eine Vorab-Reservierung ermöglichen. An Ladepunkten in Unternehmen und bei privaten Stellplätzen können zudem netzdienliche Funktionen relevant sein, etwa eine Beschränkung oder die Verschiebung des Ladevorgangs auf Zeiten, in denen ein Überschuss aus der PV-Anlage zur Verfügung steht, oder eine Rückspeisung ins Netz, wenn dort erhöhter Bedarf besteht.

Fahrzeughersteller, Energieversorger und Zahlungsdienstleister unterliegen jeweils eigenen Normen und Standards, denen die zugehörigen Daten entsprechen müssen. „Die Prozesse im Hintergrund müssen sicherstellen, dass Datenformate eingehalten und gegebenenfalls zwischen den Sektoren übersetzt werden“, erläutert Martin Kranzfelder, Produktmanager bei in-tech smart charging. Gegründet unter dem Namen I2SE, begann das Unternehmen in den 1990er Jahren mit der Entwicklung der ersten Produkte für die Powerline-Kommunikation. Im Jahr 2018 wurde I2SE vom Münchener Automotive-Dienstleister in-tech übernommen, dessen Schwerpunkt im Elektronik- und Software-Bereich angesiedelt ist. Unter dem Namen in-tech smart charging entwickeln und produzieren die Leipziger Hard- und Software für die Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladestation und Backend. Das Angebot von in-tech smart charging reicht vom reinen Powerline Communication-Modul über Kommunikations- und Controller-Module bis hin zur Komplettlösung inklusive Software und Zubehör für AC- und DC-Ladeinfrastruktur.

Dominierender Standard

Um die skizzierte komplexe Kommunikation zu bewältigen, hat sich die Branche auf Standards geeinigt, die sowohl die Anforderungen der Ladeinfrastrukturbetreiber als auch deren Partnern erfüllen soll. Die Norm ISO 15118 ist Teil des kombinierten Ladesystems (Combined Charging System, CCS). Sie hat sich als dominierender Standard für alle Arten von Elektrofahrzeugen etabliert – von Autos und Motorrädern über Lkw und Busse bis hin zu Schiffen und Flugzeugen. „Hierzu hat sich ein Standardisierungsvorhaben gebildet, bei dem Anforderungen aus der ganzen Welt zusammengetragen wurden. Im Ergebnis stand dann diese Norm ISO 15118“, so Martin Kranzfelder. Es handelt sich bei dieser Norm dem Produktmanager zufolge um ein komplexes Protokoll mit vielen Besonderheiten. „Wir haben es uns zur Aufgabe gemacht, ein vereinfachtes Interface dahinter zu setzen. Wir bieten Module an, die die Kommunikation auf Basis der Norm übernehmen, um eine Kompatibilität zu unterschiedlichsten Anforderungen sicherstellen zu können.“

Die Ladecontroller übernehmen die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule (v.l.n.r.): Charge Control C, Charge Modul E, Charge Control M.
(Fotos: in-tech smart charging GmbH)

Grundlage für smarte Funktionen

Die Norm 15118 ist auch das verbindende Element zwischen den Anwendungsbereichen intelligentes Laden, Plug&Charge sowie Vehicle-to-Grid (V2G). „Beim intelligenten Laden bzw. Smart Charging geht es darum, dass das Laden nicht eine Belastung für die lokalen Netze und die Energieversorger wird“, erklärt Martin Kranzfelder und führt aus: „Smart Charging meint die Kombination aus zahlreichen vorhanden Quellen und Services, die untereinander verbunden sind, um den Ladevorgang und zugleich etwa auch die Netzauslastung zu optimieren. Die Ladestation kann z.B. mit dem Energiemanagementsystem verbunden werden. Falls technisch möglich und vertraglich vereinbart, kann auch netzdienliches Laden über §14a EnWG umgesetzt werden.“

Bei Plug&Charge wird die Norm 15118 benötigt, um die Zertifikate zwischen Fahrzeug und Ladestation auszutauschen. Dies ist auch für Abrechnungsservices wichtig. Bei V2G ist ein Kanal ins Fahrzeug erforderlich, damit es den Strom an das Netz abgeben kann. „Weitere Einsatzmöglichkeiten mit einem Ladecontroller sind Vehicle-to-home (V2H) oder theoretisch auch Vehicle-to-vehicle, wenn sich die Fahrzeuge gegenseitig aufladen“, ergänzt Martin Kranzfelder. Diese Anwendungen setzen voraus, dass die Ladestation die Energie bidirektional steuern. Als Teil eines intelligenten Energiesystems würden V2G und V2H die Sektorenkopplung ermöglichen oder auch die Versorgung eines Hauses bei einem Stromausfall temporär sicherstellen können.

Weit verbreitetes OCPP

Der zweite Standard, mit dem intelligente Anwendungen erst möglich werden, ist das Open Charge Point Protocol (OCPP). Dabei wird der Ladepunkt über den Ladecontroller angebunden und kann aus der Ferne gesteuert werden. Somit wird beispielsweise der Ladebedarf ermittelt oder es findet eine Authentifizierung über eine RFID-Karte oder eine App statt.

Das Open Charge Point Protocol in der Version OCPP 2.0.1 kann die Funktionen des Cloud-basierten Ladestationsmanagementsystems automatisch vollständig beschreiben.
(Grafik: in-tech smart charging GmbH)

Die Version OCPP 2.0.1 bietet erstmals eine native Unterstützung für ISO 15118-2, einschließlich Smart Charging und Plug&Charge. Martin Kranzfelder ordnet ein: „In erster Linie dient OCPP 2.0.1 dem einfacheren Einrichten und Managen der Ladesäule. Das Protokoll ist in der Lage, die Funktionen eines Cloud-basierten Ladestationsmanagementsystems automatisch vollständig zu beschreiben und diesem das Auslesen und Steuern aller Komponenten aus der Ferne zu ermöglichen. Das erlaubt die Plug-and-Play-Installation einer Ladestation.“

Nächster Schritt: Umstellung auf IEC 63110

Nach der vollständigen Umsetzung von ISO 15118 steht die Umstellung von OCCP auf IEC 63110 an. Dieser Standard befindet sich noch in der Entwicklung, er soll voraussichtlich Anfang 2023 verabschiedet werden. Mit dieser Normenreihe soll eine internationale Gesamtlösung definiert werden, die neben dem Backend-Protokoll auch die Schnittstelle der Ladesäule in Richtung Backend standardisiert.

Basisarbeit erledigen

Trotz der sinnvollen Konzepte für zukünftige Anwendungen beim intelligenten und netzdienlichen Laden konzentriert sich in-tech smart charging im Moment darauf, Ladestationen mit Ladecontrollern auszurüsten und Plug&Charge zu ermöglichen. Voraussichtlich 2025 dürfte die Plug&Charge-Funktion nach Ansicht von Branchenexperten Standard in elektrisch betriebenen Fahrzeugen sein. Und auch bis Vehicle-to-grid flächendeckend im Einsatz ist, werden noch einige Jahre vergehen. „Unsere Controller sind bereits jetzt für V2G-Anwendungen vorbereitet. Wenn die Fahrzeuge und die Netzbetreiber das Signal zum Ausrollen für V2G geben, können wir mit Software-Updates die Kompatibilität sicherstellen.“ Allerdings sei es zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich, ausreichend Erfahrungen im Feld zu sammeln. Gleichwohl hat das Leipziger Unternehmen einige Pilotprojekte mit Fahrzeugherstellern gestartet, um die V2G-Funktionalität der Hardware umfassend erproben zu können. Ein beispielhaftes Projekt wird mit einem Hersteller von Schneemobilen umgesetzt. Da die Maschinen in den Sommermonaten nicht gebraucht werden, können sie als Energiespeicher fungieren. Solche Kooperationen mit kleineren Unternehmen und Start-ups bis hin zu größeren Automobilherstellern, die ebenfalls Erfahrungen in diesem Bereich sammeln möchten, will in-tech smart charging zukünftig intensivieren. Martin Kranzfelder zeigt sich optimistisch: „Wenn die Zeit für einen breiten Einsatz von Vehicle-to-grid gekommen ist, stehen wir in den Startlöchern.“ (ds)

in-tech smart charging GmbH,
Martin Kranzfelder, 04103 Leipzig,
martin.kranzfelder@in-tech.com

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

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 Messwesens und des iMS-Rollouts werden durch ein maßgeschneidertes Beratungs- und Workshop-Programm komplettiert. Durch die Digitalisierung der Energiewende im Kontext Fernablesbarkeit setzen unsere Lösungen auch auf LoRa-Anwendungen und weitere Services zur funkbasierten Datenerhebung.

CONSULECTRA
Unternehmensberatung GmbH
Weidestraße 122 a
22083 Hamburg
Tel. +49 40 27899-0
consulting@consulectra.de
www.consulectra.de

CONSULECTRA gehört seit über 45 Jahren zu den führenden Beratungs- und Planungsunternehmen in der Energie- und Versorgungswirtschaft. Zum Leistungsspektrum zählen die Einführung und Weiterentwicklung von IT-Systemen mit dem Schwerpunkt Leitsysteme und Netzführung, die Prozess- und Organisationsberatung, die Planung, Projektierung und Bauüberwachung von Energienetzen und -anlagen, die Erstellung von Konzepten zur Umsetzung von E-Mobilitäts- und Digitalisierungsstrategien für kommunale Unternehmen sowie die Sicherstellung der Informations- und IT-Sicherheit.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 unserer mehr als 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 BPMS 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 120 Mitarbeiter.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Unternehmensindex

Agentur für Erneuerbare Energien. 9
Agora Energiewende 3
aktiver EMT GmbH 26-27
Antennentechnik Bad Blankenburg. 6
ArcMind Technologies GmbH . . . 21
Bayernwerk Netz GmbH 4
BDEW e.V.. 9
Becker Büttner Held 12
BEMD e.V.. 24
Bitkom e.V.. 13
BMU. 3
BMWi. 3, 26, 40
BSI 26-27, 28, 29, 31
Bundesnetzagentur 4, 17, 21
Civitas Connect e.V. 2, 22-23
con|energy ag. 10
dena GmbH. 35
DIHK e. V.. 35
Deutsche Windtechnik AG. . . . 2, 34
Devolo AG 8
E-world energy & water GmbH . 13
E.ON SE 17
EAM GmbH & Co. KG 42
Ehinger Energie GmbH & Co. KG 28
eins+null GmbH & Co. KG. . . . 18-20
Elvaco GmbH 30-31
EnBW AG 16
enercity AG 5
emb mbH. 3
Energie AG Oberösterreich 8
Energiegewinner eG 32-33
ESWE Versorgungs AG 7
Flavia IT-Management GmbH. . . 42
Forsa. 9
FfE e. V.. 40-43
GdW e. V. 12
GET AG 19
GETEC ENERGIE GmbH. 8
HARTING Deutschland GmbH & Co. KG. 34
Hausheld AG 29
Hochschule Coburg / IHEA . . 36-38
in-tech GmbH. 45
in-tech smart charging GmbH 44-46
items GmbH 22-23
Klimaschutz-Unternehmen e. V.. 35
LEW Verteilnetz GmbH. 4
Minol-ZENNER-Gruppe 26-27
N-ERGIE Aktiengesellschaft 16
N-ERGIE Netz GmbH. 4, 16
Netz Leipzig GmbH 30-31
Netze BW GmbH. 6
PTBA. 29
Portawin Kriege GmbH 32-33
PPC 41
RheinEnergie AG 36-38
RNG mbH. 36-38
rku.it GmbH 7
Robotron Datenbank-Software GmbH. 25
SAP SE 24-25
Siemens AG. 2, 28
SMIGHT EnBW Energie Baden-Württemberg AG 16
Solar Cluster Baden-Württemberg e.V.. 9
SolarEdge Technologies GmbH 32-33
Stadtwerk am See. 18-20
Stadtwerke Aue - Bad Schlema GmbH 24
Stadtwerke Bad Herrenalb GmbH. 2, 16
Stadtwerke Leipzig GmbH 30
Stadtwerke Münster GmbH 22
Stadtwerke Neumünster GmbH. 7
Stadtwerke Norderney GmbH . . . 8
Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH 35
Teledyne FLIR LLC 39
trurnit GmbH 7
Vattenfall GmbH 9
Voltaris GmbH 28
WAGO GmbH & Co. KG 14-15
Wilken Software Group 24-25
Wuppertaler Stadtwerke GmbH. 23
ZENNER Hessware GmbH 27
ZENNER International GmbH & Co. KG. 27
ZVEI e. V.. 26
Zwickauer Energieversorgung GmbH. . . 24-25

Anzeigenindex

EMH Energie-Messtechnik GmbH. 9
E-world energy & water GmbH 5
IVU Informations-systeme GmbH. 3
Janitza electronics GmbH. 17
MeterPan GmbH 11
Power Plus Communications AG. 29
SAE IT-systems GmbH & Co. KG. 13
SMIGHT EnBW Energie Baden-Württemberg AG 39
Theben AG. 12
Wilken GmbH 7

Probe-Abo

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

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

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

Name / Vorname

Firma / Institut

Abteilung / Funktion

Straße / Nr.

PLZ / Ort

Datum 1. Unterschrift

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

Datum 2. Unterschrift

Impressum

AUSGABE 08.2021 – 13. Dezember 2021
Einzelpreis 12€ ISSN 2199-4102
REDAKTION Petra Quenel (V.i.S.d.P.), Tel. +49 221 921825-70, quenel@50komma2.de
Jonas Reihl, Tel. +49 221 921825-72, reihl@50komma2.de
Daniel Schäfer, Tel. +49 221 921825-54, schaefer@sig-media.de
VERTRIEB Jennifer Strotkamp, Tel. +49 221 921825-71, strotkamp@sig-media.de
Harald Gehlen, Tel. +49 221 921825-20, gehlen@sig-media.de
GRAFIK Matthias Niemeyer, Tel. +49 221 921825-85, niemeyer@sig-media.de
José Benedikt Krohn, Tel. +49 221 921825-31, krohn@sig-media.de
INTERNET Hardy Möller, Tel. +49 221 921825-34, moeller@50komma2.de
VERLAG sig Media GmbH & Co. KG, Bonner Straße 205, 50968 Köln
Tel. +49 221 921825-50, Fax +49 221 921825-16, www.sig-media.de
DRUCK D+L PRINTPARTNER GmbH, Schlavenhorst 10, 46395 Bocholt
Tel. +49 2871 2466-0, info@dul-print.de, www.dul-print.de

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

... UND JETZT IMPFEN LASSEN!