

MBI-ENERGY 4.0

Digitalisierung in der Energiewirtschaft

BEST PRACTICE | TRENDS | AKTEURE

Montag, 2. November 2020 | Nr. 21

Case Study epilot

Bereits 70 Stadtwerke als Kunden

Das Tech-Unternehmen epilot will den Vertrieb von Energieversorgern deutlich vereinfachen. Die Cloud-Lösung der Kölner bietet neben digitalen Touchpoints mit dem Endkunden auch eine Mitarbeiterplattform, die den Verkauf von Stromverträgen, Ladesäulen und Co. abbildet und auch die Kommunikation mit Partnerfirmen ermöglicht. Bereits 70 Stadtwerke hat epilot als Kunden gewonnen.

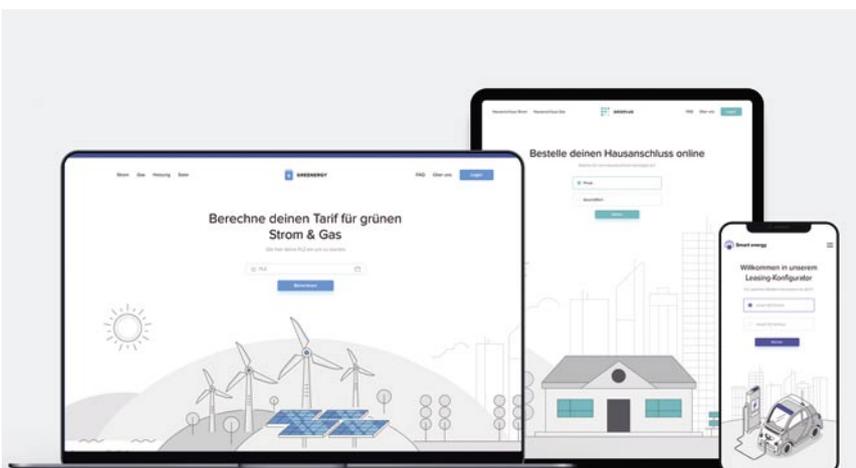
Energieprodukte Kunden so einfach wie Schuhe verkaufen: Das ist eines der Ziele von epilot. Das Kölner Unternehmen hat in den vergangenen drei Jahren eine eCommerce-Cloud für Energieanbieter aufgebaut. „Darüber lassen sich alle Kundenprozesse digital und in großen Teilen automatisiert steuern“, sagt Co-Gründer und Geschäftsführer **Michel Nicolai**. Verschiedene cloudbasierte Funktionen erlauben es, Strom- und Gasverträge ebenso wie Solaranlagen oder Ladesäulen einfach online zu vermarkten, mit den Endkunden sowie Partnerunternehmen zu kommunizieren, wichtige Dokumente automatisiert zu erstellen oder interne Aufgaben an verschiedene Teams zu verteilen. In dieser Form sei das Angebot einzigartig, sagt Nicolai.

„Für das, was wir aktuell machen, gibt es keinen Wettbewerber“, so der Gründer. Nur für einzelne Funktionalitäten sieht er Konkurrenten. Das zeige sich auch in den Geschäftszahlen: epilot habe es geschafft, in nur knapp über zwei Jahren am Markt 70 Stadtwerke als Kunden zu gewinnen.

„Wir wollen ermöglichen, dass auch ein kleines Stadtwerk kundenfreundlicher eine bessere ‚digital experience‘ bieten kann als die großen Energieversorger.“ Das Ziel der Kölner ist es, im Energiebereich das international führende Ökosystem rund um den Kunden zu werden.

Losgelegt hat Nicolai im Sommer 2017 zusammen mit den drei Co-Gründern sowie dem Schweizer IT-Unternehmen Axon Ivy.

Mehr: Seite 4



Mit ihrer E-Commerce-Plattform setzen die Gründer von epilot darauf, Kundenprozesse für Energieversorger zu automatisieren. Foto: epilot

Ende 2021

Regeln für Cybersicherheit im EU-Stromhandel geplant

Der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber, Entso-E, will zeitnah der EU-Kommission seinen zweiten Zwischenbericht über den Entwicklungsprozess von Netzwerk-Codes für Cybersicherheit vorlegen. Die Aufstellung von Codes für die Cybersicherheit bei grenzüberschreitenden Stromtransporten werde aber erst Ende 2021 abgeschlossen sein, kündigte **Keith Buzard**, zuständig für IT-Sicherheit bei Entso-E, an. Ziel ist es kritische Infrastrukturen wie Interkonnektoren und das Energiedatenmanagement im Stromhandeln vor Cyberattacken besser zu schützen.

Davor aber sollen die Marktteilnehmer des EU-Energiesektors über die geplanten Netzwerk-Codes in einer Konsultation beraten. Im Januar soll der endgültige Bericht von Entso-E an die EU-Kommission in Brüssel übersandt werden, bevor der formelle Prozess für die Festlegung der Codes zur Jahresmitte 2021 beginnt.

MBI/aul

Aus dem Inhalt

- | | |
|--|----------|
| Versorger und IT-Firmen | 2 |
| Digitalisierungspartnerschaft | |
| Ladesäulencheck 2020 | 3 |
| Roaming noch viel zu teuer | |
| EnBW Smart Energy | 5 |
| Kölle spart mit flexiblem Stromeinkauf Zeit und Geld | |
| H2Mehrum | 6 |
| Initiative ergründet Potenzial für Wasserstoff | |
| Einspeisemanagement | 7 |
| Erstattung auf Knopfdruck dank Wonder 3.0 | |
| Netzauslastung | 8 |
| Smart-Grid-Projekt für E-Mobilität | |

Versorger und IT-Unternehmen

Digitalisierungspartnerschaft für den Energiemarkt

Die Stadtwerke Neustadt am Rübenberge aus der niedersächsischen Region um Hannover kooperiert mit dem IT-Unternehmen Softproject aus Ettlingen und der Hamburger Marketingagentur Rock&Stars Digital. Die drei Unternehmen haben sich zu einer Digitalisierungspartnerschaft „Leinex-Digital“ zusammengeschlossen. Sie soll Energieversorgern dabei helfen, ihre digitale Transformation zu beschleunigen und Wettbewerbsfähigkeit zu steigern, teilte Softproject mit.

Ziel sei es, dass Versorger und Netzbetreiber kosteneffizienter, flexibler und schneller werden – mittels automatisierter Geschäfts-, End-to-End-Vermarktungs- und Kommunikationsprozesse sowie der Integration von IT-Systemen, Kunden und Anwendern. Als Anwendungsbeispiele nannte das Unternehmen eine automatische Angebotserstellung, das Bestell- und Vertragswesen, die interne Auftragsbearbeitung sowie die Beauftragung und Koordinierung von Nachunternehmern, wie Installateuren oder Tiefbauern. So sollen Geschäftsprozesse erfolgreich digitalisiert werden.

MBI/jcl

Photovoltaik

Entega startet Pilotphase eines Quartierspeichers

Der Darmstädter Regionalversorger Entega hat in einer Solarsiedlung in Groß-Umstadt einen Quartierspeicher in den Pilotbetrieb genommen. Diesen können die Anwohner nach ihren individuellen Bedürfnissen nutzen, wie das Unternehmen mitteilte. Quartierspeicher seien ein wichtiger Baustein für die Umsetzung einer klimafreundlichen Energiepolitik, erklärte Entega-Infrastrukturvorstand **Andreas Niedermaier**.

Entega entwickelte auf Grundlage von Forschungsprojekten in der Solarsiedlung das neue Endkundenprodukt „Entega Quartierspeicher komplett“. Es soll jedem Haushalt ermöglichen, eine individuelle, passgenaue und variab-

le Batteriespeicherkapazität zu mieten. Der Bebauungsplan verpflichtet alle Bauherren im Neubaugebiet in Groß-Umstadt, eine Photovoltaik-Anlage zu installieren und Energie zu speichern, wie Entega erläuterte. Der Quartierspeicher soll demnach den Bauherren die Möglichkeit bieten, die Auflagen aus dem Bebauungsplan einzuhalten und sich die Kosten für einen eigenen Speicher zu sparen. Speicherkapazität, die in der Solarsiedlung in Groß-Umstadt nicht benötigt wird, will Entega regional und überregional vermarkten.

MBI/jcl

„Superlink“-Projekt

Stadtwerke verlegen Supraleitkabel in München

Nach gemeinsamen Vorstudien mit der Fachhochschule Südwestfalen will die Netztochter der Stadtwerke München, SWM Infrastruktur (SWMI), ein zwölf Kilometer langes supraleitendes Kabel in München realisieren. Damit würde in München die mit Abstand längste Supraleiterverbindung der Welt entstehen. Das Bundeswirtschaftsministerium habe entsprechende Fördermittel für das Projekt „Superlink“ bewilligt. Der Münchener Kommunalversorger will nun mit den Entwicklungsarbeiten beginnen.

Neben den SWM sind Linde, der Supraleiterhersteller THEVA, der Kabelhersteller NKT, die Fachhochschule Südwestfalen und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) beteiligt. Zunächst wollen die Projektpartner innerhalb von zwei Jahren alle Komponenten entwickeln und diese im Umspannwerk Menzing im Netz der SWM für ein halbes Jahr unter realen Einsatzbedingungen testen. Danach erst soll die Hochspannungsführung zwischen dem Hauptumspannwerk Menzing und dem Energiestandort Süd in Sendling als „Hochtemperatur-Supraleiter“ (HTS) entstehen. Als Besonderheit dieser Technologie heben die SWM die extreme Kompaktheit der Leitung bei gleichzeitiger Umweltneutralität hervor – im Vergleich zu herkömmlichen Kabeln und Freileitungen.

MBI/jcl/aul

Abrechnungssysteme

E.ON setzt auf Powercloud-Plattform

Die IT-Plattform des südbadischen Startups Powercloud soll künftig bei E.ON weiter ausgebaut werden. Wie Powercloud mitteilte, vereinbarten die beiden Unternehmen für die kommenden Jahre, Schritt für Schritt nahezu alle Vertriebskunden des Energiekonzerns auf die Powercloud zu überführen. Aktuell sollen bereits eine Million E.ON-Kunden auf die neue Systemlandschaft migriert sein. Powercloud wickelt dabei nach eigenen Angaben alle energiewirtschaftlichen Prozesse sowie die Abrechnungen von Strom- und Erdgaskunden ab. Bis Ende 2021 sollen mehrere Millionen Endkundenbeziehungen aus den Bestandssystemen auf die neue IT-Plattform umziehen.

Powercloud ermögliche E.ON eine moderne und flexible Cloud-Plattform für bestmöglichen Kundenservice, erläuterte der Leiter Business IT Customer Solutions bei E.ON Energie Deutschland, **Jens Kallrath**, die Entscheidung. Das Offenburger Startup übernimmt im Rahmen des Plattformangebots auch wiederkehrende, nicht wertschöpfende Aufgaben, wie etwa die regelmäßig vom Regulator geforderten Formatwechsel und Anpassungen aufgrund weiterer gesetzlicher Anforderungen – etwa aus der Energiewende.

MBI/jcl

Green IT

Abwärme von Rechenzentrum genutzt

Kittelberger ist ein Dienstleister im Bereich Internet und Datenmanagement und betreibt auf einem eigenen internen Rechenzentrum Datenbank- und Webanwendungen. Schon seit über 15 Jahren nutzt das Unternehmen die im Rechenzentrum entstehende Abwärme zum Heizen des kompletten Firmengebäudes. Dies reduzierte die CO₂-Emission um bis zu 50 Prozent. Parallel sank der jährliche Stromverbrauch kontinuierlich um über 20 Prozent.

MBI/chs

Ladesäulencheck 2020

Roaming immer noch viel zu teuer

Unterwegs Strom laden bleibt auch 2020 für die Mehrzahl der E-Auto-Fahrer eine Zumutung, denn die Tarife sind undurchsichtig und es gibt eine Vielzahl von Abrechnungsverfahren. Der Zugang zu den rund 30.000 öffentlichen Strom-Zapfsäulen in Deutschland ist kompliziert. Das geht aus dem vierten Ladesäulencheck des Klimaschutz-Unternehmens LichtBlick hervor.

„Die Zustände an den Stromtankstellen sind eines der größten Hindernisse für eine grüne Verkehrswende. Dabei wäre ein Systemwechsel hin zu Wettbewerb und Transparenz einfach möglich“, so **Ralph Kampwirth**, Unternehmenssprecher von LichtBlick. Gemeinsam mit dem Datendienstleister Statista hat LichtBlick die Tarife von 14 Anbietern unter die Lupe genommen. Auch die Angebote von zwei Roaminganbietern sind Teil der Analyse. „Das Resultat ist leider ernüchternd: Gegenüber den Vorjahren sind kaum Fortschritte zu verzeichnen“, resümiert Kampwirth.

„Der Vergleich der zahlreichen Ladesäulentarife gleicht einer Doktorarbeit für Statistiker. Für Verbraucher ist dieser Tarifdschungel nicht zu

durchschauen“, so Kampwirth. Wer unterwegs Strom laden will, erfährt meist erst später mit der Abrechnung den wirklichen Preis. Und der kann erheblich variieren.

Liegt der Haushalts-Strompreis bei 31,5 Cent pro kWh, reicht der Preis an den Ladesäulen 32 Cent/Kilowattstunde (kWh) bis 52 Cent/kWh. Auch regional variieren die Ladepreise. Hohe Preise fallen auch für den Strom an Schnellladesäulen (DC) an. Hier verlangen die Anbieter zwischen 48 Cent und 77 Cent pro Kilowattstunde. Vier der untersuchten Anbieter verlangen Pauschalpreise von 5,56 Euro (Stadtwerke Düsseldorf) bis 14,49 Euro (Comfortcharge) pro Ladevorgang. Gerade wenn man nur wenige Kilowattstunden lädt,

geht das ins Geld. Zudem berechnen einige Betreiber Zusatzgebühren für jeden Ladevorgang.

Noch teuer ist in der Regel das Roaming, also das Laden über Drittanbieter: Lädt ein E-Auto-Fahrer an einer E.ON-Ladesäule mit dem Dienstleister New Motion, zahlt er 8,69 Euro für 100 Kilometer Reichweite (statt 7,75 Euro beim Betreiber). Der Preis ist höher als die Kosten einer vergleichbaren Tankfüllung für einen Benziner, die mit 7,50 Euro zu Buche schlägt. Eine große Hürde für E-Auto-Fahrer ist der oft komplizierte Zugang zu den Ladesäulen. Wer zwischen Flensburg nach München in unterschiedlichen Regionen sein E-Mobil laden will, muss sich eine Vielzahl von Apps oder Ladekarten besorgen und sich jeweils registrieren. Roaming-Dienstleister lösen dieses Problem, indem sie eine Karte für zehntausende Ladepunkte anbieten. Sie lassen sich diesen Service durch teils kräftige Aufschläge bezahlen. Und das Tarifchaos bleibt.

Ladesäulen-Infrastruktur braucht dringend grundlegende Reform

LichtBlick fordert deshalb eine grundlegende Reform der Ladesäulen-Infrastruktur. Künftig sollen öffentliche Strom-Zapfsäulen allen Versorgern zur Verfügung stehen. Diese zahlen dafür ein Nutzungsentgelt an die Betreiber. Der Vorteil: Verbraucher wählen unter den wettbewerblichen Fahrstrom-Angeboten vieler Versorger - und können dann zu dem Tarif ihres Wahlanbieters an jeder öffentlichen Ladesäule tanken. „Das neue System schafft Transparenz, faire Preise und ermöglicht auch unterwegs ein einfaches Laden des Elektroautos“, erläutert Kampwirth. In den letzten Monaten ist Bewegung in die Debatte gekommen. Die Bundesnetzagentur will es Versorgern technisch ermöglichen, Stromtarife an allen öffentlichen Zapfsäulen anzubieten. Und das Bundeskartellamt untersucht seit Juli den Ladesäulenmarkt. Der Grund: Immer mehr Verbraucher beschwerten sich über fehlenden Wettbewerb und hohe Preise. MBI/chs



Ladesäulen sind für die Mobilitätswende ein zentraler Baustein, aber leider weist die Infrastruktur in Deutschland noch große Mängel auf. Foto: Fastned

► Ladesäulencheck 2020

Fortsetzung von Seite 1

Digitale Touchpoints für den Kunden wichtig

Der Wirtschaftsingenieur hatte vorher bei der Stadtwerke-Kooperation Trianel bereits eine Vertriebs-Plattform aufgebaut. Die ging 2017 an Vatzenfall. „Zu dem Zeitpunkt war völlig klar, dass sich die Energieversorger moderner und digitaler präsentieren müssen“, so Nicolai – eine Herausforderung bei einem komplexen und technischen Produktportfolio. Er ist überzeugt: Um beim Kunden zu punkten, müsse man wie Amazon agieren und die Produkte so einfach und transparent wie möglich vermarkten.

Ein zentraler Bestandteil der von seinem Team aufgebauten Cloud-Plattform sind verschiedene digitale Touchpoints für den Endkunden – etwa Kontaktformulare oder Bestellstrecken.

„Damit lassen sich Produkte in einfacher Aufbereitung verkaufen“, so Nicolai. Automatisiert werden einem möglichen Kunden zum Beispiel weitere, passende Produkte

angeboten – etwa eine Speicherlösung zur PV-Anlage.

Der zweite Hauptbestandteil ist ein System zum internen Kundenmanagement. „Auch nach dem Kauf bildet die Plattform den gesamten Vertrieb digital ab“, berichtet Unternehmer Nicolai. So wird eine Kundenakte angelegt, in die automatisiert alle relevanten Daten einfließen, auf die der Kunde auch über ein Endkundenportal zugreifen kann. Die epilot-Cloud lässt sich an Abrechnungssysteme wie SAP oder Powercloud anbinden. „Immer, wenn es möglich ist, automatisieren wir die Prozesse im Kundenmanagement. Die Kommunikation mit dem Endkunden ist bereits zu großen Teilen automatisiert“, sagt er. Die Software ist etwa in

der Lage, Dokumente zu erstellen und Mails zu beantworten. Kundenanfragen lassen sich zudem priorisieren und Aufgaben im Team verteilen.

So ist die Plattform letztlich auch ein Tool zur Kommunikation: mit dem Endkunden, intern, aber auch mit Partnerunternehmen. „Wie bei LinkedIn kann man zum Beispiel dem Solar-Installateur, mit dem man zusammenarbeitet, ins Netzwerk einladen“, so Nicolai. Der könne bei Bedarf auch die gesamten Vertriebsabläufe einzelner Kunden einsehen. „So lassen sich Aufgaben viel einfacher managen.“

Das Tech-Unternehmen setze mit dem Funktionsumfang einen klaren Fokus. „Wir sind zum Beispiel keine Abrechnungsplattform“, stellt der Gründer klar. Wichtige Services ließen sich aber einbinden – neben der Abrechnung zum Beispiel Geoinformationssysteme, die Schufa oder Smart-Metering-Anwendungen

gen. „Mit größeren Stadtwerken oder Netzbetreibern setzen wir in agilen Projekten auf Wunsch auch komplexe Integrationsszenarien um“, so Nicolai. Auch in Zukunft will epilot die Möglichkeiten auf der Plattform beständig erweitern. „Das kommende Jahr dient dazu, Prozesse weiter zu automatisieren und einzelne Funktionen zu vertiefen“, so Nicolai.

Auf regelmäßigen Treffen diskutiert das Unternehmen mit seinen Kunden, welche die nächsten konkreten Schritte sein sollen. Ein Fokus im nächsten Jahr werde der Ausbau des Kundenportals sein und damit auch die Erweiterung dessen, was im Mitarbeiterportal über den Kunden zu erfahren ist. Ziel der Entwicklungen sei es, den Energie-

versorgern das optimale Tool zum aktiven Management von Bestandskunden an die Hand zu geben, etwa mit Möglichkeiten, weitere passende Produkte zu verkaufen oder Kunden zielgruppengerecht anzusprechen.

Bereits gestartet ist eine Partnerschaft mit Amazon Web Services, unter anderem um Künstliche Intelligenz in die Plattform zu integrieren. Damit selbstlernende Algorithmen funktionieren, müssen sie auf große Datenmengen zugreifen. „Im Non-Commodity-Bereich reicht die Datenbasis noch nicht aus“, glaubt Nicolai. Bei den Commodities bringe epilot nun aber vier große Versorger auf die Plattform und damit eine siebenstellige Zahl an Kunden. „Dann können wir Kunden clustern und ihnen noch gezieltere Angebote machen.“

Stadtwerke erkennen Vorteil von SaaS-Angeboten

Wer die Vertriebscloud nutzen will, zahlt eine monatliche Lizenzgebühr. Zu einem Basispreis kommen Kosten je Kunde und je Mitarbeiter, der auf das System zugreift. Damit erhält ein Stadtwerk Zugriff auf Standard-Funktionalitäten. Wer eine höhere Basisgebühr zahlt, kann Prozesse automatisieren und alle neu integrierten Funktionen nutzen. „Inzwischen sehen auch kleine Stadtwerke den Vorteil darin, Software as a service zu mieten statt zu kaufen“, so Nicolai. Immerhin bleibe die Software so immer aktuell und passe sich an den Wandel in der Energiewirtschaft an. In den kommenden Monaten wollen die Kölner vor allem eines: weiter wachsen. Im vergangenen Jahr hat das Unternehmen mit Enercity einen weiteren Investor und strategischen Partner gewonnen.

Louisa Schmidt



Nicolai will mit epilot den Stromeinkauf vereinfachen. Foto: epilot



Case Study EnBW Smart Energy Kölle spart mit flexiblem Stromeinkauf Zeit und Geld

Der Metallverarbeiter Kölle GmbH setzt auf einen flexiblen Stromeinkauf. „Wenn man die Strompreisschwankungen berücksichtigt, standen im vergangenen Jahr unter dem Strich Einsparungen zwischen sechs und sieben Prozent“, sagt **Marco Tetzner** im Gespräch mit MBI-Energy 4.0. Tetzner leitet nicht nur die IT bei Kölle, er ist auch verantwortlich für den Stromeinkauf des Unternehmens. Der metallverarbeitende Betrieb in Vaihingen an der Enz nutzt seit 2018 das digitale Tool „EnBW Smart Energy“ des südwestdeutschen Energieversorgers.

Mit dem Produkt können Gewerbetunden selbst entscheiden, wann sie ihren Strom kaufen und zu welchem Preis. Dabei bleibt der Kunde flexibel: Er kann einen Teil seines Strombedarfs zum Festpreis auf dem Terminmarkt kaufen oder den Strom zum tagesaktuellen Marktpreis beziehen.

So wie Marco Tetzner von Kölle: „Momentan kaufe ich fast nur noch am Spotmarkt ein. Außer den Base-Einkäufen für die Grundlast, denn die ändert sich kaum.“ Die Spot-

Mengen beschafft er, je nach Preislage, üblicherweise auf Wochenbasis. Der Strom für die Grundlast wird in der Regel monatlich beschafft, hin und wieder quartalsweise, wenn die Strompreise günstig sind: „Als der Preis in den vergangenen Monaten teilweise unter 3 Cent pro Kilowattstunde lag, habe ich auch mal für drei Monate gekauft“, berichtet Tetzner.

Der Stromeinkäufer hat sich in seinem EnBW-Tool eine Alert-Funktion eingerichtet, die ihn auf günstige

Kaufzeitpunkte aufmerksam macht. Der Vertragsabschluss kommt per Mail oder SMS zustande. „Der zeitliche Aufwand ist sehr überschaubar. Vor der Coronakrise habe ich mich pro Monat maximal eine Stunde mit dem Tool beschäftigt. Jetzt sind es etwas mehr, aber nie mehr als zwei Stunden“, betont Tetzner.

Mit Smart Energy kann er auch seine Verbräuche prognostizieren. „Aus den Lastgängen der Vormonate erstellt das Tool eine Forecast-Kurve des Verbrauchs. Die Prognose ist üblicherweise ziemlich genau, nur seit dem Beginn der Coronakrise ist es schwieriger geworden, weil die Verbräuche stärker schwanken als vorher.“

Die Corona-Pandemie erschwert den Stromeinkauf spürbar

So wie viele Industriebetriebe, hat auch Kölle früher Jahresverträge für den Stromeinkauf abgeschlossen. „Da kam dann meist der billigste Anbieter zum Zuge“, erinnert sich Tetzner. Bis vor drei Jahren EnBW mit dem neuen Produkt Smart Energy auf ihn zukam. Seit nunmehr zwei Jahren nutzt Tetzner das Tool, das ihm einen flexiblen Stromeinkauf ermöglicht. Hintergrund ist der stark gestiegene Stromverbrauch bei Kölle: „2012 haben wir noch 600.000 Kilowattstunden verbraucht, vier Jahre später wurde die Millionengrenze geknackt und mittlerweile sind es 1,3 Millionen Kilowattstunden pro Jahr.“ Grund: eine neue Produktionshalle, mehr Maschinen und die Ausweitung vom 1,5-Schichten- in den Drei-Schichten-Betrieb.

Insbesondere der Maschinenpark, der vor allem aus Stanzautomaten und Einlegepressen besteht, verbraucht sehr viel Strom. Aber auch Änderungen im Produkt-Portfolio von Kölle bewirken einen erhöhten Verbrauch, wie Tetzner erläutert: „Das klassische Stanzteil geben sie hinten rein und vorne kommt es wieder raus. Aber unsere neuen Produkte wie zum Beispiel Abgaskrümmen oder komplexe 3D-Teile müssen bis zu zehn Arbeitsschritte durchlaufen, bis sie fertig sind. Entsprechend hoch ist der Strombedarf.“



Auch Mittelständler wie der Metallverarbeiter können über das digitale Tool EnBW Smart Energy beim Stromeinkauf viel Geld sparen. Foto: Kölle

► Seit dem Frühjahr läuft aber auch bei Kölle vieles anders. „Vor Corona hatten wir einen monatlichen Verbrauch von 10.000 bis 12.000 Kilowattstunden. Von April bis Juni waren es nur noch 4.000 Kilowattstunden. Ein Problem war auch die mangelnde Planungssicherheit seitens unserer Kunden. Das alles hat den Stromeinkauf schwieriger gemacht“, berichtet Tetzner. Mittlerweile laufe der Betrieb aber fast wieder bei Normallast.

Tetzners Fazit fällt positiv aus: „Ich bin sehr zufrieden mit Smart Energy. Die Prognosefunktion liefert gute Ergebnisse, die Terminkurven werden sauber dargestellt, überhaupt ist alles sehr übersichtlich.“ Dazu trägt auch bei, dass Kölle über eine eigene Trafostation verfügt, über die das Unternehmen mit dem Netzbetreiber kommunizieren kann. „Die Daten, die mir in dem Tool angezeigt werden, sind meistens nicht älter als eine Stunde. Das macht die Prognose deutlich treffsicherer.“

Mark Krieger

Oldenburg

Quartier Helleheide wird smartes Wohngebiet

Im niedersächsischen Oldenburg entsteht ein neuer Stadtteil und mit ihm das smarte Wohngebiet Helleheide auf rund vier Hektar im nördlichen Teil des ehemaligen Fliegerhorsts. Helleheide ist als Quartier für Menschen jeden Alters und jeder Einkommensgruppe konzipiert und beinhaltet ein klimafreundliches Energiekonzept.

Gefördert durch die Bundesministerien für Wirtschaft und Energie und Bildung und Forschung entwickeln 21 Partner aus Wirtschaft, Wissenschaft, Verwaltung, Wohnungsbau und Netzwerken das Quartier zum Energetischen Nachbarschaftsquartier. Ziel ist auch, auf dem Gelände ein Real-labor zu etablieren. Es ist geplant, dass hier Innovationen und Ideen zu Technologien und Dienstleistungen für smarte Städte und Regionen entstehen und getestet werden können. So soll die energiewende vorangebracht werden. MBI/chs

H2Mehrum

Initiative ergründet Potenzial für Wasserstoff

Unter dem Titel „H2Mehrum“ hat sich eine breite Initiative aus Politik, Wirtschaft und Wissenschaft gegründet, die das Potenzial von grünem Wasserstoff für die Wirtschaftsregion Hannover-Braunschweig-Wolfsburg nachhaltig voranbringen möchte. Das teilte der Übertragungsnetzbetreiber Tennet mit, der Teil dieser Initiative ist.

Die beteiligten Partner haben es sich zum Ziel gesetzt, für eines der wichtigsten Industriezentren Niedersachsens, den Weg in die Wasserstoffwirtschaft zu entwickeln. Damit sollen die Voraussetzungen für dekarbonisierte Geschäftsmodelle als Grundlage einer landesweiten Energie- und Verkehrswende geschaffen werden.

In einer ersten Phase wird im Rahmen einer Machbarkeitsstudie untersucht, inwiefern sich der Standort des derzeit noch mit Steinkohle befeuerten Kraftwerks Mehrum (Gemeinde Hohenhameln, Landkreis Peine) für den Aufbau eines regional übergreifenden Wasserstoff-Netzwerks (Cluster) eignet. Das Ergebnis der Studie, die in Zusammenarbeit der Firma Siemens Energy mit der Leibniz Universität Hannover entsteht, wird bis Sommer 2021 erwartet.

Mehrum bietet sich als ein potenzielles Zentrum einer niedersächsischen Wasserstoff-Produktion an, weil hier optimale Schnittstellen zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch sowie der benötigten Infrastruktur auf Strom- und Gasseite bestehen. Ein auf dem Kraftwerksgelände zu errichtender Elektrolyseur

würde große Mengen an regenerativ erzeugtem Strom in Wasserstoff umwandeln können.

Industrielle Abnehmer der Region Hannover/Braunschweig/Wolfsburg könnten so ihren Eigenbedarf an grünem Wasserstoff durch die in Mehrum produzierten Mengen decken. Die nach aktuellen Planungen in naher Zukunft gut ausgebauten Strom- und Gasnetze der Region könnten dem Transport des regenerativen Windstroms und des erzeugten Wasserstoffs dienen. Das Gasnetz könnte darüber hinaus die Speicherung des Wasserstoffs übernehmen.

Als weitere Fragestellungen verfolgt die Machbarkeitsstudie die mögliche Produktion von synthetischen Kraftstoffen sowie grundsätzliche Aspekte der Sektorkopplung, also der Verbindung von Elektrizität, Wärmeversorgung, Mobilität und Industrie.

Der Kreis der Gründer von „H2Mehrum“ besteht aus Braunschweiger Versorgungs-AG & Co. KG (BS|ENERGY), dem Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (Gasunie), Kraftwerk Mehrum GmbH (KWM), Siemens Energy, dem Übertragungsnetzbetreiber Tennet, VW Kraftwerk GmbH, ÜSTRA/regiobus sowie dem Niedersächsischen Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz, dem Niedersächsischen Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Digitalisierung, dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und dem Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) der Leibniz Universität Hannover. MBI/cdg



Eignet sich Mehrum als Wasserstoff-Standort? Foto: Shutterstock

Einspeisemanagement Windenergie

Erstattung auf Knopfdruck dank Wonder 3.0

Die Deutsche WindGuard, ein Berater im Bereich der Windenergie für Betreiber und Manager von Windparks an Land und auf See, bietet eine Lösung für das Thema Einspeisemanagement und Direktvermarktung: Das Windpark-Management-System WONDER 3.0 ermöglicht Anträge auf Erstattung von Ertragsausfällen von Windenergieanlagen auf Knopfdruck.

Einspeisemanagement bezeichnet die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme, die Netzbetreiber im Falle einer Netzüberlastung zur temporären Drosselung der Einspeiseleistung einer Windenergieanlage berechtigt. Gleichzeitig sind Netzbetreiber laut EEG dazu verpflichtet, die von einer solchen Reduzierung betroffenen Betreiber von Windenergieanlagen nach festgelegten Kriterien für die entgangenen Einnahmen zu entschädigen.

Laut Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0, der Bundesnetzagentur stehen dafür das etwas einfachere Pauschalabrechnungsverfahren und das auf genauen Messungen und der Einbeziehung der Windgeschwindigkeiten beruhende Spitzabrechnungsverfahren zur Ver-

fügung. Das Einspeisemanagement-Modul von WONDER 3.0 beherrscht beide Methoden. „Unser EinsMan-Tool importiert automatisch die Daten von Lastgängen und Regelzeiten aus Portalen der Direktvermarkter und Netzbetreiber und wendet regulatorische Vorgaben beispielsweise zur Sechs-Stunden-Regel oder



WindGuard erleichtert Erstattung von Ertragsausfällen. Foto: Shutterstock

zum Selbstbehalt an“, erklärt **Falko Feßer**, Geschäftsführer Deutsche WindGuard Systems, die das Windpark-Management-System entwickelt hat. „Die Ergebnisse gibt unsere Software in Form des fertigen Antrags zur Vorlage beim Vertragspartner aus – inklusive einer transparenten Doku-

mentation aller Berechnungsgrundlagen“, so Feßner.

Betreiber von weltweit mehr als 3.000 Windenergieanlagen zahlreicher namhafter Hersteller mit einer Gesamtleistung von über sechs Gigawatt wenden das Erstattungstool an. Auch die unternehmenseigene technische Betriebsführung der WindGuard-Gruppe setzt auf die Lösung und betreut mit ihrer Hilfe aktuell rund 65 Windparks mit 256 Windenergieanlagen. „Im Jahr 2019 haben wir für unsere Kunden in der technischen Betriebsführung etwa 3.000 Erstattungsanträge für einen Ausfall von insgesamt rund 71,7 GWh gestellt“, zieht **Mathias Harms**, stellvertretender Leiter der technischen Betriebsführung bei WindGuard, Bilanz: „So haben wir dank des EinsMan-Moduls Erstattungen in einer Gesamthöhe von über 5,8 Millionen Euro erzielt. Auf Wunsch geht das auch ganz ohne bürokratischen Aufwand für unsere Kunden: Wir schicken den Antrag an den Netzbetreiber, und unser Kunde bekommt sein Geld.“

MBI/chs

► [Informationen zu WONDER 3.0](#)

SH Netz

Schon 700 intelligente Ortsnetzstationen errichtet

Die HanseWerk-Tochter Schleswig-Holstein Netz AG (SH Netz) integriert seit 2016 intelligente Ortsnetzstationen in ihr Stromnetz. Im Vergleich zu herkömmlichen Trafo-Stationen messen und dokumentieren diese digitalisierten Ortsnetzstationen aktiv die Zustände im Mittelspannungsnetz. 700 Stationen hat der Netzbetreiber bis heute in Schleswig-Holstein errichtet, mehr als 25 Millionen Euro in das Zukunftsprojekt investiert. Der Einsatz modernster Technik macht es möglich, die Ortsnetzstationen über die zentrale Netzleitstelle der HanseWerk-Tochter SH Netz in Rendsburg fernzusteuern. Seit Juli 2019 setzt

der Netzbetreiber bei der Umrüstung auf eine neue Generation.

Mit den intelligenten Ortsnetzstationen erhöht SH Netz die Versorgungssicherheit im Netzgebiet – zum Vorteil der angeschlossenen Haushalte. „Mit den Informationen, die über die hier installierte Sensorik gesammelt und verarbeitet werden, lassen sich Fehler schneller lokalisieren und beheben, um die Kunden im Störfall wieder ans Netz zu bringen“, sagt **Dieter Haack**, Leiter Betrieb Spezialnetze bei der HanseWerk-Tochter SH Netz. Die Stationen wandeln Mittelspannung in die in Niederspannungsnet-

zen übliche Spannung von 400 Volt um, die für die Versorgung der angeschlossenen Haushalte benötigt wird.

Durch die Digitalisierung leistet SH Netz einen Beitrag zum Klimaschutz. Techniker brauchen nicht mehr über Land zu fahren, um Störungen vor Ort zu beheben. Die Umrüstung der Ortsnetzstationen ist so ein weiterer Baustein, das Unternehmen bis 2030 klimaneutral zu stellen. Die SH Netz betreibt für rund 2,8 Millionen direkt oder indirekt angeschlossene Kunden Strom- und Gasleitungen in mehr als 900 Kommunen in Schleswig-Holstein. MBI/chs

Netzauslastung

Smart-Grid-Projekt für E-Mobilität

Wie ein intelligentes Netz (Smart Grid) für E-Mobilität aussehen könnte, daran arbeiten jetzt die Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) und der niederländische Anbieter von Strom- und Wärmemanagementlösungen Delta zusammen. Das Projekt zielt auf eine Optimierung der Netzauslastung sowie den Einsatz erneuerbarer Energien zur bedarfsgerechten Ladung von Elektrofahrzeugen ab, teilten die beiden Partner mit.

Dabei sollen Delta-Ladelösungen, zu denen in diesem Projekt Schnellladesäulen mit bis zu 150 Kilowatt Gleichstrom (DC) Ladeleistung sowie bidirektionale 22 Kilowatt Vehicle-to-Grid (V2G) Ladegeräte gehören, die benötigte Ladeinfrastruktur bilden.

Die Partner sehen die Herausforderung bei dem Projekt nach eigenen Angaben darin, zu beweisen, dass Elektromobil-Fahrern immer die benötigte Reichweite zur Verfügung steht, während Netzbetreiber und Energieversorger in der Lage sind, ihre Netzauslastung zu regeln, die Netzstabilität zu erhöhen, CO₂-Emissionen zu reduzieren und somit den weiteren Netzausbau effizient zu gestalten. Die für die Steuerung aller beteiligten Komponenten benötigte Software sowie die zugehörige Simulation soll von Delta im Rahmen des Forschungsprojektes entwickelt werden. Die Simulation der Netzauslastung bei einer steigenden Anzahl an Ladepunkten stellt einen weiteren wichtigen Bestandteil des Forschungsprojektes dar.

MBI/jcl/aul

Projekt „AI4Grids“

KI für stabile Stromnetze nutzen

Unter der Leitung der Hochschule Konstanz Technik, Wirtschaft und Gestaltung (HTWG Konstanz) untersuchen Forscher im Verbundprojekt „AI4Grids“, wie sich mit Hilfe künstlicher Intelligenz (KI) eine intelligente Netzbetriebsführung ermöglichen lässt, um die für die Energiewende benötigten Erzeuger und Verbraucher effizient in das Mittel- und Niederspannungsnetz zu integrieren. So soll eine bessere Synchronisierung von Energiemengen und Netzkapazitäten erreicht werden, wie Projektkoordinator **Gunnar Schubert** von der HTWG Konstanz erläuterte. Mittels KI könne das bestehende Netz optimal ausgelastet werden.

Außerdem sollen sich damit mögliche Kosten für einen anderenfalls notwendigen Netzausbau verringern oder gar vermeiden lassen, wie das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) mitteilte. Das ISE ist neben dem International Solar Energy Research Center Konstanz (ISC),

dem Stadtwerk am See und der Energiedienst AG unter der Projektleitung der HTWG Konstanz ebenfalls an dem vom Bundesumweltministerium (BMU) mit 2,5 Millionen Euro geförderten Vorhaben beteiligt.

Die KI-basierte Planung und Betriebsführung von Verteilnetzen und Microgrids (Inselnetzen) zur optimalen Integration regenerativer Erzeuger und fluktuierender Lasten – so die Beschreibung von „AI4Grids“ – soll das Netz vor kritischen Belastungen schützen und eine stabile Stromversorgung sichern. Ein Ziel des Projekts besteht darin, auf KI basierende Algorithmen zu entwickeln, welche die Planung und den Betrieb von Stromnetzen auf der Verteilnetzebene sowie von Microgrids unterstützen und bei Störungen reagieren. Hierzu sollen im Digital Grid Lab des Fraunhofer ISE für das Projekt hilfreiche Echtzeitsimulationen durchgeführt werden.

MBI/jcl/aul

„**Energiemengen und Netzkapazitäten synchronisieren**“

TERMINE

„Messwesen 2020“

11. + 12. November, Berlin
Info: +49-(0)30-284494-172
E-Mail: nadine.haase@ew-online.de
www.ew-online.de/veranstaltung/

„Einführung in die Energiewirtschaft, Neu- u. Quereinsteiger“

30. Nov. - 2. Dezember, Düsseldorf
Info: +49-(0)211-88743-3599
E-Mail: anmeldung@euroforum.com
www.euroforum.de/

„LoRaWAN – Innovative Geschäftsmodelle“

1. Dezember, online
Info: +49-(0)30-300199-0
E-Mail: info@bdew.de
www.bdew.de/service/veranstaltungen/

„E-Mobilitätsstrategien für wert-haltige Kundenbeziehungen“

7. Dezember, Düsseldorf
Info: +49-(0)2433-52601-308
E-Mail: sarah.niethen@enet.eu
www.enet-campus.de/veranstaltungen/

Impressum

MBI-Energy 4.0 erscheint zweimal im Monat bei MBI Martin Brückner Infosource GmbH & Co. KG (MBI), Sitz der Gesellschaft: Frankfurt am Main, Amtsgericht Frankfurt HRA 47673

Geschäftsführer: Martin Brückner

Verantwortlich für den Inhalt: Armin Kalbfleisch, Tel.: +49(0)6196/93494-11
E-Mail: energy.de@mbi-infosource.de
Internet: www.mbi-infosource.de

Abonnenten-Service: service@mbi-infosource.de oder +49(0)69/2710760-11

Anzeigenverkauf: anzeigen@mbi-infosource.de oder +49(0)69/2710760-24

Die Fachpublikationen von MBI stützen sich neben umfangreicher Eigenberichterstattung auf weitere auch international tätige Nachrichtenagenturen. Alle Meldungen werden mit journalistischer Sorgfalt erarbeitet. Für Verzögerungen, Irrtümer und Unterlassungen wird jedoch keine Haftung übernommen. Kopien, Nachdrucke oder sonstige Vervielfältigungen nur mit Genehmigung des Herausgebers. Die Nachrichten dienen ausschließlich zur privaten Information des Nutzers. Alle Rechte bleiben vorbehalten.

MBI Stahlprognose Deutscher Stahlmarkt 2021

Entscheidungshilfen
für Ihren Einkauf

- ✓ **Planungssicherheit** für Ihre Einkaufsentscheidungen 2021
- ✓ Reduzierung von Unsicherheiten und **Risikominderung** für ein sorgenfreies Geschäftsjahr
- ✓ Bessere Einschätzung der Marktlage und somit **optimale Entscheidungsbasis**



MBI Research Exklusiv – Jetzt einkaufen oder abwarten?

MBI Research analysiert die folgenden Aspekte:

- Wie nachhaltig ist der **Erholungsprozess der deutschen Industrie** ?
- Wie verändern **Brexit, US-Wahl** und **steigende Corona-Zahlen** in unseren Nachbarländern den **Außenhandel** ?
- Hält der Höhenflug der **Rohstoffpreise** an ?
Lässt die **China-Nachfrage** nach ?
- Wie geht es weiter in Sachen drohender **Materialverknappung** ?
Bleiben die Stahlwerke diszipliniert oder fahren sie die **Produktion zu schnell wieder hoch** ?
- Wie geht es weiter mit den **deutschen Stahlwerken** ?
Muss man seine **Beschaffung noch breiter aufstellen** ?

> Jetzt vorbestellen oder Leseprobe anfordern