

# ENERGY 4.0

Digitalisierung in der Energiewirtschaft

**NEU!**  
Praxisberichte und konkrete  
Handlungsanleitungen

BEST PRACTICE | TRENDS | AKTEURE

Erstausgabe Juni 2016

Innovationscampus

## Startups sollen EnBW den Weg in die „digitale Welt“ öffnen

„Digitalisierung und Energiewirtschaft verschmelzen“, macht Oliver Deuschle, Innovationsmanager bei EnBW, die Entwicklung deutlich. Stück für Stück tastet sich der Karlsruher Energieversorger an neue Geschäftsmodelle heran. Einige werden selber entwickelt. In andere wird investiert. Allein für Beteiligungen an Startups hat die EnBW New Venture-Gesellschaft ein Investitionsbudget von bis zu 100 Millionen Euro Wagniskapital für die kommenden fünf Jahre. „DZ 4“ aus Hamburg und Lumenaza aus Berlin sind die ersten Energie-Startups, an denen sich EnBW mit Venture Capital beteiligt hat.

„In der digitalen Welt ist EnBW bisher nicht zuhause“, erklärt Deuschle den Hintergrund des Investments. Digitale Fähigkeiten gehörten bisher nicht zur Kernkompetenz des Unternehmens. Deuschle: „Wir sind in der Startup-Szene unterwegs, um damit die Portfolio-Entwicklung zu ergänzen, die wir im eigenen Haus nicht haben.“

Die Digitalisierung führt zu einer Veränderung mit einer dramatischen kulturellen Transformation. Sie ermöglicht nicht nur den Aufbau neuer Geschäftsfelder, sondern auch ganz neues Denken. Dafür hat EnBW 2014 einen Innovationscampus in

Karlsruhe aufgebaut, der es den Mitarbeitern ermöglicht, Geschäftsmodelle außerhalb des Kerngeschäfts zu entwickeln, die die alten Märkte auch kannelisieren dürfen. Räumlich und methodisch von Kernprozessen gelöst, sollen strategisch wichtige Felder in einem künftigen digitalen Energiemarkt besetzt werden. Deuschle: „Wir gehen forschend daran – probieren aus und lassen auch das Scheitern zu.“

EnBW tastet sich langsam in die neue Welt vor. Ein erstes Produkt ist die intelligente, multifunktionale Straßenleuchte, die nicht nur Licht spendet, sondern Umweltdaten misst und öffentliches WLAN anbietet. Die Internetanbindung ist zudem eine Basis, mit der sich künftige Technologien steuern, integrieren und vernetzen lassen. Soll nicht nur die bestehende Infrastruktur aufgerüstet werden, kann die neue Straßenleuchte auch als Ladesäule für Elektro-

autos mit bis zu 22 Kilowatt Schnellladefunktion fungieren. In 20 Kommunen in Baden-Württemberg wird das jetzt angeboten. Ein Schritt, mit dem sich das Unternehmen einen Markt hin zum Smart-City-Management von kommunalen und städtischen Daten aufbauen will. Dabei wird die Energieversorgung mit anderen Bereichen städtischer und kommunaler Infrastruktur wie Verkehr und Mobilität, Umwelt und Gebäudebestand vernetzt, wofür EnBW intelligente Plattformen schafft. „Es ist ein perspektivisches Feld – aber noch kein Markt“, erklärt Deuschle.

Ein weiteres Produkt ist Energy Base – eine Photovoltaik(PV)-Anlage mit Speicher und intelligentem Energiemanagement, die die Energieflüsse und damit den Eigenverbrauch optimiert. „Es erhöht die Autarkie und reduziert die Energiekosten“, so Michael Bez, Manager Business Development. Ein Geschäftsmodell, über das bis vor wenigen Jahren in der Branche noch niemand laut gesprochen hätte.

Mehr: Seite 3

### Aus dem Inhalt

<b>Praxistest in Karlsruhe</b>	<b>4</b>
Stadtwerke werten Daten von 1.000 Haushalten aus	
<b>Caterva-Sonnen</b>	<b>5</b>
Solarbatterien verknüpfen sich zum virtuellen Großspeicher	
<b>Energieströme in Echtzeit</b>	<b>7</b>
BMW und Viessmann bauen Analysetool für den Mittelstand	
<b>Startup Energielösung</b>	<b>8</b>
Per Whatsapp zur heimischen Solaranlage	
<b>Dänen lügen nicht</b>	<b>9</b>
Vestas nutzt Big Data bei Kundenakquise und Wartung	
<b>Smart Metering</b>	<b>10</b>
Wichtige rechtliche und regulatorische Aspekte	



Mit Produkten wie einer smarten Straßenlaterne will EnBW neue Geschäftsfelder erobern. Foto: EnBW

#### Smart-Grid-Vernetzung

### Ab sofort Version 1.0 des EEBus-Standards verfügbar

Die Version 1.0 des Kommunikationsstandards EEBus, der unter anderem zur Vernetzung von Smart Grids dient, ist nach erfolgreichen Praxistests freigegeben und offen zugänglich gemacht worden. „Dieses Prinzip eines offenen Systems war von Anfang an die Grundphilosophie bei EEBus. Wir bieten eine offene Lösung für alle Marktteilnehmer an und vermeiden eine weitere proprietäre Insellösung“, erläuterte Josef Baumeister, Geschäftsführer der EEBus-Initiative.

Mit dem EEBus-Standard soll ein technologieneutrales und interoperables Smart Home/Smart Grid-Vernetzungskonzept geschaffen werden.

Die Initiative setzt auf eine Trennung des Datenmodells und der Kommunikationswege. Zum Transport von Daten setzt das Konzept auf die jetzt in Version 1.0 veröffentlichte Technik namens „SPINE“ (Smart Premises Interoperable Neutral-Message Exchange).

Ein mögliches Transportprotokoll ist dabei das IP-basierte SHIP (Smart home IP) der EEBus Initiative. SHIP berücksichtigt die Sicherheitsanforderungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), basiert auf weit verbreiteten technischen Dokumenten und kann in bestehender IP-Infrastruktur verwendet werden. MBI/ses

► <https://www.eebus.org/ueber-uns/>

#### Monitoring

### Photovoltaik-Dienstleister schließen Partnerschaft

Der Solarmonitoring-Anbieter Solare Datensysteme (SDS) und der Photovoltaik-Dienstleister Adler Solar Services wollen künftig zusammenarbeiten. Zu diesem Zweck haben die beiden Unternehmen eine strategische Partnerschaft vereinbart. Ziel der Kooperation sei es, die Zusammenarbeit auf nationaler und internationaler Ebene kontinuierlich auszubauen

und damit den Anlagenbesitzern die Überwachung und den störungsfreien und ertragsoptimierten Betrieb ihrer Anlage aus einer Hand zu bieten, sagte Gerhard Cunze, Geschäftsführender Gesellschafter bei Adler Solar Services.

Beim Monitoring setzt SDS auf seine Solar-Log-Produktreihe und das zugehörige Online-Portal Solar-Log Web. Durch die Anlagenüberwachung sollen nach Aussage der beiden Partner technische Probleme frühzeitig erkannt werden können. So könnten beispielsweise Fehlermeldungen, die bei Kabelschäden, Wechselrichter- und Leistungsausfällen entstehen, sofort nach deren Auftreten über einen Online- oder Mobilfunkkanal an Adler Solar weitergegeben werden. MBI/ses

► <http://www.solar-log.de/de/home.html>

► <http://www.adlersolar.de/>

#### Digitalisierung

### Baden-Württemberg fördert Smart-Grid-Projekte

Das Umweltministerium Baden-Württemberg fördert zwei Smart-Grid-Projekte mit mehr als 700.000 Euro. Staatssekretär Andre Baumann begründete die Entscheidung mit der Bedeutung intelligenter Netze, um Energieangebot und -nachfrage besser aufeinander abzustimmen sowie Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher optimal vernetzen zu können.

360.000 Euro gehen an das International Solar Energy Research Center Konstanz (ISC) für das Projekt „Ehoch4-Quartier 4.0“. Bei diesem Vorhaben wird auch ein Energie- und Freizeitpark für erneuerbare Energien mit Photovoltaik, Wasserkraft und Biogas errichtet. Weitere 352.000 Euro erhält ein Konsortium von sieben Partnern unter Führung des Forschungszentrums Informatik am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) für das Projekt „DSM-Plattform BW“.

Dessen Ziel ist die Konzeption einer Online-Plattform, welche die

Potenziale einer gesteuerten Stromnachfrage - Demand-Side-Management (DSM) - in Baden-Württemberg in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung erfassen und darstellen soll. MBI/jcl/aul/ses

► <https://um.baden-wuerttemberg.de/energie/versorgungssicherheit/>

#### Smart-Meter-Rollout

### Joint Venture für Gateway-Administration

Die drei Energieunternehmen EWE (Oldenburg), Rheinenergie (Köln) und Westfalen Weser Netz haben jetzt ein Joint Venture gegründet, das die Gateway-Administration (GWA) für diese Unternehmen und weitere Netzbetreiber übernehmen wird. Michal Sobotka, einer der beiden Geschäftsführer will das gemeinsame Unternehmen mit dem Namen GWAdriga zum „führenden unabhängigen Dienstleister für Gateway-Administration und Messdatenmanagement am deutschen Energiemarkt machen“.

Ausgangspunkt werden die insgesamt 3,4 Millionen Zählpunkte bzw rund 480.000 Smart Meter der beteiligten drei Energieunternehmen sein, die von 2017 an über zwölf Jahre installiert werden. Sobotka rechnet aber mit weiteren Stadtwerken und Netzbetreibern, die Kunden bei GWAdriga werden, weil es teuer und aufwendig sei, eine eigene Gateway-Administration zu etablieren.

Als Software-Partner agiert die BTC AG aus Oldenburg, die bereits nach ISO 27001 zertifiziert ist. Der Leiter Operations von GWAdriga, Lars Weber, ist optimistisch, im Januar 2017 nach den jetzt laufenden Simulationen an schon existierenden Smart Metern auch die ersten zertifizierten Messpunkte digital vernetzen zu können.

„Wir warten nur noch auf den endgültigen Zertifizierungsrahmen des BSI, wenn dieser bis zum Herbst vorliegt, bleiben wir im Zeitplan“, erklärte Weber. MBI/suh/aul/ses

► <http://www.gwadriga.de/>

Kooperationsnetzwerk

### Arvato und SKD schaffen IT-Plattform

Der zur Bertelsmann-Gruppe gehörende IT-Dienstleister Arvato will sein Kooperationsnetzwerk im Energiebereich durch eine strategische Zusammenarbeit mit dem österreichischen Unternehmen Software Development Kopf (SDK) weiter ausbauen. Die beiden IT-Firmen wollen nach eigener Aussage gemeinsam Energieversorger bei der digitalen Transformation im Zuge der Energiewende unterstützen. Basis der Partnerschaft soll eine gemeinsam betriebene Anwendungsplattform sein. Auf dieser wollen die beiden Unternehmen verschiedene Dienstleistungen anbieten, die zeit- und volumenunabhängig zu- und abschaltbar sein sollen.

Arvato und SDK wollen über die Plattform unter anderem Leistungen in den Bereichen Smart Metering, Energiedaten- und Wechselmanagement sowie Omni-Channel-Services (sprich die Kommunikation über alle verfügbaren Kanäle) anbieten. Daneben soll mit „SDK.Applications“ eine flexible Abrechnungslösung zur Verfügung stehen. MBI/ses

► <https://www.arvato.com/de.html>

Internet der Dinge

### ABB entwickelt cloudbasiertes Monitoring

Der Schweizer Energietechnikkonzern ABB hat mit Ekip SmartVision ein neues System entwickelt, um elektrische Anlagen mit dem Internet der Dinge (Internet of Things, IoT) zu verbinden. Die Anwendung ist für das Management und die Optimierung von Energiekosten und Leistungsflüssen konzipiert und soll Unternehmen nach Aussage von ABB dabei Energieeinsparungen von bis zu 30 Prozent ermöglichen. Zielgruppe sind in erster Linie kleine und mittlere Betriebe.

Ekip SmartVision kombiniert die Konnektivität und integrierte Sensorik des Leistungsschalters Emax 2 von ABB mit einer Cloud-Plattform. Der Emax 2 wird dabei mit Geräten eines elektrischen Systems verbunden, beispiels-

weise weiteren Leistungsschaltern, Lichtbogenwächtern und Multimetern, die mit Sensoren Daten messen und weiterleiten. Ekip SmartVision sammelt alle Daten über die Cloud-Plattform und stellt sie Anlagenbetreibern für ein Energiemanagement, die Fernüberwachung und Ferndiagnostik bereit. Energieverbrauch, Kosten und elektrisches Verhalten werden dabei kontinuierlich überwacht und analysiert. Das System soll im späteren Verlauf des Jahres auf den Markt kommen. MBI/ses

► <http://new.abb.com/low-voltage/launches/ekip-smartvision>

Virtuelle Kraftwerke

### Hansewerk Natur verknüpft 70 Blockheizkraftwerke

Der Wärmeanbieter Hansewerk Natur hat rund 70 Blockheizkraftwerke (BHKW) zu zwei virtuellen Kraftwerken zusammengeschlossen. Diese verfügen über eine Gesamtleistung von 29 Megawatt. Jeweils einer der Kraftwerkspools befindet sich in den Zonen der Übertragungsnetzbetreiber Tennet und 50 Hertz. Rund ein Drittel der bei Hansewerk Natur zusammengeschlossenen BHKW laufen auf Biogasbasis oder sind so genannte Hocheffizienzkraftwerke, die mittels Hochtemperatur-Wärmepumpen einen Gesamtwirkungsgrad von fast 99 Prozent erzielen. „Gleichzeitig haben wir für die Kraftwerke eine Leittechnik entwickelt, die die Effizienz erheblich steigert und den täglichen Betrieb erleichtert, da sie eine zentrale und dauerhaft besetzte Netzleitstelle zur Steuerung der Anlagen überflüssig macht“, erläuterte Thomas Timm von Hansewerk Natur.

Das Besondere am virtuellen Kraftwerk ist, dass die BHKW nicht abgeschaltet werden müssen. Damit sei sichergestellt, dass die an den BHKW angeschlossenen Haushalte auch bei gleichzeitiger Bereitstellung von Regenergie weiterhin zuverlässig mit Wärme versorgt werden könnten. MBI/ses/aul

► <https://www.hansewerk-natur.com/cps/rde/hansewerk-natur/hs.xsl/index.htm>

Fortsetzung von Seite 1

### Paradigmenwechsel bei virtuellen Kraftwerken

Die alten Einkommensquellen werden konterkariert. Bez: „Die Energiewende bietet uns die Chance, mit innovativen Geschäftsmodellen zusätzliche Wachstumsfelder neben unserem Kerngeschäft aufzubauen und damit neue Erlösquellen und Mehrwerte in der digitalen Energiewelt zu schaffen.“ Seit dem vergangenen Jahr ist



Michael Bez:  
„Bis zu 10.000  
Kundenkraftwerke  
managen.“  
Foto: EnBW

Energy Base auf dem Markt. Das Energiemanagementsystem allein kostet rund 450 Euro, im Paket mit einem Energiespeicher von Mercedes Benz mit fünf Kilowattstunden Kapazität (inkl. Batteriewechselrichter) zahlen die Kunden

dafür rund 7.800 Euro.

Energieoptimierung ist echtes ein Zukunftsthema – ein Markt, der erst im Entstehen ist. Für EnBW ist es wichtig, gerade jetzt einen Fuß in der Tür zu haben, den Bekanntheitsgrad zu steigern. „Die Herausforderung ist, möglichst früh an einem Thema dran zu sein und dann den Punkt zu finden, wann es wirtschaftlich ist“, so Deuschle. Noch ist dieser Punkt nicht erreicht. Der Innovationsmanager glaubt jedoch daran, dass das Themenfeld Perspektive hat. Anders beim virtuellen Kraftwerk, das längst erprobt ist. Direktvermarktung auch von den konzerneigenen Offshore-Windparks ist Alltagsgeschäft für EnBW.

Der Ausbau des virtuellen Kraftwerks zu einem digitalen Transaktionsmanager steht jedoch erst am Anfang. „Uns geht es dabei um Kleinteiligkeit – in Zukunft wollen wir nicht mehr 20, sondern bis zu 10.000 Kundenkraftwerke managen“, so Bez. Anlagen im zweistelligen Megawatt-Bereich hat EnBW in den Pool bereits aufgenommen. Angela Schmid

► <https://www.enbw.com/index.html>



### Smart-Meter-Praxistest bei den Stadtwerken Karlsruhe

## 1.000 Haushalte liefern täglich neue Erfahrungswerte

Lernen für die Zukunft: Aktuell starten die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice über 1.000 Kunden mit intelligenten Messsystemen aus. Um mit den Herausforderungen der Digitalisierung Schritt halten zu können, helfen die Praxiserfahrungen mit stetig wachsenden Nutzerzahlen enorm. „Wir sind kontinuierlich in der Auswertung der Ergebnisse“, sagt Christian Günther, Projektleiter auf Seiten der Netzservice-Gesellschaft der Stadtwerke Karlsruhe, „täglich gibt es neue Erfahrungswerte aus unserer Testreihe.“

Die digitalen Helfer kommen damit jetzt im Alltag einiger Stadtwerke-Kunden an. Über Smart Meter Gateways werden Verbrauchsdaten pro Haushalt gemessen. Aufbereitet werden sie einem Portal, auf das die Kunden per Internet zugreifen können. Die aktuelle Pilotphase soll so für die Stadtwerke Einblicke in neue Geschäfts- und Tarifmodelle bringen. Die genaue Aufschlüsselung der Verbrauchsdaten macht es möglich, den Haushalten im ersten Schritt individuelle Energiesparmaßnahmen zu empfehlen. Im zweiten Schritt könnten auch auf die Verbrauchsmuster zugeschnittene Tarifmodelle angeboten werden.

Die technischen Voraussetzungen sind mit den aktuell eingesetzten Smart Meter Gateways gegeben: Daten können hier nicht nur empfangen, sondern auch gesendet werden. Im Zusammenspiel mit Schaltboxen ist so ein gezieltes Einspeise- und Lastmanagement möglich. Denkbar ist zudem auch, weitere Verbrauchssensoren etwa für Gas oder Wasser in das System einzubeziehen und so den gesamten Energieverbrauch detailliert zu messen, darzustellen und zu steuern. Im aktuellen Test in Karlsruhe kommen allerdings ausschließlich „schlaue Stromzähler“ zum Einsatz.

### Bedarf für mindestens 30.000 smarte Zähler

Die aktuell laufenden Tests sind bereits die dritte Stufe im Fahrplan der Stadtwerke Karlsruhe hin zur Digitalisierung. Im ersten Schritt ging es vor allem intern um die Verbindung der Gateways mit dem dahinter liegenden Administrationssystem. Im zweiten Schritt wurden bereits 200 Kunden mit einbezogen, um etwa Erfahrungen in der Inbetriebnahme oder der Datenübertragung zu sammeln.

Mit einer wachsenden Zahl an angeschlossenen Smart Metern steigert sich auch die Masse an empfangenen Daten. Das ist anspruchsvoll für die Informationstechnik, aber bildet die Grundlage für Vergleichswerte und individuell kalkulierbare Angebote. Insgesamt

sehen die Stadtwerke Karlsruhe Netzservice einen Bedarf von 30.000 zu installierenden Messsystemen. Wie es bei den Stadtwerken Karlsruhe weitergehen soll, ist noch nicht klar – die laufenden Ergebnisse helfen:

### Der Smart-Meter-Rollout

Verpflichtend werden smarte Zähler nach dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ bereits im kommenden Jahr für Großverbraucher über 10.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch und Betreiber von EEG- oder KKW-Anlagen mit mehr als sieben Kilowatt installierter Leistung. Ab 2020 sollen auch Haushalte mit mehr als 6.000 kWh Verbrauch mit Smart Metern ausgestattet werden.

„Bezüglich des Roll-Out sind wir noch in der Strategiefindung, hier steht noch kein finales Datum fest“, berichtet Günther.

Allein lässt sich die komplexe Herausforderung kaum lösen. „Die digitale Kommunikationsanbindung in den Haushalten ist eine nicht gerade einfache Aufgabe“, sagt Günther. Beim aktuellen Test setzt man so auf eine enge Kooperation mit dem Energieversorger EnBW. Technisch werden in dem aktuellen Projekt Smart Meter Gateways von PPC bei den Haushalten eingesetzt. Die sind in der Lage, über Breitband-Powerline, GPRS, LTE oder Ethernet Daten zu empfangen oder zu senden – und machen so auch eine kabellose Übertragung möglich. Getestet werden soll eine Kommunikation über Funk in südöstlichen Teilen von Karlsruhe.



Die Karlsruher Stadtwerke befassen sich bereits seit 2010 mit dem Thema Smart Meter. Foto: Stadtwerke Karlsruhe

### KONTAKT

<https://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swk/>

### Systemlieferant Caterva plant bundesweite Vermarktung Solarbatterien werden zu virtuellem Großspeicher

Im vergangenen Jahr ist erstmals ein Verbund von haushaltsüblichen Solarspeichern für die Erbringung von Primärregelleistung zur Stromnetzstabilisierung präqualifiziert worden. Insgesamt 65 Speicher hat der bayerische Systemlieferant Caterva dafür im Rahmen des 2014 gestarteten Pilotprojekts „SWARM“ gemeinsam mit seinem Partner, dem Nürnberger Energieversorger N-Energie, zu einem virtuellen Großspeicher verknüpft. Als Technologiepartner ist Siemens mit an Bord, gefördert wird das Projekt vom Freistaat Bayern. Für die Präqualifikation musste das System den sogenannten „ÜNB-Doppelhöckertest“ bestehen. Dabei überprüfen die Übertragungsnetzbetreiber die Fähigkeit des Verbunds, positive und negative Regelleistung über die Dauer von zweimal 15 Minuten konstant zu halten. Zudem wurde getestet, ob die Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig bereitgestellt werden kann.

Insgesamt ein Megawatt präqualifizierte Primärregelleistung stellen die Speicher, die sogenannten „Caterva-Sonnen“, gemeinsam bereit. Ihre Kapazität liegt eigentlich sogar noch etwas höher, nämlich bei 1,3 MW. Damit sind rund 300 MW an Reserveleistung vorhanden, die Caterva nach eigener Aussage zur Pufferung oder für Handelsgeschäfte an der EPEX Spot nutzt.

#### Ladezustand muss jederzeit stabil gehalten werden

Über ein Jahr hat der erste Abschnitt des Projekts gedauert, in dem der virtuelle Großspeicher aufgebaut wurde. Damit dieser für die Erbringung von Regelleistungenergie genutzt werden kann, ist auf technischer Seite einiges zu beachten. So darf der Ladestand der vernetzten Speicher-einheiten nicht unter ein gewisses Niveau absinken. „Wir managen den Ladestand des virtuellen Großspeichers und halten ihn etwa in der Mitte, zwischen 40 und 60 Prozent“, erklärt Markus Brehler, Geschäftsführer bei Caterva. Gemeinsam mit Roland Gersch und Gabrielle Ellenrieder hat er das Unternehmen, das mittlerweile 20 Mitarbeiter beschäftigt, 2013 gegründet. Auch

auf Netzschwankungen muss das System entsprechend reagieren können. „Wir speichern hierfür die Solarenergie unserer Haushaltskunden, außerdem handeln wir voll automatisiert an der EPEX Spot und können damit den Ladestand des Speichers jederzeit ausgleichen“, so Brehler.

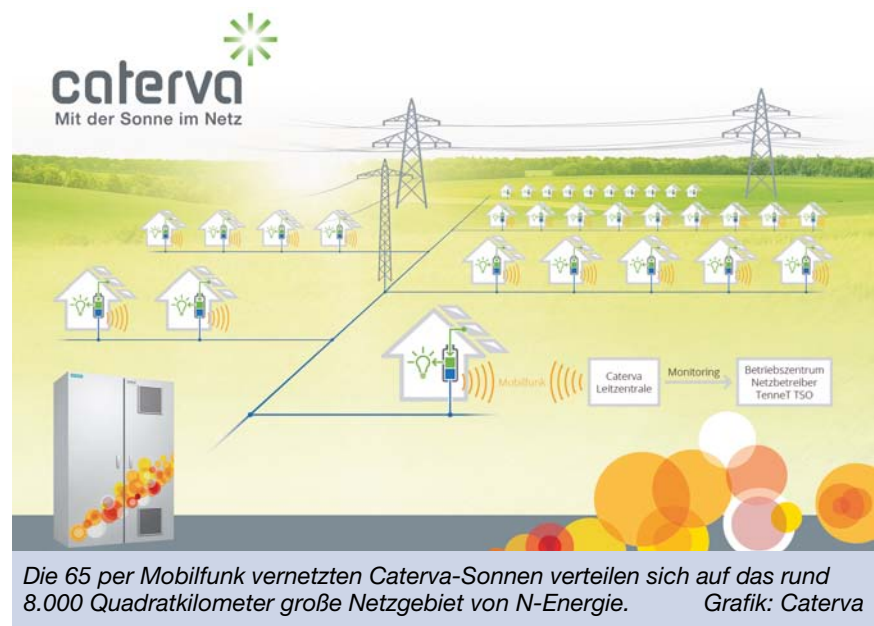
Gesteuert werden die Speicher von einem sicheren Rechenzentrum in München aus. Dort laufen mehrmals

pro Stunde die Daten jeder einzelnen Batterie ein, die jeweils eine Kapazität von 21 Kilowattstunden (kWh) hat. Vernetzt werden die Caterva-Sonnen über den Mobilfunkstandard UMTS. Für die Erbringung von Primärregelleistung ist diese Datenverbindung zur Leitwarte nicht notwendig, denn jedes Speichersystem kann die Netzfrequenz messen und Regelleistung erbringen. Der Datenkanal dient mehr dazu, das System zu überwachen.

#### Automatisierungskonzept mit mehr lokaler Intelligenz

Um für mögliche Ausfälle der Funkverbindung gewappnet zu sein, nutzt Caterva das sogenannte UMTS-Roaming. Bei diesem Verfahren führt der Ausfall eines einzelnen Carriers, wie beispielsweise Vodafone oder die Telekom, nicht gleich zum Ausfall der UMTS-Verbindung. Zudem hat das Unternehmen ein neues Automatisierungskonzept mit mehr lokaler Intelligenz entwickelt.

Bei den Batterien setzt das Unternehmen auf die Lithium-Ionen-Technik. „Wir haben gemeinsam mit der zentralen Forschungsabteilung von Siemens viel Mühe bei der Suche nach der für uns passenden Batteriechemie reingesteckt“, so der Geschäftsführer. ▶▶



# ENERGY 4.0

## Digitalisierung in der Energiewirtschaft

### Virtuelle Kraftwerke / Dezentrales Energiemanagement

Erstausgabe Juni 2016

► Denn dieses Phänomen trete nur bei Vollladezyklen auf, sprich wenn eine leere Batterie voll aufgeladen wird. Die Caterva-Sonnen hingegen würden immer bei mittleren Ladeständen gehalten. „Wir führen nur sogenannte Mikrozyklen aus, durch diese geht die Lebenszeit der Batterien exponentiell in die Höhe.“

Und wie profitieren die Besitzer einer Caterva-Sonne von der Vermarktung der von ihnen erzeugten Sonnenenergie? Zum einen verspricht Caterva seinen Kunden 20 Jahre Freistrom. Sie dürfen also, neben dem Direktverbrauch aus ihrer PV-Anlage, aus ihrer Caterva-Sonne zeitunabhängig kostenlos Strom beziehen, und zwar bis zu der Gesamtmenge, die sie im Kalenderjahr mit ihrer Photovoltaikanlage selbst erzeugen. „Caterva-Kunden sind damit im Rahmen ihrer eigenen Stromerzeugung unabhängig vom Strombezug.“ Um die Wartung der Caterva-Sonne müssen sich deren Eigentümer dank eines Wartungsvertrags mit 20 Jahren Laufzeit

Caterva nutzt bei seinen „Sonnen“ ein eigens entwickeltes Energiemanagement, mit dem Ladestände reguliert und der erzeugte Strom der Kunden vermarktet wird. Das System nimmt vollautomatisch am Intraday-Handel mit 15-Minuten-Kontrakten an der EPEX Spot teil. Ein Algorithmus berechnet unter anderem anhand von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen Gebote für den An- und Verkauf und setzt sie ab.

nicht kümmern. Und sie bekommen jährlich eine sogenannte „Gemeinschaftsprämie“, sprich einen Anteil an den Ergebnissen der Bewirtschaftung an den Regelleistungsmärkten und den Spotmärkten.

In Zukunft will Caterva seinem Speicher-Verbund noch weitere Sonnen hinzufügen. Bis Ende des Jahres soll die deutschlandweite Vermarktung beginnen. Das Geschäftsmodell soll

dabei im Zuge der nächsten Projektphase vom bisherigen Miet- auf ein Kaufmodell umgestellt werden. „Das scheint uns in der Summe die beste Lösung zu sein, weil der Privathaushalt sich am günstigsten refinanzieren und die KfW-Förderung bekommen kann, die in dem Mietmodell verlorengehen würde“, sagt Brehler. Nach rund zwölf Jahren soll sich laut seiner Aussage die Kombination aus PV-Anlage und Caterva-Sonne amortisieren.

Auch Kunden, die bereits eine Solaranlage haben, können diese mit dem Speichersystem des Unternehmens ergänzen. Wirtschaftlich sinnvoll sei dies für Anlagen jünger als 2009 mit weniger als zehn Kilowatt Peak oder bis 15 kWp, die bereits vor 2014 im Eigenverbrauch genutzt wurden.  
Sebastian Schwarz

#### KONTAKT

<http://www.caterva.de/>

**MBI**  
Martin Brückner Infosource

## MBI RESEARCH ENERGIEMARKT AUSBLICK

NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU

Testen Sie 2 Ausgaben kostenfrei und unverbindlich!

Ihre persönliche Ansprechpartnerin:  
Esther de las Heras  
+49 (0) 69 / 2 71 07 60 - 12  
Esther.delasHeras@mbi-infosource.de

#### Jeden Dienstag erhalten Sie:

- Detaillierte und umfassende Prognosen zu den Energieträgern Gas, Strom, Öl und Kohle sowie zu CO<sub>2</sub>
- Wochen- und 4-Wochen-Trends
- Erläuterungen und Charts

#### Warum „MBI Energiemarkt Ausblick“?

- Kompakte und schnelle Übersicht aller Energieträger
- Unabhängige und objektive Prognosen mittels quantitativer Modelle
- Auf einen Blick den Energiemarkt im Auge behalten



BMW und Viessmann haben industriellen Mittelstand im Blick

## Analysetool macht Energieströme in Echtzeit sichtbar

Der Autokonzern BMW und der Heiztechnik-Hersteller Viessmann haben gemeinsam ein IT-basiertes Energiemanagement entwickelt. Zu diesem Zweck haben die beiden Unternehmen das Joint Venture Digital Energy Solutions (DES) gegründet. Zielgruppe sollen zunächst Industrie- und Gewerbebetriebe sein. „Hier sehen wir vor allem einen Bedarf bei kleinen und mittleren Unternehmen, die bisher kein eigenes Energiemanagement haben oder aber die Bewirtschaftung beispielsweise von Eigenenergie, Ladeinfrastruktur oder Wärmepumpen auslagern wollen, weil es nicht zu ihrer eigenen Kernkompetenz gehört“, erklärt Geschäftsführer Ulrich Schmack. Ein zentrales Element der Anwendung soll dabei die Sektorkopplung sein, sprich die Optimierung des Verbrauchs durch die intelligente Verknüpfung der Bereiche Strom, Wärme und Elektromobilität.

Grundlage des Energiemanagements ist eine IT-basierte Analyse,

„Mit unserem Analysetool kann der Kunde jederzeit Einblick nehmen.“

die Energieströme in einem Unternehmen in Echtzeit sichtbar machen soll. „Mit unserem Energietransparenz- und Analysetool kann der Kunde jederzeit Einblick nehmen – über eine Weboberfläche ganz einfach an seinem Computer oder Smartphone“, so Schmack. Auch eine dauerhafte Echtzeit-Überwachung sei mit dem Werkzeug möglich. Die Analyse beschränkt sich dabei, dem Gedanken der Sektorkopplung folgend, nicht nur auf das Thema Strom. „Wärme und E-Mobilität werden ebenfalls in die Untersuchung einbezogen“, betont der Geschäftsführer. Momentan bekämen die Kunden bereits einen Echtzeit-Überblick über ihre Energieströme (Erzeugung und Verbrauch), die beiden anderen

Sektoren würden schrittweise hinzukommen. Nutzbar sein soll das System prinzipiell in jedem Unternehmen, spezifische Voraussetzungen gibt es nach Aussage von DES nicht.

Die Anwendung soll aber nicht nur auf die Analyse des Stromflusses beschränkt bleiben. Auf der Grundlage der Ergebnisse will DES anschließend das Energiesystem seiner Kunden optimieren. Zum Beispiel durch eine Photovoltaik-Anlage oder ein Blockheizkraftwerk. Denn nach Einschätzung von Ulrich Schmack lohnt sich der Einstieg in die Eigenerzeugung von Energie für viele Unternehmen: „Ob und wie stark es sich rentiert, in eigene Erzeugung zu investieren, hängt vom Einzelfall ab. Aber bei durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Photovoltaik von weniger als zehn Cent und durchschnittlichen Strombezugskosten von zirka 15 Cent in Gewerbe und Industriebetrieben dürfte es für Viele interessant werden.“

Auch bei der Vermarktung selbst erzeugter Energie will DES seine Kunden unterstützen. Durch die Kopplung der Sektoren könne Flexibilität entstehen, die das Joint Venture unter Nut-

zung aller verfügbaren Markt-Mechanismen wie zum beispielsweise dem Energiehandel und Systemdienstleistungen (z.B. Regelleistungen) vermarkten will.

Sebastian Schwarz

### KONTAKT

<https://www.digitalenergysolutions.de/de>

Smart Meter

### Stromnetz Hamburg wird Gateway-Administrator

Der Netzbetreiber Stromnetz Hamburg wird die Verknüpfung intelligenter Stromzähler in seinem Zuständigkeitsbereich selbst verwalten. Stromnetz Hamburg übernimmt hierfür die Rolle des Smart-Meter-Gateway-Administrators in seinem Netzgebiet und stellt als solcher den technischen Betrieb der Smart-Meter-Gateways sicher. Die Hamburger nutzen dabei die Anwendung IDSpecTo.GWA des Software-Hersteller Görlitz. Im ersten Schritt wird das Unternehmen ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) nach ISO27001 einrichten.

Die Hamburger nutzen zu diesem Zweck die Anwendung IDSpecTo.GWA des Software-Hersteller Görlitz. Diese verfügt über eine Sicherheitskomponente, mit der alle sicherheitsrelevanten Prozesse gemäß der Technischen Richtlinie TR-03109 des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik abgewickelt werden. Unter anderem sieht die Richtlinie eine Trennung von Sicherheit und Kommunikation auf der einen und der Applikationsebene auf der anderen Seite vor.

Als ersten Schritt wird Stromnetz Hamburg ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) nach ISO27001 einrichten. Ab 2017 soll dann TR-03109 eingehalten werden. MBI/ses

► <https://www.stromnetz.hamburg/>

Praktische Erfahrungen mit dem Energiemanagement gesammelt hat bereits der Automobilzulieferer Otto Spanner aus der Nähe von Passau. Bei dem Mittelständler mit rund 380 Mitarbeitern wird das System seit einigen Wochen in insgesamt drei Werken eingesetzt. „Wir konnten bereits einige Verbraucher ausfindig machen, die liefern, ohne dass wir es wussten“, zeigt sich Geschäftsführer Helmut Spanner zufrieden. „Finanziell lohnt sich das für uns.“ Schon vor dem Einsatz des Energiemanagements hat das Unternehmen mit einer Photovoltaik-Anlage seinen eigenen Strom erzeugt. Auf Basis der Analyse soll nun entschieden werden, ob noch eine weitere PV-Anlage hinzukommen soll.

### Startup Energielösung Bayern

## Per Whatsapp zur neuen Solaranlage im Haus

Eine digitale Plattform mit einem umfassenden Spektrum an Energieprodukten und –dienstleistungen, auf welcher der Kunde ohne großen Aufwand ein Angebot für ein Energieprojekt einholen kann. So lässt sich die Idee hinter dem Startup Energielösung Bayern beschreiben. Das Prinzip: Der Kunde wendet sich mit seinem Anliegen an Energielösung Bayern, wird dort kostenlos beraten und bekommt anschließend ein unverbindliches Angebot von einer der Partnerfirmen der Plattform. Bei der Kommunikation mit den Kunden setzt das Startup dabei voll auf die digitalen Kanäle.

Der Kopf hinter dem erst vor wenigen Wochen gegründeten Jungunternehmen aus dem ostbayerischen Regensburg ist Florian Kulzer. Seit zehn Jahren ist er in der Energiewirtschaft tätig, zurzeit als Geschäftsführer der Stadtwerke im oberbayerischen Töging. Mit Energielösung Bayern will er etwas Neues im Energiesektor wagen. „Die Branche ist an vielen Stellen noch etwas altmodisch“, findet Kulzer.

Aber wie verdient das Unternehmen eigentlich Geld mit kostenloser Beratung und Vermittlung unverbindlicher Angebote? Die Antwort lautet: durch Vermittlungsprovisionen. Hat ein Kunde durch die Plattform ein Angebot eines Partnerunternehmens erhalten und signalisiert weiterhin Interesse, so

übermittelt Energielösung Bayern die Daten der Kunden mit deren Einverständnis an das Partnerunternehmen und erhält hierfür eine Provision.

Als Zielgruppe hat er vor allem Privathaushalte sowie kleine und mittlere Unternehmen im Visier, aber auch Stadtwerke. „Wir haben bereits positive Rückmeldung von Kommunen bekommen.“

### Vom Elektronikhändler bis zum Heizungsbauer

Punkten will das Unternehmen bei seinen Kunden mit einer großen Palette an Produkten und Leistungen, darunter beispielsweise Photovoltaikanlagen, Smart-Home-Produkte, Ener-

Einfach, formlos, digital – So soll die Kundenkommunikation in der Energiebranche künftig ablaufen. „Aus meiner Sicht ist dies die Zukunft“, ist Florian Kulzer überzeugt. Bei Angeboten und Serviceanfragen sei diese Art des Kundenkontakts über Anwendungen und Plattformen wie Whatsapp, Twitter oder Facebook der richtige Weg. „Dort sind die Leute von Heute und Morgen unterwegs.“ Der Blick in die Statistiken unterstützt Kulzers These, so hat allein Facebook mehr als 30 Millionen aktive Nutzer in Deutschland, Whatsapp sogar mehr als 35 Millionen.

giespeicher und Dienstleistungen wie ein Energieaudit oder die Analyse energetischer Schwachstellen bei Gebäuden mittels Thermografie. Möglich machen soll das breitgefächerte Angebot ein großes Netzwerk an Partnerfirmen wie der Energieriese E.ON, der Elektronikhändler Conrad und der Heizungsbauer Thermondo.

Das Interesse der Partner an einer Zusammenarbeit konnte Kulzer mit dem Versprechen wecken, qualifizierte Kundendaten („Leads“) zu vermitteln. „Der Kunde hat bei uns schon einmal Interesse bekundet, kennt den Preis und das Produkt und hat weiterhin Interesse“, erklärt der Betriebswirt. „Im Endeffekt übernehmen wir für unsere Partner einen Teil des Vertriebs, führen für sie die Gespräche, um die Anforderungen der Kunden zu klären, und liefern eine fertige Anfrage zur Bepreisung.“

Bei der Kommunikation mit den Kunden setzt das Jungunternehmen voll auf digitale Kanäle. Wer über die Plattform ein Angebot einholen will, kann dies per Smartphone, über den Nachrichtendienst Whatsapp oder per SMS tun. Komplizierte Formulare gibt es nicht.

Sebastian Schwarz

### KONTAKT

<https://www.energieloesung.bayern/>



### Windkraftanlagenhersteller Vestas

## „Big data“ hilft bei Kundenakquise und Wartung

Der Windkraftanlagen-Gigant Vestas aus Dänemark investiert seit sieben Jahren in Smart-Data-Lösungen. Die neue Intelligenz soll bald allen Bereichen des Geschäfts helfen – von der Planung bis zum Betrieb.

Lange Zeit hat er am Teilchenbeschleuniger CERN in Genf gearbeitet, jetzt soll er ein gesamtes Unternehmen beschleunigen: Anders Rhod Gregersen ist seit einigen Jahren als „Chief Specialist“ dabei, Vestas auf den Weg zu neuen Geschäftsmodellen zu führen – mithilfe von hochkomplexen Datenanalysen. Mit 21.500 Mitarbeitern, angestrebten 9 Milliarden Euro Umsatz in diesem Jahr und annähernd 60.000 installierten Turbinen weltweit ist das Unternehmen ein industrieller Gigant. Dennoch ist die Sorge groß, dass künftig Startups digitale Zusatzleistungen anbieten und somit große Teile der Marge für sich vereinnahmen könnten.

### 35.000 Messpunkte in der ganzen Welt

Als Gegenprogramm hat Vestas seit 2008 einen ersten „Supercomputer“ installiert, um mithilfe von Datenanalysen in allen Bereichen des Unternehmens für die Verbesserung existierender Geschäftsmodelle zu sorgen – oder sogar neue zu ermöglichen.

Kern der Bemühungen ist eine komplexe Wettersimulation, die stets die klimatischen Bedingungen der zurückliegenden 16 Jahre einberechnet. Gespeist wird sie aus weltweit 35.000 Messpunkten. Um Ausreißer durch Vibrationen zu vermeiden, nutzt Vestas dabei nicht die Daten der eigenen Turbinen, sondern greift auf Material etwa des Deutschen Wetterdienstes zurück. Die aufwändige Simulation macht es möglich, die unterschiedlichen Bedingungen auf Flächen von zehn mal zehn Metern zu berechnen. Die Daten ermöglichen so einen Blick auf Wind- und Wetterbedingungen in der Vergangenheit – und machen den Blick in die Zukunft viel leichter.

Zum einen hilft es bei der Akquise: Häufig gehen dem Aufstellen von Windturbinen heute Probemessungen voraus, die nach Aussage von Gregersen gut eineinhalb Jahre lang und bis zu 200.000 Euro teuer sein können. Die Computerdaten können quasi auf Knopfdruck einen zuverlässigen Mittelwert liefern. Auch ermöglichen die Daten eine verlässlichere Kalkulation der Produktivität einer Anlage. Die Kosten im laufenden Betrieb sind dafür ebenfalls ein relevantes Kriterium, welches dank der Datenanalysen exakter beantwortet werden kann: „Wir wissen ganz genau, wie teuer eine bestimmte Anlage in der Wartung sein wird – weil wir wissen, welche Auswirkungen das Wetter an exakt diesem Standort hat.“

Neben den Wetterdaten lässt Vestas die Anlagen auch immer mehr Daten aus dem Betrieb senden. Wenn der Betreiber zustimmt, sind es bis zu 1.000 Signale pro Maschine. Je enger gespannt das Datennetz ist, desto mehr Muster lassen sich erkennen. Das Ziel: Aus dem Zusammenspiel der zahlreichen Werte wollen die Informatiker und Ingenieure erkennen, wann und warum Probleme an der Anlage auftreten. So können etwa rechtzeitig Wartungsarbeiten avisiert werden – und im Zusammenspiel mit den Wetterdaten auf einen windarmen Termin gelegt werden.

Manuel Heckel

- Vestas sagt Wind- und Wetterbedingungen mit Hilfe von „Big-Data“-Analysen voraus.
- Kern ist eine Wettersimulation, welche die Bedingungen bis auf einer Fläche von zehn Quadratmetern genau vorher-sagen kann.
- Die Qualität von Windturbinen-Standorten soll sich damit auf Knopfdruck verlässlich vorher-sagen lassen.
- Auch die Wartungskosten einer Anlage sollen so schon vor dem Aufstellen präzise bestimmbar werden.

Außerdem helfen die Daten bei der Installation von Anlagen einen Termin zu bestimmen, an dem die Wetterbedingungen die komplexen und riskanten Arbeiten zulassen.

Neben den Wetterdaten lässt Vestas die Anlagen auch immer mehr Daten aus dem Betrieb senden. Wenn der Betreiber zustimmt, sind es bis zu 1.000 Signale pro Maschine.

Je enger gespannt das Datennetz ist, desto mehr Muster lassen sich erkennen. Das Ziel: Aus dem Zusammenspiel der zahlreichen Werte wollen die Informatiker und Ingenieure erkennen, wann und warum Probleme an der Anlage auftreten. So können etwa rechtzeitig Wartungsarbeiten avisiert werden – und im Zusammenspiel mit den Wetterdaten auf einen windarmen Termin gelegt werden.

Manuel Heckel



Mit Hilfe von Algorithmen kann Vestas berechnen, ob ein Standort sich für den Bau von Windkraftanlagen eignet. Foto: Vestas

### KONTAKT

<https://www.vestas.com/>

Gastbeitrag von Dr. Thomas Wolf und Jürgen Dobler, Rödl & Partner

### Rechtliche und regulatorische Implikation von Smart Metering

Im Bereich „Smart Metering“ steht der Gesetzgeber unter Zugzwang. Seit sechs Monaten liegt der Entwurf des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ vor. Kernstück ist das „Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)“, mit dem endlich ein rechtlicher Rahmen zur digitalen Energiewende gesetzt werden soll. Weiterhin streiten aber die zuständigen Fachausschüsse um die Details. Soll der Einbau intelligenter Messsysteme für das Jahr 2017 vorgeschrieben werden, brauchen Energieunternehmen und Hersteller endlich klare gesetzliche Vorgaben.



Thomas Wolf



Jürgen Dobler

Fotos: Rödl & Partner

Das Thema „Smart Metering“ beschäftigt die Energieversorger bereits seit vielen Jahren, ohne dass es bisher zu nennenswerten Fortschritten auf dem Weg in die digitale Zukunft gekommen ist. Bereits mit dem Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008 hatte der Gesetzgeber den Startschuss für den Einbau von Smart Metern gegeben. Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2011 wurde die Möglichkeit einer Kosten-Nutzen-Analyse für den Nachweis der wirtschaftlichen Vertretbarkeit von Smart Metern aufgenommen. Auf dieser Grundlage legte im Februar 2015 das BMWi ein Eckpunktepapier „Verordnungspaket Intelligente Netze“ vor. Es ist die Basis des Entwurfs für das MsbG. Seit dessen erster Lesung im Bundestag am 26.02.2016 beraten darüber die zuständigen Ausschüsse.

#### Wesentliche Inhalte des MsbG

Das MsbG trifft insbesondere Regelungen zur Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen, zur Ausgestaltung des Messstellenbetriebs und der freien Wahl eines Messstellenbetreibers, zur Aufgabentrennung von Messstellenbetrieb und Netzbetrieb, zu technischen Mindestanforderungen an den Einsatz von intelligenten Messsystemen, zur Datenkommunikation mit Smart Meter Gateways und zur Erhebung sowie

Verarbeitung und Nutzung von Messwerten und weiteren personenbezogenen Daten. Der Messstellenbetrieb wird dem Verteilernetzbetreiber zugewiesen, soweit nicht eine anderweitige Vereinbarung mit dem Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer getroffen wurde. Die Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators soll ebenfalls vom Messstellenbetreiber übernommen werden.

Um den geplanten Rollout nicht an fehlenden Kapazitäten oder Möglichkeiten der Verteilernetzbetreiber scheitern zu lassen, begründet das MsbG das Recht des Grundzuständigen Messstellenbetreibers, die Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb im Rahmen eines Vergabeverfahrens zu übertragen. Daneben sieht das MsbG allerdings auch die Verpflichtung zur Durchführung eines Verfahrens zur Übertragung der Grundzuständigkeit des Messstellen-

betriebs vor. Eine solche Verpflichtung besteht insbesondere, wenn der bisherige Messstellenbetreiber seinen Einbauverpflichtungen in nur unzureichendem Maße nachkommt, etwa wenn er innerhalb von 3 Jahren nach der Anzeige oder Übernahme der Grundzuständigkeit nicht mindestens 10% der nach auszustattenden Messstellen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet hat.

Bezüglich der von intelligenten Messsystemen erzeugten personenbezogene Daten stellt das MsbG klar, dass diese ausschließlich von berechtigten Stellen erhoben, verarbeitet und genutzt werden. Berechtig sind der Messstellenbetreiber, der Netzbetreiber, die Bilanzkreiskoordinatoren, die Bilanzkreisverantwortlichen, Direktvermarktungsunternehmen nach dem EEG, Energielieferanten sowie alle Stellen, die über eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers verfügen. Sie haben eine verschlüsselte elektronische Kommunikation von Mess-, Netzzustands- und Stammdaten in einem einheitlichen Format zur ermöglichen.

Als der wesentlicher Streitpunkt zwischen Bundesregierung und Bundesrat hat sich die Frage herauskristallisiert, ob die Daten für die Bilanzkreisabrechnung vom Smart-Meter-Gateway-Administrator direkt dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden oder aber – wie bisher – vom Verteilernetzbetreiber zusammengestellt und aufgearbeitet werden. ▶▶

#### Knackpunkte des Gesetzgebungsverfahrens:

- Datenhoheit beim VNB oder ÜNB?
- Regulatorische Behandlung der Kosten?
- Wie lange ist die Übergangsfrist für „alte“ Smart Meter?
- Kann der Vermieter den Mieter bei der Auswahl des Messstellenbetreibers überstimmen?

Vielfach werden Daten als der „Rohstoff der Zukunft“ betrachtet, so dass die Bedeutung der Datenhoheit insbesondere für digitale Geschäftsmodelle von Energieversorgern nicht unterschätzt werden sollte. Es ist offen, ob sich in dieser elementaren (und weiteren streitigen) Frage zum MsbG die Bundesregierung oder aber der Bundesrat durchsetzen wird.

### Planwirtschaftlicher Charakter

Um die Integration von intelligenten Messsystemen voranzutreiben, werden verbindliche zeitliche Vorgaben getroffen, um einen nahezu flächendeckenden Rollout zu ermöglichen. Neben diesen zeitlichen Fristen sind zudem Preisvorgaben (Preisobergrenzen) mit durchaus planwirtschaftlichen Charakter zu beachten. Die zeitliche Umsetzung sieht in Abhängigkeit des kundenindividuellen Verbrauchsverhaltens beginnend ab dem Jahr 2017 einen gestaffelten Austausch bis zum Jahr 2032 vor. Zunächst sollen Zähler bis zu einer Abnahme von 10.000 kWh ausgetauscht werden. Die abschließende Untergrenze für den verpflichtenden

„Zeitplan für Rollout wird ergänzt um Preisobergrenzen.“

Einbau wurde für einen Verbrauch von 6.000 kWh festgelegt. Unterhalb der genannten Grenzen können Letztverbraucher ab dem Jahr 2020 optional mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden.

Um den Herausforderungen der Energiewende gerecht zu werden, ist vor dem Hintergrund der Harmonisierung und Steuerung der dezentralen Erzeugung und des kundenindividuellen Verbrauchsverhaltens zudem vorgesehen, bei Anlagenbetreibern in Abhängigkeit der installierten Leistung ebenfalls einen Austausch der Messstelle vorzunehmen. So soll ab dem Jahr 2017 bei einer installierten Leistung von mehr als 7 kW bis 100 kW innerhalb von acht Jahren eine intelligente Messstelle eingebaut werden.

Für Anlagenleistungen von mehr als 100 kW beginnt die Umbaupflichtung ab dem Jahr 2020 und soll dann ebenfalls innerhalb von acht Jahren abgeschlossen sein.

Der Zeitplan für den Rollout wird ergänzt um Preisobergrenzen. Messstellenbetreiber haben für den Betrieb des intelligenten Messsystems bezogen auf den jeweiligen Verbrauch bzw. die installierte Anlagenleistung gesetzlich definierte Preise einzuhalten. So dürfen beispielsweise bei einem Letztverbraucher mit einem Verbrauch von 6.000 kWh nicht mehr als 100 Euro (brutto) jährlich in Rechnung gestellt werden. Gleichwohl haben Netzbetreiber als grundzuständige Messstellenbetreiber nicht die Sicherheit, mit den Erlösen aus den Preisobergrenzen planen zu können, da auch weiterhin die Liberalisierungsvorgaben für das Messwesen gelten.

In dem Gesetzgebungsverfahren besteht zwischen Bundesregierung und Bundesrat noch Uneinigkeit darüber, ob auch die Kosten für das „alte“ Mess- und Zählerwesen außerhalb des regulierten Bereiches zu führen sind. Die Stellungnahme des Bundesrates sieht hierin eine inkonsistente Vorgehensweise, da der Messstellenbetrieb doch „schon seit Jahren dem Wettbewerb“ unterliegt.

### Was ist zu tun?

Die Änderungen durch das MsbG erfordern strategische Grundsatzentscheidungen. So muss zunächst die erste Überlegung sein, unter welchen Bedingungen (hohe Fixkosten, zu realisierende Skaleneffekte) sich ein Rollout im vorgegeben Zeitplan mit dem vorgegeben Preisobergrenzen finanzieren lässt. Darüber hinaus sollten in Abhängigkeit von der jeweiligen „Austauschmenge“ mögliche Umsetzungs- und Kooperationsformen analysiert und in die Wirtschaftlichkeitsanalysen aufgenommen werden.

Um beim Letztverbraucher einen tatsächlichen Mehrwert zu schaffen, sind Umsetzungsmodelle auch an der Gesamtunternehmensstrategie zu spiegeln. So dürften „Digitale Geschäftsmodelle und -produkte“ nur dann erfolgreich umzusetzen sein, wenn die Digitalisierung mit einem optimalen Change Management in das gesamte Unternehmen getragen wird.

### Impressum

„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:**

Klaus Hinkel, Tel.: +49(0)69/2710760-30  
E-Mail: [energy.de@mbi-infosource.de](mailto:energy.de@mbi-infosource.de)  
Internet: [www.mbi-infosource.de](http://www.mbi-infosource.de)

**Abonnenten-Service:**

[service@mbi-infosource.de](mailto:service@mbi-infosource.de) oder  
+49(0)69/2710760-11

**Anzeigenverkauf:**

[anzeigen@mbi-infosource.de](mailto: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, bei Charts, Kursen und Preisen auch auf [www.aid-net.de](http://www.aid-net.de). 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. Das Copyright für dpa-Nachrichten liegt bei der Deutschen Presse-Agentur (dpa) in Hamburg. Die Nachrichten dienen ausschließlich zur privaten Information des Nutzers. Eine Weitergabe, Speicherung oder Vervielfältigung ohne Nutzungsvertrag mit der Deutschen Presse-Agentur ist nicht gestattet. Alle Rechte bleiben vorbehalten.

*Rechtsanwalt Dr. Thomas Wolf ist in der Rechtsberatung im Bereich Energie tätig. Er berät zu juristischen und regulatorischen Fragen in den Bereichen Anreizregulierung, Mißbrauchsaufsicht sowie zu energiewirtschaftlichen Umstrukturierungs- und Transaktionsprozessen.*

*Steuerberater Jürgen Dobler ist in der Unternehmens- und Steuerberatung im Bereich Energie tätig. Er berät zu regulatorischen und steuerlichen Fragen in den Bereichen Anreizregulierung, Wettbewerbsrecht sowie zu energiewirtschaftlichen Umstrukturierungs- und Transaktionsprozessen.*

► [www.roedl.de](http://www.roedl.de)



# ENERGY 4.0

## Digitalisierung der Energiewirtschaft

++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++ NEU ++

Erscheinungsweise: 2x im Monat  
Umfang: ca. 8 Seiten  
Format: PDF per E-Mail  
Preis: 39,- EUR / Monat\*  
**Einführungspreis: 29,- EUR / Monat\***

### Die Inhalte der Publikation im Überblick:

- exklusiv recherchierte Best-Practice-Stories
- IT-Sicherheit und IT-Recht
- Smart Metering
- Virtuelle Kraftwerke & Speicher
- Intelligente Netze
- Demand Side Management
- Digitaler Vertrieb und Marketing
- Data Analytics

### Hiermit bestelle ich:

Bitte auswählen	Informationsservices	Konditionen
<input type="checkbox"/>	Energy 4.0 (Probe-Abo)	1 weitere Ausgabe <b>kostenfrei &amp; unverbindlich</b>
<input type="checkbox"/>	Energy 4.0 (festes Abo)	29,- EUR/Monat*

**Probe-Abo:** Wenn Sie an einem Probe-Abo interessiert sind, dann senden Sie einfach dieses Formular ausgefüllt an uns zurück. **Die Belieferung ist kostenfrei, unverbindlich und endet nach der Probephase automatisch** – ohne weitere Verpflichtungen für Sie.

**Festes Abo:** Bei einem festen Abo gelten unsere AGB, welche auf [www.mbi-infosource.de](http://www.mbi-infosource.de) einsehbar sind. Der Einführungspreis in Höhe von 29,- EUR / Monat\* gilt für Bestellungen bis zum 30. Juni 2016 für die ersten beiden Vertragsjahre. Danach erhöht sich der Preis auf 39,- EUR / Monat\*.

\* Alle angegebenen Preise gelten für eine nutzergebundene Einzellizenz ohne Weiterverbreitungsrecht und verstehen sich zuzüglich der gesetzl. MwSt.

**Bitte per E-Mail oder Fax senden an: [energie@mbi-infosource.de](mailto:energie@mbi-infosource.de)  
bzw. +49 (0) 69 / 2 71 07 60 22**

Vorname

Name

Unternehmen

Funktion/Position

Straße

PLZ, Ort

E-Mail (bitte unbedingt angeben)

Telefon

Ort/Datum

Unterschrift