

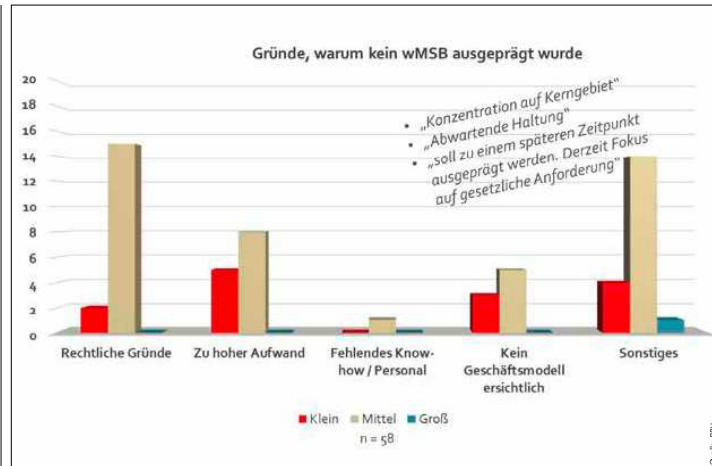
Keine Zeit zu verschenken

BBH Consulting hat Stadtwerke zum **Smart Meter Rollout** befragt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Großen den Kleinen meist ein paar Schritte voraus sind. **VON FRITZ WILHELM**

Um die Haltung vieler Verteilnetzbetreiber zum Smart Meter Rollout zu beschreiben, fällt Andreas Lied das Bonmot eines Anwalts der BBH-Gruppe ein: „aggressives Abwarten“. Der promovierte Physiker und Vorstand von BBH Consulting kann diese Beobachtung nur bestätigen. Eine Umfrage Anfang des Jahres unter 79 Unternehmen - Mitglieder des „AK REGTP“ (die Bundesnetzagentur wurde ursprünglich als Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post gegründet) - hat gezeigt, dass allenfalls die Großen der Branche die Vorbereitungen für das Smart Metering konsequent vorangetrieben und die intelligenten Messsysteme zumindest schon im Rahmen von Pilotprojekten implementiert haben. Produktiv ist bislang jedoch kaum eines im Einsatz.

„Aggressives Abwarten“ ist nachvollziehbar

Grundsätzlich kann Lied das Zögern der Verteilnetzbetreiber nachvollziehen. Warum sollten sie, denen per Gesetz die Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers zufällt, auch vorpreschen? Erst im Januar erging vom Bundesamt für Sicherheit in der Kommunikationstechnik (BSI) die „Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme“, die für eine Reihe von Fristen im Messstellenbetriebsgesetz maßgeblich ist. Damit liegen zwischen dieser sogenannten Markterklärung und der Konkretisierung des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme fast zehn Jahre. „Man kann sehr gut verstehen, wenn ein Stadtwerk nach so langer Zeit der Rechtsunsicherheit nicht zu den



Gründe für einen Verzicht auf den wettbewerblichen Messstellenbetrieb

ersten beim Smart Meter Rollout gehören will“, sagt Lied. Dennoch rät er, keine Zeit zu verschenken. Denn gerade Unternehmen mit hohen sprunghaften Kosten sollten gut überlegen, mit welcher Mengenstrategie sie den Rollout angehen. Nur die vom Gesetz innerhalb der ersten drei Jahre nach Markterklärung geforderten 10 % der Pflichteinbaufälle abzuarbeiten, könnte etwas kurzfristig sein. Die Kosten für die Integration des Messstellenbetriebs in die SAP-Landschaft seien

gleich, ob man 1.000 oder 10.000 intelligente Messsysteme anbiete, erklärt der Berater. Seiner Meinung nach sollte deshalb grundsätzlich die Kostenstruktur die Leitplanke für den Rollout sein.

Doch Wirtschaftlichkeitsberechnungen haben bisher fast nur die großen Netzbetreiber angestellt. Knapp 60 % der kleinen und knapp 50 % der mittelgroßen Unternehmen haben noch keinen detaillierten Überblick darüber, welche Kosten mit dem Rollout und dem Betrieb der intelligenten Messsysteme auf sie zukommen. „Viele vermuten, dass es teuer wird, und warten genau deshalb ab“, weiß Lied. Mit einem hohen sechsstelligen Betrag veranschlagt der Vorstand der Consultinggesellschaft von Becker Büttner Held die Implementierungskosten im SAP-Umfeld. Er hält es jedoch für nicht zukunftorientiert, geradezu fahrlässig, von grundzuständigen Messstellenbetreibern keine verlässlichen Zahlen über die anfallenden Kosten zu haben.

Was für den SAP-Block gilt, gilt in gleichem Maße für die Gateway-Administration. Ohne einen Administrator läuft kein intelligentes Messsystem, denn er ist qua Gesetz für den sicheren technischen Betrieb des Gateways verantwortlich und auch verpflichtet, die Mindestanforderungen des BSI zur Informations- und Datensicherheit umzusetzen. Für Lied ist es vollkommen verständlich, dass mehr als 30 % der kleinen und mehr als 20 % der mittleren Netzbetreiber noch keinen Vertrag über die Gateway-Administration abgeschlossen und noch nicht einmal einen entsprechenden Dienstleister ausgewählt haben. Dagegen implementieren alle großen Unternehmen diese Funktionalität im Moment oder testen sie sogar bereits. Von den kleinen und mittleren Unternehmen ist jedoch nur etwa die Hälfte soweit.

Die Ergebnisse der BBH-Umfrage zeigen, dass die Großen den Kleinen beim Smart Meter Rollout meist zwei oder mehr Schritte voraus sind. Den vielleicht gravierendsten Unterschied, der allerdings regulierungsimmanent ist, gibt es beim Thema wettbewerblicher Messstellenbetrieb. Während mehr als 80 % der großen Stadtwerke den wettbewerblichen Messstellenbetrieb ausgeprägt haben, schlüpft keiner der kleinen in diese Rolle

und auch rund 80 % der mittelgroßen Unternehmen belassen es beim grundzuständigen Messstellenbetrieb. Rund ein Viertel von ihnen geht aus rechtlichen Gründen nicht den Schritt in den Wettbewerb. Was dahintersteckt, macht Lied mit einem Verweis auf den Energievertrieb deutlich: „Dort ist ein Stadtwerk ja nicht auf die Grund- und Ersatzversorgung beschränkt. Es kann ohne Weiteres Sondertarife an den Markt bringen oder Zusatzdienstleistungen anbieten - im eigenen Netzgebiet und auch darüber hinaus.“ Seine Marktrolle als Vertriebseinheit ändere sich dabei nicht. Beim Messstellenbetrieb sei dies anders. Denn für jede Marktrolle benötige man eine sogenannte Marktpartner-ID zur Identifikation in der Marktkommunikation. Eine einzelne juristische Person bekommt sie für jede Marktrolle jedoch nur einmal. Demnach kann ein kleines, aufgrund seiner geringen Netzkundenanzahl nicht entlohntes Stadtwerk nur grundzuständiger Messstellenbetreiber sein, wie dies auch gesetzlich vorgesehen ist. Eine Marktpartner-ID als wettbewerblicher Messstellenbetreiber bleibt ihm damit verwehrt. Stadtwerke, die dem Unbundling unterliegen, sind mit der Netzgesellschaft grundzuständiger Messstellenbetreiber und können den wettbewerblichen dann in der juristischen Person ausprägen, die als Vertrieb auftritt. Die nicht entflochtenen sogenannten De-minimis-Unternehmen müssten dafür eine eigene Gesellschaft gründen. Es wäre ein Kraftakt, den sie meist scheuen, zumal der wettbewerbliche Messstellenbetrieb keinesfalls wirtschaftlichen Erfolg garantiert.

Metering-Geschäft wird mit Bündelangeboten attraktiver

Lied zufolge ist dieser jedoch allemal vielversprechend. Hochlukrativ werde das Geschäftsmodell beispielsweise bei einer mittleren fünfstelligen Zahl an architektonisch geeigneten Wohneinheiten - am besten bei Objekten mit Steigleitungen, an denen pro Stockwerk zwei bis vier Wohnungen hängen. „Da reicht schon die gesetzlich festgelegte Preisobergrenze, um sehr profitabel zu sein“, so der BBH-Consultingvorstand. Mit den ab 2021 möglichen Bündelangeboten werde das Metering-Geschäft noch einmal an Attraktivität gewinnen. Denn dann, so sieht es das Messstellenbetriebsgesetz vor, können mehrere Sparten über ein einzelnes intelligentes Messsystem abgerechnet und entsprechende Mehrwertdienste darauf aufgesetzt werden. Aber, gibt Lied zu bedenken, bis dahin dürften sich die großen wettbewerblichen Messstellenbetreiber die Rosinen schon herausgepickt haben. „Die sind nämlich jetzt schon seit einiger Zeit unterwegs und sichern sich mit der Stromabrechnung - eventuell noch im Paket mit einer Energielieferung - die attraktiven Kunden.“

Trotz der durchaus vorhandenen Perspektive führen die von BBH befragten Stadtwerke die fehlende Aussicht auf ein Geschäftsmodell als Grund für das geringe Interesse an der Ausprägung des wettbewerblichen Messstellenbetriebers an. Dabei mag auch die Auffassung eine Rolle spielen, dass erst das Steuern und Schalten von Anlagen die

Tür zur Wertschöpfung in großem Stil öffnet. Die dafür nötigen Funktionen sind bislang durch die Zertifizierung der Smart Meter Gateways noch nicht abgedeckt. Rein technisch kann man zwar über den sogenannten CLS-Kanal (Controllable Local Systems) steuern. „Rechtlich gesehen geht das aber nur auf der Grundlage von Netzzustands- und Einspeisedaten“, erklärt Lied. Die dafür notwendigen BSI-konformen Sicherheitsstandards der Gateway-Hersteller werden gerade erst in Rezzertifizierungsverfahren geprüft. Als erster Hersteller dürfte die Power Plus Communications AG bekannt geben, das Verfahren erfolgreich durchlaufen zu haben.

„Für das Redispatch 2.0 und das Einspeisemanagement ist die Steuerfunktion unerlässlich“, sagt Lied. Damit sei sie auch eine ganz wesentliche Grundlage für die Integration der erneuerbaren Energien und der E-Mobilität - und damit auch für die künftige Arbeit der Netzbetreiber. Immerhin gibt es damit ein Geschäftsmodell, das auch den grundzuständigen Messstellenbetreibern eine gute Perspektive bietet. **E&M**

"Alles für die Vor-Ort-Prüfung"

Tragbare Prüfnormale /-systeme zur Überprüfung von Elektrizitätszählern (inkl. E-Mobility-Ladesäulen)

Prüftechnik für die Energieversorgung

Tragbare Gas-in-Öl-Analyse für Leistungstransformatoren und ölfüllte elektrische Geräte

EMH Energie-Messtechnik GmbH
www.emh.eu & info@emh.de

N-Ergie vor großen Herausforderungen

Die Nürnberger **N-Ergie** kann sich zwar über ein erfolgreiches Geschäftsjahr 2019 freuen, steht jedoch wegen der Corona-Krise vor Absatz- und Umsatzeinbrüchen. **VON ARMIN MÜLLER**

Den aktuellen Rückgang beim Stromvertrieb für Großkunden bezifferte Josef Hasler, Vorsitzender des Vorstandes bei N-Ergie, auf der telefonischen Bilanzpressekonferenz auf „derzeit zwischen 60 und 70 Prozent“. Wenn die Pandemie noch länger andauere, könnten auch 80 % Rückgang erreicht werden.

Zusammen mit den Kunden versuche man, Lösungen zu erarbeiten und etwa die vereinbarten Fahrpläne zu modifizieren. Strom, der nicht abgenommen wird, will N-Ergie an der Börse wieder verkaufen, was im Augenblick bei sinkenden Strompreisen nur mit Verlust möglich ist. Die ursprünglichen Pläne für das laufende Geschäfts-

me beim Stromverkauf kam vor allem über die Großkunden, bei den Privatkunden blieb der Absatz in etwa stabil. Den Mehrverkauf beim Gas führt das Unternehmen auf etwas kühlere Temperaturen zurück, den bei der Fernwärme auf zwei Neuanschlüsse.

Insgesamt blicke man auf „ein äußerst erfolgreiches Geschäftsjahr unter herausfordernden Bedingungen zurück“.

Die Energiewende weiter im Blick behalten

An die Aktionäre Städtische Werke Nürnberg GmbH und Thüga AG konnte N-Ergie 69,7 Mio. Euro beziehungsweise 32,1 Mio. Euro ausschütten. 25 Mio. Euro führt man als Kapitalrücklage dem Eigenkapital zu. Investiert wurden im letzten Geschäftsjahr rund 120 Mio. Euro.

Der N-Ergie-Chef warnte davor, in der augenblicklichen Situation den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Maßnahmen gegen den Klimawandel aus den Augen zu verlieren. Derzeit seien diese Themen nicht mehr auf der politischen Agenda, die 10H-Regelung für Windenergieanlagen und der PV-Deckel hätten den Zubau erneuerbarer Kraftwerke gestoppt. Eine wirksame und effiziente Energiewende sei aber elementar für den Klimaschutz.

Wichtig dafür sei auch die Realisierung von regionalen Energieversorgungen. Diese sind nach Einschätzung von Hasler auch weniger anfällig für Störungen oder Attacken auf die IT-Systeme. Außerdem könne man dadurch einen überdimensionierten HGÜ-Netzausbau vermeiden.

Der Energieversorger sieht sich beim dezentralen Ausbau auf einem guten Weg. Bereits heute werden insgesamt fast 60 % des jährlich in seinem Netzgebiet verbrauchten Stroms in der Region erzeugt. Dazu installiert man unter anderem beim Austausch alter Kessel Blockheizkraftwerke und setzt auf Quartiersversorgungen.

Über 52.000 Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 2.400 MW speisen derzeit in das Netz der N-Ergie ein. Damit Biogaskraftwerke, die aus der EEG-Vergütung herausfallen, weiterbetrieben werden können, ist der Versorger nach Angaben von Hasler mit rund 100 Landwirten im Gespräch. Ziel ist der Aufbau eines virtuellen Kraftwerks mit diesen Anlagen, die der Energieversorger dann von seiner Warte aus steuern und vermarkten kann. **E&M**



Josef Hasler: „Man sollte den Ausbau der Erneuerbaren trotz Corona-Krise nicht aus den Augen verlieren“

jahr 2020 werden sich deswegen nach Einschätzung von Hasler „bei Weitem nicht erreichen lassen“.

Bei den Privatkunden führt die Corona-Krise erst nach und nach zu finanziellen Schwierigkeiten. Hier könne man Rechnungen stunden und über Energieberatungen versuchen, den Verbrauch zu senken. Laut Hasler arbeitet auch deswegen das Kundenzentrum „unter Vollast“, Kurzarbeit sei nicht nötig.

Sehr gut gelaufen ist nach Einschätzung des Unternehmens das jetzt abgeschlossene Geschäftsjahr 2019. Man verzeichnete Zuwächse beim Umsatz (+5,7 %), beim Ergebnis sowie bei den Absätzen von Strom (+4), Gas (+3,8 %) und Fernwärme (+4,9 %). Die Zunah-

Stuttgart Netze gewinnt Rechtsstreit gegen EnBW-Tochter

Das Stromhochspannungs- und das Gashochdrucknetz in Stuttgart gehen an die Stadtwerktochter Stuttgart Netze GmbH. Der Bundesgerichtshof (BGH) in Karlsruhe beendete mit dieser Entscheidung vom 7. April einen jahrelangen Rechtsstreit zwischen der Stuttgart Netze GmbH, die auf Übergabe der Netze geklagt hatte, und der EnBW-Tochter Netze BW GmbH, die den Wechsel verhindern wollte.

Die Revision der Beklagten und die Anschlussrevision der Klägerin gegen das Urteil des zweiten Zivilsenats des Oberlandesgerichts Stuttgart vom 26. Juli 2018 seien zurückgewiesen worden, teilte der BGH den Tenor seiner Entscheidung mit. Das Urteil ist rechtskräftig.

Die Stadt Stuttgart hatte 2014 die Konzession für Strom- und Gasnetze in der Kommune ihrer Stadtwerktochter Stuttgart Netze übertragen. Seitdem bemühte sich die kommunale Netzgesellschaft auch um die Herausgabe des Stromhochspannungs- und Gashochdrucknetzes auf Stuttgarter Stadtgebiet durch den vorherigen Konzessionsinhaber Netze BW.

Die EnBW-Tochter vertrat jedoch den Standpunkt, dass Hochspannungs- und Hochdruckleitungen überregionale Bedeutung haben und deshalb nicht unter die städtische Konzession fallen. Netze BW verweigerte die Herausgabe. Die Stuttgart Netze hatte bereits vor dem Landgericht

Stuttgart in erster und vor dem Oberlandesgericht Stuttgart in zweiter Instanz recht bekommen. Diese Entscheidungen wurden jetzt vom BGH bestätigt.

„Wir sind erleichtert, dass in dieser Frage nun endlich Klarheit herrscht“, erklärte nach der BGH-Entscheidung Olaf Kieser, Geschäftsführer der Stadtwerke Stuttgart. Nun könne die Entflechtung der Netze beginnen. „Hinsichtlich der Übernahme der Betriebsführung sind wir bereits in Gesprächen mit der Netze BW.“

Stromhochspannungs- und Gashochdrucknetz gehen an die Stadtwerktochter

Netze-BW-Geschäftsführer Christoph Müller sicherte in einer Mitteilung des Unternehmens zu, die Entscheidung des BGH zu respektieren. „Deshalb werden wir alles dafür tun, dass ein reibungsloser und sicherer Übergang erfolgt, von dem die Strom- und Gaskunden sowohl in Stuttgart als auch im Umland letztlich nichts merken.“ In den nächsten Tagen und Wochen sollen die Modalitäten des Übergangs im Detail festgelegt werden.

Die 2011 gegründeten Stadtwerke Stuttgart halten an der Stuttgart Netze GmbH 74,9 % der Anteile, die EnBW-Tochter Netze BW ist an der kommunalen Netzgesellschaft mit 25,1 % beteiligt. (pf) **E&M**

**GESUCHT:
WINDSURFER und
SONNENANBETER**

UKA Der Energieparkentwickler

WIR SUCHEN SIE!
JOBS BEI UKA – DEM VOLLENTWICKLER VON WIND- UND SOLARPARKS

WWW.UKA-GRUPPE.DE/KARRIERE

Kennzahlen der N-Ergie

	2019	2018
Umsatz	2,26 Mrd. Euro	2,14 Mrd. Euro
Ergebnis der Geschäftstätigkeit	135,1 Mio. Euro	129,2 Mio. Euro
Stromabsatz	16,6 Mrd. kWh	16 Mrd. kWh
Gasabsatz	15,9 Mrd. kWh	15 Mrd. kWh
Fernwärmeabsatz	1,1 Mrd. kWh	1 Mrd. kWh