



Startschuss für das neue Messwesen

Rollout Die offizielle Einbauverpflichtung ist seit Ende Januar gültig – allerdings gilt sie nicht für alle Einbaugruppen. Welche Geschäftsmodelle sich lohnen könnten

Foto: © Thaut Images/AdobeStock

Es kann losgehen: Für Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6000 kWh, Anlagenbetreiber mit einer Leistung von über sieben Kilowatt sowie Nutzer von Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen mit verringertem Netzentgelt ist der Einbau intelligenter Messsysteme verpflichtend. Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen in den nächsten drei Jahren zehn Prozent der Pflichteinbauten installiert haben. Danach haben sie weitere fünf Jahre Zeit für den kompletten Rollout.

Stephanie Gust, München

Es hat doch noch geklappt: Am 31. Januar gab das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) grünes Licht für den offiziellen Smart-Meter-Rollout. Vorausgegangen war die Marktanalyse des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), in der die technische Möglichkeit zum Einbau der Geräte festgestellt wurde – allerdings nicht für alle Einbaugruppen (siehe Kasten).

»Hier hätten wir uns durchaus ein offensiveres, innovationsfreundlicheres Ergebnis gewünscht, denn technisch ist bereits heute nachweislich viel mehr möglich«, kritisierte



Für Messstellenbetreiber bedeutet der Rollout eine Mammutaufgabe.

Michael Grüner
Geschäftsführer MeteringSüd

Anke Hüneburg, Bereichsleiterin Energie im Verband ZVEI. Ähnlich Peter Heuell, Geschäftsführer des zertifizierten Gateway-Herstellers EMH Metering: »Wir bedauern, dass die Aufgabe des Schaltens von EEG-Anlagen es nicht in die erste Runde des Rollouts geschafft hat.« Das EEG müsse jetzt schnell angepasst werden. Gleichzeitig seien die Standards für weitere Anwendungen, wie die E-Mobility, nötig.

»Von sofort an können Stadtwerke von der Planungs- in die Umsetzungsphase gehen, um bald die ersten Haushalte mit intelligenten Stromzählern auszustatten«, so Michael Wübbels, stv. Hauptgeschäftsführer des Verbands VKU. Mit den Zählern seien nun smarte Geschäftsmodelle möglich. Allerdings: Die Geräte der ersten Generation »müssen beweisen, dass sie praxistauglich sind, sich nahtlos in unterschiedliche Systeme integrieren lassen, quasi per »plug-n-play« funktionieren und zukunftsfähig per Update sind«, verdeutlicht Wübbels.

EINSCHÄTZUNGEN

Frank Fleischle, Partner, E&Y: Der Start des Pflichteinbaus bedeutet einerseits eine grundsätzliche Zäsur, andererseits werden die Veränderungen erst langsam greifen, da die Umsetzung Jahre dauert. Zum einen werden proprietäre, sprich herstellereigene, Lösungen sukzessive an Bedeutung verlieren – auch wenn lange Übergangsfristen gelten. Zum anderen sieht das Gesetz zur Digitalisierung des Messwesens für den Rollout intelligenter Messsysteme einen großzügigen Zeitrahmen vor, sodass sich diese Phase über viele Jahre erstrecken wird. Und natürlich werden sich neue Geschäftsmodelle in diesem Bereich, wie zeit- und lastvariable Tarife, auch nur in dem Maße verbreiten, in dem auch bereits intelligente Messsysteme eingebaut sind. Zeitkritisch ist die Frage, wann eine Steuerung der voraussichtlich stark ansteigenden Zahl von Ladesäulen für die E-Mobilität über das Gateway verbindlich vorgeschrieben wird. Sowohl der gesetzliche Rahmen als auch die Technologie sind hier noch in der Weiterentwicklung. Hier besteht tatsächlich die Gefahr, dass es bei der netzdienlichen Steuerung der Ladeinfrastruktur zu technischem Wildwuchs oder Steuerungsdefiziten kommt.

Wolfgang Zander, Generalbevollmächtigter, BET: Anders als in vielen Ländern, wo die Smart

Aktuell verfügen die intelligenten Messsysteme über die Tarifenwendungsfälle (TAF) 1 (datensparsame Tarife), 2 (zeitvariable Tarife), 6 (Abruf von Messwerten im Bedarfsfall) und 7 (Zählerstandgangmessung). Die nächsten Anwendungsfälle zur Ist-Einspeisung (9), zum Netzzustand (10) und zur Disaggregation von Daten (14) sind laut BSI auf der Zielgeraden: Hier durchlaufen aktuell alle drei zertifizierten Herstellern das Re-Zertifizierungsverfahren. PPC, als erster Hersteller mit zertifiziertem Gateway, erwartet die Re-Zertifizierung noch in diesem Quartal.

Praxiserfahrungen | Inzwischen setzen 50 Messstellenbetreiber PPC-Geräte ein, für die sichere Lieferkette (SiLKe) wurden bereits 1000 Monteure geschult. Auch Sagemcom Dr. Neuhaus, zweertifizierter Hersteller, erfährt nach eigenen Angaben »extrem großes Interesse« von den Messstellenbetreibern. »Neben Testgeräten wurden zunehmend größere Stückzahlen geordert, sodass Stückweise Abstand von einer Testumgebung hin zu einem echten Rollout genommen wird.« Durch die Einbauverpflichtung erwarten wir, dass die Anfragen nun exponentiell weiter steigen«, so Holger Graetz, Sales & Marketing Director.

Das Bayernwerk kündigte gleich zum 31. Januar den Start zum Einbau an: »Intelligente Messsysteme sind ein wichtiger Baustein für die Stromnetze der Zukunft«, heißt es dort. Die neue Technologie werde der Baustein für neue Kundenlösungen rund um Effizienz, Vernetzung und Komfort.

Zurückhaltender zeigte sich Dienstleister MeteringSüd aus Augsburg: »Für die Messstellenbetreiber bedeutet das eine Mammutaufgabe«, so Geschäftsführer Michael Grüner. Für alle Markttrollen stünden bedeutende Veränderungen an. Neben dem Einbau der Hardware muss »jeder grundzuständige Messstellenbetreiber parallel eine ganze Reihe administrativer und kommunikativer Prozesse wie Veröffentlichungspflichten, Pflichtanschriften und vieles mehr stemmen. Um die Umstellung für Stromkunden, aber auch für Lieferanten so transparent wie möglich zu gestalten, ist eine durchdachte Kommunikations-Strategie entscheidend«, unterstreicht Grüner.

Meter allein als fernauslesbare elektronische Zähler eingesetzt werden, wird in Deutschland aus der BMWi-BSI-Roadmap die Weiterentwicklung der Gateways erkennbar: eine vielfältig nutzbare Kommunikationsplattform zur Umsetzung der Energiewende. Neben der reinen Messung verbergen sich hier die Überwachung und Steuerung dezentraler Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen sowie die damit verbundenen Mehrwerte für Endkunden und Energieversorger auf einer herstellerneutralen Plattform. Damit sinkt die Markteintrittsschwelle. Andererseits hängt die Versorgungssicherheit besonders der Stromnetze auch künftig entscheidend davon ab, die Millionen dezentral steuerbaren Anlagen hochsicher gegen Cyber-Angriffe zu managen. Dazu müssen die Gateways weiterentwickelt werden und können somit auch Standards für andere Länder setzen.

Charlotte Behm, Associate Manager, Sopra Steria Next: Der Handlungsdruck auf EVU, sich mit der Technologie auseinanderzusetzen und neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, steigt. Die entscheidende Herausforderung wird, die Geräte und die Daten gewinnbringend zu vermarkten. Sich neue Geschäftsmodelle zu überlegen, erfordert allerdings einen Wandel der Unternehmenskultur.

FAHRPLAN ZUR DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) will bis 2030 »möglichst viele Messstellen« mit Smart Meter Gateways ausrüsten. Diesem Ansatz steht allerdings das EEG mittel- und langfristig entgegen, da es die Steuerung von EEG- und KWKG-Anlagen, die sich nicht in der Direktvermarktung befinden, auch außerhalb eines Gateways mit proprietärer Technik zulässt. Um das zu ändern, plant das BMWi kurzfristig eine Neuregelung, deren Eckpunkte bis zum ersten Halbjahr stehen sollen. Technisch gesehen sind die zertifizierten Geräte dazu fähig, was auch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) in seiner Marktanalyse ausdrücklich bestätigt. Die Aktualisierung der Marktanalyse soll unmittelbar nach Anpassung des Rechtsrahmens erfolgen, jedoch spätestens zum 30. Oktober.

Ähnlich verhält es sich bei den flexiblen Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung im Sinne des § 14a EnWG. Dazu zählen private Ladeeinrichtungen für Elektromobile, Heimspeicher und Wärmepumpen. Auch hierzu werde man den entsprechenden

Rechtsrahmen bis Ende 2020 weiterentwickeln. Geprüft werden soll auch in diesem Jahr, wie sich Maßnahmen umsetzen lassen, um den Rollout zu beschleunigen und weitere Anwendungsbereiche einzubeziehen.

So ist etwa der Einsatzbereich »Smart Mobility«, bei dem sogenannte 14a-Anlagen eingesetzt werden, zunächst bis 31. Dezember von den Rollout-Verpflichtungen ausgenommen. Für »Smart Home«/»Smart Services« sind erst noch die Anforderungen zu entwickeln. Der Bereich »Sub-Metering« – die spartenübergreifende Messung von Gas, Wasser und Heizwärme – dagegen kann mit den derzeit verfügbaren zertifizierten Gateways bedient werden. Die dazu nötigen Geräte seien verfügbar. Eine eichrechtliche Freigabe der TAF 1 und 6 habe die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) schon erteilt. Auch sogenannte Heizkostenverteiler, die vor allem bei Zentralheizungen in Mehrfamilienhäusern eingesetzt werden, lassen sich einbinden. Allerdings findet noch keine Tarifierung im Gateway statt, sondern das

Gerät dient hier ausschließlich der sicheren Übertragung der erfassten Daten.

Ausgeschlossen vom Pflichteinbau sind Letztverbraucher mit über 100 000 kWh jährlich, alle RLM-Kunden sowie Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW – deren Anforderungen decken die aktuell zertifizierten Geräte noch nicht ab.

Die MaKo 2020 gilt weiter bis zur technischen Realisierbarkeit der sternförmigen Kommunikation. Bis 30. Juni 2023 wird der Stand der Technik evaluiert. Sollte sich hier bestätigen, dass die sternförmige Kommunikation abrechnungsrelevanter Daten per Gateway realisierbar ist, soll der Zeitpunkt zur Umstellung bestimmt werden. Dieser wird frühestens in das Jahr 2026 fallen. Seit 1. Dezember haben die Messstellenbetreiber übergangsweise die Aufgaben der sternförmigen Kommunikation übernommen. Später soll dies das Gateway selbst können. Ungeachtet dessen wird die Messwertübertragung auch im Rahmen der MaKo 2020 im Jahr 2022 über die Smart-Metering-Public-Key-Infrastructure stattfinden.

KÜNFTIGE GESCHÄFTSMODELLE

Wolfgang Zander, Generalbevollmächtigter, BET: Der Einsatz intelligenter Messsysteme ist vor allem dann interessant, wenn über die reine Verbrauchserfassung für Strom hinaus weitere Sparten und idealerweise sämtliche Zähler im Objekt fernausgelesen werden können. Damit ließen sich die Kosten für die heute übliche Vor-Ort-Ablesung minimieren und die automatisierte und stichtagsgenaue Weiterverarbeitung der Verbrauchsdaten in der Abrechnung optimieren. Entsprechende Mehrwertdienste werden daher gerade in der Wohnungswirtschaft, im Bereich Mieterstrommodelle oder in Quartieren entstehen. Eine wesentliche Rolle kommt damit der zyklischen Übermittlung von Messwerten auch unter 15 Minuten zu Überwachungs-, Optimierungs- und Steuerungszwecken zu, was über die Standardleistungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz hinausgeht und Zusatzlösungen generieren kann.

Charlotte Behm, Associate Manager, Sopra Steria Next: Der Rollout wird oft auf das Smart Metering reduziert. Mit Themen wie Smart Mo-

bility und Smart Grid öffnen sich neue Türen für Energieanbieter. Sie erfordern jedoch, dass sich die Akteure auf neues Terrain begeben und neue Ansätze in ihre bestehenden Geschäftsmodelle integrieren. Zentraler Baustein sind hier Partnerschaften. Die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle ist zudem stark abhängig von der Zuverlässigkeit und der Verfügbarkeit der nötigen Technologien. Energielieferanten und andere Akteure müssen hier künftig besser werden, um schnell, reaktiv und kundenorientiert auf Marktgegebenheiten zu reagieren.

Frank Fleischle, Partner, E&Y: Unsere eigenen Erhebungen zeigen, dass die Kundennachfrage nach digitalen Energielösungen noch konstant gering ist, vor allem auf Seiten der Privat- und Haushaltskunden. Die Praxis zeigt aber, dass sich technische Innovationen nicht etwa dadurch durchsetzen, dass die Anbieter eine Lösung für ein Problem präsentieren, auf die die Kunden schon lange gewartet haben. Vielmehr ist es so, dass die Anbieter neue Produkte und Dienstleistungen entwickeln und im Markt erst-

mals etablieren, die den Kunden einen Mehrwert bieten. Dabei lernen die Kunden die neuen Angebote langsam zu schätzen und die Anbieter optimieren diese aufgrund des Kundenfeedbacks. Potenziale gibt es bei zeit- und lastvariablen Tarifen, bei den Zusatzleistungen für das Messprodukt wie spartenübergreifende Verbrauchstransparenz, bei Smart Mobility, integrierten Quartierslösungen und perspektivisch auch in Bezug auf den Handel mit Flexibilität.

Lars Thomsen, Zukunftsforscher, »future matters«: Konsumenten werden zunehmend zu Produzenten oder Prosumern, die andere Ansprüche an Pricing, Abrechnung und Nutzung stellen. Geräte in Verbindung mit lokaler Erzeugung, Speicherung und Nutzung werden immer attraktiver. Wenn die EVU hier nicht »außen vor« bleiben wollen, müssen sie modernstes Metering in Verbindung mit intelligenten und nutzenstiftenden Produkten und Diensten entwickeln. Das dient mittel- und langfristig sogar der Kundenbindung und damit der Zukunftssicherung.

STEUERBOXEN

Wo hakt es bei den Steuerboxen?**Wolfgang Zander & Ulrich Rosen, BET:**

Bis 2030 werden hierzulande zwischen fünf und zehn Millionen Elektromobile und ähnlich viele Wärmepumpen erwartet. Diese dezentralen flexiblen Lasten kommen in Summe auf eine Leistung von 60 bis 80 GW. Sie können somit systemstabilisierend oder auch systemgefährdend wirken. Eine zuverlässige und cybersichere Ausgestaltung der Steuerbarkeit dieser flexiblen Lasten ist daher für die künftige Systemsicherheit unerlässlich. Gleiches gilt für Millionen dezentraler und ebenfalls steuerbarer Erzeuger sowie gegebenenfalls Speicher.

Um eine solche Aufgabe zu meistern, sind zunächst die grundsätzlichen Anforderungen an die Steuerbarkeit flexibler Lasten/Erzeuger und die Rollen der Marktakteure im Ordnungsrahmen festzulegen. Darauf basierend müssen die technische Standardisierung der Geräte, die Definition der Marktkommunikationsprozesse sowie Schnittstellen zwischen den verschiedenen Marktakteuren vorangetrieben werden.

Mit dem BET-Vorschlag des Modells der »Spitzenglättung« liegt ein in der Branche schon sehr positiv aufgenommener Vorschlag zur Systemintegration flexibler Verbraucher vor, mit dem sich der § 14a EnWG praxistauglich umsetzen lassen könnte. Die im Februar startenden Task-Forces des BSI werden sich mit

der Standardisierung und der funktionalen Erweiterung der Smart Meter Gateways beschäftigen. Klar ist, dass ein erfolgreicher Abschluss dieses Standardisierungsprozesses nur möglich ist, wenn die vorgelagerten gesetzlichen Rahmenbedingungen vorliegen.

Aktuelle Situation: Derzeit geschieht die Steuerung flexibler Lasten und Erzeuger über oft nur unzureichend gegen Cyber-Attacken abgesicherte proprietäre Gateways und individuelle Schnittstellen. Technisch ist es grundsätzlich schon möglich, die Steuerung von Lasten und Erzeugern über den transparenten CLS-Kanal des Gateways zu realisieren. Das für die Kommunikation vorgeschriebene BSI-Schutzprofil gewährleistet, dass nur die berechtigten Marktpartner miteinander verbunden werden. Das würde die Cybersicherheit der Steuerungsfunktion bereits verbessern.

Die Schnittstellen zwischen den Backend-Systemen und den zu steuernden Anlagen müssen dazu jedoch individuell abgesprochen werden. Zudem haben die zu steuernden Anlagen in der Regel eine weitere »rückwärtige« WAN-Schnittstelle zum Hersteller, die oft unzureichend geschützt ist und damit eine erhebliche Sicherheitslücke darstellt. Ein Ziel der technischen Weiterentwicklungen der Gateways muss daher die sichere Anbindung

der Steuereinheit/Steuerbox/Energiemanagementeinheit über einen spartenübergreifenden und zertifizierungsfähigen Standard sein.

Eine tragfähige Dauerlösung für mehrere Millionen flexible Lasten und Erzeuger können die heutigen proprietären Lösungen durch den damit einhergehenden hohen Abstimmungsaufwand somit nicht sein. Daher müssen alle, die auf dieser Basis eine individuelle Steuerungslösung realisieren, damit rechnen, diese nicht dauerhaft nutzen zu können, und mittelfristig auf den Standard umzustellen.

Forderung: Sobald die gesetzlichen Anforderungen stehen, haben die Hersteller verlässliche Rahmenbedingungen, um ihre Geräte so zu konzipieren, dass sie später nach Definition der technischen Richtlinien und Marktschnittstellen über vom BSI zertifizierte Softwareupdates nachgerüstet werden können. Die Nachrüstung ließe sich dann ohne einen Vor-Ort-Einsatz oder gar Gerätetausch realisieren. Will man nicht riskieren, noch über lange Zeit jeden Tag neue Provisorien zu installieren, ist es äußerst dringlich, die gesetzlichen Anforderungen – vor allem des §14a EnWG – sowie die Harmonisierung von sich heute noch widersprechenden Vorgaben zum Einsatz des Gateways im EEG bzw. Messstellenbetriebsgesetz festzulegen.

KUNDENTRANSPARENZ

Das Problem mit Tarifenanwendungsfall 7**Frank Alexander Manigold, TWL-Metering:**

Derzeit wird vor allem über zusätzliche Messdienstleistungen und Mehrwertdienste für die Anschlussnutzer diskutiert. Auch der offizielle Flyer des Bundeswirtschaftsministeriums suggeriert dem Anschlussnutzer totale Transparenz. Dort heißt es wörtlich: »Smart Meter bieten mehr Transparenz durch detaillierte Daten« und »die Geräte übertragen den Energieverbrauch der Kunden alle 15 Minuten. In einem Onlineportal werden die Daten grafisch aufbereitet ...«.

Aktuell ist die Übertragung von Viertelstunden-Zählerstandsgängen im Tarifenanwendungsfall (TAF) 7 abgebildet. TAF 7 soll allerdings nur für Kunden mit einem durchschnittlichen Drei-Jahresverbrauch größer 10 000 kWh eingestellt werden. Netzbetreiber benötigen TAF 7, der auch lediglich einmal pro Tag aus dem Gateway abgerufen wird, zudem zur Bilanzierung. Für alle Anschlussnutzer mit weniger Verbrauch gelten TAF 1 oder TAF 2 (Datensparsame Tarife). Wie mit solchen Tarifen Verbrauchsspitzen identifiziert werden können und ob ein direkter Zugriff auf eine moderne Messeinrichtung parallel zum Gateway möglich ist, ist noch unklar. Auch welche Rolle TAF 6 (Ablesen von Messwerten im Bedarfsfall) einnehmen kann, wird sich zeigen. Einige Her-

steller von modernen Messeinrichtungen und auch SMGW-Hersteller bieten Lösungen an, die Daten auch direkt an die Kunden zu senden. Es bleibt aber die Unsicherheit, ob dies letztlich zugelassen wird, da die Daten per LoRaWAN, Bluetooth, WLAN etc. übertragen werden.

Für die wirtschaftliche Betrachtung des Rollouts ist eine 1:n-Anbindung ans Gateway bedeutsam. Das Einbinden weiterer moderner Zähler macht daher auch im freiwilligen Einbau Sinn, sollte ein Gateway in einem Anschlussobjekt verbaut werden. Vorsicht ist bei der Planung geboten: Eine Anbindung weiterer Zähler mit TAF 7 ist aktuell nicht über wMbus möglich. Denn TAF 7 benötigt eine Drahtverbindung über die LMN-Schnittstelle. Der Zählermonteur muss also einen tiefen Eingriff in die Anlage des Kunden vornehmen – was deutlich mehr Zeit kostet.

Fazit: Die Idee einer hochsicheren Kommunikationsplattform für Energiedaten und Mehrwertdienste hat enormes Potenzial – zur Umsetzung sind weitere Abstimmungsrunden nötig. Politik, Behörden, Verbände und Datenschützer müssen hier einen berechtigten Teil beitragen. Es wird sich zeigen, wie der »zwangsbegünstigte« Anschlussnutzer auf die Verteuerung des Messstellenbetriebs ohne direkten Mehrwert, zumindest anfangs, reagiert.