

Interview zum Smart-Meter-Rollout mit Fabian Zuber, Geschäftsführer, ComMetering GmbH

24. September 2019

Fabian, seit Monaten wird über den Smart-Meter-Rollout diskutiert und spekuliert. Wann geht es nun eigentlich los mit dem Rollout?

- Gute Frage. Und jede Antwort darauf bleibt wohl ein Stückweit spekulativ. Denn die Einbaupflicht für intelligente Messsysteme greift erst, wenn mindestens drei Smart Meter Gateways durch die zuständigen Behörden zertifiziert sind. Und dieser Prozess zieht sich bereits seit Jahren. Gleichwohl verdichten sich Anzeichen dafür, dass es 2020 mit dem Rollout losgehen könnte. Das federführende Bundeswirtschaftsministerium zeigt sich dahingehend jedenfalls optimistisch. Das liegt sicherlich auch daran, dass der politische Druck zunehmend steigt. Man will verhindern, dass sich beim Smart-Meter-Rollout die Geschichte des Berliner Großflughafens wiederholt. So wurde erst im August ein neues Digitalisierungs-Referat geschaffen und die personellen Ressourcen verstärkt. Und gegenüber der Branche, die seit Jahren mit der Planungsunsicherheit umgehen muss, zeigt man sich nun ein Stückweit kompromissbereiter mit den eigenen Ansprüchen und optimistisch, dass es bald losgehen wird.

Was können und sollten PV-Betreiber bis zum Start noch tun, und was müssen Sie beachten, wenn es dann tatsächlich los geht?

- Rund eine Million von Solaranlagen werden vom Pflichtrollout betroffen sein. Das betrifft natürlich die Neuanlagen, aber insbesondere den Bestand. Früher oder später trudelt dann bei den Betreibern ein Brief mit dem Hinweis auf den bevorstehenden Einbau ein. Pikant ist dabei, dass der Gesetzgeber die Mehrkosten von eben diesen Betreibern bezahlen lässt. Und zwar für ein Produkt, das ihnen erstmal kaum Nutzen bringen wird. Es kann sich also lohnen, noch vor dem Rolloutstart zu Handeln. Denn das Gesetz räumt jedem Betreiber einen achtjährigen Bestandschutz ein, der über eine moderne Messeinrichtung mit Kommunikationseinheit verfügt, so wie wir sie heute schon als ComMetering bei unseren Kunden verbauen. Das kostet zwar auch mehr als die alten, analogen Zähler. Aber diese Geräte können teilweise mehr und sind günstiger als jene, die nach Rolloutstart von den meisten Netzbetreibern verbaut werden.

Wer also schon vorher handeln will, kann dies jetzt tun. Das Zeitfenster dafür wird voraussichtlich einige Monate nach der sogenannten Markterklärung schließen. In dieser Erklärung verkündet das Wirtschaftsministerium die erfolgte Zertifizierung der Smart Meter. Branchenvertreter erwarten, dass es im Januar 2020 soweit sein könnte. Nach dem offiziellen Start heißt es für die Betreiber dann abwarten – oder jederzeit einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber beauftragen, wobei es sich lohnen wird, auf die spezifischen Angebote für PV-Betreiber zu achten.

ComMetering hat übrigens vor einem Jahr einen [Leitfaden zum Smart-Meter-Rollout](#) veröffentlicht. In diesem Leitfaden sind praktische Tipps und Hinweise für die Betreiber gebündelt.

Derzeit läuft ein Dialogprozess von BSI und BMWi mit der Branche über die zweite Generation der Smart Meter, die in zwei bis drei Jahren kommen soll. Was bedeutet das für die PV-Betreiber?

- Die Funktionalitäten der Smart Meter werden sich in Zukunft weiterentwickeln. Die erste Generation, die zum Rolloutstart zur Verfügung stehen wird, kann eigentlich nur Zählerstandsdaten im 15-Minutentakt vom Vortag übermitteln. Die Geräte werden also nicht so smart sein, wie sie erstmal klingen. In Zukunft soll sich das ändern. Und genau darüber sprechen das Wirtschaftsministerium und das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik derzeit mit der Branche. Konkret geht es um die sogenannten Anwendungsfälle, also das was die Geräte können sollen. Aber auch um die Logik, mit der die Messsysteme im Energiemarkt zwischen den Endkunden und der Netzseite eingebunden werden. Leider muss man sagen, dass hier die alte Energiewelt das Ruder in der Hand hält. Im Austausch mit den Behörden geben sich die Netzbetreiber und Großindustrien die Klinke in die Hand, was nicht immer im Interesse der Betreiber ist. Hier bringen wir uns ein. Offen ist zum Beispiel, welche Optionen die Netzbetreiber bekommen, um extern zu steuern, oder ob das Energiemanagement-System des Wechselrichters oder des Speicherherstellers in Zukunft noch genutzt werden kann. Wir denken: Die Smart Meter können diese Aufgabe mitübernehmen, aber diese sollten in einem fairen Wettbewerb mit anderen Anwendungen stehen.

Was sind dahingehen die Interessen der Betreiber und wie können Smart Meter bei Geschäftsmodellen Post-EEG oder als Alternative zum EEG unterstützen?

- Wir denken, dass aus der Zwangsbeglückung mit den Smart Metern auch neue Geschäftsmodelle für die Betreiber entstehen können. Die Digitalisierung kann also auch eine Chance sein. Und genau diese wollen wir als ComMetering ja auch angehen – gemeinschaftlich als Solarbetreibergemeinschaft. Auch aus diesem Grunde haben wir uns als ComMetering in die Gestaltungsfragen zur nächsten Generation der Smart Meter eingebracht. So sehen wir beispielsweise, dass die Zähler in naher Zukunft wichtig werden, wenn PV-Betreiber ihren Überschussstrom außerhalb des EEG vermarkten wollen. Ab dem Jahr 2021 werden die ersten PV-Anlagen den Vergütungsanspruch verlieren. Von Jahr zu Jahr werden es dann immer mehr. Verknüpft mit den Smart Metern können neue Vermarktungsmodelle dafür sorgen, dass die PV-Anlagen weiterbetrieben werden. Energiewirtschaftlich wird es aber auch immer mehr Sinn machen, Gemeinschaftsspeicher vor Ort zu nutzen und Stromgemeinschaften zu bilden, über die der Überschussstrom aus der PV-Anlage direkt beim Nachbarn zum Laden des Elektroautos genutzt werden kann. Wofür wir uns einsetzen, ist dass die Betreiber diese Geschäftsmodelle selbstbestimmt und gemeinschaftlich umsetzen können.

Ihr arbeitet bei ComMetering auch viel mit Bestandsanlagen. Können die Smart Meter helfen, die Qualität der älteren Systeme zu monitoren?

- Viele PV-Anlagen laufen nicht rund und die Ursachen dafür sind vielfältig. Durchaus problematisch aus unserer Sicht ist, dass viele Betreiber kein Monitoring der Anlage mehr haben, da die Hersteller entweder nicht mehr da sind oder die Angebote kostenpflichtig geworden sind. Hier kann die Verfügbarkeit von Messwerten

natürlich helfen, etwaige Fehler zu entdecken. Und je granularer die Daten, desto besser erkennbar wird auch ein schleichender Ertragsverlust. Hier ein Beispiel: Eine PV-Anlage eines Kunden, die 2012 installiert wurde, hatte seit 2014 einen schleichenden Ertragsverlust. Das Portal von SunPower ist aber nicht mehr verfügbar und der Verlust war allein auf der Jahresabrechnung nicht sichtbar. In unserem Portal, in dem die Ertragswerte aus der Messeinrichtung quasi in Echtzeit dargestellt werden, konnte man die schwache Performance besonders an heißen Tagen sehr gut sehen. Ursächlich war hier die fehlende Erdung und daraus resultierend die potentialinduzierte Degradation. Aus unserer Sicht sollte jeder Betreiber seine PV-Anlage überwachen. Und wenn die Smart Meter dabei helfen, ist das ein positiver Nebeneffekt aus dem Rollout.

Letzte Frage. Es wird viel geredet über neue Energiesysteme und die anstehenden Veränderungen – welche Rolle spielen da die PV-Betreiber und in welcher Form gestalten sie die Energiemärkte der Zukunft mit?

- Im Konventionellen Energiesystem, aus dem wir kommen, spielten die passiven Verbraucher quasi keine Rolle. Daher hörte die System-Betrachtung an der Steckdose auf. Dieses Denken ist bis heute weit verbreitet. Und auch die Regulatorik tut sich bis heute schwer, Millionen von PV-Betreibern oder Nutzern von E-Mobilität und Wärmepumpen eine aktive Rolle zuzuweisen. Die alte Energiewelt denkt aber längst um. Dass Big Data zum Werttreiber in der Energieversorgung wird, hat der E.on-Chef schon 2015 ausgerufen. Die Smart Meter sind hier ein zentrales Element und die Gefahr ist real, dass über die Digitalisierung versucht wird, sich den Zugriff auf den Millionen von aktiven Prosumern zu sichern.

Nehmen wir das Beispiel E.on. Durch die Fusion mit innogy entsteht hier mit rund 20 Millionen Zählern ein Messstellenbetriebs-Riese, wenn nicht sogar ein Monopolist. Auch ohne gleich das Szenario der Datenkrake an die Wand zu malen, ist das schon besorgniserregend. Denn im Messstellenbetrieb geht es sehr stark um Skalierung. Und wenn E.on hier mit 40% aller Messstellen in Deutschland antritt, dann ist das schon ein Pfund. Uns fehlt einfach ein Stückweit der Glaube, dass E.on Geschäftsmodelle im Sinne der Prosumer und echter Dezentralität verfolgt.

Die Situation ist damit paradox. Einerseits können die Smart Meter den Prosumer stärken und Dezentralität fördern, andererseits deuten sich Marktstrukturen an, die genau das verhindern könnten. Zum Glück ist aber jeder Verbraucher und Betreiber frei, sich seinen Messstellenbetreiber auszusuchen – genau so, wie man den Stromtarif jederzeit wechseln kann. Bisher haben nur wenige von diesem Recht Gebrauch gemacht. War ja auch egal, wer einmal im Jahr den Zähler ausgelesen hat. Die Digitalisierung und das neue E.on-Monopol werden den Wechselwillen aber sicherlich beflügeln. Gerade auch bei vielen Solarbetreibern, die seit Jahren für eine echte, dezentrale Energiewende stehen.