

ZfK+ Smart Metering: "Wir erwarten eine Verfünfachung der Pflichteinbaufälle"

Was sich aus den Voruntersuchung zur Digitalisierung der Energiewende ergab, darüber sprechen Experten von BET und EY mit der ZfK. Mit dem §14a EnWG werden sich die Einbaufälle nochmals deutlich steigern. Auch sonst gibt es noch viel für die Branche zu tun.

11.05.2024



Wolfgang Zander, BET (links oben), Jan Kircher, EY (rechts oben) und Leon Bücher, BET (rechts unten) im Gespräch mit der ZfK

Aktuell ist Paragraph 48 MsbG beim Smart Meter Rollout ein Thema. Um was geht es hier überhaupt?

Wolfgang Zander, Gründer und Generalbevollmächtigter des Beratungsbüros BET aus Aachen: Es gibt eine Berichtspflicht der Bundesregierung und zwar, dass das BMWK zur Entwicklung der Digitalisierung einen Bericht erstellen lassen muss. Das ist dieser Paragraph 48. Da geht es einerseits um die Entwicklung des Rechtsrahmens – also, wie tauglich ist dieser, wo hakt es vielleicht? Zweiter Themenbereich ist Nachhaltigkeit und Entwicklung der Digitalisierung: Wie ist die Branche insgesamt in Richtung Digitalisierung unterwegs. Da geht es nicht nur um den Einbau von Smart-Metern. Im dritten Bereich setzt man sich nochmals genauer mit der Kosten- und Nutzen-Situation aus. Sie ahnen, was in der Branche am meisten diskutiert wird?

Sicherlich die Preisobergrenzen?

Jan Kircher ist Partner bei der Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (EY): Ja, aber das ist eine Verkürzung der Debatte. Es geht jetzt auch aus volkswirtschaftlicher Sicht insgesamt darum, was macht die Branche und wie gut funktioniert das Ganze?

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz legt spätestens zum 30. Juni 2024 und sodann mindestens alle vier Jahre vor:

1. einen Bericht zum Rechtsrahmen und zur Entwicklung der Digitalisierung der Energiewende,
2. eine Nachhaltigkeitsanalyse und -bewertung des Einbaus und der Nutzung von intelligenten Messsystemen sowie der Standardisierungsstrategie unter besonderer Berücksichtigung von Möglichkeiten zur weiteren Steigerung der Verbraucherfreundlichkeit sowie des Nutzens intelligenter Messsysteme und der Verständlichkeit von Informationen für Verbraucherinnen und Verbraucher,
3. eine Analyse zur Höhe und Ausgestaltung der Preisobergrenzen nach den §§ 30, 32 und 35 unter Berücksichtigung aller langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile, einschließlich des Systemnutzens, sowie einer hierauf aufbauenden Bewertung zur Ausweitung des verpflichtenden Einbaus intelligenter Messsysteme auf weitere Einbaufallgruppen.

BET und EY haben für das BMWK entsprechende Voruntersuchungen getätigt. Wie ist dieser Vorbericht überhaupt entstanden?

Wolfgang Zander: Wir haben zum einen mit der Branche zusammengearbeitet, vor allem mit dem BDEW und dem VKU und das zusammen koordiniert. Das hat alle drei Arbeitsbereiche betroffen. Aber auch Hersteller und andere Beteiligte waren mit dabei. Es war also von Anfang an eine enge Einbindung.

Einerseits wurde der Rechtsrahmen betrachtet, indem Interviews geführt wurden. Wir haben gefragt, wo drückt Euch der Schuh? Ähnlich war es bei der Entwicklung der Digitalisierung, da gab es einen großen Fragebogen zu all diesen Bereichen, der um Interviews ergänzt wurde. Dabei ging es auch um Fragen wie: Bieten Sie dynamisierte Tarife an. Damit wir auch ein Bild davon haben, wie sich die Branche selbst sieht. Bei der Kosten-Nutzen-Analyse haben wir ebenfalls eine Befragung durchgeführt, aber da ging es über das reine Fragen-Beantworten hinaus. Hier haben wir auch analysiert, was an Kosten auftritt und wo Nutzen gesehen wird. Die Branche hatte bei all diesen Fragen die Möglichkeit sich einzubringen und das wurde auch genutzt.

Jan Kircher: Genau und das diente anschließend als Grundlage für detailliertere Berechnungen mit dem Ziel, zu ermitteln, ob die aktuellen Obergrenzen hinsichtlich der Kosten, die in den Unternehmen auftreten, passen. Insgesamt haben wir 39 Unternehmen befragt. Das klingt erst einmal nach wenig, aber diese Unternehmen repräsentieren rund ein Drittel aller Zählpunkte in Deutschland. Das BMWK weiß nicht, welche Unternehmen ihre Daten abgegeben haben.

Wolfgang Zander: So hatten wir die Sicht der Branche. Der nächste Schritt war, dass wir selbst ein eigenes Mengengerüst über die zu erwartenden Einbaufälle entwickelt haben. Das Gesetz ist ja noch relativ frisch. Die Grundlage ist jetzt maximal ein Jahr alt, und wir haben vergangenen Sommer angefangen, also wenige Monate, nachdem das Gesetz in Kraft war. weil die finale Festlegung der Bundesnetzagentur zum § 14a EnWG bereits absehbar war, haben wir die §14a EnWG-Einbaufälle mit einbezogen,.

Wir haben zunächst ein Mengengerüst der Gebäudestruktur in Deutschland betrachtet. Danach haben wir überlegt, was kommt auf uns sogenannten Energiewendeanlagen zu, d.h. an Wärmepumpen, privaten Ladeeinrichtungen und auch PV-Aufdachanlagen plus Heimspeichern. Die Energiewendeanlagen haben wir dann auf die Gebäudestruktur verteilt und in einem logischen Modell untergebracht.

Und was kam dabei raus?

Jan Kircher: Die Analyse der Mengengerüste hat uns selbst in dieser Deutlichkeit überrascht. Wir haben festgestellt, dass im Gegensatz zu den Planungen aus dem Jahr 2016, als zum ersten Mal die Zahlen ermittelt wurden, bis zum Ende des Rollouts 2032 eine Verfünffachung der Pflichteinbaufälle zu erwarten ist, was maßgeblich mit dem Paragraph 14a EnWG zusammenhängt und dem Hochlauf der Energiewende-Anlagen.

Was bedeutet das in Zahlen?

Leon Bücher Unternehmensberater bei BET: Wir erwarten in etwa 28 Millionen Pflichteinbaufälle im Jahr 2032 zum Abschluss des gesamten verpflichtenden Rollouts.

Wie viel intelligente Messsysteme haben wir denn gerade überhaupt verbaut?

Jan Kircher: Wir gehen davon aus, dass wir im Verlauf dieses Jahres die Ein-Million-Grenze erreichen. Wann genau das sein wird, sehen wir erst immer mit gewisser Verzögerung in den Monitorberichten.

Das heißt, in acht Jahren müssen wir dann 27 Millionen intelligente Messsysteme verbauen?

Wolfgang Zander: Ja, die Geräte müssen natürlich nicht nur physisch irgendwo verbaut werden, sie müssen auch noch funktionieren. Das ist genau das dicke Brett, das wir noch vor uns haben: die ganzen Prozesse dahinter, die bei den Netzbetreibern, aber auch bei den Vertrieben alle erst noch aufgebaut werden müssen. Das ist ja das eigentliche, was die Veränderung mit sich bringt. Das ist auch das, wo die Branche letztlich ihre Schmerzen hat, weil sie in diesen Prozessen noch nicht so reif ist.

Was sind das denn für Prozesse?

Jan Kircher: Sie müssen einen massentauglichen Prozess haben, und im Moment ist hier viel Handarbeit angesagt. Das macht das Ganze auch so teuer. Hinzu kommt, dass die Stadtwerke personell an ihren Grenzen sind. Zunächst muss bei der Installation einer Energiewendeanlage der Netzanschluss neu gerechnet werden, dann muss alles in die IT-Systeme eingegeben werden. Wenn dann die Abwicklung des §14a EnWG ansteht, also die Netzleitstelle in der Niederspannung – die meist noch gar nicht existiert – aktiv geschaltet wird, muss das alles automatisiert sein. Sonst ist es zu fehleranfällig. Sie müssen nicht nur einmalig die Netze für die Netzplanung berechnen, sondern müssen dann auch im operativen Betrieb steuern können. Es muss also ein ständig laufendes Leitsystem etabliert werden, das auch noch gemonitort werden muss. Das wird noch ein großes Thema. Das beschreibt jetzt nur die Situation im Netzbetrieb. Das gleiche gilt auch für die Vertriebe. Da sieht es nicht viel anders aus. Denn auch die Vertriebsseite hat zu den Kundenanlagen hin nicht diese massentauglichen Steuerprozesse.

Und das wird alles bis 2032 geschafft sein?

Wolfgang Zander: Die Branche muss weiterkommen, weil es sonst nicht funktioniert. Das ist nicht einfach nur eine Übung, da geht es in Summe um eine systemkritische Leistung. Das ist mittlerweile auch amtlich, wir sprechen von sechs Millionen Wärmepumpen bis 2030, das sind schnell bis 21 Gigawatt im Netz. Bei kleinen PV-Aufdachanlagen erwarten wir bis 2032 bis zu 60 Gigawatt, die wirksam im Netz sind. Wallboxen bei Häusern zwischen 1 bis 20 Wohneinheiten kommen bis 2032 auf 21 Gigawatt wirksame Leistung. Das sind keine passiven Lasten, sondern die können und müssen zur Gewährleistung der Systemsicherheit gesteuert werden. Die Gewährleistung der Systemsicherheit kann man gar nicht monetarisieren. Monetarisieren könnten wir aber den Nutzen aus dem Lastverschiebepotenzial der Energiewendeanlagen, zum Beispiel einer Wärmepumpe, das sich letztlich in einem optimierten Einsatz der Erzeugungsanlagen niederschlägt.

Wie groß ist denn der Nutzen?

Wolfgang Zander: Der Nutzen ist erheblich, das heißt, wir könnten nachweisen, dass der erzielbare Nutzen größer ist als das, was der Rollout wohl kosten wird. Allein das, was wir monetarisieren können, ist mindesten so groß und erwartbar größer als das, was uns der Rollout volkswirtschaftlich kosten wird. Das ist aber nicht der Grund, warum wir den Rollout vorantreiben sollten, aber wir können auch der Volkswirtschaft damit etwas Gutes tun. Wir müssen es aber organisieren. Auch im Netz ist der Nutzen grundsätzlich im Rahmen des §14a EnWG hebbar. Die Branche glaubt aber nicht so recht daran, dass die aktuellen Umsetzungsregelungen der BNetzA geeignet sind, den Nutzen zu heben. Da steht jetzt eine Diskussion an.

Jan Kircher: Und das muss natürlich auch noch technisch umgesetzt werden. Aktuell sind die Netzbetreiber noch nicht in der Lage, die Technik direkt zu nutzen.

Die Fragen stellte Stephanie Gust

Lesen Sie im zweiten Teil mehr zu den Preisobergrenzen und Zusatzdienstleistungen.