

Stellungnahme

Zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energie- wende

Berlin, 9. Oktober 2015

A. Kernpunkte

1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat am 21. September 2015 die Länder- und Verbändeanhörung zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende eingeleitet. Dieses Gesetz soll die jahrelange Unsicherheit über die Rahmenbedingungen des Smart Meter Rollouts beenden und das gesamte Messwesen im Strombereich neu regeln. Es wird aber auch großen Einfluss auf den Gasbereich haben.

Der BDEW nimmt gerne die Gelegenheit wahr, eine schriftliche Stellungnahme abzugeben. Zu bedauern ist allerdings die für ein Gesetz diesen Umfangs und dieser Bedeutung aus unserer Sicht sehr kurze offizielle Konsultationsfrist. Wir würden uns freuen, wenn wir auch nach der Konsultation eine vertiefende Diskussion fortsetzen könnten.

2. Zusammenfassung

Der BDEW trägt die zunehmende Digitalisierung in der Energiewirtschaft mit und unterstützt diese Entwicklung ausdrücklich. Zwar bringt der Einsatz von Smart Metern – wie diverse Studien belegen – nur geringes Energieeinsparpotenzial bei Kunden mit sich. Das zukünftig immer stärker auf Erneuerbaren Energien basierende Stromversorgungssystem braucht aber moderne Technik, mit der Schwankungen in Erzeugung und Verbrauch effizient gesteuert werden können. Hierzu können die vorgesehenen Regelungen einen wichtigen Beitrag leisten.

Der BDEW ist davon überzeugt, dass seine Mitgliedsunternehmen mit ihrem langjährigen Knowhow im Bereich des Messwesens den Wandel erfolgreich mit beschreiten und ihre Erfahrungen nutzbringend in den Gesetzgebungsprozess einbringen werden. Die Mitgliedsunternehmen des BDEW sehen hier auch für die Zukunft ein wichtiges Geschäftsfeld – als Messstellenbetreiber, für die Erfüllung ihrer Aufgaben als Netzbetreiber und auch als Anbieter von neuen intelligenten Produkten und Dienstleistungen. Um die in der Digitalisierung liegenden Chancen nutzen zu können, brauchen die Unternehmen jedoch Rahmenbedingungen, die diskriminierungsfrei ausgestaltet sind und allen Wettbewerbern gleiche Chancen bieten. Zwingende Voraussetzung ist jedoch, dass die Kosten der Eingriffe in bestehende Prozesse und Organisationsstrukturen in einem angemessenen Verhältnis zu dem angestrebten Nutzen stehen und auch die Belange des Kunden berücksichtigt werden. Die überbordende Regulierung und die fehlende Finanzierungssicherheit führen jedoch nicht dazu, die erforderlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Umsetzung zu schaffen. Ziel muss es sein einfach verständliche und praktisch handhabbare Regelungen zu schaffen.

Der BDEW weist darauf hin, dass der Gesetzentwurf an verschiedenen Stellen zumindest missverständlich ist und je nach konkreter Ausgestaltung einen sehr weitreichenden Eingriff in das bestehende Geschäftsmodell der Verteilernetzbetreiber darstellen kann. Mit dem hohen Anspruch des Gesetzes, die Grundlage für die Digitalisierung der Energiewirtschaft zu legen, ist zudem auch eine hohe Komplexität verbunden.

Das Gesetz sollte bestehende Organisationsstrukturen weiterhin ermöglichen, gut funktionierende Prozesse weitgehend erhalten und die Beziehungen zwischen den Marktpartnern nicht

unnötig verkomplizieren. Nur so lässt sich der erhebliche Mehraufwand in den IT-Systemen aller Marktpartner in Grenzen halten und zusätzlicher Bürokratieaufwand begrenzen. Dies erhöht die Chancen eines weitgehend reibungslosen und zügigen Rollouts und des Erhalts von Arbeitsplätzen in den Unternehmen.

Der BDEW bewertet positiv, dass das BMWi viele zentrale Anregungen in dem Gesetzentwurf aufgegriffen hat. Dies betrifft insbesondere folgende Punkte:

- Ausreichende Rolloutzeiträume verbunden mit weitreichenden Freiheiten für die Messstellenbetreiber (MSB) bei der Rollout-Planung
- Nur 95%ige Rollout-Verpflichtung für den grundzuständigen MSB (Vermeidung extrem unwirtschaftlicher Einbaufälle)
- Kein verbrauchsunabhängiger Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen bei Neubauten und Renovierungen
- Möglichkeit, Endkunden Messwerte über eine Internet-Plattform zu visualisieren

Gleichzeitig weist der Referentenentwurf jedoch an verschiedenen Stellen sehr kritische Punkte zum Teil missverständliche Formulierungen auf, die in ihrem Zusammenspiel die Umsetzung gefährden:

- Im Gesetzestext angelegte umfangreiche Neuordnung der vertraglichen Beziehungen zwischen den Marktpartnern (direkte Vertragsbeziehungen mit Anschlussnutzern inklusive Abrechnung) führt zu unverhältnismäßig hohem Mehraufwand ohne Nutzen für die Beteiligten.
- Die Refinanzierung des Rollout ist auch wegen der hohen Initialkosten nicht gesichert.
- Zu restriktive und nicht zukunftsfähige Datenschutz-Vorgaben für die Marktteilnehmer, vor allem für die Verteilernetzbetreiber.
- Umstellung der Kommunikation vom Gateway.
- Einbauverpflichtungen sind nur sinnvoll, wenn die neue Technik einen Mehrwert schafft und auch genutzt werden kann. Dies setzt voraus, dass die Prozesse für den Datenaustausch feststehen und funktionieren.
- Regelungen für Gasmesseinrichtungen sind nicht vollständig und lassen vor allem hinsichtlich der Zuständigkeit Fragen offen.
- Zu weit gehende Befugnisse für Anschlussnehmer ohne Einflussmöglichkeit des Anschlussnutzers.

Es ist darüber hinaus anzumerken, dass der Gesetzentwurf auch Veränderungen in der Bilanzierungssystematik vorbereitet, die grundsätzlich Gegenstand der Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes sind und sich in die in diesem Rahmen bestehenden Regeln einpassen sollten.

Der BDEW möchte die Möglichkeit der Stellungnahme nutzen, um auf diese vielfältigen Fragestellungen und Abhängigkeiten zu anderen Regularien hinzuweisen und konstruktive Vorschläge zur Lösung zu unterbreiten.

In Ergänzung zu den Kernpunkten in diesem Dokument haben wir Themenpapiere zu den einzelnen Themen erstellt, die eine detaillierte Argumentation und konkrete Verbesserungsvorschläge beinhalten.

3. Zukünftige Rollenverteilung

a) Rolle der Messstellenbetreiber

Der BDEW begrüßt, dass die Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators einer bestehenden energiewirtschaftlichen Rolle zugeordnet werden soll, konkret dem Messstellenbetreiber. Außerdem bewertet es der Verband positiv, dass das Gesetz die Betreiber von Energieversorgungsnetzen als grundzuständige Messstellenbetreiber definiert.

Der Verband bekennt sich klar zum Wettbewerb im Messwesen. Dieser muss jedoch unter fairen, d.h. gleichen und effizienten Bedingungen erfolgen. Bisher sieht der Gesetzentwurf vor, dass sich wettbewerbliche Messstellenbetreiber auf die betriebswirtschaftlich ertragsreichen Einbauten konzentrieren dürfen, während grundzuständige Messstellenbetreiber neben umfangreichen grundzuständigen Pflichtaufgaben alle, also auch betriebswirtschaftlich unrentable Einbauten, durchführen müssen. Seitens des Gesetzgebers wird stets eine Gleichbehandlung gefordert, an dieser Stelle jedoch nicht umgesetzt.

Die grundzuständigen Messstellenbetreiber müssen die Möglichkeit zur Bildung von Kooperationen aktiv nutzen können. Um Missverständnissen vorzubeugen, sollte die Gesetzesbegleitung klarstellen, dass sich Messstellenbetreiber dritter Dienstleister oder Kooperationspartner zur Erfüllung ihrer Aufgaben bedienen können, sofern diese z.B. wiederum die nach § 4 MsbG-E erforderlichen Voraussetzungen wie die Zertifizierung erfüllen.

Kernforderungen:

- Schaffung von Chancengleichheit für alle Messstellenbetreiber
- Verknüpfung der 10-Prozent-Quote mit der Verfügbarkeit der intelligenten Messsysteme

⇒ Themenpapier 1a – Rolle der Messstellenbetreiber

b) Rolle der Verteilernetzbetreiber (Strom)

Die Verteilernetzbetreiber werden zukünftig einen noch wichtigeren Beitrag für das energiewirtschaftliche Gesamtsystem leisten müssen. Schon das Weißbuch zum Strommarktdesign und nun auch der Entwurf des Strommarktgesetzes machen dies mehr als deutlich. Es unterstreicht die wachsende Bedeutung der Verteilernetzbetreiber unter anderem, indem es den Anwendungsbereich von § 12 Abs. 4 EnWG und die Vorgaben zur Systemverantwortung nach §§ 13 ff. i.V.m. § 14 EnWG auf die Verteilernetzbetreiber erweitert. Die Energiewende

findet zum großen Teil dezentral im Verteilernetz statt. Netzzustandsdaten werden deshalb im Bedarfsfall unmittelbar benötigt, um z.B. vorgesehene Maßnahmen zum Einspeisemanagement oder andere Schalthandlungen vornehmen zu können.

Weder die bisherigen noch die zusätzlichen Anforderungen können erfüllt werden, wenn Verteilernetzbetreiber weniger Informationen als bisher erhalten. Dies stünde auch im Widerspruch zum EnWG, zu den zu diesem Gesetz erlassenen Verordnungen (wie der StromNZV und der StromNEV) sowie zum EEG. Um z.B. sicherstellen zu können, dass Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß dem EEG am Vortag durch den Netzbetreiber angekündigt werden können, müssen Prognosen für die Netzbelastung erstellt werden. Diese Prognosen können nur mithilfe aktueller Einspeise- und Lastzeitreihen erstellt werden.

Die Bewirtschaftung der EEG- und Differenzbilanzkreise ist den Verteilernetzbetreibern zugeordnet. Für eine angemessene Bewirtschaftung sind Prognosedaten erforderlich. Diese werden besser, je besser die Datenbasis ist. Um diese Datenbasis auf hohem Niveau sicherzustellen, müssen auch Verteilernetzbetreiber tägliche Daten für den Vortag erhalten.

Das Gesetz muss sicherstellen, dass Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber alle Daten erhalten, die sie zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben benötigen.

Im Hinblick auf die Verantwortlichkeiten im Umfeld der Bilanzierung gibt es unterschiedliche Sichtweisen zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern.

Die Übertragungsnetzbetreiber unterstützen den Vorschlag des Referentenentwurfs, durch eine tägliche Bereitstellung von Last- und Zählerstandsgängen für den Vortag in direkter Kommunikation an sie eine prozessuale Vereinfachung und Effizienzsteigerung des Gesamtsystems herbeiführen zu können.

Die Verteilernetzbetreiber im BDEW sehen in der Vorverdichtung bilanzrelevanter Daten durch die Verteilernetzbetreiber eine etablierte Vorgehensweise, die mit erheblichen Vorteilen verbunden ist. Zum einen sind die existierenden Geschäftsprozesse in der Branche hierauf abgestimmt und eine Umstellung mit enormem Aufwand und einer langwierigen Umstellungszeit mit parallelen Prozesswelten verbunden. Zum anderen legen die im letzten Kapitel begründeten Datenbedarfe nahe, dass die Beibehaltung der bisherigen Abläufe für den Verteilernetzbetreiber keinen signifikanten Mehraufwand bedeutet und einen hohen Grad an Datenplausibilität und -validität ermöglicht.

Der vorliegende Gesetzentwurf muss neben den klaren Vorgaben zur Datenübermittlung die Möglichkeit einräumen, die Details der Prozesse der Datenverarbeitung gesondert mit der Branche zu konsultieren. Gerade um den engen Zeitplan im Hinblick auf den Rollout umsetzen zu können, ist eine vorausschauende Planung und Gestaltung ggf. neu entstehender Schnittstellen und zu überarbeitender Prozesse unerlässlich.

Kernforderungen:

- Marktteilnehmer müssen alle Daten erhalten, die sie zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben benötigen.
- Verteilernetzbetreiber sollten weiterhin die Plausibilisierung und Ersatzwertbildung übernehmen.

⇒ **Themenpapier 1b – Rolle der Verteilernetzbetreiber**

4. Kundenbeziehungen

Der Gesetzentwurf sieht in den §§ 7 und 9 MsbG-E ein umfangreiches und schwer zu durchblickendes Geflecht von vertraglichen Vorschriften vor, die die gegenseitigen Rechte und Pflichten aller Beteiligten regeln sollen. Schon die einheitliche Bezeichnung aller Verträge als Messstellenvertrag - obwohl die Inhalte der Verträge je nach Vertragspartner sehr unterschiedlich sein können und müssen - führt zu Verwirrung. So müsste der Vertrag zwischen dem Anschlussnutzer und dem Messstellenbetreiber den Preis und ggf. die Art der Messung bzw. den Umfang der Dienstleistung beschreiben, nicht jedoch die technischen Details der Einbindung der Messstelle in das Energieversorgungsnetz.

Bürokratisch, aufwändig und teuer ist der nun vorgesehene Vertragsschluss zwischen dem Messstellenbetreiber (auch dem grundzuständigen) und jedem einzelnen Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer. Dem Anschlussnutzer wird die Wahl genommen, die ihm das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) heute bietet, entweder mit dem Messstellenbetreiber einen Vertrag abzuschließen oder alle Fragen der Netznutzung und des Messstellenbetriebs über seinen Lieferanten klären zu lassen. Die Regelung wird dadurch verschärft, dass auch das Entgelt für intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen ausdrücklich direkt erhoben werden soll. Am deutlichsten wird das Missverhältnis beim Messstellenbetrieb für eine moderne Messeinrichtung. Für zwanzig Euro im Jahr fielen nicht nur der Messstellenbetrieb und die Ablesung an, sondern auch das Vertragsmanagement als ein wesentlicher Kostentreiber, die Abrechnung und das Inkasso.

Die Schaffung eines zusätzlichen Vertragsverhältnisses ist gerade für die Verbraucher, die sich nicht aktiv für eine moderne Messeinrichtung oder ein intelligentes Messsystem entscheiden, in der Regel unverständlich und unnötig.

Kernforderungen:

- Die Regelungssystematik des geltenden EnWG im Grundsatz aufrecht erhalten
- Abwicklung des Messstellenbetriebs über:
 - Rahmenverträge integriert in den Netznutzungs-/ Lieferantenrahmenvertrag (Strom/Gas), zumindest bei modernen Messeinrichtungen oder
 - Rahmenverträge zwischen Messstellenbetreiber und Lieferant

⇒ **Themenpapier 2 – Kundenbeziehungen**

5. Finanzierung

Es muss sichergestellt sein, dass die dem grundzuständigen Messstellenbetreiber vorgegebenen Preisobergrenzen Kosten in vollem Umfang decken können. Gegenüber der Kosten-Nutzen-Analyse erhöht der Gesetzentwurf die Anforderungen und den Leistungsumfang deut-

lich, ohne zugleich die Preisobergrenze anzuheben. Erhöhte Anforderungen ergeben sich u.a. durch die Übermittlung täglicher Zählerstandsgänge, tägliche Schaltprofiländerungen, das notwendige Vertragsmanagement und die Zuordnung von Kosten an den Messstellenbetreiber, die in der Kundenanlage im Zusammenhang mit der Ausstattung der Messstelle mit moderner Technik entstehen (z.B. Änderung von Zählerschränken).

An verschiedenen Stellen ist der Gesetzestext missverständlich formuliert. Müssen beispielsweise an Messstellen mehrere moderne Messeinrichtungen verbaut werden, können diese nur entgeltlich bereitgestellt und betrieben werden. Dies muss der Gesetzentwurf klar stellen.

Wenn in einer Liegenschaft mehrere moderne Messeinrichtungen verbaut sind, muss in § 31 Abs. 6 MsbG-E außerdem klargestellt werden, dass hier bei ihrer Einbindung in ein Smart Meter Gateway nicht nur einmal die entsprechend höchste Preisobergrenze für das Gateway und die eingebundenen Messeinrichtungen gilt, sondern jede zusätzlich eingebundene moderne Messeinrichtung zu einem intelligenten Messsystem wird, für das die jeweilige Preisobergrenze gilt.

Eine Anpassung der Preisobergrenzen durch Rechtsverordnung gemäß § 34 MsbG-E ist äußerst sensibel. Der Anpassungsmechanismus muss zeitlich definiert sein und die Amortisation der getätigten Investitionen sichern.

Kernforderungen:

- Anhebung der Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen auf 23 EUR (netto)
- Definition der Preisobergrenze als Netto-Preisgrenze für Gewerbekunden
- Reduktion der Standardleistung
- Zusatzkosten für weitere Messeinrichtungen müssen berücksichtigt werden
- Klarstellung der Preisobergrenzen in Liegenschaften mit mehreren modernen Messeinrichtungen
- Transparenter und zeitlich definierter Anpassungsmechanismus für Preisobergrenzen nach § 34 MsbG-E zur Sicherung der Investitionen des Rollouts

⇒ Themenpapier 3 – Finanzierung

6. Rolloutbeginn

Der Referentenentwurf sieht vor, dass ab 2017 der Rollout mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen beginnt. Nach Verabschiedung des Gesetzes frühestens Anfang 2016 steht allen Beteiligten somit maximal ein Jahr für die Fertigstellung der technischen Systeme, die Entwicklung der notwendigen Marktprozesse und Datenformate für die Marktkommunikation sowie deren Implementierung zur Verfügung. Der Einbau ist aber erst dann sinnvoll, wenn auch die Funktionalitäten, die die Einbaupflicht begründen, für die Beteiligten nutzbar sind. Dazu gehört in einigen Fällen auch die Nutzung einer Steuerbox. Diese kurze Zeitspanne vor dem Rolloutbeginn ist ambitioniert. Deswegen sollte der Gesetzesent-

wurf zumindest in der Begründung klarstellen, dass die Zeiträume für den Rollout auch bei einem verzögerten Rolloutbeginn konstant bleiben.

Kernforderungen:

- Beginn der Einbaupflicht,
 - soweit Nutzen des intelligenten Messsystems von der Steuerbox abhängt, wenn auch Steuerboxen von mindestens drei unabhängigen Unternehmen angeboten werden und
 - wenn gemäß BNetzA die notwendige Marktkommunikation festgelegt ist
- Klarstellung, dass Rollout-Zeiträume in Abhängigkeit vom unternehmensindividuellen Rolloutbeginn konstant bleiben
- Nutzung der bestehenden Marktkommunikation in der Übergangsphase

⇒ **Themenpapier 4 – Rolloutbeginn**

7. Marktkommunikation

Für die Integration der intelligenten Messsysteme und modernen Messeinrichtungen ist die Erarbeitung und Implementierung neuer Marktprozesse zur Messwertkommunikation mit dem Smart-Meter-Gateway bzw. dem Messstellenbetreiber erforderlich.

Allerdings bereitet der Gesetzentwurf bereits die Verschiebungen der Aufgaben und Verantwortlichkeiten der Marktrollen vor. Dies gilt insbesondere für die Aggregation von Daten zu Bilanzierungszwecken und den damit verbundenen Datenaustauschpflichten. Aufgrund der Abhängigkeiten und Wechselwirkungen zu weiteren energiewirtschaftlichen Prozessen und Informationspflichten wirken sich diese auf sämtliche bestehende regulatorische Basisprozesse aus. Es wird eine umfangreiche Anpassung und Erweiterung der über lange Zeiträume mit erheblichem Aufwand bei allen Marktpartnern eingeführten, funktionierenden Marktprozesse und IT-Systemen erforderlich. Darüber hinaus sind zusätzliche Aspekte des Übergangs der Grundzuständigkeit auf einen dritten Messstellenbetreiber abzubilden. Außerdem ist in Zusammenarbeit mit den Verbänden der technischen Regelsetzung die Konzeption technischer und automatisierter Prozesse zu erstellen, um das sichere Schalten über das intelligente Messsystem zu ermöglichen.

Weiterführend wird es mit den im Gesetzentwurf vorgesehenen Aufgaben und Verantwortlichkeiten, zukünftig unterschiedliche Kommunikations-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse/-wege und ggf. auch Wechselprozesse für die bisherigen Messeinrichtungen und die neuen Messsysteme/-einrichtungen geben. Aus Sicht der im BDEW vertretenen Verteilernetzbetreiber entstehen dadurch kostenintensive parallele Prozesswelten, die systemtechnisch und in der Abwicklung vorgehalten werden müssen. Zudem wären neue Anforderungen an die Marktkommunikation beispielsweise aus dem EEG oder für das Energieinformationsnetz in beiden parallelen Prozesswelten abzubilden. Solche prozessualen Parallelwelten müssten vermieden werden und die Möglichkeit für eine Harmonisierung der Prozesse für

bisherige Messeinrichtungen und neue Messsysteme/-einrichtungen bestehen. Die Verteilernetzbetreiber vertreten die Auffassung, dass parallele Prozesse nur dort aufgebaut werden sollten, wo sie absehbar wertschöpfend sein werden.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass der Gesetzentwurf eine unterschiedliche Regelungstiefe aufweist bzw. einige Teilaspekte nicht regelt. So bleibt im Gesetzentwurf beispielsweise offen, wie im Rahmen der sternförmigen Kommunikation die bilanzierenden Markttrollen davon Kenntnis erlangen, dass bestimmte Messstellen komplexe Entnahmestellen darstellen oder wie „virtuelle Zählpunkte“ zu bilden sind.

Kernforderungen:

- Anpassung der Marktkommunikation unter Berücksichtigung der etablierten Prozesse im bewährten Dialog zwischen Bundesnetzagentur und BDEW
- Aus Sicht der Verteilernetzbetreiber keine parallelen Prozesswelten für alte und neue Messsysteme und Messeinrichtungen
- Übergangszeit bis zur Umsetzung eines neuen Prozessregimes bis 2019

⇒ **Themenpapier 4 – Rollout-Start**

⇒ **Themenpapier 5 – Marktkommunikation**

8. Datenmanagement und Digitalisierung

Intelligente Messsysteme und die darauf aufbauende Datenkommunikation zwischen den Marktteilnehmern schaffen neue Formen der digitalen Vernetzung und ermöglichen ein ganzheitliches Prozessdenken, das den Kunden vom Vertragsabschluss über die Abrechnung bis hin zur optimalen Betriebsführung seiner Anlagen umfassend digital anspricht und unterstützt. Netz- und Anlagenbetreiber, Netznutzer und sonstige Akteure müssen in die Lage versetzt werden, notwendige Daten auszutauschen und neue Prozesse und Geschäftsmodelle, aber auch Maßnahmen zur Systemstabilität, abbilden zu können.

Regelungen zur unternehmensinternen und unternehmensübergreifenden Datenkommunikation zwischen den Marktakteuren in der Energiewirtschaft sind vor diesem Hintergrund die Basis, um neue Akteure (z.B. Direktvermarktung), neue Prozesse (z.B. Umsetzung des Ampelkonzeptes) und Regelungen (z.B. Spitzenkappung) durchzuführen. Grundlage dessen ist aber ein neuer innovativer Umgang mit Daten.

Kernforderungen:

- Unterteilung der Regelungen für die Datenerhebung, -speicherung und -nutzung in Regelungen für personenbezogene Daten, Daten von Industriekunden sowie Netz- und Systemdaten
- Regelungen zu personenbezogenen Daten müssen nicht abschließend, sondern als Regelbeispiele ausgestaltet sein

- Kundeneinwilligungen gemäß Telemediengesetz (TMG) oder Telekommunikationsgesetz (TKG) müssen analog zum Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) anwendbar sein
- Bündelung der Informations- und Transparenzpflichten gegenüber dem Letztverbraucher

⇒ Themenpapier 6 – Datenmanagement und Digitalisierung

9. Übertragung der Grundzuständigkeit

Die Möglichkeit der Übertragung der Grundzuständigkeit ist soweit sinnvoll, wie Netzbetreiber in ihrer Funktion als Messstellenbetreiber den Rollout der intelligenten Messsysteme und modernen Messeinrichtungen nicht durchführen können oder wollen.

Die Erbringung bzw. der Einkauf von Dienstleistungen muss möglichst einfach und ohne Übertragung der Grundzuständigkeit möglich sein. Da das Verfahren zur Übertragung der Grundzuständigkeit erst auf dem Verordnungsweg näher erläutert werden soll, sind derzeit allerdings zentrale Fragestellungen ungeklärt. Sinnvoll wäre, wenn der grundzuständige Messstellenbetreiber sich entscheiden könnte, im Rahmen der Übertragung nach den §§ 41 ff. MsbG-E, die Grundzuständigkeit insgesamt, d.h. auch für konventionelle Messtechnik, abzugeben.

Die Verpflichtung zur Übertragung der Grundzuständigkeit stellt einen weitreichenden Eingriff in das Geschäftsmodell des Messstellenbetreibers dar. Es ist daher sicherzustellen, dass eine Verpflichtung zur Übertragung der Grundzuständigkeit nur besteht, wenn dafür objektive Gründe vorliegen, also der Messstellenbetreiber nachweislich seinen gesetzlichen Pflichten und Anforderungen nicht nachkommt (keine Verpflichtung auf Basis von subjektiven Einschätzungen).

Kernforderungen:

- Zuschlag nach Gesamtwürdigung aller Voraussetzungen (nicht nur geringstes Gebot) sowie Festlegung klarer Präqualifikationsbedingungen
- Regelung im Fall des Ausfalls des dritten grundzuständigen Messstellenbetreibers

10. Anbindung von Gasmesseinrichtungen

Generell bleibt bei der grundsätzlich begrüßenswerten Mehrsparten-Anbindung an Gateways oder allgemein bei Mehrfamilienhäusern mit Strom- und Gaszählern das Verhältnis von unterschiedlichen Messstellenbetreibern z.B. für Gas und Strom zueinander unregelt.

Unklar ist so unter anderem, wie der Messstellenbetreiber Gas von dem existierenden Smart-Meter-Gateway erfährt, um alle weiteren Schritte zur Einbindung in das Gateway zu veranlassen. Darüber hinaus müssten zur Anbindung weitere Informationen zwischen den beiden Messstellenbetreibern Gas und Strom ausgetauscht werden. Wäre die Anbindung verpflichtend, würde dies dazu führen, dass der Messstellenbetrieb Gas zwangsläufig dem Messstellenbetreiber Strom zugeordnet würde.

Kernforderungen:

- Regelung der Kommunikationsprozesse, Vertragsbeziehungen und Kostenverteilung zwischen Messstellenbetreibern Strom und Gas bzw. den für dritte Medien Verantwortlichen
- Anschluss von Gasmesseinrichtungen ausschließlich auf Wunsch des Anschlussnutzers und soweit Anbindung technisch möglich ist und durch die Anbindung keine Mehrkosten entstehen
- Keine Anbindungspflicht für grundzuständigen Messstellenbetreiber an vorhandenes intelligentes Messsystem

⇒ Themenpapier 8 – Anbindung von Gasmesseinrichtungen

11. Wahrung der Rechte des Anschlussnutzers

Im Vergleich zu den heutigen Regelungen schränkt der vorgesehene § 6 MsbG-E das individuelle Auswahlrecht des Anschlussnutzers hinsichtlich des Messstellenbetriebs erheblich ein und weitet die Rechte der Anschlussnehmer deutlich aus. Dem Letztverbraucher wird dadurch in Zukunft nicht mehr die Möglichkeit eingeräumt, den Messstellenbetreiber frei zu wählen. Das Auswahlrecht muss jedoch beim Anschlussnutzer verbleiben.

Der Gesetzesvorschlag schafft insbesondere ein Sonderkündigungsrecht durch den Anschlussnehmer. Dies verstößt gegen wesentliche Grundprinzipien des Vertragsrechts. Aus Sicht des BDEW ist dies ein unzulässiger Eingriff in die Vertragsfreiheit zweier Parteien (Anschlussnutzer und Messstellenbetreiber). Beide Vertragsparteien müssen bei Vertragsschluss darauf vertrauen können, dass Rechte und Pflichten für die gesamte Vertragslaufzeit eingehalten werden. Die Bindung an vereinbarte Vertragslaufzeiten ist eine wesentliche Voraussetzung für die Gestaltung von Produktangeboten. Daher darf diese nicht durch Dritte einseitig ausgehebelt werden. Der Entwurf birgt in vorliegender Form hohe Risiken im Hinblick auf Schadensersatzforderungen und langjährige Rechtsstreitigkeiten.

Für alle Anbieter müssen faire Wettbewerbsbedingungen und gleiche Rechte gelten. Die Produkt- und Anbietervielfalt wird jedoch eingeschränkt, wenn der Anschlussnehmer die Auswahl des Messstellenbetriebers einschränken bzw. bestehende Verträge (vorzeitig) kündigen kann. Vereinbarte Produkte, welche auf Zusatzdienstleistungen beim Messstellenbetrieb aufbauen, können bei vorzeitiger Kündigung möglicherweise nicht mehr durch den Lieferanten eingehalten werden. Dieses Risiko führt dazu, dass diese Produkte bereits von vornherein nicht angeboten werden.

Die Argumentation gilt im Übrigen auch für die in § 6 Abs. 1 und 2 MsbG-E genannten Sparten Fernwärme und Heizwärme.

Der Gesetzentwurf stellt darüber hinaus den Anschlussnutzer gegenüber dem Anschlussnehmer und dessen Messstellenbetreiber praktisch schutzlos. Preisobergrenzen gelten in diesem Verhältnis nur dann, wenn der vom Anschlussnehmer gewählte Messstellenbetreiber zugleich der grundzuständige Messstellenbetreiber ist.

Kernforderungen:

- Kein Eingriff in bestehende Verträge
- Auswahlrecht muss beim Anschlussnutzer liegen
- Gewährleistung eines fairen Wettbewerbs für alle Anbieter und Produktvielfalt zulassen

12. Harmonisierung mit EEG, KWK-G, Strom- und GasGVV

Positiv hervorzuheben ist, dass das MsbG-E deutlich stärker als die §§ 21b ff. EnWG die EEG- und KWK-Anlagen einbezieht und eine einheitliche Regelung des Messwesens anstrebt. Allerdings sieht der BDEW an vielen Stellen noch erheblichen Harmonisierungsbedarf mit den Regelungen des EEG 2014, um die neuen Regelungen rechtssicher zu gestalten. Die bereits in § 7 Abs. 1 S. 2 EEG 2012 angelegten Unsicherheiten hinsichtlich der Zuständigkeit des Anlagenbetreibers als Messstellenbetreiber, der Anforderungen an die Fachkunde und des Abschlusses von Verträgen müssen beseitigt werden. Ebenso sind die Vorschriften zur Kostentragung im MsbG-E mit denen des EEG 2014 in Übereinstimmung zu bringen. Offene Fragen bestehen auch noch zur netzdienlichen und marktorientierten Steuerung. Darüber hinaus sind Anpassungen bei der Messwerterhebung, -übermittlung und -nutzung erforderlich. Hier ist insbesondere die Rolle des Direktvermarktungsunternehmers hervorzuheben, für das bislang keine Messwertnutzung definiert wird.

Außerdem ist der Grundversorger im Rahmen seiner Abrechnung gegenüber dem Letztverbraucher darauf angewiesen, die vom Messstellenbetreiber bzw. Netzbetreiber bereitgestellten Verbrauchswerte verwenden zu dürfen.

Kernforderung:

- Harmonisierung des Gesetzentwurfes mit den Vorgaben zur Messung in anderen Gesetzen, insbesondere EEG und KWK-G und den Grundversorgungsverordnungen

⇒ Themenpapier 10a – Harmonisierung mit EEG

⇒ Themenpapier 10b – Harmonisierung mit KWK-G

⇒ Themenpapier 10c – Harmonisierung mit Strom- und GasGVV

13. Entflechtung gemäß § 3 MsbG-E

Die konkrete Ausgestaltung in § 3 Abs. 4 MsbG-E ist hinsichtlich der Anwendung des § 6a EnWG missverständlich. Der Text könnte so verstanden werden, als müsse der grundzuständige Messstellenbetreiber auch im Verhältnis zum Netzbetreiber die Vorgaben der informativischen Entflechtung erfüllen, während dritte Messstellenbetreiber dieser Einschränkung

kung – anders als zuvor – nicht mehr unterliegen. Einer solchen Trennung bedarf es nicht. Aus der Gesetzesbegründung wird deutlich, dass nur die Vertraulichkeit gegenüber den verbundenen Wettbewerbsbereichen gesichert werden soll. Der Gesetzestext sollte ausdrücklich klarstellen, dass es, wenn überhaupt, nur einer informatorischen Entflechtung von Wettbewerbsbereichen bedarf und zwar vor allem in dem Fall, in dem der grundzuständige Messstellenbetreiber nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist. Ist der Netzbetreiber der grundzuständige Messstellenbetreiber, gilt § 6a EnWG direkt und zwar auch für Netzbetreiber, die nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind. Eines zusätzlichen Verweises auf seine Geltung und auf § 3 Nr. 38 EnWG oder einer zusätzlichen Entflechtung des Netzbetreiber “von sich selbst” als grundzuständigem Messstellenbetreiber bedarf es in diesem Fall nicht. Vor dem Hintergrund der wesentlich weitergehenden Regelungen zum Datenschutz bedürfte es eines Verweises auf § 6a EnWG insgesamt nicht.

Kernforderung:

- Analoge Anwendung der informatorischen Entflechtung auf dritte Messstellenbetreiber nach §§ 5 und 6 MsbG-E und dritte grundzuständige Messstellenbetreiber nach § 43 Abs. 1 MsbG-E

⇒ Themenpapier 11 – Entflechtung**14. Erweiterung der Ausnahmeregelung für Elektromobile**

Hinsichtlich der in § 48 MsbG-E genannten Übergangsvorschrift zur Ausnahme der Messsysteme zur Beladung von Elektromobilen bedarf es einer Klarstellung, ob diese Ausnahmeregelung auch für den Anwendungsfall in § 14a EnWG (netzdienliche Steuerung) gilt bzw. ob dann ein BSI-konformes Messsystem verbaut werden muss (bei Geltung der Preisobergrenze). Ebenfalls bedarf es einer Klarstellung, in welchem Fall eine Nutzung mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist, die der Anwendung von § 26 MsbG-E unterliegt und wer diese überprüft.

Weiterhin scheint die Ausnahme für Elektromobile aus dem Entwurf der Messsystemverordnung (MSysV) übernommen worden zu sein. Sie berücksichtigt nur diejenigen Regelungen, die bereits der Entwurf der MSysV (jetzt Teil 2 Kapitel 3 MsbG-E) enthielt. Die durch das MsbG-E gegenüber der MSysV neu eingeführten Regelungen bleiben außen vor. Gleichzeitig scheinen diese durch das MsbG-E neu eingeführten Regelungen ohne Rücksicht auf die Besonderheiten der Elektromobilität konzipiert. Die wichtige Ausnahme in § 48 MsbG-E wird in ihrer jetzigen Form an zahlreichen Stellen unterlaufen.

Kernforderung:

- Erweiterung der Ausnahmeregelung für Elektromobile

⇒ **Themenpapier 12 – Erweiterung der Ausnahmeregelung für Elektromobile**

15. Übergangsregelung für Anlagen nach § 14a EnWG

Nach § 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG-E sind ab 2017 Messstellen an Zählpunkten mit einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Es ist nicht nachvollziehbar, dass für Verbraucher, welche mit Anlagen nach § 14a EnWG ausgerüstet sind bzw. in naher Zukunft ausgestattet werden, bereits mit Roll-outbeginn ab 2017 intelligente Messsysteme zu installieren sind.

Um finanzielle Mehrbelastungen für diese Verbrauchergruppe zu vermeiden, müssen im Vorfeld alle notwendigen technischen Einrichtungen in ihren Vorschriften geregelt und in ausreichender Qualität und Anzahl zur Verfügung stehen, eine wirtschaftlich zumutbare Bemessungsgrenze eingeführt, die Kostenübernahme von über das intelligente Messsystem hinausgehende Einrichtungen geklärt und wirtschaftliche Vorteile geschaffen werden.

Sofern Wärmeanwendungen auf freiwilliger Basis zu einer Netzentgeltermäßigung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung nach § 14a EnWG wechseln, führt der derzeit unabhängig vom Jahresverbrauch oder einer Leistungsgrenze vorgesehene Rollout von intelligenten Messsystemen durch die Mehrkosten intelligenter Messsysteme und Steuerboxen unmittelbar zu einer Unwirtschaftlichkeit von „kleinen“ Wärmestromanwendungen (Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen). Hier ist die Einführung einer Verbrauchs-/ Leistungsgrenze sachgerecht, ab der bestehende und neue Anlagen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen, damit ein Wechsel in die Netzentgeltermäßigung nach § 14a EnWG möglich ist. Eine vollständige Verpflichtung aller Wärmeanwendungen zur Verwendung intelligenter Messsysteme wäre mit Blick auf die Energiewende, aber auch unter dem Aspekt des Vertrauens- und Verbraucherschutzes nicht akzeptabel. Eine entsprechende Regelung würde zu einer nicht hinnehmbaren Belastung insbesondere von einkommensschwachen Bevölkerungsschichten führen.

Kernforderungen:

- Schaffung einer Übergangsregelung und Einführung einer Bemessungsgrenze für Verbraucher mit Anlagen von über 7 kW nach § 14a EnWG
- Beibehaltung bestehender wirtschaftlicher Vergünstigungen und Minimierung der finanziellen Mehrbelastung für kleine Verbraucher mit schaltbaren Anlagen

⇒ **Themenpapier 13 – Übergangsregelung für Anlagen nach § 14a EnWG**

16. Sonstiges

a) Harmonisierung der Begriffsbestimmungen

Die unterschiedliche Regelungstiefe der Vorgaben sowie die Inkonsistenzen in der Nutzung von Begriffen und Definitionen im Gesetzesentwurf behindern eine effiziente und robuste Prozessausgestaltung.

b) Genehmigung nach § 4 MsbG-E

§ 4 MsbG-E sollte ausdrücklich klarstellen, dass die bereits in § 4 EnWG enthaltene Genehmigung für den Messstellenbetrieb fort gilt. In der Gesetzesbegründung wird zwar ausgeführt, dass diejenigen Unternehmen, die schon heute aufgrund einer energieaufsichtlichen Betriebsaufnahmegenehmigung im Netz- und Messstellenbetrieb tätig sind, dies bleiben können. Dieser Bestandsschutz sollte jedoch im Gesetzestext selbst klargestellt werden.

c) Stammdatenübermittlung nach § 21 Abs. 6 MsbG-E

Das Gateway soll darüber hinaus Stammdaten für Anlagen gemäß § 14a EnWG, EEG- und KWK-G Anlagen übermitteln können. Diese Anlagenstammdaten sollen bereits im Anlagenregister bei der BNetzA geführt werden (§ 6 EEG 2014). Der Anlagenbetreiber ist unter Mitwirkung des Netzbetreibers dazu verpflichtet. Diese doppelte Datenübermittlung führt zu potenziellen Problemen von Abweichungen zwischen den beiden Datenbeständen in den Gateways und dem Anlagenregister. Darüber hinaus ist aktuell unklar, wer diese Stammdaten bei Einbau des Smart Meter Gateway erfasst, hinterlegt und ggf. abändert, wenn sich an der Konfiguration der Entnahme- oder Lieferstelle Änderungen ergeben.

Kernforderungen:

- Anpassung der Begriffsbestimmungen an die in der Energiewirtschaft etablierten Begriffe und Definitionen (z.B. hinsichtlich des Begriffs "Zählpunkt", der zum Teil wie der Begriff „Entnahmestelle“ verwendet wird)
- Klarstellung, dass Inhaber der Genehmigung nach § 4 EnWG keiner erneuten Genehmigung bedürfen
- Harmonisierung der Pflicht zur Meldung von Stammdaten

⇒ Themenpapier 14 – Harmonisierung der Begriffsbestimmungen

B. Themenpapiere

Themenpapier 1a – Rolle der Messstellenbetreiber	3
Themenpapier 1b – Rolle der Verteilernetzbetreiber	5
1. Bedeutung der Verteilernetzbetreiber steigt durch die Energiewende	5
2. Gesetzentwurf soll jede energiewirtschaftlich notwendige Kommunikation ermöglichen (insbesondere auch zum VNB)	6
3. Aktuelle Last- und Einspeisezeitreihen als Basis genauer Prognosen	7
4. Datenverarbeitung zu Zwecken der Bilanzierung	9
Themenpapier 2 – Kundenbeziehungen	10
Themenpapier 3 – Finanzierung	12
1. Finanzierung ist das zentrale Thema	12
2. Bekannte Preisobergrenzen erlauben keinen größeren Leistungsumfang	12
3. Klarstellung bzw. Reduktion der Standardleistung ist erforderlich	13
4. Möglichkeit der Finanzierung	14
5. Faire Chancen und Risiken für den grundzuständigen Messstellenbetreiber	14
6. Die Finanzierung der „alten Welt“ muss gewährleistet bleiben	15
Themenpapier 4 – Rolloutbeginn	16
1. Rolloutbeginn 2017 ist ambitioniert	16
2. Steuerbox und Anforderungen an das Gateway noch offen	16
3. Rollout abhängig von BNetzA-Festlegungen.....	16
4. Fester Rolloutzeitraum erforderlich	17
Themenpapier 5 – Marktkommunikation	18
1. Entwicklung neuer Marktprozesse und Datenformate	18
2. Aufbau paralleler Prozesswelten ist aufwändig und teuer	19
3. Regelungslücken in der sternförmigen Kommunikation und zur Plausibilisierung und Ersatzwertbildung	19
Themenpapier 6 – Datenmanagement und Digitalisierung.....	22
1. Unterteilung der Regelungen für die Datenkommunikation in Datenklassen	22
2. Die Regelungsvorschläge zur Datenerhebung und -nutzung bei personenbezogenen Daten müssen offene Listen enthalten, abschließende erlaubte Verwendungszwecke verhindern Innovationen	24
3. Eine etwaige Löschung von personenbezogenen Daten muss andere gesetzliche Verpflichtungen berücksichtigen und die weitergehende Nutzung unter bestimmten Voraussetzungen ermöglichen.....	25

4. Die Anforderungen an die Kundeneinwilligungen zu Datenerhebung und Datennutzung sollten zusätzlich zum BDSG auch den Anforderungen nach TMG oder TKG entsprechen können	25
5. Bündelung der Informations- und Transparenzpflichten gegenüber dem Letztverbraucher	26
Themenpapier 8 – Anbindung von Gasmesseinrichtungen	27
Themenpapier 10a – Harmonisierung mit EEG	29
1. Zuständigkeit des Anlagenbetreibers für Messstellenbetrieb und Messung	29
2. Anlagenbetreiber als dritter Messstellenbetreiber?	30
3. Harmonisierung der Kostentragungsregeln von EEG 2014 und MsbG-E	31
4. Verhältnis von Messsystemen zur netzdienlichen und marktorientierten Steuerung	32
5. Steuerbox	33
6. Einbauverpflichtung	33
7. Messwerterhebung, -übermittlung und -nutzung	33
8. Direktvermarktungsunternehmer als Messwertnutzer	35
9. Anpassung von Datenlieferungspflichten	36
Themenpapier 10b – Harmonisierung mit KWK-G	37
Themenpapier 10c – Harmonisierung mit Strom- und GasGVV	40
Themenpapier 11 – Informatrische Entflechtung	41
Themenpapier 12 – Erweiterung der Ausnahmeregelung für Elektromobile	43
Themenpapier 13 – Übergangsregelung für Anlagen nach § 14a EnWG	45
Themenpapier 14 – Harmonisierung der Begriffsbestimmungen	47

Themenpapier 1a – Rolle der Messstellenbetreiber

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass im Regelfall die grundzuständigen Messstellenbetreiber für den Rollout von intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen verantwortlich sind. Dies begrüßt der BDEW. Gleiches gilt für die vorgesehene Abstufung des Rollouts durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber und die Möglichkeit der Auslagerung der Ausführung an Dienstleister sowie der Kooperation mehrerer Unternehmen. Außerdem kann der grundzuständige Messstellenbetreiber die Grundzuständigkeit mit den damit einhergehenden Rechten und Pflichten an einen Dritten übertragen. Auch dies ist eine gute Alternative für den Messstellenbetrieb grundzuständigen Netzbetreiber.

Die Aufgabenteilung zwischen Netzbetreiber, grundzuständigem Messstellenbetreiber für intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen und dem grundzuständigen Messstellenbetreiber für konventionelle Messeinrichtungen darf nicht zu einer ineffizienten Zersplitterung von Aufgaben und Zuständigkeiten wie z.B. einer getrennten Abbildung dieser Rollen in den IT-Systemen und neuer Standard-Kommunikationsprozesse zwischen allen Beteiligten führen.

Die Energiewirtschaft steht zur Liberalisierung des Messwesens. Neue Marktteilnehmer, die als dritter oder neuer grundzuständiger Messstellenbetreiber agieren, und Netzbetreiber sollen akzeptable Rahmenbedingungen erhalten. Der auch vom Verband unterstützte Wettbewerb muss dabei unter fairen, d.h. gleichen Bedingungen erfolgen. Bisher sieht der Gesetzentwurf vor, dass sich wettbewerbliche Messstellenbetreiber auf die betriebswirtschaftlich ertragsreichen Einbaufälle konzentrieren dürfen, während grundzuständige Messstellenbetreiber auch betriebswirtschaftlich unrentable Einbauten durchführen müssen. Seitens des Gesetzgebers wird stets eine Gleichbehandlung gefordert, an dieser Stelle jedoch nicht umgesetzt.

Die grundzuständigen Messstellenbetreiber müssen die Möglichkeit zur Bildung von Kooperationen aktiv nutzen können. Um Missverständnissen vorzubeugen, sollte die Gesetzesbegründung klarstellen, dass Messstellenbetreiber ohne Übertragung der Grundzuständigkeit Kooperationen eingehen oder sich dritter Dienstleister zur Erfüllung ihrer Aufgaben bedienen können.

Die Pflicht zur Durchführung des Verfahrens zur Übertragung der Grundzuständigkeit sollte wie vom BDEW wiederholt gefordert nur letzte Option bleiben. § 45 Abs. 1 Nr. 1 MsbG-E lässt hier aus unserer Sicht jedoch einen zu großen Interpretationsspielraum.

Die in § 45 MsbG-E vorgesehene Verpflichtung zur Übertragung der Grundzuständigkeit sollte nur auf diejenigen Fälle beschränkt sein, in dem nachweislich feststeht, dass der Messstellenbetreiber seinen Verpflichtungen nicht nachkommt oder er bzw. sein Dienstleister die Voraussetzungen (Genehmigung, Zertifikat) nicht erfüllt. Eine Regelung, wie in § 45 Abs. 1 Nr.1 MsbG-E, nach der er verpflichtet wird zu übertragen, sobald *absehbar* ist, dass er *künftig* nicht in der Lage sein wird, die Aufgabe zu übernehmen, ist jedoch auch aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht akzeptabel. Ein solch weitreichender Eingriff ins Geschäftsmodell –

allein basierend auf Zukunftsprognosen – ist unverhältnismäßig und trägt zu erheblicher Rechtsunsicherheit bei.

Im Zusammenhang mit der Verpflichtung zur Ausschreibung ist auch die in Absatz 2 aufgestellte 10 Prozent-Regelung von Bedeutung. Sie verpflichtet den grundzuständigen Messstellenbetreiber nach Anzeige oder Übernahme der Grundzuständigkeit mindestens 10 Prozent der nach den § 31 Abs. 1 und 2 MsbG-E auszustattenden Messstellen mit intelligenten Messsystemen auszustatten oder auszuschreiben. Angesichts der zu erwartenden Verzögerungen bei der Gestaltung der Marktprozesse sollte die Zeitspanne nicht ausschließlich an die Anzeige der Grundzuständigkeit gebunden werden, sondern auch an die Marktanalyse nach § 30 des MsbG-E und somit an die Verfügbarkeit der intelligenten Messsysteme. Darüber hinaus sollte klargestellt werden, dass in die 10 Prozent auch die Messstellen fallen, die der Grundzuständige zwar ausgerüstet hat, deren Anschlussnutzer aber im Nachgang eine anderweitige Vereinbarung getroffen hat und die damit nicht mehr in den Zuständigkeitsbereich des grundzuständigen Messstellenbetreibers fallen.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 45 Abs. 1 Nr. 1 MsbG-E zu streichen und § 45 Abs. 2 MsbG-E wie folgt zu ändern:

*(2) Der grundzuständige Messstellenbetreiber kommt seiner Verpflichtung nach § 29 Absatz 1 in nur unzureichendem Maße nach, wenn er nicht innerhalb von 3 Jahren **nach der Veröffentlichung der Analyse des BSI nach § 30** und nach Anzeige oder Übernahme der Grundzuständigkeit mindestens 10 Prozent der nach den § 31 Absatz 1 und 2 auszustattenden Messstellen mit intelligenten Messsystemen ausgestattet hat.*

Themenpapier 1b – Rolle der Verteilernetzbetreiber

1. Bedeutung der Verteilernetzbetreiber steigt durch die Energiewende

Im Rahmen der Energiewende kommt dem Verteilernetzbetreiber eine wesentliche Rolle zu. Das Gesetzesvorhaben der Bundesregierung zum Strommarktgesetz verdeutlicht dies in besonderem Maße. Danach bildet der Verteilernetzbetreiber das Rückgrat für die Energiewende und ist einer der Garanten für die Versorgungssicherheit. Durch den Übergang von wenigen zentralen Großkraftwerken zur Stromerzeugung zu mehreren Millionen kleinerer dezentraler Erzeugungsanlagen ändern sich die Stromflüsse im Verteilungsnetz grundlegend.

Die BMWi-Verteilernetzstudie hat diese Entwicklung untersucht. Sie kommt u.a. zu dem Ergebnis, dass durch die Berücksichtigung des Erzeugungsmanagements in der Netzplanung die jährlichen Zusatzkosten zur Integration von EE-Anlagen in Verteilernetze um mindestens 15 Prozent reduziert werden können. Dieses Erzeugungsmanagement muss von den Verteilernetzbetreibern durchgeführt werden. Auch in städtischen Bereichen können aktive Verteilernetzbetreiber einen wertvollen Beitrag zur Effizienz der Energiewende leisten. Hier werden zum Beispiel Lastverschiebungspotenziale u. a. aufgrund von Elektromobilität und Anwendungen wie z. B. Power to Heat an Bedeutung gewinnen.

Die Ergebnisse der Verteilernetzstudie haben Einklang in den Entwurf des Strommarktgesetzes gefunden. Das Strommarktgesetz sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber in Zukunft eine noch aktivere Rolle einnehmen und z.B. Spitzenkappung durchführen sollen, um das Netz optimal zu bewirtschaften.

Neben diesen Untersuchungen und Gesetzesentwürfen hat das Council of European Energy Regulators (CEER) Ende 2014 die zukünftige Rolle der Verteilernetzbetreiber skizziert. Demnach sind Verteilernetzbetreiber nicht nur für einen sicheren Betrieb des Netzes verantwortlich, sondern sie stellen auch den Marktbereiter („market facilitator“) für die notwendige Weiterentwicklung des Verteilernetzes dar. CEER beschreibt, dass in den kommenden Jahren neue Möglichkeiten für Verteilernetzbetreiber entstehen, die Vorteile für die Energieverbraucher und den Energiesektor im Allgemeinen mit sich bringen. Fluktuierende Einspeisung, Lastmanagement, neue Technologien und die Verknüpfung von Strom und Gas haben die Rolle und die Kultur der Verteilernetzbetreiber in den letzten zehn Jahren verändert und werden diese weiter verändern. Auch die aktuellen Überlegungen der EU-Kommission im Rahmen der Guideline System Operation beinhalten detaillierte Datenlieferungspflichten von Erzeugungsanlagen in Richtung der Verteilernetzbetreiber (Plandaten, Echtzeitdaten).

In diesem Gesamtzusammenhang wurde im Rahmen der BMWi-Arbeitsgemeinschaft Intelligente Netze und Zähler ein Ampelkonzept beschrieben, das eine intensive Interaktion der Verteilernetzbetreiber mit den Marktakteuren als Basis für ein intelligentes Verteilernetz („Smart Grid“) zum Ziel hat. Der BDEW hat diese Diskussion aufgegriffen und im Frühjahr dieses Jahres eine konkrete Ausgestaltung des Ampelkonzepts vorgeschlagen.

Die Verantwortlichkeiten von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sind in §§ 11 ff. EnWG geregelt. Das vorliegende Gesetz sollte sich ausschließlich auf die wesentlichen Vorgaben für die Datennutzung konzentrieren.

2. Gesetzentwurf soll jede energiewirtschaftlich notwendige Kommunikation ermöglichen (insbesondere auch zum VNB)

Die BMWi-Verteilernetzstudie, der Entwurf des Strommarktgesetzes, die zukünftige Rolle der Verteilernetzbetreiber gemäß CEER und die Diskussionen in der BMWi-Arbeitsgemeinschaft Intelligente Netze und Zähler verdeutlichen, dass durch die Energiewende in den Verteilernetzen die Bedeutung der Verteilernetzbetreiber steigt.

Die Netzbetreiber haben in der Vergangenheit den Rollout als kosteneffizienten Weg zu intelligenten Netzen in Frage gestellt. Dies ist jedoch losgelöst von der Tatsache zu betrachten, dass die Netzbetreiber zukünftig grundsätzlich mehr Informationen und Daten für die Erfüllung ihrer Aufgaben benötigen werden. Der Rollout intelligenter Messsysteme hat dann den größtmöglichen Nutzen, wenn alle Akteure auch von den Vorteilen solcher Systeme profitieren können.

Die vorliegenden Vorschläge des Ministeriums zur Digitalisierung der Energiewende weisen jedoch in die entgegengesetzte Richtung. Gemäß § 60 Abs. 3 MsbG-E sollen Verteilernetzbetreiber nur noch eingeschränkte Datennutzungs- und Zugriffsrechte haben. Hierdurch würde die gewünschte Modernisierung der Verteilernetze und damit entgegen aller politischen Aussagen auch die Innovationsfähigkeit der Verteilernetzbetreiber insgesamt gefährdet.

Stattdessen müssen Verteilernetzbetreiber alle notwendigen Daten für die Durchführung ihrer energiewirtschaftlichen Aufgaben und eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende im Verteilernetz erhalten. Dazu zählen insbesondere auch Zählerwerte in viertelstündlicher Auflösung. Für das Führen der Differenzbilanzkreise sind auch weiterhin Einzelmesswerte erforderlich. Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende muss daher sicherstellen, dass Netzbetreiber die erforderlichen Daten erhalten (siehe hierzu auch Themenpapiere 5 und 10a). Der BDEW steht hier gern für eine vertiefende Diskussion zur Konkretisierung zur Verfügung.

Den erhöhten Daten- und Informationsbedarf der Netzbetreiber verdeutlicht beispielsweise das Energieinformationsnetz, was in § 12 Abs. 4 EnWG verankert ist. Die Branche beteiligt sich aktiv an der Einrichtung und dem Ausbau eines Energieinformationsnetzes und erarbeitet in diesem Zusammenhang auch Vorschläge dazu, welche Daten die Netzbetreiber zukünftig zur Sicherstellung der Systemsicherheit benötigen. Der Datenbedarf der Verteilernetzbetreiber wurde durch das Strommarktgesetz klar herausgestellt. Ein Arbeitspaket beschäftigt sich dabei mit Zählwerten, die technisch auch von intelligenten Messsystemen bereitgestellt werden können. Das Energieinformationsnetz könnte an dieser Stelle auf die Datenbereitstellung aus dem intelligenten Messsystem zurückgreifen. Bedingung dafür ist allerdings, dass Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Einspeise- oder Lastzeitreihen in 15-minütiger Auflösung zu erhalten.

Eine automatische Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Smart-Meter-Gateway wurde technisch nicht definiert. Dafür bedürfte es historischer Daten, die dem Messstellenbetreiber

nicht vorliegen, da er alle Daten unverzüglich zu löschen hat. Daher sollten diese Aufgaben weiterhin vom Verteilernetzbetreiber bzw. vom Messstellenbetreiber übernommen werden. Hilfsweise sollten Detailregelungen zur Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Rahmen nachgelagerter Festlegungen zur Ausgestaltung der Marktkommunikationsprozesse aufgegriffen und geregelt werden (siehe dazu auch Themenpapier 5).

3. Aktuelle Last- und Einspeisezeitreihen als Basis genauer Prognosen

Für die Weiterentwicklung des Netzbetriebs sind mehr Informationen erforderlich. Die steigende Anzahl an Einspeisemanagementmaßnahmen, die auch mit der Spitzenkappung nicht zurückgehen wird, bedingt einen zunehmend flexiblen und automatisierten Netzbetrieb. Um sicherstellen zu können, dass Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß EEG am Vortag durch den Netzbetreiber angekündigt werden können, müssen Prognosen für die Netzbelastung erstellt werden. Diese Prognosen können nur mithilfe aktueller Einspeise- und Lastzeitreihen erstellt werden. Dabei gilt: Je aktueller die Datenbasis ist, desto genauer kann die Prognose erstellt werden. Einspeisemanagementmaßnahmen gehören dabei u.a. zu den Pflichten aus § 14 Abs. 1 EnWG, auf die im § 66 Abs. 1 MsbG-E verwiesen wird (vgl. auch Themenpapier 10a).

Würden Verteilernetzbetreiber nur monatliche Daten erhalten, wie in § 60 Absatz 3 MsbG-E aufgeführt, könnten sie folgende Aufgaben nicht mehr erfüllen:

- Bewirtschaftung des Differenz- und Verlustbilanzkreises in der vom Weißbuch, Maßnahme 3 „Bilanzkreistreue stärken“, geforderten Güte. Daher müssen beim Verteilernetzbetreiber in der Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen analog der anderen Bilanzkreisverantwortlichen alle bilanzierungsrelevanten Daten täglich vom Vortag vorliegen, also alle Daten zur vollständigen Ausbilanzierung des Netzes.
- Veröffentlichungspflichten nach § 17 StromNZV i. V. m. dem Leitfaden für Veröffentlichungspflichten der BNetzA vom 23.06.2008. Daher werden Summenzeitreihen netzebenenscharf benötigt.
- Ermittlung der Netzentgelte nach § 17 StromNEV. Auch hier werden Summenzeitreihen netzebenenscharf benötigt.
- Ermittlung des Entgelts für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV. Hier werden ebenfalls Summenzeitreihen netzebenenscharf benötigt.
- Ermittlung der Hochlastzeitfenster nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV und Weißbuch, Maßnahme 8 „Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen“.

Neben netzebenenscharfen Summenzeitreihen sind auch tägliche Lastgangdaten für RLM und ZSG für die kurzfristige Festlegung der Hochlastzeitfenster notwendig. Um die Netz- und Systemsicherheit gewährleisten zu können, benötigen Netzbetreiber – Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber – außerdem zwingend mindestens viertelstündlich Ist-Einspeisungswerte aus Erzeugungsanlagen, um die Netz- und Systemsicherheit gewährleisten zu können (vgl. §§ 13 und 14 EnWG, § 14 EEG 2014).

Die Lastgänge großer Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen sind darüber hinaus auch für Planung, Bau und Betrieb der Verteilernetze notwendig, da ihr individueller, zeitlicher Ver-

lauf ganz maßgeblich die auslegungsrelevanten, kritischen Netzsituationen beeinflusst. Diese kritischen Situationen sind für einzelne Teilnetze individuell und können allein mit Maximalwerten ohne zeitliche Einordnung nicht bestimmt werden.

Nach § 12 Abs. 3 StromNZV ist der Verteilernetzbetreiber zur Führung eines Differenzbilanzkreises verpflichtet und hat diesen entsprechend zu bewirtschaften. Zur effizienten und effektiven Durchführung der dafür notwendigen Prognosen sind zur Bestimmung der Restlast alle Daten des Vortages zwingend erforderlich. Diese Voraussetzung ist bei einer nach § 67 Abs. 2 Nr. 1 MsbG-E nur monatlich zu übermittelten Summenzeitreihe nicht gegeben. Gleiches gilt für die Ermittlung und Prognose der Netzverluste.

Die Bewertung von Netzzustandsdaten (insbesondere Spannungswerte) werden ohne Zählerstandsgänge ebenfalls erschwert, da das zugrunde liegende, zeitlich differenzierte Verhalten der Kunden als wesentlicher Einflussfaktor nicht bekannt wäre. Netzzustandsdaten wären damit allenfalls für Überwachungsfunktionen nutzbar, jedoch kaum noch für Aufgaben der Netzplanung.

Der BDEW geht davon aus, dass die Begründung und die Dokumentation von entsprechenden Erhebungen nach § 56 Abs. 3 MsbG-E in den ohnehin begründeten Fällen nach § 56 Abs. 1 Satz 2 MsbG-E grundsätzlich nicht erforderlich ist, auch wenn es sich um personenbezogene Daten handelt. Diese Fälle sieht das Gesetz selbst schon als begründet an. In § 56 Abs. 3 MsbG-E sollte daher klargestellt werden, dass die Erhebung weiterer über die in Absatz 1 genannten Fälle hinaus gehende Erhebungen von personenbezogenen Daten zu begründen sind. Hier stellt sich auch die Frage, wem gegenüber die Begründung zu erfolgen hat. Darüber hinaus ist auch der Begriff "zeitnah" in § 64 Abs. 1 MsbG-E sehr vage. Wünschenswert wäre in beiden Fällen eine Klarstellung in der Gesetzesbegründung.

Neben den in § 60 Abs. 3 Nr. 1 MsbG-E genannten Zählwerten erhalten Netzbetreiber grundsätzlich die in § 56 MsbG-E genannten Netzzustandsdaten. Da die Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb steigen, sollte der Gesetzesentwurf grundsätzlich so angelegt werden, dass eine Ausweitung der für Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber relevanten Daten möglich ist.

Mit der Nutzung der Messinfrastruktur zur Optimierung des Netzbetriebs können die Kosten in der Netzführung zukünftig reduziert werden.

Vorschlag

Der BDEW schlägt daher eine Regelung vergleichbar mit § 60 Abs. 3 Nr. 1 MsbG-E vor:

Für die in § 66 Abs. 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag dem Betreiber von Verteilernetzen

- a. in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 Last- oder Zählerstandsgänge,
- b. in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 nur bei Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG und Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 10.000 Kilowattstunden Last- oder Zählerstandsgänge,

- c. in den Fällen des § 55 Absatz 3 sowie in den Fällen des § 57 Absatz 4 nur bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen Einspeisegänge in 15-minütiger Auslösung, im Übrigen Monatsarbeitswerte, Jahresarbeitswerte sowie die aufgetretene Maximalleistung.

4. Datenverarbeitung zu Zwecken der Bilanzierung

Das Gesetz muss sicherstellen, dass Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber alle Daten erhalten, die sie zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben benötigen.

Im Hinblick auf die Verantwortlichkeiten im Umfeld der Bilanzierung gibt es unterschiedliche Sichtweisen zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreibern.

Die Übertragungsnetzbetreiber unterstützen den Vorschlag des Referentenentwurfs, durch eine tägliche Bereitstellung von Last- und Zählerstandsgängen für den Vortag in direkter Kommunikation an sie eine prozessuale Vereinfachung und Effizienzsteigerung des Gesamtsystems herbeiführen zu können.

Die Verteilernetzbetreiber im BDEW sehen in der Vorverdichtung bilanzrelevanter Daten durch die Verteilernetzbetreiber eine etablierte Vorgehensweise, die mit erheblichen Vorteilen verbunden ist. Zum einen sind die existierenden Geschäftsprozesse in der Branche hierauf abgestimmt und eine Umstellung mit enormem Aufwand und einer langwierigen Umstellungszeit mit parallelen Prozesswelten verbunden. Zum anderen legen die im letzten Kapitel begründeten Datenbedarfe nahe, dass die Beibehaltung der bisherigen Abläufe für den Verteilernetzbetreiber keinen signifikanten Mehraufwand bedeutet und einen hohen Grad an Datenplausibilität und -validität ermöglicht.

Der vorliegende Gesetzentwurf muss neben den klaren Vorgaben zur Datenübermittlung die Möglichkeit einräumen, die Details der Prozesse der Datenverarbeitung gesondert mit der Branche zu konsultieren. Gerade um den engen Zeitplan im Hinblick auf den Rollout umsetzen zu können, ist eine vorausschauende Planung und Gestaltung ggf. neu entstehender Schnittstellen und zu überarbeitender Prozesse unerlässlich.

Themenpapier 2 – Kundenbeziehungen

Der Gesetzentwurf sieht in den §§ 7 und 9 MsbG-E ein umfangreiches und schwer zu durchblickendes Geflecht von vertraglichen Regeln vor, die die gegenseitigen Rechte und Pflichten aller Beteiligten festschreiben sollen. Schon die einheitliche Bezeichnung aller Verträge als Messstellenvertrag, obwohl die Inhalte der Verträge je nach Vertragspartner sehr unterschiedlich sein können und müssen, führt zu Verwirrung. So müsste der Vertrag zwischen dem Anschlussnutzer und dem Messstellenbetreiber den Preis und ggf. die Art der Messung bzw. den Umfang der Dienstleistung beschreiben, nicht jedoch die technischen Details der Einbindung der Messstelle in das Energieversorgungsnetz.

Bürokratisch, aufwändig und teuer ist der nun vorgesehene Vertragsschluss zwischen dem Messstellenbetreiber (auch dem grundzuständigen) und jedem einzelnen Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer. Die Regelung wird dadurch verschärft, dass auch das Entgelt für intelligente Messsysteme und moderne Messeinrichtungen ausdrücklich direkt erhoben werden soll. Am deutlichsten wird das Missverhältnis beim Messstellenbetrieb für eine moderne Messeinrichtung. Für 20 Euro im Jahr fielen nicht nur der Messstellenbetrieb und die Ableitung an, sondern auch das Vertragsmanagement und das Inkasso. Für die Abwicklung müssten mit hohem Aufwand in den IT-Systemen Lösungen aufgebaut werden.

Die Zustimmung in der Bevölkerung zur Energiewende ist weiterhin sehr groß. Diese positive Grundeinstellung wird jedoch dann gefährdet, wenn neue Pflichten für den Verbraucher entstehen oder Prozesse nicht erklärt werden können. Dies wäre der Fall, sobald Messstellenbetreiber zusätzliche direkte Vertragsverhältnisse mit den Anschlussnutzern schließen müssten.

Von diesem unnötigen Aufwand abgesehen, würde der Zwang zur Einzelabwicklung mit dem Messstellenbetreiber die Kundenakzeptanz für den Rollout senken. Auch stellt sich die Frage, ob die Kunden eine solche gesonderte Geschäftsbeziehung akzeptieren.

Die Leistung des Messstellenbetriebs ist für den Kunden nur dann interessant, wenn er sich in irgendeiner Form mit einem Mehrwert verbindet. Der reine Messstellenbetrieb lässt sich für den grundzuständigen Messstellenbetreiber nach der derzeitigen Fassung des Gesetzes allerdings nicht ohne erheblichen zusätzlichen Aufwand mit einem Mehrwert für den Kunden verbinden. Dies wäre ein schwerwiegender Nachteil und würde einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb für den grundzuständigen Messstellenbetreiber unmöglich machen. Daran kann auch ein möglicher konkludenter Vertragsschluss nichts ändern. In diesem Fall entfielen höchstens der Vertragsschluss an sich. Der Abwicklungsaufwand bliebe unverändert insbesondere da jeder konkludente Vertragsschluss schriftlich zu bestätigen ist. Diese Kosten sind ganz offensichtlich in der Preisobergrenze nicht berücksichtigt.

Mit Rahmenverträgen zum Messstellenbetrieb und im Vorfeld für alle Marktrollen akzeptablen Rahmenbedingungen können auch neue grundzuständige Messstellenbetreiber das Messentgelt analog dem bereits heute bestehenden Verfahren der Netznutzungsabrechnung abrechnen. So ließe sich die effiziente Regelungssystematik des geltenden EnWG weitgehend aufrecht erhalten. Gleichzeitig können auf Wunsch des Anschlussnutzers individuelle Verträge geschlossen werden.

Vorschlag

- Rahmenverträge zwischen grundzuständigem Messtellenbetreiber und Lieferanten (Standardfall MSB-Entgelt auf Lieferrechnung analog heute)
- Im Falle einer Beauftragung im Sinne eines wettbewerblichen MSB wird ein Messstellenvertrag abgeschlossen (gemäß § 9 Abs. 2, Nr. 2 MsbG-E)
- Auf Wunsch des Anschlussnutzers wird ein gesonderter Messstellenvertrag abgeschlossen (§ 9 Abs. 2, Nr.1 MsbG-E sollte ergänzt werden: „...auf Wunsch des Anschlussnutzers“)

Themenpapier 3 – Finanzierung

Es muss sichergestellt sein, dass die dem grundzuständigen Messstellenbetreiber vorgegebenen Preisobergrenzen die durch den im Referentenentwurf vorgegebenen Leistungsumfang anfallende Kosten inkl. der Mehrwertsteuer decken können. Dies ist bisher noch nicht der Fall.

Wir schlagen 23 Euro für moderne Messeinrichtungen und eine Festlegung der derzeit im Gesetzentwurf enthaltenen Preisobergrenzen für Gewerbekunden als Netto-Preisobergrenze vor. Außerdem sollte ein zeitlich befristeter Sonder-Finanzierungstopf für Initialkosten vorgesehen werden. Andernfalls sehen wir die Preisobergrenze für einen grundzuständigen Messstellenbetreiber als nicht auskömmlich an.

1. Finanzierung ist das zentrale Thema

Die Finanzierung des Einbaus intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen stellt eines der zentralen Themen dar, von dem der Erfolg oder Misserfolg des Gesetzes abhängt.

Vor Beginn der Einführung intelligenter Messsysteme und moderner Messeinrichtungen entstehen insbesondere für den Aufbau der IT-Infrastruktur und neuer Prozesse hohe Initialkosten. Um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen, bedarf es hierfür Investitionssicherheit und einer zeitnahen Refinanzierung, die einen wirtschaftlich sicheren Betrieb ermöglichen. Die Preisobergrenzen bilden diese Kosten bisher nicht ab.

2. Bekannte Preisobergrenzen erlauben keinen größeren Leistungsumfang

Die im Referentenentwurf vorgegebene Höhe der Preisobergrenzen, ist aus der Kosten-Nutzen-Analyse abgeleitet. Schon die Kosten-Nutzen-Analyse beinhaltete nicht alle notwendigen Kostenpositionen. Diese Grenze senkt der Referentenentwurf nun ohne Begründung von netto (Kosten-Nutzen-Analyse) in brutto (Diskussion zum Gesetzentwurf) ab. Darüber hinaus weitet der Referentenentwurf den Leistungsumfang erheblich aus. Zudem sind die Ausgestaltung der sternförmigen Kommunikation und die tägliche zur Verfügungstellung von Zählerstandsgängen mit häufigerem Datenaustausch verbunden.

Auch neue Aufgabenfelder, die bisher nicht Bestandteil der Preisobergrenzen waren, müssen in den Kosten abgebildet werden. Neu ist z.B., dass die Messwertaufbereitung, bisher Bestandteil der Abrechnung, vom grundzuständigen Messstellenbetreiber zu erfolgen hat.

Mit der geplanten Novellierung der Niederspannungsanschlussverordnung sind innerhalb der Preisobergrenzen weitere Aufwendungen im Zusammenhang mit der Messstellenausstattung nach §§ 29 bis 32 MsbG-E, wie z.B. eine notwendige Änderung am Zählerschrank, durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber abzudecken. Unseres Erachtens kann der Umbau der Kundenanlage nicht zu Lasten des Messstellenbetreibers gehen. Zum einen wäre dies keineswegs durch die POG abgedeckt. Zum anderen würde in ein etabliertes Rechtssystem

und in die nach öffentlichem Netz, privater Kundenanlage und liberalisierten Messstellenbetrieb getrennten Verantwortungsbereiche eingegriffen, was zu hohen Risiken und Rechtsunsicherheiten sowie Belastung der Allgemeinheit führen würde, weshalb wir davon dringend abraten. Die Umbaukosten für Zählerplätze sind unseres Erachtens durch den Anschlussnehmer zu tragen. Die NAV regelt das Verhältnis zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer bzw. dem Anschlussnutzer. Da der Messstellenbetrieb nun nicht mehr als Aufgabe des Netzbetreibers anzusehen ist, darf die NAV konsequenter Weise auch keine Regelungen zur Kostentragung für den Messstellenbetreiber enthalten. Daher ist § 22 Absatz 2 letzter Satz NAV-E zu streichen.

Weitere zusätzliche Aufwendungen entstehen dem neuen grundzuständigen Messstellenbetreiber, wenn ein separater Vertragsschluss mit dem Anschlussnutzer und der direkten Abrechnung der POG mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer verbunden mit einer zusätzlichen Rechnungslegung, Forderungsverfolgung und Kundenbetreuung festgelegt werden sollte.

All diese neu oder umfassender definierten Leistungen werden bisher nicht in der POG berücksichtigt. Eine auf den tatsächlich erwarteten Kosten basierte Kalkulation der POG ist aber eine Grundvoraussetzung, um den grundzuständigen Messstellenbetreibern die Durchführung des Rollouts unter ökonomischen Gesichtspunkten überhaupt zu ermöglichen.

3. Klarstellung bzw. Reduktion der Standardleistung ist erforderlich

Eine grundsätzlich positive Unterscheidung zwischen Standardleistungen und Zusatzleistungen sollte an verschiedenen Stellen klarer gefasst sein. Der Gesetzentwurf sollte klarstellen, dass eine Anbindungspflicht von modernen Messeinrichtungen nach § 40 MsbG-E nur dann besteht, wenn die verschiedenen Messeinrichtungen nur einen Anschlussnutzer betreffen. Auch hier muss allerdings gelten, dass die Kosten von modernen Messeinrichtungen zusätzlich in Rechnung gestellt werden dürfen. Werden dagegen Messeinrichtungen verschiedener Anschlussnutzer mit einem Gateway einer anderen Messstelle (z.B. in Mehrfamilienhäusern) verbunden, wird jede eingebundene Messeinrichtung zu einem intelligenten Messsystem und kann entsprechend als ein weiteres intelligentes Messsystem abgerechnet werden.

Die derzeitige Regelung des § 31 Absatz 6 MsbG-E ist missverständlich, könnte zu einer Ungleichbehandlung der Kunden führen und das Refinanzierungssystem unterlaufen. Die Kosten für die Hardware der weiteren Zähler blieben damit unberücksichtigt. Daher scheint es angebracht, die höchste fallbezogene Preisobergrenze zu erheben und Zusatzkosten für jede weitere moderne Messeinrichtung. Damit ist die Funktionalität des Smart-Meter-Gateways und die verbauten modernen Messeinrichtungen bepreist. Insofern wäre § 31 Absatz 6 MsbG-E anzupassen.

Sowohl die Anbindung von Gasmesseinrichtungen als auch die Visualisierung durch ein Home-Display sind wettbewerbliche Aufgaben und stellen klare Zusatzleistungen dar. Dies geht aus dem Referentenentwurf bisher nicht klar hervor und sollte entsprechend angepasst werden. So steht zu befürchten, dass bei intelligenten Messsystemen bei fehlender Zustimmung des Kunden zur Nutzung eines Online-Portals ein Home-Display bereitzustellen wäre, was

zu erheblichem Mehraufwand führen würde. Gleiches gilt für klassische wettbewerbliche Aufgaben der Energieberatung und des Energiemanagements wie die Bereitstellung von Stromsparhinweisen und -anwendungen.

4. Möglichkeit der Finanzierung

Der BDEW hat stets angeboten, neben dem Hinweis auf finanzielle Herausforderungen auch eigene Finanzierungsvorschläge einzubringen. Positiv bewertet der Verband hierbei, dass der Gesetzgeber den BDEW-Vorschlag nach gestaffelten Preisobergrenzen aufgegriffen hat. Wir sehen auch den politischen Willen nach einer maximalen Preisobergrenze von 100 Euro für Verbraucher zwischen 6.000 und 10.000 kWh, obwohl diese Obergrenze selbst bei einer Netto-Betrachtung (d.h. exkl. MwSt.) kaufmännisch nicht tragfähig ist. Aus diesem Grund möchten wir Vorschläge einbringen, um diese maximale Preisobergrenze zu halten und gleichzeitig den Rollout zu ermöglichen.

Eine sinnvolle Möglichkeit der Finanzierung bietet der Blick auf die unterschiedlichen Verbrauchertypen. Die absolute Mehrzahl der Verbraucher über 10.000 kWh sind vorsteuerabzugsberechtigte Gewerbekunden. Für diese Verbraucher sollten sich die diskutierten Preisobergrenzen netto verstehen und brutto höhere Preise festgelegt werden. Gerade dieser Ansatz würde auch Haushaltskunden nicht zusätzlich belasten. Als Alternative oder ergänzend zur Erhöhung der POG käme, insbesondere zur Kostenglättung, ein Sonderfinanzierungstopf für Initialkosten in Frage.

Um der Forderung der Branche nach Planungssicherheit nachzukommen, ist zudem notwendig, die Dauer der Preisobergrenzen rechtzeitig vor dem Rollout festzulegen sowie die allgemeine jährliche Teuerungsrate bei den für die Zukunft festgelegten Preisobergrenzen zu berücksichtigen. Neben Kostensenkungspotenzialen muss der Anpassungsmechanismus transparent sein, zeitlich definiert werden und die Amortisation der getätigten Investitionen sichern.

Außerdem sollten Telekommunikationskosten, die entstehen, um den netzbetrieblichen Anforderungen zur Realisierung von netzdienlichen Schaltungen zu genügen, über Netznutzungsentgelte finanziert werden.

Ein weiteres Problem stellen alle Wechselstromanlagen (Zählertafel TGL) dar. Bei diesen Anlagen müssen durch den Eigentümer für den Einbau moderner Messgeräte neue Zählertafeln rechtzeitig auf Kosten des Eigentümers installiert werden, um moderne Messeinrichtungen überhaupt einbauen zu können.

5. Faire Chancen und Risiken für den grundzuständigen Messstellenbetreiber

Grundzuständige Messstellenbetreiber sind verpflichtet, alle Kunden mit einem Verbrauch größer 6.000 kWh p.a. mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Wettbewerbliche Messstellenbetreiber können sich hingegen auf diejenigen Verbraucher konzentrieren, die ihnen positive Margen versprechen. Dies führt dazu, dass die auch vom BDEW befürwortete POG-

Differenzierung nach Verbrauchsgruppen ausgehebelt wird, denn eine selektive Installation nur bei Kunden mit hohem Verbrauch ist den grundzuständigen Messstellenbetreibern nicht möglich. Wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben jedoch die Möglichkeit des „Rosinenpickens“, d.h. den Rollout nur mit wirtschaftlich attraktiven Kunden durchzuführen. Das kann zu erheblichen Marktverzerrungen führen. Für den grundzuständigen Messstellenbetreiber besteht darüber hinaus das Risiko, dass der Anschlussnehmer den Messstellenbetreiber unmittelbar nach dem Einbau einer modernen Messeinrichtung wechseln könnte. Dieses Risiko muss angemessen berücksichtigt werden.

Ein besonderes Risiko für grundzuständige Messstellenbetreiber folgt aus unzureichend hohen Preisobergrenzen für Messeinrichtungen. Aufgrund der Masse an auszurollenden Geräten führen bereits kleinere Kostenunterdeckungen in Summe zu erheblichen Finanzierungslücken bei den grundzuständigen Messstellenbetreibern. Deshalb sollte die Preisobergrenze für moderne Messeinrichtungen auch im Sinne eines Risikoausgleichs zwischen grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibern auf 23 Euro (netto) angehoben werden.

6. Die Finanzierung der „alten Welt“ muss gewährleistet bleiben

Für Netzbetreiber, die nicht grundzuständiger Messstellenbetreiber sind, können durch die regulatorische Trennung von Netzbetrieb und Messstellenbetrieb Initialkosten und IT-Kosten entstehen, die über das Regulierungskonto berücksichtigt werden müssen. Hierzu liegt bisher keine Regelung vor bzw. kommt es zu der aus Sicht des BDEW unglücklichen Konstellation zweier Grundzuständigkeiten im selben Netzgebiet, nämlich bezüglich der für die „alte Technik“ parallel zu der für die „neue Technik“.

Vorhandene Ferraris-Zähler sollten über die vollständige Abschreibungsdauer genutzt werden bzw. mindestens über die kalkulatorische Nutzungsdauer erlöst werden können. Es muss sichergestellt sein, dass für konventionelle Ferraris-Zähler, sofern sie aufgrund des Rollouts nicht über die eigentliche Abschreibungsdauer eingesetzt werden können, die Möglichkeit der kalkulatorischen Sonderabschreibung und die Berücksichtigung z. B. auf dem Regulierungskonto besteht.

Themenpapier 4 – Rolloutbeginn

1. Rolloutbeginn 2017 ist ambitioniert

Der Referentenentwurf sieht vor, dass ab 2017 der Rollout mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen beginnt. Nach Verabschiedung des Gesetzes Anfang 2016 steht somit nicht einmal mehr ein Jahr für die Fertigstellung der technischen Systeme, die Entwicklung der benötigten Marktprozesse und Datenformate zusammen mit der Bundesnetzagentur und deren Implementierung in den Unternehmen zur Verfügung. Diese kurze Zeitspanne vor dem Rolloutbeginn ist ambitioniert.

2. Steuerbox und Anforderungen an das Gateway noch offen

Die technische Grundvoraussetzung für den Einbau der intelligenten Messsysteme ist deren Verfügbarkeit. Die Arbeiten des Forums Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE zur Steuerbox sind derzeit jedoch noch nicht abgeschlossen. Ohne die Verfügbarkeit von Geräten, die die konkreten Anforderungen des Gesetzes und der Technischen Richtlinie erfüllen, kann der Einbau nicht beginnen.

3. Rollout abhängig von BNetzA-Festlegungen

Der BDEW möchte den geplanten Rolloutbeginn keinesfalls verzögern, sondern die offensichtlichen Probleme aufzeigen und zeitnahe Lösungen basierend auf bewährten Prozessen anbieten. Daher sollte die Einbaupflicht erst beginnen, wenn gemäß dem BSI mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten und gemäß der Bundesnetzagentur die notwendigen Marktprozesse und Datenformate für die Marktkommunikation definiert sind.

Der Referentenentwurf enthält eine Vielzahl von Verordnungsermächtigungen und Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur. Mehrere Verordnungen und Festlegungen müssen zwingend abgeschlossen sein, bevor der Rollout beginnen kann.

Im Hinblick auf die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen macht § 30 MsbG-E grundsätzlich einen sinnvollen Vorschlag. Dieser Gedanke, die technische Möglichkeit an eine Bedingung zu knüpfen, sollte auch für den Rollout-Start übernommen werden. Dies gilt insbesondere, da die Bundesnetzagentur zuvor die erforderlichen Festlegungen getroffen haben muss und diese in den Unternehmen implementiert sein müssen. Aus diesem Grund sollte der Rollout-Start nicht einem festen Zeitpunkt zugeordnet werden, sondern an notwendige und überprüfbare Bedingungen geknüpft sein.

Vorschlag

Der BDEW schlägt daher folgende Änderung für § 29 Absatz 1 MsbG-E vor:

*(1) Grundzuständige Messstellenbetreiber haben, soweit dies nach § 30 technisch **und prozessual** möglich und nach § 31 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen wie folgt auszustatten: [...]*

4. Fester Rolloutzeitraum erforderlich

§ 31 MsbG-E legt u. a. fest, dass ab 2017 alle Messstellen an Zählpunkten mit bestimmten Jahresstromverbräuchen innerhalb von acht Jahren mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden sollen. Der BDEW versteht darunter, dass im Fall des Rolloutbeginns 2017 dieser Ende 2024 abgeschlossen sein muss. Kann der Rollout jedoch erst zu einem späteren Zeitpunkt starten, muss sich sowohl Zeitpunkt zur Überprüfung der Mindestrolloutmenge als auch das Ende des Rollouts entsprechend verschieben. Sollte z.B. aufgrund der Marktprognose erst 2019 der Rollout beginnen, so muss dieser Ende 2026 abgeschlossen sein. Dieser konstante Rolloutzeitraum von acht bzw. 16 Jahren ist erforderlich, um der Dauer der Eichgültigkeit der Systeme und der praktischen Umsetzung Rechnung zu tragen.

Themenpapier 5 – Marktkommunikation

Die Energiewirtschaft ist gerne bereit, in einem gemeinsamen Prozess mit dem Bundeswirtschaftsministerium und der Bundesnetzagentur die notwendigen Marktkommunikationsregeln zukunftssicher auszuarbeiten, mit dem Ziel, volkswirtschaftlich sinnvolle und tragfähige Lösungen zum Nutzen des Kunden zu entwickeln. Der Umsetzungszeitraum ist in Abhängigkeit der Festlegung des Grundmodells zur Digitalisierung der Energiewende und der erforderlichen Anpassungen und Erweiterungen zu bewerten. Aus Sicht der im BDEW vertretenen Verteilernetzbetreiber muss vermieden werden, dass für unterschiedliche Arten von Zählern unterschiedliche Prozesse und unterschiedliche Formen der Marktkommunikation nebeneinander existieren.

1. Entwicklung neuer Marktprozesse und Datenformate

Um die Möglichkeiten der neuen Messeinrichtungen nutzen zu können, müssen neben den technischen Grundvoraussetzungen die notwendigen standardisierten und automatisierten Marktprozesse und Datenformate bestehen. Hierbei handelt es sich vor allem um die Definition der Kommunikations-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse zwischen allen beteiligten Marktakteuren und den Aufbau der IT-Infrastruktur.

Grundlegend ist für die Integration der neuen Messsysteme/-einrichtungen die Erarbeitung und Implementierung neuer Marktprozesse zur Messwertkommunikation mit dem Smart-Meter-Gateway bzw. dem Messstellenbetreiber erforderlich. Der Gesetzesentwurf bereitet die Verschiebungen der Aufgaben und Verantwortlichkeiten der Marktrollen vor. Dies gilt insbesondere für die Aggregation von Daten zu Bilanzierungszwecken und den damit verbundenen Datenaustauschpflichten.

Aufgrund der Abhängigkeiten zu weiteren energiewirtschaftlichen Prozessen und Informationspflichten wirkt sich dies auf sämtliche bestehende regulatorische Basisprozesse wie zum Lieferantenwechsel (GPKE/GeLi Gas), zur Bilanzierung (MaBiS), zu den Wechselprozessen im Messwesen (WiM) oder zum Wechsel von Erzeugungsanlagen Strom (MPES) aus.

Es wird eine umfangreiche Anpassung und Erweiterung der über lange Zeiträume mit erheblichem Aufwand bei allen Marktpartnern eingeführten, funktionierenden Marktprozesse und IT-Systeme erforderlich. Darüber hinaus sollten zusätzliche Aspekte des Übergangs der Grundzuständigkeit auf einen Dritten durch Ausschreibung abgebildet werden.

Außerdem sind in Zusammenarbeit mit den Verbänden der technischen Regelsetzung technische und marktliche Prozesse zu erstellen, um das sichere Schalten über das intelligente Messsystem zu ermöglichen.

Aus Sicht der im BDEW vertretenen Verteilernetzbetreiber sollte die Anpassung der Marktkommunikationsregeln maßvoll und unter Berücksichtigung der bisherigen Marktprozesse und Datenformate erfolgen. Speziell im Übergangszeitraum sollten die bisherigen Regularien größtmöglich beibehalten werden. Somit können die prozessuale Stabilität im Energiemarkt bewahrt und stranded investments für Interimslösungen vermieden werden.

Für die Ausgestaltung der Marktprozesse und Datenformate sind mehrere aufeinander aufbauende Schritte erforderlich:

- Ausgestaltung der Prozessbeschreibungen;
- Verrechtlichung der Prozessbeschreibungen durch die Bundesnetzagentur;
- Umsetzung der Marktprozesse in standardisierte und automatisierte Datenformate auf Basis verbindlicher Regularien;
- Umsetzung der Marktprozesse und Datenformate in der Branche durch Implementierung, IT-Anpassungen und Schulungen in den Unternehmen.

Die Klärung von Detailfragen zur Ausgestaltung der Marktkommunikationsregeln sollte im Dialog zwischen Branche und Bundesnetzagentur erfolgen.

2. Aufbau paralleler Prozesswelten ist aufwändig und teuer

Aufgrund der angedachten Regelungen zur gesonderten Betrachtung bisheriger Messeinrichtungen und neuer Messsysteme/-einrichtungen werden zukünftig unterschiedliche Kommunikations-, Bilanzierungs- und Abrechnungsprozesse und ggf. auch unterschiedliche Wechselprozesse bestehen. Dadurch entstehen parallele Prozesswelten, die sowohl systemtechnisch als auch in der Abwicklung vorgehalten werden müssen.

Zudem wären neue Anforderungen an die Marktkommunikation beispielsweise aus dem EEG oder für das Energieinformationsnetz in beiden parallelen Prozesswelten abzubilden. Beides führt aus Sicht der im BDEW vertretenen Verteilernetzbetreiber zu erheblichem Aufwand und zu mehr Bürokratie und wäre letztlich durch die Kunden zu zahlen. Solche prozessualen Parallelwelten müssten vermieden werden und die Möglichkeit für eine Harmonisierung der Prozesse für bisherige Messeinrichtungen und neue Messsysteme/-einrichtungen bestehen. Parallele Prozesse sollten nur dort aufgebaut werden, wo sie absehbar wertschöpfend sein werden.

Die Thematik Gas wird in dem Gesetzesentwurf nur in Verbindung mit dem Umgang des Messstellenbetriebs und in Ansätzen bezüglich der Anbindung an das Smart-Meter-Gateway beschrieben, eine weitere Konkretisierung und damit prozessuale Konsequenzen bleiben ungeklärt. Bereits hier ist zu erkennen, dass die Marktkommunikation von Strom und Gas zukünftig durch die weitere Differenzierung einen Mehraufwand in der Prozess- und Formatgestaltung bedeutet.

3. Regelungslücken in der sternförmigen Kommunikation und zur Plausibilisierung und Ersatzwertbildung

Bei Messstellen, in denen ein intelligentes Messsystem eingebaut ist, erfolgt die Verteilung der Messwerte direkt an die einzelnen Marktbeteiligten und nicht mehr zentral über den Netzbetreiber. Die sehr detaillierten Regelungen verursachen Regelungslücken und werfen prozessuale Folgefragen auf.

So ist beispielsweise nicht geregelt, wie der Bilanzkoordinator oder der Lieferant aus den Messwerten der einzelnen Messstellen bilanzierungsrelevante Verbrauchs- und Erzeugungsmengen ermittelt. Dies ist nachteilig, da in einer hohen Anzahl Entnahmestellen und Erzeugungsanlagen nicht nur mit einer einzigen direkten Messung ausgestattet sind. Somit wird es erforderlich sein, für diese Entnahmestellen und Erzeugungsanlagen eine Berechnungsformel im Markt auszutauschen. Ebenso hat der Anschlussnutzer/-nehmer in derartigen Anlagen bezogen auf eine Messstelle keine Sicht auf seine(n) tatsächliche(n) Verbrauch/Erzeugung seiner Entnahmestelle/Erzeugungsanlage, weil das Smart-Meter-Gateway die oben genannte Konsolidierung einzelner moderner Messeinrichtungen nicht darstellen kann. Darüber hinaus kann das Smart-Meter-Gateway bei unterspannungsseitigen Messungen durch den Wandlerfaktor erforderliche Umrechnung nicht vornehmen.

Bei der sternförmigen Verteilung ist ebenso offen, wie fehlende Messwerte aus dem Smart-Meter-Gateway beispielsweise bei länger andauernden Smart-Meter-Gateway-Ausfällen oder Telekommunikationsunterbrechungen während des Ablesezeitpunkts durch Ersatzwerte ersetzt werden und wie ein synchroner Datenstand zwischen allen Beteiligten im Markt erreicht werden kann. Bislang werden diese Aufgaben zentral vom Netzbetreiber durchgeführt. Zu beachten ist außerdem, dass in den höheren Spannungsebenen oft auch Messwerte aus dem Netzleitsystem des Verteilernetzbetreibers als Ersatzwerte herangezogen werden können. Ungeklärt bleiben in Zusammenhang mit Plausibilisierungen und Ersatzwertbildungen auch Fragestellungen zur Abgrenzung von Schätzungen (aufgrund fehlender Vorwerte zur Durchführung einer Schätzung) sowie zur Verteilung von Ersatzwerten. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden in dem Gesetzentwurf volatile Lasten und Einspeisungen im Zusammenhang mit der Ersatzwertbildung. Die Auswirkungen auf die Prozesse sind aktuell unklar, werden aber absehbar vor allem in deutlich höheren Aufwendungen für Stamm- und Bewegungsdaten-Clearing zwischen den Marktrollen resultieren.

Die im Entwurf vorgesehene Plausibilisierung und Ersatzwertbildung über max. 24 Stunden ist als technische Messwertaufbereitung, aber nicht als Plausibilisierung oder Ersatzwertbildung im obigen Sinne zu verstehen. Diese Aufgabe ist weiterhin als Funktionsbeschreibung intelligenter Messsysteme anzusehen und muss daher im § 21 MsbG-E geregelt werden.

Vorschläge

Der BDEW schlägt daher folgende Änderungen vor:

§ 60 Absatz 2 wird wie folgt ergänzt:

(2) Bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen ~~erfolgt die Aufbereitung der Messwerte, insbesondere Plausibilisierung und Ersatzwertbildung, im Smart Meter Gateway und es erfolgt die Datenübermittlung~~ **vom Messstellenbetreiber** ~~direkt aus dem Smart Meter Gateway~~ an die berechtigten Stellen.

Übergangsweise kann die Bundesnetzagentur in einer Festlegung nach § 75 bestimmen, dass bis zum 31.12.2019 Aufbereitung und Übermittlung nach Satz 1 ~~nicht vom Smart Meter Gateway, sondern von den~~ **an die** nach § 49 Berechtigten **unter Be-**

rücksichtigung der bestehenden Marktkommunikationsregeln, zur Kommunikation, Bilanzierung und Abrechnung vorgenommen werden.

§ 35 Absatz 1 Nr. 1 MsbG-E wird wie folgt geändert:

(1) Zur Ausstattung der Messstellen nach den §§ 29 bis 32 gehört als Standardleistung die Durchführung des Messstellenbetriebs im nach § 3 erforderlichen Umfang. Bei der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen umfasst die Durchführung insbesondere:

1. die in § 60 benannten Prozesse einschließlich ~~der Plausibilisierung und Ersatzwertbildung~~ **Messwertaufbereitung** im Smart Meter Gateway und die standardmäßig erforderliche Datenkommunikation,

In § 10 MsbG-E wird wie folgender Absatz 4 ergänzt:

(4) Der Netzbetreiber ist verpflichtet,

1. **die Entnahme- und Lieferstellen zu verwalten,**
2. **durch ihn aufbereitete abrechnungsrelevante Messdaten an den Netznutzer zu übermitteln sowie**
3. **die übermittelten Daten für den im Rahmen des Netzzugangs erforderlichen Zeitraum zu archivieren.**

§ 2 Nr. 16 MsbG-E wird wie folgt geändert:

Messwertaufbereitung ~~Plausibilisierung und Ersatzwertbildung:~~ im Rahmen der Aufbereitung von Messwerten rechnerische Vorgänge **im Smart Meter Gateway**, die über einen Zeitraum von maximal 24 Stunden ausgefallene Messwerte oder Messwertreihen überbrücken oder unplausible Messwerte korrigieren.

§ 21 Absatz 1 Nr. 1 MsbG-E wird wie folgt ergänzt:

1. die zuverlässige Erhebung, Verarbeitung, Übermittlung, Protokollierung, Speicherung und Löschung von aus Messeinrichtungen stammenden Messwerten gewährleisten, um

e)(neu) Messwerte im Zeitraum von maximal 24 Stunden aufzubereiten.

Themenpapier 6 – Datenmanagement und Digitalisierung

Regelungen zur unternehmensinternen und unternehmensübergreifenden Datenkommunikation zwischen den Marktakteuren in der Energiewirtschaft sind vor dem Hintergrund der Energiewende die Basis, um neue Akteure (z.B. Direktvermarkter), Prozesse (z.B. Umsetzung des Ampelkonzeptes) und Regelungen (z.B. Spitzenkappung) durchzuführen. Grundlage dessen ist aber ein neuer innovativer Umgang mit Daten.

Dafür ist es einerseits wichtig, Regelungen für den Umgang mit *personenbezogenen Daten* zu etablieren. Andererseits müssen auch Regelungen für den Umgang mit Daten von Industriekunden und sog. *Systemdaten* etabliert werden. Daten dieser Datenklassen sind zum großen Teil nicht personenbezogen. Daher können hierfür abweichende Regelungen getroffen werden.

Die Einbauverpflichtungen der Messsysteme nehmen gerade die Masse der Haushaltskunden aus und beziehen sich auf Unternehmenskunden und EEG- und KWK-G-Anlagen. Es ist darum zielführend, bei personenbezogenen Daten eine strikte Regelung anzuwenden, bei Systemdaten und nicht personenbezogenen Daten aber eine separate Regelung zu etablieren.

Intelligente Messsysteme und die darauf aufbauende Datenkommunikation zwischen den Marktteilnehmern schaffen neue Formen der digitalen Vernetzung, die im Vergleich zu heute zukünftig standardisiert einen größeren Kreis an Marktteilnehmern einschließen muss. Die Regelungen müssen ein ganzheitliches Prozessdenken erlauben, das den Kunden vom Vertragsabschluss über die Abrechnung und optimale Betriebsführung seiner Anlagen umfassend digital anspricht und unterstützt. Netz- und Anlagenbetreiber müssen Daten für ihre eigenen kaufmännischen und technischen Prozesse nutzen können, um Potenziale durch Big-Data-Analysen realisieren zu können.

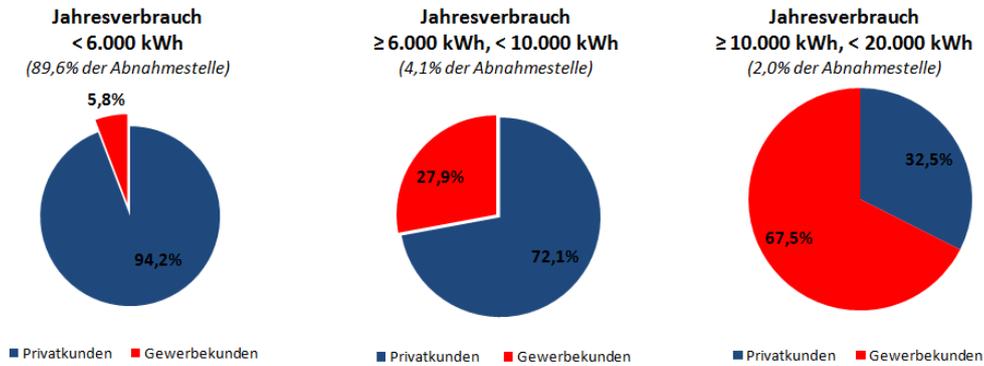
Der BDEW erachtet es daher für unabdingbar, die bestehenden Regelungsvorschläge zu ergänzen.

1. Unterteilung der Regelungen für die Datenkommunikation in Datenklassen

Die vorgeschlagenen Regelungen in § 49 ff. MsbG-E gehen davon aus, dass die Nutzung der Messsysteme zwingend mit der Erhebung von personenbezogenen Daten in Verbindung steht. Der Logik folgend unterscheiden Regelungen nicht, ob Daten von juristischen oder natürlichen Personen erhoben und verarbeitet werden und zu welchem Zweck. Diese Logik ist nicht mehr zeitgemäß. Sie sollte ersetzt werden durch eine Regelung, die verschiedene Datenklassen berücksichtigt und die Art der Daten als Basis nimmt, welche Regelungen zu beachten sind.

Die Einbauverpflichtungen der Messsysteme zeigen deutlich, dass Daten neben Haushaltskunden umfangreich von Unternehmenskunden und EEG- und KWK-G-Anlagen erhoben werden (siehe Abbildung). Diese Art der Daten ist nicht personenbezogen und benötigen daher einen anderen Regelungsansatz.

Kundenstruktur PK/GK bei den Verbrauchsgruppen <20.000kWh



Verteilung PK/GK für EEG-KWK Anlagen

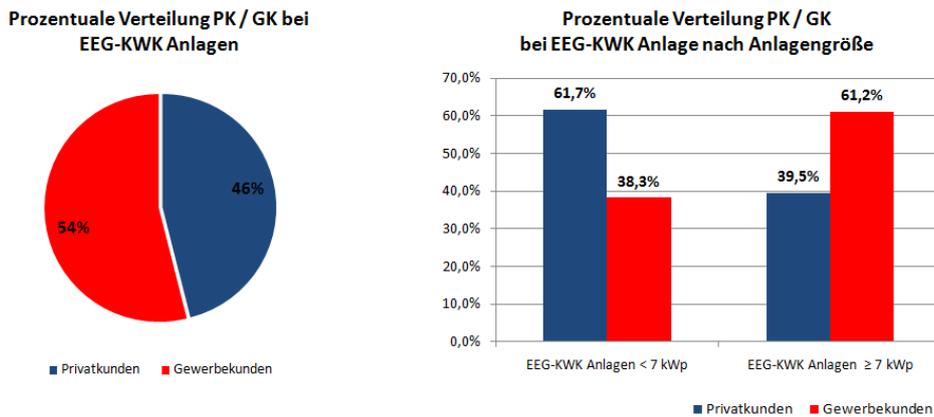


Abbildung: Beispielhafte Verteilung von Privat- und Gewerbekunden in einem bestehenden Netzgebiet. Privatkunden = natürliche Personen

Der BDEW fordert, eine separate Regelung für Systemdaten zu etablieren. Die Nutzung von Systemdaten unterliegt einer stetigen Entwicklung. Lieferanten und Produktionsunternehmen werden neue Geschäftsmodelle entwickeln, die auf sich verändernden Daten basieren, deren Verwendungszweck offen ist. Die Regelungen zum Datenaustausch müssen zwischen den Akteuren abgestimmt werden und unterliegen einer stetigen Veränderung. Wir benötigen daher nur klare Vorschriften für die Informationssicherheit der Daten, ausreichende Regelungen für die Marktkommunikation und den Vertragsabschluss. Das Geflecht der bestehenden Regelungen ist, davon abgesehen nur schwer zu durchblicken und in verschiedenen Punkten noch nicht ganz konsistent. Beispielhaft sei hier erwähnt, dass der Netzbetreiber und damit auch der Verteilernetzbetreiber dem Energielieferanten Last- und Einspeisegänge sowie Ar-

beitswerte von Einzelzählpunkten übermitteln sollen. Nur zum Teil ist aber geregelt welche Daten der Verteilernetzbetreiber erhalten soll. § 66 MsbG-E verweist nämlich nicht auf § 55 Abs. 1 Nr. 4 MsbG-E. Offen bleibt also wie der Verteilernetzbetreiber die Daten erhält. Fest steht nur, dass er sie offenbar nicht standardmäßig erhalten, aber an den Lieferanten übermitteln soll. Darüber hinaus sieht § 9 Abs. 1 EEG 2014 vor, dass der Netzbetreiber bei EEG- und KWK-Anlagen von mehr als 100 KW installierter Leistung jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können muss. Standardmäßig soll der Verteilernetzbetreiber diese Daten nach § 66 Abs. 3 MsbG-E aber nicht bekommen (siehe zu diesem Thema auch Themenpapiere 1b und 10a).

Der BDEW schlägt daher vor, dass § 50 MsbG-E zwischen unterschiedlichen Datenklassen unterscheidet.

1. Die vorgeschlagenen Regelungen ab § 50 MsbG-E sollten dabei zur Anwendung kommen, wenn personenbezogene Daten bei natürlichen Personen vorliegen.
2. § 56 Abs. 1 MsbG-E sollte sich auf die Erhebung von personenbezogenen Netzstandsdaten beziehen und § 56 Abs. 2 MsbG-E gestrichen werden. Die Erhebung von nicht personenbezogenen Daten ist nicht regelungsbedürftig und unproblematisch möglich. Die Begründungspflicht nach Absatz 3 sollte nur dann zum Tragen kommen, wenn die Datenerhebung sich auf personenbezogene Daten bezieht.
3. Für gewerbliche und Industriekunden sollten folgende Regelungen zur Anwendung kommen: § 49 (insb. Abs. 5) MsbG-E, § 51, § 52 Abs. 1 und 2 MsbG-E. Darüber hinaus gehende Regelungen können vertraglich vereinbart werden.
4. Netz- und Systemdaten für die sichere Netzführung und -planung können vom Netzbetreiber erhoben und verarbeitet werden

2. Die Regelungsvorschläge zur Datenerhebung und -nutzung bei personenbezogenen Daten müssen offene Listen enthalten, abschließende erlaubte Verwendungszwecke verhindern Innovationen

Datenerhebung und -nutzung unterliegen einer stetigen Entwicklung. Lieferanten und Produktionsunternehmen werden neue Geschäftsmodelle entwickeln. Gesetzliche Regelungen, Verordnungen oder Festlegungen forcieren zusätzlich das Datenmanagement. Die Regelungen zur Datenerhebung, Datenübermittlung und Datenverwendung müssen daher konsistent sein und sollten möglichst keine starre abschließende Regelung treffen. Daher sollten die genannten Tatbestände als Regelbeispiele ausgestaltet sein, die einer Ergänzung zugänglich sind. Bestehende Ermächtigungen zur Datenerhebung und -nutzung aus anderen Gesetzen müssen darüber hinaus berücksichtigt werden. Dies sieht auch der Gesetzesentwurf selbst so, in dem er zum Beispiel in § 66 Abs. 2 MsbG-E und in § 67 Abs. 1 MsbG-E auf verschiedene andere Gesetze (wie das EEG, das EnWG und die Konzessionsabgabenverordnung) verweist.

Vorschlag

Der BDEW schlägt daher vor, § 49 Abs. 1 Satz 2 MsbG-G zu streichen:

(1) Personenbezogene Daten dürfen ausschließlich von den in Absatz 2 genannten Stellen erhoben, verarbeitet und genutzt werden (berechtigte Stellen). ~~Eine Übermittlung, Nutzung oder Beschlagnahme dieser Daten nach anderen Rechtsvorschriften ist unzulässig.~~

3. Eine etwaige Löschung von personenbezogenen Daten muss andere gesetzliche Verpflichtungen berücksichtigen und die weitergehende Nutzung unter bestimmten Voraussetzungen ermöglichen.

Pauschale Verpflichtungen für die zum Datenumgang Berechtigten sind aufgrund der Beachtung anderer gesetzlicher Vorschriften für die Datenspeicherung und Bereitstellung nicht durchführbar. Auch nach dem Bundesdatenschutzgesetz kann die Aufbewahrung der Daten notwendig sein und der Löschung gesetzliche, satzungsmäßige oder vertragliche Aufbewahrungsfristen entgegenstehen. Eine entsprechende Regelung muss auch der Gesetzentwurf enthalten.

Der BDEW schlägt vor, für die Datenlöschung eine zentrale Norm einzufügen, die auf § 35 Bundesdatenschutzgesetz verweist und für alle Marktteilnehmer gilt, die mit personenbezogenen Daten umgehen

4. Die Anforderungen an die Kundeneinwilligungen zu Datenerhebung und Datennutzung sollten zusätzlich zum BDSG auch den Anforderungen nach TMG oder TKG entsprechen können

Um die Nutzung von eigenen Smart Metering Daten auf Kundenwunsch zu ermöglichen, bedarf es zeitgemäßer Einwilligungsformen. Der Kunde muss z. B. in die Lage versetzt werden, über mobile Applikationen Einwilligungen zu erteilen. Die so erteilte Ermächtigung kann jederzeit über die Nutzung des Datenschutz-Dashboards (siehe 11.) kontrolliert werden. Die Anforderungen zur Kundeneinwilligung sollten sich nach § 94 Telekommunikationsgesetz (TKG) und § 13 Abs. 2 Telemediengesetz (TMG) richten.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 70 MsbG-E wie folgt zu ergänzen:

Messwertnutzungen und Datenaustausch, die über die §§ 66 bis 69 hinausgehen, sind nur soweit zulässig, wie

- 1. eine gesonderte Zustimmung des Anschlussnutzers vorliegt, die den Anforderungen des § 4a des Bundesdatenschutzgesetzes genügt, oder*
- 2. keine personenbezogenen Daten im Sinne von § 3 Absatz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes genutzt oder übermittelt werden.*

Die Anforderungen an die Kundeneinwilligung nach § 94 TKG und § 13 Abs. 2 TMG gelten entsprechend.

5. Bündelung der Informations- und Transparenzpflichten gegenüber dem Letztverbraucher

Inhaltlich plädiert der BDEW dafür, die Regelung zu den Informationspflichten gegenüber dem Letztverbraucher als zentrales Element der Datenhoheit des Kunden anzusehen und auszubauen.

Die Anzahl und Art der für den Umgang mit Daten verantwortlichen Stellen wird prinzipiell zunehmen. Gleichzeitig nimmt für den Kunden die Schwierigkeit zu, seine Datenhoheit auszuüben.

Ein Formblatt als Vertragsbestandteil kann die potenzielle Dynamik nicht abbilden, Berechtigte können auch nur für einen kurzen Zeitraum die Kundeneinwilligung erhalten. Es ist also notwendig, ein modernes Instrument zu etablieren.

Kunden sollten daher auch die Möglichkeit haben z.B. über eine Internetseite sich selbstständig und jederzeit zu informieren über:

- die durch die berechtigten Stellen erhobenen und vom Gateway versendeten Daten,
- die vorhandenen Tarif- und Statusdatenprofile im Smart-Meter-Gateway,
- die erhobenen und versendeten abrechnungsrelevanten Werte.

Technisch kann dazu auf die "Consumer-Log-Daten" im Smart-Meter-Gateway zurückgegriffen werden. Dies entspricht den vorgeschlagenen Regelungen im § 53 Abs.1 Satz 1 MsbG-E "Einsicht in die im elektronischen Speicher- und Verarbeitungsmedium gespeicherten auslesbaren Daten".

Vorschlag

Der BDEW schlägt daher vor, § 54 MsbG-E zu streichen.

Themenpapier 8 – Anbindung von Gasmesseinrichtungen

Im Einklang mit der geltenden Regelung in § 21f EnWG sollen Messeinrichtungen für Gas nur verbaut werden dürfen, wenn diese sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können. Diese Formulierung soll offenbar ausweislich der Gesetzesbegründung eine rein redaktionelle Änderung sein. Die Definitionen des intelligenten Messsystems nach § 2 Nr. 6 MsbG-E und des Smart-Meter-Gateways stellen allerdings nach wie vor auf die Messung von Elektrizität ab und lassen offen, ob Messstellenbetreiber für Gas eigene Messsysteme für die Zählerfernauslesung betreiben können oder zwangsläufig nachrangig an ein Messsystem für Strom angeschlossen werden müssen.

Generell bleibt bei der grundsätzlich begrüßenswerten Mehrsparten-Anbindung an Gateways oder allgemein bei Mehrfamilienhäusern mit Strom- und Gaszählern das Verhältnis von unterschiedlichen Messstellenbetreibern z.B. für Gas und Strom zueinander ungeregt. Da der Messstellenbetrieb heute nach § 21b EnWG auch die Messung und Übermittlung der Messdaten umfasst, muss nach der jetzigen Regelung der Messstellenbetreiber für Gas zwangsläufig einen erheblichen Teil seiner Aufgaben nach § 21b Abs. und § 21h EnWG abgeben.

Solange die Anbindung von Messeinrichtungen auf freiwilliger Basis erfolgt, lassen sich durch den Mehrspartenbetrieb möglicherweise Synergieeffekte heben. Besteht allerdings ein intelligentes Messsystem, ergeben sich hinsichtlich der Preisobergrenzen und der Zuständigkeiten kaum zu klärende Widersprüche. Unklar ist so unter anderem, wie der Messstellenbetreiber Gas von dem existierenden Smart-Meter-Gateway erfährt, um alle weiteren Schritte zur Einbindung in das Gateway zu veranlassen. Darüber hinaus müssten zur Anbindung weitere Information zwischen den beiden Messstellenbetreibern Gas und Strom ausgetauscht werden.

Wäre die Anbindung verpflichtend, würde dies dazu führen, dass der Messstellenbetrieb Gas zwangsläufig dem Messstellenbetreiber Strom zugeordnet würde. Sind der Messstellenbetreiber Strom und Gas ein identisches Unternehmen, liegt darin kein Problem. Handelt es sich jedoch um getrennte Unternehmen, stellt dies den Messstellenbetreiber Strom vor große Herausforderungen. Er müsste die technischen und gesetzlichen Vorgaben für den Messstellenbetrieb Gas erbringen. Zusätzlich würde dies auch zu eigentumsrechtlichen Fragen hinsichtlich der Messtechnik Gas führen.

Um auch zukünftig einen technisch sicheren Messstellenbetrieb Gas gewährleisten zu können, muss die Grundzuständigkeit für den Einbau und den Betrieb der Gasmesseinrichtung, für den Einbau und Betrieb der Anbindung an das Messsystem erforderlichen Kommunikationseinrichtung und die Einrichtung und den Betrieb der Kommunikationsstrecke zwischen Gaszähler und Gateway beim Messstellenbetreiber Gas verbleiben. Dies gilt auch, wenn sich die Messstelle in der Grundzuständigkeit befindet oder von einem dritten Messstellenbetreiber betrieben wird. Dies würde mit den im Gesetzentwurf beschriebenen Standardleistungen nach § 35 Abs. 1 Nr. 5 MsbG-E jedoch dem Messstellenbetreiber Strom auferlegt werden. Aus unserer Sicht werden durch diese Regelung der Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung Gas von zwei verschiedenen Marktrollen wahrgenommen, was im Widerspruch zum EnWG steht.

Darüber hinaus ist die Messdatenversorgung und Messwertnutzung des Gasnetzbetreibers in § 66 f. MsbG-E unvollständig beschrieben. Auch die Fernleitungsnetzbetreiber benötigen weiterhin den ungehinderten Zugang zu Messdaten, zur effizienten Netzsteuerung und -abrechnung. Eine Messwertnutzung entgegen der Zulässigkeit ist hier ausgeschlossen. Die Einholung einer schriftlichen Zustimmung zur weiteren Datenübermittlung und -nutzung beim Datenhoheitsträger bzw. Anschlussnehmer mit vorheriger Belehrung ist unsachgemäß.

Themenpapier 10a – Harmonisierung mit EEG

1. Zuständigkeit des Anlagenbetreibers für Messstellenbetrieb und Messung

Bereits zum EEG 2012 war das Zusammenspiel von EEG und EnWG beim Thema Messung umstritten, da die Reichweite des Verweises in § 7 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 auf die §§ 21b ff. EnWG unklar war. Denn die grundsätzliche Befugnis des Anlagenbetreibers zur Beauftragung des Netzbetreibers, aber auch die Möglichkeit, den Messstellenbetrieb selbst durchzuführen, blieb in § 7 Abs. 1 Satz 1 EEG 2012 bestehen. Der gleiche Widerspruch findet sich in § 10 EEG 2014. Auch der Zwischenbericht zum EEG-Erfahrungsbericht 2012 wies auf erheblichen Anpassungsbedarf in diesem Punkt hin (Vorhaben III, S. 159).

Die Clearingstelle EEG hat in ihrer Empfehlung 2012/7 eine differenzierte Auslegung zu den Themen Grundzuständigkeit des Anlagenbetreibers, Abschluss von Verträgen und notwendige Fachkunde vertreten, die auch der BDEW teilt. Danach ist grundsätzlich der Anlagenbetreiber für Messstellenbetrieb und Messung zuständig, muss aber die Fachkundekriterien nach dem EnWG erfüllen und entsprechende Verträge abschließen. Lediglich für den Fall, dass intelligente Messsysteme einzubauen sind, hat der BDEW die Auffassung vertreten, dass die §§ 21b ff. EnWG vollständig gelten. Aus der vorgesehenen Anpassung in § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG-E geht nicht hervor, inwieweit dieser differenzierte Ansatz bestehen bleiben soll.

Nach Ansicht des BDEW muss weiter gelten, dass alle Regelungen, die intelligente Messsysteme betreffen, vollumfänglich auch für EEG-/KWK-Anlagen anwendbar sind. Dies geht auch aus der ausdrücklichen Erwähnung dieser Anlagen bei der Einbauverpflichtung, der Preisobergrenze für den Einbau und weiterer Vorschriften hervor.

Versteht man die Definition der "Messstelle" in § 2 Nr. 10 MsbG-E sehr weit, müssten alle Zähler, die zu einer Messstelle gehören, in die Zuständigkeit des Messstellenbetreibers fallen ohne eine Einschränkung beispielsweise auf einen Anschlussnutzer, § 40 i.V.m. § 2 Nr. 10 MsbG-E.

Sofern keine Einbaupflicht von intelligenten Messsystemen besteht, fehlt in § 10 Abs. 1 EEG-E aber weiterhin eine Klarstellung, inwieweit diese für das EEG angenommene "Grundzuständigkeit" des Anlagenbetreibers für Messstellenbetrieb und Messung neben dem vollumfänglichen Verweis auf das MsbG-E bestehen bleiben soll. Da das MsbG-E aber nicht nur im Zusammenhang mit intelligenten Messsystemen Erzeugungsanlagen erwähnt, sondern auch an anderen Stellen (vgl. etwa die Definition des Anschlussnutzers), dürfte eine einheitliche und umfassende Regelung zur Messung im MsbG-E ohne überschießenden Anwendungsbezug des EEG gewollt sein.

§ 10 Abs. 1 EEG-E muss klarstellen, dass die MsbG-Vorschriften für Messung und Messstellenbetrieb vollumfänglich auch für EEG-Anlagen gelten. Die Grundzuständigkeit für Messung und Messstellenbetrieb sowie alle Fachkundanforderungen und die Vertragsgestaltung

müssen sich damit nach dem MsbG-E richten. § 32 Abs. 3 und 4 EEG 2014 zur gemeinsamen Messung und Abrechnung von EEG-Anlagen wird davon nicht berührt.

§ 10 EEG-E sollte auch klarstellen, dass der Anlagenbetreiber die Messung nicht mehr separat durchführen kann (so der BGH, Urteil vom 26. Februar 2012, Az.: EnVR 10/12, noch zum EEG 2009). Denn die separate Rolle des Messdienstleisters sieht das MsbG-E nicht mehr vor, vielmehr ist die Gewährleistung einer mess- und eichrechtskonformen Messung Teil des Messstellenbetriebs (vgl. § 3 Abs. 2 Nr. 1 MsbG-E). Für die Datenmeldung nach § 71 EEG 2014 sind dem Anlagenbetreiber daher die dafür benötigten Daten vom Messstellenbetreiber zu übermitteln, soweit nicht eine Anpassung der Datenlieferungspflichten selbst angezeigt ist (siehe aber unten zu "Anlagenbetreiber als dritter Messstellenbetreiber" und "Anpassung von Datenlieferungspflichten").

Vorschlag

Der BDEW schlägt daher vor, § 10 Abs. 1 EEG-E wie folgt zu fassen:

"(1) Anlagenbetreiber dürfen den Anschluss der Anlagen ~~sowie die Einrichtung und den Betrieb der Messeinrichtungen einschließlich der Messung~~ von dem Netzbetreiber oder einer fachkundigen dritten Person vornehmen lassen. Für Messstellenbetrieb und Messung gelten die Bestimmungen des Messstellenbetriebsgesetzes."

Zudem ist eine **angemessene Übergangsfrist** für die Zeit nach Inkrafttreten des Gesetzes vorzusehen, um einen geregelten Übergang der Zuständigkeit zu gewährleisten, sofern bislang der Anlagenbetreiber Messung und Messstellenbetrieb durchführt. In den Fällen, in denen ohnehin eine Einbaupflicht von intelligenten Messsystemen bei EEG- und KWK-Erzeugungsanlagen besteht, könnte eine Übergangsfrist bis zum Zeitpunkt des Rollouts vorgesehen werden. Sofern ein früherer Übergang stattfindet, wäre analog § 16 MsbG-E eine Vorschrift zum Übergang technischer Einrichtungen vorzusehen, wenn die Zähler im Eigentum des Anlagenbetreibers standen.

2. Anlagenbetreiber als dritter Messstellenbetreiber?

Ist der Messstellenbetreiber der für die Messung und den Messstellenbetrieb in erster Linie Zuständige, stellt sich die Frage, ob der Anlagenbetreiber "sich selbst" als dritten Messstellenbetreiber nach § 6 MsbG-E wählen kann. Die Voraussetzungen für ein Auswahlrecht des Anschlussnutzers werden in § 5 Abs. 1 MsbG-E aufgestellt. Da der Anschlussnutzer in § 2 Nr. 2 MsbG-E als zur Nutzung des Netzanschlusses berechnigte Letztverbraucher oder Betreiber von Erzeugungsanlagen nach dem EEG oder KWK-G beschrieben wird, kann der Anlagenbetreiber das Wahlrecht nutzen. Er kann vom Wortlaut her aber nicht Dritter sein, also sich selbst wählen (siehe in diesem Zusammenhang den Abschnitt zur Anpassung der Datenlieferungspflichten).

Zur Definition des Anschlussnutzers ist außerdem klarzustellen, wer Anschlussnutzer im Sinne des MsbG-E sein soll, wenn der zur Nutzung des Anschlusses berechnigte Letztverbraucher und der Anlagenbetreiber nach EEG oder KWK-G personenverschieden sind.

Unter der Annahme, dass der Anlagenbetreiber auch weiterhin den Messstellenbetrieb über eine Wahl nach § 5 MsbG-E ausführen kann, ist zu regeln, wie die Zuständigkeit auf den grundzuständigen Messstellenbetreiber übergeht, wenn eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme besteht. In § 36 Abs. 1 MsbG-E wäre dann klarzustellen, dass der Übergang entsprechend auch dann gilt, wenn der Anlagenbetreiber selbst den Messstellenbetrieb durchführt.

3. Harmonisierung der Kostentragungsregeln von EEG 2014 und MsbG-E

Die Kostentragungsregelungen im MsbG-E sind mit denen des EEG 2014 zu harmonisieren. Derzeit ist das Verhältnis von § 7 MsbG-E zu § 16 EEG 2014 unklar.

§ 10 Abs. 1 Satz 2 EEG-E verweist umfassend und ohne Einschränkung auf das MsbG-E einschließlich der Kostentragungsregeln. Daher bedarf es keiner weiteren Klarstellung, wenn die Streichung umgesetzt wird. Für die notwendigen Messeinrichtungen und die Kostentragung für diese und den Messstellenbetrieb ist § 7 MsbG-E die speziellere Vorschrift. Nach § 7 Abs. 1 Satz 1 MsbG-E erheben Messstellenbetreiber für die Erfüllung ihrer Aufgaben ein Entgelt von den Anschlussnutzern, zu denen auch Anlagenbetreiber gehören. § 17 Abs. 7 StromNEV müsste hier entsprechend angewandt werden (vgl. § 7 Abs. 1 Satz 3 MsbG-E).

Nach § 7 Abs. 1 Satz 2 MsbG-E soll dieses Entgelt bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen über den Messstellenvertrag erhoben werden. Die Kostentragung bleibt also weiter beim Anlagenbetreiber. Um Unklarheiten bei der Auslegung zu vermeiden, sollte die Kostenvorschrift in § 16 Abs. 1 EEG 2014 daher gestrichen werden. Denn § 16 EEG 2014 stellt eine weitere Voraussetzung – die Notwendigkeit der Messeinrichtungen – für eine Kostentragung auf. Hier ist das MsbG-E aber das speziellere Gesetz, da es deutlich detaillierter die Anforderungen an die Messeinrichtungen formuliert und dabei EEG- und KWK-Anlagen ausdrücklich einbezieht (vgl. etwa § 8 MsbG-E). Eine Konkurrenz zu § 16 EEG 2014 in diesem Punkt könnte zu ähnlichen Problemen bei der Auslegung führen, wie der Verweis in § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 ohne Streichung von Satz 1 (siehe oben). Die vom EEG 2014 vorgesehene Kostenverteilung muss sich allerdings im MsbG-E in den vorgegebenen Preisobergrenzen wiederfinden.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 16 Abs. 1 EEG 2014 wie folgt zu ändern:

(1) Die notwendigen Kosten des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an den Verknüpfungspunkt nach § 8 Abs. 1 oder 2 ~~sowie der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms~~ trägt der Anlagenbetreiber.

4. Verhältnis von Messsystemen zur netzdienlichen und marktorientierten Steuerung

Hinsichtlich der angepassten Verweise in § 9 Abs. 8 EEG-E (Einspeisemanagement) und § 36 Abs. 2 EEG-E (marktorientierte Steuerung durch den Direktvermarktungsunternehmer) stellt der BDEW folgende Konsequenzen fest:

Nach **§ 9 Abs. 8 EEG-E** bleiben die Pflichten und Anforderungen nach den Vorschriften des Messstellenbetriebsgesetzes unberührt. Ob eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme besteht, richtet sich daher ausschließlich nach § 29 MsbG-E. Sofern bisher genutzte technische Einrichtungen ein "Messsystem" darstellen (vgl. § 2 Nr. 12 MsbG-E), müssen alle Anforderungen an Datensicherheit und Kommunikation erfüllt werden. Nach Ablauf des Bestandschutzes, vgl. § 19 Abs. 5 MsbG-E, ist in diesen Fällen die bisher verwendete technische Einrichtung daher gegen ein intelligentes Messsystem zu tauschen.

Sofern eine Einbaupflicht nach § 29 MsbG-E besteht, hat der Anschlussnutzer - also auch der Anlagenbetreiber - die Kosten im Rahmen der vorgesehenen Preisobergrenzen zu tragen.

Zu klären ist aber, was für bereits verbaute Steuerungseinrichtungen nach § 9 EEG 2014 gelten sollte.

Die relevanten Beteiligten – Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmer – können zwar auf eigene Kosten gegen angemessenes Entgelt vom Messstellenbetreiber verlangen, dass die notwendige Infrastruktur für die netzdienliche oder marktorientierte Steuerung vorgesehen wird (§ 33 MsbG-E). Hierzu ist zumindest in der Begründung klarzustellen, dass mit der Kostenregelung im Antrag keine Entscheidung hinsichtlich der endgültigen Kostenverteilung getroffen wird, sondern lediglich im Verhältnis zum Messstellenbetreiber. Letztlich haben die nach dem EEG Verpflichteten die Kosten für eine Steuerungslösung zu tragen. Dies bedeutet, dass die Kosten für technische Einrichtungen sowohl im Rahmen des Einspeisemanagements als auch der marktorientierten Steuerung den Ausstattungspflichten des EEG 2014 folgend, im Grundsatz der Anlagenbetreiber zu tragen hat.

Anders als § 9 Abs. 8 EEG 2014 sieht **§ 36 Abs. 2 Satz 1 EEG-E** im Rahmen der marktorientierten Steuerung durch das Direktvermarktungsunternehmen vor, dass bei Einbaupflicht nach § 29 MsbG-E die Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung zwingend über das intelligente Messsystem zu erfolgen hat. Wenn kein intelligentes Messsystem vorhanden ist, sind andere Kommunikationswege zulässig (§ 36 Abs. 2 Satz 2 EEG-E). Danach müsste *in jedem Fall* bei Vorhandensein eines intelligenten Messsystems, auch ohne Einbauverpflichtung, etwa bei Anbindung oder Austauschpflicht von Messsystemen (siehe hierzu die Ausführungen zum Einspeisemanagement), die Fernkommunikation über das intelligente Messsystem erfolgen.

Zur Kostentragung kann auf die Ausführungen zum Einspeisemanagement verwiesen werden.

Der BDEW gibt zu bedenken, dass eine einheitliche Steuerung des Netzbetreibers einerseits und des Direktvermarkters andererseits gefährdet wird. Zumindest bei Einbaupflicht von intel-

lignen Messsystemen sollte daher insgesamt, auch in Fällen des Einspeisemanagements, die Steuerung über das intelligente Messsystem erfolgen, um Doppelstrukturen zu vermeiden und eine einheitlich abgestimmte Steuerung mit dem Direktvermarkter zu ermöglichen (vgl. auch § 36 Abs. 3 EEG 2014).

5. Steuerbox

Für die Steuerung von Erzeugungsanlagen sowie Anlagen nach § 14 a EnWG über intelligente Messsysteme fehlen derzeit noch die Anforderungen an die Interoperabilität und das entsprechende BSI-Schutzprofil. Für die marktorientierte und netzdienliche Steuerung ist es in diesem Zusammenhang für die Entwicklung der Funktionalitäten einer Steuerungslösung erforderlich, die gesetzlichen Rahmenbedingungen im Blick zu behalten. Dies gilt zum einen für die Möglichkeit der Priorisierung von Steuerungssignalen des Netzbetreibers gegenüber einer Steuerung durch den Direktvermarkter gem. § 36 Abs. 3 EEG 2014. Um nachvollziehen zu können, ob der Verteilernetzbetreiber, der Übertragungsnetzbetreiber oder der Direktvermarktungsunternehmer den Regelungsbefehl gegeben hat, muss die Steuerungslösung hier die Quelle des jeweiligen Steuerungssignals erkennen lassen. Nur eine Regelung im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber berechtigt zu einer Entschädigung des Anlagenbetreibers im Rahmen der Härtefallregelung (§ 15 EEG 2014).

Durch eine technische Festlegung vorab darf zum anderen nicht ggf. die rechtlich umstrittene Frage entschieden werden, an welcher Stelle die Abrufung der Ist-Einspeisung und ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung vorzunehmen ist: direkt an der Erzeugungsanlage oder am Netzverknüpfungspunkt.

6. Einbauverpflichtung

Der BDEW geht davon aus, dass § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG-E hinsichtlich des Begriffes "Energieerzeugungsanlagen nach dem EEG und KWKG" auf den jeweiligen Anlagenbegriff des Fachgesetzes abstellt (vgl. auch die Beachtung von § 9 Abs. 3 EEG 2014 zur Zusammenfassung von PV-Anlagen in § 29 Abs. 3 MsbG-E).

7. Messwerterhebung, -übermittlung und -nutzung

Als berechtigte Stelle in § 49 Abs. 2 MsbG-E sollten auch Anlagenbetreiber explizit aufgenommen werden, da sie u.a. die Rolle eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens nach § 60 EEG 2014 einnehmen können und die entsprechenden verbraucherbezogenen Daten benötigen. Denn unklar ist, ob Anlagenbetreiber insoweit von § 69 MsbG-E (Messwertnutzung zu Zwecken des Energielieferanten) erfasst sein sollen. Dies gilt insbesondere, da § 60 Abs. 1 MsbG-E die Verpflichtung zur Übermittlung der Daten an die nach § 49 MsbG-E **berechtigten Stellen** normiert, der Anlagenbetreiber als berechtigte Stelle aber nicht genannt wird.

§ 50 Abs. 1 Nr. 3 MsbG-E sollte um das EEG und die aufgrund des Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen ergänzt werden, um zu gewährleisten, dass alle Beteiligten ihren gesetzlichen Anforderungen nach dem EEG nachkommen können.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 50 Abs. 1 Nr. 3 MsbG-E wie folgt zu ergänzen:

*“3. zur Erfüllung rechtlicher Verpflichtungen, welche den berechtigten Stellen aufgrund dieses Gesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes, **des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** und der auf diesen Gesetzen beruhenden Rechtsverordnungen und Festlegung der Regulierungsbehörden auferlegt sind.”*

Zur **Messwerterhebung** stellt der BDEW fest, dass § 55 MsbG-E die EEG-Anforderungen überlagern dürfte, da § 10 Abs. 1 Satz 2 EEG-E auf das gesamte MsbG-E verweist und § 55 MsbG-E ausdrücklich die Messung von EEG- und KWK-Anlagen nennt. Wenn mit der Formulierung in § 55 Abs. 3 MsbG-E “soweit erforderlich” auf das EEG und die Anforderungen nach § 9 EEG 2014 Bezug genommen werden soll, ist in allen Fällen eine registrierende Einspeisemessung erforderlich, soweit die Voraussetzung der Abrufung der Ist-Einspeisung nicht durch eine andere technische Einrichtung erfüllt wird (vgl. § 9 Abs.1 EEG 2014). Dies sollte zumindest in der Begründung präzisiert werden. Eine nur viertelstündlich abrufbare Zählerstandsgangmessung ist für die Zwecke des Einspeisemanagements und der marktorientierten Steuerung durch den Direktvermarkter nicht ausreichend. Dementsprechend sieht der BDEW aber auch ggf. Anpassungsbedarf in § 55 Abs. 4 EEG 2014. Auch bei Anlagen unter 100 kW, die sich in der geförderten Direktvermarktung befinden, ist eine Abrufung der Ist-Einspeisung vorgesehen. Der Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter könnte hier allerdings einen Antrag nach § 33 MsbG-E zur marktorientierten Steuerung vornehmen.

Die Regelung ist zudem auf Konsistenz zur vorgesehenen Spitzenkappung nach dem Entwurf des Strommarktgesetzes zu überprüfen. Der Netzbetreiber benötigt hier entsprechende Daten zur Kontrolle der Umsetzung der Regelung (s. auch unten zur Messwertnutzung des Netzbetreibers).

Unklar bleibt auch die Bedeutung der Regelung in § 55 Abs. 5 MsbG-E. Aus dem Gesetzestext, der die Messung in einem einheitlichen Verfahren fordert, kann gefolgert werden, dass unterschiedliche Arten der Messung nicht mehr erlaubt sind. Ein klassischer Anwendungsfall für diese Regelung wäre hier beispielsweise die kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe nach § 8 Abs. 2 EEG 2014. Die für die Abrechnung erforderliche Erzeugungsmessung dürfte demnach nicht mehr im SEP-Verfahren durchgeführt werden, wenn am Netzverknüpfungspunkt bezugsseitig ein RLM-Zähler erforderlich ist. Die Begründung zu dieser Norm erläutert den Zweck allerdings nicht, sondern führt nur aus, dass eine getrennte Messung von entnommener, verbrauchter und eingespeister Energie erforderlich ist. Der BDEW bittet hier um Präzisierung des gesetzgeberisch Gewollten und verweist nochmals darauf, dass zu einer geeig-

neten Abrechnung solcher Erzeugungssituationen die Strukturen der Messstellen i.S.d. MsbG-E bekannt sein müssen, um etwaige komplexe Zählpunkte abzubilden.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 67 Abs. 1 MsbG-E um eine weitere Nummer zu ergänzen:

12. Erfüllung der Pflichten aus § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes.

Als Übermittlungsstandard durch den Messstellenbetreiber und das Smart-Meter-Gateway ist § 60 Abs. 3 MsbG-E abschließend zu verstehen (vgl. Begr. S. 188 unten), sieht aber diese Datenflüsse nicht vor. Hierfür ist in der Vorschrift zur Datenübermittlung standardmäßig die Abrufung der Ist-Einspeisung für den Netzbetreiber zu ermöglichen und zumindest eine viertelstündliche Übermittlung der Einspeisewerte vorzusehen, um den Netzbetreibern die ständige Kontrolle der Einspeisewerte und damit des Netzzustands zu ermöglichen.

So sieht beispielsweise auch § 9 Abs. 1 EEG 2014 vor, dass der Netzbetreiber bei EEG- und KWK-Anlagen von mehr als 100 kW installierter Leistung jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können muss. Ist dies nur über den Umweg des Messstellenbetreibers möglich, sind diese Werte standardmäßig in der notwendigen Frequenz zu übermitteln (siehe dazu auch Themenpapiere 1b und 5). Jedenfalls bei Einbaupflicht von intelligenten Messsystemen ist die Abrufung der Ist-Einspeisung auch Mindestanforderung an ein intelligentes Messsystem.

Auch § 12 Abs. 4 EnWG-E des Referentenentwurfs zum Strommarktgesetz regelt, dass alle relevanten Akteure u.a. Stammdaten, Planungsdaten und Echtzeitdaten den Betreibern von Energieversorgungsnetzen zur Verfügung stellen müssen. Dies gilt auch für die Betreiber von Erzeugungsanlagen (§ 12 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 EnWG-E). Daher sollte der Messwertbetreiber diese Daten standardmäßig übermitteln.

8. Direktvermarktungsunternehmer als Messwertnutzer

Der Direktvermarktungsunternehmer ist zwar als Datenumgangsberechtigter nach § 49 MsbG-E und auch als Antragsberechtigter im Rahmen des netzdienlichen und marktorientierten Einsatzes von intelligenten Messsystemen nach § 33 MsbG-E genannt. Eine entsprechende Befugnis zur Messwertnutzung ist dagegen nicht normiert.

Aufgrund der eigenen Erwähnung als Rolle dürfte der Direktvermarktungsunternehmer auch nicht automatisch unter § 69 EEG 2014 fallen (Energielieferant). Insbesondere geht aus § 70 MsbG-E nicht hinreichend hervor, dass auch eine vertragliche Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmer für eine Übermittlung von Daten ausreichend ist.

Folgende Berechtigungen zur Messwertnutzung und Datenübermittlungen sind vorzusehen: Der Direktvermarktungsunternehmer benötigt Lastgänge der Erzeugungsanlage wie der Energielieferant für den Vortag. In diesem Zusammenhang ist auf die Klarstellung im Entwurf eines Strommarktgesetzes hinzuweisen, dass bei direktvermarkteten Anlagen die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung zu messen und bilanzieren ist (Art.

8 Nr. 5). Darüber hinaus ist die Übermittlung der Ist-Einspeisung in 30-, mindestens aber 60-Sekunden-Auflösung für die marktorientierte Steuerung erforderlich. Hierfür ist die Möglichkeit der Abrufung der Ist-Einspeisung vorgesehen. Die Übermittlung von Zählerstandsgängen im 15-Minuten-Intervall ist hier nicht ausreichend (s. auch oben zur Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber).

Auch eine vertragliche Grundlage für das Verhältnis zwischen dem Messstellenbetreiber und dem Direktvermarkter ist in § 9 MsbG-E bisher nicht vorgesehen. Fraglich wäre, ob eine solche vertragliche Regelung zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarkter die Anforderungen nach § 65 MsbG-E (gesonderte Zustimmung) erfüllen könnte.

9. Anpassung von Datenlieferungspflichten

Das Verhältnis der Messwertnutzungen zu Zwecken des Anlagenbetreibers und des Netzbetreibers wirft die Frage auf, wie die Datenlieferungspflichten des Messstellenbetreibers gegenüber diesen Beteiligten zu den jeweiligen Datenlieferungspflichten des Anlagenbetreibers (auch in seiner Rolle als Eigenversorger) und des Netzbetreibers nach den §§ 70 ff. EEG 2014 i.V.m. der AusglMechV stehen. Sollen die im EEG vorgesehenen Sanktionen bei verspäteten Datenmeldungen auch dann greifen, wenn der Messstellenbetreiber verspätet oder nicht korrekte Daten liefert? Ist eine Sanktion beispielsweise für die verspätete oder Nicht-Lieferung von Eigenversorgungsdaten durch den Anlagenbetreiber noch gerechtfertigt, wenn der Netzbetreiber diese Daten nach § 66 Abs. 1 Nr. 7 MsbG-E ohnehin erhalten soll? Ohne eine entsprechende Anpassung im EEG ist allerdings davon auszugehen, dass die bisherigen Datenlieferungspflichten und korrespondierenden Sanktionen bei Verstoß bestehen bleiben.

Themenpapier 10b – Harmonisierung mit KWK-G

Artikel 3 des Gesetzentwurfs sieht vor, dass die dort vorgesehene Regelung noch an die Regelungen des KWK-Gesetzes angepasst werden können, das sich in der laufenden Novelle befindet. § 14 Abs. 1 des Regierungsentwurfs zur Novellierung des KWK-Gesetzes (KWKG-E) sieht positiverweise vor, dass der Regelungswiderspruch, der in § 8 Abs. 1 des geltenden KWK-Gesetzes enthalten war, offenbar dahingehend aufgelöst werden soll, dass der Netzbetreiber nunmehr wie nach § 21b Abs. 1 EnWG grundzuständiger Messstellenbetreiber ist.

Dem steht allerdings Art. 3 des Entwurfs des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ dahingehend entgegen, dass die in § 8 Abs. 1 Satz 2 bis 4 des geltenden KWK-Gesetzes enthaltenen Zuständigkeitsregelungen beibehalten werden sollen. Danach bliebe der Anlagenbetreiber generell für die Erzeugungsmessung, speziell nach § 4 Abs. 3a KWKG (alt), und bei Anlagen bis 100 kW elektrische Leistung auch für die Einspeisungsmessung weiterhin zuständig. Da das novellierte KWK-Gesetz am 1. Januar 2016 in Kraft treten soll, muss hier mindestens hinsichtlich der Zuständigkeitsregelungen eine Anpassung von Art. 3 des Entwurfs des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ auf den Gesetzentwurf zum KWK-Gesetz hin erfolgen.

Außerdem ist das Zusammenspiel von den in Art. 3 des Entwurfs des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ vorgesehenen Regelungen zu der Übergangsregelung in § 35 Abs. 4 des KWKG-Regierungsentwurfs zu hinterfragen, wenn überhaupt eine Änderung des KWK-Gesetzes erfolgen soll. Bislang sind Rechtsprechung und Literatur davon ausgegangen, dass die Regelungen des KWK-Gesetzes wie die des EEG gegenüber denen des EnWG „leges speciales“ sind. Dies würde dann sowohl für die neuen in § 14 Abs. 1 und § 35 Abs. 7 des KWKG-Regierungsentwurfs enthaltenen Regelungen gelten.

Sähe das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ dagegen eine Änderung von § 14 des KWKG-Regierungsentwurfs vor, könnte hier der „lex specialis“-Grundsatz, der bislang zugunsten des KWK-Gesetzes anzuwenden gewesen war, mit dem „lex posterior“-Grundsatz kollidieren. Das gilt insbesondere dahingehend, dass zentrale Regelungen aus den §§ 21b ff. EnWG nunmehr auf das MsbG-E ausgelagert werden sollen und dessen Verhältnis zum KWK-Gesetz wiederum unklar ist. Wird nicht gleichzeitig die Übergangsregelung in § 35 Abs. 7 des KWKG-Regierungsentwurfs durch das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ angepasst, kann dies bedeuten, dass § 14 Abs. 1 des KWKG-Regierungsentwurfs für Bestandsanlagen trotz der dann erfolgten Änderung bis zum 30. Juni 2016 weiter gilt.

Weicht außerdem die durch Art. 3 des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ vorzunehmende Änderung im § 14 Abs. 1 KWKG 2016 wesentlich von der Fassung der Regelung ab, die nach § 14 Abs. 1 i.V.m. § 35 Abs. 7 des KWKG-Regierungsentwurfs für ab dem 1. Januar 2016 in Dauerbetrieb genommene KWK-Anlagen gelten soll, kann eine weitere Übergangsregelung in § 35 des KWKG 2016 notwendig sein, um diese Anlagen zu erfassen.

Auch die Kostentragungsregelungen im MsbG-E wären mit denen des KWKG 2016 zu harmonisieren. § 14 Abs. 1 Satz 1 des KWKG-Regierungsentwurfs sieht derzeit vor, dass der Netzbetreiber die relevanten Messstellen auf Kosten des Betreibers der KWK-Anlage zu be-

treiben hat. Macht der Anlagenbetreiber von seinem Recht nach § 14 Abs. 1 Satz 2 KWKG-E Gebrauch, müsste der von ihm beauftragte Messstellenbetreiber die Messkosten in Rechnung stellen. Insoweit müssten diese Regelungen mit § 7 MsbG-E verknüpft werden. Andernfalls wäre insbesondere das Verhältnis von § 14 Abs. 1 Satz 1 KWKG-E zu § 7 Abs. 2 MsbG-E hinsichtlich der Höhe der in Rechnung stellbaren Messentgelte unklar.

Schließlich ist auch bei § 14 Abs. 1 KWKG-E fraglich, welche Fachkunde der Anlagenbetreiber haben muss, um den Messstellenbetrieb selber durchführen zu dürfen, und inwieweit bei einer Umstellung auf die Vorgaben des MsbG-E eine Verschärfung der Anforderungen eintritt. Bereits der in § 14 Abs. 1 Satz 3 KWKG-E befindliche Verweis auf §§ 21b ff. EnWG stellt nicht abschließend klar, worauf er sich bezieht. Die Clearingstelle EEG leitete aus einem entsprechenden Verweis in § 7 Abs. 1 EEG 2012 noch eine Präzisierung der Qualifikationsanforderungen für den Messstellenbetrieb durch die Regelungen nach §§ 21b ff. EnWG her (s. die vorstehenden Ausführungen zum EEG). Insoweit müsste dieser Verweis sowie möglicherweise der gesamte § 14 Abs. 1 KWKG-E nach Inkrafttreten des „Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“ mindestens auf die

- Qualifikationsanforderungen,
- Datenlieferungspflichten und
- Tätigkeiten bezüglich der Marktrollen, die im Rahmen des Messstellenbetriebes durchgeführt werden sollen,

hin angepasst werden, wenn nicht auch hinsichtlich der dann im MsbG-E zu regelnden und ggf. vom KWK-Gesetz abweichenden Zuständigkeiten. So bleibt unklar, ob § 14 Abs. 1 Satz 5 KWKG-E eine Zuständigkeitsregelung auch für die Auslesung der Daten trifft, oder nur eine Zuständigkeitsregelung für die Weiterleitung nach Auslesung ggf. durch eine andere Person. Wie im Falle des EEG muss nun auch mit Rücksicht auf die in § 4 Abs. 1 KWKG-E einzuführende „verpflichtende Direktvermarktung“ eine Datenkommunikation vom Netzbetreiber bzw. Messdienstleister zum Direktvermarkter aufgebaut werden. Zu diesen Problemstellungen wird auch auf die vorstehenden Ausführungen zu den insoweit entsprechenden Problemen beim EEG verwiesen.

Müssen aufgrund der Regelungen des MsbG-E derzeit vorhandene Messeinrichtungen gegen moderne Messeinrichtungen bzw. intelligente Messsysteme ausgetauscht werden, müssen auch hinsichtlich des KWK-Gesetzes und der insoweit vorhandenen Erzeugungs- und Einspeisungsmessungen Zuständigkeits- und Kostentragungsregelungen getroffen werden (s. vorstehend für EEG-Anlagen). Klärungsbedürftig ist dann auch, ob „technische Einrichtungen“ nach § 6 EEG 2012 bzw. § 9 EEG 2014, d.h. sowohl Regeleinrichtungen als auch Einrichtungen zur Abrufung der Ist-Einspeisung, die für KWK-Anlagen eingebaut worden waren, weiterhin betrieben werden dürfen, oder – durch wen und auf wessen Kosten? – ausgetauscht werden müssen. Bei einer solchen Austauschpflicht wären dann allerdings auch § 6 Abs. 1 Nr. 5 und § 10 Abs. 2 Nr. 6 KWKG-E hinsichtlich der Verpflichtung zur Installation von „technischen Einrichtungen“ bei KWK-Anlagen entsprechend anzupassen. Dies würde mindestens für Neuanlagen gelten, die dann anstelle der bisherigen „technischen Einrichtungen“ mit modernen Messeinrichtungen bzw. intelligenten Messsystemen auszustatten wären.

Sofern die Bundesregierung den KWK-Zuschlag nach § 7 Abs. 4 KWK-G-E in einer Verordnung regelt, werden 1/4-stündliche Messwerte von KWK-Anlagen erforderlich sein. Nur so lässt sich die Voraussetzung für die Förderung nachweisen, dass die Stromgestehungskosten der Anlagen über dem Marktpreis liegen. Nach Auffassung des BDEW muss der Anlagenbetreiber diese Voraussetzungen nachweisen. Die Nachweisregelungen im KWK-G-E sind entsprechend anzupassen. Darüber hinaus sollten für eine Überprüfung dieser Daten den Verteilnetzbetreibern die jeweiligen Zählerstandsgangdaten der betroffenen Anlagen zur Verfügung stehen.

Themenpapier 10c – Harmonisierung mit Strom- und GasGVV

Der Grundversorger ist im Rahmen seiner Abrechnung gegenüber dem Letztverbraucher darauf angewiesen, die vom Messstellenbetreiber bzw. Netzbetreiber bereitgestellten Verbrauchswerte verwenden zu dürfen. Dies gilt sowohl für die Ablesewerte als auch für die vom Messstellenbetreiber gebildeten Ersatzwerte. Wir regen daher an, in § 11 Abs. 1 StromGVV klarzustellen, dass auch Ersatzwerte vom Grundversorger übernommen werden dürfen.

Nach derzeitiger Rechtslage (BGH, Urteil vom 16.10.2013 (Az.: VIII ZR 243/12) ist der Grundversorger nicht berechtigt, die vom Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber bereitgestellten Ersatzwerte für die eigene Abrechnung zu verwenden, wenn nicht im Einzelfall auch in seinem Rechtsverhältnis zum Letztverbraucher die Voraussetzungen für eine Ersatzwertbildung nach § 11 Abs. 3 StromGVV vorliegen (beispielsweise unterlassene Selbstablesung, fehlender Zutritt). Das heißt, in den Fällen, in denen der Messstellenbetreiber einen Ersatzwert übermittelt, ist der Grundversorger verpflichtet zunächst zu überprüfen, ob er in der Lage ist, für seine Abrechnung eine eigene Datenbasis auf Grundlage eines Ablesewertes zu schaffen, um dann ggf. einen eigenen Ersatzwert zu bilden (§ 11 Abs. 3 StromGVV).

Abgesehen davon, dass ein solches Vorgehen keine Verbesserung der Datenqualität herbeiführt und erhebliche Ineffizienzen fördert, wird die derzeitige Rechtslage auch nicht dem Ziel des Messstellenbetriebsgesetzes gerecht, eine einheitliche Datenbasis zu schaffen. Insofern bedarf es einer Klarstellung in der StromGVV, dass die zulässigen Ersatzwerte des Messstellenbetreibers bzw. Netzbetreibers grundsätzlich auch für Zwecke der Abrechnung gegenüber dem Letztverbraucher ohne weitere Voraussetzungen Verwendung finden können.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 11 Abs. 1 StromGVV wie folgt zu ergänzen:

*(1) Der Grundversorger ist berechtigt, für Zwecke der Abrechnung die Ablesedaten **und Ersatzwerte** zu verwenden, die er vom Netzbetreiber oder vom Messstellenbetreiber oder von dem die Messung durchführenden Dritten erhalten hat.*

Der BDEW schlägt vor, § 11 Abs. 1 GasVV wie folgt zu ergänzen:

*(1) Der Grundversorger ist berechtigt, für Zwecke der Abrechnung die Ablesedaten **und Ersatzwerte** zu verwenden, die er vom Netzbetreiber oder vom Messstellenbetreiber oder von dem die Messung durchführenden Dritten erhalten hat.*

Themenpapier 11 – Entflechtung

Die geltenden Regelungen zu Messung und Messstellenbetrieb sehen die analoge Anwendung der Vorgaben zur informatorischen Entflechtung in § 6a EnWG für dritte Messstellenbetreiber vor, § 21b Abs. 2 Satz 7 EnWG. Der Verweis wurde durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb im Jahr 2008 eingeführt. Dritte, die den Messstellenbetrieb und die Messung durchführen, sollten denselben Verpflichtungen in Bezug auf die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen nach § 6a Abs. 1 EnWG unterliegen wie der Netzbetreiber, wenn er dieselben Aufgaben durchführt. Das Interesse am Schutz solcher Informationen besteht unabhängig davon, ob der Netzbetreiber oder ein Dritter über solche Informationen verfügt. Es erscheint angesichts der strengen Vorgaben zum Datenschutz nicht erforderlich aber nachvollziehbar, dass den Messstellenbetreiber auch nach den neuen Vorgaben die gleiche Verpflichtung treffen soll.

Die konkrete Ausgestaltung in § 3 Abs. 4 MsbG-E ist allerdings missverständlich. Der Text könnte so verstanden werden, als müsse der grundzuständige Messstellenbetreiber auch im Verhältnis zum Netzbetreiber die Vorgaben der informatorischen Entflechtung erfüllen, während dritte Messstellenbetreiber dieser Einschränkung anders als zuvor nicht mehr unterliegen. Aus der Gesetzesbegründung wird deutlich, dass nur die Vertraulichkeit gegenüber den verbundenen Wettbewerbsbereichen gesichert werden soll. Der Gesetzestext oder zumindest die Begründung sollte ausdrücklich klarstellen, dass es einer informatorischen Entflechtung von Wettbewerbsbereichen bedarf, und zwar in dem Fall, in dem der grundzuständige Messstellenbetreiber nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist. Ist der Netzbetreiber der grundzuständige Messstellenbetreiber, gilt § 6a EnWG direkt und zwar auch für Netzbetreiber, die nicht Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens sind. Eines zusätzlichen Verweises auf seine Geltung bedarf es in diesem Fall nicht zwingend. Sollte ein entsprechender Hinweis aufgenommen werden, wäre dieser lediglich klarstellend und hätte keine stärkere Trennung der regulierten und der wettbewerblichen Bereiche innerhalb eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens zur Folge, als durch § 6a EnWG ohnehin vorgesehen.

Sind der grundzuständige Messstellenbetreiber oder ein dritter Messstellenbetreiber nicht der Netzbetreiber, ist die analoge Anwendung von § 6a EnWG sinnvoll, worauf im Gesetz ausdrücklich hingewiesen werden sollte. Hierfür gilt nach wie vor die gleiche Begründung wie bei der Einführung des Verweises in das EnWG im Jahr 2008. In dem Fall, in dem der Netzbetreiber zugleich der grundzuständige Messstellenbetreiber ist, ist die informatorische Abgrenzung zu den Wettbewerbsbereichen – wie sie auch die Gesetzesbegründung zu Recht fordert – bereits sichergestellt und ein nochmaliger Hinweis wäre nur deklaratorisch.

Einer zusätzlichen Entflechtung vom Netzbetreiber bedarf es dagegen grundsätzlich nicht, denn der Netzbetreiber steht gerade nicht im Wettbewerb, sondern bildet ein natürliches Monopol. Hier könnte das Ziel der Entflechtung, Diskriminierungsfreiheit herzustellen, keinen Mehrwert stiften, denn die Gefahr einer Wettbewerbsverzerrung durch einen Informationsvorsprung (dann des Netzbetreibers) besteht gerade nicht. Darüber hinaus müssen dem Netzbetreiber in seiner Eigenschaft als Netzbetreiber auch alle für ihn wesentlichen Informationen

über den an sein Netz angeschlossenen Anschlussnutzer bekannt sein. So sieht § 4 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) dazu vor, dass in Netzanschlussverträgen bzw. in den Bestätigungen zum Netzanschluss/zur Anschlussnutzung gemäß NAV folgende Informationen enthalten sein müssen, die der Anschlussnehmer bzw. der Anschlussnutzer dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen muss:

- Angaben zum Anschlussnehmer oder -nutzer (Firma, Registergericht, Registernummer, Familienname, Vorname, Geburtstag, Adresse, Kundennummer),
- Anlagenadresse und Bezeichnung des Zählers oder des Aufstellungsorts des Zählers,
- Angaben zum Netzbetreiber (Firma, Registergericht, Registernummer und Adresse) und
- gegenüber dem Anschlussnehmer auch die am Ende des Netzanschlusses vorzuhaltende Leistung.

Eine über die Vorgaben gemäß § 6a EnWG sowie ggf. über die neben der Entflechtung existierenden Datenschutzvorgaben hinausgehende informatorische Entflechtung innerhalb des Netzbetreibers wäre daher auch vor diesem Hintergrund nicht sinnvoll.

Fernleitungsnetzbetreiber haben darüber hinaus zum Teil nur wenige einzelne Messstellen, für deren Betrieb sie zuständig sind. Die Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung, die generell hohen Aufwand verursachen, stehen hier in besonderem Maße außer Verhältnis zum Nutzen. Darüber hinaus sieht der Entwurf auch keine Änderung der Gasnetzentgeltverordnung vor, die den Messstellenbetrieb als Kostenstelle aufführt.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 3 Abs. 4 MsbG-E wie folgt zu ändern:

*(4) Grundzuständige Messstellenbetreiber, ~~die im Sinne des § 3 Nummer 38 des Energiewirtschaftsgesetzes mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind,~~ sind zur Gewährleistung von Transparenz sowie diskriminierungsfreier Ausgestaltung und Abwicklung des grundzuständigen Messstellenbetriebs verpflichtet. **Die Verpflichtungen gemäß § 6a des Energiewirtschaftsgesetzes bleiben unberührt.***

(5 neu) Ist die Grundzuständigkeit nach § 43 auf ein anderes Unternehmen übertragen worden oder wurde ein Dritter nach §§ 5 oder 6 mit der Durchführung des Messstellenbetriebs beauftragt, gilt § 6a des Energiewirtschaftsgesetzes für das andere Unternehmen bzw. für den Dritten entsprechend.

(6 neu) Die Unabhängigkeit des grundzuständigen Messstellenbetriebs für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung ist über die informationelle und buchhalterische Entflechtung sicherzustellen; ~~§§ 6a bis 6c~~ des Energiewirtschaftsgesetzes gelten entsprechend.

Themenpapier 12 – Erweiterung der Ausnahmeregelung für Elektromobile

Hinsichtlich der in § 48 MsbG-E genannten Übergangsvorschrift zur Ausnahme der Messsysteme zur Beladung von Elektromobilen bedarf es einer Klarstellung, ob diese Ausnahmeregelung auch für den Anwendungsfall § 14a EnWG (netzdienliche Steuerung) gilt bzw. ob dann ein BSI-konformes Messsystem verbaut werden muss (inkl. POG etc.). Ebenfalls bedarf es einer Klarstellung, in welchem Fall eine Nutzung mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist, die der Anwendung von § 26 MsbG-E unterliegen und wer diese überprüft.

Weiterhin scheint die Ausnahme für Elektromobile aus dem Entwurf der Messsystemverordnung (MSysV) übernommen worden zu sein. Sie berücksichtigt nur diejenigen Regelungen, die bereits der Entwurf der MSysV (jetzt Teil 2 Kapitel 3 MsbG-E) enthielt. Die durch das MsbG-E gegenüber der MSysV neu eingeführten Regelungen bleiben außen vor. Gleichzeitig scheinen diese durch das MsbG-E neu eingeführten Regelungen ohne Rücksicht auf die Besonderheiten der Elektromobilität konzipiert. Die wichtige Ausnahme in § 48 MsbG-E wird in ihrer jetzigen Form an zahlreichen Stellen unterlaufen:

- § 6 Abs. 1 MsbG-E könnte dahingehend ausgelegt werden, dass über den Umweg eines Bündelangebots einem Ladepunkt ein Smart Meter „zwangsverordnet“ werden kann;
- §§ 29 und 56 Abs. 1 Nr. 1 MsbG-E könnten dahingehend ausgelegt werden, dass ein Smart Meter Voraussetzung für § 14a EnWG Anwendungen bei Elektrofahrzeugen ist;
- § 31 MsbG-E könnte dahingehend ausgelegt werden, dass bei Erreichen der dort genannten Verbrauchswerte und Kostengrenzen eine Einbaupflicht für Smart Meter bei Ladeinfrastruktur bereits vor 2020 besteht;
- § 33 MsbG-E könnte dahingehend ausgelegt werden, dass der Einbau eines Smart Meters auch bei Ladeinfrastruktur verlangt werden kann;
- §§ 52 und 53 MsbG-E könnten dahingehend ausgelegt werden, dass auch bei Ladeinfrastruktur ab nur einer verschlüsselten elektronischen Datenkommunikation und damit praktisch ein Smart Meter zwingend ist;
- § 55 MsbG-E könnte dahingehend ausgelegt werden, dass ein intelligentes Messsystem mit Smart-Meter-Gateway auch bei Ladeinfrastruktur Voraussetzung für eine Zählerstandsgangbilanzierung ist und ansonsten nur auf Basis des Jahresverbrauchs abgerechnet werden darf;
- § 59 MsbG-E könnte dahingehend ausgelegt werden, dass eine fernauslesbare Datenerhebung bei Ladeinfrastruktur unzulässig ist, wenn sie nicht über ein Smart-Meter-Gateway erfolgt.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 48 MsbG-E wie folgt zu ändern:

*Messsysteme, die ausschließlich der Erfassung der zur Beladung von Elektromobilen entnommenen oder durch diese zurückgespeisten Energie dienen, sind bis zum 31. Dezember 2020 von **§ 6, Teil 2 Kapitel 3 bis 6 sowie Teil 3 Kapitel 1 und 2** ~~den technischen Vorgaben des Teils 2 Kapitel 3~~ ausgenommen. **§ 55 Absatz 1 Nr. 2 gilt für diese Messsysteme entsprechend.** Dies gilt nicht, wenn ihre Nutzung unter Berücksichtigung der besonderen Anforderungen der Elektromobilität mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist, die im Verfahren nach § 26 Absatz 1 festgestellt und bekannt gemacht werden.*

Themenpapier 13 – Übergangsregelung für Anlagen nach § 14a EnWG

Nach § 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG-E sind ab 2017 Messstellen an Zählpunkten mit einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung nach § 14a EnWG mit einem intelligenten Messsystem auszustatten. Es ist nicht nachvollziehbar, dass Verbraucher, welche mit Anlagen nach § 14a EnWG ausgerüstet sind bzw. in naher Zukunft ausgestattet werden (Beispielsweise: Verbraucher mit Wärmepumpen/Speicherheizungen mit geringen Energieverbräuchen), bereits mit Roll-out-Beginn ab 2017 ein intelligentes Messsystem zu installieren haben. Im Gegensatz dazu haben Verbraucher mit Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erst ab einer bestimmten Leistungsgrenze intelligente Messsysteme zu installieren (§ 31 Abs. 2 MsbG-E). Eine analoge Regelung wird auch für Verbraucher mit Anlagen nach § 14a EnWG gefordert. Sollten beispielsweise Verbraucher mit elektrischen Wärmepumpen und nur einem geringen Jahresverbrauch (nicht unüblich bei neuen Wärmepumpen) mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden, so stellt das vorgesehene Entgelt für den Messstellenbetrieb eine erhebliche finanzielle Mehrbelastung, ohne Generierung eines wirtschaftlichen Mehrwertes, gegenüber dem Status quo dar. Ein Mehrwert ist zu Beginn des Rollout nicht zu erwarten. Bestandsanlagen sind aktuell meist mit Rundsteueranlagen ausgerüstet und lediglich statisch schaltbar. Ein wirtschaftlicher Mehrwert kann erst durch eine flexible Verbrauchssteuerung mit modernen Steuerboxen in Verbindung mit standardisierten Prozessen und innovativen Produkten generiert werden. Die Anforderungen von Steuerboxen sind noch nicht final beschrieben. Steuerboxen müssen erst in ausreichender Anzahl und Qualität zur Verfügung stehen. Sofern beschriebene Verbrauchergruppen ab 2017 mit einem jährlichen Entgelt von bis zu 100 Euro belastet werden, ist absehbar, dass diese Verbraucher, auch vor dem Hintergrund abnehmender Verbräuche bei Wärmestromanwendungen, die Anlagen dem Haushaltsstrom zuordnen werden. Dies läuft dem Ziel einer flächendeckenden Flexibilisierung zuwider. Weiterhin ist unklar, wer die zusätzlichen Mehrkosten (insbesondere für den Umbau technisch überholter Zählertafeln und Nachrüstung von Steuerboxen) trägt. Verbrauchern mit schaltbaren Anlagen müssen übergangsweise reduzierte Netzentgelte sowie reduzierte Konzessionsabgaben gewährt werden, damit im Vergleich zu anderen Energieträgern die Wettbewerbsfähigkeit des Wärmestroms gewahrt bleibt.

Kernforderungen:

- Keine finanzielle Mehrbelastung für Verbraucher mit schaltbaren Anlagen ohne der Schaffung eines wirtschaftlichen Mehrwertes
- Übergangsfrist für den Pflichteinbau von Anlagen nach § 14a EnWG und Beibehaltung bestehender Vergünstigungen für fünf Jahre ab Rollout-Beginn
- Einführung einer Bemessungsgrenze. Als Bemessungsgrenze kann eine Leistungsgrenze von über 7 kW Nennleistung der Anlage herangezogen werden (in Anlehnung an § 31 Abs. 2 Nr. 1 MsbG-E)
- Ein Rollout von intelligenten Messsystemen für schaltbare Anlagen sowie damit verbundenen Rechten und Pflichten muss im Einklang mit der vorgesehenen Verordnung nach § 14a EnWG stehen. Nach der geforderten Übergangsfrist sind der Anschluss

und die finanziellen Folgen für abschaltbare Anlagen in einer Verordnung nach § 14a EnWG neu zu regeln.

Themenpapier 14 – Harmonisierung der Begriffsbestimmungen

Die unterschiedliche Regelungstiefe der Vorgaben sowie die Inkonsistenzen in der Nutzung von Begriffen und Definitionen im Gesetzesentwurf behindern eine effiziente und robuste Prozessausgestaltung.

Zur Vermeidung von Interpretationsspielräumen sollten die Begriffsbestimmungen zwingend mit den in der Energiewirtschaft etablierten Begriffen und Definitionen harmonisiert werden.

Insbesondere der Begriff „Zählpunkt“ wird im Rahmen des Gesetzesentwurfs nicht definiert und sollte durch je nach Regelungshalt der Vorschrift durch andere Begriffe wie z.B. „Entnahmestelle“ oder „Messstelle“ ersetzt werden (vgl. Anlage).

Darüber hinaus sollte grundzuständiger Messstellenbetreiber jeder Betreiber von Energieversorgungsnetzen in seinen Netzen sein. Dies entspricht der heutigen gesetzlichen Regelung. Eine Abweichung von dieser Rollenzuweisung erscheint weder geboten noch zielführend. Blicke der Zusatz „*der allgemeinen Versorgung*“ erhalten, hieße dies, dass der Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung (hierzu gehören auch die Übertragungsnetzbetreiber) auch in den Netzen von Betreibern wie GETEC, OVE etc. grundzuständiger Messstellenbetreiber wäre. Dies liegt weder im Interesse des einen noch des anderen Netzbetreibers. Der Zusatz „*der allgemeinen Versorgung*“ sollte daher gestrichen werden.

Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, § 2 Nr. 4 MsbG-E wie folgt zu ändern:

„grundzuständiger Messstellenbetreiber: der Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung, solange und soweit...“