

Leitfaden



Geschäftsmodelle und Rechtsrahmen der digitalen Energiewende

Autoren: RA Sebastian Schnurre, RA Dr. Max Peiffer,
RA Oliver Lohmann (AssmannPeiffer Rechtsanwälte),
Co-Autorin: Anne Köhler (Bundesverband Neue Energiewirtschaft)





Robert Busch,
Geschäftsführer Bundesverband
Neue Energiewirtschaft (bne)

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

die Digitalisierung der Energiewende geht weit über die Umsetzung des seit September 2016 geltenden, gleichnamigen Gesetzes hinaus. Digitalisierung in all seinen technologischen und sonstigen Ausprägungen war im Energiesektor bereits vor diesem Gesetz möglich. Auch zukünftig wird es viele Anwendungsbereiche und neue Ideen jenseits des Gesetzes geben: Viele Bereiche z.B. hinter dem Zähler oder im Bereich Smart Home sind nicht Adressat des Gesetzes, gehören aber ganz oder in Teilen zur zukünftigen digitalen neuen Energiewirtschaft. Das Gesetz inspiriert im besten Falle auch dazu, die Energiewirtschaft in ganz neue Bereiche zu denken. Dies gilt für alle Unternehmen und Markrollen im Energiesektor – wer stehen bleibt, wird verlieren.

Der Gesetzgeber hat mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) den Mess-

stellenbetrieb neu geregelt und den sogenannten „Smart Meter Rollout“ verordnet. Danach sind Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen mit Messgeräten auszustatten, die bestimmte technische Mindestanforderungen einhalten müssen. Das enorme Potential der neuen Messsysteme liegt in der Vernetzung (Akteure, Technologien und Systeme) und Beschleunigung (Kommunikation, Datenaustausch und Reaktion), auf deren Grundlage viele innovative Geschäftsmodelle erst möglich sein werden – Geschäftsmodelle, die wir für eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland dringend brauchen.

Doch müssen wir warten, bis der geplante Rollout der intelligenten Messsysteme und modernen Messeinrichtungen begonnen hat? Nein, denn auch innerhalb der gesetzlichen Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) besteht ein nicht unerheblicher Spielraum zur Umsetzung digitaler Geschäftsmodelle für Strom,

Wärme, Mobilität und darüber hinaus. Der vorliegende Leitfaden soll die rechtlichen Rahmenbedingungen anhand zahlreicher Beispiele von Geschäftsmodellen der digitalen Energiewende erläutern und die Möglichkeiten aufzuzeigen, wo auch beispielsweise Mehrwertdienste mit sogenannten freien Messsystemen angeboten werden können.

Die Darstellung der Geschäftsmodelle ist im Leitfaden vielseitig, aber nicht abschließend. Vielmehr soll er eine Grundlage bieten, das bisherige Energiegeschäft neu zu denken und attraktive Produkte und Lösungen für Kunden, Unternehmen und das Energiesystem zu entwickeln. Haben Sie den Kundennutzen fest im Blick, können Sie mit Mehrwertdiensten ganz neue Erlösquellen erschließen. Lassen Sie sich inspirieren und nutzen Sie die neuen Möglichkeiten.

Inhalt

3	Vorwort
7	Überblick
9	A. Digitalisierung in der Energiewirtschaft
9	I. Einführung
10	II. Gegenstand des Leitfadens
12	III. Relevante energiewirtschaftliche Normen
15	B. Akteure der digitalen Energiewende
27	C. Neue Geschäftsmodelle im Bereich Smart Metering
28	I. Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle
40	II. Einsatzgebiete Steuerung dezentraler Erzeuger und Lasten
46	III. Anwendungen E-Mobilität
52	IV. Einsatzgebiete Submetering
59	V. Datenbezogene Anwendungsfälle
70	VI. Zusammenfassung
73	D. Grundsätzliche Fragen für Einrichtung, Betrieb und Nutzung von Smart Metern
74	I. Zum Verhältnis von grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibern
75	II. Verträge zwischen den Marktpartnern
77	III. Rechtliche Vorgaben bezüglich der eingesetzten Technik
81	IV. Netznutzungs- und Messentgelte
83	V. Ausschreibung der Grundzuständigkeit
84	VI. Das Verhältnis von Netzbetreiber und Messstellenbetreiber
86	VII. Allgemeine Vorgaben des Datenschutzrechts
89	VIII. Umbruch in der Marktkommunikation
90	IX. Zusammenfassung und Ausblick
93	E. Überblick relevante Behörden und Normungsorganisationen
95	F. Abbildungsverzeichnis
96	G. The smarter E
97	H. Der bne
98	Impressum

SAVE THE DATE

THE INNOVATION HUB FOR
EMPOWERING NEW ENERGY SOLUTIONS
MESSE MÜNCHEN

15–17
MAI
2019

www.TheSmarterE.de





Überblick

An wen richtet sich dieser Leitfaden?

Dieser Leitfaden richtet sich an diejenigen, die mit Geschäftsmodellen des Smart Metering in Berührung kommen. Dies sind zum einen Akteure, die einen Großteil ihrer Wertschöpfung in der Energiewirtschaft erlösen: Messstellenbetreiber und Hersteller von Messgeräten, Stromlieferanten, Energiedienstleister, Direktvermarkter, Stadtwerke und Anlagenbetreiber beziehungsweise sogenannte Prosumer (vgl. Kapitel B).

Daneben sind aber auch die Akteure angesprochen, die nur einen (kleinen) Teil ihrer Wertschöpfung in der Energiewirtschaft erzielen: Hersteller von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, Betreiber von Ladesäulen, Unternehmen aus den Bereichen Submetering, Telekommunikations- und Internetanbieter, Anbieter von Cloudlösungen, Smart-Home-Dienstleister u.v.m.

Ziel des Leitfadens

Den Begriff Smart Metering hat fast jeder schon einmal gehört – was es aber bedeutet und was dahintersteckt soll dieser Leitfaden erklären. Der Leitfaden betrachtet das Thema dabei aus Sicht der Unternehmen. Die wirtschaftlich relevanten Fragen stehen im Fokus: Was kann mit Smart Metering gemacht werden, wie lässt sich damit Geld verdienen, wie lassen sich Dienstleistungen kombinieren, wessen Wissen ist wertvoll für

mich? Smart Metering dient dabei als Oberbegriff für all die Wertschöpfung, die im Umfeld der Energiewirtschaft (und naheliegender Branchen) mit Mess-, Steuer- und Kommunikationssystemen erwirtschaftet werden kann. Klar ist dabei, dass der Leitfaden keinesfalls abschließend sein kann, sondern sich an dem orientiert, was heute umsetzbar ist. Was morgen darauf folgt, wird gelegentlich angerissen, soll hier aber nicht das vordringliche Thema sein.

Gliederung des Leitfadens

In **Kapitel A** wird das Thema des Leitfadens einleitend dargestellt. Dabei geht es um Geschäftsmodelle im Kontext des Smart Metering und den dafür **maßgeblichen Rechtsrahmen**. Im Leitfaden sollen dabei digitale Geschäftsmodelle im Bereich der Stromwirtschaft beleuchtet werden; der Gasbereich wird in diesem Leitfaden nicht weiter vertieft. In den Blick genommen werden zudem auch Geschäftsmodelle, die als sogenannte Mehrwertdienste eher in einem anderen, nicht energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsbereich zu verorten sind (siehe Unterkapitel C). Daneben werden die im Leitfaden verwendeten Begriffe (Smart Metering, intelligente und freie Messsysteme) näher erläutert.

Bei aller Euphorie über „energiewirtschaftsfremde“ Mehrwertdienste ist dabei das energiewirtschaftliche Kerngeschäft als „Brot-und-Butter-Geschäft“ nicht zu vernachlässigen. **Kapitel B** gibt daher einen Überblick über die Akteure, die sich im erweiterten Kreis der Energiewirtschaft bewegen und stellt naheliegende Interessen im Bereich Smart Metering für das Kerngeschäft dieser Akteure („low-hanging-fruits“) vor.

Kapitel C beschreibt konkrete Geschäftsmodelle, die mit Smart Metering abgebildet werden können. Der Leser erhält dabei Rechtshinweise für eine erfolgreiche Umsetzung:

Unterkapitel I konzentriert sich auf Anwendungsfälle, die in engem Zusammenhang mit der Strombelieferung und klassischen energiewirtschaftlichen Anwendungen stehen.

Unterkapitel II ist vorrangig den Chancen gewidmet, die bei der Steuerung von Anlagen durch Direktvermarkter, Aggregatoren oder Betreiber von Speichern oder Heizungsanlagen entstehen.

Unterkapitel III nimmt das Themenfeld Elektromobilität in den Blick.

Unterkapitel IV behandelt die Verknüpfung mit der Wohnungswirtschaft sowie sog. Mehrspartenanwendungen mit Wasser, Wärme und Gas oder anderen kommunalen Dienstleistungen.

Unterkapitel V nimmt Geschäftsmodelle in den Blick, die überwiegend auf Daten basieren – also nicht zwingend dem Geschäft einer bestimmten Akteursgruppe zuzuordnen sind und erläutert darüber hinaus den Zusammenhang zwischen Smart Metering und der Blockchain-Technologie.

Kapitel D behandelt schließlich allgemeine Rechtsgrundsätze, denen alle in Kapitel B vorgestellten Marktakteure über alle Geschäftsmodelle in Kapitel C hinweg Beachtung schenken sollten. Dabei werden insbesondere die grundlegenden Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) dargestellt.





A. Digitalisierung in der Energiewirtschaft

A.1. Einführung

Der Begriff **Digitalisierung** beschreibt zunächst eine technologische Veränderung. Er umfasst neben dieser rein **technischen Dimension** aber noch eine Vielzahl weiterer Dimensionen. Aus technischer Sicht ist unter Digitalisierung der Umwandlungsprozess eines analogen Signals auf ein digitales Trägersystem zu verstehen. Diese Entwicklung vollzieht sich seit Anfang der 1990er Jahre immer rascher: Rechnerleistung, Speichermedien und Datenübertragung werden größer, schneller und kostengünstiger. Die Digitalisierung hat mittlerweile in fast allen Branchen Einzug gehalten. Nicht zu Unrecht ist daher die Rede von einer neuen industriellen Revolution – der „digitalen Revolution“. Mit ihr geht ein tiefgreifender kultureller, gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Wandel der Verhältnisse einher, der weitreichende Auswirkungen auf jeden Einzelnen hat.

Abbildung 1: Dimensionen der Digitalisierung



Quelle: bne, zum Teil dena

Die Vielschichtigkeit der Digitalisierung verdeutlicht eine ihrer typischen Folgen: **Branchen wachsen** zusammen, die bisher nichts oder nur sehr wenig miteinander zu tun hatten. Das hat Gründe. In der Vergangenheit waren energie-wirtschaftliche Geschäftsmodelle meist wirtschaftlich und rechtlich klar definiert. Stark vereinfacht war die Wertschöpfungskette wie folgt: Der Stromlieferant kauft Strom beim Erzeuger und liefert diesen über das Netz an den Verbraucher. Diese Struktur ist linear, die Schnittstellen, an denen die Marktakteure in Kontakt mit anderen Marktpartnern treten, sind bestimmbar und zahlenmäßig begrenzt. Die digitale Transformation durchbricht die lineare Struktur. Smart Metering wird zum Kernstück der digitalen Energiewirtschaft. Mit **der Liberalisierung der Rolle des Messstellenbetreibers** und der zunehmenden Bedeutung der Mess- und Kommunikationstechnologien in der Energiewirtschaft wandelt sich diese Rolle. Messstellenbetreiber werden von jährlichen Ablesern zu Managern großer und sich ständig verändernder Datenwolken. Die Datenströme werden dritten Akteuren (Unternehmen, Prosumer und sonstige Letztverbraucher) zur Ver-

fügung gestellt. Jeder neue Akteur, den der Messstellenbetreiber in seine **Plattform** integrieren kann, trägt zum Erfolg seines Geschäftsmodells bei. Für den wirtschaftlichen Erfolg ist es notwendig, die Maximierung des wirtschaftlichen Erfolgs der anderen Akteure in den Blick zu nehmen und sich im Grunde einer Hauptherausforderung zu stellen: Welche wirtschaftlichen Vorteile lassen sich durch die Nutzung der Datenströme im Kerngeschäft der Marktpartner erzielen und welche Zusatzgeschäfte (Mehrwertdienste) bieten sich für diese eigentlich an?

A.II. Gegenstand des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden richtet dabei den Fokus auf **Geschäftsmodelle**, die mit dem Wandel der technischen Dimension „Messwesen“ zum „Smart Metering“ in der Energiewirtschaft möglich werden. Im Unterschied zu vielen anderen Branchen, in denen bereits grundlegende Veränderungsprozesse durch die Digitalisierung stattfinden, steht in der Energiewirtschaft dieser Wandel erst noch bevor. Von etwas mehr als 50 Millionen Zählpunkten in Deutschland sind heu-

te (Juni 2018) etwa 1 Million Zählpunkte mit Smart Metern ausgerüstet.¹ Um die Smart Meter selbst geht es in diesem Leitfaden aber weniger – vielmehr steht die Frage im Vordergrund, wie sich die unterschiedlichsten Messdaten und die damit verbundenen und umgewandelten Daten kombiniert mit Steuerungs- und Regelungstechnik nutzen lassen, wenn Smart Metering in der Energiewirtschaft, Elektromobilität oder der Wohnungswirtschaft eingesetzt wird.

Erläuterung zum hier verwendeten Begriff des Smart Metering: Smart Metering im Sinne dieses Leitfadens heißt erst einmal nicht mehr, als dass Messdaten über ein Kommunikationsnetz automatisiert versendet werden können und nicht vor Ort abgelesen werden müssen. Darunter fallen Messdaten von Hausanschlüssen, Geräten, Elektrofahrzeugen u.v.m.

Der deutsche Gesetzgeber hat mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende im Jahr 2016 den sogenannten Smart Me-

ter Rollout verordnet. Dabei sind Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen mit Messgeräten auszustatten, die bestimmte technische Mindestanforderungen einhalten müssen. Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) wurde zudem der Messstellenbetrieb neu geregelt. Der Gesetzgeber hat dabei eine wichtige Unterscheidung vorgenommen: Einerseits hat er mit dem sogenannten **grundzuständigen Messstellenbetreiber** (in der Regel bisher der Netzbetreiber; siehe hierzu auch Kapitel B.5.a), B.6. sowie D.V.) einen Akteur mit dem Smart Meter Rollout beauftragt. Dieser soll bis 2032 dafür sorgen, die bisher verwendete Messtechnik durch moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme auszutauschen. Die modernen Messeinrichtungen werden dabei nicht als Smart Meter im Sinne dieses Leitfadens verstanden, da sie ohne Zusatzgeräte keinen Datenversand über ein Kommunikationsnetz zulassen.²

Andererseits wurde daneben den sogenannten **wettbewerblichen Messstellenbetreibern**³ ein Feld geöffnet, auf dem diese ihre Messtechnologien und Geschäftsmodelle ausprägen können.

Der **Dualismus der zwei Rollen (grundzuständiger/wettbewerblicher Messstellenbetreiber)** wird voraussichtlich die Digitalisierung in der Energiewirtschaft prägen (vgl. **Unterkapitel D.I.**).

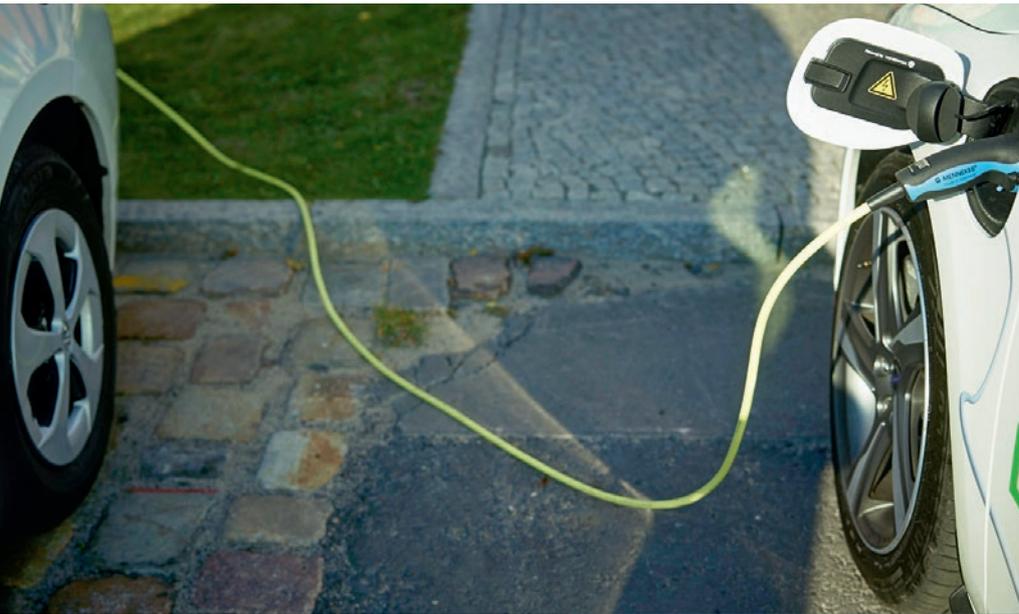
Das Smart Metering soll möglichst alle denkbaren Anwendungsfälle „unter einen Hut bekommen“. Es ist das Ziel des Gesetzgebers, die Sparten Strom, Wärme und Gas messtechnisch zu vereinen und gleichzeitig Anwendungen von Wind- und Solarparks, Industrieanlagen, sogenannten Prosumern, Elektrofahrzeugen u.v.m. unter höchsten datenschutzrechtlichen Anforderungen abzubilden.

Smart Metering weist dementsprechend eine hohe technische Diversität und Komplexität auf. Bei zahlreichen Anwendungen muss daher die Frage gestellt werden, **welche Messtechnologie überhaupt eingesetzt werden darf** (diese Frage wird in **Unterkapitel D.III** vertieft dargestellt).

Erläuterung zur technischen Zulässigkeit: Sobald die „technische Möglichkeit“ behördlich festgestellt ist, dürfen für bestimmte Anwendungen nur noch zertifizierte Geräte neu verbaut werden. Dabei erfolgt die Feststellung der technischen Möglichkeit als sogenannte „Markterklärung“ durch eine Bundesbehörde [Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)] im Form eines Verwaltungsaktes. Die Markterklärung und Verfügbarkeit entsprechender Geräte liegt bisher (Stand: Juni 2018) aber noch nicht vor.

Aufgrund der genannten Komplexität ist davon auszugehen, dass ab der behördlichen Feststellung viele der in **Unterkapitel C** dargestellten Anwendungen durch zertifizierte Geräte noch nicht abgebildet werden können – **durch nicht zertifizierte Geräte und Sensoren aber durchaus.**

Da aus heutiger Sicht unklar ist, wann und wie weitreichend zertifizierte Geräte für bestimmte Anwendungen vorliegen und ver-



pflichtend zu verwenden sind, werden bei der folgenden Darstellung drei Phasen voneinander abgegrenzt:

Phase 1 ist der Zeitraum, in dem noch keine Einschränkung der verwendeten Smart Meter durch das BSI besteht. Diese Phase dauert aktuell noch an. Die in dieser Phase eingesetzten Smart Meter werden im Folgenden als „**freie Messsysteme**“ (non BSI-konforme Messsysteme) bezeichnet.

Phase 2 ist der Zeitraum, in dem für ausgewählte und bestimmte Anwendungsfälle eine Markterklärung vorliegt. Aus den bisherigen Prozessen ist zwar nicht final ersichtlich, aber doch hinreichend sicher bekannt, welche Anwendungsfälle durch zertifizierte **Geräte der ersten Generation** technisch abgebildet werden können (vgl. hierzu [Unterkapitel D.III](#)).

In **Phase 2** dürfen „freie Messsysteme“ für bestimmte Anwendungsfälle weiterverwendet werden.

Phase 3 ist der Zeitraum, in dem für die im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) bestimmten Anwendungsfälle zertifizierte Geräte verfügbar sind (**Geräte der x-ten Generation**). Mit diesen wäre dann ein Großteil denkbarer Anwendungsfälle abbildbar, wenn gleich davon auszugehen ist, dass es immer auch Anwendungen geben wird, für die das nicht der Fall ist.

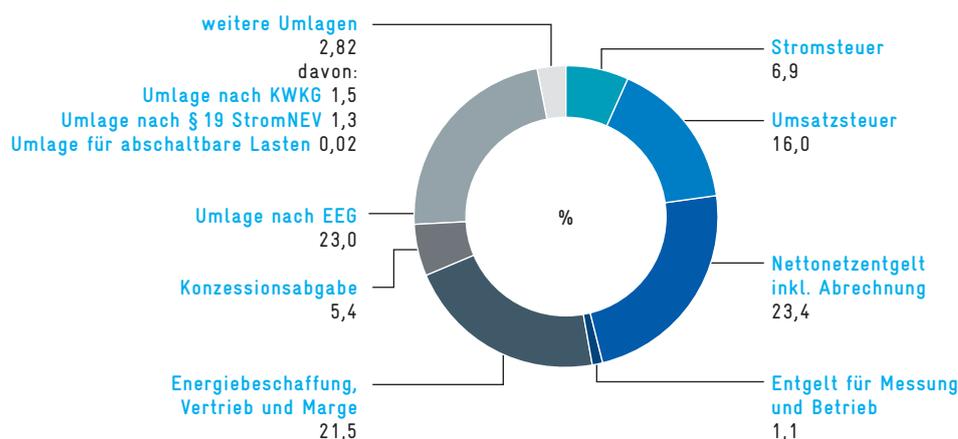
Theoretisch können **Phase 2** und **Phase 3** durch eine Feststellung des BSI auch zeitgleich beginnen. Das wäre der Fall, wenn bereits die erste Markterklärung (s. Erläuterung oben) des BSI ein weitreichendes Verbot freier Messsysteme beinhalten sollte. Ein wahrscheinliches Szenario ist dies nach Ansicht der Verfasser jedoch nicht.

Erläuterung zu den Phasen: Mit Blick auf die langwierigen Standardisierungsprozesse in der Vergangenheit ist mit einem Wettlauf zertifizierter und nicht zertifizierter Technologien zu rechnen. Der Leitfaden nimmt daher verstärkt in den Blick, was heute und morgen bereits möglich ist und legt den Fokus auf **Phase 1** und **Phase 2** und weniger auf übermorgen (**Phase 3**).

A.III. Relevante energiewirtschaftliche Normen

Geschäftsmodelle können nur gelingen, wenn sie passgenau auf den rechtlichen Rahmen zugeschnitten sind. Dabei betrifft der energierechtliche Rahmen nicht nur die Energiebranche, sondern im Grunde alle Unternehmen. Das macht sich insbesondere an der Höhe der (von allen) zu zahlenden

Abbildung 2: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden 2017 (Angaben in Prozent)



Haushaltskunden mit einem Jahres-Stromverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh zahlten 2017 einen durchschnittlichen Strompreis von insgesamt 29,86 Cent pro Kilowattstunde (kWh)

Quelle: Monitoringbericht 2017 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

Strompreise bemerkbar. Die Höhe wird im Wesentlichen nicht durch die Stromerzeugungskosten, sondern durch staatlich vorgegebene Preisbestandteile wie Netzentgelte, Steuern und Abgaben sowie Umlagen bestimmt – siehe hierzu Abb. 2.

Die Anwendungsfälle in Kapitel C und die übergreifenden Darstellungen in Kapitel D werden im Leitfaden unter Berücksichtigung der grundlegendsten rechtlichen Vorgaben erläutert.

Die für diesen Leitfaden zentralen Normen sind die des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), das im Herbst 2016 in Kraft getreten ist. Daneben sind zahlreiche weitere Gesetze und Verordnungen von Relevanz. Beispielhaft sind hierbei das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017), das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die

Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), das Mess- und Eichgesetz (MessEG), die Mess- und Eichverordnung (MessEV), die Ladesäulenverordnung (LSV), das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB), die Konzessionsabgabenverordnung (KAV), das Stromsteuergesetz (StromStG) und schließlich die Stromsteuerverordnung (StromStV) zu nennen. Daneben sind insbesondere für die Auslegung zahlreiche behördliche Festlegungen und Normen (siehe Kapitel E) sowie europäische Vorgaben und Richtlinien⁴ zu berücksichtigen.

Zudem spielt das Datenschutzrecht eine große Rolle. Seit dem 25. Mai 2018 gilt die EU-Datenschutzgrundverordnung (EU-DSGVO) und hat das bisher geltende nationale Datenschutzrecht, insbesondere das Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) weitestgehend durch ein einheitliches und unmittelbar anwendbares europäisches Recht ersetzt.

1 Von den rund 1 Million Zählpunkten sind über die Hälfte Verbrauchern zugehörig, die einen Stromverbrauch von mehr als 100.000 kWh (sog. RLM-Zählpunkte) haben, vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2017, S. 270-271.

2 Sofern ein zertifiziertes Zusatzmodul (Smart Meter Gateway) eingesetzt wird, wird die moderne Messeinrichtung zu einem intelligenten Messsystem. Wird ein nicht zertifiziertes Zusatzmodul eingesetzt, handelt es sich nach den hier verwendeten Begriffen um ein freies Messsystem.

3 Der bne hat hierzu am 05.02.2018 eine Branchenübersicht vorgelegt, abrufbar unter: <http://www.bne-online.de/de/presse/publikation/>.

4 Das von der EU-Kommission am 30. November 2016 vorgelegte „Clean Energy for All Europeans“-Paket (auch „Winterpaket“ oder „Clean Energy Paket“ genannt) wird zudem großen Einfluss auf das Thema Smart Metering nehmen. Das Paket enthält insgesamt acht Legislativvorhaben, mit denen bis 2030 eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 40 Prozent erreicht werden soll. Die einzelnen Vorhaben befinden sich in separaten Rechtssetzungsverfahren, die unterschiedlich weit vorangeschritten sind. Ende 2018 soll das Verfahren abgeschlossen sein.





B. Akteure der digitalen Energiewende

Die Digitalisierung der Energiewirtschaft überschneidet sich mit anderen wirtschaftlichen Betätigungsfeldern. **Kooperationen** sind dementsprechend von großer Bedeutung. Dieses Kapitel soll transparent machen, welche Akteure aus dem energie-wirtschaftlichen Umfeld **welche Kerninteressen** im Bereich des Smart Metering haben. Zweck der Vorabdarstellung ist, in den **Kapiteln C und D** nachvollziehbar zu machen, wer an welchen Anwendungen und Datenaufösungen Interesse hat.



Von der Digitalisierung betroffene Akteure der Energiebranche

Die Digitalisierung der Energiewirtschaft betrifft nahezu jeden energiewirtschaftlichen Akteur. Dabei liegt nach der Intention des Gesetzgebers das Hauptaugenmerk auf dem Letztverbraucher. Seine sich zunehmend verändernde Rolle hin zum „**Prosumer**“ ist Ausgangspunkt und Anlass der Digitalisierungsbemühungen [1.]. In zweiter Linie betrifft das MsbG den **Stromversorger**, der den Letztverbraucher mit Strom beliefert [2.]. Speziell für dezentrale Erzeugungsanlagen bedeutsam sind die Rollen des Anlagenbetreibers [3.], des **Flexibilitäts- bzw. Direktvermarkters** [4.] und die des **Netzbetreibers** [5.]. **Grundzuständige** [6.] und **wettbewerbliche** [7.] **Messstellenbetreiber** wiederum sind diejenigen, denen beim Metering in den Phasen 1 bis 3 unterschiedliche Aufgaben und Zuständigkeiten zugewiesen sind. Schließlich nimmt der Gebäudeeigentümer als Vermieter bzw. **Anschlussnehmer** [8.] ebenfalls eine besondere Funktion wahr.

Hintergrund: In vielen Fällen erfordert die Umsetzung der in diesem Leitfaden dargestellten Geschäftsmodelle Wissen aus verschiedensten Bereichen oder etwa Kunden- und Marktzugang, der selten von einem einzelnen Unternehmen abgedeckt werden kann. Der Zusammenarbeit von Akteuren und Marktrollen ist beim Smart Metering deshalb ein großer Stellenwert einzuräumen. Sinnvolle Kooperationen lassen sich nur finden, wenn klar ist, was den jeweils anderen Akteur bewegt. Vor diesem Hintergrund erläutert dieses Kapitel die wichtigsten Beweggründe der einzelnen Akteure.

Prosumer als Ausgangspunkt des Smart Metering: Die Digitalisierungsbemühungen des deutschen (und des europäischen) Gesetzgebers hängen stark mit dem sich ändernden Verhalten der Letztverbraucher zusammen. Durch die Schaffung eines Rechtsrahmens für die Digitalisierung soll insbesondere dem Umstand Rechnung getragen werden, dass Strom heute nicht mehr nur in eine Richtung vom Erzeuger zum Verbraucher fließt, sondern aufgrund der zunehmend dezentralen Energieversorgung immer mehr Letztverbraucher auch Strom einspeisen, der in die „umgekehrte Richtung“ transportiert

wird. Der Letztverbraucher wird also immer häufiger zum sogenannten Prosumer und übernimmt damit – zumindest zeitweise – auch die Rolle des Stromerzeugers. Durch diese sich verändernde Struktur des Energiesystems wird die Erfassung und Abrechnung der „Strombewegungen“ im Netz aufwändiger. Das Smart Metering soll dabei die technische Grundlage für eine den heutigen Anforderungen genügende Messung und Erfassung der Strombewegungen im Netz bilden.

B.1. Prosumer

B.1. a) Letztverbraucher als „Prosumer“

Der Prosumer ist derjenige, der Strom vor allem aus erneuerbaren Quellen selbst erzeugt und in das Netz einspeist. Unter Prosumer im Sinne eines modernen Energiesystems versteht man aber auch denjenigen, der zu einem flexiblen Umgang mit Strom in der

Lage ist und dadurch einen Beitrag zum Erfolg der Energiewende leisten kann. Zu denken ist hierbei insbesondere an Letztverbraucher, die einen eigenen Stromspeicher betreiben, durch den sie ihren **Stromverbrauch zeitlich verschieben** und hierdurch aktiv am Energiemarkt teilnehmen können. Speicherbetreiber können den eingespeicherten Strom auch wieder in das Netz einspeisen und nachfrageorientiert vermarkten. Eine aktive Rolle am Energiemarkt sollen aber auch Letztverbraucher einnehmen, deren Stromverbrauchsanlagen ein hohes Lastverschiebungspotential haben. Allein dadurch, dass Verbrauchsanlagen in bestimmten Zeiten ab- und in anderen Zeiten zugeschaltet werden, können sie einen wichtigen Beitrag zur **Stabilisierung des Stromsystems** und zur Versorgungssicherheit leisten. Nimmt der Letztverbraucher oder ein Dienstleister für ihn diese Rolle wahr, wird er ebenfalls zum Prosumer.

Das Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten von Prosumern hat Einfluss auf den Stromfluss im Netz. Diesem sich verändernden Stromflussverhalten soll das MsbG Rechnung tragen, indem es die Grundlage schafft für bidirektionale Informationsflüsse, durch die

das Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten der Prosumer dezentral erfasst und zentral genutzt werden kann.

B.1. b) Digitalisierung als Chance für Prosumer

Die Digitalisierung des Energiesystems ermöglicht Technologien und Lösungen, die erforderlich sind, um ein intelligentes Zusammenspiel aus Stromerzeugung und -verbrauch zu ermöglichen. Smart Meter sollen helfen, **Strom aus erneuerbaren Energien in den Strommarkt zu integrieren** und Stromangebot und -nachfrage besser in Einklang zu bringen. Langfristige Vision in  Phase 3 ist dabei nicht nur die exakte Erfassung von ein- und ausgespeisten Strommengen, sondern auch die Steuerung von Erzeugern und Verbrauchern über das Smart-Meter-Gateway, um das Ziel eines intelligenten Stromnetzes („**Smart Grid**“) zu realisieren.

Für den Letztverbraucher/Prosumer kann die Digitalisierung perspektivisch **Kostenvorteile** bei der Energieversorgung bringen. Zum einen schafft das MsbG die Grundlage dafür, dass Verbraucher durch den Einsatz von freien und intelligenten Messsystemen präzise Informationen über ihr Verbrauchs-

verhalten erhalten können (vgl. § 21 Abs. 1 Nr. 2 MsbG). Dies wiederum kann Verbraucher zu einem **sparsameren und effizienten Nutzungsverhalten** anhalten. Zum anderen sollen Verbraucher von **günstigeren Stromtarifen** (vgl. **Unterkapitel C.II.1**) profitieren können, die durch den Einsatz von Lastflexibilisierungen und Lastverschiebungen („Lastmanagement“) möglich sind.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass sich durch die Digitalisierung die Verbraucherfreundlichkeit der Energieversorgung stärken lässt. Bereits heute werden mit Hilfe freier Messsysteme innovative Energieprodukte, Laststeuerungen und Verbrauchsvisualisierungen oder „**Smart-Home**“-Produkte angeboten. Perspektivisch kann die Digitalisierung den Letztverbrauchern weiteren Nutzen bringen. So soll zukünftig etwa eine **spartenübergreifende Messung** (vgl. **Unterkapitel C.V**) möglich sein, bei der nicht nur die Messwerte für Strom, sondern auch für die Sparten Gas, Fernwärme oder Heizwärme erfasst werden (vgl. etwa § 6 Nr. 2 MsbG und § 20 MsbG). Ferner enthält das MsbG für  Phase 3 eine technologieoffen gestaltete Regelung, wonach auf Wunsch des Letztverbrauchers weitere Funk-

tionen auf den Geräten integriert werden sollen (§ 21 Abs. 1 Nr. 4 lit. a) MsbG).

B.1. c) Schutz des Prosumers

Das MsbG verfolgt nicht nur das Anliegen, das Verbrauchs- bzw. Erzeugungsverhalten des Prosumers genau zu erfassen und die hieraus gewonnenen Informationen im Sinne des Gesamtsystems nutzbar zu machen. Vielmehr trägt es auch dem Recht des Prosumers auf informationelle Selbstbestimmung Rechnung, das in einem Spannungsverhältnis steht zum primären Anliegen der Digitalisierung, die Daten sicht- und nutzbar zu machen. Das MsbG versucht hier, die Datenschutzinteressen des Prosumers in einen gerechten Ausgleich zu bringen mit dem übergeordneten Anliegen eines flexiblen und zukunftsfähigen Energiesystems. Hierfür sind strenge Anforderungen an die **Datensicherheit und den Datenschutz** (vgl. **Unterkapitel D.VII**) vorgesehen. Auch insoweit steht der Prosumer im Mittelpunkt der gesetzgeberischen Gestaltung.

Schließlich soll das MsbG den Letztverbraucher, der sich nicht freiwillig für Produkte im Bereich Smart Metering entscheidet, auch vor unzumutbaren Kosten

durch die Digitalisierung schützen. Zu diesem Zweck sieht das Gesetz nur eine gestufte Einführung moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme vor. Ein Roll-out „um jeden Preis“ soll verhindert werden. Stattdessen sollen die für Letztverbraucher zu erwartenden Vorteile durch die Digitalisierung in einem angemessenen Verhältnis zu den Kostenbelastungen stehen.

B.2. Stromversorger

B.2. a) Versorger bzw. Stromlieferanten

Die Geschäftstätigkeit von Stromlieferanten ist auf den Vertrieb von Strom zum Zweck der Belieferung von Letztverbrauchern ausgelegt. Veränderte Muster bei den Letztverbrauchern (wie etwa die unter Ziff. 1 beschriebene Entwicklung zum Prosumer) haben damit immer auch mittelbaren Einfluss auf die Tätigkeit der Lieferanten. Die Stromlieferung gilt als sogenanntes Commodity-Geschäft, d.h. die Ware (der Strom) ist stark standardisiert und kann von vielen Lieferanten in vergleichbarer Qualität geliefert werden kann. Dies führt dazu, dass vor allem der Preis

maßgebliches Unterscheidungskriterium der Lieferanten ist. Es ist möglich, dass sich aufgrund von Smart Metering das Geschäftsfeld der Stromlieferung in dieser Hinsicht verändert, da sich neue Differenzierungsmöglichkeiten ergeben.

B.2. b) Digitalisierung als Chance für Lieferanten

Für den Stromversorger kann die Digitalisierung in erster Linie den Mehrwert bieten, dass er eine genaue Information darüber erhält, wann seine Kunden wieviel Strom verbrauchen. Diese Information kann der Stromlieferant gem. § 49 Abs. 2 Nr. 6 MsbG und § 50 Abs. 1 Nr. 1 MsbG zur Erfüllung seines Liefervertrages nutzen. Auf Grundlage **exakter Informationen über den Verbrauch** kann der Stromlieferant den Strom präziser und möglicherweise zu besseren Konditionen beschaffen. Durch einen aktiveren Intraday-Handel und unternünftige Fahrplananpassungen kann er außerdem Ausgleichsenergiekosten sparen. Gerade bei Kunden mit großen Strombezugs Mengen bietet es dem Lieferanten Vorteile, den Verbrauch „in Echtzeit“ genau zu kennen.

Darüber hinaus ist es dem Stromlieferanten möglich, auf

Grundlage der präzisen Informationen über das Verbrauchsverhalten **besondere Stromtarife** für besondere Kundengruppen anzubieten. Zu denken ist insbesondere an Kunden mit einem atypischen Nutzungsverhalten, dem etwa durch maßgeschneiderte Tarife Rechnung getragen werden kann. Gem. § 40 Abs. 5 Satz 1 EnWG sollen Stromversorger **last- und tageszeitvariable Tarife** anbieten. Um dies praktisch umsetzen zu können, sind **freie oder intelligente Messsysteme erforderlich**.

Darüber hinaus können Stromversorger auf Grundlage der Verbrauchsinformationen andere spezielle Produkte anbieten. Denkbar wäre etwa eine Lösung, bei der der Letztverbraucher dem Stromlieferanten zusätzlich Steuerungsbefugnisse für seine Verbrauchsanlagen einräumt. Hierdurch ließen sich **Sondertarife für flexible Lasten** realisieren, die mit Demand Response (bzw. Demand Side Management) kombiniert werden. Denkbar sind etwa spezielle **Tarife für Ladestrom**, bei denen der Stromkunde Zeitfenster für den Ladevorgang vorgeben kann, innerhalb derer der Stromlieferant das Lieferprofil unter Berücksichtigung von Markt- und Netzsituationen selbst festlegen

kann. Zur Umsetzung solcher Konzepte ermöglichen **freie und ab Phase 3 intelligente Messsysteme** den **Steuerungszugriff** auf Verbraucher auf Kundenseite. Eine Nutzung der Verbrauchsdaten zu solchen „weitergehenden“ Zwecken ist allerdings nur mit ausdrücklicher Zustimmung durch den Letztverbraucher möglich, vgl. § 50 Abs. 1 HS. 1 MsbG.

Schließlich sind für die Stromlieferanten effiziente und kostengünstige **Abrechnungssysteme** von Interesse. Freie und intelligente Messsysteme können hier Kostenvorteile bieten, etwa wenn Jahresablesungen und Zwischenablesungen mit persönlichen Vor-Ort-Terminen entbehrlich werden, oder wenn die Messwerte unmittelbar in das Abrechnungssystem des Stromversorgers übernommen werden können.

B.2. c) Schutz der Kundenbeziehung des Lieferanten

Der Rechtsrahmen lässt es zu, dass Stromlieferanten **kombinierte Produkte aus Strom und Messstellenbetrieb** anbieten, ohne selbst Messstellenbetreiber zu sein. Gem. § 9 Abs. 2 MsbG gilt dieses Sonderrecht nur für Lieferanten – in sonstigen Fällen ist es erforderlich, dass ein zusätzlicher Vertrag zwi-

Kunden lassen sich ggf. leichter zu einem Anbieterwechsel motivieren, wenn sie vom neuen Anbieter zugleich innovative Verbrauchserfassungssysteme erhalten.

schen Letztverbraucher und Messstellenbetreiber abgeschlossen wird. Insbesondere für den Vertrieb an Kunden, die noch nicht über ein intelligentes Messsystem verfügen, kann sich dies als attraktives Angebot erweisen, etwa wenn gleichzeitig neue Technologien zur Verbrauchsvisualisierung (etwa per Handy-App, Online-Portal etc.) angeboten werden. Kunden lassen sich ggf. leichter zu einem Anbieterwechsel motivieren, wenn sie vom neuen Anbieter zugleich innovative Verbrauchserfassungssysteme erhalten.

B.3. Betreiber einer Erzeugungsanlage

B.3. a) Betreiberbegriff

Unter einem Anlagenbetreiber versteht man denjenigen, der die tatsächliche Herrschaft, die Arbeitsweise der Anlage eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt.⁵ Aus wirtschaftlichen Gründen (insbesondere Anreizen, die das EEG und KWKG setzen) ist der Anlagenbetreiber und der Letztverbraucher oft personenidentisch – in dem Fall handelt es sich um einen Prosumer (s. Ziff. 1). Sobald mehr als eine Par-

tei durch den von einer Anlage erzeugten Strom versorgt werden soll (wie beispielsweise beim Mieterstrom), ist dies allerdings nicht mehr möglich.

B.3. b) Smart Meter als Chance

Für die Betreiber von Stromerzeugungsanlagen im Anwendungsbereich des KWKG und des EEG ist die Verwendung freier oder intelligenter Messsysteme dann attraktiv, wenn diese Messsysteme zugleich als **Fernsteuerung** i.S.v. § 9 Abs. 1 EEG 2017 bzw. § 6 Abs. 1 Nr. 5 KWKG 2017 dienen können. Dies ermöglicht es den Anlagenbetreibern, die für die EEG- und KWKG-Vergütung erforderliche Fernsteuerung zu erfüllen. Dies setzt allerdings vor allem voraus, dass durch Smart Meter auch Kostenersparnisse realisiert werden.

Gleichzeitig ist es möglich, durch den Einsatz freier oder später intelligenter Messsysteme die **Anlagenfahrweise** unter Berücksichtigung von weiteren Aspekten wie etwa Stromnebenkosten oder aktuellem Strombedarf innerhalb der Kundenanlage zu optimieren. Da sich regelmäßig nur durch die Gewinnung zusätzlicher Erlösmöglichkeiten die vorgenannten Kostenersparnisse realisieren lassen, kommt es entscheidend darauf an,

dass der Smart Meter auch vom Flexibilitäts- bzw. Direktvermarkter eingesetzt werden kann.

B.3. c) Schutz vor zusätzlichen Kosten

Anlagenbetreiber sind speziell im MsbG als eine der Gruppen genannt, bei denen Pflichteinbauten von intelligenten Messsystemen vorgenommen werden sollen. Wie allerdings unter **Ziff. C.II.1** ausführlich dargestellt, gibt es diverse Möglichkeiten, sich vor Zusatzkosten zu schützen – beispielsweise durch Einbau eines freien Messsystems.

B.4 Flexibilitäts- und Direktvermarkter

B.4. a) Konzept der Flexibilitäts- und Direktvermarkter

Das Geschäftsmodell der Flexibilitäts- und Direktvermarkter beziehungsweise Aggregatoren besteht darin, größere Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (in der Praxis meist über 100 kW) direkt an der Strombörse zu vermarkten. Die Anlagen werden dabei so eingesetzt, dass der wirtschaftliche Ertrag optimiert wird. Für die Vermarkter ist es von großer Bedeu-

tung, schnellen Zugriff auf die Anlagen zu erhalten und ihr Geschäft auf einer möglichst genauen Datenbasis auszuüben.

B.4. b) Smart Meter als Chance Auch für Direktvermarkter von Stromerzeugungsanlagen im EEG und im KWKG kann die Digitalisierung Vorteile bringen. Nach dem MsbG sollen **intelligente Messsysteme spätestens in Phase 3** nicht nur in der Lage sein, die jeweilige Ist-Einspeisung solcher Anlagen zu erfassen, zu verarbeiten und zu übermitteln, sondern auch für eine Steuerung der Anlagen geeignet sein (§ 21 Abs. 1 Nr. 1 lit. b) und c) MsbG). Solange dies technisch durch intelligente Messsysteme noch nicht realisiert werden kann, werden freie **Messsysteme** dafür eingesetzt.

Soweit intelligente Messsysteme verbaut sind, entfällt die Notwendigkeit für Direktvermarkter, eine eigene **Fernwirk- und Steuerungstechnik** einzusetzen und zu betreiben. Hierzu verlangt § 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) MsbG, dass intelligente Messsysteme neben der Kommunikation mit dem Smart Meter Gateway-Administrator für mindestens eine weitere Art der Fernkommunikation (z.B. in Form eines zweiten Kommunikationska-

nals) offen sind. Dieses technische Mindestanforderung soll es in **Phase 3** erlauben, dass der Direktvermarkter einen direkten Steuerungszugriff auf das intelligente Messsystem erhält.

Nachdem der Letztverbraucher gem. § 5 MsbG seinen Messstellenbetreiber frei auswählen kann, kann der Direktvermarkter für KWK- und EEG-Anlagen selbst seinen Kunden einen **speziellen Messstellenbetrieb** anbieten, der auf die besonderen Belange dezentraler Erzeugungsanlagen zugeschnitten ist und gleichzeitig die Steuerung ermöglicht.

Von der Digitalisierung profitieren neben den Direktvermarktern auch die Flexibilitätsvermarkter, die Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (ggf. auch Speicher) im Rahmen eines sog. **virtuellen Kraftwerks** gebündelt an den Flexibilitätsmärkten vermarkten beziehungsweise in der Betriebsweise optimieren („Fahrplanmanagement“). Diesen Anbietern käme es entgegen, wenn schlussendlich einheitliche Standards für das Smart Meter-Gateway eingeführt werden sollen. Dies soll es ab **Phase 3** erleichtern, neue Anlagen in die zentrale Steuerung des Flexibilitätsvermarkters einzubinden. Außerdem ermöglichen

freie und intelligente Messsysteme eine genauere Erfassung der Verbrauchs- und Erzeugungsdaten des Kunden. Dies verbessert die Möglichkeiten zur **Anlagenoptimierung**, bei der es insbesondere darum geht, die Erlöse der Erzeugungsanlagen zu maximieren und die Stromnebenkosten der kundeneigenen Verbraucher zu minimieren.

B.4. c) Schutz vor verpflichtenden Vorgaben
Erzeugungsanlagen ab 100 kW sind frühestens ab 2020 von Pflichteinbauten betroffen. Im Übrigen ist wie beim Anlagenbetreiber auf **Ziff. C.II.1** zu verweisen.

B.5. Netzbetreiber

Auch wenn nach dem Leitbild des MsbG der Netzbetreiber selbst nur noch zuständig für das konventionelle („alte“) Messwesen ist – die Vorschriften des MsbG wirken sich erheblich auf die Tätigkeit von Netzbetreibern aus.

B.5. a) Verändertes Aufgabenspektrum

Durch das MsbG wurde eine Trennung von Messstellenbetrieb und Netzbetrieb eingeführt. Diese Grundstruktur ist die Grundlage für die Schaffung von Wettbewerb in einem **liberalisierten Messmarkt**.

Gleichzeitig hat diese Änderung für Netzbetreiber erhebliche Auswirkungen: Zwar liegt die Grundzuständigkeit für herkömmliche Messeinrichtungen weiterhin beim Netzbetreiber. Dieser betreibt nur noch die Messstellen, – die **weder** mit intelligenten Messsystemen beziehungsweise modernen Messeinrichtungen ausgestattet sind – **noch** mit freien Messsystemen von wettbewerblichen Messstellenbetreibern betrieben werden.

Praktisch macht sich dies insbesondere dadurch bemerkbar, dass der Anschlussnutzer gem. § 5 MsbG den Messstellenbetreiber frei wählen und sich dafür entscheiden kann, dass nicht der Netzbetreiber, sondern ein Dritter den Messstellenbetrieb erbringt. Für Netzbetreiber bedeutet dies in erster Linie, dass sie im Messstellenbetrieb einem Wettbewerb ausgesetzt sind.

Für die modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsysteme ist die Trennung zwischen Netzbetrieb und Messstellenbetrieb stärker ausgeprägt. Zum einen liegt insoweit die Grundzuständigkeit nicht zwangsläufig beim Netzbetreiber. Vielmehr kann die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme im Verfahren nach §§ 41 bis 45 MsbG auf ein anderes Unternehmen übertragen werden. Infolge dessen bleiben – bis zum Ablauf der Übertragung – Netz und Messstellenbetrieb langfristig getrennt. Wurde eine solche Übertragung nicht durchgeführt und ist die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme beim Netzbetreiber verblieben, macht sich eine gewisse Trennung zwischen Netz- und Messstellenbe-

trieb zum anderen dadurch bemerkbar, dass beides buchhalterisch entflochten sein muss (gemäß § 3 Abs. 4 Satz 2 MsbG). Der Gesetzgeber hat also ein **„buchhalterisches Unbundling“** zwischen Netz und Messstellenbetrieb (für mME und iMS) umgesetzt. Hierdurch soll verhindert werden, dass ein vertikal integrierter Messstellenbetreiber Wettbewerbsvorteile im Bereich des Messstellenbetriebs oder in anderen Tätigkeitsbereichen erlangt. Insbesondere soll die Entflechtung sicherstellen, dass die wettbewerblichen Kosten, die dem Netzbetreiber durch den Messstellenbetrieb entstehen, nicht in den Netzbereich einfließen und so die Kosten-/Erlösrelation des wettbewerblichen Bereichs verbessern. Dies würde dem grundzuständigen Messstellenbetreiber Wettbewerbsvorteile gegenüber wettbewerblichen Messstellenbetreibern verschaffen und damit insgesamt den Wettbewerb zwischen den Messstellenbetreibern verzerren.

Dadurch, dass die Grundzuständigkeit für den Betrieb moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme aufgrund einer Übertragung gemäß §§ 41 bis 45 MsbG vom Netzbetrieb getrennt sein kann, können sich am Markt



langfristig spezialisierte Anbieter etablieren, die für mehrere Netzgebiete die Rolle des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme übernehmen. Dabei bleibt die Übertragung der Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme auch bei einem Netzbetreiberwechsel bestehen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Grundzuständigkeit übernehmende Unternehmen i.S.v. § 43 MsbG die Grundzuständigkeit auch dann behält, wenn zwischenzeitlich der Netzbetreiber wechselt.

B.5. b) Smart Meter als Chance für die Optimierung des Netzes

Die Verwendung von Smart Meter-Daten bietet für den Netzbetreiber den Vorteil präziser Netzstatusinformationen, die er für den Netzbetrieb nutzen kann. Nutzbar werden die Daten für Netzbetreiber dann, wenn sich aus diesen durch **Datenaggregation** oder **Datenanalysetools** Aussagen für bestimmte physikalisch abgrenzbare Netzbereiche ableiten lassen. Rechtsgrundlage hierfür ist § 56 MsbG, wonach der Messstellenbetreiber in bestimmten Fällen im Auftrag des Netzbetreibers Netzstatus-

daten erheben darf, um Belangen des Netzbetriebs Rechnung zu tragen. Gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 1 lit. d MsbG müssen intelligente Messsysteme in der Lage sein, einzelne Netzstatusdaten zu messen, zeitnah zu übertragen und Protokolle über Spannungsausfälle mit Datum und Zeit zu erstellen.

Netzstatusinformationen können Netzbetreiber für den Netzbetrieb nutzen, beispielsweise zur Optimierung der Netzauslastung. Ferner können sie auf Basis dieser Informationen auch unterschiedliche Netztarife i.S.v. § 14a EnWG anbieten.

B.6. Messstellenbetreiber (grundzuständig)

B.6. a) Der Begriff der Grundzuständigkeit (gMSB)

Grundzuständiger Messstellenbetreiber i.S.v. § 2 Nr. 4 MsbG ist dasjenige Unternehmen, das verpflichtet ist, in einem bestimmten Gebiet den Messstellenbetrieb für alle Messstellen durchzuführen, soweit nicht der Anschlussnutzer gem. § 5 MsbG oder der Anschlussnehmer gemäß § 6 MsbG einen Dritten als Messstellenbetreiber ausgewählt haben.

Für jedes Gebiet gibt es einen grundzuständigen Messstellenbetreiber. Dabei kann die Grundzuständigkeit für konventionelle Messeinrichtungen (immer der Netzbetreiber) einerseits sowie moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme andererseits auseinanderfallen. Denn gemäß §§ 41 bis 45 MsbG kann die Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme auf ein anderes Unternehmen übertragen werden, wodurch dieses die Grundzuständigkeit übernimmt. Demgegenüber verbleibt die Grundzuständigkeit für konventionelle Messgeräte stets beim Netzbetreiber.

Der Messstellenbetreiber hat einerseits die Aufgabe, die Messstellen zu betreiben und die erhobenen Messwerte zu erheben und weiterzuleiten. Andererseits ist er nach Maßgabe von §§ 29 ff. MsbG dazu verpflichtet, moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme einzubauen und damit den stufenweisen Smart Meter Rollout umzusetzen.

Abbildung 3: Einbaupflichten, -fristen und Preisobergrenzen (Brutto) des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme

Moderne Messeinrichtung (digitaler Zähler ohne Kommunikationseinheit)

Einbaupflicht (ab sofort bis zum Jahr 2032, soweit nicht die Ausstattung mit intelligentem Messsystem vorgegeben ist sowie bis zur Fertigstellung von Neubauten oder Gebäuden, die einer größeren Renovierung unterzogen werden)

Preisobergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher (Jahresverbrauch in kWh)	Einbau ab	Erzeuger (installierte Leistung in kW)	Einbau ab
20 EUR	verbrauchsunabhängig	sofort	leistungsunabhängig	sofort

Intelligentes Messsystem (digitaler Zähler mit Kommunikationseinheit)

Einbaupflicht

Preisobergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher (Jahresverbrauch in kWh)	Einbau ab / bis spätestens	Erzeuger (installierte Leistung in kW)	Einbau ab
100 EUR	> 6.000 – 10.000	2020 / 2028	> 7 – 15	2017 / 2025
100 EUR	steuerbare Verbrauchseinrichtung (z.B. Wärmepumpe)	2017	–	–
130 EUR	> 10.000 – 20.000	2017 / 2025	> 15 – 30	2017 / 2025
170 EUR	> 20.000 – 50.000	2017 / 2025	–	–
200 EUR	> 50.000 – 100.000	2017 / 2025	> 30 – 100	2017 / 2025
angemessen	> 100.000	2017 / 2032	> 100	2020 / 2028

Optionaler Einbau (beauftragt vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (Wahlrecht), jedoch Duldungspflicht des Verbrauchers/Erzeugers)

Preisobergrenzen (pro Jahr)	Verbraucher (Jahresverbrauch in kWh)	Einbau ab	Erzeuger (installierte Leistung in kW)	Einbau ab
23 EUR	bis 2.000	2020	–	–
30 EUR	2.000 – 3.000	2020	–	–
40 EUR	3.000 – 4.000	2020	–	–
60 EUR	4.000 – 6.000	2020	Neuanlagen > 1 – 7	2018

Quelle: Bundesnetzagentur, Modifikation bne

B.6. b) Pflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers

Den grundzuständigen Messstellenbetreiber treffen insbesondere die in § 29 ff. MsbG geregelten Einbaupflichten – siehe hierzu **Abb. 3**.

Im Übrigen enthält das MsbG zahlreiche Vorgaben, die von grundzuständigen Messstellenbetreibern einzuhalten sind. Ist der grundzuständige Messstellenbetreiber nicht zugleich Netzbetreiber, muss ihm die Bundesnetzagentur (BNetzA) vor Übernahme der Grundzuständigkeit eine Genehmigung nach § 4 MsbG erteilen. Diese setzt voraus, dass der Messstellenbetreiber die erforderliche **personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit** besitzt,

vgl. § 4 Abs. 3 MsbG. Ferner müssen die grundzuständigen Messstellenbetreiber gemäß § 7 MsbG die in § 31 MsbG vorgegebenen **Preisobergrenzen** für den Betrieb intelligenter Messsysteme einhalten. Schließlich ist der Messstellenbetreiber verpflichtet, die zahlreichen im MsbG geregelten Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb einzuhalten. Dazu gehören insbesondere Regelungen zur Gewährleistung einer hohen Datensicherheit (technische Mindestanforderungen an die eingesetzten Mess- und Kommunikationssysteme) und Vorgaben zur Gewährleistung eines datenschutzrechtlichen Mindeststandards.

B.7. Messstellenbetreiber (wettbewerblich)

B.7. a) Begriff des wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB)

Die sogenannten wettbewerblichen Messstellenbetreiber treten in Konkurrenz zum jeweiligen grundzuständigen Messstellenbetreiber. Wettbewerbliche Messstellenbetreiber erbringen den Messstellenbetrieb nur, wenn sich gemäß § 5 MsbG der Anschlussnutzer (bzw. gemäß § 6 MsbG der Anschlussnehmer) aktiv für sie entschieden hat. Dieses **Wahlrecht** ist die Grundlage für den Wettbewerb, den der Gesetzgeber im Messmarkt eingeführt hat.

B.7. b) Chancen des wMSB

Wettbewerbliche Messstellenbetreiber können bundesweit anbieten und sich durch besondere Angebote für Prosumer bzw. Anschlussnutzer hervortun. Diese besonderen Angebote können nicht nur darin liegen, dass sie den Messstellenbetrieb zu günstigeren Konditionen anbieten, sondern auch in besonderen Zusatzdiensten (**Mehrwertdienste**) – auch in Kooperation mit anderen Marktrollen und Akteuren.

Hintergrund: Nahezu alle unter Kapitel C. aufgeführten Geschäftsmodelle erfordern die Mitwirkung eines wettbewerblichen Messstellenbetreibers. Im Unterschied zum grundzuständigen Messstellenbetreiber ist der wettbewerbliche Messstellenbetreiber um ein Vielfaches freier und unabhängiger in seinem Handeln. Smart Metering ohne wettbewerbliche Messstellenbetreiber ist damit schlichtweg undenkbar.

B.7. c) Schutz des wMSB

Wettbewerbliche Messstellenbetreiber können sich bei eingebauten freien Messsystemen auf die **Schutzfunktion** der §§ 36 Abs. 1 S. 1 Hs. 2, 19 Abs. 5 MsbG berufen. Demnach wird an Messstellen, an denen freie Messsysteme installiert sind, **die Einbaupflicht** intelligenter Messsysteme zeitlich **ausgesetzt**. Grundzuständige Messstellenbetreiber können die Kunden der wettbewerblichen Messstellenbetreiber damit nicht ohne weiteres übernehmen.

B.8. Anschlussnehmer (Eigentümer)

B.8. a) Begriff des Anschlussnehmers

Anschlussnehmer ist üblicherweise der Eigentümer eines Grundstücks oder Gebäudes, das an das Energieversorgungsnetz angeschlossen ist (vgl. § 2 Nr. 2 MsbG). Damit sind insbesondere Eigentümer oder Betreiber von Mehrfamilienhäusern gemeint. Das in § 6 MsbG (ab 2021 geltende) verankerte Wahlrecht dient dabei den Belangen der Wohnungswirtschaft. Denn nach dieser Regelung kann der Eigentümer eines Mehrfamilienhauses (= Vermieter) selbst den Messstellenbetreiber auswählen, wenn die Zählpunkte der gesamten Liegenschaft mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden und damit ein sogenanntes „**Bündelangebot**“ vorliegt (s. sogleich).

B.8. b) Chance für Anschlussnehmer und Wohnungswirtschaft

Unter den Voraussetzungen von § 6 MsbG liegt das Wahlrecht hinsichtlich des Messstellenbetreibers nicht beim Anschlussnutzer (= Letztverbraucher, s.o.), sondern beim Anschlussnehmer. Durch die Wahlmöglichkeit nach § 6 MsbG sollen **ab dem Jahr 2021** Syner-

gieeffekte genutzt und die Wirtschaftlichkeit des freiwilligen Einbaus von intelligenten Messsystemen gestärkt werden. Denn durch die Digitalisierung der gesamten Liegenschaft wird ein günstiges Zähler-Gateway-Verhältnis erreicht. Außerdem wird ein „gebündelter Messstellenbetrieb“ gefördert, bei dem auch die anderen Messgeräte, die die **Sparten Gas, Fernwärme, Heizwärme** messen, in das intelligente Messsystem eingebunden werden. Dies eröffnet außerdem die Möglichkeit für wettbewerbliche Messstellenbetreiber, sich speziell auf Lösungen für Mehrfamilienhäuser zu konzentrieren.

⁵ Vgl. BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 22.





C. Neue Geschäftsmodelle im Bereich Smart Metering

Im Folgenden werden durch das Smart Metering denkbare neue Geschäftsmodelle aufgezeigt, systematisch geordnet und hinsichtlich der grundlegenden rechtlichen und tatsächlichen Anforderungen dargestellt.

Erläuterung: Die Geschäftsmodelle sind danach gekennzeichnet, ob sie mit Hilfe freier Messsysteme umgesetzt werden können oder den strengen technischen Vorgaben des BSI unterstellt sind (und daher absehbar nur unter Verwendung eines intelligenten Messsystems durchzuführen sind).

Ziff. I stellt energiewirtschaftliche Anwendungen dar – hierbei geht es im Wesentlichen um die Optimierung und Ermöglichung bereits vorhandener energiewirtschaftlicher Anwendungsfälle.

Ziff. II nimmt Steuerungsanwendungen in den Blick. Hier geht es folglich insbesondere darum, dass über die mit Messtechnik verknüpfte Regelungs- und Steuertechnologie auf eine Hardware-Einheit „eingewirkt“ wird und dies zu einem physikalischen, aber auch zu einem positiven wirtschaftlichen Effekt führt.

Ziff. III betrachtet das Feld der Elektromobilität, für das in vielfacher Hinsicht Sonderregeln greifen.

Ziff. IV nimmt das aufgrund der Verknüpfung mit anderen Sparten ebenfalls gesondert zu betrachtende Feld der Wohnungswirtschaft in den Blick.

Ziff. V enthält eine Gesamtschau der „datenbezogenen Anwendungsfälle“. Das sind Anwendungen, bei denen das durch die Messtechnik gewonnene Datum (neben weiteren Daten) Kern der Wertschöpfung ist. Darüber hinaus wird der Zusammenhang zwischen Smart Metering und der Blockchain-Technologie dargestellt.

C.I. Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle

Im Folgenden werden relevante energiewirtschaftliche Prozesse und Anwendungsfälle dargestellt, die mittels Smart Metering optimiert werden können.

C.I.1. Umsetzung neuer Stromtarife

C.I.1.a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Smart Metering ist Grundvoraussetzung, um Stromtarife mit unterschiedlichen Preisen zu unterschiedlichen Zeiten (variable Tarife) anbieten zu können.⁶ Das müssen nicht zwingend volatile Tarife sein;

Smart Metering ist auch erforderlich, wenn Kontingenttarife abgebildet werden sollen, die beispielsweise bestimmte monatliche Stromkontingente für einen Festpreis zur Verfügung stellen und darüberhinausgehenden Stromverbrauch mit einem zusätzlichen Preis belegen.

C.I.1. b) Zielgruppen

Lieferanten, wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Prosumer

C.I.1. c) Hintergrund

Lieferanten können die Smart Meter dafür nutzen, **neue Tarifmodelle** zu entwickeln und anzubieten.

Der Gesetzgeber will dabei das Angebot variabler Tarife durch den Einsatz moderner Messtechnik befördern. Dies zeigt sich an zahlreichen gesetzlichen Neuregelungen des MsbG bzw. weiterer Gesetze und Verordnungen:

- Die Daten sollen gem. § 35 Abs. 1 S. 2 Nr. 2 MsbG **ohne zusätzliche Kosten** als Standardleistung zur Verfügung gestellt werden.
- Für bestimmte Tarife ist gem. § 50 Abs. 2 Nr. 10 MsbG **keine zusätzliche datenschutzrechtliche Einwilligung** des Letztverbrauchers notwendig.

Abbildung 4: Zeitvariable, lastvariable und ereignisvariable Tarife

Einordnung	Bezeichnung	zeitvariabel	lastvariabel*	ereignisvariabel
preisbasiert	Pauschaltarif			
	Saisonaler Tarif	X		
	Time of Use Pricing (TOU)/ Zeitvariabler Tarif	X		
	Critical Peak Pricing (CPP)/Zeitvariabler Tarif mit Ereignissen (niedriger oder hoher Peak-Preis)	X	X	
	Real-Time-Pricing (RTP)/Dynamischer Tarif (mit Preisinformation Day-Ahead oder Echtzeit)		X	
Anreizbasiert	Direct Load Control (DLC)/ direkte Laststeuerung			X
	Notfallprogramme			X
	Unterbrechbare Lasten			X
	Nachfrage-Bieterverfahren		X	

*Lastvariable Tarife senden fortwährend Lastverlagerungssignale an den Kunden

Quelle: bne-Darstellung basierend auf Elisabeth Dütschke, Fraunhofer ISI für vz nrw: Variable Stromtarife aus Kundensicht

- Die BNetzA soll jährlich gem. § 77 Abs. 3 Nr. 3 MsbG einen Gesamtüberblick **für das Angebot variabler Tarife erstellen**.
- Netzbetreiber haben gem. § 12 Abs. 4 StromNZV die Pflicht, dem Lieferanten eine 15-minütige Bilanzierung zu ermöglichen.
- Stromlieferanten sind zudem bereits seit 2008⁷ gemäß § 40 Abs. 5 EnWG dazu **verpflichtet, mindestens einen variablen Tarif anzubieten**. Das EnWG verwendet dabei allerdings einen sehr weiten Begriff des variablen Tarifs. Bereits Stromtarife mit Doppeltarifzählern genügen der gesetzlichen Vorgabe.⁸

Variable Tarife stehen dabei in engem Zusammenhang mit einem sich wandelnden Energiesystem. Diese sollen einen Beitrag dazu liefern, dass sich bei zunehmender volatiler Einspeisung durch Wind und Sonne auch der **Verbrauch an die Erzeugungssituation anpasst** (sog. lastvariable Stromtarife). 2016 boten knapp zehn Prozent der Lieferanten last-

variable Tarife an⁹. Die benötigten Messdaten können dabei je nach Tarif deutlich voneinander abweichen. So ist es beispielsweise denkbar, dass Tarife angeboten werden, die volatil sind – also jede Viertelstunde einen neuen Preis aufweisen, der etwa bei der Preisbildung an die Preise des Intradaymarkts angelehnt ist. Eine Übersicht zu zeit-, last- und ereignisabhängigen Tarifen enthält **Abbildung 4**. Demgegenüber sind heute tageszeitabhängige Tarife gängig, die insbesondere für Heizstrom angeboten werden und in der Regel mit zwei Registern arbeiten, die zu unterschiedlichen Tageszeiten den entnommenen Strom messen (ausführliche Darstellung zum Heizstrom – siehe **Unterkapitel C.III.2**).

C.I.1. d) Technische Vorgaben und Umsetzung

Prinzipiell sind zwei Wege denkbar, wie variable Tarife umgesetzt werden können. Dabei ist zwischen **interner und externer Tari-**

fierung zu unterscheiden. Der Unterschied besteht im Wesentlichen darin, dass bei interner Tarifierung die Messwertverarbeitung und die Verrechnung des Messwerts mit einem Strompreis direkt im Gateway stattfindet, während bei der externen Tarifierung die Verarbeitung im **Back-End des Lieferanten oder Dienstleisters** erfolgt. Die externe Tarifierung wird dabei heute als Standardfall nahezu in allen Ländern verwendet, in denen es variable Tarife gibt.¹⁰

§ 21 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) MsbG gibt für intelligente Messsysteme vor („muss“), dass diese sowohl die interne wie externe Tarifierung zu ermöglichen haben. Die Technische Richtlinie des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)¹¹ sieht für die interne wie externe Tarifierung verschiedene sog. Tarifierungsfälle (TAF) vor.

Dabei müssen Smart-Meter-Gateways für die interne Tarifierung folgende TAFs 2 bis 5 ermöglichen:

Variable Tarife stehen in engem Zusammenhang mit einem sich wandelnden Energiesystem. Diese sollen einen Beitrag dazu liefern, dass sich bei zunehmender volatiler Einspeisung durch Wind und Sonne auch der Verbrauch an die Erzeugungssituation anpasst.

- Zeitvariable Tarife nach § 40 Abs. 5 S. 2 Var. 2 EnWG (TAF 2)
- Lastvariable Tarife nach § 40 Abs. 5 S. 2 Var. 1 EnWG (TAF 3)
- Verbrauchsvariable Tarife (Kontingentarife) nach § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG (TAF 4)
- Ereignisvariable Tarife nach § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG (TAF 5)

Für die externe Tarifierung ist als Tarifierungsfall (TAF 7) die sogenannte Zählerstandsmessung gem. § 55 Abs. 1 Nr. 2 MsbG vorgesehen. Dabei wird als Datensatz der Zählerstandsmessung für den jeweiligen Abrechnungszeitraum in mindestens 15-Minutengenauer Auflösung für den Strombereich versendet und anschließend im Backend des Lieferanten in Kilowattstunden umgerechnet und zur Abrechnung verwendet.¹² Es stellt sich die Frage, ob bei der Verwendung variabler Tarife künftig zwingend auf intelligente Messsysteme und mithin BSI-konforme zertifizierte Smart-Meter-Gateways i.S.d. § 22 MsbG zurückgegriffen werden muss, oder ob die Verwendung **freier Messsysteme zulässig** ist (vgl. zu der Frage

die Darstellung in **Kapitel D.III**). Folgt man der wohl herrschenden Meinung bezüglich der „einsatzbereichsbezogenen Weiterentwicklung der Schutzprofile und technischen Richtlinien“, ist davon auszugehen, dass mit Zertifizierung dreier Smart-Meter-Gateways und der Feststellung des BSI nach § 30 MsbG bzgl. des Anwendungsfalles „variable Tarife“ Folgendes gilt:

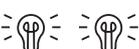
Lässt sich der gewünschte variable Tarif über eine externe Tarifierung (TAF 7) abbilden – davon wird im Regelfall auszugehen sein – und sind drei TAF 7-fähige zertifizierte Gateways am Markt verfügbar, wird sich die Verwendung eines variablen Stromtarifs aller Voraussicht nach nicht als Rechtfertigungsgrund für die Verwendung nicht zertifizierter Geräte vorbringen lassen. Ein Rechtfertigungsgrund wäre allenfalls dann anzunehmen, wenn in kürzeren Zeitabständen als von 15 Minuten tarifiert werden sollte. Hierfür wären allerdings insbesondere eichrechtliche Anforderungen zu berücksichtigen. Die für die kurzfristigen Abrechnungen verwendeten Geräte müssten inkl. der Zusatzgeräte vor dem Inverkehrbringen entsprechende Konformitätsbewertungsverfahren i.S.d. § 8 MessEG durchlaufen.

Zusammenfassung:

In  Phase 1 können mittels freier Messsysteme variable Stromtarife angeboten werden. Dabei ist die Einholung einer zusätzlichen Einwilligung des Letztverbrauchers für bestimmte Tarife grundsätzlich gem. § 50 Abs. 2 Nr. 10 MsbG verzichtbar.

In  Phase 2 wird voraussichtlich das Angebot variabler Stromtarife mit freien Messsystemen eingeschränkt werden (soweit intelligente Messsysteme zumindest TAF7-fähig sein sollten). Freie Messsysteme könnten dann nur verwendet werden, wenn zusätzlich zum variablen Stromtarif ein weiterer Mehrwertdienst angeboten werden soll, der nicht auch mit einem intelligenten Messsystem abgebildet werden kann.

Abbildung 5: Tarif und Bilanzierung können im 15-Minuten-Fenster auseinanderfallen

	Heute (Belieferung nach Lastprofilverfahren)	Variabler Tarif	Zählerstandsgangmes- sung 15-Minuten Bilanzierung, ohne variablen Tarif
Verbrauch (Ist)			
Bilanzierung (Prognose) (nach Lastprofil)	 ⊲		
Verbraucher zahlt für diese 15 Minuten	 ⊲		Kontingentarif (Zahlung des Verbrau- chers unabhängig von Energieeinheiten) oder sonstiger Tarif
Lieferant kauft für diese 15 Minuten ein	 ⊲		

⊲ = 1 Energieeinheit

Quelle: AP/bne

Je nach gewähltem Tarifmodell können tatsächlicher Verbrauch, Bilanzierung und Zahlungen für diese 15 Minuten auseinanderfallen (3 Varianten für Stromverbraucher mit 6.000 - 10.000 kWh/Jahr).

C.1.2. Fünfzehnminütige Bilanzierung

C.1.2. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Smart Metering ist eine Grundvoraussetzung, um 15-Minutenwerte bilanzieren zu können. Wurde der Kunde bisher über ein Standardlastprofil bilanziert, musste die entsprechende Menge an teurem Peakload-Strom (von 08:00 bis 20:00 Uhr) in den Bilanzkreis eingestellt werden. Die Strombeschaffung kann für Kunden, die mehr Strom in Off-Peak-Zeiten verbrauchen, als es nach dem Lastprofil vorgesehen ist, günstiger erfolgen, sofern diese in eine Viertelstundenbilanzierung überführt werden. Die Optimierungsmöglichkeiten vergrößern sich, wenn die 15-Minutenbilanzierung beim Prosumer bzw. Anlagen- oder Speicherbetreiber mit einer Eigenverbrauchsoptimierung und Steuerung der Anlagen gekoppelt wird.

C.1.2. b) Zielgruppen

Lieferanten, wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Prosumer, Anlagenbetreiber und Flexibilitäts- und Direktvermarkter

C.1.2. c) Hintergrund

Strom muss für die Zeiten beschafft werden, in denen er bilanziell verbraucht werden wird. Jede Einspeise- und Entnahmestelle¹³ für Strom ist einem Bilanzkreis zuzuordnen (§ 4 Abs. 3 S. 1 StromNZV). In den Bilanzkreis ist dabei die Strommenge einzustellen, die gemäß der Prognose voraussichtlich entnommen wird. Da die Bilanzkreissumme in der Praxis nie Null beträgt, wird die Menge an Strom, die zu viel oder zu wenig in den Bilanzkreis eingestellt wurde, über den Ausgleichsenergiepreis (sog. reBAP) mit dem Übertragungsnetzbetreiber abgerechnet (§ 8 Abs. 2 S. 2 StromNZV). Der Ausgleichsenergiepreis be-

misst sich dabei an den Gesamtkosten, die für Regelleistung aufgewendet werden mussten, um ein physikalisches Gleichgewicht des eingespeisten und entnommenen Stroms herzustellen.

Bei der Bilanzierung wird zwischen **(Standard-)Lastprofilkunden und viertelstundenscharf gemessenen Kunden** unterschieden. Alle Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh werden dabei gem. § 12 Abs. 1 StromNZV mit ihrer tatsächlichen Entnahme (innerhalb der jeweiligen Viertelstunde) bilanziert.

Für Letztverbraucher unterhalb dieses jährlichen Stromverbrauchs (ein durchschnittlicher Vier-Personen-Haushalt hat ca. 3.500 bis 4.000 kWh Jahresverbrauch) können demgegenüber gemäß § 12 Abs. 1 StromNZV vereinfachte Verfahren, sogenannte Standardlastprofilverfahren für die Prognose angewandt werden. Diese Verfahren basieren darauf, dass

nicht der tatsächliche Strombezug zur jeweiligen Zeit bilanziert wird, sondern Schätzverfahren zur Anwendung kommen.

Man unterscheidet dabei zwischen zwei Verfahren: dem synthetischen und dem analytischen Verfahren.

- Beim synthetischen Verfahren werden vorab festgelegte allgemein verwendete Verbrauchskurven¹⁴ (synthetische Lastprofile, die jede einzelne Viertelstunde enthalten) auf Basis einer Jahresverbrauchsschätzung skaliert und bilanziert. Abweichungen gegenüber der tatsächlich gemessenen Energie werden vom Netzbetreiber in den Differenzbilanzkreis eingestellt.
- Beim analytischen Verfahren ermittelt der Netzbetreiber nach dem Liefertag anhand von Messungen den gesamten Stromverbrauch in seinem Netzgebiet und bringt alle viertelstundenscharf gemessenen Kunden in Abzug. Die verbleibende Menge wird unter Verwendung unterschiedlicher Profile den sonstigen Kunden bilanziell zugeordnet. Das bilanzielle Ungleichgewicht verbleibt in den Bilanzkreisen der jeweiligen Lieferanten.

Für beide Verfahren wird die Differenz zwischen der bilanzierten Energiemenge und dem tatsächlichen Verbrauch des Kunden schließlich als Mehr- oder Mindermenge (MMM) je Zählpunkt nachträglich gemäß § 13 Strom-NVZ zwischen Lieferant und Netzbetreiber am Ende des Abrechnungszeitraums (i.d.R. ein Jahr) abgerechnet.

C.1.2 d) Technische Vorgaben für intelligente Messsysteme (🔌 Phase 2)

Wenn **intelligente Messsysteme** eingebaut sind, sollen Lastprofilverfahren (synthetisch und analytisch) gem. § 12 Abs. 1 StromNZV grundsätzlich nicht mehr verwendet werden. Stattdessen soll regelmäßig eine Bilanzierung anhand der tatsächlichen, viertelstundenscharf ermittelten Werte der Entnahmestelle erfolgen.

Dies gilt in zwei Fallkonstellationen:

- In allen Fällen, in denen gemäß § 60 Abs. 3 MsbG eine Übermittlung von Last- oder Zählerstandsgängen stattfindet. Davon sind alle Letztverbraucher erfasst, deren Jahresstromverbrauch höher als **10.000 kWh** ist oder wenn beispielsweise steuerbare **Verbrauchseinrichtungen**

(wie etwa Wärmepumpen) verwendet werden.

- Aber auch Letztverbraucher mit einem niedrigeren Stromverbrauch als 10.000 kWh/Jahr können umgestellt werden. Für diese erfolgt gem. § 12 Abs. 4 Strom-NVZ eine Umstellung des Bilanzierungsverfahrens dann, wenn dies zur Umsetzung eines **variablen Tarifs** erforderlich ist. Diese Vorgabe gibt den Lieferanten ein **Wahlrecht**, welches Bilanzierungsverfahren angewendet werden soll. Ein Wechsel des Bilanzierungsverfahrens wird nach den Vorgaben der Marktkommunikation durchgeführt und ist monatlich möglich.

Die Voraussetzungen an einen variablen Tarif sind erfüllt, wenn mit dem Tarif ein Anreiz zur Energieeinsparung oder der Steuerung des Energieverbrauchs (s. Ziff. 1) gesetzt wird. Das ist z.B. der Fall, wenn ab einer bestimmten monatlichen Verbrauchsmenge der darüberhinausgehende Verbrauch mit einem höheren Preis abgerechnet wird (ähnlich der Kontingentarif in TAF 4).

Anwendungsbeispiel: Vergleichbar zum Datenkontingent bei Handytarifen kann der Stromversorger eine monatliche Menge von bis zu X kWh zu einem Fixpreis anbieten. Darüberhinausgehender Strombedarf wird separat nach Kilowattstunden abgerechnet. Ein solcher Tarif setzt einen Anreiz zur Energieeinsparung i.S.d. EnWG, da ein höherer Verbrauch zu höheren Kosten für den Kunden führt.

Voraussetzung in beiden Fallkonstellationen ist hier allerdings immer, dass auch ein zertifiziertes Gateway eingesetzt wird, da nur dann von einem intelligenten Messsystem i.S.d. MsbG auszugehen ist.

C.1.2 e) Technische Vorgaben für freie Messsysteme (👉 Phase 1)

Auch mit **freien Messsystemen** (also auch in 👉 Phase 1) ist entgegen einer häufig anzutreffenden Meinung eine Umstellung auf eine 15-Minuten-Bilanzierung zulässig. Es könnte sich allenfalls ein Verbot der Verwendung freier Mess-

systeme aus Bestimmungen des MsbG ergeben, wenn das MsbG die **Verwendung zertifizierter Geräte** (intelligente Messsysteme) **als verpflichtende Vorgabe** für die 15-Minuten Bilanzierung vorschreibt. Die für die Bilanzierung maßgebliche Messwerterhebung ist dabei in § 55 MsbG geregelt. Demnach gilt:
*„Die Messung entnommener Elektrizität erfolgt im Übrigen bei Letztverbrauchern durch Erfassung der **entnommenen elektrischen Arbeit** entsprechend den Anforderungen des im Stromliefervertrag vereinbarten Tarifes.“*

Ein Verbot ergibt sich nicht aus der **Bezugnahme auf die elektrische Arbeit**. Denn unter „Erfassung der entnommenen elektrischen Arbeit“ wird nicht ausschließlich die Erfassung der Jahresarbeitsmenge verstanden. Eine solche Auslegung ergibt sich aus der Bestimmung aber gerade nicht. Natürlich muss eine nach allgemeinen Bestimmungen und eichrechtlichen Vorgaben zulässige Messtechnik eingesetzt werden. Wie unter **Ziff. D.III** ausgeführt, stehen die technischen Vorschriften dem Einsatz freier Messsysteme dabei nicht im Wege.

Zusammenfassung:
 Hieraus folgt, dass in 👉 **Phase 1** unter Verwendung freier Messsysteme eine Umstellung auf eine 15-Minuten-Bilanzierung erfolgen kann, sofern der Lieferant eine solche Vereinbarung zum Tarif im Stromliefervertrag mit dem Letztverbraucher getroffen hat.

C.1.3. Kopplungsangebote (cross-selling)

C.1.3. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Es liegt nahe, den Einbau eines freien oder intelligenten Messsystems **mit anderen Verträgen zu koppeln**. Um Kopplungsangebote handelt es sich, wenn mehrere Dienste, Waren oder Leistungen zu einem Gesamtangebot mit einem Gesamtpreis verbunden werden.

C.1.3. b) Zielgruppen

Lieferanten, wettbewerbliche Messstellenbetreiber, Prosumer, branchenfremde Akteure

C.1.3. c) Hintergrund

In der Energiewirtschaft sind bisher insbesondere Produktkombinationen aus Strom, Gas, Wasser, Telekommunikations- und Internetdienstleistungen bekannt¹⁵. Vorteile ergeben sich, wenn bereits **bestehende Kundenkontakte und Vertriebswege** genutzt werden können und **Effizienzgewinne bei der Kundenakquise** oder der anschließenden Abrechnung zu erwarten sind. Durch die Kopplung kann das als Einzelprodukt schwer zu vermarktende Smart Metering attraktiver ausgestaltet werden. Im Wettbewerb können Kopplungsangebote eingesetzt werden, um die Stellung des Unternehmens auch auf anderen Märkten zu etablieren. Für Kunden ist es interessant, mehrere Leistungen aus „einer Hand“ erhalten zu können. Beim Smart Metering kann es sich durchaus anbieten, neben den energiewirtschaftlich bekannten Kopplungsangeboten neue Produkte stärker in den Blick zu nehmen.

Anwendungshinweis: So ist beispielsweise die Kopplung mit Smart Home-Anwendungen denkbar. In Frage kommen etwa Technologien zur Reduktion des Energiebedarfs für Lüften, Heizen oder Kühlen, Komfortanwendungen für Entertainment und Beleuchtung oder auch Sicherheitsanwendungen bei der Umgebungsüberwachung, Notfallsysteme oder Schutz vor austretendem Gas. Öffentlich verfügbare Studien bieten hierzu einen guten Überblick über mögliche Kopplungsanwendungen.¹⁶

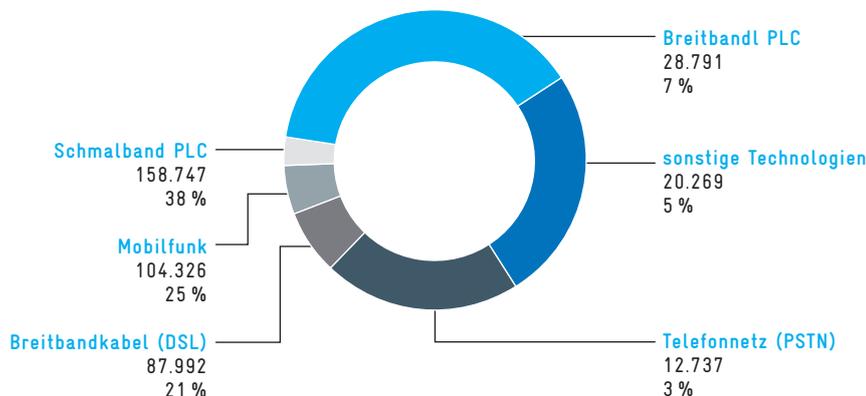
Grundsätzlich sind Kopplungsangebote zulässig. Allerdings sind insbesondere wettbewerbs- und kartellrechtliche Aspekte zu beachten. So dürfen Unternehmen ihre **marktbeherrschende Stellung** gem. §§ 19, 20 GWB durch ein Kopplungsangebot nicht unzulässigerweise ausnutzen. Angesichts der bisher geringen Marktdurchdringung wettbewerblischer und unabhängiger Messstellenbetreiber spielt dieser Aspekt vor allem

für Stadtwerke eine große Rolle, die wettbewerblische Messstellenbetreiber neu gründen bzw. ausprägen.

Ob eine **unbillige Wettbewerbsbehinderung** gemäß § 20 GWB vorliegt, ist dabei immer eine Einzelfallfrage und muss unter Beachtung des mit der Kopplung verfolgten Zwecks geprüft werden. Zu beachten ist dabei, dass es sich bei Kopplungsangeboten von Unternehmen mit einem großen Marktanteil nicht um sogenannte Zwangskopplungsangebote handeln darf. Kunden müssen in diesem Fall die „verklammerten“ Einzelprodukte (Metering, Strom etc.) auch separat erwerben können.

Bei Kopplungsangeboten ist zudem darauf zu achten, dass nicht gegen das Unlauterkeitsrecht (UWG) verstoßen wird. Ein Verstoß ist insbesondere dann anzunehmen, wenn durch das Kopplungsangebot der **Preis verschleiert** wird oder **der Kunde irreführt** wird. Die Bestimmung eines einheitlichen Preises ist dabei aber

Abbildung 6: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler bei Stromverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh (SLP-Kunden)



Quelle: Monitoringbericht 2017 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt

nicht als Verschleierung oder Irreführung anzusehen. Zu beachten ist allerdings, dass insbesondere bei sogenannte **Vorspannungsgaben** – also etwa stark vergünstigten gekoppelten technischen Geräten – bei der Bewerbung des Angebots sorgfältig darauf zu achten ist, dass eine Irreführung und damit Wettbewerbswidrigkeit vermieden wird.

Rechtspraxis: Es wurde durch den BGH entschieden, dass ein Fernsehgerät, das für 1 DM mit einem Stromvertrag mitverkauft wird, nicht ohne Nennung der Preise des Stromlieferungsvertrags beworben werden darf.

C.1.3. d) Technische Vorgaben
Da Smart Metering zwingend auf die Nutzung von Übertragungs- bzw. Telekommunikationstechnologien angewiesen ist (siehe Abbildung 6), bieten sich insbesondere **Kopplungsangebote mit Internet- oder Mobilfunkverträgen** an. **Abb. 6** enthält eine Übersicht der heute verwendeten Übertragungs- und Kommunikationstechnologien.

Kopplungsangebote werden vielfach bis zu Phase 3 nicht durch intelligente Messsysteme abgebildet werden können. Sowohl in Phase 1 wie in Phase 2 bietet sich der Einsatz freier Messsysteme an.

C.1.4. Smart Metering in Kundenanlagen (Fallbeispiel Mieterstrom)

C.1.4. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

In vielerlei Hinsicht bieten energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle in Kundenanlagen wirtschaftliche Vorteile für alle Beteiligten: Es bestehen derzeit noch erhebliche vom Gesetzgeber eingeräumte Optimierungsmöglichkeiten bei den Stromnebenkosten (bspw. Netznutzungsentgelte, Stromsteuer, EEG-Umlage, etc.). Es sind allerdings Reformen der Stromne-

benkosten geplant. Die Wahl des passenden Smart Metering-Konzepts ist entscheidend dafür, dass ein wirtschaftlich optimales Ergebnis erzielt wird. Nachfolgend sollen Messkonzepte in Kundenanlagen aus Gründen der Veranschaulichung anhand eines Mieterstrommodells erläutert werden.

C.1.4. b) Zielgruppen

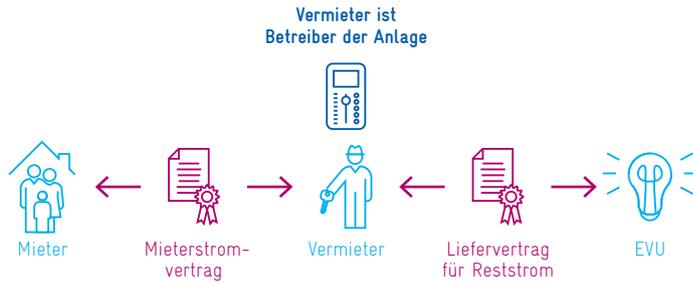
Lieferanten, wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Anlagenbetreiber, Flexibilitäts- und Direktvermarkter, Anschlussnehmer

C.1.4. c) Hintergrund

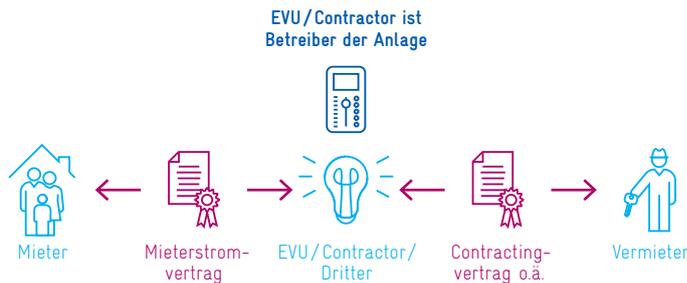
Der Anwendungsbereich der Regelungen für Kundenanlagen reicht weit über Mieterstrommodelle hinaus. Mieterstrommodelle kommen vor allem in zwei vertraglichen Ausgestaltungsvarianten vor (**siehe auch Abb. 7.**

Abbildung 7: Vertragliche Ausgestaltungsvarianten bei Mieterstrommodellen

Variante 1



Variante 2



Quelle: AP/Sebastian Schnurre

In jeder vertraglichen Ausgestaltungsvariante wird eine Erzeugungsanlage vor Ort dazu verwendet, alle oder einen bestimmten Teil der Mieter in der Kundenanlage mit Strom zu versorgen. Anders als beim Strombezug aus dem Netz entfallen beim Mieterstrom einige Kostenbestandteile wie Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben. Zusätzlich gibt es künftig eine Förderung für jede Kilowattstunde Mieterstrom – den sogenannten Mieterstromzuschlag. Auf diese Weise rechnet sich das Projekt für den Vermieter und Mieter profitieren von Strom vom eigenen Dach zu attraktiven Konditionen. Sie helfen damit, den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Das Potential wird auf bis zu 3,8 Millionen Wohnungen geschätzt. Ein maßgeblicher und wichtiger Faktor bei Mieterstromkonzepten ist die messtechnische Abgrenzung der erzeugten, gelieferten und bezogenen Strommengen. Da hierfür in der Regel ohne-

hin Investitionen erforderlich sind, bietet es sich an, gleich weitere Mehrwertdienste anzubieten.

C.1.4. d) Technische Vorgaben

Für das Smart Metering in Kundenanlagen sieht § 20 Abs. 1d EnWG bestimmte Erleichterungen vor, die insbesondere in Phase 1 und Phase 2 eine hohe Relevanz haben. Die Vorschrift wurde dabei zuletzt im Zuge des Mieterstromgesetzes 2017 neu gefasst.

Sofern der Gesamtbezug der Kundenanlage größer ist als 100.000 kWh/Jahr¹⁸ (Vgl. § 12 Abs. 1 StromNZV) besteht die Pflicht, eine **viertelstündliche Lastgangmessung** der Gesamtentnahme durchzuführen. Selbst wenn der Verbrauch niedriger ist, kann es aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll sein, dass eine viertelstündliche Lastgangmessung durchgeführt wird. Eine viertelstündliche (zeitgleiche) Betrachtung der erzeugten und verbrauchten Menge ist zudem auch eine Anforderung, um etwa die Strom-

steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3b) StromStG zu erhalten.

Das führt in vielen Fällen dazu, dass jährliche Verbrauchsmengen (insbesondere die der nicht am Mieterstrommodell teilnehmenden Mieter, sog. bilanzierungsrelevante Unterzähler) und viertelstündliche Lastgangmessungen miteinander verrechnet (Bilanzierung, Netznutzung) werden müssen.

§ 20 Abs. 1d EnWG gestattet diese Verrechnung, solange keine Anbindung der Unterzähler an ein intelligentes Messsystem besteht. Zur Umsetzung kann entweder das Messkonzept der „**doppelten Sammelschiene**“ oder das „**Summenzählerkonzept**“ verwendet werden. Beim ersten Messkonzept sind auf einer Sammelschiene alle Zähler der Mieter enthalten, die mit Mieterstrom versorgt werden, und auf einer zweiten die Zähler der Mieter, die nicht teilnehmen. Dies führt allerdings dazu, dass bei jeder Kündigung (beispielsweise aufgrund eines Umzugs) oder Neuabschluss die Zähler aus- und neu eingebaut werden müssen. Aufgrund dessen wird in aller Regel das Summenzählerkonzept verwendet, in dem auf Basis der Standardlastprofile die nicht am Mieterstrommodell teilnehmenden

Mieter rechnerisch vom Rest in Abzug gebracht werden.

Da Kundenanlagen generell das Kriterium der diskriminierungsfreien Durchleitung gem. § 3 Nr. 24b EnWG voraussetzen, ist eine Verrechnung (und auch das Vorhandensein verschiedener Messstellenbetreiber) in der Regel unausweichlich.

C.1.5. Pre-Paid-Zähler

C.1.5. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Letztverbraucher nehmen bei der Umstellung auf Vorkasse Zahlungen auf ihr „Stromkonto“ im Voraus vor. Sobald das Guthaben fast aufgebraucht ist, erfolgt ein automatischer Hinweis (z.B. per App) an den Kunden. Die Umstellung auf Vorkasse hat für Verbraucher und Lieferanten Vorteile. Mahnkosten und Ausfallrisiko von Versorgern lassen sich damit deutlich reduzieren. Verbraucher können ihre Ausgaben besser kontrollieren, die Kosten sind transparenter.

C.1.5. b) Zielgruppen

Grundversorger und Lieferanten, grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber, Energiedienstleister

C.1.5. c) Hintergrund

Im Jahr 2016 wurden in Deutschland ca. **330.000 Stromsperrern** durchgeführt und in mehr als 6,6 Millionen Fällen eine Sperrandrohung ausgesprochen.¹⁹ Die von Stromsperrern betroffenen Kunden werden ganz überwiegend vom örtlichen Grundversorger mit Strom beliefert. Die Grundversorgungsstarife sind dabei in den letzten Jahren im **Mittel etwa 2 Cent je Kilowattstunde** teurer als Sonderkundenverträge bei dritten Lieferanten. Die von Stromsperrern vornehmlich betroffene Kundengruppe verursacht dabei durchschnittliche, jährliche Zusatzkosten von bis zu 500 Euro je Kunde²⁰, die von den Lieferanten zu tragen sind. Diese Kosten können mittels Smart Metering deutlich reduziert werden. Die Zusatzkosten entstehen u.a. durch Mahnung, Kontaktaufnahme, Sperr- und Entsperrkosten, Mahnbescheide und ggf. Gerichtsverfahren.

C.1.5. d) Technische Vorgaben

Stromunterbrechungen nach § 19 Abs 2 StromGVV sind sowohl kostenintensiv als auch ausgesprochen unangenehm für den Betroffenen. Herkömmliche Pre-Paid-Zähler als Vorkassensystem weisen zudem viele Nachteile auf:

- Zieht ein neuer Kunde ein, ist oftmals ein neuer Zähler zu installieren.
- Im Fall der Aufladung an Kassenautomaten entstehen weitere Fixkosten. Zudem ist dies i.d.R. unkomfortabel.
- Zählermanipulationen können nur durch Vor-Ort-Überprüfung festgestellt werden.

Alternative Vorkassensysteme nach § 14 Abs. 3 StromGVV bieten sich deshalb an. Hier sind verschiedene Modelle denkbar, die sowohl für Grundversorger, unabhängige Stromlieferanten und Messstellenbetreiber interessant sein können.

Dabei ist zu beachten, dass bei der ersten Generation intelligenter Messsysteme voraussichtlich eine Pre-Paid-Funktion (Tarifanwendungsfall 12 der BSI-TR-03109) nicht enthalten sein wird. Dennoch und deswegen ist ein **Einsatz freier Messsysteme mit Pre-Paid-Funktion** zulässig. § 14 Abs. 3 MsbG gestattet dem Grundversorger die Einrichtung solcher Vorkassensysteme. Freilich kann dies – soweit keine Einbaupflicht besteht – nicht durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber erfolgen.

Anwendungshinweis: Dem grundzuständigen Messstellenbetreiber ist außerhalb der gesetzlich bestehenden Pflichteinbaufälle der Einbau von Messsystemen nicht gestattet – und auch ein Einbau von freien Messsystemen durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber wird vom Gesetz ausgeschlossen.

Allerdings besteht die Möglichkeit, einen **wettbewerblichen Messstellenbetreiber mit der Installation von Pre-Paid-Messsystemen** zu beauftragen. Die Ausstattung kann dabei mit einem speziell für diese Kundengruppe ausgerichteten Sondertarif des Grundversorgers oder mit einem Angebot eines Drittlieferanten kombiniert werden, der auf dieses Geschäftsmodell spezialisiert ist.

C.1.6. Energiemanagement und -monitoring (Verbraucher, Anlagen)

C.1.6. a) Kurzbeschreibung des Geschäftsmodells

Der Messstellenbetreiber nutzt die Notwendigkeit zur Einführung eines Energiemanagementsystems (bzw. die wirtschaftlichen Vorteile, die sich daraus ergeben können) und schließt Messstellenverträge mit Unternehmen, die über Filialnetze verfügen (Banken, Restaurantketten, Hotels, Supermärkte, Drogerien etc.). Die Messwerte können zur Identifizierung von Einsparmaßnahmen, Optimierungsmöglichkeiten und Qualitätsverbesserungsmaßnahmen verwendet werden.

C.1.6. b) Zielgruppen

Wettbewerbliche Messstellenbetreiber, Lieferanten, Anschlussnehmer, Anlagenbetreiber Energiedienstleister, branchenfremde Akteure

C.1.6. c) Hintergrund

Energiemanagement zielt darauf ab, **möglichst niedrige Energiekosten** (und in der Regel möglichst wenig Energie) für den jeweiligen Einsatzzweck aufzuwenden. Durch das Energiemanagementsystem

wird die Kombination der am besten geeigneten Maßnahmen ermittelt. Wirtschaftlich erfolgreiches Energiemanagement hängt eng mit der Qualität und Eignung der Daten zusammen und also mit der Wahl des bestmöglichen Messkonzepts.

Zwar ist wahrscheinlich, dass in künftigen europäischen Vorgaben eine stärkere Verzahnung von Smart Metering mit automatisierten Energieeffizienzprogrammen bzw. Energiemanagement gefordert wird²¹. Ob und wie verbindliche Vorgaben aussehen, ist jedoch bisher nicht absehbar. Somit ist es derzeit für die Anbieter von Energiemanagementdienstleistungen denkbar, die Leistungsinhalte weitgehend frei von regulatorischen Pflichten sowohl für intelligente wie auch freie Messsysteme zu konzipieren.

Leistungsinhalte für technische Anlagen können beispielsweise sein²²:

- Funktionsüberwachung und Störungsmeldung;
- Anlagenüberprüfung und Effizienzsteigerungen durch einmalige Einstellungen, Nach- bzw. Umrüstung (beispielsweise hydraulischer Abgleich, Einbau von Zeitschaltuhren, Pumpen, Ventilen etc.);

- regelmäßige Prüfung und Justierung der jeweiligen Einstellungen;
- Einbezug des Nutzerverhaltens und äußerer Umstände zur Anlagensoptimierung;
- Nachkontrolle bei externen Eingriffen durch Dritte (z.B. im Reparaturfall).

Die vorgenannten Dienstleistungen kommen vor allem bei der Verwendung bestimmter Anlagentypen in Betracht (wie z.B. Heizung, Lüftung, Klimatisierung, Druckluft etc.). Dabei ist nicht nur die messtechnische Umsetzung, sondern auch die vertragliche Abwicklung mit den Kunden frei gestaltbar. Möglich ist beispielsweise eine Abrechnung nach dem Prinzip des **Performance-Price-Contracting**. Hiernach wird die Dienstleistung nicht nach einer festen Vergütung, sondern anhand eines prozentualen Anteils der tatsächlich erzielten Einsparungen vergütet.

C.1.6. d) Technische Vorgaben
Energiemanagementsysteme sind heute vor allem bei größeren gewerblichen und industriellen Verbrauchern im Einsatz. § 8 Abs. 1 EDL-G verpflichtet größere Unternehmen (Nicht-KMU mit mehr als 250 Beschäftigten oder mehr

als 50 Millionen Euro Jahresumsatz) wahlweise zur Durchführung von Energieaudits im Turnus von vier Jahren oder der Einrichtung von Energiemanagementsystemen. Die Einführung von Energiemanagementsystemen nach DIN EN ISO 50001 ist zudem eine der Möglichkeiten, um über den sogenannten Spitzenausgleich nach § 10 StromStG eine Stromsteuerentlastung oder gemäß § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 eine teilweise Befreiung auf die zu entrichtende EEG-Umlage nach der besonderen Ausgleichsregelung zu erhalten.

Für kleine und mittlere gewerbliche Verbraucher und Haushalte besteht demgegenüber keine verpflichtende Vorgabe zur Durchführung eines Energiemanagements oder -monitorings.

C.1.7. Energieabrechnungen

C.1.7. a) Kurzbeschreibung des Geschäftsmodells

Abrechnungsdienste sind ein relevanter Anwendungsfall moderner Messtechnik. Die Gründe, aus denen sich ein kürzerer Abrechnungszyklus lohnt, sind vielfältig. Dies kann in Mehrpersonenkonstellationen beispielsweise aus steuerrechtlichen Gründen sinnvoll sein.

Anwendungsbeispiel: Der Staat gewährt steuerliche Vergünstigungen, wenn Firmenwagen zu Hause an der Heimsteckdose geladen werden. Dabei ist es in den Abrechnungen grundsätzlich erforderlich, den Ladestrom und Reststrombezug sauber voneinander abzugrenzen. Zwar ist es in diesen Fällen bis 2020 möglich, geringe Pauschalbeträge als steuer- und beitragsfreien Auslagenersatz anzulegen. Die pauschale Berücksichtigung ist allerdings befristet und der Höhe nach gedeckelt.

Abrechnungsdienstleistungen können zudem in vielfältiger Weise wirtschaftlich relevant werden. Exemplarisch sind folgende Beispiele zu nennen:

- Stichtagsgenaue Abrechnungen bei Aus- und Einzügen und bezüglich des Leerstandzeitraums;
- Stichtagsabrechnung und stichtagsbezogene für gewerbliche Kunden;
- Synchronisierung der Abrechnungszeiträume Strom, Gas, Wärme und Wasser in Liegenschaften;

- Automatisierte Rechnungsüberprüfung und Clearing;
- Kostenplanung und Potentialanalyse auf Basis von Abrechnungsdaten.

C.I.7. b) Zielgruppen

Wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Lieferanten, Energiedienstleister, Anschlussnehmer

C.I.7. c) Hintergrund und technische Vorgaben

Bundesweit erhielten 2016 nur etwa 30.000 nicht leistungsgemessene Kunden monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnungen²³ – und das regelmäßig nur gegen Zahlung zusätzlicher Entgelte. Grundsätzlich dürfen Messstellenbetreiber für die Durchführung der Abrechnungsdienste **Entgelte** verlangen. Dies gilt insbesondere für wettbewerbliche Messstellenbetreiber und die Verwendung freier Messsysteme. **Eine Einschränkung gilt** allerdings **für grundzuständige Messstellenbetreiber**, soweit es sich beim Abrechnungsdienst nur um einen Basisdienst i.S.d. § 35 Abs. 1 MsbG handelt. Diese sind verpflichtet, ohne zusätzliche Kosten täglich viertelstündige Zählerstandswerte an den Lieferanten gem. § 35 Abs. 1 Nr. 2 MsbG zu übermitteln sowie die Abrechnungsprozesse der Marktkommunikation gemäß § 35 Abs. 1 Nr. 7 MsbG durchzuführen. Werden Abrechnungsdienste **über diese Vorgaben** hinaus angeboten, ist es auch dem grundzuständigen Messstellenbetreiber möglich, Entgelte über die Preisobergrenze hinaus zu verlangen. Voraussetzung ist, dass diese jedermann diskriminierungsfrei zu einheitlichen Entgelten angeboten werden. Lieferanten sind im Fall der Verwendung intelligenter Messsysteme

gemäß § 40 Abs. 3 S. 3 EnWG dazu verpflichtet, eine **kostenfreie monatliche Verbrauchsinformation** (inkl. der dafür anfallenden Stromkosten) an den Letztverbraucher zu übermitteln. Werden freie Messsysteme verwendet, dürfen Entgelte für die monatliche Verbrauchsinformation grundsätzlich erhoben werden. Die sogenannte Verbrauchsinformation ist dabei allerdings nicht mit einer Abrechnung (und einer richtigen Rechnung) gleichzusetzen.

C.II. Einsatzgebiete Steuerung dezentraler Erzeuger und Lasten

Durch die Digitalisierung des Energiesystems soll unter anderem die Grundlage dafür geschaffen werden, dass **Stromerzeugung und -verbrauch flexibilisiert** werden. Dieses Anliegen erfordert insbesondere eine präzise Steuerung dezentraler Lasten und Erzeuger unter Berücksichtigung von Markt- und Netzparametern. Nach Ansicht des Gesetzgebers sollen hierfür die intelligenten Messsysteme die technische Grundlage bilden: Dabei sind an der Schnittstelle von Netz und Erzeugung/Verbrauch nicht nur die Messwerte dezentraler Erzeugungsanlagen und flexibler Lasten bereitzustellen, darüber soll auch deren sichere Steuerung erfolgen.²⁴ Durch intelligente Messsysteme als sichere und zuverlässige Steuerungs- und Regelungstechnik soll sowohl das Potential der **netzdienlichen Steuerung von Erzeugungsanlagen** als auch das des **netzdienlichen Lastmanagements**, wie sie in § 14a EnWG gesetzlich angelegt sind, voll ausgeschöpft werden können.²⁵

C.II.1. Regelungsrahmen der Steuerungstechnik

C.II.1. a) Kurzbeschreibung des Geschäftsmodells

Es gibt zahlreiche Anwendungsfälle der erzeugungs- und der verbrauchsseitigen Flexibilisierung durch Steuerung der Anlagen. Hierzu gehören insbesondere auch die in den Folgeziffern näher erläuterten Fallbeispiele des Lastmanagements für strombasierte Wärmeerzeugungsanlagen (Wärme-strom), die Anlagensteuerung bei Einspeisemanagement und Direktvermarktung, die Steuerung im Rahmen der Regelenenergieerbringung und die Steuerung zum optimierten und flexibilisierten Agieren an der Strombörse.

C.II.1. b) Zielgruppen

Flexibilitäts- und Direktvermarkter, Anlagenbetreiber, wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Netzbetreiber

C.II.1. c) Hintergrund und technische Vorgaben

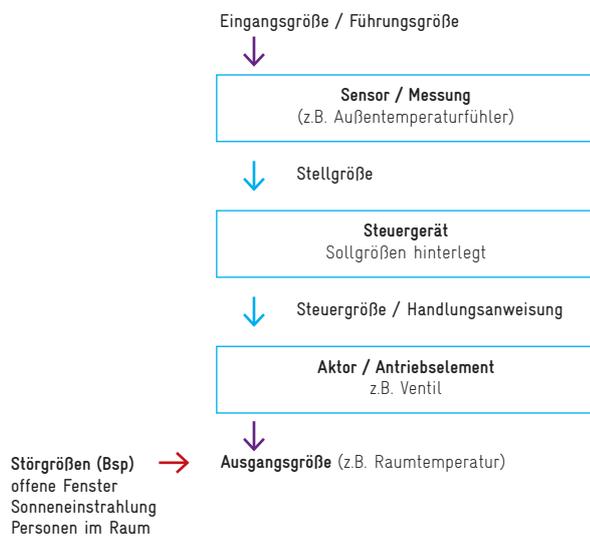
Unter dieser Ziffer soll vorab erläutert werden, welche Anforderungen intelligente Messsysteme im Rahmen der Steuerung dezentraler Erzeuger und Lasten zu erfüllen haben, und inwieweit eine Steuerung auch durch freie, d.h. nicht BSI-konforme Geräte möglich ist. Intelligente Messsysteme müssen zunächst über eine **zuverlässige und leistungsfähige Fernkommunikationstechnik** verfügen, die die sichere Administration von EEG- bzw. KWKG-Anlagen, von Anlagen i.S.d. § 14a EnWG und von lokalen Systemen gewährleistet (§ 25 Abs. 2 Nr. 2 MsbG).

Zudem haben intelligente Messsysteme als Standardleistung eine Kommunikationslösung vorzuhalten, mit der bis zu zweimal am Tag das **Schaltprofil** von EEG-,

Abbildung 8: Unterschied zwischen Steuern und Regeln – Beispiel Heizungsautomatisierung (vereinfachte Darstellung)

Steuerung

Steuerkette > offener Wirkungsablauf – in einer Kette von Aktion und Reaktion (ohne Kontrolle für Erreichen der Sollgröße)

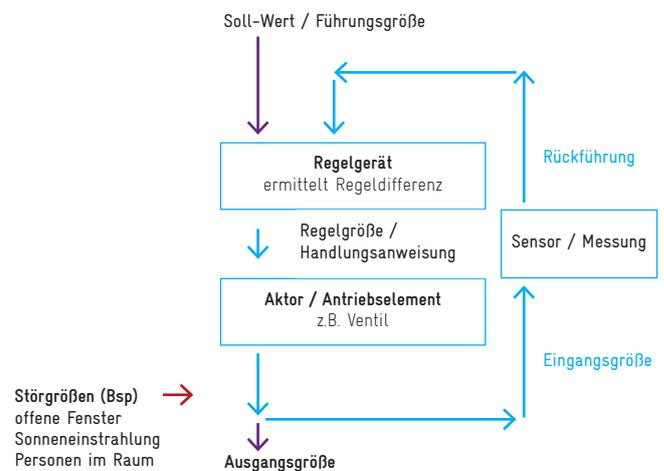


Bei der Steuerung beeinflusst eine Stellgröße ein Gerät oder eine Anlage, ohne dass die Steuergröße auf die Stellgröße zurückwirkt. Der Einfluss von Störgrößen auf die Ist-Größen wird nicht berücksichtigt.

Quelle: Darstellung bne nach www.haustechnikverstehen.de, www.elektroniktutor.de, www.sbz-monteur.de

Regelung

Regelkreis > geschlossener Wirkungsablauf – mit ständiger Rückkopplung und angepasster Reaktion auf äußere Einflüsse



Bei einer Regelung wird die Soll-Größe permanent mit der Ist-Größe (Eingangs- und Ausgangsgröße) verglichen und durch Nachstellen dem Soll-Wert angeglichen.

KWKG- und „§ 14a EnWG“-Anlagen geändert werden kann (§ 35 Abs. 1 Satz 2 Nr. 5 MsbG). Schaltprofile in diesem Sinne sind (netzdienliche) Voreinstellungen des Stromeinspeise- oder Stromentnahmeverhaltens von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen (§ 2 Satz 1 Nr. 18 MsbG). Auf derartige Profile kommt es zur Umsetzung von Demand Response (bzw. Demand Side Management) und Erzeugungsmanagement an.²⁶ Der Anlagenbetreiber oder Vermarkter muss das Schaltprofil kennen, damit für den Fall, dass eine Steuerungs- oder Regelungshandlung vorgenommen werden soll, nicht widersprüchliche „Befehle“ auf die Anlage einwirken. Ein Schaltprofil muss im Smart Meter-Gateway hinterlegt werden, wenn der Betreiber die Steuerung seiner Anlage z.B. einem Aggregator zu Vermarktungszwecken im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks (insbesondere zur Vermarktung am Regelenergiemarkt) oder zur Optimierung des Portfoliomanagements

eines Händlers zur Verfügung gestellt hat.

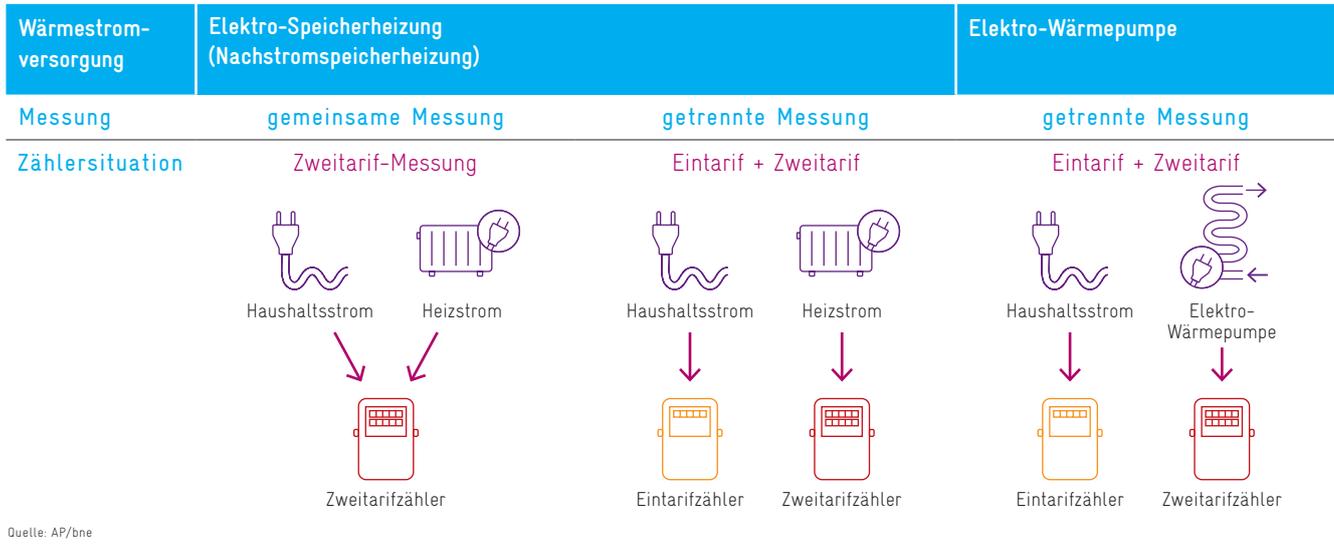
Von dem netzdienlichen Einsatz von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen mittels Schaltprofilen, das als Standardleistung anzubieten ist, ist die **Flexibilisierung durch Steuerung** der EEG-, KWKG-Anlagen und Anlagen i.S.v. § 14a EnWG mittels spezifischer Steuerungs- oder Regelungstechnik abzugrenzen. Eine solche Flexibilisierungsoption kann der grundzuständige Messstellenbetreiber als Zusatzleistung des intelligenten Messsystems anbieten (§ 35 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 MsbG).

Daraus folgt allerdings nicht, dass die Steuerungstechnik von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen grundsätzlich auch konform mit den Schutzprofilen und Technischen Richtlinien des BSI sein muss. Zwar sieht das MsbG Steuerungseinrichtungen als Teil der Messstelle an, womit der Anwendungsbereich des MsbG eröffnet wäre. Das MsbG zwingt im Übrigen aber nicht dazu, EEG- und

KWKG-Anlagen an ein Smart-Meter-Gateway anzuschließen (vgl. § 40 MsbG). Das stellt letztlich auch § 9 Abs. 7 EEG 2017 klar: Zwar erfolgt bei EEG- und KWK-Anlagen der Messstellenbetreiber auch nach dem MsbG. Die Anlagen müssen zur ferngesteuerten Abregelung aber ausdrücklich **nicht mit einem intelligenten Messsystem** ausgestattet werden; das Steuerungssignal muss nicht über ein Smart-Meter-Gateway geleitet werden.

Hintergrund: Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeitet momentan ein Lastenheft „Steuerbox – Funktionale und konstruktive Merkmale“. Auf dieser Basis soll eine schrittweise Implementierung von Steuerungstechnik in intelligenten Messsystemen erfolgen. Vorerst beschränkt sich der Anwendungsbereich des

Abbildung 9: Status Quo der Messung von Heizstrom



Lastenheftes allerdings auf die Heizungsteuerung sowie EEG/KWK-Anlagensteuerung. Wann ein solcher Standard vorliegt und welche Anwendungsfälle dabei enthalten sind, lässt sich allerdings noch nicht absehen.

Dementsprechend kann die bereits vorhandene Technik zur Fernsteuerung weiterverwendet werden.²⁷ Das gilt auch für den Einsatz neuer nicht BSI-konformer „freier“ Messsysteme bei EEG- und KWK-Anlagen und in Phase 1 und ggf. auch in Phase 2 für die Steuerung von Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG.

Anwendungshinweis: Inwieweit § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG die Verwendung freier Messsysteme zur Steuerung von Verbrauchsanlagen in den Phasen 2 und 3 sperrt, ist hingegen noch nicht abschließend geklärt. Die Vorschrift verpflichtet allerdings nur den grundzuständigen Messstellenbetreiber, Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem auszustatten, wenn der Netzbetreiber mit dem Letztverbraucher eine Vereinbarung nach § 14a EnWG getroffen hat. Im Umkehrschluss dürfte es dem wettbewerblichen Messtellenbetreiber dann aber möglich sein, ein freies Messsystem bei Anlagen i.S.d. § 14a EnWG zu verbauen.

In den Phasen 2 und 3 können Netzbetreiber, Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber vom grundzuständigen Messstellenbetreiber verlangen,

dass auf eigene Kosten gegen ein angemessenes Entgelt EEG- und KWK-Anlagen über ein Smart Meter-Gateway gesteuert und die nach dem EEG und KWKG notwendigen Steuerungseinrichtungen eingebaut und betrieben werden (§ 33 Abs. 2 MsbG). Voraussetzung ist dabei natürlich, dass die Vornahme von Steuerhandlungen auch tatsächlich über das Smart Meter-Gateway erfolgen kann.

Anwendungshinweis: Freie Messsysteme können von wettbewerblichen Messstellenbetreibern in allen Phasen zur Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verwendet werden.

Die Steuerungseinrichtungen unterfallen nicht dem Eichrecht. Die Steuerungseinrichtung ist keine Zusatzeinrichtung zu einem Messgerät i.S.d. MessEG (vgl. §§ 1 Nr. 3 MessEG i.V.m. § 4 MessEV).

C.II.2. Lastmanagement bei Wärmestrom

C.II.2. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Mit der Regelung in § 14a EnWG sollen wirtschaftliche Anreize für Lieferanten und Letztverbraucher geschaffen werden, verbrauchsseitige Flexibilitätspotentiale insbesondere im Bereich Wärmestrom besser zu nutzen. Die Netzentgeltreduktion ist demnach eine Gegenleistung dafür, dass die Heizstromanlage den Strombezug nach den Bedürfnissen des Netzes ausgerichtet. Klassischer Anwendungsfall dieser Regelung sind Strom-Speicherheizungen, Strom-Wärmepumpen und Strom-Warmwasserspeicher („Power to Heat“), die nicht auf ein konstantes Lastprofil angewiesen sind, sondern flexibel gesteuert werden können. Mit der Aufnahme des Begriffs „steuerbare Verbrauchseinrichtungen“ hat der Gesetzgeber die Regelung auch für andere Anlagen geöffnet (beispielsweise Batteriespeicher).

C.II.2. b) Zielgruppen

Prosumer, Lieferanten, wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Anlagenbetreiber, Flexibilitäts- und Direktvermarkter, Netzbetreiber

C.II.2. c) Hintergrund

In Deutschland wurden 2016 etwa **2,1 Mio. Zählpunkte** mit ca. **14,5 Terawattstunden (TWh) Heizstrom** beliefert.²⁸ Der Marktanteil von Drittanbietern (Nicht-Grundversorger) beträgt dabei immer noch **weniger als 9 Prozent**. Der schwach ausgeprägte Wettbewerb ist dabei maßgeblich auf fehlende Standards und Schwierigkeiten im Bereich des Metering zurückzuführen. So wird unter anderem vorgebracht:²⁹

- Viele Netzbetreiber bieten keine Temperaturlastprofile (TLP) für Wärmepumpen an.
- Bei den Netzbetreibern sind falsche Stammdaten hinterlegt.
- Es bestehen oftmals Unklarheiten bezüglich der anzusetzenden Netznutzungsentgelte und Konzessionsangaben sowie der messtechnischen Voraussetzungen zum Erhalt der vorgesehenen Vergünstigungen. Dies führt zu einem hohen individuellen Abstimmungsbedarf zwischen Heizstromanbietern und Netzbetreibern.

Für die Attraktivität von Heizstromtarifen ist ein maßgeblicher Faktor zudem, ob Vergünstigungen bei Netzentgelten und Konzessionsabgaben in Anspruch genommen werden dürfen. Dabei ist eine Differenz von **8 bis 9 Cent je Kilowattstunde (kWh)** gegenüber gewöhnlichen Tarifen nicht selten.³⁰ Der Anspruch auf ein **reduziertes Netzentgelt gemäß § 14a EnWG** setzt voraus, dass es sich bei der Anlage um eine steuerbare Verbrauchseinrichtung handelt. Das sind insbesondere Heizstromanlagen, die bei Bedarf voll-

ständig vom Netz getrennt (d.h. abgeschaltet) werden können.³¹

Es wird messtechnisch vorausgesetzt, dass der Stromverbrauch der Einrichtung separat vom übrigen Verbrauch des Kunden gemessen wird. Gemäß § 14a Satz 1 EnWG wird verlangt, dass die Verbrauchseinrichtung über einen „separaten“ Zählpunkt verfügt. Eine Netzentgelttermäßigung ist damit im Fall einer gemeinsamen Messung nach dem Wortlaut der Vorschrift nicht zulässig.

C.II.2. d) Technische Vorgaben

Aktuell bestehen für Heizstrom (insbes. Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen) im Wesentlichen zwei Möglichkeiten der Messung: Entweder erfolgt sie über eine gemeinsame Messung mit dem Haushaltsstrom oder über einen getrennten Zähler (**siehe Abb. 9**).

In beiden Grundfällen werden aktuell dabei in der Regel keine Messsysteme, sondern herkömmliche Zähler eingesetzt. Bei der gemeinsamen Messung arbeitet der Zähler mit **zwei separaten Zählwerken**. Diese sind dabei abwechselnd aktiv: In den Zeiten, die der Netzbetreiber als günstigeres Niedertarif-Zeitfenster vorgibt, läuft das entsprechende NT-Register. Bei Elektro-Speicherheizungen ist das regelmäßig in der Nacht der Fall, wenn die Heizungen üblicherweise aufgeladen werden. In den restlichen Zeiten läuft das andere Register. Der auf diesem Register festgehaltene Verbrauch wird zum teureren Hochtarif (HT) abgerechnet. In diesem Fall hat der Letztverbraucher einen **gemeinsamen Anbieter für Haushaltsstrom und Reststrom**.

Bei der **getrennten Messung** hat die Heizungsanlage einen eigenen, zweiten Stromzähler. Damit besteht die Möglichkeit, Heiz-

Großen Einfluss auf die Direktvermarktung hat das Einspeisemanagement der Netzbetreiber, mit dem die Einspeiseleistung der Anlagen reduziert werden kann bzw. muss. Die Verwendung standardisierter Steuerungs-, Regelungs- und Messtechniken birgt in diesem Zusammenhang erhebliches Kostensenkungspotential.

und Reststrombedarf durch unterschiedliche Lieferanten abdecken zu lassen. Der Zähler kann auch in diesem Fall ein Zweitarifzähler sein, dessen Register wie bei der gemeinsamen Messung abwechselnd laufen und NT- und HT-Verbrauch getrennt erfassen.

Die vorstehenden Ausführungen machen deutlich, dass sich bei Heizstrom bereits heute der Einsatz freier Messsysteme aufdrängt. Der Gesetzgeber beabsichtigt darüber hinaus ab  Phase 2 den **verpflichtenden Einsatz intelligenter Messsysteme** (vgl. § 31 Abs. 1 Nr. 5 MsbG). Ob hierbei noch eine Übergangsregelung erfolgt oder ob der Einsatz der Geräte sofort erforderlich ist, um auch künftig reduzierte Netzentgelte geltend machen zu können, ist Stand heute noch unklar. Die Ausgestaltung soll dabei in einer konkretisierenden Verordnung (sogenannte Lastmanagement- oder Flexibilitätsverordnung) erfolgen.

Besteht eine **Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher**, kann die Verbrauchseinrichtung zu Spitzenlastzeiten vom Netz getrennt bzw. ihre Stromaufnahme beschränkt werden. Die Steuerung kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf

Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Die Steuerung kann insofern auch vom Messstellenbetreiber, einem Stromlieferanten oder einem Dienstleister durchgeführt werden. Die Vorschrift beinhaltet eine **Kontrahierungspflicht des Netzbetreibers**, sofern die Anspruchsvoraussetzungen erfüllt sind. Die Kontrahierungspflicht und die näheren verordnungsrechtlich noch auszugestaltenden Vorgaben des § 14a Satz 3 EnWG sollen die Steuerbarkeit von Verbrauchseinheiten zu einer Art Standardprodukt machen, das im vertrieblichen Massenmarkt standardisiert mit last- und zeitvariablen Tarifen kombiniert werden kann.

C.II.3. Steuerung bei Einspeisemanagement (Netzbetreiber) und Direktvermarktung

C.II.3. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Der Markt der Direktvermarktung ist hart umkämpft. Direktvermarktung bezeichnet dabei den Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen an größere Abnehmer oder an der Strombörse. Großen Einfluss auf die Direktvermarktung hat das Einspeisemanagement der Netzbetreiber, mit dem die Einspeiseleistung der An-

lagen reduziert werden kann bzw. muss. Die Verwendung standardisierter Steuerungs-, Regelungs- und Messtechniken birgt in diesem Zusammenhang erhebliches Kostensenkungspotential. Der Markt ist allerdings stark abhängig von staatlich gesetzten Anreizen.

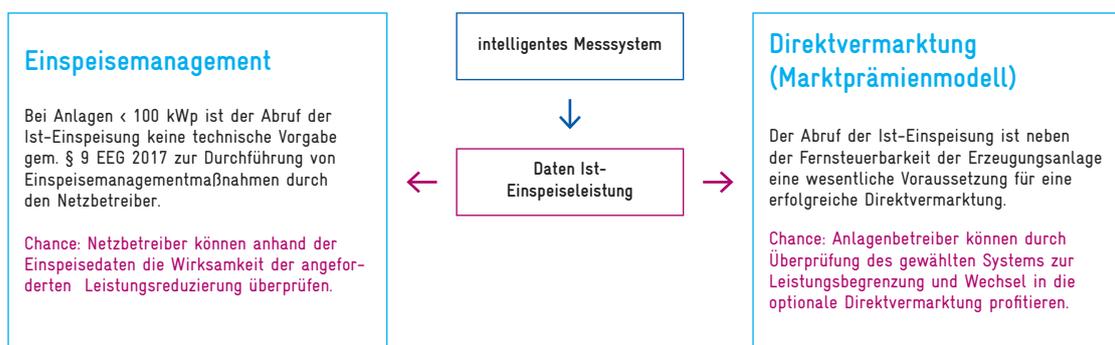
C.II.3. b) Zielgruppen

Flexibilitäts- und Direktvermarkter, wettbewerbliche Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Anlagenbetreiber

C.II.3. c) Hintergrund

Das Gegenstück zum Lastmanagement ist die **Steuerung der Einspeiseleistung** dezentraler Stromerzeugungsanlagen. Gem. § 14 EEG 2017 und § 3 Abs. 1 Satz 3 KWKG 2017 haben Netzbetreiber das Recht, EE- und KWKG-Anlagen im Rahmen von Maßnahmen des Einspeisemanagements abzuregeln, um auf Netzengpässe zu reagieren (**siehe Abb. 10**). Nicht nur aus diesem Grund besteht Bedarf für eine dezentrale Anlagensteuerung. Auch die **Direktvermarktung** von EE- und KWKG-Anlagen gem. § 20 EEG 2017 und § 4 KWKG 2017 setzt eine flexible Anlagensteuerung unter Berücksichtigung der Preisentwicklungen am Strommarkt voraus.

Abbildung 10: Einspeisemanagement und Direktvermarktung



Die im Messstellenbetriebsgesetz geregelte Einbaupflicht für intelligente Messsysteme eröffnet Direktvermarktern neue Zielgruppen und EEG- und KWK-Anlagen ab 7 kW lukrative Vermarktungsmöglichkeiten.

Quelle: bne

Mit dem Einspeisemanagement hat der Gesetzgeber eine Ausnahme zu der Abnahmepflicht des Netzbetreibers gemäß § 11 EEG geschaffen. Die Regelung des Einspeisemanagement ist der Erkenntnis geschuldet, dass der bedarfsgerechte Ausbau des Netzes nicht jederzeit möglich ist. In Ausnahmefällen sollte der Netzbetreiber vielmehr Engpässe durch eine angemessene Abregelung von EEG-Anlagen begegnen können, um die Netzstabilität und sichere Versorgung sicherzustellen. Ziel bleibt dabei aber, dass trotz regelnder Eingriffe die größtmögliche Menge an EE-Strom eingespeist wird.

C.II.3. d) Technische Vorgaben

Um Maßnahmen des Einspeisemanagements zu ermöglichen, müssen alle Anlagen ab einer bestimmten Größe mit einer **technischen Einrichtung ausgestattet** sein, mit der der Netzbetreiber jederzeit die gesamte Einspeiseleistung bei Netzüberlastung **ferngesteuert reduzieren** und die **gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen** abrufen kann, vgl. § 9 EEG 2017 und § 6 Abs. 1 Nr. 5 KWKG 2017. Diese technische Einrichtung muss nicht den Vorgaben

des MsbG entsprechen, wie durch § 9 Abs. 7 EEG klargestellt wird. Allerdings besteht gemäß § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG eine Einbaupflicht für intelligente Messsysteme bei EEG- und KWKG-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW. Diese Einbaupflicht besteht – freilich unter dem Vorbehalt der technischen Möglichkeit (§ 30 MsbG) – **auch bei Bestandsanlagen**. Das MsbG enthält keine Einschränkung auf Neuanlagen. Sobald an der Erzeugungsanlage ein intelligentes Messsystem verbaut ist, muss im Grundsatz über dieses auch die Ist-Einspeisung abgerufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert geregelt werden, vgl. § 20 Abs. 3 EEG 2017. Diese **Pflicht zur Nutzung des intelligenten Messsystems** steht gemäß § 20 Abs. 3 EEG 2017 allerdings unter dem Vorbehalt, dass eine mit dem intelligenten Messsystem kompatible und sichere Fernsteuerungstechnik gegen angemessenes Entgelt am Markt vorhanden ist. Außerdem setzt § 20 Abs. 3 EEG 2017 im Hinblick auf die Nutzungspflicht einen abgestuften Bestandsschutz um:

- Bei Neuanlagen, die bereits mit einem intelligenten Messsystem in

Betrieb genommen werden, greift die **Nutzungspflicht unmittelbar mit Inbetriebnahme** (vgl. § 20 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 EEG 2017).

- Bei Bestandsanlagen greift die **Pflicht zur Nutzung des intelligenten Messsystems erst fünf Jahre** nachdem das intelligente Messsystem eingebaut worden ist (vgl. § 20 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EEG 2017). Hierdurch soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass die Anlagenbetreiber bereits in herkömmliche Steuerungstechnik investiert haben. Dieses Investment soll nicht vorzeitig obsolet werden.
- Abweichend von § 20 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 gilt bei Bestandsanlagen, die die Übergangsregelung des § 19 Abs. 5 MsbG in Anspruch nehmen und noch **bis zu acht Jahre** nach Eintritt der technischen Möglichkeit i.S.v. § 30 MsbG freie Messsysteme betreiben, die Nutzungspflicht mit Ablauf dieser acht Jahre (vgl. § 20 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 EEG 2017). Es schließt sich also nicht eine erneute 5-Jahresfrist an den Zeitpunkt des Einbaus des intelligenten Messsystems an.

C.II.4. Steuerung beim Angebot von Regelernergie

C.II.4. a) Kurzbeschreibung des Geschäftsmodells

Das Geschäftsmodell unterscheidet sich im Wesentlichen dadurch von den vorgenannten Geschäftsmodellen, dass für die Regelernergieerbringung spezielle Marktbedingungen vorgeschrieben sind. Insbesondere muss hier innerhalb von Sekunden bzw. Minuten (je nach Art der Regelernergie) eine Ansteuerung der Anlagen erfolgen.

C.II.4. b) Zielgruppen

Flexibilitäts- und Direktvermarkter, wettbewerbliche Messstellenbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Anlagenbetreiber

C.II.4. c) Technische Vorgaben und Hintergrund

Soweit dezentrale Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen im Regelleistungsmarkt vermarktet werden, sind die Festlegungen der Bundesnetzagentur für **Primärregelleistung**³², für **Sekundärregelenergie**³³ und für **Minutenreserve**³⁴ zu beachten. Soweit durch den Einsatz von Verbrauchseinrichtungen Sekundärregelleistung und Minutenreserve erzeugt wird, gilt außerdem die BNetzA-Festlegung („Aggregatoren-Festlegung“)³⁵. Diese Festlegungen enthalten allerdings keine Vorgaben zur technischen

Ausführung der erforderlichen Anlagensteuerung. Es besteht daher **keine Pflicht**, für die Steuerung intelligente Messsysteme zu nutzen. Dies dürfte den Regelernergieanbietern aber gestattet sein, soweit die Präqualifikationsanforderungen für den Regelleistungsmarkt erfüllt werden und dies durch die Geräte technisch abgebildet werden kann.

Auch das MsbG enthält keine spezifischen Anforderungen an den Messstellenbetrieb für Anlagen, die am Regelleistungsmarkt vermarktet werden. Es gelten die allgemeinen Einbaupflichten, wobei gem. § 29 Abs. 1 MsbG die am Regelleistungsmarkt vermarkteten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in aller Regel ab  Phase 2 oder spätestens  Phase 3 mit einem intelligenten Messsystem auszustatten sind. Eine genaue Messung von Erzeugung und Verbrauch ist für die Regelleistungserbringung jedenfalls erforderlich.

Ergänzend ist auf § 26a StromNZV zu verweisen. Die Vorschrift war dabei Ausgangspunkt für die vorstehend genannte **„Aggregatoren-Festlegung“** der BNetzA. Demnach haben Letztverbraucher mit Zählerstandgangmessung oder viertelstündiger registrierender Lastgangmessung nun das Recht, auf ihr Verlangen hin Minutenreserve oder Sekundärregelung über einen anderen Bilanz-

kreis zu erbringen. Da die Zählerstandgangmessung oder RLM-Messung auch durch freie Messsysteme erfolgen kann, setzt die Regelernergieerbringung durch Aggregatoren ebenfalls nicht zwingend den Einbau eines intelligenten Messsystems voraus.

C.III. Anwendungen E-Mobilität³⁶

C.III.1. Allgemeine Anforderungen Ladeinfrastruktur

Das MsbG erfasst auch den Messstellenbetrieb für Ladepunkte. Dies ergibt sich aus der in **§ 2 Satz 1 Nr. 8 MsbG** enthaltenen Legaldefinition des Letztverbrauchs, die ausdrücklich auch den Energieverbrauch für den Betrieb von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge umfasst. Praktisch bedeutet dies, dass Messsysteme, die Ladestrom erfassen, den Anforderungen des MsbG genügen müssen. Insbesondere sind somit die §§ 19 bis 28 MsbG, die spezielle technische Vorgaben für intelligente Messsysteme beinhalten, zu beachten.

C.III.1. a) Bereichsausnahme für Elektromobilität gem. § 48 MsbG

Von diesem Grundsatz enthält § 48 MsbG eine explizite Ausnahme für freie Messsysteme, die ausschließlich Strom erfassen, der an Elektrofahrzeuge geliefert oder



von diesen ins Netz zurückgespeist wird. Für diese Messsysteme gelten die technischen Vorgaben von §§ 19 bis 28 MsbG **erst ab 1. Januar 2021**. Durch diesen zeitlichen Aufschub will der Gesetzgeber verhindern, dass die technische Entwicklung der Elektromobilität und des dazugehörigen Messwesens durch die strengen Anforderungen aus den §§ 19 bis 28 MsbG „überfordert“ wird. Einerseits erschienen einige der Mindestanforderungen unzweckmäßig für die Zwecke der Elektromobilität. Andererseits ist noch nicht abzusehen, in welche Richtung sich die Elektromobilität entwickeln wird, so dass der Rechtsrahmen insoweit offen gestaltet werden sollte. § 48 MsbG führt aber lediglich dazu, dass die besonderen technischen Anforderungen für intelligente Messsysteme in ihrer zeitlichen Geltung aufgeschoben sind. Die datenschutzrechtlichen Vorgaben aus den §§ 49 ff. MsbG finden demgegenüber bereits Anwendung.

Die Bereichsausnahme von § 48 MsbG gilt gem. Satz 2 aber nur, wenn die Nutzung von Messsystemen, die den technischen Anforderungen von §§ 19 bis 28 MsbG nicht entsprechen, **nicht mit „unverhältnismäßigen Gefahren“**

verbunden ist. Eine solche Gefahrenlage kann aufgrund des Verweises auf § 26 Abs. 1 MsbG durch das BSI im Einvernehmen mit der PTB und der BNetzA festgestellt werden (bei Gefahr im Verzug auch durch das BSI allein). Ob eine Gefahrenlage in diesem Sinne vorliegt, ist unter Berücksichtigung der besonderen Anforderungen an die Elektromobilität zu bestimmen.

Im Übrigen erweist es sich gerade im Bereich der Elektromobilität als sachgerecht, dass die Einwilligung des Anschlussnutzers zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten gemäß § 49 MsbG nicht in schriftlicher Form erteilt werden muss. Aus diesem Grunde lässt sich insbesondere das sog. punktuelle Laden i.S.v. § 4 LSV praxistauglich umsetzen.

C.III.1. b) Vorgaben aus Ladesäulenverordnung (insbesondere zu sog. punktuellen Laden)

Bei der technischen Ausführung der Ladepunkte sind ferner die Vorgaben der Ladesäulenverordnung (LSV) zu beachten. Durch diese wurden die europäischen Vorgaben für einen **sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von Ladepunkten** in deutsches Recht umgesetzt (vgl. insbe-

sondere § 3 LSV zu den standardisierten Steckern).

Außerdem wurde in § 4 LSV die Verpflichtung der Ladepunktbetreiber eingeführt, ein sog. punktuelles Laden anzubieten. Dies macht es möglich, dass auch Fahrzeugnutzer, die mit dem Ladesäulenbetreiber keinen auf längere Zeit angelegten Stromliefervertrag abgeschlossen haben, Strom am Ladepunkt beziehen können. Der Ordnungsgeber hat dabei vier Varianten für die mögliche Authentifizierung des Ladepunktnutzers eingeführt, von denen wenigstens eine umgesetzt werden muss:

- **Variante 1** (§ 4 Satz 2 Nr. 1 Bst. a LSV): Wird der Strom unentgeltlich zum Beladen bereitgestellt („verschenkt“), **bedarf es keiner Authentifizierung** des Fahrzeugnutzers am Ladepunkt.

- **Variante 2** (§ 4 Satz 2 Nr. 1 Bst. b LSV): Kann der bezogene Strom **mit Bargeld in unmittelbarer Nähe zum Ladepunkt bezahlt** werden, bedarf es ebenfalls keiner Authentifizierung. Dabei sind die technischen Vorrichtungen für die Barzahlung (Münzeinwurf, Papiergeldeinzug, Fach für Wechselgeld, etc.)

nicht zwingend in die Ladesäule direkt zu integrieren, da dies zu unverhältnismäßig hohen laufenden Kosten führen kann. Es ist also zulässig, wenn in unmittelbarer Nähe zur Ladeeinrichtung mit Bargeld gezahlt werden kann. Diese Vorgabe ist beispielsweise bei Tankstellen erfüllt, wenn im Kassenhäuschen gezahlt werden kann. Im Falle von Parkplätzen oder Parkhäusern ist es ausreichend, wenn am Kassenautomat auch die Ladevorgänge mit Bargeld bezahlt werden können.

- **Variante 3** (§ 4 Satz 2 Nr. 2 Var. 1 LSV): Wird der Ladestrom **bargeldlos bezahlt**, kann dies in der dritten Variante über ein gängiges Kartenzahlungssystem abgewickelt werden, das sich nicht zwingend am Ladepunkt selbst, aber zumindest in unmittelbarer Nähe zu diesem befinden muss. Hierzu zählen insbesondere die gängigen Systeme des elektronischen Lastschriftverfahren oder des sog. Electronic Cash („EC-Karte“). Hier muss sich der Nutzer lediglich für die Abwicklung des reinen Zahlungsvorgangs authentifizieren.

- **Variante 4** (§ 4 Satz 2 Nr. 2 Var. 1 LSV): In der vierten Variante ist es möglich, das punktuelle Aufladen durch **webbasierte Zahlungssysteme** abzuwickeln. Webbasierte Systeme in diesem Sinne kann eine App sein, die dem Nutzerkreis allerdings kostenlos zur Verfügung gestellt werden muss, und beispielsweise über einen auf der Ladesäule aufgetragenen QR-Code abrufbar ist. Denkbar wäre auch eine kostenlose mobile Website, über die der Nutzer den Ladevorgang abwickelt. Bei solchen webbasierten Zahlungssystemen erfolgt die Zahlung nicht unmittelbar „an der Ladesäule“, sondern über das Internet. Dem Kunden muss es aber möglich sein, über das webbasierte System ein gängiges Zahlungsmittel (etwa Kreditkarte, Lastschrift, PayPal, giro-pay, Paydirekt oder Sofortüberweisung) auszuwählen.

§ 4 LSV verlangt, dass Ladepunkte beim punktuellen Aufladen wenigstens eines der vier vorstehend dargestellten Varianten für die Abwicklung und Bezahlung von Ladevorgängen anbieten. Neben dieser Mindestvorgabe steht es dem Ladepunktbetreiber frei, auf freiwilliger Basis zusätzliche Formen des Zugangs für Fahrzeug-

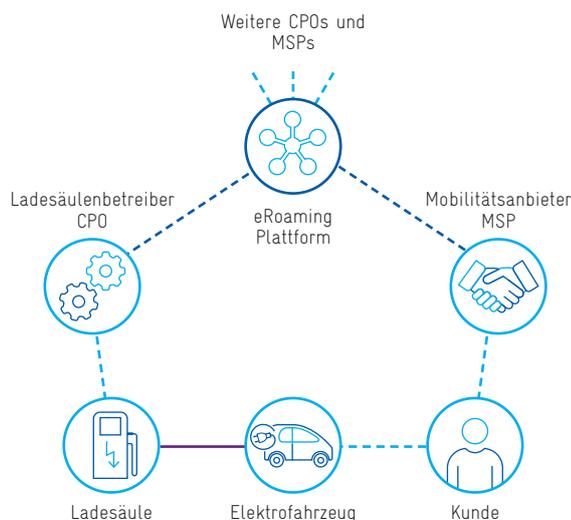
nutzer anzubieten, etwa SMS-Zahlung oder Authentifizierung mittels RCID-Chipkarte.

Die LSV enthält keine Vorgaben zur Datensicherheit und zum Datenschutz. Insoweit gilt das MsbG für die Messung und Nutzung der Daten aus den Stromlieferungsvorgängen.

C.III.1. c) Eichrechtliche Anforderungen

Die an Ladepunkten verbauten Stromzähler müssen die eichrechtlichen Vorgaben des MessEG und der MessEV erfüllen. Etwas anderes gilt nur, wenn **Ladevorgänge pauschal abgerechnet** werden („Flatrate“), oder der Strom **unentgeltlich** zur Verfügung gestellt wird (Schenkung). Bei solchen Vertragsmodellen ist der Anwendungsbereich des Mess- und Eichrechts nicht eröffnet, weil die vom Kunden geschuldeten Zahlungen nicht von Messergebnissen abhängig sind und der Kunde daher kein legitimes Interesse an einer richtigen Messung hat. Mess- und eichrechtliche Vorgaben sind demnach nicht anwendbar, wenn beispielsweise vereinbart wird, dass der Kunde innerhalb einer bestimmten Zeitspanne (1 Monat; 1 Jahr) zum Pauschalpreis beliebig oft und viel laden kann. Demgegenüber muss

Abbildung 11: Elemente eines Elektromobilitäts-Ladenetzwerks



Quelle: nach ika – Institut für Kraftfahrzeuge (www.slam-projekt.de)

bei einer zeitabhängigen Abrechnung von Ladevorgängen (Bsp.: für jede Stunde Laden wird ein bestimmter Geldbetrag abgerechnet) die Messgröße der Ladezeit eichrechtskonform erfasst werden.

Die eichrechtlichen Anforderungen an die Stromzähler sind im MessEG und in der MessEV niedergelegt, die insbesondere die europarechtlichen Vorgaben aus der MID³⁷ umsetzen. Ergänzend sind die anerkannten Regeln der Technik zu berücksichtigen, die von der Physikalisch-technischen Bundesanstalt (PTB) in Zusammenarbeit mit Messgeräteherstellern, Verwendern und Eichbehörden erarbeitet und veröffentlicht werden. Für Messgeräte und Zusatzeinrichtungen im Anwendungsbereich der E-Mobilität gelten die „Regeln und Erkenntnisse des Regelermittlungsausschusses“ vom 16. März 2017.³⁸ Die PTB-Anforderungen haben keine Gesetzeskraft. Soweit Messgerätehersteller und -nutzer sie einhalten, greift aber gemäß § 7 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 MessEG die Vermutung, dass das Messgerät die wesentlichen Anforderungen des MessEG erfüllt.

C.III.2. Kundenscharfer Messstellenbetrieb

Energieversorgungsunternehmen sind daran interessiert, spezielle Mobilstromtarife für die Halter von Elektrofahrzeugen anzubieten. Solche speziellen Mobilitäts-tarife können allerdings nur dann Erfolg haben, wenn der Kunde an möglichst vielen Ladeeinrichtungen Strom von seinem Energieversorger beziehen kann. Hieraus ergibt sich die Herausforderung eines kundenscharfen Messstellenbetriebs, bei dem die an verschiedenen Ladepunkten bezogenen Strommengen demselben Kunden oder demselben jeweiligen E-Fahrzeug zugeordnet werden können.

Ein solcher kundenscharfer Messstellenbetriebs kann entweder im Wege eines sog. E-Roamings [a] oder über Mobile Metering [b] realisiert werden.

C.III.2. a) E-Roaming

Im aktuellen Rechtrahmen ist es nicht ohne weiteres möglich, dass das jeweilige E-Fahrzeug seinen eigenen Liefervertrag (bzw. den Stromlieferanten) bzw. seinen eigenen Messstellenbetreiber zur jeweiligen Ladesäule mitnimmt.

Denn aufgrund der Letztverbraucherdefinition in § 3 Nr. 25; HS. 2 EnWG gilt bereits der Strombezug durch die Ladesäule (und nicht erst der Aufladevorgang des Autos) als Letztverbrauch. Das führt dazu, dass nicht der Fahrzeughalter, sondern der **Ladesäulenbetreiber Letztverbraucher ist**, und zwar unabhängig davon, wem die an der Ladesäule beladenen Fahrzeuge gehören. Ergebnis dieser Rechtslage ist, dass jede Ladesäule jeweils nur durch einen Stromversorger beliefert wird. Ein sogenannte **vertragsbezogenes Laden** ist daher grundsätzlich nur an Ladesäulen des eigenen Energieversorgers möglich.

Um dennoch von ein und demselben Stromlieferanten (zu denselben Konditionen) an verschiedenen Ladesäulen beliefert werden zu können, hat sich E-Roaming als eigenes Marktmodell der Elektromobilität entwickelt. Hierbei fungiert der **E-Roaming-Anbieter als Bindeglied** zwischen den verschiedenen Marktakteuren – den Ladesäulenbetreibern, den Stromlieferanten und den Fahrzeughaltern/-nutzern (**siehe Abb. 11**).

Abbildung 12: Mobile Metering - Ladekabel für Elektrofahrzeuge mit einem integrierten, mobilen Messsystem



Bild: ubitricity - Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH

E-Roaming ermöglicht es den Elektroautofahrern, an allen beteiligten Ladestationen Ladestrom zu beziehen – auch an solchen, mit deren Betreiber der Elektroautofahrer keinen Stromliefervertrag abgeschlossen hat. Anders als beim sog. punktuellen Aufladen (siehe hierzu oben **1. Bst. b)**) ermöglicht E-Roaming ein **sog. vertragsbezogenes Laden an diversen Ladesäulen**. Hierbei fallen allerdings in der Regel zusätzliche Gebühren an.

Ladesäulenbetreibern bietet E-Roaming den Vorteil, nicht mehr auf den Kreis ihrer eigenen Stromkunden begrenzt zu sein. Dazu schließt der Nutzer des Elektrofahrzeugs mit dem E-Roaming-Anbieter einen Stromliefervertrag. Der E-Roaming-Anbieter wiederum hat mit diversen Betreibern von Ladestationen einen **Roaming-Vertrag** abgeschlossen. In diesem verpflichten sich die Ladestationsbetreiber dazu, an die Kunden des E-Roaming-Anbieters Ladestrom zu liefern. Die **Abrechnung** läuft allerdings allein über den E-Roaming-Anbieter, d.h. dieser stellt dem E-Fahrzeugbetreiber eine monatliche Rechnung über die an allen Ladesäulen bezogenen Ladestrommengen.

C.III.2. b) Mobile Metering

Beim sogenannten Mobile Metering wird ein **mobiles Messsystem** als abrechnungsrelevanter Stromzähler eingesetzt, der im Fahrzeug oder einem separaten Ladekabel sitzen kann. Diese Messeinrichtung ist eichrechtlich zugelassen, wird zusammen mit dem E-Fahrzeug bewegt und kann für Ladevorgänge an Ladepunkten angeschlossen werden. Das Messsystem verfügt über eine Kommunikationseinheit, die die bezogenen Strommengen zentral an den Betreiber übermittelt. Anders als beim E-Roaming wird die **abrechnungsrelevante Messstelle dem E-Fahrzeug** zugeordnet und wird mit dieser zu den jeweiligen Ladepunkten „mitgenommen“.

Beim Mobile Metering wird der Betreiber des mobilen Messsystems zum Messstellenbetreiber. Er hat demnach mit dem jeweiligen Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet sich der Ladepunkt befindet, einen **Messstellenvertrag i.S.v. § 9 Abs. 1 Nr. 3 MsbG** abzuschließen. Wird die mobile Messstelle in mehreren Netzgebieten eingesetzt, ist für jedes Netzgebiet ein eigener Messstellenvertrag abzuschließen. Auch wenn der Rechtsrahmen von dem Grundsatz ausgeht, dass Messsysteme festin-

stalliert sind, ist der Einsatz mobiler Messeinrichtungen gesetzlich nicht ausgeschlossen, sondern in den Gesetzesbegründungen von EnWG, MsbG und LSV explizit vorgesehen.

Soweit der Betreiber der mobilen Messstellen auch den Ladestrom an die Halter der E-Fahrzeuge liefert, würde er zugleich zum **Stromlieferanten**. In dieser Rolle müsste er für das jeweilige Netzgebiet auch den erforderlichen **Netznutzungsvertrag** mit dem Netzbetreiber abschließen. In rechtlicher Sicht bereitet allerdings die Zählpunktvergabe beim Mobile Metering Schwierigkeiten, weil für das mobile Messsystem ein Zählpunkt („Messlokation“) vergeben werden müsste, der wiederum einer bestimmten abrechnungsrelevanten Entnahmestelle („Marktklokation“) zugeordnet werden muss. Schließlich wird das mobile Messsystem an verschiedenen Ladepunkten, also an verschiedenen Entnahmestellen eingesetzt. Aus diesem Grunde ist die rechtliche und prozessuale Umsetzung von Mobile Metering-Lösungen für Messstellenbetreiber anspruchsvoll.

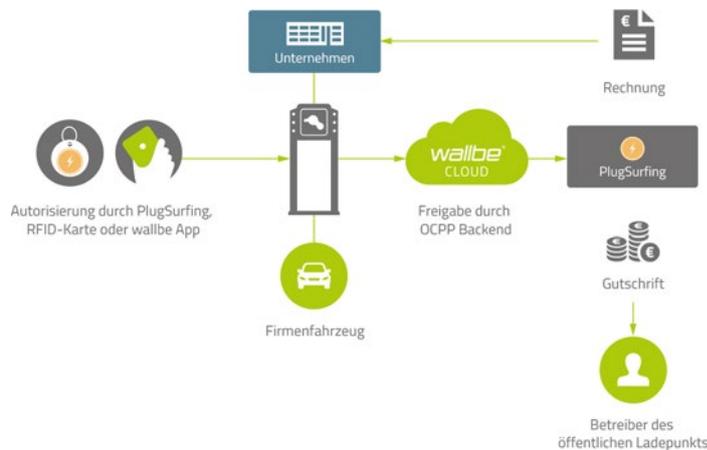
C.III.3. Flottenbezogener Messstellenbetrieb

Für Unternehmen, die eine eigene Flotte an E-Fahrzeugen betreiben, kann sich das praktische Bedürfnis ergeben, die Strommengen, die außerhalb des Unternehmenssitzes an öffentlichen Ladepunkten für die unternehmenseigenen E-Fahrzeuge bezogen worden sind, zentral zu erfassen („flottenbezogener Messstellenbetrieb“ – ein Beispiel hierzu siehe Abb. 13). Auf Grundlage einer derart gebündelten Mengenerfassung können die benötigten Strommengen zu günstigen Konditionen beschafft und einheitlich abgerechnet werden.

Anwendungsbeispiel Logistik: Ein flottenbezogener Messstellenbetrieb kann etwa für Logistikunternehmen (Spedition, Post, etc.) interessant sein, die eine E-Fahrzeug-Flotte betreiben. Solche Unternehmen können ihre Fahrer mit Ladekarten zur Nutzung von Ladepunkten ausstatten. Auf Grundlage einer gemeinsamen Abrechnung aller dienstlichen Ladevorgänge könnten diese Unternehmen beispielsweise – aus Marketinggründen oder als eigenes Produkt – eine CO₂-neutrale Belieferung anbieten, indem sie sich für die gesamte Flotte mit Grünstrom beliefern lassen. Die in der Flotte genutzten Strommengen können im Wege eines flottenbezogenen Messstellenbetriebs erfasst werden.

Anwendungsbeispiel Dienstwagenflotte: Ein flottenbezogener Messstellenbetrieb kommt ferner für Arbeitgeber in Betracht, die ihren Arbeitnehmern Elektrofahrzeuge als Dienstwagen zur Verfügung stellen. Dienstwagenvereinbarungen können hier ganz unterschiedliche Regelungen vorsehen: Soweit Arbeitnehmer ihren Dienstwagen privat nutzen und auch insoweit auf Kosten des Arbeitgebers Strom laden dürfen, bietet es sich an, den Arbeitnehmern entsprechende Ladekarten (in Analogie zu den Tankkarten) bereitzustellen.

Abbildung 13: Laden von Elektrofahrzeugen der Firmenflotte im öffentlichen Raum



Grafik: wallbe GmbH

Anwendungsbeispiel Car-Sharing: Ein flottenbezogener Messstellenbetrieb kommt ferner für Car Sharing-Anbieter in Betracht. Soweit Car Sharing-Lösungen mit Elektrofahrzeugen angeboten werden, bietet es sich an, in den Fahrzeugen entsprechende Ladekarten zu deponieren, mit denen die Nutzer leicht und unkompliziert an öffentlichen Ladesäulen laden können.

Ein flottenbezogener Messstellenbetrieb lässt sich wie oben beschrieben sowohl über E-Roaming (s.oben 2.a)) wie auch Mobile Metering (s.oben 2.b)) umsetzen.

C.III.4. Standortbezogener Messstellenbetrieb

Beim Betrieb von Ladelösungen kann sich zudem das Bedürfnis nach einem Messkonzept ergeben, das den gesamten Standort umfasst. Gemeint sind Konstellationen, in denen in eine Kundenanlage mehrere Ladepunkte eingebunden sind, die separat abrechenbar sein sollen -wie etwa an Parkplätzen an Supermärkten oder Einkaufszentren. Soweit Parkplatznut-

zer hier – im Wege von E-Roaming, punktuellm Aufladen oder Mobile Metering – Ladestrom beziehen können, muss ein standortbezogenes Messkonzept für die Kundenanlage (s. auch [Unterkapitel C.I.4](#)) umgesetzt werden, das den verschiedenen Ladeoptionen Rechnung trägt.

C.III.5. Lastmanagement Elektromobilität (hierzu auch Ziff. C.II.2)

Ladepunkte können auch als sogenannte steuerbare Verbrauchseinrichtungen i.S.v. § 14a EnWG anerkannt werden. Dies ergibt sich ausdrücklich aus § 14a Satz 2 EnWG. Daher kann der Netzbetreiber gemäß § 14a EnWG für den Ladepunkt ein reduziertes Netzentgelt anbieten, wenn dieser auf Niederspannungsebene an das Netz angeschlossen ist und dem Netzbetreiber eine netzdienliche Steuerung des Ladepunktes eingeräumt wird.

Zusätzlich verlangt § 14a Satz 1 EnWG, dass der Ladepunkt über einen separaten „Zählpunkt“ verfügt. Dabei ist unklar, ob der Zählpunkt in diesem Sinne identisch mit dem Messsystem i.S.v. § 19 MsbG sein muss (vgl. zum Zählpunktbegriff [Unterkapitel D.VIII](#)). Nach aktuellem Stand dürfte davon ab dem 1. Januar 2021 auszu-

gehen sein. Ab diesem Zeitpunkt müssen gem. § 48 MsbG auch Messsysteme in Ladesäulen die technischen Anforderungen von §§ 19 ff. MsbG erfüllen. Dies gilt zumindest für den Fall, dass [US](#) Phase 3 in diesem Zeitpunkt bereits eingetreten ist und die Markterklärung des BSI den Einsatz freier Messsysteme im Bereich Elektromobilität nicht mehr gestatten sollte.

Unklar ist, ob § 14a EnWG auch auf Messsysteme anwendbar ist, über die – zusätzlich zu Ladesäulen – auch andere steuerbare Verbraucher (etwa Wärmezeugungsanlagen) versorgt werden. Nach dem Wortlaut dürfte dies möglich sein, weil § 14a Satz 1 EnWG nur verlangt, dass (alle) steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über einen separaten Zählpunkt verfügen. Hierfür spricht auch der Sinn und Zweck von § 14a EnWG, der nur dann nicht erreicht werden kann, wenn nicht steuerbare und steuerbare Verbrauchseinrichtungen über dasselbe Messsystem gemessen werden.

C.IV. Einsatzgebiete Submetering

Unter Submetering wird üblicherweise die **verbrauchsabhängi-**

ge Messung und Abrechnung von Heiz-, Warmwasser- und Kaltwasserkosten bei privaten und gewerblichen Liegenschaften (z.B. Mietshäuser, Bürogebäude, Geschäftsgelände oder Gewerbeparks) verstanden. Davon betroffen ist auch die Überlassung der dafür benötigten Messgeräte und -technik. Dies beinhaltet insbesondere Heizkostenverteiler, Wärmezähler, Warmwasserzähler und Kaltwasserzähler und schließlich die Dienstleistungen, die mit dieser Messung einhergehen, wie z.B. der Abrechnungsservice. Die Wertschöpfung ergibt sich dabei aus dem Verkauf bzw. der Vermietung der Hardware, der Lizenzierung der Software und insbesondere dem Angebot von Mehrwertdiensten und Zusatzangeboten. Klassischer Anwendungsfall des Submeterings ist dabei die Erfassung und Abrechnung von Mietnebenkosten. Marktchancen beim Submetering ergeben sich zukünftig vor allem in der Kombination des klassischen Submeterings mit der digitalisierten Strom- und Gasmessung (im Folgenden „**gemeinsames Metering**“).

Bei einem solchen automatisierten, fernauslesbaren „gemeinsamen Metering“ können erhebliche **Effizienzpotentiale** um-

gesetzt werden. Einerseits beim Dienstleister, der durch das „gemeinsame Metering“ Synergieeffekte ausnutzen kann. Andererseits beim Kunden, der seinen Energieverbrauch besser überwachen und optimieren kann. Durch das gemeinsame Metering können bei bereits vorhandenen Kunden neue Dienstleistungen angeboten werden. Zudem können durch die umfassende Messdienstleistung „aus einer Hand“ auch neue Kunden akquiriert werden. Für Messstellenbetreiber ist Submetering zudem interessant, weil es die Akzeptanz zum Einbau von Smart Metern steigern kann. Dem Messstellenbetreiber ist es möglich, durch Mehrwertangebote das eigene Produktportfolio zu diversifizieren und neue Geschäftsfelder zu erschließen.

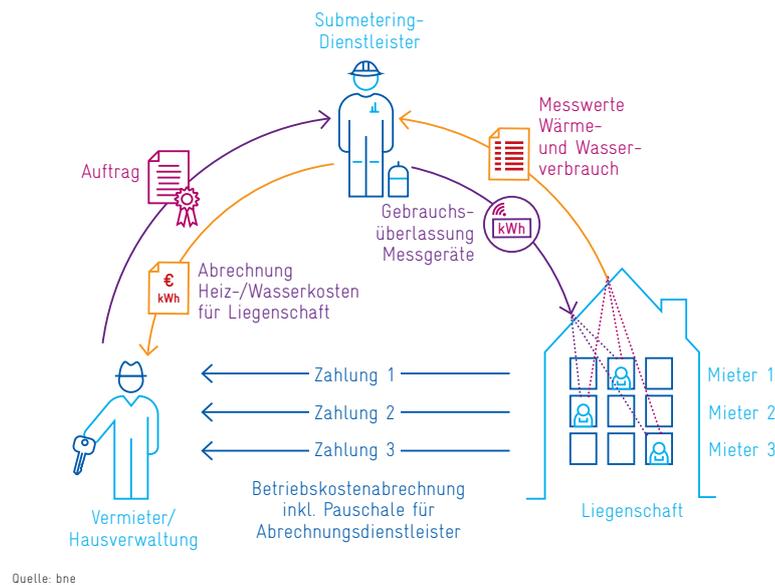
C.IV.1. Marktsituation beim Submetering

Das Marktpotential beim Submetering ist groß. Im Jahr 2014 betrug das Umsatzvolumen aus Submetering-Leistungen in Deutschland **ca. 1,47 Mrd. EUR**, wobei die Unternehmen im Verbrauchersektor ca. 74 EUR pro Wohneinheit und Jahr erwirtschaften.³⁹ Diese Zahl enthält dabei weder die Dienstleistungen, die im Zusammenhang

mit der Erfassung und Abrechnung von Kosten für Gas, Wasser, Strom und Fernwärme am Hausanschluss erbracht werden noch sonstige Mehrwertdienste. Nach einer Untersuchung des Bundeskartellamtes sind die Eintrittshürden in den Submetering-Markt aber hoch. Der Markt sei nach Ansicht des Bundeskartellamtes durch ein **wettbewerbsloses Oligopol** weniger Anbieter geprägt, die größten fünf Anbieter würden einen Umsatzanteil zwischen 70 und 80 Prozent erwirtschaften.⁴⁰

Die Bildung des Oligopols habe zum einen **technische Gründe** – die eingesetzte Hard- und Software sei aus Sicht des Bundeskartellamtes meist proprietär und nicht mit anderer Technik kombinierbar; zum anderen verhindere die **Rechtslage beim Submetering** einen effektiven Wettbewerb. Die vertraglichen Beziehungen sind so, dass derjenige, der den Service bezahlt (Mieter), nicht den Service in Auftrag gibt (Vermieter), **siehe Abb. 14**. Dies habe zur Folge, dass eine günstigere Bereitstellung von Submetering-Dienstleistungen wegen **fehlender Preissensibilität auf der Nachfrageseite (Vermieter)** fehlt. Für den Vermieter bestehe meist kein Wechselanreiz, weil er die Kosten ohnehin umle-

Abbildung 14: Dreiecksvertragsverhältnis bei Submetering-Leistungen



gen könne. Hinzu kommt, dass die Verträge oft langfristig geschlossen werden. Dies ist auch deshalb möglich, weil der Vertrag über die Erbringung von Submetering-Leistungen zwischen zwei Unternehmen (Vermieter und Submetering-Dienstleister) und nicht zwischen Unternehmer und Verbraucher (Submetering-Dienstleister und Mieter) geschlossen wird. Der Submetering-Anbieter möchte dabei regelmäßig vermeiden, dass er vor Ablauf der Eichfrist die Messtechnik ausbauen muss. Da die Eichfristen unterschiedlich sind, kommt es nur selten vor, dass sie für alle Messeinrichtungen gleichzeitig auslaufen. Entsprechend werden in der Regel lange Laufzeiten vereinbart.

Aufgrund der Entwicklung von Smart Metern im Strombereich ist davon auszugehen, dass die **Hürden für einen Marktzutritt in den nächsten Jahren sinken** werden. Dies gründet in dem besonderen Augenmerk, dass das Bundeskartellamt dem Submetering-Markt schenkt, der harmonisierenden Wirkung der technischen Vorgaben des MsbG und absehbaren europarechtlichen Neuerungen. Das gilt insbesondere für die **Phasen 2 und 3**, denn ab 1. Januar 2021 kann der Messstellenbe-

treiber per Gesetz an die Stelle des Submetering-Unternehmens treten, wenn der Anschlussnehmer anstelle des -nutzers ein Bündelangebot des Messstellenbetreibers über ein gemeinsames Metering auswählt (§ 6 MsbG). Alternativ ist es auch denkbar, dass Submetering-Dienstleister den Messstellenbetrieb für Strom mit übernehmen. Bis dahin sollten vor allem Messstellenbetreiber in **Phase 1** prüfen, ob sie mit ihren freien Messsystemen bereits Submetering-Dienstleistungen anbieten können, um ausreichend Erfahrung im Bereich des gemeinsamen Meterings zu sammeln. Das Produktportfolio, v.a. bei den Mehrwertdiensten ist hierbei von entscheidender Bedeutung – insbesondere, wenn es darum geht, sich ein Alleinstellungsmerkmal zu erarbeiten. Energieversorgungsunternehmen und Messstellenbetreiber können dabei Synergien aus dem Strom- und Gasbereich nutzen. Im Übrigen ist ein Markteintritt dort möglich, wo die vertragliche Dreiecksituation nicht auftritt bzw. die Nachfrageseite (Vermieter) einer stärkeren Kontrolle durch die Betroffenen (Mieter) ausgesetzt ist. Das ist vor allem bei **gewerblichen Liegenschaften** (Bürohäuser und Gewerbe-

parks) der Fall und insbesondere dann, wenn die **einzelnen Unternehmensteile zu einem Konzern** gehören.

C.IV.2. Zielgruppen

Wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Submetering-Dienstleister, Kommunen

C.IV.3. Rechtlicher Rahmen des „gemeinsamen Metering“

Der Rechtsrahmen für das gemeinsame Metering besteht aus einer Vielzahl von Rechtsgebieten. Im Wesentlichen sind dies die Messvorschriften des MsbG und der AVBFernwärmeV sowie die eichrechtlichen Vorgaben des MessEG, der MesseV und der europäischen Messgeräte-Richtlinie 2014/32/EU („MID“). Daneben sind Miet- und Wohnungseigentumsrecht, die Heizkosten- und die Betriebskostenverordnung, das Datenschutzrecht und die europarechtlichen Vorgaben, insbesondere die Energie-Effizienzrichtlinie, zu beachten. Bei der Umsetzung des gemeinsamen Metering sind insbesondere folgende Aspekte zu beachten:

- Die **Vertragssituation** beim gemeinsamen Metering ist komplex: Der Messstellenbetrieb für die Strom- und Gasmessung erfolgt

nach dem MsbG. Entsprechend sind auch die in § 9 MsbG genannten Verträge abzuschließen. Insbesondere ist dabei ein Messstellenvertrag mit dem Anschlussnutzer (meist Mieter) erforderlich. Zur Durchführung des Submeterings ist neben dem Messstellenvertrag ein Vertrag mit dem Anschlussnehmer (meist Vermieter) abzuschließen. Dieser betrifft dann alle Mieter. Es liegt daher nahe, das Submetering-Angebot um den Messstellenbetrieb zu erweitern und nicht umgekehrt vorzugehen.

– Beim gemeinsamen Submetering sind die **Messvorschriften** der verschiedenen Sektoren (Strom, Gas, Wärme, etc.) umzusetzen. Die Strom- und Gasmessung richtet sich nach dem MsbG, wohingegen die Wärmemessung nach § 18 AVBFernwärmeV erfolgen muss. Danach sind im Wesentlichen die eichrechtlichen Vorschriften einzuhalten.

– Das **Eichrecht** gibt vor, dass grundsätzlich alle im Submetering-Bereich eingesetzten Messgeräte zur Gewährleistung der Messsicherheit zugelassen sein müssen. Es hat eine Zertifizierung nach der MID zu erfolgen. Die Eichung kann bei neuen Messgeräten durch den Hersteller durchgeführt werden. Folgende Eichfristen bestehen:

Wärme- und Kältemesser:	5 Jahre; elektronische Zusatzgeräte: 8 Jahre
Kaltwasser:	6 Jahre
Warmwasser:	5 Jahre; elektronische Zusatzgeräte: 8 Jahre
Strom:	4 bis 16 Jahre
Gas:	5 bis 16 Jahre

- Beim Submetering ist auch die **Heizkostenverordnung** von Relevanz. Sie ist immer dann anwendbar, wenn der Wärmeverbrauch nicht individuell vom Wärmeversorgungsunternehmen mit einem eigenen Messgerät erfasst wird. Sie gilt also z.B. bei Verteilung der Kosten auf die einzelnen Mieter beim Betrieb zentraler Heizungsanlagen und zentraler Warmwasserversorgungsanlagen. Dabei sind Erfassungsgeräte (Heizkostenverteiler) für Heizung und Warmwasser einzubauen. Diese erfassen den anteiligen Verbrauch der Nutzer an Wärme und Warmwasser. Die Kosten für die Miete und Eichung dieser Erfassungsgeräte können auf die Nutzer umgelegt werden.
- Die Abrechnung von Kaltwasserkosten innerhalb einer Liegenschaft unterliegt der **Bauordnung** des jeweiligen Bundeslan-

des. Für Neubauten besteht in den Bundesländern – mit Ausnahme von Bayern – die Pflicht zur Abrechnung der Kaltwasserkosten nach Verbrauch - es sind Kaltwasserzähler zu verbauen.

- Werden die Kosten im Rahmen eines Mietvertrages verteilt, sind die **mietrechtlichen Vorschriften über die Nebenkostenabrechnung** in Verbindung mit der **Betriebskostenverordnung** gegenüber dem Mieter abzurechnen. Unternehmen, die den Abrechnungsservice anbieten wollen, müssen ihre Abrechnung diesen Vorgaben entsprechend gestalten.
- Der **datenschutzrechtliche Rahmen** hängt maßgeblich davon ab, welche Zusatzangebote mit dem Submetering angeboten werden. Der Submetering-Anbieter ist dabei sog. **Auftragsdatenverarbeiter** (Art. 28 DSGVO). Dies gilt insbesondere für das klassische Submetering, d.h. für die verbrauchsabhängige Messung und Abrechnung von Heiz-, Warmwasser- und Kaltwasserkosten von privaten und gewerblichen Liegenschaften. Der Auftragsdatenverarbeiter darf die übermittelten personenbezogenen Messdaten nicht für sei-

ne eigenen Zwecke verwenden. Er soll Daten allein dafür aufbereiten, damit der Vermieter seinen Abrechnungspflichten nachkommen kann. Hierfür bedarf es keiner Einwilligung des Mieters. Will der Submetering-Dienstleister die Daten zu weiteren Zwecken nutzen – etwa dem Angebot von Mehrwertdiensten wie einer Visualisierung – ist eine **Einwilligung der des Mieters** erforderlich. Inwieweit die Einwilligung mit dem Mietvertrag verbunden werden kann, ist eine Frage des Einzelfalls. Bei Wohnraummiets wird dies jedenfalls dann unzulässig sein, wenn es sich um Wohnungen in Städten mit großer Wohnungsknappheit handelt. Bei Gewerbemietverträgen dürfte dies hingegen zulässig sein.

- Europarechtliche Vorgaben für das Submetering ergeben sich im Wesentlichen aus der **Energieeffizienz-Richtlinie** (2012/27/EU). Die Richtlinie ist aktuell im Rahmen des „Clean Energy for all Europeans“-Pakets (auch „Winterpaket“) einer Revision unterworfen. In der Energieeffizienzrichtlinie haben sich die EU-Mitgliedsstaaten verpflichtet, den Primärenergieverbrauch bis 2020 um 20 Prozent zu reduzieren. Hierzu haben die Nationalstaaten unterschiedliche Aktivitäten zur Stärkung der Energieeffizienz umzusetzen, dazu zählen Anforderungen an die Verbrauchserfassung, an die verbrauchsabhängige Abrechnung und die Abrechnungsinformationen für die Bereiche Wärme-, Kälte- und Warmwasserversorgung (Art. 9–11).

Hintergrund:

Die aktuelle Revisionsfassung der Energie-Effizienzrichtlinie sieht vor, den Primärenergieverbrauch bis 2030 um 30 Prozent zu senken. Zur Zielerreichung werden die Vorgaben im Bereich Submetering – das erstmalig auch begrifflich vorkommt – ausgebaut. Für Wärme-, Kälte- und Warmbrauchwasserversorgung sind neue Regelungen bei der Verbrauchserfassung, Einzelverbrauchserfassung und Kostenverteilung, sowie bei der Abrechnung- und Verbrauchsinformation und den Kosten für den Zugang zu Verbrauchserfassungs- und Abrechnungsinformationen vorgesehen (Art. 9a, 10a und 11 der Energie-Effizienzrichtlinie n.F.).

Im Grundsatz sieht die Revisionsfassung vor, dass möglichst individuelle Zähler verbaut werden, die den tatsächlichen Energieverbrauch der Endkunden präzise wiedergeben. Falls dies technisch nicht möglich oder nicht kosteneffizient durchführbar sein sollte, sind jedenfalls individuelle Heizkostenverteiler an den einzelnen Heizkörpern zur Messung des Wärmeenergieverbrauchs zu verwenden. Bei neuen Gebäuden oder bei größeren Renovierungen sind stets individuelle Zähler bereitzustellen.

Hervorzuheben ist insbesondere, dass ab dem 1. Januar 2020 neu installierte Zähler

und Kostenverteiler für die Wärme-, Kälte- und Warmbrauchwasserversorgung fernablesbar sein müssen; Bestandszähler und Kostenverteiler müssen – unter dem Vorbehalt der Kosteneffizienz – bis zum 1. Januar 2027 mit dieser Funktion nachgerüstet werden.

C.IV.4. Gemeinsames Metering in Liegenschaften

In den meisten Liegenschaften sind alle oder ein Teil der Kosten auf alle Wohneinheiten aufzuteilen. Das gilt sowohl für Strom-, Gas-, Wärme-, Kälte- und Wasserversorgung – wenn die einzelnen Posten nicht individuell erfasst und mit dem Versorger direkt abgerechnet werden. Beispielhaft hierfür ist die Verteilung der Heizkosten bei einer Zentralheizung oder bei einer zentralen Belieferung der Liegenschaften durch einen Fernwärmeversorger. Früher wurden die Kosten entweder pauschal oder nach vermieteter Fläche weitergegeben. Der Gesetzgeber hat jedoch die Pflicht eingeführt, die Kosten wenigstens zum Teil in Relation zum individuellen Verbrauch umzulegen. Der individuelle Wärmeverbrauch wird über Heizkostenverteiler – bei älteren Geräten anhand der Verdunstung, mittlerweile elektronisch – ermittelt. Derartige Heizkostenverteiler werden einmal im Jahr, einzeln und per Hand ausgelesen – ein **fehleranfälliges, personal- und daher kostenintensives Verfahren**.

Heute können elektronische Heizkostenverteiler **aus der Ferne** – mit LoRaWAN auch über mehrere Kilometer – **automatisch ausgelesen werden**. LoRaWAN – Long

Range Wide Area Network – ist ein Netzwerkprotokoll mit sehr niedrigem Energieverbrauch, mit dem über große Distanzen eine Information übermittelt werden kann. Die Technologie ist besonders geeignet für IoT- oder Messgeräte, die keine großen Datenmengen senden müssen. Die Datenübertragungsrate liegt zwischen 292 Bit/s und 50 Kilobit/s. Das LoRaWAN ist **sternförmig** aufgebaut, d.h. die Endgeräte sind an ein Gateway angebunden, das die Datenpakete an einen Server weiterleitet. An diesen Server können dann weitere Anwendungen angebunden werden – z.B. die Verbrauchsvisualisierung und das Energiedatenmanagement. Diese Technik ist nicht auf Heizkostenverteiler beschränkt, sondern kann für alle Messgeräte (z.B. Warmwasser, Brauchwasser, Strom und Gas) verwendet werden, so dass bei Liegenschaften mit derselben Technik eine Fülle von Messdaten gesammelt werden können. Die Messdaten sind dabei in weitaus höherer Frequenz und besserer Datenqualität verfügbar als bei jährlicher händischer Auslesung.

Für das gemeinsame Metering in Liegenschaften sind meist folgende technische Geräte notwendig:

- Strom- und Gaszähler,
- Kälte- und Wärmezähler,
- Warm- und Kaltwasserzähler,
- Heizkostenverteiler ,
- Funkmodule,
- eine Kommunikationseinheit, die die Daten sammelt,
- ggf. Repeater, die das Signal verstärken,
- ggf. weitere Sensoren

Die Verbrauchswerte der einzelnen Geräte werden zentral in der Liegenschaft erfasst und gespeichert. Anschließend werden die Daten über das Internet an den Dienstleister übermittelt. Ein Betreten des Grundstücks ist nur notwendig, wenn Störungsmeldungen auftreten. Das System ist **effizienter und weniger störungsanfällig**. Derartige Messsysteme könnten auch für Anwendungen im Bereich der Blockchain-Technologie geeignet sein (zur Blockchain-Technologie siehe **Unterkapitel C.V**).

Als Basisdienstleistung wird die Erfassung (inklusive der Bereitstellung der Erfassungstechnik) von Wärme, Kälte, Warm- und Kaltwasser und die Abrechnung in Form der Betriebskostenabrechnung angeboten. Zusätzliche Dienstleistungen wie etwa die **Visualisierung aller Verbrauchswerte der Liegenschaft** können entweder nur für den Vermie-

ter oder aber auch für die Mieter angeboten werden. Die Verbrauchsdaten können dabei über eine Plattform online eingesehen und vergleichend dargestellt werden (vgl. **Unterkapitel C.V**). Hierbei lässt sich ein **individuelles und ganzheitliches Energiemanagement** anbieten, das auf den gesammelten Daten beruht. Für gewerbliche Liegenschaften ist Visualisierung ein hochrelevantes Thema, da damit Einsparziele effektiv festgelegt, umgesetzt und schließlich auch überprüft werden können. Erhoffte Effekte von Modernisierungs- und Sanierungsmaßnahmen sind zeitnah zu erkennen. Gerade auch hinsichtlich gesetzlicher Vorgaben zu Verjährungsfristen, Beweislastumkehr oder Rügeerfordernissen im Fall von Mängeln kann eine zeitnahe Fehlererkennung eine wertvolle Hilfe sein.

Das Prinzip des Submeterings – Verbrauchsgeräte mit einem eigenen Messgerät oder Sensor auszustatten – kann über das gemeinsame Metering hinaus beliebig erweitert werden. Sind ohnehin Heizkostenverteiler einzubauen, bietet sich der Einbau **weiterer Sensoren** z.B. zur Messung der Luftqualität an.⁴¹ Es ist möglich, die eigenen Dienstleistungen um Zusatzangebote wie Assisted

Living für ältere Menschen, Sicherheitsanwendungen wie Rauchmelder mit automatischer Meldung von Gefahren an die Feuerwehr und andere Dienstleistungen (z.B. eine füllstandsabhängige Müllabfuhr) zu erweitern. Dabei erlauben die umfassenden Messdaten eine **sektorenübergreifende Verbrauchsvisualisierung und Energieberatung**.

Messstellenbetreiber können damit nicht nur privaten Unternehmen, sondern auch **Kommunen** den Zugriff auf ihre Plattform ermöglichen. Das Interesse kann dabei in der Optimierung von Serviceintervallen und anderen Mehrwertdiensten bestehen. Einerseits können Aufgaben, wie die Abwasser- und Abfallentsorgung durch entsprechende Messgeräte und Sensoren integriert werden; die verbauten Sensoren lassen sich z.B. durch Brandmelder ergänzen, die der Feuerwehr unmittelbar Brände melden. Andererseits ermöglichen die Messdaten Kommunen, ihre eigene Energiepolitik und -beratung zu optimieren. Förderprogramme können gezielt erworben oder an den jeweiligen Bedarf angepasst werden. Kommunen sind daher auch einer der Akteure, die am Erwerb von (anony-

misierten) Messdaten interessiert sein könnten (vgl. **Unterkapitel C.V.3**).

Das Prinzip des Submeterings kann auch angewendet werden, wenn es sich nicht um unterschiedliche Personen oder Mieter, sondern nur um ein einzelnes Unternehmen handelt. Die Technik ist dafür geeignet, den Energieverbrauch zu kontrollieren. Hier können sich **Markteintrittschancen** für neue Unternehmen eröffnen. Gerade Unternehmen, die ohnehin zur Implementierung eines Energiemanagementsystems verpflichtet sind (vgl. Unterkapitel C.I.6), werden sich hier von Systemen überzeugen lassen, die über Smart Metering im Strom hinausgehen. Dazu gehören insbesondere **stromkostenintensive Unternehmen** (§ 64 EEG).

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Submetering-Dienste eine große Vielzahl an Anwendungsmöglichkeiten versprechen. Mit vergleichsweise geringem Aufwand können wirtschaftlich interessante **Smart-Home und IOT-Anwendungen** in der Liegenschaft angeboten werden.

C.IV.5. Bündelangebote nach § 6 MsbG als Sonderform des gemeinsamen Meterings in Liegenschaften

Für Messtellenbetreiber bietet es sich an, neben dem Messtellenbetrieb für Strom auch Submetering-Dienstleistungen für andere Sparten anzubieten. Im Kern unterscheiden sich weitere Sparten kaum von sonstigen Mehrwertdiensten. Der Bedarf an solchen Angeboten wird auch deswegen steigen, weil die bereits absehbaren Änderungen an der Energieeffizienz-Richtlinie Vorgaben enthalten, die ohne weiteres durch freie Messsysteme umgesetzt werden können.

Die vertragliche Dreiecks-konstellation (siehe dazu zuvor **Unterkapitel C.IV.1**) erschwert allerdings den Marktzutritt. Aktuell ist als primärer „rechtlicher Hebel“ wohl das **mietrechtliche Wirtschaftlichkeitsgebot anzusehen**. Danach ist der Vermieter verpflichtet, den wirtschaftlichsten Submetering-Anbieter auszuwählen. Aufgrund der langen Laufzeiten der Submetering-Verträge hilft das Wirtschaftlichkeitsgebot nur bedingt beim Anbieterwechsel. Eine zusätzliche Sensibilisierung und Information der Mieter – z.B. im Rahmen der bei der Strommessung angebotenen Mehr-

wertdienste – könnte dies ggf. beschleunigen.

§ 6 MsbG bietet die Chance, den Markt (siehe dazu zuvor **Unterkapitel C.IV.1**) nachhaltig zu verändern. Nach der Vorschrift kann bei Liegenschaften **ab 2021** der Anschlussnehmer (Vermieter) statt des Anschlussnutzers (Mieter) den Messstellenbetreiber auswählen. Voraussetzung dafür ist u.a., dass neben dem Messstellenbetrieb für Strom zusätzlich der für Gas, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart Meter-Gateway gebündelt wird (sog. „**Bündelangebot**“). Übt der Anschlussnehmer dieses Recht aus, enden die bestehenden Verträge für den Messstellenbetrieb. Eine Entschädigung ist nicht vorgesehen, wenn die Verträge bereits länger als 5 Jahre (oder mehr als die Hälfte ihrer Laufzeit) laufen. Im Falle einer Bündelung der Sparte Strom mit der Sparte Heizwärme, würde dies auch die Verträge der Submetering-Unternehmen mit ihren Kunden betreffen. Den Messstellenbetreibern und ihren Partnern ist damit die Chance gegeben, in den Submetering-Bereich vorzudringen. Der Vermieter ist dabei weiterhin an das Wirtschaftlichkeitsgebot gebunden.

Nicht möglich ist es, Bündelangebote mit freien Messsystemen anzubieten. Das bedeutet nicht, dass die Messungen außerhalb des Bündelangebots nicht mit freien Messsystemen durchgeführt werden können, denn aus der Regelung folgt gerade nicht, dass die Vorschriften des MsbG dann z.B. auch für die Wärmemessung Geltung haben. Insofern können im Submetering-Bereich auch in  Phase 3 noch freie Messsysteme verwendet werden. Ob bei Sparten, die nicht über ein Smart-Meter-Gateway gebündelt werden, andere Verträge vor Vertrags-

ablauf beendet werden können, ist aber zweifelhaft. Insgesamt sind die Rechtsfolgen der Vorschrift in ihren Einzelheiten noch unklar; es bleibt abzuwarten, ob der Gesetzgeber noch Änderungen an der Vorschrift vornehmen oder diese durch eine Rechtsverordnung konkretisieren wird.

Daneben stellt sich die Frage, ob § 6 MsbG ausschließlich durch wettbewerbliche Messstellenbetreiber angewendet werden kann oder auch durch grundzuständige Messstellenbetreiber. Während die Regulierungsbehörde letzteres tendenziell verneint, gibt es auch Stimmen, die dies anders sehen. Rechtsklarheit ist wohl erst durch entsprechende Gerichtsurteile zu erwarten (vgl. hierzu **Unterkapitel D.I**).

C.V. Datenbezogene Anwendungsfälle

Das vernetzte Energiesystem steht vor der Herausforderung, die zukünftige „**Datenflut**“ intelligent zu managen. Dabei bietet die stetige Zunahme an Energie- und Messdaten bereits jetzt gute Chancen für neue Geschäftsmodelle.

Meist werden datengestützte Leistungen zusätzlich zu bereits vorhandenen Produkten angeboten. Im MsbG werden solche zusätzlichen Dienstleistungen **Mehrwertdienste bzw. Zusatzangebote** genannt. Dabei sind Mehrwertdienste vor allem aus dem Telekommunikationssektor bekannt, in dem zur eigentlichen Leistung (Bereitstellung des Handyvertrags) weitere Angebote wie SMS-, Minuten- oder Datenpakete, Klingeltöne, Logos oder andere individualisierbare Zusatzleistungen vermarktet werden. Der Vorteil solcher rein digitaler Zusatzangebote besteht darin, dass die kundenspe-

zifischen Kosten sehr gering sind. Solche Dienstleistungen sind deshalb vor allem für solche Unternehmen interessant, die bereits über einen Kundenstamm verfügen.

Das Potential an zusätzlichen datenbezogenen Dienstleistungen ist groß: Mit Messdaten lässt sich nicht nur das Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten darstellen, sondern beim kombinierten Einsatz mit Steuerungstechnik auch optimieren. Die Daten können dafür verwendet werden, den Betrieb der Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen selbst durch Anpassung der Serviceintervalle und Schadensprognosen zu optimieren. Schließlich müssen Daten noch nicht einmal in einer eigenen Dienstleistung verarbeitet werden. Viele der Daten haben bereits einen Wert „an sich“ und sind für weitere Dienstleistungen nutzbar.

Wettbewerbliche **Messstellenbetreiber**, die durch Smart Metering eine Fülle qualitativ hochwertiger Daten (s. unten) erheben, können Mehrwertangebote anbieten. Messstellenbetreiber können das Produktportfolio erweitern, fertige Produkte (z.B. Apps) auf Grundlage der eigenen Daten für andere entwickeln (z.B. als White-Label-Lösung) oder als Dienstleister (z.B. für die Hersteller von Windkraftanlagen) Daten auswerten. **Stromlieferanten** können wiederum ihren Kundenstamm nutzen, um wirtschaftlich lukrative Zusatzdienste zu verkaufen oder kostenlose Zusatzdienste zur Kundenbindung zu nutzen.

Daneben bieten datenbezogene Geschäftskonzepte vor allem für **Start-ups** und branchenfremde Unternehmen große Chancen auf einen Marktzugang. Für Start-ups bietet es sich an, auf Grundlage der erzeugten Daten neue Apps zu ent-

wickeln, die dann als White-Label-Lösung an Energieversorgungsunternehmen verkauft oder lizenziert werden. Die Skalierbarkeit solcher Geschäftsfelder wird sich dabei zunehmend verbessern, vor allem dann, wenn in  Phase 3 die Interoperabilität und eine gleichbleibende Datenqualität der Messsysteme sichergestellt ist. **Branchenfremde Unternehmen** können sich als Dienstleister etablieren, die das Datenmanagement des zukünftigen Energiesystems ( Phase 3 und später) übernehmen

Anwendungshinweis: Datenbezogene Geschäftsmodelle sind allen voran für wettbewerbliche Messstellenbetreiber interessant – entweder als direktes Angebot für die eigenen Kunden oder als Dienstleister für andere Energieversorgungsunternehmen. Darüber haben auch branchenfremde Unternehmen und Start-ups als „First Mover“ oder „Early Adopter“ gute Chance, in diesem Bereich der Energiewirtschaft Fuß zu fassen.

Nachfolgend werden Anwendungsfälle dargestellt, die auf Daten sowohl aus freien als auch aus intelligenten Messsystemen basieren. Im Folgenden wird die Umsetzung von **Visualisierungskonzepten, Prognosetools** und der **Verkauf von (Mess-)Daten** beschrieben. Die Darstellung allgemeiner datenschutzrechtlicher Anforderungen an datenbezogene Anwendungsfälle findet sich in **Unterkapitel D.VII.**

C.V.1. Visualisierungstool allgemein

C.V.1. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Visualisierungskonzepte sind für alle Verbrauchergruppen von Relevanz. Unter dieser Ziff. 1 geht es vor allem um übergreifende und allgemeine Vorgaben, die alle Visualisierungstools betreffen. Nachfolgend werden zudem vier spezielle Visualisierungskonzepte von Verbrauchsdaten privater und gewerblicher Anschlussnutzer vorgestellt: Sekündliche Auflösung **[e.]**, gerätespezifische Auflösung **[f.]**, vergleichende Visualisierung **[g.]** und schließlich das sog. Gaming als Sonderform der vergleichenden Visualisierung **[h.]**.

C.V.1. b) Zielgruppe

Wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Letztverbraucher, Prosumer, Anlagenbetreiber, Energiedienstleister, Lieferanten, Anschlussnehmer, branchenfremde Akteure

C.V.1. c) Hintergrund

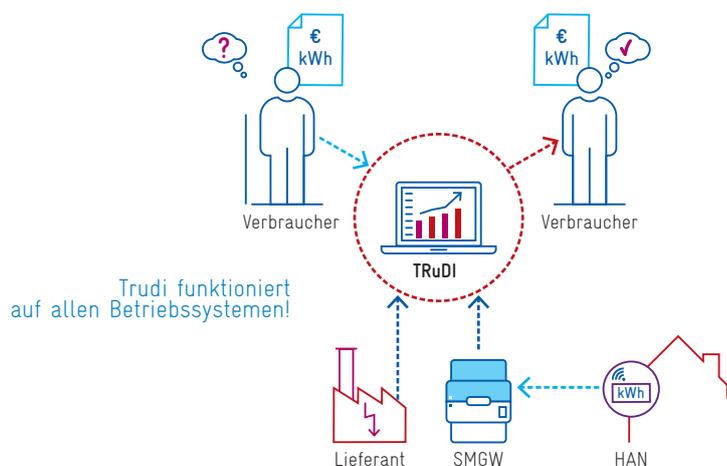
Letztverbraucher müssen bei der Visualisierung ihre Einwilligung in die Datenverarbeitung – und aller sonstigen Schritte – geben (Art. 7 DSGVO, § 50 MsbG). Messstellenbetreiber sollten beachten, dass die **Einwilligung auch die Datenverarbeitung** durch einen Dritten – z.B. ein Unternehmen aus der IT-Branche – umfassen muss, falls der Messstellenbetreiber die Daten nicht selbst verarbeitet. Findet im Auftrag des Messstellenbetreibers eine Auftragsdatenverarbeitung statt, sind im Vertrag zwischen Messstellenbetreiber und Auftragsdatenbearbeiter die Vorgaben aus Art. 28 DSGVO zu beach-

ten. Dabei bestehen besondere datenschutzrechtliche Vorgaben vor allem dann, wenn die Daten auf einen Sever außerhalb der EU übertragen werden (Art. 44 ff. DSGVO).

Anwendungshinweis: Auch mit freien Messsystemen können bereits in  Phase 1 Visualisierungskonzepte umgesetzt werden. Die rechtlichen Vorgaben des MsbG sind hierbei weniger streng. Gleichwohl ist die DSGVO immer zu beachten. Unabhängig von den verwendeten Messsystemen bietet sich die Visualisierung über eine Online-Plattform an.

Für die „**Standard-Visualisierung**“ können grundzuständige Messstellenbetreiber bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen **keine zusätzlichen Entgelte** erheben. Für wettbewerbliche Messstellenbetreiber ist dies dagegen möglich. Daher ist insbesondere in  Phase 2 und 3 aus Sicht des Messstellenbetreibers nach zusätzlichen – nicht im MsbG – vorgesehenen Angeboten zu suchen. So ist etwa die Visualisierung von Stromerzeugungsdaten oder von Daten aus Gas-Zählern gesetzlich nicht vorgeschrieben, deren Anbindung an das Smart-Meter-Gateway aber ebenfalls gem. § 40 MsbG vorgesehen. Dementsprechend könnte es sich für grundzuständige und wettbewerbliche Messstellenbetreiber anbieten, diese Services als zusätzliche Leistung aufzunehmen. Für die Visualisierungs-Tools würde über eine solche Erweiterung Qualitätsverbesserungen der Tools erzielt werden können. Für diesen Service könnte zudem ein zusätzli-

Abbildung 15: Transparenz- und Display-Software (TRuDI) für intelligente Messsysteme in Privathaushalten



Quelle: Power Plus Communications AG und bne-Darstellung nach PTB-Anforderung 50.8

Anzeige auf dem Kundendisplay für jeden einzelnen Vertrag

Alle TAF	Gateway-Kennzeichnung Zählerkennzeichnung Zählerstand + OBIS-Kennzahl Originäre Messwertliste, Zählerstandgang + OBIS-Kennzahl Länge der Registrierperiode Aktivierter Tarifierungsfall Aktuelle Tarifstufe
TAF 2	Tarifumschaltzeitpunkte Register der Tarifstufen
TAF 6	Datum Aktueller Zählerstand am jeweiligen Tag
Alle TAF	Datum, Uhrzeit Fehlerstatus/Fehlernummer Kennung des Letztverbrauchers Kennung des Lieferanten (Rechnungsstellers) Alle Parameter des Regelwerkes

ches **Entgelt** erhoben werden. Der grundzuständige Messstellenbetreiber wäre dabei aber an die Vorgaben des §§ 35 Abs. 2, 3 MsbG gebunden. Diese Angebote können mit weiteren Zusatzleistungen aus dem Bereich Submetering (siehe dazu **Unterkapitel C.V**) kombiniert werden, was wiederum eine Querfinanzierung des Messstellenbetriebs erlaubt.

C.V.1. d) Technische Vorgaben

Es ist naheliegend, Messdaten zu visualisieren: Im Fall der Verwendung intelligenter Messsysteme ist die Visualisierung beim Kunden als Grundausstattung der Geräte vorgeschrieben (§§ 21 Abs. 1 Nr. 2; 61 MsbG). Im Fall der Verwendung freier Messsysteme ist eine Visualisierung elementar, um dem Kunden das Produkt näherzubringen.

Intelligente Messsysteme

müssen nach dem MsbG technische Mindestanforderungen einhalten, wenn sie das Verbraucherverhalten der Letztverbraucher visualisieren. Folgende Informationen sind bereitzustellen:

- Tatsächlicher Energieverbrauch und Informationen, wann die Energie verbraucht wurde;
- Abrechnungsrelevante Tarifinformationen und Messwerte zur Überprüfung der Abrechnung;
- Historische Energieverbrauchswerte entsprechend der Abrechnungszeiträume – jedenfalls monatlich;
- Historische tages-, wochen-, monats- und jahresbezogene Energieverbrauchswerte sowie die Zählerstandsgänge der letzten 24 Monate;
- Alle aus dem Speicher ablesbaren Daten.

Die Daten können auf zwei Arten visualisiert werden: Entweder erfolgt dies durch eine **lokale Anzeigeeinheit** am Zähler oder bei entsprechender Einwilligung des Anschlussnutzers mittels geschütztem individuellen Zugang zu einem **Online-Portal**. Die Informationen müssen in beiden Fällen zumindest innerhalb von 24 Stunden bereitgestellt werden. Nach der Regelung muss das intelligente Messsystem standardmäßig bei-

de Visualisierungsmöglichkeiten vorsehen – sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist.

Es ist zu erwarten, dass die Nutzung des Online-Portals von den meisten Anschlussnutzern bevorzugt werden dürfte. Dabei bietet sich an, neben der Aufbereitung der Visualisierungsdaten weitere Zusatzangebote auf dem Portal zur Verfügung zu stellen.

Für die eichrechtlich zulässige Visualisierung der Messdaten haben die Smart Meter-Gateway-Hersteller als Standard Software-Lösung zur Erfüllung der Mindestvorgaben des § 35 Abs. 1 Nr. 3 MsbG das gemeinsame sogenannte „Bundes-Display“ entwickelt. Darin sind alle Funktionen gebündelt, mit denen der Letztverbraucher über ein https-gesichertes Portal die für die Abrechnung relevanten Messdaten aus dem Gateway ablesen kann. Das „**Bundes-Display**“ wird kostenfrei als Open-Source-Produkt unter der Bezeichnung TRuDI angeboten (siehe **Abb. 15**).

Abbildung 16: Sekündliche Messung und gerätespezifische Auflösung der Verbrauchsdaten durch Disaggregation – Visualisierung im Onlineportal eines Angebots für private Stromverbraucher



Grafik: Discovergy GmbH

Wird daneben eine lokale Anzeigeeinheit verwendet, muss diese den Vorschriften des Mess- und Eichgesetzes sowie den Vorgaben der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt entsprechen. Grundsätzlich muss es sich bei der Anzeige um ein in den Zähler integriertes Kundendisplay oder eine abgesetzte Zusatzeinrichtung handeln (§ 7 MessEG i.V.m. PTB-A 50.8).

Demgegenüber können **freie Messsysteme** zur Visualisierung der Messdaten eingesetzt werden und müssen dabei keine spezifischen Vorgaben des MsbG umsetzen.

C.V.1. e) Besonderheiten sekundlicher Auflösung

Die sekundliche Messung und Darstellung von Verbrauchsdaten ist sowohl für private Letztverbraucher als auch für **gewerbliche Stromkunden** von hoher Relevanz. Dies gilt insbesondere dann, wenn die sekundliche Auflösung mit einer gerätespezifischen Auflösung (vgl. dazu nachfolgenden Abschnitt **sowie Abb. 16**) verknüpft wird. Mittels sekundlicher Auflösung und entsprechender Visualisierung in einem Online-Portal lässt sich der Stromverbrauch effektiver analysieren. Haus-

halts- und Industriekunden können mehr oder weniger „live“ erleben, welche Geräte wieviel verbrauchen. Die feingranulare Auflösung der Messwerte ist zudem Voraussetzung für effektive Prognosetools (dazu mehr in im **Unterkapitel C.V.2**).

Die hochaufgelöste Messung und Darstellung von Verbrauchswerten ist im MsbG nicht vorgegeben (§ 55 MsbG). Diese ist daher nur zulässig, wenn sie auf ausdrücklichen Wunsch (d.h. mit datenschutzrechtlicher Einwilligung) des Letztverbrauchers oder Erzeugers im Rahmen des Messstellenvertrags erfolgt (§ 59 MsbG).

C.V.1. f) Gerätespezifische Auflösung

Die gerätespezifische Auflösung von Verbrauchsanlagen ist sowohl für private als auch gewerbliche Kunden von großem Interesse. Im Privatbereich lässt sich dieses Visualisierungskonzept besonders gut mit „Smart Home“-Anwendungen verbinden: Der Gesetzgeber hat ausdrücklich vorgesehen, dass Mehrwertdienste, die über das Smart Meter-Gateway angeboten werden, auch **„Smart Home“-Anwendungen** umfassen sollen.⁴² Er hat zudem ausdrücklich vorgesehen, dass bereits Smart Meter der

ersten Generation solche Anwendungen möglich machen können. Daher können mit freien Messsystemen in allen Phasen Zusatzdienste angeboten werden, die in den Bereich „Smart Home“ fallen.⁴³

Zur gerätespezifischen Auflösung des Verbrauchs von einzelnen Anlagen und Haushaltsgeräten ist es nicht notwendig, dass diese miteinander vernetzt sind (Stichwort: „Internet of Things“). Freie Messsysteme können bereits jetzt anhand charakteristischer Lastprofile einzelner Geräte und durch intelligente Algorithmen den Stromverbrauch bestimmter Verbrauchsanlagen hinreichend genau herausfiltern und so den **spezifischen Verbrauch errechnen**. Vorteil für den Kunden ist, dass er gezielt nach „Stromfressern“ suchen kann und diese ggf. austauscht oder erneuert (**siehe hierzu auch Abb. 16**).

Die gerätespezifische Auflösung lässt sich daher gut mit **individuellen Einspar- und Produktempfehlungen**, automatischen Benachrichtigungen bei Überschreiten bestimmter Verbrauchswerte, Optimierung von Wartungsintervallen oder Alarmsignalen bei Einschalten bestimmter Geräte, z.B. dem Herd während der Nacht, verbinden. Die gerätespezifische

Analyse ließe sich zudem noch um **automatische Bestellungen**⁴⁴, z.B. von Geschirrspültabs nach einer gewissen Anzahl von Spülvorgängen, erweitern. Denkbar ist auch anhand der gerätespezifischen Daten das Alter der Verbrauchsgeräte zu bestimmen und den Kunden auf neue Produkte hinzuweisen, die Energiekosten einsparen können.

Anwendungshinweis:

Die gerätespezifische Auflösung ist ideal für „Smart Home“-Anwendungen und bietet eine gute Gelegenheit für Kooperationen mit Herstellern von Haushaltsgeräten. Je größer der Kundennutzen der Smart Home-Anwendung ist, umso besser werden Verbraucher diese Angebote annehmen und bereit sein, die dafür nötigen Einwilligungen zu geben.

Die gerätespezifische Visualisierung erlaubt es zudem, spielerische Aspekte bei der Darstellung aufzunehmen. Dabei können relative Einsparungen des Stromverbrauchs bei den einzelnen Geräten als Wettkampf dargestellt werden.

Für die gerätespezifische Auflösung ist immer eine **Einwilligung der betroffenen Personen** notwendig. Die Einwilligung des Anschlussnutzers wird wegen der Detailtiefe der Informationen in der Regel nicht ausreichen; die hohe Auflösung an Informationen macht es oftmals möglich, auch den konkreten Nutzer des Verbrauchsgeräts, der nicht mit dem Anschlussnutzer identisch ist, zu bestimmen. Hier besteht das Problem, dass die betroffenen Personen in den meisten Fällen nicht Vertragspartner sind. In der Praxis lässt sich das ggf. mit einer Vertretungslösung erledigen, bei der der Anschlussnutzer im Namen der im Haushalt wohnenden Personen der Nutzung zustimmt. Zu beachten ist zudem, dass die Einwilligung ausdrücklich auch Verkaufs- und Neuanschaffungsempfehlungen durch Dritte und soweit angeboten automatische Bestellvorgänge umfassen sollte.

Bei der Verarbeitung der Daten aus einer gerätespezifischen Auflösung ist überdies zu prüfen, ob damit nicht zugleich ein „Profiling“ (Art. 4 Nr. 4 DSGVO) einhergeht. **Profiling** meint dabei die automatisierte Verarbeitung personenbezogener Daten, um bestimmte persönliche Aspekte, die

sich auf eine natürliche Person beziehen, zu bewerten, insbesondere um Aspekte bezüglich Arbeitsleistung, wirtschaftliche Lage, Gesundheit, persönliche Vorlieben, Interessen, Zuverlässigkeit, Verhalten, Aufenthaltsort oder Ortswechsel dieser natürlichen Person zu analysieren oder vorherzusagen. Profiling ist zwar nicht verboten, die betroffene Person hat dann aber besondere Auskunfts- und Widerspruchsrechte (vgl. Art. 14, 15, 21, 22 DSGVO). Zudem muss die betroffene Person bei Abgabe der Einwilligung darüber informiert werden, dass ein Profil von ihr angelegt wird. Das Unternehmen wiederum ist verpflichtet, eine sog. Datenschutzfolgenabschätzung vorzunehmen (Art. 35 DSGVO). Zudem ist nach dem Grundsatz der Sicherheit und Integrität der Datenverarbeitung (siehe dazu **Unterkapitel D.VII**) darauf zu achten, dass der Verlust der Daten ausgeschlossen ist, wenn diese z.B. an einen Dienstleister übertragen werden.

Abbildung 17: Spielerisch Energie sparen mit der Social Metering App – Erfolge teilen und mit Freunden konkurrieren, virtuelle Abzeichen und reale Gewinnchancen sammeln



Grafik: GreenPocket GmbH

Anwendungshinweis:

Bei der gerätespezifischen Auflösung sind im besonderen Maße datenschutzrechtliche Vorgaben bei der Einwilligung und internen Prozessen zu beachten. Da der Aufwand der datenschutzrechtlichen Anforderungen für den Anbieter sehr weitreichend sein kann, sollte man bei der Produktentwicklung recht früh entsprechende Abwägungen treffen.

Aus **mess- und eichrechtlicher Sicht** ist zu beachten, dass bei einer gerätespezifischen Visualisierung auf Grundlage mathematischer Berechnung deutlich wird, dass es sich nicht um gemessene, sondern um abgeleitete Werte handelt (§ 33 MessEG). Bei den grafischen Visualisierungskonzepten sollten dahingehend regelmäßig keine Probleme bestehen. Vorsicht ist geboten, sobald Zahlen und Werte für bestimmte Zeiträume angegeben werden.

C.V.1. g) Vergleichende Visualisierung

Ein großer Teil des deutschen Endenergieverbrauchs entfällt auf den Gebäudesektor. Mit dem Ziel der Dekarbonisierung verfolgt der Gesetzgeber eine Energieeffizienz-Strategie, die die Modernisierung des Gebäudes und den Einsatz effizienter Anlagentechnik verstärkt in den Fokus rückt. Ein anderer Ansatz ist es, das Verhalten der Verbraucher im Einzelfall anzureizen. Dies ist etwa dadurch möglich, dass der Verbrauch im Verhältnis zu anderen Verbräuchen dargestellt wird.

Diesen Ansatz hat auch der Gesetzgeber aufgegriffen, indem er Mitte 2011 die Pflicht für Stromlieferanten einführte, den Jahresverbrauch eines Haushaltskunden gegenüber dem Vorjahresverbrauch und dem Jahresverbrauch von Vergleichskundengruppen grafisch darzustellen (§ 40 EnWG). Smart Metering ermöglicht die effektive Umsetzung dieser vergleichenden Visualisierung. Die jährliche Abrechnung genügt dabei nicht als Motivationsträger, entscheidend ist die unmittelbare und zeitnahe Beschäftigung mit dem Energieverbrauch. Im Idealfall sind die-

se eingebettet in automatisierte Systeme und konkrete Handlungsempfehlungen.

Dieser Ansatz lässt sich beispielsweise durch Smartphone-Apps oder Online-Plattformen umsetzen. Dort kann der Kunde seinen aktuellen Stromverbrauch im Vergleich zum Durchschnitt aller deutschen Haushalte einsehen oder – besser noch – im **Vergleich zu einer Vergleichsgruppe, die dem Kunden nahesteht**. Die Nähe lässt sich durch verschiedene Kriterien herstellen: Regionale Nähe, Berufszugehörigkeit, Größe der Wohnung, Alter, Energieversorger, etc.

Trotz dieser nur auf bestimmte Personen zutreffenden Kriterien ist eine Einwilligung zur Teilnahme an der vergleichenden Visualisierung in den meisten Fällen nicht notwendig, solange die Messdaten hierzu anonymisiert

verarbeitet werden und die Vergleichsgruppen nicht so spezifisch sind, dass ein Personenbezug hergestellt werden kann.

Anwendungshinweis für Messstellenbetreiber und Lieferanten:

Die zeitnahe vergleichende Visualisierung – insbesondere bei benutzerfreundlicher Darstellung – kann ein entscheidendes Alleinstellungsmerkmal beim Vertrieb der freien Messsysteme oder des damit verbundenen Stromprodukts in Phase 1 sein. Dabei können insbesondere das Energieeinsparungspotential herausgestellt werden. Die vergleichende Visualisierung ist dabei auch für Stromlieferanten interessant. Sie ermöglicht eine Kundenbindung, die alleine durch das „Commodity-Geschäft“ nicht erreicht werden kann. Die Auseinandersetzung mit dem eigenen Verbrauch kann auch zur Identifikation mit der Marke des Stromanbieters führen. Das ist insbesondere der Fall, wenn es gelingt, den Stromverbrauch der eigenen Kunden in Relation zu dem Verbrauch anderer Stromanbieter oder des Grundversorgers zu bringen.

C.V.1. h) Gaming als Sonderform der vergleichenden Visualisierung
Eine Sonderform der vergleichenden Visualisierung sind Gaming-Anwendungen. Eine solche Gaming-Anwendung wäre beispielsweise alle Haushaltskunden eines Stromlieferanten in einer App als

Avatare in einem ständigen Wettbewerb gegeneinander antreten zu lassen. Diesen gewinnt dann der Kunde, der am deutlichsten seinen Stromverbrauch senken kann. Für Stromlieferanten kann der Gaming-Ansatz über die bloße Kundenbindung hinausgehen. Bei entsprechender Gestaltung kann er sein eigenes Einkaufsprofil optimieren: Kann er seine Kunden, z.B. durch Extrapunkte, so anreizen, dass sie Energie sparen, während der Strom teuer ist und umgekehrt, können Einkaufskosten gesenkt werden.

Solche Visualisierungskonzepte zielen in erster Linie darauf ab, die Motivation für energieeffizientes Verhalten mittels der sog. „Serious Gaming-Methode“ zu erhöhen. Hierbei werden bei der Visualisierung des Verbrauchs auch **spielerische Elemente** eingebaut, die die Überwachungs- und Reaktionsfunktion der Visualisierung verstärken. Es kommen dabei Spielelemente wie Avatare, Wettkämpfe, Rankings, etc. zum Einsatz. Die Verbindung von spielerischen Anreizen (Spaß, Wettbewerb, etc.) und überprüfbarer Kostenersparnisse können sog. **„Rebound- oder Backfire-Effekte“ verhindern**: Es ist weniger wahrscheinlich, dass der Verbraucher bei der Visualisierung mit Gaming-Ansätzen eine einmal erzielte Effizienzsteigerung in der Folge wieder durch erhöhten Verbrauch (manchmal sogar über 100 Prozent) zunichtemacht.

Die Umsetzung solcher Konzepte ist besonders in den Phasen 1 und 2 interessant, da der spielerische Zugang **Vorbehalte gegenüber der Datenverarbeitung durch Smart Metering abbauen** kann.

Anwendungshinweis für Messstellenbetreiber und Lieferanten: Gaming-Anwendung können vor allem in Phase 1 und Phase 2 helfen, das Misstrauen der Kunden gegenüber Smart Metern abzubauen und gleichzeitig den Kunden für die folgenden Phasen binden. Die spielerische Auseinandersetzung mit dem Produkt „Strom“ hilft bei der Kundenbindung; sie kann dazu beitragen, dass sich der Kunde mit der Marke eines bestimmten Stromanbieters identifiziert.

C.V.2. Datenanalysetools

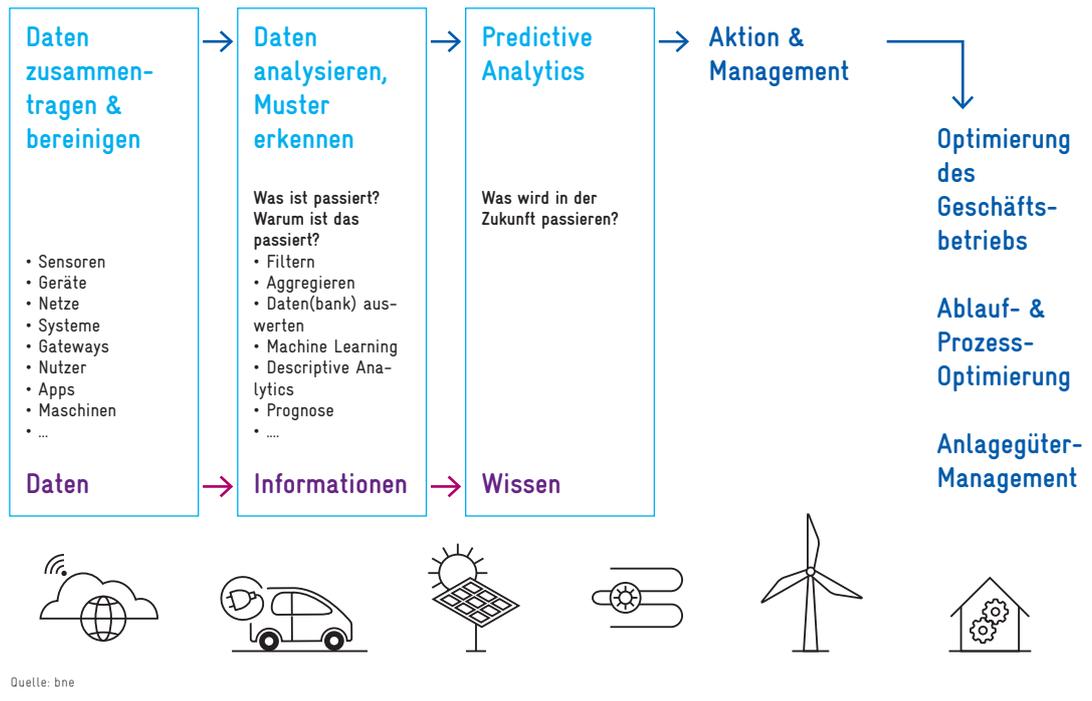
C.V.2. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Unternehmen in der Energiewirtschaft kommen täglich auf unterschiedlichste Art und Weise mit Prognosen in Berührung. Die Qualität der **Prognosen** ist dabei oft entscheidend für die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen. Der Vermarkter eines Windparks, der früher und genauer als die Konkurrenz weiß, wie viel Energie der Windpark produziert, wird aus diesem Wissen Vorteile im Handel erzielen können. Das Wissen darüber, wann Anlagen verschleifen oder zu erkennen, wann Leckagen in Druckluftsystemen auftreten könnten, kann entscheidende wirtschaftliche Vorteile bringen.

C.V.2. b) Zielgruppe Jedermann

C.V.2. c) Hintergrund
Daten selbst werden in der Regel erst dadurch werthaltig, dass sie

Abbildung 18: Big Data & Predictive Analytics



in einen übergeordneten Kontext gestellt werden. Diese Funktion übernimmt das Datenanalysetool.

Datenanalysetools verwenden dabei (mit unterschiedlicher Gewichtung und hier stark vereinfacht) in der Regel folgende Schrittabfolge:

- Daten aus der Vergangenheit werden als Vergleichsparameter vorgehalten [1];
- Echtzeitdaten werden im Tool verarbeitet [2];
- es wird analysiert, wie und warum es zu Änderungen gekommen ist [3];
- unter Berücksichtigung der vorangegangenen Schritte wird eine Vorhersage/Prognose erstellt [4].

Je konkreter sich durch ein Datenanalysetool aus [1-4] eine **Handlungsoption für ein Unternehmen** ableiten lässt, umso wertvoller ist das Analysetool. Für Messstellenbetreiber ergeben sich hieraus zwei Geschäftsmodelle:

- Er kann selbst Datenanalysetools entwickeln, anbieten und verkaufen (**Messstellenbetreiber veredelt Daten**).

– Er stellt die Datenströme zur Verfügung, auf deren Basis Dritte Datenanalysetools verwenden (**Dritter veredelt die Daten**).

C.V.2. d) Technische Vorgaben
Da niemand im Voraus erraten kann, welche Datenanalysetools den größten Mehrwert versprechen, erscheint es naheliegend, möglichst viele Daten vorzuhalten, um gewinnbringende Ansätze nicht von vornherein auszuschließen. Da dieser Ansatz allerdings gemäß DSGVO und BDSG dem Prinzip der **Datensparsamkeit und der Zweckbindung der Datennutzung** zuwiderläuft, wird diese Möglichkeit durch das MsbG ausgeschlossen.

§ 50 Abs. 2 MsbG bestimmt demgegenüber ausgewählte schützenswerte Verwendungszwecke (dazu zählen insbesondere zahlreiche der in **Unterkapitel C.II-IV** genannten energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle wie Vermarktung von Flexibilität, Steuerung von Anlagen nach § 14a EnWG, Umsetzung variabler Tarife oder die

Durchführung der 15-Minuten-Bilanzierung).

Anwendungshinweis: Die in § 50 MsbG gelisteten Verwendungszwecke gelten sowohl für intelligente Messsysteme wie auch für freie Messsysteme – also bereits ab Phase 1.

Zu den **einwilligungsfreien Verwendungszwecken** zählt auch § 50 Abs. 2 Nr. 13 MsbG: „Die Durchführung eines Mehrwertdienstes oder eines anderen Vertragsverhältnisses auf Veranlassung eines Anschlussnutzers.“ Dieser Verwendungszweck bietet dem Messstellenbetreiber die Möglichkeit, Dienste und Produkte hinsichtlich des Datenbedarfs vorzudefinieren und auf dieser Basis überhaupt erst anbieten zu können. Wenn ein Dienst auf Daten basiert, in deren Nutzung der Anschlussnutzer nicht eingewilligt hat, ist ansonsten die Einwilligungserklärung bei

jedem einzelnen Nutzer nachträglich (zum Zeitpunkt des Vertragschlusses) einzuholen oder aber der Dienst darf nicht angeboten werden. Wird er dennoch angeboten, riskiert das Unternehmen aufgrund des datenschutzrechtlichen Verstoßes hohe Bußgelder.

Marktakteure sollten der Frage hohe Aufmerksamkeit schenken, welche Daten für die eigenen Produkte und Datenanalysetools benötigt werden. Hierbei ist es notwendig, systematisch in allen Unternehmensbereichen (z.B. Vertrieb, Kundenservice, Entscheidungsebene, Netz, Anlagentechnik, Instandhaltung etc.) zielgerichtet die Datensätze zu identifizieren, auf deren Basis werthaltige Datenanalysetools aufgebaut werden können.

Anwendungshinweis Vertrieb:

Datenanalysetools können im Rahmen der Kundenbindung von Energieversorgern eingesetzt werden. So lässt sich über Analysetools das profitable, aber ggf. wechselwillige Kundenspektrum identifizieren, das gezielt angesprochen werden sollte. Im Ergebnis lassen sich die Gesamtkosten der bisherigen Kundenbindungsprogramme optimieren und die Quote der wechselnden Kunden verringern.

Anwendungshinweis Entscheidungsebene: Aktuelle und faktenbasierte Entscheidungsgrundlagen helfen der Geschäftsführung. Veraltete Daten-

grundlagen und die fehlende Kenntnis von Veränderungen im Unternehmensportfolio können zu schwerwiegenden Prognosefehlern und Fehlentscheidungen führen.

Anwendungshinweis Netz: Netzbetreiber können Datenanalysetools einsetzen, um den örtlichen Netzausbaubedarf zu ermitteln und zu optimieren. Zudem können Wartung und Instandhaltung optimiert und Ausfallzeiten verringert werden.

Anwendungshinweis Anlagensteuerung: Datenanalysetools können zur Optimierung der Einsatzzeit von Anlagen, zum Benchmarking von Energieerzeugungsanlagen oder zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden.

Anwendungshinweis Wartung für Anlagenhersteller: Datenanalysetools können etwa bei Wärmepumpen zur Ermittlung von Ausfallwahrscheinlichkeiten, Anpassung der Lagerfüllstände in der Produktion, Erkennung von Anomalien oder Vorhaltung von Personalkapazitäten bzgl. anstehender Reparaturen eingesetzt werden.

C.V.3. Verkauf von Daten

C.V.3. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Der Verkauf von Messdaten kann wirtschaftlich lukrativ sein. Es besteht allerdings die Gefahr, erhebliche Folgeschäden zu verursachen, wenn datenschutzrechtliche Standards verletzt werden.

C.V.3. b) Zielgruppe

Wettbewerbliche und grundzuständige Messstellenbetreiber, Lieferanten, Anlagenbetreiber, Flexibilitäts- und Direktvermarkter, Energiedienstleister, branchenfremde Akteure.

C.V.3. c) Hintergrund und technische Vorgaben

Die Weitergabe von Messdaten ist im MsbG geregelt (§§ 60 ff. und 66 ff. MsbG). Nach dem MsbG sollen Messdaten an möglichst wenige Stellen und nur für die gesetzlich zulässigen Zwecke übermittelt werden. Zu beachten ist auch, dass **strenge Löschfristen** bestehen. Daher ist der Verkauf von Daten i.d.R. nur zulässig, wenn hierfür (d.h. den konkreten Verkaufszweck) eine wirksame Einwilligung vorliegt oder die Daten so anonymisiert werden, dass die Person nicht mehr identifiziert werden kann.

Bei der Anonymisierung ist darauf zu achten, dass eine Identifizierbarkeit ausgeschlossen ist. Das wäre z.B. nicht der Fall, wenn Leistungsdaten zusammen mit Standortdaten einer Photovoltaik-Dachanlage verkauft werden. Aufgrund des Standorts ließe sich leicht bestimmen, wer z.B. der Eigentümer ist. Ist dies eine natürliche Person, sind auch die Leistungsdaten personenbezogene Daten. Dabei ist darauf zu achten, dass z.B. durch Datenanalysetools kein Bezug hergestellt werden kann. Eine effektive Anonymi-

Bei der Weitergabe von personenbezogenen Daten, z.B. zu Werbezwecken, zur Energieberatung, Verarbeitung in einer App oder auch zur Überprüfung von Garantieansprüchen, entscheidet die Reichweite der Einwilligung der betroffenen Person über die Verkaufsmöglichkeiten.

sierung liegt vor allem dann vor, wenn personenbezogene Daten so aggregiert werden, dass nur noch Informationen über bestimmte Gruppen, wie etwa die PV-Anlagen in der Region XY, vorliegen.

Informationen, die anonymisiert sind, sind **oft weniger wertvoll** als personenbezogene Daten, aber auch hier gibt es Interessenten: Marktforschungsunternehmen, Think Tanks und andere Forschungseinrichtungen. Der Wert der Messdaten hängt hier wesentlich davon ab, wie gut sie aufbereitet sind.

Anwendungshinweis: Auch für Messdaten ohne Personenbezug gibt es Abnehmer. Beispielsweise werden Hersteller von Haushaltsgeräten bereits aus Marketinggründen an einer gerätespezifischen Auflösung des Verbrauchs interessiert sein: Auch die personenunabhängigen Daten geben Aufschluss darüber, wie die Kunden bestimmte Produkte nutzen und schließlich darüber, welche Produkte vom Markt erwartet werden.

Bei der Weitergabe von personenbezogenen Daten, z.B. zu Werbezwecken, zur Energieberatung, Verarbeitung in einer App oder auch zur Überprüfung von Garantieansprüchen, entscheidet die Reichweite der Einwilligung der betroffenen Person über die Verkaufsmöglichkeiten. Grundsätzlich ist es möglich, dass der Kunde eine sehr weitreichende Einwilligung abgibt, allerdings muss diese Abgabe informiert erfolgen. Der Einwilligende muss also hinreichend genau wissen, was mit seinen Daten passiert. Daher genügt es meist nicht, pauschal darauf zu verweisen, dass die Daten „an Dritte weitergegeben werden können“. Das Transparenzgebot (vgl. **Unterkapitel D.VII**) gebietet vielmehr, dass die betroffene Person möglichst genau über die Verwendungszwecke vorab informiert wird

Anwendungshinweis: Messstellenbetreiber sollten bereits jetzt prüfen, ob es Verkaufsmöglichkeiten für ihre Messdaten gibt und ggf. die Einwilligung des Kunden in die Datenverarbeitung entsprechend anpassen. Eine Weitergabe ohne Einwilligung personenbezogener Daten kann nach der DSGVO mit einem empfindlichen Bußgeld belegt werden.

C.V.4. Anwendungsfälle der Blockchain-Technologie

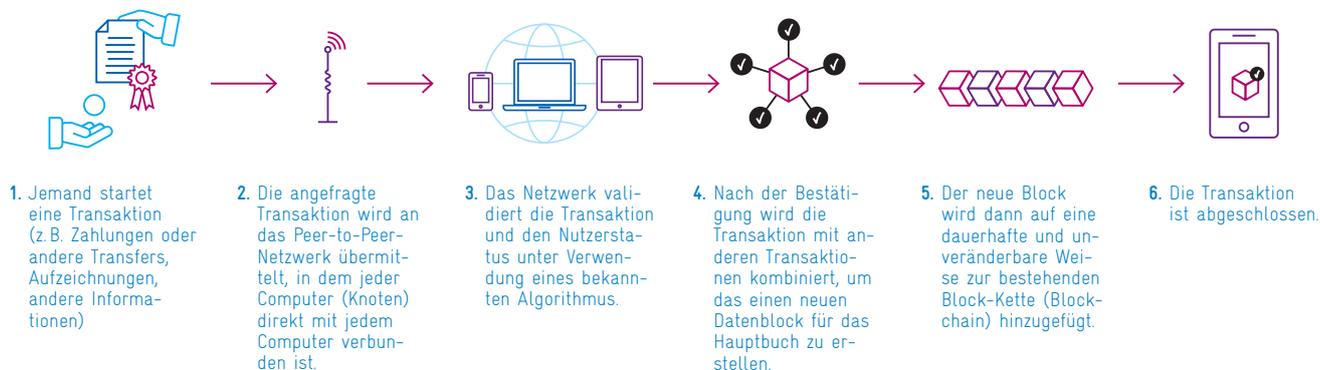
C.V.4. a) Kurzbeschreibung Geschäftsmodell

Die Blockchain-Technologie ist im Wesentlichen für die Energiewirtschaft aus vier Gründen interessant:

- Sie ist eine dezentral implementierbare Technologie.
- Sie steigert die Effizienz, weil sie Intermediäre ersetzen kann.
- Sie ist eine relativ sichere Informationstechnologie.
- Sie kann zur Automatisierung von Transaktionen dienen (meist in Verbindung mit sog. Smart Contracts).

Abbildung 19: Funktionsweise der Blockchain

Die Blockchain funktioniert wie ein digitales Register, in dem alle Transaktionen zwischen den beteiligten Partnern gespeichert werden. Die Vorteile der Technologie: Transaktionskosten sinken und Transparenz steigt.



Quelle: bne-Darstellung nach eurelectric/NERA

Ein bereits erprobter Anwendungsfall ist beispielsweise die Blockchain-gestützte Bereitstellung und Automatisierung von Systemdienstleistungen. Aus rechtlicher Sicht lassen sich solche Anwendungen einfacher umsetzen als etwa Handelsplattformen, weil die Anzahl der Vertragsparteien begrenzt ist. Auf Grundlage der Blockchain kann z.B. ein Redispatch-Abruf automatisiert werden, in dem die Informationen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen per Blockchain übertragen werden.

C.V.4. b) Zielgruppe Jedermann

C.V.4. c) Hintergrund und technische Vorgaben

Die Blockchain-Technologie wird aktuell von vielen als wichtiger Hoffnungsträger der Digitalisierung in der Energiewirtschaft angesehen. Sie verspricht **Effizienzsteigerungen**, weil sie Intermediäre (z.B. Energieversorger) überflüssig macht. Inwieweit diese Versprechungen tatsächlich umsetzbar sind, wird unterschiedlich bewertet. Trotz der ersten Anzeichen einer Ernüchterung – oder gerade deswegen – ist damit zu rechnen, dass immer mehr tragfähige Block-

chain-basierte Geschäftsmodelle auf den Markt kommen. Die Blockchain-Technologie könnte eine wichtige Rolle bei der Digitalisierung des Energiesystems spielen. Insbesondere der Datenaustausch, die Authentifizierung von Transaktionen und Messdaten könnte vereinfacht werden. Transaktionen könnten automatisiert und komplexe energiewirtschaftliche Prozesse mit vielen Beteiligten optimiert werden.

In informationstechnischer Sicht ist die Blockchain eine ständig erweiterbare Liste von Datensätzen. Die Datensätze werden in Blöcke zusammengefasst, die wiederum kryptographisch verkettet werden. Die Datensätze enthalten Informationen wie z.B. Transaktionsdaten (bei Bitcoin etwa „Bezahlungen“). Das Besondere ist, dass die Herstellung und Verkettung dieser Blöcke nicht von einer zentralen, bekannten und vertrauenswürdigen Institution übernommen wird, sondern dezentral („distributed“) von (meist) anonymen Teilnehmern. Die Blockchain ist hierfür auf einer Vielzahl von Computern gespeichert, womit sichergestellt wird, dass die Informationen in den Blöcken nicht gefälscht werden. Im Grunde ist die Blockchain also ein **dezentrales, sich gegen-**

seitig kontrollierendes und damit relativ fälschungssicheres Buchführungssystem (zur Funktionsweise siehe Abb. 19). Mit diesem System lassen sich nun Transaktionsdaten zwischen Parteien austauschen, die sich nicht kennen, ohne dass es einen Vermittler benötigt: Derjenige, der mit Bitcoin bezahlt, braucht kein System an Banken, die die Transaktion durchführen – diese erfolgt direkt zwischen den Parteien.

Je nach Anwendungsfall bestehen **unterschiedliche rechtliche Herausforderungen**. Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist der Ausschluss von Intermediären nicht ohne weiteres möglich. Die zentralen Gesetze (EnWG, EEG und MsbG) setzen festgelegte Marktrollen voraus und knüpfen daran bestimmte für das Energiesystem relevante Pflichten. Zudem stellen sich bei Anwendungen, die Vertragsschlüsse über eine Blockchain abbilden müssen, vertrags- und Verbraucherschutzrechtliche Fragen. Schließlich sind auch datenschutzrechtliche Hürden zu nehmen – sofern personenbezogene Daten in der Blockchain gespeichert werden. Allen voran stellen hier die Lösungs- und Berichtigungsrechte der betroffenen Personen ein Problem dar. In



Anwendungshinweis: Die Umsetzung eines Micro-Grids mit einem selbstständigen Stromhandel von Nachbar zu Nachbar ist aus energierechtlicher Sicht schwer umsetzbar. Energieversorgungsunternehmen können als Dienstleister aber solche Plattformen anbieten, um das Produktportfolio durch einen „lokalen“ Stromtarif zu ergänzen.

der Blockchain können Daten im Grundsatz nicht gelöscht oder geändert werden. Ein „Recht auf Vergessenwerden“ (Art. 17 DSGVO) gibt es nicht. Inwieweit die Technologie angepasst werden kann, ohne dass sie ihre Vorteile verliert, bleibt abzuwarten.

Einer der ersten Anwendungsfälle der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft war der Handel von Strom zwischen Nachbarn. Bei einem solchen Handel, der ähnlich wie bei Bitcoin durch die Blockchain abgebildet wird, würden Stromlieferanten überflüssig werden. Anders als bei Bitcoin müssen aber zugleich die physikalischen Abläufe organisiert werden. Diese Organisation wird rechtlich durch Pflichten für bestimmte Marktteilnehmer umgesetzt. Sofern mittels einer Blockchain der Handel von Strom von Nachbar zu Nachbar („peer-to-peer“) möglich werden soll, stellt sich die Frage, wer die Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Melde-

pflichten übernimmt. Der „Nachbar“ wird dazu schon praktisch nicht in der Lage sein.

Als Ausweg bietet sich ein **Dienstleistungsmodell** an, bei dem ein Akteur aus der Energieversorgung oder ein neuer Akteur die Umsetzung der Pflichten aus dem EnWG, StromNEV, MsbG, EEG usw. übernimmt, die der Prosumer nicht leisten kann. Der Energieversorger eröffnet einen Handelskreis, bei dem die Teilnehmer ihr Liefer- und Verbrauchsprofil auswählen können und dann mit anderen Teilnehmern in Verbindung gebracht werden. Die Abrechnung zwischen den Teilnehmern erfolgt dann über eine Plattform, die auf der Blockchain-Technologie aufbaut.

C.VI. Zusammenfassung

In den vorhergehenden Unterkapiteln wurde beschrieben, welche Geschäftsmodelle, Leistungen und Mehrwertdienste in Zusammenhang mit Smart Metering bereits in 🖱️ Phase 1 und 🖱️ Phase 2 angeboten werden können und für welche Akteure die Geschäftsmodelle interessant sein könnten. Betrachtet wurden dabei Dienste, die stark von regulatorischen Vorgaben abhängen (z.B. Abrechnungsdienste für Stromverbrauch oder die Steuerung von EEG-Anlagen), aber auch solche, bei denen das weniger relevant ist (z.B. Prognosetools oder Gaming). Letztlich ist die Frage, wie ein Dienst am besten umgesetzt werden kann, aber auch immer eine Einzelfallfrage, die nicht losgelöst von betriebswirtschaftlichen und rechtlichen Erwägungen beantwortet werden kann. Aus diesem Grund folgt in **Kapitel D** eine Übersicht, welche allgemeinen rechtlichen Vorgaben für das Smart Metering in Deutschland zu beachten sind.

- 6 Es besteht zwar auch mit konventionellen Stromzählern (z.B. „Doppeltarifzählern“) die Möglichkeit, zwei unterschiedliche Preise abzubilden. Der Großteil denkbarer Tarife ist ohne Fernkommunikation allerdings nicht umsetzbar.
- 7 G. v. 29.08.2008 BGBl. I S. 1790.
- 8 Übereinstimmend Hellermann, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, 3. Aufl. 2015, § 40 EnWG, Rn. 43; m.w.N. Schnurre, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 6/2014, S.53-57.
- 9 Vgl. Monitoringbericht BNetzA/BKartA 2017, S. 223.
- 10 Vgl. Schmidt, in: Berliner Kommentar, 4. Band, 4. Aufl. 2017, § 22 MsbG, Rn. 191.
- 11 BSI, TR 03109-1.
- 12 Vgl. BSI, TR 03109-1, S. 94 ff.
- 13 Gleichbedeutend nach BNetzA, 20.12.2016 – BK6-16-200 mit der sog. „Marktlotation“; vgl. Unterkapitel D.VIII.
- 14 Vgl. VDEW-Profile.
- 15 Vgl. de Wyl/Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 43.
- 16 Etwa DCTI Green Guide, Smart Home 2015, verfügbar unter: http://www.dcti.de/fileadmin/user_upload/GreenGuide_SmartHome_2015_Webversion.pdf (letzter Abruf vom 11.04.2018).
- 17 BGH, 13.06.2002 – I ZR 71/01.
- 18 Das wäre beispielsweise der Fall, wenn 25 Familien mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 4.000 kWh Strom innerhalb der Kundenanlage entnehmen.
- 19 BNetzA/BKartA, 13.12.2017, Monitoringbericht 2017, S.221.
- 20 Vgl. Studie zur Höhe der Kosten im Forde-
rungsmanagement von Grundversorgern im Zusammenhang mit drohenden Energiesperren im Auftrag des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen durch IKEM und BBH, 17.11.2015, S. 156.
- 21 Vgl. Art. 19, 20 RL Elektrizitätsbinnenmarkt (Änderungsfassung Europäischer Rat vom 13.12.2017).
- 22 Vgl. Zehelein, in: NZVM 2014,649, 651.
- 23 Vgl. Monitoringbericht BNetzA/BKartA, 13.12.2017, S. 223.
- 24 Gesetzesbegründung zu MsbG, BT-Drs. 18/7555, S. 72.
- 25 Gesetzesbegründung zu MsbG, BT-Drs. 18/7555, S. 64.
- 26 Gesetzesbegründung zu MsbG, BT-Drs. 18/7555, S. 74.
- 27 Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage vom 25.04.2016, BT-Drs. 18/8218, S. 8.
- 28 Vgl. BNetzA/BKartA, Monitoringbericht 2017, S. 245.
- 29 Vgl. hierzu Auswertung der VZ NRW „Anbieterwechsel beim Heizstrom optimieren“, August 2017, S.3 abrufbar unter: https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/migration_files/media249636A.pdf (letzter Abruf am: 18.04.2018).
- 30 Vgl. Schnurre, in: Böttcher/Nagel: „Batteriespeicher: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen“, 2018, S. 400 m.w.N.
- 31 Tüngler, in: Kment, 1. Aufl. 2015, § 14a EnWG, Rn. 10.
- 32 BNetzA, 12.04.2011 – BK6-10-097.
- 33 BNetzA, 12.04.2011 – BK6-10-098. Wird ab dem 12.07.2018 ersetzt durch BNetzA, 13.06.2017 – BK6-15-158.
- 34 BNetzA, 18.10.2011 – BK6-10-099. Wird ab dem 12.07.2018 ersetzt durch BNetzA, 13.06.2017 – BK6-15-159.
- 35 BNetzA, 14.09.2017 – BK6-17-046.
- 36 Smart Metering Anwendungen sind bei der E-Mobilität im Vergleich zu den anderen dargestellten Anwendungen im Kapitel C spezieller und teilweise komplexer. Die Rollen und Beteiligten bei E-Mob-Geschäftsmodellen unterscheiden sich vollständig und lassen sich daher keinen speziellen Akteursgruppe zuordnen.
- 37 Measuring Instruments Directive, Richtlinie Nr. 2004/22/EG.
- 38 „Regeln und Erkenntnisse des Regelermittlungsausschusses nach § 46 des Mess- und Eichgesetzes für Messgeräte und Zusatzrichtungen im Anwendungsbereich der E-Mobilität“ vom 16. März 2017, veröffentlicht im Bundesanzeiger BAnz AT 19.04.2017 B6.
- 39 Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Submetering, Darstellung und Analyse der Wettbewerbsverhältnisse bei Ablesediensten für Heiz- und Wasserkosten, Mai 2017, S. 1.
- 40 Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Submetering, Darstellung und Analyse der Wettbewerbsverhältnisse bei Ablesediensten für Heiz- und Wasserkosten, Mai 2017, S. 1, 5, 45 ff.
- 41 Es können eine Vielzahl anderer Sensoren in der Liegenschaft verbaut werden, z.B. zur Anzeige von Füllständen von Müllbehältern, Streusalzbehältern, die Belegung von Parkplätzen oder anderen gemeinsamen Einrichtungen, etc.
- 42 Gesetzesbegründung des MsbG, BT-Drs. 18/7555, S. 64, 72, 76, 82.
- 43 Gesetzesbegründung des MsbG, BT-Drs. 18/7555, S. 82.
- 44, Dabei sollten aus rechtlichen Gründen die Bestellungen allerdings nicht ohne Betätigung des „Bestellbuttons“ durch den Kunden erfolgen.
- 45 Zu Gamification siehe z.B. TU Darmstadt, Abschlussbericht zum Forschungsprojekt SWD-10.08.18-7-14.21 vom 26.10.2016, Steigerung der Motivation für energieeffizientes Verhalten auf Grundlage von Smart Metering Daten und Serious Gaming Methoden; Ro/Brauer/Kuntz/Shukla/Bensch, Making Cool Choices for sustainability: Testing the effectiveness of a game-based approach to promoting pro-environmental behaviors, Journal of Environmental Psychology 53 (2017) 20–30.
- 46 Die hier verwendete Begrifflichkeit des Datenanalysetools entspricht im Wesentlichen den im Big-Data-Kontext üblicherweise verwandten Begriffen „Predictive Analytics“ bzw. „Business Analytics“.





D. Grundsätzliche Fragen für Einrichtung, Betrieb und Nutzung von Smart Metern

In diesem Kapitel folgt eine kompakte Zusammenstellung wesentlicher regulatorischer Hintergründe und Grundsätze, die bei der Umsetzung der dargestellten Geschäftsmodelle im Bereich Smart Metering zu kennen und zu berücksichtigen sind.

D.I. Zum Verhältnis von grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibern

Messstellenbetreiber können grundsätzlich in zwei unterschiedlichen Ausprägungen auftreten: als **grundzuständiger** oder **wettbewerblicher** Messstellenbetreiber (s. auch Kapitel B).

Der grundzuständige Messstellenbetreiber gemäß § 2 Nr. 4 MsbG ist dabei in der Regel der jeweilige Netzbetreiber. Ausnahmsweise kann es auch derjenige sein, dem aufgrund einer freiwilligen oder verpflichtenden Ausschreibung die Aufgabe der Grundzuständigkeit gemäß § 43 MsbG übertragen wurde (s. dazu **Unterkapitel D.V**). Der grundzuständige Messstellenbetreiber ist nur zuständig, soweit sich der **Anschlussnutzer** nicht gemäß § 5 MsbG für einen dritten Anbieter – d.h. einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber – entschieden hat. Anschlussnutzer sind dabei gemäß § 2 Nr. 3 MsbG sowohl Letztverbraucher als auch Anlagenbetreiber nach dem EEG 2017 oder KWKG 2016.

Die Rollen bringen **unterschiedliche Vor- und Nachteile** mit sich. Grundzuständige Messstellenbetreiber haben den Vorteil, dass sie in dem skalenabhängigen

Geschäftsfeld Messstellenbetrieb als „Auffangmessstellenbetreiber“ (vergleichbar mit einem Grundversorger) von Anfang an mit einer bestimmten Zahl an Vertragspartnern (Anschlussnutzern) rechnen können. Demgegenüber sind wettbewerbliche Messstellenbetreiber freier in der Ausgestaltung ihrer Produkte. So gilt für diese u.a.:

- Entgelte sind nicht durch eine Preisobergrenze vorgegeben;
- Es können gezielt Kunden außerhalb der Einbaupflichtfälle gesucht werden;
- Standard- und Zusatzleistungen sind nicht vorgegeben;
- Es ist keine bestimmte Einbauquote zu erfüllen.

Daneben gelten **Sonderbestimmungen für EEG- und KWK-Anlagenbetreiber**. Im Unterschied zum Messstellenbetrieb bei Letztverbrauchern ist es möglich, dass Anlagenbetreiber den Messstellenbetrieb **selbst übernehmen**. Dies stellt § 14 Abs. 1 S. 3 KWKG 2016 für KWK-Anlagen und § 10a S. 2 EEG 2017 für EEG-Anlagen klar. Vor Inkrafttreten des EEG 2017 und KWKG 2016 war der durch den Anlagenbetreiber selbst ausgeübte Messstellenbetrieb für kleinere Erzeugungsanlagen der Regelfall. Mit den regulatorischen Pflichten, Sicherheits- und Datenschutzvor-

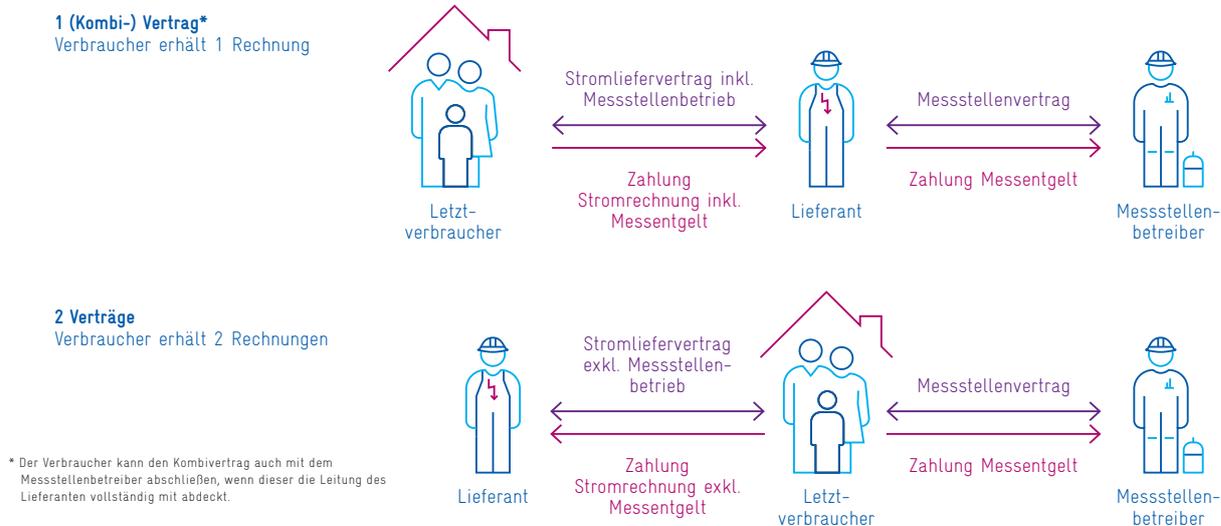
gaben, die sich insbesondere aus dem MsbG ergeben, wird es für private Dritte allerdings zunehmend schwierig und für intelligente Messsysteme nahezu unmöglich, den ordnungsgemäßen Messstellenbetrieb selbst durchzuführen.

Aus den vorgenannten Gründen ist es für grundzuständige Messstellenbetreiber attraktiv, über die Ausgründung **wettbewerblicher Messstellenbetreiber** nachzudenken. Hierbei ist allerdings Vorsicht geboten, denn die Bundesnetzagentur stellt an eine solche Ausgründung erhebliche gesellschaftsrechtliche Anforderungen.⁴⁷ Im Kern dreht sich dabei alles um die Frage, wer als **„Dritter“** wettbewerblicher Messstellenbetreiber nach den §§ 5 und 6 MsbG sein darf. Nach Ansicht der BNetzA setzt dies prinzipiell voraus, dass grundzuständiger und wettbewerblicher Messstellenbetreiber in **unterschiedlichen Gesellschaften organisiert** sein müssen. Für die Gesellschaften leitet die BNetzA zudem darüberhinausgehende entflechtungsrechtliche Vorgaben je nach Größe des örtlichen Stadtwerks analog den Regelungen der §§ 6 ff. EnWG ab.

Sofern diese Position Bestand haben sollte, kann dies gra-

Abbildung 20: Vertragsbeziehungen aus Verbrauchersicht

Der Letztverbraucher hat die Wahl zwischen 2 Möglichkeiten:



vierende wettbewerbsrechtliche, wirtschaftliche und vertragsrechtliche Folgen nach sich ziehen. Wenn grundzuständige Messstellenbetreiber Verträge mit der Wohnungswirtschaft oder mit Privatkunden abschließen sollten, die als Verträge wettbewerbsrechtlicher Messstellenbetreiber zu qualifizieren sind, besteht die Gefahr, dass diese als unwirksam anzusehen sind. Auch ist damit zu rechnen, dass Konkurrenten, die ausschließlich als wettbewerbsrechtliche Messstellenbetreiber organisiert sind, wettbewerbsrechtliche Maßnahmen ergreifen und die Regulierungsbehörden einbeziehen werden.

Der gesellschaftsrechtlichen Ausgestaltung ist mithin frühzeitig eine hohe Aufmerksamkeit zu schenken.

D.II. Verträge zwischen den Marktpartnern

Mit dem Messstellenbetriebsgesetz wurde neu geregelt, welche Verträge erforderlich sind, um Messstellenbetreiber zu werden. Zwar schlossen bereits vor der Neuregelung die wenigen wettbewerbsrechtlichen Messstellenbetreiber regelmäßig eigene Verträge mit ihren oftmals gewerblichen oder indust-

riellen Kunden ab. Für den größten Teil der Kunden jedoch – und nahezu alle Haushalte – erfolgte kein separater Vertragsschluss. Folglich ist die Kenntnis darüber, dass es so etwas wie einen Messstellenbetreiber überhaupt gibt, bei Letztverbrauchern nicht weit verbreitet. Bis heute werden Messentgelte regelmäßig mit dem **Stromliefervertrag vom Lieferanten in Rechnung gestellt**.

§ 9 MsbG macht diesen bisherigen Regelfall zur Ausnahme. Künftig sollen Messstellenbetreiber stärker als bisher eigenständig gegenüber den Kunden mit ihren Leistungen und Diensten in Erscheinung treten. Dieser Wandel führt auch zu vielfachen Änderungen in der vertraglichen Ausgestaltung.

Aus Sicht der wettbewerbsrechtlichen Messstellenbetreiber ist es logisch, dass sie ihre Verträge und Preise mit den Kunden selbst regeln bzw. den Kunden über eine Plattform gleich den Vertragsabschluss mit dritten Mehrwertanbietern ermöglichen. Das neue Regel-Ausnahme-Verhältnis hat jedoch vor allem für den **grundzuständigen Messstellenbetrieb weitreichende Folgen**: Künftig besteht gegenüber den Lieferanten kein Anspruch des Netzbetreibers

mehr, dass dieser Messentgelte mit den Netzentgelten beim Letztverbraucher erhebt – es sei denn, der grundzuständige Messstellenbetreiber vereinbart mit dem jeweiligen Lieferanten eine entsprechende **vertragliche Lösung** (§ 9 Abs. 1 Nr. 2 MsbG). Da voraussichtlich nicht mit jedem der in Deutschland tätigen Lieferanten eine vertragliche Lösung gefunden werden kann, sind grundzuständige Messstellenbetreiber damit gezwungen, direkt Verträge mit den Letztverbrauchern abzuschließen und ein eigenes Mahn- und Inkassowesen zu implementieren.

Im Folgenden werden die aus Vertragssicht vorrangig relevanten Verhältnisse dargestellt. Dies ist unter **Ziffer 1** das Verhältnis Messstellenbetreiber zu Lieferant, unter **Ziffer 2** das Verhältnis des Messstellenbetreibers zum Letztverbraucher (bzw. Anschlussnutzer), unter **Ziffer 3** das Verhältnis wettbewerbsrechtlicher Messstellenbetreiber zum Netzbetreiber. **Ziffer 4** zeigt auf, inwiefern sich die Neuregelung auch auf das Verhältnis zwischen Netznutzer (i.d.R. Lieferant) und Netzbetreiber auswirkt.

D.II.1. Verhältnis Messstellenbetreiber – Lieferant

Verträge zwischen **wettbewerblichen Messstellenbetreibern und Lieferanten** sind frei gestaltbar.

Anwendungshinweis: Wettbewerblicher Messstellenbetreiber und Lieferant können bspw. vereinbaren, Mehrwertdienste und einen bestimmten Tarif aufeinander abzustimmen (zu Kopplungsgeschäften siehe Unterabschnitt C.II.3). Die Umsetzung des jeweiligen Produkts kann damit erleichtert werden. Gleichzeitig nutzen Lieferant und Messstellenbetreiber das eigene Kundenpotential besser aus.

Zu beachten ist aber, dass der Messstellenbetreiber gem. § 10 Abs. 3 MsbG keine vertragliche Regelung mit seinen Kunden treffen darf, die den Lieferantenwechsel erschwert. Insoweit gilt auch für wettbewerbliche Messstellenbetreiber ein Diskriminierungsverbot⁴⁸.

Vertragsinhalte zwischen **grundzuständigen Messstellenbetreibern und Lieferanten** wur-

den entgegen dem überwiegenden Wunsch aus der Branche⁴⁹ bisher nicht standardisiert geregelt. Die BNetzA sah 2017 noch kein hinreichend großes Regelungsbedürfnis und stellte zu dieser Frage fest⁵⁰:

„Die Marktbeteiligten sind daher zunächst selbst aufgerufen, Lösungen für auftretende Konflikte zu suchen.“

Da ohne wirksame vertragliche Vereinbarung bereits jede moderne Messeinrichtung (für die das jährliche Entgelt nicht mehr als 20 Euro betragen darf, vgl. § 32 MsbG) vom grundzuständigen Messstellenbetreiber separat mit dem Letztverbraucher abgerechnet werden muss, haben die Verbände der Energiewirtschaft hierzu **vertragliche Ausgestaltungsvorschläge** zur Verwendung vorgelegt⁵¹. Den Vertragspartnern steht es dabei frei, die Vertragsvorlagen zu verwenden, diese anzupassen oder alternative Verträge zu entwickeln. Je nach Kundenportfolio und Geschäftsmodell bieten sich unterschiedlichste Vorgehensweisen an.

Wesentliche klärungsbedürftige Vertragsinhalte sind dabei u.a.:

– Vereinbarung der Strombelieferung inklusive Messstellenbetrieb (kombinierter Vertrag),

- Erhebung und Weiterleitung der Messentgelte,
- Zahlungsausfall,
- ggf. Servicegebühren.

D.II.2.. Verträge zwischen Messstellenbetreibern und Anschlussnutzern

Zwischen **Messstellenbetreiber und Anschlussnutzer** ist grundsätzlich ein Messvertrag erforderlich. Anschlussnutzer gemäß § 2 Nr. 3 MsbG können dabei sowohl **Letztverbraucher** wie auch Anlagenbetreiber von EEG- oder KWK-Anlagen sein. Dieser Vertrag ist nur dann entbehrlich, wenn der Lieferant gemäß § 9 Abs. 2 MsbG die diesbezüglichen Vereinbarungen im Stromliefervertrag mit dem jeweiligen Letztverbraucher (auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung nach **Ziffer 1**) getroffen hat.

Der Vertragsschluss zwischen **grundzuständigen Messstellenbetreibern und Anschlussnutzern** kann gemäß § 9 Abs. 3 S. 1 MsbG fingiert, also durch konkludentes Handeln der Anschlussnutzer unterstellt werden. Dies setzt ähnlich der Grundversorgung eine Stromentnahme über einen Zählpunkt voraus. Nicht erfasst vom Wortlaut sind dabei allerdings Anschlussnutzer, die nur Strom einspeisen und nicht entnehmen –

der Vertragsabschluss mit Anlagenbetreibern kann folglich nicht fingiert werden. Zudem sind grundzuständige Messstellenbetreiber gemäß § 9 Abs. 4 MsbG verpflichtet, ihre vertraglichen Bedingungen als eigene Rahmenverträge im Internet zu veröffentlichen. Für die vertraglichen Mindestinhalte enthält § 10 Abs. 2 MsbG eine Liste mit erforderlichen Regelungsgegenständen. Dies sind u.a.:

- Bedingungen des Messstellenbetriebs,
- Entgelte und angebotene Standard- und Zusatzleistungen gem. § 35 MsbG,
- Vorgehen bei Mess- und Übertragungsfehlern,
- Formblatt, das die Datenkommunikation erläutert (vgl. § 54 MsbG),
- Bestimmungen zu Kündigung und Haftung.

Zudem werden gem. § 10 Abs. 1 S. 2 MsbG die für Energielieferverträge entwickelten Anforderungen (z.B. Transparenz, Einfachheit, Verständlichkeit) des § 41 Abs. 1 EnWG für übertragbar erklärt. Die vorgenannten Mindestinhalte müssen auch in Verträgen von **wettbewerblichen Messstellenbetreibern mit Anschlussnutzern** enthalten sein.

D.II.3. Verträge zwischen wettbewerblichen Messstellenbetreibern und Netzbetreibern

Auch im Verhältnis zwischen **wettbewerblichen Messstellenbetreibern und Netzbetreibern** (bzw. grundzuständigen Messstellenbetreibern) ist ein Vertrag erforderlich. Dieser sog. **Messstellenbetreiberrahmenvertrag** ist als Standardvertrag von der BNetzA vorgegeben⁵². Dieser enthält u.a. vertragliche Bestimmungen bezüglich des Ortes der Messung, Installationsvorgaben, das Vorgehen bei Messstellenbetreiberwechseln

und trifft Regelungen zur Haftung und zum Datenaustausch. Der Abschluss des Vertrages **ist erforderlich**, um als Messstellenbetreiber in einem Netzgebiet tätig zu werden. Über den Standardvertrag werden zudem die **technischen Anschlussbedingungen und technischen Mindestanforderungen** an Mess- und Steuereinrichtungen des Netzbetreibers Vertragsgrundlage. Im Einzelfall können sich hieraus Konflikte ergeben, vgl. weiter unten **Unterabschnitt D.VI.**

D.II.4. Einordnung des Lieferantengerichteten Vertrags in den vertraglichen Kontext

Von den unter **Ziffer 1–3** genannten Verträgen ist der Netznutzungsvertrag Strom (**Lieferantengerichteter Vertrag**⁵³ (LRV)) abzugrenzen. Dieser ist wie der Messstellenbetreiberrahmenvertrag als Standardvertrag durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur bundesweit einheitlich und abschließend ausgestaltet.

Erläuterung:
Der Lieferantengerichtete Vertrag vermittelt den Netzzugang. Mit der ersten Kundenanmeldung ist ein Lieferantengerichteter Vertrag abzuschließen, sonst kann die Energieversorgung gegenüber den Kunden nicht aufrechterhalten werden.

Der Standardvertrag regelt das Netznutzungsverhältnis zwischen dem **Lieferanten** und dem **Netzbetreiber** gemäß § 20 EnWG. In der Vergangenheit⁵⁴ umfasste dies auch die Durchführung des Messstellenbetriebs durch den Netzbetreiber. Nunmehr ist der Vertrag nur noch beschränkt auf die Fälle, in denen der Netzbetrei-

ber als grundzuständiger Messstellenbetreiber **keine moderne Messtechnik** einsetzt. Der Vertrag enthält damit weder Regelungen, die wettbewerbliche Messstellenbetreiber betreffen noch Regelungen bezüglich moderner Messeinrichtungen und intelligenter Messsysteme.

In den sonstigen Fallkonstellationen hat der Netzbetreiber nach § 7 Nr. 2 S. 1 LRV weiterhin die Möglichkeit, Entgelte für den Messstellenbetrieb direkt den Lieferanten in Rechnung zu stellen. Entgegen des Wortlauts des § 9 MsbG – der keine Einschränkung auf eine bestimmte Messtechnik vornimmt – setzt die Bundesnetzagentur für diesen Bereich damit auf den **Grundsatz der Kontinuität** und eine Beibehaltung der gewohnten vertraglichen und prozessualen Regeln.

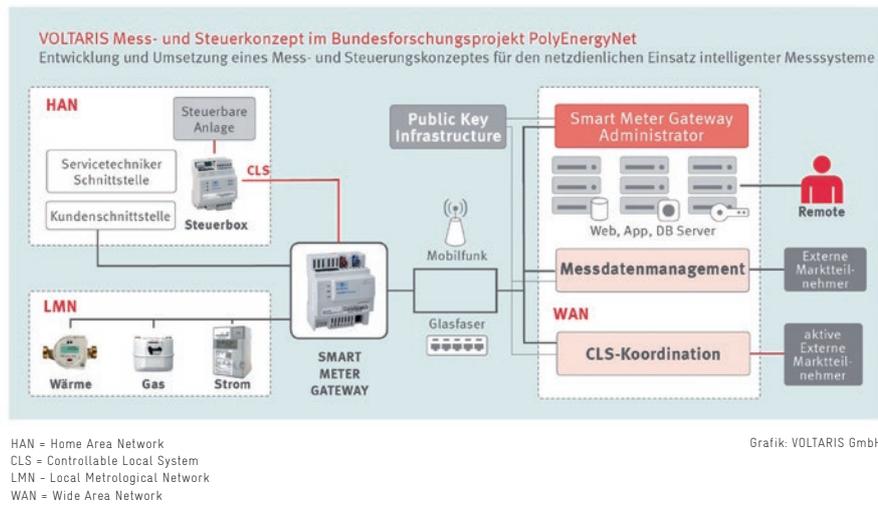
D.III. Rechtliche Vorgaben bezüglich der eingesetzten Technik

Die einzusetzende Messtechnik unterliegt den rechtlichen Anforderungen des MsbG sowie zahlreichen weiteren gesetzlichen Bestimmungen und untergesetzlichen (insbesondere technischen) Vorgaben. Unter **Ziff. 1** wird dargestellt, was das MsbG unter „moderner Messtechnik“ versteht. **Ziff. 2** behandelt die Frage, inwieweit daneben in den Phasen 1 und 2 der Einsatz freier Messsysteme auch künftig zulässig ist.

D.III.1. Moderne Messtechnik nach dem Messstellenbetriebsgesetz

Das MsbG kennt insbesondere zwei Gerätetypen der **modernen Messtechnik**. Dies ist zum einen die **moderne Messeinrichtung (mME)**, zum anderen das **intelligente Messsystem (iMSys)**.

Abbildung 21: Architektur eines intelligenten Messsystems (Messung und Steuerung)



Die mME ist dabei gemäß § 2 Nr. 15 MsbG definiert als „eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann“

Die mME muss den im FNN Lastenheft Basiszähler beschriebenen funktionalen Merkmalen entsprechen.⁵⁵ Die mME ist ohne Kommunikationsmodul nicht fernauslesbar bzw. **nicht für die Kommunikation geeignet**.

Wird die mME über ein spezielles Gateway (sog. Smart Meter-Gateway) in ein Kommunikationsnetz eingebunden, wird aus der mME ein **intelligentes Messsystem (iMSys)** gem. § 2 Nr. 7 MsbG (siehe auch **Abbildung 21**). Die Mindestanforderungen an Smart-Meter-Gateways regelt § 22 MsbG. Smart-Meter-Gateways müssen den Stand der Technik einhalten. Dies wird gem. § 22 Abs. 2 MsbG vermutet, wenn die entsprechenden **Schutzprofile und Technischen Richtlinien** des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) eingehalten werden. Dies setzt eine Zertifizierung des eingesetzten Gateways nach § 24 MsbG voraus.

Erläuterung:

Bis heute ist kein zertifiziertes Gateway am Markt verfügbar. Aktuell befinden sich Smart Meter-Gateways von insgesamt neun Herstellern im Zertifizierungsverfahren (siehe zur sog. Markterklärung durch das BSI auch Kapitel A.II.).

§ 19 Abs. 2 MsbG legt fest, dass zur Datenerhebung, -verarbeitung und -nutzung **ausschließlich zertifizierte Geräte** eingesetzt werden. Messstellenbetreiber sind damit grundsätzlich zum Einsatz zertifizierter Smart Meter-Gateways verpflichtet. Diese Pflicht erfährt allerdings eine wichtige Einschränkung: Solange noch nicht mindestens drei zertifizierte Gateways am Markt verfügbar sind und dies vom BSI gemäß § 30 MsbG festgestellt wurde (sog. **technische Möglichkeit**), dürfen alternative Systeme (freie Messsysteme) zur Fernauslesung unter Einhaltung der sonstigen Voraussetzungen des § 19 Abs. 5 MsbG eingesetzt werden.

Daraus wird oftmals gefolgert, dass ab Feststellung der technischen Möglichkeit (**Eintritt der**

Phase 2) der Neueinbau freier Messsysteme nicht mehr zulässig sei.

Hinweis: Unter der folgenden Ziff. 2 wird dargestellt, dass dieses enge und absolute Verständnis des Einsatzverbots alternativer Messtechnik in dieser Form nicht aus dem Gesetz geschlossen werden kann.

D.III.2. Verwendungspflicht zertifizierter Geräte in **Phase 2**

Alle **kommunizierenden** Messgeräte sind Messsysteme gemäß § 2 Nr. 13 MsbG. Die Messsysteme selbst können entweder BSI-konform sein – dann handelt es sich um sogenannte intelligente Messsysteme gem. § 2 Nr. 7 MsbG. Sind sie nicht zertifiziert, dann handelt es sich nach der hier verwendeten Begrifflichkeit um „**freie Messsysteme**“. Da viele der unter **Kapitel C** genannten Anwendungsfälle absehbar auch in **Phase 2** nicht mit den BSI-zertifizierten Geräten durchgeführt werden können, stellt sich die Frage, ob und

wenn ja unter welchen Voraussetzungen der Einsatz freier Messsysteme weiter zulässig ist. § 19 Abs. 5 S. 1 MsbG legt dabei die Voraussetzungen fest, unter denen freie Messsysteme eingesetzt werden dürfen. § 19 Abs. 5 S. 1 MsbG lautet wie folgt:

„Messsysteme, die den besonderen Anforderungen aus den Absätzen 2 und 3 nicht entsprechen, dürfen noch bis zu dem Zeitpunkt, zu dem das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik nach § 30 die **technische Möglichkeit** des Einbaus von intelligenten Messsystemen feststellt (...) eingebaut und bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden,

1. wenn ihre Nutzung nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist und

2. solange eine **Einwilligung des Anschlussnutzers** zum Einbau und zur Nutzung eines Messsystems besteht, die er in der Kenntnis erteilt hat, dass das Messsystem nicht den Anforderungen der Absätze 2 und 3 entspricht; Haushaltskunden nach dem Energiewirtschaftsgesetz können die Zustimmung widerrufen.

Solange die Voraussetzungen des Satzes 1 vorliegen, bestehen für die jeweilige Messstelle die Pflichten nach § 29 nicht.“ (Herv. d. Verf.)

Damit sind zwei Voraussetzungen beim Einsatz freier Messsysteme zu beachten:

- Eine Einwilligung des Anschlussnutzers muss vorliegen [siehe **Buchst. a)**].
- Die in § 30 MsbG genannte technische Möglichkeit darf nicht bestehen [siehe **Buchst. b)**].

Nachfolgend stellt **Buchst. c)** dar, inwieweit der zulässige Einsatz freier Messsysteme rechtlich geschützt wird. Inwiefern die Vorgaben des MsbG innerhalb von Kundenanlagen überhaupt anwendbar sind, ist dargestellt in **Unterkapitel C.I.4.**

D.III.2. a) Einwilligungserklärung des Nutzers

Der Messstellenbetreiber muss eine **Einwilligungserklärung** des Letztverbrauchers bzw. Anschlussnutzers einholen. Ggf. kann diese Einwilligungserklärung gemeinsam mit der Einwilligung zur Datennutzung (vgl. **Unterkapitel D.VII)** eingeholt werden. Zudem sind die Nutzer durch den Messstellenbetreiber zu informieren, dass das freie Messsystem die gesetzlichen Mindestanforderungen

nicht einhält. Bezüglich der Einwilligungserklärung hat der Gesetzgeber auf das Formerfordernis der Schriftlichkeit verzichtet – dennoch sollte zu Beweis Zwecken die Einwilligung zumindest als elektronische Erklärung vorliegen.

Haushaltskunden gemäß § 3 Nr. 22 EnWG („Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen“) haben zudem jederzeit das Recht, die Einwilligung zu **widerrufen**.

Anwendungshinweis: Zu den finanziellen Folgen eines Widerrufs trifft das MsbG keine Aussage. Messstellenbetreibern ist zu empfehlen, geeignete vertragliche Regelungen mit den Anschlussnutzern für diesen Fall zu treffen.

D.III.2. b) Reichweite der Verwendungspflicht zertifizierter Geräte

Zu dem Zeitpunkt, zu dem das BSI die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen in Phase 2 feststellt, dürfen **grundsätzlich** nur noch zertifizierte Smart Meter-Gateways zum Einsatz kommen.

Aber: Es ist zu erwarten, dass die technische Möglichkeit vom BSI **nur für bestimmte Einsatzzwecke** festgestellt wird. Die Feststellung setzt dabei voraus:

- Drei voneinander unabhängige Unternehmen müssen intelligente Messsysteme anbieten.
- Die intelligenten Messsysteme müssen den am Einsatzbereich des Smart-Meter-Gateways orientierten Vorgaben des § 24 Abs. 1 MsbG entsprechen.

Bezüglich des letzten Punktes besteht keine einheitliche Meinung, wie diese Einsatzbezogenheit gedeutet werden muss. Eine Auffassung meint, dass die technische Möglichkeit erst dann festgestellt werden kann, wenn die Einhaltung aller Mindestanforderungen der §§ 21, 22 MsbG durch das Zertifizierungsverfahren bestätigt wurde⁵⁶. Diese Ansicht würde aufgrund der umfassenden Mindestanforderungen faktisch dazu führen, dass mit einer **technischen**

Möglichkeit in den nächsten Jahren wohl nicht zu rechnen wäre.

Dies ist insbesondere den technisch weitreichenden Anforderungen der §§ 21, 22 MsbG geschuldet. Messsysteme müssen vollständig interoperabel und Smart Home-fähig sein und steuernden Zugriff auf alle Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen nehmen können. Dem Einsatz freier Messsysteme stünde damit in den kommenden Jahren nichts entgegen. Eine zweite Ansicht stellt darauf ab, dass die technische Möglichkeit i.S.v. § 30 MsbG nur auf den jeweiligen Einsatzbereich begrenzt ist. Diese Ansicht wird vor allem damit begründet, dass im Gesetzgebungsverfahren mit folgender Begründung der ursprünglich in § 30 MsbG enthaltene Verweis auf § 22 MsbG durch einen Verweis auf § 24 Abs. 1 MsbG ersetzt wurde:

*„Die Pflicht zum Einbau eines Smart-Meter-Gateways wird nach § 30 des Messstellenbetriebesgesetzes (MsbG) **jeweils erst dann aktuell, wenn für den konkreten Anwendungsfall die technische Möglichkeit des Einbaus besteht.** Erforderlich hierfür ist nach dem Wortlaut der Vorschrift eine am Einsatzbereich des Smart-Meter-Gateways durchgeführte Prüfung des Bundesamtes für*

*Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) von marktreifen Geräten. Erst wenn das BSI eine Freigabe erteilt hat, kann die technische Möglichkeit zum Einbau vorliegen und **folglich die Einbauverpflichtung für den konkreten Anwendungsfall greifen.***

Unterschiedliche Einsatzbereiche (z. B. Industriepark mit gleichzeitiger Erfassung mehrerer Medien, Windturbine mit Funktionalitäten zum Einspeisemanagement und zur Direktvermarktung, PV-Kleinanlage mit Speicherung eines Steuerprofils) bringen **unterschiedliche Anforderungen** an ein Smart Meter-Gateway mit sich.“⁵⁷ (Herv. d. Verf.)

Folgt man letztgenannter Ansicht, ist davon auszugehen, dass für eine Vielzahl an Anwendungsfällen trotz Erklärung der technischen Möglichkeit weiter die Verwendung freier Messsysteme zulässig sein wird.

Entscheidend wird damit sein, welcher Auslegung das BSI bei der Feststellung der technischen Möglichkeit folgt. Die bisherigen Äußerungen⁵⁸ deuten darauf hin, dass das BSI letztgenannter Ansicht folgt und fünf Einsatzbereiche bezüglich der technischen Möglichkeit voneinander abgrenzt. Neben klassischen Anwendungen

(auf die insbesondere in **Unterkapitel C.II** eingegangen wird) könnten dies insbesondere sein:

- Sub-Metering, u.a. § 21 Abs. 1 Nr. 3c) MsbG,
- Smart Grid, u.a. § 21 Abs. 1 Nr. 1b) MsbG,
- Smart Mobility,
- Smart Home/Building, u.a. § 21 Abs. 1 Nr. 4a) MsbG,
- Smart Services, § 21 Abs. 1 Nr. 4a) MsbG.

Anwendungshinweis: Bei der Feststellung der technischen Möglichkeit nach § 30 MsbG handelt es sich um einen Verwaltungsakt, gegen den innerhalb vorgegebener Fristen Widerspruch/Klage eingelegt/ingereicht werden kann. Sofern dies nicht fristgerecht erfolgt, erhält die Feststellung des BSI Bestandskraft und ist zwingend zu beachten.

D.III.2. c) Zulässige Verwendung freier Messsysteme in  Phase 1 und  Phase 2

Wettbewerbliche Messstellenbetreiber können sich bei eingebauten freien Messsystemen auf die **Schutzfunktion** der §§ 36 Abs. 1 S.

1 Hs. 2; 19 Abs. 5 MsbG berufen. Demnach wird an Messstellen, an denen freie Messsysteme installiert sind, **die Einbaupflicht** intelligenter Messsysteme zeitlich **ausgesetzt**. Aus Zweckmäßigkeitserwägungen ist diese Regelung nachvollziehbar, schließlich würde eine Einbaupflicht dazu führen, dass Parallelsysteme aufzubauen wären. Dazu wäre das Messsystem, das eingebaut werden muss, nicht geeignet, den kundenseitig gewünschten Anwendungsfall abzubilden.

D.IV. Netznutzungs- und Messentgelte

Für die Umsetzung des Messstellenbetriebs ist zudem von Relevanz, welche **unmittelbaren Erlöse** neben den sonstigen Anwendungsfällen und Mehrwertdiensten (vgl. **Kapitel C**) erzielt werden können. Unter nachfolgender **Ziff. 1** werden die Grundsätze der Preisgestaltung des Messstellenbetriebs und in **Ziff. 2** der unmittelbare Einfluss auf die Netzentgelte dargestellt.

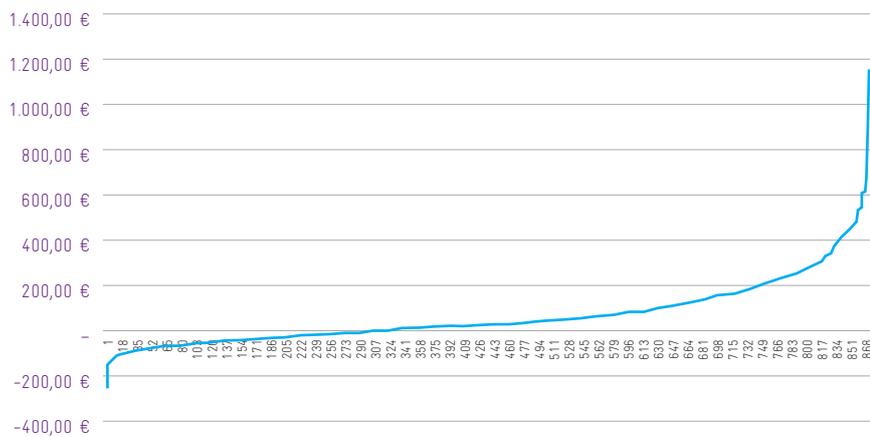
D.IV.1. Messentgelte des grundzuständigen Messstellenbetreibers und Preisobergrenzen

Messstellenbetreiber sind grundsätzlich **frei** in ihrer **Preisgestaltung**. Dies gilt sowohl für wettbewerbliche wie grundzuständige Messstellenbetreiber und sowohl für intelligente Messsysteme, moderne Messeinrichtungen und freie Messsysteme⁵⁹.

Eine Einschränkung ergibt sich allerdings aus den **Preisobergrenzen der §§ 31, 32 MsbG**. Diese Preisobergrenzen gelten für **grundzuständige Messstellenbetreiber** (zu den Preisobergrenzen für Pflicht- und optionale Einbaufälle siehe auch Abbildung 3 in Kapitel B), haben aber zumindest mittelbar auch Auswirkungen auf wettbewerbliche Messstellenbetreiber. Würden diese höhere Preise für gleichwertige Dienstleistungen verlangen, ist es eher unwahrscheinlich, dass sie sich damit am Markt durchsetzen können.

Der wettbewerbliche Messstellenbetreiber könnte allerdings höhere Preise erzielen, wenn das Leistungsspektrum über das hinausgeht, was als sogenannte **Basisdienst** gemäß § 35 Abs. 1 MsbG innerhalb der Preisobergrenzen durch grundzuständige Messstellenbetreiber erbracht werden muss. Die Basisdienste umfassen dabei u.a. alle allgemeinen Vorgaben zu Geschäfts-, Bilanzierungs-

Abbildung 22: Vorteilhaftigkeit des Wechsels in Leistungspreissystem in Abhängigkeit vom Netzgebiet



heblichen Unterschieden führen können – dargestellt in **Abb. 22**.

Welches Entgeltsystem zu verwenden ist, ist dabei auch **abhängig von der eingesetzten Messtechnik**. Die Netzentgelte im Fall des Vorliegens einer **viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung (RLM)** gem. § 17 Abs. 2 StromNEV werden nach dem sog. **Leistungspreissystem** ermittelt. Die Preisstellung erfolgt dabei anhand eines Leistungs- und eines Arbeitspreises.⁶¹ Für nicht leistungsgemessene Stromkunden wird gem. § 17 Abs. 6 StromNEV das sog. **Arbeitspreissystem** verwendet (in den meisten Fällen enthält das neben dem Arbeitspreis einen Grundpreis).

Da die Verwendung intelligenter oder freier Messsysteme grundsätzlich möglich macht, dass viertelstündige Leistungswerte gemessen bzw. ermittelt werden, stellt sich die Frage, ob mit Installation neuer Messtechnik ein **freiwilliger Wechsel in das Leistungspreissystem** zulässig ist. Zumindest in manchen Netzgebieten könnte ein solcher Wechsel für Lieferanten bzw. Letztverbraucher wirtschaftlich vorteilhaft sein; - dieser Vorteil ist jedoch immer auch abhängig von der individuellen Benutzungsstundenzahl des einzelnen Letztverbrauchers.

Zwar spricht dafür, dass das Leistungspreissystem grundsätzlich vorrangig anzuwenden ist. Jedoch sieht § 17 Abs. 6 S. StromNEV die Netzentgeltabrechnung nach dem Arbeitspreissystem als Ausnahme unter folgenden Voraussetzungen zwingend vor:

„Für Entnahmestellen im Niederspannungsnetz mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden ist bei Zählerstandgangmessung oder einer anderen Form der Arbeitsmessung anstelle des Leistungs- und

Arbeitspreises ein Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde festzulegen.“

Der Gesetzgeber hat sich im Fall der Letztverbraucher unterhalb eines Jahresverbrauchs von 100.000 kWh bewusst dagegen entschieden, ein solches Wahlrecht zuzulassen.⁶² Die Unzulässigkeit eines Wechsels dokumentiert dabei auch § 55 Abs. 1 MsbG, wonach eine viertelstündige Lastgangmessung einzig als zulässige Messwerterhebung für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh als Möglichkeit vorgesehen ist und in allen anderen Fällen eine Zählerstandgangmessung oder Arbeitsmessung zur Messwerterhebung durchzuführen ist.

Anwendungshinweis: Entgegen des Wortlauts des MsbG und der StromNEV wird unterhalb eines Jahresverbrauchs von 100.000 kWh eine Anwendung des Leistungspreissystems in den Fällen weiter praktiziert, in denen die sog. viertelstündige registrierende Leistungsmessung zum Einsatz kommt, vgl. § 8 Nr. 3 Lieferantenrahmenvertrag. Sofern freie Messsysteme als RLM-Messung deklariert werden, ist damit ein Wechsel der Netzentgeltssystematik faktisch weiter möglich.

Des Weiteren bestehen unterschiedliche messtechnische Voraussetzungen für Sondertatbestände, die zu einer Reduktion der zu zahlenden Netzentgelte führen können (vgl. **Kapitel C**).

D.V. Ausschreibung der Grundzuständigkeit

Die §§ 41 bis 45 MsbG regeln die **Übertragung der Grundzuständigkeit** für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. Dabei kann der Netzbetreiber, der gem. § 2 Nr. 4 MsbG auch grundzuständiger Messstellenbetreiber ist, die Grundzuständigkeit in Gestalt einer Dienstleistungskonzession gem. § 105 Abs. 1 Nr. 2 GWB auf ein drittes Unternehmen übertragen⁶³. Nur wenige Netzbetreiber planen eine solche Übertragung an Dritte. § 45 Abs. 3 MsbG verpflichtete die Netzbetreiber, bis zum 30.06.2017 die Wahrnehmung des grundzuständigen Messstellenbetriebs schriftlich bei der Bundesnetzagentur anzuzeigen. Die Anzeigen wurden von **899 Netzbetreibern** für insgesamt 50,9 Mio. Zählpunkte vorgenommen – nur **sieben** gaben an, nicht als grundzuständige Messstellenbetreiber für intelligente Messtechnik in ihren Netzen tätig zu werden⁶⁴.

§ 45 Abs. 1 Nr. 1 MsbG verankert darüber hinaus eine Ausschreibungspflicht, wenn grundzuständige Messstellenbetreiber ihren Rollout-Verpflichtungen nur in unzureichendem Maß nachkommen. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn

- nicht **innerhalb von drei Jahren** nach Feststellung der technischen Möglichkeit mindestens **10 Prozent** der Pflichteinbaufälle **mit intelligenten Messsystemen** ausgestattet werden (§ 45 Abs. 2 Nr. 1 MsbG) oder
- nicht **bis zum 30.06.2020** mindestens **10 Prozent** der auszustattenden Messstellen mit **modernen Messeinrichtungen** ausgestattet werden (§ 45 Abs. 2 Nr. 2 MsbG).

Bei der Berechnung der Pflichteinbaufälle werden die Messstellen nicht mit einbezogen, die von einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber betrieben werden, vgl. § 36 Abs. 1 S. 1 MsbG.

Anwendungshinweis: Wettbewerbliche Messstellenbetreiber haben grundsätzlich die Möglichkeit, nach § 76 Abs. 4 MsbG i.V.m. § 66 EnWG einen Antrag bei der Bundesnetzagentur zur Durchführung einer Pflichtausschreibung zu stellen, wenn grundzuständige Messstellenbetreiber ihren Ausstattungspflichten nicht nachkommen sollten.

D.VI. Das Verhältnis von Netzbetreiber und Messstellenbetreiber

Durch das MsbG ist die Rolle des Messstellenbetreibers sehr viel stärker eigenständiger geregelt, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Dabei wurden Messstellenbetreiber und Netzbetreiber oftmals als eine einheitliche Rolle verstanden. Daraus resultiert die Frage, wie die Aufgaben und Funktionen von Messstellenbetreiber und Netzbetreiber abzugrenzen sind. Unter **Ziff. 1** werden die allgemeinen Kernaufgaben des Messstellenbetreibers dargestellt. **Ziff. 2** enthält Abgrenzungsfragen, inwieweit ergänzend **Technische Anschlussbedingungen** und **Technische Mindestanforderungen** der Netzbetreiber zu beachten sind.

D.VI.1. Kernaufgaben des Messstellenbetreibers

§ 3 Abs. 2 MsbG bestimmt die gesetzlichen Kernaufgaben des Messstellenbetreibers:

„1. **Einbau, Betrieb und Wartung** der Messstelle und ihrer Messeinrichtungen und Messsysteme sowie **Gewährleistung einer mess- und eichrechtskonformen Messung** entnommener, verbrauchter und eingespeister Energie einschließlich der **Messwertaufbereitung** und form- und fristgerechten **Datenübertragung** nach Maßgabe dieses Gesetzes,

2. **technischer Betrieb der Messstelle** nach den Maßgaben dieses Gesetzes einschließlich der form- und fristgerechten **Datenübertragung** nach Maßgabe dieses Gesetzes,

3. Erfüllung **weiterer Anforderungen**, die sich aus diesem Gesetz oder aus Rechtsverordnungen nach den §§ 46 und 74 ergeben.“
(Herv. D. Verf.)

Unter Nr. 1 fallen alle Leistungen, die mit der **Auswahl** geeigneter Messgeräte und deren **Beschaffung** zusammenhängen. Dementsprechend ist Sorge für die **technischen Spezifikationen** der Geräte, den **Wareneingang** und -ausgang, die **Logistik** und die **kaufmännische Verwaltung** zu tragen. Dies beinhaltet des Weiteren die **Montage** und die **Instandsetzung** der Geräte sowie die diesbezügliche **Qualitätssicherung**, **Lagerung**, den **Transport** und die Rücknahme ausgebaute Geräte. Auch die Übertragung der Messdaten an die jeweiligen Marktakteure muss der Messstellenbetreiber organisieren.

Zu beachten ist dabei überdies, dass die Rechte und Pflichten auch umfassen, Messeinrichtungen und sonstige technische Einrichtungen bei Bedarf (z.B. Defekt oder Ablauf der Eichgültigkeit) zu entfernen und zu ersetzen, da die Aufgaben sonst nicht bestimmungsgemäß erfüllt werden können.⁶⁵

Zudem sind gem. § 8 Abs. 2 MsbG die Anforderungen aus dem Eichrecht einzuhalten. Messstellenbetreiber sind **Verwender der Messgeräte** i.S.d. § 33 Abs. 2 MessEG und **bestätigen** durch den Messstellenbetreiberrahmenvertrag gegenüber dem Netzbetreiber, dass sämtliche eichrechtliche Pflichten eingehalten werden. Dies beinhaltet u.a. das Bereithalten gültiger **Konformitätserklärungen** für die Messeinrichtungen.

D.VI.2. Ergänzende technische Anforderungen der Netzbetreiber

Netzbetreibern ist es auf Grundlage verschiedener Regelungen erlaubt, technische Vorgaben zu bestimmten Sachverhalten zu machen, die vom jeweiligen Messstellenbetreiber zu beachten sind. Solche Vorgaben können insbesondere darin bestehen,

- dass der Netzbetreiber den **Anbringungsort von Mess- und Steuereinrichtungen** gem. § 22 Abs. 2 S. 1 NAV vorgibt;
- dass der Netzbetreiber **Technische Anschlussbedingungen** (TAB) gem. § 20 NAV festlegt, die bei der Installation von Mess- und Steuereinrichtungen zu beachten sind (vgl. auch § 5 Messstellenbetreiberrahmenvertrag);
- dass der Netzbetreiber **Technische Mindestanforderungen** (TMA) für im jeweiligen Netzgebiet verwendete Mess- und Steuereinrichtungen vorgibt (vgl. § 11 Nr. 1 Messstellenbetreiberrahmenvertrag).

Da die unter **Ziff. 1** genannten Kernaufgaben des Messstellenbetreibers prinzipiell alle Ausformungen und Ausprägungen der Messstelle umfassen, stellt sich die Frage, inwieweit diese Kernaufgaben durch technische Vorgaben des Netzbetreibers beschränkt werden können. Als Faustformel

zur Abgrenzung ist dabei Folgendes zu berücksichtigen: Die TAB sind Vorgaben, die auf den §§ 17, 18 EnWG beruhen. Der Anwendungsbereich ist dabei auf den **Netzanschluss** begrenzt, zu dem Messeinrichtungen nicht gehören⁶⁶. Zwar lässt die NAV mit dem Bestimmungsrecht des Anbringungsortes **ausnahmsweise** auch Vorgaben zu, die den Ort der Messung betreffen – aus der Regelungssystematik ergibt sich aber, dass es sich um eng begrenzte Ausnahmefälle handeln muss.

Aus dieser Systematik und § 22 Abs. 2 S. 5 NAV leitet auch die höchstrichterliche Rechtsprechung des BGH einen **durchsetzbaren Rechtsanspruch** des Anschlussnehmers auf vorrangige Festlegung des konkreten Anbringungsortes der Messeinrichtung⁶⁷ ab – das Bestimmungsrecht des Netzbetreibers gilt mithin nicht uneingeschränkt. Im zugrundeliegenden Fall ging es darum, ob ein Messsystem an einem Blockheizkraftwerk angebracht werden kann oder ob diese zwingend im Zählerschrank installiert werden muss.

Auch TAB und TMA sind grundsätzlich voll überprüfbar und müssen sachlich gerechtfertigt und diskriminierungsfrei sein. Eine **bloße Eignung der techni-**

schen Vorgabe reicht dabei nicht aus, sondern die Vorgabe muss erforderlich sein. Entscheidend ist, ob „ernstzunehmende Risiken in Bezug auf die technische Sicherheit des Netzes, der angeschlossenen Kundenanlage oder in Bezug auf die Versorgungssicherheit der Verbraucher“⁶⁸ bestehen. Entsprechend hielt die BNetzA das Erfordernis einer Zählerschrankklemme zum Zweck der ununterbrochenen Stromversorgung bei einem Zählerwechsel zur Verringerung der Zahl der unbeabsichtigten Kurzschlüsse und zur Beschleunigung des Wechsellvorgangs für nicht sachlich gerechtfertigt.

Die Erforderlichkeit richtet sich dabei nicht nach jedem Interesse des Netzbetreibers, sondern die **TMA und TAB müssen auf Netzbelange gerichtet sein**.⁶⁹ Diese Einschätzung muss erst recht nach neuem Recht gelten, denn durch das MsbG wird in § 1 Nr. 3 MsbG ausdrücklich geregelt, dass Messstellenbetrieb und Netzbetrieb strikt zu trennen sind.⁷⁰ Der Netzbetreiber soll in seiner Rolle also gerade nicht mehr den Messstellenbetrieb beeinflussen können. Insofern müssen sich die sachlichen Gründe zur Rechtfertigung aus der **Rolle des Netzbetreibers zur Sicherung des Netz-**

betriebs (vgl. § 11 Abs. 1 EnWG) ableiten lassen. Das entspricht der gesetzgeberischen Intention, wie sie auch bei der Festlegung der TAB gemäß § 20 NAV zum Ausdruck kommt.

Anwendungshinweis:
In der Praxis verwenden Netzbetreiber regelmäßig eigene TAB und TMA. In vielen Fällen ist bei Unklarheiten oder Umsetzungsschwierigkeiten ein direkter Austausch zwischen Messstellenbetreiber und Netzbetreiber der effizienteste Weg der Klärung. Dennoch ist davon auszugehen, dass zahlreiche technische Vorgaben noch nicht mit dem MsbG abgeglichen wurden. So sind Vorgaben, dass am Zähler Kennzeichnungen des Netzbetreibers anzubringen sind, genauso unwirksam wie Bestimmungen, die nur den Einsatz konkret vorgegebener Messgeräte, Modems und sonstiger technischer Einrichtungen vorsehen.

D.VII. Allgemeine Vorgaben des Datenschutzrechts

In allen Anwendungsfällen spielt das Datenschutzrecht eine große Rolle. Die datenschutzrechtlichen Vorgaben ergeben sich im Wesentlichen aus der am 25.5.2018 in Kraft getretenen **DSGVO**, dem novellierten **BDSG** und dem **MsbG**.⁷¹ Das Verhältnis der einzelnen Gesetze zueinander muss in seinen Einzelheiten erst in den nächsten Jahren durch die Rechtsprechung geklärt werden. Zentral ist aber die DSGVO, die als zwingende europäische Vorgabe dem deutschen Recht vorgeht.⁷² Die Datenschutzregelungen des MsbG sind innerhalb dieser Grenzen im Großen und Ganzen zulässig.⁷³

D.VII.1. Personenbezogene Daten

Entscheidend für die Anwendung des Datenschutzrechtes ist, dass es sich um „**personenbezogene Daten**“ handelt (Art. 4 DSGVO). Dies umfasst Informationen, die sich auf eine identifizierte oder identifizierbare natürliche Person beziehen.

Anwendungshinweis: Die Angabe über den Stromverbrauch eines Unternehmens ist kein personenbezogenes Datum, es sei denn es handelt sich z.B. um eine „Einmann GmbH“. Dann schlägt die Information auf die natürlichen Personen hinter der GmbH durch: Der Verbrauch des Unternehmens Müller GmbH entspricht dem Verbrauch des Gesellschafters Müller, was ein personenbezogenes Datum ist.

Das gilt auch bei sog. „Sachdaten“. Die Information, dass das Messsystem X zum Zeitpunkt Y einen Verbrauch in Höhe von Z gemessen hat, ist kein personenbezogenes Datum. Wenn bekannt oder aus anderen Informationen ableitbar ist, dass das Messsystem X zum Anschluss von Herrn Müller gehört, liegt ein personenbezogenes Datum vor.

Entscheidend ist, **ob eine Person identifizierbar** ist. Identifizierbar ist eine Person, die direkt oder indirekt, insbesondere **mittels Zuordnung** zu einer Kennung wie einem Namen, einer Kenn-

nummer, Standortdaten, einer Post-, Mail- oder IP-Adresse oder besonderen Merkmalen (= Ausdruck der physischen, physiologischen, genetischen, psychischen, wirtschaftlichen, kulturellen oder sozialen Identität der Person) **identifiziert werden kann**. Die **Möglichkeit zur Identifizierung** der Person kann sich auch erst nachträglich ergeben, wenn weitere Daten gesammelt und/oder die Daten aufgearbeitet wurden.

Anwendungshinweis: Aufgrund der fortschreitenden informationstechnischen Möglichkeiten und der immer größeren Verfügbarkeit von Informationen wird es immer einfacher, einen Personenbezug herzustellen. Damit dürfte es seltener werden, dass das Verhalten und Auswerten von Daten nicht unter das Datenschutzrecht fällt.

D.VII.2. Grundsätze des Datenschutzrechts

Nach der DSGVO müssen folgende Grundsätze beachtet werden (insb. Art. 5 Abs. 1 DSGVO):

- **Rechtmäßigkeit** (Art. 6 DSGVO): Die Verarbeitung von personenbezogenen Daten folgt nach dem sog. Prinzip des „Verbots mit Erlaubnisvorbehalt“. Die Datenverarbeitung ist danach nur rechtmäßig, wenn sie gesetzlich gestattet ist. Das ist insbesondere der Fall bei der Datenverarbeitung zur Erfüllung eines Vertrages. Entscheidend ist dabei, ob die Daten im jeweiligen Fall für die Durchführung des konkreten Vertrags erforderlich sind. Erforderlich sind z.B. Kontaktadresse, Bankkonto und Verbrauchsdaten für die Durchführung des Stromlieferungsvertrags, **Zweifel bestehen aber bei E-Mail-Adresse und Telefonnummern**. Die Datenverarbeitung ist natürlich auch gestattet, wenn ein Unternehmen dazu gesetzlich verpflichtet (oder berechtigt) ist. Es ist z.B. erlaubt, dass der Messstellenbetreiber die Verbrauchsdaten an den Netzbetreiber und Stromlieferanten weitergibt oder auf Veranlassung des Letztverbrauchers für Mehrwertdienste verwendet. Für datenbezogene Anwendungsfälle ist vor allem die Einwilligung der Letztverbraucher in die Datennutzung von zentraler Bedeutung. Damit lässt sich die Datennutzung im vereinbarten Umfang sicherstellen.
- **Treu und Glauben**: Beim Grundsatz der Datenverarbeitung nach Treu und Glauben geht es um die Frage, ob im konkreten Einzelfall unter Berücksichtigung aller Umstände die Datennutzung (inkl. das Erlangen der Einwilligung zur Datenverarbeitung) „redlich“ ist.
- **Transparenz** (Art. 12 ff. DSGVO): Nach dem Grundsatz der Transparenz der Datenverarbeitung ist zu gewährleisten, dass die von der Datenerhebung betroffene Person ihre Rechte auf Information (Art. 13 ff. DSGVO), Berichtigung bzw. Löschung (Art. 16 ff. DSGVO) und Widerspruch (Art. 21 f. DSGVO) auch wahrnehmen kann. Dies ist nur der Fall, wenn sie Kenntnis über ihre Rechte hat und auch den Umfang der Datenverarbeitung kennt. Daraus leiten sich viele Informationspflichten für die datenverarbeitenden Unternehmen ab. Diese müssen dann z.B. bei Einholung der Einwilligung umgesetzt werden. Aus dem Grundsatz leitet sich auch ab, dass der Datenschutz möglichst bereits durch die eingesetzte Technik („privacy by design“) und datenschutzfreundliche Voreinstellungen („privacy by default“) gewährleistet wird (Art. 25 DSGVO).
- **Zweckbindung**: Aus der Zweckbindung der Datenverarbeitung folgt, dass personenbezogene Daten nur zu bestimmten Zwecken verwendet werden dürfen. Die Zwecke müssen bereits bei der Erhebung eindeutig festgelegt und zulässig sein. Die Zweckbindung darf nicht nachträglich erweitert werden. Willigt z.B. eine Person ein, dass ihre Daten zu Werbezwecken verarbeitet werden dürfen, hat sie damit nicht notwendigerweise in eine Weitergabe der Daten an Dritte zu Werbezwecken eingewilligt. Nach diesem Grundsatz dürfen bereits bestehende personenbezogene Daten nicht einfach für andere Zwecke genutzt werden. Eine Weiterverarbeitung ist nur möglich, sofern sie nicht dem ursprünglichen Zweck zuwiderläuft oder eine (ggf. neue) Rechtsgrundlage besteht.
- **Datenminimierung** (auch -sparsamkeit): Nach dem Grundsatz der Datensparsamkeit soll nur die Menge an Daten erhoben werden, die erforderlich ist, um den Verarbeitungszweck zu erreichen. Es sollen gerade keine „Datenberge“ entstehen, die – ggf. erst in der Zukunft und ohne

Rechtsgrundlage – genutzt werden können.

- **Richtigkeit:** Nach dem Grundsatz der Richtigkeit müssen die verarbeiteten personenbezogenen Daten sachlich richtig und erforderlichenfalls auf dem neuesten Stand sein; unrichtige Daten sollen unverzüglich gelöscht oder berichtigt werden. Hintergrund ist, dass die betroffene Person ihren „digitalen Zwilling“ kontrollieren können soll – etwa durch das „Recht auf Vergessenwerden“.
- **Speicherbegrenzung:** Nach dem Grundsatz der Speicherbegrenzung sind personenbezogene Daten so zu speichern, dass eine Identifizierung der Person nur solange möglich ist, wie es für die Zwecke der Verarbeitung erforderlich ist. Ist eine Speicherung nicht mehr notwendig, müssen die personenbezogenen Daten gelöscht werden oder der Personenbezug ist aufzuheben. Daten, deren Personenbezug aufgehoben ist, können weiterhin einen (wirtschaftlichen) Wert haben, etwa für Forschungszwecke oder für Unternehmen, für die der Personenbezug irrelevant ist, z.B. die Marktforschungsunternehmen.

- **Integrität und Vertraulichkeit:** Personenbezogene Daten müssen nach dem Grundsatz der Integrität und Vertraulichkeit so verarbeitet werden, dass ein angemessener Schutz vor unbefugter und unrechtmäßiger Verarbeitung und vor unbeabsichtigtem Verlust, Zerstörung oder Schädigung besteht. Hierfür sind geeignete technische und organisatorische Maßnahmen (TOM) zu treffen (Art. 32 DSGVO). Der technische Aspekt der Datensicherheit ist eines der zentralen Anliegen des MsbG (§§ 19 ff. MsbG).

Anwendungshinweis: Die Grundsätze der Datenverarbeitung geben Hinweise darauf, wie eine wirksame Einwilligung in die Datennutzung zu formulieren ist.

Unternehmen, die datenbezogene Leistungen anbieten wollen, müssen nicht nur sicherstellen, dass sie die Daten verarbeiten dürfen, sondern auch, dass die organisatorischen, personellen und technischen Abläufe den rechtlichen Anforderungen entsprechen. Andernfalls können **empfindliche**

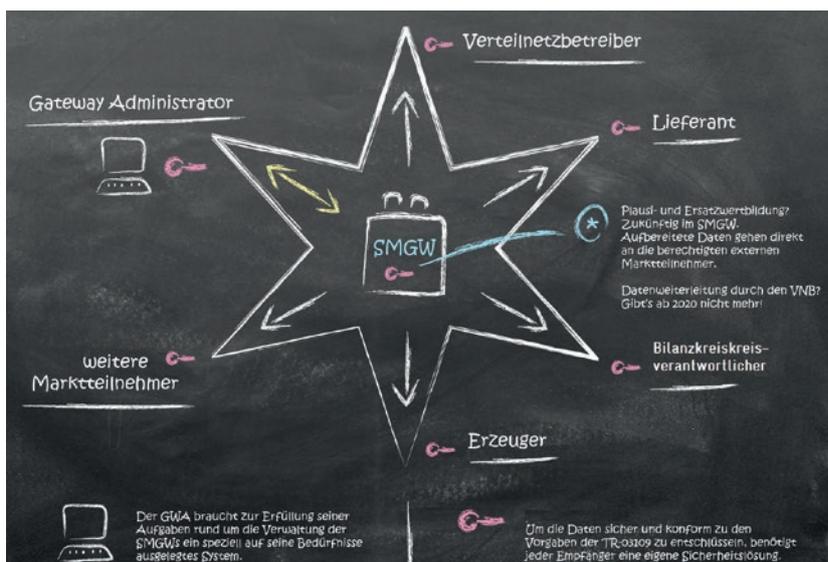
Bußgelder drohen. Insbesondere ist daran zu denken, einen Datenschutzbeauftragten zu benennen (Art. 37 ff. DSGVO) – zumindest dann, wenn mindestens zehn Personen im Unternehmen personenbezogene Daten verarbeiten.

D.VII.3. Einwilligung in die Verwendung von Messdaten

Der Erfolg von datenbezogenen Geschäftsmodellen hängt davon ab, inwieweit Messdaten genutzt (d.h. verwendet) werden dürfen. Ein „Eigentum an Daten“, das übertragen werden könnte, gibt es nicht. Die **Reichweite der Verwendungsmöglichkeiten** hängt daher von der gesetzlichen Erlaubnis oder dem Umfang der Einwilligung des Betroffenen ab.

Das MsbG regelt sehr genau, wer inwieweit Messdaten verwenden darf. Das MsbG begrenzt sowohl die Verwendungszwecke als auch den Kreis der Marktakteure, die die Daten als sogenannte „berechtigte Stellen“ verarbeiten dürfen (§§ 49, 50, 59, 65, 70 MsbG). Die datenschutzrechtlichen Vorgaben des MsbG gelten für alle Messsysteme und müssen daher **auch von freien Messsystemen bereits ab Phase 1** eingehalten werden. Ausdrücklich zulässiger Verwendungszweck ist nach dem

Abbildung 23: Messwertverteilung im sternförmigen Kommunikationsmodell



Grafik: GÖRLITZ AG

MsbG das Angebot von Mehrwertdiensten, also energievorsorgungsfremden Dienstleistungen, für die als Kommunikationsinfrastruktur das Smart Meter-Gateway benutzt wird. Es ist nicht ausgeschlossen, Mehrwertdienste dabei auch mittels freier Messsysteme anzubieten. Entscheidend ist nur, dass der Kunde in die jeweilige Nutzung einwilligt.

Durch wirksame Einwilligung lässt sich die Reichweite dessen, was mit den Daten gemacht werden kann, erheblich erweitern. Dabei ist darauf zu achten, dass alle Personen einwilligen, die von der Datenverarbeitung betroffen sind. In der Praxis können hier Probleme entstehen, weil der Anschlussnutzer – der üblicherweise die Einwilligung erteilt – oftmals nicht personenidentisch mit den Personen ist, von denen Daten gesammelt werden. Es ist daher zu prüfen, ob die gesammelten Daten auch einer anderen Person als dem Anschlussnutzer zugeordnet werden können. Das wäre z.B. dann der Fall, wenn beim Smart Metering auch die IP-Adresse eines im Haushalt benutzten Computers gespeichert werden würde.

Der Kunde muss die Einwilligung in der Regel durch Unterschrift geben. Das kann zu proble-

matischen „Medienbrüchen“ führen. Handelt es sich nur um eine reine Smart Phone-App dürfte aber die elektronische Einwilligung genügen (§§ 50 Abs. 1 MsbG i.V.m. 4a Abs. 1 Satz 3 BDSG). Inwieweit die Einwilligung ausnahmsweise auch in einer anderen Form erteilt werden kann, z.B. wenn der Vertrag elektronisch über das Internet oder eine App geschlossen wird, ist im Einzelnen noch nicht geklärt. MsbG und DSGVO enthalten hier unterschiedliche Vorgaben. Hier könnte sich **durch den Einfluss der DSGVO kurzfristig aber die weniger strenge Regelung etablieren**, wonach eine elektronische oder eine Einwilligung in Textform (ohne eigenhändige Unterschrift) genügt.

D.VIII. Umbruch in der Marktkommunikation

Mit dem MsbG wurden auch die Geschäftsprozesse weitgehend neu angepasst.⁷⁴ Dies bedingt insbesondere die spätestens ab 2020 vorgesehene Abkehr von der kettenförmigen Marktkommunikation hin zur sternförmigen Marktkommunikation.⁷⁵ Künftig sollen dabei die Daten nicht mehr vom Netzbetreiber an den sog. Datenumgangsberechtigten versendet werden, sondern direkt aus dem Messgerät

bzw. Smart Meter-Gateway an den jeweiligen Datenumgangsberechtigten – **siehe hierzu Abb. 23**.

Praktisch fast noch bedeutsamer sind daneben die Änderungen, die sich für den Zählpunkt ergeben.

Anwendungshinweis:
Durch die Neuerungen beim Zählpunktbegriff werden künftig Geschäftsmodelle mit Messsystemen möglich sein, die es zulassen, dass aus einer bestimmten Zahl an Messgeräten und ggf. Sensoren ein Wert gebildet wird, der dann für die energiewirtschaftlichen Prozesse verwendet werden soll. Dies ist ein erster Schritt in eine Welt, in der IoT und Energiewirtschaft zusammenwachsen.

Der Zählpunkt wird dabei in § 2 Nr. 28 MsbG und § 2 Nr. 14 StromNZV legaldefiniert. Da sich die Definitionen fundamental unterscheiden und zudem die sonstigen energiewirtschaftlichen Begriffe der Entnahmestelle, Abnahmestelle, Messstelle prozessual abgebildet werden müssen, hat die

Bundesnetzagentur im sog. **Interimsmodell zur Marktkommunikation** eine eigenständige Konkretisierung der gesetzlichen Begriffe auf Prozessebene getroffen⁷⁶: Der bisher zur prozessualen Abwicklung verwendete Zählpunkt wird aufgespalten in **Marktlokation und Messlokation**:

- „Die Bezeichnung **Marktlokation** ersetzt den bislang in der GPKE verwendeten Begriff der **Entnahmestelle**. **Marktlokation** ist jener Punkt, an dem Energie erzeugt und verbraucht wird und der Gegenstand von Lieferantenwechsel- bzw. Bilanzierungsprozessen ist. Die **Marktlokation** ist mit mindestens einer Leitung mit einem Netz verbunden. Das Verständnis der **Marktlokation** im Sinne der vorliegenden Festlegung ist ein **kaufmännisch-bilanzielles**.“
- „Eine **Messlokation** ist eine Lokation, an der **Energie gemessen wird** und die alle technischen

Einrichtungen beinhaltet, die zur Ermittlung und ggf. Übermittlung der Messwerte erforderlich sind. In einer Messlokation wird jede relevante physikalische Größe zu einem Zeitpunkt maximal einmal ermittelt.“

Durch die Aufspaltung des Zählpunktes in Markt- und Messlokation öffnet sich die prozessuale und rechtliche Möglichkeit, bezüglich der Energiemengen gerätescharfe Zuordnungen zu treffen.

Anwendungshinweis: Es ist absehbar, dass auf dieser Basis produktbezogene Stromlieferverträge prozessual abgebildet werden können. Die Wärmepumpe, das Elektroauto oder der Wäschetrockner könnte sodann mit dem Strombedarf der nächsten Jahre verkauft und auch prozesstechnisch abgebildet werden.

D.IX. Zusammenfassung und Ausblick

Mit diesem Kapitel sollten einige der praxisrelevantesten Fragestellungen bzgl. des Smart Metering übersichtlich dargestellt wurden. Da es sich beim MsbG um ein junges Gesetz handelt und hierzu bisher kaum bis gar keine Rechtsprechung existiert, ist allerdings bei der Auslegung Vorsicht geboten. Viele der MsbG-Regelungen gab es in der Vergangenheit nicht. Dies bietet einerseits Raum für umsetzungsfreundliche Interpretationen, andererseits führt dies allerdings auch zu Planungs- und Rechtsunsicherheit. Hinzu kommt, dass mit Gesetzeskorrekturen aufgrund zum Teil unklarer Begrifflichkeiten zeitnah zu rechnen sein wird. Das zumindest legen die zahlreichen Novellen anderer energie-wirtschaftlicher Gesetze nahe.

- 47 Die Auslegungshilfe der BNetzA, „Gemeinsame Auslegungsgrundsätze der Regulierungsbehörden des Bundes und der Länder zu entflechtungsrechtlichen Fragen im Zusammenhang mit dem Messstellenbetrieb“, 14.07.2017 ist dabei nicht verbindlich. Voraussichtlich wird diese Frage in den kommenden Jahren erst durch Gerichte geklärt werden müssen.
- 48 Vgl. Zwanziger, in: Säcker, Berliner Kommentar, Bd. 4, 4. Aufl. 2017, § 10 Rn. 58.
- 49 Vgl. die Ausführungen in BNetzA, 20.12.2017 – BK6-17-168, S.12.
- 50 BNetzA, 20.12.2017 – BK6-17-168, S.12.
- 51 Vgl. Vertragsmuster des bne vom 31.01.2017: <https://www.bne-online.de/de/politik/digitalisierung/artikel/bne-position-zum-messwesen/> (Abruf: 08.06.2018) sowie das oftmals von grundzuständigen Messstellenbetreiber verwendete Vertragsmuster des BDEW/VKU vom 06.06.2017, vgl. etwa http://www.stadtwerke-gotha-netz.de/fileadmin/user_upload/170606_Messstellenvertrag_SWGotha-NETZ%20GmbH_30-08-2017_002.pdf (Abruf: 19.03.2018).
- 52 BNetzA, 23.08.2017 – BK6-17-042.
- 53 BNetzA, 20.12.2017 – BK6-17-168.
- 54 BNetzA, 16.04.2015 – BK6-13-042.
- 55 FNN-Hinweis: Lastenheft Basiszähler – Funktionale Merkmale, Version 1.4, April 2017.
- 56 Ausführlich dazu: Schmidt, in: Säcker, Berliner Kommentar, 4. Band, 4. Aufl. 2017, § 30 MsbG, Rn. 21-33.
- 57 BT-Drs. 18/8919, S. 24-25.
- 58 Vgl. etwa: Vortrag Vollmer, BSI, 20.02.2017, BMWi-Arbeitsgruppe intelligente Netze und Zähler
- 59 Grundzuständige Messstellenbetreiber dürfen freie Messsysteme allerdings nicht anbieten, da diese nicht zur Erfüllung der Einbaupflichten vom Gesetzgeber vorgesehen sind. Optionale Einbaufälle meint dabei gem. § 31
- 60 Abs. 3 MsbG, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber bei einem Jahresstromverbrauch von weniger als 6.000 kWh oder Anlagen mit einer Leistung (Peak) unter 7kW dennoch festlegt, dass intelligente Messsysteme einzubauen sind – dann freilich allerdings zu niedrigeren Kosten.
- 61 Die Entgelthöhe unterscheidet sich zudem danach, ob die Vollbenutzungsstundenzahl niedriger oder höher als 2.500 Stunden ist. In erstgenanntem Fall ist der Arbeitspreis höher und der Leistungspreis niedriger. In letztgenanntem Fall ist dies umgekehrt; vgl. Anlage 4 der StromNEV.
- 62 In der Begründung zur letztmaligen Änderung der Vorschrift in BT-Drs. 18/8919, S.26 heißt es: „Da die für intelligente Messsysteme neu einzuführende Zählerstandgangmessung der registrierenden Lastgangmessung (die eine Leistungsmessung ist) sehr ähnlich ist, bestand nach der Alt-Formulierung die Gefahr eines Missverständnisses, welches die Unternehmen dazu hätte veranlassen können, Zählerstandgangkunden nach Leistungs- und Arbeitspreis abzurechnen. Damit wären möglicherweise erhebliche Netzentgeltsteigerungen verbunden. Die Änderung stellt nun eindeutig klar, dass für Kunden mit Zählerstandgangmessung das gleiche Netzentgeltregime greift wie für Kunden mit herkömmlichen elektromechanischen Zählern, da in beiden Fällen eine Arbeitsmessung vorgenommen wird.“
- 63 Zwar ist grundsätzlich auch die Übertragung mittels eines Dienstleistungsauftrags i.S.d. § 103 GWB möglich, in der Praxis wird dieser Fall aufgrund der dann erforderlichen Entlohnung kaum vorkommen, vgl. Hohenstein-Bartoll, in: Säcker, Berliner Kommentar, Band 4, 4. Aufl. 2017, § 41 Rn. 54-64e.
- 64 Vgl. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Mess-undZaehlwesen/Mess-undZaehlwesen/Anzeige_MStBetreiber/Anzeige_MStB_node.html (letzter Abruf: 21.03.2018).
- 65 Vgl. dazu Drozella, in: Berliner Kommentar, Bd. 4, 4. Aufl. 2017, § 3 MsbG Rn. 37.
- 66 Der Netzanschluss endet an der Hausanschlussicherung, vgl. Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes/, 3. Aufl. 2015, § 18 EnWG Rn. 19b.
- 67 BGH, 14.4.2015 – EnVR 45/13, Leitsatz Nr. 3a.
- 68 BNetzA, 22.04.2010 – BK6-10-141, S. 14.
- 69 Ähnlich: Herzmann, in: Britz/Hellermann/Hermes, 3. Aufl. 2015, § 21b EnWG, Rn. 28.
- 70, Von einer strikten Trennung sprechen: Säcker/Zwanziger, in: Berliner Kommentar, Band 4, 4. Aufl. 2017, § 1, Rn. 8 mit Verweis auf die Gesetzesbegründung des MsbG, BT-Drs. 18/7555, S. 76.
- 71 Auch die E-Privacy-Verordnung wird auf die datenschutzrechtlichen Vorgaben voraussichtlich bestimmenden Einfluss haben. Vor Mitte 2019 ist allerdings nicht mit dem Inkrafttreten der Europäischen Verordnung zu rechnen.
- 72 Einen guten Überblick zu den neuen Datenschutzrechtsvorgaben enthält der Leitfaden der Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit, abrufbar unter <https://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/Infobroschueren/INFO6.html> (letzter Abruf 04.05.2018).
- 73 Vgl. Bretthauer, in: EnWZ 2017, S. 56 f.
- 74 Dies betrifft insbesondere die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität und die Wechselprozesse im Messwesen sowie weitere Festlegungen, vgl. BNetzA, 20.12.2016 – BK6-16-200.
- 75 Dies gilt nur für den Strombereich – für den Gasbereich beabsichtigt die BNetzA von einer Ausnahmeregelung Gebrauch zu machen, vgl. BNetzA, 23.8.2017 – BK7-17-026 sowie das am 8.5.2017 eröffnete Festlegungsverfahren BK7-17-050 zum „Zielmodell Gas“, das voraussichtlich noch 2018 formell durch einen Festlegungsbeschluss entschieden werden soll.
- 76 BNetzA, 20.12.2016 – BK 6-16-200.



E. Überblick relevante Behörden und Normungsorganisationen

Neben Gesetzen und Verordnungen ist auch eine Vielzahl an untergesetzlichen Festlegungen, technischen Standards und Normierungen für das Messwesen von Bedeutung. In der folgenden Zusammenstellung sollen deshalb überblicksartig wesentliche Akteure im Umfeld von Smart Metering dargestellt werden.

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI)

Das BSI ist eine Bundesoberbehörde. Es hat die allgemeine Aufgabe der Förderung der Sicherheit in der Informationstechnik. Das BSI entwickelt – wie etwa zum IT-Grundschutz – eigene Standards, legt Vorgaben für IT-Anwendungen fest und zertifiziert und kontrolliert deren Einhaltung. Das BSI ist zentraler Akteur für die Erstellung der Vorgaben und Anforderungen für die Smart-Meter-Infrastruktur in Deutschland. Nach § 22 Abs. 2 S. 1 MsbG wird die Einhaltung des Stands der Technik für Messinfrastruktur vermutet, wenn die vom BSI festgelegten Schutzprofile und Technischen Richtlinien eingehalten werden. Dies sind insbesondere:

- BSI-Schutzprofil Smart-Meter-Gateway (BSI-CC-PP-0073),
- BSI-Schutzprofil Sicherheitsmodul (BSI-CC-PP-0077),
- BSI-Technische Richtlinie TR-03109-1: „Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems“,
- Weitere technische Richtlinien zu Smart-Meter-Gateway, Smart Metering PKI, kryptographischen Vorgaben, Smart-Meter-Gateway-Administration etc.

Daneben wurde das BSI vom BMWi damit beauftragt, ein Gütesiegel für vernetzte Smart Home-Geräte zu erstellen („Trusted IoT“).

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)

Die BNetzA ist die oberste deutsche Regulierungsbehörde als Wettbewerbshörde zuständig für die Öffnung der Netze für neue Anbieter und zur Sicherung des Wettbewerbs in den sog. Netzsektoren. Das MsbG räumt der BNetzA in den §§ 47, 75 MsbG i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG verschiedene hoheitliche Festlegungskompetenzen ein. Von besonderer Relevanz sind etwa:

- die Festlegungen zur Marktkommunikation und Anpassungen der Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (BK6-16-200 Anlage 1 GPKE), Wechselprozesse im Messwesen (BK6-16-200 Anlage 2 WiM) sowie weitere Festlegungen,
- die Festlegungen zu Standardverträgen im Messwesen und Anpassung des Messstellenbetriebsrahmenvertrags (BK6-17-042) sowie die Anpassung des Netznutzungsvertrags/ Lieferantenrahmenvertrags (Strom) an das GDEW (BK6-17-168).

Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB)

Die PTB ist als Bundesoberbehörde und nationales Metrologie-Institut aufgrund der Bestimmungen des § 8 Abs. 2 MsbG i.V.m. den Regelungen des MessEG und der MessEV zuständig für eichrechtliche Vorgaben. Von Relevanz sind etwa die eichrechtlichen Anforderungen an Gateways, die sich aus der PTB-Anforderung 50.8 ergeben.

Normungsorganisationen

Daneben bestehen auf verschiedenen Ebenen Normungsorganisationen, deren Anwendungsregeln und Richtlinien für den Bereich Smart Metering von großer Relevanz sind:

- internationale Normungsorganisationen wie etwa die International Electrotechnical Commission (IEC) mit Zuständigkeit in den Themenbereichen Elektrotechnik und Elektronik,
- europäische Normungsorganisationen wie etwa das Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (Cenelec) mit Zuständigkeit im Bereich Energie oder
- nationale Normungsorganisationen wie etwa die Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (DKE).

F. Abbildungsverzeichnis

- Abbildung 1: Dimensionen der Digitalisierung
- Abbildung 2: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden 2017 (Angaben in Prozent)
- Abbildung 3: Einbaupflichten, -fristen und Preisobergrenzen (Brutto) des grundzuständigen Messstellenbetreibers für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme
- Abbildung 4: Zeitvariable, lastvariable und ereignisvariable Tarife
- Abbildung 5: Tarif und Bilanzierung können im 15-Minuten-Fenster auseinanderfallen
- Abbildung 6: Anzahl und Verteilung der Übertragungstechnologien fernausgelesener Zähler bei Stromverbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 kWh (SLP-Kunden)
- Abbildung 7: Vertragliche Ausgestaltungsvarianten bei Mieterstrommodellen
- Abbildung 8: Unterschied zwischen Steuern und Regeln – Beispiel Heizungsautomatisierung
- Abbildung 9: Status Quo der Messung von Heizstrom
- Abbildung 10: Einspeisemanagement und Direktvermarktung
- Abbildung 11: Elemente eines Elektromobilitäts-Ladenetzwerks
- Abbildung 12: Mobile Metering - Ladekabel für Elektrofahrzeuge mit einem integrierten, mobilen Messsystem
- Abbildung 13: Laden von Elektrofahrzeugen der Firmenflotte im öffentlichen Raum
- Abbildung 14: Dreiecksvertragsverhältnis bei Submetering-Leistungen
- Abbildung 15: Transparenz- und Display-Software (TRuDI) für intelligente Messsysteme in Privathaushalten
- Abbildung 16: Sekündliche Messung und gerätespezifische Auflösung der Verbrauchsdaten durch Disaggregation – Visualisierung im Onlineportal eines Angebots für private Stromverbraucher
- Abbildung 17: Spielerisch Energie sparen mit der Social Metering App – Erfolge teilen und mit Freunden konkurrieren, virtuelle Abzeichen und reale Gewinnchancen sammeln
- Abbildung 18: Big Data & Predictive Analytics
- Abbildung 19: Funktionsweise der Blockchain
- Abbildung 20: Vertragsbeziehungen aus Verbrauchersicht
- Abbildung 21: Architektur eines intelligenten Messsystems (Messung und Steuerung)
- Abbildung 22: Vorteilhaftigkeit des Wechsels in das Leistungspreissystem in Abhängigkeit vom Netzgebiet
- Abbildung 23: Messwertverteilung im sternförmigen Kommunikationsmodell



The smarter E Europe

The smarter E Europe ist mit vier parallel stattfindenden Energiefachmessen die Innovationsplattform für die neue Energiewelt. Es werden sektorenübergreifende Energielösungen und -technologien präsentiert und damit alle Themen der neuen Energiewelt als Ganzes zusammengefasst. The smarter E Europe schafft mit zwei bereits renommierten und zwei neuen Energiefachmessen Raum für alle Kernbereiche entlang der Wertschöpfungskette. The smarter E Europe thematisiert die Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Energie sowie deren intelligentes und verknüpftes Zusammenspiel. Sie bringt die internationalen Akteure der Energiezukunft aus den einflussreichsten Märkten zusammen.

The smarter E Europe findet statt vom 15. bis 17. Mai 2019 auf der Messe München und vereint folgende Veranstaltungen:

- Intersolar Europe – Die weltweit führende Fachmesse für die Solarwirtschaft
- ees Europe – Europas größte und besucherstärkste Fachmesse für Batterien und Energiespeichersysteme
- Power2Drive Europe – Die internationale Fachmesse für Ladeinfrastruktur und Elektromobilität
- EM-Power – Die Fachmesse für intelligente Energienutzung in Industrie und Gebäuden

Neben der Sektorkopplung und Dezentralisierung ist die Digitalisierung eines der zentralen Elemente der neuen Energiewelt. Durch die zunehmende Nachfrage nach integrierten und intelligent vernetzten Lösungen, setzen Unternehmen immer mehr auf Systeme und Services dieser Art. The smarter E Europe wird dieser Entwicklung gerecht und präsentiert Lösungen und Technologien für eine intelligente, nachhaltige und kostengünstige Energieversorgung.

Veranstalter von The smarter E Europe sind die Solar Promotion GmbH und die Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe GmbH & Co. KG (FWTM).

bneBundesverband
Neue Energiewirtschaft

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Seit 2002 steht der bne für Markt, Wettbewerb und Innovation. Unsere Mitglieder bieten moderne Energielösungen, Produkte mit PV und Speichern, vernetzte Services oder Wärme- und Mobilitätskonzepte. Wir machen die Wege frei für neue Ideen im digitalen Energiemarkt!

Wir sind schnell und wir sind stark! Bei uns gibt es keine endlosen Diskussionsrunden. Wir vertreten nur die für die Energiewende notwendigen wettbewerblichen Geschäftsmodelle. Ohne überbordende Strukturen und lange Entscheidungswege konzentrieren wir uns auf das Wesentliche: unseren Mitgliedern zum Erfolg zu verhelfen.

Interesse?

Unsere Gremien stehen Besuchern offen. Schauen Sie gern unverbindlich vorbei und lernen Sie uns und unsere Arbeit kennen.

Weitere Infos:

www.bne-online.de

mail@bne-online.de

Impressum

Herausgeber

Bundesverband
Neue Energiewirtschaft e.V. (bne)

Hackescher Markt 4
10178 Berlin

Fon +49 30 / 400 548 0
Fax +49 30 / 400 548 10
mail@bne-online.de
www.bne-online.de

Steuer-Nr.: 27/620/55384
Vereinsregister-Nr.: 23212B
AG Charlottenburg

V.i.S.d.P.

Robert Busch

Autoren

RA Sebastian Schnurre,
RA Dr. Max Peiffer,
RA Oliver Lohmann
(AssmannPeiffer Rechtsanwälte)
Co-Autorin: Anne Köhler (bne)

Projektleitung

Markus Meyer (bne)

Korrektorat

Cornelia Nix, Karsten Wiedemann

Gestaltung

andese
Werbeagentur GmbH & Co. KG

Redaktionsschluss

7. Juni 2018

Bildnachweise

Jan Pauls: Cover, Innenteil
S. 8–9 geralt/pixabay

Haftungshinweis:

Dieser Leitfaden ist urheberrechtlich geschützt. Die Vervielfältigung, Veränderung und jede sonstige Art der Verwendung des Leitfadens oder von Teilen außerhalb des rein privaten Bereichs ist ohne vorherige Zustimmung des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) untersagt. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen/ Kopien, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeisung in elektronische Systeme. Der Leitfaden wurde mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind, und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin: Der bne übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Leitfaden bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen, oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des bne ausgeschlossen, sofern ihm nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässigeres Verschulden zur Last gelegt werden kann.



