



Messstellenbetrieb/Smartmeter und Dimensionierung

IT braucht Migration

Der flächendeckende Einsatz von intelligenten Messsystemen, im Englischen als "Smart Metering" bezeichnet, markiert einen bedeutenden Schritt in der Entwicklung der digitalen Infrastruktur. Diese Technologie ermöglicht eine präzisere und effizientere Erfassung von Energieverbrauchsdaten in Echtzeit. Der "Smart Meter Rollout" bezieht sich auf die groß angelegte Implementierung dieser intelligenten Messsysteme aus Zähler und Smart Meter Gateway (SMGW) in Haushalten und Unternehmen. Dieser Schritt hat nicht nur erhebliche Auswirkungen auf die Energieeffizienz und Nachhaltigkeit, sondern birgt auch tiefgreifende Konsequenzen für die gesamte digitale Transformation unserer Gesellschaft. Vordergründig Strom und Gas waren der inhaltliche Gestaltungsrahmen der intelligenten Messsysteme im sogenannten „geregelten Markt“. Nun kommt verstärkt auch die „Wärme“, deren Verteilung und Abrechnung regulatorisch hinzu. Wir skizzieren die Auswirkungen des Smart Meter Rollouts auf die Digitalisierung genauer und beleuchten die potenziellen Chancen und Herausforderungen, die mit dieser technologischen Umwälzung einhergehen.

Während in der Vergangenheit im Bereich der Haushaltskunden hauptsächlich analoge Ferraris-Zähler, digitale Zähler und in Ausnahmefällen kommunizierende Zähler oder RLM – Systeme durch den Netzbetreiber verbaut wurden, handelt es sich bei den vom so genannt grundzuständigen (oder wettbewerblichen) Messstellenbetreiber zu verbauenden

- modernen Messeinrichtungen (mME) um digitale Zähler, die über eine Schnittstelle zur Anbindung an eine Kommunikationseinheit (das sogenannte Smart Meter Gateway, SMGW) verfügen und eine langfristige Datenspeicherung ermöglichen. Ein Datenversand findet bei mME nicht statt, da die prinzipiell mögliche Anbindung an eine sichere Kommunikationseinheit (Smart Meter Gateway) in dieser Variante unterbleibt.
- intelligenten Messsystemen (iMSys) um moderne Messeinrichtungen, die über ein Smart Meter Gateway in ein Kommunikationsnetz sicher eingebunden sind und so die vom Zähler erfassten Daten (ggf. nach einem späteren Anwendungsupdate) versenden können.

	Ferraris-Zähler	Moderne Messeinrichtung (mME)	Intelligentes Messsystem (iMSys)	Kommunikationseinheit = Smart-Meter-Gateway (SMG)
Zählertyp	analoger Zähler	digitaler Zähler <u>ohne</u> Kommunikationseinheit	digitaler Zähler <u>mit</u> Kommunikationseinheit	Kommunikationsschnittstelle
Funktionen des Zählers	<ul style="list-style-type: none"> ○ Aktueller Zählerstand 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Aktueller Zählerstand ○ gespeicherte Werte: <ul style="list-style-type: none"> • tages- • wochen- • monats- • jahresgenau 2 Jahre im Rückblick 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Aktueller Zählerstand ○ Abrufbar in Viertelstundenwerten <ul style="list-style-type: none"> • Tages- • Wochen- • Monats- • Jahresanzeige 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Schnittstelle zwischen Zähler und Kommunikationsnetz ○ kann einen oder mehrere Zähler anbinden ○ automatische Datenübertragung zum Messstellenbetreiber
		! wird bis spätestens 2032 komplett ersetzt	! aufrüstbar mit einer Kommunikationseinheit zum iMSys	
Zuständig für Einbau, Messung und technischen Betrieb	Örtlicher Netzbetreiber	Grundzuständiger Messstellenbetreiber (i.d.R. örtlicher Netzbetreiber) oder ein vom Verbraucher beauftragter Messstellenbetreiber		Smart-Meter-Gateway-Administrator (entweder der grundzuständige Messstellenbetreiber oder ein wettbewerbliches Unternehmen)



Abbildung 1 Übersicht Stromzähler-Typen, Quelle: Bundesnetzagentur

Bei modernen Mess-Einrichtungen (mME) handelt es sich lediglich um einen digitalen Stromzähler, der neben der Messung des Stromverbrauchs selbst keine weiteren Aufgaben erfüllt. Im Gegensatz zu diesen modernen Zählern bestehen Smart Meter aus zwei Komponenten: dem kommunikationsfähigen digitalen Stromzähler, einem „intelligenten Messsystem (iMSys) und einem Kommunikationsmodul (Gateway), welches die kommunizierten Daten aufnimmt und weiterversendet.

In der breiten öffentlichen Wahrnehmung wurde der Begriff „Smart Meter“ und „Smart Meter Gateway“ vorrangig mit der Sparte „Strom“ verknüpft. Die Tatsache, dass die Sparte „Gas“ einbezogen ist, war zwar richtig, doch weniger publik. Fast vollständig ausgeblendet war die Sparte „Wärme“, weil es hier – im Gegensatz zum strikt „regulierten Markt“ für Strom und Gas – keine vergleichweisen Regulierungen im Netzbereich, bei der Sammlung und dem Transport von Mengendaten und der Zwischenspeicherung gab. Daher wurde dies als „unregulierter Markt“ bezeichnet.

Dies wird mit der Zielstellung des Schutzprofils im Bereich der Technischen Richtlinie (TR) 03109 positiv geändert: Abgesicherte Daten aus telemetrischen Vorgängen in Gebäuden können über die in Zukunft omnipräsenten Strukturen der Smart Meter Gateways prinzipiell transportiert werden. Dazu bedarf es einer Erweiterung dieser Richtlinie, die nun in sechs Unter-Gruppen gegliedert wird. Die Gruppe 5 (TR 03109-5) ist der Rahmen, um diese vorab „unregulierten“ telemetrischen Daten einem sicheren Transport zuzuführen. Diese technische Richtlinie wird vom Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gelenkt und überwacht.

In diesem Zusammenhang kann das Wort „Regulierung“ mit Terminen und Fristen verknüpft werden; ist es doch vorgesehen, dass alle telemetrischen Daten rund um die Wärme bis spätestens zum 31.12.2031 über SMGW transportiert werden können. Der zunächst noch etwas unscharf erscheinende Begriff der „Digitalisierung“ erhält im Bereich der Anlageneffizienz valide Einspar-Werte zugeordnet, die aus Sicht der Anwender durch die zusätzlichen Einspar-Erfolge durch Dekarbonisierungs-Maßnahmen ergänzt werden:

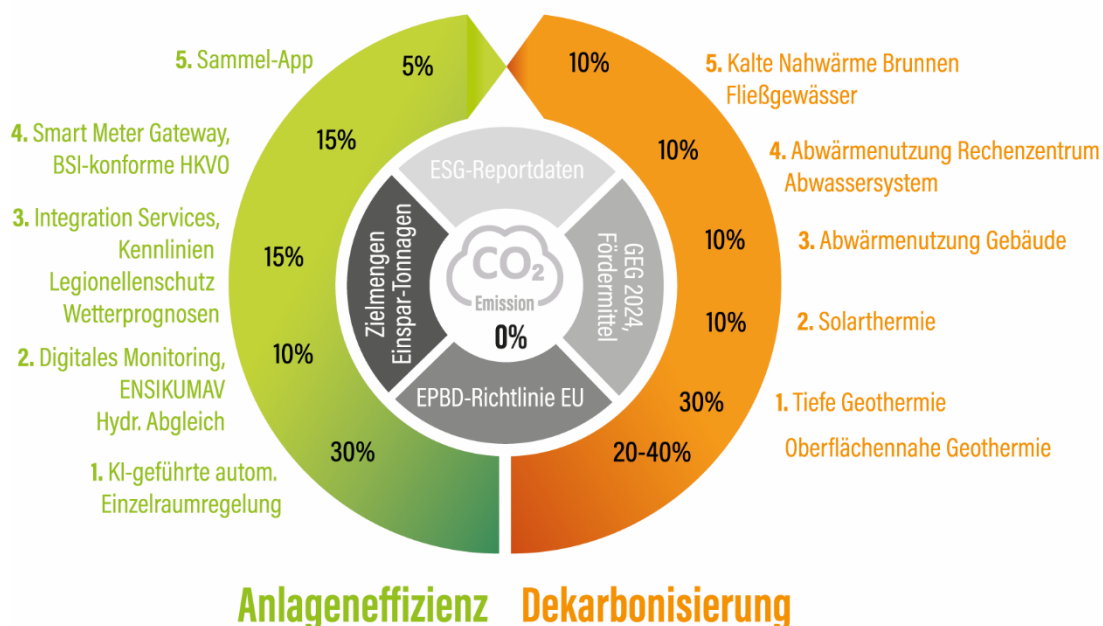


Abbildung 2 Der Beitrag von Digitalisierung und Dekarbonisierung aus Nutzersicht, Quelle: green with IT



Seit Beginn der Planung des Smart-Meter-Gateways haben sich die Wertschöpfungsketten rund um die Digitalisierung grundlegend verändert. Die legislativen Grundlagen veränderten sich; nicht zuletzt auch ausgelöst durch die kriegsbedingten Konsequenzen. Vorher schwer realisierbar scheinende Geschäftsfelder – wie etwa die Infrastruktur des LNG – entwickelten sich explosionsartig, starre Verkrustungen durch scheinbar immer verfügbares billiges Gas wurden aufgebrochen.



Abbildung 3 Neue Wertschöpfungsketten am Markt, Quelle: Synetics Consult

1. Gesetzliche Rahmenbedingungen

1.1. [GNDEW Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende](#)

Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) vom 22. Mai 2023 ist der aktuelle Taktgeber der digitalen Rahmenbedingungen für das Smart Meter Rollout. Es ändert durch Artikel 2 das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) und durch Artikel 3 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023). Das Gesetz wurde am 26. Mai 2023 im Bundesgesetzblatt verkündet.

Dieses Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende des BMWK verfolgt das zentrale Ziel, den Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) zu beschleunigen. Hierfür sollen die aufwendigen Verwaltungsverfahren im Zuge der Rollout-Freigabe entbürokratisiert und die Rechts- und Planungssicherheit für alle Akteure gestärkt werden. Neben der Bündelung von Kompetenzen wird zudem eine zukunftsfeste und gerechte Verteilung der Kosten angestrebt. Im Interesse einer beschleunigten Energiewende soll bei gleichbleibend hohem Interesse von Datenschutz sowie Daten- und Cybersicherheit der Rechtsrahmen an die neuen Herausforderungen und die technischen Weiterentwicklungen angepasst werden.

Zweck dieses Gesetzes ist die beschleunigte Digitalisierung der Energiewende im Interesse einer nachhaltigen, verbrauchergerechten und treibhausgasneutralen Energieversorgung, eines verbesserten, datengestützten Netzbetriebs und einer effizienten und nachhaltigen, datengestützten Netzplanung.

Dazu trifft es Regelungen zur Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen (mME) und iMSys, zur Ausgestaltung des Messstellenbetriebs und zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers, zur Aufgabentrennung von Messstellenbetrieb und Netzbetrieb, zu technischen



Mindestanforderungen an Smart-Meter-Gateways und den Einsatz von intelligenten Messsystemen, zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation und zur allgemeinen Datenkommunikation mit Smart-Meter-Gateways, zur Verarbeitung von Messwerten und weiteren personenbezogenen Daten zur Erfüllung von vorvertraglichen sowie rechtlichen Verpflichtungen und zur Erfüllung von Aufgaben im öffentlichen Interesse.

Gesetzeslage Stand Oktober 2023



Abbildung 4 Übersicht Gesetzeslage Oktober 2023, Quelle: ZfK

Auch bei der Wärmeversorgung halten Smart Meter Einzug: Die im Dezember letzten Jahres in Kraft getretene Neufassung der Heizkostenverordnung verlangt, dass alle neu installierten Zähler aus der Ferne ablesbar sein müssen. Bestehende Zähler müssen bis Ende 2026 durch Smart Meter ersetzt werden. Der jährliche Besuch des Heizungsablesers ist damit Vergangenheit. Mit dem Einbau der neuen Zähler werden Vermieter verpflichtet, ihre Mieter monatlich über Energieverbrauch und -kosten zu informieren. Bis Ende 2031 Bestandliegenschaften mit fernauslesbaren, an Smart Meter Gateways anbindbaren und interoperablen Messgeräten ausgerüstet sein.

Angesichts der hohen Gas- und Fernwärmepreise könnten eng getaktete Informationen den Bewohnern einen Anreiz geben, ihr Verbrauchsverhalten zu ändern. Denn schließlich sehen sie so nicht erst bei der Jahresabrechnung, was es bringt, wenn sie die Heizung weniger stark aufdrehen oder kürzer duschen. Die verpflichtende monatliche Verbrauchsinformation ist ein wichtiger digital gestützter kommunikativer Baustein.

Die Einführung von intelligenten Messsystemen betrifft zunächst nur die Zähler für den Stromverbrauch. Allerdings gibt es bereits jetzt gesetzliche Bestimmungen für Gaszähler und ihre digitale Anbindung: Neue Gas-Messeinrichtungen mit registrierender Leistungsmessung können noch bis zum 31. Dezember 2024 eingebaut und jeweils bis zu acht Jahre ab Einbau genutzt werden, wenn ihre Nutzung nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist.

Neue Gaszähler dürfen nur noch verbaut werden, wenn sie die technischen Voraussetzungen erfüllen, um zukünftig mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden zu werden. Messeinrichtungen für Gas benötigen keine gesonderte Schnittstelle für diese Anbindung. Auch ältere Gaszähler mit sog. Impulsschnittstellen lassen sich durch einen



Adapter einfach in das intelligente Messsystem einbinden. Eine Anbindung von Messeinrichtungen für Gas an das Smart-Meter-Gateway erfolgt erst zu einem späteren Zeitpunkt und verursacht keine zusätzlichen Kosten.

Wichtige Stellschraube ist hier der sogenannte „grundzuständige Messstellenbetreiber“ (gMsb). Dieser kann über den Pflichteinbau hinaus auch bei niedrigeren Jahresverbrauchsgruppen intelligente Messsysteme einsetzen (optionaler Einbau). Hier liegen die Kosten bei 20 Euro pro Jahr. Die Kosten für den Einbau und den Betrieb aller Messeinrichtungen trägt die verbrauchende Person bzw. der Anlagenbetreiber.

1.2. Messstellenbetriebsgesetz (MsbG):

<https://www.gesetze-im-internet.de/messbg/>

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt den Betrieb von Messstellen im Bereich der Energieversorgung. Es enthält Bestimmungen zur Rollenverteilung zwischen den Marktpartnern, den technischen Anforderungen an die Messstellen und den Datenschutz.

Das MsbG macht nur Vorgaben zur Messung und zum Messstellenbetrieb für Strom und Gas. In den Bereichen Wasser und Wärme ändert sich durch das Gesetz aktuell nichts.

Mit Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) im September 2016 wurde eine grundsätzliche Neuordnung des [Messwesens](#) vorgenommen. Das Gesetz definiert den Messstellenbetrieb und die Messung als separaten Bereich des Netzbetriebs der Sparten Strom und Gas und schreibt den umfassenden Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen durch den sog. „grundzuständigen Messstellenbetreiber“ für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme“ bis zum Jahr 2032 vor. Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende wurde das MsbG novelliert. Die Novelle ist am 27. Mai 2023 in Kraft getreten.

Zweck dieses Gesetzes ist die beschleunigte Digitalisierung der Energiewende im Interesse einer nachhaltigen, verbrauchergerechten und treibhausgasneutralen Energieversorgung, eines verbesserten, datengestützten Netzbetriebs und einer effizienten und nachhaltigen, datengestützten Netzplanung. Dazu trifft es Regelungen

- zur Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen,
- zur Ausgestaltung des Messstellenbetriebs und zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers,
- zur Aufgabentrennung von Messstellenbetrieb und Netzbetrieb,
- zu technischen Mindestanforderungen an Smart-Meter-Gateways und den Einsatz von intelligenten Messsystemen,
- zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation und zur allgemeinen Datenkommunikation mit Smart-Meter-Gateways,
- zur Verarbeitung von Messwerten und weiteren personenbezogenen Daten zur Erfüllung von vorvertraglichen Verpflichtungen, von Verträgen, rechtlichen Verpflichtungen und zur Erfüllung von Aufgaben im öffentlichen Interesse.

Hier wird der sogenannte „grundzuständige Messstellenbetreiber“, der Messstellenbetrieb und der Begriff „Messstelle“ in sich in § 3 und § 8 definiert, weiter die Auswahlmöglichkeiten der Endnutzer, die Entgelt-Rahmenbedingungen und Kostenregulierungen, Vertrags-Details



zu den Messstellen, Zuständigkeiten, Rechte der Netzbetreiber, Wechseloptionen und Meldepflichten

Wichtig sind die in den §§ 21 ff. definierten Mindestanforderungen an „intelligente Messsysteme“ und das Smart Meter Gateway dieser Systeme. Die erforderlichen Schutzprofile werden dort ebenso definiert wie „sichere“ Anbindung“ geklärt. Zum Nachweis der Erfüllung der sicherheitstechnischen Anforderungen müssen Smart-Meter-Gateways nach den Common Criteria durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziert werden. Dies war das Nadelöhr der letzten Jahre.

Es wird ferner definiert, wer ein „Smart Meter Gateway-Administrator“ ist und wie dieser zertifiziert wird. Festgelegt wird, wie Messstellen mit iMSys und mME auszustatten sind und in welchem Rahmen sich die Wirtschaftlichkeit verhält bzw. welche Preisobergrenzen für iMSys gelten. Dies gilt auch für eine ganze Reihe weiterer Zusatzleistungen.

Ganz wesentlich wirken sich die Regelungen des MsbG für die Messung und Zählung bei Endkunden aus sowie für die Marktkommunikation. Seit Anfang des Jahres 2017 sind die ersten modernen Messeinrichtungen im Markt erhältlich und können von den Messstellenbetreibern großflächig eingebaut werden. Ein ansteigender Austausch mit Einbau intelligenter Messsysteme wird ab 2025 erwartet. Erste Pilotierungen in Wohnungsbeständen erfolgten bereits vor der Zertifizierung der SMGW auf Basis der sogenannten „Multi Utility Controller (MUC)“, dies sind im Prinzip Vorläufer des SMGW ohne Sicherheitsmodul.

Inwiefern die festgeschriebenen Ausstattungs-Verpflichtungen der gMsb (95% aller auszustattenden Messstellen mit iMSys bis zum 31.12.2032) umgesetzt werden kann, ist Stand Ende 2023 noch nicht absehbar. In jedem Fall ist dies eine mehr als sportliche Marke.

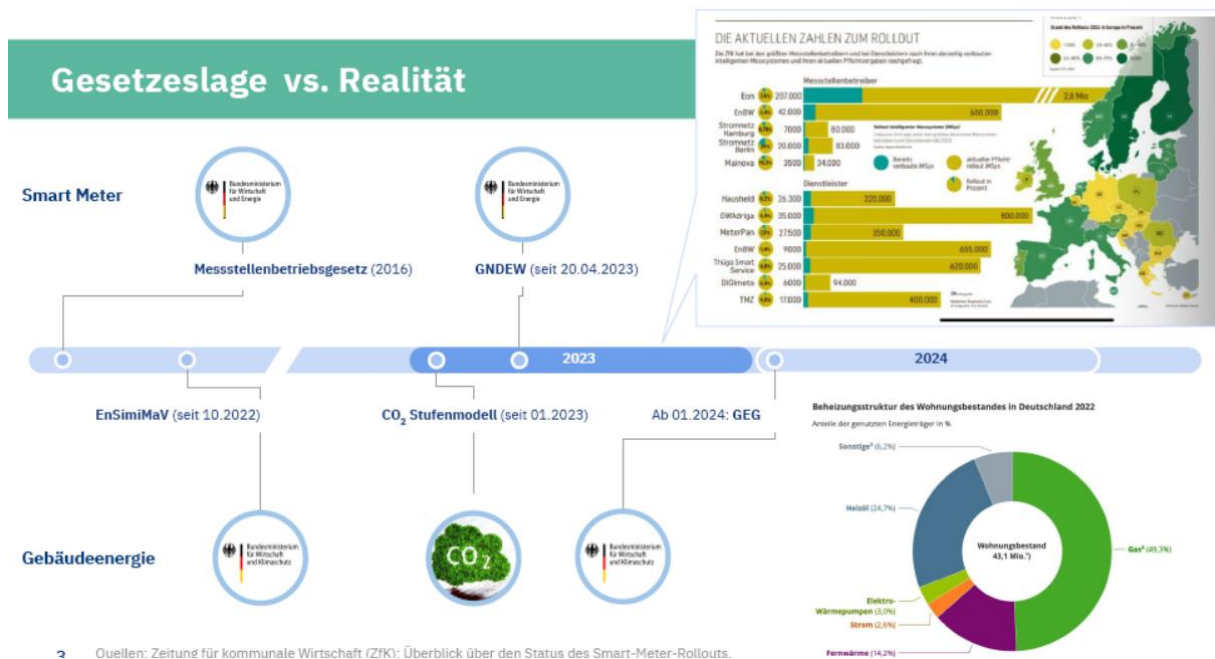


Abbildung 5 Überblick über den Status des Smart Meter Rollouts Oktober 2023, Quelle: ZfK



Umfänglich wurden die Anforderungen an alle Rahmenbedingungen des Datenschutzes und der Messwert-Verarbeitung definiert. Neu geregelt wurde unter anderem:

- Die Markterklärung durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entfällt, sodass der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen bei Vorliegen zertifizierter Geräte starten kann und nur noch von gesetzlichen Fristen abhängig gemacht wird.
- Die im MsbG gesetzlich vorgeschriebenen Preisobergrenzen werden ab dem Jahr 2024 aufgeteilt. Sie sind anteilig vom Anschlussnutzer und anteilig vom (Anschluss-) Netzbetreiber zu zahlen.

Die Standardleistungen umfassen alle für die Nutzung eines intelligenten Messsystems erforderlichen Grundfunktionen, so dass Sie nicht auf Zusatzleistungen angewiesen sind. Der grundzuständige Messstellenbetreiber darf für die Erbringung der Standardleistungen nicht mehr als die im Gesetz festgeschriebenen Preisobergrenzen abrechnen. Für Zusatzleistungen gelten gesonderte Preisobergrenzen (POG). Diese werden unabhängig von den POG der Standardleistungen in Rechnung gestellt, soweit sie in Anspruch genommen werden. Die gesetzlichen Grundlagen sind in §§ 34, 35 MsbG geregelt.

Es sind gesetzlich sogenannte jährliche Preisobergrenzen für Einbau und Betrieb vorgeschrieben, die der grundzuständige Messstellenbetreiber zwingend einhalten muss. Diese sind jedoch je nach der Art der neuen Messeinrichtung unterschiedlich hoch!

„Mit der Rücknahme der Allgemeinverfügung im vergangenen Jahr wurde den grundzuständigen Messstellenbetreibern kurzzeitig der Druck im Rollout genommen. Durch die geplanten Regelungen des GNDEW müssen sie sich nun auf neue Herausforderungen einstellen. Die Uhr für den Smart-Meter-Rollout tickt“, sagt Ralf Kurtz, Partner bei PwC Deutschland.

Auch wenn der Großteil der gMSB das Smart Metering unterstützt, stünden viele vor der Frage, wie die Wirtschaftlichkeit innerhalb der Preisobergrenzen sichergestellt werden kann. 88 Prozent der Befragten nennen diesen Punkt als größte Herausforderung. Ebenso zeigen sich große Lücken bei der Anbindung und Realisierung der Tarifierungsfälle im ERP-System. Lediglich sieben Prozent rufen bisher die Ist-Einspeisung (TAF9), vier Prozent Netzzustandsdaten (TAF10) ab.

Neben Engpässen bei Montagekapazitäten, technischen Problemen beim Einbau oder teils fehlender Zuverlässigkeit der Smart Meter Gateways nannten die Messstellenbetreiber die fehlende Verfügbarkeit moderner Messeinrichtungen und kompetenter IT-Dienstleister als weitere Hürde. Der Gesetzesentwurf will mit mehreren Punkten den Ausbau beschleunigen. Helfen soll ein gesetzlicher Zeitplan mit konkreten Vorgaben und Fristen. Mit den festen Zeitfenstern für die Implementierung steigt der Druck bei den Betreibern. Allerdings bestehe auch weiterhin große Unsicherheit: „81 % der Betreiber sehen auch im neuen Gesetz keine Lösung für das Problem der Wirtschaftlichkeit. Das liegt nicht zuletzt daran, dass das GNDEW ohne offizielle Verabschiedung keine Planungssicherheit bietet.“

Maximal 20 Euro/Jahr darf der Messstellenbetreiber unabhängig vom [Jahresverbrauch](#) für eine [moderne Messeinrichtung](#) in Rechnung stellen.



Moderne Messeinrichtung: Einbau und Betrieb

Preisobergrenzen Pro Jahr in Euro	Verbraucherinnen und Verbraucher Jahresverbrauch in kWh	Erzeuger Installierte Leistung in kW
20	Verbrauchsunabhängig	Leistungsabhängig

Abbildung 6 Preisobergrenze mME, Quelle: Bundesnetzagentur

Intelligentes Messsystem (Pflichteinbau)

Preisobergrenzen Pro Jahr in Euro	Verbraucherinnen und Verbraucher Jahresverbrauch in kWh	Erzeuger In kW	Nach altem MsbG In Euro
20	> 6.000 - 10.0000	< 7 - 15	100
50	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	-	100
50	> 10.000 - 20.000	> 15 - 30	130
90	> 20.000 - 50.000	-	170
120	> 50.000 - 100.000	> 30 - 100	200
Angemessen	> 100.000	> 100	-

Abbildung 7 Preisobergrenzen Pflichteinbau iMSys, Quelle: Bundesnetzagentur

Fällt der Nutzer in die Pflichteinbau-Kategorie (z. B. über 6.000 kWh Jahresverbrauch), muss nach den Regelungen des neuen MsbG mit Kosten von 20 Euro/Jahr gerechnet werden.

Die Preisobergrenzen wurden durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung für Verbraucherinnen und Verbraucher gesenkt. Den Differenzbetrag zur ursprünglichen Preisobergrenze trägt nun der Netzbetreiber. Aktuell dürfen die POG noch nach den alten gesetzlichen Regelungen abgerechnet werden.

Entscheidet der grundzuständige Messstellenbetreiber, über den Pflichteinbau hinaus auch bei niedrigeren Jahresverbrauchsgruppen intelligente Messsysteme einzusetzen (optionaler Einbau), liegen die Kosten bei 20 Euro pro Jahr. Die Kosten für den Einbau und den Betrieb aller Messeinrichtungen trägt die verbrauchende Person bzw. der Anlagenbetreiber.

Die notwendigen aktuellen Messdaten liefert ein SMGW über den TAF 10. Die Pflichten für Einspeiser, KWK- Anlagen und steuerbare Verbraucher finden sich in §9 EEG, die Festlegungen für Netzbetreiber nach §14a EnWG befinden sich auf der Zielgeraden. Versorger sind ab 2025 verpflichtet, flexible Tarife anzubieten, die Anreize schaffen, Strom dann zu nutzen, wenn er reichlich vorhanden ist. Gleichzeitig öffnen sich die Märkte für Einspeiser aller Größenordnungen – vom Submetering, Monitoring, Mieterstrom bis hin zur privaten PV-Anlage oder dem Elektroauto, dessen Fahrzeugbatterien Strom ins Netz zurückspeisen können. Über die Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie wurden



weitere wichtige Weichen gestellt: Neue Verbrauchszähler für Heizung und Warmwasser müssen seit 2022 fernauslesbar sein und an ein iMSys angebunden werden können.

Systemübersicht über das iMSys der Entwicklungsstufe 3

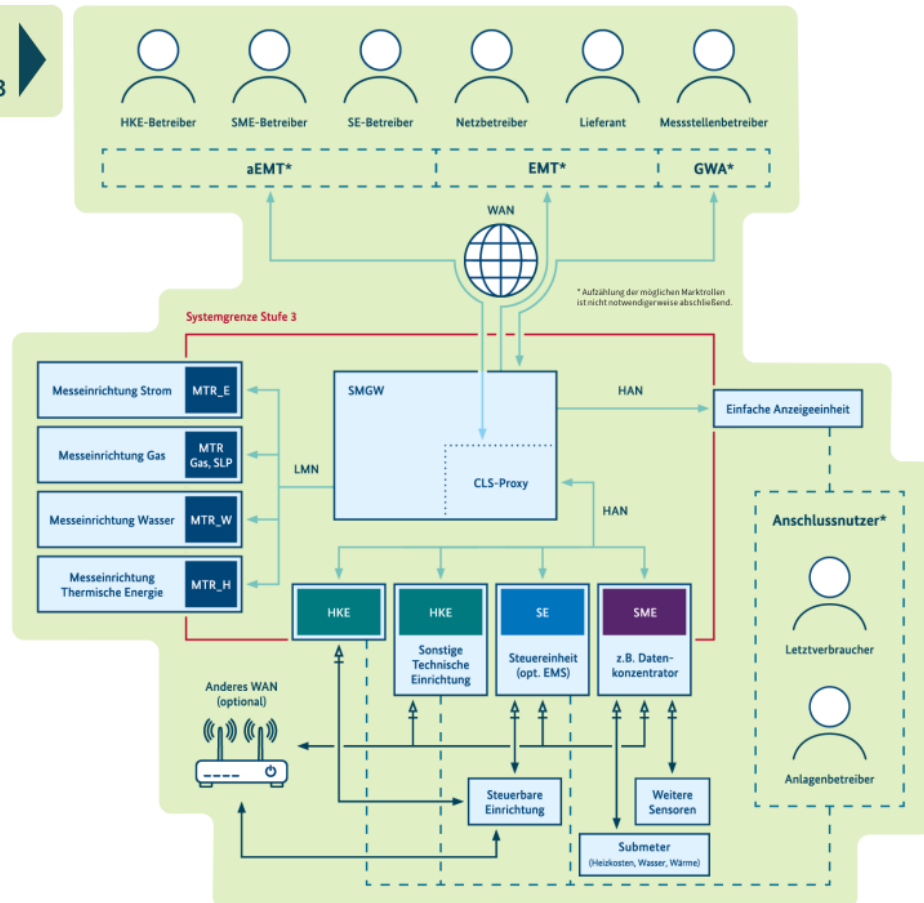


Abbildung 8 Systemübersicht iMSys 3 Stand 10/23, Quelle: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Zwar sind Netzbetreiber nicht verpflichtet, das CLS für die netzrelevanten Steuerprozesse zu nutzen, doch viele werden die Rundsteuertechnik in der Niederspannung auf mittlere Sicht ersetzen. Submetering-Services werden auch für grundzuständige Messstellenbetreiber einfacher zu implementieren sein – zumal entsprechende Plattformen bereits verfügbar sind. Gleiches gilt für vielfältige neue Energiedienstleistungen rund um private PV- und Speicheranlagen, Elektromobilität und Wärmestrom. Hier liegt allen Voraussagen zufolge das eigentliche Wachstumsgeschäft rund um die Messstelle und es steht zu erwarten, dass über solche Prosumer-Services in Verbindung mit flexiblen Tarifen künftig auch der Strom verkauft, Mieterstromprozesse und Submetering-Geschäfte betrieben werden. Der Wettbewerb hat sich bereits positioniert. Beim Stadtwerk sollten sich also auch die Vertriebe mit dem Thema CLS und aEMT beschäftigen.

Nur ganz im Verborgenen, sozusagen als kleiner Fingerzeig, wird die neue Welt der telemetrischen Datenintegration (Wärme, Wasser) im Anhang eröffnet: Mit dem Schutzprofil TR 03109-5 verlassen wir die geregelte Welt des Stroms und des Gases als „Medien“ und wenden uns nun dem unerschlossenen Markt der „warmen Betriebskosten“ und der telemetrischen Sammeldaten aus Gebäuden, deren Erhebung, Transmission, Buchung und Abrechnung zu. Für diesen Markt boten die Regelungen der Smart Meter Gateways bislang



wenig Nutzen. Anbieter proprietärer Kommunikations-Systeme dominieren bis heute den deutschen „Submetering“-Markt und haben allen Grund, die Autarkie-Optionen des Smart Meter Gateways zu berücksichtigen. Wird hier doch im sogenannten CLS-Kanal die Option absehbar, alle telemetrischen Daten aus Gebäuden direkt im Stromnetz zu sammeln und zu konzentrieren; inklusiv aller vor einem CLS-Router via GSM, LORA, Glasfaser, Cat 7 oder Zweidraht-Lösungen vorgesammelten Daten. Der Vorteil hier: Alle Kommunikationsleitungen sind schon da. So könnten über die Beleuchtungssysteme mit ihrer Dauer-Bestromung stockwerk-scharf alle Abrechnungsdaten gesammelt und über den CLS-Kanal sicher weiter transportiert werden (siehe auch im Punkt „BAN“ bei den Erläuterungen). Mit der Veröffentlichung der TR 03109-5 wird zum Jahresende 2023 gerechnet. Ab 2024 könnten auf dieser Basis alle proprietären Strukturen autark übersprungen werden. Hierbei handelt es sich um einen Milliarden-Markt, der explizit am CLS-Kanal neu aufgeteilt wird.

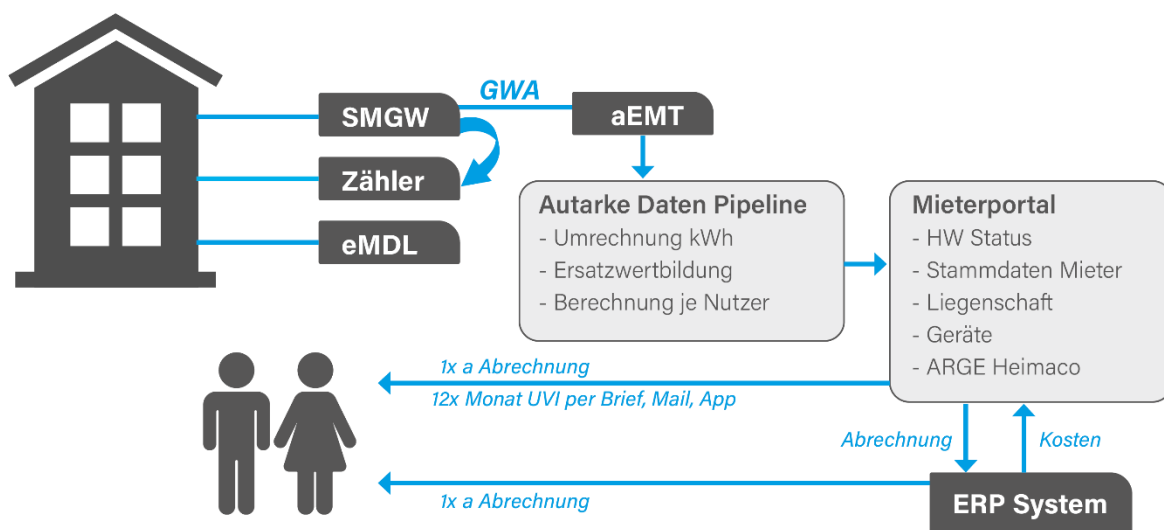


Abbildung 9 Autarkie im Submetering durch SMGW, Quelle: green with IT

Zum 31.12. 2031 spätestens müssen qua umgesetzter Ausstattung alle telemetrischen Daten via Smart Meter Gateways transportfähig sein. Aktuell ungeklärt ist die Frage, wie die datensicherheits-konforme Anbindung an den CLS-Kanal erfolgen soll. Der Messdienst ist unregelt in Hinsicht auf Kommunikationskosten. Zu welchem Kostenansatz die Anbindung an ein SMGW erfolgen, ist heute noch nicht absehbar.

Im Zertifizierungs-Ausschuss ist festzulegen, ob und ggf. wie sternförmig eingesammelt werden kann. Hier ist besonders klar, dass IT immer nur über Migration funktioniert. Das BSI bevorzugt sicherlich eine einzige feste Struktur, mit der dann auf Knopfdruck „alles erledigt“ ist. Doch das funktioniert am Markt so nicht, weil auf diesem Wege die Migration aller vorhandenen Systeme in ein autarkes Zukunftssystem bis 2031 auf der Strecke bliebe.

In der TR-05 wird an einigen Stellen die HAN-Schnittstelle (SMGW→ CLS-Kommunikationsadapter) beschreiben. Aus dieser Beschreibung können zwei Varianten abgeleitet werden:

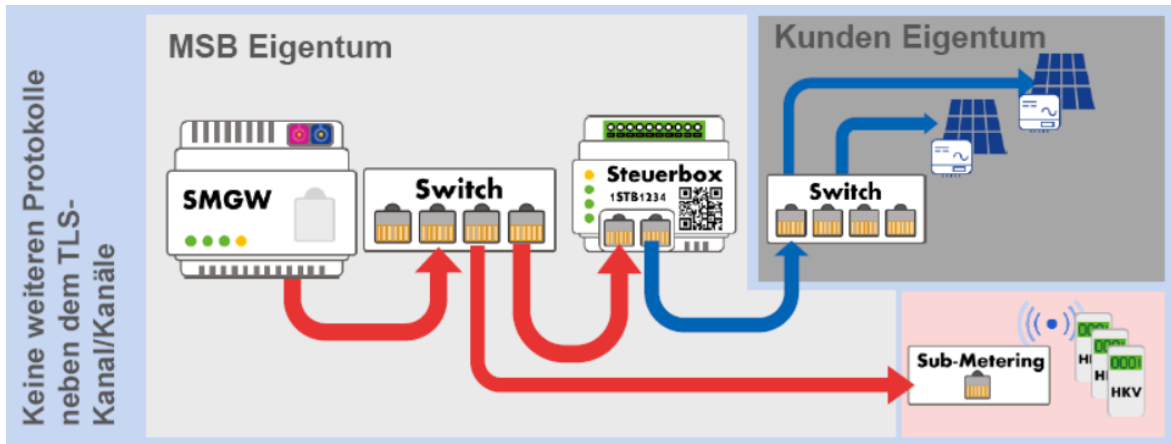


Abbildung 10 Blaue Variante „Keine weiteren Protokolle neben dem TLS-Kanal/den Kanälen“, Quelle: BSI

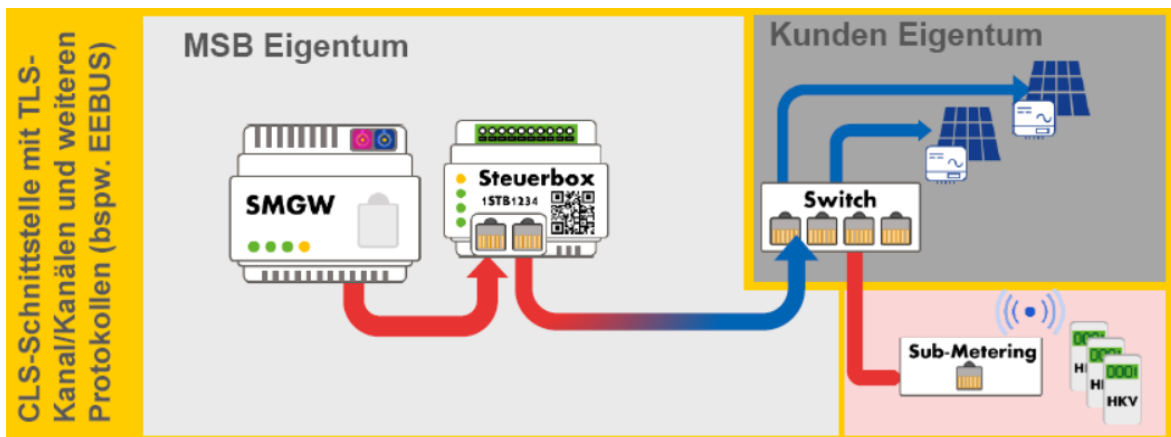


Abbildung 11 Gelbe „CLS-Schnittstelle mit TLS-Kanal/Kanälen und weiteren Protokollen (bspw. EEBUS)“, Quelle: BSI

In der TR-03109-05 sollte in einem Abschnitt die „Gelbe Variante“ als weniger komplexe Variante für den Markt beschreiben werden. Damit wäre dann eine Fehlinterpretation verhindert und die Hersteller und Anwender können die CLS-Kommunikationsadapter Produkte ausprägen, sprich in Ruhe „migrieren“.

Hier wird die Korrelation aus der Begründung zu § 6 GEG sichtbar:

"Gemäß den Vorgaben des MsbG sind energiewenderelevante Anwendungsfälle für die Erfassung und Fernauslesung von Wasser- und Wärmeverbräuchen durch das BSI zu bewerten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich ein Schutzprofil für die Erfassung von Wasser- und Wärmeverbräuchen von dem für die Erfassung von Gas- und Stromverbräuchen erheblich unterscheidet. Beim Submetering haben die Erfassungssysteme keinerlei Steuerungsfunktion und ein Zugriff auf die vorliegende Infrastruktur ist auch nicht möglich. Im Zuge der Roadmap-Analyse und Entwicklung von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien durch das BSI wird gewährleistet, dass Vorgaben für die Anwendungsfälle des Submeterings zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität entwickelt und dabei Unterschiede zur Erfassung von Gas- und Stromverbräuchen berücksichtigt werden."



Das BSI hat bis heute kein spezielles Schutzprofil für die Verbrauchs-Erfassungsgeräte sowie Technische Richtlinien für die Übermittlung von Submetering-Daten über das Smart-Meter-Gateway erstellt. Insofern gelten aktuell die Vorgaben für die Verwendung der CLS-Schnittstelle bis zur Etablierung der TR 03109-5.

Der Rahmen der Zukunftsentwicklung ist in der [„Weiterentwicklung der BSI-Spezifikationen“](#) gesteckt. Die erkennbare [„Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende“](#) ist ebenfalls in einem Arbeitspapier des BSI/BMWK zusammengefasst.

Nun regelt der § 6 MsbG auch neu, dass der gebündelte Messstellenbetrieb für jeden betroffenen Anschlussnutzer der Liegenschaft ohne Mehrkosten im Vergleich zur Summe der Kosten für den bisherigen getrennten Messstellenbetrieb durchzuführen ist einschließlich der Abrechnungsdienstleistungen nach der Verordnung über Heizkostenabrechnung, soweit das Bündelangebot den Messstellenbetrieb für die Sparte Heizwärme erfasst.

§ 6 Absatz 1 MsbG regelt somit das sogenannte Bündelungsangebot (Mehrspartenbetrieb). Danach kann der Anschlussnehmer – in der Regel der Gebäudeeigentümer – einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn dieser verbindlich anbietet,

- alle Zählpunkte der Liegenschaft für Strom mit intelligenten Messsystemen auszustatten,
- neben dem Messstellenbetrieb der Sparte Strom mindestens einen zusätzlichen Messstellenbetrieb der Sparten Gas, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart-Meter-Gateway zu bündeln und
- den gebündelten Messstellenbetrieb für jeden betroffenen Anschlussnutzer (z. B. die Mieter) der Liegenschaft ohne Mehrkosten im Vergleich zur Summe der Kosten für den bisherigen getrennten Messstellenbetrieb durchzuführen.

Das MsbG will mit dem gebündelten Messstellenbetrieb für mehrere Sparten Synergieeffekte und damit Kosteneinsparungen ermöglichen. Es soll außerdem den Wettbewerb im Submetering-Bereich stärken. Ungeklärt ist die Frage, wie mit einzelvertraglichen Restmiet-Raten umzugehen ist.

Die Anbindungsverpflichtung greift nur, wenn das vom Anschlussnehmer angenommene Bündelungsangebot die Sparte Heizwärme umfasst. Die Rolle des Anschlussnehmers nimmt hierbei die Immobilienwirtschaft ein.

Gleichzeitig besagt § 21.c, dass historische Energieverbrauchswerte entsprechend den Zeiträumen der Abrechnung und Verbrauchsinformationen nach § 40b des Energiewirtschaftsgesetzes für die drei vorangegangenen Jahre zur Verfügung gestellt werden können. Hier wird beispielhaft die Technik mit der Wirtschaftlichkeit verknüpft¹ und weitere Aktualisierungen des MsbG in der am 27.05.2023 geltenden Fassung detailliert erläutert.

¹ Aktuelle Änderungen am MsbG, <https://www.buzer.de/gesetz/12172/v298193-2023-05-27.htm>



Abbildung 12 Das CLS-Modul als Sammelstelle digital erfasster Verbrauchswerte Anlagen und Dekarbonisierung, Quelle: green with IT

1.3. Energiewirtschaftsgesetz - EnWG

Im deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die gesetzlichen Grundlagen für die Messung im Energiesektor festgelegt. Die ursprüngliche Fassung aus 2005 wurde zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 26. Juli 2023 geändert. Diese Regelungen sind entscheidend für den Betrieb von Messstellen und die Abrechnung von Energieverbräuchen.

Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht sowie ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung. Im Gesetz werden die Aufgaben der Marktteilnehmer festgelegt.

Um dies zu erreichen, dient das Gesetz der freien Preisbildung, dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten, dem Ziel Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen möglichst umwelt- und netzverträglich, effizient und flexibel einzusetzen, sowie der Stärkung des Elektrizitätsbinnenmarkts.

Durch die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze werden ein wirksamer und unverfälschter Wettbewerb sowie ein zuverlässiger Betrieb sichergestellt. Des Weiteren wird durch dieses Gesetz das europäische Gemeinschaftsrecht auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung umgesetzt und durchgeführt.

Von der Regelung betroffen sind:

- Energieversorgungsunternehmen



- Netzbetreiber

Die Regulierungsbehörde ist die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur). In bestimmten Fällen sind auch die Landesregulierungsbehörden zuständig. Dies trifft zum Beispiel auf die Genehmigung der Entgelte für den Netzzugang zu. Bayern hat hier eigene Sonderregelungen.

Hier sind einige relevante Paragraphen des EnWG:

1.3.1. § 14 EnWG

Die neue Fassung des § 14a EnWG (01.01.2023) sieht u.a. eine Reduzierung der Netzentgelte für diejenigen Verbraucher vor, die mit dem Netzbetreiber eine Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abgeschlossen haben.

1.3.2. § 20 Zugang zu den Energieversorgungsnetzen

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren

1.3.3. § 21 EnWG – Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang

Die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang müssen angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und dürfen nicht ungünstiger sein, als sie von den Betreibern der Energieversorgungsnetze in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb ihres Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet und tatsächlich oder kalkulatorisch in Rechnung gestellt werden.

1.3.4. §§ 26 – 28 EnWG

widmet sich besonders detailliert den „neuen Medien“ LNG und Wasserstoff und dessen technischem sowie infrastrukturellem Umfeld.

1.3.5. § 35 EnWG – Monitoring

Die Regulierungsbehörde führt zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben nach diesem Gesetz, insbesondere zur Herstellung von Markttransparenz ein Monitoring durch.

1.3.6. § 41 a EnWG - dynamische und sonstige Stromtarife

Stromlieferanten haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt.

1.3.7. § 42 a EnWG Mieterstromverträge

Der für den Mieterstrom und den zusätzlichen Strombezug nach Absatz 2 Satz 6 zu zahlende Preis darf 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungsstarifs, auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigen.



1.3.8. § 111 a Verbraucherbeschwerden

Hier werden die grundlegenden Anforderungen an die Durchführung von Verbraucherbeschwerden festgelegt. Insbesondere wird geregelt, dass diese binnen 4 Wochen beantwortet sein müssen.



1.4. Energieeffizienzgesetz EnEFG

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/entwurf-enefg.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Am 21. September 2023 verabschiedete der Deutsche Bundestag das Energieeffizienzgesetz (EnEFG), offiziell bekannt als das Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Änderung des Energiedienstleistungsgesetzes. Es beruht auf der Neufassung des im Frühjahr 2023 beschlossenen EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED) und überführt sie in nationales Recht. Nach der Sitzung vom 20. Oktober 2023 hat das Gesetz nun auch den Bundesrat passiert. Damit wird das EnEFG in der vom Bundestag beschlossenen Version am Tag nach der Verkündung im Bundesgesetzblatt in Kraft treten.

Ziele des Energieeffizienzgesetzes

Das Hauptziel dieses Gesetzes ist die Steigerung der Energieeffizienz in deutschen Unternehmen. Es soll dazu beitragen, den Primär- und Endenergieverbrauch zu reduzieren und die nationalen sowie europäischen Energieeffizienzziele zu erreichen. Durch das deutsche EnEFG sollen zudem der Import und der Verbrauch von fossilen Brennstoffen gesenkt werden, um die Energieversorgung zu sichern und zum weltweiten Klimaschutz beizutragen. Mit dem EnEFG werden nicht nur Bundes- und Landesregierungen sowie öffentliche Einrichtungen, sondern auch viele Unternehmen mit zusätzlichen Anforderungen konfrontiert. So plant die Bundesregierung mit Einsparungen bei der öffentlichen Hand, die gleichzeitig Vorbildfunktion haben soll, in Höhe von jährlich 45 Terrawattstunden im Bund und fünf Terrawattstunden in den einzelnen Ländern bis 2030. Konkret definiert das Energieeffizienzgesetz auch die Anforderungen für Rechenzentren. Sie müssen künftig bestimmte Energieeffizienzstandards einhalten, eine vorgeschriebene Mindesttemperatur für die Luftkühlung beibehalten und die Abwärme sinnvoll nutzen. Gleichzeitig sind bestehende Anlagen angehalten, ihren Stromverbrauch effizienter zu gestalten. Dies bedeutet, dass Betreiber von Rechenzentren verstärkt auf die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen setzen sollen.

Neue Pflichten für Unternehmen mit mehr als 7,5 GWh Verbrauch

Die Grenzwerte zur verpflichtenden Einführung eines Energie- oder Umweltmanagementsystems wurden neu justiert: Laut der vom Bundestag am 21. September 2023 verabschiedeten Fassung des Energieeffizienzgesetzes müssen nun Unternehmen mit einem jährlichen Gesamtenergieverbrauch von mehr als 7,5 Gigawattstunden (GWh) künftig ein EMS oder UMS nach ISO 50001 oder EMAS einführen. Zur Berechnung des Energieverbrauchs wird der Durchschnitt der letzten drei Jahre herangezogen. Betroffene Unternehmen haben 20 Monate Zeit, dieser Verpflichtung nach dem Inkrafttreten des Gesetzes nachzukommen. Die Einhaltung dieser Anforderung wird vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) stichprobenartig überprüft. Bei Unternehmen, die zur Einführung eines Energie- oder Umweltmanagementsystems verpflichtet sind, entfällt die Notwendigkeit eines Energieaudits. Zusätzlich dazu müssen Unternehmen mit einem Energieverbrauch von mehr als 7,5 GWh weitere Anforderungen des EnEFG erfüllen:

Im Rahmen der Einführung eines Energie- oder Umweltmanagementsystems oder der Durchführung eines gemäß dem Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) vorgeschriebenen Energieaudits müssen sämtliche Energieströme im Unternehmen ermittelt werden. Dies betrifft im Grunde alle Prozesse, beginnend bei der Nutzung des Fuhrparks über die



Gebäudetechnik bis zum Energieverbrauch der Maschinen oder den Umgang mit Abwärme. In diesem Zuge müssen ebenfalls alle Energiesparmaßnahmen definiert werden. Die Umsetzungspläne für diese Maßnahmen müssen durch externe Zertifizierer, Gutachter oder Auditoren bestätigt und öffentlich gemacht werden.

Abwärmequellen müssen identifiziert werden, und Maßnahmen zur Vermeidung oder Nutzung der Abwärme müssen entwickelt werden.

Neue Pflichten für Unternehmen mit mehr als 2,5 GWh Verbrauch

Auch weniger energieintensive Unternehmen mit einem Verbrauch von weniger als 7,5 GWh müssen gemäß der vom Bundestag verabschiedeten Version des Energieeffizienzgesetzes einige Anforderungen erfüllen. Das EnEg verpflichtet alle Unternehmen mit einem jährlichen Gesamtenergieverbrauch von mehr als 2,5 GWh zur Veröffentlichung konkreter, umsetzbarer Pläne für Energiesparmaßnahmen spätestens innerhalb von drei Jahren. Hierzu gehören:

- Die Identifikation von Energiesparmaßnahmen und deren Bewertung nach DIN EN 17463 (VALERI)
- Die Erstellung und Veröffentlichung von Umsetzungsplänen für alle wirtschaftlich machbaren Maßnahmen innerhalb von drei Jahren nach Inkrafttreten des Gesetzes
- Die Bestätigung der Vollständigkeit und Richtigkeit der erstellten Umsetzungspläne durch Zertifizierer, Umweltgutachter oder Energieauditoren, auf Anfrage vorzulegen beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)
- Die Identifikation von Abwärmequellen und die Entwicklung von Maßnahmen zur Vermeidung oder Nutzung dieser Abwärme.



1.5. Technische Richtlinien des BSI:

Das Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) spielt eine zentrale Rolle bei der Festlegung technischer Richtlinien für den Rollout des Smart Meter Gateways in Deutschland. Es ist die maßgebliche Institution für die Sicherheit in der Informationstechnik und trägt die Verantwortung für die Entwicklung und Überprüfung von Sicherheitsstandards in verschiedenen technologischen Bereichen. Im Kontext des Smart Meter Rollouts hat das BSI Richtlinien und Spezifikationen für das Smart Meter Gateway festgelegt, um sicherzustellen, dass diese Systeme den höchsten Sicherheitsstandards entsprechen.

Diese Richtlinien betreffen die Hard- und Software des Smart Meter Gateways sowie die Kommunikation zwischen den Gateways und den Energieversorgungsunternehmen. Das BSI überprüft und zertifiziert die Gateways, um sicherzustellen, dass sie den vorgegebenen Sicherheitsanforderungen entsprechen, bevor sie im Einsatz genutzt werden.

Die Rolle des BSI in diesem Kontext ist von entscheidender Bedeutung, da die Sicherheit von Smart Meter Gateways essentiell ist, um sowohl die Integrität der Energieversorgungsinfrastruktur als auch den Datenschutz der Endverbraucher zu gewährleisten. Durch die Festlegung und Überprüfung von technischen Richtlinien trägt das BSI dazu bei, ein vertrauenswürdiges und sicheres Umfeld für die Einführung dieser Schlüsseltechnologie zu schaffen.

1.6. Marktregeln für die elektronische Marktkommunikation (MaKo) der Bundesnetzagentur:

Die MaKo 2022 enthält Regelungen zur elektronischen Kommunikation zwischen den Marktteilnehmern im Energiemarkt, einschließlich der Übermittlung von Messdaten im regulierten Markt „Strom“.

Hintergrund der neuen Marktrolle des Energieserviceanbieters

Der Energieserviceanbieter, kurz ESA, ist eine Bezeichnung, die in der Energiewirtschaft bislang noch nicht sehr geläufig und als neue, eigenständige Marktrolle im Umfeld des Smart Meterings zu sehen ist. Entstanden ist diese neue Marktrolle mit einem Beschluss der Beschlusskammer 6 der BNetzA am 21.12.2020 zur Festlegung neuer Standards im Rahmen der Marktkommunikation. Der Begriff „Energieserviceanbieter“ scheint auf den ersten Blick unspektakulär und wenig aussagekräftig, doch lohnt ein genauerer Blick auf das potenzielle Tätigkeitsfeld des Energieserviceanbieters und dessen neues Aufgabenfeld:

Energieserviceanbieter: Aufgabenfeld der neuen Marktrolle

Nach den Beschlüssen der Beschlusskammer 6 hat der Energieserviceanbieter das Recht, mit der Einwilligung des Anschlussnehmers Messwerte beim zuständigen Messstellenbetreiber anzufragen. Voraussetzung ist, dass der Anschlussnehmer über ein eingebautes intelligentes Messsystem verfügt. Im Fokus stehen in erster Linie zwei verschiedene Tarifanwendungsfälle (TAF): TAF 7 zur Übermittlung der Zählerstandgänge und TAF 14 zur Bereitstellung von hochfrequenten Messwerten für Mehrwertdienste.

Durch den Beschluss der BNetzA wird der Energieserviceanbieter als neuer externer Marktteilnehmer etabliert, der berechtigt ist, Informationen aus dem intelligenten Messsystem des Anschlussnutzers anzufragen. Durch den Fokus auf die TAFs 7 und 14 wird schnell klar, dass es der BNetzA nicht nur darum geht, eine Marktrolle zu definieren, die Daten abrufen



kann, vielmehr soll mit dem Energieserviceanbieter eine Marktrolle geschaffen werden, die den Anschlussnutzer bei der Optimierung des eigenen Energieverbrauchs unterstützen soll. Durch die Fokussierung auf hochfrequente Messreihen kann der Energieserviceanbieter die Messreihen für den Anschlussnehmer analysieren oder einem beauftragten Dienstleister des Anschlussnehmers die Daten mit dem Ziel der Energieoptimierung zur Verfügung stellen. Dies ist ein wichtiges und marktwirksames Nadelöhr für diverse Wertschöpfungen.

Energieserviceanbieter: Potenzielle Zielgruppen

Da sich der Energieserviceanbieter lediglich auf Kundengruppen konzentrieren kann, die über ein intelligentes Messsystem verfügen, müssen Anschlussnehmer aktuell einen Jahresverbrauch von mindestens 6.000 kWh p. a. erreichen. Grundsätzlich ist im ersten Schritt davon auszugehen, dass für den Energieserviceanbieter Unternehmen im Vordergrund stehen, die verpflichtet sind, ihr energetisches Verhalten zu optimieren oder die ein berechtigtes Ziel haben, Energie zu sparen. Gerade diese Unternehmen dürften sich für hochfrequente Messdaten interessieren, um eine bessere Kosteneffizienz zu erreichen. Inwieweit der Service des Energieserviceanbieters für Privathaushalte interessant ist, bleibt abzuwarten. Grundsätzlich sind energetische Auswertung und Optimierungsmaßnahmen natürlich für einen Haushaltskunden interessant, der bereits über größere Erzeuger, wie eine eigenen PV-Anlage, oder Verbraucher, wie z. B. ein E-Auto, verfügt und sich mehr mit dem energetischen Zusammenspiel der einzelnen Assets beschäftigen möchte.

Mit der so aufgebauten „Masse“ an Falldaten aus großen Abnehmerstrukturen lassen sich dann später auch kleinere Cluster strukturieren, automatisieren und mit Datenkommunikations-Services ausstatten. Voraussetzung bei jeder Kundengruppe muss jedoch die Zahlungsbereitschaft für den Service des Energieserviceanbieters sein. Die Bereitstellung der Informationen an den Energieserviceanbieter ist nämlich nicht Teil der Standarddienstleistung des intelligenten Messstellenbetreibers und somit nicht Teil der Preisobergrenze (POG). Eine zusätzliche Vergütung als Mehrwertdienstleistung ist somit erforderlich.

Auswirkungen auf die Marktkommunikation

Mit der neuen Marktrolle des Energieserviceanbieters, die mit der Umsetzung der MaKo 2022 starten soll, sind ebenfalls neue Prozesse in der Marktkommunikation zu etablieren. Hierzu sind neue Prozesse von der Anfrage und der Bestellung von Messwerten bis hin zur Beendigung der Übermittlung von Werten erforderlich. Ebenso sind zusätzliche Aufwände für die Automatisierung der Prozesse rund um den Rollout von intelligenten Messsystemen notwendig. Neben der Einführung neuer Prozesse sind Anpassung an den bestehenden Prozessen des Datenaustausches, des Energiedatenmanagements und der Abrechnung des Messstellenbetreibers erforderlich. Somit hat die neue Marktrolle auch einen Einfluss auf die bestehende IT-Infrastruktur des Messstellenbetreibers.

1.7. Datenschutz und Datensicherheit:

Der Datenschutz und die Datensicherheit spielen eine zentrale Rolle im Zusammenhang mit dem Smart Meter Rollout, da intelligente Messsysteme eine Vielzahl sensibler Informationen über den Energieverbrauch von Haushalten und Unternehmen sammeln. Hier sind einige wichtige Aspekte, die berücksichtigt wurden:

1. **Schutz personenbezogener Daten:** Smart Meter können detaillierte Informationen über den Energieverbrauch und -nutzungsgewohnheiten sammeln. Hier ist per BSI-



Grundschutz sichergestellt, dass diese Daten DSGVO-konform geschützt werden, um die Privatsphäre der Verbraucher zu wahren.

2. **Datensparsamkeit und -minimierung:** Nur die für die Abrechnung und Energieeffizienz notwendigen Daten sind zu sammeln und zu speichern. Zusätzliche Informationen sollten nur mit ausdrücklicher Zustimmung der Verbraucher erfasst werden.
3. **Verschlüsselung und sichere Kommunikation:** Kernelement des BSI-Grundschutzes ist die datensichere Kommunikation zwischen den Smart Metern und den Energieversorgungsunternehmen per Verschlüsselung, um die Integrität und Vertraulichkeit der Daten zu gewährleisten. Das BSI ist hier der zentrale Gestalter.
4. **Zugriffskontrollen und Authentifizierung:** Es wurden restriktive Kontrollmechanismen implementiert, um sicherzustellen, dass nur autorisierte Personen oder Systeme auf die gesammelten Daten zugreifen können.
5. **Regelmäßige Sicherheitsaudits und -überprüfungen:** An anderer Stelle wurde bereits über die Rolle der Zertifizierungen der Marktteilnehmer berichtet
6. **Datenschutzerklärungen und Transparenz:** Verbraucher müssen gut darüber informiert sein, welche Daten gesammelt werden, zu welchem Zweck sie verwendet werden und wie sie geschützt werden.
7. **Einwilligung der Verbraucher:** Es ist unabdingbar, dass Verbraucher über die Verwendung ihrer Daten informiert werden und der Verwendung zustimmen, insbesondere wenn es um zusätzliche Funktionen wie Laststeuerung oder Energiemanagement geht.
8. **Compliance mit Datenschutzregelungen:** Alle Aktivitäten im Zusammenhang mit dem Smart Meter Rollout müssen DSGVO-konform sein.

Die Einhaltung dieser Datenschutz- und Datensicherheitsprinzipien ist entscheidend, um das Vertrauen der Verbraucher in die Technologie zu gewährleisten und sicherzustellen, dass der Smart Meter Rollout einen positiven Beitrag zur Energieeffizienz und Nachhaltigkeit leisten kann.

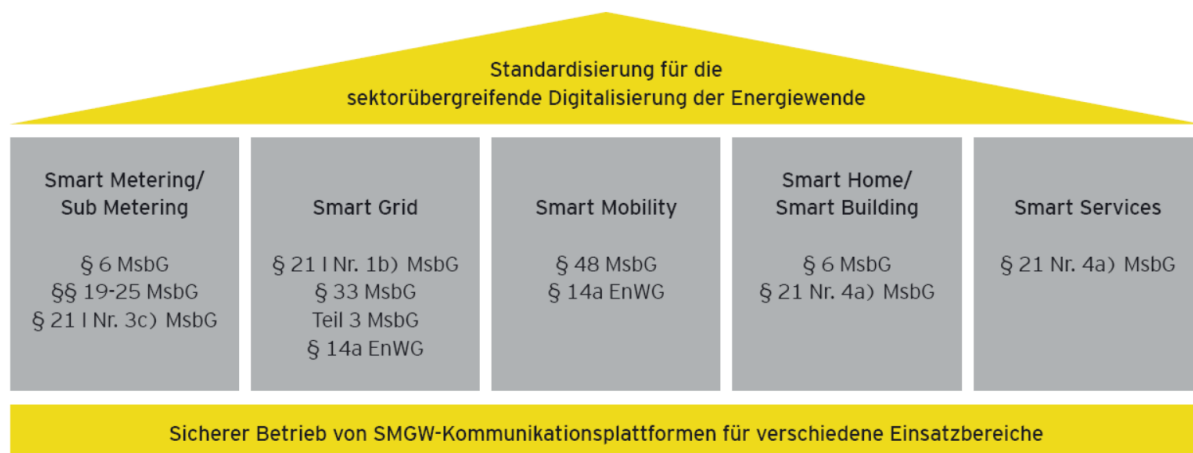


Abbildung 13, „Das Smart Haus“ im legislativen Überblick, Quelle: Ernest & Young

2. Vorschriften und Richtlinien



Energieeffizienz-Richtlinie EED

Im deutschen Kontext gibt es spezifische Regelungen für den Messstellenbetrieb, insbesondere im Bereich der Energieversorgung. Hier gelten in Deutschland folgende wichtige gesetzliche Grundlagen:

EED ist die Abkürzung für Energy Efficiency Directive, auf Deutsch Energieeffizienzrichtlinie, der EU. Das Ziel der Richtlinie ist es, den Energieverbrauch zu reduzieren. Sie soll somit maßgeblich zu den EU-Klimazielen für 2030 beitragen. Das Mittel ist mehr Transparenz über Verbräuche. Denn: Nur wer seinen Verbrauch kennt, kann gezielt Energie sparen und so den CO₂-Ausstoß senken.

Die EED muss in allen Ländern in nationales Recht umgesetzt werden. In Deutschland ist dies 2021 durch die Novellierung der [Heizkostenverordnung](#) erfolgt.

Was bedeutet die Energieeffizienzrichtlinie für Vermieter und Hausverwalter?

Mit der Verabschiedung der neuen Energieeffizienzrichtlinien (Energy Efficiency Directive EED) im Dezember 2018 hat die Europäische Union den Grundstein für eine noch transparentere Heizkostenabrechnung gelegt. Gemäß den Anforderungen der EED werden Vermieter und Hausverwalter dazu verpflichtet, Bewohnern monatlich Verbrauchsinformationen zur Verfügung zu stellen.

Die Grundlage für eine monatliche Information bildet eine moderne Verbrauchsdatenerfassung per Fernauslesung. Mit dieser Technik können Daten monatlich übertragen und direkt verarbeitet und visualisiert werden.

EED: Zeitliche Vorgaben und Fristen auf einen Blick

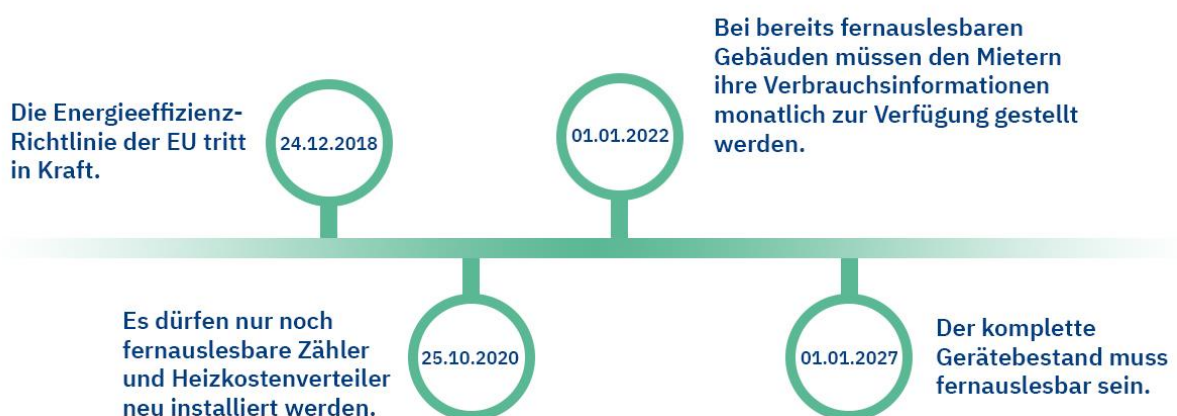


Abbildung 14 Termine und Fristen EED, Quelle: metr GmbH

Die Europäische Kommission wollte mit ihrer Richtlinie dafür sorgen, dass klare und rechtzeitige Informationen und Energierechnungen auf der Grundlage des tatsächlichen



Verbrauchs den Verbrauchern die aktive Beteiligung an der Senkung des Energiebedarfs für die Wärme- und Kälteversorgung ermöglichen.

Der Verordnungsgeber geht in seiner Begründung davon aus, dass durch die Umstellung der Verbrauchszähler auf fernablesbare, Smart-Meter-Gateway (SMGW)-fähige Systeme den Mietern kein zusätzlicher Aufwand entsteht. Bis Ende 2031 sollen alle telemetrischen Zählern Daten zwingend über SMGW transportiert werden. Die höheren Preise für die fernablesbaren Geräte würden – so der Wunsch - durch die günstigeren Ablesedienstleistungen ausgeglichen, sodass insgesamt keine zusätzlichen umlagefähigen Betriebskosten entstehen. Eine Nachrüstung der Geräte auf SMGW-Anbindbarkeit sei ohne zusätzliche Kosten möglich, wenn bei der Investition auf hinreichend offene Systeme gesetzt wird. Soweit die etwas realitätskritische Grundannahme der Gründerväter und -mütter des EEG.

Der Bundesrat ist skeptisch und hat in den Text der Verordnung eine Evaluation mit Bericht bis spätestens 31.08.2025 aufgenommen. Die in der Verordnung angenommene Kostenneutralität für Mieterinnen und Mieter wird bezweifelt, da ein erhöhter Verwaltungsaufwand und steigende Investitionskosten wahrscheinlich sind, derzeit aber wenig Einsparpotenzial für Verbraucherinnen und Verbraucher besteht. Ein Einsparpotenzial wird durch den Bundesrat lediglich beim persönlichen Ablesen beziehungsweise Verarbeiten der Verbrauchswerte gesehen.

Kurzum: die Gegenfinanzierung scheint zu fehlen und die Annahmen nicht durch die Realität gedeckt zu sein. Die Anwenderbranche hat jahrelang dem Verordnungsgeber und zuletzt den Bundesländern oft und ausführlich erklärt, dass und warum die Verordnung erhebliche prozessuale Ineffizienzen, Mehrkosten für Mieter und Wohnungsunternehmen und voraussichtlich Rechtsstreite verursachen kann, ohne dass sie in maßgeblichen Größenordnungen zu zusätzlichen Energieeinsparungen beitragen wird.

Den Bürgern muss ehrlich gesagt werden, dass die Kosten der Heizkostenabrechnung steigen werden. Zwar ist zu erwarten, dass mittelfristig die Kosten für die Technik und deren Nutzung deutlich fallen, gerade auch aufgrund der Regelungen zur Interoperabilität, aber die heutigen Mehrkosten müssen ehrlich und transparent benannt werden. Die gewollte Etablierung digitaler Infrastruktur hat ihren Preis, auch hier gilt: IT braucht Migration!

2.1. Heizkostenverordnung V (HKVo)

<https://www.gesetze-im-internet.de/heizkostenv/>

Die Heizkostenverordnung (HeizkostenV) wurde auf Basis des Energieeinsparungsgesetzes EnEG erstmals 1981 erlassen. Das Ziel der Verordnung ist es, durch verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten Energieeinsparungen zu erzielen. Untersuchungen und Praxisergebnisse haben eine Energieverbrauchsreduzierung bis zu 15 % durch verbrauchsabhängige Abrechnung ergeben. Die Novellierung der HeizkostenV wurde am 24.11.2021 vom Bundeskabinett abschließend beschlossen und trat am 01.12.2021 in Kraft.

Mit der Novelle setzt Deutschland die neuen Bestimmungen für die Verbrauchserfassung und Abrechnung sowie Nutzung interoperabler Geräte und Systeme aus der EU-Energieeffizienzrichtlinie von 2018 in deutsches Recht um. Die EU-Richtlinie beinhaltet europaweit einige Punkte, die in Deutschland bereits umgesetzt waren, wie



- die Verpflichtung zur Verbrauchserfassung an sich
- die Verpflichtung zur Einzelverbrauchserfassung in Mehrfamilienhäusern und
- Regeln für die Heizkostenverteilung.

Andere Regeln bedurften der nationalen Umsetzung:

- Übergang zu fernablesbaren Geräten,
- Monatliche Verbrauchsinformationen,
- Interoperable Geräte und Systeme,
- Cybersicherheit und Schutz der Privatsphäre und der Daten der Endnutzer,
- Sanktionierung für den Fall der Nichteinhaltung.

Die nationale Umsetzung hat dem hinzugefügt:

- Kostenloses Schlüsselmaterial,
- Einschränkung der Datennutzung,
- redaktionelle Korrekturen in § 9 Verteilung der Kosten bei verbundenen Anlagen.

Die aktuelle Novelle der HeizkostenV setzt die Verpflichtungen der novellierten EU-Energieeffizienzrichtlinie in folgenden Punkten um: Fernablesbarkeit der messtechnischen Ausstattungen zur Verbrauchserfassung, unterjährige Verbrauchsinformation, umfangreiche Abrechnungsinformationen sowie interoperable Geräte und Systeme. Die EU will damit einen geringeren Energieverbrauch und einen verbesserten Wettbewerb erreichen. Die Intentionen der Novelle ist eine bessere Mieterinformation und mehr Wettbewerb im (bis dato unregulierten) Submetering-Markt, dessen Geschäftsprozesse und -modelle nicht einfach über die geregelten Prozesse des Strom- und Gasmarktes „übergestülpt“ werden können.

Über die Fernauslesbarkeit und eine permanente feingranulare Datenbereitstellung könnte die derzeitige proprietär von wenigen Marktteilnehmern aufgeteilte und ineffiziente Bereitstellung der betriebskostenrelevanten Daten verbessert werden. Hier hilft tatsächlich die CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways enorm und eröffnet weite Gestaltungshorizonte, wenn dies entsprechend langsam „einmigrieren“ könnte.

Unterstützt wird hier eine konsequente Etablierung einer digitalen Infrastruktur in Gebäuden und Wohnungen, die sowohl den Wohnungsunternehmen eine hohe Gestaltungsfreiheit für Produkte und Prozesse, vielfältige Dienstleister und deren Wechsel erlaubt, als auch die Basis für mieterzentrierte Lösungen bietet.

Die Verordnung setzt dieses Zielbild nur teilweise um. Da im Gesetzgebungsprozess keine Hinweise der praktischen Anwender angenommen wurden, sehen sich die Marktteilnehmer mit prozessualen Ineffizienzen, Mehrkosten für Mieter und Wohnungsunternehmen und vermutlich auch mit zukünftigen Rechtsstreiten konfrontiert.

Schutzprofile

Schutzprofile werden immer geräte- und anwendungsspezifisch entwickelt. Die Maßnahmen und Anforderungen in Schutzprofilen sind z. B. abhängig von der jeweiligen Bedrohungssituation für die jeweiligen Geräte. Mit den Vorgaben aus der HeizkostenV sind nicht die Vorgaben aus dem Messstellenbetriebsgesetz nach § 22 MsbG (Erstellung und Anwendung von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien) gemeint. Dies wird nachfolgend mit der Erläuterung des Schutzprofils TR 03109-5 vertieft.



Die folgende Abbildung zeigt die wesentlichen Pflichten im Überblick anhand der Zeitskala ihres Inkrafttretens.



Abbildung 15 Termine und Fristen der HKVO, Quelle: GdW

Die Novelle der Heizkostenverordnung (HKVO) ändert die Vorgaben für Messgeräte und Verbrauchsinformationen. Das Ziel: Mietparteien häufiger und besser zu informieren und so Wärmeenergie einzusparen.

Die Heizkostenabrechnung enthält künftig mehr Informationen und Übersichtselemente:

- Tatsächlicher Energiepreis
- Gesamtenergiekosten
- CO₂-Emissionsdaten
- Eingesetzter Energiemix
- Klimabereinigter Vergleich zum Vorjahr
- Klimabereinigter Vergleich mit einem durchschnittlichen Nutzen

Nach § 5 der HKVO (Ausstattung zur Verbrauchserfassung) sollen Messgeräte für Warmwasser und Heizung in absehbarer Zeit fernauslesbar sein, Datenschutz und Datensicherheit gewährleisten sowie an ein Smart-Meter-Gateway angebunden und anbieterübergreifend ausgelesen werden können. Ist die technische Hardware erst installiert, wird es möglich, die Mietparteien regelmäßig über ihren Verbrauch zu informieren. Studien zeigen, dass Transparenz zum Energiesparen animiert und der CO₂-Ausstoß im Durchschnitt sinkt.



2.2. Mess Zugangs Verordnung (MessZV)

<https://www.buzer.de/gesetz/8408/index.htm>

Die Mess ZV regelt Voraussetzungen und Bedingungen des Messstellenbetriebs und der Messung von Energie sowie die Art der Messung, definiert den Messstellen- und den Messvertrag, Bestimmungen für den Wechsel des Nutzers zu Dritten und definiert den Datenaustausch,

Mit Änderung des EnWG und der Verabschiedung der MessZV wird der Begriff „Messung“ neu definiert. Im Gegensatz zu den bisherigen Veröffentlichungen ist unter Messung die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten, deren Qualitätssicherung und Übermittlung an die berechtigten Marktpartner zu verstehen. Für die Erbringung dieser Leistung kann der Anschlussnutzer einen fachkundigen Dritten beauftragen. Die Plausibilisierung der Daten, die Ersatzwertbildung bei fehlenden oder gestörten Daten, die Aufbereitung abrechnungsrelevanter Messdaten und deren Übermittlung an die Netznutzer sowie die Archivierung dieser Daten obliegt weiterhin ausschließlich dem Netzbetreiber.

Darüber hinaus ist der Netzbetreiber zum Messzugangsmanagement verpflichtet, d. h. unter anderem, den administrativen Wechselprozess zwischen Messstellenbetreibern bzw. Messdienstleistern durchzuführen, zu verwalten, zu dokumentieren und zu archivieren sowie die Voraussetzungen eines/einer ordnungsgemäßen Messstellenbetriebs/Messung wie folgt zu schaffen:

- a) den Leistungsumfang „Messstellenbetrieb“ auf Basis der gemäß § 21b EnWG festzulegenden, diskriminierungsfreien Technischen Mindestanforderungen an Messeinrichtungen,
 - b) den Leistungsumfang „Messung“ auf Basis der gemäß § 21b EnWG festzulegenden, diskriminierungsfreien Mindestanforderungen an Datenumfang und Datenqualität,
 - c) den Leistungsumfang „Abrechnung der Netznutzung“ und
 - d) den Leistungsumfang „Messzugangsmanagement“
- zu erhalten.

Grundsätzlich sind die Kosten der oben genannten Leistungsbestandteile:

- a) nach wie vor Bestandteil des Entgelts Messstellenbetrieb,
- b) soweit sie ausschließlich die liberalisierten Messdienstleistungen betreffen, in das Entgelt Messung zu kalkulieren,
- c) Bestandteile der Abrechnung der Netznutzung zuzüglich der aus der Begründung der Bundesregierung zu § 4 MessZV folgenden nicht liberalisierten und damit ausschließlich vom Netzbetreiber zu erbringenden Leistungen,



d) explizit durch die Liberalisierung des Messwesens verursacht. Damit und auch im Interesse vergleichbarer Preis-Leistungs-Verhältnisse am Markt sind diese ausschließlich beim Netzbetreiber anfallenden Kosten adäquat den Kosten des Lieferantenwechsels den Netznutzungsentgelten zuzuordnen.

Mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb und der Verordnung zum Erlass von Regelungen über Messeinrichtungen im Strom- und Gasbereich sind der Messstellenbetrieb und die Messung vollständig liberalisiert. Demnach können Dritte auf Wunsch des jeweiligen Anschlussnutzers

- den Messstellenbetrieb und/oder die Messung durchführen, sofern sie einen einwandfreien und
- den eichrechtlichen Vorschriften entsprechenden Messstellenbetrieb bzw. eine entsprechende Messung gewährleisten und einen Messstellenrahmenvertrag und /oder Messrahmenvertrag mit dem Netzbetreiber abgeschlossen haben.

Der Gesetzgeber unterscheidet zwischen liberalisierten und ausschließlich vom Netzbetreiber zu erbringenden Leistungen, die sowohl nach der Verantwortungszuordnung, als auch ihren Inhalten in diesem Dokument beschrieben werden.

Es ersetzt die VDN-Richtlinie „Leistungsbeschreibung für Messung und Abrechnung der Netznutzung“ vom Juli 2006 und wurde an die Erfordernisse des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) sowie der nachgeschalteten Verordnungen Anreizregulierungsverordnung (ARegV), Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV), Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), Messzugangverordnung (MessZV), Niederdruckanschlussverordnung (NDAV) und Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) angepasst. Es steht auch weiterhin im Kontext zu anderen relevanten Dokumenten wie dem DistributionCode, dem MeteringCode, den DVGW-Arbeitsblättern G685, G687, G689 und G2000, den BNetzA-Beschlüssen (Geschäftsprozessen und Datenformaten (GPKE), Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas (GeLi Gas), Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas), Eichgesetz und Eichordnung – jeweils in ihrer zum Zeitpunkt der Verabschiedung dieses Papiers gültigen Fassung.

Diese Unterlage definiert die vom Gesetzgeber vorgegebenen Standard-Leistungen, die dem Messstellenbetrieb, der Messung, der Gewährung des Messzuganges (Messzugangsmanagement) und der Abrechnung der Netznutzung zuzurechnen sind sowie die jeweiligen Schnittstellen und Zuständigkeiten. Zielsetzung ist es hierbei, die notwendigen Leistungen zu identifizieren, sachgerecht abzugrenzen und den jeweiligen Leistungsfeldern zuzuordnen. Hierdurch wird eine einheitliche Grundlage zur Kalkulation und Strukturierung der Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung geschaffen.

Jeder Marktteilnehmer kann für die von ihm zu erbringenden Leistungen auch Dritte beauftragen. Nicht näher beschrieben werden die abweichenden Messzuständigkeits- und Kostentragungsregeln des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Hier ist der Anlagenbetreiber für die Erfassung der gelieferten und der bezogenen Arbeit zuständig. Der Anlagenbetreiber kann die entsprechenden Maßnahmen zur Errichtung und zum Betrieb der notwendigen Messeinrichtungen von dem Netzbetreiber oder einem fachkundigen Dritten vornehmen lassen. Die Kosten hat der Anlagenbetreiber zu tragen.



3. Zertifizierungen

Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Deutschland sind – außer für die Betreiber der Transportnetze - keine spezifischen Zertifizierungen für Marktteilnehmer explizit festgelegt. Stattdessen legt das EnWG die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Energiemarkt fest und regelt Aspekte wie den Netzbetrieb, die Netzzugangsregulierung, die Messung und Abrechnung von Energie und deren Datenspeicherung sowie den Schutz von Verbraucherinteressen.

Allerdings gibt es andere Vorschriften und Regelungen, die bestimmte Marktteilnehmer im Energiesektor zur Zertifizierung verpflichten können. Diese Zertifizierungen können je nach Tätigkeitsfeld und Marktrolle variieren. Hier sind einige Beispiele:

Zertifizierung von Messstellenbetreibern:

Zum Nachweis der Erfüllung der sicherheitstechnischen Anforderungen nach § 22 Absatz 1 und 2 des MsbG müssen Smart-Meter-Gateways im Rahmen des Zertifizierungsverfahrens nach den Common Criteria durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik zertifiziert werden. Hersteller von Smart-Meter-Gateways haben die Zertifikate dem Smart-Meter-Gateway-Administrator vorzulegen. Der Zeitpunkt der Nachweispflicht zur Interoperabilität wird durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik festgelegt und nach § 27 im Ausschuss Gateway-Standardisierung bekannt gemacht. Hersteller von Smart-Meter-Gateways haben zu diesem Zeitpunkt die Zertifikate zur Konformität nach den Technischen Richtlinien dem Smart-Meter-Gateway-Administrator vorzulegen.

Zertifizierung von Smart-Meter-Gateway-Administratoren:

Der Smart-Meter-Gateway-Administrator muss einen zuverlässigen technischen Betrieb des intelligenten Messsystems und die Konfiguration der an das Smart-Meter-Gateway angeschlossenen technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen gewährleisten und organisatorisch sicherstellen und ist zu diesem Zweck für die Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart-Meter-Gateways und der informationstechnischen Anbindung von Messgeräten und von anderen an das Smart-Meter-Gateway angebotenen technischen Einrichtungen verantwortlich.

Der Smart-Meter-Gateway-Administrator ist verpflichtet, die in seinem Bereich etablierten Maßnahmen und die IT-Sicherheitskonzeption durch vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik hierfür zertifizierte Auditoren regelmäßig auditieren zu lassen.

Die Erfüllung dieser Anforderungen muss der SMGWA durch ein Zertifikat des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik oder durch die erfolgreiche Zertifizierung durch eine Zertifizierungsstelle nachzuweisen, die gemäß ISO/IEC 270063 bei einer nach dem Akkreditierungsstellengesetz zuständigen Stelle akkreditiert ist.

Zertifizierung des Betriebes eines Transportnetzes:

Der Betrieb eines Transportnetzes bedarf der Zertifizierung durch die Regulierungsbehörde.

Zertifizierung von Energieberatern:



Energieberater, die Beratungsdienstleistungen im Bereich Energieeffizienz im Zusammenhang mit GEG-Förderungen anbieten, werden von der BAFA gelistet und zertifiziert. Dies ist im Zusammenhang mit den Antragsarbeiten an KfW-Krediten vom Bauherrn zu leisten, der den Energieberater beauftragt und im Gegenzug einen Bericht mit einem Code erhält. Dieser Code wird von der Hausbank entgegengenommen und der BAFA gemeldet, die daraufhin den Zinszuschuss und die Förderungen nach GEG der Hausbank ausreicht. Aktuell ist dies der Kredit KfW 261, dessen Bezeichnung und Inhalt ab dem 01.01.2024 signifikante Änderungen erwarten lässt.

1. Kategorisierung nach Einspeiseleistung und Verbrauch

Nach dem Smart Meter Rollout werden die Einspeiseleistung und der Verbrauch in der Regel detaillierter und präziser erfasst, was eine verbesserte Überwachung und Steuerung des Energieverbrauchs ermöglicht. Die Kategorisierung erfolgt in verschiedenen Aspekten:

Einspeiseleistung (Energieerzeugung):

Photovoltaikanlagen (PV): Die Energieerzeugung von Photovoltaikanlagen wird erfasst, um festzustellen, wie viel elektrische Energie durch Solarzellen erzeugt und ins Stromnetz eingespeist wird. Schnittstelle ist hier der „Wechselrichter“.

Windkraftanlagen: Für Windkraftanlagen wird die erzeugte Energie gemessen und erfasst, um zu verfolgen, wie viel Windenergie in das Stromnetz eingespeist wird.

Andere erneuerbare Energiequellen: Je nach Standort können auch andere erneuerbare Energiequellen wie Wasserkraft, Biomasse, oberflächennahe, mittlere oder tiefe Geothermie gemessen und kategorisiert werden.

Konventionelle Kraftwerke: Energieerzeugung aus konventionellen, nicht erneuerbaren Energiequellen wie Kohle, Gas und Kernkraft wird ebenfalls erfasst.

Bilanziert wird deren Verbrauch nach Anlage 9 des GEG, in welcher die CO₂-Äquivalentwerte aller Primärenergieträger quantifiziert (g Äquivalent je kWh) sind. Hier sind entsprechend auch die CO₂-Abgaben verursachergerecht vorberechnet.

Verbrauchskategorien:

Haushalt: Der Energieverbrauch von Privathaushalten wird in der Regel in verschiedenen Kategorien wie Beleuchtung, Heizung, Kühlung, Elektronik usw. erfasst.

Gewerbe und Industrie: Hier erfolgt die Erfassung des Energieverbrauchs von Unternehmen, Fabriken und anderen gewerblichen Einrichtungen. Professionelle Energiemanagement-Systeme (EMS) und Zertifizierungen nach DIN ISO 50001 sind üblich.

öffentliche Einrichtungen: Energieverbrauch in Schulen, Krankenhäusern, Behörden usw. wird separat erfasst, um die Effizienz im öffentlichen Sektor zu überwachen. Der Standard ist hier je nach Grad des Klimawandel-Engagements in der Kommune stark schwankend.

Elektromobilität: Im Zusammenhang mit der Zunahme elektrischer Fahrzeuge werden auch deren Ladevorgänge und Verbrauch erfasst. Hier steht auch der Netzausgleich über „Schwärme“ von E-Autos (privat und gewerblich) im Fokus; lassen sich doch so auch Netzstabilitäten gestalten.

Sonstige Verbraucher: Dies kann zusätzliche Kategorien wie landwirtschaftliche Betriebe, Straßenbeleuchtung, Freizeiteinrichtungen und andere spezifische Verbraucher umfassen.



Besonders im Fokus sind hier sogenannte „Agri-PV-Systeme, sprich Konstruktionen, unter denen die Landwirte ihre Traktoren bewegen können und auf deren Oberseite PV-Elemente für hoch erwartbare Strom-Mengen sorgen. So können PV-Produktionsanlagen sozusagen „im Obergeschoss“ der Felder aufgestellt werden und Feldfrüchte ganz im üblichen, ungeänderten Modus angebaut und geerntet werden.

Darüber hinaus können spezielle Messungen für besondere Anwendungen oder Energieeffizienzprojekte vorgenommen werden, wie zum Beispiel prädiktive Wetterprognosen zur Optimierung der Fahrweise von Heizerzeugern, für Lastmanagement, Energiemanagement-Systeme oder netzbezogene Dienstleistungen. Die detaillierte Erfassung von Einspeiseleistung und Verbrauch ermöglicht es den Energieversorgungsunternehmen, Verbrauchsmuster zu analysieren, Lastspitzen zu identifizieren und effektivere Energiemanagementstrategien zu entwickeln. Dies wiederum trägt zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Förderung nachhaltiger Energiepraktiken bei.

2. Unterscheidung von digitalen Messstellen, Smartmetern und Smartmeter-Gateways

Digitale Messstellen, Smart Meter und Smart Meter Gateways sind verschiedene Arten von Messgeräten zur Erfassung von Energieverbrauch und -erzeugung. Hier sind die Unterschiede der Definitionen:

1. Digitale Messstellen:

Eine digitale Messstelle ist im Grunde genommen ein modernisiertes Messgerät im Vergleich zu herkömmlichen analogen Stromzählern. Sie können elektronisch und fernauslesbar sein, was es ermöglicht, den Energieverbrauch ohne manuelle Ablesung direkt an den Versorger zu übermitteln. Digitale Messstellen ermöglichen oft eine genauere Erfassung des Energieverbrauchs und können in bestimmten Fällen auch bidirektional sein, was bedeutet, dass sie sowohl den Verbrauch als auch die Einspeisung von Energie messen können.

2. Smart Meter:

Ein Smart Meter ist eine weiterentwickelte Version der digitalen Messstelle. Neben der genauen Erfassung des Energieverbrauchs verfügen Smart Meter über zusätzliche Funktionalitäten. Smart Meter bieten in der Regel die Möglichkeit der bidirektionalen Kommunikation, was bedeutet, dass sie Informationen sowohl zum Energieverbrauch als auch zur -erzeugung senden und empfangen können. Dies ist insbesondere für erneuerbare Energiequellen wie Solarenergie und Windenergie wichtig.

Smart Meter können auch eine Echtzeitanzeige des aktuellen Energieverbrauchs bieten, was es Verbrauchern ermöglicht, ihren Energieverbrauch besser zu kontrollieren und anzupassen. Sie sind ein zentraler Bestandteil des intelligenten Energie- und Lastmanagements.

3. Smart Meter Gateway:

Das Smart Meter Gateway ist ein spezielles Kommunikationsgerät, das als Schnittstelle zwischen den Smart Metern in Haushalten und den



Energieversorgern fungiert. Es ermöglicht die sichere Übertragung von Messdaten zwischen den Smart Metern und den Versorgungsunternehmen sowie die Kommunikation für zusätzliche Dienste wie Laststeuerung oder Energiemanagement.

Das Smart Meter Gateway ist mit Sicherheitsfunktionen ausgestattet, um sicherzustellen, dass die Übertragung von Daten geschützt und verschlüsselt ist.

Zusammengefasst sind digitale Messstellen in erster Linie auf die präzise Erfassung von Energieverbrauch ausgerichtet, während Smart Meter erweiterte Funktionen wie bidirektionale Kommunikation und Echtzeitanzeige bieten. Das Smart Meter Gateway fungiert als Kommunikationsschnittstelle und sorgt für die sichere Übertragung von Daten zwischen den Smart Metern und den Versorgungsunternehmen.

3. Definitionen von Richtlinien der "Bestandteile" des Smart Meter

Die Richtlinien bezüglich der "Bestandteile" eines Smart Meters legen fest, welche Komponenten und Elemente in einem intelligenten Messsystem enthalten sein müssen, um die gewünschten Funktionen zu erfüllen. Hier sind die grundlegenden Bestandteile eines Smart Meters:

1. Messgerät (Zähler):

Das Messgerät ist das Kernstück des Smart Meters. Es erfasst den Energieverbrauch oder die Energieerzeugung und wandelt diese Informationen in elektrische Signale um, die dann weiterverarbeitet werden.

2. Kommunikationsmodul:

Das Kommunikationsmodul ermöglicht die Übertragung von Daten zwischen dem Smart Meter und externen Systemen, wie dem Energieversorger oder dem Smart Meter Gateway. Es kann unterschiedliche Kommunikationstechnologien verwenden, wie z.B. WLAN, Mobilfunk oder Powerline-Communication.

3. Prozessor und Speicher:

Der Prozessor und der Speicher im Smart Meter sind für die Verarbeitung und Speicherung der erfassten Energieverbrauchsdaten verantwortlich. Der Prozessor führt die notwendigen Berechnungen durch, während der Speicher die Daten speichert, bis sie übertragen werden können.

4. Schnittstellen und Anschlüsse:

Das Smart Meter verfügt über Schnittstellen und Anschlüsse, um mit anderen Geräten oder Systemen zu kommunizieren. Dies kann beispielsweise eine Schnittstelle für lokale Auslesungen oder für die Kommunikation mit einem Energieversorger sein.

5. Echtzeituhr:



Eine Echtzeituhr ermöglicht es dem Smart Meter, Zeitstempel für die erfassten Daten zu setzen. Dies ist wichtig für die zeitliche Zuordnung von Verbrauchs- oder Erzeugungsdaten.

6. Sicherheitsfunktionen:

Smart Meter müssen mit Sicherheitsfunktionen ausgestattet sein, um die Integrität und Vertraulichkeit der erfassten Daten zu gewährleisten. Dazu gehören Verschlüsselung, Zugriffskontrollen und Schutz vor Manipulation.

7. Firmware und Software:

Die Firmware und die Software des Smart Meters steuern die Funktionalität des Geräts und können aktualisiert werden, um zusätzliche Funktionen hinzuzufügen oder Sicherheitslücken zu beheben.

8. Stromversorgung:

Das Smart Meter benötigt eine zuverlässige Stromversorgung, um kontinuierlich arbeiten zu können. Dies kann durch eine Verbindung zum Stromnetz oder durch eine eingebaute Batterie sichergestellt werden.

Diese Bestandteile arbeiten zusammen, um die Aufgabe des Smart Meters zu erfüllen: den Energieverbrauch oder die Energieerzeugung zu messen, zu verarbeiten und die Daten sicher zu übertragen.

3.1. Warum neues SMGW Roll Out notwendig (BSI verhinderte durch nicht gesetzeskonforme Markterklärung den ersten Roll Out)

Das BSI erklärte am 07.02.2020 den Rollout der Smart Meter Gateways im Rahmen einer „Allgemeinverfügung“. Recht zeitnah wurde diese Verfügung von einer Gruppe von Herstellern um den Unternehmer Nikolaus Starzacher von der Fa. Discovergy angegriffen.

Nachdem das Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen (OVG NRW) im vorläufigen Rechtsschutz zugunsten der Kläger entschieden hatte, wurde am 20. Mai 2022 die streitige Allgemeinverfügung vom BSI zurückgenommen. Um den bisherigen Rollout absichern zu können, hat das BSI dann eine Feststellung nach § 19 Abs. 6 MsbG erlassen. Damit konnte der Weiterbetrieb und Einbau intelligenter Messsysteme durch die Messstellenbetreiber fortgeführt werden.

Der Entscheidung des BSI zur Rücknahme der alten Allgemeinverfügung vorausgegangen war ein intensiver Abstimmungsprozess, um für die beteiligten Akteure nach der Entscheidung durch das OVG NRW zeitnah Rechtssicherheit wiederherzustellen und die Beschleunigung des Rollouts voranzutreiben.

In diesem Prozess wurde gemeinsam ein Maßnahmenbündel erarbeitet, welches neben der bereits erfolgten Novellierung des Messstellenbetriebsgesetzes und der Festschreibung des systemischen Ansatzes auch die stufenweise Weiterentwicklung der technischen Standards vorsah. Hierzu wurden in kürzester Zeit die Technische Richtlinie TR-03109-1 mit Fokus auf funktionale Interoperabilität überarbeitet und parallel ein formales Konformitätsverfahren



etabliert. Durch dieses Vorgehen konnten bereits zum 31. Januar 2022 Smart-Meter-Gateways (SMGW) von drei unabhängigen Herstellern durch das BSI zertifiziert werden, die den Nachweis zur Konformität nach der Technischen Richtlinie gem. § 24 Abs. (1) MsbG erbrachten und als Grundlage für den weiteren Rollout dienen.

4. Welchen Mehrwert bieten iMS ggü. analogen Zähler?

Intelligente Messsysteme (iMSys), bieten eine Vielzahl von Mehrwerten im Vergleich zu analogen Zählern. Daraus entstehen reale Mehrwerte für die Handlungsbeteiligten, sogenannte „Früchte der Digitalisierung“. Hier sind einige der wichtigsten Vorteile von iMSys:

Echtzeit-Datenübertragung: iMSys ermöglichen die Echtzeitübertragung von Energieverbrauchsdaten an Energieversorgungsunternehmen. Dadurch können Verbrauchsprofile präziser erfasst werden.

Präzise Verbrauchsdaten: Intelligente Messsysteme erfassen den Energieverbrauch in viel feineren Intervallen als analoge Zähler. Dies ermöglicht eine genauere Messung und Analyse des Energieverbrauchsverhaltens.

Bessere Laststeuerung und -management: Durch die Echtzeitdaten können Energieversorgungsunternehmen Lastspitzen besser vorhersehen und steuern, was zu einer effizienteren Nutzung des Stromnetzes führt.

Energieeffizienzsteigerung: iMSys geben Verbrauchern die Möglichkeit, ihren Energieverbrauch zu visualisieren und zu optimieren. Dadurch können Einsparungen erzielt und die Energieeffizienz verbessert werden.

Integration erneuerbarer Energien: iMSys ermöglichen eine genauere Erfassung von Einspeisung und Verbrauch von erneuerbaren Energien wie Solarenergie, Geothermie und Windkraft. Dies ist entscheidend für die Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz, aber auch in den Wärmehaushalt.

Förderung des Energiemanagements: Intelligente Messsysteme können in Energiemanagement-Systeme integriert werden, um den Verbrauch in Echtzeit zu überwachen und zu steuern. Für Industriebetriebe eröffnet sich eine vereinfachte Option zur Zertifizierung solcher Systeme etwa nach der DIN ISO 50001. Wohnungsunternehmen gelangen schneller und präziser an THG-Daten für deren ESG-Report.

Schnellere Identifikation von Störungen und Ausfällen: iMSys ermöglichen es, Störungen oder Ausfälle im Netz schneller zu erkennen und zu lokalisieren, was zu einer schnelleren Behebung führt. Im Zusammenspiel mit Energie-Managementsystemen können weitere Früchte der Digitalisierung geerntet werden wie z.B. prädiktive Last-Fahrweisen in Verbindung mit Wetterprognosen, prädiktives Fehlermanagement durch die Auswertung von Daten, die auf einen baldigen Ausfall von Komponenten schließen lassen.

Verbesserte Abrechnungspräzision: Durch die präzise Erfassung des Energieverbrauchs minimieren iMSys Fehler bei der Abrechnung, was zu faireren und genauer kalkulierten Energierechnungen führt. Durch Einbezug der „Wärme“ in den geregelten Markt können z.B. auch die häufigen Gerichts-Streitigkeiten um die Abrechnung warmer Betriebskosten versachlicht oder gar vermieden werden.



Flexibilität und Tarifanpassungen: iMSys bieten die Möglichkeit, flexible Tarife und Abrechnungsmodelle anzubieten, die auf spezifische Nutzungsverhaltensweisen zugeschnitten sind. Die Zeit der „Beharrersfraktion“ ist vorbei.

Bessere Datensicherheit und Datenschutz: iMSys sind mit BSI-konformen Sicherheitsfunktionen ausgestattet, um die Integrität und Vertraulichkeit der erfassten Daten zu gewährleisten.

Insgesamt bieten intelligente Messsysteme eine verbesserte Datenerfassung und -verarbeitung, was zu einer effizienteren und nachhaltigeren Nutzung von Energie führt. Die Digitalisierung zeigt hier auf, wie und mit welchen Mitteln nicht nur tief hängende Früchte geerntet werden können. Auch hier gilt: Diese IT-Prozesse müssen peu a peu in den Markt „einmigrieren“ und in den „ganz normalen“ Arbeitsalltag der Beteiligten eingehen. Dies sind jahrelange Prozesse.

4. Submetering, Messstellenkonzepte für rohrgebundene Fluide und Energieströme erfassen

Beim Submetering zur Erfassung von Messstellen für rohrgebundene Fluide und Energieströme mittels Datenloggern gibt es verschiedene Konzepte und Technologien, die angewendet werden können. Hier sind einige Schritte und Möglichkeiten, um dies umzusetzen:

So gilt es, geeignete Sensoren fachlich auszuwählen und je nach Art des zu messenden Mediums (z.B. Wasser, Gas, Wärme) zuzuordnen. Diese sollten in der Lage sein, den Durchfluss oder Verbrauch zuverlässig zu erfassen. Bei der Installation der Sensoren ist zu beachten, dass diese an den relevanten Stellen im Leitungssystem installiert, um den Fluss des Mediums zu überwachen. Dies kann an strategischen Punkten oder direkt an den Verbrauchsstellen erfolgen.

Die Sensoren werden mit Datenloggern verbunden, die in der Lage sind, die erfassten Daten zu speichern und zu verarbeiten. Es gibt spezielle Datenlogger für Submetering-Anwendungen. Zum entsprechenden Protokoll-Standard dazu erfolgen in einem separaten Kapitel genauere Erläuterungen, siehe Stichwort: OMS Mod 7.

Die Datenlogger müssen entsprechend programmiert und konfiguriert werden, um die Daten von den Sensoren zu erfassen und zu speichern. Dies kann je nach Hersteller und Modell variieren. Hier entscheidet sich auch die Autarkie der Daten; wurden an dieser Stelle doch jahrzehntelang proprietäre Protokolle eingeführt, um Abhängigkeiten zu schaffen und unseriös hohe Gewinne zulasten der Verbraucher zu erzielen.

Die Datenlogger benötigen eine zuverlässige Stromversorgung, um kontinuierlich arbeiten zu können. Dies kann durch Netzstrom oder Batterien sichergestellt werden.

In Bezug auf die Datenübertragung und Speicherung können je nach System die Daten über verschiedene Kommunikationswege übertragen werden, z.B. kabelgebunden, drahtlos oder über das Internet. Die Daten werden im Datenlogger gespeichert und können von dort abgerufen werden.

Einige Systeme ermöglichen die Fernauslesung der gesammelten Daten über eine zentrale Plattform. Dies erleichtert die Datenauswertung und -analyse und erspart zahlreiche Kostenarten wie etwa Anfahrten von Servicemonteuren, Wärmeausfall und begünstigt die Integration in Energiemanagementsysteme (EMS).



In Bezug auf Datensicherheit und Datenschutz müssen solche Konzepte sicherstellen, dass die erfassten Daten sicher und geschützt sind, um die Privatsphäre und Integrität der Informationen zu wahren. Mit dem Rahmenwerk des BSI ist dies als sogenannter „Grundschutz“ gegeben.

Regelmäßige Wartung und gegebenenfalls Kalibrierung der Sensoren und Datenlogger sind wichtig, um die Genauigkeit der Messungen und die optimale Fahrweise des gesamten Systems sicherzustellen.

Die erfassten Daten können in ein Submetering-System integriert werden, um eine ganzheitliche Überwachung und Abrechnung des Energieverbrauchs zu ermöglichen. Über die Kompatibilität mit ERP-Systemen der Gebäudeverwalter werden Medienbrüche minimiert.

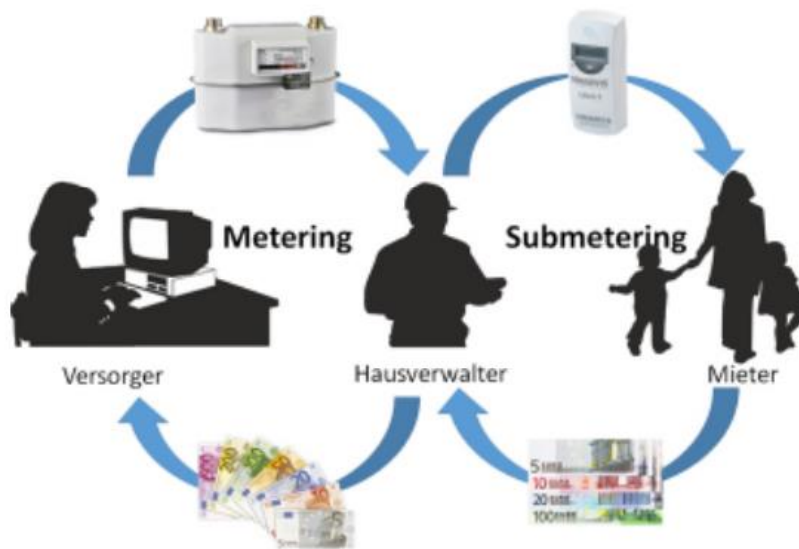


Abbildung 16 Metering und Submetering, Quelle: OMS-Group

Die OMS-Generation 4 erfolgte mit der Einführung von Datensicherheitsrichtlinien, die das BSI für die Fernauslesung von Zählern in Deutschland erlassen hat. Außerdem beinhaltet die vierte Generation Erweiterungen zur Erfüllung länderspezifischer Anforderungen (z.B. weitere Frequenzen wie 433 MHz).

Die OMS-Spezifikation beschreibt den Kommunikationsweg von einem OMS-Gerät, zum Beispiel einem Messgerät, und dem im Haus installierten Kommunikationssystem in beide Richtungen. Die OMS-Spezifikation ist frei von Patenten und öffentlich verfügbar. So kann sie von allen Interessenten ohne Einschränkung verwendet werden. Die OMS Spezifikation hat wegen seiner interoperablen, hersteller- und spartenübergreifenden Definitionen die politischen Vorgaben beeinflusst. Hier nennen wir zwei Beispiele:

Nationale Vorschriften

Die OMS-Spezifikation ist integraler Bestandteil des Schutzprofils Smart Metering des Deutschen Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Das BSI hatte 2010 ein Schutzprofil und später eine Technische Richtlinie für die Kommunikationseinheit von intelligenten Messsystemen, das Smart Meter Gateway, entwickelt, um einen einheitlichen technischen Sicherheitsstandard zu gewährleisten. Die OMS-Group hat ihre Forschungs-



und Entwicklungsarbeit in die Erstellung dieser Sicherheitsstandards eingebracht. Die OMS-Spezifikation wird in der Technischen Richtlinie BSI TR-03109-1 für die drahtlose Local Metrological Network (LMN) Schnittstelle vorgeschrieben. Die OMS-Spezifikation erfüllt die Datenschutzerfordernungen des Deutschen Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik.

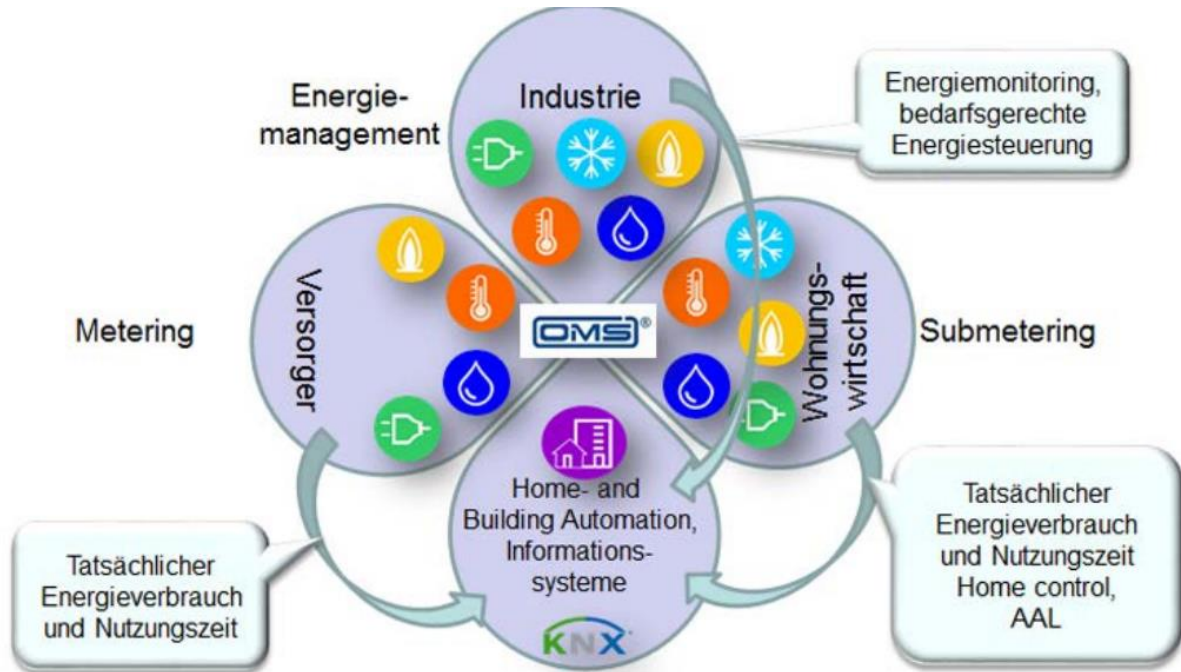


Abbildung 17 Die Einbettung des OMS-Standards nach Anwendergruppen, Quelle: OMS-Group

5. Bedeutung/Beschreibung und Definition OBIS Codes

Der OBIS (Object Identification System) Code ist ein international standardisierter Code, der in der professionellen Energiewirtschaft verwendet wird, um Energieverbrauchsdaten zu kategorisieren und zu identifizieren. Er ermöglicht eine einheitliche und eindeutige Kennzeichnung von Energieverbrauchswerten und -parametern.

Die Bezeichnung "OBIS-Code" steht für "Object Identification System Code". Der OBIS-Code besteht aus einer Reihe von Ziffern und Buchstaben, die die spezifischen Attribute eines Energieverbrauchs oder -erzeugungsparements beschreiben. Hier sind die typischen Bestandteile eines OBIS-Codes:

Klassen-Identifikator (Class Identifier):

Der erste Teil des OBIS-Codes bezeichnet die Klassen oder Kategorien von Energieparametern. Er gibt an, ob es sich beispielsweise um einen Stromverbrauch, Spannungsmessung, Leistungsdaten oder andere Parameter handelt.

Instanz-Identifikator (Instance Identifier):

Dieser Teil des Codes spezifiziert eine bestimmte Instanz innerhalb der Klasse. Es kann sich um einen individuellen Verbraucher, ein Messgerät oder eine spezifische Messstelle handeln.



Attribut-Identifikator (Attribute Identifier):

Der dritte Teil des Codes definiert zusätzliche Attribute des Parameters, wie zum Beispiel den physischen Standort, die Phase oder andere spezifische Informationen.

Die Bedeutung des OBIS-Codes liegt in seiner Fähigkeit, Energieverbrauchsdaten in standardisierter Form zu identifizieren und zu kategorisieren. Dies ermöglicht eine einheitliche Erfassung, Verarbeitung und Kommunikation von Energiedaten zwischen verschiedenen Systemen, Geräten und Softwareanwendungen in der Energiebranche.

Beispiel eines OBIS-Codes:

OBIS-Code: 1-0:1.8.0

Klassen-Identifikator: 1 (Elektrischer Verbrauch)

Instanz-Identifikator: 0 (Gesamter Verbrauch)

Attribut-Identifikator: 1.8.0 (Aktive Energieverbrauchsmessung)

In diesem Beispiel handelt es sich um den OBIS-Code für die aktive Energieverbrauchsmessung des gesamten elektrischen Verbrauchs.

Insgesamt erleichtert der OBIS-Code die Interoperabilität und den Austausch von Energieverbrauchsdaten zwischen verschiedenen Komponenten des Energiesystems, was wiederum zur effizienteren Verwaltung und Kontrolle des Energieverbrauchs beiträgt.

6. Bedeutung des CLS-Kanals

Die Roadmap des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klima (BMWK) im intelligenten Messwesen benennt zwar Anwendungsfälle und legt diese auf eine Zeitskala, sie ist jedoch nicht bindend. Auch werden wenige Vorgaben gemacht, wie jeder einzelne Anwendungsfall umzusetzen ist. Als roter Faden zieht sich die Sicherheitsarchitektur durch das Regelwerk. Dabei wird etwa festgelegt, dass die Nutzung der CLS-Schnittstelle des Smart Meter Gateways dem aktiven Externen Marktteilnehmer (aEMT) vorbehalten ist. Marktakteure wie Messstellenbetreiber, Verteilnetzbetreiber oder Energiedienstleister müssen sich also damit befassen, diese Funktionsrolle auszuprägen, wollen sie Mehrwerte über CLS-Geräte heben. Dies ist unabhängig davon, ob sie steuernd auf Anlagen im Netz einwirken oder Messwerte anderer Sparten über einen Datenkonzentrator sammeln wollen. Unerheblich ist auch, ob eine Ladestation, eine EEG-Anlage oder ein Datenkonzentrator über eine Steuerbox mit eigenem Funktionsumfang via CLS-Konnektor an das Smart Meter Gateway angebunden wird.

Die datentechnische Versorgung eines Gebäudes soll grundsätzlich über die CLS-Schnittstelle eines Smart Meter Gateways (SMGW) erfolgen, um den aktuellen politischen Absichten und gesetzlichen Bestrebungen Rechnung tragen zu können, wobei ein gleitender Übergang von direkter Mobilfunk- oder Wifi-Anbindung eines lokalen Energiemanagementsystems (Stand heute) auf eine hybride Anbindung (Mobilfunk und CLS-SMGW morgen) berücksichtigt werden soll. Auch in diesem Punkt ist wichtig, der IT die Möglichkeit zu geben, langsam „einzumigrieren“. Wichtig in diesem Zusammenhang sind insbesondere auch die für Ende des Jahres 2023 vorgesehenen Vorgaben des §14a ENWG „Steuerbare Verbrauchseinrichtungen“, denen zu Folge Netzbetreiber elektrischer Versorgungsnetze zukünftig, d.h. voraussichtlich ab 01.01.2024, mittels neuer Steuergeräte



an der CLS-Schnittstelle Einfluss auf die elektrische Leistungsbilanz eines Gebäudes nehmen sollen. Die technische Umsetzung kann nicht in einem Schritt „per Knopfdruck“ erfolgen.

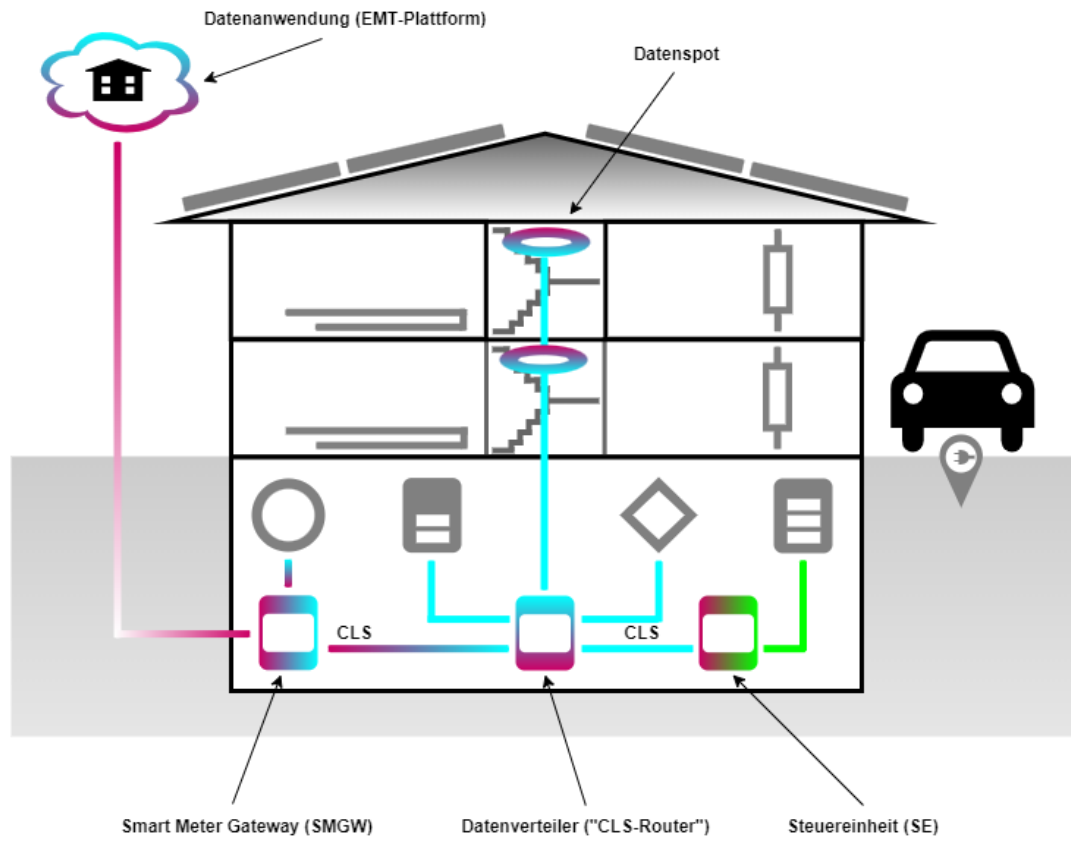


Abbildung 18 SMGW-nachgelagerte Komponenten (CLS-Router, Quelle: Beenic Building Intelligence)

Dieser CLS-Konnektor steht aktuell im Zentrum heißer Diskussionen; geht es doch um die Strukturierung eines Milliarden-Marktes. Der aktive EMT muss über ein tiefes Verständnis für die Prozesse des SMGWA verfügen, um seine Mittlerrolle effizient wahrnehmen zu können. So muss er etwa einschätzen können, welches CLS-Gerät über welches HAN-Kommunikationsszenario erreicht werden kann. Bei einem Verteilnetzbetreiber, der Schalthandlungen durchführen will, gehört dieses Wissen bislang nicht zum Kern-Know-how. Auch ist fraglich, ob er personell und technologisch hinreichend aufgestellt ist, um dies für eine Vielzahl von Kleinanlagen zu leisten, denn jede Anlage wird über einen eigenen Kanal adressiert. Die Wirtschaftlichkeit der Funktion des aEMT ist also stark massenabhängig. Ein bundesweit agierender Energiedienstleister muss im Zweifel in der Lage sein, mit jedem SMGWA umgehen zu können. Das bedeutet auch eine Integration mit dessen System, was wirtschaftlich anspruchsvoll ist. Ein aEMT-Dienstleister, der dies nicht nur für einen Marktakteur tut, kann hingegen deutlich wirtschaftlicher agieren.

7. Netzdienliche Fahrweise (Reduzierung von Großverbrauchern) z.B. Reduzierung von Wärmepumpen) => welche Peripherie ist notwendig (Steuerboxen etc. Zugriffe (EVU/Netzbetreiber) => Rechtslage



Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende legt die Basis, das intelligente Messsystem als einen wesentlichen Baustein der Energiewende zu implementieren. Für den Einsatz des intelligenten Messsystems im Netzbetrieb müssen entsprechende netzbetriebliche Anforderungen erfüllt werden. Dies umfasst auch die Möglichkeit, verschiedene Befehle zu priorisieren.

Eine entsprechende Priorisierung ist zwingend erforderlich, damit der Netzbetreiber seinen Verpflichtungen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes nachkommen kann und Marktschaltungen unter Berücksichtigung des lokalen Netzzustands zu ermöglichen. Folglich ist die derzeitige Architektur des intelligenten Messsystems hinsichtlich des Einsatzes einer Steuerungsfunktion zu konkretisieren. Entsprechende Arbeiten zur Beschreibung einer Koordinierungsfunktion zur Steuerung von Kundenanlagen, welche die Schaltungen unter Berücksichtigung des lokalen Netzzustandes ermöglicht, sind in einem revolvierenden Prozess. Im Fokus stehen die Anwendungen in der Niederspannung. Die Nutzung der vorhandenen sicheren Fernwirk- und Leittechnik für Stationen der Netzbetreiber und bei Kundenanlagen ist weiter möglich.

Folgende Umsetzungshilfen hat VDE FNN erstellt:

[Lastenheft Steuerbox - Funktionale und konstruktive Merkmale, Version 1.3](#)

[KOF Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene](#)

[VDE FNN Konzept zum koordinierten Steuerzugriff in der Niederspannung über das intelligente Messsystem](#)

[Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im Verteilnetz](#)

Weiterführend hat VDE FNN einen Entwurf hinsichtlich der aus Sicht der Koordinierungsfunktion auf Betriebsebene relevanten Schnittstellen erstellt mit jeweils zu betrachtenden betriebsrelevanten Anwendungsfällen. Damit werden die anstehenden Fragestellungen rund um den Einsatz des intelligenten Messsystems für die Steuerung im Netzbetrieb adressiert und strukturiert. Daraus ergibt sich für die benötigte Kommunikationsstruktur und die technische Ausgestaltung der Koordinierungsfunktion (KOF) eine hohe Priorität für die weitere Ausgestaltung der Schnittstelle zum Messstellenbetreiber.

Die netzdienliche Fahrweise zur Reduzierung von Energie-Großverbrauchern bezieht sich auf die Möglichkeit, die Energieaufnahme von großen Verbrauchern in Zeiten hoher Netzlast zu reduzieren, um die Stabilität des Stromnetzes aufrechtzuerhalten. Dabei werden Anlagen temporär heruntergefahren, Spitzenlasten zeitlich weiter verteilt oder das Gesamtsystem in einen energieeffizienteren Betriebsmodus versetzt. Um dies umzusetzen, sind folgende Peripheriegeräte und Systeme notwendig:

Lastmanagement-Systeme: Ein Lastmanagement-System ist entscheidend, um den Energieverbrauch von Großverbrauchern zu überwachen und zu steuern. Es ermöglicht die Kommunikation zwischen den Großverbrauchern und dem Netz und kann Anweisungen zur Anpassung des Energieverbrauchs senden.

Mess- und Steuertechnik: Sensoren und Messgeräte werden benötigt, um den aktuellen Energieverbrauch zu erfassen. Darüber hinaus sind Steuerelemente notwendig, um den Betrieb der Anlagen anzupassen. Wichtig ist hier auch die zeitliche Taktungs-Option einzelner Erfassungs-Vorgänge, die bis in den Sekundenbereich (je nach Anforderung an das Steuerelement) herunter gestaffelt werden kann.



Kommunikationsschnittstellen: Eine zuverlässige Kommunikationsinfrastruktur ist erforderlich, um Daten zwischen dem Lastmanagement-System und den Großverbrauchern auszutauschen.

Intelligente Schaltgeräte: Intelligente Schaltgeräte ermöglichen die ferngesteuerte Steuerung von Anlagen, um den Energieverbrauch zu reduzieren.

Notstromversorgung: Für den Fall eines Netzausfalls ist eine Notstromversorgung erforderlich, um sicherzustellen, dass kritische Anlagen nicht unerwartet ausfallen.

Hinsichtlich der Rechtslage ist zu berücksichtigen:

Energierrechtliche Rahmenbedingungen: Die in diesem Bericht zitierten einschlägigen Gesetze und Vorschriften bilden die Rechtslage, die den Betrieb von Großverbrauchern und die Möglichkeit zur Netzdienlichkeit regeln.

Netzanschlussbedingungen: Die netzbetrieblichen Anforderungen vom VDE FNN im Detail ausgearbeitet und [festgelegt worden](#). Hier wird die Steuerung der Anlagen im Verteilnetz beschrieben. Beschrieben sind die FNN-Anwendungsfälle und die entsprechenden Berechnungstabellen.

Der BDEW hat eine Grundlage der [„Technischen Anschlussbedingungen“ als TAB 2019](#) vorgelegt.

Verträge und Vereinbarungen: Es besteht freier Verhandlungsrahmen, um vertragliche Vereinbarungen zwischen den Großverbrauchern und den Netzbetreibern zu treffen mit dem Ziel, die Details der netzdienlichen Fahrweise zu regeln. Weitere wichtige Details:

- Im Zielsystem sollen Steuerungsmaßnahmen für flexible Kunden in der Niederspannung auf den digitalen Netzanschlusspunkt wirken.
- Die Konfiguration und Koordination von langfristigen Steuerungsvorgaben erfolgt über die Marktkommunikation nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur.
- Ad-hoc-Steuerungsvorgaben werden über technische Schnittstellen übertragen, die von VDE FNN spezifiziert werden.
- Um das Zusammenwirken unterschiedlicher Steuerungsvorgaben zu regeln, wird eine Koordinierungsfunktion benötigt. Die Koordinierungsfunktion muss beim Verteilnetzbetreiber verortet sein und wird in diesem Dokument in ihren Eckpunkten umrissen.
- Der Betrieb der Steuerbox ist der Marktrolle Messstellenbetreiber zuzuordnen und wird durch die Funktion des Steuerbox-Administrators gewährleistet.
- Die Aufteilung in Koordinierungsfunktion und Steuerbox-Administrators ist neben der Aufgabenteilung auch technisch notwendig.
- Das VDE FNN Konzept unterstützt die stufenweise Umsetzung der Steuerung. Die Einführung des Konzepts ist auf Basis des heutigen technischen Standes schon möglich, sodass ein Einstieg in die Steuerung unmittelbar ermöglicht wird.
- Das „Gesamtkonzept zur Steuerung mit intelligenten Messsystemen“ bündelt die Arbeitsergebnisse mehrerer Projektgruppen des VDE FNN. Hierbei werden die Ende-zu-Ende-Prozesse des Steuerns und zugehöriger Informationen unter Berücksichtigung der Kommunikation aller Beteiligten und der gesetzlichen Anforderungen betrachtet.



8. Welche Kommunikationskanäle existieren noch (zusätzlich zu CLS z.B. lokale Netze)?

Neben dem Common Language Specification (CLS) gibt es in der Kommunikationstechnik für Energiemanagement und Smart Grids verschiedene weitere Kommunikationskanäle, die genutzt werden können:

Local Area Networks (LANs): Lokale Netzwerke, wie z.B. Ethernet oder Wi-Fi, können in einem begrenzten räumlichen Bereich eingesetzt werden, um Geräte miteinander zu verbinden und Daten auszutauschen.

Wide Area Networks (WANs): Weitverkehrsnetze ermöglichen die Kommunikation über größere geografische Entfernungen. Das Internet selbst ist ein Beispiel für ein großes öffentliches WAN.

Building Area Networks (BANs): Lokale Gebäudenetze, die auf bereits etablierten Gebäudeinfrastrukturen, wie beispielsweise dem Treppenhauslicht, aufsetzen und Leuchten zur Datenkommunikation nutzen („Datenspots“). Datenspots sammeln Smart Meter Daten tief im Gebäudeinneren ein und leiten diese an die CLS-Schnittstelle eines SMGW weiter.

Fieldbus-Protokolle: Fieldbusse sind industrielle Kommunikationsprotokolle, die speziell für die Kommunikation zwischen Geräten in der Industrieautomatisierung entwickelt wurden. Beispiele sind Profibus, Modbus, EEBus, EnOcean und Foundation Fieldbus.

Wireless Communication (Funkkommunikation): Drahtlose Kommunikationstechnologien wie Zigbee, Bluetooth und LoRaWAN ermöglichen die drahtlose Übertragung von Daten zwischen Geräten über kurze bis lange Entfernungen.

Power Line Communication (PLC): Bei dieser Methode wird das bestehende Stromnetz zur Datenübertragung genutzt. Das Signal wird über die Stromleitungen gesendet und empfangen.

Mobile Netzwerke (4G, 5G): Mobilfunknetze bieten eine drahtlose Kommunikationsmöglichkeit über große Entfernungen und sind insbesondere für die Vernetzung von Geräten in der Ferne geeignet.

Satellitenkommunikation: Satellitenkommunikation ermöglicht die drahtlose Kommunikation über weite geografische Gebiete, auch in abgelegenen oder schwer zugänglichen Gebieten.

Radio Frequency Identification (RFID): RFID-Technologie ermöglicht die Identifikation von Objekten durch Funkkommunikation zwischen einem Lesegerät und einem RFID-Tag.

Internet of Things (IoT) Protokolle: Spezielle Protokolle und Technologien wurden für die Kommunikation zwischen IoT-Geräten entwickelt, wie z.B. MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) und CoAP (Constrained Application Protocol).

9. Welche Anreize zur netzdienlichen Fahrweise –Verbrauch/Erzeugung (bidirektional) – (werden) existieren z.B. dynamische Tarife, pauschale

Es gibt verschiedene Anreize zur netzdienlichen Fahrweise für Verbrauch und Erzeugung von Energie, insbesondere im Zusammenhang mit bidirektionalen Systemen. Hier sind einige Beispiele:



Dynamische Tarife: Dynamische Tarife basieren auf sich ändernden Strompreisen, die je nach Angebot und Nachfrage variieren können. Verbraucher und Erzeuger können von niedrigeren Preisen in Zeiten mit geringer Netzauslastung profitieren.

Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien: Für die Einspeisung von erneuerbaren Energien ins Netz bieten viele Länder finanzielle Anreize und Einspeisevergütungen. Diese können je nach Technologie und Region variieren. Aktuell ist der Netzzustand in einigen Regionen so beklagenswert, dass investitionswillige PV-Anlagennutzer keine Chance auf belastbare Rückeinspeisungs-Kalkulationen haben.

Netzentgelte und Abgaben: In einigen Regionen gibt es Anreize in Form von reduzierten Netzentgelten oder steuerlichen Vorteilen für die netzdienliche Erzeugung oder den Verbrauch von Energie. Dies ist regional sehr stark schwankend.

Energiemanagement-Systeme: Technologien und Systeme zur Steuerung von Energieverbrauch und -erzeugung können Anreize in Form von Kosteneinsparungen durch effizienteren Betrieb bieten. Webbasierte Systeme von großen Verwaltungs-Unternehmen bieten die Option, Anlagen durch Dritte professionell aufzuschalten und die Fahrweise vor dem Hintergrund mächtiger Strukturen zu organisieren.



Abbildung 19 EMS: Digitale Früchte des Monitorings, Quelle: Elmatic/XENON

Demand Response Programme: Demand Response Programme bieten Anreize für Verbraucher, ihre Energieverbrauchsmuster anzupassen, um das Netz zu entlasten. Dies kann finanziell vergütet werden.

Stromspeicherförderungen: In einigen Regionen werden Subventionen oder finanzielle Anreize für den Einsatz von Energiespeichersystemen gewährt, um die Integration erneuerbarer Energien zu fördern.



Flexibilitätsmärkte: In einigen Ländern gibt es Märkte, auf denen Flexibilitätsdienstleistungen (z.B. kurzfristige Kapazitätsanpassungen) gehandelt werden, wodurch Anreize für die netzdienliche Fahrweise geschaffen werden.

Anreize für dezentrale Energieerzeugung: Förderprogramme und Anreize können für die Installation und den Betrieb dezentraler Energieerzeugungsanlagen wie Solaranlagen oder Kleinwindkraftwerken geboten werden.

Integration von Blockchain und Smart Contracts: Die Nutzung von Blockchain-Technologie und Smart Contracts kann Anreize für netzdienliche Fahrweisen schaffen, indem sie transparente und automatisierte Abrechnungsprozesse ermöglichen.

10. Netzentgeltreduzierung => Rechtslage § 14a EnWG

Die neue Fassung des § 14a EnWG (01.01.2023) sieht eine Reduzierung der Netzentgelte für diejenigen Verbraucher vor, die mit dem Netzbetreiber eine Vereinbarung über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder von Netzanschlüssen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen abgeschlossen haben.

Zitat: Sobald die Messstelle mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wurde, hat die Steuerung entsprechend den Vorgaben des [Messstellenbetriebsgesetzes](#) und der konkretisierenden Technischen Richtlinien und Schutzprofile des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik sowie gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur über ein Smart-Meter-Gateway nach [§ 2 Satz 1 Nummer 19 des Messstellenbetriebsgesetzes](#) zu erfolgen

Am 16. Juni 2023 hat die Bundesnetzagentur auf Basis eingereicherter Anpassungsvorschläge eine überarbeitete Regelungen vorgelegt. Bei der Festlegung handelt es sich wie zuvor um die "Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen" und die damit verbundene Reduzierung der Netzentgelte. Somit sollen Verteilnetzbetreiber ab 2024 die Möglichkeit erhalten, in bestimmten Fällen steuernd in Verbrauchsanlagen wie Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Kälteanlagen, sowie Batteriespeicher einzugreifen, um "Gefährdungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Netzes, insbesondere aufgrund von Überlastungen der Betriebsmittel" zu vermeiden.

Unter anderem wurde im Regelwerk der netzorientierten Steuerung viel deutlicher konkretisiert, dass eine vollständige Abschaltung der steuerbaren Verbrauchsanlagen nicht zulässig sein wird.

Die neuen Regelungen bestehen nun aus zwei Festlegungsvorschlägen. Das Verfahren der Beschlusskammer 6 befasst sich mit der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, während das Verfahren der Beschlusskammer 8 die damit verbundene Reduzierung der Netzentgelte regelt. In der öffentlichen Anhörung sind noch vielerlei Änderungswünsche, u.a. auch von führenden Rechts-Fakultäten eingereicht.

11. Elektrotechnische Anschlussgrößen: Muss der Hausanschluss ggf. angepasst/ modernisiert werden (Sicherungen, FI etc.)

Die Anpassung oder Modernisierung der elektrotechnischen Anschlussgrößen im Haus ist im Zuge der Einführung von iMSys erforderlich, um sicherzustellen, dass das elektrische



System den aktuellen Anforderungen entspricht und sicher betrieben werden kann. Hier sind einige Faktoren, die berücksichtigt werden müssen:

Leistungsbedarf: Wenn der Leistungsbedarf im Haus gestiegen ist (z.B. aufgrund neuer Geräte oder Erweiterungen), könnte es notwendig sein, den Hausanschluss aufzurüsten.

Sicherungen und Leitungsschutzschalter: Die vorhandenen Sicherungen und Leitungsschutzschalter sollten in der Lage sein, den maximalen Strom zu handhaben, der durch das System fließt. Wenn dies nicht der Fall ist, müssen sie möglicherweise angepasst oder ersetzt werden.

Es sollten ferner ein FI-Schutzschalter (Fehlerstromschutzschalter) als Standard vorgesehen sein, eine Erdung und ein Potentialausgleich geschaffen werden und dann ein geeigneter Netzanschluss und Zähler entsprechend den aktuellen Anforderungen und Vorschriften installiert sein. Bei Änderungen im Leistungsbedarf könnte eine Aktualisierung notwendig sein. Wenn Smart Metering-Technologien eingeführt werden, müssen möglicherweise neue Kommunikationsschnittstellen installiert werden, um die Datenübertragung zu ermöglichen.

Auch ein Überspannungsschutz ist ratsam, um elektronische Geräte vor Spannungsspitzen zu schützen. Dies ist insbesondere in Gebieten mit häufigen Gewittern wichtig.



12. Zusammenfassung:

Die Digitalisierung unserer Energieversorgung, der Übertragung und Abrechnung von Strom, Gas und Wärme wird im komplexen Zusammenspiel der aufgeführten und kommentierten Gesetze, Verordnungen und Schutzprofile zukunftsfest geregelt. Herzstück aller Regelungen ist die Sicherheit der Daten. Durch die strikten Regelungen des BSI gibt ein allgemeiner „Grundschutz“ den Beteiligten einen Rechtsrahmen zur sicheren Ausgestaltung der neuen digitalen Prozesse. Neben den „geregelten“ Daten aus Strom und Gas kommt die bisher weitestgehend unregelte „Wärme“ hinzu. Hier eröffnet sich die Option, die neuen sicheren Kommunikationswege über Smart Meter Gateways mitzunutzen und so Kosten einzusparen sowie höhere Stufen der Autarkie zu erreichen.

Die Ausgestaltung der Gesetze findet im Empfangen der Bürger weitestgehend in „Hinterzimmern“ statt. Im Sinne einer möglichst schnellen Umsetzung der mit der Implementierung von SMGWs verbundenen Chancen und Möglichkeiten sollte eine vertrauenswürdige Organisation (z.B. KEDi) die Schnittstelle bilden, alle das SMGW betreffende Informationen auf ihren Internetseiten gebündelt, in leicht verständlicher, niederschwelliger und entgeltfreier Form zugänglich zu machen. Die eingeschränkte Weiterleitung an Mitglieder bestimmter Nutzergruppen oder die kommerzielle Weitergabe von Richtlinien oder Standards haben sich in der Vergangenheit als Behinderung von Innovation und Fortschritt erwiesen. Alle interessierten Parteien/Stellen sollten aufgefordert werden, ihrerseits auf dieses Informationsangebot zu verlinken und damit den Bekanntheitsgrad des Angebotes zu fördern.

Die nun anstehenden gesellschaftlichen Aufgaben rund um die Neuaufstellung unserer Energieversorgung und -verteilung erhält einen kosten- und aufwandsparenden Rechtsrahmen zur Nutzung aller Einsparoptionen, die mit dem Aufrüsten unserer Netze mit Smart Metern und Smart Meter Gateways einhergehen. Die Marktumsetzung von Flexтарifen im Strommarkt greift tief in den Alltag der Menschen ein. Nicht alle Mitbewohner eines Mehrfamilienhauses werden begeistert sein, wenn morgens um 02.30 h die Waschmaschine des Nachbarn startet und rumpelt. Doch die Früchte dieser Digitalisierung und Flexibilisierung sind enorm. Von Produktionsanlagen über Gebäudekomponenten der Anlagentechnik bis hin zu neuen Dienstleistungen rund um das Monitoring ergeben sich zahllose Chancen auf Effizienzsteigerung. Industrie, Verkehr und Gebäude erhalten einen vereinfachten Zugang zur sinnvollen Sektorenkopplung, die in feiner Granularität erfasst, gebucht und abgerechnet werden kann.

Valide Einspar-Quotienten aus diesen Prozessen sind auf ersten schmalen Pfaden erkannt. In den kommenden Jahren werden breite Straßen aus diesen Pfaden. Allen Marktteilnehmern eröffnen sich Chancen auf Flexibilisierung, Kosteneinsparung und aktive Teilhabe am Klimawandel über die disruptive Neugestaltung althergebrachter Prozesse. Neben dem Abschneiden alter Zöpfe gilt es, neue Prozesse profitabel für Alle zu gestalten.

Die legislativen Wege hin zur Gestaltung der Gesetze und Verordnungen können etwas transparenter werden und noch etwas deutlicher auf die beabsichtigte Teilhabe aller Marktteilnehmer ausgerichtet werden. Das alles braucht Zeit. IT braucht Migration.