Ariadne-Hintergrund

Was sind eigentlich Smart Meter und welche Rolle spielen sie in der Energiewende?

KOPERNIKUS Ariadne PROJEKTE
Die Zukunft unserer Energie

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Autorinnen und Autoren



» Dr. Carsten von Gneisenau
Stiftung Umweltenergierecht



» Dr. Dana Kirchem
Deutches Institut für Wirtschafts-
forschung

Dieses Papier zitieren:
Carsten von Gneisenau, Dana Kirchem (2026): Was sind eigentlich Smart Meter und welche Rolle spielen sie in der Energiewende? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
https://doi.org/10.48485/pik.2026.39

Herausgegeben von
Kopernikus-Projekt Ariadne
Potsdam-Institut für Klimafolgen-
forschung (PIK)
Telegrafenberg A 31
14473 Potsdam

November 2026

Kontakt zu den Autorinnen und Autoren: Dana Kirchem, DKirchem@diw.de
Carsten von Gneisenau, gneisenau@stiftung-umweltenergierecht.de

Die vorliegende Ariadne-Analyse wurde von den oben genannten Autorinnen und Autoren des Ariadne-Konsortiums ausgearbeitet. Die Analyse spiegelt nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Ariadne-Konsortiums oder des Fördermittelgebers wider. Die Inhalte der Ariadne-Publikationen werden im Projekt unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt.

Was sind eigentlich Smart Meter und welche Rolle spielen sie in der Energiewende?

Smart Meter als Schlüsseltechnologie für die Energiewende

Umgangssprachlich beschreibt der Begriff „Smart Meter" einen modernen Stromzähler, der die automatisierte Erfassung und Übermittlung des Stromverbrauchs in hoher zeitlicher Auflösung erlaubt. Im deutschen Recht gibt es diesen Begriff allerdings nicht, was in der Diskussion um Smart Meter zu Missverständnissen führen kann. Dieses Kurzdossier erläutert, warum Smart Meter für die Energiewende eine zentrale Rolle spielen, was genau der Begriff eigentlich meint, wie weit der flächendeckende Ausbau in Deutschland und Europa derzeit fortgeschritten ist und was noch passieren muss.

Warum braucht es Smart Meter?

Variables Stromangebot erfordert anpassbare Nachfrage. Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien im Energiesystem schwankt auch die Stromerzeugung immer mehr: Bei einer starren Stromnachfrage nimmt die Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und -nachfrage ab.[1] Um die Stromerzeugung aus Wind und Sonne besser mit der Stromnachfrage in Einklang zu bringen, ist es notwendig, Speicherkapazitäten im System auszubauen. Eine weitere Stellschraube ist die flexible Anpassung der Stromnachfrage an Veränderungen im Stromangebot. Damit das gelingen kann, muss die Stromnachfrage bekannt und verschiebbar sein. Dazu tragen bewusste Konsumentscheidungen bei, zum Beispiel darüber, wann die Spülmaschine oder die Waschmaschine laufen soll, oder eine

[1] Für mehr Details und Veranschaulichung siehe folgende Veröffentlichungen: Schill et al. (2025): Welche Rolle spielen Speicher in der Energiewende? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/pik.2025.004; Kirchem et al. (2025): Was sind Wasserstoffspeicher und welche Rolle spielen sie in der Stromversorgung der Zukunft? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/pik.2025.25; Burkhardt et al. (2026): Was sind eigentlich Wärmespeicher und wofür brauchen wir sie in der Energiewende? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/pik.2026.12

automatische Steuerung, etwa beim Laden von Elektroautos. Um das volle Potenzial der Nachfrageflexibilität auszuschöpfen, sind Smart Meter ein essenzielles Instrument.

Die ursprüngliche Idee hinter Smart Metern: Verbraucherschutz und mehr Energieeffizienz. Eine genaue Messung des eigenen Stromverbrauchs ermöglicht Verbraucherinnen und Verbrauchern, ihr eigenes Konsumverhalten besser einzuschätzen. Das „unsichtbare" Gut Strom wird plötzlich sichtbar gemacht. Dieses Streben nach mehr Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher veranlasste auch die Europäische Union, bereits ab dem Jahr 2005 schrittweise Regelungen zum Einbau von Smart Metern in Europa zu etablieren.[2] Insbesondere die EU-Richtlinie aus dem Jahr 2009 schrieb erstmals die Einführung von intelligenten Messsystemen in den Mitgliedstaaten vor, um die Kundschaft zu schützen und die Energieeffizienz zu verbessern. Stromkundinnen und Stromkunden sollten die Möglichkeit bekommen, den eigenen Verbrauch genauer zu beobachten. Zum einen reduziert dies das Risiko von unbemerkten Abrechnungsfehlern des Stromanbieters, zum Beispiel im Falle eines Umzugs. Zum anderen ermöglicht gezieltes Feedback zum eigenen Stromverbrauch, effektiv Strom einzusparen.[3] Die Transparenz des eigenen Verbrauchs sollte zudem die aktive Teilhabe von Verbraucherinnen und Verbrauchern am Strommarkt unterstützen und ist in neuerer EU-Gesetzgebung ein zentraler Aspekt bei den Vorgaben für Smart Meter.

Smart Meter schaffen Voraussetzungen für Flexibilität. Den Stromverbrauch insgesamt zu senken ist für sich schon ein wertvoller Beitrag zur Energiewende, der durch gezieltes Feedback ermöglicht wird. Entscheidend ist aber auch, wann Strom verbraucht wird: Je höher der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix ist, desto stärker sollte sich der Verbrauch danach richten, wann der Strom erzeugt wird. Bei hoher Einspeisung, etwa in einer Solarspitze zur Mittagszeit, kann gezielt mehr Strom verbraucht werden, bei knappem Angebot weniger. Dazu können flexible Lasten zeitlich verschoben werden. Dadurch

[2] Regelungen finden sich zu „fortschrittlichen Messsystemen" in Artikel 5 Absatz 2 Buchstabe d) Richtlinie 2005/89/EG, zu „intelligenten Verbrauchsmesssystemen" in Anhang III Buchstabe r) Richtlinie 2006/32/EG sowie zu „intelligenten Messsystemen" in Artikel 3 Absatz 11 und Anhang I Absatz 2 Richtlinie 2009/72/EG.
[3] Karlin et al. (2015): The effects of feedback on energy conservation: A meta-analysis. Psychological Bulletin, 141(6), 1205–1227. https://doi.org/10.1037/a0039650

muss weniger erneuerbarer Strom abgeregelt werden, der Bedarf an teurer Erzeugung in Knappheitszeiten sinkt und die Stromversorgung wird insgesamt günstiger. Um diese Nachfrageflexibilität zu nutzen, müssen insgesamt vier Voraussetzungen erfüllt sein:

1. Der Verbrauch muss physisch und praktisch zeitlich verschiebbar sein. Bei vielen Stromdienstleistungen ist eine Verschiebung des Stromverbrauchs mit hohen Komforteinschränkungen verbunden oder schlicht nicht möglich. Andere Verbräuche bieten allerdings ein hohes Maß an Verschiebbarkeit. Besonders die neuen Stromverbraucher wie Elektroautos und Wärmepumpen bieten dieses Potenzial. Auch Heimspeicher für Solaranlagen ermöglichen die Verschiebbarkeit des Stromverbrauchs.
2. Der Verbrauch muss mess- und steuerbar sein. Hier kommen Smart Meter ins Spiel: Mit einem intelligenten Mess- und Steuerungssystem lässt sich das Potenzial zur zeitlichen Verschiebung des Stromverbrauchs auch tatsächlich nutzen.
3. Es muss ein Signal geben, das eine Anpassung des Verbrauchs auslöst. Dies ist in der Regel ein Preissignal, das zum Beispiel anzeigt: Jetzt ist der Strom günstig, weil viel erneuerbare Energie erzeugt wird – etwa in Mittagsstunden im Sommer. Andersherum zeigt ein hoher Preis Verbraucherinnen und Verbrauchern, dass gerade besonders wenig erneuerbarer Strom im Netz ist.
4. Es muss ein Anreiz geschaffen werden, den Verbrauch zu verändern. Nur wenn Verbraucherinnen und Verbraucher davon profitieren, ihren Stromverbrauch dem Signal entsprechend anzupassen, wird sich diese Anpassung auch einstellen. Dies gelingt zum Beispiel mit dynamischen Stromtarifen.

Nur wenn alle vier Voraussetzungen erfüllt sind, kann das Flexibilitätspotenzial auch tatsächlich genutzt werden. Smart Meter sind dafür eine unabdingbare technische Voraussetzung – eine geeignete Anreizstruktur durch passende Preissignale ist eine weitere.

Smart Meter ermöglichen dynamische Stromtarife. Neben dem Standard-Stromtarif mit einem festen Arbeitspreis pro Kilowattstunde gibt es unterschiedliche Formen zeitvariabler Stromtarife, bei denen sich der Stromtarif je nach Verbrauchszeit in einem festgelegten Zeitintervall ändert. Dynamische Stromtarife gehen darüber hinaus und spiegeln Preisschwankungen auf den kurzfristigen Stromhandelsmärkten (Spotmärkten) in kürzeren Intervallen wider.[4] Stromlieferanten müssen Letztverbrauchern mit Smart Meter einen Stromliefervertrag mit dynamischem Tarif anbieten.[5] Ziel ist, einen Anreiz zur Verschiebung des Stromverbrauchs zu setzen. Im Industriebereich gibt es bereits etablierte zeitvariable Tarife, die typischerweise (noch) über einen konventionellen Zähler (mit Datenübertragung) funktionieren. Bei Haushalten ist das Modell noch deutlich weniger verbreitet. Vereinzelt gibt es aber auch für Privatpersonen die Möglichkeit, mit konventionellen Systemen zeitvariable Tarife zu nutzen, zum Beispiel beim sogenannten Doppeltarifzähler, bei dem zwei getrennte Stromzähler es ermöglichen, einen Hochtarif und einen Niedertarif abzurechnen. Die Anzahl der Haushalte, die einen dynamischen Stromtarif nutzen, wird in Deutschland nicht systematisch erhoben. Eine Umfrage von Juni 2026 lieferte aber Hinweise darauf, dass lediglich sechs Prozent der Befragten einen dynamischen Stromtarif hatten.[6]

Ein weiteres Instrument, das derzeit diskutiert wird, sind dynamische Netzentgelte. Dabei könnte das fixe Netzentgelt[7] durch ein zeitvariables Entgelt ersetzt werden, das steigt, wenn das Stromnetz gerade besonders belastet ist, um zusätzlichen Stromverbrauch unattraktiver zu machen. Seit April 2025 gibt es in Deutschland die Möglichkeit, zeitvariable Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (im Gesetz: SteuVE, zum Beispiel Elektroautos oder Wärmepumpen) in der Niederspannung zu nutzen.[8] Auch

[4] Diese Intervalle müssen mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen (Paragraf 3 Nummer 95 Energiewirtschaftsgesetz, EnWG), also zum Beispiel stündlich oder unterstündlich.
[5] Paragraf 41a Absatz 2 EnWG. Dies gilt seit dem 1. Januar 2025 für alle Stromlieferanten.
[6] Daten einer Befragung von Mitgliedern des YouGov-Panels im Auftrag von 1KOMMA5°. Für die Befragung wurden im Zeitraum vom 9. bis 11. Juni 2026 insgesamt 2.074 Personen befragt. Die Erhebung wurde nach Alter, Geschlecht und Region quotiert und die Ergebnisse anschließend entsprechend gewichtet. (https://1komma5.com/de/magazin/news/umfrage-fast-die-haelfte-der-deutschen-zu-flexiblem-stromverbrauch-bereit-nur-sechs-prozent-nutzen-dynamische-tarife/, Stand: 15. Oktober 2026)
[7] Siehe zu Netzentgelten: Hirth et al. (2024): Was sind eigentlich Netzentgelte? Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/PIK.2024.020
[8] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/SteuerbareVBE/start.html (Stand: 15. Oktober 2026)

für Industriekunden mit hohem Jahresverbrauch soll es künftig mehr Anreiz zu Flexibilität geben: Während für Verbrauchsmengen innerhalb einer vorab gewählten Netzkapazität ein Arbeitspreis 1 gezahlt wird, soll bei einem Überschreiten dieser Kapazität ein höherer Arbeitspreis 2 gezahlt werden.[9] Ein Umsetzungsprozess für dynamische Netzentgelte wurde von der Bundesnetzagentur im Jahr 2026 angestoßen, ein Konzept soll im Jahr 2027 vorgelegt werden.[10] Das Ziel ist eine Entlastung des Stromnetzes in Zeiten von Spitzenlasten. Wenn die Netzauslastung zu gering ist, könnte im Umkehrschluss das Netzentgelt sinken.

Was sind Smart Meter?

Der Begriff Smart Meter ist kein deutscher Rechtsbegriff. Unter dem Schlagwort „Smart Meter" versteht man in der Regel Stromzähler mit digitalen Funktionen. Eine gesetzliche Definition, die begriffliche Unschärfen minimieren könnte, existiert im deutschen Recht nicht. Das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), das in Deutschland zentrale Pflichten von Messstellenbetreibern regelt, unterscheidet aber, ohne den Begriff „Smart Meter" zu verwenden, in verschiedenen Digitalisierungsstufen zwischen konventionellen Messeinrichtungen, modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen.[11] Diese Unterscheidung ist in gewisser Weise auf europäischer Ebene in der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EBM-RL) und der zugehörigen Durchführungsverordnung 2023/1162 angelegt. Sie differenziert in der englischen Fassung zwischen „conventional meters" (deutsch: konventionelle Zähler), „smart meters" (deutsch: intelligente Zähler) und „smart metering systems" (deutsch: intelligente Messsysteme), wobei „smart meter" den Zähler in einem „smart metering system" bezeichnet.

[9] BNetzA (2026): Industrienetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Orientierungspunkte_und_Diskussionspapiere/Orientierungspunkte_Industr_NetzE.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand: 23. Oktober 2026)
[10] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260527_Agnes.html (Stand: 15. Oktober 2026)
[11] von Gneisenau (2024): Messung und Abrechnung im Bereich der Elektromobilität, Baden-Baden, Nomos.

Digitalisierung durch die Möglichkeit digitaler Kommunikation. Konventionelle Messeinrichtungen sind, so die Definition in Art. 2 Nr. 22 EBM-RL, analoge oder elektronische Zähler, die Daten nicht übermitteln oder empfangen können. Ein klassisches Beispiel ist der Ferraris-Zähler, dessen mechanisches Zählwerk manuell abgelesen wird. Sie erfüllen nicht die Anforderungen, die an eine moderne Messeinrichtung gestellt werden. Moderne Messeinrichtungen sind nach § 2 S. 1 Nr. 15 MsbG Messeinrichtungen,

> „die in tatsächlicher Hinsicht mindestens Elektrizitätsverbrauch und Nutzungszeit sowie spätestens, wenn eine Messung der eingespeisten Strommengen erforderlich ist, auch die Elektrizitätserzeugung widerspiegel[n] und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden [können]."

Es besteht also die *Möglichkeit* der digitalisierten und automatisierten Datenkommunikation. Das Smart-Meter-Gateway ist, so lässt sich die gesetzliche Definition in § 2 S. 1 Nr. 19 MsbG zusammenfassen, hierfür die zentrale Kommunikationseinheit. Sie bietet die informationstechnische Sicherheit bei der Verarbeitung der Messdaten sowie der Kommunikation mit anderen Marktakteuren und deren Einrichtungen, vor allem den zentralen Datenverarbeitungssystemen (Backend-Systemen) der Messstellenbetreiber, über die die Messdaten etwa an die betreffenden Netzbetreiber und Stromlieferanten weiterverteilt werden. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) gewährleistet die informationstechnische Sicherheit durch die Zertifizierung des Gateways mit Hilfe von Schutzprofilen (PP) und Technischen Richtlinien (TR) sowie des Administrators mit Hilfe eines Anforderungskatalogs. Während Schutzprofile mögliche Bedrohungen und Sicherheitsmaßnahmen beschreiben, wird in den Technischen Richtlinien die konkrete technische Ausgestaltung des Gateways und verbundener Komponenten geregelt.

Basisinfrastruktur für energiewirtschaftliche Anwendungsfälle. Wird eine moderne Messeinrichtung tatsächlich an ein Smart-Meter-Gateway *angebunden*, entsteht ein intelligentes Messsystem nach § 2 S. 1 Nr. 7 MsbG (siehe Abbildung 1). Das intelligente Mess-

system verbindet die Messeinrichtung mit nachgelagerten Systemen wie Backend-Systemen oder Home Energy Management Systemen (HEMS). Damit schafft es die Grundlage für möglichst digitalisierte und automatisierte Geschäftsprozesse – auch über Abteilungen, Funktionsbereiche und Unternehmensgrenzen hinweg.[12] Die Gesetzesbegründung des MsbG 2016 spricht nicht ohne Grund von einer „Basis-Infrastruktur"[13]; die Datenverarbeitung nahezu in Echtzeit bietet die Basis für eine Vielzahl von Anwendungsfällen. Das BSI hatte zusammen mit dem damaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mögliche energiewirtschaftliche Anwendungsfälle (EAF) entwickelt.[14] Darauf aufbauend liegt der Schwerpunkt der Anwendungsfälle beim aktuellen Einbau vor allem auf der netzorientierten Steuerung von Verbrauchseinrichtungen im Bereich der Niederspannung[15] und Erneuerbaren-Energien-Anlagen, dem Abruf von echtzeitnahen Netzzustandsdaten[16] sowie der Abrechnung auf Basis dynamischer Stromtarife.

Der Begriff „Smart Meter" kann also wegen seiner semantischen Unschärfe in Deutschland nicht nur auf intelligente Messsysteme, sondern auch auf moderne Messeinrichtungen bezogen werden. Das Gleiche gilt für den „Smart-Meter-Rollout", also den flächendeckenden Einbau von Smart Metern als digitaler Basisinfrastruktur. Dieser Aufbau ist seit der Verabschiedung des MsbG im Jahr 2016 in §§ 29 ff. MsbG geregelt und läuft trotz eines Beschleunigungsgesetzes im Jahr 2023, das schon im Namen den „Neustart der Digitalisierung der Energiewende" (GNDEW) ankündigte, immer noch den gesteckten Zielvorgaben hinterher.

[12] Das intelligente Messsystem ist im Massengeschäft etwa Grundbedingung für einen automatisierten Meter-to-Cash-Prozess („vom Zähler bis zur Zahlung"), der eine Prozesskette von der Messung der Verbrauchsdaten bis zur Zahlung der Stromrechnung beschreibt; näher hierzu von Gneisenau (2024): Messung und Abrechnung im Bereich der Elektromobilität, Baden-Baden, Nomos.
[13] Deutscher Bundestag (2016): Bundestagsdrucksache 18/7555, Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende. https://www.bundestag.de/resource/blob/416230/gesetzentwurf_18-7555.pdf
[14] BSI und BMWi (2021): Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle, Version 2.1. https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Energiewirtschaftliche_Anwendungsfaelle.pdf?__blob=publicationFile&v=5
[15] Verbrauchseinrichtungen sind beispielsweise Wallboxen oder Wärmepumpen.
[16] Um den aktuellen Netzzustand zum Zweck des Engpassmanagements an einem bestimmten Punkt besser einschätzen zu können, werden durch das intelligente Messsystem im Auftrag des Netzbetreibers etwa Strom, Spannung oder Phasenwinkel gemessen.

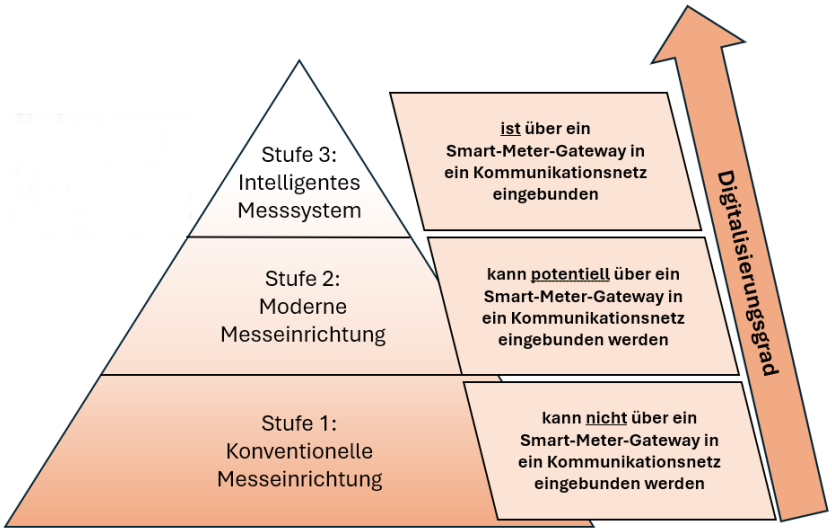


Abbildung 1: Abgrenzung zwischen konventionellen und modernen Messeinrichtungen sowie intelligenten Messsystemen[17]

Einbaupflicht in bestimmten Fällen. Wie ist der Einbau von intelligenten Messsystemen geregelt? Zuständig ist grundsätzlich der grundzuständige Messstellenbetreiber, der in aller Regel der örtliche Verteilernetzbetreiber ist. Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat bei Messstellen mit ortsfestem Zählpunkt nach § 29 Abs. 1 MsbG in bestimmten Fällen eine Einbaupflicht. Eine Einbaupflicht besteht, wenn

- *erstens* ein Letztverbraucher einen Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden hat,
- *zweitens* ein Letztverbraucher eine Vereinbarung zur netzorientierten Steuerung nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) – beispielsweise für die Steuerung einer Wallbox oder Wärmepumpe – abgeschlossen hat[18] oder
- *drittens* ein Anlagenbetreiber eine Anlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) oder nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2025) mit einer

[17] von Gneisenau (2024): Messung und Abrechnung im Bereich der Elektromobilität, Baden-Baden, Nomos.
[18] Die Vereinbarung wird nach § 14a EnWG in Verbindung mit den Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher geschlossen. Sie regelt die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie etwa Wallboxen und Wärmepumpen, sowie von steuerbaren Netzanschlüssen. Näher hierzu: von Gneisenau, Klarmann, Hilpert (2023): Wärmepumpe und Wallbox nur mit Smart Meter: Wie der Rollout intelligenter Messsysteme und die kommenden § 14a EnWG-Festlegungen zusammenhängen, Blog Stiftung Umweltenergierecht vom 31. Oktober 2024, https://stiftung-umweltenergierecht.de/blog/waermepumpe-und-wallbox-nur-mit-smart-meter-wie-der-rollout-intelligenter-messsysteme-und-die-kommenden-%c2%a7-14a-enwg-festlegungen-zusammenhaengen/ (Stand: 23. Oktober 2026)

Leistung von mehr als sieben Kilowatt installiert hat[19] und die Einbaupflicht für die Erreichung des Zielpfads nach § 45 Abs. 1 MsbG erforderlich ist.

Der Zielpfad in § 45 Abs. 1 MsbG regelt den Einbaufortschritt von intelligenten Messsystemen. Bei einer Einbaupflicht muss der grundzuständige Messstellenbetreiber für ausgewählte Nutzergruppen innerhalb festgelegter Zeiträume bestimmte Mindesteinbauquoten erreichen. Beispielsweise muss der grundzuständige Messstellenbetreiber bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 bis 100.000 Kilowattstunden oder einer Vereinbarung nach § 14a EnWG spätestens ab dem 1. Januar 2025 mit dem Einbau begonnen haben. Bis zum Ablauf des Jahres 2025 musste der Einbau in mindestens 20 Prozent der Pflichtfälle abgeschlossen sein, bis zum Ablauf des Jahres 2032 in mindestens 90 Prozent.[20]

Steuerbox als Zusatzeinrichtung. Wenn der Letztverbraucher eine Vereinbarung nach § 14a EnWG abgeschlossen oder der Anlagenbetreiber eine Anlage mit einer Leistung von mehr als sieben Kilowatt installiert hat, umfasst die Einbaupflicht auch eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt. Diese Steuerungseinrichtung wird umgangssprachlich als „Steuerbox" bezeichnet und ist – derzeit – nicht Teil des intelligenten Messsystems, sondern eine ergänzende Einrichtung für die Kommunikation von Steuersignalen an HEMS oder direkt an steuerbare Verbrauchseinrichtungen, wie etwa Wallboxen, Wärmepumpen oder Batteriespeicher. In Zukunft soll aber auch eine direkte Steuerung über das Smart-Meter-Gateway erfolgen können.[21] Abbildung 2 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen den einzelnen Komponenten.

[19] Eine installierte Leistung von mehr als sieben Kilowatt ist eine gängige Größe bei Einfamilienhäusern mit einer Aufdachfläche von 30 bis 60 Quadratmetern. Näher: https://www.adac.de/rund-ums-haus/energie/versorgung/pv-anlage-richtig-dimensionieren/.
[20] Zum Stichtag 30. Juni 2026 gab es laut Bundesnetzagentur circa 4,8 Millionen quotenrelevante Pflichteinbaufälle. Siehe: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html (Stand: 14. Oktober 2026).
[21] VDE FNN (2025): VDE FNN Impuls „Steuerungs-Administration bei der Steuerung aus dem SMGW". https://www.vde.com/resource/blob/2385088/ea44beba4772df7b5026f3233b235a83/vde-fnn-impuls-steuerung-aus-dem-smgw-data.pdf (Stand: 23. Oktober 2026)

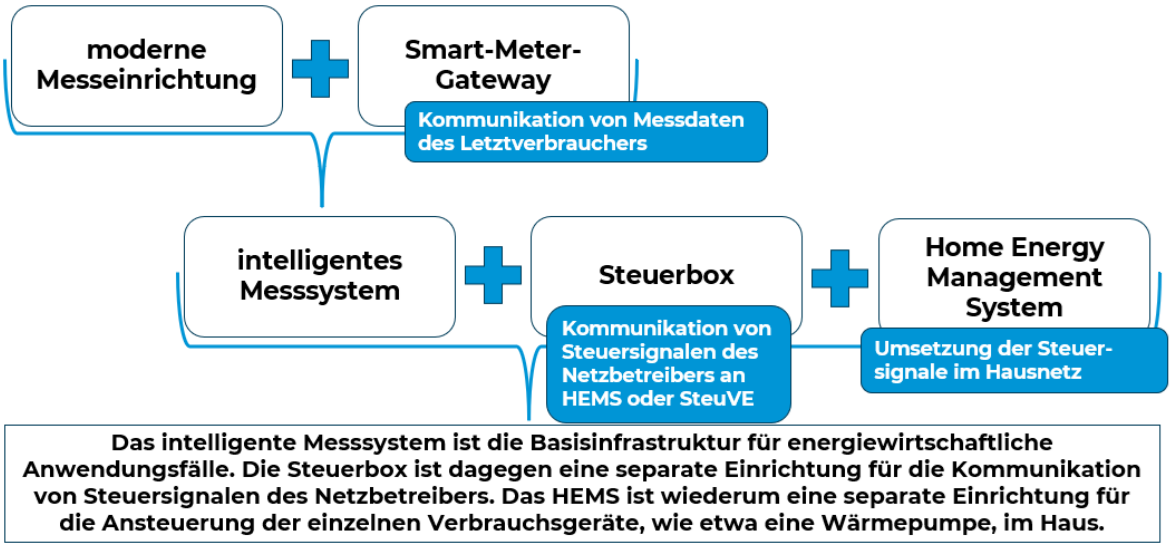


Abbildung 2: Funktionsweise und Zusammenhang einzelner Komponenten in der Smart-Meter-Umgebung[22]

Einbaumöglichkeit und Wahlmöglichkeit. Der grundzuständige Messstellenbetreiber kann nach § 29 Abs. 2 MsbG auch in allen übrigen Fällen bei Letztverbrauchern oder Anlagenbetreibern intelligente Messsysteme einbauen. Unabhängig davon, ob eine Einbaupflicht oder ein optionaler Einbaufall vorliegt, ist der grundzuständige Messstellenbetreiber aber stets an die gesetzlichen Preisobergrenzen gebunden, die in § 30 MsbG das maximal zulässige Messentgelt für Standardleistungen sowie in § 35 MsbG das maximal zulässige Messentgelt für Zusatzleistungen regeln. So liegt etwa das maximal zulässige Messentgelt für Standardleistungen bei einer Vereinbarung nach § 14a EnWG über die netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, wie etwa einer Wallbox oder einer Wärmepumpe, bei 130 Euro brutto jährlich, wobei dem Anschlussnutzenden maximal 50 Euro brutto jährlich in Rechnung gestellt werden dürfen.

Da Anschlussnehmende und -nutzende wegen des liberalisierten Messwesens in Deutschland den Messstellenbetreiber frei wählen können, ist im Übrigen auch der Einbau von intelligenten Messsystemen durch Dritte möglich, die gemeinhin als wettbe-

[22] eigene Darstellung

werbliche Messstellenbetreiber bezeichnet werden. Wird dieses Wahlrecht wahrgenommen, übernimmt der wettbewerbliche Messstellenbetreiber sämtliche Aufgaben des Messstellenbetriebes, einschließlich Einbau, Betrieb und Wartung des intelligenten Messsystems und einer gegebenenfalls vorhandenen Steuereinrichtung.

Vor dem Hintergrund eines Vorschlags der EU-Kommission zur Änderung der Verordnung 2019/943, wonach in den Mitgliedstaaten bis zum 31. Dezember 2030 mindestens 50 Prozent und bis zum 31. Dezember 2033 75 Prozent der gesamten Endkundschaft mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden sollen,[23] hat die Bundesregierung in einem Strategiepapier im Juli 2026 erklärt, einen „Smart Meter Light" für „Kunden [einzuführen], die nicht dem verpflichtenden Rollout unterfallen".[24] Auch wenn die Bundesregierung die nähere Ausgestaltung offenlässt, ist davon auszugehen, dass ein „Smart Meter Light" messen und kommunizieren kann. Diskutiert werden sowohl Varianten ohne Smart-Meter-Gateway als auch solche, bei denen die Kommunikation über ein Smart-Meter-Gateway erfolgt.[25] Das Gerät stünde damit technisch zwischen einer modernen Messeinrichtung und einem intelligenten Messsystem und wäre mit Geräten in anderen EU-Mitgliedstaaten vergleichbar. Die Branche diskutiert derzeit intensiv über den Sinn einer solchen Einführung. Auf der einen Seite würde dieser pragmatischere Ansatz eine schnellere Umsetzung des Smart-Meter-Rollouts fördern. Auch der Um- und Einbau wäre vermutlich günstiger und könnte sogar von den Endkundinnen und Endkunden selbst durchgeführt werden. Demgegenüber stünde ein deutlich geringerer Systemnutzen des Smart Meter Light, da eine Verbrauchssteuerung per Steuerbox nicht möglich oder vorgesehen ist. Zudem müssten je nach Ausgestaltungsvariante bestehende Rahmenbedingungen aufwendig angepasst werden, was den Rollout wiederum verlangsamen könnte.[26] Ob und wann ein Gesetzentwurf hierzu in den Bundestag eingebracht wird, ist noch offen.

[23] Der Verordnungsentwurf regelt zudem: Falls ein Mitgliedstaat zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Verordnung weniger als 30 Prozent der Endkundschaft mit intelligenten Messsystemen ausgestattet hat, werden die Fristen jeweils um ein Jahr verlängert.
[24] Bundesregierung (2026): Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung. https://www.bundesregierung.de/resource/blob/2196306/2445592/bc8e5e160d879f0bdd593121a96a45d2/2026-07-02-koaausschuss-data.pdf
[25] Siehe das Konzeptpapier der Initiative Smart Meter Light unter https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/f6/bd/849992/Stellungnahme-Gutachten-SG2609290034.pdf sowie die Handlungsoption mit dem Smart-Meter-Gateway unter https://www.smart-meter-light.info/documents/SML_Handlungsoption_20261014.pdf
[26] EWI und BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode,

Wie steht es um den Smart-Meter-Rollout?

Deutschland ist im europäischen Vergleich Schlusslicht. Der Einsatz von Smart Metern in Haushalten ist in vielen europäischen Ländern bereits Standard. In Skandinavien und Teilen des Baltikums sowie in Südeuropa sind in fast allen Haushalten intelligente Stromzähler verbaut.[27] Im Jahr 2025 hatten insgesamt 16 Länder eine Bestandsrate von über 90 Prozent, wobei in Dänemark, Finnland, Italien, Estland und Schweden ausschließlich Smart Meter verbaut sind. Im Gegensatz dazu liegt der Anteil an Smart Metern im Haushaltsbereich in lediglich vier Ländern unter 10 Prozent – einschließlich Deutschland. Mit 5,9 Prozent[28] ist Deutschland im europäischen Vergleich Schlusslicht beim Einbau intelligenter Messsysteme – zusammen mit Griechenland und Tschechien.

Europäische Mindeststandards werden unterschiedlich umgesetzt. Um Vergleichbarkeit für die Mitgliedstaaten zu schaffen, hat die EU in einer Empfehlung bereits 2012 Mindestanforderungen an Smart Meter formuliert.[29] Im Jahr 2019 wurden die grundlegenden Funktionen dann in Artikel 20 der Richtlinie 2019/944 verbindlich festgelegt:[30]

- Intelligente Messsysteme müssen den tatsächlichen Stromverbrauch ohne zusätzliche Kosten und auf einfache, sichere Weise genau erfassen und in der Lage sein, Endkundinnen und Endkunden Informationen über den tatsächlichen Verbrauchszeitpunkt bereitzustellen. Dies betrifft validierte historische Verbrauchsdaten sowie nicht validierte Verbrauchsdaten in nahezu Echtzeit, die für automatisierte Energieeffizienzprogramme und Lastmanagement genutzt werden können.

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE).

[27] ACER und CEER (2026): European retail markets for electricity and gas, 2026 Monitoring Report.

[28] Stand am 30. Juni 2026, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/MessundZaehlwesen/iMSys/artikel.html (Stand: 9. Oktober 2026)

[29] EU (2012): 2012/148/EU: Commission Recommendation of 9 March 2012 on preparations for the roll-out of smart metering systems. https://eur-lex.europa.eu/eli/reco/2012/148/oj/eng

[30] Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU

- Die Sicherheit der intelligenten Messsysteme und der Datenkommunikation muss den einschlägigen Sicherheitsvorschriften der EU entsprechen, bei verhältnismäßiger Abwägung zwischen der besten verfügbaren Cybersicherheitstechnik und den Kosten.
- Die Privatsphäre der Endkundinnen und Endkunden und der Schutz ihrer Daten müssen gemäß den EU-Datenschutzvorschriften gewahrt sein.
- Der Messstellenbetreiber muss sicherstellen, dass die Messsysteme aktiver Kundinnen und Kunden, die Strom ins Netz einspeisen, den von dieser Kundschaft ins Netz eingespeisten Strom exakt erfassen können.
- Die Endkundinnen und Endkunden müssen auf Wunsch Zugriff auf ihre Daten zu Netzeinspeisung und Stromverbrauch haben – in einem leicht verständlichen Format, das es ihr ermöglicht, verschiedene Marktangebote zu vergleichen.
- Endkundinnen und Endkunden sind vor oder zum Zeitpunkt der Installation von intelligenten Messsystemen angemessen zu beraten und zu informieren, insbesondere über deren Potenzial hinsichtlich der Zählerablesung, der Messung des Stromverbrauchs sowie über die Erhebung und Verarbeitung personenbezogener Daten.
- Intelligente Messsysteme müssen es ermöglichen, dass die Verbrauchsmengen der Endkundinnen und Endkunden im selben zeitlichen Datenintervall erfasst und abgerechnet werden wie auf dem nationalen Strommarkt üblich (siehe auch Abbildung 3).

Diese Mindestanforderungen lassen nationalen Auslegungsspielraum, und ob sie tatsächlich flächendeckend erfüllt werden, ist schwierig zu beantworten. In Italien zum Beispiel wurden bereits vor der EU-Empfehlung größtenteils Messsysteme verbaut, die alle Anforderungen erfüllten – lediglich eine Datenübertragung alle 15 Minuten war technisch nicht möglich.[31] Mit dem Einbau neuerer Systeme ab 2017 konnte auch dies umgesetzt werden. Betrachtet man die Datenübertragungsrate im Ländervergleich (ACER, 2026), wird deutlich, dass auch in Ländern mit hohen Rollout-Zahlen technische Unter-

[31] Stagnaro (2025): Second-generation smart meter roll-out in Italy: a cost–benefit analysis. Journal of Industrial and Business Economics, 52(1), 201–220.

schiede bestehen (siehe Abbildung 3). Bezüglich der Anforderungen an die Datensicherheit und Steuerbarkeit erhebt die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER keine Daten von den Messstellenbetreibern. Die technische Kommunikationsarchitektur ist zwar EU-weit im Grundsatz ähnlich aufgebaut, in der praktischen Umsetzung ist die Landschaft aber sehr heterogen. Die Übertragungstechnologien unterscheiden sich von Land zu Land stark: Die Datenübertragung über Stromleitungen (Powerline Communication, PLC) dominiert in Italien, Spanien, Ungarn, Lettland und Litauen. In Estland, Rumänien und Luxemburg wird unter anderem Mobilfunk genutzt, und Großbritannien setzt auf eine Kombination aus Funk und Mobilfunk. Auch die Intervalle, in denen Smart Meter Daten übermitteln, unterscheiden sich je nach Abrechnungszeitraum des jeweiligen Bilanzkreises: Die Intervalle reichen von 15 Minuten (zum Beispiel in Österreich, Belgien und Slowenien) bis zu einer Stunde oder einem Tag (zum Beispiel in Lettland, Rumänien und teilweise der Slowakei). Die fehlende Standardisierung der Kommunikationsarchitektur und -protokolle gilt laut ACER ausdrücklich als Hemmnis für die Zusammenarbeit verschiedener Systeme, Skaleneffekte und den Wettbewerb zwischen Herstellern und Dienstanbietern.[32]

[32] ACER und CEER (2024): Energy retail – Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen? 2024 Market Monitoring Report.

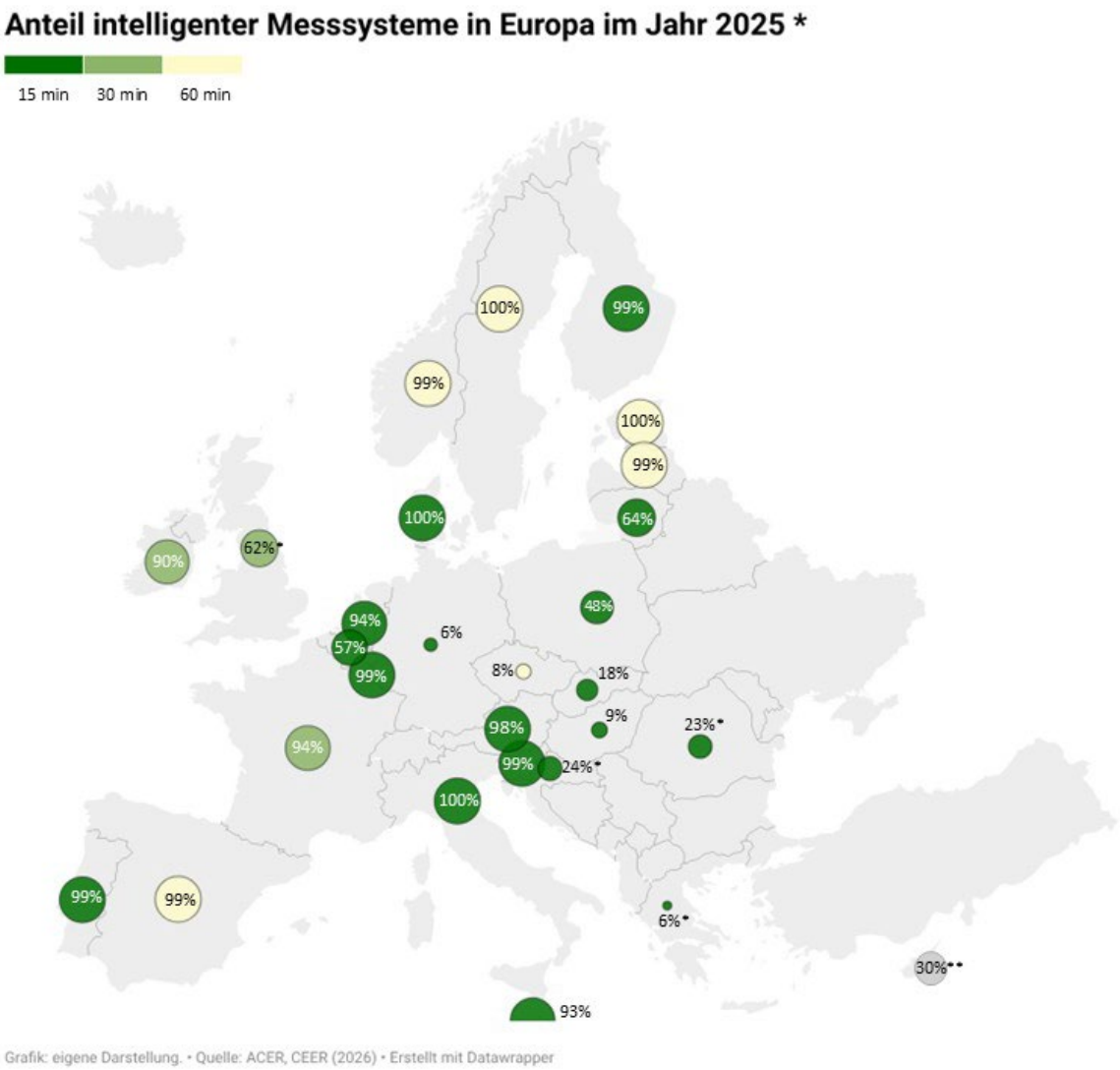


Abbildung 3: Anteil der Haushalte mit intelligentem Messsystem (in Prozent) und jeweilige Datenübertragungsintervalle (in Minuten, in Farbe) in den EU-Mitgliedstaaten, Norwegen und Großbritannien im Jahr 2025 (eigene Darstellung auf Basis von ACER und CEER, 2026 und ACER und CEER, 2024)[33]; *Daten für 2023, da keine Daten für 2025 vorlagen. ** Kein Datenübertragungsintervall angegeben.

Deutschlands Sonderweg: Das Smart-Meter-Gateway mit gesetzlich verpflichtender BSI-Zertifizierung. Die zentrale Besonderheit in Deutschland liegt in einem eigenständigen, gesetzlich verankerten IT-Sicherheitskonzept, das es in dieser Form in keinem anderen EU-Land gibt. Kernstück ist das Smart-Meter-Gateway mit integriertem Sicherheits-

[33] ACER und CEER (2026): European retail markets for electricity and gas, 2026 Monitoring Report.
ACER und CEER (2024): Energy retail – Active consumer participation is key to driving the energy transition: how can it happen? 2024 Market Monitoring Report.

modul. Alle Kommunikationsverbindungen sind Ende-zu-Ende verschlüsselt und Verbindungen werden in der Regel vom Smart-Meter-Gateway initiiert. Die Sicherheitsanforderungen dafür sind in technischen Richtlinien des BSI verbindlich festgelegt, inklusive eines eigenen Schutzprofils für das Smart-Meter-Gateway und entsprechender Zertifizierung durch das BSI. Weiterhin ist ein Gateway-Administrator gesetzlich für die Konfiguration und den sicheren Betrieb verantwortlich. Diese vorgeschriebene Rolle gibt es in dieser Form in anderen EU-Ländern nicht. Deutschland legt die EU-Mindestanforderungen an die Sicherheitsarchitektur damit besonders streng aus, während andere EU-Länder Sicherheitsanforderungen meist über allgemeine (oft freiwillige oder weniger detailliert spezifizierte) Standards abdecken.

Hürden für den Einbau in Deutschland. Der Einbau von Smart Metern in Deutschland steht vor mehreren Hürden. Die hohen Sicherheitsstandards sind dabei nur ein Grund für den langsamen Ausbau. Zum einen ist die Telekommunikationsanbindung in ländlichen Regionen oft unzureichend, weshalb ein Ausbau von Glasfaser- und Breitband-Infrastruktur notwendig ist.[34] Hinzu kommt, dass zahlreiche Akteure (unter anderem das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, die Bundesnetzagentur, das BSI, DVGW[35] und VDE FNN[36]) jeweils eigene Vorgaben formulieren, was den Prozess zusätzlich verkompliziert. Der deutsche Markt für Smart Meter ist dazu noch stark zersplittert: Es gibt viele verschiedene Anbieter, zwischen denen jedoch aufgrund fehlender Backend-Standards keine echte Austauschbarkeit besteht. Erschwerend kommt der Fachkräftemangel bei der Montage von Smart Metern hinzu, der den flächendeckenden Rollout besonders in ländlichen Regionen verlangsamt. Darüber hinaus sind die Planungssysteme vieler Verteilnetzbetreiber noch gar nicht auf die anfallende Datenverarbeitung vorbereitet, etwa für die Erstellung und Nutzung digitaler Zwillinge der Niederspannungsnetze. Im Kontext all dieser Herausforderungen hatte die Ampel-Bundesregierung im Jahr 2023 das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende erlassen, um die Pro-

[34] EWI und BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE).
[35] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
[36] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V.

zesse zu beschleunigen. Damit sollte Bürokratie im Zusammenhang mit dem Rollout abgebaut werden. Für alle grundzuständigen Messstellenbetreiber wurde ein Einbauziel intelligenter Messsysteme von 20 Prozent bis Ende 2025 eingeführt. Seit März 2026 hat die Bundesnetzagentur gegen 434 Unternehmen Aufsichtsverfahren eingeleitet, weil sie die 20-Prozent-Quote nicht erfüllt hatten. Davon hatten 77 Unternehmen eine Quote von null Prozent. Inzwischen wurden 150 Verfahren eingestellt, etwa weil die Unternehmen die Quote zwischenzeitlich erreicht oder ihre Grundzuständigkeit übertragen haben.[37]

Einbau intelligenter Messsysteme in Deutschland seit 2021. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) berichtet über den Bestand der Strommesssysteme in Deutschland seit 2015 in ihrem jährlichen Monitoringbericht Energie. Dabei wird zwischen zwei Gruppen der Stromkundschaft unterschieden: Stromkundinnen und Stromkunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM), die den Verbrauch im Zeitverlauf erfasst, und solchen, deren zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil (SLP) geschätzt wird. Zur ersten Gruppe zählen in erster Linie Industrie- und Gewerbebetriebe. Die zweite Gruppe sind hauptsächlich private Haushalte. Für diese Gruppe zeigen die Monitoringberichte, dass der Bestand an intelligenten Messsystemen erst ab 2021 messbar wird (siehe Abbildung 4). Der Anteil ist aber weiterhin sehr gering: Bis 2024 lag er immer noch bei nur 2,1 Prozent. Die neuesten Zahlen der Bundesnetzagentur aus dem zweiten Halbjahr 2026 (5,9 Prozent) zeigen eine zunehmende Dynamik des Rollouts, wobei hier zu beachten ist, dass die Anzahl eingebauter intelligenter Messsysteme noch nicht nach Kundschaft mit SLP und RLM unterschieden ist.[38] Dieser Wert könnte die tatsächliche Dynamik sogar noch unterschätzen, da viele wettbewerbliche Messstellenbetreiber nicht an der letzten Quartalsabfrage der Bundesnetzagentur teilgenommen haben.[39]

[37] BNetzA (2026): Bundesnetzagentur veröffentlicht halbjährliche Erhebung im Messwesen, Pressemitteilung vom 21. September 2026. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260921_Rollout.html?nn=1033662 (Stand: 22. Oktober 2026)
[38] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html (Stand: 9. Oktober 2026)
[39] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Mess-undZaehlwesen/iMSys/artikel.html (Stand: 9. Oktober 2026)

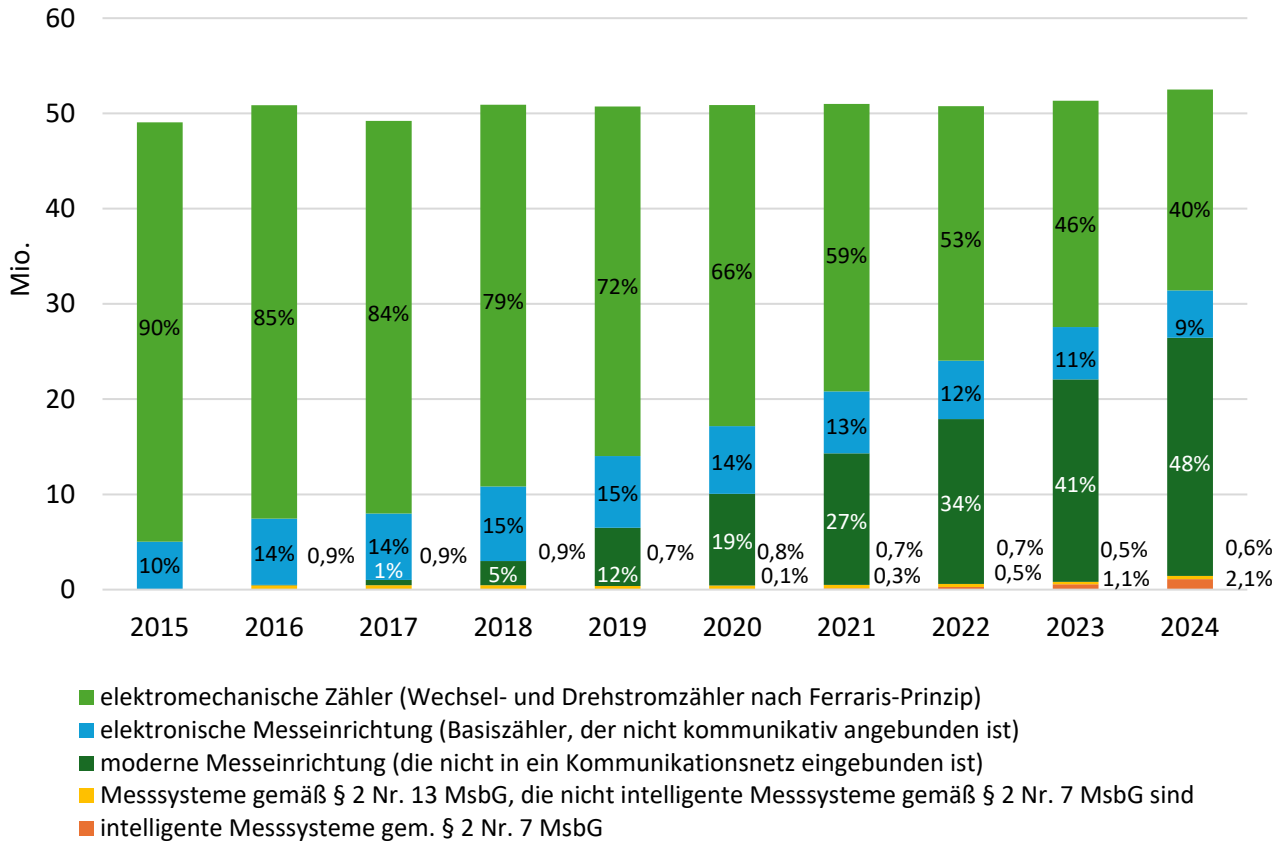


Abbildung 4: Bestand der Messsysteme bei Stromkundinnen und Stromkunden, deren zeitliche Verteilung des Verbrauchs über ein Standardlastprofil (SLP) geschätzt wird[40]

Fazit: Smart Meter sollten verstärkter und schneller ausgerollt werden

Der großflächige Einbau von Smart Metern ist eine grundlegende Voraussetzung dafür, dass Haushalte ihren Stromverbrauch flexibel anpassen können, was das zukünftige Energiesystem dringend braucht. Je flexibler und schneller sich die Stromnachfrage einem variablen erneuerbaren Stromangebot anpassen kann, desto günstiger wird die Systemintegration von Wind- und Solarenergie. Langfristig kann eine hohe Nachfrageflexibilität die benötigten Kapazitäten bei der Stromspeicherung und -erzeugung sowie beim Netzausbau reduzieren und damit die Energiewende günstiger machen. Dazu muss ermittelt werden, welcher Stromverbrauch sich zeitlich verschieben lässt. Smart Meter

[40] BNetzA (2017-2025): Monitoringbericht Energie.

machen diesen Verbrauch sichtbar und steuerbar, sodass Stromkundinnen und Stromkunden auf ein geeignetes Signal – etwa Strompreise – mit einer Verbrauchsanpassung reagieren können. Um einen Anreiz für diese Reaktion zu schaffen, sind dynamische Stromtarife ein zentrales Instrument.

Der Begriff „Smart Meter" wird im deutschen Recht nicht verwendet. Das Messstellenbetriebsgesetz unterscheidet insoweit zwischen modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen, wobei nur letztere Daten automatisiert per Smart-Meter-Gateway kommunizieren können. Das intelligente Messsystem ist die Basisinfrastruktur für viele energiewirtschaftliche Anwendungsfälle, insbesondere für dynamische Stromtarife und die netzorientierte Steuerung. In Kombination mit einer Steuerbox oder direkt aus dem Smart-Meter-Gateway ist auch die Kommunikation von Steuersignalen möglich. Der Rollout erfolgt in Deutschland für bestimmte Anlagenbetreiber sowie Verbraucherinnen und Verbraucher nach gesetzlichen Quoten und Zielpfaden. Darüber hinaus ist er auf Wunsch der Endkundinnen und Endkunden möglich. Möglicherweise wird das intelligente Messsystem in Zukunft bei optionalen Einbaufällen noch durch ein „Smart Meter Light", das Messdaten potenziell ohne Smart-Meter-Gateway übertragen kann, ergänzt. Das sagt jedenfalls ein Koalitionsbeschluss der Bundesregierung, der auch vor dem Hintergrund eines neuen Verordnungsentwurfs der Kommission zu strengeren Rolloutquoten getroffen wurde.

Der Rollout kommt in den europäischen Mitgliedstaaten unterschiedlich schnell voran. Während viele deutsche Nachbarstaaten eine Smart-Meter-Quote von fast 100 Prozent haben und dabei auch alle 15 bis 60 Minuten ein Signal übertragen, sind die IT-Sicherheit und Anforderungen an die Steuerbarkeit der Systeme sehr heterogen. Obwohl der deutsche Smart-Meter-Rollout langsam Fahrt aufnimmt, bleibt Deutschland international noch das Schlusslicht. Die jüngsten Maßnahmen wie das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende und die Aufsichtsverfahren gegen grundzuständige Messstellenbetreiber, die die gesetzliche Rollout-Quote von 20 Prozent nicht erfüllt haben, sollen dem Smart-Meter-Rollout in Deutschland Aufwind verschaffen.

Der rote Faden durch die Energiewende: Das Kopernikus-Projekt Ariadne führt durch einen gemeinsamen Lernprozess mit Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, um Optionen zur Gestaltung der Energiewende zu erforschen und politischen Entscheidern wichtiges Orientierungswissen auf dem Weg zu einem klimaneutralen Deutschland bereitzustellen.

Folgen Sie dem Ariadnefaden:

 @ariadneprojekt.bsky.social

 Kopernikus-Projekt Ariadne

 ariadneprojekt.de

Mehr zu den Kopernikus-Projekten des BMFTR auf kopernikus-projekte.de

Wer ist Ariadne? In der griechischen Mythologie gelang Theseus durch den Faden der Ariadne die sichere Navigation durch das Labyrinth des Minotaurus. Dies ist die Leitidee für das Energiewende-Projekt Ariadne im Konsortium von 26 wissenschaftlichen Partnern. Wir sind Ariadne:

adelphi | Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU) | Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) | Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) | Ecologic Institute | Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit – Helmholtz-Zentrum Potsdam (RIFS) | Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) | Hertie School | ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München | Institut der deutschen Wirtschaft Köln | Julius-Maximilian-Universität Würzburg | Öko-Institut | Potsdam-Institut für Klima-folgenforschung (PIK) | RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung | Stiftung Umweltenergierecht | Stiftung Wissenschaft und Politik | Technische Universität Berlin | Technische Universität Darmstadt | Technische Universität München | Technische Universität Nürnberg | Universität Duisburg-Essen | Universität Greifswald | Universität Hamburg | Universität Potsdam | Universität Stuttgart – Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) | ZEW – Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung