FACHBUCH

Digitalisierung der Energiewende

Messen und Steuern in der Niederspannung: Smart Metering, Smart Meter Gateway und §14a EnWG

Version 1.5 · Stand 3.11.2026

innobu GmbH, Harrislee

Online-Fassung mit aktuellen Fristen und interaktivem Modell:
innobu.com/de/digitalisierung-der-energiewende.html

innobu

innobu

Herausgeber	innobu GmbH · Heidewinkel 1 · 24955 Harrislee Impressum: innobu.com/de/impressum.html
Kontakt	info@innobu.com · innobu.com
Version	Version 1.5 · Stand 3.11.2026 · nächste Durchsicht bis 31.1.2027
Zitiervorschlag	innobu GmbH (2026): Digitalisierung der Energiewende. Version 1.5, Stand 3.11.2026. https://www.innobu.com/de/digitalisierung-der-energiewende.html

Nutzung	© 2026 innobu GmbH. Sie dürfen die unveränderte PDF-Datei weitergeben und einzelne Abbildungen und kurze Auszüge in eigene Unterlagen übernehmen, mit Quellenangabe: „innobu GmbH, Digitalisierung der Energiewende, innobu.com“. Größe und Ausschnitt dürfen Sie anpassen, den Inhalt nicht.
Hinweis	Dieses Buch ist keine Rechtsberatung und keine Prüfung des Einzelfalls. Maßgeblich ist der Wortlaut der jeweiligen Festlegung oder Norm; die Fußnoten führen zu den Primärquellen. Alle Abrufdaten beziehen sich auf den genannten Stand.

Inhalt

Wie dieses Buch zu lesen ist 4

TEIL I: RAHMEN

1 Der Rechtsrahmen: vom GDEW zum geltenden MsbG 6

TEIL II: TECHNIK

2 Geräte und Architektur: was ein intelligentes Messsystem ist 21

3 BSI-Standards, Zertifizierung und Smart-Meter-PKI 34

TEIL III: FUNKTION UND STEUERUNG

4 Die Tarifanwendungsfälle: TAF 1 bis 16 und die Fassung 2.0 47

5 Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG 59

6 Dynamische Tarife und Netzentgelte im Umbau 73

TEIL IV: MARKT UND PRAXIS

7 Marktkommunikation: wie Messwerte zu Prozessen werden 86

8 Rollout-Praxis: Zahlen, Aufsicht und was niemand misst 104

ANHANG

Das Modell: vom Zähler bis ins Abrechnungssystem 120

Offene Punkte und Negativbefunde 130

Begriffe und Abkürzungen 135

Fristenkalender 138

Wie dieses Buch zu lesen ist

Stand: 3.11.2026

Am 31. Juli 2026 stellte die Bundesnetzagentur einen Entwurf zur Konsultation, nach dem eine Nachricht der Marktkommunikation namens UTILTS durch Webdienste ersetzt werden sollte[1]. Zwei Monate später, am 1. Oktober, nahm sie das zurück[2]. Wer im August einen Projektplan für die Umstellung auf Webdienste geschrieben hatte, konnte ihn wieder einpacken. In diesem Themenfeld ist eine solche Rücknahme kein Sonderfall, und deshalb steht in diesem Buch bei jeder Aussage, woher sie kommt und wie fest sie ist.

Es geht um den Kern der Digitalisierung der Energiewende, das Messen und Steuern in der Niederspannung. Acht Kapitel führen vom Rechtsrahmen über das Smart Meter Gateway, seine Zertifizierung und die Tarifanwendungsfälle zur Steuerung nach § 14a, zu Tarifen und Netzentgelten, zur Marktkommunikation und am Ende zum Stand des Rollouts. Wärmeplanung, Erzeugung, Strommärkte, Redispatch und Cybersecurity streift das Buch nur am Rand. Gas fehlt ganz, auch in der Marktkommunikation: Kapitel 7 beschreibt sie für Strom und zeigt in einer Landkarte, welcher Prozess wo steht. Zu den Randthemen gibt es auf innobu.com Fachartikel, und die Lesepfade ordnen sie so, dass Sie bei den Grundlagen anfangen können.

Für wen das Buch geschrieben ist

Es richtet sich an Geschäftsführung, Leitung Netz, Leitung IT und Programmverantwortliche bei Energieversorgern, Netz- und Messstellenbetreibern, die eine Frist umsetzen müssen und dafür mehr brauchen als eine Pressemitteilung. Außerdem richtet es sich an Regulierungsmanagement und IT-Architektur.

Eine Rechtsberatung ersetzt das Buch nicht. Steht im eigenen Haus eine Entscheidung an, gilt der Wortlaut der Festlegung, und zu dem führen die Fußnoten.

Wie Belege gekennzeichnet sind

Jede Zahl, jedes Datum und jedes Aktenzeichen trägt eine Fußnote mit Abrufdatum. Wo es eine Quelle von Behörde, Gesetzgeber oder Gericht gibt, zitieren wir diese zuerst; stützt sich eine Aussage auf Herstellerangaben oder Fachpresse, sagt die Fußnote das.

Die farbigen Kästen im Text tragen eine von acht Kennzeichnungen, je nachdem, wie belastbar die Aussage darin ist:

Kennzeichnung	Was sie bedeutet
Gesetzlich verbindlich	steht so im Gesetz oder in einer Festlegung
Technischer Standard	Technische Richtlinie, Schutzprofil oder Norm
Branchenpraxis	so läuft es im Markt, ohne dass es vorgeschrieben wäre

Kennzeichnung	Was sie bedeutet
Empfehlung	Einschätzung von innobu, als solche erkennbar
Prognose	erwartete Entwicklung, nicht entschieden
Unsicher belegt	Quellenlage dünn oder nicht eindeutig
Negativbefund	gesucht und nicht gefunden
Widerspruch zwischen Quellen	zwei Quellen sagen Verschiedenes, beide sind genannt

Warum auch drinsteht, was es nicht gibt

Wie viele Gateways im Feld wirklich Netzzustandsdaten liefern, veröffentlicht keine Stelle. Eine BSI-Zertifizierung für die Steuerung direkt aus dem Gateway gibt es bislang auch nicht. Beides steht trotzdem im Buch, weil eine benannte Lücke weniger Schaden anrichtet als eine geschätzte Zahl, die in der nächsten Präsentation als Tatsache auftaucht. Gesammelt sind solche Stellen im Anhang „Offene Punkte und Negativbefunde“.

Wie das Buch aktuell bleibt

Die Fristen zu allen Kapiteln stehen im Anhang, mit dem Stand des Drucks. Online liest das Buch sie jede Nacht neu aus dem Fristenkalender ein, ebenso die Artikel in den Lesepfaden. Den Kapiteltext fasst der nächtliche Abgleich nicht an. Jede Änderung daran prüfen wir gegen die Quellen, bevor wir sie freigeben, und deshalb trägt jedes Kapitel sein eigenes Stand-Datum. Das ganze Buch sehen wir einmal im Jahr durch, zum 31. Januar. Ende 2028 werden größere Teile davon Geschichte sein, und dann entscheiden wir, ob eine zweite Fassung folgt.

Quellen

1. Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 7: Mitteilung Nr. 57 zu den Datenformaten vom 31.07.2026, Konsultation für den Umsetzungstermin 01.04.2027. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 58 zu den Datenformaten vom 01.10.2026, mit Bezug auf die Konsultation vom 31.07.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

KAPITEL 1 · TEIL I: RAHMEN

Der Rechtsrahmen: vom GDEW zum geltenden MsbG

GDEW 2016, die gescheiterte Markterklärung, das GNDEW und die Quoten nach §45 MsbG: wie der Rechtsrahmen des Rollouts entstand und was heute gilt.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-rechtsrahmen-msbg-gndew.html

ZUSAMMENFASSUNG

Seit dem 27. Mai 2023 entscheidet keine Behörde mehr darüber, ob der Smart Meter Rollout beginnen darf; die Zeitpunkte stehen im Gesetz selbst. Davor hing die Einbaupflicht an einer Feststellung des BSI, und diese Feststellung hat das Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen am 4. März 2021 im Eilverfahren für offensichtlich rechtswidrig gehalten.

Das Messstellenbetriebsgesetz von heute ist ein Fristengesetz: Wer ausstatten muss, regelt § 29, was es kosten darf, § 30, und wie viel bis wann geschafft sein muss, § 45. Die Quoten dort messen überwiegend Zeiträume, nicht den Bestand, und die erste dieser Zeitraumquoten endet am 31. Dezember 2026.

Zeitpunkte statt Feststellung

„zu den in § 45 genannten Zeitpunkten“. Diese Wörter stehen seit dem 27. Mai 2023 in § 29 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG). An derselben Stelle strich der Gesetzgeber die Wörter „technisch möglich und nach § 31“[1]. Mit diesem Tausch hat er den Auslöser des Rollouts ausgewechselt.

Bis dahin begann die Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme erst, wenn das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) per Verwaltungsakt feststellte, dass der Einbau technisch möglich war. Diese Feststellung löste die Ausstattungspflicht aus und zugleich das Verbot, weiter Messsysteme einzubauen, die den neuen Anforderungen nicht genügten[2]. Zeitvorgaben wie „ab 2017 innerhalb von acht Jahren“ kannte schon das Gesetz von 2016, verpflichtend wurden sie aber erst mit der Feststellung des BSI[3]. Seit 2023 hängt die Pflicht allein an Terminen, die im Gesetz selbst stehen.

Für die Unternehmen folgt daraus eine Arbeitsweise, in der die Frist bestimmt, welche Systeme sie brauchen, welche Prozesse sie aufsetzen und wer wofür geradesteht. Erst das Datum, dann die Architektur: Dieses Buch nennt das die Fristen als Betriebssystem der Branche. Die gerade laufenden Fristen stehen am Ende des Kapitels, live aus dem Fristenkalender.

2016: ein Gesetz mit eingebauter Bedingung

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) wurde am 29. August 2016 ausgefertigt und trat am 2. September 2016 in Kraft; sein erster Artikel schuf das MsbG, das zuletzt am 18. Dezember 2025 geändert wurde[4].

Die Logik war zweistufig: Der grundzuständige Messstellenbetreiber sollte Letztverbraucher über 6.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch, Verbraucher mit § 14a-Vereinbarung und Anlagen über 7 Kilowatt mit intelligenten Messsystemen ausstatten, aber nur, „soweit dies nach § 30 technisch möglich und nach § 31 wirtschaftlich vertretbar ist". Erfüllt war die Pflicht bei 95 Prozent der betroffenen Messstellen[3].

Technisch möglich war der Einbau, wenn drei voneinander unabhängige Unternehmen passende Systeme anboten und das BSI dies feststellte. Das BSI selbst nennt diese Feststellung Markterklärung[5].

Der Regierungsentwurf verlangte Systeme, die den „Vorgaben in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien" genügen. Der Ausschuss für Wirtschaft und Energie ersetzte das im Juni 2016 durch einen Verweis auf „§ 24 Absatz 1", die Norm über die Zertifizierung des Gateways[6]. Auf diesen Verweis stützte das Oberverwaltungsgericht fünf Jahre später den ersten seiner beiden Gründe gegen die Markterklärung.

Die Markterklärung vor Gericht

Das BSI traf die Entscheidung am 31. Januar 2020, unterschrieb sie am 7. Februar und gab sie zum 24. Februar 2020 bekannt; zitiert wird sie als Allgemeinverfügung „vom 7. Februar 2020"[7,2]. Sie stellte fest, dass drei Hersteller geeignete Gateways anbieten, für Letztverbraucher in der Niederspannung bis 100.000 Kilowattstunden ohne registrierende Lastgangmessung und ohne § 14a-Vereinbarung. Weil die sofortige Vollziehung angeordnet war, lief der Pflichtrollout sofort an.

Das BSI argumentierte pragmatisch: Alle drei Gateways hatten das Sicherheitszertifikat nach Common Criteria, und ihre Interoperabilität belegten die Hersteller mit eigenen Erklärungen zum Geräteprofil „Basis"[2]. Für einen Start reichte das aus Sicht der Behörde.

Etwa 50 Messstellenbetreiber und private Unternehmen legten nach Angaben des BSI Widerspruch ein und beantragten Eilrechtsschutz[8]. Eines dieser Verfahren ging durch zwei Instanzen: Die Antragstellerin, laut Verwaltungsgericht Köln eine Komplettanbieterin im Smart Metering mit eigenen Gateways, wettbewerblichem Messstellenbetrieb und GWA-Zertifikat, verlor dort am 21. Juli 2020[9] und gewann in der Beschwerde.

Der 21. Senat des Oberverwaltungsgerichts Nordrhein-Westfalen stellte am 4. März 2021 unter dem Aktenzeichen 21 B 1162/20 die aufschiebende Wirkung ihrer Klage wieder her. Die Allgemeinverfügung erweise sich „als offensichtlich rechtswidrig", und zwar aus zwei voneinander unabhängigen Gründen[2]:

- Es gab keine drei Gateways, die § 24 Absatz 1 genügten. Eine Herstellererklärung sei mit einer Zertifizierung durch das BSI „nicht vergleichbar". Die Anlage VII zur Technischen

Richtlinie, die das Profil „Basis“ eingeführt hatte, hielt der Senat für formell und materiell rechtswidrig: Der Ausschuss Gateway-Standardisierung, den das Gesetz vor solchen Änderungen anhören lässt, war nie eingerichtet worden. Das BSI hatte seine Einrichtung im Januar 2019 selbst beim Ministerium angemahnt.

- § 30 erlaubte keine Beschränkung auf ausgewählte Fallgruppen. Den Ausschluss der Anlagenbetreiber, begründet mit fehlenden Funktionen für Erzeugungsanlagen, habe das BSI „selbst geschaffen“.

In Randnummer 124 schob der Senat die Frage weiter: „Sollten die Mindestanforderungen tatsächlich nicht erfüllbar sein, ist es gegebenenfalls Sache des Gesetzgebers, diese zu ändern.“[2] Anfechten ließ sich der Beschluss nicht.

Das BSI brauchte gut ein Jahr, bis es am 20. Mai 2022 die Verfügung „mit Wirkung für die Vergangenheit“ zurücknahm. Inzwischen war der Ausschuss eingerichtet, die Richtlinie überarbeitet, und zum 31. Januar 2022 hatte das BSI Gateways von drei Herstellern nach dem neuen Verfahren zertifizieren können[8]. Eine zweite Verfügung vom selben Tag stützte sich auf § 19 Absatz 6: Vier Gateway-Typen durften weiter genutzt und auch neu eingebaut werden[10]. Diese Regel hatte der Gesetzgeber im Sommer 2021 eingefügt, nach dem Beschluss und für den Fall einer Feststellung, die sich nachträglich als rechtswidrig erweist[11,8]; in Kraft war sie seit dem 27. Juli 2021[12].

Eine neue Markterklärung kam nie, weil der Gesetzgeber den Weg aus Randnummer 124 nahm, und zwar in zwei Schritten: 2021 mit Bestandsschutz und der Grundlage für einen gestuften Rollout, 2023 mit dem Abschied von der Feststellung und dem agilen Rollout nach § 31.

UNSICHER BELEGT

Was der Beschluss nicht war

Wiederhergestellt wurde die aufschiebende Wirkung einer einzelnen Klage, des Verfahrens 9 K 3784/20 vor dem Verwaltungsgericht Köln[2]. Einen bundesweiten Einbaustopp hat das Gericht nicht ausgesprochen. Die Rechtsgrundlage für die eingebauten Geräte entfiel erst mit der Rücknahme im Mai 2022, nachträglich, wie das BSI selbst schreibt[10]. Eine Entscheidung im Hauptsacheverfahren ließ sich öffentlich nicht finden.

Am Maßstab des damaligen Gesetzes hatte das Gericht recht. Das BSI hatte allerdings ein echtes Problem benannt, denn Gateways mit zertifizierter Interoperabilität gab es 2020 keine drei.

DIE LEHRE AUS 2021

Ein Rollout, der an einer behördlichen Feststellung hängt, ist so stabil wie diese Feststellung vor Gericht. Seit 2023 hängt er an Gesetzesfristen, und eine Allgemeinverfügung, die ein Unternehmen im Eilverfahren anfechten könnte, gibt es nicht mehr.

2023 und 2025: Neustart, dann Nachschärfung

Der Bundestag beschloss das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) am 20. April 2023[13]. Ausgefertigt wurde es am 22. Mai, verkündet im Bundesgesetzblatt 2023 I Nr. 133, in Kraft ist es seit dem 27. Mai 2023[14,1]. Der 12. Mai 2023, der in der Bundesratsdrucksache steht, ist der Fristablauf im Bundesrat und kein Inkrafttreten.

Den Neustart prägten vier Änderungen, zuerst der Wegfall der Markterklärung: § 29 verweist seither auf § 45. § 30 regelt seitdem die Preisobergrenzen und teilt sie zwischen Netzbetreiber und Anschlussnutzer auf; bei 6.000 bis 10.000 Kilowattstunden waren das zunächst 80 und 20 Euro im Jahr. § 31 erlaubte den agilen Rollout, also Geräte, denen Funktionen per Update „spätestens ab 2025“ nachgeliefert werden. § 45 schließlich setzte reine Bestandsquoten, von 20 über 50 bis 95 Prozent[1].

Keine zwei Jahre später fasste das Gesetz vom 21. Februar 2025 zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse, in Kraft seit dem 25. Februar 2025, § 45 neu, hob mehrere Preisobergrenzen an und gab § 31 einen Endtermin: den 31. Dezember 2025[15]. Aus diesem Gesetz stammt das Datum „25. Februar 2025“ im heutigen Normtext; die 95 Prozent bis 2030, die man noch liest, gehören zur Fassung von 2023.

Politisch ist 2030 trotzdem wieder im Gespräch, seit der Koalitionsausschuss am 2. Juli 2026 beschlossen hat, den Rollout „für alle relevanten Messstellen“ bis Ende 2030 zu über 90 Prozent abzuschließen, und für Kunden außerhalb der Pflicht ein „Smart Meter Light“ angekündigt[16]. Ein Gesetzentwurf, der das umsetzt, ließ sich bis Anfang November 2026 nicht finden.

Im Dezember 2025 folgte die nächste Änderung, ein Artikel mit 39 Nummern im Gesetz vom 18. Dezember 2025 zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich. Für die Quotenrechnung aus Kapitel 8 zählt vor allem eine: Seither ist klargestellt, dass auch optionale Einbauten die Zahl der auszustattenden Messstellen mindern[17]. Daneben kamen unter anderem neue Marktrollen in § 2, eine Ausnahme von der Steuerungseinrichtung für Anlagen ohne Einspeisung in § 29 Absatz 5 und eine Verordnungsermächtigung für die Weitverkehrsanbindung von Anlagen in § 19 Absatz 2.

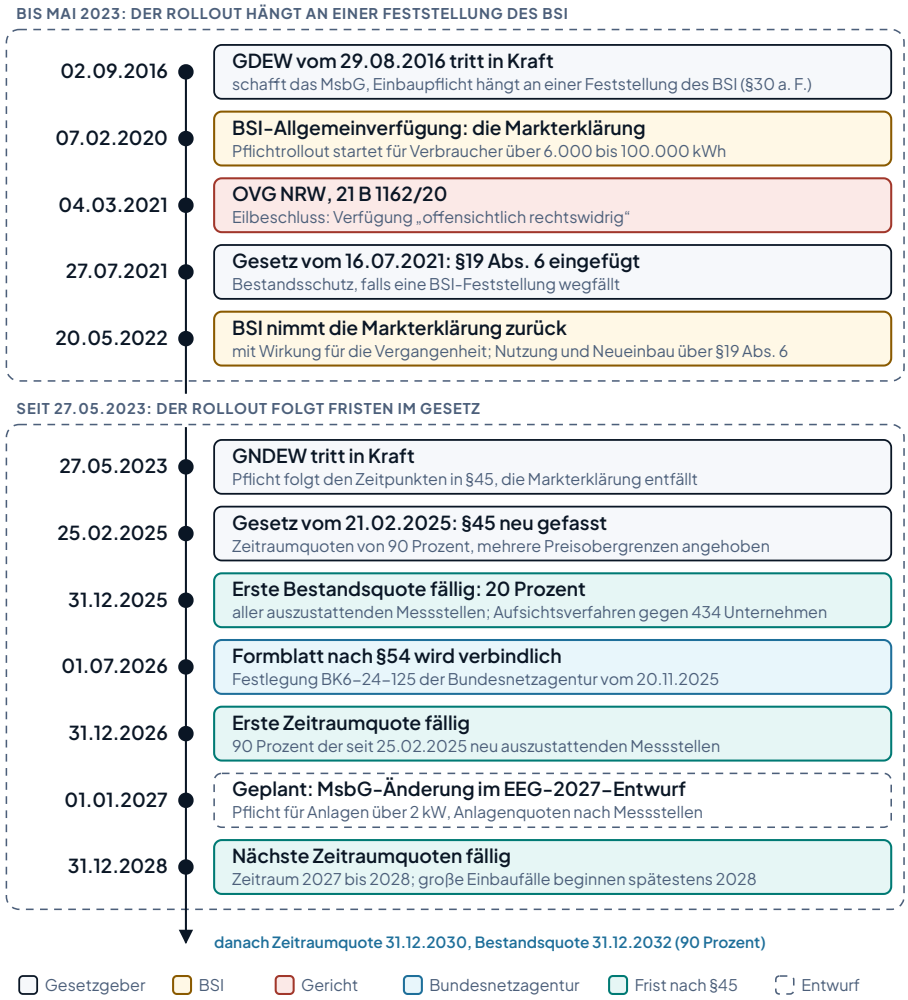


Abbildung 1: Vom GDEW bis zur nächsten Quote. Bis Mai 2023 hing der Rollout rechtlich an einer Feststellung des BSI, die es nach der Rücknahme 2022 nicht mehr gab. Seit dem 27. Mai 2023 hängt er an den Zeitpunkten in § 45 MsbG: zuerst die Bestandsquote von 20 Prozent zum 31. Dezember 2025, dann drei Zeitraumquoten von 90 Prozent bis 2030 und Ende 2032 eine Bestandsquote von 90 Prozent.

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

Mai 2023 oder Mai 2024?

Die Archivseite des BSI zur Marktanalyse schreibt, die Pflicht zur Feststellung sei mit der Novelle „durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) vom Mai 2024“ entfallen[5]. Das Bundesgesetzblatt nennt den 22. Mai 2023 als Ausfertigung, das MsbG selbst den 27. Mai 2023 als Inkrafttreten[14,1]. Richtig ist 2023, und für die Praxis heißt das: Bei Daten zum Rechtsrahmen zählt das Gesetzblatt, nicht die Behördenseite.

Das MsbG heute: wer ausstatten muss und was es kosten darf

Heute ordnet § 29 die Fälle so[18]. Letztverbraucher über 6.000 Kilowattstunden bekommen ein intelligentes Messsystem. Letztverbraucher mit § 14a-Vereinbarung bekommen ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung, unabhängig vom Verbrauch. Anlagen über 7 Kilowatt ebenso, aber nur, soweit das nötig ist, um die Leistungsanteile nach § 45 zu erreichen; wer dauerhaft nicht einspeist und das erklärt, braucht keine Steuerungseinrichtung. Alles Übrige ist optionaler Einbaufall; wo kein intelligentes Messsystem vorgesehen ist, muss mindestens eine moderne Messeinrichtung hängen, soweit wirtschaftlich vertretbar bis Ende 2032, bei Neubauten und größeren Renovierungen bis zur Fertigstellung.

Was das kosten darf, steht in § 30 und nicht in § 31. Die Verwechslung liegt nahe, weil vor 2023 § 30 die technische Möglichkeit und § 31 die wirtschaftliche Vertretbarkeit regelte.

Einbaufall nach § 30	Obergrenze brutto im Jahr	davon Netzbetreiber	davon Anschlussnutzer
über 100.000 kWh oder über 100 kW	angemessenes Entgelt	höchstens 80 Euro	Rest
50.000 bis 100.000 kWh oder 25 bis 100 kW	220 Euro	80 Euro	140 Euro
20.000 bis 50.000 kWh oder 15 bis 25 kW	190 Euro	80 Euro	110 Euro
10.000 bis 20.000 kWh, § 14a-Fall oder 7 bis 15 kW	130 Euro	80 Euro	50 Euro
6.000 bis 10.000 kWh	120 Euro	80 Euro	40 Euro
optionaler Einbaufall	60 Euro	30 Euro	30 Euro

Die Werte gelten „für die Zeit ab dem 1. Januar 2025“, eingeführt mit dem Gesetz vom 21. Februar 2025[19,15]. Im Fall 6.000 bis 10.000 Kilowattstunden trägt der Anschlussnutzer heute 40 statt der 20 Euro von 2023, also das Doppelte, während der Anteil des Netzbetreibers bei 80 Euro geblieben ist.

Für die Steuerungseinrichtung darf der Messstellenbetreiber zusätzlich je höchstens 50 Euro im Jahr von Anschlussnehmer und Netzbetreiber verlangen. Die Bundesnetzagentur kann die Grenzen per Festlegung ändern, den Nutzeranteil aber höchstens alle vier Jahre anheben[20].

UNSICHER BELEGT

Ein verstrichener Termin

§ 31 Absatz 1 erlaubt, den Rollout in der Niederspannung bis 100.000 Kilowattstunden und bei Anlagen bis 25 Kilowatt mit Systemen zu beginnen, deren Protokollierung, Fernsteuerbarkeit oder Stammdatenübermittlung „spätestens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025“ per Anwendungsupdate nachgeliefert werden kann[21]. Der Termin ist verstrichen, die Norm steht unverändert. Wie die Bundesnetzagentur Geräte behandelt, die bis dahin kein Update bekommen haben, ist öffentlich nicht dokumentiert.

Ein Vertrag, der Datenkommunikation über das Gateway auslöst, braucht nach § 54 ein „leicht verständliches Formblatt“: wer welche Daten von wem wie oft zu welchem Zweck erhält[22]. Das Wort „standardisiertes“ hat das GNDEW aus der Norm gestrichen[1], standardisiert ist das Formblatt trotzdem: Seit dem 1. Juli 2026 gibt die Bundesnetzagentur es mit der Festlegung BK6-24-125 vom 20. November 2025 bundeseinheitlich vor, zusammen mit dem Messstellenbetreiberrahmenvertrag und zwei neuen Messstellenverträgen für Anschlussnutzer und Lieferanten, die Kapitel 7 genauer ansieht[23].

Die Quotenmechanik des § 45

Der Satz, an dem 2026 jeder grundzuständige Messstellenbetreiber gemessen wird, lautet: „im Zeitraum vom 25. Februar 2025 bis zum Ablauf des 31. Dezember 2026 bei mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen“[24].

Zeitraumquote ist in diesem Buch eine Quote nach § 45 MsbG, die nur die in einem bestimmten Zeitraum neu auszustattenden Messstellen zählt, während die Bestandsquote alle auszustattenden Messstellen zählt.

Für Letztverbraucher von 6.000 bis 100.000 Kilowattstunden und für die § 14a-Fälle gilt Nummer 4 mit den Buchstaben a bis e:

Buchstabe	Stichtag	Bezugsgröße	Art
a	31.12.2025	20 Prozent aller auszustattenden Messstellen	Bestand
b	31.12.2026	90 Prozent der vom 25.02.2025 bis 31.12.2026 neu auszustattenden	Zeitraum
c	31.12.2028	90 Prozent der 2027 und 2028 neu auszustattenden	Zeitraum
d	31.12.2030	90 Prozent der 2029 und 2030 neu auszustattenden	Zeitraum
e	31.12.2032	90 Prozent aller auszustattenden Messstellen	Bestand

Zwei Bestandsquoten rahmen drei Zeitraumquoten, und daraus folgt etwas Unbequemes: Ein Unternehmen mit hohem Ausstattungsgrad kann Buchstabe b verfehlen, wenn es die seit Februar 2025 fällig gewordenen Fälle liegen lässt, während ein Unternehmen mit schwachem Bestand ihn schaffen kann.

Bei Anlagen rechnet § 45 in Kilowatt, Maßstab ist die installierte Leistung, die ausgestattete Messstellen erfassen. Die Zeiträume enden jeweils am 30. September, gemessen wird am 31. Dezember, also mit drei Monaten Nachlauf. Für Anlagen bis 100 Kilowatt schaut eine einzige Quote zurück: Bis Ende 2028 müssen zusätzlich 50 Prozent der Leistung erfasst sein, die vom 1. Januar 2018 bis zum 25. Februar 2025 in Betrieb ging. Anlagen über 100 Kilowatt und Verbraucher über 100.000 Kilowattstunden kommen spätestens 2028 an die Reihe[24].

PROGNOSE

Was ab 2027 kommen kann

Der Regierungsentwurf für das EEG 2027 ändert in Artikel 3 auch das MsbG. Die Pflicht zu intelligentem Messsystem und Steuerungseinrichtung soll für alle Anlagen über 2 Kilowatt gelten statt über 7 Kilowatt, ohne den bisherigen Vorbehalt der Leistungsanteile; die Preisobergrenze von 130 Euro soll entsprechend schon für Anlagen über 2 Kilowatt gelten. Die Anlagenquoten des § 45 sollen nicht mehr in Kilowatt rechnen, sondern in auszustattenden Messstellen; für die Quote zum 31. Dezember 2026 soll der grundzuständige Messstellenbetreiber wählen dürfen. Geplantes Inkrafttreten ist der 1. Januar 2027[25]. Der Bundesrat verlangte am 25. September 2026, die neue 2-Kilowatt-Schwelle zu streichen, die Bundesregierung lehnte ab[26]. Die erste Lesung war am 24. September, die Anhörung am 5. Oktober 2026[27]; beschlossen ist davon nichts. Was das EEG heute schon für die Steuerung von Erzeugungsanlagen verlangt, steht in Kapitel 5.

Welche Straße zuerst drankommt, legt das Gesetz nicht fest. Es verlangt aber, dass sich der grundzuständige Messstellenbetreiber mit den Netzbetreibern abstimmt und deren netzbetriebliche Anforderungen angemessen berücksichtigt, und es bietet dafür einen Weg.

GESETZLICH VERBINDLICH

Die unterschätzte Norm: § 45 Absatz 3

Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen sich beim Rollout regelmäßig mit den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern ihres Gebiets abstimmen. Sie können mit ihnen verbindliche Vereinbarungen schließen, über die zeitliche oder örtliche Priorisierung von Einbaufällen und über Pflichten, die über § 29 hinausgehen. Sieht eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 33 das vor, dürfen solche Vereinbarungen auch abweichende Messentgelte und höhere Gesamtpreisobergrenzen enthalten[24].

Damit lässt sich der Rollout gemeinsam dorthin lenken, wo das Netz Messwerte braucht.

Verstecken lässt sich das Ergebnis nicht, denn nach Absatz 4 veröffentlicht die Bundesnetzagentur Kennzahlen zum Fortschritt, auch für jedes Unternehmen einzeln; Kapitel 8 wertet sie aus.

Wer mit wem: die Marktrollen

Grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB) ist nach § 2 Nummer 4 MsbG der Betreiber des Energieversorgungsnetzes, ein Auffangmessstellenbetreiber oder ein Dritter, dem die Grundzuständigkeit in einem Verfahren nach §§ 41 und 43 übertragen wurde[28].

Die Gateway-Administration ordnet das Gesetz dem Messstellenbetreiber zu, der sie selbst übernimmt oder vergibt[29,28].

Rolle	Aufgabe	Grundlage
gMSB	Messstellenbetrieb im Netzgebiet, Ausstattungspflichten und Quoten	§§ 3, 29, 45 MsbG
wMSB (im Gesetz: Dritter)	übernimmt den Messstellenbetrieb auf Wunsch des Anschlussnutzers (§ 5; nach Ausstattung durch den gMSB frühestens nach zwei Jahren) oder nach Wahl des Anschlussnehmers für die ganze Liegenschaft (§ 6)	§§ 5, 6 MsbG[30]
GWA	technischer Betrieb des Gateways, selbst oder im Auftrag; zertifiziertes Sicherheitsmanagement	§§ 2 Nr. 20, 25 MsbG[31]
VNB	erhält Last- und Zählerstandsgänge; von Gesetzes wegen gMSB, solange er die Grundzuständigkeit nicht überträgt	§§ 2 Nr. 4, 60 MsbG[32]
ÜNB	erhält Messwerte, auch als Bilanzkoordinator	§ 60 MsbG

Rolle	Aufgabe	Grundlage
LF	erhält die Messwerte seiner Kunden für die Abrechnung	§ 60 MsbG
aEMT	darf über den TLS-Proxy des Gateways (CLS-Kanal) mit Anlagen beim Kunden kommunizieren und auf sie einwirken; ein passiver EMT empfängt nur Daten	TR-03109-1, Abschnitt 2.2.4[33]
Messwertweiterverarbeiter	bereitet abrechnungsrelevante Messwerte auf, sobald die Bundesnetzagentur einem Marktakteur diese Aufgabe per Festlegung zuweist; erhält dafür Last- und Zählerstandsgänge	§§ 2 Nr. 14a, 60 Abs. 3 Nr. 4 MsbG[32]
Aggregationsverantwortlicher	bildet aus Viertelstunden- oder Profilwerten Summenzeitreihen, sobald die Bundesnetzagentur einem Marktakteur diese Aufgabe per Festlegung zuweist	§§ 2 Nr. 1, 60 Abs. 3 Nr. 5 MsbG

Die beiden letzten Rollen stehen erst seit dem 23. Dezember 2025 im Gesetz[17].

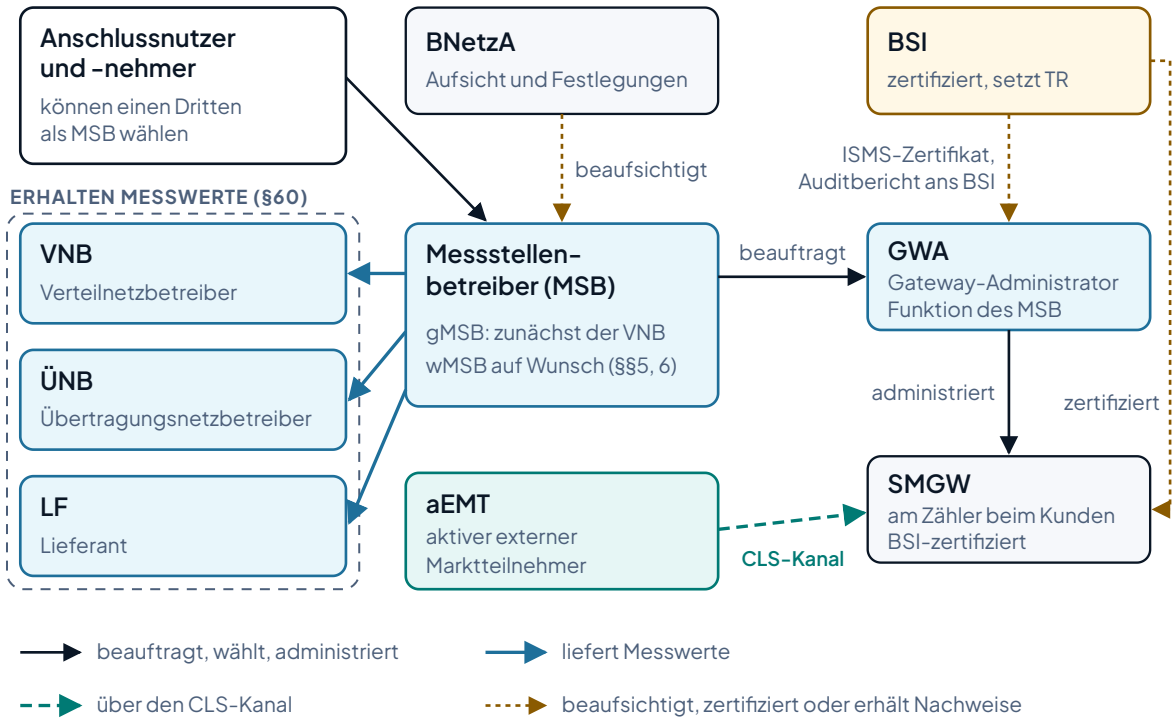


Abbildung 2: Wer mit wem im Messwesen. Die Gateway-Administration ist eine Funktion des Messstellenbetreibers: Er beauftragt den Gateway-Administrator oder ist es selbst. Messwerte liefert er an Netzbetreiber und Lieferanten. Die Bundesnetzagentur beaufsichtigt, das BSI zertifiziert.

Neben der Aufsicht legt die Bundesnetzagentur Standardverträge und Marktprozesse fest und setzt Pflichten durch; das BSI zertifiziert die Gateways nach § 24 und gibt vor, was sie können müssen[34]. Konfigurieren darf das Gateway nur der Gateway-Administrator, sein Servicetechniker vor Ort nur in engen, vom Administrator freigegebenen Grenzen[35,33]. Die Zertifizierung erklärt Kapitel 3, die Messfunktionen Kapitel 4.

Wenn eine Quote reißt

Kommt ein grundzuständiger Messstellenbetreiber seinen Pflichten nicht nach, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Absatz 2 Maßnahmen nach § 76 anordnen[24]. Sie darf ein Verhalten abstellen lassen, Abhilfe vorschreiben und einen Verstoß auch dann feststellen, wenn er beendet ist. Für das Verfahren verweist § 76 Absatz 4 auf das Energiewirtschaftsgesetz[36]. Dort steht das Zwangsgeld: mindestens 1.000, höchstens zehn Millionen Euro[37].

Schärfer ist § 12 Absatz 2g EnWG, im Februar 2025 eingefügt: Danach kann die Bundesnetzagentur einem grundzuständigen Messstellenbetreiber die Grundzuständigkeit entziehen und einen Auffangmessstellenbetreiber einsetzen. Dafür muss die Ausstattungspflicht in den Fällen mit Steuerungseinrichtung um mindestens 25 Prozent unterschritten sein, und das könnte „zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen“. Es reicht auch, dass sich die Unterschreitung nicht feststellen lässt, weil das Unternehmen seine jährliche Prüf- und Meldepflicht oder seine Mitwirkung am Gesamtbericht verletzt; diesen Bericht legen die Übertragungsnetzbetreiber jedes Jahr bis zum 30. November vor, erstmals 2025[38].

Die Hürde ist hoch, aber seit 2025 riskiert, wer die Quote bei den steuerbaren Fällen deutlich verfehlt, die Grundzuständigkeit. Die erste Quote nach § 45 ist bereits abgelaufen: Wegen verfehlter 20-Prozent-Quote zum 31. Dezember 2025 hat die Bundesnetzagentur seit März 2026 Aufsichtsverfahren gegen 434 Unternehmen eingeleitet; bei 77 von ihnen lag die Quote bei null Prozent, 150 Verfahren sind inzwischen eingestellt[39]. Kapitel 8 geht diese Verfahren im Einzelnen durch.

Die EU-Ebene: viel Strategie, wenig Pflicht

Aus Brüssel kam 2026 zunächst Strategie: Die Roadmap der Kommission für Digitalisierung und KI im Energiesektor, COM(2026) 501, ging am 3. Juni 2026 beim Rat ein und ist eine Mitteilung, keine Rechtsetzung. Ihre dritte Leitmaßnahme kündigte für 2026 einen Gesetzesvorschlag an, der den Rollout beschleunigen und eine Mindestabdeckung je Mitgliedstaat vorsehen soll[40].

Sechs Wochen später lag der Vorschlag vor: Mit COM(2026) 600 vom 17. Juli 2026 will die Kommission die Strombinnenmarktverordnung (EU) 2019/943 um einen Artikel 18b ergänzen: Intelligente Messsysteme sollen bis Ende 2030 mindestens 50 Prozent und bis Ende 2033 mindestens 75 Prozent aller Endkunden erfassen. Liegt ein Mitgliedstaat beim Inkrafttreten unter 30 Prozent, gelten beide Fristen ein Jahr später. Eine Kosten-Nutzen-Analyse soll nur noch für den Ausbau oberhalb von 75 Prozent zählen[41]. Noch ist das ein Entwurf im Gesetzgebungsverfahren, kein geltendes Recht.

Verbindlich ist dagegen der Netzkodex Cybersicherheit, die Delegierte Verordnung (EU) 2024/1366, in Kraft seit dem 13. Juni 2024. Bis zum 13. Dezember 2024 sollten die Mitgliedstaaten eine zuständige Behörde benennen; zum 14. Oktober 2025 hatten laut

ACER zehn von 27 das gemeldet, Deutschland nicht[42]. Inzwischen ist die Zuständigkeit gesetzlich geregelt: Seit dem 28. November 2025 ist nach § 54c EnWG das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zuständige Behörde, einzelne Aufgaben liegen bei der Bundesnetzagentur und beim BSI[43]. Ob die Meldung an ACER inzwischen nachgeholt ist, ließ sich nicht prüfen.

NEGATIVBEFUND

CEEDS und Demand-Response-Kodex: bisher kein Recht

Ein „Common European Energy Data Space" oder „CEEDS" kommt in der Roadmap nicht vor. Der Text spricht von einem vereinfachten grenzüberschreitenden Austausch von Energiedaten[40]. Einen Netzkodex Demand Response gibt es ebenfalls noch nicht: ACER hat am 7. März 2025 einen Entwurf empfohlen, die Kommission führt den Kodex weiter als in Entwicklung[44,45]. Fristen für deutsche Netzbetreiber entstehen daraus bisher keine.

Für den deutschen Rollout zählt bis auf Weiteres das MsbG; wie sich eine EU-Quote über alle Endkunden zur deutschen Quote über Pflichtfälle verhält, ist offen. Zum Vergleich hatten zum 30. Juni 2026 erst 5,9 Prozent der gemeldeten Messlokationen ein intelligentes Messsystem[39].

1. **Die eigene Zeitraumquote ausrechnen**
   Zählen Sie die Pflichteinbaufälle, die seit dem 25. Februar 2025 neu fällig wurden, getrennt vom Bestand. Nur diese Zahl entscheidet am 31. Dezember 2026 über Buchstabe b, ein guter Gesamtausstattungsgrad hilft dabei nicht.

2. **Anlagen in Kilowatt und in Messstellen führen**
   Für Erzeugungsanlagen rechnet § 45 heute mit der installierten Leistung je Inbetriebnahmezeitraum, Stichtag 30. September. Der Regierungsentwurf zum EEG 2027 will ab 2027 auf die Zahl der Messstellen umstellen. Führen Sie beides, bis das Gesetz beschlossen ist.

3. **Eine Vereinbarung nach § 45 Absatz 3 prüfen**
   Messstellen- und Netzbetreiber können verbindlich vereinbaren, welche Stränge zuerst ausgestattet werden. Das Gesetz schreibt dafür keine Form vor; halten Sie die Vereinbarung trotzdem schriftlich fest.

4. **Verträge gegen BK6-24-125 abgleichen**
   Seit dem 1. Juli 2026 gelten Messstellenbetreiberrahmenvertrag, Messstellenverträge und Formblatt nach § 54 in der Fassung dieser Festlegung.

Quellen

1. Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, Artikel 2 (Änderung des MsbG), Nummern 20, 21, 30 und 37, Gesetzesbeschluss des Bundestages, Bundesrat Drucksache 161/23; Inkrafttreten zum 27.05.2023 laut Fußnote zu §§ 31 bis 34 MsbG. bundesrat.de und gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen, Beschluss vom 4. März 2021, Az. 21 B 1162/20, Tenor und Randnummern 2, 3, 5, 8, 10, 23, 34, 121, 124 und 126. nrwe.justiz.nrw.de, abgerufen am 14.10.2026.
3. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/7555, Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Artikel 1, § 29 Absätze 1 und 5 sowie § 31 Absatz 1 MsbG-E; § 29 Absatz 5 und die Zeitvorgaben in § 31 Absatz 1 blieben im Ausschuss unverändert (Drucksache 18/8919, Buchstabe l). dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
4. Messstellenbetriebsgesetz, Kopfdaten: Ausfertigung 29.08.2016, BGBl. I S. 2034, Inkrafttreten nach Artikel 16 GDEW am 02.09.2016, zuletzt geändert durch Artikel 17 des Gesetzes vom 18.12.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347). gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Marktanalyse, Archivseite (laut Seite zuletzt aktualisiert bis 20.05.2022). bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/8919 vom 22.06.2016, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie, Änderung zu § 30 Satz 1 MsbG-E. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme, Az. 610 01 04/2019_001, Entscheidung vom 31.01.2020, gezeichnet 07.02.2020, Bekanntgabe zum 24.02.2020. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Allgemeinverfügung zur Aufhebung der Allgemeinverfügung zur Feststellung der technischen Möglichkeit, Az. 610 01 04/2022_01, vom 20.05.2022, mit Begründung. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. Verwaltungsgericht Köln, Beschluss vom 21. Juli 2020, Az. 9 L 663/20, Randnummer 3. nrwe.justiz.nrw.de, abgerufen am 14.10.2026.
10. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Allgemeinverfügung zur Feststellung nach § 19 Abs. 6 MsbG, Az. 610 01 04/2022_02, vom 20.05.2022, Tenor Nummern 1 und 2 sowie Gründe I. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
11. Deutscher Bundestag, Drucksache 19/30899 vom 22.06.2021, Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht, Änderung des MsbG, Nummer 1a (§ 19 Absatz 6), S. 25; verkündet als Artikel 10 des Gesetzes vom 16.07.2021 (BGBl. I S. 3026). dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. Bundesgesetzblatt 2021 I Nr. 47, ausgegeben am 26.07.2021, Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vom 16.07.2021, Artikel 10 Nummer 1a (§ 19 Absatz 6 MsbG), S. 3059; Inkrafttreten nach Artikel 15 Absatz 1 am Tag nach der Verkündung, Artikel 10 ist von den Ausnahmen in den Absätzen 2 bis 6 nicht erfasst, S. 3078. bgbl.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. Bundesrat, Drucksache 161/23 vom 21.04.2023, Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages (97. Sitzung am 20.04.2023), Fristablauf 12.05.2023. bundesrat.de, abgerufen am 14.10.2026.
14. Bundesgesetzblatt 2023 I Nr. 133 vom 26.05.2023, Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom 22.05.2023. recht.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
15. Bundesgesetzblatt 2025 I Nr. 51 vom 24.02.2025, Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen vom 21.02.2025, Artikel 1 Nummer 2, Artikel 2 Nummern 8, 9 und 14, Artikel 9. recht.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
16. Bundesregierung: Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung, Ergebnis des Koalitionsausschusses vom 02.07.2026, S. 7. bundesregierung.de, abgerufen am 14.10.2026.
17. Bundesgesetzblatt 2025 I Nr. 347 vom 22.12.2025, Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 18.12.2025, Artikel 17 Nummern 2, 7, 14 und 22 (§ 2 Nummern 1 und 14a, § 19 Absatz 2, § 29 Absätze 3 und 5, § 45 Absatz 1 Sätze 3 und 4 MsbG); Inkrafttreten nach Artikel 29 am Tag nach der Verkündung. recht.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
18. § 29 Messstellenbetriebsgesetz, Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen, Absätze 1 bis 3 und 5. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.

19. § 30 Messstellenbetriebsgesetz, Wirtschaftliche Vertretbarkeit, Preisobergrenzen, Absätze 1 bis 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
20. § 30 Absätze 2 und 6 sowie § 33 Absätze 1 und 3 Messstellenbetriebsgesetz. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
21. § 31 Messstellenbetriebsgesetz, Agiler Rollout, Anwendungsupdate. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. § 54 Messstellenbetriebsgesetz, Transparenzvorgaben für Verträge. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
23. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegungsverfahren zur Anpassung des Messstellenbetreiberrahmenvertrags sowie zur Festlegung der Messstellenverträge, Az. BK6-24-125, Beschluss vom 20.11.2025, Geltung ab 01.07.2026, mit Formblatt gemäß § 54 MsbG. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
24. § 45 Messstellenbetriebsgesetz, Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers, Absätze 1 bis 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
25. Deutscher Bundestag, Drucksache 21/7867 vom 07.09.2026, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, Artikel 3 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes), S. 77, Artikel 7 (Inkrafttreten), S. 87, und Begründung zu Artikel 3. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
26. Deutscher Bundestag, Drucksache 21/8298 vom 30.09.2026 (Vorabfassung), Unterrichtung durch die Bundesregierung, Stellungnahme des Bundesrates (1068. Sitzung am 25.09.2026) und Gegenäußerung der Bundesregierung, jeweils Nummer 54, S. 38 und S. 66. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
27. Deutscher Bundestag: Experten: Beim Ausbau erneuerbarer Energien nicht nachlassen, Textarchiv 2026, Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie am 05.10.2026 zu Drucksache 21/7867, mit Hinweis auf die erste Lesung am 24.09.2026. bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
28. § 2 Messstellenbetriebsgesetz, Begriffsbestimmungen, Nummern 1, 4, 14a und 20. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. § 3 Absatz 1 Messstellenbetriebsgesetz, Messstellenbetrieb. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
30. §§ 5 und 6 Messstellenbetriebsgesetz, Auswahlrecht des Anschlussnutzers und des Anschlussnehmers; Zweijahresfrist in § 5 Absatz 1 Satz 2, Liegenschaft und Bündelangebot in § 6 Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
31. § 25 Messstellenbetriebsgesetz, Smart-Meter-Gateway-Administrator, Zertifizierung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
32. § 60 Absatz 3 Satz 1 Nummern 1 bis 5 Messstellenbetriebsgesetz, Datenübermittlung an Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator, Energielieferanten, Messwertweiterverarbeiter und Aggregationsverantwortliche. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
33. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitte 2.2.3, 2.2.4, 2.2.7 und 3.8.1. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
34. § 24 Messstellenbetriebsgesetz, Zertifizierung des Smart-Meter-Gateway. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
35. § 21 Messstellenbetriebsgesetz, Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme, Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe b. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
36. § 76 Messstellenbetriebsgesetz, Aufsichtsmaßnahmen der Bundesnetzagentur, Absätze 1 bis 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
37. § 94 Energiewirtschaftsgesetz, Zwangsgeld, mit Anwendungshinweis auf § 76 Absatz 4 MsbG. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
38. § 12 Absatz 2b Satz 2, Absatz 2c Sätze 1 und 3 sowie Absatz 2g Nummern 1 und 2 Energiewirtschaftsgesetz, eingefügt durch das Gesetz vom 21.02.2025. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
39. Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur veröffentlicht halbjährliche Erhebung im Messwesen, Pressemitteilung vom 21.09.2026, Stichtag 30.06.2026, Abschnitte „Datenkorrektur“ und „Stand der Aufsichtsverfahren“. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
40. Europäische Kommission: Strategic Roadmap for Digitalisation and AI in the Energy Sector, COM(2026) 501 final, Ratsdokument ST 10101/26, Eingang 03.06.2026, Flagship action 3. data.consilium.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.

41. Europäische Kommission: Proposal for a Regulation amending Regulation (EU) 2019/943 as regards future-proofing electricity bills in the Union, through reducing system costs and fostering electrification and digitalisation, COM(2026) 600 final, Verfahren 2026/0203(COD), Ratsdokument ST 12071/26 vom 17.07.2026, Artikel 1 Nummer 2 (Artikel 18b), S. 33. data.consilium.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.
42. ACER: First year of implementation of the Network Code on Cybersecurity, Präsentation zur ersten ESC-Sitzung am 16.10.2025, Stand der Behördenbenennungen zum 14.10.2025; dazu die ACER-Seite zum Netzkodex mit Inkrafttreten am 13.06.2024 und Verweis auf das Amtsblatt L 2024/1366. eepublicdownloads.blob.core.windows.net und acer.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.
43. § 54c Energiewirtschaftsgesetz, Zuständigkeiten gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2024/1366, Absätze 1 bis 3, eingefügt durch Artikel 1 Nummer 4 des Gesetzes vom 25.11.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 283, ausgegeben am 27.11.2025, Inkrafttreten nach Artikel 4 am Tag nach der Verkündung). gesetze-im-internet.de und recht.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
44. ACER: Recommendation No 01/2025 of 7 March 2025 on the reasoned proposal for the establishment of the Network Code on Demand Response. acer.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.
45. Europäische Kommission: Electricity network codes and guidelines, Abschnitt zum Network Code on Demand Response. energy.ec.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.

KAPITEL 2 · TEIL II: TECHNIK

Geräte und Architektur: was ein intelligentes Messsystem ist

Vom Ferraris-Zähler zum intelligenten Messsystem: LMN, HAN, WAN und CLS, Steuerbox und CLS-Adapter, die WAN-Frage und die Anbindung von Gas, Wasser, Wärme.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-smart-meter-gateway-architektur.html

ZUSAMMENFASSUNG

Ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes besteht aus zwei Geräten: einem digitalen Stromzähler, der modernen Messeinrichtung, und dem Smart Meter Gateway, einem Kommunikationsrechner mit Sicherheitsmodul. Ohne Gateway bleibt der Zähler ein Zähler, der nichts sendet.

Das Gateway hängt an drei Netzen: Am lokalen Messnetz sitzen die Zähler, im Heimnetz der Kunde, der Servicetechniker und die steuerbaren Geräte, im Weitverkehrsnetz der Gateway-Administrator und die Marktteilnehmer. Dazwischen arbeitet das Gateway als Firewall, und durch das Heimnetz führt der Kanal, über den später gesteuert wird.

Über welches Medium das Gateway nach draußen spricht, legt keine Richtlinie fest. Wärmezähler sieht die Richtlinie im Messnetz vor, die öffentlich beschriebenen Projekte binden sie dagegen über einen Adapter im Heimnetz an.

Vom Drehscheibenzähler zum Messsystem

Mit einem einzigen Satz von 77 Wörtern, den Begriff selbst und die Paragrafenzeichen nicht mitgezählt, definiert § 2 Nummer 7 des Messstellenbetriebsgesetzes das intelligente Messsystem[1]. Für die Praxis reicht eine Zeile: moderne Messeinrichtung plus Smart Meter Gateway.

Intelligentes Messsystem (iMSys) ist eine moderne Messeinrichtung oder eine Messeinrichtung zur registrierenden Leistungsmessung, die über ein Smart Meter Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist, mindestens Stromverbrauch, Erzeugung und Nutzungszeit widerspiegelt und den besonderen Anforderungen der §§ 21 und 22 genügt, im agilen Rollout in Verbindung mit § 31 Absatz 1. Konkretisiert werden diese Anforderungen in den Schutzprofilen und Technischen Richtlinien des BSI[1].

Am Anfang steht der Ferraris-Zähler: Eine Aluminiumscheibe dreht sich im Magnetfeld, ein Rollenzählwerk addiert die Umdrehungen zu Kilowattstunden. Das Gerät weiß, wie viel Strom geflossen ist, aber nicht, wann.

Die moderne Messeinrichtung, kurz mME, ersetzt die Scheibe durch Elektronik. Das Gesetz verlangt von ihr, dass sie Verbrauch und Nutzungszeit widerspiegelt, bei Bedarf auch die Erzeugung, und dass sie über ein Smart Meter Gateway eingebunden werden **kann**[1]; solange kein Gateway eingebaut ist, sendet sie nichts. Einsehen kann der Anschlussnutzer trotzdem Verbrauch und Nutzungszeit, dazu Tages-, Wochen-, Monats- und Jahreswerte der letzten 24 Monate, und dafür hat der Messstellenbetreiber zu sorgen[2].

Neben dem intelligenten kennt das Gesetz das bloße Messsystem, jede „in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung", etwa einen Zähler mit eigenem Modem[1]. Erfüllt ein solches Messsystem die Anforderungen der §§ 21 und 22 nicht, darf es seit Anfang 2026 nur noch unter engen Bedingungen eingebaut und genutzt werden, bei Verbrauch über 100.000 Kilowattstunden und Anlagen über 100 Kilowatt ab 2029[3]. Das Gateway selbst bindet neben Zählern auch andere technische Einrichtungen ein, etwa eine PV-Anlage.

Welche Messstelle was bekommt, regelt § 29: Ein iMSys ist Pflicht bei Letztverbrauchern über 6.000 Kilowattstunden im Jahr, zusammen mit einer Steuerungseinrichtung bei Verbrauchern mit Vereinbarung nach § 14a und bei Anlagen über 7 Kilowatt; der Regierungsentwurf zum EEG 2027 will diese Schwelle auf 2 Kilowatt senken[4]. Alle übrigen Messstellen bekommen mindestens eine mME, soweit wirtschaftlich vertretbar bis Ende 2032, Neubauten bis zur Fertigstellung[5]. Die Quoten und Ausnahmen stehen in Kapitel 1.

Zum 30. Juni 2026 hatten 3,17 Millionen von 54,1 Millionen gemeldeten Messlokationen ein intelligentes Messsystem, also 5,9 Prozent[6]; im Zählerschrank hängt im Normalfall noch ein Zähler ohne Gateway.

Eine weitere Stufe ist politisch angekündigt: Für Kunden außerhalb der Pflicht will die Koalition ein „Smart Meter Light" etablieren, mit dem sie „kostengünstig und cybersicher ihre Stromrechnung optimieren" können[7]. Was das technisch sein soll, legt bisher kein Gesetzentwurf fest.

Abbildung 1: Drei Stufen der Messtechnik. Der Ferraris-Zähler zählt Kilowattstunden ohne Zeitbezug, die moderne Messeinrichtung erfasst Verbrauch und Nutzungszeit und kann angebunden werden, erst das Smart Meter Gateway macht daraus ein intelligentes Messsystem mit Fernübertragung und Steuerkanal. Viertelstundenwerte liefert es, sobald der Zählerstandsgang nach TAF 7 eingerichtet ist.

Ein Gateway, drei Netze

Die Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 beschreibt das Gateway über seine Nachbarn; ihre Version 2.0 vom 13. Dezember 2024 unterscheidet drei Kommunikationsbereiche, LMN, HAN und WAN[8].

TECHNISCHER STANDARD

Version 2.0 gilt, Version 1.1 hängt im Feld

Nach Angaben des BSI setzt Version 2.0 mit ihrer Veröffentlichung am 27. Februar 2025 den neuen Stand der Technik. Gateways nach der Vorgängerversion 1.1 und dem Schutzprofil 1.3 dürfen bis zum 31. Dezember 2027 weiter eingebaut werden, ein Umstieg per Software-Update ist möglich. Ab 2027 müssen Zertifizierungen nach Version 2.0 auch die MUSS+-Anforderungen nachweisen, darunter die WAN-API und die registrierende Leistungsmessung über das LMN[9,10]. Neu in Version 2.0 sind unter anderem die verbindliche HAN-API und die Mehrspartenmessung samt Submetering über das LMN[8]. Welche dieser Funktionen ein Gateway im Feld hat, hängt an seiner Zertifizierung.

Netz	Wer dort hängt	Wie verbunden	Wer die Regeln setzt
LMN, lokales Messnetz	Zähler für Strom, Gas, Wasser, Wärme	per Kabel über RS-485, bidirektional; per Funk über Wireless M-Bus, nur in eine Richtung	der Gateway-Administrator, der jeden Zähler mit einem Profil anmeldet
HAN, Heimnetz	Anschlussnutzer (Rolle CON), Servicetechniker (SRV), steuerbare Geräte und Adapter (CLS)	TLS, mit Zertifikat oder für Endkunden auch mit Kennung und Passwort	der Gateway-Administrator, der jedem Teilnehmer eine Rolle zuweist
WAN, Weitverkehrsnetz	Gateway-Administrator, externe Marktteilnehmer wie Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Lieferant	IP-Verbindungen, gesichert über die Smart-Metering-PKI; das Übertragungsmedium lässt die Richtlinie offen	die Zertifikate der PKI und die Profile des Administrators

Quellen der Tabelle sind die Abschnitte 2.3 und 4 der Richtlinie[8,11].

Zwischen den drei Netzen steht das Gateway als Firewall und trennt sie voneinander[8]. Seine Hauptarbeit ist unspektakulär: Messwerte aus dem LMN empfangen, mit Zeitstempel versehen, nach den eingespielten Regeln verarbeiten und an berechtigte Empfänger im WAN schicken. Weil es dabei Zeitstempel setzt und abrechnungsrelevante Werte bildet, unterliegt es dem Eichrecht[8].

Konfigurieren darf das Gateway nur einer, der Gateway-Administrator[12]. Er spielt Profile und Firmware ein, überwacht das Gerät und weckt es bei Bedarf mit einem signierten Datenpaket auf. In die Messwerte sieht er nicht: „Der GWA hat keine Einsicht in die Messwerte.“[8] Wer alles einstellen darf und nichts lesen kann, hat für einen Rechner im Keller eine ungewöhnliche Rolle, die die Richtlinie aber konsequent durchhält.

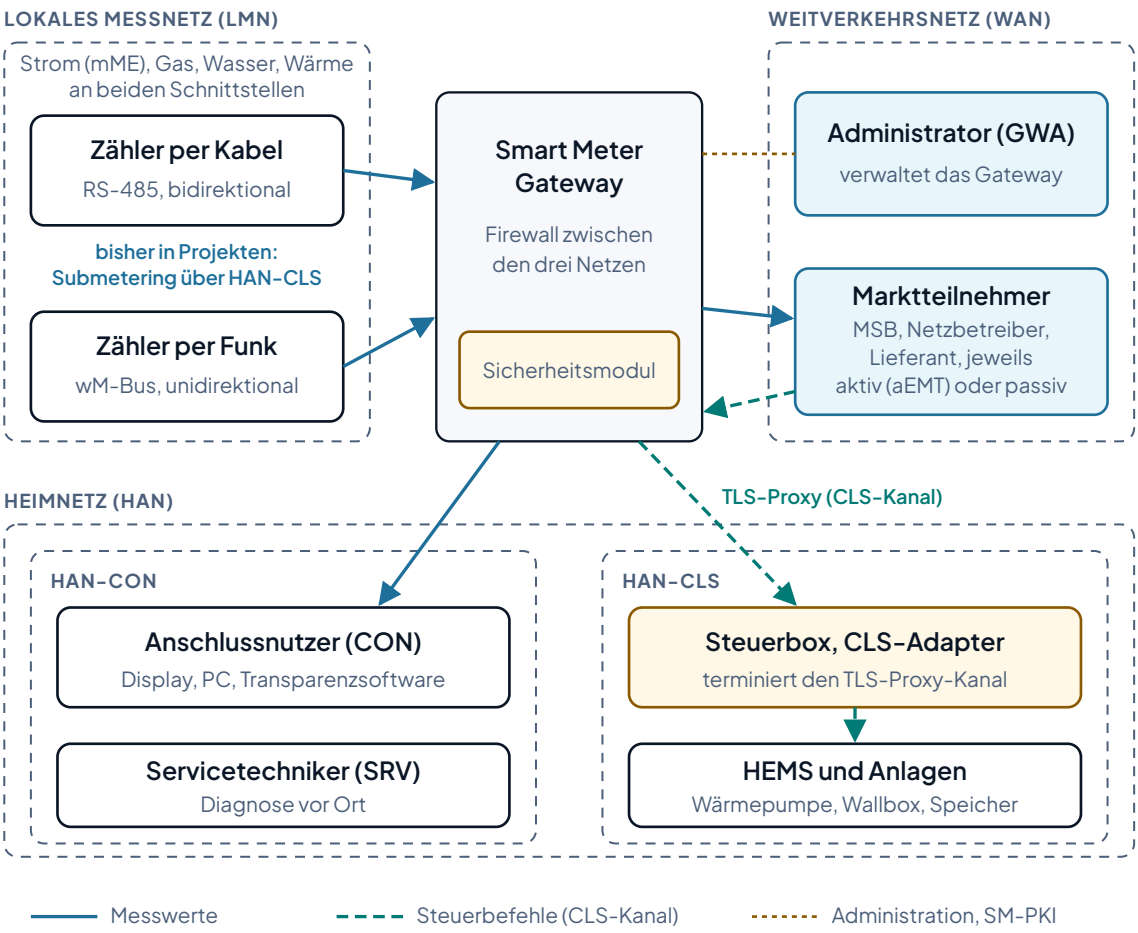


Abbildung 2: Die drei Netze des Smart Meter Gateway. Zähler liefern über das LMN, Submetering kommt in den öffentlich beschriebenen Projekten über einen Adapter im HAN-CLS. Das Gateway schickt Messwerte an die Marktteilnehmer im WAN und an den Kunden im HAN. Der Gateway-Administrator verwaltet das Gerät über die Smart-Metering-PKI. Steuerbefehle schickt nur ein aktiver externer Marktteilnehmer, sie laufen durch den TLS-Proxy des Gateway zur Steuerbox im HAN-CLS.

LMN: wo die Zähler hängen

Ins Gateway kommen die Zählerwerte über zwei physische Schnittstellen, und beide sind Pflicht[11].

Die bedrahtete läuft über RS-485 mit HDLC als Transportprotokoll und TLS darüber, wobei das Gateway den Zähler aktiv abfragt[11]. Die drahtlose arbeitet mit Wireless M-Bus nach EN 13757-4 und nur in eine Richtung: Der Zähler sendet, das Gateway hört zu und ignoriert Pakete von Zählern, für die der Administrator kein Profil angelegt hat[11].

Ein Gateway muss Zähler verschiedener Anschlussnutzer auseinanderhalten können, damit im Mehrfamilienhaus mehrere Kunden an einem Gerät hängen können[8]. Das Gesetz erlaubt noch mehr: Mehrere Zählpunkte einer Liegenschaft dürfen an einem Gateway hängen, sogar Zählpunkte an mehreren Netzanschlüssen, solange sie am selben Netzknoten derselben Spannungsebene liegen[12]. Ein Gerät kann damit ein ganzes Haus versorgen, unter Umständen mehrere Häuser am selben Knoten.

HAN: Kunde, Techniker, Steuerkanal

Im Heimnetz begegnen sich drei Rollen. Der Anschlussnutzer (CON) sieht seine Zählerstände und sein Logbuch ein, am Display, am PC oder über ein Energiemanagementsystem. Der Servicetechniker (SRV) des Gateway-Administrators liest vor Ort das System-Logbuch und darf das Gerät in engen Grenzen parametrieren, mit Rechten, die der Administrator zuvor im Gateway freigegeben hat[8].

Für die Steuerung zählt die dritte Rolle, CLS. Das Kürzel steht für Controllable Local System und meint alles, was im Haus gesteuert oder ausgelesen werden soll, ohne zum Messsystem zu gehören: Wärmepumpe, Wallbox, Speicher, Wechselrichter, aber auch einen Datenkonzentrator für Heizkostenverteiler[8].

Für diese Geräte arbeitet das Gateway als TLS-Proxy: Ein verschlüsselter Kanal kommt aus dem WAN, ein zweiter geht ins Heimnetz, und beide enden im Gateway, das die Daten weiterreicht, ohne sie zu verarbeiten[8]. Nutzen darf den Proxy nur ein aktiver externer Marktteilnehmer, kurz aEMT; ein passiver empfängt bloß Daten.

TECHNISCHER STANDARD

Zwei Heimnetze sind eine Empfehlung

Die Richtlinie schreibt wörtlich: „Zur Erhöhung des Schutzes der CLS wird eine Trennung des HAN in zwei Netzwerke HAN-CON und HAN-CLS empfohlen.“[8] Verpflichtend ist die Trennung nicht, getrennte IP-Adressbereiche sollen es aber sein, und künftig will die Richtlinie die Trennung mit eigenen MAC- und IP-Adressen fordern; das kündigt sie selbst an[11]. Ob in einem bestimmten Haus Kundendisplay und Steuerbox im selben Netzsegment hängen, hängt am Gerät und an der Installation.

Einen direkten Zugriff aus dem Internet auf die Dienste des Gateway, etwa über den Router des Kunden, sieht die Richtlinie nicht vor[11]. Gesteuert wird über den Proxy-Kanal: Für die Steuerung nach § 14a nennt das Gesetz die Datenkommunikation „über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung“[13]. Wie der Befehl vom Netzbetreiber bis zur Wärmepumpe läuft und warum TAF 11 dabei keine Rolle spielt, beschreiben die Kapitel 4 und 5.

WICHTIG

Planen Sie den CLS-Kanal als eigenes Netz, mit eigener Rolle und eigenem Zertifikat. Wer Kundenanzeige und Steuerbox in ein Segment legt, verschenkt den Schutz, den die Richtlinie empfiehlt.

Hardware im Feld

Zum Gateway kommen im Feld weitere Geräte hinzu, und mindestens eines davon heißt je nach Gesprächspartner anders.

Im Gateway selbst steckt ein **Sicherheitsmodul**, das Schlüssel und Zufallszahlen erzeugt, signiert, Signaturen prüft und das Schlüsselmaterial verwahrt[8]. Physisch sitzt es im Gateway, im Schutzprofil gilt es aber als eigenes Produkt mit eigener Zertifizierung[14]; wie das zusammengeht, erklärt Kapitel 3.

Steuerungseinrichtung heißt das zweite Gerät im Gesetz, das ihren Einbau und Betrieb einschließlich der Anbindung an Gateway und Energiemanagementsystem zur Standardleistung des Messstellenbetreibers macht[13]. In der Branche heißt sie Steuerbox, und ihr Lastenheft schreibt der VDE FNN, aktuell in Version 1.5 vom August 2025[15].

Für den **CLS-Adapter** gilt seit dem 1. Januar 2024 die BSI TR-03109-5. Sie regelt Kommunikationsadapter im Heimnetz, die den TLS-Proxy-Kanal des Gateway nutzen und auf ihrer Seite terminieren[16]. Durch diesen Kanal sprechen Backend und Adapter je nach Anwendung ein eigenes Protokoll, als Beispiele nennt die Richtlinie IEC 61850, EEBUS oder OpenADR[16]. Die BSI-Liste führt inzwischen 26 Zertifikate[17].

Das **Energiemanagementsystem** des Kunden gehört nicht zum Messsystem; im Heimnetz tritt es als CON auf, wenn es Verbräuche anzeigt, und als CLS, wenn es steuert[8].

Für die Komponente zwischen Gateway und Anlage sind nach der Deutschen Energie-Agentur vier Bezeichnungen im Umlauf: CLS-Einheit, CLS-Kommunikationsadapter, HAN-Kommunikationsadapter und (FNN-)Steuerbox. Die Begriffe spiegeln nach dena die Vielfalt der Umsetzungen, weil es die Komponente in mehreren Bauformen gibt. Die FNN-Steuerbox ist die standardisierte Variante mit digitalen Schnittstellen über EEBUS und analogen über Relaiskontakte, und sie gibt das Signal entweder direkt an die Anlage oder an ein Energiemanagementsystem weiter[18]. Eindeutig wird eine Ausschreibung deshalb erst, wenn sie die Komponente über die Richtlinie oder das Lastenheft benennt, nach dem sie gebaut ist.

Die WAN-Frage

„Die Protokolle unterhalb der Netzwerkschicht werden von dieser Technischen Richtlinie nicht vorgegeben.“[11] Dieser Satz aus einer Anmerkung zu Abbildung 4.2 macht das WAN zur Sache des Betriebs: Ob das Gateway per LTE, über ein 450-MHz-Netz, per Powerline über das Stromkabel oder an einer Glasfaser hängt, lässt die Richtlinie offen.

Das Gesetz verlangt nur, dass das Gateway neben dem genutzten Weg für eine weitere, vom Administrator vermittelte Art der Fernkommunikation offen ist[12], also ein zweites Medium als Möglichkeit, nicht als Pflicht.

Umgekehrt kann der Staat seit Dezember 2025 Grenzen ziehen. § 19 Absatz 2 ermächtigt das Bundeswirtschaftsministerium, per Verordnung Anforderungen an eigene Weitverkehrsanbindungen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, Speichern und EEG-

Anlagen zu stellen und für bestimmte Fälle Verbindungen am Gateway vorbei ganz zu untersagen oder nur über das Gateway zu erlauben[3]. Eine solche Verordnung ließ sich bis Anfang November 2026 nicht finden. Das Gesetz lässt dem Ministerium auch einen zweiten Weg: Es kann die Ermächtigung per Verordnung auf die Bundesnetzagentur übertragen oder die Regeln zum Gegenstand ihrer Festlegungen machen (§ 19 Absatz 2 Satz 4)[3].

Dass ein Medium allein nicht reicht, war früh bekannt. Das Barometer Digitalisierung der Energiewende zählte Mitte 2020 rund 14 Prozent der Haushalte mit Glasfaser, und Ende 2020 hatten 96,5 Prozent der Fläche LTE, was über den Empfang am Zählerschrank im Keller noch nichts sagt. Der Bericht folgert: „Mit nur einer der bis dato verfügbaren Kommunikationstechnologien kann demnach keine ausreichende Abdeckung und Verfügbarkeit gewährleistet werden. Hybride Lösungen wären notwendig.“[19]

Das Schutzprofil schließt diese Lücke nicht, und zwar mit Absicht: Es schützt Vertraulichkeit, Integrität und Authentizität und hält ausdrücklich fest: „The availability of the SMGW is not addressed by the PP.“[14]

Für den Stromausfall hält ein Gutachten von BET und WIK-Consult im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums vom 28. Juni 2024 fest, dass öffentliche Telekommunikationsnetze nicht durchgängig schwarzfallfest sind. Für die Kundenanlage reiche Schwarzfallrobustheit, also ein geordnetes Hochfahren nach Wiederkehr der Spannung; für die Anbindung der iMSys empfiehlt das Gutachten das 450-MHz-Funknetz[20]. Das Gesetz kennt eine „unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommunikationsverbindung“ als Zusatzleistung, knüpft sie aber an eine Rechtsverordnung[13], und auch diese ließ sich bis Anfang November 2026 nicht finden.

UNSICHER BELEGT

Wie weit das 450-MHz-Netz ist

Der Betreiber 450connect meldete am 8. Oktober 2025 eine Flächenabdeckung von 90 Prozent, den 1.000. Funkstandort und 72 Stunden Schwarzfallfestigkeit, die flächendeckende Versorgung war für Ende 2025 angekündigt[21]. Am 27. August 2026 sprach das Unternehmen von 100.000 aktiven SIM-Karten und einem bundesweiten Netz, nannte aber keine Prozentzahl. Smart Meter Gateways tauchen dort als Gerätekategorie auf, ohne eigene Zahl[22].

NEGATIVBEFUND

Keine Zahl zum WAN-Mix

Welcher Anteil der Gateways über LTE, 450 MHz, Powerline oder Glasfaser angebunden ist, ließ sich bei keiner Stelle finden. Die halbjährliche Erhebung der Bundesnetzagentur weist die Übertragungstechnik nicht aus[6].

Wie oft die Anbindung im Feld scheitert, lässt sich nur indirekt ablesen. Eine PwC-Befragung grundzuständiger Messstellenbetreiber, die die Fachpresse im Oktober 2026 wiedergab, nennt eine Erstanfahrtsquote von 74 Prozent und unter den Gründen für gescheiterte Termine die fehlende WAN-Anbindung; wie viele Unternehmen geantwortet haben, steht im Bericht nicht[23].

Die Bundesnetzagentur schreibt inzwischen, der reine Einbau eines intelligenten Messsystems reiche nicht aus, die Geräte müssten Viertelstundenwerte zuverlässig erfassen und an die berechtigten Stellen übermitteln[6], und ohne funktionierende WAN-Anbindung gelingt beides nicht.

Was die Richtlinie für das WAN anbietet, ist ein Netzwerkdiagnosedienst, mit dem das Gateway Signalqualität und Verbindungsdaten seines Modems an Administrator oder Marktteilnehmer meldet. Pflicht ist er nicht, der Hersteller erklärt nur, ob sein Gerät ihn umsetzt[8]. Mit einem solchen Gerät lassen sich schwache Anbindungen im Betrieb finden; ein zweites Medium ersetzt der Dienst nicht.

Gas, Wasser, Wärme: zwei Wege ins Gateway

Auf dem Papier ist der Weg klar: Die Richtlinie nennt im LMN ausdrücklich Messeinrichtungen für Gas, Wasser, thermische Energie und Strom[8], und das Gesetz verlangt vom iMSys, Messwerte von Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmezählern sowie von Heizwärmemessgeräten gesichert zu empfangen[12].

In den öffentlich beschriebenen Projekten kommt Submetering, also die Verbrauchserfassung in Mehrparteienhäusern, dagegen über das Heimnetz ins Gateway. Ein Datenkonzentrator oder Adapter sammelt die Werte der Wärmezähler und Heizkostenverteiler ein und spricht als CLS über den TLS-Proxy mit dem Gateway. Schon 2023 rollte ein Messstellenbetreiber 500 solcher „CLS-Adapter Submetering“ aus, von denen knapp 200 bereits liefen[24], und auf der BSI-Liste steht inzwischen ein nach TR-03109-5 zertifizierter „CLS Adapter Submetering 2“[17]. Der BDEW schrieb im Oktober 2024, für Submetering und Bestandsanlagen werde der Weg über CLS-Kanal und Steuerungseinrichtung „auch weiterhin notwendig sein“[25].

Die Spezifikation widerspricht sich damit nicht, denn dieselbe Richtlinie, die Wärmezähler im LMN vorsieht, zählt Datenkonzentratoren für Heizkostenverteiler zu den CLS im Heimnetz[8]. Beide Wege sind spezifiziert, der LMN-Weg für Submetering allerdings erst mit Version 2.0 der Richtlinie[8].

Rechtlich verlangt ist für die anderen Sparten weniger, als in vielen Präsentationen steht:

Sparte	Was das Recht verlangt	Grundlage
Strom	Pflichteinbau des iMSys in den Fällen des § 29 Abs. 1 MsbG, mindestens mME bis Ende 2032	§ 29 MsbG[5]
Gas	neue Gaszähler müssen anbindbar sein; neue Zähler mit registrierender Leistungsmessung sind spätestens ab 1. Juli 2028 an vorhandene Gateways anzubinden, die übrigen, sobald es technisch möglich ist und den Anschlussnutzer nichts zusätzlich kostet; seit 1. Juli 2026 lässt sich ein intelligentes Messsystem an Gaszählpunkten als Zusatzleistung bestellen, Einbau binnen vier Monaten	§§ 20, 34, 40 MsbG[26,13,27]
Wärme und Warmwasser im Mehrparteienhaus	seit 1. Dezember 2022 nur noch Geräte, die sicher an ein Gateway angebunden werden können; nicht fernablesbare Altgeräte bis 31. Dezember 2026 nachrüsten oder tauschen	§ 5 HeizkostenV[28]
Fernwärme	nach dem 5. Oktober 2021 eingebaute Zähler fernablesbar, ältere bis 31. Dezember 2026; ein Gateway ist erlaubt, aber nicht vorgeschrieben	§ 3 FFVAV[29]

GESETZLICH VERBINDLICH

Anbindbar heißt nicht angebunden

Die Heizkostenverordnung verlangt seit dem 1. Dezember 2022 nur, dass neue fernablesbare Geräte an ein Smart Meter Gateway angebunden werden **können**. Fernablesbare Geräte, die bis zu diesem Datum eingebaut wurden, müssen diese Anbindbarkeit nach dem 31. Dezember 2031 erfüllen[28]. Anbinden muss erst, wer als Gebäudeeigentümer für die Heizwärme ein Bündelangebot nach § 6 MsbG wählt: Strom und mindestens eine weitere Sparte über ein Gateway, ohne Mehrkosten gegenüber dem getrennten Betrieb[30]. Der Pflichteinbau intelligenter Messsysteme nach § 29 MsbG betrifft nur Strom[5], und für Gas gilt die an Bedingungen geknüpfte Anbindungspflicht aus § 40, auch sie nur für neue Zähler an vorhandenen Gateways[27].

Wie es um die Anbindbarkeit im Feld steht, beschreibt eine Beratungsquelle aus dem Juni 2026 knapp: Interoperabel und anbindbar sollen die Systeme sein, „in der Praxis sind sie das häufig nicht“. Anbindungen über CLS funktionierten in Pilotprojekten, ein produktiver Rollout stehe aus[31]. Ein benanntes Mehrsparten-Projekt über das Gateway mit veröffentlichten Produktivzahlen ließ sich für 2026 nicht finden, obwohl das Gesetz die Übermittlung von Submetering-Daten über das Gateway und die Anbindung des Hauptzählers einer weiteren Sparte schon zu den Zusatzleistungen zählt, die Messstellenbetreiber anbieten müssen[13].

Wer die Daten bekommen darf

§ 49 MsbG nennt abschließend, wer personenbezogene Daten aus Messeinrichtungen und Messsystemen verarbeiten darf: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Bilanzkoordinatoren, Bilanzkreisverantwortliche, Direktvermarkter, Lieferanten, Aggregationsverantwortliche und Messwertweiterverarbeiter, dazu jede Stelle, die eine Einwilligung des Anschlussnutzers nach den Regeln der Datenschutz-Grundverordnung hat. Nach anderen Vorschriften des Bundes oder der Länder dürfen diese Daten nicht verarbeitet werden, Auftragsverarbeiter sind erlaubt[32].

Auch die Berechtigten dürfen ohne Einwilligung nur verarbeiten, was § 50 zulässt: was für einen Vertrag mit dem Anschlussnutzer nötig ist, für vorvertragliche Schritte, die er selbst veranlasst hat, für Pflichten aus den Energiegesetzen und ihren Festlegungen oder für hoheitliche Aufgaben des Netzbetreibers[33].

Ein neues Angebot auf Basis von Messwerten, ob App oder Flexibilitätsprodukt, kommt deshalb ohne Vertrag oder Einwilligung nicht an die Daten. Welche Daten wer wie oft bekommt, muss der Kunde außerdem auf einem Formblatt nachlesen können; das behandelt Kapitel 7.

Wohin die Daten gehen

Das Gateway verschickt Messwerte entweder direkt und sternförmig an jeden berechtigten Empfänger im WAN oder indirekt über einen Marktakteur[8]. Läuft der Versand über den Administrator, verschlüsselt das Gateway den Inhalt mit dem Schlüssel des Empfängers[11], sodass der Administrator die Werte transportiert, ohne sie lesen zu können.

Das Gesetz hat für die Aufbereitung ein Zielbild. Plausibilisierung und Ersatzwertbildung sollen im Gateway stattfinden und die Werte von dort direkt an die Berechtigten gehen, sobald das BSI das für technisch möglich hält und die Bundesnetzagentur es festlegt. Bis dahin dürfen Aufbereitung und Versand nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur ganz oder teilweise außerhalb des Gateways laufen, beim Messstellenbetreiber, bei Gas dauerhaft und auch bei anderen berechtigten Stellen[34]. Bis auf Weiteres liegt die Arbeit also im Backend, beim Messdatenmanagement und beim Versand über die Formate der Marktkommunikation, die Kapitel 7 beschreibt.

Beim Netzbetreiber kommen außerdem die Ist-Einspeisung aus TAF 9 und Netzzustandsdaten aus TAF 10 an[8], Thema von Kapitel 4, und ohne Leitsystem für die Niederspannung füllen diese Werte nur ein Archiv. Das Gutachten von BET und WIK-Consult kommt aus anderer Richtung zum selben Punkt: Für die Steuerung in systemkritischen Situationen müssten die Leitsysteme der Verteilnetzbetreiber so ergänzt werden, dass sie den Netzzustand beobachten, Engpässe automatisch erkennen und Steuerbefehle an sehr viele Anlagen zugleich schicken[20].

Für den eigenen Bestand lohnen vier Prüfungen:

1. **Heimnetz-Topologie je Gerätetyp dokumentieren**
   Klären Sie für jedes eingesetzte Gateway-Modell, ob HAN-CON und HAN-CLS physisch oder logisch getrennt sind, und schreiben Sie die Trennung für neue Ausschreibungen fest, weil die Richtlinie sie nur empfiehlt.

2. **WAN-Strategie je Standortklasse festlegen**
   Kellerlage, Metallschrank, Mobilfunkversorgung, Nähe zur Ortsnetzstation: Ordnen Sie Ihre Zählerplätze nach solchen Merkmalen und legen Sie je Klasse ein Primär- und ein Ersatzmedium fest. Das Gesetz verlangt die Offenheit für ein zweites Medium ohnehin. Wo Ihr Gateway-Modell den Netzwerkdiagnosedienst bietet, prüfen Sie damit die Annahmen im Betrieb.

3. **Komponentennamen an Richtlinien binden**
   Schreiben Sie in Lastenhefte „CLS-Kommunikationsadapter nach TR-03109-5“ oder „Steuerbox nach FNN-Lastenheft“, nicht nur „Steuerbox“.

4. **Mehrsparten über CLS planen**
   Wenn Sie Wärme oder Wasser über das Gateway auslesen wollen, rechnen Sie bis auf Weiteres mit dem CLS-Weg über einen zertifizierten Adapter und prüfen Sie das Bündelangebot nach § 6 MsbG als Geschäftsmodell.

Quellen

1. § 2 Messstellenbetriebsgesetz, Begriffsbestimmungen, Nummern 7, 10, 13, 15, 19, 20. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. § 61 Messstellenbetriebsgesetz, Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen, Absatz 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
3. § 19 Messstellenbetriebsgesetz, Allgemeine Anforderungen an Messsysteme; Verordnungsermächtigung und Subdelegation, Absatz 2 Sätze 3 und 4 sowie Absatz 5, Absatz 2 gefasst durch Artikel 17 Nummer 7 des Gesetzes vom 18.12.2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347). gesetze-im-internet.de, abgerufen am 03.11.2026.
4. Deutscher Bundestag, Drucksache 21/7867 vom 07.09.2026, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, Artikel 3 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes), S. 77, Artikel 7 (Inkrafttreten), S. 87, und Begründung zu Artikel 3. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. § 29 Messstellenbetriebsgesetz, Ausstattung von Messstellen, Absätze 1 und 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur veröffentlicht halbjährliche Erhebung im Messwesen, Pressemitteilung vom 21.09.2026, Stichtag 30.06.2026, erster Absatz und Abschnitt „Zuverlässige Datenübermittlung im Fokus“. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. Bundesregierung: Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung, Ergebnis des Koalitionsausschusses vom 02.07.2026, S. 7. bundesregierung.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitte 1.1, 2.2, 2.3, 3.3.5, 3.3.6, 3.7, 3.8 sowie 3.21. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Übergangsregelungen und -fristen für PP-0073 und TR-03109-1, Übersicht mit Veröffentlichung von PP und TR v2.0 am 27.02.2025, Einbau nach TR v1.1 und PP v1.3 bis 31.12.2027 und MUSS+-Anforderungen ab 01.01.2027. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
10. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Schutzprofile und Technische Richtlinien für Smart Metering, Übersicht der aktuellen und weiterhin geltenden Fassungen. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.

11. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 2.0 vom 13.12.2024, Kapitel 4, Anforderungen an die Kommunikationsverbindungen, Abschnitte 4.2.3, 4.2 zum Szenario INFO-REPORT, 4.3 und 4.4.1. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. § 21 Messstellenbetriebsgesetz, Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme, Absatz 1 Nummern 3 und 4 sowie Absatz 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. § 34 Messstellenbetriebsgesetz, Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers, Absatz 1 Nummern 5 und 6, Absatz 2 Satz 2 Nummern 1, 3, 4, 8 sowie Absatz 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
14. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Certification Report BSI-CC-PP-0073-V2-2024, Protection Profile for a Smart Meter Gateway, Version 2.0, Abschnitt zum Gegenstand der Evaluierung. commoncriteriaportal.org, abgerufen am 14.10.2026.
15. VDE FNN: Alle Unterlagen auf einen Blick, Digitalisierung und Metering, Eintrag „Lastenheft Steuerbox 1.5“, Stand 08/2025. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
16. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-5, Kommunikationsadapter, Version 1.0 vom 24.11.2023, Abschnitte 1.5 bis 2. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
17. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifikate nach TR-03109-5, Liste der zertifizierten Kommunikationsadapter, darunter BSI-K-TR-0814-2025 und BSI-K-TR-0665-2025. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
18. Deutsche Energie-Agentur: Eine Übersicht zur „CLS-Einheit“, Umsetzungen und Begrifflichkeiten, Stand 10/2025, S. 1 f. dena.de, abgerufen am 14.10.2026. Sekundärquelle.
19. EY im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Barometer Digitalisierung der Energiewende, Berichtsjahr 2020, Abschnitt 2.7, S. 16. bundeswirtschaftsministerium.de, abgerufen am 14.10.2026. Studie.
20. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung und WIK-Consult: Schwarzfallfeste Kommunikationsanbindung nach § 34 MsbG für dezentrale Flexibilitäten, Gutachten im Auftrag des BMWK vom 28.06.2024, Executive Summary, S. 6 bis 10. bmwk.de, abgerufen am 14.10.2026. Gutachten.
21. 450connect: 90 Prozent Flächenabdeckung als Rückgrat der Resilienz in Deutschland, Pressemitteilung vom 08.10.2025. 450connect.de, abgerufen am 14.10.2026. Unternehmensangabe.
22. 450connect: 450 MHz in der Praxis, 100.000 aktive SIM-Karten, Pressemitteilung vom 27.08.2026. 450connect.de, abgerufen am 14.10.2026. Unternehmensangabe.
23. ElektroWirtschaft: PwC-Studie 2026, Smart Meter Rollout, 06.10.2026. elektrowirtschaft.de, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse, Zahl der Befragten nicht ausgewiesen.
24. Zeitung für kommunale Wirtschaft: Submetering über Smart Meter Gateway bereit für die Praxis, 26.11.2023. zfk.de, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse.
25. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Integrierte Steuerungsfunktion im SMGW, 04.10.2024. bdew.de, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsposition.
26. § 20 Messstellenbetriebsgesetz, Anbindbarkeit von Messeinrichtungen für Gas an das Smart-Meter-Gateway. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
27. § 40 Messstellenbetriebsgesetz, Anbindungsverpflichtung von Messeinrichtungen für Gas. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
28. § 5 Verordnung über Heizkostenabrechnung, Ausstattung zur Verbrauchserfassung, Absätze 2 bis 4 und 6. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. § 3 Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung, Messung des Verbrauchs, Absätze 3 bis 5. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
30. § 6 Messstellenbetriebsgesetz, Auswahlrecht des Anschlussnehmers, Absatz 1 Nummer 2. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
31. Utility Partners: Der Submetering-Rollout ist bald abgeschlossen und hat dem Smart-Meter-Rollout durch simplere Prozesse einiges voraus, 18.06.2026. utility-partners.de, abgerufen am 14.10.2026. Sekundärquelle.
32. § 49 Messstellenbetriebsgesetz, Verarbeitung personenbezogener Daten, Absätze 1 bis 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
33. § 50 Absatz 1 Messstellenbetriebsgesetz, Zulässigkeit und Umfang der Verarbeitung von Daten. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
34. § 60 Messstellenbetriebsgesetz, Datenübermittlung, sternförmige Kommunikation, Absätze 1 und 2. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.

BSI-Standards, Zertifizierung und Smart-Meter-PKI

TR-03109 mit allen Teilen, die Schutzprofile PP-0073 und PP-0077, die doppelte Zertifizierung, Gateway-Administration und Smart-Meter-PKI.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-bsi-tr-03109-zertifizierung.html

ZUSAMMENFASSUNG

Ein Smart Meter Gateway kommt erst mit zwei Zertifikaten des BSI in den Zählerschrank. Das eine bescheinigt nach den Common Criteria, dass das Gerät Angriffen standhält. Das andere bestätigt, dass es die Technische Richtlinie TR-03109-1 erfüllt und mit den Systemen der übrigen Marktteilnehmer zusammenarbeitet. Auch der Gateway-Administrator braucht zwei Nachweise, und alle Beteiligten hängen an einer Public-Key-Infrastruktur, deren Wurzelzertifikate das BSI hält.

Gewachsen ist dieses Regelwerk über mehr als ein Jahrzehnt: Die Richtlinie zum Sicherheitsmodul stammt von 2014, die zum Gateway von 2024, und eine Vorgabe für Post-Quanten-Verfahren gibt es für intelligente Messsysteme bisher nicht.

Bei der Frist für Gateway-Administratoren scheinen sich Bundesanzeiger und BSI zu widersprechen, doch jede Quelle nennt nur eines von zwei Daten, und beide stimmen.

Sechs Teile, zehn Jahre Abstand

Im Dachdokument der Technischen Richtlinie BSI TR-03109, Version 2.0.1 vom 8. Dezember 2025, stehen zwei Daten, die zehn Jahre auseinanderliegen: Der Teil zum Sicherheitsmodul gilt in der Fassung vom 15. Dezember 2014, der Teil zum Gateway in der vom 13. Dezember 2024[1].

Die Richtlinie besteht aus sechs Teilen, je einem für eine Komponente oder eine Rolle und jeder mit eigenem Versionsstand[1]:

Teil	Gegenstand	Geltende Fassung	Übergang oder Hinweis
TR-03109-1	Interoperabilität des Gateways, darin die Tarifanwendungsfälle	2.0 vom 13.12.2024	1.1 gilt bis 31.12.2027
TR-03109-2	Sicherheitsmodul im Gateway	1.1 vom 15.12.2014	dazu Anhang B zum Smart Meter Mini-HSM, Version 1.0 vom 23.06.2017, Schutzprofil PP-0095[2]

Teil	Gegenstand	Geltende Fassung	Übergang oder Hinweis
TR-03109-3	kryptografische Vorgaben	1.1 vom 17.04.2014	verweist auf die TR-03116-3, laut Dachdokument jährlich fortgeschrieben, geltend ist Stand 2025
TR-03109-4	Smart-Meter-PKI	1.2.1 vom 09.08.2017	keiner genannt
TR-03109-5	Kommunikationsadapter im Heimnetz	1.0 vom 24.11.2023	in Kraft seit 01.01.2024[3]
TR-03109-6	Gateway-Administration	2.0 vom 28.11.2025	1.0 gilt bis 31.12.2028

Teil 3 wirkt älter, als er ist, weil er auf die TR-03116-3 verweist, die laut Dachdokument jährlich aktualisiert wird[1]. Gültig ist derzeit noch der Stand 2025 vom Dezember 2024[4]; eine Fassung für 2026 ist bis Anfang November 2026 nicht erschienen[5]. Die PKI in Teil 4 hat keinen solchen Umweg, ihr Text ist tatsächlich von 2017.

An dieser Liste hängt das Gesetz. Nach § 22 Absatz 2 MsbG wird vermutet, dass ein Gateway dem Stand der Technik entspricht, wenn es die Schutzprofile und Richtlinien des BSI „jeweils in der geltenden Fassung“ einhält. Welche Fassung gilt, macht der Bundesanzeiger „durch Verweis auf die Internetseite“ des BSI bekannt[6]. Rechtlich zählt am Ende also eine Webseite, und daraus entsteht ein Fehlalarm, auf den dieses Kapitel beim Gateway-Administrator zurückkommt.

Ein Gateway, zwei Zertifikate

Schutzprofil ist ein nach den Common Criteria zertifiziertes Anforderungsdokument für eine ganze Produktklasse. Es beschreibt Bedrohungen, Sicherheitsziele und Sicherheitsfunktionen[6] und legt mit seinem Vertrauenswürdigkeitspaket fest, wie tief ein Produkt geprüft wird[7]. Der Hersteller schreibt dazu die Sicherheitsvorgaben seines konkreten Geräts, das Security Target, und lässt es dagegen prüfen[7].

Für das Gateway heißt das Schutzprofil BSI-CC-PP-0073. Version 2.0 trägt das Datum 13. Dezember 2024, ihr Zertifikat stammt vom 19. Dezember 2024 und gilt bis 18. Dezember 2034. Geprüft wird nach EAL 4, ergänzt um AVA_VAN.5 und ALC_FLR.2[7].

Hinter den Kürzeln steckt ein Kompromiss aus härtester Angriffsprüfung und mittlerer Prüftiefe beim Rest, und das Schutzprofil begründet ihn offen. AVA_VAN.5 verlangt Widerstand gegen Angreifer mit hohem Angriffspotenzial; EAL 4 habe man gewählt, um die Evaluierungen „commercially feasible“ zu halten, weil es die niedrigste Stufe ist, auf der AVA_VAN.5 überhaupt möglich ist[8].

Der Schwerpunkt liegt auf dem Weitverkehrsnetz, und das Bedrohungsmodell sagt auch, warum: Wer physisch an ein Gerät muss, kompromittiert eines auf einmal, ein Angriff aus dem WAN trifft womöglich sehr viele[8].

Zwei Dinge regelt das Schutzprofil ausdrücklich nicht. Die Verfügbarkeit des Gateways ist kein Schutzziel, für den zuverlässigen Betrieb muss nach § 25 MsbG der Gateway-Administrator sorgen[9]. Und das Sicherheitsmodul, das die Schlüssel hält, ist ein eigenes Produkt mit eigenem Schutzprofil, auch wenn es im Gateway steckt[7]. Neu in Version 2.0 sind zwei Funktionspakete: „Power Limitation“ für Gateways, die steuerbare Anlagen selbst ansteuern, und „Multiple grid connection points“ für Gateways, die Zähler mehrerer Netzanschlüsse am selben Netzknoten bündeln[7]. Für die Steuerung hat das BSI am 16. September 2025 einen unverbindlichen Implementierungshinweis nachgereicht[10]; was beides für den Betrieb heißt, behandeln Kapitel 4 und 5.

Das Schutzprofil ist allerdings nur die eine Hälfte. Die TR-03109-1 ergänzt es um funktionale Anforderungen und hat ein eigenes Verfahren, mit der Testspezifikation 2.0 vom 10. Juni 2025 als Prüfgrundlage[1]. § 24 MsbG verlangt beides: die Sicherheitszertifizierung durch das BSI nach den Common Criteria oder nach dem europäischen Schema EUCC, und Konformitätszertifikate zu den Richtlinien[11]. EUCC gilt seit dem 27. Februar 2025[12]. Verfahren nach dem nationalen Schema mussten bis zum 27. Februar 2026 abgeschlossen sein[13], neue Sicherheitszertifikate für Gateways tragen seither eine EUCC-Nummer[14]. Dazu kommt das Eichrecht: Für die eichrechtlich relevanten Funktionen erteilt die PTB eine Baumusterprüfbescheinigung[15].

Für den Secure Smart Grid Hub von EFR in Version 2.00 führt die Produktliste des BSI ein EUCC-Zertifikat vom 20. März 2026 und ein TR-Zertifikat vom 24. März 2026, getrennt voneinander[14]. Wie bei allen fünf Gateways der Liste beziehen sich beide noch auf den alten Stand: Das EUCC-Zertifikat nennt das Schutzprofil in Version 1.3[16], das TR-Zertifikat die TR-03109-1 in Version 1.1 als Prüfgrundlage[17]. Ein Zertifikat nach Schutzprofil oder Richtlinie 2.0 führt das BSI bis Anfang November 2026 nicht. Ohne gültiges, dem Administrator nachgewiesenes Zertifikat darf ein Gateway nicht Teil eines intelligenten Messsystems sein[11].

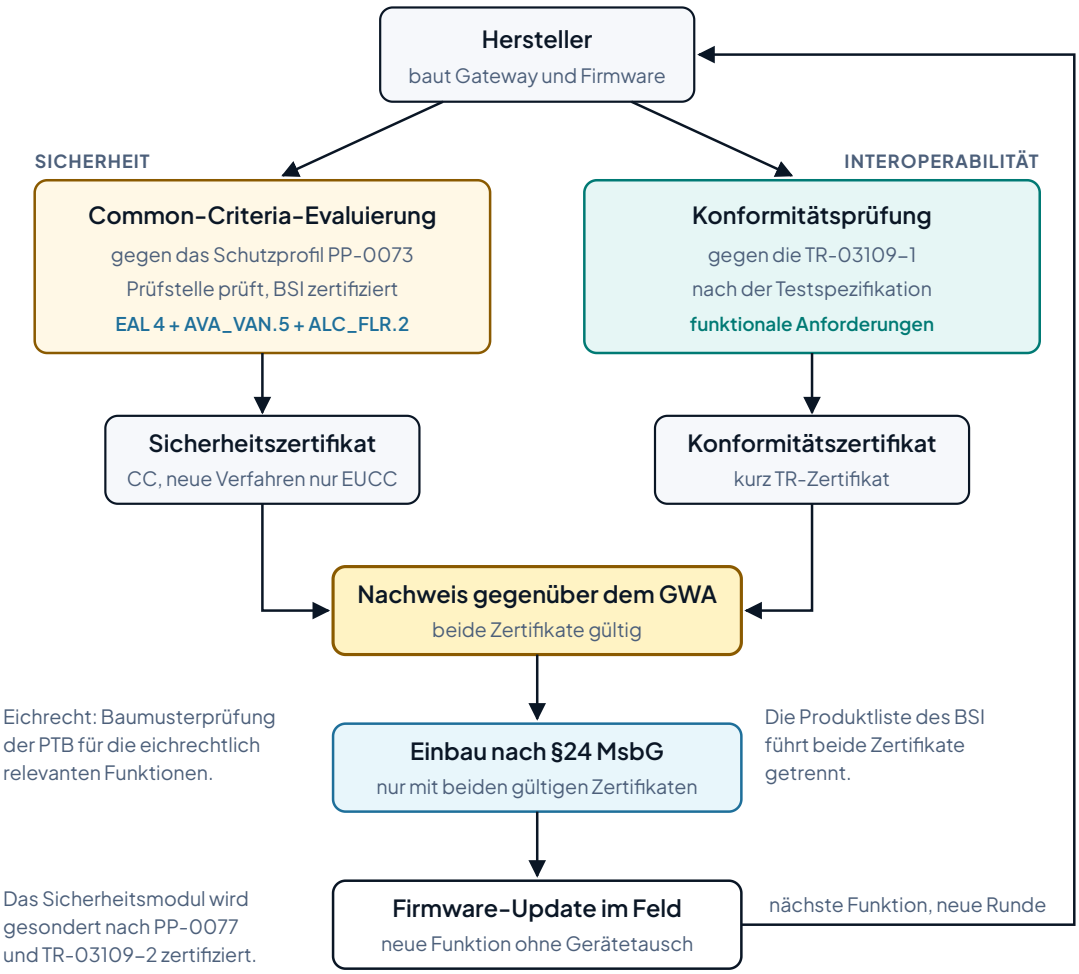


Abbildung 1: Zwei Prüfungen, ein Einbau. Das Gateway braucht ein Sicherheitszertifikat gegen das Schutzprofil PP-0073, neue Verfahren seit dem 27. Februar 2026 nur noch nach EUCC, während bestehende CC-Zertifikate weiter gepflegt werden, und ein Konformitätszertifikat gegen die TR-03109-1, in der Produktliste des BSI kurz TR-Zertifikat. Erst beide zusammen, dem Gateway-Administrator nachgewiesen, erlauben den Einbau. Für die eichrechtlich relevanten Funktionen kommt die Baumusterprüfung der PTB hinzu, und jede neue Funktion beginnt den Kreislauf von vorn.

Erstzertifizierungen nach Schutzprofil 1.3 und Richtlinie 1.1 sind vorbei. Rezertifizierungen nach altem Stand lassen sich längstens bis 31. Dezember 2027 beantragen, beim Schutzprofil seit dem 27. Februar 2025 nur mit Sicherheitsvorgaben nach CC:2022, und so lange dürfen solche Gateways auch eingebaut werden. Bestandsgeräte können per Softwareupdate auf den neuen Stand migrieren. Ab dem 1. Januar 2027 müssen Zertifizierungen nach Version 2.0 zusätzlich die MUSS+-Anforderungen nachweisen, laut BSI „u.a. WAN-API, RLM über LMN & Werksreset durch SRV“[12].

TECHNISCHER STANDARD

Das Sicherheitsmodul prüft gegen ein älteres Profil

Das Schutzprofil für das Sicherheitsmodul, BSI-CC-PP-0077 in Version 1.03, wurde am 19. Januar 2015 nach Common Criteria 3.1 R4 zertifiziert. Sein Zertifikat lief am 18. Januar 2025 ab[18]. Das BSI führt die Fassung trotzdem als geltend[2], und das ist kein Rechtsfehler: Die Befristung eines Schutzprofil-Zertifikats wirkt nach Aussage des BSI nicht zwingend auf die Produktzertifikate, die sich darauf beziehen[7]. Das Gateway-Profil ist aber nach CC:2022 geprüft, das Profil für den Schlüsselspeicher nach der Vorgängerfassung, und eine Neufassung ist nicht angekündigt.

Der Gateway-Administrator: zwei Nachweise, kein Stichtag

Einmal im Jahr kommt der Auditor und zieht eine Stichprobe. Nach drei Jahren muss jede Anforderung der TR-03109-6 mindestens einmal geprüft worden sein[19].

Das ist der Prüfrhythmus für den Gateway-Administrator, die Stelle, die Gateways in Betrieb nimmt und aus der Ferne verwaltet. § 25 MsbG verlangt von ihm ein Informationssicherheitsmanagementsystem und eine Sicherheitskonzeption, regelmäßig geprüft von Auditoren, die das BSI dafür zertifiziert hat. Den Nachweis führt ein Zertifikat des BSI oder einer nach ISO/IEC 27006 akkreditierten Stelle, und der Auditbericht geht an das BSI[9].

Die TR-03109-6 macht daraus zwei getrennte Nachweise. Das Managementsystem nach ISO/IEC 27001 oder IT-Grundschutz prüft die jeweilige ISMS-Zertifizierung, und für das eigene Audit schreibt die Richtlinie: „Im TR-03109-6-Audit werden ausschließlich die Mindestanforderungen dieser TR geprüft.“[19]

Version 2.0 trägt das Datum 28. November 2025; das Wirtschaftsministerium stimmte am 9. Dezember 2025 zu, am 17. Dezember meldete das BSI die Veröffentlichung[20]. Neu sind unter anderem Regeln für Remote-Arbeitsplätze und Cloud-Dienstleister, ein Zero-Trust-Konzept und der Betrieb der GWA-Zeitserver. Diese Anforderungen standen bisher in den PTB-Anforderungen 50.8 und einem Merkblatt der PTB, jetzt stehen sie in einer Richtlinie des BSI[19], während die gesetzliche Zeit weiter von den Zeitservern der PTB kommt.

Anzuwenden ist Version 2.0 „ab dem 01.01.2027 mit der nächsten Neu- oder Re-Zertifizierung des GWA-Systems“, freiwillig schon jetzt[19]. Version 1.0 bleibt bis Ablauf des 31. Dezember 2028 gültig[1].

Einen Stichtag für alle gibt es damit nicht; jeder Administrator hat seinen eigenen, und den legt sein Zertifizierungskalender fest. Rezertifiziert er 2026 noch nach Version 1.0, kann er damit längstens bis Ende 2028 arbeiten. Fällt der Termin ins Jahr 2027, wird sofort gegen Version 2.0 geprüft. Bis Ende 2028 stehen Zertifikate beider Fassungen nebeneinander im Markt.

NEGATIVBEFUND

Kein Widerspruch zwischen Bundesanzeiger und BSI

Legt man Bundesanzeiger und BSI-Meldung nebeneinander, scheinen sich die Fristen zu widersprechen. Die Bekanntmachung BAnz AT 22.12.2025 B6 vom 9. Dezember 2025 gibt Version 2.0 der TR-03109-6 bekannt und nennt nur ein Datum: Version 1.0 behält ihre Gültigkeit bis zum 31. Dezember 2028. Für die geltenden Fassungen verweist sie auf die Seite des BSI[21], so wie es § 22 Absatz 2 Satz 2 MsbG vorsieht[6]. Die Meldung vom 17. Dezember 2025 erwähnt nur „spätestens ab 2027" und lässt 2028 weg[20]. Jede Quelle nennt also eines der beiden Daten, und beide stimmen; vollständig stehen sie erst in Richtlinie und Dachdokument. Zur Verwirrung trägt bei, dass die Übergangsregelung für Gateways einen zweiten Stichtag am 1. Januar 2027 kennt, für ganz andere Adressaten[12].

Die Smart-Meter-PKI: ein Anker, viele Zweige

Ob ein Gateway mit dem richtigen Administrator spricht, erkennt es an einem Zertifikat, dessen Kette bei einer einzigen Wurzel endet.

Inhaber der Wurzelzertifikate ist nach § 28 MsbG das BSI selbst[22]. Die Root-CA ist seit dem 1. März 2015 im Wirkbetrieb, betrieben von einem Zertifizierungsdienstanbieter unter Aufsicht des BSI, den die Seite des Amtes nicht nennt[23]. Darunter stehen elf registrierte Sub-CAs, betrieben von IT-Dienstleistern, Herstellern, Dienstleistern für die Gateway-Administration und Netzbetreibern[24]. Sie stellen die Zertifikate der Endnutzer aus: externe Marktteilnehmer, Gateway-Administratoren, Gateway-Hersteller und die Gateways selbst[25].

Jeder Endnutzer bekommt drei Zertifikate mit getrennten Schlüsseln, für TLS, für Verschlüsselung und für Signaturen. Weil Messwerte über den Administrator laufen können, statt direkt beim Empfänger anzukommen, wird die Verbindung per TLS gesichert und der Inhalt zusätzlich für den Endempfänger verschlüsselt und signiert[25]. Der Administrator transportiert dann Daten, die er nicht lesen kann.

Schon im Werk erhält das Sicherheitsmodul sogenannte Gütesiegel-Zertifikate. Mit ihnen weist sich das Gateway bei der Inbetriebnahme als echt aus, danach ersetzen Wirk-Zertifikate sie. Eine Zertifikatskette prüft das Gateway gegen den Vertrauensanker in seinem Sicherheitsmodul, aber ohne Sperrliste; den Sperrstatus prüft der Administrator[25]. Ob ein gesperrtes Zertifikat auffällt, hängt damit am Backend des Administrators und nicht am Gerät.

Verbindungen, die von außen aus dem WAN aufgebaut werden, lässt das Gateway nicht zu. Braucht der Administrator es sofort, schickt er einen Wake-up: eine signierte Nachricht, nach der das Gateway selbst die Verbindung aufbaut, zum Administrator oder zu einem

externen Marktteilnehmer samt Gerät im Heimnetz. Wiederholte Nachrichten muss es als Replay erkennen[8].

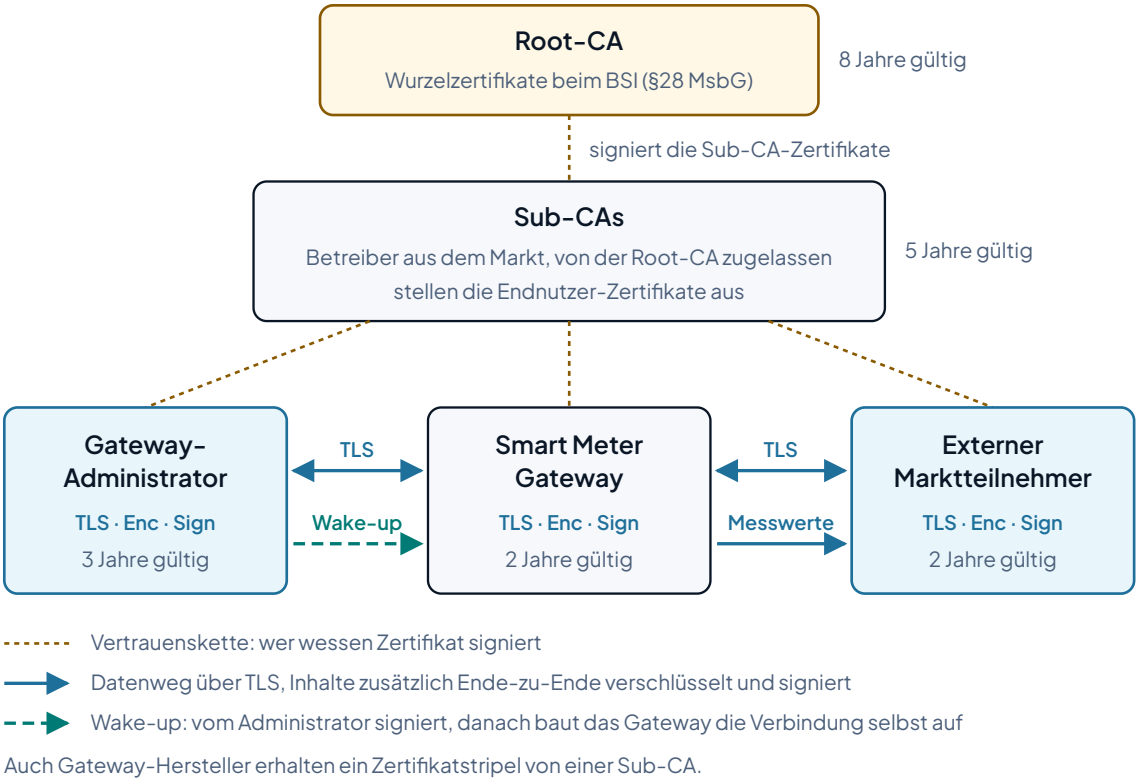


Abbildung 2: Die Vertrauenskette der Smart-Meter-PKI. Die Wurzelzertifikate hält nach § 28 MsbG das BSI, die Root-CA zertifiziert die Sub-CAs, und diese stellen jedem Endnutzer ein Zertifikatstripel aus. Das Root-Zertifikat gilt acht Jahre, Sub-CA-Zertifikate fünf, die des Administrators drei, die des Gateways und aller übrigen Endnutzer zwei Jahre. Daten laufen über TLS und sind zusätzlich für den Empfänger verschlüsselt, auch auf dem Weg über den Administrator. Von außen erreicht der Administrator das Gateway über einen signierten Wake-up oder über eine Verbindung, die das Gateway selbst aufgebaut und offen gehalten hat.

Erneuerung als Dauerbetrieb

Die Zertifikate laufen ab, und zwar schnell. Das Root-Zertifikat gilt acht Jahre, sein Schlüssel darf aber nur drei Jahre lang signieren. Sub-CA-Zertifikate laufen fünf Jahre, die des Administrators drei, die des Gateways und aller übrigen Endnutzer zwei Jahre[25]. Gewechselt werden die Zertifikate der Zertifizierungsstellen noch früher: das der Root-CA laut Certificate Policy alle drei Jahre, das einer Sub-CA alle zwei[26].

Zum 30. Juni 2026 waren an 3.172.579 Messlokationen intelligente Messsysteme verbaut[27]. Hätte jede ein eigenes Gateway, wären alle zwei Jahre drei neue Zertifikate je Gerät fällig, rund 4,8 Millionen im Jahr, ohne einen einzigen Neueinbau. Das ist unsere Eigenrechnung und eine Obergrenze, denn ein Gateway kann auch mehrere Zähler bedienen[7], und wie viele Gateways es tatsächlich sind, weist die Statistik nicht aus.

Dazu kommt der Wechsel an der Wurzel. Spätestens nach drei Jahren braucht die Root-CA ein neues Schlüsselpaar und veröffentlicht ein Link-Zertifikat, signiert mit dem alten Schlüssel. Erst wenn es gegen den alten Anker geprüft ist, darf das neue Root-Zertifikat als

Anker dienen, und mit dem Ablauf des alten ersetzt es dieses ganz[25]. Mit jedem neuen Zertifikat schickt der Administrator dem Gateway die ganze Kette bis zu dem Anker, den es gespeichert hat, Link-Zertifikate eingeschlossen[25].

NEGATIVBEFUND

Kein Wort zur Masse

Die TR-03109-4 ist von 2017 und damit älter als der Pflichtrollout. Eine Volltextsuche nach Skalierung, Massenerneuerung, Millionen oder Durchsatz ergibt keinen Treffer[25]. Wie Sub-CAs und Administratoren den Massenbetrieb bewältigen, regelt die Richtlinie nicht.

Post-Quanten: die Bedrohung steht im Text, das Verfahren noch nicht

Am 11. Februar 2026 hat das BSI für klassische asymmetrische Verschlüsselungsverfahren erstmals ein Ablaufdatum empfohlen. Ende 2030 sollen sie für höchstsensitive Anwendungen nicht mehr allein eingesetzt werden, Ende 2031 in keiner Anwendung mehr allein, und für Signaturen ist Ende 2035 geplant. Der Weg ist hybrid: Die klassischen Verfahren bleiben, Post-Quanten-Verfahren kommen dazu[28].

Am 12. Oktober 2026 haben Innenministerium, Digitalministerium und BSI nachgelegt. Ihre gemeinsame Leitlinie zur Umsetzung der EU-Roadmap richtet sich ausdrücklich auch an Betreiber kritischer Infrastrukturen. Bis Ende 2026 soll die Vorbereitung stehen, Anwendungsfälle mit hohem Risiko sollen bis Ende 2030 quantensicher sein, solche mit mittlerem Risiko bis Ende 2035. Als Grund nennt die Leitlinie neben „Store now, decrypt later“ die langen Umstellungszeiten bei Geräten mit langer Lebensdauer[29].

Im Smart Metering ist davon wenig angekommen. Die TR-03116-3 mit Stand 2025 prognostiziert die Sicherheit ihrer Verfahren für sechs Jahre bis 2030 und kennzeichnet sie mit „2030+“. Vorgeschrieben sind Verfahren auf elliptischen Kurven wie ECDSA, ein Post-Quanten-Verfahren nennt das Dokument nicht[4].

Die Bedrohung selbst steht dagegen schon in einer Richtlinie. Die TR-03109-6 in Version 2.0 führt den kryptografisch relevanten Quantencomputer als Bedrohung B.GWASYS.13 und schreibt: „Aufgrund der langen Migrationsdauer von Public-Key-Infrastrukturen, Hardware-Kryptografiemodulen und nicht aktualisierbarer Firmware von Geräten mit beschränkter Leistungsfähigkeit ist der Bedrohung unmittelbar und nicht erst bei Verfügbarkeit von CRQC zu begegnen.“[19]

Die Richtlinie belässt es nicht bei diesem Satz: Der Administrator muss die kryptografischen Verfahren und Schlüssellängen seines Systems in einem Krypto-Inventar erfassen, soll daraus ein priorisiertes Migrationskonzept ableiten und muss dessen Maßnahmen

umsetzen[19]. Das alles gilt aber nur für den Administrator. Im Schutzprofil für das Gerät kommt das Wort „quantum“ nicht vor[8], und die Richtlinie zum Sicherheitsmodul, das die Schlüssel hält, ist von 2014[1].

UNSICHER BELEGT

Ob 2030, 2031 und 2035 für Gateways gelten

Die Fristen vom Februar 2026 sind allgemeine Empfehlungen aus der Aktualisierung der TR-02102[28]. Die Leitlinie vom Oktober 2026 ordnet nach Risiko, eingestuft wird im eigenen Risikomanagement[29]. Eine Veröffentlichung des BSI, die intelligente Messsysteme ausdrücklich einer dieser Fristen oder Risikostufen zuordnet, ließ sich nicht finden. Ebenso wenig ließ sich klären, ob eingebaute Sicherheitsmodule Post-Quanten-Verfahren per Update aufnehmen könnten. Durchschlagen würden die Fristen über eine neue Fassung der TR-03116-3 oder der TR-03109-Teile. Für den Administrator hat das mit dem Krypto-Inventar der TR-03109-6 begonnen[19], für Gateway, Sicherheitsmodul und PKI liegt zum 14. Oktober 2026 keine neue Fassung vor.

Gegenrede: Wo endet ein Kommunikationsadapter?

Um eine Wärmepumpe nach § 14a anzusteuern, terminiert ein Gerät im Heimnetz den gesicherten Kanal des Gateways. Dafür gilt seit 2024 die TR-03109-5, und über ihren Zuschnitt haben Branche und BSI gestritten, bevor sie in Kraft trat[3].

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) schrieb am 13. Oktober 2023 zum Entwurf, die Anbindung werde „deutlich komplizierter, als es notwendig wäre“. Weil das Gehäuse die Grenze ziehe, falle eine Wärmepumpe, Ladestation oder ein Speicher mit integriertem Adapter als Ganzes unter die Richtlinie. Praktisch jede dieser Anlagen habe eine Backend-Anbindung oder weitere IT-Schnittstellen und müsse deshalb die Beschleunigte Sicherheitszertifizierung durchlaufen, „beim Inverkehrbringen, wie auch bei jedem Software-Update“. Der Verband wollte die Prüfung auf den Adapter beschränken und nur Updates neu zertifizieren lassen, die ihn betreffen[30].

Das BSI blieb in der Fassung vom 24. November 2023 bei seiner Linie. Abgegrenzt wird über „die gesamte Hardware, die in ihrem Gehäuse integriert ist“, geprüft wird die ganze physische Komponente. Die Sicherheitszertifizierung ist allerdings nur Pflicht, wenn die Prüfung nach Abschnitt 2.9 sie verlangt, und für den agilen Rollout galt 2024 eine Selbsterklärung des Herstellers[3]. In seinen FAQ legt das Amt nach: Prüfgegenstand ist immer ein allein lauffähiges physisches Produkt, eine reine Software-Zertifizierung gibt es nicht, geänderte Versionen brauchen in der Regel eine Rezertifizierung[31].

Den Grund nennt das Schutzprofil: Ein Angreifer könnte zuerst ein Gerät im Heimnetz übernehmen, um das Gateway von dort aus anzugreifen[8], und ein Adapter in einer vernetzten Wärmepumpe wäre ein solches Gerät.

Bis Anfang November 2026 führt das BSI 26 Zertifikate nach der TR-03109-5, in einer Liste mit dem Titel „Zertifizierte CLS-Komponenten mit Kommunikationsadapter“. Nur wenige Prüfgegenstände tragen dort einen Gattungsnamen wie Steuerbox, Control-Modul, CLS Adapter oder Smart Reader CLS, die meisten einen Produktnamen wie STBF24B, SELEXA, STB-142 oder SwiSBox; eine Wärmepumpe, Wallbox oder ein Speicher ist nicht darunter[32]. Das passt zur Warnung des bne, beweist sie aber nicht, denn Anlagenhersteller können auch andere Gründe haben, die Anbindung einer separaten Box zu überlassen.

Das BSI zieht die Grenze dort, wo ein Angreifer ins Heimnetz gelangt, der bne dort, wo ein Hersteller noch wirtschaftlich zertifizieren kann, und die beiden Linien liegen nicht übereinander. Ein Jahr später stritten BDEW und BSI ähnlich über die Steuerung direkt im Gateway, Kapitel 4 beschreibt das[33].

Der Zertifizierungszyklus als Planungsgröße

Eine neue Funktion im Gateway braucht drei Schritte. Zuerst eine neue Fassung der Richtlinie: Das BSI erarbeitet sie im Auftrag des Wirtschaftsministeriums, im Einvernehmen mit PTB und Bundesnetzagentur. Bei wesentlichen Änderungen wird danach der Ausschuss Gateway-Standardisierung unter Vorsitz des Ministeriums angehört, in dem auch Verbände von Verbrauchern, Herstellern und Anwendern sitzen, und bekannt gemacht wird erst nach Zustimmung des Ministeriums[34]. Dann lässt jeder Hersteller sein Gerät prüfen, zweimal. Zuletzt spielt der Administrator das Update ins Feld, und zwar nur eine Firmware, die das BSI freigegeben hat[19].

GESETZLICH VERBINDLICH

Was hinter MUSS+ steckt

Version 2.0 der TR-03109-1 kennt neben MUSS die Stufe MUSS+ für Anforderungen, die „spätestens ab dem 01.01.2027 normativ umzusetzen“ sind. Darunter fallen zwei Tarifanwendungsfälle: ein neu gefasster TAF 8, die Lastgangbildung mit Maximalwerten, und ein TAF 15, der Messwerte aus registrierenden Messeinrichtungen verarbeitet. Pflicht sind daneben TAF 1, 2, 7, 9, 10 und 14, der Abruf im Bedarfsfall (früher TAF 6) ist eine allgemeine Funktion geworden. Weitere Fälle darf ein Gateway umsetzen, wenn ergänzende Dokumente des BSI sie beschreiben[35]. TAF 3, 4, 5, 11, 12 und 13 stehen schon seit Version 1.1 vom September 2021 nicht mehr in der Richtlinie, die damals nur sieben Fälle verbindlich machte[36]. Die verbreitete Zählung von TAF 1 bis 14 beschreibt damit den Stand vor 2021.

Wie dicht die Taktung ist, lässt sich an einem einzigen Gateway-Modell ablesen: Für die CONEXA 3.0 von Theben führt die Produktliste fünf Konformitätsprüfungen in knapp vier Jahren, mit TR-Zertifikaten vom 31. Januar 2022, 31. Mai 2023, 16. Februar 2024, 5. Mai 2025 und 14. Oktober 2025[14].

Geordnet hat das BSI die Weiterentwicklung in einem Stufenmodell aus energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen, Systemanwendungsfällen und Funktionsbausteinen, zuletzt in Version 2.1 vom November 2021[37]. Eine neuere Fassung ist nicht veröffentlicht, und die Roadmap-Seite des BSI zum Stufenmodell ist als Archiv gekennzeichnet, zuletzt aktualisiert im Mai 2022[38]; sichtbar läuft die Entwicklung heute über die Richtlinien selbst. Kapitel 4 ordnet die Tarifanwendungsfälle in diese Stufen ein.

WICHTIG

Rechnen Sie bei jeder neuen Gateway-Funktion mit drei Uhren: der Fassung der Richtlinie, der Rezertifizierung beim Hersteller und dem Update im eigenen Feld, und die langsamste bestimmt den Termin.

Vier Prüfschritte für Netz- und Messstellenbetreiber:

1. **Termin der eigenen GWA-Zertifizierung feststellen**
   Fällt die nächste Neu- oder Rezertifizierung des GWA-Systems ins Jahr 2027 oder später, wird gegen Version 2.0 der TR-03109-6 auditiert. Beginnen Sie die Lückenanalyse zu Remote-Arbeitsplätzen, Dienstleistern und Zeitserver vor dem Audittermin. Haben Sie den GWA-Betrieb eingekauft, fragen Sie Ihren Dienstleister nach seinem Termin.

2. **Zertifikatsstand je Gateway-Modell erfragen**
   Gegen welche Fassung von Schutzprofil und TR-03109-1 ist das Modell zertifiziert, und lässt es sich per Update auf den neuen Stand bringen? Die Tabelle des BSI zeigt das nicht, die Seite zu jedem Zertifikat schon: Dort stehen das Schutzprofil mit Version und die Prüfgrundlage der TR-Zertifizierung[16,17].

3. **Das Einbaufenster bis Ende 2027 einplanen**
   Gateways nach altem Stand dürfen nur bis 31. Dezember 2027 eingebaut werden. Bis Anfang November 2026 ist kein Gateway nach neuem Stand zertifiziert[16,17]. Fragen Sie Ihre Hersteller, wann sie das Zertifikat nach Version 2.0 erwarten, und legen Sie Beschaffung und Rollout für 2027 und 2028 an diese Termine.

4. **Zertifikatserneuerung als Betriebsprozess prüfen**
   Lassen Sie sich von Sub-CA und Gateway-Administrator zeigen, wie ablaufende Zertifikate überwacht, Sperrlisten geprüft und der nächste Wechsel der Root-CA vorbereitet werden. Zwei Jahre Laufzeit bei Millionen Messstellen verzeihen keine Handarbeit.

Quellen

1. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109, Dachdokument, Version 2.0.1 vom 08.12.2025, Abschnitte 3.1 bis 3.6. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Übersicht der geltenden Fassungen von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien gemäß § 22 Abs. 2 MsbG, Abschnitt „Aktuelle Fassungen“. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.

3. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-5, Kommunikationsadapter, Version 1.0 vom 24.11.2023, Abschnitte 1.6, 1.7, 2.3.2, 2.4 und 2.9. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
4. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03116-3, Kryptographische Vorgaben für Projekte der Bundesregierung, Teil 3: Intelligente Messsysteme, Stand 2025, Datum 13.12.2024, Abschnitt 1.2.1. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Technische Richtlinie BSI TR-03116, Übersichtsseite, Teil 3 mit Stand 2025. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
6. § 22 Messstellenbetriebsgesetz, Mindestanforderungen an das Smart-Meter-Gateway durch Schutzprofile und Technische Richtlinien, Absätze 2 und 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifizierungsreport zum Schutzprofil BSI-CC-PP-0073-V2-2024, Smart Meter Gateway, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitte A.5 und B.1 bis B.3. commoncriteriaportal.org, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Protection Profile for a Smart Meter Gateway (SMGW-PP), Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitte 1.4.6, 3.4 und 6.11.2 sowie FPT_RPL.1. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. § 25 Messstellenbetriebsgesetz, Smart-Meter-Gateway-Administrator, Absatz 1 sowie Absätze 4 und 5. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
10. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Implementierungshinweis zur TR-03109-1, Steuerung mit Nachweisführung im SMGW, Stand 16.09.2025, Abschnitte 1, 2.1.1 und 2.1.5. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
11. § 24 Messstellenbetriebsgesetz, Zertifizierung des Smart-Meter-Gateways, Absätze 1 und 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Übergangsregelungen und -fristen zu BSI-CC-PP-0073 und BSI TR-03109-1, Downloadseite vom 07.01.2025. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. Durchführungsverordnung (EU) 2024/482 der Kommission vom 31. Januar 2024 über die Anwendung der Verordnung (EU) 2019/881 in Bezug auf das auf den Gemeinsamen Kriterien beruhende europäische System für die Cybersicherheitszertifizierung (EUCC), Artikel 49 und 50. eur-lex.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.
14. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifizierte Produkte nach § 24 MsbG, Smart Meter Gateway. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
15. Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen, Beschluss vom 4. März 2021, Az. 21 B 1162/20, Randnummer 8. nrwe.justiz.nrw.de, abgerufen am 14.10.2026.
16. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifikatsseite EUCC-3087-2026-03-0002, Secure Smart Grid Hub (SGH-S) V2.00, Feld Schutzprofil: Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System, Version 1.3, BSI-CC-PP-0073-2014; die Seiten der übrigen vier Gateway-Zertifikate der Liste (EUCC-3087-2026-0014, BSI-DSZ-CC-0919-V4-2025, BSI-DSZ-CC-0822-V7-2025, BSI-DSZ-CC-0831-V10-2024) nennen dasselbe Schutzprofil. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
17. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifikatsseite BSI-K-TR-0856-2026, Secure Smart Grid Hub (SGH-S) V2.00, Feld Prüfgrundlage: BSI TR-03109-1, Version 1.1; dieselbe Prüfgrundlage nennen alle 19 TR-Zertifikate der Liste, die jüngsten je Hersteller sind BSI-K-TR-0822-2025, BSI-K-TR-0795-2025, BSI-K-TR-0677-2024 und BSI-K-TR-0639-2025. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
18. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifikat BSI-CC-PP-0077-V2-2015, Schutzprofil für das Sicherheitsmodul des Smart Meter Gateway, Version 1.03. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-6, Smart-Meter-Gateway-Administration, Version 2.0 vom 28.11.2025, Abschnitte 1.2, 4.3.3.13, 4.4.21, 4.4.22 und 5.2.3, Anhang C sowie Änderungshistorie. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
20. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-6 aktualisiert, Meldung vom 17.12.2025. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
21. Bundesanzeiger, BAnz AT 22.12.2025 B6: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bekanntmachung der geltenden Fassungen von Technischen Richtlinien und Schutzprofilen gemäß § 22 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes vom 9. Dezember 2025, Ausgabenübersicht mit Volltext über den Eintrag B6. bundesanzeiger.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. § 28 Messstellenbetriebsgesetz, Inhaber der Wurzelzertifikate. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
23. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Smart-Metering-PKI, Übersichtsseite. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
24. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Registrierte Sub-CAs der SM-PKI. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.

25. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-4, Smart Metering PKI, Version 1.2.1 vom 09.08.2017, Kapitel 2, Abschnitt 3.3.2 und Tabellen 10 und 11. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
26. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Certificate Policy der Smart Metering PKI, Version 1.1.2 vom 25.01.2023, Abschnitt 6.3.2, Tabelle 12. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
27. Bundesnetzagentur: Pressemitteilung zum Rollout intelligenter Messsysteme vom 21.09.2026, Stand 30.06.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
28. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Pressemitteilung zum Ende klassischer Verschlüsselungsverfahren vom 11.02.2026. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. Bundesministerium für Digitales und Staatsmodernisierung, Bundesministerium des Innern und Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Nationale Umsetzung der EU-Roadmap zur Umstellung auf Post-Quanten-Kryptografie, gemeinsame Leitlinie, Stand 11.09.2026 laut Titelseite, Downloadseite vom 12.10.2026, Zusammenfassung und Abschnitte 1 bis 4. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
30. Bundesverband Neue Energiewirtschaft: Stellungnahme zur Technischen Richtlinie BSI TR-03109-5 „Kommunikationsadapter“ in der RC-Version 1.0 vom 13.10.2023. bne-online.de, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsposition.
31. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: FAQ zur BSI TR-03109-5. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
32. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifikate nach BSI TR-03109-5, Liste mit 26 Einträgen auf drei Seiten. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
33. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Integrierte Steuerungsfunktion im SMGW, Beitrag vom 04.10.2024 zur Stellungnahme des Verbands in der BSI-Konsultation. bdew.de, abgerufen am 14.10.2026.
34. § 27 Messstellenbetriebsgesetz, Weiterentwicklung von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien, Ausschuss Gateway-Standardisierung, Absätze 1, 2 und 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
35. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitte 1.6, 3.2.2, 3.2.10 bis 3.2.13 und 3.3.2. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
36. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 1.1 vom 17.09.2021, Tabelle 4.1 (Anwendungsfälle TAF 1, 2, 6, 7, 9, 10 und 14) und Changelog zu Kapitel 4 („Optionale TAF entfernt“). bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
37. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Teil 2 Stand der Technik, Version 2.1 vom 11.11.2021. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
38. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Roadmap-Prozess mit den Teilen des Stufenmodells, als Archiv gekennzeichnet, Inhalte zuletzt aktualisiert bis 20.05.2022. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.

Die Tarifanwendungsfälle: TAF 1 bis 16 und die Fassung 2.0

Alle Tarifanwendungsfälle des Smart Meter Gateway: was TAF 1 bis 16 leisten, was die Fassungen 1.1 und 2.0 geändert haben, warum §14a ohne TAF 11 auskommt.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-tarifanwendungsfaelle-taf.html

ZUSAMMENFASSUNG

Ein Tarifanwendungsfall, kurz TAF, ist eine Funktion, die der Gateway-Administrator im Smart Meter Gateway einschaltet; sie bestimmt, was gemessen wird, wie oft das Gateway es speichert und wer die Werte bekommt. Jahrelang umfasste der Katalog TAF 1 bis 14, die Fassung 1.1 der Richtlinie ließ 2021 sieben davon übrig. Die Fassung 2.0 vom Dezember 2024 hat ihn erneut umgebaut und verlangt TAF 1, 2, 7, 9, 10 und 14, ab 2027 außerdem einen neu gefassten TAF 8 und einen neuen TAF 15, während der Prepaid-Fall, die Steuerung und vier weitere Anwendungsfälle darin fehlen. Ein Hinweis des BSI vom September 2025 beschreibt dazu einen ereignisbasierten TAF 5 und einen TAF 16.

Wärmepumpen nach § 14a werden heute über den CLS-Kanal gedimmt und nicht über TAF 11; den Weg direkt aus dem Gateway hat das BSI beschrieben, zertifiziert ist dafür noch kein Gerät. Netzzustandsdaten im Viertelstundenraster gehören zur Standardleistung des Messstellenbetreibers, minütlich kosten sie extra und reichen höchstens für ein Viertel der ausgestatteten Anschlüsse.

Welche Funktion in wie vielen Gateways tatsächlich eingeschaltet ist, veröffentlicht keine Behörde.

Was ein Tarifanwendungsfall ist

„Gateway mit TAF 1, 2, 6, 7, 9, 10 und 14." So oder ähnlich beschreiben Hersteller und Messstellenbetreiber die Geräte[1,2], und was das Gerät dann misst, steht nicht in der Zeile; wer die Richtlinie kennt, liest es an den Nummern ab.

Tarifanwendungsfall (TAF) ist eine im Smart Meter Gateway konfigurierbare Funktion, die festlegt, in welchem Raster Messwerte erfasst, gespeichert und an welche berechtigten Stellen sie übermittelt werden. Die TAF sind in der Technischen Richtlinie BSI TR-03109-1 beschrieben[3], eingestellt werden sie vom Gateway-Administrator über Auswertungsprofile[4].

Der Begriff ist älter als der Rollout: Schon die erste Fassung der Richtlinie vom 18. März 2013 führte die Liste, TAF 1 bis 10 als Pflicht und TAF 11 bis 14 als Option[5]; gedacht war ein Gerät, das alles kann.

Am 16. Januar 2019 schob das BSI eine Anlage VII nach. Ihr Geräteprofil „Basis“ machte nur noch TAF 1, 2, 6 und 7 verpflichtend, alle anderen optional[5]. Mit diesem Profil startete 2020 der Pflichtrollout, und dasselbe Profil hielt das Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen ein Jahr später für rechtswidrig[5] (die Geschichte erzählt Kapitel 1).

Ein TAF ist eine zertifizierte Softwarefunktion und kommt per Firmware-Update ins Feld. Was ein bestimmtes Gateway heute beherrscht, hängt deshalb an der Fassung der Richtlinie, gegen die es zuletzt zertifiziert wurde. Die Hardware allein sagt darüber wenig, und das macht jede Bestandsaufnahme beim Messstellenbetreiber mühsamer, als sie aussieht.

TECHNISCHER STANDARD

Neuere Begriffe, alte Liste

Seit 2020 ordnet das BSI die Funktionen in seinem Stufenmodell nach energiewirtschaftlichen Anwendungsfällen, Systemanwendungsfällen und Funktionsbausteinen[6]. In Übersichten aus dem Markt hält sich trotzdem die Zählung TAF 1 bis 14[2], und weil der Markt sie nutzt, nutzt sie auch dieses Kapitel.

Alle Tarifanwendungsfälle auf einen Blick

Übersichten aus dem Markt führen den Katalog bis heute in der alten Zählung; was die Fassung 2.0 der Richtlinie vom 13. Dezember 2024 daraus gemacht hat, steht in der rechten Spalte[4]. „Pflicht ab 2027“ meint dort die Stufe MUSS+: Gateways, die ab dem 1. Januar 2027 nach der neuen Fassung zertifiziert werden, müssen die Funktion beherrschen[7], eingeschaltet ist sie damit im Feld noch nicht.

TAF	Was das Gateway tut	Wofür	In der Fassung 2.0
1	Zählerstände ohne Zeitreihe, in der Fassung 2.0 monatlich sowie zu Beginn und Ende, datensparsam	Abrechnung	Pflicht
2	Tarifstufen in festen Zeitfenstern, etwa Hoch- und Niedertarif	Abrechnung	Pflicht
3	Tarifwechsel, sobald eine Lastschwelle überschritten wird	Abrechnung	nicht mehr enthalten
4	Tarifstufen nach kumulierter Verbrauchsmenge	Abrechnung	nicht mehr enthalten
5	Tarifstufen, die an Ereignisse geknüpft sind	Abrechnung	nicht enthalten, BSI-Hinweis 2025

TAF	Was das Gateway tut	Wofür	In der Fassung 2.0
6	Abruf von Messwerten im Bedarfsfall, etwa beim Umzug	Wechselprozesse	als allgemeine Abruffunktion
7	Zählerstände im 15- oder 60-Minuten-Raster, der Zählerstandsgang	Abrechnung, Bilanzierung	Pflicht
8	Leistungsspitzen; in der Fassung 2.0 neu als „Lastgangbildung mit Maximalwerten“	Abrechnung	neu gefasst, Pflicht ab 2027
9	Abruf der aktuellen Einspeisung einer Erzeugungsanlage	Netzbetrieb	Pflicht
10	Abruf von Netzzustandsdaten wie Spannung, Strom und Frequenz	Netzbetrieb	Pflicht
11	Steuerung unterbrechbarer Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen	Steuerung	nicht mehr enthalten
12	vorausbezahlte Energiemenge mit Signal an einer Schwelle	Prepaid-Abrechnung	nicht mehr enthalten
13	Messwerte zur Anzeige über das WAN statt über das Heimnetz	Information des Kunden	nicht mehr enthalten
14	hochfrequente Messwerte für Mehrwertdienste	Energiemonitoring	Pflicht
15	Verarbeitung von Messwerten aus registrierenden Messeinrichtungen	Abrechnung	neu, Pflicht ab 2027
16	Erfassung bei Eintritt eines Ereignisses statt im festen Raster	Abrechnung	nicht enthalten, BSI-Hinweis 2025

Die Beschreibungen stützen sich auf beide Fassungen der Richtlinie und auf die Übersicht eines Messstellenbetreibers[4,8,2]. Ältere Übersichten ordnen manche Nummern anders zu; die FfE etwa führte 2019 TAF 9 unter steuerbaren Anlagen[9].

Die Fassung 2.0 erlaubt einem Gateway außerdem Tarifanwendungsfälle, die sie selbst nicht beschreibt, sofern ergänzende Dokumente des BSI das tun[4]; der Hinweis zu TAF 5 und 16 ist ein solches Dokument.

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

TAF 15 gibt es, aber erst seit Dezember 2024

Die älteren Fassungen der Richtlinie kennen keinen TAF 15, ihr Katalog endet bei 14[5,8]. Definiert wird er erst in der Fassung 2.0 vom 13. Dezember 2024: „TAF15: Verarbeitung von Messwerten aus registrierenden Messeinrichtungen“, Stufe MUSS+[4]. Auch der BSI-Hinweis zu TAF 5 und 16 vom September 2025 führt ihn neben TAF 1, 2, 7 und 8[10]. Das Gateway registriert die Werte dabei nicht selbst, es übernimmt sie von einem registrierenden Zähler. Die Aussage, einen TAF 15 gebe es nicht, beschreibt also den Stand vor der Fassung 2.0.

Abrechnung: die Arbeitspferde und der Prepaid-Fall

Vier Funktionen tragen die Abrechnung, und es sind dieselben vier, die 2019 im Profil „Basis“ Pflicht wurden.

TAF 1 ist der sparsamste Fall. Das Gateway verschickt nur einzelne Zählerstände, in der Fassung 2.0 einmal im Monat sowie zu Beginn und Ende der Gültigkeitsdauer, für Strom ebenso wie für Gas, Wasser und Wärme[4]; mehr Daten verlassen es nicht. Die Richtlinie begründet das damit, dass sich aus den Werten nichts über das Verbrauchsverhalten ablesen lassen soll[4]. Gemessen wird trotzdem feiner, denn für Letztverbraucher mit intelligentem Messsystem und bis 100.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch schreibt das Gesetz einen Zählerstandsgang vor oder, wo vorhanden, eine viertelstündige registrierende Lastgangmessung[11], und den Zählerstandsgang sah schon das Messstellenbetriebsgesetz von 2016 vor[12]. Im Gateway ist das in der Regel TAF 7 (Kapitel 6 und 7).

TAF 2 bringt feste Zeitfenster dazu, Hochtarif am Tag, Niedertarif in der Nacht: im Grunde der alte Doppeltarifzähler in digital. Einem dynamischen Stromtarif genügt das nicht, weil dort der Preis der Börse folgt und die Börse sich nach keiner Uhr richtet.

TAF 6 holt Werte auf Anforderung, typischerweise bei Umzug oder Lieferantenwechsel.

Das eigentliche Arbeitspferd ist TAF 7, und ohne ihn wäre ein intelligentes Messsystem ein teurer digitaler Zähler. Er liefert Zählerstände für Verbrauch und Erzeugung im Viertelstundenraster (die Richtlinie erlaubt auch 60 Minuten), und zwar jeden Tag. Daran hängt die viertelstundengenaue Bilanzierung, und auch dynamische Tarife nach § 41a EnWG werden in der Regel über diesen Zählerstandsgang abgerechnet. Beim zeitvariablen Netzentgelt nach Modul 3 ist TAF 7 dagegen nur einer von zwei Wegen; der andere führt über TAF 2, warum, erklärt Kapitel 5.

TAF 3, 4 und 8 bildeten Tarife nach Lastschwelle, Verbrauchsmenge und Leistungsspitze. Seit der Fassung 1.1 von 2021 fehlen sie in der Richtlinie[8], und die Fassung 2.0 vergibt die Nummer 8 neu, an die Lastgangbildung mit Maximalwerten, Pflicht ab 2027[4].

Bleibt TAF 12, der Prepaid-Tarif: Eine vorausbezahlte Energiemenge wird heruntergezählt, und an einer Schwelle geht ein Signal raus[2]. In der Richtlinie fehlt der Prepaid-Fall seit der Fassung 1.1 von 2021[8], und die Fassung 2.0 hat ihn nicht zurückgeholt[4].

Mit Einspeisemanagement oder Redispatch hat TAF 12 nichts zu tun: Die aktuelle Einspeisung liefert TAF 9, und Redispatch folgt § 13a EnWG und ist gar kein Tarifanwendungsfall; seine Daten laufen nach § 34 Absatz 1 Nummer 7 MsbG über das Gateway und eine angebundene Steuerungseinrichtung[13].

Netz: TAF 9 und TAF 10

Aus der Niederspannung hatte ein Verteilnetzbetreiber bisher kaum Messwerte, TAF 9 und TAF 10 liefern sie ihm.

TAF 9 meldet, was eine Erzeugungsanlage gerade einspeist, eine PV-Anlage etwa. Für die Abrechnung spielt der Wert keine Rolle, er ist für die Netzführung da.

Ohne Daten wie diese sieht ein Netzbetreiber nicht, in welchem Strang die Spannung gerade an die Grenze läuft. TAF 10 liefert sie am Netzanschluss, nämlich Spannung, Strom, Wirkleistung, Phasenwinkel und Frequenz[4], und ein Hersteller bezeichnet das Gateway mit TAF 10 als wichtigsten Sensor im Netz[14].

Wie oft die Daten kommen, entscheidet das Messstellenbetriebsgesetz.

GESETZLICH VERBINDLICH

Viertelstündlich ist Standard, minütlich kostet extra

§ 34 Absatz 1 Nummer 4 MsbG zählt zu den Standardleistungen des Messstellenbetreibers die Erhebung von viertelstundengenauen Netzzustandsdaten und deren tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber. Die minütliche Übermittlung steht dagegen in Absatz 2 Satz 2 Nummer 6 unter den Zusatzleistungen, und zwar begrenzt auf bis zu 25 Prozent der vom Messstellenbetreiber im jeweiligen Netzgebiet mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Netzanschlüsse[13].

Für Planung und Auswertung taugen Viertelstundenwerte, die einmal am Tag eintreffen, durchaus. Auf einen Engpass reagieren, während er entsteht, lässt sich mit ihnen nicht, dafür braucht es die minütlichen Werte aus der Zusatzleistung. Weil das Gesetz sie auf ein Viertel der ausgestatteten Anschlüsse deckelt, muss jeder Netzbetreiber auswählen, welche Stränge er minütlich sehen will; einen flächendeckend minütlichen TAF 10 sieht es nicht vor.

Gebraucht werden die Netzzustandsdaten auch für § 14a, denn netzorientiert steuern darf ein Netzbetreiber grundsätzlich nur auf Grundlage einer Netzzustandsermittlung, übergangsweise bis längstens Ende 2028 auch präventiv nach Netzplanung[15]. Wie eng Messung und Steuerung damit zusammenhängen, zeigt Kapitel 5.

Steuerung: warum TAF 11 nicht der Weg ist

„Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen“: So steht TAF 11 im Katalog[2], und es läge nahe, eine Wärmepumpe nach § 14a darüber zu dimmen, doch so wird nicht gesteuert.

Das Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen hielt schon 2021 fest, TAF 11 sei bereits in der Stammrichtlinie nur optional, im Geräteprofil „Basis“ nicht enthalten „und auch von keinem der am Markt verfügbaren Smart-Meter-Gateways implementiert“. Für die Fernsteuerung komme nach Einschätzung des BSI „nur der CLS-Proxy-Kanal in Betracht“[5].

Daran hat sich im Kern nichts geändert, nur ist TAF 11 inzwischen ganz verschwunden: Seit der Fassung 1.1 vom September 2021 steht er nicht mehr in der Richtlinie, und auch die Fassung 2.0 nennt ihn nicht[8,4]. Die Befehle laufen über den CLS-Kanal, einen gesicherten Kanal, den das Gateway zwischen einem aktiven externen Marktteilnehmer im WAN und einem steuerbaren Gerät im Heimnetz vermittelt[16]. Am Ende hängt im Heimnetz eine Steuerbox, die den Befehl an die Anlage oder an ein Energiemanagementsystem weiterreicht.

Auch das Gesetz kennt nur diesen Weg: § 34 Absatz 1 Nummer 6 MsbG spricht von Datenkommunikation „über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung“[13], ein Tarifanwendungsfall kommt in der Vorschrift nicht vor.

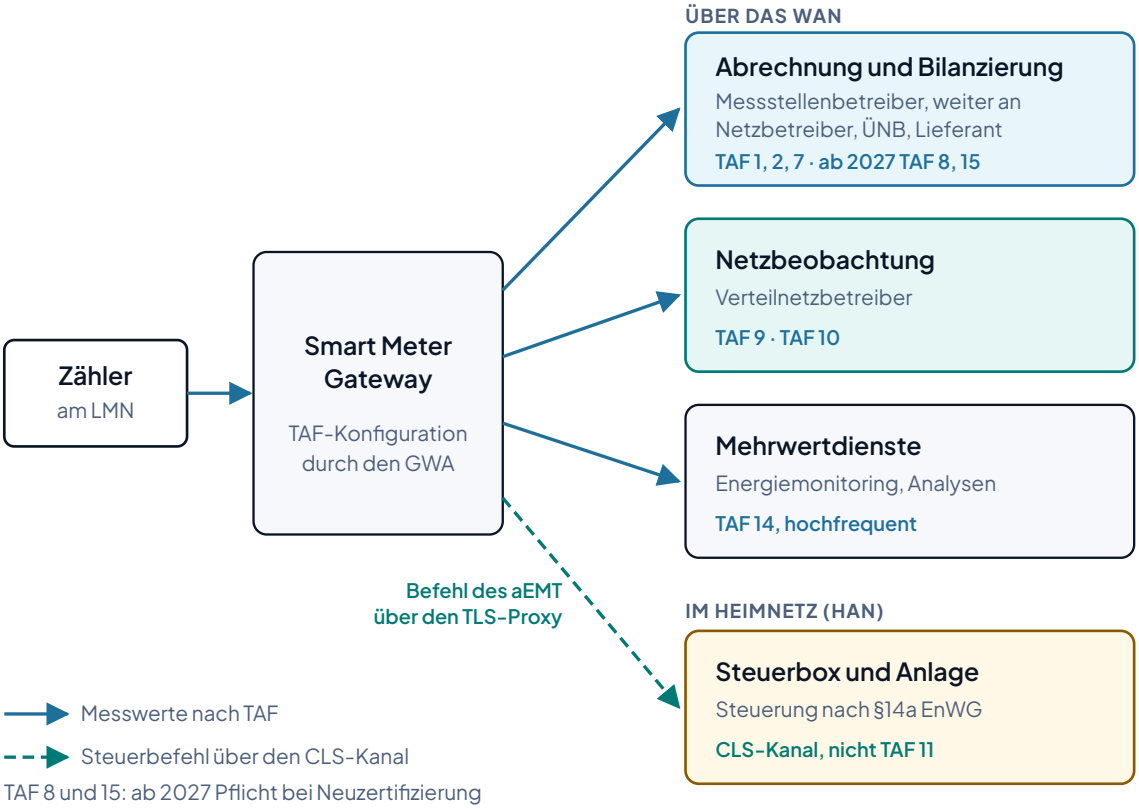


Abbildung 1: Wohin die Tarifanwendungsfälle liefern. Abrechnung und Bilanzierung, Netzbeobachtung und Mehrwertdienste laufen über TAF. Abrechnungswerte gehen an den Messstellenbetreiber, der sie nach § 60 MsbG an Netzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Lieferant weitergibt. Viertelstündliche Netzzustandsdaten nach TAF 10 sind Standard, minütliche eine Zusatzleistung. Die Steuerung nach § 14a läuft über den CLS-Kanal zur Steuerbox, nicht über TAF 11. Den Befehl schickt ein aktiver externer Marktteilnehmer.

WICHTIG

Ein Lastenheft für die § 14a-Steuerung braucht keinen TAF 11. Spezifizieren Sie den CLS-Kanal, die Steuerbox und das Protokoll dahinter; die Netzdaten für die Entscheidung kommen aus TAF 9 und TAF 10.

Steuern im Gateway oder in der Box: zwei Positionen

Version 2.0 des Schutzprofils für das Gateway, BSI-CC-PP-0073, enthält seit dem 13. Dezember 2024 das Funktionspaket „Power Limitation“ für den Fall, dass das Gateway steuerbare Geräte selbst ansteuert[16], und dann wäre die Steuerbox überflüssig. Ob sie das sein soll, darüber streiten BSI und BDEW.

Im August 2024 legte das BSI ein Impulspapier zur Steuerung direkt über das Gateway vor. Die integrierte Steuerung sollte für Hersteller freiwillig sein, der klassische Weg über die Steuerbox bliebe erhalten; bei der integrierten Lösung müsste allerdings die Kundenanlage nach TR-03109-5 zertifiziert werden, weil die Box als geprüfte Gegenstelle wegfällt[17].

Der BDEW hielt in der Konsultation im September 2024 dagegen und berichtete am 4. Oktober darüber. Beide Lösungswege sollten eine identische Schnittstelle zur Kundenanlage haben, und Messstellenbetreiber dürften nicht doppelt belastet werden. Die TR-03109-5-Pflicht für die integrierte Lösung solle entfallen, denn mit ihr werde die Lösung im Markt wegen des hohen Aufwands „faktisch nicht umgesetzt“, und ohne sie werde das Sicherheitsniveau nicht beeinträchtigt[17]. Viele Messstellenbetreiber bauten zudem gerade ein CLS-Management auf, schreibt der Verband, und für Submetering und Bestandsanlagen bleibe dieser Weg ohnehin nötig.

Aus dem Impulspapier ist inzwischen ein Implementierungshinweis geworden. Am 16. September 2025, am selben Tag wie der Hinweis zu TAF 5 und 16, hat das BSI „Steuerung mit Nachweisführung im SMGW“ veröffentlicht. Darin übernimmt das Gateway über EEBUS die Begrenzung von Bezug und Einspeisung steuerbarer Anlagen und protokolliert jede Anweisung samt Quittung. Verpflichtend ist der Hinweis nicht, er soll später in die TR-03109-1 übergehen. Zur Streitfrage steht dort nur: „Der TLS-Proxy ist im zu steuernden Produkt eine optionale Funktion. Ein Produkt mit implementiertem TLS-Proxy unterliegt dem Anwendungsbereich der [TR-03109-5].“ Eine Zertifizierungspflicht für Anlagen ohne TLS-Proxy nennt der Hinweis nicht[18].

Im Versuch funktioniert die Technik: Bayernwerk und Power Plus Communications haben im September und Oktober 2025 rund 1.100 Steuerbefehle per EEBUS direkt aus dem Gateway an Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbrauchsanlagen geschickt, ohne Steuerbox und mit einer Erfolgsquote von 99,63 Prozent[19]. Das Bayernwerk erwartete damals, dass die Zertifizierung bei den Herstellern Anfang 2026 beginnt und die Steuerung aus dem Gateway ab Mitte 2026 breit nutzbar ist[19].

UNSICHER BELEGT

Getestet heißt nicht zugelassen

Die am 14. September 2026 gemeldete Zertifizierung betraf einen CLS-Adapter von Power Plus Communications, ausgestellt von der EEBUService GmbH[20]. Das ist eine Prüfung der Interoperabilität, keine Sicherheitszertifizierung des Gateways durch das BSI. Ein Zertifikat gegen Version 2.0 des Schutzprofils, das die Steuerung im Gateway als Funktion „Power Limitation“ beschreibt, führt die Produktliste des BSI bis Anfang November 2026 nicht[21]. Der angekündigte Zeitplan hat sich damit verschoben. Im Feld angekommen ist bisher eine andere Form der Integration: Am 1. Juli 2026 meldete ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber 10.000 installierte Gateways, bei denen das Steuermodul im selben Gerät steckt, nach Herstellerangaben vom BSI zertifiziert; ein zweiter meldete einen Vertrag über eine Software, mit der er direkt aus dem Gateway steuern will[22]. Gegen welche Fassung zertifiziert wurde, sagen die Meldungen nicht.

Das BSI will im Heimnetz keine ungeprüfte Gegenstelle, der BDEW will für dasselbe Ziel keinen zweiten Zertifizierungsweg, und der Implementierungshinweis beantwortet die Frage nur für Produkte mit TLS-Proxy. Entschieden ist der Streit nicht. Solange kein Gateway gegen das neue Schutzprofil zertifiziert ist, steuern Messstellenbetreiber über die Box, und eine Architektur, die heute geplant wird, sollte sie später ersetzen können.

Wie neue Funktionen ins Gerät kommen

Bis ein neuer Tarifanwendungsfall beim Kunden ankommt, muss erst die Richtlinie erweitert, dann das Gateway neu zertifiziert und zuletzt die Firmware im Feld aktualisiert werden.

Zertifiziert wird dabei doppelt: Ein Gateway braucht ein Sicherheitszertifikat nach den Common Criteria gegen das Schutzprofil PP-0073 und ein zweites gegen die TR-03109-1, das die Interoperabilität bestätigt; die BSI-Liste führt beide getrennt[21]. Für die eichrechtlich relevanten Funktionen kommt eine Baumusterprüfbescheinigung der PTB hinzu[5]. Das Verfahren im Detail steht in Kapitel 3.

Am Anfang stand das Profil „Basis“ mit TAF 1, 2, 6 und 7. Für TAF 14 folgte im Dezember 2019 ein Fehlerverzeichnis zur Richtlinie, das das Gericht auf den 12. und die Downloadseite des BSI auf den 16. Dezember datiert[5,23]. TAF 9 und 10 standen Anfang 2021 nur im optionalen Profil „Netz“[5] und wurden mit der Fassung 1.1 vom September 2021 wieder Pflicht[8]; in die Geräte kamen sie per Rezertifizierung, die Power Plus Communications schon am 30. Oktober 2020 für ihre Gateways erhielt[1].

Liest man heute, TAF 9 und 10 kämen erst jetzt, ist die Quelle mindestens fünf Jahre alt.

Im Stufenmodell des BSI[6] gehören zur ersten Stufe unter anderem die Aktualisierung des Messsystems, die Kommunikation mit steuerbaren Geräten über einen aktiven externen Marktteilnehmer und der Zählerstandsgang (TAF 7), zur zweiten zeitvariable Tarife (TAF 2), Netzzustandsdaten (TAF 10), die Ist-Einspeisung (TAF 9) und hochfrequente Messwerte (TAF 14).

TECHNISCHER STANDARD

Stufe 3 ist beschrieben, aber nicht fortgeschrieben

Das Stufenmodell liegt in Version 2.1 vom November 2021 vor[6]. Ein eigener Teil davon beschreibt schon die dritte Entwicklungsstufe, unter anderem Steuerung, weitere Netzzustandsdaten, Submetering, Mehrsparten-Metering und Ladeinfrastruktur. Für die Steuerung kommt eine Steuereinheit hinzu, die ihre Befehle über den CLS-Proxy-Kanal erhält und auch direkt in einem Gateway stecken kann[24]. Fortgeschrieben hat das BSI das Modell seitdem nicht, die zugehörige Roadmap-Seite ist als Archiv gekennzeichnet[25]. Die Weiterentwicklung läuft inzwischen über neue Fassungen der Richtlinien selbst.

Neue Fälle kündigt das BSI trotzdem an: Sein Implementierungshinweis vom 16. September 2025 beschreibt eine vorgesehene Erweiterung um ereignisbasierte Tarifierung im TAF 5 und ereignisbasierte Registrierung im neuen TAF 16[10], ausdrücklich als Hinweis, der „keinen verpflichtenden Charakter“ hat[10].

Für den Bestand gilt eine Übergangsregel: Gateways nach Schutzprofil 1.3 und Richtlinie 1.1 dürfen noch bis Ende 2027 eingebaut werden, während Zertifizierungen nach den neuen Fassungen ab dem 1. Januar 2027 zusätzliche Pflichtanforderungen nachweisen müssen[7], darunter TAF 8 und TAF 15[4].

Was im Feld läuft und was niemand misst

Dass die Gateways TAF 1, 2, 6, 7, 9, 10 und 14 beherrschen, ist mehr als eine Angabe aus dem Markt[1,2]: Diese sieben Fälle sind seit der Fassung 1.1 normativ[8], und gegen diese Fassung haben alle fünf Gateways der BSI-Liste ein Konformitätszertifikat[26]. Ob die Funktionen im Feld auch eingeschaltet sind, beantwortet dagegen keine Statistik.

NEGATIVBEFUND

Keine Zahl zur Verbreitung

Wie viele der installierten Gateways TAF 9, 10 oder 14 tatsächlich aktiviert haben, veröffentlicht keine Stelle. Die Rollout-Statistik der Bundesnetzagentur zählt Messsysteme, nicht Funktionen. Für TAF 3, 4, 5, 8, 11, 12 und 13 gibt es keinen belastbaren Hinweis auf einen breiten produktiven Einsatz. Sechs davon nennt die Fassung 2.0 der Richtlinie gar nicht mehr.

Der Katalog beschreibt, was ein intelligentes Messsystem können soll. Was es in einem bestimmten Netz tatsächlich tut, steht in der Konfiguration des Gateway-Administrators, und die veröffentlicht niemand.

Im eigenen Haus lässt sich die Lücke zwischen Katalog und Wirklichkeit mit vier Prüfschritten schließen:

1. **Zertifikatsstand der eigenen Gateways klären**
   Lassen Sie sich für jedes eingesetzte Gerätemodell zeigen, gegen welche Fassung von Schutzprofil und Richtlinie es zuletzt zertifiziert wurde. Die Tabelle des BSI weist das nicht aus, die Seite zu jedem Zertifikat nennt Schutzprofil und Prüfgrundlage[26].
2. **TAF-Konfiguration als Bestand erfassen**
   Halten Sie fest, welche Tarifanwendungsfälle an welchen Messstellen laufen und seit welchem Firmware-Stand. Ohne diese Liste bleibt jede Aussage über Netztransparenz eine Vermutung, auch die eigene.
3. **Minütliche Netzzustandsdaten gezielt planen**
   Behandeln Sie die 25 Prozent aus § 34 MsbG als Budget und setzen Sie es dort ein, wo die Netzberechnung Engpässe erwartet. Wo zuerst Gateways hängen, ist dafür kein Kriterium.
4. **Steuerung über CLS spezifizieren**
   Ins Lastenheft gehören CLS-Kanal und Steuerbox, denn TAF 11 steht in keiner geltenden Fassung der Richtlinie.

Quellen

1. Power Plus Communications: PPC erhält Rezertifizierung für Smart Meter Gateways. ppc-ag.de, abgerufen am 14.10.2026. Herstellerquelle.
2. inexogy: Tarifanwendungsfälle des Smart Meter Gateway, Beitrag vom 21.01.2022, zuletzt geändert am 05.03.2025. inexogy.com, abgerufen am 15.10.2026. Unternehmensquelle eines wettbewerblichen Messstellenbetreibers, zur Funktionsbeschreibung herangezogen.
3. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Übersichtsseite. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.

4. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitte 1.6 (MUSS+) und 2.3.3 (Auswertungsprofile des GWA), Tabellen 3.2 und 3.11 (Übersicht der TAF), Abschnitte 3.2.8 (TAF 1), 3.2.11 (TAF 7), 3.2.12 (TAF 8) und 3.2.13 (TAF 15), Tabelle 3.43 (Messgrößen) und Anhang E (Änderungen MWV7 bis MWV9). bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen, Beschluss vom 4. März 2021, Az. 21 B 1162/20, Randnummern 8, 23, 35, 41, 54, 55 und 58. nrwe.justiz.nrw.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Teil 2 Stand der Technik, Version 2.1 vom 11.11.2021. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Übergangsregelung zu BSI-CC-PP-0073 und BSI TR-03109-1, Downloadseite vom 07.01.2025. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 1.1 vom 17.09.2021, Tabelle 4.1 (Anwendungsfälle TAF 1, 2, 6, 7, 9, 10 und 14) und Changelog zu Kapitel 4 („Optionale TAF entfernt"). bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. Forschungsstelle für Energiewirtschaft: Messen und Steuern über iMSys, funktioniert das?, 22.05.2019. ffe.de, abgerufen am 14.10.2026. Sekundärquelle.
10. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Ereignisbasierte Tarifanwendungsfälle TAF5 und TAF16, Implementierungshinweis vom 16.09.2025. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
11. § 55 Absätze 1 und 2 Messstellenbetriebsgesetz, Messwerterhebung Strom. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. Deutscher Bundestag: Drucksache 18/7555 vom 17.02.2016, Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, Artikel 1, § 55 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes; die Beschlussempfehlung des Wirtschaftsausschusses, Drucksache 18/8919 vom 22.06.2016, ändert § 55 nicht. dserver.bundestag.de, abgerufen am 15.10.2026.
13. § 34 Messstellenbetriebsgesetz, Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers, Absatz 1 Nummern 4 bis 7 und Absatz 2 Satz 2 Nummer 6. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
14. Power Plus Communications: Der TAF 10, wie das Smart-Meter-Gateway zum wichtigsten Sensor im Netz wird. ppc-ag.de, abgerufen am 14.10.2026. Herstellerquelle.
15. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300 vom 27.11.2023, Ziffern 2.6, 4.2 und 10.5. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
16. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifizierungsreport zum Schutzprofil BSI-CC-PP-0073-V2-2024, Smart Meter Gateway, Version 2.0 vom 13.12.2024, Kapitel B.1, Funktionspaket Power Limitation. commoncriteriaportal.org, abgerufen am 14.10.2026.
17. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Integrierte Steuerungsfunktion im SMGW, Beitrag vom 04.10.2024 zur Stellungnahme des Verbands in der BSI-Konsultation, mit Bezug auf das BSI-Impulspapier „Steuerung mit Nachweisführung im Smart-Meter-Gateway" vom August 2024. bdew.de, abgerufen am 14.10.2026.
18. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Implementierungshinweis zur TR-03109-1, Steuerung mit Nachweisführung im SMGW, Stand 16.09.2025, Abschnitte 1, 2.1.1 und 2.1.5. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bayernwerk AG: Steuern ohne Box: Bayernwerk testet erfolgreich direkte Steuerung aus dem Smart Meter Gateway, Pressemitteilung vom 17.12.2025. bayernwerk-ag.mynewsdesk.com, abgerufen am 15.10.2026. Unternehmensangabe.
20. Power Plus Communications: PPC schließt als erster Anbieter erfolgreich die EEBUS-Zertifizierung ab, Beitrag vom 14.09.2026. ppc-ag.de, abgerufen am 15.10.2026. Herstellerquelle.
21. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifizierte Produkte nach § 24 MsbG, Smart Meter Gateway. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
22. Zeitung für kommunale Wirtschaft: Digitalisierungs-Ticker, zwei Meldungen vom 01.07.2026 zu Gateways mit integriertem CLS-Modul und zur Steuerung direkt aus dem Gateway. zfk.de, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse, Unternehmensangaben.
23. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: TR-03109-1, Errata zu TAF 14, Downloadseite mit Datum 16.12.2019. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
24. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Teil 3 Rahmenbedingungen für die Weiterentwicklung der BSI-Spezifikationen, Version 2.1 vom 11.11.2021, Abschnitte 2.3 und 3.3 sowie Kapitel 5. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
25. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Roadmap-Prozess, als Archiv gekennzeichnet, Inhalte zuletzt aktualisiert bis 20.05.2022. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.

26. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifikatsseite BSI-K-TR-0856-2026, Secure Smart Grid Hub (SGH-S) V2.00, Feld Prüfgrundlage: BSI TR-03109-1, Version 1.1; dieselbe Prüfgrundlage nennen alle 19 TR-Zertifikate der Liste, die jüngsten je Hersteller sind BSI-K-TR-0822-2025, BSI-K-TR-0795-2025, BSI-K-TR-0677-2024 und BSI-K-TR-0639-2025. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.

Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

§14a ohne Mythen: kurative Steuerung, 4,2 kW Mindestleistung, die Steuerkette über CLS, Module 1 bis 3 und die Erzeugung nach §9 und §10b EEG.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-14a-netzorientierte-steuerung.html

ZUSAMMENFASSUNG

In zwei Beschlüssen, die vier Tage auseinanderliegen, hat die Bundesnetzagentur geregelt, wann ein Netzbetreiber Wärmepumpen, Wallboxen, Klimaanlagen und Speicher dimmen darf (BK6–22–300) und was deren Betreiber dafür am Netzentgelt sparen (BK8–22/010–A); die Fristen beider Beschlüsse laufen getrennt.

Gedimmt wird kurativ, also erst, wenn auf Grundlage von Echtzeit-Messwerten eine Gefährdung des Netzes festgestellt ist, und auch dann behält der Betreiber einen Anspruch auf mindestens 4,2 kW. Präventiv nach Netzplanung zu steuern bleibt nur als Übergang erlaubt (längstens bis Ende 2028). Den Befehl reicht der Netzbetreiber über den Messstellenbetreiber und den CLS-Kanal des Gateways an die Steuerbox weiter.

Modul 1 und 2 gibt es ohne intelligentes Messsystem, Modul 3 nicht, und vor allem wegen Modul 3 droht die Bundesnetzagentur seit Mai 2026 Zwangsgelder an.

Zwei Beschlüsse, zwei Kammern

Am 23. November 2023 beschloss die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur, was steuerbare Verbrauchseinrichtungen an Netzentgelt sparen[1], und vier Tage später legte die Beschlusskammer 6 fest, wann der Netzbetreiber sie im Gegenzug dimmen darf[2]; beide gelten seit dem 1. Januar 2024.

Im Gesetz ist das ein einziges Geschäft: § 14a Absatz 1 EnWG erlaubt der Behörde, Vereinbarungen über die netzorientierte Steuerung „im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen“ vorzuschreiben[3]. Trotzdem hat sie den Tausch auf zwei Kammern verteilt, die Steuerung samt Mindestleistung und Dokumentation in BK6–22–300, die drei Module der Entgeltreduzierung in BK8–22/010–A.

Die Frage zur Steuerbox geht deshalb an BK6, die zum Preisblatt an BK8, und selbst die Zwangsgeldverfahren wegen Modul 3 tragen BK8–Aktenzeichen.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung ist im Sinne der Festlegung ein nicht öffentlich zugänglicher Ladepunkt, eine Wärmepumpenheizung einschließlich Heizstab, eine Anlage zur Raumkühlung oder ein Stromspeicher beim Einspeichern, jeweils mit mehr als 4,2 kW Netzanschlussleistung und angeschlossen in der Niederspannung[4].

NEGATIVBEFUND

BK6-24-242 ist kein § 14a-Aktenzeichen

Die Verfahrensseite der Bundesnetzagentur zu § 14a nennt nur BK6-22-300 und BK8-22/010-A. Die Entscheidungsliste der Beschlusskammer 6 für 2024, ihre laufenden Verfahren und ihre aktuellen Mitteilungen führen kein Verfahren BK6-24-242 (Stand 14.10.2026)[5,6,7,8]. Steht diese Nummer in einer Unterlage zu § 14a, fragen Sie nach der Quelle.

Wer steuerbar ist

Für alle vier Gruppen gilt dieselbe Schwelle, und Wärmepumpen wie Klimaanlagen hinter einem Netzanschluss werden je Gruppe zusammengerechnet: Drei kleine Wärmepumpen in Kaskade gelten als eine Anlage, sobald sie zusammen mehr als 4,2 kW Netzanschlussleistung haben[4].

Teilnehmen muss jede Anlage, die nach dem 31. Dezember 2023 technisch in Betrieb gegangen ist, und die Festlegung kennt davon genau zwei Ausnahmen: Ladepunkte von Einrichtungen mit Sonderrechten nach der Straßenverkehrsordnung, etwa Polizei und Feuerwehr, sowie Wärmepumpen und Klimaanlagen, die keine Wohn-, Büro- oder Aufenthaltsräume heizen oder kühlen, insbesondere solche für betriebsnotwendige gewerbliche Zwecke oder die kritische Infrastruktur. Die Wallbox der Firmenflotte bleibt also drin, der Speicher im Betrieb auch. Ein Netz ohne Engpass befreit nicht[4], und mit der Inbetriebnahme muss niemand warten, bis Messsystem und Steuerbox eingebaut sind[2].

Neben dem Geld bekommt der Betreiber den Netzanschluss garantiert: Der Netzbetreiber darf den Anschluss einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung nicht mit Verweis auf fehlende Netzkapazität verzögern oder ablehnen[4].

Die 4,2 kW stammen aus der Ladetechnik. Konsultiert hatte die Kammer noch 3,7 kW, aber ein Ladepunkt braucht mindestens 6 Ampere je Phase, dreiphasig rund 4,1 kW, und ein technischer Sicherheitszuschlag machte daraus 4,2 kW[2]. Dieselbe Zahl ist damit Schwelle und Mindestleistung zugleich.

Kurativ: wann gedimmt werden darf

GESETZLICH VERBINDLICH

Rein kurativ, im Wortlaut

„Sie ist zudem eine rein kurative Maßnahme. Dies bedeutet, dass die netzorientierte Steuerung nicht präventiv vom Netzbetreiber eingesetzt werden darf." Zur Auslösung schreibt die Kammer, gesteuert werde „ausschließlich auf Grundlage einer Netzzustandsermittlung unter Einbezug von Echtzeit-Messwerten", damit der Netzbetreiber „ausschließlich bei Vorliegen einer akuten Handlungsnotwendigkeit aus aktuellem Anlass tätig wird und nicht präventiv"[2].

Anlage 1 macht daraus einen Ablauf. Auslöser ist eine strom- oder spannungsbedingte Gefährdung oder Störung in einem Netzbereich, die der Netzbetreiber über die Netzzustandsermittlung feststellt; die Reduzierung löst er dann unverzüglich gegenüber dem Messstellenbetreiber aus, und unverzüglich heißt nach der Vermutungsregel höchstens fünf Minuten. Alle steuerbaren Anlagen im Netzbereich werden gleich behandelt, gedimmt wird nur so weit wie nötig, und zurück geht es in Stufen[4]. Eine Steuerung durch vorgelagerte Netzbetreiber sieht § 14a nicht vor[2].

Der VDE FNN hat die fünf Minuten im April 2025 bestätigt und liest sie zugleich als längste Gültigkeitsdauer einer Netzzustandsermittlung, sodass eine ältere nicht mehr gilt[9].

Kurativ heißt dabei nicht, dass erst die Sicherung fallen muss. Nach der Empfehlung des FNN kann ein Netzbetreiber seine Leistungsgrenze schon bei 80 Prozent der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit oder der zulässigen Spannungseinsenkung setzen, der Rest ist Puffer für Prüfung und Gegenmaßnahme[10].

4,2 kW
stehen jeder direkt gesteuerten Anlage auch im Eingriff zu
Anlage 1, Ziffer 4.5.1[4]

5 Minuten
darf es nach der Netzzustandsermittlung bis zum Auslösen dauern
Ziffer 4.2, vom FNN 2025 bestätigt[4,9]

2 Stunden
täglich darf ein Netzbetreiber übergangsweise präventiv steuern
Ziffer 10.5, längstens bis 31.12.2028[4]

Nach oben gibt es eine Ausnahme für direkt gesteuerte Wärmepumpen und Klimaanlagen über 11 kW Netzanschlussleistung: Bei ihnen ist die Mindestleistung die Anschlussleistung mal einem Skalierungsfaktor, und bis zu einer anderweitigen Empfehlung gilt 0,4 als angemessen, gerundet das Verhältnis von 4,2 zu 11 kW[4,2]. Im April 2025 hat der FNN empfohlen, dabei zu bleiben[11]. Speicher und Ladepunkte behalten ihre 4,2 kW, selbst wenn das unter 40 Prozent ihrer Anschlussleistung liegt[2].

Die 40-Prozent-Regel gilt also nur für zwei der vier Gruppen: bei Direktansteuerung je Anlage, beim EMS als Sockel der Gesamtrechnung[4].

GESETZLICH VERBINDLICH

Die Ausnahme: präventiv bis Ende 2028

Ziffer 10.5 der Anlage 1 erlaubt eine präventive Steuerung, wenn netzplanerische Daten eine Gefährdung erwarten lassen und der Netzbetreiber die Voraussetzungen der netzorientierten Steuerung noch nicht erfüllt. Die Grenzen: längstens bis zum 31.12.2028, je Netzbereich höchstens 24 Monate ab dem ersten Einsatz, höchstens zwei Stunden täglich, die Mindestleistung bleibt[4]. Die Kammer begründet die Obergrenze damit, dass diese Steuerung „in der Regel nicht auf Echtzeitdaten" beruht[2].

„Es gibt kein präventives Dimmen" stimmt damit erst ab 2029 ohne Fußnote. Bis dahin laufen zwei Regime nebeneinander, und seit dem 1. März 2025 muss der Netzbetreiber beide monatlich je Netzbereich auf der Plattform VNB-Digital ausweisen[4,12].

Die Steuerkette

Hängt an der Messstelle ein intelligentes Messsystem, muss die Steuerung nach dem Gesetz über das Smart Meter Gateway laufen; die einzige Ausnahme gilt für den agilen Rollout und endet mit dem Anwendungsupdate[3]. Im Pflichtrollout baut der grundzuständige Messstellenbetreiber die Steuerungseinrichtung ein, und die Datenkommunikation darüber zählt zu seinen Standardleistungen[13,14].

Die Festlegung teilt die Verantwortung auf drei Rollen auf: Der Netzbetreiber ermittelt den Netzzustand und übergibt den Auftrag, der Messstellenbetreiber bringt ihn ins Messsystem, und dass die Anlage folgt, ist Sache ihres Betreibers[2].

Im Gateway selbst greift nur einer schreibend zu, der Gateway-Administrator. Er parametriert, welche Verbindungen der CLS-Kanal erlaubt, und über diesen Kanal spricht der aktive externe Marktteilnehmer (aEMT) mit der Steuerbox; das Gateway sichert die Verbindung ab, ohne mitzulesen[15]. Was die Steuerbox können muss, steht in einem Lastenheft des VDE FNN, aktuell Version 1.5 vom August 2025[16]. Seit 2025 weist der Hersteller grundsätzlich mit einer Zertifizierung des BSI nach, dass sie die BSI TR-03109-5 erfüllt[17,18,19]. Von der Box geht der Sollwert an die Anlage oder an ein Energiemanagementsystem.

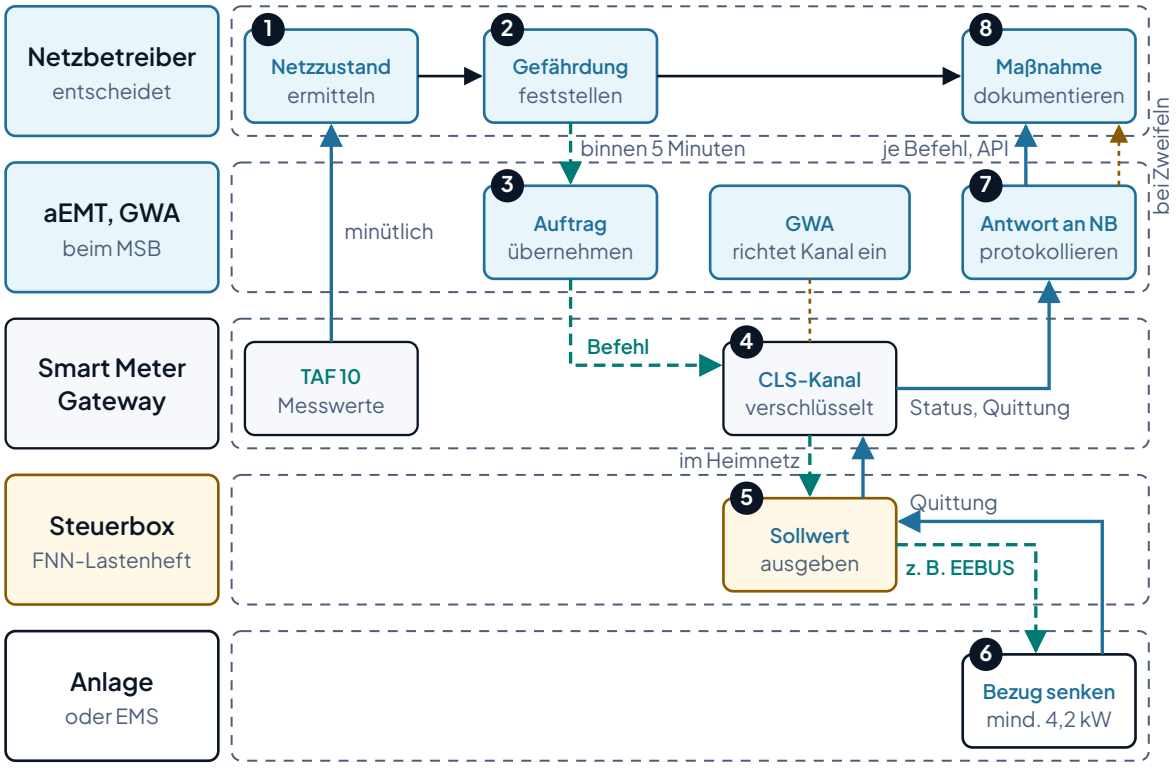


Abbildung 1: Vereinfachte Ablaufdarstellung, keine BPMN-Notation. Die nummerierten Schritte führen von der Netzzustandsermittlung über den Steuerbefehl zur Antwort, die der Messstellenbetreiber zu jedem Befehl an den Netzbetreiber schickt, und zur Dokumentation beim Netzbetreiber. Gestrichelt: Steuerbefehl; durchgezogen blau: Messwerte, Quittung und Antwort; durchgezogen in Schriftfarbe: Ablauf beim Netzbetreiber; gepunktet: Einrichtung des CLS-Kanals durch den Gateway-Administrator und Abruf der Protokolle bei Zweifeln. Minütliche TAF-10-Werte sind eine Zusatzleistung nach § 34 MsbG.

Ob direkt oder über ein Energiemanagementsystem gesteuert wird, entscheidet der Betreiber für jede Anlage[4]. Direkt angesteuert bekommt jedes Gerät seinen eigenen Sollwert und behält mindestens 4,2 kW. Ein EMS bekommt dagegen einen Gesamtwert, den der Betreiber nach eigener Maßgabe verteilt, und die Mindestleistung ist dann 4,2 kW plus (Anzahl der Anlagen minus eins) mal Gleichzeitigkeitsfaktor mal 4,2 kW; der Faktor sinkt von 0,8 bei zwei Anlagen bis 0,45 ab neun. Gehört eine Wärmepumpe oder Klimaanlage über 11 kW dazu, tritt an die Stelle des Sockels von 4,2 kW das 0,4-Fache der summierten Anschlussleistung aller Wärmepumpen, bei Klimaanlagen entsprechend. Sind beide Gruppen dabei, zählt der größere der beiden Werte[4].

Ein Rechenbeispiel mit drei Anlagen unter 11 kW, Wallbox, Wärmepumpe und Speicher: Direkt gesteuert bleiben $3 \times 4{,}2 = 12{,}6$ kW, über ein EMS sind es $4{,}2 + 2 \times 0{,}75 \times 4{,}2 = 10{,}5$ kW, also weniger garantierte Leistung, dafür freie Hand beim Verteilen.

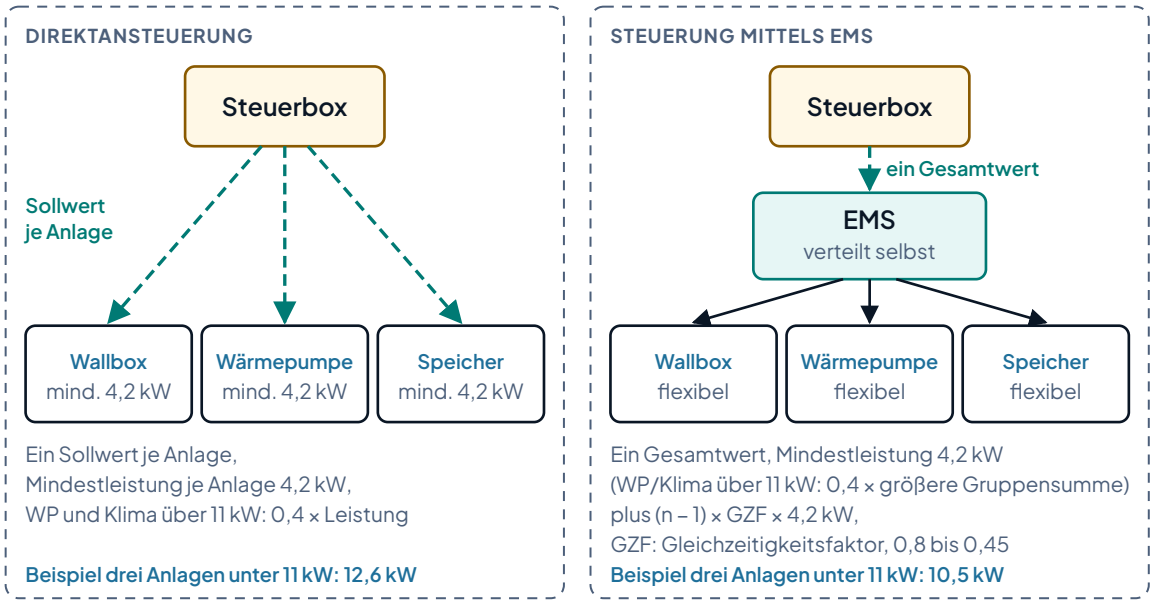


Abbildung 2: Direktansteuerung und Steuerung mittels EMS im Vergleich. Links erhält jede Anlage einen eigenen Sollwert aus der Steuerbox (gestrichelt). Rechts erhält das EMS einen Gesamtwert (gestrichelt) und verteilt ihn nach Vorgabe des Betreibers auf die Anlagen (durchgezogen). Beide Beispiele rechnen mit drei Anlagen unter 11 kW.

Für die digitale Schnittstelle auf der letzten Strecke zur Anlage gibt es inzwischen einen Mindeststandard. Schon 2023 hielt die Kammer EEBUS für geeignet, Befehl und Nachweis zu übertragen, ohne andere Schnittstellen auszuschließen[2]. Die FNN-Empfehlung beschreibt EEBUS als „branchenweit favorisierte Lösung für einen Mindeststandard“. Andere Ausprägungen hält die Bundesnetzagentur aber grundsätzlich für möglich, zu klären jeweils zwischen den beteiligten Parteien[20].

Dass die Steuerbox ein eigenes Gerät bleibt, setzt die Festlegung nicht voraus: Die Kammer verlangte schon im Beschluss, dass die Empfehlungen eine spätere Integration der Steuerungseinrichtung einplanen, etwa ins Gateway[2]. Dann fiele die Box als eigenes Gerät weg, und der Rest der Kette bliebe. Wie weit Schutzprofil und Feldtests sind, steht in Kapitel 4, ebenso die offene Frage, auf welcher Zertifizierungsgrundlage erste wettbewerbliche Messstellenbetreiber Gateways mit integrierter Steuerung schon einsetzen.

Der Lieferant bekommt für die gedimmte Energie keinen bilanziellen Ausgleich, nur eine Nachricht über die elektronische Marktkommunikation, und zwar bei jeder netzorientierten Steuerung und zu Beginn präventiver Steuerung[4]. Die API-Webdienste bleiben nach Mitteilung Nr. 58 „voraussichtlich bis auf weiteres“ auf MaLo-Ident und Steuern beschränkt[21]. Die Prozesse dahinter zeigt Kapitel 7, auch wohin ein Befehl in der Marktkommunikation geht: an eine Steuerbare Ressource oder an die Netzlokation.

Vom Messwert zum Netzzustand

Zwischen Messwert und Befehl sitzt eine Rechnung, in der Festlegung Netzzustandsermittlung genannt: die aus aktuellen Messungen und Netzmodellen abgeleitete Auslastung eines Netzbereichs[4].

Wie viel Messung dafür reicht, regelte bis zu einer Empfehlung eine Vermutung: minütliche Echtzeitwerte von mindestens 15 Prozent aller Netzanschlüsse eines Netzbereichs oder 7 Prozent plus Messung an den Trafoabgängen[4]. Die Empfehlung kam im April 2025, am 14. April hat die Bundesnetzagentur sie zur Berücksichtigung empfohlen[22]. Der FNN-Hinweis rechnet darin je Netztopologie aus, welcher Anteil der geeigneten Anschlüsse ein iMSys mit TAF 10 braucht, und nimmt dabei an, dass die Kommunikation nie ausfällt[23].

Messung in der Ortsnetzstation	Strahlennetz	Maschennetz, ein Trafo	Maschennetz, zwei und mehr Trafos
abgangsscharf an den NS-Abgängen	15 %	5 %	0 %
nur Trafosumme	30 %	10 %	0 %
keine	70 %	40 %	25 %

Für den Netzbetreiber ist das eine Investitionsrechnung: Im Strahlennetz senkt eine abgangsscharfe Messung in der Station den Bedarf an Gateways mit Netzzustandsdaten von 70 auf 15 Prozent. Dazu kommt der Deckel aus § 34 MsbG, nach dem minütliche Netzzustandsdaten eine Zusatzleistung sind und der Anspruch darauf nur bis zu einem Viertel der Netzanschlüsse reicht, die der Messstellenbetreiber im Netzgebiet mit iMSys ausgestattet hat[14]. Die beiden Prozentzahlen beziehen sich auf Verschiedenes, zeigen für die Planung aber in dieselbe Richtung, nämlich zuerst in die Ortsnetzstation.

Wo diese Rechnung läuft, lässt die Festlegung offen; im Markt heißt die Schicht Niederspannungsleitsystem oder DERMS. Wie das aussehen kann, zeigt ein Pilotbetrieb, den GWAdriga am 5. Februar 2026 gemeldet hat: Bei Westfalen Weser Netz ist ein Leitsystem von envelio direkt mit dem CLS-Management gekoppelt, TAF-10-Daten laufen in einen digitalen Zwilling, und bei Engpässen gehen Steuerbefehle automatisiert über das CLS-Management raus, getestet in 20 Niederspannungsnetzen[24].

Drei Module, zwei Messwelten

Die Gegenleistung regelt BK8-22/010-A in drei Modulen, und wählt der Betreiber keines,

rechnet der Netzbetreiber Modul 1 ab[25].

Merkmal	Modul 1	Modul 2	Modul 3
Was	80 Euro brutto pro Jahr plus netzbetreiberindividuelle Stabilitätsprämie[1]	Arbeitspreis auf 40 Prozent gesenkt, kein Grundpreis[1]	zeitvariables Netzentgelt mit Hoch-, Standard- und Niedriglaststufe[1]
Kombination	Grundmodul	statt Modul 1	nur zusätzlich zu Modul 1
Messtechnik	kein iMSys nötig, es darf später kommen[26]	separate Messung an eigener Marktlokation, Viertelstundenmessung nicht zwingend[1]	iMSys zwingend, keine registrierende Leistungsmessung[1]
Hängt am Rollout	nein	nein	ja
Gilt seit	01.01.2024	01.01.2024	Preisblatt 2025, Abrechnung ab 01.04.2025[1]

Für Modul 1 und 2 genügt es, dass der Betreiber den Messstellenbetreiber oder den Netzbetreiber mit der Steuerbarkeit beauftragt hat: Damit ist seine Pflicht erfüllt, und die Reduzierung wartet nicht auf den Einbautermin der Steuerungstechnik[3,2]. Gewährt ein Netzbetreiber Modul 1 erst mit dem Gateway, hält er Geld zurück, das dem Kunden zusteht.

Modul 3 stützt sich auf die wirtschaftlichen Anreize, die § 14a Absatz 1 Satz 2 ausdrücklich als Form der netzorientierten Steuerung nennt[1,3], und hat mit § 14c EnWG nichts zu tun: Der regelt die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen und lässt § 14a ausdrücklich unberührt[27]. (Dynamische Stromtarife und die Netzentgeltreform folgen in Kapitel 6.)

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

TAF 2 oder TAF 7 für Modul 3?

Die Festlegung BK8-22/010-A hielt am 23.11.2023 fest, TAF 2 erlaube „derzeit noch keine 3 Tarifstufen“, und TAF 7 dürfe „bislang nicht zur Abrechnung herangezogen werden“[1]. Die BDEW-Anwendungshilfe zu Modul 3 vom 17.07.2026 nennt beide Wege: Zeitfenster per TAF 2 im Gateway oder den Zählerstandsgang nach TAF 7, den der Messstellenbetreiber im Backend eichrechtskonform in Werte je Tarifstufe umrechnet[26]. Fragen Sie Ihren Messstellenbetreiber deshalb, welchen Weg er fährt; beim Netzbetreiber kommen in beiden Fällen Werte je Tarifstufe an.

Der gängige Bestellweg führt über den Lieferanten. Der Kunde bestellt bei seinem Lieferanten, der Lieferant beim Netzbetreiber die Konfiguration, der Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber die Zählzeiten im Messsystem, und erst nach der Positivmeldung folgen die Abrechnungsdaten[25]. Vier Rollen hängen hier hintereinander, und wenn eine stockt, wartet der Kunde.

Am 28. Mai 2026 drohte die Bundesnetzagentur zwei Netzbetreibern Zwangsgelder an, nach Beschwerden von Marktteilnehmern und Verbrauchern, die „besonders“ Modul 3 betrafen; Frist zur Abhilfe war der 30. September 2026[28]. Die Vollstreckungsliste führt mit Stand 13. Oktober 2026 vier Verfahren gegen Verteilnetzbetreiber, alle im Stadium der Androhung, keines festgesetzt[29]. Im Einleitungstext derselben Seite ist noch von zwei Unternehmen die Rede; wer die aktuelle Zahl braucht, zählt deshalb die Zeilen der Tabelle.

WICHTIG

Modul 1 und 2 gehören unabhängig vom Rollout ins Preisblatt und in die Abrechnung. Modul 3 ist ein Prozessprojekt aus Konfigurationsbestellung, Zählzeiten im Gateway oder Backend und tarifstufenscharfen Werten, und an diesem Prozess setzen die Zwangsgeldverfahren der Aufsicht an.

Erzeugung nach § 9 und § 10b EEG

§ 14a dimmt den Bezug; für die Einspeisung gilt das EEG, und auch dort führt der Weg ins Gateway.

Nach § 9 Absatz 1 müssen Anlagenbetreiber ihre Anlage so herrichten, dass der Messstellenbetreiber intelligentes Messsystem und Steuerungseinrichtung einbauen kann. Der Netzbetreiber muss dann jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung fernsteuern können. Ausgenommen sind Steckersolargeräte bis 2 Kilowatt und 800 Voltampere Wechselrichterleistung[30].

Bis beides eingebaut ist und der Netzbetreiber die Anlage einmal erfolgreich angesteuert hat, gilt eine Übergangsregel nach Leistung[30]:

Anlage	Pflicht bis zur ersten erfolgreichen Testung
ab 100 kW	Ist-Einspeisung abrufbar, Einspeiseleistung ferngesteuert reduzierbar
25 bis unter 100 kW	Einspeiseleistung ferngesteuert reduzierbar; mit Einspeisevergütung oder Mieterstromzuschlag zusätzlich höchstens 60 Prozent der installierten Leistung am Verknüpfungspunkt
unter 25 kW, mit Einspeisevergütung oder Mieterstromzuschlag	höchstens 60 Prozent der installierten Leistung am Verknüpfungspunkt

Die 60 Prozent treffen Anlagen, die seit dem 25. Februar 2025 in Betrieb gehen, dem Tag, an dem das Gesetz zur Vermeidung temporärer Erzeugungsüberschüsse in Kraft trat, kurz Solarspitzengesetz (Kapitel 1). Anlagen, die zwischen Anfang 2023 und diesem Tag in Betrieb gingen, sind ausgenommen[31], und für Steckersolargeräte gilt die Grenze nicht[30].

Getestet wird spätestens bei der nächsten Probeschaltung nach dem Einbau, die § 12 Absatz 2b EnWG jedem Netzbetreiber einmal im Jahr vorschreibt; Anlagen unter 100 Kilowatt gehören seit dem 1. Januar 2026 dazu[30,32]. Bleibt die Testung nach dem Einbau aus oder scheitert sie, zahlt der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber ab 2028 für jedes angefangene Jahr 100 Euro brutto, als Ausgleich für die alte Technik, die weiterlaufen muss. Nur wenn er das Scheitern nicht zu vertreten hat, entfällt die Zahlung[30]. Hundert Euro sind wenig, aber sie fallen jedes Jahr wieder an, bis die Steuerung über das Gateway funktioniert.

Eine zweite Frist trifft die Direktvermarktung: Bei Anlagen über 25 Kilowatt muss der Direktvermarkter die Ist-Einspeisung jederzeit abrufen und die Leistung fernsteuern können. Ab dem 1. Januar 2028 und sobald ein intelligentes Messsystem eingebaut ist, muss das über das Smart Meter Gateway laufen[33]. Bis dahin genügt andere Technik nach dem Stand der Technik, und der wird vermutet, wenn die Standards des BSI berücksichtigt sind. Die Steuerung des Direktvermarkters darf die Maßnahmen des Netzbetreibers nach § 13 EnWG nicht beschränken[33].

Damit greift über den CLS-Kanal ein weiterer Marktakteur auf die Anlage zu, und den Nachweis dafür sollten die Netzbetreiber untereinander bis zum 1. März 2026 einheitlich und massengeschäftstauglich abstimmen[33].

Gegenrede: Wie viel Übergang darf es sein?

Am härtesten gestritten wurde um Ziffer 10.5, und zwar spät: Die 24-Monats-Uhr tauchte erst im Regelungsentwurf der zweiten Konsultation auf, die am 27. Juli 2023 endete[5,2]. Die Netzbetreiber lehnten die Grenzen (24 Monate, zwei Stunden täglich, 4,2 kW Mindestleistung) ganz ab oder wollten sie deutlich gelockert sehen. Ein Verteilnetzbetreiber sah gar die Netzstabilität gefährdet. Der BDEW fürchtete, Netzbetreiber könnten auf erste Steuerungen verzichten, nur damit die Frist nicht anläuft, und schlug Einzelfallprüfungen mit möglicher Verlängerung vor[2].

Die Kammer gab nicht nach. Die Forderung nach einem „Weiter so wie bisher" lasse sich „in keiner Weise" mit dem Zuwachs an Wärmepumpen und Elektroautos vereinbaren, schrieb sie am 27. November 2023; der „beklagenswert unzureichende Stand der Beobachtbarkeit der Niederspannung" sei längst bekannt, der BDEW-Vorschlag „nicht geeignet"[2]. Jeder Netzbetreiber müsse in eigener Verantwortung handeln, notfalls mit Dienstleistern.

Aus der Gebäudetechnik kam Druck in die andere Richtung, und der hatte Erfolg. Der Fachverband Gebäude-Klima, der Bundesindustrieverband Technische Gebäudeausrüstung und der Bundesverband Wärmepumpe forderten eine prozentuale Mindestleistung für große Wärmepumpen; die Kammer folgte ihnen, daraus wurde der Faktor 0,4[2].

Leer aus ging eine dritte Gruppe. Unter Schlagworten wie „Kein § 14a ohne § 14c“ und „Einführung eines präventiven Engpassmanagements“ wollten zahlreiche Konsultationsteilnehmer die Flexibilität der Anlagen zuerst über Märkte nutzen. Die Kammer wies das zurück: § 14a regele eine Ultima-ratio-Steuerung im Notfall und greife dem Wettbewerb um marktliche Flexibilität nicht vor[2].

Das Wort präventiv meint in diesem Streit übrigens zwei verschiedene Dinge. Die Konsultationsteilnehmer wollten Flexibilität am Markt einkaufen, bevor ein Engpass entsteht; Ziffer 10.5 erlaubt dagegen, nach Netzplanung zu dimmen, ohne Echtzeitdaten und nur auf Zeit. Ob die Wette der Kammer auf die 24-Monats-Uhr aufgeht, zeigt sich am 1. Januar 2029.

Fristen und Bestand bis 2029

Datum	Was gilt
01.01.2024	BK6-22-300 und BK8-22/010-A wirksam, Module 1 und 2 anzuwenden[4,1]
01.03.2025	erste Veröffentlichung der Steuerungsmaßnahmen je Netzbereich[4]
01.04.2025	Abrechnung von Modul 3[1]
31.12.2026	Ende der Ausnahme für nachweislich nicht steuerbare Neuanlagen[4]
31.12.2028	Ende der präventiven Steuerung und der alten Entgeltregeln für Bestandsanlagen[4,1]
01.01.2029	steuerbare Bestandsanlagen mit früherem § 14a-Rabatt wechseln in die neue Festlegung[4]

Für den Bestand entscheidet, ob vor dem 1. Januar 2024 tatsächlich ein reduziertes Netzentgelt abgerechnet wurde[1]. Nachtspeicherheizungen behalten ihr altes reduziertes Entgelt, solange sie unverändert weiterlaufen[1]. Steuerbare Bestandsanlagen ohne früheren Rabatt erfasst die Festlegung gar nicht, ihre Betreiber können aber jederzeit freiwillig wechseln, nur nicht zurück[4]. Wer die Ausnahme für nicht steuerbare Anlagen nutzt, verliert den garantierten Netzanschluss nach Ziffer 5[2].

Eine Novelle gibt es nicht: Die Mitteilungsliste zu BK6-22-300 endet mit Nummer 6 vom 14. April 2025, und unter den aktuellen Mitteilungen der Beschlusskammer 6 bis zum 2. Oktober 2026 steht nichts zu § 14a[5,8]. Fest eingebaut ist nur eine Prüfpflicht: Mindestens alle drei Jahre müssen die Netzbetreiber ihre Empfehlungen überprüfen. Vorzulegen waren diese zum 1. Oktober 2024 und zum 1. Januar 2025[2], in endgültiger Fassung liegen sie seit März und April 2025 vor[3,4,9]. Je nachdem, ob man ab der Vorlage oder ab der endgültigen Fassung zählt, ist die erste Überprüfung zwischen Herbst 2027 und Frühjahr 2028 fällig, kurz vor oder schon im letzten Jahr der präventiven Steuerung.

Vier Prüfschritte für Netz- und Messstellenbetreiber:

1. **Die Uhr je Netzbereich kennen**
   Halten Sie für jeden Netzbereich fest, ob und seit wann präventiv gesteuert wird. Die 24 Monate laufen ab dem ersten Einsatz; am 31.12.2028 ist überall Schluss, egal wie viel davon noch übrig wäre.

2. **Messkonzept gegen die FNN-Tabelle legen**
   Erfassen Sie für jeden Netzbereich mit absehbarem Steuerbedarf die Topologie, die Messung in der Ortsnetzstation und den Anteil der Gateways mit TAF 10. Erst dann lässt sich entscheiden, ob Stationsmessung oder minütliche Gatewaywerte billiger sind. Der Deckel aus § 34 MsbG gehört in diese Rechnung.

3. **Modul 1 und 2 vom Rollout trennen**
   Gewähren Sie die Reduzierung ab der Beauftragung der Steuerbarkeit, nicht erst ab dem Einbau des Gateways.

4. **Die Kette bis zur Quittung testen**
   Spielen Sie einen Befehl vom Leitsystem bis zur Anlage durch, mit Zeitstempeln an jeder Übergabe. Die fünf Minuten gelten von der Netzzustandsermittlung bis zur Auslösung beim Messstellenbetreiber, danach muss die Anlage unverzüglich folgen[4]. Für die Übergabe an den Messstellenbetreiber zählt die Marktkommunikation in Sekunden: Die Anweisung muss spätestens 60 Sekunden vor Beginn des Wirkungszeitraums bei ihm sein, er antwortet binnen 30 Sekunden und bestätigt die Einrichtung oder lehnt sie ab, spätestens eine Sekunde vor Beginn[35,36]. Diese Antwort belegt die Kette bis zur Steuerbox; ob die Anlage gefolgt ist, zeigt erst ihre Quittung, und die gibt es nur bei digitaler Schnittstelle. Bei berechtigten Zweifeln kann der Netzbetreiber die Protokolle des Messstellenbetreibers anfordern[34]. Die Dokumentation muss mindestens zwei Jahre vorgehalten werden[4].

Quellen

1. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8: Festlegung BK8-22/010-A vom 23.11.2023, Netzentgelte für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER), Tenor Ziffern 1 bis 7 und Randnummern 117, 120 und 135. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Beschluss BK6-22-300 vom 27.11.2023, Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG, Tenor und Gründe, insbesondere S. 3, 14 f., 20 f., 22, 25 f., 28 f., 32, 36 f., 40 f., 66 bis 70 und 85. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
3. § 14a Energiewirtschaftsgesetz, Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, Absätze 1 und 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
4. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Anlage 1 zum Beschluss BK6-22-300 vom 27.11.2023, Ziffern 2.4, 2.6, 3, 4.1 bis 4.8, 5, 7.3, 8.3, 8.4 und 10.1 bis 10.7. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Bundesnetzagentur: Verfahrensseite BK6-22-300 mit Mitteilungen Nr. 1 bis 6 und Archiv der Konsultationen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Entscheidungen 2024. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Laufende Verfahren. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Aktuelle Mitteilungen, letzter Eintrag vom 02.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

9. VDE FNN: Hinweis Maximaler Zeitraum zwischen dem Vorliegen des Ergebnisses der Netzzustandsermittlung und dem Auslösen der Reduzierung des netzwirksamen Leistungsbezugs durch den Netzbetreiber gegenüber dem Messstellenbetreiber, Version 1.0, April 2025, Kapitel 2 und 3. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
10. VDE FNN: Hinweis Definition der technischen Parameter zur Annahme einer Gefährdung oder Störung im Netzbereich sowie Vorgaben zur schrittweisen Rücknahme von Steuerungsmaßnahmen, Version 1.0, März 2025, Abschnitt 2.4. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
11. VDE FNN: Hinweis Berechnung des mindestens zu gewährenden netzwirksamen Leistungsbezugs (Mindestleistung), Version 1.0, April 2025, Kapitel 2 und 4. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
12. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 4 zu BK6-22-300 vom 05.02.2025, Veröffentlichungen auf VNB-Digital. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. § 29 Messstellenbetriebsgesetz, Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen, Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe a. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
14. § 34 Messstellenbetriebsgesetz, Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers, Absatz 1 Nummern 5 und 6 und Absatz 2 Satz 2 Nummer 6. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
15. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Teil 2 Stand der Technik, Version 2.1 vom 11.11.2021, Kapitel 4.1, 4.4 und 5.2. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
16. VDE FNN: Alle Unterlagen auf einen Blick, Digitalisierung und Metering, Eintrag „Lastenheft Steuerbox 1.5“, Stand 08/2025. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
17. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-5, Kommunikationsadapter, Version 1.0 vom 24.11.2023, Abschnitte 1.6, 1.7, 2.3.2 und 2.4. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
18. VDE FNN: Aktualisierung der Testfälle für die FNN Steuerbox, Meldung vom 12.05.2026, Testfallspezifikation Version 1.2 zum Lastenheft Steuerbox 1.5 mit Testfällen für die digitalen Schnittstellen EEBUS und KNX und zur Zertifizierung nach BSI TR-03109-5. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-5, Kommunikationsadapter, Übersichtsseite. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
20. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 5 zu BK6-22-300 vom 17.03.2025, Empfehlungen nach Tenorziffer 2a bis 2c. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
21. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 58 zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation vom 01.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 6 zu BK6-22-300 vom 14.04.2025, Empfehlungen nach Tenorziffer 2e bis 2g. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
23. VDE FNN: Hinweis Standardisiertes Vorgehen für die Durchführung der Netzzustandsermittlung auf Basis von Echtzeit-Messwerten in der Niederspannung, Version 1.0, April 2025, Abschnitt 6.2, Tabelle 1. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
24. GWAdriga: Pilotbetrieb gestartet, Niederspannungsleitsystem mit CLS-Management gekoppelt, Meldung vom 05.02.2026. gwadriga.de, abgerufen am 14.10.2026. Unternehmensquelle.
25. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8: Antworten auf häufig gestellte Fragen von Vertreterinnen und Vertretern der Branche zu § 14a EnWG, Stand 17.07.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
26. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Anwendungshilfe für die Umsetzung von Modul 3 der Festlegung BK8-22/010-A, Version 1.2 vom 17.07.2026, Abschnitte 2 und 4. bdew.de, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsquelle.
27. § 14c Energiewirtschaftsgesetz, Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Elektrizitätsverteilernetz, Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
28. Bundesnetzagentur: Verfahren wegen mangelnder Umsetzung der Netzentgeltreduzierungen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, Pressemitteilung vom 28.05.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8: Veröffentlichung von Verwaltungsvollstreckungsmaßnahmen zur Durchsetzung der nach der Festlegung BK8-22/010-A geltenden Verpflichtungen, Stand 13.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 03.11.2026.
30. § 9 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023, Technische Vorgaben, Absätze 1, 2 und 2a. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
31. § 100 Absatz 3b Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023, Übergangsbestimmungen. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.

32. § 12 Absatz 2b Energiewirtschaftsgesetz, jährliche testweise Anpassungen und Abrufe der Ist-Einspeisung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
33. § 10b Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023, Vorgaben zur Direktvermarktung, Absätze 1 bis 3 und 5. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
34. VDE FNN: Hinweis „Mindestanforderungen an die technische Umsetzung und die Dokumentation eines Befehls im Rahmen der Direktansteuerung oder der Steuerung mittels EMS“, Version 1.0, März 2025, Abschnitte 2.1.1, 2.1.2 und 3. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
35. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Anlage 1c zur Festlegung BK6-24-174, GPKE Teil 3, Fokus Konfigurationen und Steuerbefehle, Lesefassung, Kapitel 2.1.1 und 2.1.2, Use-Case und Sequenzdiagramm „Steuerbefehl vom NB an MSB“, S. 86 bis 89. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
36. BDEW, EDI@Energy: API-Webdienste zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (Universalbestellprozess), Version 1.0.0, Datei `controlMeasuresV1.yaml`, Dienste `vorlaeufigePositiveAntwort`, `vorlaeufigeNegativeAntwort`, `positiveAntwort`, `negativeAntwort` und `informationAnweisung`; auf bdew-mako.de als Release „API-Webdienste Strom 1.0.0“ mit Gültigkeit ab 29.01.2026 geführt. github.com, abgerufen am 14.10.2026.

Dynamische Tarife und Netzentgelte im Umbau

§41a EnWG für alle Lieferanten, welche TAF ein dynamischer Tarif braucht, Energy Sharing und Gebäudeversorgung, AgNes ab 2029 und MiSpeL.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-dynamische-tarife-netzentgelte.html

ZUSAMMENFASSUNG

Seit dem 1. Januar 2025 muss jeder Stromlieferant in Deutschland einen dynamischen Tarif anbieten. Die alte Schwelle von 100.000 Kunden steht noch im Gesetz, wirkt aber nicht mehr. Der Haken liegt woanders: Die Pflicht gilt nur gegenüber Kunden mit intelligentem Messsystem, und das hatten Mitte 2026 knapp sechs Prozent der Messlokationen.

Abgerechnet wird ein solcher Tarif in der Regel über TAF 7, den Zählerstandsgang im Viertelstundenraster. Der Preis kommt aus der Day-Ahead-Auktion, die seit Oktober 2025 ebenfalls Viertelstunden handelt, und beide Zeitreihen treffen erst in der Abrechnung des Lieferanten aufeinander.

Bei den Netzentgelten läuft derweil der größere Umbau. Die Module nach § 14a sind ein Zwischenschritt, AgNes soll ab 2029 gelten, und MiSpeL gibt Speichern und Ladepunkten Rechte, die bis Ende September 2027 nur mit dem Einverständnis von Netz- und Messstellenbetreiber greifen. Welche Zeitreihentypen die Marktkommunikation dafür braucht, lässt die Festlegung offen.

Eine Pflicht für alle Lieferanten

„Die Verpflichtung nach Satz 1 gilt ab dem 1. Januar 2025 für alle Stromlieferanten.“ Dieser eine Satz in § 41a Absatz 2 EnWG hat die Schwelle davor erledigt, ohne sie zu streichen[1].

Satz 1 steht weiter im Gesetz, samt der Schwelle von 100.000 Letztverbrauchern zum 31. Dezember eines Jahres. Eine zweite Schwelle von 50.000 Letztverbrauchern, die ebenfalls in Absatz 2 stand, hatte das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende schon 2023 gestrichen[2].

Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen ist nach § 3 Nummer 95 EnWG ein Vertrag mit einem Letztverbraucher, „in dem die Preisschwankungen auf den Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead-Märkte sowie der Intraday-Märkte, in Intervallen widergespiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen“[3].

Mit der Pflicht kommt Papier: Aufklärung über Kosten, Vorteile, Nachteile und Risiken, dazu eine Vertragszusammenfassung. Seit 2025 muss der Tarif auf Wunsch auch ohne Netznutzung und Messstellenbetrieb zu haben sein, sofern der Kunde Netznutzung oder Messstellenbetrieb selbst vereinbart hat[1].

Seit Ende 2025 steht im selben Paragrafen das Gegenstück: Lieferanten mit mehr als 200.000 Letztverbrauchern müssen zusätzlich einen Festpreisvertrag anbieten, mit mindestens zwölf Monaten Laufzeit und einem für diese Zeit garantierten Versorgeranteil am Preis. Wer ausschließlich dynamische Tarife verkauft, ist davon befreit[1,4].

Im Angebot hatten Lieferanten den Tarif schon vor der Pflicht für alle. Die Bundesnetzagentur zählte 2022 noch 52 Lieferanten mit dynamischem Tarif, ein Jahr später 90 und 2024 dann 412[5]. Wie viele Haushalte so einen Vertrag tatsächlich haben, steht nicht im Bericht.

Bleibt die Bedingung in Satz 1: Vorgeschrieben ist das Angebot nur für Letztverbraucher, „die über ein intelligentes Messsystem im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes verfügen“[1]. Zum 30. Juni 2026 waren das 3.172.579 von 54.135.202 Messlokationen, also 5,9 Prozent[6]; für den Rest bleibt die Pflicht ein Angebot ohne Abnehmer.

Einen Hebel haben Lieferanten trotzdem. Seit dem 1. Januar 2025, demselben Stichtag wie die Tarifpflicht, können Letztverbraucher, aber auch Energieversorgungsunternehmen für ihre Kunden, beim Messstellenbetreiber den vorzeitigen Einbau eines intelligenten Messsystems verlangen, umzusetzen binnen vier Monaten. Beim grundzuständigen Messstellenbetreiber gilt dafür ein Entgelt von einmalig höchstens 100 Euro brutto als angemessen, in optionalen Einbaufällen zusätzlich höchstens 30 Euro im Jahr[7]. Für Lieferanten ist das der direkte Weg zum Messsystem beim Kunden.

Der grundzuständige Messstellenbetreiber darf solche Aufträge allerdings vorübergehend zurückstellen, soweit und solange er dadurch seine gesetzlichen Ausstattungspflichten nicht gefährdet; dann muss er in Textform begründen und einen verbindlichen Zeitplan nennen. Ablehnen darf er etwa, solange der Einbau aus technischen Gründen nicht möglich ist[8].

NEGATIVBEFUND

Keine Aufsicht, keine Vertragszahlen

Eine Aufsichtsmaßnahme der Bundesnetzagentur gegen einen Lieferanten wegen § 41a ließ sich bis Anfang November 2026 nicht finden. Ein Monitoringbericht 2026 lag am 14. Oktober 2026 noch nicht vor[5]. Wie viele Verträge mit dynamischem Tarif 2025 oder 2026 bestanden, hat keine Stelle veröffentlicht.

Der Preis kommt in Viertelstunden

Am 30. September 2025 um 13:08 Uhr veröffentlichte die EPEX Spot die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion für den 1. Oktober, zum ersten Mal für 96 Viertelstunden[9]. Stundenkontrakte blieben daneben handelbar.

An dieser Zeitreihe hängt der dynamische Tarif. Die Bundesnetzagentur beschreibt ihn als Kopplung der Beschaffungskosten an den Spotmarkt der EPEX Spot und rechnet selbst mit Day-Ahead-Preisen[5]. Die Börse bietet Lieferanten dafür eine eigene Lizenz an, gültig je Land, in dem die Kunden sitzen[10]; wer Börsenpreise durchreicht, führt also auch einen Datenvertrag.

UNSICHER BELEGT

Reicht ein Stundenpreis noch?

Das Gesetz verlangt, dass ein dynamischer Tarif die Preisschwankungen in Intervallen abbildet, die „mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes entsprechen“[3]. Seit dem 1. Oktober 2025 rechnet die Day-Ahead-Auktion in Viertelstunden. Ob ein Tarif, der weiterhin nur Stundenpreise durchreicht, die Definition noch erfüllt, hat bis Anfang November 2026 keine Behörde ausdrücklich beantwortet. Ein Tarifsystem, das heute neu gebaut wird, sollte deshalb mit 96 Preisen am Tag rechnen können.

Welche Messung der Tarif braucht

Ein Börsenpreis je Viertelstunde nützt nichts, solange der Verbrauch nur als Jahressumme vorliegt, denn zu jedem Preis gehört eine Menge.

Das Messstellenbetriebsgesetz regelt das ohne Umweg: Sobald ein Letztverbraucher mit bis zu 100.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch ein intelligentes Messsystem hat, wird per Zählerstandsgangmessung gemessen[11]. Diese Zählerstandsgänge schickt der Messstellenbetreiber dem Lieferanten standardmäßig täglich für den Vortag, unter anderem für die Abrechnung[12]. Im Gateway heißt die Funktion TAF 7 (Kapitel 4): Zählerstände im 15-Minuten-Raster, jeden Tag übermittelt.

TAF 2 ist dagegen ein Mehrtarifzähler in digitaler Form. Das Gateway summiert den Verbrauch in Tarifstufen, deren Zeitfenster vorab feststehen; für die drei Stufen von Modul 3 kommt das nach der BDEW-Anwendungshilfe infrage (Kapitel 5)[13]. Für einen Börsenpreis taugt es nicht, weil der erst am Vortag feststeht, und zwar für jede Viertelstunde einzeln, und ein Fenster, das vor Wochen parametriert wurde, davon nichts weiß.

Auch TAF 7 hat einen Vorbehalt. Im November 2023 hielt die Beschlusskammer 8 mit Blick auf das Eichrecht fest, TAF 7 dürfe „bislang nicht zur Abrechnung herangezogen werden“[14]. Wie Messstellenbetreiber das heute bei Modul 3 lösen, zeigt Kapitel 5.

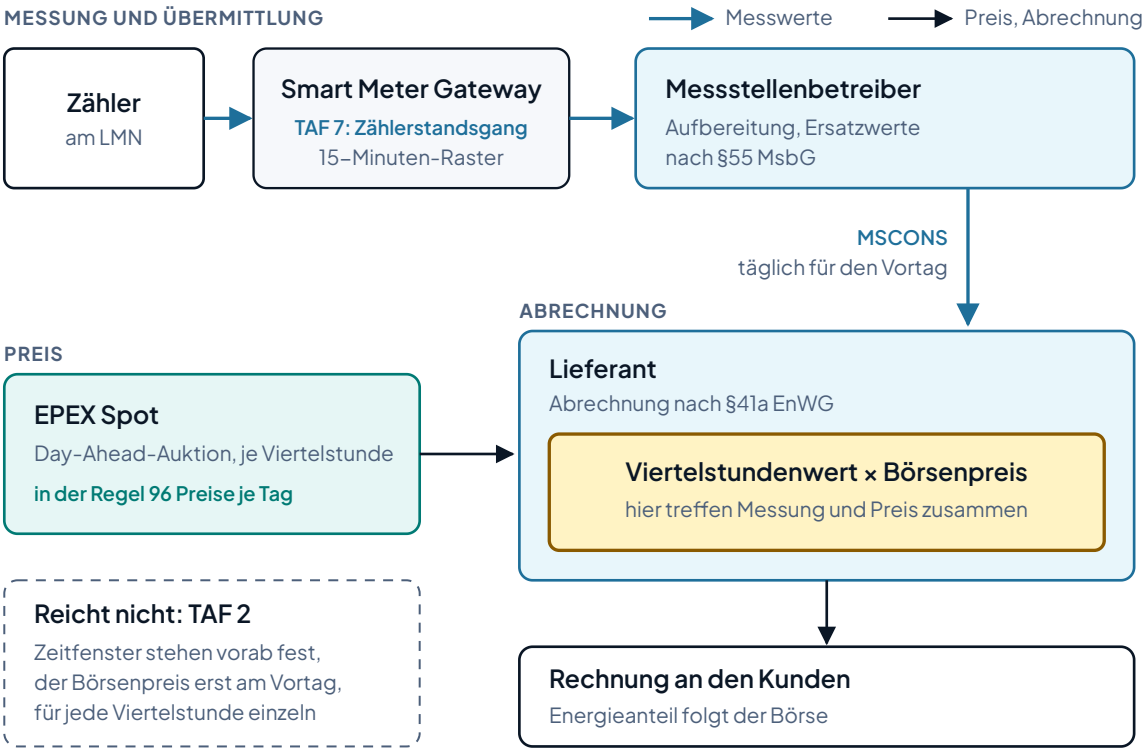


Abbildung 1: Wo Viertelstunde und Preis zusammenkommen. Das Gateway erfasst in der Regel über TAF 7 den Zählerstandsgang, der Messstellenbetreiber schickt ihn täglich im Format MSCONS an den Lieferanten. Aus der Day-Ahead-Auktion kommen in der Regel 96 Preise je Tag. Verrechnet werden beide Reihen erst in der Abrechnung des Lieferanten. Das Netzentgelt, mit Modul 3 ebenfalls zeitvariabel, ist nicht dargestellt.

WICHTIG

Ein dynamischer Tarif nach § 41a läuft in der Regel über TAF 7 an der Messstelle und über eine Abrechnung, die 96 Werte am Tag verarbeitet. Das Gesetz selbst schreibt keinen TAF vor, aber TAF 2 genügt nicht, wie fein seine Fenster auch geschnitten sind.

Liefermodelle, die die Viertelstunde voraussetzen

Seit dem 1. Juni 2026 müssen Verteilnetzbetreiber Energy Sharing in ihrem Bilanzierungsgebiet möglich machen, ab dem 1. Juni 2028 auch mit dem direkt angrenzenden Netz in derselben Regelzone[15]. Der Betreiber einer Erneuerbaren-Anlage oder eines Speichers mit Erneuerbaren-Strom teilt seinen Strom dann über das öffentliche Netz mit anderen Letztverbrauchern. Eine Bedingung lässt keinen Spielraum: Jede belieferte Verbrauchsstelle und die Anlage selbst werden mit Zählerstandsgangmessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung erfasst[15].

Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bleibt der Strom im Haus, ohne Durchleitung durch ein Netz. Auch hier steht die Viertelstunde im Gesetz: Der Bezug jedes teilnehmenden Letztverbrauchers wird viertelstündlich gemessen[16].

Beim Mieterstrom mit virtuellem Summenzähler hängt es ebenfalls am Messsystem. § 20 Absatz 1d EnWG erlaubt, den Summenzähler am Netzanschlusspunkt rechnerisch zu bilden, statt ihn physisch zu setzen, aber nur, wenn alle Messeinrichtungen, deren Werte in die Saldierung eingehen, intelligente Messsysteme sind[17].

Ein Lieferant oder Anlagenbetreiber, der eines dieser Modelle anbietet, braucht also zuerst das Messsystem beim Kunden. Beim Messstellenbetreiber kommt das als Nachfrage an, die nicht aus der Rolloutpflicht stammt.

Was die Abrechnung aushalten muss

96 Werte am Tag ergeben 35.040 Viertelstundenwerte je Marktlokation und Jahr, dazu ebenso viele Preise; ein Kunde mit Jahresablesung liefert im selben Zeitraum einen einzigen Zählerstand.

Der Transportweg ist geregelt: Viertelstundenwerte laufen in der Marktkommunikation als MSCONS-Nachricht vom Messstellenbetreiber zum Lieferanten, im Anwendungshandbuch als „Lastgang für den Vortag" bezeichnet[18]. Seit dem 6. Juni 2025 wird die Übermittlung von Zählerstandsgängen nach der Festlegung BK6-24-174 abgewickelt, Einzelheiten stehen in Kapitel 7[19].

Was die Systeme dahinter leisten müssen, steht verstreut im Gesetz. Der Lieferant darf die Messwerte zur Abrechnung einschließlich Tarifierung verarbeiten und muss sie im Regelfall spätestens drei Jahre nach Ende des Erhebungsjahres löschen[20]. Fehlt ein wahrer Wert, bildet der Messstellenbetreiber einen Ersatzwert oder einen vorläufigen Wert[11]. Weil Zeitreihen dafür versioniert werden, kann eine Viertelstunde später mit anderem Wert zurückkommen, auch wenn die Rechnung schon geschrieben ist[18].

Kombiniert ein Kunde den dynamischen Tarif mit Modul 3 nach § 14a, stehen zwei zeitvariable Preise auf einer Rechnung: der Börsenpreis im Energieanteil und das Netzentgelt in drei Stufen. Die Netzentgelte je Tarifstufe weist der Lieferant gesondert aus[14].

Die Schwachstelle liegt zwischen Einbau und erster Rechnung, und das sagt die Bundesnetzagentur selbst. Im September 2026 stellte sie klar, dass der „reine Einbau" eines Messsystems nicht genügt; erst wenn es Viertelstundenwerte zuverlässig erfasst und übermittelt, sei die Grundlage für zeitvariable Tarife gelegt[6]. Die Beschlusskammer 8 hatte im Juli 2025 bei Modul 3 dasselbe beschrieben: Die Umsetzung scheine schleppend zu verlaufen, „auch selbst dann, wenn der Kunde ein intelligentes Messsystem als Voraussetzung hierfür vorweisen kann"[21].

NEGATIVBEFUND

Wie lange es dauert, misst niemand

Wie viel Zeit zwischen dem Einbau eines intelligenten Messsystems und der ersten Abrechnung mit Viertelstundenwerten vergeht, veröffentlicht keine Stelle. Die Rollout-Statistik der Bundesnetzagentur zählt eingebaute Systeme, keine gelieferten Werte.

Netzentgelte heute: die Module nach § 14a

Auch das Netzentgelt hat eine Uhr bekommen, zumindest für steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Am 23. November 2023 hat die Beschlusskammer 8 drei Module festgelegt, die Einzelheiten stehen in Kapitel 5[14].

Modul 1 und 2 gelten seit dem 1. Januar 2024: eine Pauschale von 80 Euro brutto im Jahr plus Stabilitätsprämie, oder 40 Prozent des Arbeitspreises für eine separat gemessene Anlage ohne Grundpreis[14]. Ein intelligentes Messsystem braucht keines von beiden, es darf auch später kommen[13].

Modul 3 ist das zeitvariable Netzentgelt: drei Tarifstufen, auf dem Preisblatt erstmals für 2025, abgerechnet seit dem 1. April 2025, wählbar nur zusätzlich zu Modul 1 und nur mit intelligentem Messsystem. Den späteren Abrechnungsstart begründete die Kammer mit den Zyklen der Marktkommunikation[14]. Wann welche Stufe gilt und in welchen Quartalen, steht vorab auf dem Preisblatt, anders als beim Börsenpreis[14]. Das müssen Netzbetreiber spätestens zum 15. Oktober für das Folgejahr veröffentlichen, notfalls mit den voraussichtlichen Entgelten[22].

Schon diese drei festen, lange vorher bekannten Stufen bereiten Probleme. Seit 2026 vollstreckt die Bundesnetzagentur, und zum 13. Oktober 2026 führt sie vier Verteilnetzbetreiber auf ihrer Liste, wegen Defiziten „insbesondere im Zusammenhang mit Modul 3“[23].

Die Preisblätter für 2027 waren am 15. Oktober 2026 fällig. Die Übertragungsnetzbetreiber haben ihre vorläufigen Entgelte schon am 1. Oktober 2026 veröffentlicht: im Schnitt 3,54 Cent je Kilowattstunde auf Höchst- und Umspannungsebene, nach 2,86 Cent im Jahr 2026. Eingerechnet ist ein Bundeszuschuss von 5,525 Milliarden Euro, knapp eine Milliarde weniger als für 2026[24]. Das Gesetz dafür, ein neuer § 24d EnWG, lag dem Bundestag seit dem 28. September als Regierungsentwurf vor[25] und war am 1. Oktober noch nicht verabschiedet. Besteht bis zum 7. Dezember 2026 keine Rechtssicherheit, rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit höheren endgültigen Entgelten[24].

AgNes: der Rahmen ab 2029

„Als Tag der Bekanntgabe wird der 01. Januar 2027 bestimmt.“ So endet der Tenor des Entwurfs, Ziffer 20[26].

AgNes steht für Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom. Zuständig ist die Große Beschlusskammer Energie, Aktenzeichen GBK-25-01-1#3, nicht die Beschlusskammer 8 der Module[27]. Den Entwurf hat sie am 6. August 2026 veröffentlicht, Stellungnahmen waren bis zum 18. September möglich. Beschließen will sie noch 2026, Folgefestlegungen sollen 2027 kommen[28].

Den Zeitdruck macht die Stromnetzentgeltverordnung: Sie tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2028 außer Kraft, und ab dem 1. Januar 2029 sollen Netzentgelte nach der neuen Festlegung gebildet und abgerechnet werden[26]. Es geht um rund 37 Milliarden Euro im Jahr, nach Angaben der Behörde etwa 30 Prozent der Stromkosten eines Haushalts[28]. Weil am 14. Oktober 2026 kein Beschluss vorlag, stammt alles Folgende aus dem Entwurf.

Für Haushalte bleibt es in der Niederspannung bis 100.000 Kilowattstunden bei Grundpreis und Arbeitspreis. Neu ist ein Aufschlag für Prosumer, also für Entnahmestellen mit einer Erzeugungsanlage hinter demselben Netzanschluss: 70 bis 90 Prozent des Grundpreises, Steckersolargeräte ausgenommen. Ab dem 1. April 2028 sollen Lieferanten die Prosumereigenschaft auf der Rechnung ausweisen, und bis dahin müssen Netzbetreiber die betroffenen Entnahmestellen identifizieren und über die Marktkommunikation melden[26]. Für Netzbetreiber heißt das: ein neues Merkmal im Stammdatensatz, fällig in anderthalb Jahren.

Heute kostet Einspeisen kein Netzentgelt[29]. Nach dem Entwurf sollen Erzeugungsanlagen über 30 Kilowatt ein bundeseinheitliches Einspeiseentgelt je Kilowatt zahlen; eine Beispielrechnung landet bei rund 5 Euro je Kilowatt und Jahr. Wer vor der Bekanntgabe in Betrieb ist oder bis dahin eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen hat und bis zum 4. August 2029 ans Netz geht, zahlt erst 20 Jahre nach der Inbetriebnahme[26].

Dynamische Netzentgelte kommen spät und vorerst nicht für Haushalte. Speicher an den Netz- und Umspannebenen 1 bis 5 sollen sie frühestens 2030 und spätestens 2033 abgerechnet bekommen, Erzeugungsanlagen zwischen 2032 und 2035, jeweils nur, wenn die Kammer die Ausgestaltung zwei Jahre vorher festlegt. Bei Letztverbrauchern sieht die Bundesnetzagentur „zunächst“ davon ab[26].

Merkmal	Heute	AgNes-Entwurf ab 2029
Haushalt, Niederspannung	Grundpreis und Arbeitspreis[30]	Grundpreis und Arbeitspreis, Grundpreis trägt 20 bis 40 Prozent der Erlöse
Haushalt mit eigener Erzeugung	wie jeder Haushalt	Aufschlag von 70 bis 90 Prozent auf den Grundpreis
steuerbare Verbrauchseinrichtung	Modul 1, Modul 2 oder Modul 1 plus 3	Modul 3 bleibt unberührt, bei Modul 2 kein Prosumer-Aufschlag, zu Modul 1 keine Aussage
Erzeugung über 30 kW	keine Netzentgelte für die Einspeisung	Einspeiseentgelt je kW, Bestandsanlagen erst 20 Jahre nach Inbetriebnahme
dynamisches Netzentgelt	keins	Speicher 2030 bis 2033, Erzeugung 2032 bis 2035, Letztverbraucher zunächst nicht

Abbildung 2: Belegte Stichtage für Tarife und Netzentgelte. Gestrichelte Rahmen stehen für Entwurf oder Plan, die strichpunktierte Linie für den Stand dieses Kapitels. Am 31. Dezember 2028 enden die Übergangsregeln für ältere § 14a-Vereinbarungen, ausgenommen Nachtstromspeicherheizungen.

Was aus den Modulen wird

Die kürzeste Antwort steht in Tenorziffer 12.5 des Entwurfs: „Die Erhebung und Weiterentwicklung zeitvariabler Netzentgelte gemäß § 14a EnWG („Modul 3“) bleibt unberührt.“[26] Modul 3 überlebt also und ist nach dem Entwurf vorerst das einzige zeitvariable Netzentgelt, das Haushalte zu sehen bekommen.

Zu Modul 2 steht in der Begründung eine Randbemerkung: Wo nach Modul 2 kein Grundpreis anfällt, entfällt auch der Prosumer-Aufschlag[26]. Modul 1 kommt im Entwurf nicht ausdrücklich vor.

Die Festlegung der Beschlusskammer 8 nennt in ihrem Tenor kein Enddatum für die Module. Eine Befristung auf 2024 bis 2028 stand noch im Eckpunktepapier der ersten Konsultation, in den Beschluss hat sie es nicht geschafft. Bis zum 31. Dezember 2028 befristet sind nur die Übergangsregeln für ältere § 14a-Vereinbarungen, Nachtstromspeicherheizungen ausgenommen[14].

Wie Modul 3 weiterentwickelt wird, ist offen, obwohl viele Stellungnahmen in der Konsultation genau das statt dynamischer Netzentgelte vorgeschlagen hatten, teils mit fünf bis sechs Zeitfenstern[26]. Konkrete Vorschläge dazu enthält der Entwurf nicht, kritisiert der Verbraucherzentrale Bundesverband[30].

UNSICHER BELEGT

Offen bis zum Beschluss

Der Entwurf vom 6. August 2026 kann sich bis zum Beschluss noch ändern. Was aus Modul 1 und 2 ab 2029 wird, regeln weder der Entwurf noch die Festlegung der Beschlusskammer 8 ausdrücklich.

MiSpeL: ein Jahr mit Einverständnis

Am 1. Oktober 2026 hat die Bundesnetzagentur die Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten beschlossen, kurz MiSpeL, Aktenzeichen 618–25–02; im Amtsblatt stand sie am 7. Oktober[31]. Sie regelt, wie sich in einem Speicher oder bidirektional genutzten Ladepunkt Grünstrom und Netzstrom auseinanderrechnen lassen, damit EEG-Förderung und Umlageprivilegien die richtigen Mengen treffen. Dafür gibt es zwei neue Wege, die Abgrenzungsoption mit Formelsätzen und die Pauschaloption mit nur einem Zweirichtungszähler. Die zweite gilt nur, wenn hinter der Einspeisestelle Solaranlagen mit zusammen höchstens 30 kWp hängen[31].

Beide neuen Optionen setzen voraus, dass der Anlagenbetreiber die EE-Anlagen, Speicher und bidirektionalen Ladepunkte hinter der Einspeisestelle der Direktvermarktung zuordnet (Tenorziffer 5). Mit fester Einspeisevergütung bleibt nur die Ausschließlichkeitsoption; Stellungnahmen, die das ändern wollten, wies die Behörde mit Verweis auf den Wortlaut von § 19 EEG ab[31]. Wirksam wurde die Festlegung mit ihrer Bekanntgabe (Tenorziffer 8), zwei Wochen nach dem Amtsblatt, am 21. Oktober 2026[32].

Beide Optionen rechnen in Viertelstunden, denn Zeitgleichheit definiert die Festlegung ausdrücklich als 15-Minuten-Intervall[31]; ohne Viertelstundenwerte lässt sich MiSpeL nicht anwenden. Bei den Netzentgelten wirkt die Festlegung bis Ende 2028 nur mittelbar: § 118 Absatz 6 Satz 3 EnWG verweist auf § 21 EnFG, und die Bundesnetzagentur liest diesen Verweis einschließlich der MiSpeL-Regeln[31,32]. Der AgNes-Entwurf knüpft daran an und behandelt bidirektionale Ladepunkte im Sinne von MiSpeL wie anlagengekoppelte Speicher und befreit zurückgespeiste Netzmengen von den Arbeitspreisen, soweit sie sich messtechnisch abgrenzen lassen[26].

Für das erste Jahr entscheidet Tenorziffer 9 a): „Die Regelungen der Festlegung sind bis zum 30.09.2027 nur anwendbar, wenn die Geltendmachung der Ansprüche nach den Tenorziffern 1 bis 4 und die Zuordnung nach Tenorziffer 5 im Einverständnis mit dem jeweiligen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber erfolgen.“[31]

Zugleich verpflichtet Tenorziffer 7 genau diese Betreiber, die Inanspruchnahme zu ermöglichen[31]. Mitwirken müssen sie also, berufen kann sich auf die Festlegung bis dahin aber nur, wer ihr Einverständnis hat.

Die Übergangszeit soll der Branche erlauben, die Prozesse der Marktkommunikation anzupassen, deren Umsetzung allerdings „nicht zum Regelungsgegenstand dieser Festlegung“ gehöre[31]. Die Frage nach passenden Zeitreihentypen, gestellt unter anderem vom Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne), vom BDEW und vom Speicherverband BVES, beantwortet die Festlegung ausdrücklich nicht. Die eigene Frist von knapp einem Jahr nennt die Bundesnetzagentur „knapp bemessen“[31].

Ein Jahr Übergang, ein Formatturnus: Datenformate der Marktkommunikation ändern sich in der Regel zweimal im Jahr, zum 1. April und zum 1. Oktober[19]. Am 1. Oktober 2026, dem Tag des MiSpeL-Beschlusses, teilte die Beschlusskammer 6 mit, dass sich zum 1. April 2027 bei den EDIFACT-Formaten kein Anpassungsbedarf ergibt[33]. Bleibt es beim Regelturnus, ist der 1. Oktober 2027 der früheste Stichtag für geänderte Formatbeschreibungen, also der Tag nach dem Ende des Einverständnisvorbehalts.

UNSICHER BELEGT

Die einfache Option wartet auf Brüssel

Die Pauschaloption ist erst ab dem Monat anwendbar, der auf die beihilferechtliche Genehmigung von § 19 Absatz 3c EEG durch die Europäische Kommission folgt[31]. Eine solche Genehmigung ließ sich bis zum 3. November 2026 nicht finden, und die MiSpeL-Seite der Behörde nennt keinen Termin. Bis dahin bleibt nur die aufwendigere Abgrenzungsoption.

Gegenrede: Prosumer-Aufschlag, Prozesse, Tempo

Bis zum 18. September 2026 konnte man zum AgNes-Entwurf Stellung nehmen. Veröffentlichen will die Bundesnetzagentur die Stellungnahmen, bis Anfang November hatte sie es nicht getan[27]. In dem, was die Verbände selbst veröffentlicht haben, kehren zwei Punkte wieder: der Prosumer-Aufschlag, der die Haushalte trifft, und das Einspeiseentgelt[34,35,30].

Der Bundesverband Erneuerbare Energie will den Aufschlag gestrichen sehen. Präsidentin Ursula Heinen-Esser nennt ihn „weder verursachungsgerecht noch systemdienlich“, und für das Einspeiseentgelt verlangt der Verband eine feste Obergrenze von 4,5 Euro je Kilowatt und Jahr[34]. Der Verbraucherzentrale Bundesverband will den Aufschlag in seiner Stellungnahme vom 16. September 2026 nach Anlagengröße staffeln[30].

Die Bundesnetzagentur hält im Entwurf dagegen: „Eine geringere, mengenbezogene Nutzung des Netzes hat nicht zur Folge, dass auch Kosten im Netz eingespart werden.“[26]

Für die Digitalisierung wiegt ein anderer Einwand schwerer. Der bne vermisst einen verbindlichen Fahrplan für Datenanforderungen und Marktprozesse: „Neue Zahlungspflichten dürfen nicht wirksam werden, bevor Preise und Abrechnungsprozesse belastbar feststehen.“[36] Der BDEW schreibt in seiner Stellungnahme vom 18. September 2026, der Entwurf stelle „noch keine belastbare Grundlage für die Umsetzung in der Branche dar“, und hält die Umsetzungsfrist schon dann für „eng bemessen“, wenn die Arbeit gleich nach der Festlegung beginnt[35]. Zwei Jahre Umsetzungszeit hatte BNetzA-Präsident Klaus Müller als Ziel genannt[28], und mehr gibt der Zeitplan bis zum 1. Januar 2029 auch nicht her.

Neu ist das Argument nicht. Schon bei Modul 3 hätten nach mehreren Stellungnahmen anderthalb Jahre Umsetzungszeit nicht gereicht, so steht es im Entwurf selbst[26].

Bei MiSpeL hat die Behörde denselben Konflikt im Beschluss dokumentiert. bne und BVES wollten die Festlegung sofort anwenden, notfalls unabhängig von der Marktkommunikation. BDEW und VKU wollten warten, bis die Prozesse massengeschäftstauglich in der MaKo verankert sind. Die Bundesnetzagentur wählte nach eigenen Worten einen „Mittelweg“, den Einverständnisvorbehalt[31].

Damit hat sie den Streit um ein Jahr verschoben und in jedes einzelne Netzgebiet verlagert: Dort entscheiden bis Ende September 2027 Netz- und Messstellenbetreiber, ob die Festlegung greift.

Was Netz- und Messstellenbetreiber jetzt prüfen

Tarif, Modul 3, AgNes und MiSpeL hängen an denselben Viertelstundenwerten. Deshalb beginnt die Prüfung bei der Frage, ob diese Werte ankommen.

1. **Lieferfähigkeit statt Einbau messen**
   In der Statistik zählt das eingebaute Messsystem, für Tarif und Modul 3 dagegen, ob der Zählerstandsgang jeden Tag vollständig beim Lieferanten ankommt. Führen Sie die Quote der Messlokationen mit lückenlosen Vortageswerten als eigene Kennzahl.

2. **Modul 3 durchgängig abrechnen**
   Vier Verteilnetzbetreiber stehen schon auf der Vollstreckungsliste der Bundesnetzagentur[23]; prüfen Sie, ob bei Ihnen jede Messlokation mit Modul 3 vom Preisblatt bis zur Rechnung durchläuft.

3. **Prosumer-Merkmal vorbereiten**
   Der Entwurf verlangt die Identifikation bis zum 1. April 2028. Prüfen Sie, ob Ihre Stammdaten heute zeigen, hinter welchem Netzanschluss eine Erzeugungsanlage hängt, auch bei Mieterstrom und gemeinschaftlicher Gebäudeversorgung.

4. **MiSpeL-Anfragen nicht liegen lassen**
   Bis zum 30. September 2027 entscheiden Sie mit, ob die Festlegung angewendet wird. Legen Sie fest, wer im Haus das Einverständnis erteilt, und dokumentieren Sie, wie Sie Mengen ohne festgelegtes Format austauschen.

Quellen

1. § 41a Energiewirtschaftsgesetz, Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge, Absätze 2 bis 7. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. Deutscher Bundestag: Gesetzesbeschluss zum Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, Bundesrat-Drucksache 161/23 vom 21.04.2023, Artikel 1 Nummer 4 (Änderung von § 41a Absatz 2 Satz 3 EnWG). bundesrat.de, abgerufen am 14.10.2026.
3. § 3 Nummer 95 Energiewirtschaftsgesetz, Begriffsbestimmung Stromliefervertrag mit dynamischen Tarifen. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
4. Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 18.12.2025, BGBl. 2025 I Nr. 347 vom 22.12.2025, Artikel 1 (Änderung von § 41a EnWG). recht.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2025, veröffentlicht am 26.11.2025, PDF mit Stand 26.01.2026, S. 5 und S. 163, Abbildung 93; die Übersichtsseite führt am 14.10.2026 keinen neueren Bericht. data.bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Bundesnetzagentur: Pressemitteilung zum Stand des Rollouts intelligenter Messsysteme zum 30.06.2026, vom 21.09.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 Messstellenbetriebsgesetz, angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers, Höchstbeträge für die vorzeitige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 und Sätze 3 bis 6 Messstellenbetriebsgesetz, vorzeitige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem als Zusatzleistung, Verweigerung und Zurückstellung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. EPEX Spot: 15-minute products live on EPEX SPOT Day-Ahead markets, Mitteilung vom 30.09.2025. epexspot.com, abgerufen am 14.10.2026.
10. EPEX Spot: Dynamic Pricing License for Electricity Retailers. epexspot.com, abgerufen am 14.10.2026. Angabe der Börse zu ihrem eigenen Produkt.
11. § 55 Absätze 1 und 2 Messstellenbetriebsgesetz, Messwerterhebung Strom. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. § 60 Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe b Messstellenbetriebsgesetz, Datenübermittlung an den Energielieferanten. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Anwendungshilfe für die Umsetzung von Modul 3 der Festlegung BK8-22/010-A, Version 1.2 vom 17.07.2026, Abschnitte 2 und 4. bdew.de, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsquelle.
14. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8: Festlegung BK8-22/010-A vom 23.11.2023, Tenorziffern 1 bis 4 und 6, Randnummern 8, 120 und 133 bis 135. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
15. § 42c Energiewirtschaftsgesetz, Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien, Absatz 1 Nummern 6 und 7 sowie Absatz 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
16. § 42b Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz, Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
17. § 20 Absatz 1d Energiewirtschaftsgesetz, Summenzähler und virtueller Summenzähler. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
18. BDEW, EDI@Energy: MSCONS Anwendungshandbuch, Version 3.2, Publikationsdatum 01.04.2026, Kapitel 5.1 (Versionierung von Zeitreihen) und 7; veröffentlicht mit Mitteilung Nr. 56 der Beschlusskammer 6, verbindlich seit 01.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-24-174 zur Datenübermittlung von Zählerstandsgängen, Beschluss vom 24.10.2024, S. 13 zum halbjährlichen Formatturnus; Verfahrensseite mit Anwendungsbeginn 06.06.2025. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
20. § 69 Absätze 1 und 3 Messstellenbetriebsgesetz, Messwertverarbeitung zu Zwecken des Energielieferanten. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
21. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8: Informationsschreiben 03/2025 vom 10.07.2025, Punkt 1. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. § 20 Absatz 1 Sätze 1 und 2 Energiewirtschaftsgesetz, Veröffentlichung der Entgelte für den Netzzugang. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
23. Bundesnetzagentur: Veröffentlichung von Verwaltungsvollstreckungsmaßnahmen zur Festlegung BK8-22/010-A, Stand 13.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

24. Die vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung: Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen vorläufige Netzentgelte für 2027, gemeinsame Pressemitteilung vom 01.10.2026. amprion.net, abgerufen am 15.10.2026. Unternehmensquelle.
25. Deutscher Bundestag: Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Gewährung eines Zuschusses zu den Übertragungsnetzkosten für die Jahre 2027 bis 2029, Drucksache 21/8236 vom 28.09.2026, S. 1 f. und Artikel 1 (§ 24d EnWG). bundestag.de, abgerufen am 15.10.2026.
26. Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie: Festlegungsentwurf Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom, GBK-25-01-1#3, vom 06.08.2026, Tenorziffern 1.2, 2, 8.2, 8.3, 9, 10.2, 12, 17.4, 17.8 und 20, Randnummern 4, 81, 88, 90, 292, 298 und 503 sowie Rechenbeispiel S. 149. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
27. Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie: Festlegungsverfahren AgNes, GBK-25-01-1#3, Verfahrensseite, Stand 21.09.2026, mit der Ankündigung, die Stellungnahmen zu veröffentlichen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 03.11.2026.
28. Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur startet Konsultation zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom, Pressemitteilung vom 06.08.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. § 15 Absatz 1 Satz 3 Stromnetzentgeltverordnung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
30. Verbraucherzentrale Bundesverband: Netzentgelte fair verteilen, Stellungnahme zum Festlegungsentwurf AgNes vom 16.09.2026, Abschnitt III Nummern 1, 2 und 4. vzbv.de, abgerufen am 14.10.2026.
31. Bundesnetzagentur: Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL), Az. 618-25-02, vom 01.10.2026, Tenorziffern 5 und 7 bis 9, Gründe S. 7, 14, 22 f., 25, 28, 60, 72, 73 f. und 92 f. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 03.11.2026.
32. Bundesnetzagentur: Workshop zur MiSpeL-Festlegung am 02.10.2026, Folien 5 und 16. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 03.11.2026.
33. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 58 zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation vom 01.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
34. Bundesverband Erneuerbare Energie: AgNes-Festlegungsentwurf: BEE fordert Investitionssicherheit, Pressemitteilung vom 18.09.2026. bee-ev.de, abgerufen am 15.10.2026. Verbandsquelle.
35. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Stellungnahme zum Festlegungsentwurf der allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes), 18.09.2026, S. 4 f. bdew.de, abgerufen am 15.10.2026. Verbandsquelle.
36. Bundesverband Neue Energiewirtschaft: Stellungnahme zum Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3), 18.09.2026. bne-online.de, abgerufen am 15.10.2026. Verbandsquelle.

KAPITEL 7 · TEIL IV: MARKT UND PRAXIS

Marktkommunikation: wie Messwerte zu Prozessen werden

MaKo 2026 mit EDIFACT, AS4 und API, Lokationen und Ressourcen, 24-Stunden-Wechsel, WiM, Bilanzkreisabrechnung, MaBiS-Hub und eine Prozesslandkarte.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-marktkommunikation-mako.html

ZUSAMMENFASSUNG

Seit dem 1. Oktober 2026 gilt für die Marktkommunikation im Strom ein neuer Satz Nachrichtenbeschreibungen. Über diese EDIFACT-Nachrichten und den Transportweg AS4 laufen Anmeldungen, Messwerte und Bilanzierungsdaten zwischen den Marktrollen; API-Webdienste gibt es daneben nur für zwei Zwecke, die Identifikation einer Marktlokation und Steuerbefehle. Den vollständigen Ersatz der UTILTS durch Webdienste, im Juli 2026 noch zur Konsultation gestellt, hat die Bundesnetzagentur mit ihrer Mitteilung Nr. 58 vom 1. Oktober vom Tisch genommen.

Der Lieferantenwechsel muss seit Januar 2026 technisch in 24 Stunden gelingen, und für den zentralen MaBiS-Hub schlägt der BDEW einen Start 2029 vor (festgelegt hat die Bundesnetzagentur weder den Termin noch den ersten Verfahrensblock). Beides gelingt nur mit Stammdaten, die stimmen.

Eine Landkarte am Ende des Kapitels verzeichnet jeden Prozess im Strom mit seiner Stelle in diesem Buch oder dem Vermerk „nicht behandelt“; die Gasprozesse behandelt das Buch nicht.

Was Marktkommunikation ist und woher sie kommt

Das Anwendungshandbuch für eine einzige Nachricht, die UTILMD Strom in der Version 2.2, die seit dem 1. Oktober 2026 verbindlich ist, hat 1.397 Seiten[1,2]. Jeder Fall darin, von der Kündigung zwischen Lieferanten bis zur Stammdatenänderung, hat einen eigenen Prüfidentifikator.

Das Messstellenbetriebsgesetz verlangt, dass Mess- und Stammdaten in einem bundesweit einheitlichen Format fließen, das die Bundesnetzagentur vorgibt[3]. Geschrieben werden die Formate von der Expertengruppe EDI@Energy unter Projektführung des BDEW; die Beschlusskammer 6 konsultiert sie und setzt sie per Mitteilung in Kraft[1].

Marktkommunikation (MaKo) ist der standardisierte elektronische Datenaustausch zwischen den Marktrollen der Stromwirtschaft, vor allem Netzbetreiber, Lieferant, Messstellenbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber. Welche Nachricht wann an wen geht, regeln die Festlegungen der Bundesnetzagentur; wie die Nachricht aufgebaut ist, regeln die EDI@Energy-Dokumente[4].

Ihre heutige Form verdankt die Marktkommunikation einem Problem aus dem Jahr 2018. Das Gesetz wollte, dass Messwerte aus intelligenten Messsystemen im Gerät aufbereitet und von dort sternförmig an alle Berechtigten verteilt werden. Die Gateways der ersten Generation konnten das nicht, und das Interimsmodell von 2016, das die Werte über den Netzbetreiber laufen ließ, stand auf einer Rechtsgrundlage, die Ende 2019 auslief[5].

Die Beschlusskammer 6 entschied am 20. Dezember 2018 mit der Festlegung „MaKo 2020“: Ab dem 1. Dezember 2019 erhebt der Messstellenbetreiber alle Messwerte, bereitet sie auf und verteilt sie sternförmig, bis zur Verfügbarkeit geeigneter Gateways aus seinem eigenen IT-System[5]. Zwei Jahre später folgte mit BK6-20-160 die „MaKo 2022“, deren Prozessdokumente ab dem 1. Oktober 2022 galten[6].

Das Gateway als Absender sieht das Gesetz weiterhin vor, allerdings erst, wenn das BSI die Aufbereitung im Gerät für technisch möglich hält und die Bundesnetzagentur darauf eine Festlegung stützt[7]. Bis dahin heißt sternförmig: aus dem Backend des Messstellenbetreibers.

Vier Regelwerke, eines davon aufgelöst

Die Abläufe stehen in Festlegungen mit eigenen Kürzeln. Die älteste ist die GPKE, beschlossen am 11. Juli 2006 und in Kraft seit dem 1. August 2007[8].

Regelwerk	Was es regelt	Grundfestlegung	Typische Nachrichten
GPKE	Lieferantenwechsel, Zuordnung, Konfigurationen, Steuerbefehle, Stammdaten, Netznutzungsabrechnung	BK6-06-009	UTILMD, UTILTS, INVOIC, API MaLo-Ident, API Steuern
WiM	Wechsel des Messstellenbetreibers, Einbau und Gerätewechsel, Übermittlung von Werten, Abrechnung des Messstellenbetriebs	BK6-09-034	UTILMD, MSCONS, IFTSTA, INVOIC
MaBiS	Bilanzierung und Bilanzkreisabrechnung	BK6-07-002	MSCONS mit Summenzeitreihen, UTILMD, ORDERS
MPES	Einspeisestellen	aufgegangen in der GPKE	keine eigenen mehr

Quellen der Tabelle sind die Festlegung BK6-24-174, die alle drei Regelwerke geändert hat, die Anwendungshandbücher und die Übersicht der Prüfidentifikatoren[9,2,10,11,12,13].

Die heutige GPKE gilt seit dem 6. Juni 2025, ihre Teile 1 bis 3 in der Fassung von BK6-24-174, Teil 4 in der von BK6-22-024[8]. Am selben Tag verschwand die MPES; ihre Regeln für Einspeisestellen stehen seitdem in der GPKE[14].

Eine PV-Anlage durchläuft deshalb dieselben Zuordnungsprozesse wie ein Haushalt, mit eigenen Fristen, sobald Direktvermarktung im Spiel ist[11]. Ein Regelwerk weniger heißt nicht weniger Text: Allein Teil 2 der GPKE hat 115 Seiten[11].

Lokationen und Ressourcen

Tauscht ein Kunde seine Wärmepumpe oder Wallbox, behält das Gerät in der Marktkommunikation seine Nummer. Die GPKE führt es als Technische Ressource, mit einer ID, die sich auch beim Austausch nicht ändert[15]. Haushalt und Zähler stehen getrennt davon im Datenmodell.

Das Modell kennt sechs solcher Objekte[15]:

Objekt	Was es abbildet	Wer die ID vergibt
Marktlokation	Entnahme- oder Einspeisestelle, an der Energie verbraucht oder erzeugt wird	Netzbetreiber
Messlokation	Ort der Messung samt Technik, ihre ID ist die Zählpunktbezeichnung	Netzbetreiber
Netzlokation	der Netzanschluss, der eine oder mehrere Marktlokationen über genau eine Leitung mit dem Netz verbindet	Codevergabestelle, zugeordnet vom Netzbetreiber
Technische Ressource	ein einzelnes Gerät, etwa Wärmepumpe oder Windenergieanlage	Codevergabestelle, zugeordnet vom Netzbetreiber
Steuerbare Ressource	eine oder mehrere Technische Ressourcen, die sich steuern lassen	Codevergabestelle, zugeordnet vom Netzbetreiber
Lokationsbündel	alles, was zusammen gemessen wird: Mess- und Marktlokationen, Netzlokationen, gegebenenfalls Ressourcen	entfällt, es fasst die übrigen zusammen

Abgerechnet wird die Netznutzung allein an der Marktlokation, gemessen an der Messlokation[15]. Gesteuert wird an einer Ressource oder an der Netzlokation, mit unterschiedlichen Folgen.

Eine Vorgabe an die Steuerbare Ressource gilt eins zu eins für jedes Gerät, das ihr zugeordnet ist, ein anderes darf nicht einspringen. Eine Vorgabe an die Netzlokation müssen die zugeordneten Geräte nur gemeinsam erfüllen, untereinander dürfen sie ausgleichen. Bei § 14a, schreibt die GPKE ausdrücklich, werden Kompensation und

Gleichzeitigkeitsfaktor über die Netzlokation abgebildet, beim Redispatch ist das anders[15]. Kapitel 5 beschreibt den Gleichzeitigkeitsfaktor bei der Steuerung über ein Energiemanagementsystem; bei der Direktansteuerung gibt es ihn nicht.

Für Erzeugung gilt das Modell genauso: Einer Steuerbaren Ressource dürfen Technische Ressourcen aus verbrauchenden oder aus erzeugenden Marktlokationen zugeordnet sein, nur nicht gemischt[15]. Was das EEG für die Steuerung von Erzeugungsanlagen verlangt, steht in Kapitel 5.

Ein Steuerbefehl richtet sich immer an genau eine Lokation, etwa eine Steuerbare Ressource oder eine Netzlokation. Der Netzbetreiber weist ihn beim Messstellenbetreiber an, der Lieferant bestellt ihn dort, und zwar nur, wenn er allen Marktlokationen zugeordnet ist, auf die der Befehl wirkt. Teilen sich mehrere Lieferanten die Einspeisung einer Marktlokation, ist die Bestellung ausgeschlossen[16]. Eingeführt hat diese Wege die Beschlusskammer 6 mit dem Universalbestellprozess (Festlegung BK6-22-128 vom 21. November 2022)[17], heute stehen sie in GPKE Teil 3[16].

Lokationsbündel ist die Gesamtheit der Messlokationen, die zur Messung einer oder mehrerer Marktlokationen nötig sind, zusammen mit diesen Marktlokationen, den zugeordneten Netzlokationen und gegebenenfalls Technischen und Steuerbaren Ressourcen. Bei einer Pauschalanlage ohne Messung besteht es höchstens aus Marktlokation, Netzlokation und den beiden Ressourcen[15].

Der Messstellenbetreiber kennt ein Objekt nur, wenn der Netzbetreiber es ihm mitteilt. Die GPKE macht den Netzbetreiber dafür verantwortlich, dass der Messstellenbetreiber jederzeit das ganze Bündel kennt, bei der Anmeldung und bei jeder Änderung[15]. Fehlt dort eine Netzlokation, kann auch kein Befehl an sie gehen.

MaKo 2026: Nachrichten, Transportweg, Webdienste

„MaKo 2026" ist ein Etikett aus der Branche; die Formate dieses Jahres stützen sich auf zwei Mitteilungen der Beschlusskammer 6. Die erste setzte neue Versionen zum 1. April 2026 in Kraft[18]. Die zweite gilt seit dem 1. Oktober 2026 und bringt unter anderem UTILMD Strom 2.2, MSCONS 3.2, UTILTS 1.1, APERAK 1.1 und ein neues AS4-Profil[1]. Die Kammer konsultiert die Formate zweimal im Jahr[19].

Anmeldungen und Stammdaten laufen über die UTILMD[2]. Messwerte gehen als MSCONS, vom einzelnen Zählerstand bis zum Lastgang und für die Bilanzierung auch als Summenzeitreihen[10]. Die UTILTS übermittelt Berechnungsformeln sowie Definitionen für Zählzeiten, Schaltzeiten und Leistungskurven[20].

Jede EDIFACT-Datei wird doppelt quittiert, mit der AS4-Zustellquittung und mit einer CONTRL als Syntaxprüfung. Lässt sich die Datei nicht verarbeiten, schickt der Empfänger zusätzlich eine APERAK[4].

Im Strom dürfen diese Dateien seit dem 1. April 2024 nur noch über AS4 reisen. Die Beschlusskammer 6 hatte den Webservice-Standard am 31. März 2022 vorgeschrieben, abgesichert über die Smart-Metering-PKI des BSI. E-Mail und AS2 durften nach einer gestuften Einführung ab Oktober 2023 längstens bis zum 31. März 2024 laufen[21]. Flächendeckend umgesetzt hat der Markt das nicht, schreibt die Kammer selbst, und in Einzelfällen hat sie Zwangsgelder angedroht[22].

Webdienste gibt es für genau zwei Anwendungsfälle. Ein Lieferant fragt seit dem 6. Juni 2025 die Identifikationsnummer einer Marktlokation, die MaLo-ID, per Webdienst beim Netzbetreiber ab[11]. Außerdem können Netzbetreiber und Lieferant Steuerbefehle, die sie nicht selbst an das Messsystem absetzen, beim Messstellenbetreiber per Webdienst anweisen oder bestellen, für Lokationen in der Niederspannung mit intelligentem Messsystem und Steuerungseinrichtung[12]. Die Spezifikationen liegen inzwischen auf GitHub statt in Swagger[23]. Wer dort nachsieht, findet neben dem produktiven Stand ein Release 2.0.0, das in den Konsultationen vom Februar und Juli 2026 stand und nicht in Kraft ist: Mitteilung Nr. 56 nahm es ausdrücklich aus, und zum 1. Oktober 2026 wurden keine neuen Web-API-Dokumente veröffentlicht[1,24].

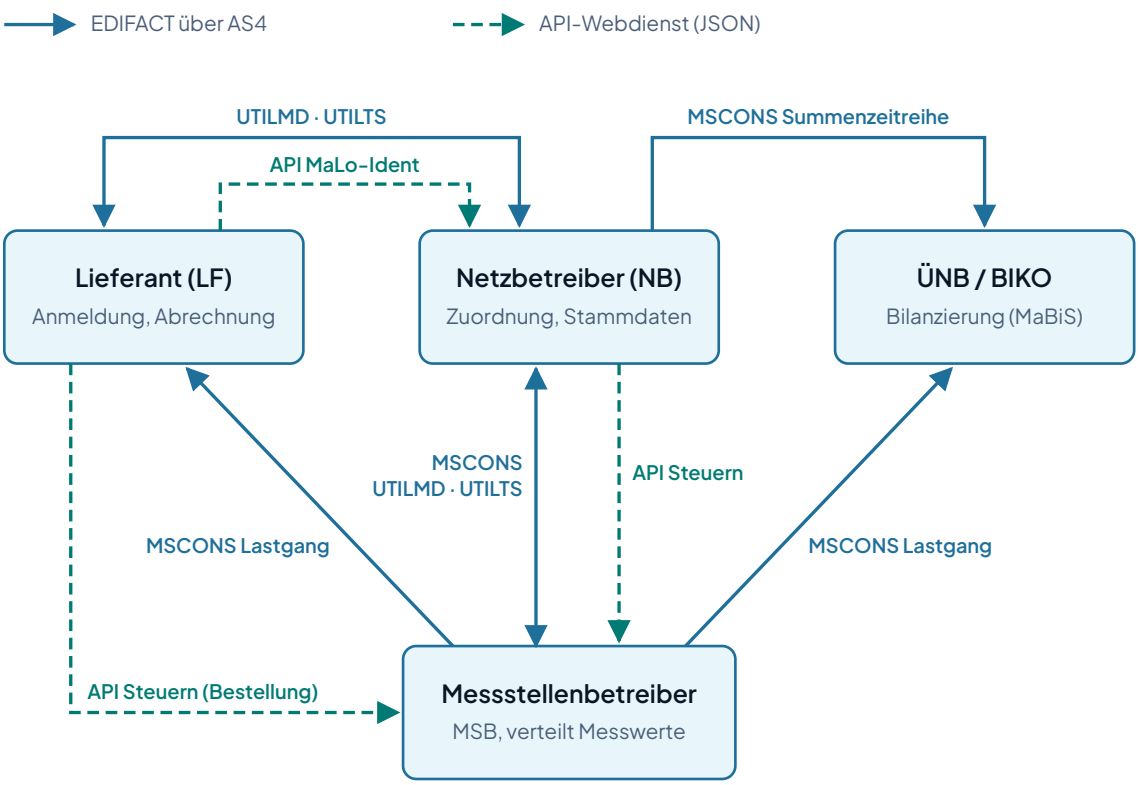


Abbildung 1: Kanäle der Marktkommunikation Strom, Stand 14.10.2026, Hauptflüsse ohne jede Einzelnachricht. API-Webdienste gibt es nur für MaLo-Ident und Steuerbefehle. Steuerbefehle weist der Netzbetreiber beim Messstellenbetreiber an, der Lieferant kann sie dort bestellen. Der Webdienst trägt nur den Auftrag, den Schaltbefehl zur Anlage schickt der Messstellenbetreiber über den CLS-Kanal (Kapitel 5).

Die UTILTS bleibt

Das geltende Handbuch der UTILTS hat für den Fall, dass der Standard nicht reicht, den Code Z34: „Berechnungsformel muss beim Absender angefragt werden“[20]. Bekommt ein Netzbetreiber die Formel, nach der sich die Werte einer Marktlokation aus ihren Messlokationen ergeben, nicht in die Nachricht, setzt er diesen Code und nennt einen Ansprechpartner. Die Formel wandert dann bilateral, außerhalb des Standards.

Das wollte die Konsultation vom 31. Juli 2026 abschaffen, mit Webdiensten statt UTILTS. Mehrere Berechnungsformeln je Lokation sollten möglich werden, auch für Tranchen. Zählzeiten, Schaltzeiten und Leistungskurven sollten in die neue Struktur wandern, Lokationsbündel per Webdienst kommen[19].

Zwei Monate später waren die Webdienste vom Tisch; geblieben ist das Ziel, jede Formel im Standard zu übertragen.

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

Zwei Mitteilungen, entgegengesetzte Richtung

Mitteilung Nr. 57 der Beschlusskammern 6 und 7 vom 31. Juli 2026: „Die UTILTS wird vollständig durch API-Webdienste ersetzt.“[19]

Mitteilung Nr. 58 der Beschlusskammer 6 vom 1. Oktober 2026: „Die UTILTS bleibt damit erhalten.“ Die konsultierten Webdienste für Berechnungsformel und Lokationsbündel werden nicht eingeführt, die API-Guideline bleibt zunächst auf dem produktiven Stand. Übertragen werden sollen „alle möglichen Lokationsbündel und Berechnungsformeln“ über UTILMD und UTILTS, die Anpassungen dafür stellt eine künftige Konsultation vor[24].

Beide Sätze stehen im Teil der jeweiligen Mitteilung, den die Bundesnetzagentur auf Bitte von EDI@Energy veröffentlicht. Verbindlich ist, was die Behörde in Kraft setzt, und zum 1. April 2027 sind das keine neuen Web-API-Dokumente[19,24].

Beide Seiten sind weiter abrufbar, für die Praxis zählt die jüngere: Eine im August begonnene API-Anbindung für Berechnungsformeln hat derzeit keinen Gegenstand. Wer dagegen die Inhalte vorbereitet hat, mehrere Formeln je Lokation und vollständige Lokationsbündel, braucht sie weiter, nur in EDIFACT.

Die Webdienste bleiben damit „voraussichtlich bis auf weiteres“ bei MaLo-Ident und Steuern. Die beiden BDEW-Anwendungshilfen vom 18. August 2026, die die geplanten Webdienste erklären sollten, verschwinden von der MaKo-Plattform[24].

Für die Kehrtwende nennt die Mitteilung einen Zusammenhang: Im Festlegungsverfahren zum MaBiS-Hub sei kein weiterer Ausbau von API-Webdiensten vorgesehen. Besprochen wurden die Stellungnahmen, wie bei den Releases davor, mit Vertretern von Netzbetreibern,

Netznutzern, Softwarebranche und Bundesnetzagentur; welche davon den Ausschlag gab, sagt die Mitteilung nicht[24].

NEGATIVBEFUND

Der 1. Oktober 2027 war nie beschlossen

Der 1. Oktober 2027 als Termin für die API-Umstellung stammt aus Mitteilung Nr. 57. Die Projektgruppe EDI@Energy schlug dort vor, dem Markt zwölf statt der üblichen sechs Monate Umsetzungszeit zu geben, damit die Festlegung MiSpeL noch in die Berechnungsformel einfließen kann[19]. Das war ein Vorschlag aus dem Gremium und kein Beschluss der Kammer, und seit Mitteilung Nr. 58 hat er keinen Gegenstand mehr.

Zum 1. April 2027 bleibt wenig: Verbindlich werden das ActivationDocument für Redispatch 2.0 in Version 1.1g samt Änderungshistorie der XML-Formate und die Regelungen zum Übertragungsweg in Version 1.11, die vor allem Zertifikate für mTLS betreffen; relevant werden kann dabei auch ein vorhandenes S/MIME-Zertifikat mit Client-Authentication-EKU. Neue EDIFACT-Dokumente, neue Web-API-Dokumente oder neue Entscheidungsbäume gibt es zu diesem Termin nicht, und zu den Codelisten sagt die Mitteilung trotz ihrer Zwischenüberschrift nichts Eigenes[24].

WICHTIG

Planen Sie Berechnungsformeln, Zählzeiten, Schaltzeiten und Lokationsbündel weiter über UTILMD und UTILTS. API-Webdienste brauchen Sie bis auf Weiteres für MaLo-Ident und Steuerbefehle, für mehr nicht.

Lieferantenwechsel in 24 Stunden

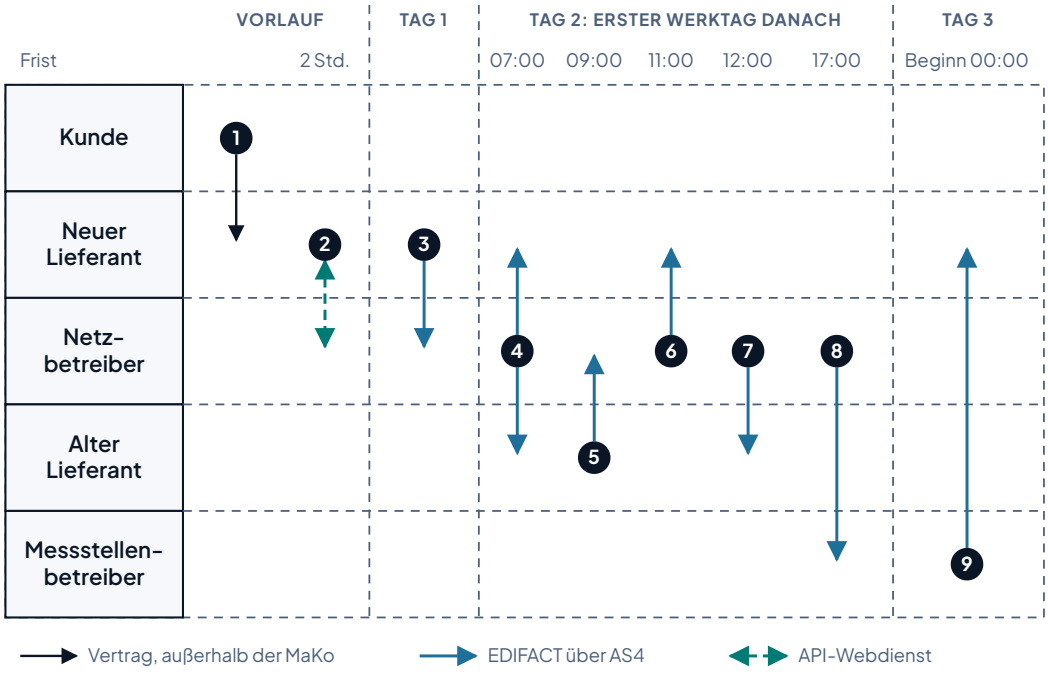
„Ab dem 1. Januar 2026 muss der technische Vorgang des Energielieferantenwechsels binnen 24 Stunden vollzogen und an jedem Werktag möglich sein." So steht es in § 20a Absatz 2 EnWG. Drei Sätze davor steht die ältere Grenze, und sie gilt weiter: Das Wechselverfahren insgesamt darf drei Wochen ab Zugang der Anmeldung beim Netzbetreiber nicht überschreiten[25].

Gebaut hat die Bundesnetzagentur die Prozesse in der Festlegung BK6-22-024 vom 21. März 2024, produktiv laufen sie seit dem 6. Juni 2025[26].

Die GPKE zerlegt den Wechsel in Fristen von wenigen Stunden[11]. Der neue Lieferant fragt zuerst die MaLo-ID ab, der Netzbetreiber hat zwei Stunden für die Antwort. Dann meldet der Lieferant an, spätestens am Tag vor dem letzten Werktag vor Lieferbeginn. Am ersten Werktag nach der Anmeldung informiert der Netzbetreiber bis 7 Uhr den neuen Lieferanten über eine bestehende Zuordnung und fragt den bisherigen, ob er sie beendet. Bis 9 Uhr

muss dessen Antwort da sein, Schweigen gilt als Bestätigung. Bis 11 Uhr ordnet der Netzbetreiber den neuen Lieferanten zu oder lehnt ab, bis 12 Uhr beendet er die alte Zuordnung.

Der Messstellenbetreiber erhält vom Netzbetreiber die einzurichtenden Konfigurationen spätestens um 17 Uhr am Werktag vor Lieferbeginn und muss sie bis 22 Uhr eingerichtet haben; danach liefert er die Werte an den neuen Lieferanten[12].



1. Kunde schließt den Liefervertrag und erteilt dem neuen Lieferanten Vollmacht.
2. Neuer Lieferant fragt die MaLo-ID per API ab, der Netzbetreiber antwortet binnen 2 Stunden.
3. Anmeldung per UTILMD, spätestens am Tag vor dem letzten Werktag vor Lieferbeginn.
4. Bis 07:00: Info an den neuen Lieferanten, Anfrage an den alten, ob er die Zuordnung beendet.
5. Bis 09:00: Antwort des alten Lieferanten, Schweigen gilt als Bestätigung.
6. Bis 11:00: Netzbetreiber ordnet den neuen Lieferanten zu oder lehnt ab.
7. Bis 12:00: Netzbetreiber beendet die Zuordnung des alten Lieferanten.
8. Bis 17:00 am Werktag vor Beginn: Konfigurationen an den MSB, eingerichtet bis 22:00.
9. MSB übermittelt die Werte ab Lieferbeginn 00:00 per MSCONS an den neuen Lieferanten.

Abbildung 2: Vereinfachte Ablaufdarstellung nach GPKE, keine BPMN-Notation, für eine verbrauchende Marktlokation mit frühestmöglichem Lieferbeginn. Seit dem 1. Januar 2026 muss der technische Vorgang des Wechsels nach § 20a EnWG binnen 24 Stunden vollzogen sein, die Fristen aus GPKE Teil 2 und 3 setzen das um. Tag 2 ist der erste Werktag nach der Anmeldung. Dargestellt ist der Fall, dass der alte Lieferant zum Lieferbeginn noch zugeordnet ist. Die empfohlene Kündigung zwischen den Lieferanten vorab fehlt; hat sich der alte Lieferant danach schon abgemeldet, entfallen die Schritte 4, 5 und 7.

Eine Anmeldung am Montag erlaubt damit eine Belieferung frühestens ab Mittwoch, 0 Uhr[11].

BRANCHENPRAXIS

Der Start im Juni 2025

Wie holprig der Anfang war, hat der Bundesverband der Energiemarktdienstleister erhoben; öffentlich nachlesbar sind seine Zahlen nur in der Fachpresse. Am ersten vollen Arbeitstag, dem 10. Juni 2025, konnten rund 10 Prozent von etwa 250 getesteten Netzbetreibern die neuen MaLo-Ident-Anfragen erfolgreich beantworten. Am 13. Juni waren es rund 80 Prozent der Testmenge, zu der alle größeren Netzbetreiber gehörten[27].

Von 10 auf 80 Prozent in drei Tagen ist schnell für eine Schnittstelle, die der ganze Markt am selben Tag einschaltet, ausgestanden war der Start damit aber nicht. Nach zwei Wochen sah der Verband „eine deutliche Instabilität im Marktdatenaustausch“, und der Anteil erfolgreicher Wechsel lag noch deutlich unter dem Durchschnitt der Monate davor[27].

Viertelstunde statt Profil

Am 25. Oktober 2020 hatte der Tag 100 Viertelstunden statt 96. Das MSCONS-Handbuch nutzt diesen Tag der Zeitumstellung bis heute als Beispiel, für die Umstellung im Frühjahr sind es 92[10], und jede Software, die Lastgänge verarbeitet, muss beide Fälle beherrschen.

Welche Marktlokation nach Profil und welche nach gemessener Viertelstunde bilanziert wird, regelt die GPKE in drei Sätzen[4]:

Messtechnik an der Marktlokation	Bilanzierung
konventioneller Zähler ohne Lastgangmessung oder moderne Messeinrichtung	nach Profil
konventioneller Zähler mit registrierender Lastgangmessung	in der Regel nach Viertelstundenwerten
vollständig intelligente Messsysteme	nach Viertelstundenwerten aus täglichen Zählerstandsgängen

Die letzte Zeile setzt zweierlei voraus. Das Gateway muss Zählerstände im Viertelstundenraster erfassen, im Gesetz die Zählerstandsgangmessung, in der Gerätewelt TAF 7 aus Kapitel 4[28], und der Messstellenbetreiber muss die Reihe täglich für den Vortag an Netzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber und Lieferant schicken[7]. In der Marktkommunikation ist das eine MSCONS mit dem Lastgang der Mess- oder Marktlokation[10].

Die Umstellung kam mit der Festlegung BK6-24-174 vom 24. Oktober 2024. Netz- und Messstellenbetreiber mussten spätestens ab dem 1. Dezember 2024 vorbereiten, dass vollständig mit intelligenten Messsystemen ausgestattete Marktlokationen mit

Viertelstundenwerten bilanziert werden[9]. Ihre Zählerstandsgänge werden seit dem 6. Juni 2025 durchgängig versendet[26].

Sind alle Messlokationen einer bisher nach Profil bilanzierten Marktlokation mit intelligenten Messsystemen ausgestattet, muss der Netzbetreiber die Bilanzierung nach Viertelstundenwerten beim Messstellenbetreiber bestellen[12]. Das Standardlastprofil endet also an keinem Stichtag, sondern verschwindet Zähler für Zähler im Tempo des Rollouts aus Kapitel 8.

Steuert ein Netzbetreiber nach § 14a eine Wärmepumpe netzorientiert, muss er den Lieferanten über jede dieser Steuerungen informieren, und zwar per elektronischer Marktkommunikation[29]. Wie der Befehl selbst durch Gateway und Steuerbox läuft, beschreibt Kapitel 5, was die Viertelstundenwerte für zeitvariable Netzentgelte bedeuten, Kapitel 6.

Messstellenbetrieb nach WiM

Bevor der grundzuständige Messstellenbetreiber in eine bestehende Messlokation erstmals ein intelligentes Messsystem einbaut, muss er Netzbetreiber und Lieferant spätestens drei Monate vorher informieren, für einen Einbau im Januar also im Oktober. Ab dem angekündigten Termin hat er dann acht Wochen[30].

Betreibt ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber die Messstelle, erfährt er es drei Werktage früher. Er kann Bestandsschutz nach § 19 Absatz 5 MsbG geltend machen oder selbst umrüsten; verzichtet er in seiner Antwort auf den Bestandsschutz, kann er ihn später nicht mehr einfordern. Rüstet er nicht um, übernimmt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Messstelle, und ein Recht zur Ablehnung hat der bisherige dann nicht[30].

Nach dem Einbau meldet der Messstellenbetreiber den Gerätewechsel als Stammdatenänderung. Der Netzbetreiber prüft daraufhin, ob die Marktlokation das Bilanzierungsverfahren wechselt und ob er sie zur Aggregation an den Übertragungsnetzbetreiber melden muss[30]. Erst damit beginnt für diese Marktlokation die Viertelstunde aus dem vorigen Abschnitt. Ein Einbau auf Kundenwunsch läuft nicht über diesen Prozess[30].

Der Rest der WiM ist Alltag im Messstellenbetrieb: Kündigung, Beginn und Ende, Geräteübernahme, Störungsbehebung, die Übermittlung der Werte[30,31].

Für die Bezahlung geht die WiM als Grundeinstellung davon aus, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber dem Anschlussnutzer direkt eine Rechnung schreibt. Erfährt er von einem neuen Lieferanten und hat mit dem Kunden keinen exklusiven Vertrag, muss er dem Lieferanten anbieten, das Entgelt zu übernehmen, und nimmt der an, wird über ihn abgerechnet[30]. Grundlage ist der Messstellenvertrag mit dem Lieferanten, seit dem 1. Juli 2026 in der standardisierten Fassung[32]. Ändert sich der Preis bei gleichem Leistungsumfang, muss der Lieferant es drei Monate vorher über das Preisblatt erfahren[30].

Den Anteil des Netzbetreibers an der Preisobergrenze, den Kapitel 1 aufschlüsselt, rechnet ein eigener Use-Case ab, mit eigenem Preisblatt[30]. Elektronisch heißt das: Preisblätter als PRICAT, Rechnungen als INVOIC mit eigenen Prüfidentifikatoren für die WiM- und die MSB-Rechnung, die Antwort darauf als REMADV[33,13].

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

Zwei Paragrafen für eine Preisobergrenze

WiM Teil 1, Lesefassung nach BK6-24-174, gültig seit 6. Juni 2025: „Die Ermittlung der POG nach § 31 MsbG erfolgt durch den gMSB.“[30]

Messstellenbetriebsgesetz in der geltenden Fassung: Die Preisobergrenzen stehen in § 30, § 31 regelt den agilen Rollout und das Anwendungsupdate[34].

Die Prozessbeschreibung zitiert offenbar den Stand vor dem Neustart von 2023, als die Paragrafen umgekehrt belegt waren (Kapitel 1). Für die Höhe zählt das Gesetz, am Ablauf ändert der Verweis nichts.

Rechnungen, Mengen und Stichtage

Die Netznutzung stellt der Netzbetreiber dem Lieferanten als INVOIC in Rechnung, der Lieferant bestätigt oder reklamiert mit einer REMADV[35,33]. Korrigiert wird grundsätzlich mit Stornorechnung und neuer Rechnung. Eine eigene Korrekturrechnung zur Jahresrechnung lässt die GPKE nur in wenigen Fällen zu, etwa nach einem Testat zur Konzessionsabgabe oder bei individuellen Netzentgelten[35].

Bei Profilkunden bleibt nach dem Jahr eine Differenz. Der Netzbetreiber legt für jeden eine Prognose des Jahresverbrauchs fest, in der Regel aus dem Vorjahr. Was die Messung darüber oder darunter ergibt, gilt als von ihm geliefert oder abgenommen: Eine Mehrmenge vergütet er dem Lieferanten, eine Mindermenge stellt er ihm in Rechnung, zu einem einheitlichen Preis aus den monatlichen Marktpreisen[36]. Auch diese Rechnung hat einen eigenen Prüfidentifikator in der INVOIC[33].

Fehlt einer Marktlokation der Lieferant, ordnet der Netzbetreiber sie dem Ersatz- oder Grundversorger zu, notfalls rückwirkend, für Netznutzung und Bilanzierung zugleich. Jede verbrauchende Marktlokation muss zu jedem Zeitpunkt genau einem Bilanzkreis zugeordnet sein[35].

Die Bilanzkreisabrechnung selbst folgt der MaBiS, 292 Seiten mit einem festen Kalender[37]:

Schritt	Frist nach Ablauf des Bilanzierungsmonats
Erstaufschlag der Bilanzkreissummenzeitreihen	1. bis 12. Werktag
Clearingphase	13. bis 30. Werktag
Abrechnung, Datenstand 30. Werktag	42. Werktag
Korrekturbilanzkreisabrechnung	Clearing bis Ende des 7. Monats, Abrechnung Ende des 8. Monats

Im Clearing arbeitet der Lieferant mit einer Lieferantenclearingliste, die er beim Netzbetreiber anfordert, der Bilanzkreisverantwortliche mit einer Bilanzkreiszuordnungsliste, beide per ORDERS bestellt[37,13]. Diesen ganzen Kalender will die Bundesnetzagentur mit dem MaBiS-Hub umbauen.

Der MaBiS-Hub

Seit Oktober 2024 arbeitet die Beschlusskammer 6 am Umbau der Bilanzkreisabrechnung. Das Verfahren BK6-24-210 soll die Daten bei einem zentralen Akteur bündeln, dem MaBiS-Hub, und die Prozesse spätestens ab 2030 datenschutzkonform machen[38]. Im Mai 2025 hat die Kammer das Verfahren in zwei Blöcke geteilt: zuerst Messwertverarbeitung und Pseudonymisierung, später Bilanzierung und Bilanzkreisabrechnung[38,39].

Im Gesetz sind die Rollen schon angelegt, als Messwertweiterverarbeiter und Aggregationsverantwortlicher[40]. Bei den Formaten hat sich die Richtung gedreht: Im September 2025 wollte die Bundesnetzagentur die Systeme der Marktpartner noch über API-Webdienste mit dem Hub verbinden[41], seit dem 1. Oktober 2026 sollen auch die neuen Anwendungsfälle aus der Hub-Festlegung in EDIFACT kommen[24].

Einen Starttermin hat die Bundesnetzagentur nicht festgelegt, die Festlegung zum ersten Block steht aus[24]. Der Zeitplan, der im Markt genannt wird, ist ein Vorschlag des BDEW. Die Beschlusskammer hat ihn im September 2025 inhaltlich unverändert zur Konsultation gestellt und darauf hingewiesen, dass er sich noch ändern kann[42].

PROGNOSE

Der Zeitplan ist ein Verbandsvorschlag

Das Einführungsszenario des BDEW sieht vor: Identifikation aller Marktpartner vom 1. April bis 30. Juni 2028, Testsysteme bei allen Beteiligten ab dem 1. Juli 2028, Schnittstellentests bis 30. September 2028, Parallelbetrieb ab 1. Januar 2029. Ab dem 1. Oktober 2029 gilt nur noch die neue Prozesslandschaft. Voraussetzung ist, dass dem Hub dann nahezu 100 Prozent der relevanten Stammdaten, Berechnungsformeln und Messwerte vorliegen. Der BDEW selbst nennt den Zeitrahmen „äußerst anspruchsvoll“[43].

Gegenrede: Braucht der Markt einen zentralen Hub?

Die Beschlusskammer 6 geht davon aus, dass sich ihre Ziele mit einem zentralen Akteur bestmöglich erreichen lassen, einschließlich einer spürbaren Entlastung der Marktpartner[38].

Der VKU widerspricht in seinem Positionspapier vom 4. Juli 2025 und sieht das Hub-Modell „keinesfalls als alternativlos“. Die Begründung mit dem Datenschutz überzeuge nicht, verschlüsselte Datenweitergabe, segmentierte Verarbeitung oder temporäre IDs könnten genügen. Verteilnetzbetreiber verlören den direkten Zugriff auf Rohdaten, trügen aber weiter die finanziellen Risiken, und um die Ergebnisse des Hubs zu prüfen, werde eine Art Schattenbilanzierung nötig. Ein produktives System bis 2028 nennt der VKU „äußerst ambitioniert“[44].

Beim Tempo liegen die Verbände nah beieinander. Der BDEW hat das Szenario geschrieben und hält es für äußerst anspruchsvoll, der VKU hält schon das Ziel für äußerst ambitioniert[43,44].

Beim Datenschutz ist die Pflicht klar, das Gesetz verlangt die Pseudonymisierung von Last- und Zählerstandsgängen in einer ganzen Reihe von Übermittlungen ausdrücklich[3]; offen ist der Weg dorthin. Den Zeitplan bestimmt die Datenqualität, denn ein Hub, der zum Start nahezu alle Stammdaten braucht, startet nicht vor den Stammdaten.

Die Prozesslandkarte

Die vollständige Liste führt EDI@Energy in der Anwendungsübersicht der Prüfidentifikatoren: 86 Seiten, auf denen jeder Prozessschritt aus GPKE, WiM und MaBiS seine Nachricht bekommt[13]. Für Strom passt sie in siebzehn Zeilen, jede mit der Stelle in diesem Buch oder dem Vermerk „nicht behandelt“.

Prozess	Regelwerk	Nachrichten	Im Buch
MaLo-ID ermitteln	GPKE Teil 2	API-Webdienst	Lieferantenwechsel in 24 Stunden

Prozess	Regelwerk	Nachrichten	Im Buch
Kündigung, Lieferbeginn, Lieferende	GPKE Teil 2	UTILMD	Lieferantenwechsel in 24 Stunden
Neuanlage, Ersatz- und Grundversorgung	GPKE Teil 2	UTILMD	Rechnungen, Mengen und Stichtage
Sperren und Entsperren auf Anweisung des Lieferanten	GPKE Teil 2	ORDERS, ORDRSP	nicht behandelt
Netznutzungsabrechnung, Preisblätter des Netzbetreibers	GPKE Teil 2	INVOIC, REMADV, PRICAT	Rechnungen, Mengen und Stichtage
Definitionen und Konfigurationen	GPKE Teil 3	UTILTS, ORDERS	Die UTILTS bleibt; Viertelstunde statt Profil
Steuerbefehle	GPKE Teil 3	API-Webdienst	Lokationen und Ressourcen; Kapitel 5
Stammdatenänderung	GPKE Teil 4	UTILMD	Verträge und Stammdaten
Wechsel des Messstellenbetreibers	WiM Teil 1	UTILMD	Messstellenbetrieb nach WiM
Ersteinbau und Gerätewechsel	WiM Teil 1	IFTSTA, UTILMD	Messstellenbetrieb nach WiM
Abrechnung des Messstellenbetriebs	WiM Teil 1	INVOIC, REMADV, PRICAT	Messstellenbetrieb nach WiM
Störungsbehebung in der Messlokation	WiM Teil 2	INSRPT	nicht behandelt
Aufbereitung und Übermittlung von Werten	WiM Teil 2	MSCONS	Viertelstunde statt Profil
Bilanzkreisabrechnung, Clearinglisten	MaBiS	MSCONS, UTILMD, ORDERS	Rechnungen, Mengen und Stichtage; Der MaBiS-Hub
Jahresmehr- und Jahresmindermengen	GPKE Teil 1	INVOIC, REMADV	Rechnungen, Mengen und Stichtage
Netzbetreiberwechsel	Anwendungshilfe	unter anderem UTILTS	nicht behandelt
Redispatch 2.0	eigene Festlegungen	eigene XML-Formate	nur der Termin 1. April 2027

Quellen der Tabelle: die Prozessbeschreibungen und die Übersicht der Prüfidentifikatoren[8,15,35,16,30,31,37,13,24].

Sperren, Störungen und den Wechsel des Netzbetreibers behandelt dieses Buch nicht, weil sie Messen und Steuern kaum berühren; Redispatch 2.0 erscheint nur mit seinem Termin, weil es zum Netzbetrieb gehört.

Für Gas ist die Beschlusskammer 7 zuständig. Ihre GeLi Gas geht auf die Festlegung BK7-06-067 vom 20. August 2007 zurück und wurde zuletzt mit „GeLi Gas 3.0" geändert, beschlossen am 12. September 2025 (BK7-24-01-009)[45,46]. Die Formate schreibt dieselbe Expertengruppe EDI@Energy: Unter den Dokumenten zu Mitteilung Nr. 56 steht neben der UTILMD Strom eine UTILMD Gas, und die Übersicht der Prüfidentifikatoren führt GeLi Gas und WiM Gas neben GPKE und WiM Strom[1,13].

Die Gasprozesse lässt dieses Buch aus, weil sie am Umbau des Gasnetzzugangs hängen: GeLi Gas 3.0 verweist selbst auf die neue Festlegung KARLA Gas 2.0 (BK7-24-01-007)[46]. Wie das weitergeht, verfolgen die Fachartikel auf innobu.com: GeLi Gas 2.0, WiM Gas 2.0 und die Ablösung der GasNZV.

Verträge und Stammdaten: der Engpass

Ein Verstoß gegen wesentliche Pflichten zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber kann seit dem 1. Juli 2026 zehn Cent kosten, pro Tag und betroffener Messstelle. Das ist wenig je Fall, aber die Summe wächst mit jeder Messstelle und jedem Tag[47,48].

Die Festlegung BK6-24-125 vom 20. November 2025 hat den Messstellenbetreiberrahmenvertrag überarbeitet und erstmals standardisierte Messstellenverträge vorgegeben, einen mit dem Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer (MSV-AN) und einen mit dem Lieferanten (MSV-LF)[48]. Die Messstellenverträge binden nur den grundzuständigen Messstellenbetreiber und betreffen moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme. Als Anlage gehört das Formblatt nach § 54 MsbG dazu[32]. Das Gesetz verlangt ein leicht verständliches Formblatt, das aufzählt, wer welche Daten von wem wie oft zu welchem Zweck erhält[49].

Mit der Marktkommunikation verbunden ist der Rahmenvertrag über § 4, der für die Abwicklung auf WiM und GPKE verweist. Setzt ein Vertragspartner wesentliche Vorgaben daraus nicht um, kann der andere die Vertragsstrafe verlangen, nachdem die Clearing-Prozesse der WiM und GPKE durchlaufen sind[47].

Der Standard endet dort, wo die Stammdaten nicht stimmen, und daran ändert keine Festlegung allein etwas. Für die MaLo-ID-Anfrage kennt die GPKE genau einen Fehlerfall: Lässt sich die Marktlokation nicht oder nicht eindeutig identifizieren, gehen Lieferant und Kunde ins bilaterale Clearing[11]. Bei der UTILTS heißt derselbe Ausstieg Code Z34.

Für den MaBiS-Hub wiegt das schwerer. Mitteilung Nr. 57 enthielt zwei Schritte, die ausdrücklich den Hub vorbereiten sollten: eine Netzlokations-ID für jede Netzlokation und eine pauschale Messlokation für jede pauschale Marktlokation, damit jede Marktlokation mindestens eine Messlokation hat[19]. In einem EDIFACT-Release zum 1. April 2027 stehen sie nicht, weil es keines gibt[24]. An den eigenen Daten zu arbeiten lohnt sich trotzdem schon jetzt, denn der Hub braucht zum Start nahezu alle Stammdaten.

Für Netz- und Messstellenbetreiber ergeben sich daraus fünf Prüfschritte:

1. **Die Fristen am ersten Werktag messen**
   Werten Sie aus, wie viele Anmeldungen Ihr System bis 11 Uhr des ersten Werktags beantwortet und wie viele Anfragen an den bisherigen Lieferanten vor 7 Uhr hinausgehen. Nach 9 Uhr gilt Schweigen als Bestätigung.

2. **Die UTILTS weiter pflegen**
   Starten Sie kein API-Projekt für Berechnungsformeln, rechnen Sie aber mit Änderungen an UTILMD und UTILTS: Mitteilung Nr. 58 kündigt sie für eine künftige Konsultation an, ohne Termin.

3. **Stammdaten vor dem Hub bereinigen**
   Listen Sie auf, für welche Marktlokationen Sie Berechnungsformeln mit Code Z34 verschicken, welchen pauschalen Marktlokationen keine Messlokation zugeordnet ist und welche Netzlokationen ohne ID geführt werden. Diese Liste sagt mehr über Ihren Start im MaBiS-Hub als jeder Projektplan. Nehmen Sie die steuerbaren Anlagen nach § 14a dazu und prüfen Sie, ob der Messstellenbetreiber ihre Steuerbaren Ressourcen samt ID kennt.

4. **Verträge nach BK6-24-125 abgleichen**
   Als grundzuständiger Messstellenbetreiber brauchen Sie MSV-AN und MSV-LF samt Formblatt. Klären Sie, wer Clearingfälle dokumentiert, bevor die erste Vertragsstrafe kommt.

5. **Zertifikate für den 1. April 2027 prüfen**
   Ab dann gelten die Regelungen zum Übertragungsweg 1.11 für mTLS. Prüfen Sie, ob Ihr S/MIME-Zertifikat die Client-Authentication-EKU trägt.

Quellen

1. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 56 zu den Datenformaten vom 01.04.2026, Inkrafttreten zum 01.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. BDEW, EDI@Energy: UTILMD Anwendungshandbuch Strom, Version 2.2, Publikationsdatum 01.04.2026, Anlage zu Mitteilung Nr. 56, Inhaltsverzeichnis und Vorwort. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
3. § 52 Messstellenbetriebsgesetz, Absätze 2 und 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
4. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 1, Einführende Prozessbeschreibung, Lesefassung nach BK6-24-174, gültig seit 06.06.2025, Kapitel 4 sowie 8.5 und 8.6. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-18-032 „Marktkommunikation 2020“ vom 20.12.2018, Übersichtsseite. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-20-160 zur Weiterentwicklung der Netzzugangsbedingungen Strom vom 21.12.2020 („MaKo 2022“), Übersichtsseite. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. § 60 Messstellenbetriebsgesetz, Absätze 2 und 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Lieferantenwechsel (GPKE), aktuell gültige und bisherige Fassungen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegungsverfahren BK6-24-174 zur Datenübermittlung von Zählerstandsgängen, Beschluss vom 24.10.2024 mit Anlagen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
10. BDEW, EDI@Energy: MSCONS Anwendungshandbuch, Version 3.2, Publikationsdatum 01.04.2026, Kapitel 4, 7 und 8.3. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

11. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 2, Fokus Zuordnungsprozesse, Lesefassung nach BK6-24-174, gültig seit 06.06.2025, Kapitel 1.1, 1.2 und 2.1. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 3, Fokus Konfigurationen und Steuerbefehle, Lesefassung nach BK6-24-174, gültig seit 06.06.2025, Kapitel 1.1.2, 1.3.7 und 2.1. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. BDEW, EDI@Energy: Anwendungsübersicht der Prüfidentifikatoren, Version 4.0, Publikationsdatum 01.04.2026, Anlage zu Mitteilung Nr. 56, Tabelle 1. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
14. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Wechselprozesse für Einspeisestellen (MPES), aktuell gültige Fassung. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
15. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 1, Einführende Prozessbeschreibung, Lesefassung nach BK6-24-174, gültig seit 06.06.2025, Kapitel 3.2 bis 3.7 (Marktlokation, Messlokation, Technische Ressource, Steuerbare Ressource, Netzlokation, Lokationsbündel). bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
16. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 3, Fokus Konfigurationen und Steuerbefehle, Lesefassung nach BK6-24-174, Kapitel 2.1.1 Use-Case Steuerbefehl vom NB oder LF an MSB. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
17. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-22-128 zur prozessualen Abwicklung von Steuerungshandlungen in Verbindung mit intelligenten Messsystemen (Universalbestellprozess), Beschluss vom 21.11.2022, Übersichtsseite. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
18. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 54 zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation vom 01.10.2025, Inkrafttreten zum 01.04.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 7: Mitteilung Nr. 57 zu den Datenformaten vom 31.07.2026, Konsultation für den Umsetzungstermin 01.04.2027, Abschnitt mit den von EDI@Energy erbetenen Hinweisen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
20. BDEW, EDI@Energy: UTILTS Anwendungshandbuch, Version 1.1, Publikationsdatum 01.04.2026, Vorwort und Kapitel 4. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
21. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 2 zur Festlegung BK6-21-282 über die künftige Absicherung der elektronischen Marktkommunikation Strom vom 31.08.2022. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-21-282 zur künftigen Absicherung der elektronischen Marktkommunikation Strom, Verfahrensseite, Abschnitt Veröffentlichung von Verwaltungsvollstreckungsmaßnahmen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 15.10.2026.
23. Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 7: Mitteilung Nr. 55 zu den Datenformaten vom 02.02.2026, Konsultation für den Umsetzungstermin 01.10.2026, Abschnitt API-Webdienste. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
24. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 58 zu den Datenformaten vom 01.10.2026, Abschnitt Inkrafttreten zum 01.04.2027 sowie, unter den von EDI@Energy erbetenen Hinweisen, Abschnitte API-Webdienste und Weitere Ergebnisse. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026, erneut geprüft am 15.10.2026 (keine neuere Mitteilung).
25. § 20a Energiewirtschaftsgesetz, Absatz 2 Sätze 1 und 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
26. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-22-024 für einen beschleunigten werktäglichen Lieferantenwechsel in 24 Stunden, Übersichtsseite mit Mitteilung Nr. 4 vom 06.12.2024. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
27. Zeitung für kommunale Wirtschaft: Lieferantenwechsel in 24 Stunden, ein Monat im Echtbetrieb, 02.07.2025, mit Zahlen des Bundesverbands der Energiemarktdienstleister. zfk.de, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse.
28. § 2 Nummer 27 Messstellenbetriebsgesetz, Zählerstandsgangmessung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegung BK6-22-300 vom 27.11.2023, Anlage 1, Ziffer 8.3. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
30. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: WiM Teil 1, Lesefassung nach BK6-24-174, Kapitel 2 (Basis-Prozesse), 3.1 Gerätewechsel, 3.5 Ersteinbau eines iMS in eine bestehende Messlokation, 3.6 Abrechnung des Messstellenbetriebes und 6 Abrechnung Messstellenbetrieb mit iMS gegenüber dem NB. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
31. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: WiM Teil 2, Lesefassung nach BK6-24-174, Kapitel 1 Störungsbehebung und 2 Anforderung und Übermittlung von Werten. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.

32. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Messstellenverträge, aktuell gültige Fassung seit 01.07.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
33. BDEW, EDI@Energy: INVOIC Anwendungshandbuch, Version 1.0b, Publikationsdatum 01.04.2026, Anlage zu Mitteilung Nr. 56, Kapitel 1 und Übersicht der Prüfidentifikatoren. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
34. §§ 30 und 31 Messstellenbetriebsgesetz, Überschriften und Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
35. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 2, Lesefassung nach BK6-24-174, gültig seit 06.06.2025, Kapitel 2.2 Neuanlage, 2.3 Ersatz-/Grundversorgung, 2.5 Lieferende, 3.3 Netznutzungsabrechnung und 3.5 Sperren/Entsperren. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
36. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: GPKE Teil 1, Lesefassung nach BK6-24-174, Kapitel 8.4 Jahresmehr- und Jahresmindermengen und 8.6 Synchronmodell. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
37. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: MaBiS, Lesefassung nach BK6-24-174, Kapitel 3.10 mit Tabelle 2 (Fristen und Stichtage) sowie 7.5 und 10.6 (Clearing- und Zuordnungslisten). bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
38. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub), BK6-24-210, Übersichtsseite. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
39. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Information zum aktuellen Verfahrensstand MaBiS-Hub (BK6-24-210) vom 27.05.2025. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
40. §§ 67a und 67b Messstellenbetriebsgesetz, Messwertweiterverarbeiter und Aggregationsverantwortlicher. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
41. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 53 zu den Datenformaten vom 01.09.2025, Konsultation des Konzepts zur Nutzung und Veröffentlichung von API-Webdiensten, erster Absatz. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 15.10.2026.
42. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Konsultation BK6-24-210-1, Fokuspunkt Messwertverarbeitung und Pseudonymisierung, vom 26.09.2025, Abschnitt Meilensteine Einführungsszenario. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
43. BDEW: Einführungsszenario zur Produktivsetzung des MaBiS-Hub, Konsultationsanlage zu BK6-24-210-1, Kapitel 1, 2 und 4. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsdokument.
44. Verband kommunaler Unternehmen: Positionspapier zum Festlegungsverfahren BK6-24-210 (MaBiS-Hub) vom 04.07.2025. vku.de, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsposition.
45. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7: Lieferantenwechsel Gas, Liste der Entscheidungen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
46. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 7: Beschluss BK7-24-01-009 „GeLi Gas 3.0“ vom 12.09.2025, Tenorziffer 1 mit Hinweisen auf BK7-24-01-007 „KARLA Gas 2.0“. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 18.10.2026.
47. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Messstellenbetreiberrahmenvertrag, Lesefassung nach BK6-24-125, §§ 4 und 16. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
48. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Festlegungsverfahren BK6-24-125 zur Anpassung des Messstellenbetreiberrahmenvertrags und zur Festlegung der Messstellenverträge, Beschluss vom 20.11.2025. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
49. § 54 Messstellenbetriebsgesetz, Formblatt. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.

Rollout-Praxis: Zahlen, Aufsicht und was niemand misst

Der Smart-Meter-Rollout in Zahlen und vor Ort: BNetzA-Statistik, 434 Aufsichtsverfahren, Zählerplatz nach VDE-AR-N 4100 und Daten, die es nicht gibt.

Stand: 3.11.2026 · Online: innobu.com/de/buch-smart-meter-rollout-praxis.html

ZUSAMMENFASSUNG

Für den 31. Dezember 2025 sind drei Zahlenwerke im Umlauf. Die Bundesnetzagentur meldete zuerst 5,5 Prozent aller Messlokationen mit intelligentem Messsystem, korrigierte im September 2026 auf 4,4 Prozent und wies für dieselbe Zeit 23,3 Prozent der Pflichteinbaufälle als ausgestattet aus. Falsch ist davon heute nur die erste Zahl, die beiden anderen messen Verschiedenes.

Zur Jahresmitte 2026 stand der Rollout bei 26,1 Prozent der quotenrelevanten Pflichtfälle und 5,9 Prozent des Gesamtbestands. Gegen 434 Unternehmen hat die Behörde seit März Aufsichtsverfahren eröffnet, ein Zwangsgeld aber bis Mitte September in keinem davon festgesetzt. Politisch ist mehr angekündigt als beschlossen: Die Koalition will über 90 Prozent bis Ende 2030, ein Verordnungsentwurf der EU-Kommission sieht Quoten für alle Endkunden vor.

Wie viele der Geräte Viertelstundenwerte liefern oder eine Steuerbox bedienen, veröffentlicht keine Stelle.

Drei Zahlen für einen Stichtag

Am 21. September 2026 tauschte die Bundesnetzagentur auf ihrer Rollout-Seite zwei Werte aus. Zum 31. Dezember 2025 hatten demnach 2.406.454 Messlokationen ein intelligentes Messsystem, 4,4 Prozent des Bestands[1]. Im Frühjahr waren noch 3.094.346 Geräte und 5,5 Prozent gemeldet gewesen[2,3]; auf dem Papier fehlen seitdem knapp 700.000 Geräte.

Die Gesamtzahlen seien fehlerhaft gewesen und hätten Mehrfachzählungen enthalten, etwa bei Messlokationen mit einer PV-Anlage über 7 kW und einem Verbrauch über 6.000 kWh, heißt es in der Pressemitteilung vom selben Tag[4]. Solche Anschlüsse gehören zu zwei Einbaufallgruppen, und der aktuelle Erhebungsbogen erlaubt ausdrücklich, eine Messlokation mehreren Gruppen zuzuordnen. Die Gesamtzahl der Geräte fragt er deshalb gesondert ab, denn wer die Gruppen addiert, zählt solche Anschlüsse doppelt[5].

Die Pflichtquote blieb von der Korrektur unberührt: „Die Quoten, die Grundlage der laufenden Aufsichtsverfahren sind, sind hiervon nicht betroffen“, schreibt die Behörde[4]. Die Grundlage dieser Quote hatte die Bundesregierung zehn Tage vorher beziffert, mit 4.709.487 Pflichteinbaufällen[6].

Stichtag	Was gezählt wird	iMSys	Bezugsgröße	Quote
31.12.2025	Gesamtbestand, erste Meldung	3.094.346	56.464.984	5,5 %[2,3]
31.12.2025	Gesamtbestand, korrigiert	2.406.454	nicht ausgewiesen	4,4 %[1]
31.12.2025	Pflichteinbaufälle	1.095.715	4.709.487	23,3 %[6]
30.06.2026	Pflichteinbaufälle	1.259.270	4.831.178	26,1 %[1]
30.06.2026	Gesamtbestand	3.172.579	54.135.202	5,9 %[1]

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

Zwei Gesamtzahlen für denselben Tag

Erste Fassung, Stand 27. März 2026: 5,5 Prozent bei 56.464.984 Messlokationen[3,2]. Fassung der Bundesnetzagentur seit dem 21. September 2026: 4,4 Prozent[1]. Ältere Artikel und Foliensätze berichtigt niemand. Der Pressedienst des Bundestags schrieb noch am 17. September 2026, Haushalte seien „zu 5,5 Prozent mit Smart Metern ausgestattet“, und berief sich auf eine Regierungsantwort, in der diese Zahl nicht steht[7,6]. Prüfen Sie bei jeder Zahl zum Jahresende 2025, aus welchem Monat die Quelle stammt und worauf sich die Quote bezieht.

Pflichtfälle gegen Gesamtbestand

Für den 30. Juni 2026 nennt die Bundesnetzagentur auf derselben Seite 26,1 Prozent und 5,9 Prozent[1].

26,1 %
der Pflichteinbaufälle hatten zur Jahresmitte 2026 ein iMSys
Stichtag 30.06.2026

5,9 %
aller Messlokationen waren zum selben Stichtag ausgestattet
Faktor 4,4 zur Pflichtquote

434
Unternehmen bekamen seit März 2026 ein Aufsichtsverfahren
150 davon eingestellt, Stand 21.09.2026[4]

0
Zwangsgelder waren bis zum 11. September 2026 festgesetzt
angedroht: 5.000 bis 500.000 Euro[6]

Die Pflichtquote zählt nur Letztverbraucher mit 6.000 bis 100.000 Kilowattstunden Jahresverbrauch und steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a[1]. Die Gesamtquote bezieht alle Messlokationen ein, auch die vielen Haushalte unterhalb der Pflichtgrenze, und liegt deshalb um den Faktor 4,4 darunter.

Wer nur eine der beiden Quoten nennt, verzerrt das Bild: Mit 26,1 Prozent wirkt der Rollout weit fortgeschritten, mit 5,9 Prozent kaum begonnen, und keiner der beiden Eindrücke stimmt.

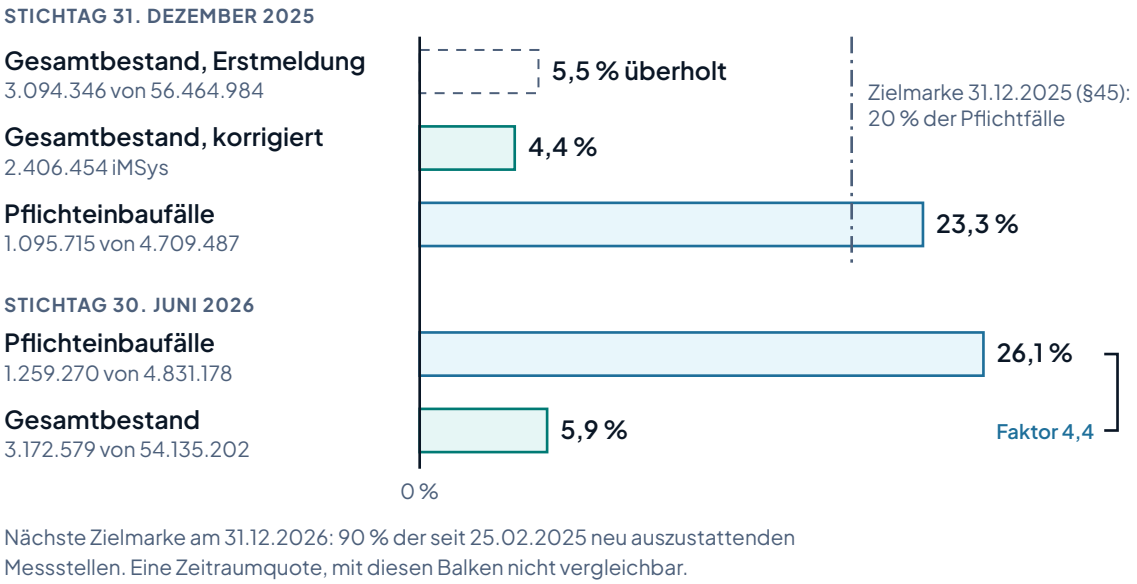


Abbildung 1: Die drei Zahlenwerke zum 31. Dezember 2025 und der Stand zum 30. Juni 2026. Blau die Pflichteinbaufälle, türkis der Gesamtbestand, gestrichelt die überholte erste Meldung (Stand März 2026). Die senkrechte Linie markiert die Zielmarke von 20 Prozent der Pflichtfälle zum 31. Dezember 2025 nach § 45 MsbG. Sie gilt für jeden grundzuständigen Messstellenbetreiber einzeln, nicht für den Durchschnitt und nicht für den Gesamtbestand. Die nächste Marke, 90 Prozent der seit dem 25. Februar 2025 neu auszustattenden Messstellen zum 31. Dezember 2026, ist eine Zeitraumquote und mit den Balken nicht vergleichbar.

Hinter dem Durchschnitt steht ein Gefälle nach Größe: Die 19 Messstellenbetreiber mit mehr als 500.000 Messlokationen kommen im ungewichteten Mittel auf 29,7 Prozent, die 591 mit weniger als 30.000 auf 19,2 Prozent[1]. Zu dieser kleinsten Klasse gehören fast drei Viertel aller 803 grundzuständigen Messstellenbetreiber.

Unscharf ist auch der Gesamtbestand, denn wettbewerbliche Messstellenbetreiber melden freiwillig, viele haben keine Daten mehr geschickt, und für sie setzt die Behörde historische Werte ein[1]. Die tatsächliche Gesamtquote dürfte deshalb höher liegen, schreibt sie, ohne zu sagen, um wie viel.

Wie die Zeitraumquote gemessen wird

Ab Ende 2026 zählt eine andere Quote, deren Mechanik Kapitel 1 erklärt; hier geht es nur darum, wie gemessen wird. Nach § 45 Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe b MsbG müssen bis zum 31. Dezember 2026 mindestens 90 Prozent der Messstellen ausgestattet sein, die seit dem 25. Februar 2025 neu auszustatten sind[8]. Am selben Stichtag wird eine zweite Quote

fällig, für Erzeugungsanlagen, und sie rechnet in Leistung: Die ausgestatteten Messstellen müssen mindestens 90 Prozent der Leistung erfassen, die zwischen dem 25. Februar 2025 und dem 30. September 2026 neu in Betrieb ging, so Nummer 2 Buchstabe a[8]. Der Regierungsentwurf zum EEG 2027 will die späteren Anlagenquoten auf Messstellen umstellen (Kapitel 1). Für die Quote Ende 2026 soll der grundzuständige Messstellenbetreiber wählen dürfen, ob Leistung oder Messstellen zählen[9].

Was darunter fällt, erklärt der Erhebungsbogen der Bundesnetzagentur: bestehende Messlokationen, die durch höheren Verbrauch oder eine neue § 14a-Anlage zum Pflichtfall werden, und Messlokationen in Neubauten oder neu in Betrieb genommene Anschlüsse[5]. Für § 14a-Fälle setzt der Bogen zwei Hürden: Der Fall zählt nur mit Steuerungseinrichtung, und die Steuerungseinrichtung zählt nur, wenn sie in die Systeme des Messstellenbetreibers eingebunden und betriebsbereit ist; eine verbaute, aber nicht integrierte Box gilt als nicht ausgestattet[5]. Das ist streng, aber folgerichtig, denn eine Box ohne Anbindung steuert nichts.

Wie oft gemessen wird, beschreibt die Behörde uneinheitlich: oben auf der Seite halbjährlich, in den häufigen Fragen quartalsweise[1]. Das Gesetz sagt nur „regelmäßig“[8].

Aufsicht nach § 76: 434 Verfahren, kein Zwangsgeld

Am 27. März 2026 eröffnete die Bundesnetzagentur 77 Verfahren gegen Unternehmen, die nach ihren Zahlen noch nicht mit dem Rollout begonnen hatten, und nannte das einen ersten Schritt[10]. Ein halbes Jahr später waren es 434 Unternehmen, und 150 Verfahren waren eingestellt, etwa weil die Quote inzwischen erreicht oder die Grundzuständigkeit übertragen war[4]. Die Regierungsantwort vom 11. September nennt 108 Einstellungen, zählt aber zum 31. August und widerspricht der Behörde deshalb nicht[6].

Die Norm selbst behandelt Kapitel 1. In der Praxis läuft ein Verfahren in Stufen: Anhörung mit Gelegenheit zur Stellungnahme[10], dann eine Verfügung, die zum Abstellen verpflichtet, samt Androhung eines Zwangsgelds, zuletzt die Festsetzung[1]. Den Rahmen setzt § 94 EnWG, auf den § 76 Absatz 4 MsbG verweist, mit 1.000 Euro bis zehn Millionen Euro[11,12]. Angedroht hat die Behörde bisher Beträge zwischen 5.000 und 500.000 Euro. „Bislang wurden noch keine Zwangsgelder festgesetzt“, antwortete die Bundesregierung[6].

Ein Zwangsgeld ist kein Bußgeld: Es soll ein Verhalten erzwingen und lässt sich wiederholen und steigern[1]. Eine Behörde kann so Hunderte Verfahren führen, ohne einen Euro einzunehmen, und ob der Druck wirkt, zeigt sich nur an den Einstellungen. Die Bundesregierung sieht die Ursachen der Verzögerung bei der IT-Umstellung der Betreiber, bei knapper Hardware und im ausgelasteten Elektrohandwerk[6].

UNSICHER BELEGT

Die Zahl 77: drei Lesarten, vermutlich eine Gruppe

In Fachartikeln steht die 77 für die Verfahren vom 27. März 2026[10], für die Unternehmen mit einer Quote von 0 Prozent unter den 434[4] oder für grundzuständige Messstellenbetreiber, die zum Jahresende 2025 kein einziges Gerät verbaut haben sollen. Die Tabelle der Bundesnetzagentur zum 31. Dezember 2025 führt genau 77 Unternehmen mit 0 Prozent, in beiden Spalten[13]. In ihren häufigen Fragen spricht die Behörde von Aufsichtsverfahren „bei den 0%-Unternehmen“[1]. Wahrscheinlich ist also dreimal dieselbe Gruppe gemeint. Bestätigt hat die Behörde das nicht, und „kein einziges Gerät“ geht über die Tabelle hinaus, denn sie zeigt nur die Quote der Pflichtgruppe. Zum 30. Juni 2026 stehen noch 41 Unternehmen bei 0 Prozent[14], nicht zwingend 41 der 77. Rechnerisch waren von den 434 Verfahren am 21. September 284 offen; diese Differenz nennt die Bundesnetzagentur selbst nicht.

Gegenrede: Was eine Quote zählen soll

Optionaler Einbaufall ist nach § 29 Absatz 2 MsbG jede Messstelle außerhalb der Pflichtfälle, die der grundzuständige Messstellenbetreiber trotzdem mit einem intelligenten Messsystem ausstattet. Nach § 45 Absatz 1 Satz 4 verringern solche Einbauten die Zahl der Pflichtfälle, die er ausstatten muss, ebenso wie vorzeitige Einbauten auf Kundenwunsch nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1[15,8].

Vor dem vierten Quartal 2025 veröffentlichte die Bundesnetzagentur je Unternehmen eine einzige Quote, die ohne optionale Einbauten. Nur sie spiegle den Einbau der Pflichtfälle „übersichtlich und transparent“ wider, so die Begründung. Dann stellte das Gesetz vom 18. Dezember 2025 klar, dass optionale Einbauten bei der Erfüllung zählen[1].

Seither stehen in der Tabelle zwei Spalten. Für die Aufsichtsverfahren zählt die Quote mit optionalen Fällen, und doch stelle sie „nicht den tatsächlichen Ausbaustand in dieser Gruppe dar“, schreibt die Behörde dazu[1]. Bei einigen Unternehmen trägt die Spalte nur „n/a“, etwa weil die Rechnung über 100 Prozent oder unter null landen würde.

Wie stark die optionalen Einbauten die Quote verschieben, zeigt eine eigene Auswertung der Tabelle mit Stand 18. September 2026[14]. Für 743 der 803 Unternehmen stehen beide Quoten als Zahl in der Tabelle; im Median liegen sie nur 1,3 Prozentpunkte auseinander, bei 19 Unternehmen sind es 20 Punkte oder mehr. Für 66 Unternehmen ist der Unterschied trotzdem nicht klein, denn sie liegen ohne optionale Einbauten unter 20 Prozent und mit ihnen darüber: Bei ihnen entscheidet die Zählweise, ob sie die Marke erreichen.

Für die neue Zählung spricht, dass ein intelligentes Messsystem bei einem Haushalt unter der Pflichtgrenze ein vollwertiges Gerät ist: Sein Kunde kann damit einen dynamischen Tarif nutzen, und das Gesetz rechnet es dem Betreiber an. Gegen sie spricht, dass die Quote als

Fortschrittsmaß für die Pflichtfälle an Schärfe verliert, was die Behörde selbst dazuschreibt. Nennen Sie in Berichten deshalb beide Werte, mit dem Spaltennamen.

Das Barometer, das nicht wiederkam

„Das Fortschrittsbarometer wird in den kommenden Jahren ausdrücken, welche Entwicklung die Digitalisierung der Energiewende gegenüber dem jeweiligen Vorjahr bzw. den Vorjahren genommen hat." So steht es in der Ausgabe für das Berichtsjahr 2020[16], und sie blieb die letzte.

Sie erschien am 3. Juni 2021[17], mit Stichtag der Indikatoren 31. Januar 2021 und einem Gesamtwert von 44 von 100 Punkten nach 36 im Vorjahr und 22 im Basisjahr 2018[16]. EY hatte im Auftrag des damaligen Bundeswirtschaftsministeriums acht Schlüsselfaktoren bewertet, vom Stand der Zertifizierung bis zur Kundensicht. Manche Teilwerte lesen sich heute wie eine Vorschau auf Kapitel 5: Die Verfügbarkeit der Steuereinheit bekam 25 Punkte[16].

NEGATIVBEFUND

Keine Ausgabe nach dem Berichtsjahr 2020

Eine Ausgabe für 2021 oder später ließ sich weder beim Ministerium noch bei der Clearingstelle EEG|KWKG finden. Eine Erklärung, dass die Reihe eingestellt wurde, gibt es ebenfalls nicht. Seit fünf Jahren fehlt damit ein jährliches Fortschrittsmaß, das mehr erfasst als die Einbauquote.

Nachfolger ist der Bericht nach § 48 MsbG. Das Ministerium legt ihn ab dem 30. Juni 2024 mindestens alle vier Jahre vor[18], der erste erschien am 22. Juli 2024[19]. Ein Punktesystem hat er nicht, und der nächste muss erst bis Mitte 2028 vorliegen: vier Jahre ohne Zwischenstand, während die nächsten Quoten Ende 2026 und Ende 2028 fällig werden.

Akzeptanz: was belegt ist

Die letzte Erhebung im Auftrag des Ministeriums ist über fünf Jahre alt: Für das Barometer befragte Prolytics im Februar und März 2021 1.000 Haushalte und 400 Unternehmen. 61 Prozent der Haushalte befürworteten den Rollout moderner Messeinrichtungen, nach 52 Prozent in der Befragung davor; unter Gewerbetreibenden stieg die Zustimmung zum Einbau intelligenter Zähler von 52 auf 64 Prozent. Schlecht informiert fühlten sich 43 Prozent der Haushalte[16].

Neuere Zahlen kommen von einem Verband. Für Bitkom Research gaben im April und Mai 2026 von 1.002 Haushalten 69 Prozent an, einen Smart Meter zu nutzen oder sich das vorstellen zu können; 8 Prozent nutzen nach eigener Angabe schon einen. Von den Haushalten ohne Gerät fühlten sich 77 Prozent nicht gut informiert[20]. Mit den Wellen davor lässt sich das nicht vergleichen, sie befragten die Bevölkerung, nicht Haushalte.

Eine Beschwerdestatistik führt die Schlichtungsstelle Energie: 2025 gingen dort 19.074 Anträge ein, 601 davon mit dem Beschwerdegrund „Moderne Messeinrichtungen“, rund 3,2 Prozent, wobei ein Antrag mehrere Gründe nennen kann[21]. Intelligente Messsysteme weist die Kategorie nicht getrennt aus. Bei Anbietern, die neben den grundzuständigen Betreibern bundesweit einbauen, sieht die Schlichtungsstelle „zum Teil noch erhebliche Bearbeitungs- und Kommunikationsprobleme“, bis hin zur Übermittlung der Messwerte an den Lieferanten[21].

Nach Ansicht der Bundesregierung steigt die Akzeptanz vor allem mit dem Zugang zu dynamischen Tarifen, nennt dazu in derselben Antwort aber keine Zahlen[6].

NEGATIVBEFUND

Keine Statistik zu Widerspruch und Ersparnis

Gegen einen Pflichteinbau gibt es kein Widerspruchsrecht, zentrale Statistiken über Beschwerde- oder Widerspruchsschreiben bei den Betreibern vor Ort werden nicht geführt, und der Verbraucherservice der Bundesnetzagentur trennt nicht zwischen Anfrage und Beschwerde[6]. Wie viel Haushalte mit einem intelligenten Messsystem sparen, wird nach Auskunft der Bundesregierung „nicht zentral statistisch erfasst“[6]. Eine Erhebung dazu, wie viele Kunden Portale oder Apps zur Verbrauchsanzeige tatsächlich nutzen, ließ sich nicht finden.

Am Zählerplatz

Für den Einbau braucht der grundzuständige Messstellenbetreiber Zutritt, und das Gesetz regelt ihn in vier Sätzen. Er kündigt den Termin mindestens zwei Wochen vorher an, schriftlich an den Anschlussnutzer oder per Aushang im Haus, und bietet mindestens einen Ersatztermin an. Anschlussnehmer, Anschlussnutzer und Anlagenbetreiber müssen ihn dann hereinlassen und dafür sorgen, dass die Messstelle zugänglich ist[22].

Was im Zählerschrank passen muss, steht in keinem Gesetz, sondern in zwei Anwendungsregeln des VDE FNN. Die VDE-AR-N 4100, die Technischen Anschlussregeln Niederspannung, behandelt unter anderem Zählerplätze und Zählerschränke, direkte Messung bis 63 Ampere und halbindirekte Messung über Wandler bis 1.000 Ampere, dazu Steuerung, Datenübertragung und Kommunikationseinrichtungen. Die Fassung 2026-04 bringt eine neue Anordnung für ein weiteres Verteilerfeld im Zählerplatz und Anpassungen an die § 14a-Festlegung BK6-22-300[23]. Eine Änderung A1 liegt seit Juni 2026 als Entwurf vor[23].

Für Erzeugungsanlagen und Speicher kommt die VDE-AR-N 4105 dazu. Ihre Fassung 2026-03 erweitert die Überwachung der vereinbarten Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt bis zur Nulleinspeisung, vereinfacht die Anforderungen für Anlagen bis 800 Voltampere und stellt Anforderungen an rückspeisefähige Ladeeinrichtungen[24].

Beide Regeln gelten für neue Anschlüsse sowie für Erweiterungen und Änderungen; für einen bestehenden, unveränderten Teil der Anlage verlangen sie keine Anpassung, solange die Versorgung sicher und störungsfrei ist[23,24]. Für den Einbau von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen in bestehende Kundenanlagen verweist die 4100 auf einen eigenen FNN-Hinweis[23]. Weil der Rollout zum großen Teil bestehende Messstellen umrüstet, ist dieser Hinweis am Zählerplatz das Dokument für den Alltag.

TECHNISCHER STANDARD

Was hier aus den Normen stammt

Beide Anwendungsregeln sind kostenpflichtig. Belegt ist in diesem Abschnitt nur, was der VDE-Verlag öffentlich über Anwendungsbereich, Inhalt und Änderungen schreibt. Maße, Feldaufteilung und Übergangsregeln stehen im Normtext selbst[23,24].

Make or Buy

Für die 591 kleinsten Messstellenbetreiber liegt die Frage nahe, was sie selbst machen und was sie einkaufen[1]. Die Verantwortung wandert dabei nicht mit, denn der Gateway-Administrator ist keine eigene Marktrolle, er ist eine Funktion des Messstellenbetreibers[25].

Baustein	Was das Regelwerk verlangt	Was beim Einkauf hängen bleibt
Gateway-Administration	Der GWA erfüllt die BSI TR-03109-6 und weist die Zertifizierung gegenüber der Sub-CA nach[26]; Version 2.0 der Richtlinie gilt ab 2027 mit der nächsten Zertifizierung[27]	Für den Wechsel des Dienstleisters beschreiben weder der FNN-Hinweis noch die TR-03109-6 einen Prozess, die TR-03109-1 nur den Ablauf am Gateway[25,27,28]
CLS-Management als aktiver EMT	Zertifizierung nach ISO/IEC 27001 oder Nachweis, dass ein zertifizierter Dritter die Leistung erbringt[26]	Ein Dienstleister mit mehreren Auftraggebern muss sie technisch oder organisatorisch trennen[26]
Messstellenbetrieb einzelner Messstellen	Der Anschlussnutzer darf einen Dritten wählen, nach einem Einbau durch den gMSB frühestens nach zwei Jahren[29]	Wettbewerbliche Betreiber haben keine Quote und melden freiwillig[1]
Grundzuständigkeit	Übertragung oder Kooperation; bei Kooperation zählen die Messstellen aller Gebiete zusammen[8]	Die Übertragung war einer der Gründe für die 150 eingestellten Verfahren[4]

Eine radikalere Antwort auf die letzte Zeile kommt von außen, und zwar von einem Interessenträger. Die Smart-Meter-Initiative wurde im Januar 2024 von drei Stromanbietern gegründet, die dynamische Tarife verkaufen und dafür Messsysteme brauchen; im März 2024 kam ein vierter dazu[30]. Sie hält die kleinteilige Struktur mit über 800

Messstellenbetreibern für das eigentliche Hindernis und fordert eine Konsolidierung[2]. Für Haushalte außerhalb der Pflichtfälle wirbt sie für ein einfacheres „Smart Meter Light“, das den Pflichtrollout ergänzen und nicht ersetzen soll[31].

Gateway-Administrator und Steuerbox behandeln die Kapitel 3 und 5. Wie Ankündigung und Einbau eines intelligenten Messsystems in der Marktkommunikation laufen, steht in Kapitel 7.

Der GWA-Wechsel

Wie viel an einem Wechsel hängt, zeigt der Hinweis des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) vom Oktober 2024 für den Fall, dass der Messstellenbetreiber wechselt und der neue die eingebauten Gateways übernimmt[25]. Vereinfacht, wie in Abbildung 2, läuft es so: Der alte Administrator holt das Zertifikatstripel des neuen aus dem LDAP-Verzeichnis, spielt dessen öffentliche Schlüssel in das Sicherheitsmodul des Gateways und richtet die Verbindungsprofile des neuen ein, in einem eigenen Bereich namens „gwapre“. Erst dann nimmt das Gateway den Befehl switchGWA an[32,28]. Es baut die Verbindung zum neuen Administrator auf, und der bestätigt den Empfang, laut FNN-Hinweis technisch mit einem HTTP 200[25]. Abgeschlossen ist der Wechsel nach der Technischen Richtlinie aber erst, wenn sich der neue Administrator am Sicherheitsmodul authentisiert hat[32,28]. Der Hinweis gibt ihm die volle Kontrolle schon mit dem HTTP 200, verbindlich ist aber die Richtlinie.

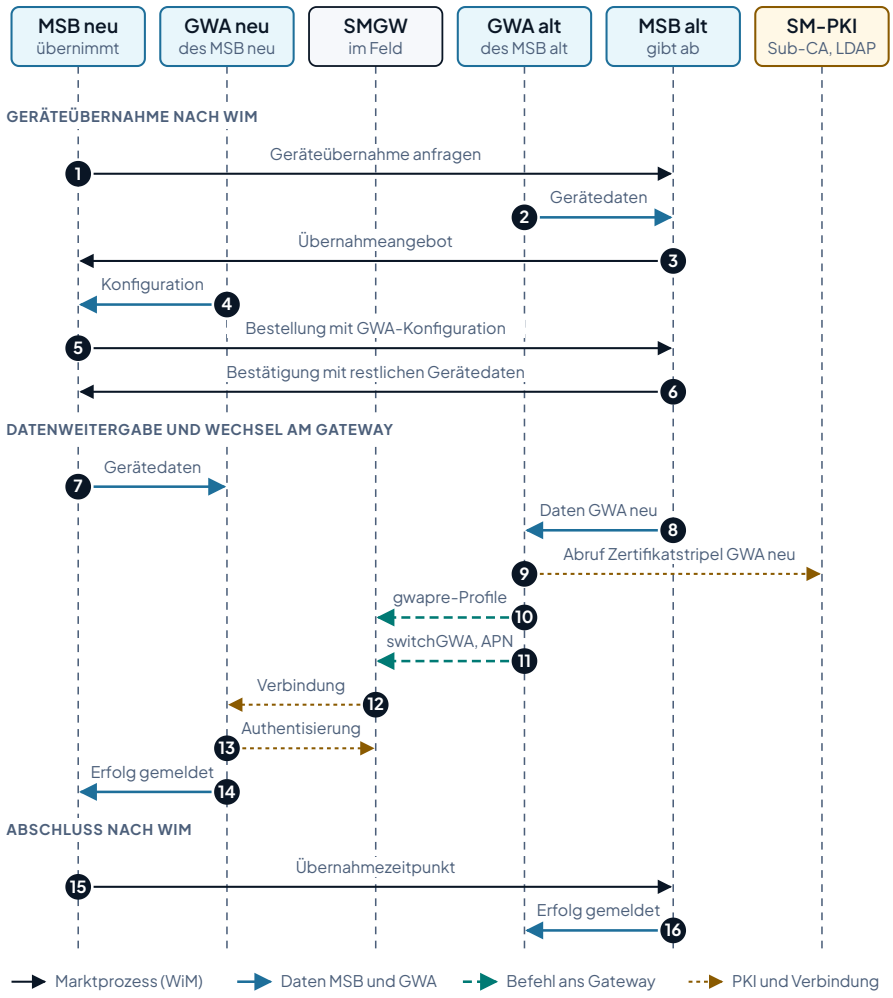


Abbildung 2: Der GWA-Wechsel beim Wechsel des Messstellenbetreibers mit Geräteübernahme nach WiM Strom, vereinfacht nach dem VDE-FNN-Hinweis vom Oktober 2024. Zusammengehörige Schritte sind teils zu einem Pfeil zusammengefasst, die Bahn der SM-PKI ist ergänzt. Die Vorbereitung im Bereich gwapre (Schritt 10) und die Authentisierung als Abschluss (Schritt 13) folgen der TR-03109-1 und ihrer Anlage VI. Wie die Vorlage zeigt die Abbildung nur den Erfolgsfall und nicht den Wechsel allein des Dienstleisters für die Gateway-Administration.

Die Vorbedingungen haben es in sich: Alle Konfigurationen externer Marktteilnehmer auf dem Gateway müssen vorher beendet sein, und berechtigte Marktpartner müssen ihre Messwerte beim neuen Messstellenbetreiber neu bestellen[25]. Bei LTE450 gibt es nur einen Anbieter; ohne eigene Rahmenverträge beider Messstellenbetreiber mit ihm geht technisch nichts. Für die Übernahme von SIM-Karten fehlt ein Standard, den Fehlerfall beschreibt der Hinweis gar nicht. Das Gateway selbst hat einen Rückfall: Meldet sich der neue Administrator nicht innerhalb der beim Wechselbefehl gesetzten Frist, standardmäßig 24 Stunden, bricht es ab und arbeitet mit den Schlüsseln des alten weiter[32].

Den APN, also den Zugangspunkt ins Mobilfunknetz, stellt der alte Administrator laut Hinweis erst nach dem Wechselbefehl um, und nur wenn einer genutzt wird[25]. Die Richtlinie führt den Wechsel des Zugangsnetzes als eigenen Prozess, bei dem alte und neue Zugangsdaten beide im Gateway liegen, damit es zurückfallen kann[28]. Damit gibt es zwei Rückfallebenen, und scheitert der Wechsel, müssen sich laut Hinweis beide Umstellungen zurückdrehen lassen[25].

Eine Sperrung von Zertifikaten kommt weder im Ablauf des Hinweises noch in dem der Richtlinie vor[25,28]. Die Certificate Policy der SM-PKI regelt nur, wer sperren darf: Solange der neue Administrator die Wirkzertifikate des Gateways nicht durch selbst beantragte ersetzt hat, kann nur der alte sie sperren[26]. Für den Ausstiegsvertrag heißt das: Bis die Zertifikate getauscht sind, bleibt der alte Administrator im Spiel.

Vollautomatisiert über die Marktprozesse lief der Wechsel im Oktober 2024 noch nicht[25], und eine neuere Fassung des Hinweises gibt es bis Oktober 2026 nicht. Im Februar 2025 hat das FNN die Aufgaben seiner seit 2021 bestehenden Projektgruppe GWA-Systemanbindung erneuert; eine davon lautet, den Wechselprozess „ganzheitlich zu etablieren“ und um nachgelagerte Komponenten zu erweitern[33]. Ob die Marktprozesse ihn inzwischen vollautomatisch tragen, ließ sich nicht prüfen.

Ausgerechnet der Fall, der für Make or Buy zählt, fehlt im Hinweis: Dass ein Messstellenbetreiber nur seinen Dienstleister für die Gateway-Administration wechselt, sieht die WiM nicht vor, und der Hinweis lässt es ausdrücklich weg[25]. Die Richtlinie beschreibt den Ablauf am Gateway dagegen mit und ohne Wechsel des Messstellenbetreibers. Für den Wechsel des Zugangsnetzes rät sie, die Abläufe zu erproben und die Übergabe aller nötigen Daten vertraglich zu vereinbaren[28], und diese Klausel gehört in den Vertrag mit dem Dienstleister.

WICHTIG

Kaufen Sie Gateway-Administration oder CLS-Management ein, regeln Sie den Ausstieg gleich mit: Übergabe der Konfigurationsdaten, Zertifikatswechsel, WAN-Verträge, Zeitfenster. Der FNN-Hinweis zum GWA-Wechsel deckt den Wechsel des Dienstleisters nicht ab.

Was niemand misst

Der Erhebungsbogen der Bundesnetzagentur fragt nach Messlokationen je Verbrauchs- und Leistungsklasse, nach optionalen Einbaufällen und nach Steuerungseinrichtungen[5]. Mehr verrät, wonach er nicht fragt.

NEGATIVBEFUND

Lücken in der amtlichen Statistik

Welche Tarifanwendungsfälle die Gateways aktiviert haben, fragt der Bogen nicht ab, und die Rollout-Seite nennt dazu keine Zahl[5,1]; die Folgen beschreibt Kapitel 4. Pflichtfälle mit Steuerungseinrichtung erfasst der Bogen zwar, eine eigene Zahl dazu veröffentlicht die Behörde aber nicht, und auch die Regierungsantwort vom 11. September 2026 nennt keine[6]. Wie viele Viertelstundenwerte tatsächlich beim Empfänger ankommen, fragt der Bogen nicht ab, über welche WAN-Technik die Gateways angebunden sind, ebenso wenig. Und nach Störungsmeldungen, Austauschzahlen und Ausfallquote seit 2023 hat eine Kleine Anfrage im Bundestag ausdrücklich gefragt; die Antwort nennt keine dieser Zahlen[6].

Die Behörde verlangt, dass die Geräte Viertelstundenwerte zuverlässig erfassen und übermitteln[4], veröffentlicht aber nicht, ob sie es tun. Die amtliche Statistik weiß also, ob ein Gerät an der Wand hängt; ob es Werte schickt und ob es steuert, weiß jeder Messstellenbetreiber nur für sich.

Was als Nächstes kommt

Zuerst verschieben sich die Ziele selbst, in Berlin wie in Brüssel.

PROGNOSE

Angekündigt, noch nicht Gesetz

Am 2. Juli 2026 hat der Koalitionsausschuss beschlossen, die Ziele nachzuschärfen: „Bis Ende 2030 soll der Rollout für alle relevanten Messstellen zu über 90 Prozent abgeschlossen sein." Für Kunden außerhalb des Pflichtrollouts soll ein kostengünstiges „Smart Meter Light" kommen[34]. Die Bundesregierung prüft nach eigener Auskunft Weiterentwicklungen des Messstellenbetriebsgesetzes[6]. Laut Fachpresse hat das Wirtschaftsministerium die Novelle für das vierte Quartal 2026 angekündigt[35]. Ein Entwurf ließ sich bis Anfang November nicht finden.

Aus Brüssel kommt ein zweiter Maßstab, bisher nur als Entwurf. Nach dem Verordnungsvorschlag der Kommission vom 17. Juli 2026 sollen bis Ende 2030 mindestens 50 Prozent und bis Ende 2033 75 Prozent aller Endkunden ein intelligentes Messsystem haben. Liegt ein Staat beim Inkrafttreten unter 30 Prozent, bekommt er für beide Ziele ein Jahr mehr[36]. Gezählt würden alle Endkunden, nicht die Pflichtfälle. Damit würde ausgerechnet die Gesamtquote zum Maßstab, die im Inland nur der Transparenz dient[1], und die lag zur Jahresmitte 2026 bei 5,9 Prozent der Messlokationen. Endkunden und Messlokationen sind allerdings nicht dasselbe. Die Ausschüsse des Bundesrats empfehlen, den im Entwurf vorgesehenen Wegfall der Kosten-Nutzen-Analyse bis zur 75-Prozent-Marke abzulehnen[37].

Daneben reichen drei Baustellen über den Pflichtrollout im Strom hinaus.

Seit dem 1. Juli 2026 können Kunden die vorzeitige Ausstattung auch an Zählpunkten der Sparte Gas verlangen, umzusetzen binnen vier Monaten[38]. Und ein Anschlussnehmer darf für seine ganze Liegenschaft einen anderen Messstellenbetreiber wählen, wenn dieser Strom mit Gas, Wasser, Fernwärme oder Heizwärme über das Gateway bündelt, ohne Mehrkosten[39]. Wie Mehrsparten-Messung technisch angebunden wird, steht in Kapitel 2.

Beim Submetering läuft eine Frist ab. Nicht fernablesbare Wärmezähler und Heizkostenverteiler müssen bis zum 31. Dezember 2026 nachgerüstet oder getauscht sein, und seit dem 1. Dezember 2022 dürfen nur noch Geräte eingebaut werden, die sich sicher an ein Smart Meter Gateway anbinden lassen. Angebunden werden müssen sie nach der Heizkostenverordnung nur, wenn der Eigentümer das Bündelangebot für Heizwärme gewählt hat[40].

Bei der Ladeinfrastruktur ist der Pflichtfall klar: Ein Ladepunkt mit Vereinbarung nach § 14a macht die Messstelle zum Pflichtfall für ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung[15]. Weniger klar ist die Abgrenzung der Strommengen. Wie Strommengen aus Speichern und bidirektional nutzbaren Ladepunkten bestimmt und nachgewiesen werden, regelt die Festlegung MiSpeL der Bundesnetzagentur vom 1. Oktober 2026, und bis zum 30. September 2027 gilt sie nur, wenn Netzbetreiber und Messstellenbetreiber einverstanden sind[41].

Vieles aus diesem Kapitel landet bei den offenen Punkten und Negativbefunden, die das Buch am Ende sammelt. Für die eigene Planung reichen vier Schritte:

1. **Beide Quoten aus der BNetzA-Tabelle ziehen**
   Notieren Sie für Ihr Unternehmen die Quote mit und die ohne optionale Einbaufälle, jeweils mit Stichtag und Tabellenstand. Die Behörde kann gemeldete Werte nach der Plausibilisierung noch ändern[14].

2. **Zeitraumquote selbst nachrechnen**
   Zählen Sie die seit dem 25. Februar 2025 neu auszustattenden Messlokationen nach der Definition im Erhebungsbogen. § 14a-Fälle zählen nur mit eingebundener, betriebsbereiter Steuerungseinrichtung.

3. **Ausstieg im Dienstleistervertrag prüfen**
   Steht im Vertrag mit Ihrem GWA- oder CLS-Dienstleister, wie Konfiguration, Zertifikate und WAN-Anbindung bei einem Wechsel übergeben werden?

4. **Die eigenen Lücken schließen**
   Erfassen Sie TAF-Konfiguration, Bestand an betriebsbereiten Steuerboxen und den Anteil der eingegangenen Viertelstundenwerte selbst. Die amtliche Statistik liefert keine dieser Zahlen.

Quellen

1. Bundesnetzagentur: Roll-out intelligenter Messsysteme, Ergebnisse der ersten halbjährlichen Erhebung 2026 mit häufigen Fragen, Seitenstand 21.09.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. energiezukunft: Aktuelle Zahlen zum Smart-Meter-Rollout, 07.04.2026, mit den damals veröffentlichten Werten der Bundesnetzagentur zum 31.12.2025 und der Position der Smart-Meter-Initiative. energiezukunft.eu, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse.
3. Deutscher Bundestag, Wissenschaftliche Dienste: Rechtliche Grenzen der Leerstandsermittlung durch Stromzählerdaten, WD 5 - 3000 - 090/26, Abschluss der Arbeit 15.09.2026, Abschnitt 5.2 mit den Zahlen der Bundesnetzagentur, Stand 27.03.2026. bundestag.de, abgerufen am 15.10.2026.
4. Bundesnetzagentur: Pressemitteilung „Bundesnetzagentur veröffentlicht halbjährliche Erhebung im Messwesen“ vom 21.09.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
5. Bundesnetzagentur: Erhebungsbogen Messstellenbetrieb 1. Halbjahr 2026, Tabellenblätter Fragebogen gMSB und Hinweise und Erläuterungen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage „Verhältnismäßigkeit und Zwangsmaßnahmen im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts“ (Drucksache 21/7751), Drucksache 21/7996 vom 11.09.2026, Antworten zu den Fragen 1 bis 7, 14, 15 bis 21 und 30 bis 41. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
7. Deutscher Bundestag: Smart-Meter-Ausbau geht langsam voran, heute im bundestag (hib) 718/2026 vom 17.09.2026. bundestag.de, abgerufen am 15.10.2026.
8. § 45 Messstellenbetriebsgesetz, Ausstattungsverpflichtungen, Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 und 4, Satz 3 und 4 sowie Absatz 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. Deutscher Bundestag: Gesetzentwurf der Bundesregierung für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, Drucksache 21/7867 vom 07.09.2026, Artikel 3 Nummer 3 (S. 77) und Begründung dazu (S. 256). dserver.bundestag.de, abgerufen am 15.10.2026. Entwurf, kein geltendes Recht.
10. Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur leitet Verfahren wegen Versäumnissen beim Smart-Meter-Rollout ein, Pressemitteilung vom 27.03.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

11. § 76 Messstellenbetriebsgesetz, Aufsichtsmaßnahmen der Bundesnetzagentur, Absätze 1, 2 und 4. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. § 94 Energiewirtschaftsgesetz, Zwangsgeld, Satz 3. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. Bundesnetzagentur: Roll-out-Quoten iMSys Q4 2025, Tabelle je grundzuständigem Messstellenbetreiber, Stichtag 31.12.2025. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026. Die Datei ist auf der Rollout-Seite nicht mehr verlinkt; die Zahl der Nullquoten ist eine Eigenauswertung.
14. Bundesnetzagentur: Roll-out-Quoten iMSys H1 2026, Tabelle je grundzuständigem Messstellenbetreiber, Stand 18.09.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026. Median, Verteilung, Schwellenwerte und die Zahl der Nullquoten sind eine Eigenauswertung der gemeldeten Werte.
15. § 29 Messstellenbetriebsgesetz, Ausstattung von Messstellen, Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 2. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
16. EY im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Barometer Digitalisierung der Energiewende, Berichtsjahr 2020, S. 5, 9, 16 bis 18 und 79. bundeswirtschaftsministerium.de, abgerufen am 14.10.2026.
17. Clearingstelle EEG|KWKG: Nachweis der Studie Barometer Digitalisierung der Energiewende 2020 mit Datum 03.06.2021. clearingstelle-eeg-kwkg.de, abgerufen am 14.10.2026.
18. § 48 Messstellenbetriebsgesetz, Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Analysen und Berichte gemäß § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes im Jahr 2024 (Digitalisierungsbericht), Einleitung („erste Digitalisierungsbericht“). bundeswirtschaftsministerium.de, abgerufen am 15.10.2026. Datum 22.07.2024 nach dem Nachweis der Clearingstelle EEG|KWKG. clearingstelle-eeg-kwkg.de, abgerufen am 14.10.2026.
20. Bitkom: Die Digitalisierung der Energiewende, Präsentation vom 30.06.2026, Folien 9, 10 und 15 (Bitkom Research, telefonische Befragung von 1.002 Haushalten, KW 16 bis 20 2026). bitkom.org, abgerufen am 14.10.2026. Verbandsumfrage.
21. Schlichtungsstelle Energie: Tätigkeitsbericht 2025, S. 6 und S. 11 f. schlichtungsstelle-energie.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. § 38 Messstellenbetriebsgesetz, Zutrittsrecht. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 18.10.2026.
23. VDE-Verlag: VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2026-04, Technische Anschlussregeln Niederspannung (TAR NS), Produktbeschreibung mit Anwendungsbereich, Änderungsvermerk und Ersatzvermerk. vde-verlag.de, abgerufen am 18.10.2026. Herstellerquelle (Verlag), Normtext kostenpflichtig.
24. VDE-Verlag: VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2026-03, Erzeugungsanlagen und Speicher am Niederspannungsnetz (TAR EZA NS), Produktbeschreibung mit Änderungsvermerk. vde-verlag.de, abgerufen am 18.10.2026. Herstellerquelle (Verlag), Normtext kostenpflichtig.
25. VDE FNN: Prozessbeschreibung eines GWA-Wechsels im Rahmen eines MSB-Wechsels mit Geräteübernahme gemäß WiM Strom, Hinweis Version 1.0, Oktober 2024, Kapitel 1 bis 4. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
26. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Certificate Policy der Smart Metering PKI, Version 1.1.2 vom 25.01.2023, Abschnitte 1.3.3.4, 3.5.1.1, 5.1.1 und 5.1.2. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
27. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-6 Smart-Meter-Gateway-Administration, Version 2.0 vom 28.11.2025, Abschnitt 1.2 (anzuwenden ab 01.01.2027 mit der nächsten Neu- oder Re-Zertifizierung des GWA-Systems); ein Prozess für den Wechsel des GWA oder seines Dienstleisters ist darin nicht beschrieben. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
28. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Anlage VI: Betriebsprozesse mit Beteiligung des SMGW, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitt 3.11.2 (GWA-Wechsel für ein SMGW mit/ohne Wechsel des MSB, Vorbedingungen und Tabelle 3.43) und Abschnitt 3.11.3 (Wechsel des WAN-Zugangsnetzwerkes). bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
29. § 5 Messstellenbetriebsgesetz, Auswahlrecht des Anschlussnutzers, Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
30. Ostrom: Ostrom wird Partner der Smart-Meter-Initiative, Mitteilung vom 07.03.2024. ostrom.de, abgerufen am 14.10.2026. Unternehmensmitteilung eines Mitglieds.
31. Smart-Meter-Initiative: Konzeptpapier Smart Meter Light, technische und regulatorische Umsetzungsoptionen für einen kostengünstigen und cybersicheren Rollout-Pfad außerhalb der Pflichteinbaufälle, Juli 2026, Zusammenfassung S. 3. a.storyblok.com, abgerufen am 14.10.2026. Position eines Interessenträgers.

32. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 2.0 vom 13.12.2024, Abschnitt 3.18 (GWA-Wechsel, FA.DoSwitchGwa mit REQ.FA.DoSwitchGwa.10 und FA.AcceptSwitchGwa) und Abschnitt 3.22.19 (GWA-Wechselparameter, Standardwert 86.400 Sekunden). bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
33. VDE FNN: Call for Experts: PG GWA-Systemanbindung, 25.02.2025; die Liste der FNN-Hinweise führt die Prozessbeschreibung des GWA-Wechsels weiter in Version 1.0 vom Oktober 2024. vde.com, abgerufen am 14.10.2026.
34. CDU, CSU und SPD: Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung, Ergebnis des Koalitionsausschusses vom 02.07.2026, S. 7. bundesregierung.de, abgerufen am 14.10.2026. Politische Absichtserklärung.
35. Zeitung für kommunale Wirtschaft: Verteilnetzpaket und Smart Meter: Worauf es jetzt ankommt, Kolumne vom 03.08.2026. zfk.de, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse.
36. Europäische Kommission: Verordnungsvorschlag zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/943 für zukunftssichere Stromrechnungen in der Union (Senkung der Systemkosten, Förderung von Elektrifizierung und Digitalisierung), COM(2026) 600 final vom 17.07.2026, Artikel 18b; Unterrichtung des Bundesrates, Drucksache 501/26 vom 01.09.2026, S. 40. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026. Entwurf im Verfahren 2026/0203(COD), kein geltendes Recht.
37. Bundesrat: Empfehlungen der Ausschüsse zu COM(2026) 600, Drucksache 501/1/26 vom 05.10.2026, S. 3, zur Plenarsitzung am 16.10.2026. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026.
38. § 34 Messstellenbetriebsgesetz, Absatz 2 Satz 2 Nummer 1, vorzeitige Ausstattung als Zusatzleistung. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
39. § 6 Messstellenbetriebsgesetz, Auswahlrecht des Anschlussnehmers, Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
40. § 5 Heizkostenverordnung, Ausstattung zur Verbrauchserfassung, Absätze 2, 3 und 6. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 14.10.2026.
41. Bundesnetzagentur: Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL), Az. 618-25-02 vom 01.10.2026, Tenorziffer 9 a). bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

ANHANG

Das Modell: vom Zähler bis ins Abrechnungssystem

Interaktives Modell der digitalen Messkette: wie Messwert, Netzzustand und Steuerbefehl durch Zähler, Gateway, Gateway-Administrator und Marktrollen laufen.

Stand: 3.11.2026

Ein Viertelstundenwert legt einen weiten Weg zurück, bevor er auf einer Stromrechnung steht: Er passiert ein Gerät im Keller, ein Funk- oder Leitungsnetz, mindestens zwei Unternehmen und eine Nachricht im EDIFACT-Format. Ein Steuerbefehl nach § 14a nimmt fast dieselbe Strecke, nur in die andere Richtung und über einen anderen Kanal.

Dass er steuern muss, erfährt der Netzbetreiber aus Netzzustandsdaten: Das Gateway liefert sie nach TAF 10, der Messstellenbetreiber übermittelt sie, und Messungen in der Ortsnetzstation kommen dazu. Das ist der dritte Weg, und er endet dort, wo der Steuerbefehl beginnt.

Das Modell zeigt alle drei Wege Schritt für Schritt. In der Online-Fassung sehen Sie nach einem Klick auf einen Knoten, was dort passiert, welches Kapitel ihn behandelt und welche Frist dort als nächste ansteht. Hier folgt auf die Grafik die Textfassung, Knoten für Knoten. Die Ansicht „Fachlich“ zeigt Rollen und Aufgaben, die Ansicht „Technisch“ die Schnittstellen dahinter.

Was das Modell zeigt und was nicht

Das Modell vereinfacht auf einen Zähler, ein Gateway und eine Anlage. Im Feld hängen an einem Gateway oft mehrere Zähler, und über den Steuerkanal können mehrere Geräte erreicht werden; wie das zusammenpasst, erklärt Kapitel 2.

Auch die Rollen sind auseinandergezogen, obwohl sie in der Praxis oft in einem Haus sitzen. Der örtliche Netzbetreiber ist zugleich grundzuständiger Messstellenbetreiber, solange er diese Aufgabe nicht abgegeben hat. Die Gateway-Administration übernimmt der Messstellenbetreiber selbst oder vergibt sie an einen Dienstleister, und als aktiver externer Marktteilnehmer setzt er auch die Steuerbefehle ab. Vier Kästen im Modell können also ein einziges Unternehmen sein.

Nicht im Bild sind der Übertragungsnetzbetreiber, die Bilanzkreise, der geplante MaBiS-Hub, Redispatch und alles, was mit Gas, Wasser oder Wärme zu tun hat: Sie hätten das Bild unlesbar gemacht und stehen deshalb in den Lesepfaden. Auch die Ortsnetzstation hat keinen eigenen Kasten, obwohl Kapitel 5 rät, für den Netzzustand zuerst dort zu messen; sie steht im Text zum Netzbetreiber.

Die Reihenfolge der Schritte dient der Erklärung und ist keine Prozessnorm. Wer einen Ablauf vertraglich festschreiben will, liest die Festlegung der Bundesnetzagentur, nicht dieses Bild.

Wie das Modell aktuell bleibt

Die Fristen an jedem Knoten tippt niemand ab, sie kommen aus dem Fristenkalender, im PDF mit dem Stand des Drucks, online jede Nacht neu. Welche Kapitel zu einem Knoten gehören, steht im Kapitelregister des Buchs. Wird eine Frist im Fristenkalender geändert, steht sie im Online-Modell am nächsten Morgen neu.

Die Texte zu den Knoten schreiben wir dagegen von Hand und prüfen sie mit den Kapiteln, zuletzt zum Stand-Datum oben.

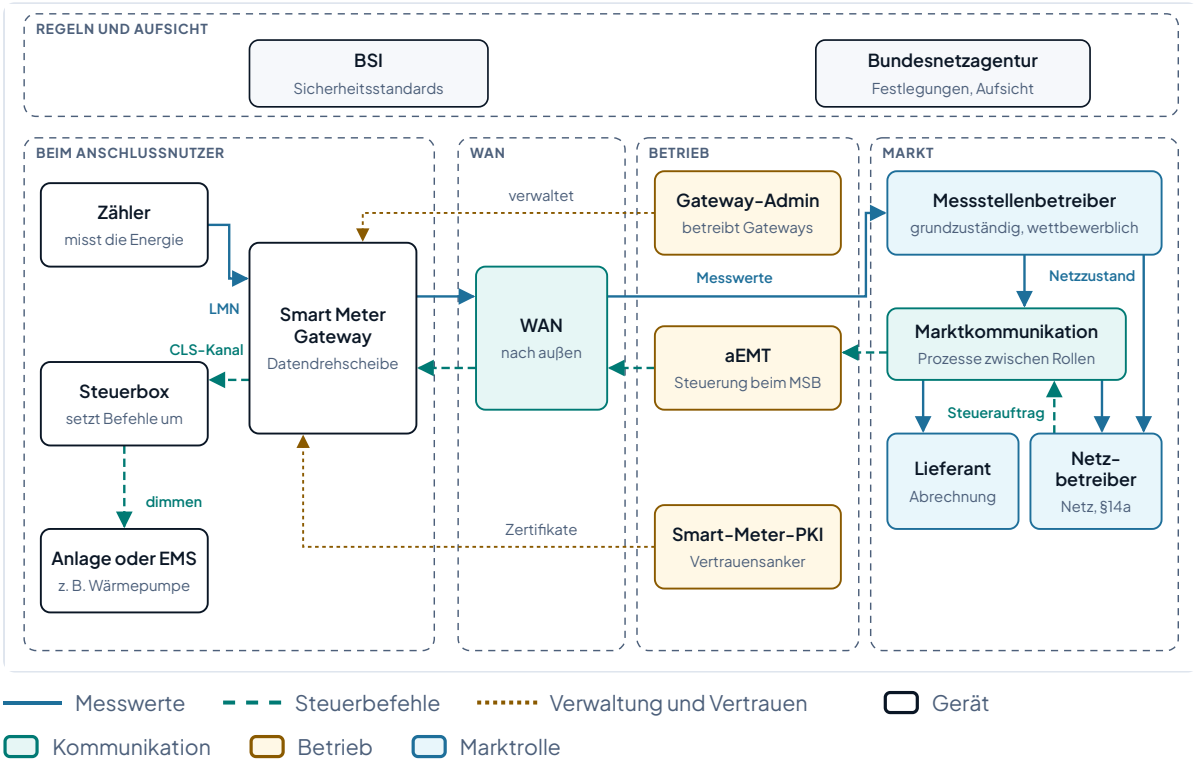


Abbildung: Das Modell in der fachlichen Sicht. Durchgezogene Linien sind Messwerte, gestrichelte Steuerbefehle, gepunktete Verwaltung und Vertrauen. Die Schnittstellen dahinter nennt die Textfassung je Knoten unter „Technisch“.

Das Modell als Text

Dieselben Inhalte wie in der Grafik, Knoten für Knoten. Diese Fassung funktioniert ohne JavaScript und im Druck.

Die drei Wege

Ein Messwert auf dem Weg zur Rechnung

1. Zähler: Der Zähler misst und gibt den Zählerstand über das lokale Messnetz an das Gateway.

2. Smart Meter Gateway: Das Gateway bildet daraus Werte nach dem eingestellten Tarifanwendungsfall, für die Abrechnung meist Viertelstundenwerte nach TAF 7, und signiert und verschlüsselt sie.
3. WAN: Über das WAN gehen die Werte hinaus. Empfänger kann nur sein, wer im Gateway als berechtigt hinterlegt ist.
4. Messstellenbetreiber: Der Messstellenbetreiber prüft die Werte, bildet bei Lücken Ersatzwerte und bereitet die Verteilung vor.
5. Marktkommunikation: Als MSCONS-Nachricht laufen die Werte über die Marktkommunikation an Netzbetreiber und Lieferant.
6. Lieferant: Der Lieferant rechnet ab. Bei einem dynamischen Tarif trifft hier jede Viertelstunde auf ihren Preis.

Netzzustandsdaten für den Netzbetreiber

1. Smart Meter Gateway: Nach TAF 10 liefert das Gateway Netzzustandsdaten vom Netzanschluss: Spannung, Strom, Wirkleistung, Phasenwinkel und Frequenz.
2. WAN: Über das WAN verlassen die Werte das Haus, verschlüsselt wie jeder andere Messwert.
3. Messstellenbetreiber: Der Messstellenbetreiber übermittelt sie dem Netzbetreiber. Viertelstundenwerte, einmal am Tag geschickt, sind nach §34 MsbG Standardleistung. Minütliche Werte kosten extra und gibt es für höchstens ein Viertel der ausgestatteten Anschlüsse.
4. Netzbetreiber: Mit Messungen in der Ortsnetzstation und seinem Netzmodell ermittelt der Netzbetreiber daraus den Netzzustand. Für eine Steuerung braucht er Echtzeitwerte. Viertelstundenwerte, die einmal am Tag eintreffen, kommen dafür zu spät. Zeigt der Netzzustand eine akute Gefährdung, beginnt der Steuerbefehl.

Ein Steuerbefehl nach §14a

1. Netzbetreiber: Der Netzbetreiber stellt anhand von Echtzeit-Messwerten eine akute Gefährdung seines Netzes fest. Präventiv steuern darf er nur noch übergangsweise, je Netzbereich höchstens 24 Monate und längstens bis Ende 2028.
2. Marktkommunikation: Über den API-Webdienst der Marktkommunikation weist er den Messstellenbetreiber an. Als unverzüglich gelten höchstens fünf Minuten nach der Netzzustandsermittlung.
3. aEMT: Der Messstellenbetreiber setzt den Befehl als aktiver externer Marktteilnehmer über den Steuerkanal ab, selbst oder über einen Dienstleister.
4. WAN: Über das WAN erreicht der Befehl das Gateway, gesichert und authentisiert.
5. Smart Meter Gateway: Das Gateway reicht ihn über den CLS-Kanal ins Heimnetz durch. Den Kanal hat der Gateway-Administrator eingerichtet.
6. Steuerbox: Die Steuerbox setzt den Befehl um, per Relais oder über eine digitale Schnittstelle wie EEBUS.
7. Anlage oder EMS: Die Anlage oder das Energiemanagementsystem senkt den Bezug, aber nicht unter die garantierte Mindestleistung.

Vier Rollen, oft ein Unternehmen

Hinter vier Kästen steht oft ein Unternehmen, der örtliche Netzbetreiber. Er ist grundzuständiger Messstellenbetreiber, solange er die Aufgabe nicht abgegeben hat. Die Gateway-Administration erledigt er selbst oder über einen Dienstleister, und als aktiver externer Marktteilnehmer setzt er die Steuerbefehle ab.

Zähler

FACHLICH

Misst die Energie. Für sich allein ist er eine moderne Messeinrichtung: digital, mit Anzeige, ohne Verbindung nach außen. Erst zusammen mit dem Gateway wird daraus ein intelligentes Messsystem.

TECHNISCH

Gibt seine Werte über das lokale Messnetz (LMN) an das Gateway, drahtlos per wireless M-Bus oder kabelgebunden. Tarifanwendungsfälle kennt der Zähler selbst nicht, die laufen im Gateway.

IM BUCH

- Kapitel 2: Geräte und Architektur: was ein intelligentes Messsystem ist
- Kapitel 8: Rollout-Praxis: Zahlen, Aufsicht und was niemand misst

NÄCHSTE FRISTEN

- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle seit Februar 2025
- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der neuen Erzeugungsleistung von Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt

Smart Meter Gateway

FACHLICH

Der Knoten, an dem sich alles entscheidet. Anhand der eingestellten Tarifanwendungsfälle legt das Gateway fest, welche Werte in welchem Raster an wen gehen. Und es öffnet den Kanal, über den Steuerbefehle ins Haus kommen.

TECHNISCH

Drei Netze: LMN zum Zähler, HAN ins Haus (für Anschlussnutzer, Servicetechniker und steuerbare Geräte über CLS), WAN nach außen. Ein Sicherheitsmodul hält die Schlüssel. Zertifiziert gegen das Schutzprofil BSI-CC-PP-0073 und die Technische Richtlinie TR-03109-1.

IM BUCH

- Kapitel 2: Geräte und Architektur: was ein intelligentes Messsystem ist
- Kapitel 3: BSI-Standards, Zertifizierung und Smart-Meter-PKI
- Kapitel 4: Die Tarifanwendungsfälle: TAF 1 bis 16 und die Fassung 2.0
- Kapitel 5: Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

NÄCHSTE FRISTEN

- 1. Januar 2027: BSI TR-03109-1 v2.0: Gateway-Zertifikate nur noch mit MUSS+

- 1. Januar 2028: Smart-Meter-Gateways: Einbau nur noch nach Version 2.0 von Schutzprofil und TR-03109-1

Steuerbox

FACHLICH

Nimmt den Steuerbefehl aus dem Gateway entgegen und gibt ihn an die Anlage weiter. Ob die Box auf Dauer gebraucht wird, ist offen. Das Schutzprofil in Version 2.0 beschreibt schon ein Gateway, das selbst steuert. Für Gateways mit integriertem CLS-Modul nennt ein Hersteller eine Zertifizierung durch das BSI, ein Zertifikat nach dieser Version führt die Produktliste des BSI bis Mitte Oktober 2026 aber nicht (Kapitel 4 und 5).

TECHNISCH

Hängt im Heimnetz am CLS-Kanal des Gateways. Schaltet über Relaiskontakte oder spricht digital mit der Anlage, zum Beispiel per EEBUS.

IM BUCH

- Kapitel 2: Geräte und Architektur: was ein intelligentes Messsystem ist
- Kapitel 5: Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

NÄCHSTE FRISTEN

- 30. November 2026: Steuerbarkeit: Gesamtbericht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 2c EnWG
- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle seit Februar 2025

Anlage oder EMS

FACHLICH

Wärmepumpe, Wallbox, Klimaanlage oder Speicher. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung nach §14a darf sie gedimmt werden, ihr Betreiber zahlt dafür ein reduziertes Netzentgelt (Kapitel 5).

TECHNISCH

Wird direkt angesteuert oder über ein Energiemanagementsystem, das mehrere Geräte im Haus zusammenfasst. Auch gedimmt bleibt eine Mindestleistung garantiert.

IM BUCH

- Kapitel 5: Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

NÄCHSTE FRISTEN

- 30. November 2026: Steuerbarkeit: Gesamtbericht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 2c EnWG
- 31. Dezember 2026: AgNes: Rahmenfestlegung Netzentgelte Strom

WAN

FACHLICH

Verbindet das Gateway mit dem Gateway-Administrator und den berechtigten Marktteilnehmern. Welches Medium trägt, hängt vom Einbauort ab, und im Keller ist das nicht immer Mobilfunk.

TECHNISCH

Jede Verbindung ist TLS-gesichert und mit Zertifikaten aus der Smart-Meter-PKI authentisiert. Das Medium wählt der Messstellenbetreiber: Mobilfunk, 450-MHz-Funk, Powerline oder Festnetz.

IM BUCH

- Kapitel 2: Geräte und Architektur: was ein intelligentes Messsystem ist

NÄCHSTE FRISTEN

- 1. Januar 2027: BSI TR-03109-1 v2.0: Gateway-Zertifikate nur noch mit MUSS+

Gateway-Admin

FACHLICH

Der Gateway-Administrator richtet die Gateways ein, spielt Profile und Firmware auf und schaltet Tarifanwendungsfälle frei. Die Rolle gehört zum Messstellenbetreiber, der sie selbst übernimmt oder an einen Dienstleister vergibt.

TECHNISCH

Administriert über das WAN und richtet auch den CLS-Kanal für Steuerbefehle ein. Er braucht zwei Nachweise: ein ISMS-Zertifikat nach ISO/IEC 27001 oder IT-Grundschutz und ein Audit nach TR-03109-6 (Kapitel 3).

IM BUCH

- Kapitel 3: BSI-Standards, Zertifizierung und Smart-Meter-PKI
- Kapitel 5: Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

NÄCHSTE FRISTEN

- 1. Januar 2027: BSI TR-03109-6 v2.0 für Gateway-Administratoren
- 1. Januar 2027: BSI TR-03109-1 v2.0: Gateway-Zertifikate nur noch mit MUSS+

aEMT

FACHLICH

Der aktive externe Marktteilnehmer spricht über das Gateway mit Geräten im Haus. Für §14a ist das in der Regel der Messstellenbetreiber oder sein Dienstleister, denn bei ihm löst der Netzbetreiber die Steuerung aus, per API-Webdienst der Marktkommunikation (Kapitel 5 und 7).

TECHNISCH

Spricht über den TLS-Proxy des Gateways mit der Steuerbox und braucht dafür ein Zertifikat aus der Smart-Meter-PKI. Den Kanal baut das Gateway auf, angestoßen etwa über den Gateway-Administrator, denn von außen ist es nicht erreichbar.

IM BUCH

- Kapitel 5: Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

NÄCHSTE FRISTEN

- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle seit Februar 2025
- 1. April 2027: § 23c EnWG: Strukturmerkmale des Netzes zum 1. April veröffentlichen

Smart-Meter-PKI

FACHLICH

Sorgt dafür, dass jedes Gateway und jeder Marktteilnehmer weiß, mit wem er spricht. Ohne gültiges Zertifikat kommt keine Verbindung zustande.

TECHNISCH

Die Wurzelzertifikate hält nach §28 MsbG das BSI, die Wurzelinstanz betreibt ein Zertifizierungsdienstanbieter unter seiner Aufsicht. Darunter stellen Sub-CAs Zertifikate für Gateways, Gateway-Administratoren, Gateway-Hersteller und externe Marktteilnehmer aus, beschrieben in TR-03109-4.

IM BUCH

- Kapitel 3: BSI-Standards, Zertifizierung und Smart-Meter-PKI

NÄCHSTE FRISTEN

- 1. April 2027: MaKo-Formatrelease Mitteilung Nr. 58

Messstellenbetreiber

FACHLICH

Verantwortet Einbau, Betrieb und Messung. Grundzuständig ist der örtliche Netzbetreiber, sofern er die Aufgabe nicht übertragen hat, und nur der grundzuständige muss die Rolloutquoten erfüllen. Kunden können einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber beauftragen.

TECHNISCH

Empfängt die Werte aus dem Gateway, plausibilisiert sie, bildet bei Lücken Ersatzwerte und verteilt sie über die Marktkommunikation an Netzbetreiber und Lieferant. Netzzustandsdaten nach TAF 10 übermittelt er dem Netzbetreiber als Viertelstundenwerte einmal täglich, das ist Standardleistung nach §34 MsbG.

IM BUCH

- Kapitel 1: Der Rechtsrahmen: vom GDEW zum geltenden MsbG
- Kapitel 4: Die Tarifanwendungsfälle: TAF 1 bis 16 und die Fassung 2.0
- Kapitel 6: Dynamische Tarife und Netzentgelte im Umbau
- Kapitel 7: Marktkommunikation: wie Messwerte zu Prozessen werden
- Kapitel 8: Rollout-Praxis: Zahlen, Aufsicht und was niemand misst

NÄCHSTE FRISTEN

- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle seit Februar 2025
- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der neuen Erzeugungsleistung von Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt

Marktkommunikation

FACHLICH

Die festgelegten Prozesse, über die Messwerte, Stammdaten und Wechsel zwischen den Marktrollen laufen: Lieferantenwechsel, Bilanzierung, Abrechnung (Kapitel 7). Auch der Steuerauftrag des Netzbetreibers an den Messstellenbetreiber geht hier durch.

TECHNISCH

EDIFACT-Nachrichten wie MSCONS für Messwerte, UTILMD für Stammdaten und UTILTS, die nach BK6–Mitteilung Nr. 58 erhalten bleibt, übertragen per AS4. Dazu API-Webdienste, bisher nur für MaLo-Ident und Steuerbefehle.

IM BUCH

- Kapitel 7: Marktkommunikation: wie Messwerte zu Prozessen werden

NÄCHSTE FRISTEN

- 15. November 2026: Quartalsabfrage der Bundesnetzagentur: Lieferantenwechsel und Sperrungen melden (15. Februar, Mai, August, November)
- 1. April 2027: MaKo-Formatrelease Mitteilung Nr. 58

Netzbetreiber

FACHLICH

Braucht Messwerte für Bilanzierung und Netzentgelte und Netzzustandsdaten, um sein Niederspannungsnetz überhaupt zu sehen. Nach §14a steuert er kurativ, wenn Echtzeit-Messwerte eine akute Gefährdung zeigen; präventiv darf er nur noch übergangsweise steuern, je Netzbereich höchstens 24 Monate und längstens bis Ende 2028 (Kapitel 5).

TECHNISCH

Netzzustandsdaten nach TAF 10 schickt ihm der Messstellenbetreiber einmal täglich als Viertelstundenwerte, das ist Standardleistung. Minütliche Werte gibt es nur als Zusatzleistung, für höchstens ein Viertel der ausgestatteten Anschlüsse (Kapitel 4). Dazu kommen Messungen in der Ortsnetzstation (Kapitel 5). Steuerbefehle löst er beim Messstellenbetreiber aus, per API-Webdienst; von dort laufen sie über den aEMT und den CLS-Kanal.

IM BUCH

- Kapitel 4: Die Tarifanwendungsfälle: TAF 1 bis 16 und die Fassung 2.0
- Kapitel 5: Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG
- Kapitel 6: Dynamische Tarife und Netzentgelte im Umbau
- Kapitel 7: Marktkommunikation: wie Messwerte zu Prozessen werden

NÄCHSTE FRISTEN

- 30. November 2026: Steuerbarkeit: Gesamtbericht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 2c EnWG
- 31. Dezember 2026: AgNes: Rahmenfestlegung Netzentgelte Strom

Lieferant

FACHLICH

Rechnet mit dem Kunden ab. Für einen dynamischen Tarif braucht er Viertelstundenwerte aus einem intelligenten Messsystem, in der Regel den Zählerstandsgang nach TAF 7 (Kapitel 6).

TECHNISCH

Bekommt die Werte vom Messstellenbetreiber als MSCONS über die Marktkommunikation und rechnet sie gegen den Tarif ab, beim dynamischen Tarif Viertelstunde für Viertelstunde.

IM BUCH

- Kapitel 4: Die Tarifanwendungsfälle: TAF 1 bis 16 und die Fassung 2.0
- Kapitel 6: Dynamische Tarife und Netzentgelte im Umbau
- Kapitel 7: Marktkommunikation: wie Messwerte zu Prozessen werden

NÄCHSTE FRISTEN

- 15. November 2026: Quartalsabfrage der Bundesnetzagentur: Lieferantenwechsel und Sperrungen melden (15. Februar, Mai, August, November)
- 20. November 2026: Preisänderung zum 1. Januar 2027: Bekanntgabefrist in der Grundversorgung

BSI

FACHLICH

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik schreibt vor, wie Gateway, Administration und PKI abgesichert sein müssen, und zertifiziert die Geräte.

TECHNISCH

Technische Richtlinie TR-03109 mit ihren Teilen, Schutzprofil BSI-CC-PP-0073, Aufsicht über die Wurzelinstanz der Smart-Meter-PKI (Kapitel 3).

IM BUCH

- Kapitel 3: BSI-Standards, Zertifizierung und Smart-Meter-PKI

NÄCHSTE FRISTEN

- 1. Januar 2027: BSI TR-03109-6 v2.0 für Gateway-Administratoren
- 1. Januar 2027: BSI TR-03109-1 v2.0: Gateway-Zertifikate nur noch mit MUSS+

Bundesnetzagentur

FACHLICH

Legt die Marktprozesse und die Regeln für §14a fest (Kapitel 5 und 7) und beaufsichtigt den Rollout (Kapitel 1 und 8).

TECHNISCH

Festlegungen der Beschlusskammer 6, darunter GPKE, WiM, MaBiS und BK6-22-300 zur Steuerung nach §14a, dazu BK8-22/010-A der Beschlusskammer 8 zu den Netzentgelten nach §14a, und Aufsichtsverfahren nach §76 MsbG.

IM BUCH

- Kapitel 1: Der Rechtsrahmen: vom GDEW zum geltenden MsbG
- Kapitel 8: Rollout-Praxis: Zahlen, Aufsicht und was niemand misst

NÄCHSTE FRISTEN

- 15. November 2026: Quartalsabfrage der Bundesnetzagentur: Lieferantenwechsel und Sperrungen melden (15. Februar, Mai, August, November)
- 31. Dezember 2026: Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle seit Februar 2025

ANHANG

Offene Punkte und Negativbefunde

Was dieses Buch nicht klären konnte: Daten, die niemand erhebt, Widersprüche zwischen Quellen und Begriffe, die kursieren, aber nicht belegt sind.

Stand: 19.10.2026

Beim Schreiben der acht Kapitel blieben Fragen offen, für die sich keine Antwort finden ließ, entweder weil niemand die nötigen Daten erhebt oder weil sich zwei Quellen widersprechen, manchmal sogar zwei Veröffentlichungen derselben Behörde. Dazu kommen Begriffe, die in Präsentationen und Lastenheften auftauchen, für die sich aber keine Quelle findet. Dieser Anhang sammelt sie mit Stand 15. Oktober 2026; ausführlicher stehen sie jeweils im genannten Kapitel.

Daten, die niemand erhebt

NEGATIVBEFUND

Welche Funktionen im Feld laufen

Die Bundesnetzagentur zählt eingebaute intelligente Messsysteme, keine Funktionen[1]. Ihr Erhebungsbogen fragt nicht ab, welche Tarifanwendungsfälle die Gateways aktiviert haben. Pflichtfälle mit Steuerungseinrichtung erfasst er, eine Zahl dazu veröffentlicht die Behörde aber nicht[2]. Wie viele Gateways Netzzustandsdaten nach TAF 10 oder hochfrequente Werte nach TAF 14 tatsächlich liefern, veröffentlicht keine Stelle (Kapitel 4 und 8).

Bis 2021 erschien jedes Jahr das „Barometer Digitalisierung der Energiewende“, ein Fortschrittsmonitoring mit Punktwert. Die letzte Ausgabe vom 3. Juni 2021[3] betraf das Jahr 2020 und stand bei 44 von 100 Punkten[4], eine neuere gibt es nicht. An seine Stelle trat der Digitalisierungsbericht nach § 48 MsbG, dessen erste Fassung im Juli 2024 erschien[5]. Ein Punktesystem hat er nicht, und das Gesetz verlangt ihn nur spätestens alle vier Jahre, den nächsten also bis Mitte 2028[6]. Wer 2026 den Fortschritt messen will, hat deshalb Einzelstatistiken, aber keine laufende Gesamtbetrachtung.

Bei den dynamischen Stromtarifen sieht es nicht besser aus. Der Monitoringbericht zählt für 2024 zwar 412 Lieferanten, die einen solchen Tarif anbieten[7], aber wie viele Haushalte ihn nutzen, steht nirgends, und der Monitoringbericht 2026 war Anfang November noch nicht erschienen (Kapitel 6).

NEGATIVBEFUND

Kein festgesetztes Zwangsgeld

Seit März 2026 hat die Bundesnetzagentur gegen 434 Unternehmen Aufsichtsverfahren wegen verfehlter Rolloutquoten eröffnet und 150 davon wieder eingestellt[8]. Angedroht hat sie Zwangsgelder zwischen 5.000 und 500.000 Euro, festgesetzt bis zum 11. September 2026 noch keines, so die Bundesregierung[9]. Auch bis Anfang November ist keine Festsetzung öffentlich dokumentiert. Bei den Netzentgelten nach § 14a ist es dasselbe: Die Vollstreckungsliste der Beschlusskammer 8 führt mit Stand 13. Oktober 2026 vier Verfahren gegen Verteilnetzbetreiber, alle im Stadium der Androhung[10] (Kapitel 5 und 8).

Wo sich Quellen widersprechen

WIDERSPRUCH ZWISCHEN QUELLEN

UTILTS: erst Ersatz konsultiert, dann erhalten

Am 31. Juli 2026 stellten die Beschlusskammern 6 und 7 mit Mitteilung Nr. 57 einen Entwurf zur Konsultation: „Die UTILTS wird vollständig durch API-Webdienste ersetzt.“[11] Am 1. Oktober 2026 nahm Mitteilung Nr. 58 das zurück: „Die UTILTS bleibt damit erhalten.“[12] Es gilt die neuere Mitteilung, aber Präsentationen und Projektpläne aus dem August und September 2026 tragen oft noch den alten Stand (Kapitel 7).

Für den 31. Dezember 2025 kursieren zwei Rolloutzahlen. Die erste Meldung der Bundesnetzagentur lautete 3.094.346 intelligente Messsysteme oder 5,5 Prozent aller Messlokationen. Am 21. September 2026 korrigierte die Behörde auf 2.406.454 Systeme und 4,4 Prozent, weil die Gesamtzahlen Mehrfachzählungen enthielten[8,1]; Fachbeiträge vom Frühjahr 2026 tragen noch die erste Zahl[13].

Beim Katalog der Tarifanwendungsfälle hält sich ebenfalls ein alter Stand. Die vollständige Liste TAF 1 bis 14 gilt seit der Fassung 1.1 der Richtlinie vom September 2021 nicht mehr, darin stehen nur noch TAF 1, 2, 6, 7, 9, 10 und 14[14]. Die Fassung 2.0 vom 13. Dezember 2024 definiert zusätzlich einen TAF 15 und vergibt die Nummer 8 neu[15], und auch der BSI-Hinweis zu TAF 5 und 16 vom September 2025 führt TAF 15[16]. Wer „TAF 1 bis 14“ liest, liest also einen Stand von vor 2021 (Kapitel 4).

Ein kleinerer Fall betrifft das Fehlerverzeichnis zur Richtlinie für TAF 14: Das Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen nennt den 12. Dezember 2019[17], die Downloadseite des BSI den 16.[18], weshalb das Buch nur vom Dezember 2019 spricht.

UNSICHER BELEGT

Die Zahl 77

In Berichten über die Rolloutaufsicht taucht immer wieder die Zahl 77 auf. Im März 2026 eröffnete die Bundesnetzagentur 77 Verfahren gegen Messstellenbetreiber, die nach ihren Zahlen noch nicht mit dem Rollout begonnen hatten[19]. Im September 2026 waren es insgesamt 434 Verfahren, und bei 77 dieser Unternehmen lag die Quote bei null[8]. Die Tabelle der Behörde zum 31. Dezember 2025 führt genau 77 Unternehmen mit 0 Prozent[20], gemeint ist also wohl jedes Mal dieselbe Gruppe. „77 Verfahren“ als Gesamtzahl ist falsch, und „77 Betreiber ohne ein einziges Gerät“ geht über die Tabelle hinaus (Kapitel 8).

Begriffe ohne Beleg

Begriff	Was sich findet
BK6-24-242	Als Aktenzeichen einer § 14a-Festlegung nicht auffindbar. Für die Steuerung gilt BK6-22-300[21].
CEEDS als EU-Rechtsrahmen	In der Digitalisierungs-Roadmap der Kommission, COM(2026) 501, kommen weder „CEEDS“ noch „Common European Energy Data Space“ vor. Der Text spricht von einem Rahmen für vereinfachten grenzüberschreitenden Energiedatenaustausch[22].

Was noch nicht entschieden ist

Über die neue Netzentgeltsystematik AgNes entscheidet die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur. Den Entwurf hat sie am 6. August 2026 vorgelegt, gelten soll die Systematik ab 2029[23]. Beschlossen ist bis Anfang November nichts, entscheiden will die Kammer noch 2026[24]. Modul 3 nach § 14a lässt der Entwurf unberührt; was aus Modul 1 und 2 wird, regelt er nicht ausdrücklich (Kapitel 6).

Offen ist auch, ob das Gateway die Steuerbox ersetzen darf. Angelegt ist das seit Jahren: Das Stufenmodell des BSI beschreibt in seiner Version 2.1 vom November 2021 für eine dritte Entwicklungsstufe eine Steuereinheit, die auch direkt in ein Gateway integriert sein kann[25]. Fortgeschrieben hat das BSI das Modell seitdem nicht, die Seite dazu ist als Archiv gekennzeichnet[26]. Im Feld laufen schon Gateways mit integriertem CLS-Modul, nach Herstellerangaben vom BSI zertifiziert[27]. Ein Zertifikat nach Version 2.0 des Schutzprofils, in der die Steuerung im Gateway beschrieben ist, führt die Produktliste des BSI bis Anfang November 2026 aber nicht[28] (Kapitel 4 und 5).

Auch beim Rollout selbst ist mehr angekündigt als beschlossen. Die Koalition will die Ziele nachschärfen, auf über 90 Prozent der relevanten Messstellen bis Ende 2030, und für Kunden außerhalb der Pflichtfälle ein „Smart Meter Light“ einführen[29]. Ein Verordnungsentwurf der Europäischen Kommission sieht vor, dass bis Ende 2030

mindestens 50 Prozent und bis Ende 2033 75 Prozent aller Endkunden ein intelligentes Messsystem haben, mit einem Jahr mehr für Staaten, die beim Inkrafttreten unter 30 Prozent liegen[30]. Geltendes Recht ist davon bis Anfang November 2026 nichts (Kapitel 8).

Auf EU-Ebene ist der Netzkodex zur Laststeuerung (Demand Response) nicht angenommen: ACER hat ihn am 7. März 2025 empfohlen[31], die Kommission führt ihn weiter als in Entwicklung[32]. Für deutsche Netzbetreiber folgt daraus derzeit keine Pflicht (Kapitel 1).

Quellen

1. Bundesnetzagentur: Rollout intelligenter Messsysteme, Statistik mit Stand 30.06.2026 und korrigierten Werten zum 31.12.2025. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
2. Bundesnetzagentur: Erhebungsbogen Messstellenbetrieb 1. Halbjahr 2026, Tabellenblätter Fragebogen gMSB und Hinweise und Erläuterungen. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
3. Clearingstelle EEG|KWKG: Nachweis der Studie Barometer Digitalisierung der Energiewende 2020 mit Datum 03.06.2021. clearingstelle-eeg-kwkg.de, abgerufen am 14.10.2026.
4. EY im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie: Barometer Digitalisierung der Energiewende, Berichtsjahr 2020, S. 5. bundeswirtschaftsministerium.de, abgerufen am 14.10.2026. Studie.
5. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Digitalisierungsbericht nach § 48 MsbG. bundeswirtschaftsministerium.de, abgerufen am 14.10.2026.
6. § 48 Messstellenbetriebsgesetz, Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Absatz 1. gesetze-im-internet.de, abgerufen am 15.10.2026.
7. Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: Monitoringbericht Energie 2025. data.bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
8. Bundesnetzagentur: Pressemitteilung zum Rollout intelligenter Messsysteme vom 21.09.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
9. Deutscher Bundestag: Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage zu Zwangsmaßnahmen beim Smart-Meter-Rollout, Drucksache 21/7996 vom 11.09.2026, Antworten zu den Fragen 5 und 6. dserver.bundestag.de, abgerufen am 15.10.2026.
10. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 8: Veröffentlichung von Verwaltungsvollstreckungsmaßnahmen zur Durchsetzung der nach der Festlegung BK8-22/010-A geltenden Verpflichtungen, Stand 13.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 03.11.2026.
11. Bundesnetzagentur, Beschlusskammern 6 und 7: Mitteilung Nr. 57 zu den Datenformaten vom 31.07.2026, Konsultation für den Umsetzungstermin 01.04.2027. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
12. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Mitteilung Nr. 58 zu den Datenformaten vom 01.10.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
13. energiezukunft: Aktuelle Zahlen zum Smart-Meter-Rollout, 07.04.2026, mit dem unkorrigierten Datenstand zum 31.12.2025. energiezukunft.eu, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse.
14. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 1.1 vom 17.09.2021, Tabelle 4.1 und Changelog zu Kapitel 4. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
15. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI TR-03109-1, Version 2.0 vom 13.12.2024, Tabellen 3.2 und 3.11. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
16. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Ereignisbasierte Tarifanwendungsfälle TAF5 und TAF16, Implementierungshinweis vom 16.09.2025. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
17. Oberverwaltungsgericht Nordrhein-Westfalen, Beschluss vom 4. März 2021, Az. 21 B 1162/20, Randnummer 8. nrwe.justiz.nrw.de, abgerufen am 14.10.2026.
18. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: TR-03109-1, Errata zu TAF 14, Downloadseite mit Datum 16.12.2019. bsi.bund.de, abgerufen am 14.10.2026.
19. Bundesnetzagentur: Pressemitteilung zu Aufsichtsverfahren im Messwesen vom 27.03.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.

20. Bundesnetzagentur: Roll-out-Quoten iMSys Q4 2025, Tabelle je grundzuständigem Messstellenbetreiber, Stichtag 31.12.2025. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026. Die Datei ist auf der Rollout-Seite nicht mehr verlinkt; die Zahl der Nullquoten ist eine Eigenauswertung.
21. Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6: Steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG, Verfahren BK6-22-300. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
22. Europäische Kommission: Strategic Roadmap for Digitalisation and AI in the Energy Sector, COM(2026) 501, Ratsdokument ST 10101/2026 INIT. data.consilium.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.
23. Bundesnetzagentur: Pressemitteilung zum Festlegungsentwurf der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom vom 06.08.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 14.10.2026.
24. Bundesnetzagentur, Große Beschlusskammer Energie: Festlegungsverfahren AgNes, GBK-25-01-1#3, Verfahrensseite, Stand 21.09.2026. bundesnetzagentur.de, abgerufen am 03.11.2026.
25. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Teil 3 Rahmenbedingungen für die Weiterentwicklung der BSI-Spezifikationen, Version 2.1 vom 11.11.2021, Abschnitte 2.2, 3.3 und 5.1. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
26. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Roadmap-Prozess mit den Teilen des Stufenmodells, als Archiv gekennzeichnet, Inhalte zuletzt aktualisiert bis 20.05.2022. bsi.bund.de, abgerufen am 15.10.2026.
27. Zeitung für kommunale Wirtschaft: Digitalisierungs-Ticker, zwei Meldungen vom 01.07.2026 zu Gateways mit integriertem CLS-Modul und zur Steuerung direkt aus dem Gateway. zfk.de, abgerufen am 14.10.2026. Fachpresse, Unternehmensangaben.
28. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Zertifizierte Produkte nach § 24 MsbG, Smart Meter Gateway. bsi.bund.de, abgerufen am 03.11.2026.
29. CDU, CSU und SPD: Ein Programm für Aufschwung und Beschäftigung, Ergebnis des Koalitionsausschusses vom 02.07.2026, S. 7. bundesregierung.de, abgerufen am 14.10.2026. Politische Absichtserklärung.
30. Europäische Kommission: Verordnungsvorschlag zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/943 für zukunftssichere Stromrechnungen in der Union (Senkung der Systemkosten, Förderung von Elektrifizierung und Digitalisierung), COM(2026) 600 final vom 17.07.2026, Artikel 18b; Unterrichtung des Bundesrates, Drucksache 501/26 vom 01.09.2026, S. 40. dserver.bundestag.de, abgerufen am 14.10.2026. Entwurf im Verfahren 2026/0203(COD), kein geltendes Recht.
31. ACER: Recommendation No 01/2025 on the Network Code on Demand Response vom 07.03.2025. acer.europa.eu, abgerufen am 14.10.2026.
32. Europäische Kommission: Electricity network codes and guidelines, Abschnitt zum Network Code on Demand Response. energy.ec.europa.eu, abgerufen am 15.10.2026.

ANHANG

Begriffe und Abkürzungen

Die Begriffe aus dem Glossar von innobu.com, die in diesem Buch vorkommen, je mit dem ersten Satz der Erklärung. Die ganze Erklärung und die Artikel dazu stehen online unter innobu.com/de/glossar.html.

AgNes (Netzentgeltreform)
AgNes (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom) ist das Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur für eine neue Netzentgeltsystematik, die die StromNEV ab 2029 ablöst.

API
Eine Programmierschnittstelle, über die Softwaresysteme strukturiert Daten und Funktionen austauschen.

AS4
AS4 ist der Transportweg für Nachrichten der Marktkommunikation, ein Standard auf Basis von ebMS3 und Webservices mit Signatur und Verschlüsselung.

Bilanzkreis
Ein Bilanzkreis ist ein virtuelles Energiekonto, in dem Einspeisungen und Entnahmen eines Marktteilnehmers je Viertelstunde gegeneinander gerechnet werden.

BSI
Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik ist die deutsche Cybersicherheitsbehörde.

Bundesnetzagentur (BNetzA)
Die Bundesnetzagentur in Bonn reguliert unter anderem die Strom- und Gasnetze.

CLS-Management
CLS-Management bündelt die Prozesse, mit denen ein aktiver externer Marktteilnehmer über den CLS-Kanal (Controllable Local Systems) des Smart-Meter-Gateways Steuerbefehle an Steuerboxen, Wärmepumpen, Wallboxen und Speicher sendet.

Direktvermarktung
In der Direktvermarktung verkauft ein Direktvermarkter den Strom einer EEG-Anlage an der Börse, der Anlagenbetreiber erhält zusätzlich die Marktprämie.

DSGVO
Die Datenschutz-Grundverordnung der EU regelt seit 2018 die Verarbeitung personenbezogener Daten.

Dynamischer Stromtarif
Ein dynamischer Stromtarif gibt den Börsenstrompreis an den Kunden weiter, der Arbeitspreis ändert sich also im Takt des Day-Ahead-Markts.

EDIFACT
EDIFACT ist das Nachrichtenformat, in dem die deutsche Marktkommunikation seit Jahren läuft.

EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
Das Erneuerbare-Energien-Gesetz fördert seit 2000 Strom aus Sonne, Wind, Biomasse und Wasser, über eine feste Einspeisevergütung oder die Marktprämie in der Direktvermarktung.

Energiedatenraum (CEEDS, energy data-X)
Ein Energiedatenraum ist eine föderierte Infrastruktur nach Gaia-X-Prinzipien, in der Marktakteure Energiedaten souverän teilen, ohne sie zentral abzugeben.

Energiemanagementsystem (HEMS)
Ein Home Energy Management System steuert Wärmepumpe, Wallbox, Speicher und PV-Anlage in einem Gebäude und empfängt über EEBUS und den CLS-Kanal des Smart-Meter-Gateways Vorgaben des Netzbetreibers nach § 14a EnWG.

Energy Sharing
Energy Sharing nach § 42c EnWG erlaubt Energiegemeinschaften, lokal erzeugten Strom innerhalb eines Netzgebiets gemeinschaftlich zu nutzen und zu verrechnen.

EnWG (Energiewirtschaftsgesetz)
Das Energiewirtschaftsgesetz ist das Grundgesetz der leitungsgebundenen Strom- und Gasversorgung in Deutschland.

Gateway-Administrator (GWA)
Der Smart-Meter-Gateway-Administrator betreibt und verwaltet die Smart-Meter-Gateways im Auftrag des Messstellenbetreibers: Konfiguration, Zertifikate, Firmware, Tarifanwendungsfälle und die sichere Kommunikation nach BSI TR-03109.

GPKE
Die GPKE (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität) ist die Festlegung der Bundesnetzagentur für Lieferbeginn, Lieferende, Stammdatenänderungen und Netznutzungsabrechnung im Strom.

Grundzuständiger und wettbewerblicher Messstellenbetreiber (gMSB, wMSB)
Der grundzuständige Messstellenbetreiber ist in der Regel der Verteilnetzbetreiber und trägt die Rollout-Pflichten nach MsbG mit den Quoten 20, 50 und 95 Prozent bis 2025, 2028 und 2030.

Intelligentes Messsystem (iMSys)
Ein intelligentes Messsystem besteht aus einer modernen Messeinrichtung (mME), also einem digitalen Zähler, und einem Smart Meter Gateway, das die Messwerte sicher überträgt.

Kundenanlage
Eine Kundenanlage ist eine Energieanlage hinter dem Netzanschluss, die mehrere Letztverbraucher versorgt, ohne als Netz reguliert zu werden, etwa in Mehrfamilienhäusern oder Gewerbeparks.

MaBiS-Hub
Der MaBiS-Hub ist die von der Bundesnetzagentur festgelegte zentrale Plattform für die Bilanzkreisabrechnung Strom, die die heute dezentrale Aggregation bei den Verteilnetzbetreibern ablöst.

Marktkommunikation (MaKo)
Marktkommunikation ist der standardisierte elektronische Datenaustausch zwischen den Marktrollen der Energiewirtschaft, etwa Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber, für Prozesse wie Lieferantenwechsel, Bilanzierung und Messwertübermittlung.

Marktlokation und Messlokation (MaLo, MeLo)
Die Marktlokation ist der Ort, an dem Energie verbraucht oder erzeugt und abgerechnet wird; sie trägt eine elfstellige MaLo-ID.

Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)
Das Messstellenbetriebsgesetz regelt seit 2016, wer Zähler einbaut und betreibt, was das kosten darf und wie schnell der Rollout intelligenter Messsysteme laufen muss.

MiSpeL
MiSpeL steht für die Festlegung der Bundesnetzagentur zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten.

Netzentgelte
Netzentgelte bezahlen die Nutzung des Strom- oder Gasnetzes.

Netzorientierte Steuerung
Netzorientierte Steuerung ist die ab 2029 verbindliche Form der Steuerung nach § 14a EnWG: Der Verteilnetzbetreiber greift nur bei einem tatsächlich gemessenen Engpass ein, auf Basis von Netzzustandsdaten aus der Niederspannung.

Netzzustandsermittlung
Netzzustandsermittlung bezeichnet die Berechnung des aktuellen Zustands eines Niederspannungsnetzes, also Spannungen, Ströme und Auslastung, aus Messwerten weniger Messpunkte plus Netzmodell.

PPA (Power Purchase Agreement)
Ein PPA ist ein langfristiger Stromliefervertrag direkt zwischen einem Erzeuger und einem Abnehmer, oft über zehn Jahre und mehr.

Smart Meter Gateway
Die zentrale Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems (iMSys), die den sicheren Datenaustausch zwischen Stromzählern, Marktakteuren und Netzbetreibern ermöglicht.

Solarspitzengesetz
Das Solarspitzengesetz gilt seit dem 25.

Steuerbare Verbrauchseinrichtung (SteuVE)
Steuerbare Verbrauchseinrichtungen sind nach § 14a EnWG Wärmepumpen, private Wallboxen, Klimaanlagen und Batteriespeicher mit mehr als 4,2 kW Leistung, die seit dem 1.

Steuerbox
Die Steuerbox ist das BSI-zertifizierte Gerät, das über das Smart-Meter-Gateway Steuerbefehle empfängt und an steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder Einspeiseanlagen weitergibt, etwa das Dimmen einer Wärmepumpe auf 4,2 kW nach § 14a EnWG oder die Begrenzung einer PV-Anlage nach dem Solarspitzengesetz.

Tarifanwendungsfall (TAF)
Tarifanwendungsfälle sind die in der BSI TR-03109-1 beschriebenen Funktionen eines Smart-Meter-Gateways, die festlegen, welche Messwerte in welcher Auflösung an wen übermittelt werden, etwa TAF 7 für Zählerstandsgänge in Viertelstundenwerten für dynamische Tarife und Bilanzierung oder TAF 6 für Ablesungen im Bedarfsfall.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
Die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW betreiben das Höchstspannungsnetz und verantworten je eine Regelzone.

Verteilnetzbetreiber (VNB)
Ein Verteilnetzbetreiber betreibt das Strom- oder Gasnetz in Mittel- und Niederspannung beziehungsweise auf den unteren Druckstufen, also das Netz bis zum Hausanschluss.

WiM (Wechselprozesse im Messwesen)
Die WiM regeln, wie Messstellenbetreiber wechseln, Geräte übernommen und Messwerte an Netzbetreiber und Lieferanten übermittelt werden.

§ 14a EnWG
Paragraph 14a des Energiewirtschaftsgesetzes regelt die netzorientierte Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher.

ANHANG

Fristenkalender

Die Fristen zu den Themen dieses Buchs ab dem 3.11.2026, aus dem Fristenkalender von innobu.com mit Datenstand 1.11.2026. Es sind die Fristen, die Kapitel und Modell nennen. Den ganzen Kalender liest die Online-Fassung jede Nacht neu ein.

Datum	Frist	Betroffen	Status
15.11.2026	**Quartalsabfrage der Bundesnetzagentur: Lieferantenwechsel und Sperrungen melden (15. Februar, Mai, August, November)** Verteilernetzbetreiber Strom und Gas übermitteln der Bundesnetzagentur über MonEDa monatsscharfe Daten zu Lieferantenwechseln und Sperrungen, je Quartal spätestens bis zum 15. des zweiten Folgemonats; für das dritte Quartal 2026 also bis 15. November 2026, danach 15. Februar, 15. Mai und 15. August. Der Erhebungsbogen wird fortlaufend befüllt, Werte früherer Quartale bleiben stehen. Bei Versäumnis: Die Seite nennt keine eigene Rechtsfolge. Zur Durchführung des Monitorings gelten nach § 35 Abs. 2 EnWG die Befugnisse nach § 69: Die Bundesnetzagentur kann die Auskunft durch Beschluss verlangen (§ 69 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 7) und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen; wer einer vollziehbaren Anordnung nach § 69 Abs. 7 Satz 1 zuwiderhandelt, handelt nach § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG ordnungswidrig (Geldbuße bis zu 100.000 Euro, § 95 Abs. 2 Nr. 5).	Netzbetreiber Strom, Netzbetreiber Gas	fest
20.11.2026	**Preisänderung zum 1. Januar 2027: Bekanntgabefrist in der Grundversorgung** Grundversorger, die ihre Allgemeinen Preise zum 1. Januar 2027 ändern, müssen dies spätestens sechs Wochen vorher öffentlich bekanntgeben, brieflich mitteilen und im Internet veröffentlichen. Für Haushaltskunden mit Sonderverträgen gilt nach § 41 Abs. 5 EnWG eine Frist von einem Monat. Bei Versäumnis: Eine Änderung der Allgemeinen Preise wird nach § 5 Abs. 2 StromGVV und GasGVV erst wirksam, wenn sie mindestens sechs Wochen vorher öffentlich bekanntgegeben wurde; bei späterer Bekanntgabe gilt der neue Preis nicht ab dem 01.01.2027. Für Sonderverträge mit Haushaltskunden verlangt § 41 Abs. 5 EnWG einen Monat Vorlauf, eine ausdrückliche Rechtsfolge nennt die Norm nicht. Verstöße gegen § 41 Abs. 5 EnWG greift die Bundesnetzagentur nach § 65 EnWG auf: Gegen einen Stromlieferanten, der Letztverbraucher nicht einfach und verständlich unterrichtet hatte (§ 41 Abs. 5 Satz 1 und 3, nicht die Monatsfrist), ordnete sie am 29.08.2025 an, Preisanpassungen zurückzunehmen (Az. 522–4.07.01/8#1), und setzte Zwangsgelder von 100.000 Euro (31.03.2026) und 175.000 Euro (31.07.2026) fest; die Entscheidungen sind nicht bestandskräftig.	Lieferant	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
30.11.2026	**Steuerbarkeit: Gesamtbericht der Übertragungsnetzbetreiber nach § 12 Abs. 2c EnWG** Die Übertragungsnetzbetreiber legen der Bundesnetzagentur und dem Bundeswirtschaftsministerium bis zum 30. November den Gesamtbericht zu den Steuerbarkeitstests der Netzbetreiber und zum Ausstattungsstand der grundzuständigen Messstellenbetreiber vor. Nach den Leitlinien der Übertragungsnetzbetreiber müssen die plausibilisierten Ergebnisse bis 31. Oktober bei ihnen vorliegen; die Tests und Meldungen laufen bis 30. September. Bei Versäumnis: Erfüllt ein grundzuständiger Messstellenbetreiber seine Prüf- oder Mitwirkungspflicht nicht und lässt sich deshalb nicht feststellen, ob die Ausstattungspflichten um mindestens 25 Prozent unterschritten sind und dies die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Regelzone wesentlich gefährden könnte, kann die Bundesnetzagentur ihm nach § 12 Abs. 2g Nr. 2 EnWG die Grundzuständigkeit entziehen. Gegenüber Netzbetreibern kann sie Pflichten nach § 65 EnWG anordnen.	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2026	**AgNes: Rahmenfestlegung Netzentgelte Strom** Nach dem Entwurf vom 6. August 2026 bleibt es in der Niederspannung bis 100.000 kWh bei Grund- und Arbeitspreis; wer hinter dem Anschluss selbst erzeugt, zahlt einen Prosumer-Aufschlag von 70 bis 90 Prozent des Grundpreises, Steckersolargeräte ausgenommen. Darüber und oberhalb der Niederspannung gilt ein Kapazitätspreis, Erzeugungsanlagen über 30 kW zahlen ein Einspeiseentgelt, Bestandsanlagen und Anlagen mit Investitionsentscheidung vor der Bekanntgabe und Inbetriebnahme bis 04.08.2029 erst 20 Jahre nach Inbetriebnahme. Dynamische Netzentgelte sieht der Entwurf nur für Speicher (frühestens 2030, spätestens 2033) und Erzeugung (2032 bis 2035) vor, für Letztverbraucher zunächst nicht. Folgefestlegungen 2027, Wirkung ab 2029. Bei Versäumnis: Den Termin hält die Bundesnetzagentur. Mit der Bekanntgabe, nach dem Entwurf am 01.01.2027 (Tenorziffer 20), laufen aber Stichtage an, etwa der Bestandsschutz für Speicher und Erzeugungsanlagen mit Investitionsentscheidung vor der Bekanntgabe, nachzuweisen beim Netzbetreiber bis 31.03.2027.	Netzbetreiber Strom, Lieferant	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
31.12.2026	**Heizkostenverordnung: Fernablesung nachrüsten** Gebäudeeigentümer rüsten nicht fernablesbare Wärme- und Warmwasserzähler und Heizkostenverteiler, die bis zum 1. Dezember 2021 oder danach als Ersatz oder Ergänzung in einem nicht fernablesbaren Gesamtsystem installiert wurden (§ 5 Abs. 2 Satz 4 HeizkostenV), bis Ende 2026 nach oder tauschen sie aus (§ 5 Abs. 3 HeizkostenV). Dieselbe Pflicht trifft den Wärmelieferer, der unmittelbar mit den Nutzern nach Anteilen am Gesamtverbrauch abrechnet (§ 1 Abs. 3 HeizkostenV). Bei Versäumnis: Fehlt entgegen § 5 Abs. 3 HeizkostenV die fernablesbare Ausstattung, dürfen Nutzer ihren Kostenanteil nach § 12 Abs. 1 Satz 2 HeizkostenV um 3 Prozent kürzen. Die §§ 4 bis 11 HeizkostenV sind Verbraucherschutzgesetze nach § 2 Abs. 2 Nr. 40 UKlaG; Verbände können Verstöße auf Unterlassung verfolgen.	Wärmenetzbetreiber, Unternehmen gesamt, mehrere Rollen	fest
31.12.2026	**Personenbezogene Messwerte löschen oder anonymisieren (MsbG-Höchstfristen)** Messstellenbetreiber müssen personenbezogene Messwerte spätestens drei Jahre nach Ende des Erhebungsjahres löschen oder anonymisieren, Werte aus 2023 also bis Ende 2026 (§ 60 Abs. 6 MsbG). Netzbetreiber halten Messwerte für Netzbetrieb, Netzplanung und Prognosen sowie für die Konzessionsabgabe höchstens ein Jahr nach Ende des Erhebungsjahres (§ 66 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1), Lieferanten Messwerte für die Energiemengenprognose ebenso (§ 69 Abs. 3 Satz 2 Nr. 1); für 2025 erhobene Werte endet diese Frist mit Ablauf des 31. Dezember 2026. Für die übrigen Zwecke gelten drei Jahre, soweit keine Festlegung der Bundesnetzagentur etwas anderes bestimmt. Bei Versäumnis: Das MsbG nennt keinen Bußgeldtatbestand. Die Bundesnetzagentur kann Maßnahmen nach § 76 MsbG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG).	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber, Lieferant	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
31.12.2026	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle seit Februar 2025** Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen bei Letztverbrauchern in den Fällen des § 30 Abs. 1 Nr. 2 bis 5 und Abs. 2 MsbG, also mit einem Jahresverbrauch über 6.000 bis 100.000 kWh, mit einer Vereinbarung nach § 14a EnWG oder mit Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt, bis Ende 2026 mindestens 90 Prozent der seit dem 25. Februar 2025 neu auszustattenden Messstellen ausgestattet haben (§ 45 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 Buchst. b MsbG). Für Letztverbraucher über 100.000 kWh beginnt die Quote erst 2028 (Nr. 3). Die Bundesnetzagentur erhebt den Stand nach eigener Pressemitteilung halbjährlich; ihre Aufsichtsverfahren seit März 2026 betreffen die 20-Prozent-Quote zum Ende 2025 (Nr. 4 Buchst. a). Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2026	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der neuen Erzeugungsleistung von Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt** Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen bis Ende 2026 mindestens 90 Prozent der Leistung von Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt ausgestattet haben, die zwischen dem 25. Februar 2025 und dem 30. September 2026 neu in Betrieb gegangen ist. Gemessen wird installierte Leistung, nicht die Zahl der Messstellen. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Unterschreitet die Ausstattung nach § 29 Abs. 1 Nr. 2 MsbG (intelligente Messsysteme mit Steuerungseinrichtung) die Quoten um mindestens 25 Prozent und könnte das wesentlich zu einer Gefährdung der Systemsicherheit beitragen, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2027	**Anpassung der Erlösobergrenze und der Netzentgelte melden (§ 28 ARegV)** Netzbetreiber teilen der Regulierungsbehörde jeweils zum 1. Januar die Anpassung der Erlösobergrenze nach § 4 Abs. 3 ARegV mit den zugrunde liegenden Änderungen der Kostenanteile sowie die Anpassung der Netzentgelte mit (§ 28 Satz 1 Nr. 1 und 4 ARegV); wer Investitionsmaßnahmen nach § 23 hat, meldet zum selben Tag deren Stand (Nr. 6). Der Termin fällt 2027 auf Neujahr. Bei Versäumnis: § 28 ARegV nennt keinen eigenen Bußgeldtatbestand. Die Regulierungsbehörde kann die Mitteilung nach § 65 Abs. 2 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Netzbetreiber Gas	fest
1.1.2027	**Auffangmessstellenbetreiber: Veröffentlichung für 2027** Die Bundesnetzagentur veröffentlicht zu Beginn des Kalenderjahres Namen, Anschrift und Internetseite des nach § 11 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 MsbG zuständigen Auffangmessstellenbetreibers, also des Messstellenbetreibers mit den bundesweit meisten intelligenten Messsystemen, sowie der Messstellenbetreiber, die ihre Bereitschaft nach Satz 1 Nr. 1 und 2 angezeigt haben. Grundlage sind die Daten aus dem Monitoring nach § 35 EnWG. Bei Versäumnis: Die Veröffentlichung nach § 11 Abs. 3 Satz 2 MsbG ist eine Pflicht der Bundesnetzagentur. Aus ihr geht hervor, wer den Notbetrieb übernimmt, wenn ein grundzuständiger Messstellenbetreiber ausfällt, seine Zertifikate verliert oder keine Genehmigung hat (§ 11 Abs. 2 MsbG).	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2027	**§ 14a: Ausnahme für nicht steuerbare Verbrauchseinrichtungen endet mit Inbetriebnahmen 2026** Für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die nachweislich technisch nicht steuerbar sind und auch mit vertretbarem Aufwand nicht steuerbar gemacht werden können, gelten die Ziffern 3 bis 5 der Festlegung BK6-22-300 nur dann nicht, wenn sie bis zum 31. Dezember 2026 in Betrieb genommen werden (Anlage 1 Ziff. 10.6). Für Inbetriebnahmen ab 2027 gelten Teilnahme an der netzorientierten Steuerung und das Verbot, den Anschluss wegen fehlender Netzkapazität abzulehnen oder zu verzögern, ohne diese Ausnahme. Bei Versäumnis: BK6-22-300 nennt keine eigene Sanktion. Die Regulierungsbehörde kann die Einhaltung nach § 65 Abs. 2 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Anlagenbetreiber (Erzeugung)	fest
1.1.2027	**BSI TR-03109-1 v2.0: Gateway-Zertifikate nur noch mit MUSS+** Wer ein Smart-Meter-Gateway nach Schutzprofil und TR-03109-1 in Version 2.0 zertifizieren lässt, muss ab dem 1. Januar 2027 auch die MUSS+-Anforderungen nachweisen, laut BSI unter anderem eine WAN-API, registrierende Leistungsmessung über das lokale metrologische Netz und den Werksreset durch den Service-Techniker. Dazu gehören TAF 8 in neuer Fassung und TAF 15. Übergangsweise dürfen Gateways nach TR v1.1 und Schutzprofil v1.3 laut BSI noch bis zum 31.12.2027 eingebaut werden. Bei Versäumnis: Ohne MUSS+-Nachweis gibt es ab diesem Tag kein Zertifikat nach Version 2.0; Gateways nach TR v1.1 und Schutzprofil v1.3 dürfen laut BSI-Übergangsregelung noch bis zum 31.12.2027 eingebaut werden. Ohne gültiges Zertifikat darf ein Smart-Meter-Gateway nach § 24 Abs. 4 MsbG nicht als Teil eines intelligenten Messsystems verwendet werden, und der Gateway-Administrator darf nach § 25 Abs. 1 MsbG nur Gateways mit gültigen Zertifikaten einsetzen.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2027	**BSI TR-03109-6 v2.0 für Gateway-Administratoren** Gateway-Administratoren lassen ihr GWA-System ab dem 1. Januar 2027 bei der nächsten Neu- oder Rezertifizierung nach Version 2.0 prüfen. Version 2.0 regelt unter anderem Remote-Arbeitsplätze, Cloud-Dienstleister, Zero Trust, Zeitserver und Penetrationstests. Version 1.0 bleibt bis 31. Dezember 2028 gültig. Bei Versäumnis: Die Konformität zur TR-03109-6 wird per Zertifizierung nachgewiesen. Fehlen dem grundzuständigen Messstellenbetreiber die nach § 25 MsbG erforderlichen Zertifikate, übernimmt der Auffangmessstellenbetreiber den Notbetrieb (§ 11 Abs. 2 Nr. 2 MsbG) und nach sechs Monaten die Grundzuständigkeit (§ 11 Abs. 4 MsbG).	Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest
1.1.2027	**Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzkosten 2027 bis 2029** Nach dem Regierungsentwurf erhalten die Übertragungsnetzbetreiber 2027 bis 2029 je 5,525 Milliarden Euro Zuschuss (§ 24d EnWG-E), der die Übertragungsnetzentgelte senkt; der Bundesrat fordert 6,5 Milliarden Euro, die Höhe ist offen. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen ihr Entgelt mit und ohne Zuschuss, Verteilnetzbetreiber zusätzlich ein fiktives Netzentgelt ohne Zuschuss, und Lieferanten weisen in der Rechnung auf den Zuschuss hin (§ 118 Abs. 5b EnWG-E). Bei Versäumnis: Nach dem Entwurf ist kein eigener Bußgeldtatbestand vorgesehen. Die Regulierungsbehörde kann die Veröffentlichungspflichten nach § 65 EnWG durch Verfügung durchsetzen, mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG.	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Lieferant	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.4.2027	**§ 23c EnWG: Strukturmerkmale des Netzes zum 1. April veröffentlichen** Betreiber von Strom- und Gasversorgungsnetzen veröffentlichen jedes Jahr zum 1. April auf ihrer Internetseite die Strukturmerkmale ihres Netzes, überwiegend zum Stand 31. Dezember des Vorjahres oder für das Vorjahr: Leitungslängen, entnommene Jahresarbeit, Entnahmestellen (Gas: Ausspeisepunkte), bei Strom die versorgte Fläche und weitere Netzdaten (§ 23c Abs. 1 und 4 EnWG). Stromnetzbetreiber nennen außerdem die Zahl der intelligenten Messsysteme, der Vereinbarungen nach § 14a Abs. 1 Satz 1 EnWG und der Netzanschlüsse, die im Vorjahr länger als drei und länger als sechs Monate ab Erhalt des Begehrens nicht durchgeführt waren, aufgeteilt nach Spannungsebenen (Abs. 1 Nr. 4a bis 4d). Bei Versäumnis: § 95 EnWG nennt § 23c nicht ausdrücklich. Die Bundesnetzagentur kann die Veröffentlichung nach § 65 Abs. 2 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen; wer einer vollziehbaren Anordnung nach § 65 Abs. 1 oder 2 nicht folgt, handelt nach § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG ordnungswidrig. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Netzbetreiber Gas, Übertragungsnetzbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.4.2027	**MaKo-Formatrelease Mitteilung Nr. 58** Zum 1. April 2027 werden das ActivationDocument AWT in Version 1.1g und die Regelungen zum Übertragungsweg in Version 1.11 mit den Anpassungen zur Zertifikatsnutzung bei mTLS verbindlich. Die zuvor konsultierte Ablösung der UTILTS durch API-Webdienste kommt nicht. Bei Versäumnis: Die Fassungen sind nach den Festlegungen zur Marktkommunikation verbindlich. Verstöße kann die Bundesnetzagentur nach § 65 EnWG, gegenüber Messstellenbetreibern nach § 76 MsbG, abstellen lassen und mit Zwangsgeld bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 94 EnWG). Scheitert die gesicherte Verbindung an fehlenden oder ungültigen Zertifikaten, trägt die Folgen, wer sie nicht bereitgestellt oder falsch genutzt hat (Regelungen zum Übertragungsweg, Kapitel 12). Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Lieferant	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.4.2027	**VDE-AR-N 4100:2026-04: Ende der Übergangszeit** Projekte, die am Stichtag bereits in Planung oder im Bau waren, dürfen bis zu diesem Tag nach der alten Fassung ausgeführt werden. Danach gilt für Kundenanlagen am Niederspannungsnetz nur noch die Fassung 2026-04, einschließlich Wandleranlagen bis 1.000 A halbindirekter Messung und des Zählerplatzfelds für Kommunikationsmodule und Steuergeräte. Bei Versäumnis: Die Regel ist keine Rechtsnorm und hat keine eigene Sanktion; nach VDE FNN ist sie seit dem Verfahren nach der Festlegung BK6-23-037 der Bundesnetzagentur (§ 49 Abs. 2 Satz 2 EnWG) eine technische Sicherheitsregel, deren Einhaltung die Einhaltung der anerkannten Regeln der Technik vermuten lässt (§ 49 Abs. 2 Satz 1 EnWG). Technische Anschlussbedingungen müssen nach § 20 Satz 2 NAV den allgemein anerkannten Regeln der Technik entsprechen; Verstöße gegen die NAV kann die Regulierungsbehörde nach § 65 EnWG abstellen lassen. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	offen

Datum	Frist	Betroffen	Status
29.9.2027	**Erlösobergrenze 2028: Bericht der Übertragungsnetzbetreiber zur Anpassung und zu vorläufigen Netzentgelten** Übertragungsnetzbetreiber berichten der Bundesnetzagentur zwei Werktage vor dem 1. Oktober, im Jahr 2027 also bis zum 29. September, über die Anpassung ihrer Erlösobergrenze 2028 und die Bildung der vorläufigen Netzentgelte. Grundlage ist die Festlegung BK8–19/0001–A vom 11.09.2019. Bei Versäumnis: Die Berichtspflicht beruht auf einer Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG. Kommt ein Übertragungsnetzbetreiber ihr nicht nach, kann die Bundesnetzagentur die Einhaltung nach § 65 Abs. 2 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld durchsetzen. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Übertragungsnetzbetreiber	fest
30.9.2027	**MiSpeL: Ende der Übergangszeit** Bis Ende September 2027 lassen sich Abgrenzungsoption und Pauschaloption nur mit Einverständnis von Netzbetreiber und Messstellenbetreiber nutzen; die Pauschaloption zusätzlich erst nach der beihilferechtlichen Genehmigung zu § 19 Abs. 3c EEG. Netzbetreiber und Messstellenbetreiber richten in dieser Zeit Messung, Datenlieferung und Abrechnung für die beiden Optionen ein. Bei Versäumnis: Ab dem 01.10.2027 müssen Netz- und Messstellenbetreiber die Abgrenzungs- und Pauschaloption auch ohne ihr Einverständnis ermöglichen (MiSpeL, Tenorziffer 7). Die Pauschaloption (Tenorziffern 2 und 4) gilt frühestens ab dem Monat nach der beihilferechtlichen Genehmigung der Europäischen Kommission zu § 19 Abs. 3c EEG (Tenorziffer 9 b). Tun sie es nicht, kann die Bundesnetzagentur nach § 85 Abs. 3 EEG mit § 65 EnWG Abhilfe anordnen; wer die vollziehbare Anordnung missachtet, handelt nach § 86 Abs. 1 Nr. 3 EEG ordnungswidrig (bis 200.000 Euro).	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Speicherbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
30.9.2027	**Steuerbarkeitscheck: Tests und Meldungen der Netzbetreiber bis 30. September über die Portale der Übertragungsnetzbetreiber** Jeder Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes nimmt jährlich testweise Anpassungen nach § 13a Abs. 1 EnWG und Abrufe der Ist-Einspeisung vor, seit 2026 auch an Anlagen unter 100 kW; jeder grundzuständige Messstellenbetreiber prüft jährlich den Stand der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen und übermittelt ihn dem Netzbetreiber (§ 12 Abs. 2b EnWG). Nach den Leitlinien der Übertragungsnetzbetreiber sind Tests und Datenübermittlung über deren Portale bis zum 30. September abzuschließen; vom 1. bis 31. Oktober plausibilisieren die vorgelagerten Netzbetreiber. Bei Versäumnis: Erfüllt ein grundzuständiger Messstellenbetreiber seine Prüfpflicht nicht und lässt sich deshalb die Erfüllung der Ausstattungspflichten nicht feststellen, kann die Bundesnetzagentur ihm nach § 12 Abs. 2g Nr. 2 EnWG die Grundzuständigkeit entziehen. Gegenüber Netzbetreibern kann sie die Pflichten nach § 65 EnWG anordnen.	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
15.10.2027	**Netzentgelte 2028: Veröffentlichung bis 15. Oktober** Betreiber von Strom- und Gasverteilernetzen veröffentlichen die Netzentgelte für 2028 im Internet. Stehen die Entgelte am Stichtag noch nicht fest, ist die voraussichtliche Höhe aus der Erlösobergrenze zu veröffentlichen. Bei Versäumnis: Eine eigene Sanktion für eine verspätete Veröffentlichung nennt § 20 EnWG nicht. Die Regulierungsbehörde kann sie nach § 65 Abs. 2 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen; wer die vollziehbare Anordnung missachtet, handelt nach § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG ordnungswidrig (bis 100.000 Euro). Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Netzbetreiber Gas, Lieferant	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
31.10.2027	**Grundzuständige Messstellenbetreiber: Leistungen und Preisblätter bis 31. Oktober 2027 veröffentlichen** Grundzuständige Messstellenbetreiber veröffentlichen bis zum 31. Oktober 2027 den Umfang ihrer Ausstattungspflichten nach § 29 MsbG, ihre Standard- und möglichen Zusatzleistungen sowie Preisblätter mit voraussichtlichen jährlichen Preisen für mindestens drei Jahre (§ 37 Abs. 1 MsbG). Bei Versäumnis: Das MsbG nennt für eine fehlende Veröffentlichung keine eigene Sanktion. Die Bundesnetzagentur kann sie nach § 76 Abs. 2 MsbG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG); ob die Missachtung einer solchen Anordnung auch als Ordnungswidrigkeit nach § 95 EnWG geahndet werden kann, ist offen: § 76 Abs. 4 MsbG verweist zwar auf Teil 8 EnWG und damit auch auf § 95, § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG nennt aber nur Anordnungen nach dem EnWG, etwa nach § 65, keine nach dem MsbG.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2027	**AgNes: konkretisierende Folgefestlegungen** Nach der Rahmenfestlegung Ende 2026 will die Bundesnetzagentur die neue Systematik 2027 in konkretisierenden Folgefestlegungen ausfüllen. Verteilnetzbetreiber planen Abrechnung und Systeme gegen diese Details. Bei Versäumnis: Die Folgefestlegungen erlässt die Bundesnetzagentur. Verzögern sie sich, bleibt weniger Zeit, Preisblätter, Abrechnung und Systeme bis zur neuen Systematik ab 2029 umzustellen.	Netzbetreiber Strom, Lieferant	geplant
1.1.2028	**EEG: Steuerung über das Smart-Meter-Gateway ab 2028** Ab 1. Januar 2028 und ab Einbau eines intelligenten Messsystems müssen Anlagen über 25 kW in der Direktvermarktung über das Smart-Meter-Gateway abrufbar und fernsteuerbar sein (§ 10b Abs. 2 EEG). Netzbetreiber zahlen ab 2028 nach dem Einbau von intelligentem Messsystem und Steuerungseinrichtung je angefangenes Jahr 100 Euro brutto an den Anlagenbetreiber, bis die Testung der Ansteuerbarkeit erfolgreich war (§ 9 Abs. 2a EEG). Bei Versäumnis: Bis zur erfolgreichen Testung zahlt der Netzbetreiber nach § 9 Abs. 2a EEG ab 2028 je angefangenes Jahr 100 Euro brutto an den Anlagenbetreiber, außer er hat die erfolglose Testung nicht zu vertreten. Anlagenbetreiber, die gegen § 10b EEG verstoßen, zahlen dem Netzbetreiber nach § 52 Abs. 1 Nr. 4 und Abs. 2 EEG bis zu 10 Euro je Kilowatt und Kalendermonat.	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Direktvermarkter, Anlagenbetreiber (Erzeugung)	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2028	**Wasserstoffzähler: nur noch Geräte mit Anbindung an das Smart-Meter-Gateway** Ab dem 1. Januar 2028 dürfen neue Messeinrichtungen für Wasserstoff nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Smart-Meter-Gateway verbunden werden können (§ 20 Abs. 3 mit Abs. 1 MsbG). Bei Versäumnis: Das MsbG nennt keinen Bußgeldtatbestand. Die Bundesnetzagentur kann Maßnahmen nach § 76 MsbG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG).	Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest
1.1.2028	**Messstellenbetreiber: Datenkommunikation für den Regelenergiemarkt über das Gateway auf Verlangen** Ab dem 1. Januar 2028 müssen Messstellenbetreiber auf Verlangen als Zusatzleistung die für die Teilnahme am Regelenergiemarkt notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway einschließlich der informationstechnischen Anbindung anbieten (§ 34 Abs. 2 Satz 2 Nr. 5 MsbG). Verweigern dürfen sie die Leistung nur, solange sie aus technischen Gründen nicht möglich ist oder der Messstellenbetreiber nach § 31 Abs. 1 MsbG von ihr befreit ist, und nur mit nachvollziehbarer Begründung in Textform (§ 34 Abs. 2 Satz 3 und 5 MsbG). Bei Versäumnis: Das MsbG nennt keinen Bußgeldtatbestand. Die Bundesnetzagentur kann Maßnahmen nach § 76 MsbG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG).	Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest
1.1.2028	**Smart-Meter-Gateways: Einbau nur noch nach Version 2.0 von Schutzprofil und TR-03109-1** Gateways nach Schutzprofil PP-0073 Version 1.3 und TR-03109-1 Version 1.1 dürfen laut Übergangsregelung des BSI nur bis zum 31. Dezember 2027 eingebaut werden, und Rezertifizierungen nach diesem Stand lassen sich längstens bis dahin beantragen. Danach gilt für neu eingebaute Gateways Version 2.0. Bestandsgeräte können per Softwareupdate auf den neuen Stand wechseln. Bei Versäumnis: Nach § 19 Abs. 2 MsbG dürfen für abrechnungs-, bilanzierungs- und netzrelevante Mess- und Steuerungsvorgänge nur Systeme eingesetzt werden, die den §§ 21 und 22 genügen; es zählen die Schutzprofile und Technischen Richtlinien in der geltenden Fassung, die das BSI nach § 22 Abs. 2 bekannt macht. Gegen Verstöße kann die Bundesnetzagentur nach § 76 MsbG vorgehen.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2028	**Vermiedene Netzentgelte: Kürzung um 75 Prozent ab 2028** Stromverteilernetzbetreiber kürzen die vermiedenen gewälzten Kosten der vorgelagerten Ebenen, die den Entgelten für dezentrale Einspeisung zugrunde liegen, in Stufen: um 50 Prozent ab dem 1. Juli 2026 und ab dem 1. Januar 2027, um 75 Prozent ab dem 1. Januar 2028 (GBK-25-02-1#1, Tenorziffer 2). Bei Versäumnis: Die Festlegung nennt keine eigene Rechtsfolge. Die Regulierungsbehörde kann die Einhaltung nach § 65 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Anlagenbetreiber (Erzeugung)	fest
1.4.2028	**AgNes: Netzbetreiber identifizieren Prosumer und melden sie den Lieferanten** Für den Grundpreisaufschlag für Prosumer ab 2029 identifizieren Netzbetreiber erstmals bis zum 1. April 2028 die Entnahmestellen mit Prosumereigenschaft und stellen den Lieferanten die Information über die Marktkommunikation bereit (AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 17.8). Bei Versäumnis: Der Festlegungsentwurf nennt keine eigene Rechtsfolge. Nach dem Beschluss kann die Regulierungsbehörde die Einhaltung der Festlegung nach § 65 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Nach dem Beschluss ist ein Verstoß für Netzbetreiber zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Lieferant	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.7.2028	**MaBiS-Hub: Testsysteme aller Marktpartner bereit (BDEW-Szenario)** Nach dem Einführungsszenario des BDEW stehen ab dem 1. Juli 2028 die Testsysteme aller Marktpartner und des MaBiS-Hubs bereit. Bis zum 30. September 2028 muss jede Schnittstelle zum Hub mindestens einmal erfolgreich getestet sein. Ab dem 1. Januar 2029 läuft der Parallelbetrieb an. Bei Versäumnis: Im Verfahren BK6-24-210 gibt es noch keinen Beschluss, der Termin stammt aus dem Einführungsszenario der Branche. Verbindlich und nach § 65 EnWG durchsetzbar wird er erst mit einer Festlegung.	Netzbetreiber Strom, Lieferant	geplant
1.7.2028	**MsbG § 40: neue Gaszähler mit Leistungsmessung am Smart-Meter-Gateway** Neue Messeinrichtungen für Gas mit registrierender Leistungsmessung sind spätestens ab dem 1. Juli 2028 an vorhandene Smart-Meter-Gateways anzubinden. Übrige neue Gaszähler folgen, sobald die Anbindung technisch möglich ist und keine Mehrkosten entstehen. Bei Versäumnis: Eine eigene Sanktion nennt § 40 MsbG nicht. Die Bundesnetzagentur kann die Einhaltung nach § 76 Abs. 2 MsbG anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG).	Netzbetreiber Gas, Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest
1.10.2028	**AgNes: Übertragungsnetzbetreiber passen Netzentgelte bis 1. Oktober an** Nach dem AgNes-Entwurf passen die Übertragungsnetzbetreiber ihre Netzentgelte für das Folgejahr bis zum 1. Oktober an, die Verteilernetzbetreiber bis zum 15. Oktober (Tenorziffer 14.4 Satz 1). Bei Versäumnis: Der Festlegungsentwurf nennt keine eigene Rechtsfolge. Nach dem Beschluss kann die Regulierungsbehörde die Einhaltung der Festlegung nach § 65 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Nach dem Beschluss ist ein Verstoß für Netzbetreiber zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
6.12.2028	**BSIG §39: erster Nachweis für kritische Anlagen** Betreiber kritischer Anlagen weisen die Umsetzung ihrer Sicherheitsmaßnahmen durch Audit, Prüfung oder Zertifizierung nach, danach alle drei Jahre. Den Zeitpunkt setzt das BSI, frühestens drei Jahre nach dem Status als kritische Anlage; für bisherige KRITIS-Betreiber frühestens drei Jahre nach dem letzten Nachweis nach § 8a Abs. 3 BSIG alter Fassung (§ 39 Abs. 3 BSIG). Bei Versäumnis: Für Energienetze und Energieanlagen unter §§ 5c bis 5e EnWG gilt § 39 BSIG nicht (§ 28 Abs. 5 BSIG); dort ahndet § 95 Abs. 1 Nr. 3c und 3d EnWG eine fehlende oder verspätete Dokumentation. Für weitere kritische Anlagen gilt: Wer den Nachweis nach § 39 Abs. 1 BSIG nicht oder verspätet erbringt, handelt nach § 65 Abs. 2 Nr. 10 BSIG ordnungswidrig, mit Geldbuße bis 1 Mio. Euro.	Unternehmen gesamt, mehrere Rollen	offen
14.12.2028	**AgNes: Nachanpassung der Netzentgelte zum 1. Januar erläutern** Passen Netzbetreiber ihre Netzentgelte wegen wesentlicher nachträglicher Abweichungen zum 1. Januar erneut an, erläutern sie das der Regulierungsbehörde spätestens 10 Werktage vor dem 1. Januar (AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 14.4 Satz 2 und 3). Für den 1. Januar 2029 ist das der 14. Dezember 2028 (Werktage Montag bis Freitag). Bei Versäumnis: Der Festlegungsentwurf nennt keine eigene Rechtsfolge. Nach dem Beschluss kann die Regulierungsbehörde die Einhaltung der Festlegung nach § 65 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Nach dem Beschluss ist ein Verstoß für Netzbetreiber zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
31.12.2028	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle 2027 bis 2028** Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen bis Ende 2028 mindestens 90 Prozent der in den Jahren 2027 und 2028 neu auszustattenden Messstellen mit intelligenten Messsystemen versehen haben. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2028	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der neuen Erzeugungsleistung bis Ende 2028, erstmals auch über 100 Kilowatt** Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen bis Ende 2028 bei Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt mindestens 90 Prozent der vom 1. Oktober 2026 bis 30. September 2028 neu in Betrieb genommenen Leistung und mindestens 50 Prozent der vom 1. Januar 2018 bis 25. Februar 2025 in Betrieb genommenen Leistung ausgestattet haben. Bei Anlagen über 100 Kilowatt beginnt die Ausstattung spätestens 2028, bis Ende 2028 müssen 90 Prozent der vom 1. Oktober 2027 bis 30. September 2028 neu in Betrieb genommenen Leistung erfasst sein. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung der Anlagen mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2028	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent bei Letztverbrauchern über 100.000 kWh bis Ende 2028** Bei Letztverbrauchern mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch (§ 30 Abs. 1 Nr. 1 MsbG) beginnen grundzuständige Messstellenbetreiber spätestens 2028 mit dem Einbau intelligenter Messsysteme und statten bis Ende 2028 mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen aus (§ 45 Abs. 1 Satz 1 Nr. 3 Buchst. a MsbG). Weitere Marken folgen Ende 2030 und Ende 2032. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG).	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2029	**§14a EnWG: Ende der Übergangsfrist** Präventive Steuerung ist nur bis 31.12.2028 erlaubt; ab 2029 steuern Netzbetreiber ausschließlich netzorientiert auf Basis der Netzzustandsermittlung, die für neue Anlagen schon seit 2024 gilt. Zum selben Stichtag enden die alten §14a-Regelungen: Bestandsanlagen über 4,2 kW mit reduziertem Netzentgelt gehen in die neuen Vorgaben über, Nachtspeicherheizungen behalten die alte Regelung, die übrigen verlieren die Reduzierung. Bei Versäumnis: Ab dem 01.01.2029 lässt die Festlegung BK6-22-300 keine präventive Steuerung mehr zu (Anlage 1 Ziffer 10.5), und für Bestandsanlagen über 4,2 kW mit alter §14a-Reduzierung gelten die neuen Vorgaben (Ziffer 10.2). Einen Verstoß kann die Bundesnetzagentur nach § 65 EnWG abstellen lassen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen. Für Netzbetreiber ist ein Verstoß zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2029	**AgNes: Daten zur Überprüfung der Netzentgelte mit Entgeltbericht zum 1. Januar melden** Betreiber von Stromnetzen der allgemeinen Versorgung übermitteln der Regulierungsbehörde jährlich zum 1. Januar die zur Überprüfung der Netzentgelte notwendigen Daten und legen einen Bericht über die Ermittlung der Netzentgelte bei: Grundlagen und Ablauf der Ermittlung nach Tenorziffer 14, dokumentierte Schlüssel und weitere relevante Aspekte, so dass ein sachkundiger Dritter die Ermittlung ohne weitere Informationen nachvollziehen kann (AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 16). Die Pflicht ersetzt die Datenmelde- und Berichtspflichten aus § 28 StromNEV und § 28 ARegV. Bei Versäumnis: Der Festlegungsentwurf nennt keine eigene Rechtsfolge. Nach dem Beschluss kann die Regulierungsbehörde die Einhaltung nach § 65 EnWG anordnen. Nach dem Beschluss ist ein Verstoß für Netzbetreiber zugleich ein Missbrauch ihrer Marktstellung (§ 30 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG). Die Regulierungsbehörde kann verlangen, ihn abzustellen (§ 30 Abs. 2), und ihn auch nachträglich feststellen (§ 30 Abs. 3); bei Verteilernetzbetreibern mit weniger als 100.000 Kunden, deren Netz nicht über ein Land hinausreicht, ist dafür die Landesregulierungsbehörde zuständig (§ 54 Abs. 2 Nr. 8). Für den Missbrauch und für die Zuwiderhandlung gegen eine Abstellungsverfügung droht § 95 Abs. 1 Nr. 4 und Nr. 3 Buchst. b EnWG eine Geldbuße bis zu 1 Million Euro an (§ 95 Abs. 2 Nr. 3). Betroffene können ein Missbrauchsverfahren beantragen (§ 31) und Beseitigung, Unterlassung oder bei Verschulden Schadensersatz verlangen (§ 32 EnWG).	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber	geplant
1.1.2029	**AgNes: neue Netzentgeltsystematik wirksam** StromNEV läuft zum 31.12.2028 aus, die BNetzA-Festlegungen ersetzen die Verordnung. Bei Versäumnis: Nach dem Festlegungsentwurf (Tenorziffer 1.2) sind ab dem 01.01.2029 nur noch Netzentgelte nach der AgNes-Systematik zulässig. Rechnet ein Netzbetreiber anders ab, kann die Regulierungsbehörde ihn nach § 65 EnWG zur Einhaltung verpflichten.	Netzbetreiber Strom, Lieferant	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2029	**MsbG § 19 Abs. 5: nicht konforme Messsysteme über 100.000 kWh oder 100 kW nur noch unter Bedingungen** Ab 1. Januar 2029 dürfen Messsysteme, die nicht den Anforderungen an intelligente Messsysteme entsprechen, an Zählpunkten mit mehr als 100.000 kWh Jahresverbrauch oder an Anlagen über 100 kW nur noch eingebaut und genutzt werden, wenn der Einbau eines intelligenten Messsystems angekündigt oder beauftragt ist, keine unverhältnismäßigen Gefahren bestehen und entweder eine Einwilligung des Anschlussnutzers besteht oder der Einbau auf Grundlage einer BSI-Feststellung nach altem Recht (Fassung vom 26.05.2023) erfolgt ist. Für die übrigen Messstellen gilt diese Grenze seit Ende 2025. Bei Versäumnis: Das MsbG kennt keinen eigenen Bußgeldtatbestand. Die Bundesnetzagentur kann nach § 76 MsbG anordnen, ein Verhalten abzustellen, und die Anordnung mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG). Ob die Missachtung einer solchen Anordnung als Ordnungswidrigkeit nach § 95 EnWG geahndet werden kann, ist offen, weil § 95 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. a EnWG nur Anordnungen nach dem EnWG nennt, etwa nach § 65, keine nach dem MsbG.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber, Wettbewerblicher Messstellenbetreiber	fest
4.8.2029	**Stromspeicher: Inbetriebnahmefrist für die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG** Stromspeicher, die innerhalb von 18 Jahren ab dem 4. August 2011 in Betrieb gehen, sind für 20 Jahre von den Netzentgelten für den Strombezug zur Speicherung befreit. Die Befreiung gilt nur, soweit der ausgespeicherte Strom zeitversetzt in dasselbe Netz zurückgespeist wird. Bei Versäumnis: Ein Stromspeicher, der erst nach Ablauf der Frist in Betrieb geht, ist nicht nach § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG von den Netzentgelten befreit; Inbetriebnahme ist der erste Strombezug für den Probebetrieb (Satz 6). Nach dem AgNes-Entwurf (Tenorziffer 17.5) soll zusätzlich eine Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe der Festlegung nötig sein, nachzuweisen bis 31.03.2027.	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Speicherbetreiber	fest
1.10.2029	**MaBiS-Hub: Produktivstart (BDEW-Szenario)** Nach dem Einführungsszenario des BDEW endet am 1. Oktober 2029 der Parallelbetrieb, ab dann gilt nur noch die neue Prozesslandschaft mit dem MaBiS-Hub. Block 1 der Festlegung (BK6-24-210-1) war bis zum 17. November 2025 in Konsultation, Block 2 zur Bilanzkreisabrechnung folgt. Bei Versäumnis: Der Produktivstart steht bisher nur im Einführungsszenario der Branche; im Verfahren BK6-24-210 gibt es noch keinen Beschluss. Erst eine Festlegung macht den Termin verbindlich und nach § 65 EnWG durchsetzbar.	Netzbetreiber Strom, Lieferant	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
31.12.2030	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der Einbaufälle 2029 bis 2030** Dritte Zeitraumquote des gesetzlichen Rollouts: mindestens 90 Prozent der in den Jahren 2029 und 2030 neu auszustattenden Messstellen. Zieljahr für den Gesamtbestand ist 2032. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2030	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der neuen Erzeugungsleistung bis Ende 2030** Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen bis Ende 2030 mindestens 90 Prozent der vom 1. Oktober 2028 bis 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen Erzeugungsleistung ausgestattet haben, getrennt für Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt und über 100 Kilowatt. Gemessen wird installierte Leistung, nicht die Zahl der Messstellen. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung der Anlagen mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2030	**Koalitionsausschuss: Smart-Meter-Rollout bei über 90 Prozent aller relevanten Messstellen bis Ende 2030** Der Koalitionsausschuss will den Rollout für alle relevanten Messstellen bis Ende 2030 zu über 90 Prozent abschließen, zwei Jahre vor dem heutigen Zieljahr 2032 im MsbG. Dazu kommt ein kostengünstiges „Smart Meter Light“ für Kunden außerhalb des Pflichtrollouts. Ein Gesetzentwurf liegt noch nicht vor. Bei Versäumnis: Die Marke ist ein Beschluss der Koalition und hat keine Rechtsfolge. Verbindlich bleiben die Quoten des § 45 MsbG, deren Verfehlung die Bundesnetzagentur nach § 76 MsbG verfolgen kann.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	geplant

Datum	Frist	Betroffen	Status
1.1.2031	**Redispatch 2.0: steuerbare Ressourcen ins Planwertmodell überführen** Verteilernetzbetreiber sollen in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 1. Januar 2031 mindestens alle steuerbaren Ressourcen in das Planwertmodell überführen, die die Effizienz der Engpassbehebung im Übertragungsnetz verbessern können (BK6-23-241, Anlage BilAReM, Abschnitt 2.3.1). Bei Versäumnis: Die Festlegung formuliert das Ziel als Soll-Vorgabe. Die Bundesnetzagentur kann die Umsetzung von Festlegungen nach § 65 EnWG anordnen.	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Direktvermarkter	fest
31.12.2032	**Moderne Messeinrichtungen: alle übrigen Messstellen bis Ende 2032 ausstatten** Wo kein intelligentes Messsystem vorgesehen ist, statten grundzuständige Messstellenbetreiber Messstellen bei Letztverbrauchern und Anlagenbetreibern mindestens mit modernen Messeinrichtungen aus, soweit wirtschaftlich vertretbar, bis zum Ablauf des 31. Dezember 2032; bei Neubauten und größeren Renovierungen bis zur Fertigstellung des Gebäudes (§ 29 Abs. 3 MsbG). Bei Versäumnis: Das MsbG nennt keinen Bußgeldtatbestand. Die Bundesnetzagentur kann Maßnahmen nach § 76 MsbG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG).	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
31.12.2032	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent aller Pflichtfälle** Endmarke des gesetzlichen Rollouts: bis Ende 2032 brauchen 90 Prozent aller auszustattenden Messstellen ein intelligentes Messsystem. Optionale Einbaufälle zählen seit dem EnWRÄndG vom 18. Dezember 2025 auf die Quote ein. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest

Datum	Frist	Betroffen	Status
31.12.2032	**Smart-Meter-Rollout: 90 Prozent der gesamten Erzeugungsleistung** Grundzuständige Messstellenbetreiber müssen bis Ende 2032 Messstellen ausgestattet haben, die mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Erzeugungsleistung erfassen, getrennt für Anlagen über 7 bis 100 Kilowatt und über 100 Kilowatt. Gemessen wird installierte Leistung, nicht die Zahl der Messstellen. Bei Versäumnis: Verfehlt der grundzuständige Messstellenbetreiber die Quote, kann die Bundesnetzagentur nach § 45 Abs. 2 und § 76 MsbG Maßnahmen anordnen und mit Zwangsgeld von 1.000 Euro bis 10 Millionen Euro durchsetzen (§ 76 Abs. 4 MsbG, § 94 EnWG). Bleibt die Ausstattung der Anlagen mit Steuerungseinrichtungen um mindestens 25 Prozent zurück und trägt das wesentlich zu einer möglichen Gefährdung der Systemsicherheit bei, kann sie nach § 12 Abs. 2g EnWG die Grundzuständigkeit entziehen.	Netzbetreiber Strom, Grundzuständiger Messstellenbetreiber	fest
1.1.2033	**AgNes: dynamisches Netzentgelt für Stromspeicher an den Ebenen 1 bis 5** Netzbetreiber bilden ein dynamisches Netzentgelt und rechnen es gegenüber Betreibern von Stromspeichern an den Netz- und Umspannebenen 1 bis 5 spätestens ab 1. Januar 2033 ab, frühestens ab 1. Januar 2030 (AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 12.2 Satz 1, unter der Bedingung der Tenorziffer 12.3). Bei Versäumnis: Der Festlegungsentwurf nennt keine eigene Rechtsfolge. Nach dem Beschluss kann die Regulierungsbehörde die Einhaltung der Festlegung nach § 65 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen.	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Speicherbetreiber	geplant
1.1.2035	**AgNes: dynamisches Netzentgelt für Erzeugungsanlagen an den Ebenen 1 bis 5** Netzbetreiber rechnen das dynamische Netzentgelt gegenüber Betreibern von Erzeugungsanlagen an den Netz- und Umspannebenen 1 bis 5 spätestens ab 1. Januar 2035 ab, frühestens ab 1. Januar 2032; Windenergie auf See ist ausgenommen (AgNes-Festlegungsentwurf, Tenorziffer 12.2 Satz 2, unter der Bedingung der Tenorziffer 12.3). Bei Versäumnis: Der Festlegungsentwurf nennt keine eigene Rechtsfolge. Nach dem Beschluss kann die Regulierungsbehörde die Einhaltung der Festlegung nach § 65 EnWG anordnen und mit Zwangsgeld nach § 94 EnWG durchsetzen.	Netzbetreiber Strom, Übertragungsnetzbetreiber, Anlagenbetreiber (Erzeugung)	geplant

innobu

innobu macht aus Festlegungen der Energiewende laufende Programme, für Stadtwerke, Regionalversorger, Netzgesellschaften, Messstellen- und Übertragungsnetzbetreiber: externe Programm- und Portfolioleitung, Enterprise-Architektur, Regulatorik-Umsetzung und Prototypen. Energie und Messtechnik seit 2010, innobu GmbH seit 2014.

FRAGEN ZUM BUCH ODER ZU IHREM VORHABEN

info@innobu.com · innobu.com

FACHBUCH UND KURZFASSUNG ONLINE

innobu.com/de/digitalisierung-der-energiewende.html

innobu.com/de/digitalisierung-der-energiewende-einfach-erklaert.html

innobu GmbH · Heidewinkel 1 · 24955 Harrislee