

Smart Meter

Intelligente Messsysteme für
eine effiziente Energiewende

Ein intelligentes Messsystem (iMSys) ist Bestandteil der digitalen Infrastruktur unseres Energiesystems und besteht aus einem digitalen Stromzähler oder Smart Meter („moderne Messeinrichtung“, kurz: mME) sowie einer Kommunikationseinheit (dem „Smart-Meter-Gateway“, kurz: SMGW). Die mME liefert nicht nur den aktuellen Zählerstand, sondern sie kann auch den tatsächlichen Stromverbrauch, Netzzustandsdaten, Ist-Einspeisung und die tatsächliche Nutzungszeit (zum Beispiel Tag, Woche, Monat, Jahr) präzise messen. In der kritischen Infrastruktur der Stromversorgung ist das SMGW die cybersichere Schnittstelle und sorgt für die sichere bidirektionale Kommunikation bei der Markt- und lokalen Netzintegration von Stromverbrauchern und -erzeugern mit den Betreibern der Stromnetze und den Energielieferanten.

Schlüsselbotschaften

- **Nutzen fürs Gesamtsystem**
- Der Rollout intelligenter Messsysteme ermöglicht eine effiziente und resiliente Energiewende: Der sinnvolle und stark wachsende Ausbau von erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung in Deutschland und der Welt erfordern Transparenz und Steuerung in den Netzen. Denn die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung der Wärmeversorgung sowie der Mobilität führen zu einem größeren Flexibilitätsbedarf in den Stromnetzen. Wir unterstützen im Sinne der **Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien** die Weiterentwicklung des Rollouts intelligenter Messsysteme hin zu einem Steuerungsrollout. So können die Flexibilitätspotenziale dezentraler Anlagen im Sinne der Effizienz und Resilienz des Gesamtsystems gehoben werden. Mit Hilfe der intelligenten Messsysteme werden vor allem zwei wichtige Funktionalitäten nutzbar:
 - **Granulares Messen von Stromverbräuchen als Basis für z. B. dynamische Stromtarife (marktdienlich) sowie die Erfassung der lokalen Netzzustände und Ist-Einspeisung**
 - **Steuerung dezentraler Anlagen für die Markt- und Netzintegration (systemdienlich)**
- **Nutzen für Endkunden**
- Mit Hilfe intelligenter Messsysteme können Endkunden dynamische Stromtarife und flexible Netzentgelte nutzen und vielfach direkt ihre Stromkosten reduzieren. Die über solche Tarifmodelle organisierte Einbindung dezentraler Flexibilitäten bietet jedoch nicht nur den jeweiligen Haushalten echte Kostenvorteile, sondern sie senkt die Stromsystemkosten bzw. Netzinvestitionen nachhaltig. Davon profitieren alle Anschlussnehmer und die Akzeptanz für die Energiewende steigt, denn die Stromnetze können besser ausgelastet werden. Über den Flexibilitätsmechanismus des §14a EnWG wird die Netzdienlichkeit weiter gesteigert, indem einzelne Prosumer zeitweise gedimmt werden, finanziell profitieren und Netzinvestitionen durch Spitzenglättung reduziert werden können.
- **Rollout auf Kurs**
- Die Wirtschaftlichkeit des Rollouts für die Messstellenbetreiber wurde durch die Gesetzesänderungen im Februar 2025 verbessert. Die Technologien zum Steuern sind verfügbar. Die Hersteller haben bereits heute die Produktionskapazitäten hochgefahren. Messstellenbetreiber und Netzbetreiber bringen diese Lösungen jetzt in die Fläche. Sie tun dies, auch wenn es öffentlich von einigen Akteuren anders dargestellt wird, zunehmend schnell und umfassend. Bereits Ende März 2025 sind 15,1 Prozent der für 2025 angestrebten 20 Prozent der Pflichteinbaufälle erreicht und die Ausbauraten deutlich gesteigert. Insgesamt wurden im ersten Quartal 2025 knapp 400.000 iMSys eingebaut. 2025 werden damit mehr iMSys erreicht, als bislang insgesamt verbaut wurden. Der Rollout skaliert, die Gesetzesanpassungen wirken. So werden die Ausbauziele für 2032 erreicht. Stabile Rahmenbedingungen sind nun der richtige Weg.

FAQ

Warum sollen intelligente Messsysteme verbaut werden? Intelligente Messsysteme erfüllen viele Funktionen: **Transparenz von Stromverbräuchen und lokalen Netzzuständen, Senkung von Energiekosten, Steigerung von Effizienz und Resilienz.** Darüber hinaus sind sie ein Baustein für den effizienten Netzbetrieb im Sinne einer verbesserten Steuerung von Verbrauch und Erzeugung. Durch diese Flexibilisierung werden Netzinvestitionen nachhaltig gesenkt. Die Verbrauchsdaten werden automatisch und sicher an den Messstellenbetreiber übermittelt. Endkunden nutzen Daten zur Flexibilisierung und für variable Tarife. **Auch muss künftig kein Ablesedienst mehr in das Haus oder in die Wohnung kommen.** Das spart Mühe, Zeit und Geld.

Wer trägt die Kosten für den Einbau? Kunden und Netzbetreiber tragen die Kosten für Messung und Steuerung im Rahmen von gesetzlich festgelegten Preisobergrenzen für das intelligente Messsystem, die über variable Tarife und den Bonus für Flexibilisierung überkompensiert werden und den benötigten Netzausbau reduzieren. Für Kunden mit einem Jahresstromverbrauch von über 6 000 Kilowattstunden bis einschließlich 10 000 Kilowattstunden beträgt die Preisobergrenze zum Beispiel 120 Euro, von denen 80 Euro der Netzbetreiber und 40 Euro der Kunde übernimmt.

Was ist das Besondere am Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland? Im Fokus steht die Flexibilisierung von Verbrauch und Erzeugung durch lokale Steuerung, die sowohl markt- als auch netzdienlich ist. Die Energieversorgung ist als kritische Infrastruktur besonders schützenswert. Erste Nachahmer wie z. B. die Niederlande folgen diesem ganzheitlichen Infrastrukturuansatz mit hohen Sicherheitsstandards und einer aktiven Steuerung im Netz. Deutschland ist in Europa der Vorreiter für das integrierte markt- und netzdienliche Steuern, für ein Smart Grid. Der Rollout intelligenter Messsysteme in Deutschland **erfolgt auf Basis breit abgestimmter Datenschutz- und Cybersicherheit-Anforderungen an das SMGW. Es darf keine Kompromisse in der kritischen Infrastruktur geben.** Die intelligenten Messsysteme erfüllen höchste BSI-Standards und bieten Lösungen „Made in Germany“. Diese sorgen für genau die nötigen Schutzmechanismen gegen Angriffe. Diese Sicherheitsanforderungen für die kritische Infrastruktur der Energieversorgung sind festgelegt und in einem breiten Dialog mit Herstellern, Anwendern, Verbraucher- und Datenschützern sowie dem BSI und der BNetzA abgestimmt. Der deutsche Mittelstand investiert massiv in die Entwicklung sowie die Produktionskapazitäten.

Hinkt Deutschland hinterher?
Nein, wir sind first mover! Nein, Deutschland ist das erste Land, bei dem nicht nur Zählerdaten ausgelesen werden, sondern zusätzlich lokale Steuerung zur Gewährleistung der Netzstabilität realisiert wird. Die Umsetzung dieses cybersicheren Smart-Grid-Ansatzes inklusive einer für alle Systemteilnehmer zugänglichen Marktkommunikation und Vernetzung ist anspruchsvoll. Über standardisierte Marktkommunikation wird 860 Verteilnetzbetreibern (VNB) und sehr vielen weiteren Beteiligten aus dem Vertriebs- und Dienstleistungsbereich eine Teilhabe ermöglicht. Cybersicherheit ist dabei unverzichtbar. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Standards sind vorhanden und werden umgesetzt. Viele kleinere Messstellenbetreiber (MSB) brauchen länger, weil notwendige Kooperationen zwischen Betreibern oder mit anderen Dienstleistern im Rollout noch nicht überall greifen.

Ein Infrastrukturwechsel braucht Vorbereitungszeit.

Ständige Diskussionen um Alternativen bremsen den Rollout und werden von Einzelinteressen getrieben. **Wir müssen jetzt "einfach mal machen" und nicht erneut Jahre durch Diskussionen über den gesetzlichen Rahmen, neue Standardisierung, ‚Entwicklungsrestarts‘ und mehrjährige Markteinführungsprozesse verlieren. Das würde erneut massiv verzögern und Ressourcen binden,** die besser in den Smart-Meter-Rollout investiert würden.

Gleichzeitig **liegt Deutschland bei den Rollout-Quoten im Zeitplan: Der Rollout hat Fahrt aufgenommen, die Quote von 20 Prozent** (für Pflichteinbaufälle, inkl. neuer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen, wie WP, PV und Ladensäulen) **wird bis Ende 2025 erreicht und die Ausbauraten skalieren exponentiell.**

Warum nicht einfach andere Lösungen aus dem Ausland einsetzen?

Für die Energiewende ist die lokale **Netzdienlichkeit durch Steuerbarkeit** erforderlich und nicht nur eine reine Marktteilnahme mit variablen Tarifen. Internationale Rollout-Vergleiche hinken. In anderen Ländern werden Smart Meter für das Auslesen von Zählerdaten für Abrechnung und variable Tarife genutzt, ohne die für die Energiewende und Resilienz des Systems wichtige lokale Steuerbarkeit der Netzintgeneration. Andere Länder wie Italien, Frankreich, Spanien und England nutzen veraltete "dumme" Smart Meter ohne lokale Steuerungsfunktionen und echtzeitfähige Breitbandkommunikation. Zählerstände werden über sehr langsame und veraltete Kommunikationstechnik wie GPRS erfasst.

Deutschland setzt in einem **energiewendetauglichen Smart-Grid-Ansatz** hingegen auf bidirektionale Steuerung, Erfassung von Verbrauchs- und Zustandsdaten und die aktive Teilhabe des Endkunden. Hierfür sind schnelle Datenverbindungen wie LTE, 5G oder Breitband-Powerline nötig. Erst dadurch wird die netzbetriebliche Integration der Energiewende-Anlagen unterstützt, Cybersicherheit geboten und damit Resilienz und Kosteneffizienz in der Energiewende gesichert.

Und warum können die Daten von kleineren Verbrauchern, die noch nicht im Pflichtrollout sind, nicht einfach über die Cloud-Anbindung des Endkunden ausgelesen werden?

Bitte nicht die Netzstabilität vergessen! Der Steuerungsrollout ist dafür die zentrale Säule. Stabile Netze sind die Grundlage für die sichere Stromversorgung. Der deutsche Ansatz eines Demand Response eingebettet in ein netzdienliches Smart Grid, hoher Cybersicherheit und Breitband-WAN ist der logische nächste Schritt im Smart Metering in Europa, weil:

- Es geht nicht nur um marktdienliches, sondern auch um netzdienliches Verhalten.
- **Rein marktlich getriebenes Steuern hinter dem Zähler aus Endkundenperspektive kann im Zweifel zur lokalen Überlast führen:** Wenn Preise am überregionalen Strommarkt niedrig sind, bedeutet das nicht automatisch, dass die Netze vor Ort beliebig viel Strom zum Kunden transportieren können. Das gilt auch für lokale Erzeugung und Einspeisung.
- Der **Endkunde** darf deshalb nicht nur als Marktteilnehmer für variable Tarife eingebunden werden, sondern er **muss auch Teil der sicheren Netzintegration und Netzüberwachung in Echtzeit sein.** Digitalisierung in den Stromnetzen ist mehr als nur der Rollout intelligenter Mesysteme.
- „Zählerdaten nur für variable Tarife“ reichen bei der fortschreitenden Energiewende nicht mehr aus, um einen **resilienten und effizienten Systembetrieb** zu gewährleisten.

Spätestens mit den Anforderungen des Cyber Resilience Act ab 2027 und der Umsetzung von Demand Response sind die sicheren Smart-Meter-Gateways einzusetzen. Ab **Dezember 2027** müssen alle Produkte mit digitalen Elementen auf dem EU-Markt strenge Cybersicherheitsstandards erfüllen.

Außerdem ist klar, dass eine zweite parallele technische Lösung inklusive zweitem Backend keine Vorteile bzw. Skaleneffekte bei Kosten, Effizienz und Datenqualität brächte. Daher ist davon, schon ohne die Anforderungen des Datenschutzes und der IT-Sicherheit einzubeziehen, unbedingt abzuraten.

Politische Handlungsempfehlungen

- Die im Februar 2025 in Kraft getretene Novelle des Messstellenbetriebsgesetzes stärkt den Rollout von intelligenten Messsystemen Steuerungstechnik in Deutschland. Die Novelle wirkt! Im ersten Quartal 2025 wurden knapp 400,000 iMSys verbaut. Daher kann und sollte auf das MsbG in der jetzigen Form vertraut werden. Der jetzt vorliegende Referentenentwurf für die Anpassungen des MsbG bestätigt, unterstützt, schreibt den Technologiepfad fort und vermeidet Verunsicherung (Stand Juli 2025).
- Das Potenzial von dezentralen Flexibilitäten ist enorm – sowohl für private Haushalte als auch für das Gesamtsystem. Durch eine intelligente Fahrweise von haushaltsnahen Verbrauchseinheiten kann der Druck auf die Netze spürbar gesenkt werden. **Voraussetzung dafür ist ein flächendeckender Rollout intelligenter Messsysteme und Steuerlösungen.** Hersteller haben auch im Bereich der Steuerung Lösungen entwickelt, die bereits BSI-zertifiziert sind. Erste Messstellenbetreiber beginnen in diesem Jahr mit dem Steuerungsrollout. Auch hier sind die Rahmenbedingungen richtig gesetzt.
- Intelligente Messsysteme sind eine wichtige technische Voraussetzung, um die steigende Zahl flexibler Verbraucher wie Wärmepumpen und E-Autos in das Stromsystem zu integrieren. Um jedoch das Potenzial für das Gesamtsystem tatsächlich zu heben, ist die **flächendeckende Einführung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte** notwendig. Mit zunehmendem Rollout intelligenter Messsysteme und der Digitalisierung der Netzinfrastruktur sollte **perspektivisch eine kleinstufigere, an der tatsächlichen Netzlast orientierte Festlegung der Netzentgelte** (an Stelle des bisher üblichen dreistufigen Modells) erfolgen. Der **Energiewende-Deal** für private Endkunden lautet: Jede Anlage wird angeschlossen, wenn sie für den Netzbetreiber bei Bedarf lokal steuerbar ist. Unterstützt wird dies durch Anreize für Endkunden, sich netz-/marktdienlich zu verhalten. Hierfür ist die flächendeckende Einführung dynamischer Stromtarife und zeitvariabler Netzentgelte notwendig.

Kontakt

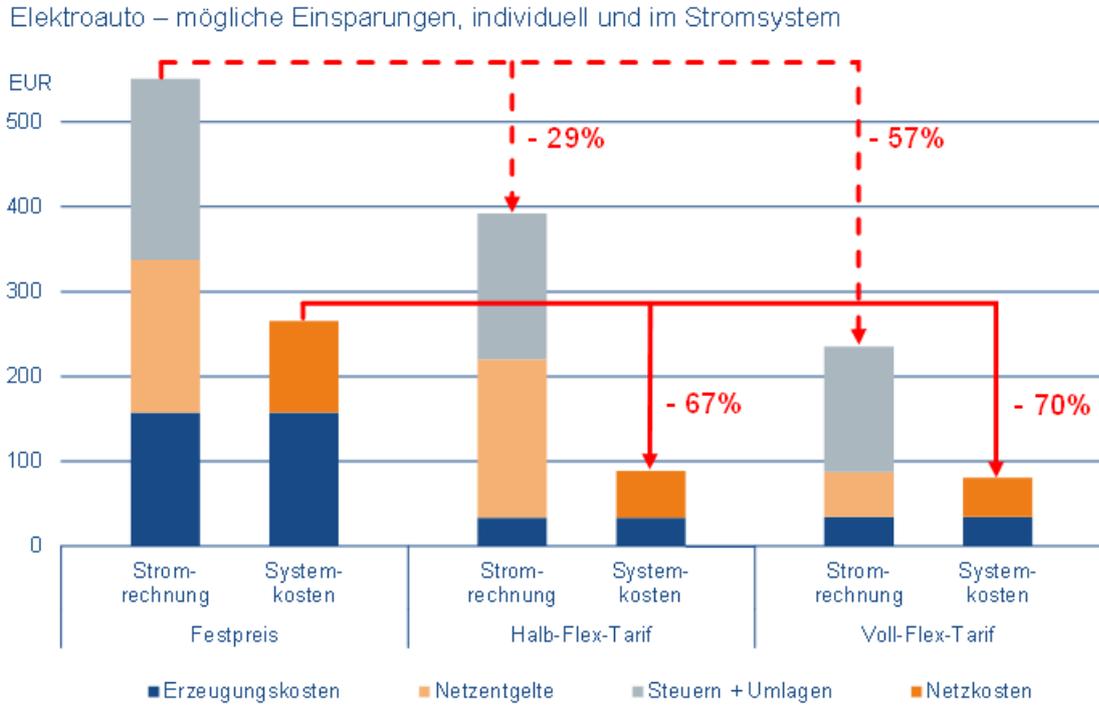
Claudia Lorenz | Senior Managerin Innovative Lösungen Energienetze
T + 49 30 306960-20 | claudia.lorenz@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Amelia-Mary-Earhart-Str. 12 • 60549 Frankfurt a. M.
Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org

Datum: 24.07.2025

Zahlen und Fallbeispiele

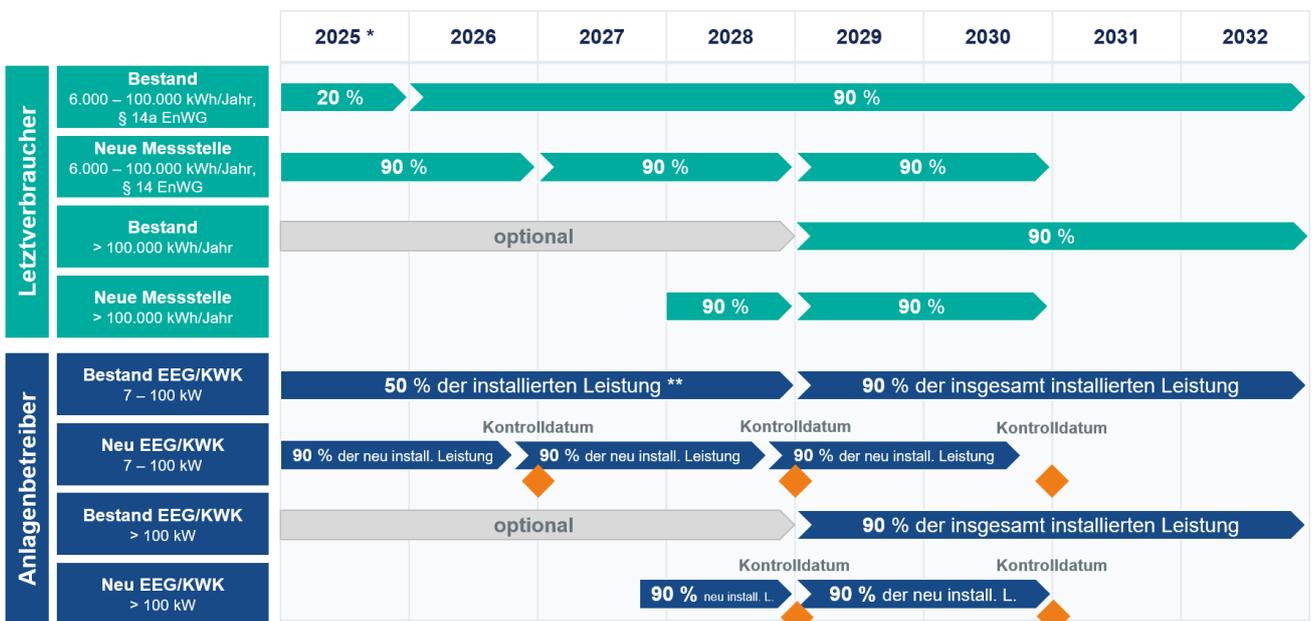
Grafik 1: Einsparpotenzial durch dynamische Stromtarife am Beispiel Elektroauto



Halb-Flex-Tarif: dynamischer Stromtarif (Börsenstrompreis) + konstantes Netzentgelt
 Voll-Flex-Tarif: dynamischer Stromtarif (Börsenstrompreis) + zeitvariables Netzentgelt (§ 14a EnWG)

Studien zeigen: Dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte ermöglichen teils erhebliche Einsparungen. Bei Elektroautos mit heimischer Wallbox können die Systemkosten um bis zu 70 Prozent sinken.

Grafik 2: Gesetzlicher Fahrplan für den Rollout: Fokus auf Steuerungsrollout



* Verlängerung des agilen Rollouts bis 31.12.25
 ** Inbetriebnahme von 2018 bis 2024

Quelle: BET, eigene Darstellung