

Berlin, 31. Januar 2024

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# Kosten des Messwesens

**BNetzA-Eckpunkte vom 14. Dezember 2023 zur Festle-  
gung der Kosten des Messwesens**

**BNetzA-Geschäftszeichen: BK8-23/007-A**

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

**Inhalt**

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Kosten für anteilige Preisobergrenze intelligenter Messsysteme .....</b>	<b>4</b>
2.1	Plankosten im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze .....	4
2.2	Ist-Abgleich im Regulierungskonto.....	6
<b>3</b>	<b>Abbau der Kosten aus konventionellem Messstellenbetrieb.....</b>	<b>6</b>

## 1 Zusammenfassung

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) soll der Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys) beschleunigt werden. Stromnetzbetreiber wurden verpflichtet, ab 2024 einen wesentlichen Anteil der Preisobergrenze (POG) für intelligente Messsysteme gemäß § 30 MsbG zu tragen. Hieraus entstehen hohe Mehrbelastungen für die Netzbetreiber, die bisher regulatorisch nicht berücksichtigt werden. Die BNetzA BK8 hat am 14. Dezember 2023 „Eckpunkte zur Festlegung der Kosten des Messwesens“ veröffentlicht.

Der BDEW unterstützt die vorgesehene Einstufung der entstehenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (dnbK) sowie die Vermeidung von Zeitverzügen durch den Ansatz von Plankosten (t-0), da so eine schnelle Refinanzierung des bei den Netzbetreibern verursachten Zusatzaufwands ermöglicht wird. Die Ermittlung der Planmenge aus dem Ist-Bestand des Vorjahres (t-2) und dem Dreifachen des Zuwachses im ersten Halbjahr des Vorjahres (t-1) ist ein pragmatischer Ansatz und wie von der BNetzA vorgesehen durch einen Plan-Ist-Abgleich und Ausgleich über das Regulierungskonto zu ergänzen.

Zum Vorschlag eines linearen Abbaupfades der in den Erlösbergrenzen enthaltenen Kosten für den konventionellen Messstellenbetrieb sieht der BDEW noch diverse offene Punkte und Bedarf für vertiefte Erörterungen mit der BNetzA. Unter bestimmten Rahmenbedingungen könnte dies ein praktikabler Ansatz sein, Anreize zur Digitalisierung und Effizienz zu setzen und den Regulierungsaufwand zu begrenzen. Zur Klärung der offenen Fragen und weiteren Ausarbeitung des Ansatzes stehen wir für einen Austausch auf Expertenebene gerne bereit.

Um baldmöglichst Planungssicherheit für den Rollout intelligenter Messsysteme zu schaffen und ausreichend Zeit zur Klärung offener Fragen hinsichtlich des Abbaus der Kosten des konventionellen Messstellenbetriebs zu haben, schlägt der BDEW vor, die Themen zeitlich zu entkoppeln und schnell eine Festlegung zur Berücksichtigung der Kosten aus der anteiligen Preisobergrenze intelligenter Messsysteme zu treffen. Das Verfahren zu den Kosten aus konventionellen Messstellenbetrieb könnte dann – nach Klärung der in der Stellungnahme aufgeworfenen Fragen – auch noch in 2024 abgeschlossen werden.

## 2 Kosten für anteilige Preisobergrenze intelligenter Messsysteme

### 2.1 Plankosten im Rahmen der Anpassung der Erlösobergrenze

Die Planmenge soll aus dem Ist-Bestand des Vorvorjahres (t-2) und dem Dreifachen des Zuwachses im ersten Halbjahr des Vorjahres (t-1) abgeschätzt werden. Der BDEW unterstützt diesen pragmatischen Ansatz.

#### Pragmatische Abschätzung vs. Individuelle Planwerte (Übergangsregelung)

Die pragmatische Ermittlung der Planmenge aus Ist-Bestand des Vorvorjahres und dem Dreifachen des Zuwachses im ersten Halbjahr des Vorjahres kann eine sehr gute Richtgröße sein.

Um zu hohe Planansätze und damit entsprechende Auswirkungen auf Netzentgelte und Regulierungskonto zum Ende der Rollout-Phase vermeiden zu können, sollten Netzbetreiber ohne besondere Voraussetzungen diese Richtgrößen **unterschreiten** können, d. h. niedrigere Planmengen ansetzen können.

Umgekehrt sollten insbesondere **im ersten Umsetzungsjahr 2025** Netzbetreiber auf Basis gesicherter Erkenntnisse und belegbarer Planungen auch **höhere Planmengen** als die pragmatisch ermittelte Richtgröße verwenden können, da in der Hochlaufphase dieser Ansatz das Rollout-Geschehen deutlich unterschätzen und damit zu erheblichen Vorfinanzierungen führen kann.

#### Preisobergrenzen

Die Preisobergrenzen sind in § 30 MsbG als Brutto-Werte einschließlich Umsatzsteuer ausgewiesen. Für die Kostenverteilung zwischen MSB und Netzbetreiber sind jedoch die Netto-Werte ohne Umsatzsteuer maßgeblich. Wenn überhaupt Zahlenwerte für die POG in der BNetzA-Festlegung genannt werden, sollte zur Vermeidung von Missverständnissen ausschließlich auf Netto-Werte (z.B. rd. 67 €) abgestellt werden.

Die Preisobergrenzen können durch eine BMWK-Verordnung angepasst werden, derzeit läuft bereits eine entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse. Eine BNetzA-Festlegung sollte deshalb so ausformuliert sein, dass sie auch bei einer Anpassung der POG unverändert weitergelten kann und eine regulatorische Berücksichtigung des Netzbetreiber-Anteils an der POG bzw. an dem tatsächlichen MSB-Entgelt sicherstellt.

#### Vereinfachtes Verfahren der Anreizregulierung

Im vereinfachten Verfahren gemäß § 24 Abs. 2 ARegV werden dnbK nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 3, 5 bis 7, 8b bis 16 ARegV pauschal mit 5 % der Gesamtkosten ermittelt und

während der Regulierungsperiode nicht angepasst. Nur dnbK nach § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 4 und 8 ARegV werden mit Planwerten t-0 berücksichtigt und Abweichungen über das Regulierungskonto ausgeglichen.

Zur Sicherstellung, dass der Ansatz von dnbK mit Planwerten t-0 auch im vereinfachten Verfahren greift, ist in der Festlegung eine entsprechende Klarstellung mit Verweis auf § 24 Abs. 3 i.V.m. § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV erforderlich.

### **Freie Wahl des Messstellenbetreibers**

Die Rolloutpflichten und -fristen treffen vor allem die grundzuständigen Messstellenbetreiber. Der Messstellenbetrieb kann auf Wunsch des Anschlussnutzers/Anschlussnehmers anstelle vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMSB) auch von einem Dritten („wettbewerblicher Messstellenbetreiber“) durchgeführt werden. Gemäß § 36 MsbG können auch die wettbewerblichen Messstellenbetreiber vom Anschlussnetzbetreiber Entgelte für den Messstellenbetrieb von intelligenten Messsystemen im Rahmen der zulässigen POG verlangen.

Bei der Ausformulierung der BNetzA-Festlegung sollte deshalb keine Einengung auf Entgelte der grundzuständigen Messstellenbetreiber erfolgen.

### **Ausblick: Regelungsbedarf auch für Zusatzleistungen**

Für Standardleistungen des Messstellenbetreibers werden die Entgelte/POG gemäß den Vorgaben des § 30 MsbG auf Anschlussnetzbetreiber und Anschlussnutzer aufgeteilt. Für Zusatzleistungen nach § 34 Abs. 2 und 3 MsbG kann der MSB vom Besteller ein angemessenes Entgelt unter Berücksichtigung der Vorgaben bzw. Preisobergrenzen in § 35 MsbG verlangen.

In Umsetzung gesetzlicher Verpflichtungen oder behördlicher Vorgaben (z. B. Festlegungen zu § 14a EnWG oder TAF 10) kann es dazu kommen, dass Netzbetreiber Zusatzleistungen nach § 34 Abs. 2 und 3 MsbG zwingend beauftragen müssen. So ist nicht nur die Umsetzung der Flexibilitätssteuerung aus § 14a EnWG und die hierfür erforderliche Erhebung von Netzzustandsdaten gesetzlich vorgeschrieben – vielmehr werden auch wettbewerbliche Schalthandlungen im Rahmen der Einführung dynamischer Stromtarife ab 2025 stark zunehmen, für die eine dauerhafte und flächenübergreifende Netzzustandsbeobachtung zur Gewährleistung der Netzstabilität notwendig wird. Weder ist die Anzahl der Kunden mit dynamischen Tarifen noch die Anzahl der wettbewerblichen Schalthandlungen vom Netzbetreiber beeinflussbar.

Zur Erreichung der zugrundeliegenden Ziele und zur Vermeidung von Benachteiligungen bei unterschiedlicher Betroffenheit müssen auch diese Kosten des Netzbetreibers für Zusatzleistungen regulatorisch als dnbK anerkannt werden.

## 2.2 Ist-Abgleich im Regulierungskonto

Der nachträgliche Plan-Ist-Abgleich und der Ausgleich über das Regulierungskonto sind notwendig und sachgerecht.

## 3 Abbau der Kosten aus konventionellem Messstellenbetrieb

Derzeit noch in Betrieb befindliche konventionelle Messeinrichtungen werden bis Ende 2032 weitestgehend durch moderne Messeinrichtungen oder intelligente Messsysteme ersetzt. Die BNetzA stellt zur Diskussion, den Rückgang der operativen Kosten über einen ex-ante vorgegebenen linearen Abbaupfad abzubilden.

### Aufsatzpunkt 2021

Es ist sinnvoll und praktikabel, als Aufsatzpunkt das Jahr 2021 (Basisjahr der vierten Regulierungsperiode) heranzuziehen.

Es bleibt jedoch unklar, ob das Kostenniveau des Jahres 2021 linear bis zum Jahr 2032 reduziert werden soll, ohne dass Änderungen zwischen 2021 und 2024 berücksichtigt werden, oder ob Zählerausbauten der Jahre 2022 und 2023 beim Startniveau 2024 berücksichtigt werden.

Bei der Bestimmung der zulässigen Erlösobergrenze für die vierte Regulierungsperiode (2024-2028) wurden über das Regulierungskonto bereits bestimmte Änderungen nach 2021 erlösmindernd berücksichtigt (z. B. Ausbauten 2022/2023). Damit solche EOG-Minderungen nicht erneut in den abzubauenen EOG-Anteil einfließen, müssen diese bereits abgebauten EOG-Anteile berücksichtigt werden.

### Netzzugänge und Netzabgänge

Bei Netzzu- und abgängen sind die Kosten des Basisjahres 2021 für beide Netzbetreiber um die übergangende Erlösobergrenze für den Messstellenbetrieb zu korrigieren. Hierzu bedarf es einer Festlegung der BNetzA, damit der abgebende Netzbetreiber nicht einseitig belastet wird.

### Linearer Abbaupfad

Mit einem vorgegebenen linearen Abbaupfad unabhängig von der tatsächlichen Mengenentwicklung soll ein Anreiz gesetzt werden, dass konventionelle Messeinrichtungen möglichst schnell ersetzt werden. Dies kann ein sinnvoller Ansatz zur Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts und zur Digitalisierung der Netzwirtschaft sein.

Wir verstehen die Eckpunkte so, dass der lineare Abbaupfad ex-ante für den Zeitraum 2024-2032 unveränderlich festgelegt wird und damit eine Entkopplung von den Regulierungsperioden erfolgt. Um die gewünschte Beschleunigung des Rollouts auch zu erreichen, braucht es das Vertrauen der Netzbetreiber, dass die vorgeschlagene Anreizwirkung Bestand haben wird.

Der lineare Abbaupfad kann eine erhebliche Marktdynamik anreizen, die mit Preissteigerungen der Hersteller und Dienstleister und einer verschärften Konkurrenz um begrenzte Montagekapazitäten einhergehen könnte. Ein langfristiger ex-ante definierter Abbaupfad beinhaltet also Chancen und Risiken für Netzbetreiber.

Aus unserer Sicht wäre es wichtig, dass die Festlegung den Abbaupfad verbindlich für den gesamten Zeitraum fixiert. In der Kostenprüfung mit Basisjahr 2026 dürften dann die operativen Kosten des konventionellen Messstellenbetriebs nicht mehr betrachtet werden, sondern weiterhin die geprüften und anerkannten Kosten des Basisjahres 2021. Daher müsste bei einem Gesamt-Abbaupfad 2024-2032 zur Stärkung der Anreizwirkung klargestellt werden, dass keine erneute Prüfung der Kosten des konventionellen Messstellenbetriebs zur fünften Regulierungsperiode erfolgt. Ansonsten würden Netzbetreiber, die einen schnellen Rollout forcieren, nachträglich benachteiligt werden.

Ein langfristig fixierter Abbaupfad kann auch den regulatorischen Umsetzungsaufwand reduzieren und stellt deshalb eine pragmatische Lösung dar.

### **Sockelpauschale**

Bei Verringerung der Anzahl konventioneller Messeinrichtungen lassen sich die beim Netzbetreiber anfallenden Kosten des (konventionellen) Messstellenbetriebs i. d. R. nicht im gleichen Verhältnis reduzieren. Die BNetzA hat die remanenten Kosten bisher i. d. R. pauschal berücksichtigt.

Darüber hinaus entstehen nun zusätzliche Unwägbarkeiten für Netzbetreiber durch den linearen Abbaupfad, die angereizte Beschleunigung des Rollouts und den Verzicht auf die Abbildung von Besonderheiten, z. B. von RLM-Messstellen.

Aus Sicht des BDEW ist ein pauschaler Sockelbetrag in Höhe von 25 % in Anlehnung an die bisherige Remanenzkostenpauschale aus mehreren Gründen weiterhin sinnvoll und sachgerecht.

Mit der Sockelpauschale können folgende Kosten bzw. Risiken pauschal und pragmatisch abgebildet werden:

- › Besonderheiten von RLM-Messstellen
  - Später startender Rollout
    - Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 100.000 kWh (§ 30 Abs. 1

Nr. 1 MsbG) oder Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW (§ 30 Abs. 2 Nr. 4 MsbG) muss gemäß § 45 MsbG erst 2028 mit der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen begonnen werden. Bis Ende 2027 können in diesem Segment noch konventionelle Messeinrichtungen eingebaut werden.

- Keine Reduzierung auf 0  
Bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 100.000 kWh (§ 30 Abs. 1 Nr. 1 MsbG) oder Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW (§ 30 Abs. 2 Nr. 4 MsbG) muss gemäß § 45 MsbG eine Ausstattung mit intelligenten Messsystemen bis Ende 2032 nur von 95 % der auszustattenden Messstellen erfolgen.
- RLM-Messeinrichtungen haben spezifisch höhere Kosten als SLP-Messstellen.

Um auf eine Differenzierung des Abbaupfades und des Zielwerts zwischen SLP- und RLM-Messstellen verzichten zu können, ist eine pauschale Abbildung praktikabler.

- › Risiken aus langfristigem ex-ante-Abbaupfad ohne Kostenabgleich
  - Mit der MsbG-Novelle hat der Rollout an Dynamik gewonnen. Durch den angedachten ex-ante-Abbaupfad werden zusätzliche Anreize für einen beschleunigten Rollout gesetzt. Es besteht ein Risiko, dass diese erhöhte Dynamik (z. B. Hochlauf von § 14a-Anlagen) auch zu Engpässen bei Lieferanten (Verfügbarkeit von Technik) und Dienstleistern (Verfügbarkeit von Montagekapazitäten u. a. durch Konkurrenz zu anderen energiewendebedingten Hochläufen, z. B. PV-Anlagen) und damit auch Preissteigerungen oder Verzögerungen führt.
  - Anstatt aufwändig ex-post diese Aspekte regulatorisch zu würdigen, könnte durch den pauschalen Ansatz ein Effizianzreiz gesetzt werden.
- › Sprungfixe Kostenverläufe und begrenzte Beeinflussbarkeit von Kosten, z. B. IT-Kosten die unabhängig von der Anzahl konventioneller Messeinrichtungen anfallen.

Zur praktischen Umsetzung der Sockelpauschale sollte der Aufsatzpunkt für den linearen Abbaupfad der operativen Kosten pauschal um 25% reduziert werden.

Um stark steigende MSB-Entgelte für konventionellen MSB im Zeitablauf („den letzten RLM-Zähler“) zu vermeiden, sollten die Kosten aus der Sockelpauschale nicht über MSB-Entgelte, sondern über die allgemeinen Netzentgelte erlöst werden können.

## **Kapitalkosten**

Bei den Kapitalkosten sind mehrere Aspekte zu berücksichtigen:

- › Es ist sicherzustellen, dass alle getätigten Investitionen in konventionelle Messeinrichtungen vollständig refinanziert werden können, entweder über MSB-Entgelte oder über Netzentgelte.
- › Die kalkulatorischen Kapitalkosten der konventionellen Messeinrichtungen im Basisjahr 2021 und deren Absinken während der Regulierungsperiode wird im Ausgangsniveau der Erlösbergrenzen und über den Kapitalkostenabzug gemäß § 6 ARegV abgebildet.
- › Werden konventionelle Messeinrichtungen noch vor Nutzungsdauer-Ende ausgebaut, entstehen kalkulatorische Buchverluste. Die kalkulatorischen Buchverluste aus dem Ausbau noch nicht abgeschriebener konventioneller Messeinrichtungen sollten in tatsächlicher Höhe über kalkulatorische Sonderabschreibungen abgebildet werden.
- › Eine pragmatische, unbürokratische Alternative zu Sonderabschreibungen wäre, die konventionellen Messeinrichtungen auch nach dem Ausbau im Anlagevermögen des Netzbetreibers zu belassen und die Kapitalkosten bis zum Ende des Abbaupfades 2032 weiterlaufen zu lassen („fiktive Kapitalkosten“).
- › Die zum Ende des Abbaupfades 2032 noch verbleibenden Restbuchwerte könnten zur Vermeidung einer überproportional hohen Sonderabschreibung linear über die Jahre 2025-2032 verteilt werden. Die benötigten Daten zum Anlagevermögen liegen bereits (geprüft) durch die vergangene Kostenprüfung vor. Eine Aktualisierung müsste lediglich um die Jahre 2029-2032 um die Restwerte der nach 2021 erfolgten Investitionen erfolgen.
- › Vorteil dieses pragmatischen Ansatzes ist, dass nicht für jedes Jahr und jeden Netzbetreiber die vernichteten Restwerte separat ermittelt und durch die BNetzA geprüft bzw. genehmigt werden müssen. Netzbetreiber haben so die Planungssicherheit, ihre getätigten Investitionen zurückzuerhalten und können damit möglichst effizient moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme ausrollen. Dies unterstützt den im Eckpunktepapier beabsichtigten OPEX-Anreiz für einen schnellen Rollout.

Aufgrund der vielen offenen Fragen und noch zu diskutierenden Ansätze und Detailpunkte schlägt der BDEW vor, die Thematik des Abbaus der Kosten aus konventionellem Messstellenbetrieb von den Kosten der anteiligen Preisobergrenze intelligenter Messsysteme zeitlich zu entkoppeln. Nach einer schnell möglichen Festlegung zur Berücksichtigung der Kosten aus der anteiligen Preisobergrenze intelligenter Messsysteme könnte nach Klärung der aufgeworfenen Fragen das Verfahren zu den Kosten aus konventionellen Messstellenbetrieb auch noch in 2024 abgeschlossen werden. Der BDEW ist bereit, sich hieran konstruktiv zu beteiligen und schlägt als nächsten Schritt einen Austausch auf Expertenebene vor.

### **Anmerkung zum Excel-Template**

Wie von der BNetzA vorgegeben, haben wir das bereit gestellte Excel-Template genutzt, um unsere Positionen und Vorschläge einzubringen und zu erläutern. In der aktuellen Konsultationsphase mit Eckpunkten und offenen Fragen war dies jedoch nur eingeschränkt möglich. Das vorliegende Dokument enthält die vollständige Positionierung des BDEW zu den Eckpunkten.

Erschwerend kommt hinzu, dass aufgrund des Kopierschutzes im Eckpunktepapier die vom Template geforderten Originaltexte händisch eingetragen werden müssen. Aus unserer Sicht wäre zukünftig eine Nutzung von Templates als ergänzendes Instrument nur bei fertig ausformulierten Festlegungsentwürfen sinnvoll.

### **Ansprechpartner**

Jan Kiskemper  
Energienetze, Regulierung & Mobilität  
Telefonnummer: +49 30 300199-1132  
jan.kiskemper@bdew.de