

31. März 2024

Netzbetreiberinfo: Eckpunktepapiere Regulierung

Umlaufrendite

Verbraucherpreisindex (VPI) 2023

§ 14 EnWG

EEG-Minderung

Messentgelte

[Eckpunktepapiere zur Weiterentwicklung Regulierung](#)

Zum Jahreswechsel 2023/2024 hat bei der BNetzA eine neue Beschlusskammer die Arbeit aufgenommen. Diese wird unter dem Namen „Große Beschlusskammer“ (GBK) geführt. Hintergrund ist die „EnWG-Novelle“ vom 29. Dezember 2023 in Folge der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) vom 02. September 2021. Der Gesetzgeber hat nun insbesondere die unionsrechtlichen Vorgaben zur Zuständigkeit bei der Netzzugangs- und Netzentgeltregulierung angepasst.

Eckpunktepapier zu Nachfolgeregelungen für ARegV, StromNEV und GasNEV

Am 18. Januar 2024 hat die BNetzA nun ein erstes [Eckpunktepapier](#) mit 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom – und Gasnetzbetreiber veröffentlicht. In der darauffolgenden Auftaktveranstaltung (02. Februar 2024) wurden die Überlegungen und Pläne der BNetzA noch einmal vorgestellt und diskutiert. Der [Mitschnitt](#) der Veranstaltung ist ebenfalls auf der Website der BNetzA abrufbar. Eine Rückmeldung war bis Ende Februar möglich. Im Wesentlichen hat die BNetzA 15 Thesen zur Fortführung der Regulierung u.a. zu den Themen Dauer Regulierungsperioden, OPEX-Kosten, Produktivitäts-, Qualitäts- und Effizienzvorgaben, CAPEX-Kosten, Nutzungsdauern und anzuwendenden Zinssätzen vorgestellt.

In Zukunft sollen bundeseinheitliche Rahmenfestlegungen und Methodenfestlegungen für alle Netzbetreiber von der GBK in Abstimmung mit den Länderausschüssen getroffen werden. In Folge dessen werden die Beschlusskammern der BNetzA dann Einzelfestlegungen zu den jeweiligen Methodenfestlegungen treffen. Die Rahmenfestlegungen sollen im Laufe des Jahres konsultiert werden, damit entsprechende Methoden- und Einzelfestlegungen im Laufe der Jahre 2025/2026 erfolgen können.

Konsultation Eckpunkte zur Anpassung der Abschreibungsmodalitäten im Gassektor

Bereits am 06. März 2024 hat die GBK ein [Eckpunktepapier](#) zur Anpassung der Abschreibungen der Gasnetze zur Konsultation veröffentlicht. Netzbetreiber können bis zum 28. März 2024 [Stellung nehmen](#).

Mit der [KANU Festlegung](#) vom 08. November 2022 können Anlagenzugänge ab dem 01. Januar 2023 mit einer auf das Zieljahr 2045 verkürzten Nutzungsdauer abgeschrieben werden. Die BNetzA will mit einer Festlegung KANU 2.0 jetzt auch für Bestandsanlagen eine Regelung zur verkürzten Abschreibung schaffen. Ziel ist es, den Netzbetreibern auch eine Refinanzierung der Bestandsinvestitionen zu ermöglichen. Im Eckpunktepapier stellt die GBK nun zwei mögliche Modelle und ebenfalls verschiedene Wege zur Anpassung der Erlösobergrenzen vor. Beide Modelle haben eine schnellere erlösobergrenzenwirksame Abschreibung zum Ziel, sie unterscheiden sich aber von der Methodik grundsätzlich.

Das „Wahlmodell“ sieht eine Betrachtung der Einzelanlagen vor und nicht wie bisher auf Basis der Anlagengruppen. Dies schafft eine enorme Flexibilität bei der Wahl der Abschreibungsdauer pro Anlagengut und kommt Netzbetreibern zu Gute, die Teile des Netzes stilllegen oder in Zukunft z.B. mit Wasserstoff betreiben können und aus diesem Grund differenzieren möchten. Die Aufbereitung des Anlagevermögens auf Einzelanlagenbasis führt jedoch zu einem erheblichen Mehraufwand.

Das zweite Modell wird als „Korridormodell“ bezeichnet und sieht einen minimalen bzw. maximalen Abschreibungswert je Anlagengruppe und Zugangsjahr vor. Innerhalb des so entstehenden Korridors kann die in der Erlösobergrenze ab 2025 anzusetzende Abschreibung dann vom Netzbetreiber frei gewählt werden. Die Untergrenze der ansetzbaren Abschreibungsbeträge bilden die sich unter Verwendung der bislang angesetzten Abschreibungsdauern ergebenden jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen. Die Obergrenze (sofern diese über den vorstehend genannten Abschreibungen liegt) ergibt sich aus dem kalkulatorischen Restwert per 31. Dezember 2024 multipliziert mit 10% (dies ist mathematisch gleichbedeutend mit einer Restnutzungsdauer von 10 Jahren).

Verbraucherpreisindex (VPI) 2023

Die Erlösobergrenze (EOG) für das Jahr 2025 ist zum 01. Januar 2025 anzupassen (§ 4 Abs. 3 ARegV). Damit ist u.a. auch der VPI zu aktualisieren (§ 8 ARegV). Der für die EOG 2025 relevante VPI 2023 ist durch das Statistische Bundesamt mit 116,7 veröffentlicht. Dies entspricht einer Jahresinflation von 5,9 %. In nachstehender Abbildung ist der Verlauf des VPI mit Relevanz für die vierte Regulierungsperiode dargestellt.

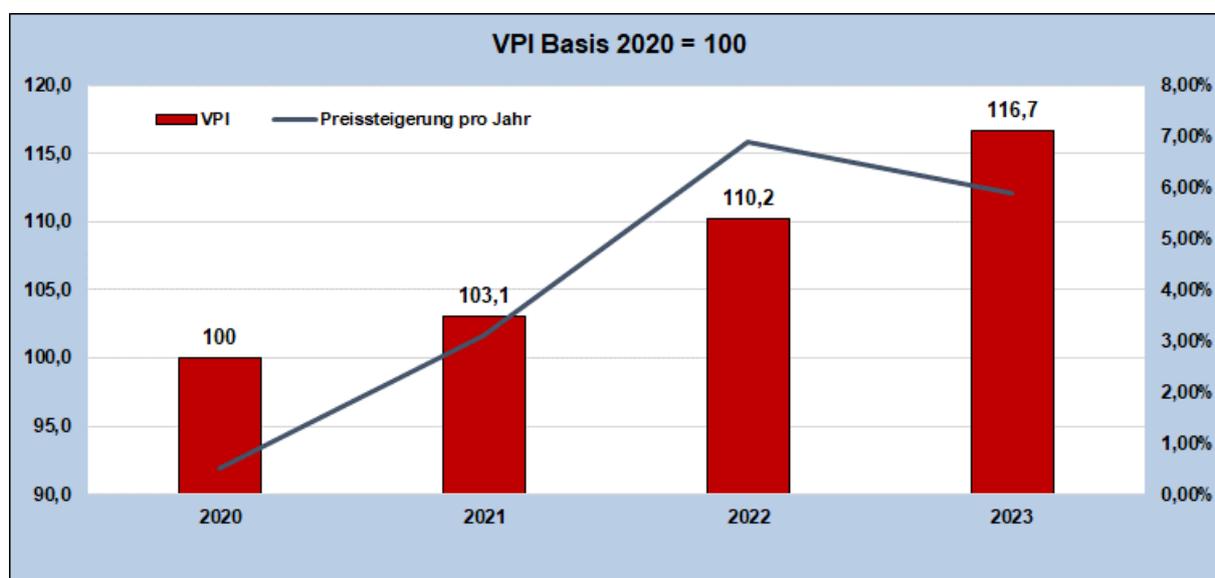


Abbildung: Entwicklung Verbraucherpreisindex (VPI)

Umlaufrendite

Für das Jahr 2023 hat die Deutsche Bundesbank die Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten mit 2,9 % veröffentlicht. Der auf die letzten zehn Kalenderjahre bezogene Durchschnitt der Umlaufrenditen beträgt somit 0,63 % (Vorjahr 2022 0,48 %). Relevant ist dieser Zinssatz zur Verzinsung der Mehr- und Mindererlöse 2023 innerhalb des Regulierungskontos nach § 5 Abs. 2 ARegV. In nachstehender Abbildung ist der Verlauf des Zinssatzes dargestellt.

Zinssatz für	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Regulierungskonto	3,25%	3,02%	2,75%	2,49%	2,12%	1,72%	1,34%	1,01%	0,74%	0,47%	0,48%	0,63%

Abbildung: Zinssatz Regulierungskonto

§ 14 a EnWG

Die Beschlusskammern 6 und 8 der BNetzA haben die gemeinsam erarbeiteten Festlegungen [BK6-22-300](#) zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) sowie [BK8-22/010A](#) Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und SteuVE im November 2023 publiziert. Erste Regelungen traten bereits ab 01. Januar 2024 in Kraft. Dies waren einerseits die Anschlussbedingungen der SteuVE sowie die Netzentgeltregelungen Modul 1 und 2. Das Modul 3 muss ab 01. Januar 2025 auf dem Preisblatt Netznutzung aufgenommen werden. Abgerechnet werden kann dies jedoch erst ab 01. April 2025. Speziell der Umgang mit Bestandskunden, die freiwillig in das neue System wechseln können, ist organisatorisch eine Herausforderung.

Nach ersten Vergleichen stellt sich heraus, dass bei der Berechnung der pauschalen Reduzierungsbeträge für das Modul 1 vielfach fehlerhaft noch 80 € brutto eingerechnet sind, auch die Bestandskundenpreise wurden nicht immer korrekt linear angewendet.

Nachfolgend sind die Berechnungsvorschriften für die SteuVE 2024 nochmals dargestellt:

- Reduzierungsbetrag Modul 1 [€/a] = 80 € / 1,19 + 20 % * 3.750 kWh * AP SLP 2024 [Ct/kWh] / 100
- AP-Modul 2 [Ct/kWh] = 40 % * AP SLP 2024 [Ct/kWh]
- Bestandskunden GP [€/a] = GP SteuVE 2023 [€/a] / GP SLP 2023 [€/a] * GP SLP 2024 [€/a]
- Bestandskunden AP [Ct/kWh] = AP SteuVE 2023 [Ct/kWh] / AP SLP 2023 [Ct/kWh] * AP SLP 2024 [Ct/kWh]

GP – Grundpreis

AP – Arbeitspreis

In Vorbereitung des Moduls 3 sind im Unternehmen die HT / NT / Standard-Zeiten festzulegen, dies sollte netzspezifisch erfolgen. Anschließend sind die Preisregelungen für die drei Zeiten unter

Berücksichtigung der Randbedingungen nach BK8-22/010A zu kalkulieren. Speziell sei auf die neuen Melde- und Informationspflichten hingewiesen, die mit zusätzlichem Aufwand im Unternehmen verbunden sind. Lieferanten sind verpflichtet, die Reduzierungsbeträge auf Ihren Rechnungen transparent auszuweisen.

EEG - Minderung

Am 01. Dezember 2023 publizierte die Beschlusskammer 8 der BNetzA ein [Eckpunktepapier](#) zur Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von erneuerbaren Energien Anlagen (EE-Anlagen). Hintergrund ist die zunehmende Belastung der Netzkunden in Netzgebieten mit hoher EE-Anlagendichte inklusive Hochspannungsebene abwärts. In diesen Netzgebieten werden - im Gegensatz zum bundesweiten Ausgleich in Netzebene 1 und 2 der Übertragungsnetzbetreiber - die Anschlusskosten in den lokalen Netzentgelten gewälzt und führen zu starken regionalen Verzerrungen. Durch die Ermittlung einer Kennzahl (installierte EE-Leistung / Jahreshöchstlast je Netzebene) sollen bei Überschreitung der Kennzahl von 200 % die EE-Mehrkosten berechnet werden. Diese würden die lokalen Netzkosten senken. Die Summe der Mehrkosten sollen bundesweit über die §19-Umlage von allen Letztverbrauchern ausgeglichen werden. Eine Prognose über die geplanten Senkungen der lokalen Netzentgelte je Bundesland ist nachfolgend dargestellt.

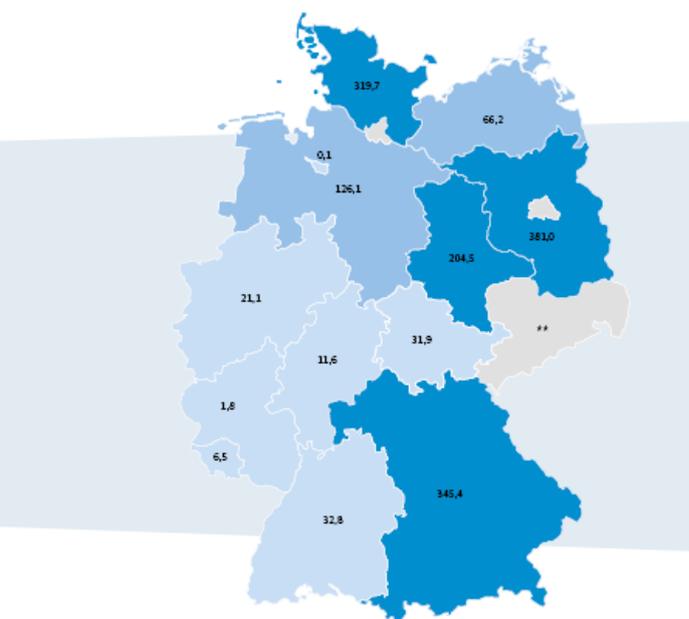
Brutto-Entlastung der einzelnen Bundesländer

Die Entlastung beträgt bezogen auf 2023 rund 1,55 Mrd. Euro.

Bundesland*	Wälzungsbetrag in Mio. €
Baden-Württemberg	32,8
Bayern	345,4
Berlin	-
Brandenburg	381,0
Bremen	0,1
Hamburg	-
Hessen	11,6
Mecklenburg-Vorpommern	66,2
Niedersachsen	126,1
Nordrhein-Westfalen	21,1
Rheinland-Pfalz	1,8
Saarland	6,5
Sachsen**	-
Sachsen-Anhalt	204,5
Schleswig-Holstein	319,7
Thüringen	31,9

* Die Zuordnung eines Netzbetreibers zu einem bestimmten Bundesland erfolgte auf Basis des jeweiligen Firmen- bzw. Verwaltungssitzes des Netzbetreibers.

** Merkliche mittelbare Entlastung wegen wälzungsberechtigten Netzbetreiber mit großem Netzgebiet auch in Sachsen, Sitz aber in Sachsen-Anhalt.



Entlastung >200 Mio. €

Entlastung 50 Mio. € bis 200 Mio. €

Entlastung <50 Mio. €

Abbildung: Quelle BNetzA: Eckpunkte zur Verteilung von Netzkosten

Messentgelt

Die BNetzA hat am 14. Dezember 2023 ein [Eckpunktepapier](#) zur Anerkennung der anteiligen Preisobergrenze (POG) der intelligenten Messsysteme (iMSys) der Netzbetreiber veröffentlicht. Zum einen soll geregelt werden, wie die neu ab 01. Januar 2024 zu zahlenden Netzbetreiberanteile (i.d.R. 80 € brutto) an der POG für iMSys refinanziert werden. Vorgeschlagen wurde, dass die Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in der Erlösobergrenze für die Jahre ab 2025 als Plankosten angesetzt werden können (Plan 2024 = 0 €). Im Nachgang erfolgt dann ein Plan-Ist-Abgleich im Regulierungskonto ab 2024.

Zum anderen soll der Abbau der Kosten im konventionellen Messstellenbetrieb vereinfacht werden. Hier wird ein linearer Abbaupfad der operativen Kosten (OPEX-Basis 2021) bis zum Jahr 2032 vorgeschlagen. Bis 2032 sind entsprechend dem § 29 Abs. 3 MsbG alle Zähler mit Ausstattungsverpflichtung auf moderne Messeinrichtungen umzurüsten (100 %). Ab dem Jahre 2033 sollten demnach keine Kosten im Bereich des konventionellen Messstellenbetriebes mehr anfallen.

Die Anpassung der Abschreibungsdauern wird enormen Einfluss auf die Refinanzierung der Gasnetze haben. Aus diesem Grund sollten sich die Gasnetzbetreiber mit dem aktuellen Eckpunktepapier zur Abschreibungsdauer der Gasnetze auseinandersetzen. Zur Einschätzung der Auswirkungen der einzelnen Abschreibungsmodelle auf ihr Gasnetz arbeiten wir derzeit an der Umsetzung in einem Excel-Tool. In Bezug auf das Eckpunktepapier zum Messentgelt und daraus resultierenden Nachweispflichten empfehlen wir für die anteilig zu zahlenden Netzbetreiberanteile eine separate Kostenstelle im Stromnetz einzurichten. Zu den neuen Eckpunktepapieren wird in Kürze mit Konsultationen der Festlegungen gerechnet.

Zur Festlegung der in 2025 gültigen HT / NT / Standard-Zeiten im Strom und der anschließenden Preiskalkulation unter Berücksichtigung der Randbedingungen nach BK8-22/010A werden wir Sie rechtzeitig im Vorfeld der nächsten Netzentgeltkalkulation informieren.

Für Rückfragen stehen wir Ihnen gern zur Verfügung.

Ihr Team von Hartmann & Wiegler Consulting GmbH

In Kooperation mit Consulting Ulm & Schendel GmbH & Co. KG