

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Investor Relations

Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe

Ostrach, 11. Juni 2026

## Frage zur Rechnungslegung

Sehr geehrte Damen und Herren,

Ihr Unternehmen plant bzw. errichtet derzeit diese Gaskraftwerks-Vorhaben:

- Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe RDK9 (ca. 850 MW, in Planung)
- Kraftwerk Heilbronn HLB 8 (ca. 675 MW, im Bau)
- Heizkraftwerk Altbach/Deizisau 3 (ca. 665 MW, im Bau)

Diese Kraftwerke erzeugen CO<sub>2</sub> aus fossilem Kohlenstoff, das nach Art. 2 VO (EU) 2021/1119 (Netto-Negativität) und § 3b KSG wieder aus der Atmosphäre entfernt werden muss. Nach dem bilanzrechtlichen Vorsichtsprinzip sind für diese Entnahme heute 500 € je Tonne anzusetzen — die obere Spanne der vom PIK im Verfahren vor dem Bundesverfassungsgericht genannten 388–500 €; aktuelle Marktpreise liegen darüber. Über 20 Betriebsjahre ergeben sich daraus rechnerisch:

- Rheinhafen-Dampfkraftwerk Karlsruhe RDK9: 16,29 Mrd. €
- Kraftwerk Heilbronn HLB 8: 12,94 Mrd. €
- Heizkraftwerk Altbach/Deizisau 3: 12,75 Mrd. €
- zusammen: rund 42 Mrd. €

Die Berechnung je Anlage mit allen Quellen:  
<https://co2-entnahme.info>

Die Pflicht zur Entnahme entsteht dabei nicht erst in ferner Zukunft: Das verbleibende CO<sub>2</sub>-Budget für 1,5 °C ist aufgebraucht — sie entsteht mit jeder emittierten Tonne (vgl. BVerfG 1 BvR 2656/18 zur Unzulässigkeit der Lastenverschiebung auf künftige Generationen).

Der Vollständigkeit halber: Die genannten Neubauvorhaben sind nur ein Ausschnitt. Seit das 1,5-Grad-Budget verbraucht ist — die Grenze hat das Bundesverfassungsgericht 2021 gezogen —, entstehen dieselben Entnahme-Verpflichtungen fortlaufend auch für alle seitdem weiterbetriebenen Gas- und Kohlekraftwerke Ihres Konzerns.

Die EnBW steht mehrheitlich im Eigentum des Landes Baden-Württemberg und der OEW-Landkreise — die Frage betrifft damit unmittelbar öffentliche Vermögen.

Dazu vier Fragen zur Rechnungslegung Ihres Hauses:

1. Hat Ihr Unternehmen für diese Entnahme-Verpflichtungen Rückstellungen gebildet (§ 249 Abs. 1 HGB bzw. IAS 37) — unabhängig von der Teilnahme am EU-Emissionshandel — oder ist dies vorgesehen?

2. Falls nein: Auf welcher Grundlage verneinen Sie eine faktische Verbindlichkeit, obwohl die Entnahmepflicht dem Grunde nach europarechtlich feststeht und die Emissionsmengen Ihrer Anlagen bekannt sind?

3. Wie bilden Sie diese Verpflichtungen in der Nachhaltigkeits-berichterstattung nach ESRS E1 (CSRD) ab — insbesondere bei den klimabezogenen Transitionsrisiken und dem internen CO<sub>2</sub>-Preis?

4. Welche Vorsorge besteht für den Fall, dass die Zahlungspflicht (etwa durch die Rechtsverordnung nach § 3b KSG) den Emittenten zugewiesen wird — Sicherheitsleistungen, Konzerngarantien oder vergleichbare Instrumente, die die Verpflichtung auch bei künftigen Umstrukturierungen sichern?

Einen Hinweis vorweg, weil er nahe liegt: Der Erwerb von Zertifikaten im Emissionshandel berechtigt zur Emission — er finanziert keine spätere Entnahme. Die ETS-Einnahmen sind dafür nicht zweckgebunden, und die Netto-Negativität liegt außerhalb der Cap-Logik. Sollten Sie das anders sehen, bitte ich um Mitteilung, auf welche konkrete Rechtsgrundlage sich diese Auffassung stützt.

Zum Hintergrund: Die Genehmigungsbehörden haben schriftlich bestätigt, dass diese Folgekosten in den Verfahren nicht geprüft werden; die Haushalte von Bund und Ländern weisen sie ebenfalls nicht aus. Die Antworten dokumentiere ich öffentlich unter [co2-entnahme.info](https://www.co2-entnahme.info). Als Anlagen erhalten Sie das Schreiben als PDF, den Katalog der bisher vorgebrachten Einwände und ihrer Entkräftung — er erspart uns beiden eine

Antwortrunde — sowie die vollständige rechtliche Argumentationskette mit allen Quellen.

Mit freundlichen Grüßen Jan Kechel [jan@kechel.de](mailto:jan@kechel.de)