



## Kurzpapier zu Contracts for Difference

# INHALTSVERZEICHNIS

<b>1</b>	<b>Das Wichtigste in Kürze</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>CfD im Vergleich zur gleitenden Marktprämie</b>	<b>4</b>
2.1	Hintergrund: Gleitende Marktprämie ist zentrale Absicherung für die Finanzierung von EE-Anlagen	4
2.2	Grundlage der Abschöpfung: Fiktive statt reale Erlöse	5
2.3	Höhere Risiken und volkswirtschaftliche Kosten der Energiewende	6
2.4	Negative Auswirkungen auf PPAs, Grünstromprodukte und Terminmärkte	7
2.5	Verhinderung von Flexibilitäten und systemdienlichen Verhaltens	8
2.6	Investitionsrückgang & Investitionsunsicherheit	8
<b>3</b>	<b>Fazit</b>	<b>9</b>

# 1 DAS WICHTIGSTE IN KÜRZE

- » Die **Marktprämie als zentrales Absicherungsinstrument**: Das aktuelle Förderregime der gleitenden Marktprämie hat sich seit Jahren bewährt. Die Marktprämie in Form einer festen Mindestvergütung bietet Anlagenbetreiber\*innen eine Risikoabsicherung, auf deren Grundlage sie Erneuerbare-Energie(EE)-Projekte wirtschaftlich effizient finanzieren können.
- » **Fiktive statt reale Erlöse**: Bei einer Umstellung des Förderregimes auf einen CfD-Rahmen, also der Deckelung bzw. Abschöpfung von Erlösen, werden Referenzwerte angenommen, die jedoch nicht die tatsächlichen Erlöse der individuellen EE-Anlage widerspiegeln. Aufgrund der Diskrepanz zwischen „fiktiven“ und tatsächlich erwirtschafteten Erlösen entstehen enorme betriebs- und volkswirtschaftliche Risiken und Hemmnisse für verschiedene Marktakteure.
- » **Höhere Risiken und steigende volkswirtschaftliche Kosten der Energiewende**: Gegen die im CfD-Rahmen entstehenden betriebswirtschaftlichen Risiken müssen sich (vor allem kleinere) Anlagenbetreiber\*innen absichern. Das hat höhere Ausschreibungsergebnisse zur Folge, was die Kosten für die Umsetzung der Energiewende erhöht.
- » **Negative Auswirkungen auf PPAs, Grünstromprodukte und Terminmärkte**: Durch einen Erlösdeckel in Verbindung mit einer fiktiven Abschöpfung werden Geschäftsmodelle auf dem Strommarkt, die einen Fixpreis ausmachen (z.B. PPAs, Terminmärkte), zu einem erheblichen Risiko, da Preisschwankungen am Markt von den Anlagenbetreiber\*innen ausgeglichen werden müssten. Ein Liquiditätseinbruch von Termin- und PPA-Märkten ist zu befürchten, letzteres macht Ökostromprodukte unmöglich.
- » **Verhinderung von Flexibilitäten und systemdienlichem Verhalten**: Mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung spielt die Flexibilisierung von Stromangebot und -nachfrage, z.B. erhöhte Stromeinspeisung durch flexibilisierte EE-Anlagen in Zeitfenstern mit besonders niedrigem Stromangebot, eine immer zentralere Rolle und muss systematisch angereizt werden. Andernfalls drohen hohe Preisschwankungen für Verbraucher\*innen und Erzeuger\*innen. CfD schaffen solche Anreize nicht.
- » **Weniger Neuinvestitionen, mehr Investitionsunsicherheiten**: Ein CfD-Rahmen reduziert Investitionen aufgrund der höheren Risiken für Anlagenbetreiber\*innen und geringer ausfallenden Erlösen und schürt Unsicherheit bei Marktakteuren in einer der sensibelsten Phase der Energiewende, dem Hochlauf des Ausbaus nach einer Phase des Stillstandes.

- » **Die Umstellung auf CfD droht die Energiewende zu verlangsamen:** Die durch den Angebotsschock im Krisenjahr 2022 entstandenen Verwerfungen auf dem Strommarkt sind beispiellos und dienen als Mahnung für den bevorstehenden Umbau des Förderregimes. Das neue Strommarktdesign sollte den Fokus auf die Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien legen, statt durch einen Umbau des Förderregimes Verwerfungen auf dem Strommarkt zu riskieren. Nur so lassen sich fossile Preistreiber aus dem Markt drängen.

## 2 CfD IM VERGLEICH ZUR GLEITENDEN MARKTPRÄMIE

In dieser Analyse geht der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) auf die Herausforderungen und Risiken einer möglichen Umstellung des Förderrahmens für Erneuerbare Energien auf sogenannte *Contracts for Difference (CfD)* ein. Die Bundesregierung hat im Entschlussesantrag des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) beschlossen, „spätestens bis zum 31. März 2024 einen Vorschlag vor[zulegen], wie die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien nach der Vollendung des Kohleausstiegs erfolgen soll.“ Auf nationaler Ebene wird ein solcher Vorschlag derzeit mit verschiedenen Stakeholdern in der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) diskutiert. Auf europäischer Ebene laufen parallel die Verhandlungen zur Reform des Strommarktsystems im Rahmen der Trilog-Verhandlungen, in denen ebenfalls verschiedene Förderinstrumente, unter anderem auch CfD, verhandelt werden.<sup>1</sup> Im Folgenden werden die energiewirtschaftlichen Risiken einer Umstellung auf CfD und die damit verbundenen Herausforderungen für den EE-Ausbau in Deutschland adressiert.

### 2.1 Hintergrund: Gleitende Marktprämie ist zentrale Absicherung für die Finanzierung von EE-Anlagen

Aktuell werden Erneuerbare-Energie-Anlagen im EEG über die sogenannte „gleitende Marktprämie“ gefördert. **Dieser Fördermechanismus sieht eine gesicherte Auszahlung einer Marktprämie für Anlagenbetreiber\*innen vor.** Die gleitende Marktprämie gleicht die Differenz zwischen dem an der Börse erzielten Wert für die Vermarktung von Erneuerbaren Energien und dem wettbewerblich ermittelten Gebotswert in der Ausschreibung (dem anzulegenden Wert) aus. Liegen die Markterlöse über der Marktprämie (z.B. bei hohen Strompreisen), zahlt der Staat nichts an die Anlagenbetreiber\*innen. Fällt jedoch der Marktwert unter den Wert der Marktprämie, bekommt der Anlagenbetreiber als **Mindestabsicherung die Differenz zur Marktprämie vom Staat ausgezahlt.** Auf diese Weise können die Anlagenbetreiber\*innen

<sup>1</sup> Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU, siehe <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023PC0148&from=EN>.

trotz schwankender Erlöse Erneuerbarer Energien dennoch sichergehen, dass sie den EEG-Vergütungssatz erhalten.

Die gleitenden Marktprämie hat sich seit Jahren als verlässliches Finanzierungsinstrument bewährt, das den Ausbau Erneuerbarer Energien vorantreibt und Investitions- und Planungssicherheit gewährleistet. Vor allem hinsichtlich ihrer Finanzierung durch Banken (sog. „Bankability“ der EE-Projekte) hat sich das Instrument als unerlässlich erwiesen. Ohne Absicherung erhalten EE-Projekte heutzutage oftmals keine wettbewerbsfähige Absicherung. Dem entgegen steht die Idee von CfD oder Differenzverträgen. Diese zielen darauf ab, den Markterlös der Anlagen ab einem gewissen Wert zu deckeln („Cap“) und an den Staat zurückzuführen. Durch die Absicherung nach unten und die Gewinndeckelung nach oben bewegen sich die Erneuerbaren in einem starren Preiskorridor. Aktuell stehen verschiedene CfD-Modelle in der Diskussion.<sup>2</sup> Allerdings sind die technischen Details der Ausgestaltung entscheidend, da sie die negativen Auswirkungen und Risiken eines CfD-Rahmens erheblich bestimmen. Im Folgenden wird nur auf Risiken eingegangen, die alle CfD-Vorschläge gemeinsam haben.

## 2.2 Grundlage der Abschöpfung: Fiktive statt reale Erlöse

CfD setzen einen Deckel („Cap“) für Erlöse. Sie bestimmen also eine Obergrenze, ab dessen Wert die Einnahmen der Erneuerbaren Anlagen abgeschöpft werden. Die Höhe dieses Deckels wird politisch bestimmt und orientiert sich an einer fiktiven Berechnungsgrundlage der Erträge, da diese im Vorhinein nicht anlagenscharf ermittelbar sind (siehe Erklärtext unten). Verschiedene Referenzwerte (stündlich, monatlich, jährlich) können CfD zu Grunde gelegt werden. **Problematisch ist hierbei, dass Referenzwerte nur eine Annäherung an die tatsächlich realisierten Gewinne der jeweiligen Anlagen darstellen.** Anlagen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Erzeugung, ihrer Vermarktungsprofile, ihrer Handelsverträge etc.

### Warum sind Erlöse von EE-Anlagen schwer zu bestimmen?

Vermarktungsprofile und -formen von EE-Anlagen sind äußerst heterogen. Anlagen unterscheiden sich z.B. hinsichtlich ihres Einspeisungsverhaltens, des Anlagentyps, der Regionalität und Vermarktungsstrategie. Einige Anlagenbetreiber\*innen vermarkten ihre Strommengen z.B. selber über die Netzbetreiber und beziehen direkt die EEG-Einspeisevergütung. Oftmals vermarkten sie ihre Strommengen jedoch über die Direktvermarkter, die die Strommengen bündeln und weiterverkaufen.

Beide handeln auf unterschiedlichen Handelsplätzen, dem Day-Ahead und Intraday Markt. Hinzu kommt die Vermarktung von Langfristprodukten über Handelshäuser auf dem Terminmarkt. Zwischen den Marktplätzen werden also unterschiedliche Produkte gehandelt.

Entlang dieser komplexen Wertschöpfungsketten kommt es zum Austausch von lang, mittel- und kurzfristigen Produkten und Verträgen, um die für die Deckung der Stromlast notwendigen Mengen zu erwerben. Der Strommarkt ist ein sehr effizientes Vehikel, um Angebot und Nachfrage zusammenzuführen, da er auf der Schwarmintelligenz vieler Akteure beruht. Der Staat hat allerdings keinerlei Einblick in die unterschiedlichen Vertragsformen, Transaktionen, Erzeugerprofile etc. und kann daher auch nicht die genaue Erlösstruktur von EE-Anlagen benennen.

<sup>2</sup> Zusammengefasst werden verschiedene Variationen eines CfD in dem folgenden Dokument [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-foerderinstrumente-ag1-22062023.pdf?__blob=publicationFile&v=4).



**In Wirklichkeit kommt es zu erheblichen Diskrepanzen zwischen den fiktiven Erlösrechnung und den tatsächlichen Gewinnen der Anlage.** Bei einer Abschöpfungen stellen diese Schwankungen ein hohes finanzielles Risiko dar, da im schlimmsten Fall Anlagenbetreiber\*innen Gewinne abgeben müssen, die sie nie erwirtschaftet haben. In der Folge kann es zu wirtschaftlichen Härten, Liquiditätsproblemen oder im Extremfall zur Insolvenz und Infragestellung des Weiterbetriebs der Anlage kommen. Insofern ist die Art der Abschöpfung (fiktive oder reale Erlöse) von entscheidender Bedeutung für die Marktakteure. In jedem Fall hat eine Abschöpfung potenziell erhebliche Auswirkungen auf das Verhalten der Marktakteure.

## **2.3 Höhere Risiken und volkswirtschaftliche Kosten der Energiewende**

Für die Anlagenbetreiber\*innen bedeutet der CfD-Rahmen bzw. die Erlösabschöpfung ein zusätzliches Geschäftsrisiko, mit dem sie umgehen und gegen das sie sich absichern müssen. Das benachteiligt insbesondere kleinere Anlagenbetreiber\*innen, die über ein begrenztes Portfolio verfügen und folglich weniger Möglichkeiten haben, Risiken zu streuen („hedgen“). Entsprechend werden insbesondere kleinere Marktakteure ihre Gebote in den wettbewerblichen Ausschreibungen erhöhen, um sich gegen Abschöpfungsrisiken abzusichern. Für sie ergeben sich daraus wettbewerbliche Nachteile, was langfristig die Akteursvielfalt der Energiewende gefährdet. Anlagenbetreiber\*innen preisen zudem häufig potenzielle zukünftige Mehrerlöse ein und reduzieren somit bei der Gebotsabgabe ihre benötigte EEG-Vergütung (am offensichtlichsten ist das bei den Nullgeboten der Offshore-Windenergieanlagen). Unter einem CfD-Förderrahmen wären solche Mehrerlöse, die gewisse Mindereinnahmen an anderer Stelle ausgleichen, nicht mehr möglich. Gleichzeitig käme es zu höheren Förderkosten – unabhängig davon, ob jemals etwas bei diesen Anlagen abgeschöpft wird.

Aus diesen Gründen ist zu erwarten, dass Anlagenbetreiber\*innen in einem CfD-Rahmen ihre Ausschreibungsergebnisse bzw. Gebote deutlich erhöhen, um anfallende Risiken auszugleichen. Dies hätte zur Folge, dass sich **die Umsetzung der Energiewende aufgrund höherer EEG-Ausschreibungsergebnisse insgesamt verteuert.**

Mit zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Energien vergrößert sich für Anlagenbetreiber\*innen zudem das **wirtschaftliche Risiko von negativen Strompreisen**, d.h. Zeiträume, in denen das Stromangebot die Stromnachfrage übersteigt und als Resultat der Strompreis auf null oder sogar ins Negative fällt. In diesen Zeiträumen erhalten die Anlagenbetreiber\*innen nach §51 EEG 2023 keinerlei Vergütung. Für die Verbraucher\*innen sind die Zeiträume negativer Strompreise positiv, jedoch resultieren sie auch in fallenden Marktwerten von Wind- und PV-Anlagen, was somit zu höheren Differenzkosten führt, welche von den Verbraucher\*innen auszugleichen sind. **Ein Erlösdeckel nach oben und eine schwindende wirtschaftliche Grundlage nach unten nimmt die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen in die Zange.** Langfristig führt das zu einem langsameren Ausbau erneuerbarer Energien.

## 2.4 Negative Auswirkungen auf PPAs, Grünstromprodukte und Terminmärkte

Ein CfD-Förderrahmen hätte erhebliche Konsequenzen auf die politisch gewollte Entwicklung von **Private-Purchase-Agreements (PPAs)** in Deutschland und deren Marktintegration konterkarieren. Der Grund dafür: Bei einer fiktiven Abschöpfung auf einen bestimmten Referenzwert wären EE-Anlagen gezwungen, ihre Strommengen auf Basis des jeweiligen Referenzmarktes zu vermarkten. In jeglicher anderer Vermarktungsform, in denen vorab ein fester Strompreis für die gelieferten Strommengen bestimmt wird, würden Anlagenbetreiber\*innen einem extremen wirtschaftlichen Risiko ausgesetzt sein. Käme es zu einem stark ansteigenden Marktniveau im Referenzmarkt, das oberhalb des im PPA-Vertrag vereinbarten festen Preises liegt, würde es im CfD-Förderrahmen zu einer Rückzahlungsverpflichtung von „fiktiven“ Mehrerlösen kommen, die der Anlagenbetreiber aber gar nicht realisiert hätte. Die negativen Auswirkungen auf den PPA-Markt lassen sich am Beispiel Deutschland besonders gut aufzeigen, da im Zuge der Strompreisbremse 2022 mit der fiktiven Abschöpfung dieser Markt fast gänzlich zum Erliegen kam.

Ein CfD-Rahmen wäre ebenfalls eine Hemmnis für den Markt von Grünstromprodukten oder anderen regionalen, Öko- und Bürgerstromprodukten. Aktuell beziehen Ökostromanbieter in Deutschland ihre hochwertige Herkunftsnachweise aus dem PPA-Markt. Der Kauf aus dem EEG-Markt ist aufgrund des Doppelvermarktungsverbots nach §80 EEG 2021 regulatorisch ausgeschlossen. Die negativen Auswirkungen eines CfD-Modells für den PPA-Markt bis hin zum möglichen Einbruch dieses Marktes, hätten zur Folge, dass keine Herkunftsnachweise produziert werden würden. Ohne Stromlieferungen mit Herkunftsnachweisen könnten Ökostromanbieter keine qualitativ hochwertigen Grünstromprodukte anbieten, wodurch dieser Markt zum Erliegen kommen würde.

Die oben in Bezug auf PPAs existierende Problematik der Preisfixierung im CfD-Förderrahmen erschwert ebenfalls die Vermarktung von Erneuerbarem Strom auf Langfristmärkten bzw. auf dem Terminmarkt. Das verursacht einen Mangel an Liquidität von Terminmarktprodukten und treibt die Marktpreise für solche Geschäfte nach oben, was langfristig zu einem höheren Niveau der Börsenstrompreise auf den Langfristmärkten führt. Unter Umständen führt dies auch dazu, dass langfristig gebundene Stromprodukte gegenüber den Endkunden von Energieversorgungsunternehmen (EVU) über den preislich volatilen Spotmarkt ohne Absicherung im Terminmarkt beschafft werden müssen. Das hierbei entstehende Preisrisiko und die Mehrkosten am Spotmarkt würde seitens der EVUs auf die Endkunden abgewälzt werden. Die langfristige Absicherung über den Terminmarkt ist jedoch enorm wichtig. Wird der Terminmarkt durch Instrumente wie CfD in seiner Liquidität eingeschränkt, verbleiben die Risiken entweder im Spotmarkt oder müssten ggf. durch weitere staatliche Instrumente abgesichert werden. **Ein CfD-Rahmen mit fiktiver Abschöpfung dünnt den Terminmarkt aus, schränkt seine energiewirtschaftlich notwendige Absicherungsfunktion ein und verursacht so Mehrkosten der Energiewende.**

## 2.5 Verhinderung von Flexibilitäten und systemdienlichen Verhaltens

Ein CfD-Förderrahmen würde zudem im Strommarkt dringend benötigte Bereitstellung von Flexibilitäten untergraben. Eine sogenannte flexible Fahrweise, also das kurzfristige Hoch- und Runterfahren von Energieanlagen zur Deckung z.B. von Spitzenlasten, wird nach der „Merit-Order“ im heutigen Strommarktdesign angereizt. Bei hohen Strompreisen haben Anlagen aufgrund des Preissignals den Anreiz, flexibel mehr einzuspeisen, da sie so Mehrerlöse erzielen können. Gleichzeitig verringert viel Flexibilität die Strompreise für Verbraucher\*innen. **Bei einer Deckelung von Erlösen für flexible Anlagen, entfällt der Anreiz für eine intelligente und systemdienliche Fahrweise.** Dabei ist die Bereitstellung von Flexibilitäten in höherpreisigen Zeitfenstern für viele Erzeuger\*innen wirtschaftlich interessant, um Verluste an anderer Stelle auszugleichen. Das wird mit Zunahme von Zeitfenstern mit negativen Strompreisen und entsprechendem Wegfall der Vergütung nach § 51 EEG jedoch wirtschaftlich immer wichtiger. Insbesondere für die Bioenergie ist die Bereitstellung von Flexibilität ein zentrales Geschäftsmodell. **Aber auch dargebotsabhängige Erzeuger wie Windenergie und Photovoltaik können z.B. indirekte Flexibilitäten, durch den Einsatz bestimmter Anlagenausrichtung (Schwachwind, Ost-West-Ausrichtung, usw.), bereitstellen.** Mit dem CfD-Rahmen werden solche Geschäftsmodelle, die sich markt- und systemdienlich verhalten, unmöglich gemacht. Das schädigt auch die betriebswirtschaftliche Grundlage aller EE-Anlagen, da durch weniger Flexibilitäten im Strommarkt mittel- bis langfristig die Strombörsenerlöse erodieren.

Der CfD-Rahmen untergräbt die Bereitstellung ausreichender Flexibilitäten zur Stabilisierung der Marktwerte, d.h. zur Bildung einer nachhaltigen Geschäftsgrundlage für Erneuerbare Energien. Somit müssten fehlende Flexibilitäten teuer künstlich geschaffen werden, was zu steigenden volkswirtschaftlichen Kosten führen würde.

## 2.6 Investitionsrückgang & Investitionsunsicherheit

Ein CfD-Rahmen würde sich negativ auf Neuinvestitionen in Erneuerbare-Energie-Projekte auswirken. Betreiber\*innen stünden aufgrund der Abschöpfung mitunter geringere Mittel zur Investition in z.B. Neuprojekte zur Verfügung. Die Debatte rund um die Strompreisbremse aus dem Winter 2022 hat zudem gezeigt, welche Verunsicherung für Marktteilnehmer\*innen bei einer tiefgreifenden Umstellung des Förderregimes entstehen kann. Zurückhaltung bei Neuinvestitionen, Absage von bereits genehmigten Projekten, Neukalkulation unter erschwerten finanziellen Rahmenbedingungen, Verlust der Kreditwürdigkeit ganzer Projekte sind mögliche Konsequenzen einer Umstellung auf einen CfD-Rahmen. Auch zieht dies einen enormen administrativen Aufwand für die betroffenen Akteure nach sich und schürt die Verunsicherung auf dem Markt und bei Investor\*innen. Potenziell wiegt die Umstellung jedoch schwer und könnten im schlimmsten Fall eine Investitionsdelle verursachen.



### 3 FAZIT:

#### Ein CfD-Rahmen birgt das Risiko einer Verzögerung der Energiewende

Die durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine verursachte Versorgungskrise im letzten Jahr hat die Debatte um eine Reform des Strommarktdesigns und einer Umstellung des Förderregimes befeuert. Der durch den Wegfall billigen russischen Gases ausgelöste „Angebotsschock“ hat den Strommarkt in einer Ausnahmesituation zwar an seine Grenzen gebracht. Gleichwohl hat sich die Merit-Order in einer akuten Mangelsituation als unerlässliche Grundlage für das Marktgeschehen bewährt – auch dank der Rekordeinspeisung erneuerbarer Energien. Der im Krisenjahr 2022 geschehene Wegfall des bis dato wichtigsten Energielieferanten der Bundesrepublik Deutschland stellt eine energiewirtschaftliche Ausnahmesituation und nicht die Normalität dar. Entsprechend gilt es den Fokus und die Anstrengung auf das schnellstmögliche Erreichen von 100 Prozent erneuerbaren Energien im Stromsystem zu richten.

Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbauziele der Bundesregierung ist es notwendig, die Geschwindigkeit beim Zubau aller erneuerbaren Energien zu erhöhen. **Eine Umstellung des Förderregimes von der bewährten gleitenden Marktprämie auf CfD birgt wie oben dargestellt verschiedene konkrete Herausforderungen sowie schwer einschätzbare Risiken und Sekundäreffekte auf das Marktgeschehen.** Die Strompreisbremse hat einige der oben skizzierten Herausforderungen und Risiken einer Erlösabschöpfung bereits in der Realität deutlich gemacht. Nicht zuletzt die geringen Einnahmen aus der Strompreisbremse stellen die Wirksamkeit und die Kosten-Nutzen Abwägung eines wie auch immer gearteten Abschöpfungsmechanismus in Frage. Zwar wird der Gesetzgeber einigen Risiken mit bestimmten technischen Ausgestaltungen eines CfD-Rahmens begegnen und so den potenziellen Schaden eingrenzen können. Das grundsätzliche Risiko einer Verlangsamung der Ausbaugeschwindigkeit Erneuerbarer Energien insgesamt bleibt jedoch bei einer Umstellung bestehen. Daher bekräftigt der BEE seinen in verschiedenen Stellungnahmen formulierten Standpunkt und rät von der Einführung eines verpflichtenden CfD-Rahmens ab.<sup>3</sup>

Um eventuelle Übergewinne abzuschöpfen wäre aus europäischer Sicht auch die Einführung einer Übergewinnsteuer möglich.<sup>4</sup> Eine Steuer wäre nicht nur einfacher umsetzbar, sondern auch aufgrund der Übergewinnabschöpfung auf Basis der realen Erträge sinnvoller, da eine Vielzahl der oben genannten Probleme umgangen werden könnten.

<sup>3</sup> Siehe die [BEE-Stellungnahme zu CfD aus dem Februar 2022](#) und die [BEE-Stellungnahme zum Strompreisbremsengesetz \(StromPBG\)](#).

<sup>4</sup> In dem Gutachten legt die Kanzlei Raue dar, dass die gleitende Marktprämie mit dem Beihilferecht vereinbar ist und ein CfD-Rahmen europarechtlich nicht zwingend notwendig ist <https://www.bee-ev.de/service/pressemitteilungen/beitrag/bee-gutachten-mengenfoerderung-statt-contracts-for-difference>.

## Ansprechpartner

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin

Wolfram Axthelm  
Geschäftsführer  
[info@bee-ev.de](mailto:info@bee-ev.de)

Sandra Rostek  
Leitein Politik  
[sandra.rostek@bee-ev.de](mailto:sandra.rostek@bee-ev.de)

Maximilian Friedrich  
Referent für Politik  
[maximilian.friedrich@bee-ev.de](mailto:maximilian.friedrich@bee-ev.de)

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab.

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur:innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft. Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität..





Bundesverband  
Erneuerbare Energie e.V.

### **Impressum**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin

Tel.: 030 2758 1700

info@bee-ev.de

www.bee-ev.de

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

### **Haftungshinweis**

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des BEE ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

### **Datum**

17. Oktober 2023