

Würzburger Studien zum Umweltenergierecht

CfD & Co.: EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien

Pflichten und Spielräume des deutschen Gesetz-
gebers bei einer Reform des EEG 2023

40 | 15.04.2025

erstellt von
Johanna Kamm
Dr. Markus Kahles
Felix Hoff

II EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente

Zitiervorschlag:

J. Kamm/M. Kahles/F. Hoff, CfD & Co.: EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 40 vom 15.04.2025.

Die Verfasser danken Dr. Christoph Maurer (Consentec) und Dr. Michael Stecher (Fraunhofer ISI) für wertvolle Hinweise.

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:
Kopernikus-Projekt Ariadne (FKZ: 03SFK510-2)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

**Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg**

Telefon
+49 931 794077-0

Telefax
+49 931 7940 77-29

E-Mail
**kamm@stiftung-umweltenergierecht.de
kahles@stiftung-umweltenergierecht.de
hoff@stiftung-umweltenergierecht.de**

Internet
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand
**Prof. Dr. Thorsten Müller
Fabian Pause, LL.M. Eur.**

Stiftungsrat
**Prof. Dr. Monika Böhm (Vorsitzende)
Prof. Dr. Franz Reimer (stv. Vorsitzender)
Prof. Dr. Gabriele Britz
Prof. Dr. Markus Ludwigs
Prof. Dr. Sabine Schlacke**

Spendenkonto
**Sparkasse Mainfranken Würzburg
IBAN: DE16 7905 0000 0046 7431 83
BIC: BYLADEM1SWU**

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
A. Einleitung	2
B. Die BMWK-Optionen im Überblick	4
C. Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten im EU-Sekundärrecht	5
I. Was ist ein direktes Preisstützungssystem?	5
1. Wortlaut: Direkte Preisstützung erforderlich	5
a) Welcher „Preis“ wird gestützt?	6
b) Wie wird der Preis „gestützt“?	6
c) Was ist eine „direkte“ Preisstützung?	6
2. Auslegung nach Sinn und Zweck	7
3. Systematische Auslegung anhand des Begriffs der Förderregelung nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie	8
a) Ausdrücklich nicht erfasst: Investitionsbeihilfen, Steuererleichterungen, Quotenregelungen	8
b) Ausdrücklich erfasst: Einspeisetarife und Marktprämienzahlungen	9
4. Systematische Auslegung anhand der Begriffe Investitionsbeihilfen und Betriebsbeihilfen?	9
5. Einordnung hinsichtlich der diskutierten Optionen	9
II. Rechtsfolge: Einführung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme für bestimmte Anlagen	11
1. Was ist ein „zweiseitiger Differenzvertrag“?	11
a) Worauf bezieht sich die Pflicht zur Begrenzung: Einnahmen oder Förderung?	11
b) Reicht es, die Einnahmen zu begrenzen, oder ist ein Rückzahlungsinstrument erforderlich?	11
2. Was ist ein „gleichwertiges System mit denselben Auswirkungen“ und besteht dort eine Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments?	12
3. Einordnung der diskutierten Optionen	13
III. Für welche Anlagen gilt die Regelung?	14
IV. Verhältnis zu Vorgaben für Kapazitätsmechanismen	15
1. Was ist ein „Kapazitätsmechanismus“?	15
a) Vergütung für Verfügbarkeit von Kapazität	15

IV EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente

b) Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen _____	16
2. Keine Vorgaben zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten _____	16
3. Einordnung der diskutierten Optionen _____	16
V. Ergebnis _____	17
D. Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments nach dem EU-Beihilfenrecht _____	18
I. Rückzahlungsinstrumente zur Vermeidung von Überkompensation bei Beihilfen für Strom aus erneuerbaren Energien (Abschnitt 4.1 KUEBLL) _____	18
II. Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments gemäß der Beihilfengenehmigung des EEG 2023 _____	20
III. Jüngere Entscheidungen der EU-Kommission zu Rückzahlungsinstrumenten bei der Förderung erneuerbarer Energien _____	21
IV. Rückzahlungsinstrumente im Fall von Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit (Abschnitt 4.8 KUEBLL)? _____	22
V. Allgemeine Vorgaben (Abschnitt 3 KUEBLL) _____	22
VI. Ergebnis _____	24
E. Fazit _____	25

Zusammenfassung

Zum 31. Dezember 2025 läuft die derzeitige beihilfenrechtliche Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023) aus. Darin hat die EU-Kommission Deutschland aufgegeben, einen „Claw-Back“, also ein Abschöpfungs- oder Rückzahlungsinstrument, im EEG 2023 unter der Voraussetzung einzuführen, dass bis zum 30. Juni 2024 kein harmonisierter europäischer Rechtsrahmen geschaffen wurde.

Ein solcher harmonisierter Rechtsrahmen wurde mit Art. 19d Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (EBM-VO) geschaffen. Dort ist geregelt, dass bis zum 17. Juli 2027 für direkte Preisstützungssysteme, wie das EEG 2023, zweiseitige Differenzverträge – auch als Contracts for Difference oder kurz CfD bezeichnet – oder gleichwertige Systeme eingeführt werden müssen.

Aufgrund dieser Vorgaben wird derzeit intensiv über die Zukunft des EEG 2023 diskutiert. Denn die Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen verändert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Finanzierung von EE-Anlagen und deren Einsatz am Strommarkt. Neben einer Ergänzung der heutigen Marktprämie um ein Rückzahlungsinstrument werden auch grundlegend andere, erzeugungsunabhängige Modelle diskutiert.

Dabei wird regelmäßig und vereinfacht auf EU-rechtliche Zwänge verwiesen. Die genaue Untersuchung dieser EU-Vorgaben zeigt jedoch Gestaltungsspielräume, die bislang verdeckt blieben. Diese ergeben sich durch die unterschiedlichen Regulationsstrukturen und -ziele der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung einerseits und des EU-Beihilfenrechts andererseits.

Die EU-Strommarktreform zielt als Reaktion auf die Energiepreiskrise auf die Abschöpfung von Markteinnahmen, um Verbraucher entlasten zu können. Demgegenüber bezweckt das EU-Beihilfenrecht, staatliche Förderung auf das erforderliche Minimum zu begrenzen.

Entscheidend für eine Pflicht zur Einführung zweiseitiger Differenzverträge ist, ob die Förderung ein „direktes Preisstützungssystem“ nach Art. 19d EBM-VO darstellt.

Zudem gilt die Pflicht nicht für alle erneuerbaren Energien.

Liegt – wie im EEG 2023 – eine Beihilfe vor, sind die Vorgaben des EU-Beihilfenrechts zur Sicherstellung der angemessenen Förderhöhe zu beachten. Ob dies durch ein Rückzahlungsinstrument geschehen muss, hängt nach den Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission (KUEBLL) davon ab, ob die angemessene Höhe der Beihilfe auch auf anderem Wege sichergestellt werden kann. Zudem können Rückzahlungen in anderer Form als durch zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme ausgestaltet werden.

Kernergebnisse

- ▶ Zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme müssen nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung zwingend eingeführt werden, wenn Strom aus bestimmten erneuerbaren Energien in Form eines direkten Preisstützungssystems gefördert wird. Bei den derzeit diskutierten produktionsunabhängigen Förderinstrumenten ist dieses Tatbestandsmerkmal nur bei bestimmten Ausgestaltungen erfüllt.
- ▶ Mit der Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen kann zugleich das für die beihilfenrechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission wesentliche Kriterium der Angemessenheit der Förderung erfüllt werden.
- ▶ Liegt kein Pflichtfall nach der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung vor, ist ein Rückzahlungsinstrument eine von verschiedenen Optionen, die Angemessenheit der Beihilfe sicherzustellen. Dieses muss dabei – anders als bei zweiseitigen Differenzverträgen – nicht auf die Abschöpfung von Markteinnahmen zielen, sondern kann sich allein in der Rückzahlung der durch die Beihilfe gewährten Vorteile erschöpfen.

A. Einleitung

Die aktuelle Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign betrifft auch die Ausgestaltung der Förderinstrumente für Strom aus erneuerbaren Energien. Dem Fördersystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2023)¹ könnte somit ein Umbruch bevorstehen. Eine solche Reform würde das EEG 2023 und damit die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit und Finanzierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien stark verändern. Zentrale Diskussionsgrundlage ist dabei das Optionenpapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) vom Juli 2024 (BMWK-Optionenpapier)². Es enthält vier Handlungsoptionen für einen neuen Investitionsrahmen für Strom aus erneuerbaren Energien:

- ▶ Option 1: Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor).
- ▶ Option 2: Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor.
- ▶ Option 3: Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag.
- ▶ Option 4: Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag.

Kennzeichnend für jede dieser vier Optionen ist, dass sie – anders als das EEG 2023 – neben einer Förderkomponente erstmals auch ein Rückzahlungsinstrument beinhalten. Zudem können die Optionen grundlegend danach unterschieden werden, ob sie an die tatsächliche Stromproduktion einer Anlage anknüpfen (Optionen 1 und 2) oder

produktionsunabhängig sind (Optionen 3 und 4).

Zur Notwendigkeit der Einführung eines Rückzahlungsinstruments wird im BMWK-Optionenpapier aus rechtlicher Sicht Folgendes ausgeführt:

„Gegenwärtig sichert die gleitende Marktprämie den Erneuerbaren-Ausbau ab und hat wesentlich dazu beigetragen, dass der Ausbau bei zeitgleich sinkenden Kosten stark vorangeschritten ist. Sie ist jedoch nur bis Ende 2026 europarechtlich genehmigt. Danach muss ein Fördersystem eingeführt werden, das mit einem Rückzahlungsinstrument („Claw-Back“) ausgestaltet ist, für Einnahmen, die über den Förderbedarf hinausgehen. Dies sieht sowohl die neue EU-Strommarkt-Verordnung 2024/1747 vor, als auch die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien.“³

Das BMWK verweist damit unterschiedslos für alle Optionen auf EU-rechtliche Verpflichtungen zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments. Dies resultiert zum einen aus dem Auslaufen der EU-beihilfenrechtlichen Genehmigung des EEG 2023 durch die EU-Kommission zum Ende des Jahres 2026⁴, zum anderen aus Vorgaben zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments gemäß der jüngst durch die EU-Strommarktreform⁵ geänderten Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943 (EBM-VO)⁶. Zudem verweist das BMWK auf die EU-beihilfenrechtlichen Vorgaben der Leitlinien für Klima-, Umweltschutz- und

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 52) geändert worden ist.

² BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 36 ff., <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

³ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 5., <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

⁴ Europäische Kommission, SA.102084 – Germany – EEG 2023, C(2022) 9900 final v. 21.12.2022.

⁵ Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024.

⁶ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU L 158 v. 14.06.2019, S. 54, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2024/1747 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024, ABl. EU L v. 26.06.2024.

Energiebeihilfen der Europäischen Kommission (KUEBLL)⁷.

Ziel dieser Studie ist es, vor dem Hintergrund der derzeit diskutierten Optionen hierzu B.), sowohl die Pflichten als auch

etwaige Gestaltungsspielräume des deutschen Gesetzgebers bei der Einführung von Rückzahlungsinstrumenten im EU-Sekundärrecht (hierzu C.) sowie im EU-Beihilfenrecht (hierzu D.) zu identifizieren.

⁷ Europäische Kommission, Mitteilung – Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, ABl. EU C 80 v. 18.02.2022, S. 1.

B. Die BMWK-Optionen im Überblick

Das BMWK-Optionenpapier zeigt vier Handlungsoptionen für einen neuen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien auf. Die folgende Darstellung konzentriert sich daher auf die kompakte Wiedergabe der für die rechtliche Einordnung wesentlichen Merkmale der Förderoptionen:

Option 1⁸ sieht eine produktionsabhängige Zahlung vor, bei der der Anlagenbetreiber eine variable Vergütung für eingespeiste Strommengen (in Kilowattstunden) erhält. Diese gleitende Marktprämie gleicht die Differenz zwischen einem festgelegten anzulegenden Wert („Floor“) und dem Referenzmarktpreis aus, sofern der Marktpreis unter dem Floor liegt. Die Vermarktung der Strommengen und die Absicherung kurzfristiger Prognosefehler erfolgen durch den Betreiber oder einen Direktvermarkter. Zur Ergänzung des bestehenden Marktprämiensystems soll ein Refinanzierungsbeitrag eingeführt werden, der einen zusätzlichen Referenzmarktpreis („Cap“) als oberen Schwellenwert definiert. Liegt der Marktpreis über dem Cap, müssen die Erlöse oberhalb dieser Schwelle an den Staat zurückgezahlt werden. Innerhalb des festgelegten Marktwertkorridors zwischen Floor und Cap erfolgen keine Zahlungen zwischen Staat und Betreiber. In diesem Bereich trägt der Betreiber das volle Preisrisiko durch Schwankungen der Börsenstrompreise.

Option 2⁹ ist in Struktur und Mechanik ähnlich wie Option 1, wobei allerdings Cap und Floor zusammenfallen. Der Marktwertkorridor entfällt also und nur der Referenzmarktwert muss noch bestimmt werden.

Option 3¹⁰ sieht vor, dass der Betreiber eine Zahlung auf Basis des theoretisch möglichen Produktionspotenzials erhält, das durch Parameter wie Anlagenkapazität und/oder meteorologische Bedingungen ermittelt wird. In diesem Fall wird eine Differenzzahlung zwischen einem festgelegten Referenzpreis und dem Marktwert vorgenommen, allerdings auf Basis des angenommenen Produktionspotenzials und nicht der tatsächlichen Stromproduktion. Umgekehrt müssen Rückzahlungen geleistet werden, wenn der Marktwert den Referenzpreis übersteigt, ebenfalls auf Grundlage des Produktionspotenzials.

Option 4¹¹ bezieht sich auf die Vergütung des Betreibers für das Vorhalten einer bestimmten Kapazität unabhängig von der tatsächlichen Stromproduktion. Allerdings ist die Vergütung so ausgestaltet, dass das reine Vorhalten der Leistung zur Refinanzierung nicht ausreicht, sondern ergänzende Markterlöse notwendig sind. Der Anlagenbetreiber erhält eine fixe Vergütung je installiertem Kilowatt elektrischer Leistung (Kapazitätzahlung). Die Abschöpfung (im Optionenpapier Refinanzierungsbeitrag genannt) bemisst sich produktionsunabhängig anhand der gesamten, sich aus dem Produktionspotenzial theoretisch ergebenden Markterlöse. Beim Anlagenbetreiber verbleibt als Vergütung die Differenz aus der Kapazitätzahlung abzüglich der Markterlöse einer Referenzanlage oder des Produktionspotenzials.

⁸ Vgl. BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 38, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

⁹ Vgl. BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 41, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

¹⁰ Vgl. BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 45, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

¹¹ Vgl. BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 50, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

C. Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten im EU-Sekundärrecht

Seit der jüngsten EU-Strommarktreform enthält die EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung Vorgaben zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten, entweder in Form von zweiseitigen Differenzverträgen (nach der englischen Begriffsbezeichnung auch „Contract for Difference“, kurz „CfD“) oder gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen. Diese müssen von den Mitgliedstaaten eingeführt werden, sofern die Förderung in Form eines direkten Preisstützungssystems nach Art. 19d EBM-VO erfolgt und die jeweilige Technologie der Regelung unterfällt (hierzu I. , II. und III.).

Neben den Vorgaben für direkte Preisstützungssysteme enthält das EU-Recht auch Vorgaben für Kapazitätsmechanismen, die allerdings keine Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten enthalten. Hier stellen sich insbesondere mit Blick auf produktionsunabhängige Förderoptionen Abgrenzungsfragen im Verhältnis zu den Regelungen zu direkten Preisstützungssystemen (hierzu IV.).

I. Was ist ein direktes Preisstützungssystem?

Im Zuge der EU-Strommarktreform sind die Gestaltungskriterien für die Förderung über direkte Preisstützungssysteme erheblich ausdifferenziert worden. Bislang war die einzige spezielle Vorgabe, dass bei direkten Preisstützungssystemen Förderung über eine Marktprämie gewährt werden muss, Art. 4 Abs. 3 UAbs. 2 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) a. F.¹².

Diese Vorgabe der Marktprämie bei direkten Preisstützungssystemen gilt nun

entsprechend der Regelung des Art. 4 Abs. 3 UAbs. 3 EE-RL¹³ nicht mehr für die Förderung der nach Art. 19d Abs. 4 EBM-VO genannten Erneuerbare-Energien (EE)-Technologien¹⁴. Im Übrigen bleiben die Gestaltungsgrundsätze des Art. 4 EE-RL für EE-Förderregelungen weiter einschlägig (vgl. insofern auch Erwägungsgrund 39 der Reform (EBM-Änderungs-VO)). Soweit also der Anwendungsbereich von Art. 19d EBM-VO eröffnet ist, muss die Marktprämienförderung bei direkten Preisstützungssystemen derart umgestaltet werden, dass die Förderung künftig entsprechend der Vorgabe nach Art. 19d Abs. 1 EBM-VO in Form zweiseitiger Differenzverträge oder eines gleichwertigen Systems erfolgt.

Die Einordnung einer Fördermaßnahme als direktes Preisstützungssystem ist von zentraler Bedeutung, da hiervon die rechtlichen Anforderungen an die Ausgestaltung der Förderung abhängen. Der Begriff „direktes Preisstützungssystem“ ist in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung selbst nicht definiert, so dass er im Wege der Auslegung zu ermitteln ist. Auch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie, die den Begriff bereits seit dem Jahr 2001 benutzt¹⁵, enthält keine Definition, zählt aber zumindest Beispiele hierfür auf, die zur Auslegung herangezogen werden können.

1. Wortlaut: Direkte Preisstützung erforderlich

Im Wortlaut gelten die speziellen Vorgaben zur Förderung nach Art. 19d Abs. 1 EBM-VO und Art. 4 Abs. 3 UAbs. 3 EE-RL nur bei der Anwendung von „direkten Preisstützungs-

¹² Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU L 328 v. 21.12.2018, S. 82.

¹³ Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union, ABl. EU L v. 26.06.2024.

¹⁴ Siehe zur Übersicht über die neuen Gestaltungsvorgaben *J. Kamm*, EU-Strommarktreform: Was ändert sich für die Förderung und Vermarktung von erneuerbaren Energien? (Teil 1), EnWZ 2024, S. 308.

¹⁵ Vgl. Erwägungsgrund 14 Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU L 283 v. 27.10.2001, S. 33.

6 EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente

systemen“. Die Voraussetzung eines Systems legt nahe, dass Einzelbeihilfen nicht erfasst sind, sondern auf Fördermechanismen abgestellt wird. Allerdings beinhaltet dieser Begriff drei weitere auslegungsbedürftige Bestandteile.

a) Welcher „Preis“ wird gestützt?

Zunächst stellt sich die Frage, welcher „Preis“ gestützt werden soll. Hierzu liefern weder Art. 4 Abs. 3 UAbs. 3 EE-RL noch dessen Erwägungsgründe Anhaltspunkte. Auch aus dem Wortlaut des Art. 19d Abs. 1 EBM-VO lässt sich nicht unmittelbar ableiten, ob es sich um den Erzeugerpreis (d. h. die Einnahmen des Erzeugers) oder um den Marktpreis als solchen handelt. Allerdings zielen die Vorgaben zur Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen laut Erwägungsgrund 40 EBM-Änderungs-VO darauf, „die Einnahmen der Stromerzeuger unabhängiger von den schwankenden Preisen für Strom aus fossilen Brennstoffen zu machen, die in der Regel den Preis auf dem Day-Ahead-Markt vorgeben“. Es geht somit nur um die Stützung der Einnahmen der Stromerzeuger, die vom erzielbaren Marktpreis abhängen, nicht hingegen um die Stützung des Marktpreises selbst.

b) Wie wird der Preis „gestützt“?

Die Stützung des Preises kann nicht durch einen Eingriff in den Marktpreis selbst geschehen, der sich frei auf dem Markt bildet. Denn ein europarechtskonformes direktes Preisstützungssystem muss nach der ausdrücklichen Vorgabe des Art. 19d Abs. 2 lit. b) EBM-VO so gestaltet werden, dass jegliche verzerrende Wirkung auf das Bieterverhalten auf den Day-Ahead-, Intraday-, Systemdienstleistungs- und Regelreservemärkten vermieden wird. Auch Art. 4 Abs. 2 und 3 EE-RL betonen, dass bei Förderregelungen generell Wettbewerbsverzerrungen auf den Elektrizitätsmärkten zu vermeiden und EE-Anlagenbetreiber Preissignalen auszusetzen sind.

Zudem ist auch nach den sonstigen Regeln des EU-Strombinnenmarkts ein Eingriff in die freie Preisbildung auf dem Strommarkt nur unter außergewöhnlichen Umständen

im Fall einer Strompreiskrise möglich¹⁶. Die Stützung des Preises im Sinne der Einnahmen der Stromerzeuger erfolgt daher typischerweise dadurch, dass eine geschützte Mindestvergütung garantiert und auf die Markteinnahmen abgestimmt wird. Dies entspricht der in Art. 19d Abs. 2 lit. c) EBM-VO vorgesehenen Ausgestaltung direkter Preisstützungssysteme in Form von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen. Diese Bestimmungen betreffen jedoch nur spezifische Formen direkter Preisstützungssysteme und definieren nicht abschließend, wie ein Preis gestützt werden kann. Darüber hinaus sind somit auch andere Formen der Preisstützung denkbar.

c) Was ist eine „direkte“ Preisstützung?

Mit dem Wortlaut einer „direkten“ Preisstützung wird der Kreis der von Art. 19d Abs. 1 EBM-VO und Art. 4 Abs. 3 UAbs. 3 EE-RL erfassten Stützungsinstrumente begrenzt. Dies legt zumindest nahe, dass es auch eine „indirekte“ Preisstützung gibt, die nicht in die Anwendungsbereiche spezieller Fördervorgaben nach Art. 19d EBM-VO oder Art. 4 Abs. 3 UAbs. 2 EE-RL fällt. Entsprechend kommt hierfür auch keine Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments nach Art. 19d EBM-VO zum Tragen.

Das Erfordernis der Direktheit setzt weiterhin voraus, dass zwischen der Förderung in Form der geschützten Mindestvergütung und dem vom Anlagenbetreiber erzielten Strompreis ein enger Zusammenhang bestehen muss. Unklar bleibt allerdings, wie eng dieser Zusammenhang sein muss, damit die Preisstützung noch als „direkt“ gilt. Aufgrund der Bezugnahme auf den Preis ist es naheliegend, als Anknüpfungspunkt auf die Stützung des für die tatsächlich erzeugte Strommenge zu erzielenden Preises abzustellen. Produktionsabhängige Preisstützungsinstrumente sind somit vom Wortlaut erfasst. Die weitere Frage, ab wann keine direkte, sondern nur noch eine indirekte Preisstützung vorliegt, kann nicht allein mit dem Wortlaut beantwortet werden. Zur Klärung sind zusätzliche Auslegungsmethoden erforderlich, nämlich die Auslegung nach Sinn und Zweck der Norm

¹⁶ Vgl. hierzu näher *M. Kahles/F. Hoff*, EU-Strommarktreform: Überblick über Änderungen der Elektrizitäts-

binnenmarkttrichtlinie und -verordnung, *EnWZ* 2024, S. 435 (436).

(2.) und nach ihrem systematischen Zusammenhang (3.).

2. Auslegung nach Sinn und Zweck

Eine rein formale Anknüpfung an die Förderung pro erzeugter Kilowattstunde würde diejenigen Förderoptionen ausschließen, die zwar nicht unmittelbar die erzeugte Kilowattstunde fördern, aber dennoch eine stützende Wirkung auf den mit dem erzeugten Strom zu erzielenden Preis haben. Hierunter könnten insbesondere produktionsunabhängige Förderinstrumente fallen.

Eine zu enge Auslegung des Begriffs direkter Preisstützungssysteme birgt damit die Gefahr, dass die europarechtlichen Vorgaben zu direkten Preisstützungssystemen in Art. 19d EBM-VO und Art. 4 Abs. 3 EE-RL verhältnismäßig leicht durch produktionsunabhängige Förderinstrumente umgangen werden könnten. Dies würde der effektiven Anwendung des EU-Rechts und einer der zentralen Zielsetzungen der EU-Strommarktreform entgegenstehen – nämlich dem Schutz der Verbraucher vor stark schwankenden Strompreisen, insbesondere in Krisenzeiten (vgl. u. a. Erwägungsgründe 1 und 2 EBM-Änderungs-VO). Zudem ist zu bedenken, dass mit den Fördervorgaben für direkte Preisstützungssysteme nach Art. 4 Abs. 3 EE-RL die Marktintegration erneuerbarer Energien unterstützt werden soll. Im Einklang damit wurden auch bisher schon Fördersysteme, die einen Marktwertkorridor enthalten, unter die Vorgaben zu direkten Preisstützungssystemen in Art. 4 Abs. 3 EE-RL gefasst, obwohl die Erzeuger innerhalb des Korridors dem Preisrisiko ausgesetzt waren.

Für ein direktes Preisstützungssystem ist also keine vollständige direkte Preisstützung erforderlich bzw. unter Umständen auch gar nicht gewollt. Denn ein Restpreisrisiko kann der Erfüllung einer anderen regulatorischen Zielsetzung dienen, die bei direkten Preisstützungssystemen berücksichtigt werden muss – nämlich der Integration erneuerbarer Energien in den Elektrizitätsmarkt, vgl. Art. 4 Abs. 3 S. 1 EE-RL.

Die neue Vorgabe des Art. 19d EBM-VO ersetzt nicht die Vorgabe, Förderregelungen

so zu gestalten, dass die Marktintegration erneuerbarer Energien maximiert wird. Vielmehr soll diese Zielrichtung um eine neue Komponente ergänzt werden, indem durch die Verwendung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme in Zeiten hoher Energiepreise eine zusätzliche Einnahmequelle für die Mitgliedstaaten generiert wird, um die Auswirkungen hoher Strompreise auf die Energiekosten der Verbraucher abzumildern (Erwägungsgrund 43 EBM-Änderungs-VO). Dass dies nicht zulasten der Marktintegration gehen soll – und damit auch nicht dazu führen darf, dass Preissignale durch die Förderung verzerrt oder unterdrückt werden –, wird durch Art. 19d Abs. 2 lit. a) EBM-VO ausdrücklich betont.

Beide Ziele – Marktintegration erneuerbarer Energien und Verbraucherschutz vor hohen Strompreisen – sprechen für eine weite Auslegung direkter Preisstützungssysteme. Auch produktionsunabhängige Förderinstrumente können, je nach Ausgestaltung, eine mit produktionsabhängigen Förderinstrumenten vergleichbare Absicherung der Einnahmen der Stromerzeuger gegenüber schwankenden Preisen bieten und damit der Zwecksetzung des Erwägungsgrunds 40 EBM-Änderungs-VO entsprechen.

Ein weiterer Hinweis auf die Intention, auch produktionsunabhängige Förderungen zu umfassen, findet sich in Erwägungsgrund 41 EBM-Änderungs-VO:

„[...] Zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen könnten unterschiedliche Laufzeiten aufweisen und unter anderem auf Einspeisung basierende Differenzverträge mit einem oder mehreren Ausübungspreisen, einem Mindestpreis, oder Kapazitäten oder Richtwert-Differenzverträge umfassen.“

Die Intention des zitierten Satzes des Erwägungsgrunds 41 der EBM-Änderungs-VO ist aufgrund der schwierigen Satzkonstruktion und grammatikalischen Fragwürdigkeiten nicht einfach verständlich. Man kann aber wohl herauslesen, dass Differenzverträge, die Kapazitäten oder Richtwerte umfas-

8 EU-Vorgaben für Rückzahlungsinstrumente

sen¹⁷, ebenfalls unter den Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO fallen sollen¹⁸. Das legt zumindest die Verortung im Erwägungsgrund 41 EBM-Änderungs-VO nahe, der die Gestaltungsgrundsätze für direkte Preisstützungssysteme erläutert, auch wenn eine weite Auslegung der Rechtsfolge rein dogmatisch keine Aussage über die Definition der Tatbestandsvoraussetzung treffen kann.

Ein solches weites Verständnis von Preisstützungssystemen müsste wiederum begrenzt werden, damit das Konzept nicht uferlos wird. Denn der Wortlaut fordert immerhin eine „direkte“ Preisstützung. Bei der Eingrenzung produktionsunabhängiger Fördersysteme dürfte es somit entscheidend darauf ankommen, dass die Förderung nicht lediglich eine indirekt preisstützende Wirkung entfaltet.

Zusammenfassend zeigt sich, dass eine zu enge Auslegung des Begriffs direkter Preisstützungssysteme, die produktionsunabhängige Förderinstrumente ausschließt, nicht zweckmäßig wäre. Beide Regelungsziele – die Marktintegration erneuerbarer Energien (Art. 4 Abs. 3 EE-RL) und der Schutz vor Strompreisschwankungen (Art. 19d EBM-VO) – erfordern eine kohärente Anwendung der Vorgaben. Eine weitere Auslegung der direkten Preisstützungssysteme stellt sicher, dass sowohl Investitionssicherheit als auch Marktintegration und Verbraucherschutz gleichermaßen berücksichtigt werden. Dies kann auch produktionsunabhängige Förderformen umfassen.

3. Systematische Auslegung anhand des Begriffs der Förderregelung nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Eine weitere Annäherung an konkrete Fördertypen, die vom Begriff des direkten Preisstützungssystems umfasst sein könnten, bietet die Definition der „Förderregelung“ zur Nutzung von erneuerbaren Energien nach Art. 2 Nr. 5 EE-RL, die eine

beispielhafte Aufzählung von Förderinstrumenten enthält:

„[...] dazu zählen unter anderem Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen grüne Zertifikate verwendet werden, sowie direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarifen und der Zahlung einer gleitenden oder festen Prämie.“

Aus dieser Aufzählung lässt sich zumindest hinsichtlich der ausdrücklich genannten Förderinstrumente ableiten, ob sie zu den direkten Preisstützungssystemen gezählt werden oder nicht. Die Definition ist zwar in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie verankert und dort vor allem für die Vorgaben für EE-Förderregelungen nach Art. 4 EE-RL relevant. Sie kann daher nicht direkt auf Regelungen der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung angewendet werden. Allerdings stellt Art. 4 Abs. 3 UAbs. 3 EE-RL bei der Frage nach der Ausgestaltung direkter Preisstützungssysteme selbst durch Verweis auf Art. 19d EBM-VO eine direkte Verbindung zwischen den beiden Rechtsakten her. Daher erscheint es aus systematischen Gründen gerechtfertigt, wenn nicht gar zwingend, die in der Begriffsbestimmung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie enthaltenen Aussagen zu direkten Preisstützungssystemen zur Auslegung desselben Begriffs in der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung heranzuziehen.

a) Ausdrücklich nicht erfasst: Investitionsbeihilfen, Steuererleichterungen, Quotenregelungen

Zunächst lässt sich aus der Begriffsbestimmung des Art. 2 Nr. 5 EE-RL im Sinne einer Negativabgrenzung ableiten, dass Investitionsförderungen, Steuererleichterungen oder Quotenregelungen nicht als direkte Preisstützungssysteme einzuordnen sind. Dies wird durch Erwägungsgrund 41 EBM-Änderungs-VO untermauert, in dem klar-

¹⁷ Die englische Sprachfassung spricht von „capability or yardstick contracts for difference“.

¹⁸ Dafür spricht auch, dass bereits in der Konsultation zum Gesetzgebungsverfahren verschiedene, u. a. auch

kapazitätsbasierte Ausgestaltungsoptionen diskutiert wurden, vgl. *Europäische Kommission*, Reform of Electricity Market Design, SWD(2023) 58 final v. 14.03.2023, S. 30 f.

gestellt wird, dass Investitionsbeihilfen „in Form von vorab gewährten Zuschüssen, steuerlichen Maßnahmen oder grünen Zertifikaten“¹⁹ nicht als direkte Preisstützungssysteme anzusehen sind.

b) Ausdrücklich erfasst: Einspeisetarife und Marktprämienzahlungen

Im positiven Sinne lässt sich für das Begriffsverständnis von direkten Preisstützungsinstrumenten ableiten, dass jedenfalls Einspeisetarife und die Zahlung fester oder gleitender Prämien direkte Preisstützungssysteme darstellen (Art. 2 Nr. 5 EE-RL, a. E.). Gleichzeitig ergibt sich aus Art. 2 Nr. 5 EE-RL, dass Einspeisetarife und Marktprämienzahlung nicht die einzigen Formen direkter Preisstützungssysteme sind („einschließlich“).

4. Systematische Auslegung anhand der Begriffe Investitionsbeihilfen und Betriebsbeihilfen?

Zu klären ist zudem, ob der Begriff der Betriebsbeihilfe bei der Annäherung an den Begriff des direkten Preisstützungssystems helfen kann. Da die Begriffsdefinition der EE-Förderregelung nach Art. 2 Nr. 5 EE-RL Investitionsbeihilfen explizit nicht zu den direkten Preisstützungssystemen zählt, könnte im Umkehrschluss argumentiert werden, dass Betriebsbeihilfen zu den direkten Preisstützungssystemen zählen oder gar mit ihnen gleichzusetzen sind. Dies ist allerdings aus zwei Gründen nicht möglich:

Zunächst ist selbst die Abgrenzung zwischen Betriebs- und Investitionsbeihilfen keineswegs immer eindeutig. Diese

fehlende Trennschärfe zeigte sich beispielhaft etwa im Fall der Beihilfe für das Kernkraftwerk Hinkley Point C, die ebenfalls eine CfD-Förderung vorsieht und damit Merkmale einer Betriebsbeihilfe aufweist, aber letztlich aufgrund einer Gesamtschau der Beihilfemaßnahme als eine Investitionsbeihilfe äquivalent eingeordnet wurde²⁰.

Zudem können Betriebsbeihilfen nicht als deckungsgleich mit direkten Preisstützungssystemen verstanden werden, da der Begriff der Betriebsbeihilfe weiter ist als der Begriff des direkten Preisstützungssystems. So können Betriebsbeihilfen auch Förderungen für Kosten enthalten, die einen lediglich indirekten Effekt auf den Preis entfalten, wie z. B. Personal-, Material-, Fremdleistungs-, Kommunikations-, Energie-, Wartungs-, Miet- und Verwaltungskosten²¹. Ein direktes Preisstützungssystem kann somit eine Betriebsbeihilfe sein, wenn das Fördersystem alle Voraussetzungen für eine Beihilfe nach Art. 107 des Vertrages über die Arbeitsweise der europäischen Union (AEUV)²² erfüllt, muss aber nicht²³. Der Umkehrschluss, dass eine Betriebsbeihilfe ein direktes Preisstützungssystem darstellt, ist allerdings nicht möglich. In der Begriffsdefinition von EE-Förderregelungen nach Art. 2 Nr. 5 EE-RL werden somit Begrifflichkeiten aus unterschiedlichen rechtlichen Kontexten miteinander vermischt, was die Auslegung und Abgrenzung mindestens erschwert.

5. Einordnung hinsichtlich der diskutierten Optionen

Hinsichtlich der oben dargelegten Grundsätze für direkte Preisstützungssysteme

¹⁹ Erwägungsgrund 41 EBM-Änderungs-VO erweckt durch seinen Wortlaut den Eindruck, steuerliche Maßnahmen und grüne Zertifikate als Unterformen von Investitionsbeihilfen einzuordnen. Dabei könnte es sich allerdings um einen Übersetzungsfehler handeln. Die englische Version spricht insofern für eine gleichrangige Aufzählung: „[...] such as investment aid in the form of upfront grants, tax measures or green certificates [...]“. Für eine solche Auslegung spräche auch der Gleichlauf mit dem Wortlaut des Art. 2 Nr. 5 EE-RL.

²⁰ EuGH, Urt. v. 22.09.2020 – C-594/18 P – Republik Österreich/Europäische Kommission, Rn. 111, 118 ff.

²¹ Als Annäherung können lediglich die Legaldefinitionen für regionale Investitionsbeihilfen und regionale Betriebsbeihilfen nach Art. 2 Nr. 41, 42 der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) herangezogen werden, Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kom-

mission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. EU L 187 v. 26.06.2014, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2023/1315 der Kommission vom 23. Juni 2023, ABl. EU L 167 v. 30.06.2023.

²² Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (konsolidierte Fassung), ABl. EU C 326 v. 26.10.2012, S. 47.

²³ Ein Beispiel hierfür ist das EEG 2012, das eine Vergütung in Form einer Marktprämie – mithin eines direkten Preisstützungssystems – vorsah, aber keine Beihilfe darstellte, da die Finanzierung nicht aus staatlichen Mitteln erfolgte, EuGH, Urt. v. 28.03.2019 – C-405/16 P – Bundesrepublik Deutschland/Europäische Kommission.

sind die im BMWK-Optionenpapier vorgeschlagenen Optionen wie folgt einzuordnen:

Optionen 1 und 2 sind als Varianten des Marktprämiensystems vom EU-Rechtsrahmen ausdrücklich als direkte Preisstützungssysteme nach der Begriffsbestimmung für EE-Förderregelungen nach Art. 2 Nr. 5 EE-RL erfasst. Beide Optionen sind explizit erfasste Beispiele direkter Preisstützungssysteme, in denen der Preis, den der Anlagenbetreiber für den tatsächlich erzeugten Strom erhält, direkt gestützt wird.

Optionen 3²⁴ und 4²⁵ sind als produktionsunabhängig ausgestaltete Fördermechanismen nicht zwingend direkt vom Wortlaut erfasst. Sie unterscheiden sich insofern von den produktionsabhängigen Optionen, als sie nicht direkt auf den tatsächlich erzeugten Strom, sondern auf das theoretische Produktionspotenzial bzw. die bereitgestellte Kapazität abstellen.

Diesbezüglich könnte man nach enger Wortlautauslegung argumentieren, dass Option 3 und Option 4 keine direkten Preisstützungssysteme darstellen, da die Förderung nicht an die Stromproduktion geknüpft ist. In beiden Fällen dient die Zahlung nicht der Stützung des Preises für die tatsächlich erzeugte und verkaufte Strommenge (z. B. durch einen Zuschlag auf den Marktpreis), sondern der Absicherung von Erlörisiken. Dadurch wird Betreibern eine stabilere Planungsgrundlage geboten, was wiederum die Finanzierungskosten senkt. Dies kann als eine Art finanzielle Absicherung betrachtet werden – auch wenn die Anlage den theoretisch maximalen Output nicht erreicht. Dies unterscheidet sich von einem klassischen Preisstützungssystem, da der Fokus nicht auf der unmittelbaren Preisstützung der tatsächlichen Erzeugung,

sondern auf einer finanziellen Absicherung gegen Erlörisiken liegt.

Allerdings könnte eine funktionale Auslegung im Hinblick auf den Sinn und Zweck der Regelungen zu dem Schluss führen, dass auch diese Modelle als direkte Preisstützungssysteme zu klassifizieren sind. Genau wie Option 1 und Option 2 dienen sie der Absicherung der Erzeuger vor schwankenden Preisen im Sinne der Erwägungsgründe 40 und 41 EBM-Änderungs-VO.

Im Ergebnis wird es entscheidend auf die konkrete Ausgestaltung und Zahlungsbedingungen des künftigen Fördersystems ankommen, wie klar dieses einem direkten Preisstützungssystem zuzuordnen sein wird. Beispielsweise wären etwa hybride Ausgestaltungen denkbar, bei denen ein Grundbetrag unabhängig von der Produktion gezahlt wird, während zusätzliche variable Prämien an die Stromproduktion gekoppelt werden²⁶. Ebenso könnte ein nachträglicher Korrekturmechanismus bei stark abweichendem Produktions- oder Marktszenario implementiert werden, der durch den Bezug auf die Produktion ebenso eine Nähe zu einem direkten Preisstützungssystem hätte²⁷.

Dabei ist auch zu bedenken, dass der Begriff der direkten Preisstützung nicht zu eng verstanden werden darf, um keine allzu leichten Umgehungen zu ermöglichen und somit die effektive Anwendung des EU-Rechts zu untergraben. Andererseits legt bereits der Wortlaut („direkt“) nahe, dass es einen nicht von der Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten erfassten Bereich indirekter Preisstützungssysteme geben muss.

Da es sich um erst kürzlich erlassene Regelungen handelt, gibt es naturgemäß noch keine Entscheidungen des EuGH dazu, welche Merkmale eines Fördersystems die

²⁴ Vgl. BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 45, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

²⁵ Vgl. BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 50, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

²⁶ Siehe zu einer Übersicht über verschiedene variable Stellschrauben im CfD-Design L. Kitzing/A. Held/M. Gephart/F. Wagner/V. Anatolitis/C. Klessmann,

Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation, Research Report, RSC/FSR 2024, S. 10, https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/76700/RSC_TR_2024_03.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

²⁷ Siehe etwa zu den Herausforderungen bei der Bemessung des Produktionspotenzials im Rahmen von Option 3 und etwaig erforderlicher Korrekturfaktoren BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 47, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten auslösen oder nicht. Die EU-Kommission stufte beispielsweise jüngst ein belgisches CfD-Fördersystem, bei dem die Auszahlung einer Prämie nicht anhand der tatsächlichen Stromproduktion, sondern produktionsunabhängig anhand eines regulatorisch bestimmten Produktionspotenzials vorgenommen wird, als direktes Preisstützungssystem ein²⁸. Dabei ging sie nicht näher darauf ein, ob die produktionsunabhängigkeit Auswirkungen auf die Einordnung als direktes Preisstützungssystem haben könnte. Dies deutet darauf hin, dass die EU-Kommission von einem weiten Begriffsverständnis direkter Preisstützungssysteme nach Sinn und Zweck ausgeht.

II. Rechtsfolge: Einführung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme für bestimmte Anlagen

Die rechtliche Folge der Einordnung eines Förderinstruments als direktes Preisstützungssystem ist, dass dieses Förderinstrument – sofern der Anwendungsbereich von Art. 19d EBM-VO eröffnet ist – die Form „zweiseitiger Differenzverträge“ oder „gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen“ haben muss (Art. 19d Abs. 1 UAbs. 1 EBM-VO). Dass die Vorgaben alleinige Rechtsfolge der Einstufung als direktes Preisstützungssystem sind, wird auch durch Erwägungsgrund 41 der EBM-Änderungs-VO betont:

„[...] Die Verpflichtung zur Verwendung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen gilt nicht für Förderregelungen, die nicht direkt mit der Stromerzeugung in Verbindung stehen, beispielsweise die Energiespeicherung, und die keine direkte Preisstützung anwenden, wozu Investitionsbeihilfen in Form von vorab gewährten

Zuschüssen, steuerlichen Maßnahmen oder grünen Zertifikaten zählen.“

1. Was ist ein „zweiseitiger Differenzvertrag“?

Zweiseitige Differenzverträge werden durch Art. 2 Nr. 76 EBM-VO folgendermaßen definiert:

„Zweiseitiger Differenzvertrag bezeichnet einen Vertrag zwischen einem Betreiber einer Stromerzeugungsanlage und einer Gegenpartei, in der Regel einer öffentlichen Einrichtung, der sowohl eine geschützte Mindestvergütung als auch eine Begrenzung für eine überhöhte Vergütung vorsieht.“

a) Worauf bezieht sich die Pflicht zur Begrenzung: Einnahmen oder Förderung?

Allein aus der Definition bleibt unklar, ob der Begriff der „Vergütung“ die Markteinnahmen des Stromerzeugers aus dem Verkauf des Stroms oder die staatlich gewährte Förderung meint. Je nachdem hätte die Pflicht zur Begrenzung einen unterschiedlichen Bezugspunkt und unterschiedliche wirtschaftliche Auswirkungen für die Anlagenbetreiber.

Die diesbezügliche Intention des EU-Gesetzgebers wird unter Rückgriff auf die Erwägungsgründe deutlich. So erläutert Erwägungsgrund 35 der EBM-Änderungs-VO, dass zweiseitige Differenzverträge nicht nur eine Einnahmengarantie (Mindestvergütung), sondern auch eine Obergrenze für die Markteinnahmen der Erzeugungsanlagen vorsehen. Dies zeigt, dass sich die Begrenzung der Vergütung auf die Einnahmen aus dem Stromverkauf – und nicht nur auf die staatliche Förderung (sofern vorhanden) – bezieht.

b) Reicht es, die Einnahmen zu begrenzen, oder ist ein Rückzahlungsinstrument erforderlich?

Nach der Legaldefinition des zweiseitigen Differenzvertrags muss eine „Begrenzung“

²⁸ Europäische Kommission, SA.107336 – Belgium TCTF: Support mechanism for lot 1 of the Princess Elisabeth

offshore Zone, C(2024) 6576 final v. 13.09.2024, Rn. 8, 47, 93.

für eine überhöhte Vergütung vorgesehen werden. Die Höhe ist nicht bestimmt. Insofern besteht also ein Umsetzungsspielraum des Mitgliedstaats. Vorgegeben ist aber, dass ein „übermäßiger Ausgleich“ zu vermeiden ist (Art. 19d Abs. 2 lit. c) EBM-VO).

Das Erfordernis einer „Begrenzung“ beinhaltet nach dem Wortlaut nicht automatisch ein Rückzahlungsinstrument, weil die Einnahmen theoretisch auch anders begrenzt werden könnten, etwa über die Begrenzung der Preissetzung auf dem Strommarkt.

Davon abgesehen, dass ein Eingriff in die freie Preisbildung auf dem Strommarkt nur unter außergewöhnlichen Umständen im Fall einer Strompreiskrise zulässig ist²⁹, dürften jedenfalls Begrenzungsoptionen außerhalb des Differenzvertragsverhältnisses nicht erfasst sein. Die Begrenzung muss durch das Vertragsverhältnis erfolgen. Dies folgt bereits aus dem Attribut „zweiseitig“³⁰. Zudem entspricht dies der Zweckrichtung des Instruments, das insbesondere auch zur Senkung der Energiepreise für Endverbraucher eingeführt wurde³¹. Zu diesem Zweck enthält Art. 19d EBM-VO auch Vorgaben für die Einnahmenverwendung. Zur Generierung solcher Einnahmen muss die sogenannte Gegenpartei also Zahlungen des Anlagenbetreibers erhalten.

Die Begrenzung der überhöhten Vergütung wird daher in zweiseitigen Differenzverträgen typischerweise dadurch realisiert, dass Rückzahlungen von dem Anlagenbetreiber an die Gegenpartei erfolgen müssen, wenn der Referenzmarktpreis über dem zuvor im Differenzvertrag festgelegten Preis liegt³². Es dürften aber grundsätzlich

auch andere Formen der Rückzahlung oder Abschöpfung möglich sein, soweit diese im Vertrag vereinbart werden.

2. Was ist ein „gleichwertiges System mit denselben Auswirkungen“ und besteht dort eine Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments?

Im Fall eines direkten Preisstützungssystems bietet Art. 19d Abs. 1 EBM-VO als Alternative zu zweiseitigen Differenzverträgen die Einführung eines „gleichwertigen“ Systems mit „denselben Auswirkungen“³³. Die Vorgaben der „Gleichwertigkeit“ sowie „derselben Auswirkungen“ sind dabei nicht näher definiert, überschneiden sich womöglich zumindest teilweise und sind damit jedenfalls auslegungsbedürftig.

Ein Beispiel für ein solches gleichwertiges System ist möglicherweise das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz. Da Zahlungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz auf gesetzlichen Schuldverhältnissen beruhen, vgl. § 19 Abs. 1 EEG 2023, und kein vertragliches Schuldverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und dem zur Zahlung der Förderung verpflichteten Netzbetreiber besteht, erfüllt dieser gesetzliche Zahlungsanspruch allerdings möglicherweise nicht die Vorgabe eines Vertrags im Sinne der Definition zweiseitiger Differenzverträge nach Art. 2 Nr. 76 EBM-VO. Denn zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber wird gerade kein Vertrag über die Zahlung geschlossen. Auch der Zuschlag nach dem Verfahren des § 32 EEG 2023, der den Zugang zur Inanspruchnahme der Zahlungen des Netzbetreibers regelt, schafft kein direktes Ver-

²⁹ Vgl. hierzu näher *M. Kahles/F. Hoff*, EU-Strommarktreform: Überblick über Änderungen der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie und -verordnung, *EnWZ* 2024, S. 435 (436).

³⁰ In Abgrenzung dazu gibt es auch einseitige Differenzverträge, die nur eine Zahlung an den Begünstigten in Höhe der Differenz zwischen einem Ausübungspreis und einem Referenzpreis festlegen, vgl. Fn. 70 zu Rn. 121 KUEBLL.

³¹ Siehe Erwägungsgrund 43 der EBM-Änderungs-VO, der von einer zusätzlichen Einnahmequelle in Zeiten hoher Strompreise spricht.

³² Zu Funktionsweise und Ausgestaltungsoptionen *L. Kitzing/A. Held/M. Gephart/F. Wagner/V. Anatolitis/C. Klessmann*, Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation, Research Report, RSC/FSR 2024, S. 3 f., <https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/>

[76700/RSC_TR_2024_03.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/76700/RSC_TR_2024_03.pdf?sequence=1&isAllowed=y); zur Ausgestaltung als Financial CfD *I. Schlecht/C. Maurer/L. Hirth*, Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them, *Energy Policy* 186/2024, 113981, S. 5.

³³ Die Möglichkeit eines gleichwertigen Systems ist im Gesetzgebungsverfahren durch das europäische Parlament eingebracht worden; allerdings ohne weitere Begründung in den amtlichen Dokumenten; vgl. *Europäisches Parlament*, Bericht über den Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur 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, A9-0255/2023 v. 27.07.2023.

tragsverhältnis zwischen Betreiber und Bundesnetzagentur. Vielmehr handelt es sich hierbei um einen Verwaltungsakt³⁴.

Es handelt sich bei den vorstehenden Erwägungen allerdings um dogmatische Einordnungen, die der Logik des deutschen Rechts entspringen. Daher besteht diesbezüglich weiterer Forschungsbedarf bei der Frage, ob ein Differenzvertrag im EU-rechtlichen Sinne tatsächlich einen Vertragsabschluss zwischen den beteiligten Parteien erfordert oder ob hierfür auch gesetzliche Schuldverhältnisse ausreichen.

Ohnehin stellt sich die übergeordnete Frage, ob mit einer Einordnung als gleichwertiges System mit denselben Auswirkungen für den Gesetzgeber überhaupt ein größerer Spielraum mit Blick auf die Einführung eines Rückzahlungsinstruments einhergehen würde.

Die Vorgaben „Gleichwertigkeit“ sowie „denselben Auswirkungen“ eines alternativen Systems dürften sich dabei, neben den übrigen Voraussetzungen des Art. 19d Abs. 2 EBM-VO, im Hinblick auf das Erfordernis eines Rückzahlungsinstruments darauf beziehen, dass das System nicht nur eine Mindestvergütung für Stromerzeuger beinhaltet, sondern eine Begrenzung für überhöhte Vergütungen vorsieht. Art. 19d Abs. 2 lit. c) EBM-VO fordert dementsprechend auch im Falle eines gleichwertigen Systems mit denselben Auswirkungen die Einführung einer „Obergrenze für überhöhte Vergütungen“.

Zudem enthält Art. 19d Abs. 5 EBM-VO auch für gleichwertige Systeme mit denselben Auswirkungen Vorgaben für die Verteilung von Einnahmen und setzt somit die Möglichkeit zur Generierung von Einnahmen und damit eine Abschöpfung voraus.

Für die Bewertung, ob ein solches alternatives System gleichwertig ist und dieselben Auswirkungen wie ein System mit zweiseitigen Differenzverträgen hat, ist nach

Art. 19d Abs. 3 EBM-VO die EU-Kommission im Rahmen des Beihilfenverfahrens zuständig. Es dürfte somit, im Vergleich zur Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen, einen höheren Begründungs- und Darlegungsaufwand bedeuten, ein alternatives System zu etablieren. Der Darlegungs- und Begründungsaufwand dürfte steigen, je weiter man sich von der Funktionslogik zweiseitiger Differenzverträge entfernt.

3. Einordnung der diskutierten Optionen

Die im Rahmen des Art. 19d EBM-VO angelegte Unterscheidung zwischen zweiseitigen Differenzverträgen und gleichwertigen Systemen mit denselben Auswirkungen birgt hinsichtlich der Frage, ob ein Rückzahlungsinstrument eingeführt werden muss, keine Unterschiede. Beide Varianten setzen die Einführung einer Rückzahlung voraus. Gesetzgeberischer Spielraum besteht in beiden Varianten bei der Ausgestaltung der Art und Weise der Rückzahlung.

Die Rückzahlung ist dabei nicht auf die staatliche Förderung beschränkt, da der Begriff der Vergütung in diesem Kontext auch die Markterlöse der geförderten Anlage umfasst. Das wird im BMWK-Optionenpapier bereits aufgegriffen, weil jede Option einen sogenannten „Refinanzierungsbeitrag“ vorsieht³⁵, obwohl noch nichts zur Höhe des Refinanzierungsbeitrags gesagt wird. Relevanz könnte dies z. B. dann entfalten, wenn ein Anreizrahmen mit Wechselmöglichkeiten zwischen staatlicher Förderung und Strombezugsverträgen („Power Purchase Agreements“, kurz „PPAs“) geschaffen werden soll, wobei der Anreizrahmen über eine geringere Abschöpfung oder eine zeitliche Phaseneinteilung mit serieller Finanzierungsstruktur geschaffen wird³⁶.

³⁴ Y. Kerth, in: F. J. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 5. Aufl. 2022, § 32 EEG 2021 Rn. 10; F. Huerkamp, in: C. Theobald/J. Kühling (Hrsg.), Energierecht, 126. EL 2024, § 32 EEG 2023 Rn. 3.

³⁵ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 32, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

³⁶ Zu möglichen Ausgestaltungsoptionen von Wechselmodellen D. Peper/M. Gephart/C. Kratzke, Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs, 03.08.2024, S. 8, <https://green-planet-energy.de/fileadmin/docs/publikationen/Studien/guidehouse-studie-wechseloptionen-cfdfoerderung-ppas-2024.pdf>; zum Vorschlag der seriellen Finanzierungsstruktur F. Huneke/M. Zackariat/P. Godron/A. Nikolic, Agora Energiewende, Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen, 2025, S. 29 ff., [https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-12_DE_Markt%](https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2024/2024-12_DE_Markt%20)

Insgesamt ist für den gesetzgeberischen Spielraum zu beachten: Rückzahlungsinstrumente sind nicht verpflichtend für den gesamten Förderbereich erneuerbarer Technologien einzuführen. Die Vorgaben des Art. 19d EBM-VO betreffen nur Investitionen in neue Wind-, Solar-, Geothermie- und Wasserkraftanlagen ohne Speicher. Bei Projekten im Bereich des Repowerings sowie bei Kapazitätserweiterungen können, müssen aber nicht Rückzahlungsinstrumente eingeführt werden. Außerdem besteht die Möglichkeit, Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben von Rückzahlungsinstrumenten auszunehmen. Entsprechende Überlegungen, hierbei zu differenzieren, sind im BMWK-Optionenpapier bezüglich Geothermie, Wasserkraft und Kleinanlagen angelegt³⁷.

Eine Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments ist aus den allgemeinen Vorgaben des Art. 4 EE-RL nicht abzuleiten. Für die im BMWK-Optionenpapier vorgeschlagenen Optionen sind die allgemeinen Vorgaben allerdings nur dann einschlägig, sofern die jeweilige zu fördernde Technologie oder Investition nicht in den Anwendungsbereich von Art. 19d EBM-VO fällt.

III. Für welche Anlagen gilt die Regelung?

Die Fördervorgaben zur Nutzung von zweiseitigen Differenzverträgen in direkten Preisstützungssystemen gelten verpflichtend nur für bestimmte Anlagen und Technologien sowie ab einem klar definierten Zeitpunkt. Gemäß Art. 19d Abs. 1 UAbs. 1 und 2 EBM-VO gilt die Verpflichtung ab dem 17. Juli 2027 für Investitionen in neue Anlagen, für bestimmte Offshore-Anlagen hingegen erst ab dem 17. Juli 2029.

Mit Blick auf die Erzeugungsart betrifft die Pflicht ausschließlich Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie aus

- ▶ Windenergie,
- ▶ Solarenergie,

- ▶ geothermischer Energie und
- ▶ Wasserkraft ohne Speicher

sowie ebenso für Kernkraftwerke (Art. 19d Abs. 4 EBM-VO). Der Gesetzgeber begründet diese Einschränkung damit, dass diese Technologien in der Regel niedrige und stabile Betriebskosten haben und dem Stromsystem in der Regel keine Flexibilität ermöglichen, weshalb sie besondere Förderregeln benötigen. Flexiblere Technologien sollen hingegen weiterhin auf Grundlage ihrer Opportunitätskosten den erzeugten Strom am Markt anbieten, um die Anreize zur Nutzung ihrer Flexibilität zu bewahren und so einen Beitrag zur Stabilität und Effizienz des Stromsystems zu leisten (Erwägungsgrund 42 EBM-Änderungs-VO). Der klare Wortlaut der Auflistung der erfassten Technologien in Art. 19 Abs. 4 EBM-VO dürfte, etwa für neue Wind- oder Solaranlagen, keine Möglichkeit bieten, dem Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO zu entgehen, selbst wenn diese dem System die erforderliche Flexibilität (etwa durch Nutzung von Speichern und/oder kombinierten Anlagenkonzepten) ermöglichen würden.

Ungeachtet dessen eröffnet Art. 19d Abs. 6 EBM-VO den Mitgliedstaaten die Möglichkeit, Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben von der Pflicht zur Einführung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme auszunehmen. Solche Anlagen können weiterhin über alternative Fördermechanismen, wie etwa Einspeisevergütungen, unterstützt werden. Mangels anderweitiger Begriffsbestimmungen dürften Kleinanlagen als Anlagen mit einer installierten Kapazität von weniger als 400 kW bzw. ab dem 1. Januar 2026 von weniger als 200 kW zu verstehen sein, für die gemäß Art. 5 Abs. 2 lit. b) und Abs. 4 EBM-VO sowie Art. 12 Abs. 2 lit. a), Abs. 4 und 5 EBM-VO auch Abweichungen von der Bilanzkreisverantwortung und ein vorrangiger Dispatch möglich sind.

EE-Technologien und Projekte, die nicht unter den Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO fallen, können weiterhin auch in

[C3%B6ffnender_CfD/A-EW_356_Investitionsinstrument_Wind_Solaranlagen_WEB.pdf](#).

³⁷ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und

nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 35, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

Form eines direkten Preisstützungssystems per Marktprämie gefördert werden, ohne dass sich hieraus eine Verpflichtung zur Implementierung eines Rückzahlungsinstruments ergibt (Art. 4 Abs. 3 EE-RL). Dies gilt beispielsweise für Technologien wie Biomasse oder Wasserkraft mit Speicher sowie für bestimmte Projektinvestitionen in bestehende Anlagen wie Kapazitätserweiterungen oder Repowering von Bestandsanlagen (vgl. Erwägungsgrund 35 EBM-Änderungs-VO). Diese können einbezogen werden; aber es besteht keine Verpflichtung dazu.

IV. Verhältnis zu Vorgaben für Kapazitätsmechanismen

Das EU-Sekundärrecht enthält spezifische Gestaltungsvorgaben für Kapazitätsmechanismen, insbesondere in Art. 21 und 22 EBM-VO. Hinsichtlich der produktionsunabhängigen Förderoptionen, die Elemente von Kapazitätzahlungen beinhalten (vgl. Optionen 3 und 4 des BMWK-Optionenpapiers), stellt sich somit die Frage, ob derartige Förderinstrumente auch als Kapazitätsmechanismen im Sinne der Elektrizitätsbinnenmarktverordnung verstanden werden können und damit deren Gestaltungsvorgaben unterliegen³⁸.

Dies hätte erhebliche Auswirkungen auf etwaige Rückzahlungsinstrumente. Denn während direkte Preisstützungssysteme nach Art. 19d EBM-VO zwingend zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Mechanismen vorsehen müssen, besteht eine solche Pflicht für Kapazitätsmechanismen nach den sekundärrechtlichen Vorgaben gerade nicht.

1. Was ist ein „Kapazitätsmechanismus“?

Anders als bei den direkten Preisstützungssystemen gibt es für Kapazitätsmechanismen eine rechtliche Begriffsbestimmung in Art. 2 Nr. 22 EBM-VO. Danach ist ein Kapazitätsmechanismus definiert als

„eine Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen, in deren Rahmen Ressourcen für ihre Verfügbarkeit vergütet werden, mit Ausnahme von Systemdienstleistungen betreffenden Maßnahmen oder Engpassmanagement.“³⁹

Für eine Einordnung als Kapazitätsmechanismus in Abgrenzung zu direkten Preisstützungssystemen müssen also sowohl die Vergütungsmodalitäten als auch der verfolgte Zweck der Maßnahme näher betrachtet werden.

a) Vergütung für Verfügbarkeit von Kapazität

Hinsichtlich der Vergütung ist nach der Begriffsbestimmung darauf abzustellen, dass diese nur für die Verfügbarkeit der Kapazität erfolgt. Dies bedeutet, dass regelmäßig eine Vergütung pro Megawatt sicher bereitgestellter Kapazität (synonym Leistung) erfolgt⁴⁰. Dies wird auch als (physische) Verfügbarkeitsverpflichtung bezeichnet⁴¹. Demgegenüber ist die Anwendbarkeit von Art. 19d EBM-VO nach Erwägungsgrund 41 EBM-Änderungs-VO auf Förderregelungen beschränkt, die direkt mit der Stromerzeugung in Verbindung stehen. Die Abgrenzung darf allerdings nicht allein danach erfolgen, ob die Vergütung formal kapazitätsbasiert pro Megawatt erfolgt. Entscheidend ist vielmehr, wie genau die Fördermaßnahme ausgestaltet ist – also ob sie

³⁸ Zudem sind Kapazitätsmechanismen mit der Förderung von erneuerbaren Energien durch die von der Bundesregierung beschlossene Wachstumsinitiative in Zusammenhang gebracht worden, indem nach Beendigung der Kohleverstromung eine Umstellung auf eine Investitionskostenförderung durch einen „eigenen Kapazitätsmechanismus“ anvisiert wurde, vgl. *Bundesregierung* (Kabinett Scholz), Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland, 05.07.2024, S. 27.

³⁹ Vor der EU-Strommarktreform wurden Kapazitätsmechanismen noch als „vorübergehende“ Maßnahme

betrachtet, näher zur Streichung dieses Merkmals Erwägungsgrund 49 EBM-Änderungs-VO.

⁴⁰ Eine Vergütung je Megawattstunde ist zwar nicht ausgeschlossen, birgt allerdings eher das Risiko von Rückwirkungen auf den Markt, vgl. Rn. 361 KUEBLL.

⁴¹ *Consentec/Ecologic Institut*, 4ÜNB-Studie „Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt“, Mai 2024, S. 7, 21 ff., <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/4%C3%9CNB-Studie-zur-Ausarbeitung-eines-Kapazit%C3%A4tsmechanismus-f%C3%BCr-den-deutschen-Strommarkt>.

tatsächlich nur die Bereitstellung von Leistung honoriert oder die tatsächliche Stromerzeugung fördert.

b) Maßnahme zur Erreichung des notwendigen Maßes an Angemessenheit der Ressourcen

Gemäß der Definition in Art. 2 Nr. 22 EBM-VO muss die Förderung im Rahmen eines Kapazitätsmechanismus den Zweck verfolgen, das notwendige Maß der Angemessenheit der Ressourcen zu erreichen. Hierbei handelt es sich um eine durch die Art. 20 ff. EBM-VO vorgegebene Prüfung, d. h., die Mitgliedstaaten können sich nicht nach freiem Ermessen für irgendeine Versorgungssicherheitsmaßnahme entscheiden, sondern müssen vielmehr deren Notwendigkeit zur Gewährleistung der Angemessenheit der Ressourcen darlegen können, Art. 21 Abs. 1 und 4 EBM-VO⁴². Maßgebend ist insofern, dass der nationale Zuverlässigkeitsstandard erreicht wird, der in transparenter Weise das notwendige Maß an Versorgungssicherheit vorgibt, Art. 26 Abs. 1 bis 3 EBM-VO⁴³.

Hingegen reicht es für eine Einordnung als Kapazitätsmechanismus im Sinne von Art. 2 Nr. 22 EBM-VO nicht aus, wenn aus anderen Gründen zusätzliche Kapazitäten geschaffen werden, die zugleich auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, wie dies insbesondere auch bei der Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz der Fall ist⁴⁴. Insofern wird mitunter von indirekten Kapazitätsmechanismen gesprochen, obwohl es sich rechtlich gerade nicht um Kapazitätsmechanismen im dargelegten europarechtlichen Sinne handelt⁴⁵. Vor

diesem Hintergrund ist etwa auch hinsichtlich des im Rahmen der Wachstumsinitiative angeregten „eigenen Kapazitätsmechanismus“⁴⁶ für erneuerbare Energien unwahrscheinlich, dass hiermit tatsächlich ein Kapazitätsmechanismus im europarechtlichen Sinne gemeint ist.

2. Keine Vorgaben zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten

Aus den sekundärrechtlichen Vorgaben für Kapazitätsmechanismen folgen keine Vorgaben zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten. Die Gestaltungsgrundsätze fordern lediglich allgemein, dass Kapazitätsmechanismen keine Wettbewerbsverzerrungen herbeiführen dürfen, Art. 22 Abs. 1 lit. b) EBM-VO. Um dies zu gewährleisten, müssen die Mitgliedstaaten sowohl die Kapazitätsanbieter als auch die Vergütung in einem wettbewerblichen Verfahren auswählen bzw. bestimmen, Art. 22 Abs. 1 lit. d) und f) EBM-VO. Im Übrigen verweist Art. 21 Abs. 1 EBM-VO auf das Beihilfenrecht. Bei Kapazitätsmechanismen könnte sich eine Notwendigkeit zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten also allenfalls aus dem EU-Beihilfenrecht ergeben, das sich aber nicht zwingend auf die Marktmaßnahmen insgesamt beziehen muss, sondern auch auf Rückzahlungen von aus der gewährten Beihilfe resultierenden Vorteilen begrenzt sein kann (hierzu D.).

3. Einordnung der diskutierten Optionen

Die vier Handlungsoptionen des BMWK-Optionenpapiers verfolgen ausdrücklich

⁴² Die konkreten Anforderungen an die Einführungsbedingungen von Kapazitätsmechanismen sollen aufgrund der EU-Strommarktreform überarbeitet werden, sind jedoch – soweit ersichtlich – noch nicht veröffentlicht. Gesichert ist bislang nur, dass Erleichterungen im beihilfenrechtlichen Genehmigungsverfahren geplant sind, siehe Ankündigung *Europäische Kommission*, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Der Deal für eine saubere Industrie: Ein gemeinsamer Fahrplan für Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung, COM(2025) 85 final v. 26.02.2025, S. 12.

⁴³ Siehe für die deutsch-luxemburgische Gebotszone den gemeinsamen Vorschlag für einen Zuverlässigkeitsstandard der Bundesnetzagentur und des Institut Luxembourgeois de Régulation, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?__blob=publicationFile)

[regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?__blob=publicationFile](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/V/vorschlag-der-regulierungsbehoerden-zum-zuverlaessigkeitsstandard.pdf?__blob=publicationFile).

⁴⁴ *Consentec/Ecologic Institut*, 4ÜNB-Studie „Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt“, Mai 2024, S. 2, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/4%C3%9CNB-Studie-zur-Ausarbeitung-eines-Kapazit%C3%A4tsmechanismus-f%C3%BCr-den-deutschen-Strommarkt>.

⁴⁵ *Consentec/Ecologic Institut*, 4ÜNB-Studie „Ausarbeitung eines Kapazitätsmechanismus für den deutschen Strommarkt“, Mai 2024, S. 2, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Strommarktdesign/4%C3%9CNB-Studie-zur-Ausarbeitung-eines-Kapazit%C3%A4tsmechanismus-f%C3%BCr-den-deutschen-Strommarkt>.

⁴⁶ *Bundesregierung* (Kabinett Scholz), Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland, 05.07.2024, S. 27.

den Hauptzweck, den weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien zu fördern. Ihr Hauptzweck ist gerade nicht die Gewährleistung der Versorgungssicherheit, auch wenn die Maßnahme dazu beitragen mag bzw. kann. Damit handelt es sich bei keiner dieser vier Optionen um einen Kapazitätsmechanismus im Sinne von Art. 2 Nr. 2 EBM-VO.

Diese Bewertung könnte für diejenigen Förderregelungen für erneuerbare Energien, die steuerbar sind (z. B. Biomasse), anders ausfallen, sofern sie in allgemeine Kapazitätsmechanismen einbezogen werden. Entsprechende Überlegungen zu einer Differenzierung sind im BMWK-Optionenpapier bereits angelegt⁴⁷.

V. Ergebnis

Entscheidend für die Frage, ob rechtlich verpflichtend ein Rückzahlungsinstrument in Form eines zweiseitigen Differenzvertrags oder eines gleichwertigen Systems eingeführt werden muss, ist die Einordnung des künftigen Fördersystems als direktes Preisstützungssystem.

Direkte Preisstützungssysteme sind EU-rechtlich nicht definiert, was Auslegungsspielräume eröffnet. Das EU-Recht nennt lediglich Beispiele hierfür (Marktprämie und Einspeisevergütung). Produktionsabhängige Zahlungen, wie die Optionen 1 und 2 des BMWK-Optionenpapiers, stellen direkte Preisstützungssysteme dar.

Bei produktionsunabhängigen Zahlungen, die im BMWK-Optionenpapier auch als Kapazitätzahlungen bezeichnet werden (Optionen 3 und 4), ist die Einordnung nicht ganz so eindeutig. Nach Sinn und Zweck des Art. 19d EBM-VO und um zu vermeiden, dass die Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten umgangen wird, könnten allerdings auch produktionsunabhängige Förderinstrumente als direkte

Preisstützungsinstrumente eingeordnet werden, sofern sie eine tatsächlich direkte preisstützende Wirkung entfalten.

Im Ergebnis wird es entscheidend auf die konkrete Ausgestaltung des künftigen Fördersystems ankommen, ob es einem die Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments auslösenden direkten Preisstützungssystem zuzuordnen sein wird. Dies kann beim derzeitigen Detaillierungsgrad der Optionen noch nicht abschließend beurteilt werden.

Innerhalb der Vorgaben zu direkten Preisstützungssystemen besteht Handlungsspielraum hinsichtlich der Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments. Eine solche Pflicht besteht sekundärrechtlich, wenn der Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO eröffnet ist. Fördermechanismen für Anlagen, die keine Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft ohne Speicher oder Kernenergie nutzen, fallen nicht in den Anwendungsbereich. Damit besteht diesbezüglich keine Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments (Art. 19d Abs. 4 EBM-VO). Zudem bestehen Ausnahmemöglichkeiten für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben.

Den Mitgliedstaaten steht es aber frei, auch in Fällen, in denen es keine Verpflichtung zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments gibt, ein solches freiwillig einzuführen und dadurch über die EU-sekundärrechtlichen Vorgaben hinauszugehen⁴⁸.

Das EU-Sekundärrecht gestattet für direkte Preisstützungssysteme – als Alternative zu zweiseitigen Differenzverträgen – die Möglichkeit der Einführung eines gleichwertigen Systems mit denselben Auswirkungen. Daraus ergeben sich aber hinsichtlich der Vorfrage, ob überhaupt ein Rückzahlungsinstrument eingeführt werden muss, keine Unterschiede.

⁴⁷ BMWK, Strommarktdesign der Zukunft – Handlungsoptionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem, Juli 2024, S. 35, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html>.

⁴⁸ Dies wird vom EU-Gesetzgeber explizit für Investitionen in andere Projekte als Neuanlagen betont, vgl. Erwägungsgrund 35 EBM-Änderungs-VO: „Während die Verpflichtung gemäß dieser Verordnung nur für die

Förderung von Investitionen in neue Stromerzeugungsanlagen gelten sollte, sollten die Mitgliedstaaten beschließen können, Förderregelungen in Form zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme mit denselben Auswirkungen auch für neue Investitionen bereitzustellen, die auf ein erhebliches Repowering bestehender Stromerzeugungsanlagen, eine erhebliche Erhöhung ihrer Kapazität oder eine erhebliche Verlängerung der Lebensdauer solcher Anlagen abzielen.“

D. Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstrumentes nach dem EU-Beihilfenrecht

Für die Ausgestaltung der künftigen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien ist neben den EU-sekundärrechtlichen Vorgaben auch das EU-Beihilfenrecht nach Art. 107 ff. AEUV maßgebend, sofern die Förderung ebenso wie das EEG 2023 als Beihilfe ausgestaltet wird⁴⁹.

Das EU-Beihilfenrecht verfolgt den Zweck, Wettbewerbsverzerrungen auf dem EU-Binnenmarkt zu verhindern, und stellt daher im Grundsatz ein allgemeines Beihilfenverbot auf, Art. 107 Abs. 1 AEUV. Damit eine staatliche Beihilfe nach Art. 107 Abs. 3 AEUV ausnahmsweise mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, muss sie unter anderem auf ein angemessenes Maß begrenzt sein (vgl. insofern auch die allgemeinen Vorgaben zur Angemessenheit nach Rn. 47 ff. KUEBLL)⁵⁰. Daher unterscheiden sich die Vorgaben des EU-Beihilfenrechts für Beihilfen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien von der Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstrumentes nach der EBM-VO. Denn die Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen nach Art. 19d EBM-VO zielt primär auf die Begrenzung der Markteinnahmen, was sich in unterschiedlichen Anwendungsfällen und Ausgestaltungen des Rückzahlungsinstrumentes niederschlagen kann.

I. Rückzahlungsinstrumente zur Vermeidung von Überkompensation bei Beihilfen für Strom aus erneuerbaren Energien (Abschnitt 4.1 KUEBLL)

Für Beihilfen, die vorrangig die Förderung erneuerbarer Energien bezwecken, sind die in Abschnitt 4.1 KUEBLL aufgestellten Kriterien einschlägig (Rn. 79 KUEBLL). Dort wird

in Rn. 90 KUEBLL explizit die Möglichkeit von Rückzahlungsmechanismen thematisiert:

„Besteht erhebliche Unsicherheit hinsichtlich künftiger Marktentwicklungen in Bezug auf einen Großteil des Geschäftsszenarios (wie es beispielsweise bei Investitionen in erneuerbare Energien, bei denen die Strom-einnahmen nicht an die Inputkosten gekoppelt sind, der Fall sein kann), so kann eine Unterstützung in Form einer bestimmten garantierten Vergütung zur Begrenzung des mit negativen Szenarien verbundenen Risikos unter Umständen als notwendig erachtet werden, um sicherzustellen, dass die private Investition getätigt wird. Zur Gewährleistung der Angemessenheit können in solchen Fällen Beschränkungen der Rentabilität und/oder Rückforderungen im Zusammenhang mit möglichen positiven Szenarien erforderlich sein.“

Die Formulierung „können erforderlich sein“ verdeutlicht, dass Rückzahlungsinstrumente nicht zwingend sind, sondern eine mögliche Maßnahme unter mehreren sind, um die Angemessenheit der Beihilfe sicherzustellen. Rückzahlungsinstrumente können in Fällen erheblicher Unsicherheiten und bei garantierten Vergütungen eine Rolle spielen, um Überkompensation zu verhindern und die Angemessenheit der Beihilfe sicherzustellen. Sie sind jedoch nach Abschnitt 4.1 KUEBLL keine zwingende Voraussetzung. Können alternative Maßnahmen die Angemessenheit der Beihilfe jedoch nicht gewährleisten, ist es denkbar, dass die Einführung eines Rückzahlungsinstrumentes die einzig verbleibende Option ist.

⁴⁹ Zu Möglichkeiten der beihilfenfreien Ausgestaltung siehe M. Kahles/J. Kamm/T. Müller/H. Kahl, Ein beihilfefreies und schlankeres EEG, Impulspapier, Oktober 2021, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_DE_Beihilfefreies_EEG/A-EW_233_Beihilfefreies-EEG_WEB.pdf.

⁵⁰ Näher zur Vereinbarkeitsprüfung nach dem sog. „more economic approach“ W. Cremer, in: C. Callies/M. Ruffert (Hrsg.), EUV/AEUV, 6. Aufl. 2022, Art. 107 Abs. 3 AEUV Rn. 62; A. Bartosch, in: A. Bartosch (Hrsg.), EU-Beihilfenrecht, 3. Aufl. 2020, Art. 107 Abs. 3 AEUV Rn. 8 f.; zur Bedeutung der Beihilfeleitlinien bei dieser Prüfung auch A. Bartosch, in: A. Bartosch (Hrsg.), EU-Beihilfenrecht, 3. Aufl. 2020, Art. 107 Abs. 3 AEUV Rn. 2.

Mögliche Anwendungsfälle für Rückzahlungsinstrumente sieht die EU-Kommission, wenn die Beihilfe erforderlich⁵¹ ist, weil die Einnahmen nicht an Inputkosten gekoppelt sind (z. B. wenn die Stromeinnahmen von schwankenden Marktpreisen abhängen). In dieser Situation kommen Rückzahlungsinstrumente in Frage, um aufgrund der Unsicherheit bezüglich positiver oder negativer Szenarien die Angemessenheit der Beihilfe zu gewährleisten⁵², also eine Überkompensation der Beihilfenempfänger zu verhindern.

Wichtig ist dabei: Anders als zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme nach Art. 19d EBM-VO (vgl. hierzu C. II. 1. a)) bezieht sich die Rückzahlung nach Rn. 90 KUEBLL primär auf die gewährte Beihilfe und nicht auf die Begrenzung der Markteinnahmen des begünstigten Unternehmens insgesamt. Das ergibt sich sowohl aus dem allgemeinen Ziel des EU-Beihilfenrechts zur Vermeidung von Überkompensation und daraus resultierender Wettbewerbsverzerrung als auch aus dem Wortlaut von Rn. 90 KUEBLL: Dort werden Rückforderungsmechanismen als eine Möglichkeit zur Gewährleistung der Angemessenheit der Beihilfe, also zur Vermeidung von Überkompensation⁵³, genannt. Daran ändert auch die Einordnung der Regelung im Abschnitt zur Erforderlichkeit der Beihilfe nichts, da Überschriften keinen eigenständigen Rechtscharakter haben⁵⁴. Entscheidend ist der konkrete Wortlaut von Rn. 90 KUEBLL, der die Rückforderung als Maßnahme zur Gewährleistung der Angemessenheit einstuft.

Das rein beihilfenrechtliche Ziel könnte somit erreicht werden, wenn sich die Rückzahlung auf die aus der Beihilfe resultierenden Vorteile beschränkt. Im Gegensatz zur Regelungslogik des Art. 19d EBM-VO ist eine Rückzahlung von Markteinnahmen hierfür nicht zwingend erforderlich. Um den Anforderungen des EU-Beihilfenrechts gerecht zu werden, könnte stattdessen auch lediglich eine teilweise oder

vollständige Rückzahlung der durch die staatliche Förderung entstandenen finanziellen Vorteile erfolgen – hierzu könnten beispielsweise auch Vergünstigungen bei den Finanzierungskosten zählen. Dies käme insbesondere dann in Betracht, wenn eine Ex-post-Bewertung zeigt, dass die Beihilfe aufgrund positiver Marktentwicklungen nicht oder nicht vollständig notwendig gewesen wäre.

Eine Rückzahlung zur Sicherstellung der Erforderlichkeit und Angemessenheit der Beihilfe ist somit nicht mit einer Rückzahlung nach Art. 19d EBM-VO gleichzusetzen. Erstens, weil sie nicht zwingend erforderlich ist, sofern andere Maßnahmen die Angemessenheit der Beihilfe sicherstellen können. Zweitens, weil eine allgemeine Begrenzung von Markteinnahmen durch Rückzahlungsinstrumente im Sinne des Art. 19d EBM-VO zum Schutz der Stromverbraucher vor zu hohen Preisen nicht im Anwendungsbereich des EU-Beihilfenrechts liegt.

Es steht den Mitgliedstaaten frei, die Zwecke des EU-Beihilfenrechts und des Art. 19d EBM-VO mit demselben Instrument zu adressieren. Hierfür spricht ebenfalls die Rn. 90 KUEBLL, die sowohl „Beschränkungen der Rentabilität“ als auch „Rückforderungen“ als mögliche Maßnahmen nennt. Die Mitgliedstaaten können aber auch differenzieren: Denn in Bereichen, die zwar dem EU-Beihilfenrecht, aber nicht dem Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO unterfallen, besteht ein größerer Handlungsspielraum. Ein beihilfenrechtlich begründetes Rückzahlungsinstrument könnte hier prinzipiell auch anders ausgestaltet werden.

Denn anders als Art. 19d EBM-VO zielt das EU-Beihilfenrecht nicht auf die Begrenzung der Markteinnahmen insgesamt, sondern auf die Begrenzung der aus der Beihilfe resultierenden Vorteile auf ein angemessenes Niveau. Daher könnte, um die Angemessenheit der Beihilfe sicherzustellen, eine Begrenzung der Rückforderung auf die aus

⁵¹ Eine Beihilfe ist erforderlich, wenn sie eine wesentliche Verbesserung bewirken kann, die der Markt allein nicht herbeiführen kann (Marktversagen), vgl. Rn. 34 KUEBLL.

⁵² Eine Beihilfe ist angemessen, wenn der Beihilfebetrug pro Beihilfenempfänger auf das Minimum beschränkt ist, das für die Durchführung des geförderten Vor-

habens bzw. der geförderten Tätigkeit erforderlich ist, vgl. Rn. 47 KUEBLL.

⁵³ Vgl. hierzu auch allgemein Abschnitt 3.2.1.3 KUEBLL.

⁵⁴ Vgl. Gemeinsames Handbuch zur Abfassung von Rechtsakten im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren, 2022, S. 71, https://www.consilium.europa.eu/media/55417/joint_handbook_de_31-march-2022.pdf.

der Förderung resultierenden wirtschaftlichen Vorteile ausreichen, ohne dass eine generelle Begrenzung der Markteinnahmen erforderlich wäre.

II. Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstrumentes gemäß der Beihilfengenehmigung des EEG 2023

Die beihilfenrechtliche Genehmigung des EEG 2023 durch die EU-Kommission⁵⁵ enthält darüber hinaus eine spezifische Verpflichtung Deutschlands zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten, die ab dem 1. Juli 2024 gelten sollen. Diese Verpflichtung beruht auf der Voraussetzung, dass bis zum 30. Juni 2024 kein harmonisierter europäischer Rechtsrahmen geschaffen wurde. Hintergrund ist, dass die Kommission Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien gemäß Art. 107 AEUV nur dann als mit dem Binnenmarkt vereinbar ansieht, wenn sie verhältnismäßig ausgestaltet sind und eine Überförderung vermieden wird. In Rn. 31 der Beihilfengenehmigung des EEG 2023 heißt es hierzu:

„If such a harmonized approach is not applicable by 30 June 2024, Germany commits to limit profitability and/or to implement claw-backs as required by point 90 of the CEEAG for contracts entered into when there is significant uncertainty concerning future market development to ensure proportionality also in this case, for all installations that are awarded a contract in a tender as of 1 July 2024.“

Damit hat sich Deutschland verpflichtet, entweder Mechanismen zur Begrenzung der Rentabilität oder sogenannte Claw-Backs, also Rückforderungsregelungen, zu implementieren, sofern dies erforderlich ist, um die Verhältnismäßigkeit der Förderung gemäß Rn. 90 KUEBLL sicherzustellen, und sofern kein entsprechender harmonisierter europäischer Rahmen existiert. Interessant ist dabei, dass die EU-Kommission eine entsprechende Pflicht aus Rn. 90 KUEBLL

ableitet („as required by“), obwohl dies, wie dargestellt, nicht durch den Wortlaut von Rn. 90 KUEBLL gedeckt ist. Der Wortlaut nennt die Rückforderung von Beihilfen nur als eine Möglichkeit unter mehreren zur Sicherstellung der Angemessenheit der Beihilfe.

Dieser Widerspruch zum Wortlaut von Rn. 90 KUEBLL kann jedoch inzwischen dahinstehen: Mit Art. 19d EBM-VO wurde ein solcher harmonisierter Ansatz geschaffen⁵⁶. Die Pflicht gemäß der Beihilfengenehmigung des EEG 2023 entfällt somit grundsätzlich für alle Fördermechanismen, die vom Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO erfasst sind (vgl. hierzu C. V.). Fraglich ist hierbei, ob dieser unionsrechtlich harmonisierte Ansatz auch auf solche Anlagen und Projekte ausstrahlt, die nicht unter den Anwendungsbereich von Art. 19d EBM-VO fallen, aber gleichwohl im Rahmen des EEG 2023 Förderung erhalten. So könnte man argumentieren, dass für diese Anlagen – also solche außerhalb des Anwendungsbereichs von Art. 19d EBM-VO, wie z. B. Biomasseanlagen – weiterhin die Vorgabe der Beihilfengenehmigung des EEG 2023 gilt und somit bereits ab dem 1. Juli 2024 entsprechende Rentabilitätsbegrenzungen oder Claw-Back-Mechanismen hätten eingeführt werden müssen.

Demgegenüber spricht viel dafür, dass Art. 19d EBM-VO auch im Hinblick auf die nicht erfassten Fälle Ausdruck einer gesamtgesetzgeberischen Entscheidung ist. Die bewusste Herausnahme bestimmter Konstellationen aus dem Anwendungsbereich kann dabei ebenfalls als Teil eines unionsweit abgestimmten Förderrahmens verstanden werden.

Die Entscheidung des Gesetzgebers, keine parallelen Rückzahlungsmechanismen für die nicht vom Art. 19d EBM-VO erfassten Fälle einzuführen, erscheint daher als bewusste Folge dieses kohärenten, harmonisierten Ansatzes – nicht als dessen Versäumnis.

Die Pflicht zur Einführung von Rückzahlungsinstrumenten nach der Beihilfengenehmigung des EEG 2023 geht somit inhaltlich in der Pflicht zur Einführung von

⁵⁵ Europäische Kommission, SA.102084 – Germany – EEG 2023, C(2022) 9900 final v. 21.12.2022.

⁵⁶ Vgl. hierzu J. Kamm, EU-Strommarktreform: Was ändert sich für die Förderung und Vermarktung von erneuerbaren Energien? (Teil 1), EnWZ 2024, S. 308 (312).

zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen nach Art. 19d EBM-VO auf. Wichtig ist in zeitlicher Hinsicht, dass die beihilfenrechtliche Genehmigung des EEG 2023 nur bis Ende 2026 gilt. Damit liegt zwischen dem Auslaufen dieser Genehmigung und dem Wirksamwerden der Pflichten des Art. 19d EBM-VO am 17. Juli 2027 rund ein halbes Jahr. Für das zukünftige Förderdesign ist dieser zeitliche Versatz zu berücksichtigen.

Es ist also absehbar, dass sich Deutschland rechtzeitig mit der EU-Kommission über die Umstellung des Förderdesigns verständigen muss. Sollte vor Ablauf der beihilfenrechtlichen Genehmigung kein neues Fördersystem etabliert sein, gäbe es prinzipiell zwei Möglichkeiten: Denkbar wäre es zum einen, als Überbrückung eine Verlängerung der EEG-2023-Genehmigung um ein halbes Jahr bei der EU-Kommission zu erreichen. Zum anderen könnte die Einführung der Pflichten aus Art. 19d EBM-VO um ein halbes Jahr vorgezogen werden und somit bereits vor Ablauf der Umsetzungsfrist schon ab dem 1. Januar 2027 angewendet werden.

III. Jüngere Entscheidungen der EU-Kommission zu Rückzahlungsinstrumenten bei der Förderung erneuerbarer Energien

Die EU-Kommission hat bereits in Beihilfentscheidungen über Fälle, die aus der Zeit vor der jüngsten EU-Strommarktreform datieren, zweiseitige Differenzverträge als geeignete Instrumente zur Überkompensationsvermeidung qualifiziert⁵⁷, aber bezüglich der Erforderlichkeit von Rückzahlungsinstrumenten Offenheit gegenüber

anderen Maßnahmen gezeigt⁵⁸. Insbesondere erachtete sie auch die Fördervergabe per Ausschreibung bereits als ausreichend für die Gewährleistung der Angemessenheit⁵⁹. Rückzahlungsinstrumente waren daher – im Einklang mit den KUEBLL – lediglich eine von mehreren Optionen zur Gewährleistung der Angemessenheit.

Für die Frage, wie stark die EU-Kommission künftig, auch in Bereichen, die nicht von Art. 19d EBM-VO erfasst sind, aus beihilfenrechtlichen Erwägungen auf die Einführung von Rückzahlungsinstrumenten drängen wird, kann allerdings nur bedingt auf die bisherige Entscheidungspraxis der EU-Kommission zurückgegriffen werden. Denn mit der Einführung von Art. 19d EBM-VO haben sich die sekundärrechtlichen Rahmenbedingungen verändert, die nach Art. 19d Abs. 3 EBM-VO auch im beihilfenrechtlichen Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen sind. Obwohl es bereits in verschiedenen Mitgliedstaaten Erfahrungen mit der Verwendung (und der beihilfenrechtlichen Genehmigung) von zweiseitigen Differenzverträgen in EE-Förderregelungen gibt⁶⁰, bleibt abzuwarten, wie sich die Entscheidungspraxis vor dem Hintergrund des neuen Rechtsrahmens weiterentwickelt. Festhalten lässt sich bislang nur, dass die EU-Kommission ein recht weites Verständnis von direkten Preisstützungssystemen – und damit von der künftigen Anwendung des Art. 19d EBM-VO – in ihren jüngeren Entscheidungen erkennen lässt, ohne dies jedoch weiter zu begründen⁶¹.

Zudem hat die EU-Kommission im befristeten Krisenrahmen für staatliche Beihilfen zur Stützung der Wirtschaft infolge des Angriffs Russlands auf die Ukraine (Temporary

⁵⁷ Europäische Kommission, SA.105880 – Italy – Renewable Energy Scheme 2023 (FER II), C(2024) 3814 final v. 04.06.2024, Rn. 137.

⁵⁸ Beispielsweise wird die Verwendung von Einspeisetarifen – wo sekundärrechtlich möglich – ebenso als geeignete Maßnahme zur Verhinderung von Überkompensation und unerwartet hohen Einnahmen angesehen; siehe etwa Europäische Kommission, SA.107161 – Italy – RRF – Support for the promotion of agrivoltaic installations, C(2023) 7744 final v. 10.11.2023, Rn. 127; Europäische Kommission, SA.105880 – Italy – Renewable Energy Scheme 2023 (FER II), C(2024) 3814 final v. 04.06.2024, Rn. 137.

⁵⁹ Europäische Kommission, SA.36196 – United Kingdom Electricity Market Reform – Contract for Difference for

Renewables, C(2014) 5079 final v. 23.07.2014, Rn. 64 noch mit Verweis auf Rn. 109 der Vorgängerleitlinien der KUEBLL, von denen aber bei der Überarbeitung materiell nicht abgewichen wurde, vgl. Rn. 49 KUEBLL.

⁶⁰ Siehe etwa die Übersicht zu Anwendungsbeispielen in *L. Kitzing/A. Held/M. Gephart/F. Wagner/V. Anatolitis/C. Klessmann*, Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation, Research Report, RSC/FSR 2024, S. 41 ff., https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/76700/RSC_TR_2024_03.pdf?sequence=1&isAllowed=y.

⁶¹ Europäische Kommission, SA.107336 – Belgium TCTF: Support mechanism for lot 1 of the Princess Elisabeth offshore Zone, C(2024) 6576 final v. 13.09.2024, Rn. 93.

Crisis and Transition Framework, TCTF)⁶² in Rn. 78 lit. e) TCTF vorgesehen, dass die Beihilfe in Form eines zweiseitigen Differenzvertrags zu gewähren ist, wenn Betriebsbeihilfen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien gewährt werden sollen. Diese Praxis dürfte voraussichtlich auch im angekündigten Nachfolger des TCTF, dem Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)⁶³, weiter verfolgt werden. Die EU-Kommission sieht dort laut dem veröffentlichten Entwurf vor, dass die Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen eine Bedingung für die im Rahmen des CISAF in Aussicht gestellten schnellen Genehmigungen ist.

Fördergestaltungen ohne Rückzahlungsinstrumente hat die EU-Kommission in ihrer Entscheidungspraxis seit Einführung des Art. 19d EBM-VO, soweit ersichtlich, nur dort anerkannt, wo Art. 19d EBM-VO ohnehin Ausnahmen zulässt (etwa im Bereich von Kleinanlagen). In diesem Rahmen wurden auch andere Förderformen als geeignet angesehen, die Angemessenheit sicherzustellen⁶⁴.

IV. Rückzahlungsinstrumente im Fall von Beihilfen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit (Abschnitt 4.8 KUEBLL)?

Die KUEBLL enthalten auch spezielle Kriterien für Fördermaßnahmen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit, was unter anderem Kapazitätsmechanismen betrifft. In der Definition von Kapazitätsmechanismen beziehen sich die KUEBLL

explizit auf die Begriffsbestimmung von Art. 2 Nr. 22 EBM-VO, vgl. Rn. 19 Nr. 12) KUEBLL. Obwohl von den gegenwärtig diskutierten Ansätzen zur Förderung von erneuerbaren Energien ein Teil mitunter produktionsunabhängige Kapazitätzahlungen vorsieht, handelt es sich bei diesen somit auch im beihilfenrechtlichen Sinne nicht um Kapazitätsmechanismen (vgl. hierzu C. IV. 1.).

Sollte eine künftige Fördermaßnahme primär auf die Versorgungssicherheit zielen und damit auch erneuerbare Energien gefördert werden, gibt es hierbei keine beihilfenrechtliche Pflicht zur Implementierung eines Rückzahlungsinstrumentes. Denn der insoweit für Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit einschlägige Abschnitt 4.8 KUEBLL enthält keine spezielle Regelung für Rückforderungsmechanismen, um die Angemessenheit sicherzustellen, vgl. Rn. 352 ff. KUEBLL⁶⁵. Mangels einer speziellen Regelung sind daher die allgemeinen Vorschriften zur Angemessenheit (Rn. 49–53 und 55 KUEBLL) anzuwenden. Diese sehen aber Rückforderungen im Falle von Ausschreibungen nicht verpflichtend vor.

V. Allgemeine Vorgaben (Abschnitt 3 KUEBLL)

Für die beihilfenrechtliche Bewertung der Frage der Erforderlichkeit der Einführung eines Rückzahlungsinstrumentes bei der Gewährung von Förderung kann nach Rn. 17 KUEBLL auf die allgemeinen Vorgaben der Klima-, Umwelt- und

⁶² Europäische Kommission, Mitteilung, Befristeter Rahmen für staatliche Beihilfen zur Stützung der Wirtschaft infolge des Angriffs Russlands auf die Ukraine – Krisenbewältigung und Gestaltung des Wandels, ABl. EU C 101 v. 17.03.2023, S. 3.

⁶³ Vgl. Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Der Deal für eine saubere Industrie: Ein gemeinsamer Fahrplan für Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung, C(2025) 85 final v. 26.02.2025, S. 12, in der ein neues Rahmenwerk mit Off-the-Shelf-Optionen basierend auf den TCTF-Erfahrungen angekündigt wird, und Konsultationsentwurf Europäische Kommission, Framework for State Aid measures to support the Clean Industrial Deal (Clean Industrial Deal State Aid Framework) v. 11.03.2025, Rn. 46,

https://competition-policy.ec.europa.eu/document/download/45b532ce-53fb-4907-975c-79edaa31a166_en?filename=2025_CISAF_draft_EC_communication.pdf.

⁶⁴ So bestätigt etwa bzgl. Einspeisetarifen für Kleinanlagen in Europäische Kommission, SA.105880 – Italy – Renewable Energy Scheme 2023 (FER II), C(2024) 3814 final v. 04.06.2024, Rn. 137: „For smaller installations, beneficiaries directly receive the incentive tariff resulting from their bid from the GSE [...], which also prevents the possibility of windfall profits due to unexpectedly high market revenues.“

⁶⁵ Ebenso M. Bataille/C. Wicke/O. Zierke, Zur wirksamen und unionsrechtskonformen Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarktmodells, EnWZ 2024, S. 401 (407 f.).

Energiebeihilfeleitlinien zurückgegriffen werden, sofern in den speziellen Abschnitten keine präziseren Bestimmungen enthalten sind. Damit bildet dieser Abschnitt 3 KUEBLL eine allgemeine Grundlage für die Beurteilung der Rückforderungsverpflichtung, sofern keine spezielleren Bestimmungen greifen.

Bezüglich Rückforderungsverpflichtungen regelt Rn. 55 KUEBLL für die Gewährleistung der Angemessenheit Folgendes:

„Wenn keine Ausschreibung erfolgt, die Entwicklung der Kosten und Einnahmen sehr ungewiss ist und eine starke Informationsasymmetrie besteht, muss der Mitgliedstaat möglicherweise einen Mechanismus zur Festlegung der Höhe des Ausgleichs vorsehen, der nicht auf einem reinen Ex-ante-Ansatz beruht. Stattdessen muss er möglicherweise eine Mischung aus einem Ex-ante- und einem Ex-post-Ansatz zugrunde legen oder Mechanismen für eine nachträgliche Rückforderung oder die Überwachung der Kosten einführen. [...]“

Rückzahlungsinstrumente werden demnach zur Gewährleistung der Angemessenheit lediglich in Betracht gezogen, ohne dass es eine Pflicht zu deren Einführung gibt.

Diese Regelung gilt auch für Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien. Der hierfür maßgebliche Abschnitt 4.1 KUEBLL enthält hierzu keinen Anwendungsauschluss, so dass Rn. 55 KUEBLL grundsätzlich auch auf Förderregelungen für erneuerbare Energien anwendbar ist – sofern Rn. 55 KUEBLL nicht gemäß Rn. 17 KUEBLL durch eine speziellere Regelung im einschlägigen Förderkapitel verdrängt wird.

Denkbar wäre hier insbesondere, dass Rn. 90 KUEBLL als speziellere Regelung vorrangig ist. Allerdings stellt Rn. 90 KUEBLL nur eine fördergebietsspezifischere Konkretisierung dar, die die mit Rn. 55 KUEBLL beschriebenen Anwendungsfälle nicht vollständig abdeckt: Wo Rn. 55 auf generelle Unsicherheiten und Informationsasymmetrien abstellt bei

Förderungen, die nicht per Ausschreibung vergeben werden, konzentriert sich Rn. 90 KUEBLL spezifischer auf bestimmte Konstellationen, in denen die Einführung von Rückforderungsmechanismen besonders sinnvoll sein kann (vgl. hierzu D. I.).

Während Rn. 55 KUEBLL sich auf die Beihilfenhöhe und deren Bestimmung bei fehlender Ausschreibung konzentriert, adressiert Rn. 90 KUEBLL die Angemessenheit der Beihilfe in Abhängigkeit von Marktentwicklungen. Beiden Regelungen ist gemein, dass sie Rückforderungen als mögliches Steuerungselement thematisieren.

Daher kann Rn. 55 KUEBLL – im Einklang mit Rn. 17 KUEBLL – auch bei der beihilfenrechtlichen Bewertung von EE-Fördersystemen ohne Ausschreibung Anwendung finden.

Interessant für die Auslegung ist insbesondere der Vergleich des Verhältnisses mit anderen speziellen Förderkapiteln: Denn dort gibt es teilweise direkte Bezugnahmen auf Rn. 55 KUEBLL, die in bestimmten Fallkonstellationen eine Rückforderungsverpflichtung anordnen. So findet sich etwa im Abschnitt zur Förderung sauberer Mobilität bezüglich Förderregelungen für Fahrzeuge in Rn. 181 KUEBLL die Formulierung:

„In solchen Fällen muss der Mitgliedstaat nach Randnummer 55 eine Ex-post-Überwachung durchführen, um die zugrunde gelegten Annahmen bezüglich der Höhe der erforderlichen Beihilfe zu überprüfen, und einen Rückforderungsmechanismus einrichten.“⁶⁶

Im Abschnitt über die Förderung für erneuerbare Energien nach Abschnitt 4.1 KUEBLL gibt es aber gerade keine solche Regelung. Das spricht im Umkehrschluss ergänzend dafür, dass es in diesem Bereich gerade keine Rückforderungspflicht gibt. Wäre sie hingegen gewollt gewesen, wäre sie in den einschlägigen Regelungen in Rn. 90 KUEBLL ausdrücklich erwähnt worden, analog zu den vorgenannten Sektoren.

⁶⁶ Vgl. hierzu auch analoge Regelungen in Rn. 201 (Abschnitt zu Lade- und Tankinfrastruktur), Rn. 245 (Abschnitt zu Ressourceneffizienz und Kreislaufwirtschaft)

und Rn. 271 KUEBLL (Umweltverschmutzung) für bestimmte Fallkonstellationen.

VI. Ergebnis

Das EU-Beihilfenrecht verfolgt das Ziel, eine Überkompensation bei der Gewährung von Beihilfen zu vermeiden. Nach den Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission ist die Rückforderung nur eine von mehreren Optionen, um die Angemessenheit der Beihilfe zu gewährleisten. Gemäß Abschnitt 4.1 KUEBLL sind Rückzahlungsinstrumente eine von mehreren möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Überkompensation bei der EE-Stromerzeugung, die in Fällen eingesetzt werden können, wenn Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Marktentwicklung bestehen, um die Angemessenheit der Beihilfe zu gewährleisten (Rn. 90 KUEBLL).

Anders als in anderen Fördersektoren, in denen eine solche Verpflichtung explizit vorgesehen ist – etwa im Bereich der sauberen Mobilität (Rn. 181 KUEBLL) –, fehlt eine entsprechende Vorgabe im Förderkapitel für erneuerbare Energien. Dies spricht im Umkehrschluss dafür, dass eine verpflichtende Rückforderung in diesem Bereich nicht vorgesehen ist. Sollten alternative Maßnahmen die Angemessenheit der Beihilfe nicht gewährleisten können, ist es jedoch denkbar, dass sich der Lösungsraum auf die Einführung eines Rückzahlungsinstruments hin verdichtet.

Auch im Kontext von Kapazitätsmechanismen, durch die erneuerbare Energien in bestimmten Fällen gefördert werden könnten, ergibt sich keine beihilfenrechtliche Verpflichtung zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments. Die KUEBLL enthalten hierfür keine zwingende Vorgabe.

Speziell auf Deutschland bezogen ist die ursprünglich in der beihilfenrechtlichen Genehmigung des EEG 2023 eingegangene Verpflichtung zur Einführung eines Rückforderungsmechanismus nicht mehr einschlägig, da mit Art. 19d EBM-VO ein harmonisierter europäischer Ansatz gefunden wurde. Die Reichweite der Verpflichtung richtet sich insofern nach dem Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO.

Für zukünftige Anpassungen des Förder systems müssen sowohl die beihilfenrechtlichen Vorgaben als auch die Vorgaben des Art. 19d EBM-VO beachtet werden. Dabei kann auch die Einführung eines Rückforderungsmechanismus in Bereichen erwogen werden, in denen sich keine konkrete Verpflichtung aus Art. 19d EBM-VO ergibt. Damit steht es dem Mitgliedstaat frei, die Zwecke des EU-Beihilfenrechts und des Art. 19d EBM-VO mit demselben Instrument zu adressieren. In Bereichen, die „nur“ den beihilfenrechtlichen Anforderungen, aber nicht dem Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO unterfallen, könnte das Rückzahlungsinstrument aber prinzipiell auch anders ausgestaltet werden. Denn anders als Art. 19d EBM-VO zielt das EU-Beihilfenrecht nicht auf die Begrenzung der Markteinnahmen insgesamt, sondern auf die Begrenzung der aus der Beihilfe resultierenden Vorteile auf ein angemessenes Niveau. Damit könnte auch eine Begrenzung der Rückforderung auf die aus der gewährten Förderung resultierenden wirtschaftlichen Vorteile (etwa durch Rückzahlungen) ausreichen, um das Ziel der Angemessenheit der Beihilfe zu erreichen, ohne die Markteinnahmen insgesamt begrenzen zu müssen.

E. Fazit

Um den rechtlichen Handlungsspielraum des Gesetzgebers bei der Einführung von Rückzahlungsinstrumenten korrekt zu erfassen, muss zwischen den Anforderungen des Art. 19d EBM-VO und des EU-Beihilfenrechts unterschieden werden. Denn diese Anforderungen unterscheiden sich sowohl im Anwendungsbereich, etwa in Bezug auf die erfassten Förderinstrumente und Technologien, als auch hinsichtlich ihrer Zielsetzung. So zielt Art. 19d EBM-VO auf die Begrenzung der Markteinnahmen, während das EU-Beihilfenrecht auf die Begrenzung der Förderzahlung auf eine angemessene Höhe abstellt.

Überschneiden sich die Anwendungsbereiche, kann der Gesetzgeber, bei entsprechender Ausgestaltung, den Anforderungen sowohl des Art. 19d EBM-VO als auch des EU-Beihilfenrechts mit demselben Rückzahlungsinstrument gerecht werden.

Es gibt aber auch Fälle, in denen sich die Anwendungsbereiche nicht überschneiden: Zum Beispiel, wenn die Förderung nicht in Form eines direkten Preisstützungssystems erfolgen würde. Ein anderes Beispiel ist die Förderung einer Stromerzeugungstechnologie, die nicht vom Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO erfasst wird (z. B. Biomasseanlagen). In diesen Fällen sind allein die EU-beihilfenrechtlichen Anforderungen zur Begrenzung der Höhe der Förderzahlung auf eine angemessene Höhe zu beachten, die auch eine andere Ausgestaltung als die Einführung zweiseitiger Differenzverträge oder gleichwertiger Systeme zulassen. Andererseits ist es auch möglich, eine Förderung in Form eines direkten Preisstützungssystems auszugestalten, ohne dass die Förderung eine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV darstellt. Im Einzelnen:

Vorgaben des Art. 19d EBM-VO:

- ▶ Entscheidend für die Beantwortung der Frage, ob rechtlich verpflichtend ein Rückzahlungsinstrument in Form eines zweiseitigen Differenzvertrags oder eines gleichwertigen Systems eingeführt werden muss, ist die Einordnung des künftigen Fördersystems als direktes Preisstützungssystem.
- ▶ Direkte Preisstützungssysteme sind EU-rechtlich nicht definiert, was Auslegungsspielräume eröffnet. Es werden im EU-Recht lediglich Beispiele hierfür genannt (Marktprämie und Einspeisevergütung). Produktionsabhängige Zahlungen, wie die Optionen 1 und 2 des BMWK-Optionenpapiers, stellen direkte Preisstützungssysteme dar.
- ▶ Bei produktionsunabhängigen Zahlungen, die im BMWK-Optionenpapier auch als Kapazitätzahlungen bezeichnet werden (Optionen 3 und 4), ist die Einordnung auf den ersten Blick nicht ganz so eindeutig. Unter Berücksichtigung von Sinn und Zweck des Art. 19d EBM-VO sowie der Zielsetzung, die Pflicht zur Einführung eines Rückzahlungsinstruments nicht zu umgehen, könnten allerdings auch produktionsunabhängige Förderinstrumente als direkte Preisstützungsinstrumente eingeordnet werden – vorausgesetzt, sie entfalten tatsächlich eine direkt preisstützende Wirkung.
- ▶ Letztlich werden die konkrete Ausgestaltung und die Zahlungsbedingungen des künftigen Fördersystems entscheidend dafür sein, ob es als direktes Preisstützungssystem, das eine Rückzahlungspflicht auslöst, oder als indirektes Preisstützungssystem, das nicht darunterfällt, einzustufen ist. Dies kann beim derzeitigen Stand der Ausgestaltung der Optionen somit noch nicht final beurteilt werden.
- ▶ Innerhalb der Vorgaben zu direkten Preisstützungssystemen besteht Handlungsspielraum hinsichtlich der Stromerzeugungstechnologien, die zweiseitigen Differenzverträgen oder gleichwertigen Systemen unterworfen werden müssen. Fördermechanismen für Anlagen, die keine Windenergie, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft ohne Speicher oder Kernenergie nutzen, fallen nicht in den Anwendungsbereich und unterliegen daher keiner zwingend einzuführenden Rückzahlungspflicht (Art. 19d Abs. 4 EBM-VO). Die Rückzahlungspflicht nach Art. 19d EBM-VO gilt zudem ausschließlich für Neuanlagen und nicht für

Repowering von Bestandsanlagen oder signifikante Kapazitätserweiterungen. Zudem bestehen Ausnahmemöglichkeiten für Kleinanlagen und Demonstrationsvorhaben.

- ▶ Den Mitgliedstaaten steht es frei, in Fällen, in denen keine Verpflichtung zur Einführung eines Rückzahlungsinstrumentes vorgesehen ist, ein solches freiwillig einzuführen und dadurch über die EU-sekundärrechtlichen Vorgaben hinauszugehen.
- ▶ Das EU-Sekundärrecht gestattet für direkte Preisstützungssysteme als Alternative zur Einführung zweiseitiger Differenzverträge die Einführung eines gleichwertigen Systems mit denselben Auswirkungen. Aus dieser Differenzierung ergeben sich aber hinsichtlich der Frage, ob ein Rückzahlungsinstrument eingeführt werden muss, keine Unterschiede.

Vorgaben des EU-Beihilfenrechts:

- ▶ Das EU-Beihilfenrecht verfolgt, anders als Art. 19d EBM-VO, nicht das Ziel der Begrenzung von Markteinnahmen, sondern das Ziel der Vermeidung einer Überkompensation bei der Auszahlung von Beihilfen. Laut Abschnitt 4.1 KUEBLL sind Rückzahlungsmechanismen dementsprechend zunächst nur eine von mehreren möglichen Maßnahmen zur Vermeidung von Überkompensation bei der EE-Stromerzeugung, die in Fällen eingesetzt werden können, wenn Unsicherheiten hinsichtlich der künftigen Marktentwicklung bestehen, um die Angemessenheit der Beihilfe zu gewährleisten (Rn. 90 KUEBLL).
- ▶ Anders als in anderen Fördersektoren, in denen eine solche Verpflichtung explizit vorgesehen ist – etwa im Bereich der sauberen Mobilität (Rn. 181 KUEBLL) –, fehlt eine entsprechende zwingende Vorgabe im Förderkapitel für erneuerbare Energien. Dies spricht im Umkehrschluss

dafür, dass eine verpflichtende Rückforderung in diesem Bereich nicht vorgesehen ist. Sollten alternative Maßnahmen die Angemessenheit der Beihilfe nicht gewährleisten können, ist es jedoch denkbar, dass sich der Lösungsraum auf die Einführung einer Rückzahlungspflicht hin verdichtet.

- ▶ Eine beihilfenrechtlich motivierte Rückzahlungspflicht ist nicht zwingend als zweiseitiger Differenzvertrag oder gleichwertiges System auszugestalten. Um die Beihilfe auf ein angemessenes Maß (gegebenenfalls bis auf Null) zu reduzieren, wäre auch eine Begrenzung der Rückforderung auf die aus der gewährten Förderung resultierenden wirtschaftlichen Vorteile (etwa durch Rückzahlungen) ausreichend. Hierfür müssten nicht im Sinne eines zweiseitigen Differenzvertrags die Markteinnahmen insgesamt begrenzt werden.
- ▶ Mit Blick auf die geltende beihilfenrechtliche Genehmigung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist festzustellen, dass die dort eingegangene Verpflichtung zur Einführung eines Rückforderungsmechanismus nicht mehr einschlägig ist, da mit Art. 19d EBM-VO ein harmonisierter europäischer Ansatz gefunden wurde. Die Reichweite der Verpflichtung richtet sich in inhaltlicher Hinsicht somit nach dem Anwendungsbereich des Art. 19d EBM-VO. In zeitlicher Hinsicht ist zu berücksichtigen, dass die Beihilfengenehmigung bereits zum Ende des Jahres 2026 abläuft, während die Umsetzungsfrist des Art. 19d EBM-VO noch etwas länger bis zum 17. Juli 2027 läuft. In Deutschland müsste also bereits spätestens zum 1. Januar 2027 ein neues genehmigtes Fördersystem in Kraft treten. Sollte dies nicht gelingen, müsste man sich mit der EU-Kommission über eine Übergangslösung für die Zwischenzeit bis zum 17. Juli 2027 verständigen.

Kontakt

Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

T: +49 931 794077-0

F: +49 931 7940 77-29

info@stiftung-umweltenergierecht.de
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:
Kopernikus-Projekt Ariadne (FKZ: 03SFK510-2)



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages