

# **Studie zur Ausgestaltung des zukünftigen Förderrahmens für Erneuerbare Energien**



**Studie im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein sowie des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz**

**April 2026**



## IMPRESSUM

### **enervis energy advisors GmbH**

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

www.enervis.de

[kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)

#### **Autoren enervis**

Dr. Tim Höfer

Katja Röper

Fritz Halla

Dr. Nicolai Hermann

#### **Externe Autoren**

Prof. Dr. Thorsten Beckers

Dr. Lukas Vorwerk (bis 31.12.2025)

(Mitwirkung bei der ökonomischen Analyse der Förderinstrumente)

**Studie im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Klimaschutz, Umwelt und Natur des Landes Schleswig-Holstein sowie des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie und Klimaschutz**



enervis hat diese Unterlage sorgfältig zusammengestellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der in den Unterlagen dargestellten Informationen übernommen. Die aufbereiteten Informationen stellen keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar. Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden. Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

## 1 Zusammenfassung

Der Weg zur Klimaneutralität bis 2045 erfordert einen weiterhin starken und verlässlichen Ausbau erneuerbarer Energien. Gleichzeitig steht der bestehende Förderrahmen vor einer grundlegenden Weiterentwicklung, da die beihilferechtliche Genehmigung des EEG Ende 2026 ausläuft und die europäischen Vorgaben künftig einen Rückzahlungsmechanismus verlangen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die Finanzierung erneuerbarer Energien künftig ausgestaltet werden sollte. Für Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist diese Frage von besonderer Bedeutung, weil beide Länder wesentliche Beiträge zum weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien leisten. Das Gutachten untersucht daher, ob und in welcher Form auch künftig ein Förderrahmen für erneuerbare Energien erforderlich ist, welche Finanzierungsinstrumente hierfür in Betracht kommen und wie diese zu bewerten sind. Grundlage sind szenariobasierte Modellanalysen zur Fördernotwendigkeit, eine ökonomische Analyse und qualitative Bewertung der Finanzierungsinstrumente sowie strukturierte Stakeholderinterviews, mit denen Einschätzungen aus der Praxis und aus den Ländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen einbezogen werden.

Auf Basis von drei konsistenten Strommarktszenarien bis 2045 zeigt die Analyse, dass zur Sicherung der Ausbauziele auch künftig ein staatlich flankierter Investitionsrahmen erforderlich bleibt. Ein rein marktbasierter Zubau ist perspektivisch zwar für einzelne Technologien und besonders günstige Standorte möglich, reicht jedoch nicht aus, um die für die Klimaziele notwendige Ausbaugeschwindigkeit verlässlich sicherzustellen. Während große Photovoltaikanlagen Anfang der 2040er Jahre überwiegend ohne Förderung auskommen können, gilt dies für Wind Onshore nur eingeschränkt. Bei Wind Offshore bleibt bis 2045 ein Ausbau in weiten Teilen weiterhin auf Förderung angewiesen. Ohne eine fortgesetzte Absicherung der Investitionen ist daher insbesondere bei Wind Onshore und Offshore mit einer deutlichen Verfehlung der Ausbauziele zu rechnen.

Vor dem Hintergrund der EU-Vorgaben und der Klimaziele der deutschen Bundesregierung kommen für die zukünftige Förderung erneuerbarer Energien nur solche Finanzierungsinstrumente in Betracht, die den vorgesehenen EE-Zubau zielgenau unterstützen, das langfristige Preisrisiko wirksam reduzieren und zugleich einen Rückzahlungsmechanismus integrieren. Vertieft untersucht wurden daher drei strukturell unterschiedliche Modelle: ein produktionsabhängiger CfD mit Viertelstundenreferenzperiode, ein produktionsabhängiger CfD mit jährlicher Referenzperiode sowie ein produktionsunabhängiger CfD.

Im Zentrum der vergleichenden Bewertung stehen zwei zentrale Designparameter des zukünftigen Fördermechanismus: die Ausgestaltung als produktionsabhängiger oder produktionsunabhängiger CfD sowie die Wahl der Referenzperiode. Eine in jeder Hinsicht eindeutig überlegene Lösung gibt es dabei nicht; vielmehr sind mit den einzelnen Ausgestaltungsoptionen unterschiedliche Zielkonflikte verbunden.

Beim Vergleich von produktionsabhängigen und produktionsunabhängigen CfD zeigt sich ein grundlegender Trade-off zwischen Marktverzerrungen und Abweichungsrisiken. Produktionsunabhängige CfD vermeiden Verzerrungen von Marktpreissignalen, gehen jedoch mit höheren Abweichungsrisiken einher, da die Erlöse vom Erzeugungspotential einer Referenzanlage abhängen. Produktionsabhängige CfD weisen demgegenüber geringere Abweichungsrisiken auf, können jedoch Marktverzerrungen verursachen. Diese

Marktverzerrungen treten in drei Konstellationen auf. Erstens bei negativen Day-Ahead-Preisen, in denen weiterhin eingespeist wird, obwohl das Marktsignal eine Reduktion der Erzeugung nahelegt. Zweitens bei positiven Day-Ahead-Preisen in Kombination mit Rückzahlungen, die zu negativen Nettoerlösen führen können und damit Anreize zur Abregelung trotz positiver Preise setzen. Drittens bei positiven Day-Ahead-Preisen und gleichzeitig negativen Intraday-Preisen, da die Vergütung auf Basis der Day-Ahead-Preise erfolgt und somit Anreize bestehen, die Einspeisung fortzusetzen.

Die Verzerrung bei negativen Day-Ahead-Preisen wird bereits durch § 51 EEG adressiert. Dieser sollte jedoch dahingehend weiterentwickelt werden, dass nicht vergütete Mengen zeitnah ausgezahlt werden, um die mit dem heutigen Mechanismus verbundenen Barwertnachteile und verlängerten Förderdauern zu reduzieren. Zur Vermeidung zusätzlicher Abregelungsanreize bei positiven, aber niedrigen Day-Ahead-Preisen infolge von Rückzahlungen sollte bei langen Referenzperioden ein Mindestabrechnungspreis eingeführt werden.

Verzerrungen bei positiven Day-Ahead-Preisen und gleichzeitig negativen Intraday-Preisen spielen bislang nur eine untergeordnete Rolle. Entsprechend besteht derzeit kein unmittelbarer Bedarf, hierfür ein spezifisches Instrument einzuführen. Sollte ihre Relevanz künftig zunehmen, sollten zunächst gezielte Anpassungen innerhalb des bestehenden Systems geprüft werden. Denkbar ist beispielsweise, für einen Teil der Anlagen weiterhin eine Vergütung auszuzahlen, wenn diese bei positiven Day-Ahead-Preisen bezuschlagt wurden, aber aufgrund negativer Intraday-Preise abgeregelt werden. Ein solcher Ansatz erfordert jedoch eine weitere Ausarbeitung sowie eine Prüfung im Hinblick auf die europarechtlichen Rahmenbedingungen.

Vor dem Hintergrund der derzeit noch geringen Marktverzerrungen sowie ihrer gezielten Adressierbarkeit durch ergänzende Instrumente werden produktionsabhängige CfD als vorzugswürdig bewertet.

Auch bei der Wahl der Referenzperiode besteht ein Trade-off. Kurze Referenzperioden reduzieren das Erlösrisiko, setzen jedoch keine Anreize zur Anlagenauslegung. Lange Referenzperioden erhöhen hingegen das Erlösrisiko, schaffen aber Anreize zur Anlagenauslegung durch den Vergleich mit einem Referenzmarktwert. Dadurch entsteht ein – wenn auch begrenzter – Anreiz, den Profilverwert der Anlagen zu steigern, anstatt ausschließlich die Erzeugungsmenge zu maximieren. Vor diesem Hintergrund wird eine jährliche Referenzperiode empfohlen. Die damit verbundenen Anreize zur Anlagenauslegung sollten jedoch weiter beobachtet werden, insbesondere im Zusammenspiel mit der zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgeltssystematik (AgNes) sowie dem Netzanschlusspaket. Ergänzend erscheint die Einführung eines Anlagenauslegungsmechanismus sinnvoll, der beispielsweise die Einspeisekapazität am Netzverknüpfungspunkt begrenzt.

Im Zusammenhang mit einem Marktwertkorridor werden verschiedene potenzielle Vorteile diskutiert, insbesondere Anreize zur Anlagenauslegung, eine stärkere Nutzung von PPAs sowie ein gewisser Schutz gegenüber Kostensteigerungen. Ein breiter Korridor kann diese Wirkungen grundsätzlich verstärken. Gleichzeitig können mit zunehmender Breite jedoch auch beihilferechtliche Fragen hinsichtlich der Angemessenheit der Förderung aufgeworfen werden. Zur Erreichung dieser Zielsetzungen stehen jedoch zielgerichtetere Instrumente zur Verfügung, die die jeweiligen Wirkungen präziser adressieren.

Zur Begrenzung von exogenen Kostensteigerungsrisiken kann beispielsweise eine Kostenindexierung des anzulegenden Werts eingeführt werden. Damit lassen sich kostengetriebene Risiken in Entwicklung, Bau und Betrieb gezielt absichern, ohne zusätzliche Erlösunsicherheiten zu erzeugen. Dies ist insbesondere für Offshore-Wind relevant, kann jedoch auch auf andere Technologien übertragen werden.

Auch zur Förderung von PPAs als ergänzendes marktliches Finanzierungsinstrument sind zielgerichtetere Ansätze verfügbar. Insbesondere Kombinationsmodelle von CfD und PPA ermöglichen eine gezielte Stärkung marktlicher Absicherung, ohne pauschal zusätzliche Risiken zu erzeugen. Hierzu zählen serielle Modelle, bei denen zunächst ein PPA und anschließend ein CfD genutzt wird, sowie parallele Modelle, bei denen die geförderte Leistung zwischen PPA und CfD aufgeteilt wird.

Die Rückmeldungen aus den Stakeholderinterviews zeigen eine breite Übereinstimmung mit den im Gutachten entwickelten Empfehlungen. Eine klare Mehrheit der einbezogenen Akteure befürwortet produktionsabhängige CfD. Als zentrales Argument wird angeführt, dass komplexere Förderinstrumente tendenziell zu einer Einschränkung der Akteursvielfalt führen können. Dies betrifft sowohl kleinere Projektierer als auch kleinere Finanzierungsakteure. Gerade auf regionaler Ebene bestehen enge Verflechtungen zwischen diesen Akteuren, sodass sich entsprechende Effekte auf die Akteursvielfalt zusätzlich verstärken können. Zudem wurde darauf hingewiesen, dass vor dem Hintergrund der kurzen Umsetzungsfrist eine grundlegende Veränderung der Förderlogik nur eingeschränkt realistisch erscheint. Insbesondere die Anpassung von Bewertungsmodellen bei Projektierern und Banken erfordert entsprechende Vorlaufzeiten und Übergangsregelungen. Gleichzeitig betonen die Stakeholder, dass die bestehenden Herausforderungen nicht durch ein einzelnes Instrument gelöst werden sollten. Vielmehr kommt dem Zusammenspiel von EEG, Netzentgeltssystematik und Netzausbaupaket eine zentrale Bedeutung zu.

Als Ergebnis des Gutachtens wird daher empfohlen, den zukünftigen EEG-Fördermechanismus als produktionsabhängigen CfD mit jährlicher Referenzperiode auszugestalten. Voraussetzung dafür ist, dass der empfohlene Fördermechanismus durch geeignete Erweiterungen ergänzt wird, um verbleibende Schwächen zu adressieren. Dieser Vorschlag für die EE-Förderung ermöglicht einen effektiven und kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien und trägt zugleich dazu bei, eine vielfältige Akteurslandschaft zu erhalten.