

CLIMATE CHANGE

49/2025

Teilbericht

Umsetzung des Preiskorridors im nationalen Emissionshandel (nEHS) im Jahr 2026

von:

Dr. Johanna Cludius, Hauke Hermann, Dr. Felix Chr. Matthes
Öko-Institut

Dr. Johannes Eckstein, Sascha Lehmann
Fraunhofer ISI

Herausgeber:

Umweltbundesamt

CLIMATE CHANGE 49/2025

REFOPLAN des Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3721 42 506 0

FB001857

Umsetzung des Preiskorridors im nationalen Emissionshandel (nEHS) im Jahr 2026

von

Dr. Johanna Cludius, Hauke Hermann, Dr. Felix Chr. Matthes
Öko-Institut

Dr. Johannes Eckstein, Sascha Lehmann
Fraunhofer ISI

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Öko-Institut Consult GmbH
Borkumstraße 2
13189 Berlin

Abschlussdatum:

Juli 2025

Redaktion:

Fachgebiet V 3.3 Ökonomische Grundsatzfragen des Emissionshandels, Auktionierung,
Auswertungen
Fabian Schmid

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-8010>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, September 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen*Autoren.

Kurzbeschreibung: Umsetzung des Preiskorridors im nationalen Emissionshandel (nEHS) im Jahr 2026

In diesem Papier untersuchen wir, wie die Preiskorridorphase des nEHS im Jahr 2026 umgesetzt werden kann. Wir machen Vorschläge zum zeitlichen Ablauf der Auktions-, Verkaufs- und Nachkaufphase für das Berichtsjahr 2026 und gehen darauf ein, wie ein Preisaufschlag in der Verkauf- und Nachkaufphase ausgestaltet werden kann, um eine effiziente Preisbildung in den Auktionen zu begünstigen. Das Auktionsdesign sollte sich am bestehenden Design des EU-ETS 1 orientieren (single round, sealed bid) und auch bei weiteren Ausgestaltungsparametern der Auktion sollte auf die Erfahrungen im EU-ETS 1 zurückgegriffen werden. Trotzdem können unter den speziellen Rahmenbedingungen der Preiskorridorphase im nEHS im Jahr 2026 (Übergang in den EU-ETS 2 im Jahr 2027, kein Banking von nationalen Emissionszertifikaten (nEZ), kein Sekundärmarkt für Hedging-Produkte sowie kein bindendes Cap) grundsätzlich spürbare Risiken in Bezug auf eine effiziente Preisbildung am Primärmarkt nicht ausgeschlossen werden. Es ist wahrscheinlich, dass die verpflichteten Unternehmen im Sinne eines konservativen Hedgings zumindest zu großen Teilen den Preis der Verkaufsphase an die Endverbrauchenden weitergeben. Dieser Preis müsste 65 EUR/nEZ plus Aufschlag betragen. Möglicherweise niedrigere Preise in den Auktionen kämen dann nicht den Endverbrauchenden zugute, sondern würden lediglich zu Mitnahmeeffekten führen. Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen scheint die Fortführung der Festpreisphase im Jahr 2026 aus ökonomischer und verteilungspolitischer Perspektive sinnvoll und unbedingt prüfungswürdig. Auch der administrative Aufwand der Umstellung des Systems für nur ein Jahr spricht für eine Fortführung der Festpreisphase. Die erwartbare Knappheit im nEHS und EU-ETS 2 sowie Modellierungsergebnisse zu erwarteten Preisen sprechen in diesem Fall für einen Festpreis am oberen Rand des Preiskorridors von 65 EUR/nEZ.

Abstract: Implementation of the price corridor in the German national emissions trading system (nEHS) in 2026

In this paper, we examine how the price corridor phase of the German national emissions trading system (nEHS) can be implemented in 2026. We make proposals for the timing of the auction, sales, and post-purchase phases for the reporting year 2026 and discuss how a price surcharge in the sales and post-purchase phases can be designed to promote efficient price formation in the auctions. The auction design should be based on the existing design of the EU ETS 1 (single round, sealed bid), and the experience gained in the EU ETS 1 should also be drawn on for other design parameters of the auction. Given that, under the specific conditions of the price corridor phase in the nEHS in 2026 (transition to the EU ETS 2 in 2027, no banking of national emission certificates (nEZ), no secondary market for hedging products, and no binding cap) fundamental risks with regard to efficient price formation on the primary market cannot be ruled out. It is likely that the regulated entities will, at least to a large extent, pass on the price of the sales phase to end consumers in the interests of conservative hedging. This price would have to be EUR 65/nEZ plus a surcharge. Any lower prices in the auctions would then not benefit end consumers but would merely lead to windfall gains. Against this background, continuing the fixed price phase in 2026 appears sensible from an economic and distributional policy perspective and is worth considering. The administrative effort involved in setting up auctions in the nEHS for just one year is another argument in favor of continuing the fixed price phase. The expected shortage of certificates in the nEHS and EU ETS 2, as well as modeling results related to expected prices, suggest a fixed price at the upper end of the price corridor of EUR 65/nEZ in this case.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
1 Einführung.....	9
2 Eckpunkte des nationalen Emissionshandels (nEHS).....	11
2.1 Erfasste Emissionen.....	11
2.2 Das Cap im nEHS.....	12
2.3 Zertifikatspreis und -markt im nationalen Emissionshandel.....	14
2.4 BEHG-Verantwortliche.....	15
2.5 Übergang zum EU-ETS 2 im Jahr 2027.....	16
3 Verkäufe nationaler Emissionszertifikate: Erfahrungen aus der Festpreisphase.....	18
3.1 Verkäufe nationaler Emissionszertifikate (nEZ) an der EEX.....	18
3.2 Teilnehmer an Verkäufen von nEZ an der EEX.....	19
4 Umsetzung der Preiskorridorphase im nEHS im Jahr 2026.....	22
4.1 Vorgeschlagener zeitlicher Ablauf.....	22
4.2 Breitere Energiemarkteinbettung: Einpreisung nEHS-Kosten und Hedging-Strategien.....	23
4.3 Ausgestaltung des Preisaufschlags für Verkaufsphase und Nachkaufoption als zentrales Element.....	25
4.4 Auktionsverfahren.....	28
4.5 Ausgestaltungsmodalitäten der Auktion.....	32
4.6 Umstellungskosten und -zeiträume.....	33
5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	35
6 Quellenverzeichnis.....	38
A Anhang.....	42

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Vom BEHG erfasste Brennstoffe.....	11
Abbildung 2	Einfluss der Temperaturbereinigung auf die Emissionen im Gebäudesektor	12
Abbildung 3	Cap und Emissionen im nEHS 2021-2030.....	13
Abbildung 4	Preispfad im BEHG.....	14
Abbildung 5	Vergleich Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Größenklassen mit CO ₂ Emissionen 2023	16
Abbildung 6	Verkaufserlöse durch nEZ in den Jahren 2022, 2023 und 2024	18
Abbildung 7	Anzahl Käufer je Verkaufstermin 2024 (nEZ 2024 und nEZ 2023)	19
Abbildung 8	Anteil der Käufer an den nEZ-Verkaufsmengen in den Jahren 2023 und 2024.....	20
Abbildung 9	Anteil der erfolgreichen Bieter am ersteigerten Volumen der deutschen EUA-Auktionen in den Jahren 2023 und 2024.....	21
Abbildung 10	Monatliche Verteilung der Brennstoff-Emissionen des Absatzes von Heizöl EL, Erdgas (Haushalte und Gewerbe), Benzin und Diesel	24
Abbildung 11	Monatliche durchschnittliche Gas- und Ölpreise 2021 - Mai 2024.....	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Differenz zwischen Cap und Emissionen im nEHS basierend auf dem Projektionsbericht 2024	14
Tabelle 2	Phasen der Umsetzung des Preiskorridors des nEHS im Jahr 2026.....	22
Tabelle 3	Ergebnisse verschiedener Ansätze zum Ausgleich des Zinsvorteils.....	27
Tabelle 4	Bewertung Auktionsansätze.....	30

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
BECV	BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BEHV	Brennstoffemissionshandelsverordnung
CO2KostAufG	Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt
ECC	European Commodity Clearing AG
EEX	European Energy Exchange AG
EUA	Emissionsberechtigungen für den EU-ETS 1
EU-ETS 1	Europäisches Emissionshandelssystem 1
EU-ETS 2	Europäisches Emissionshandelssystem für Gebäude, Straßenverkehr und kleine Industrieanlagen
KTF	Klima- und Transformationsfonds
nEHS	Nationaler Emissionshandel
nEZ	Nationale Emissionszertifikate
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
UBA	Umweltbundesamt

1 Einführung

Der nationale Emissionshandel (nEHS) wurde zu Beginn des Jahres 2021 in Deutschland eingeführt und bezieht sich auf die CO₂-Emissionen aus Brennstoffen in Sektoren außerhalb des bestehenden Europäischen Emissionshandelssystems 1 (EU-ETS 1), insbesondere in den Bereichen Gebäudewärme, Verkehr und nicht-EU-ETS 1-Industrie. Gemäß dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), welches die rechtliche Grundlage für den nEHS bildet, sind Unternehmen, die Treib- und Brennstoffe in den Verkehr bringen, reguliert. Dies betrifft in der Regel die Unternehmen am Abgabepunkt der Energiesteuer, beispielsweise Gasanbieter oder Mineralölsteuerlager. Regulierte Unternehmen sind dazu verpflichtet, über die von ihnen in Verkehr gebrachten Mengen an Treib- und Brennstoffen und die damit verbundenen Emissionen zu berichten und müssen entsprechende nationale Emissionszertifikate (nEZ) in gleicher Höhe abgeben. Damit Anreize zur Emissionsvermeidung und zur Transformation der eingesetzten Technologien in den betroffenen Sektoren entstehen, müssen die bei den regulierten Unternehmen anfallenden zusätzlichen Kosten entlang der Lieferketten in Form von höheren Treib- und Brennstoffpreisen an die Endverbrauchenden weitergegeben werden. Wenn dies gegeben ist, entsteht eine Lenkungswirkung hin zu emissionsarmen technologischen Alternativen bei den Endnutzern der Brennstoffe, die wesentlich zur Erreichung der deutschen Klimaziele beitragen soll.

Bis zum Jahr 2025 gilt im nEHS ein Festpreissystem. Der Preis für ein nEZ beträgt im Jahr 2024 45 EUR/nEZ und im Jahr 2025 55 EUR/nEZ. Im Jahr 2026 sollen nEZ in einem Preiskorridor von 55 bis 65 EUR/nEZ versteigert werden. Ab dem Jahr 2027 sollen die Versteigerungen mit freier Marktpreisbildung im EU-ETS 2 starten, der den Gebäude- und Straßenverkehrssektor sowie kleine Industrieanlagen in allen EU-Mitgliedsstaaten umfasst. Mit der am 06.03.2025 in Kraft getretenen Novelle des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG) wurde der rechtliche Rahmen dafür geschaffen, dass das nEHS ab 2027 größtenteils in diesem System aufgeht.

Am 06.03.2025 sind auch eine Reihe von Änderungen des BEHG in Kraft getreten. Es gilt unverändert, dass im Jahr 2026 der Preis im Rahmen von Auktionen und innerhalb eines Preiskorridors von 55 bis 65 EUR/nEZ ermittelt werden soll. Zusätzlich wurde beschlossen, dass ein abweichender Preis sowohl für die Veräußerung von nEZ, die über das Cap des BEHG hinausgehen, als auch für den Nachkauf im Jahr 2027, festgelegt werden kann (§ 10 Abs. 3 Nr. 3 BEHG). Des Weiteren wurde die Möglichkeit geschaffen für diejenigen Emissionen, die nicht dem EU-ETS 2 unterliegen, bzw. für den Fall, dass der EU-ETS 2 ein Jahr später als geplant startet, anstatt der ab 2027 vorgesehenen freien Preisbildung in einer Versteigerung einen Verkauf zu einem marktbasierten Preis durchzuführen (§ 10 Abs. 3 Nr. 4 BEHG).

Ziel dieses Papiers war es, das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und das Umweltbundesamt (UBA) im Rahmen des Novellierungsprozesses der Brennstoffemissionshandlungsverordnung (BEHV), die die Ausgestaltung des Veräußerungsverfahrens konkretisiert, zu beraten. Der Entwurf dieses Papiers wurde im Sommer 2024 erstellt. Entsprechend wurde bei der Erstellung des Papiers noch die BEHV mit Stand der Ersten Novellierung aus dem Jahr 2023 zugrunde gelegt. Mittlerweile liegt für die Zweite Novellierung der BEHV seit 06.08.2025 ein Kabinettsbeschluss vor.¹ Im Rahmen der Beratung sollten insbesondere (alternative) Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Umsetzung der Preiskorridorphase im Jahr 2026 zu prüfen und dabei auf die Besonderheiten dieser Umsetzung einzugehen. Dazu gehören die Umstände, dass 1) das für die Umsetzung gewählte System nur ein Jahr Bestand haben wird, 2) es im Jahr 2026 zwar ein festes Cap (Grundmenge) im nEHS

¹ Siehe:

https://www.bundesumweltministerium.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/behv_aendv_lesefassung_bf.pdf

gibt, dieses Cap aber überschritten werden kann, wenn zusätzliche Nachfrage besteht und 3) kein Banking von nEZ über das Ende des Jahres 2026 hinaus möglich sein wird.

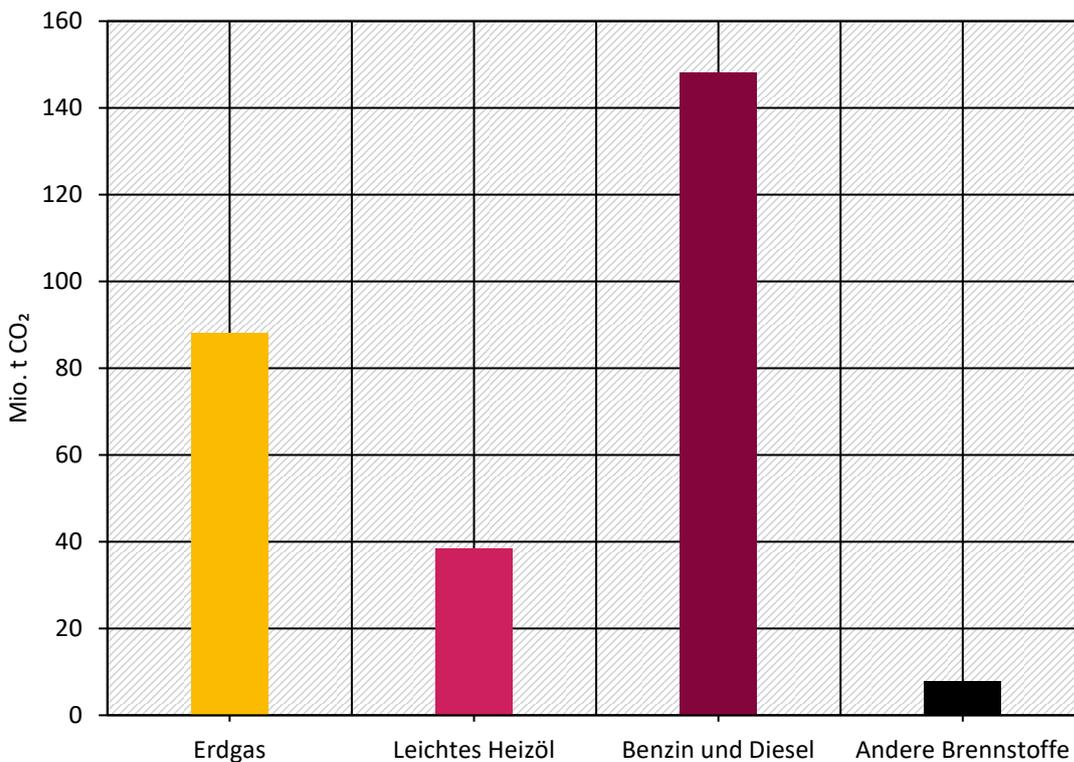
Das Papier ist wie folgt aufgebaut. In Abschnitt 2 werden die Eckpunkte des nEHS vorgestellt. Dazu gehören erfasste Emissionen und Cap, Markt und Preisbildung, ein Überblick über die BEHG-Verantwortlichen sowie eine Diskussion zum Übergang vom nEHS zum EU-ETS 2 im Jahr 2027. In Abschnitt 3 wird auf die bisherigen Erfahrungen mit Verkäufen von nEZ und den deutschen Auktionen von Emissionsberechtigungen (EUA) im Zusammenhang mit dem EU-ETS 1 eingegangen. Diese Erkenntnisse fließen dann in die Diskussion zu geeigneten Auktionsverfahren und -modalitäten ein. In Abschnitt 4 werden Optionen für die Umsetzung der Preiskorridorphase erarbeitet. Abschnitt 4.1 startet mit dem vorgeschlagenen zeitlichen Ablauf der Veräußerungsphasen. In Abschnitt 0 wird auf relevante Marktdynamiken und das Verhalten von Marktteilnehmern in Bezug auf Hedging und Einpreisung von CO₂-Kosten eingegangen. Abschnitt 4.3 erarbeitet verschiedene Optionen für den Preisaufschlag für Verkauf und Nachkauf. In den Abschnitten 4.4 und 4.5 werden konkrete Optionen für Auktionsverfahren und -modalitäten erarbeitet. In Abschnitt 4.6 gehen wir auf mögliche Kosten ein, die eine Umstellung auf die Preiskorridorphase mit sich bringen wird, sowie auf notwendige Zeiträume. In Abschnitt 5 folgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse sowie Empfehlungen für die Umsetzung.

2 Eckpunkte des nationalen Emissionshandels (nEHS)

2.1 Erfasste Emissionen

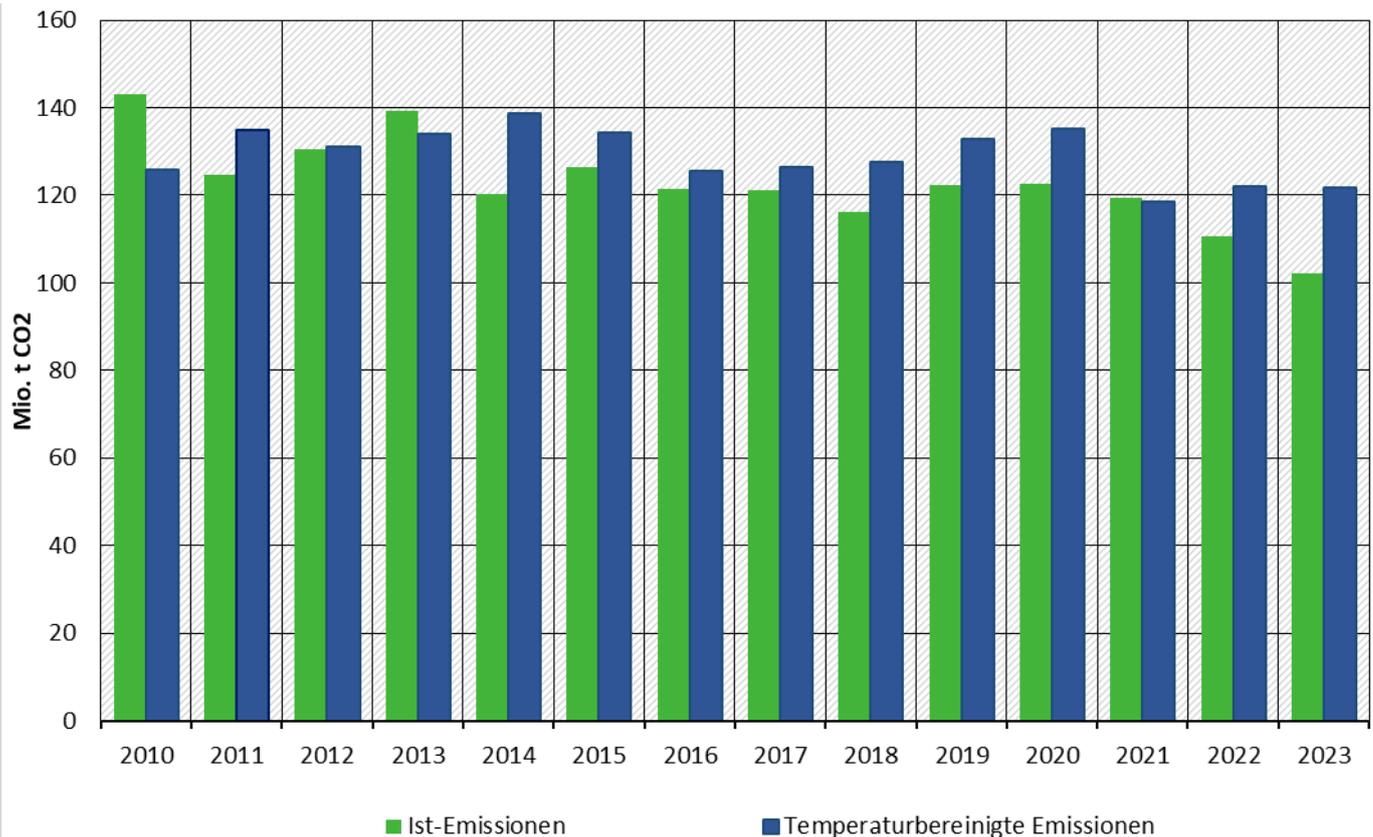
Der nEHS bepreist Emissionen insbesondere im Verkehrs- und Gebäudesektor. Im Verkehrssektor wird ein Großteil der Emissionen durch Mineralölprodukte verursacht, während im Gebäudesektor Erdgas der überwiegend eingesetzte Brennstoff ist. Diesel, Benzin und leichtes Heizöl machen 66 % der erfassten Emissionen aus, der Erdgaseinsatz 31 % der erfassten Emissionen (Abbildung 1).

Abbildung 1 Vom BEHG erfasste Brennstoffe



Quelle: DEHSt (2025c)

Insbesondere die Emissionen im Gebäudesektor werden von der Witterung beeinflusst, wie die folgende Abbildung 2 zeigt. In den letzten fünf Jahren waren die temperaturbereinigten Emissionen im Durchschnitt um etwa 8 % höher als die Ist-Emissionen (basierend auf den Gradtagzahlen, vergleiche EWK (2024)). In einem normal kalten Winter, wie im Jahr 2021, sind die Emissionen also deutlich höher als zum Beispiel im Jahr 2023, in dem eine warme Witterung herrschte. Der Unterschied zwischen den Emissionen in den Jahren 2021 und 2023 belief sich auf 17 Mio. tCO₂. Dies zeigt, dass die witterungsbedingten Schwankungen der Emissionen einen großen Einfluss auf die Nachfrage nach nEZ haben.

Abbildung 2 Einfluss der Temperaturbereinigung auf die Emissionen im Gebäudesektor

Quelle: UBA (2024) und eigene Berechnung analog zu EWK (2024)

2.2 Das Cap im nEHS

Das Cap im nEHS berechnet sich als Anteil des deutschen Ziels aus der EU-Klimaschutzverordnung (§ 4 Abs. 1 BEHG). In Folge der Überarbeitungen im Rahmen des Fit-for-55-Pakets wurde das deutsche Ziel auf eine Emissionsreduktion von 50 % bis 2030 gegenüber 2005 erhöht. Daraus resultierend wurde auch das Cap für den nEHS bis einschließlich 2030 angepasst und in § 34 BEHV veröffentlicht (BEHV 2023).

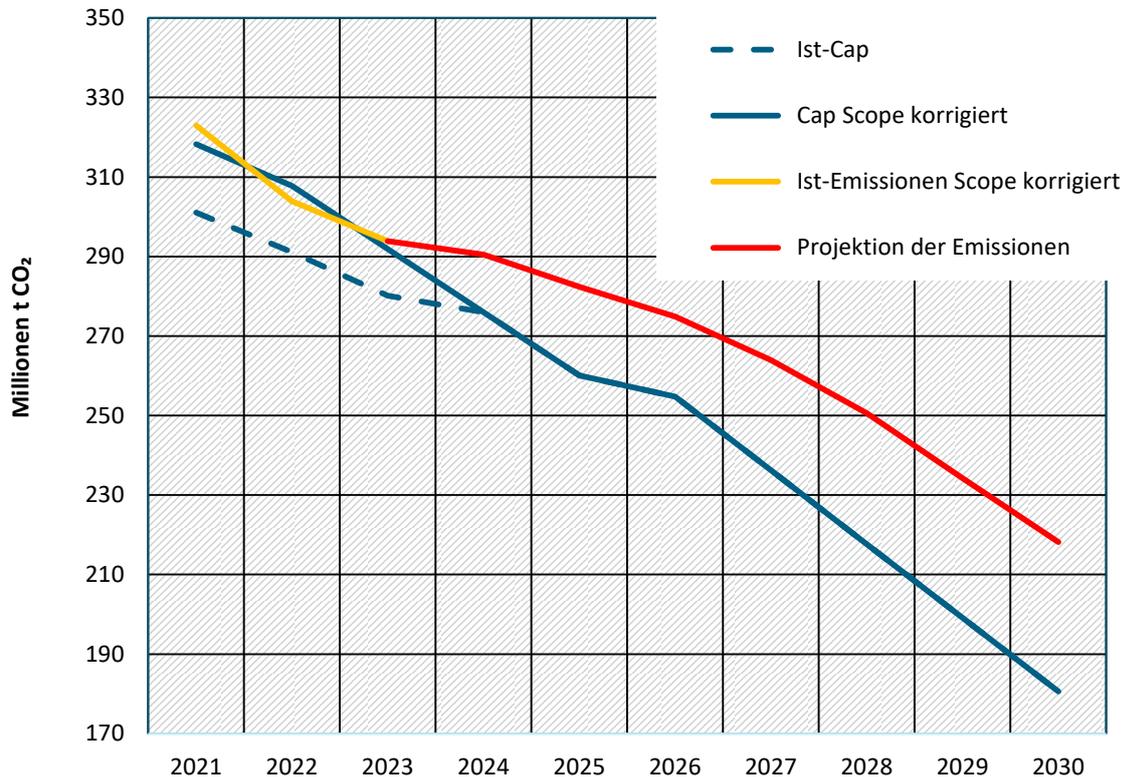
Jedoch stellt das Cap in den Jahren mit Festpreis oder Preiskorridor keine restriktive Mengenbegrenzung dar. Solange keine freie Marktpreisbildung möglich ist (Festpreis und Preiskorridor), können nach § 5 Abs. 1 BEHG zusätzlich zum Cap nach § 4 Abs. 1 und 3 BEHG weitere nEZ verkauft werden. Dies kann zu einer Verfehlung der Minderungsziele im nEHS führen. Um das deutsche Gesamtziel zu erreichen, ist die Bundesregierung verpflichtet, diese Zielverfehlung an anderer Stelle wieder auszugleichen. Theoretisch wäre es auch denkbar, dass das deutsche Ziel aus der EU-Klimaschutzverordnung durch überproportionale Minderungen in den vom nEHS nicht erfassten Bereichen erreicht wird.

Im Zeitraum 2021 bis 2030 sinkt das Cap bei Berücksichtigung des geänderten Anwendungsbereichs (Scope)² um etwa 15 Mio. tCO₂ pro Jahr. Das Cap im nEHS für das Jahr 2026 beträgt etwa 255 Mio. nEZ. Abbildung 3 zeigt den bereits festgelegten Verlauf des Caps bis 2030, die verifizierten Emissionen für die Jahre 2021 bis 2023 und die Projektion der

² Seit 2023 erfasst der nEHS weitere Brennstoffe, wie zum Beispiel Kohle. Seit 2024 sind auch Abfallverbrennungsanlagen im nEHS abgabepflichtig.

Emissionen nach Projektionsbericht 2024 (UBA 2024). Außerdem wird berücksichtigt, dass in den Jahren 2023 und 2024 der Anwendungsbereich des nEHS erweitert wurde.

Abbildung 3 Cap und Emissionen im nEHS 2021-2030



Quelle: BEHV; DEHSt (2024b); DEHSt (2024d); Harthan et al. (2024)

Anmerkung: Korrektur des Anwendungsbereichs (Scope) mit 17 Mio. tCO₂ in den Jahren 2021 und 2022 und 12 Mio. tCO₂ im Jahr 2023 abgeschätzt (mit den Cap Anteil nach § 34 BEHV).

Aus Abbildung 3 geht hervor, dass die Emissionen im Jahr 2021 über dem Cap lagen, wohingegen die Emissionen im Jahr 2022 leicht unterhalb des Caps lagen. Der starke Rückgang der Emissionen zwischen den Jahren 2021 und 2022 wird im ersten Auswertungsbericht der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (UBA) zum nEHS mit den durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine stark gestiegenen Gaspreisen und mit einer verhältnismäßig milden Heizperiode begründet (DEHSt 2024b). Für das Jahr 2023 liegen die Emissionen um 1 % über dem Cap. In den ersten drei Jahren des nEHS verliefen Cap und Emissionen also annähernd parallel.

Wie sich die Emissionen in den nächsten Jahren entwickeln werden, ist von größeren Unsicherheiten geprägt. Beeinflussende Faktoren sind zum einen sich normalisierende Preise für Erdgas, die zu einem Anstieg der Emissionen führen könnten. Gleichzeitig könnte die zunehmende Marktdurchdringung von Elektroautos und Wärmepumpen zu Emissionsminderungen beitragen.

Die Arbeiten zum Projektionsbericht 2024 zeigen, dass die vom nEHS erfassten Emissionen aller Voraussicht nach mittelfristig über dem Cap liegen werden (rote Line). Insgesamt ergibt sich basierend auf der Projektion des Mit-Maßnahmen-Szenarios (MMS) des Projektionsberichts 2024 ein kumuliertes Defizit von 39 Mio. tCO₂ im Zeitraum 2021 bis 2025, wie die folgende Tabelle 1 zeigt. Im Jahr 2026 wird ein Defizit von zusätzlich 20 Mio. tCO₂ erwartet. Das heißt, die vom nEHS erfassten Emissionen werden voraussichtlich deutlich über dem Cap liegen.

Tabelle 1 Differenz zwischen Cap und Emissionen im nEHS basierend auf dem Projektionsbericht 2024

Jahr	Defizit (Mio. nEZ)	Kumuliertes Defizit (Mio. nEZ)
2021	-4,6	-4,6
2022	4,0	-0,6
2023	-1,2	-1,8
2024	-14,5	-16,3
2025	-22,3	-38,6
2026	-20,1	-58,7

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf DEHSt (2024d) und Harthan et al. (2024)

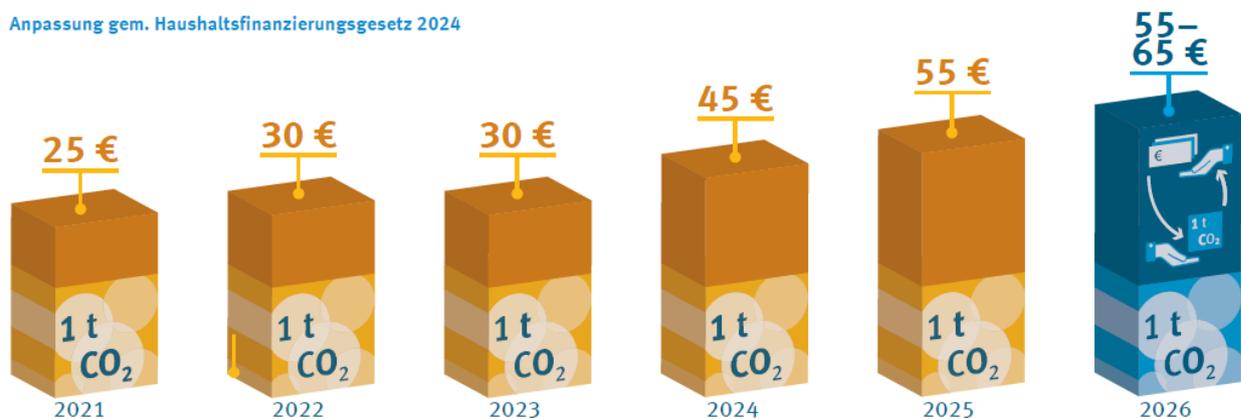
Die erwartete Entwicklung der vom nEHS erfassten Emissionen und das daraus resultierende Defizit deuten darauf hin, dass für die Jahre 2025 und 2026 signifikant höhere Preise als der entsprechend gültige Festpreis beziehungsweise Höchstpreis im Preiskorridor nötig wären, um das Cap zu erreichen. Die Wahrscheinlichkeit, dass das Cap des nEHS in den kommenden Jahren wieder überschritten wird, kann daher als hoch eingeschätzt werden. Die Preise im nEHS würden bei freier Preisbildung unter anderem maßgeblich durch die Vermeidungskosten in den erfassten Sektoren bestimmt. In Bezug auf Maßnahmen im Gebäudesektor zeigt die Studie „Klimapfade für Deutschland“, dass die Vermeidungskosten für die meisten Maßnahmen weit über 65 EUR/tCO₂ liegen (Gerbert et al. 2018).

2.3 Zertifikatspreis und -markt im nationalen Emissionshandel

Anders als im EU-ETS 1, in dem sich der Preis für Emissionsberechtigungen hauptsächlich basierend auf der jährlichen Emissionsobergrenze (Cap) und den Vermeidungskosten der regulierten Sektoren am Markt frei bildet, gilt im nEHS zunächst ein Festpreissystem, wobei die Preise bis zum Jahr 2025 stetig (Ausnahme im Jahr 2023) ansteigen (siehe Abbildung 4). Für das Jahr 2026 ist festgelegt, dass sich der Preis für nEZ während der Versteigerungen innerhalb eines Preiskorridors von 55 EUR/nEZ bis 65 EUR/nEZ bildet.

Abbildung 4 Preisfad im BEHG

Anpassung gem. Haushaltsfinanzierungsgesetz 2024



Quelle: DEHSt (2025d)

Das sogenannte Banking von Zertifikaten³ ist nicht möglich, da sonst BEHG-Verantwortliche die geringeren Preise zu Beginn des Systems für ihre Emissionen in späteren Jahren nutzen könnten, was das Ziel eines steigenden Festpreises unterlaufen würde. Da zum jeweiligen Festpreis eine unlimitierte Menge an Zertifikaten gekauft werden kann, gibt es für die verpflichteten Unternehmen bisher keinen Grund, ihre Kraft- und Brennstoffverkäufe zu hedgen.⁴ Das hat zur Folge, dass die Bedeutung des Sekundärmarkts⁵ im nEHS klein ist. Zwar hat sich seit der Einführung des nEHS ein außerbörslicher Sekundärmarkt gebildet, der von BEHG-Verantwortlichen aber hauptsächlich zum Kauf und Verkauf von nEZ der Vorjahre genutzt wird. Anders als im EU-ETS 1 übernimmt der Sekundärmarkt keine Informationsfunktion in Bezug auf Angebot und Nachfrage im System, sondern existiert hauptsächlich aufgrund organisatorischer Notwendigkeit. Ganz anders gestaltet sich die Situation im EU-ETS 1, wo die Handelsvolumina von Derivaten auf dem Sekundärmarkt die auf dem Spotmarkt gehandelten Volumina um das Fünf- bis Sechsfache übersteigen (DEHSt 2024a).

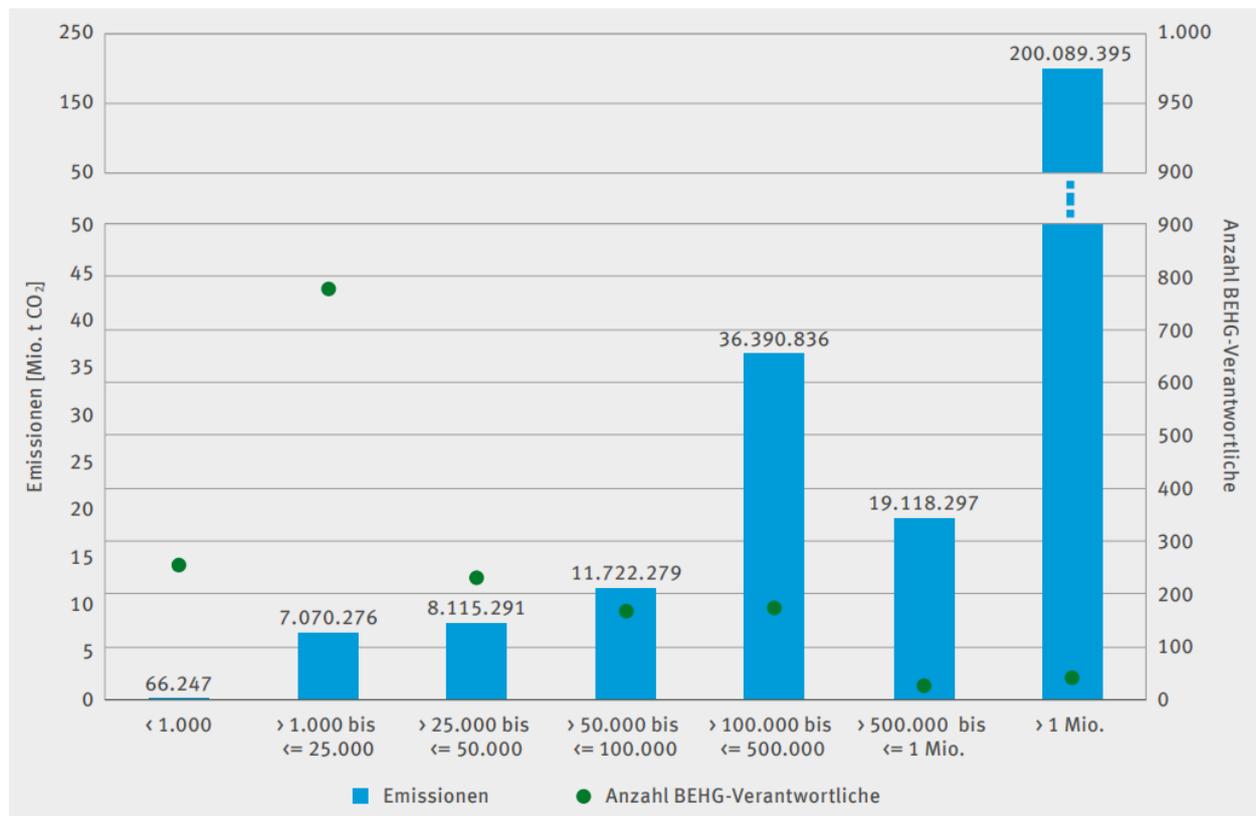
2.4 BEHG-Verantwortliche

Im nEHS gab es im Jahr 2023 rund 1.900 BEHG-Verantwortliche (2022: knapp 1.600), die nEZ für ihre Emissionen erwerben und einreichen müssen (DEHSt 2024b; 2024d). Ähnlich wie im EU-ETS 1 gibt es sehr viele Verantwortliche mit geringen Emissionen und einige große Verantwortliche, die einen Großteil der nEHS-Emissionen emittieren (Abbildung 5). Laut dem zweiten nEHS-Auswertungsbericht berichteten im Jahr 2023 rund 75 % der Verantwortlichen Emissionen von weniger als 50.000 Tonnen pro Jahr, während knapp 5 % der Verantwortlichen Emissionen von mehr als 500.000 Tonnen pro Jahr aufweisen (DEHSt 2025c). Die größten zehn Nachfrager von nEZ sind für 46 % der Gesamtnachfrage verantwortlich. Dabei handelt es sich vor allem um große Unternehmen der Mineralölbranche wie BP und Shell (vgl. Tabelle 4 in DEHSt 2025c). Zwischen diesen größten BEHG-Verantwortlichen bestehen bedeutende wirtschaftliche Verflechtungen, z. B. als Anteilseigner anderer BEHG-Verantwortlicher.

³ Als Banking wird bezeichnet, wenn regulierte Unternehmen zu viel erworbene Zertifikate in künftigen Jahren für ihre Emissionen einreichen können.

⁴ Mit Hedging bezeichnet man, wenn sich Unternehmen durch strategische Käufe von Zertifikaten, bspw. in Form von Derivaten, gegenüber zukünftigen Preisrisiken absichern.

⁵ Als Sekundärmarkt wird der Handel von Zertifikaten, die bereits von der regulierenden Behörde auf den Markt gebracht wurden, bezeichnet, beispielsweise der Handel zwischen zwei BEHG-Verantwortlichen.

Abbildung 5 Vergleich Anzahl BEHG-Verantwortliche nach Größenklassen mit CO₂ Emissionen 2023

Quelle: DEHSt (2025c)

Diese Zahlen zu BEHG-Verantwortlichen sind vergleichbar mit denen der deutschen Anlagen im EU-ETS 1. Im Jahr 2023 waren hier gut 1.700 Anlagen von circa 1.600 Anlagenbetreibern erfasst (DEHSt 2024c). Die zehn größten deutschen Emittenten im EU-ETS 1 waren im Jahr 2023 für gut 35 % der deutschen EU-ETS 1-Emissionen verantwortlich.⁶ Auch im EU-ETS 1 gibt es mehrheitlich relativ kleine Anlagen, die aber auch nur einen kleinen Anteil zu den Gesamtemissionen beitragen.

2.5 Übergang zum EU-ETS 2 im Jahr 2027

Im Jahr 2027 soll auf EU-Ebene der EU-ETS 2 starten. Dabei kann der Start des Systems einmalig auf das Jahr 2028 verschoben werden, falls Gas- und Ölpreise im Zeitraum 01.01.2026 - 30.06.2026 auf einem sehr hohen Niveau liegen. Nach aktuellen Preisentwicklungen scheint diese Verschiebung sehr unwahrscheinlich (vgl. Anhang). Falls der EU-ETS 2 tatsächlich verschoben wird, kann im nEHS im Jahr 2027 ein Festpreisverkauf stattfinden. Der Preis würde dabei quartalsweise neu festgelegt und sich am mengengewichteten Durchschnittspreis der EU-ETS 1-Versteigerungen im jeweils vorletzten Quartal orientieren (§ 10 Abs. 5 BEHG).

Der EU-ETS 2 stellt somit ein mit dem nEHS vergleichbares Instrument nur auf europäischer Ebene dar. Zur Gestaltung des Übergangs vom nationalen zum europäischen Brennstoffemissionshandel existieren verschiedene Optionen. Gegeben der Annahme, dass der nEHS mit dem Start des EU-ETS 2 nicht weitergeführt wird, würde der nEHS somit zum 01.01.2027 bzw. im Ausnahmefall zum 01.01.2028 in den EU-ETS 2 übergehen. Für die

⁶ Berechnet auf Basis von DEHSt (2024c).

Emissionen, die nicht in den EU-ETS 2 einbezogen werden, bleibt es ab 2027 bei einer nationalen Bepreisung. Dabei kann der Preis zunächst in den Quartalen 1 und 2 des Jahres 2027 auf Basis des mengengewichteten Durchschnittspreises der EU-ETS 1-Versteigerungen im jeweils vorletzten Quartal festgelegt werden. Ab dem dritten Quartal 2027 könnte die Preisbildung auf Basis des neuen EU-ETS 2 erfolgen (§ 10 Abs. 4 BEHG).

Das Cap im EU-ETS 2 ist ambitioniert und erfordert Minderungen, die weit über den historischen Minderungsraten des europäischen Gebäude- und Verkehrssektors liegen (Fiedler et al. 2024; Graichen et al. 2024). Gleichzeitig sind flankierende Instrumente des Fit-for-55-Pakets, etwa die Gebäude-Richtlinie, weniger ambitioniert ausgefallen. Deshalb ist es nicht unwahrscheinlich, dass sich im EU-ETS 2 Preise bilden, die über dem von der Kommission anfangs prognostizierten Preis von 45 EUR₂₀₂₀/tCO₂⁷ liegen werden. Die Schätzungen bezüglich der Preise gehen dabei weit auseinander. So ergibt sich beispielsweise aus den Studien von Rickels et al. (2023), Abrell et al. (2024) und Günther et al. (2025) für das Jahr 2030 eine erwartete Preisspanne von 60 EUR bis 380 EUR pro Tonne CO₂. Neuere Projektionen bewegen sich in einem etwas engeren Preiskorridor von 90 bis 160 EUR pro Tonne CO₂ im Jahr 2030 (Pahle et al. 2025).

Derartige Prognosen sind jedoch mit großen Unsicherheiten verbunden, da insbesondere flankierende Politiken in den Mitgliedstaaten (z. B. Förderprogramme für die Sektoren Gebäude und Verkehr), aber auch die Handlungen der betroffenen Akteure (z. B. Privatpersonen, die sich einen neuen PKW oder eine neue Heizung anschaffen) einen großen Einfluss auf die Preise ab 2027 haben werden (vgl. Kalkuhl et al. 2023; Dimitrova 2024; Günther et al. 2025).

⁷ Bei einem Preis von 45 EUR/tCO₂ basierend auf 2020er Preisen werden in geringem Umfang zusätzliche Zertifikate aus der Marktstabilitätsreserve ausgeschüttet. Die inflationsbereinigte Preisschwelle im Jahr 2027 dürfte demzufolge höher ausfallen. Basierend auf historischen und prognostizierten Inflationsraten entsprechen auf das Jahr 2020 indizierte 45 EUR₂₀₂₀/tCO₂ nominal etwa 58 EUR₂₀₂₇/tCO₂ im Jahr 2027 (Simon 2024).

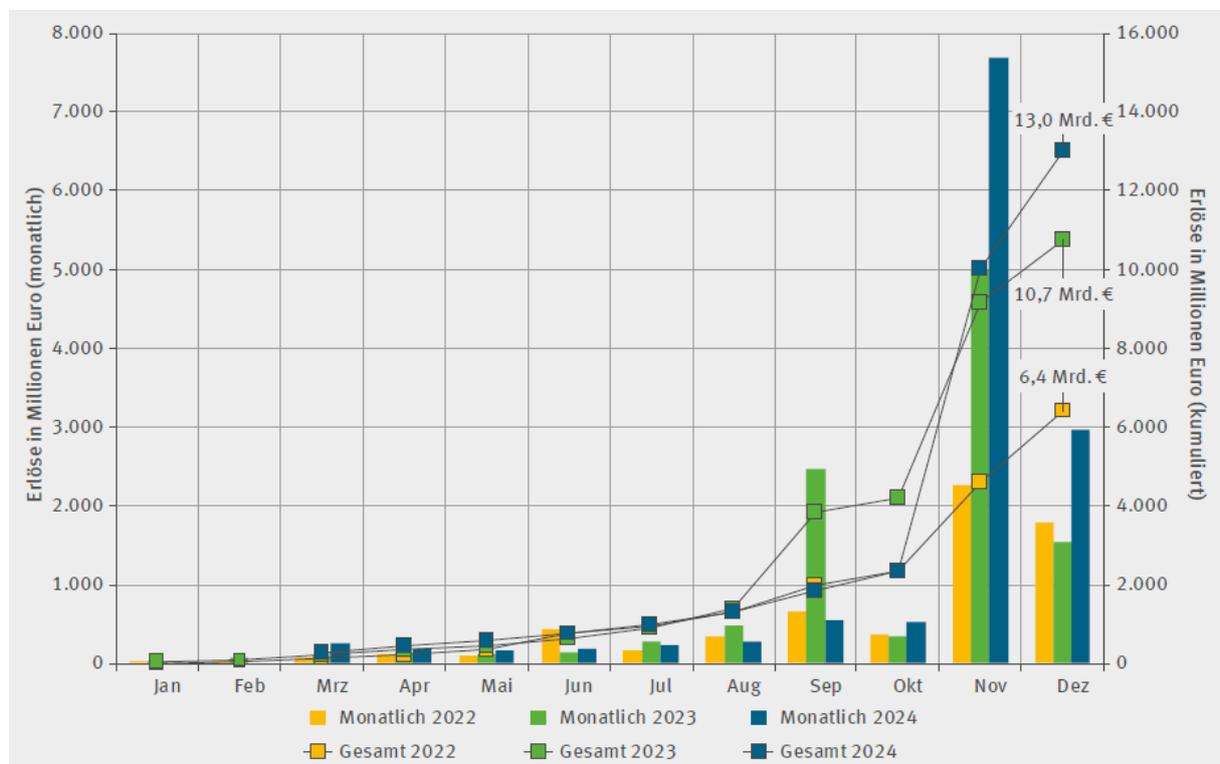
3 Verkäufe nationaler Emissionszertifikate: Erfahrungen aus der Festpreisphase

3.1 Verkäufe nationaler Emissionszertifikate (nEZ) an der EEX

Die Verkäufe von nEZ finden zweimal wöchentlich auf einer Verkaufsplattform der European Energy Exchange AG (EEX) statt. Abbildung 6 zeigt die Verkaufserlöse durch nEZ in den Jahren 2022 bis 2024. Es wird deutlich, dass der überwiegende Anteil der Zertifikate in den Monaten November und Dezember verkauft wurde.

Dies verdeutlicht die Strategie der Unternehmen, die Zertifikate möglichst spät im Jahr zu kaufen, um unnötige „cost-of-carry“ der Zertifikate zu vermeiden.⁸ Dies ist nur möglich, weil an jedem Verkaufstermin eine unlimitierte Menge an nEZ zum Festpreis gekauft werden kann. Im September 2023 wird dieses Verhalten ebenfalls deutlich: der Festpreis lag in den Jahren 2022 und 2023 einheitlich bei 30 EUR/nEZ (Preismoratorium im BEHG), weswegen Unternehmen den Erwerb von nEZ für das Berichtsjahr 2022 in signifikantem Umfang auf September 2023 verschoben, da der letztmögliche Abgabezeitpunkt für das Berichtsjahr 2022 der 30.09.2023 war.

Abbildung 6 Verkaufserlöse durch nEZ in den Jahren 2022, 2023 und 2024



Quelle: DEHSt (2025e)

Nach § 10 Abs. 2 BEHG besteht für jedes Berichtsjahr die Möglichkeit eines begrenzten Nachkaufs zum gleichen Preis in Höhe von bis zu 10 % im Folgejahr. Die 10 % beziehen sich dabei auf die Menge an nEZ, die sich zum 31.12. des Vorjahres auf dem Compliance-Konto des

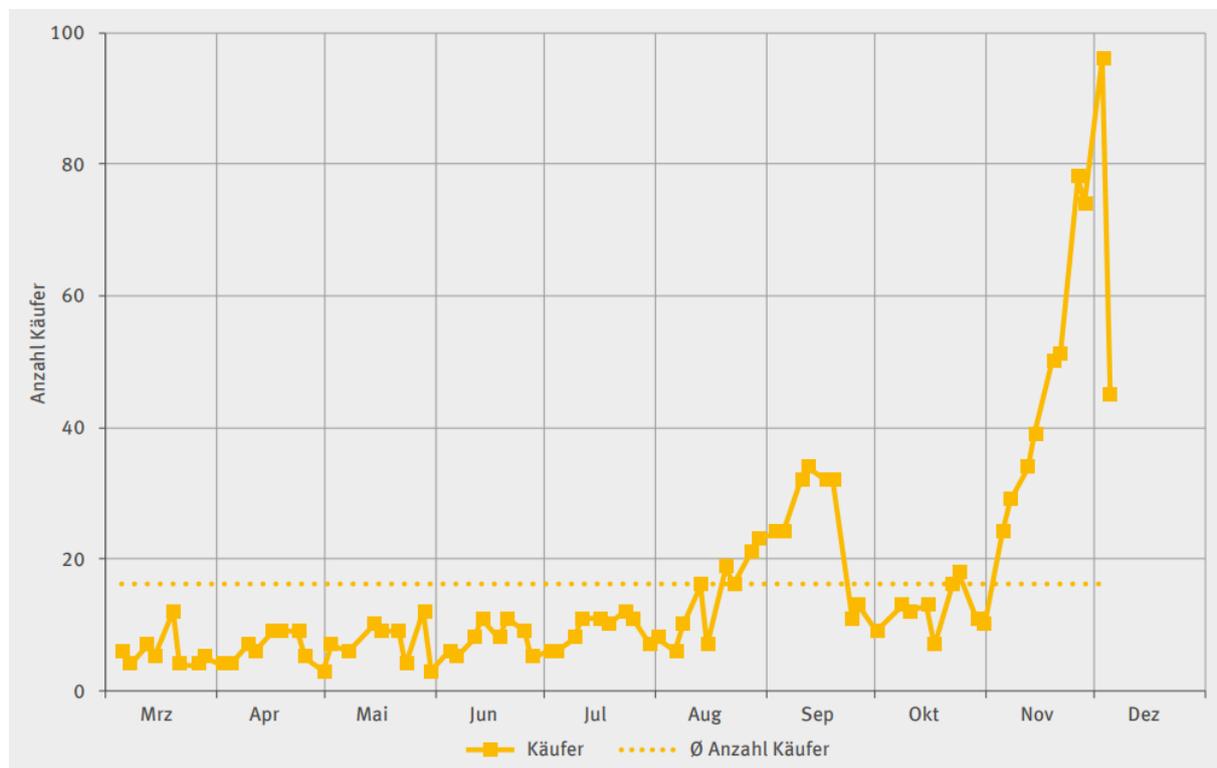
⁸ Cost-of-carry beschreibt die Haltekosten, die beim Kauf und Halten von Emissionsberechtigungen entstehen bis sie zu einem späteren Zeitpunkt eingesetzt oder weiterverkauft werden. Die Kosten entsprechen den Finanzierungskosten oder entgangenen Gewinne, wenn das eingesetzte Kapital anderweitig hätte eingesetzt werden können.

BEHG-Verantwortlichen befindet. Für das Berichtsjahr 2023 wurde das insgesamt zulässige Nachkaufvolumen von nEZ mit Fälligkeit 2023 zu 64 % ausgeschöpft. Durch die Sondersituation der Preisgleichheit in den Jahren 2022 und 2023 ist das Nachkaufvolumen für nEZ mit Fälligkeit 2022 etwas geringer (DEHSt 2024e; 2025e).

3.2 Teilnehmer an Verkäufen von nEZ an der EEX

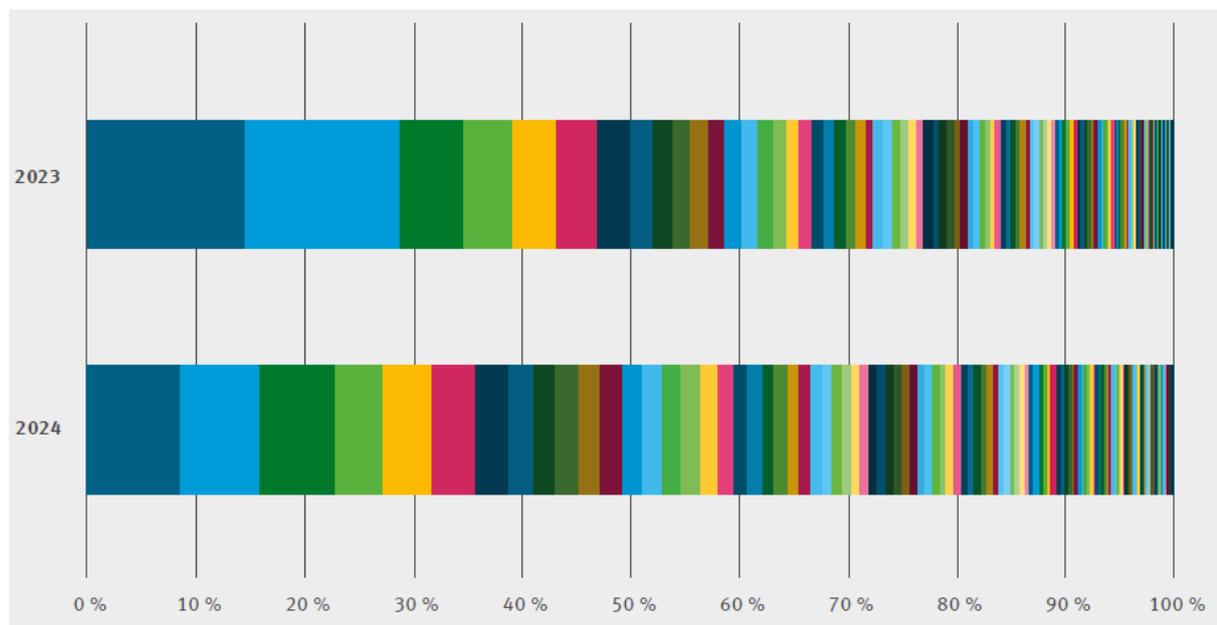
Nur knapp 230 Teilnehmer sind zum direkten Zugang der Verkäufe an der EEX offiziell zugelassen (DEHSt 2025e). Somit kaufen ein Großteil der rund 1.900 BEHG-Verantwortlichen ihre Zertifikate nicht direkt an der EEX sondern über Intermediäre. Abbildung 7 zeigt die Anzahl der Käufer je Verkaufstermin im Jahr 2024. Die Anzahl ist in den Monaten November und Dezember am höchsten, genauso wie die verkauften Mengen. Kurz vor Ende der Abgabefrist Ende September stieg die Teilnahme ebenfalls an (Abbildung 6). Im Durchschnitt nahmen im Jahr 2024 16 Käufer pro Verkaufstermin teil. 192 verschiedene Käufer kauften nEZ im Jahr 2024.

Abbildung 7 Anzahl Käufer je Verkaufstermin 2024 (nEZ 2024 und nEZ 2023)



Quelle: DEHSt (2025e)

Wichtig für die folgenden Diskussionen zu möglicher Marktmacht in Auktionen ist der Umstand, dass eine kleine Anzahl an Käufern für einen großen Anteil der Gesamtkäufe verantwortlich ist. Laut nEHS-Verkaufsbericht für das Jahr 2024 kauften die zehn volumenmäßig größten Käufer etwa 45 % der gesamten Verkaufsmenge im Jahr 2024 (vgl. Abbildung 8).

Abbildung 8 Anteil der Käufer an den nEZ-Verkaufsmengen in den Jahren 2023 und 2024⁹

Quelle: DEHSt (2025e)

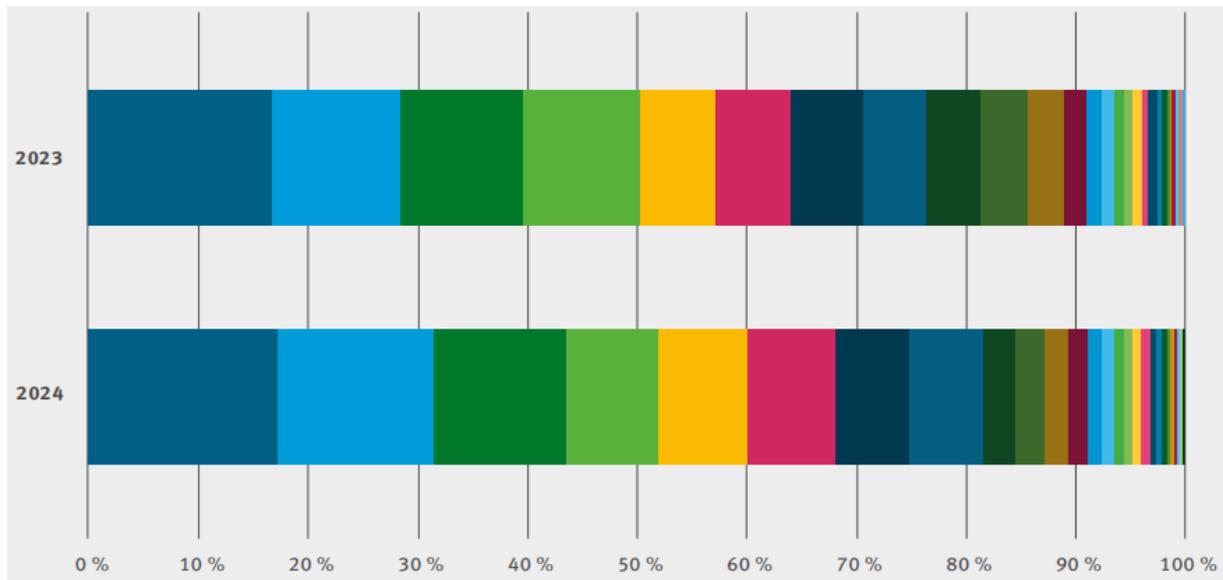
Auch für die deutschen Primärmarktauktionen des EU-ETS 1 stellt die DEHSt detaillierte Informationen zu (erfolgreichen) Bietern zur Verfügung. Zum Ende des Jahres 2024 waren 111 Teilnehmer zu Geboten bei den Primärmarktauktionen von EUA/EUAA an der EEX berechtigt. Insgesamt waren im Jahr 2024 33 verschiedene Bieter bei den deutschen Versteigerungen erfolgreich. Diese setzen sich zusammen aus 20 Anlagen- und Luftfahrzeugbetreibern sowie 13 nicht-abgabepflichtigen Unternehmen, also etwa Banken, Brokern oder anderen Intermediären. Durchschnittlich waren pro Auktion 24 Bieter aktiv, von denen durchschnittlich 17 erfolgreich waren. 40 % der versteigerten Volumina wurden von den 20 Anlagenbetreibern ersteigert (DEHSt 2025b). Insgesamt ist ein fallender Trend bei der versteigerten Menge an Anlagenbetreiber zu beobachten. Laut Auktionierungsbericht vom ersten Quartal 2025 fiel der gleitende Durchschnittwert der vergangenen 12 Monate auf unter 50 % (DEHSt 2025a).

Im Vergleich zu den nEZ-Verkäufen der Jahre 2023 und 2024 ist die Konzentration der Käufer bzw. der erfolgreichen Bieter in den deutschen Primärmarktauktionen von EUA noch höher (vgl. Abbildung 9 und Abbildung 8). Allerdings ist diese Konzentration anders zu bewerten, weil es im EU-ETS 1 einen liquiden Sekundärmarkt gibt.

Die deutschen EUA-Auktionen des Jahres 2024 waren durchschnittlich um einen Faktor 2 überzeichnet. Die Abweichungen der deutschen Auktionspreise von Sekundärmarktpreisen, die auf Grund ihrer Liquidität als Benchmark herangezogen werden können, sind gering (im Mittel 0,23 Euro oder 0,36 % pro EUA im Jahr 2024), so dass von einer effizienten Preisbildung auf dem Primärmarkt ausgegangen werden kann (DEHSt 2025b).

⁹ Anmerkung: Die Farben orientieren sich dabei ausschließlich an der Reihenfolge nach gekauften Volumen im jeweiligen Jahr und sind nicht den einzelnen Käufern zugeordnet.

Abbildung 9 Anteil der erfolgreichen Bieter am ersteigerten Volumen der deutschen EUA-Auktionen in den Jahren 2023 und 2024



Quelle: DEHSt (2025b)

4 Umsetzung der Preiskorridorphase im nEHS im Jahr 2026

4.1 Vorgeschlagener zeitlicher Ablauf

Grundsätzlich sollte die Preiskorridorphase im nEHS in zwei Phasen sowie einer Nachkaufoption im Folgejahr umgesetzt werden. In Phase 1 („Auktionsphase“) wird das Cap (Jahresgrundmenge bzw. Jahresgrundmenge abzüglich kumulierter Überschreitung des nEHS Caps 2021-25, vgl. Abschnitt 4.5) im Jahr 2026 versteigert.

Da davon auszugehen ist, dass durch die Auktion, welche nur das festgelegte Cap versteigert, nicht alle Emissionen vollständig bedient werden können (vgl. Abschnitt 2.2), folgt auf die Auktionsphase in Phase 2 der Verkauf von nEZ in unbegrenzter Menge („Verkaufsphase“). Dieser unbegrenzte Verkauf geschieht noch im Jahr 2026 am Ende des Jahres.

Der Verkauf in Phase 2 sollte mindestens zum Preis am oberen Rand des Korridors (65 EUR/nEZ) erfolgen oder indem zu diesem Preis ein Aufschlag X addiert wird. Die genaue Ausgestaltung der Verkaufsphase Ende des Jahres 2026 ist zentral für die strategischen Überlegungen hinsichtlich Hedging und Teilnahme an der Auktionsphase und wird in Abschnitt 4.3 genau beschrieben.

Im Jahr 2027 folgt dann eine Nachkaufmöglichkeit, die analog der aktuellen Ausgestaltung auf bis zu 10 % begrenzt werden könnte. Bei einer Begrenzung muss darauf geachtet werden, dass etwaige nachträgliche Korrekturen und Berichtigungen, die in das finale Jahr des nEHS oder in die Jahre nach der finalen Abwicklung des nEHS fallen, trotz alledem möglich sind. Dafür müssten ggf. (Ausnahme-)Regelungen geschaffen werden.

Die folgende Tabelle fasst die zwei Phasen und die Nachkaufmöglichkeit zusammen.

Tabelle 2 Phasen der Umsetzung des Preiskorridors des nEHS im Jahr 2026

	Zeitpunkt	Mengen	Preise
Phase 1 - Auktionsphase: Versteigerung der Jahresgrundmenge bzw. Jahresgrundmenge abzgl. Überschreitungsmenge 2021-25	Regelmäßig im Jahr 2026, z. B. wöchentlich Ggf. nur bis Oktober 2026, danach Phase 2	Jahresgrundmenge bzw. Jahresgrundmenge reduziert um Teilmenge Gleichmäßige Verteilung	55 – 65 EUR/tCO ₂ Bildet sich in Auktion
Phase 2 - Verkaufsphase: Verkauf unbegrenzter Mengen	Nach dem letzten Auktionstermin im Jahr 2026	Unbegrenzt in einem oder mehreren Terminen	(65 EUR/tCO ₂) oder 65 EUR/tCO ₂ + X
Nachkauf im Jahr 2027	Im Jahr 2027, z. B. im August 2027	Ggf. Begrenzung analog aktueller Regelung auf max. 10 % des individuellen nEZ Compliance-Kontostandes Ende 2026	(65 EUR/tCO ₂) oder 65 EUR/tCO ₂ + X

4.2 Breitere Energiemarkteinbettung: Einpreisung nEHS-Kosten und Hedging-Strategien

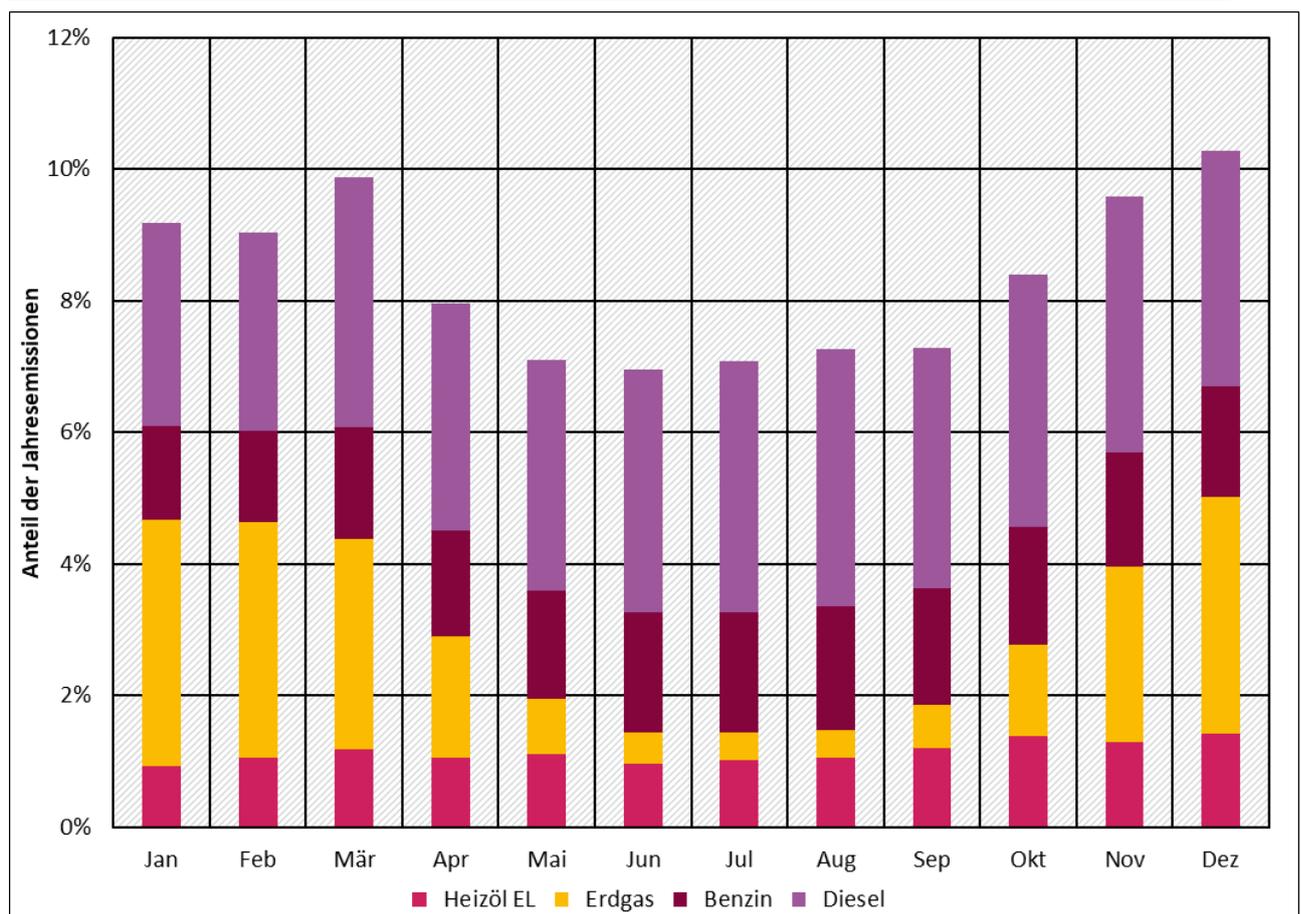
Die vom nEHS erfassten Emissionsquellen werden durch drei Bereiche dominiert, deren Marktumfeld für die Ausgestaltung der Preiskorridorphase relevant ist (vgl. Abbildung 1):

- ▶ Den größten Einzelbereich des Nachfragevolumens im nEHS stellten im Jahr 2020 im Verkehrssektor abgesetzte Kraftstoffe (d. h. Ottokraftstoffe und Diesel) mit ca. 140 Mio. tCO₂ dar. Der Kraftstoffmarkt ist sehr liquide und in hohem Maße transparent, so dass in der Festpreisphase des nEHS die Einpreisung der nEHS-Kosten im zeit- wie auch im grenzüberschreitenden Vergleich extrem kurzfristig sichtbar wird.
- ▶ Den zweitgrößten Bereich bildet mit knapp 70 Mio. tCO₂ der Erdgasabsatz für den Gebäudesektor. Die Erdgaslieferungen erfolgen hier zwar nicht vollständig, aber zu sehr großen Teilen über länger laufende Verträge mit Tarifpreisen, die die ex ante abgeschätzten Kosten des nEHS beinhalten, aber innerhalb der Vertragslaufzeit nicht entsprechend angepasst werden können bzw. für die bei Anpassungen Sonderkündigungsrechte entstehen. Auf den ex post ausgestellten Rechnungen für Gaslieferungen werden die aus dem nEHS entstehenden Kosten entsprechend den vertraglich vereinbarten Werten ausgewiesen. Der Gasverbrauch für die Raumwärmeerzeugung kann in Abhängigkeit von den meteorologischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Jahres stark schwanken bzw. schwankt saisonal sehr stark (vgl. Abschnitt 2.1).
- ▶ Den drittgrößten Bereich bildet mit gut 40 Mio. tCO₂ der Absatz von Heizöl EL ebenfalls für den Gebäudesektor. Die Lieferungen erfolgen hier nach verschiedenen Faktoren (Marktlage, Tankfüllstände, Jahreszeit) über das Jahr verteilt, typischerweise aber mit deutlich geringeren saisonalen Schwankungen als im Bereich der Erdgasversorgung. Die Heizöl-Lieferungen liegen in den Sommermonaten regelmäßig um 15 bis 25 % unter dem Jahresmittelwert, zu Beginn und zum Ende der Heizperiode deutlich darüber. Auch für den Heizölmarkt sind die Preise sehr transparent, so dass die Einpreisung der nEHS-Kosten sehr kurzfristig erkennbar ist.

Die saisonalen Schwankungen wie auch die Transparenz der nEHS-Kosteneinpreisung sind vor allem mit Blick auf die konservativen Hedging-Strategien der Energieversorgungsunternehmen relevant. Die Risiko-Management-Strategien der Versorgungsunternehmen im Bereich Erdgas und Heiz- bzw. Kraftstoffe lassen das Eingehen von offenen Positionen nur in sehr eingeschränktem Maße zu. Das heißt, dass zum Zeitpunkt des effektiven Entstehens der Abgabeverpflichtung¹⁰ des nEHS eine wirtschaftliche Vorsorge für die entsprechenden Kosten getroffen werden muss. Im Bereich des EU-ETS 1 wird dies typischerweise über den Erwerb von Absicherungsprodukten im Sekundärmarkt für Emissionsberechtigungen umgesetzt.

Die folgende Abbildung zeigt die vor diesem Hintergrund relevanten Brennstoffemissionen aus dem jeweiligen Absatz und damit die effektive Entstehung der Abgabepflicht für Zertifikate für Heizöl EL, Erdgas (Haushalte und Gewerbe) sowie Benzin und Diesel für die jeweiligen Monatsdurchschnitte der Jahre 2021 bis 2023. Für die sonstigen Brennstoffe liegen entsprechende Daten nicht vor. Angesichts der dominierenden Rolle der genannten Energieträger kann das gezeigte Bild jedoch als robuster Anhaltspunkt dienen. Die Struktur verdeutlicht die sehr ausgeprägten saisonalen Schwankungen, vor allem, aber nicht nur für Erdgas.

¹⁰ Dieser Zeitpunkt ist zu unterscheiden vom Zeitpunkt der formalen Abgabeverpflichtung, die erst mit der Übermittlung des jährlichen Berichtes zu den Brennstoffemissionen entsteht.

Abbildung 10 Monatliche Verteilung der Brennstoff-Emissionen des Absatzes von Heizöl EL, Erdgas (Haushalte und Gewerbe), Benzin und Diesel

Quelle: BAFA, BNetzA, Berechnungen des Öko-Instituts

Die fehlende Möglichkeit des Bankings, aber auch die grundsätzliche Möglichkeit des Nachkaufs zum Festpreis führt für mögliche Arbitrage-Akteure, d. h. Hedging-Anbieter, zur Möglichkeit eines Totalverlustes und bildet damit eine gravierende Barriere zur Entstehung eines zusätzlichen Sekundärmarktsegments für nEHS-Derivate. Dadurch kann nicht erwartet werden, dass ein Sekundärmarkt für mögliche Hedging-Bedarfe der BEHG-Verantwortlichen in der Preiskorridorphase zur Verfügung steht. Bei einem Preiskorridor und einer Auktion in nur einem Jahr, wie im nEHS, ist der Hedging-Bedarf allerdings geringer und er ist weiter vermindert, wenn es in der Verkaufsphase die Möglichkeit für die Unternehmen gibt, zum Festpreis in ausreichender Höhe nEZ zu erwerben. Neben dem Preiskorridor an sich stellt die Verkaufsphase die Rückversicherung dar, die in anderen Märkten durch Hedging-Produkte bereitgestellt wird.

Wie sich das Vorhandensein von eher konservativen Hedging-Strategien im Bereich der Energiewirtschaft auf die Bieterstrategien in den Auktionen auswirkt, wird sich letztlich erst aus den praktischen Erfahrungen ermitteln lassen. Auf der qualitativen Ebene lassen sich jedoch einige vergleichsweise belastbare Erwartungen ableiten:

- Über die Entwicklungen in den Märkten für Ottokraftstoffe und Diesel wird sich bereits in den ersten Januartagen des Jahres 2026 (im Vergleich zur Vorperiode bzw. zum Ausland) erweisen, welche nEHS-Kosten der Mineralölsektor auf die Kunden überwälzt. Dies ist ein klares Signal in den Markt. Es ist mit hoher Wahrscheinlichkeit anzunehmen, dass sich diese Einpreisung im Kraftstoffmarkt zunächst am Höchstpreis des Preiskorridors orientiert,

sowie – sobald diese vorliegen - an den aktuellen Ergebnissen der nEHS-Versteigerungen, sofern sich hier eine ausreichende Liquidität einstellt.

- ▶ Zumindest in der Frühphase des Jahres 2026, in dem der Preiskorridor gilt, werden sich Vertragsabschlüsse im Bereich Erdgas (hier zumindest im Tarifikundenbereich) vermutlich am Preis der Verkaufsphase (65 EUR+X/nEZ) bzw. im Bereich Heizöl an den jeweils über die Kraftstoffmärkte sichtbaren Einpreisungsniveaus orientieren.
- ▶ Vor allem für die länger laufenden Verträge im Erdgasbereich entsteht damit ein Anreiz, möglichst niedrige Auktionspreise (und damit Extra-Renten) zu erzielen. Für die deutlich kurzfristiger reagierenden Preise in den Märkten für Heizöl EL und Kraftstoffe ist dieser Anreiz weitaus weniger ausgeprägt.

Es kann also mit einiger Wahrscheinlichkeit vermutet werden, dass sich aus der projizierten Cap-Überschreitung, dem Fehlen eines liquiden Sekundärmarktes, bei von Anfang an vollständiger Auktionierung, ohne Banking- und Borrowing-Möglichkeiten sowie der Existenz von (Nach-) Kaufmöglichkeiten in der nur einjährigen Phase im Rahmen des Preiskorridors mit teilweiser marktbasierter Preisbildung Bieterstrategien ergeben, die zu Preisen am oberen Rand des Preiskorridors führen.

Mit noch höherer Wahrscheinlichkeit ist zu erwarten, dass die Einpreisung der nEHS-Kosten sich zumindest für den Bereich des Erdgashandels für Tarifikunden am Preis der Verkaufsphase (65 EUR+X/nEZ) orientiert. Die Frage der Auktionsergebnisse ist dann eher die einer Verteilung zwischen (Extra-) Renten der Energieversorger und Einkommen für den Klima- und Transformationsfonds (KTF). Geringere Preise in der Auktion werden dann nicht an die Endverbraucher*innen weitergereicht, sondern bilden einen zusätzlichen Erlös für die Unternehmen.

Aus einer nochmals erweiterten Energiemarktsicht ist schließlich darauf hinzuweisen, dass die Marktergebnisse in den nEHS-Auktionen Auswirkungen auf andere Regelungsbereiche und entsprechende Verteilungseffekte haben:

- ▶ Im Rahmen des Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetzes (CO2KostAufG) wird für die Aufteilung der nEHS-Kosten zwischen Mieter*innen und Vermieter*innen für das Jahr 2026 der Mittelwert des Preiskorridors (bei 55 bis 65 also 60 EUR/tCO₂) angesetzt, der dann Mitte Dezember 2025 amtlich veröffentlicht werden muss (§ 4 CO2KostAufG). Auktionsergebnisse am oberen Rand des Preiskorridors gehen damit zu Lasten der Vermieter*innen.
- ▶ Im Rahmen der BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV) werden die mengengewichteten Auktionsergebnisse zugrunde gelegt, hier wäre der Umgang mit Kauf- bzw. Nachkaufphase zu prüfen. Bei Auktionsergebnissen am oberen Rand des Preiskorridors wären die realen Effekte auf den Carbon-Leakage-Schutz jedoch eher gering.

4.3 Ausgestaltung des Preisaufschlags für Verkaufsphase und Nachkaufoption als zentrales Element

Wie die aktuellen Erfahrungen mit den Verkäufen von nEZ zeigen (Abschnitt 3.1), ist es für Unternehmen immer attraktiv, ein Zertifikat möglichst spät zu kaufen, weil dann der Kapitalbedarf entsprechend später anfällt. Der Preis für den Verkauf von Zertifikaten (Phase 2), sowie der im Jahr 2027 nachgekauften Zertifikate sollte daher der Preisobergrenze von 65 EUR/nEZ plus Preisaufschlag entsprechen. Das Ziel des Aufschlags ist es, einen Anreiz zu setzen, dass Unternehmen an der Auktion in Phase 1 teilnehmen. Wenn kein Aufschlag hinzugerechnet wird, besteht für Unternehmen - insbesondere, aber nicht nur, unter der Annahme, dass sich bei den Auktionen ein Preis von 65 EUR/nEZ einpendelt - wenig Anreiz, an diesen Auktionen

teilzunehmen. Denn die Unternehmen müssen die nEZ während des Zeitraums bis zum Ende des Jahres vorhalten, was prinzipiell mit Unsicherheiten und Kosten behaftet ist (cost-of-carry). Zudem entstehen gegebenenfalls Kosten durch die Teilnahme der Auktion, da es vermutlich aufwendiger ist, an der Auktion zu partizipieren als zu einem Festpreis zu kaufen.

In § 10 Abs. 3 Satz 2 BEHG ist festgelegt, dass die Regeln für das Versteigerungsverfahren „objektiv, nachvollziehbar und diskriminierungsfrei sein und Vorkehrungen gegen die Beeinflussung der Preisbildung durch das Verhalten einzelner Bieter treffen“ müssen. Ein Preisaufschlag lässt sich auch auf Basis dieser Regel rechtfertigen. Er steigert die Bedeutung der Auktion, da er die Unternehmen ökonomisch anreizt, an der Auktion teilzunehmen und so die Möglichkeiten einschränkt, dass einzelne Akteure in einer unterzeichneten Auktion ihre Marktmacht ausnutzen.

Im Angesicht der hohen Konzentration bei wenigen Käufern im nEHS, die teils auch miteinander verflochten sind (Abschnitt 2.4), besteht potenziell das Risiko, dass diese ihre Marktmacht in der Auktion nutzen, um in einzelnen Runden geringere Preise zu erzielen. Ob Akteure mit Marktmacht diese auch ausnutzen können, um Profit aus der Auktion zu schlagen, ist abhängig von der Ausgestaltung der Auktion. Eine Konzentration auf wenige große Player läuft einer effizienten Preisfindung in einer Auktion oft zuwider. Da die großen Akteure in der hier anvisierten Auktion zudem miteinander verflochten sind, steigt die Gefahr von Kollusion, also (illegalen) Absprachen zwischen den Akteuren. Diese Absprachen könnten nicht nur den Preis umfassen, sondern auch ob in einer Runde überhaupt geboten wird und die Teilnahme könnte dann auch wechselseitig erfolgen. Für spieltheoretischen Erwägungen zur Kollusion existieren jedoch keine empirischen Belege im Kontext des EU-ETS 1. Die Absprachen bezgl. des Verhaltens in dieser Auktion ist vermutlich nicht wahrscheinlicher als auf dem Energiemarkt selbst. Auch ohne Absprachen haben große Akteure aber Vorteile, da sie in mehreren Runden teilnehmen können und sich der Gewinn oder Verlust über mehrere Auktionen ausnivelliert. Sie können so aus dem Verhalten aller in der Auktion anders lernen als kleine Akteure und dieses Wissen für spätere Runden nutzen.

Die Möglichkeit, dass ein Unternehmen seine Marktmacht missbraucht, wird allerdings wahrscheinlicher, wenn die meisten anderen Akteure von der Verkaufsphase (Phase 2) Gebrauch machen, was ohne Preisauflschlag in Phase 2 wahrscheinlich ist. Im Fall dieser geringen Nachfrage in der Auktion profitieren die an der Auktion erfolgreichen Akteure von extra Renten (bzw. windfall profits), wenn Preise in Höhe von 65 EUR/nEZ bzw. 65 EUR/nEZ plus Aufschlag eingepreist werden, sie selbst aber zu geringeren Kosten den Zuschlag für nEZ bekommen haben. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich die Überzeichnung der Auktion schnell einstellt, wenn sich über die Teilnahme der Auktion geringe Kosten generieren ließen. Hierbei abzuwägen wäre für die Unternehmen weiterhin die Differenz zwischen den Kosten der Teilnahme an der Auktion und dem potenziellen Profit aus der Teilnahme.

Um die Problematik der Ausübung von Marktmacht vollständig auszuschließen, ließen sich Maßnahmen in der Auktionsphase etablieren, die aber das Regelwerk für die Auktion komplexer machen würden. Solche Regeln führen immer zu Ausweichbewegungen der Akteure, die ebenfalls berücksichtigt werden müssten. So könnten z. B. Höchstanteile einer Versteigerungsmenge an einzelne Akteure festgelegt werden, man müsste aber zugleich Sorge tragen, dass unterschiedliche Akteure keine Absprachen eingehen. Zudem könnte ein Unternehmen dann in unterschiedlichen juristischen Instanzen an der Auktion teilnehmen und die Regel wieder umgehen. Deswegen erscheint das Anreizen einer möglichst hohen Teilnahme an der Auktion durch Festsetzung eines Preisauflschlags für die Verkaufsphase sinnvoll und nötig um ausreichend Wettbewerb in der Auktion zu generieren.

Der Aufschlag für die Verkaufsphase (Phase 2) und den Nachkauf im Jahr 2027 könnte unterschiedlich ausgestaltet werden, sollte aber in allen Fällen höher liegen als die cost-of-carry, damit eine Anreizwirkung entsteht. Wenn auch nach dem finalen Jahr des nEHS Nachkäufe möglich sein sollen, müsste das Regelwerk auch diese Option in der Definition des Aufschlags entsprechend berücksichtigen. Im Folgenden werden drei Optionen angesprochen, den Aufschlag zu definieren, wobei sich der Text nur auf den Nachkauf im Jahr 2027 bezieht.

- ▶ **Ausgleich Zinsvorteil:** Die auszugleichende Höhe könnte vorher festgelegt oder an einen geeigneten Indikator angelehnt werden. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Diese Möglichkeit wäre einfach zu definieren und im Ansatz leicht nachvollziehbar. Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, diesen Zinssatz zu definieren.
 1. Allgemeines Zinsniveau als Grundlage: Dann ergäbe sich mit den aktuellen Werten (Stand Mitte Mai 2024) von knapp 4 % (Euribor 12 Monate) ein entsprechender Aufschlag von 4 % am Ende von 2026 (67,6 EUR/nEZ) (EMMI 2024). Für die Nachkaufphase im April 2027 ergäben sich dann etwa 5,4 % Aufschlag (68,5 EUR/nEZ; berechnet als $65 \text{ EUR/nEZ} * 104 \%^{1,33 \text{ Jahre}}$).
 2. Je nach Kapitalkostenstrukturen in den Unternehmen können sich aber auch noch höhere Abzinsungseffekte ergeben. So könnte man den Zinssatz auch an die kurzfristigen Kapitalkosten von Unternehmen anlehnen, die derzeit (Stand Mitte 2024) bei 5,7 % - 6,4 % liegen, was einem Aufschlag von ca. 6 % Ende 2026 (68,9 EUR/nEZ) entspricht, bzw. von knapp 8 % im April 2027 (70,3 EUR/nEZ).¹¹
 3. Schließlich könnte man auch die Minimum-Verzinsung unter Berücksichtigung des Risikoaufschlags (hurdle rate) auf dem Strommarkt heranziehen.¹² Wird diese mit 10 % angenommen¹³, ergeben sich für Ende 2026 10 % Aufschlag (71,5 EUR/nEZ) bzw. in der Nachkaufphase im April 2027 13,7 % Aufschlag (73,9 EUR/nEZ).

Tabelle 3 Ergebnisse verschiedener Ansätze zum Ausgleich des Zinsvorteils

Ansatz	Zinssatz	Verkaufsphase	Nachkaufphase
Allgemeines Zinsniveau	4 %	67,6 EUR/nEZ	68,5 EUR/nEZ
Kurzfristige Kapitalkosten	6 %	68,9 EUR/nEZ	70,3 EUR/nEZ
Risikoaufschlag	10 %	71,5 EUR/nEZ	73,9 EUR/nEZ

Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse der verschiedenen Ansätze sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Während also das Vorgehen eines festen Zinssatzes einfach ist, ist die Wahl der Quelle für diesen Wert nicht trivial und vermutlich nicht ganz objektiv begründbar.

- ▶ Basierend auf verfügbaren Daten des EU-ETS 1 könnte sich die Höhe des Aufschlags auf einen Marktindex beziehen, z. B. den Spread zwischen EUA Spot und Future am Sekundärmarkt für EUA. Durch die Möglichkeit des Bankings von Emissionsberechtigungen bildet der Spread auch am EU-ETS 1 kaum die zukünftige Preiserwartung ab, sondern die aktuelle cost-of-carry. Im Dezember 2023 lag der Spot-Dec24 Spread bei ca. 4 % (entsprechend ergäben sich 67,6 EUR/nEZ Ende 2026). Diese Möglichkeit auf den nEHS zu

¹¹ Zugrunde gelegt sind hier die veröffentlichten Werte der Bundesbank für Effektivzinssätze an Unternehmen in unterschiedlichen Bedingungen (SUD123, SUD124, SUD125).

¹² Die hurdle rate wird im Strommarkt genutzt, um Investitionsentscheidungen zu bewerten. Die hurdle rate bemisst die minimal notwendige Rendite, um ein Projekt wirtschaftlich zu betreiben. Es ließe sich damit rechtfertigen in diesem erweiterten Energiekontext ebenfalls die hurdle rate anzusetzen. Die Ermittlung ist allerdings nicht trivial.

¹³ Untersuchung der hurdle rate im Strommarkt, siehe Europe Economics (2018).

übertragen, ist allerdings schwierig, da es keinen liquiden Sekundärmarkt geben wird und entsprechend auch keine Hedgingprodukte, aus denen sich ein Future Preis bestimmen ließe. Alternativ ließen sich die Werte des EU-ETS 1 heranziehen. Hier ist der Spread ohne großen administrativen Aufwand bestimmbar, es müsste nur der genaue Zeitraum festgelegt werden, zu dem er bestimmt wird. Im Angesicht der Unsicherheiten bzgl. der Volatilität im nEHS in der Auktionsphase könnten sich – trotz abweichendem Anwendungsbereich – manche Akteure ohnehin an den Preisen im EU-ETS 1 orientieren, so dass eine Übertragbarkeit gegeben sein könnte.

- ▶ Alternativ könnte ein „simulierter Knappheitspreis“ in Anrechnung gebracht werden. Dieser könnte zum Beispiel abhängig von der Höhe der Cap-Überschreitung in einem vorangegangenen Jahr (2024, 2025) oder von der kumulierten Cap-Überschreitung in mehreren Jahren (2021-2025) festgelegt werden (z. B. bis 20 %). Allerdings scheint es nicht vorteilhaft nur zum Zweck der Bestimmung eines Aufschlags einen solchen Knappheitspreis zu simulieren, weil dieser in seiner Höhe angreifbar bleiben dürfte.

4.4 Auktionsverfahren

Für die bestehenden Emissionshandelssysteme hat sich weltweit ein einheitliches Versteigerungsmodell durchgesetzt. Angewendet werden Einrunden-Auktionen mit einheitlichem Clearing-Preis (single-round sealed bid), die im Regelfall mit relativ hoher Frequenz durchgeführt werden. In der Vorbereitung auf die ersten großskaligen Versteigerungen als Allokationsmodell in Treibhausgas-Emissionshandelssystemen sind die Ausprägungen sowie Vor- und Nachteile verschiedener Auktionsmodelle sowohl in Nordamerika (Regional Greenhouse Gas Initiative - RGGI), als auch in Europa (EU-ETS) und in Australien (für das damals geplante Emissionshandelssystem) recht umfangreich analysiert und diskutiert worden, teilweise auch gestützt auf experimentelle Analysen (Burtraw et al. 2007; Lopomo et al. 2011; Haites et al. 1999; Hepburn et al. 2006; Benz et al. 2008; Cong et al. 2010; Neuhoff et al. 2008).

In diesen Untersuchungen wurden zunächst sowohl Ein- als auch Mehrunden-Auktionen mit unterschiedlichen Preissetzungsverfahren untersucht. Zumindest im RGGI-Kontext wurden auch Hybrid-Modelle wie das Shot-Clock-Verfahren näher untersucht, in randständigen Diskussionen wurden auch andere Auktionen wie Zweitpreisauktionen (Vickrey-Auktionen) erwogen.

Die Gesamtbewertung der verschiedenen Modelle ist abhängig von den als am relevantesten bewerteten Perspektiven, den umfassendsten Ansatz verfolgte hier die Analyse von Burtraw et al. (2007):

- ▶ Wie wichtig ist ein rundenweises Preisentdeckungsverfahren (wobei hier auch Wechselwirkungen mit der Frequenz der Auktionen zu berücksichtigen sind)?
- ▶ Welche Rolle spielt der Effekt von bieterstrategischen Überangeboten seitens der Bieter („Ex-post-Regret“ auf der Bieterseite¹⁴)?
- ▶ Wie relevant ist die Möglichkeit, dass durch die Auktionsverfahren und die damit induzierten Bieterstrategien geringere Auktionserlöse realisiert werden können („Ex-post-Regret“ auf der Verkäuferseite)?
- ▶ Ist von der Gefahr nachfrageseitiger Preismanipulationen auszugehen?

¹⁴ *Ex-post-Regret* beschreibt die Situation, dass die Bieter aus rein strategischen Gründen Preise angeboten haben, die sich in der Rückschau als zu hoch erweisen.

- ▶ Sind (illegale) Absprachen zwischen relevanten Bietern in der Auktion ein relevantes Problem (bzw. können entsprechende Vorkehrungen getroffen werden)?
- ▶ Sind andere (unkonventionelle) Marktbeherrungsstrategien zu erwarten (wie sie z. B. im Markt für US-Regierungsanleihen beobachtet worden sind)?
- ▶ Wird der Markteintritt möglichst vieler Akteure befördert oder behindert?
- ▶ Führen bestimmte Auktionierungsverfahren zu höheren oder niedrigeren Erträgen der Versteigerungen?

Jenseits der Diskussionen von vor zwei Dekaden und der dominierenden Praxis in vielen Emissionshandelssystemen stellt sich aktuell auch noch die Frage:

- ▶ Wie groß wäre der Umstellungs- bzw. der zusätzliche Transaktionsaufwand durch die Etablierung neuer Ansätze oder Systeme bzw. wie könnte dieser minimiert werden?

In der folgenden Tabelle 4 sind die aus der Literatur, Modellexperimenten und den zwischenzeitlichen Erfahrungen ableitbaren Bewertungen für fünf exemplarische Auktionsansätze zusammengestellt:

- ▶ Einrunden-Auktionen (sealed bid) mit Pay-as-cleared und Pay-as-bid Preisbildung, in denen die Bieter kombinierte Preis-Mengen-Gebote abgeben;
- ▶ „Englische“ Mehrrouden-Auktionen, in denen der Preis in mehreren Runden aufsteigend erhöht wird, die Bieter entsprechende Mengengebote abgeben und die Auktion mit dem sich letztlich ergebenden Preisniveau geräumt wird;
- ▶ „Holländische“ Mehrrouden-Auktionen, in denen der Preis in mehreren Runden absteigend reduziert wird, die Bieter entsprechende Mengengebote abgeben und sich runden-spezifische Preise für die jeweils erfolgreichen Bieter ergeben;
- ▶ als Hybridmodell wird die sog. Shot-Clock- („Englisch-holländische“) Auktion gezeigt, in der bis zu einem bestimmten Wert unterhalb der ausgeschriebenen Menge eine „englische“ Auktion durchgeführt wird und dann alle Bieter die Möglichkeiten haben, ein finales, kombiniertes Preis-Mengen-Gebot abzugeben, dessen Preisgebot dem letzten Rundenpreis entsprechen oder diesen übersteigen muss und dessen Mengenkomponente die bisherigen Gebote des jeweiligen Bieters nicht übersteigen darf.

Nach dieser Bewertung weisen Einrundenauktionen sowie die *Dutch-Auction* Nachteile bei der (reflexiven) Preisentdeckung auf. Die Preisbildung nach dem *Pay-as-bid*-Ansatz tendiert zu nachteiligen Bewertungen mit Blick auf die Bewertungsdimension *Ex-post-regret* auf der Bieterseite. Die genau umgekehrte Bewertung ergibt sich hier für die Verkäuferseite. Besondere Herausforderungen mit Blick auf nachfrageseitige Preismanipulationen ergeben sich bei entsprechenden Marktverhältnissen bei *Pay-as-cleared*-Auktionen. Anreize für Bieterabsprachen ergeben sich allenfalls bei den *English Auctions*. Marktbeherrschende Strategien werden besonders durch *Pay-as-cleared*-Verfahren eingedämmt. Herausforderungen im Bereich des Markteintritts sind vor allem für die Mehrroudenauktionen nach dem *Ascending*- sowie eventuell dem *Descending-Clock*-Verfahren (jeweils in Reinform) relevant. Mit Blick auf den Transaktions- bzw. Anpassungsaufwand sind alle Verfahren jenseits der Einrunden-Auktion und der *Pay-as-cleared*-Preisbildung eher negativ zu bewerten. Vor- und Nachteile bestimmter Auktionsverfahren aus der Sicht der Aufkommensmaximierung sind nicht eindeutig bestimmbar bzw. eher unwahrscheinlich.

Tabelle 4 Bewertung Auktionsansätze

		Einrunden-Auktionen		Mehrrunden-Auktionen		
		Pay as cleared	Pay as bid	English (Ascending) Clock	Shot Clock	Dutch (Declining) Clock
				Pay as cleared	Pay as bid	Pay as bid
1	Rundenweise Preisentdeckung/ Informationsrückkopplung	-	-	+	+	-
2	Verhindert Bieter-"Ex-post- Regret" (Übergebote)	+	-	+	-	-
3	Verhindert Verkäufer-"Ex-post- Regret" (Mindereinnahmen)	-	+	+	+	+
4	Verhindert nachfrageseitige Preismanipulation	-	+	-	+	+
5	Verhindert Bieter- Absprachen	+	+	?	+	+
6	Verhindert Überraschungs- strategien zur Marktbeherrschung	+	-	+	-	-
7	Befördert Markteintritt	+	+	-	+	?
8	Minimiert Transaktions- /Anpassungsaufwand	+	-	-	-	-
9	Maximierung der Erlöse	unbestimmt				

Quelle: Burtraw et al. (2007) und eigene Ergänzungen

In die engere Wahl für Emissionshandelssysteme sind dabei zunächst, vor allem mit Verweis auf den Commodity-Charakter von Emissionsberechtigungen sowie die mit Blick auf Treibhausgasemissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger wahrscheinlich untergeordnete Bedeutung komplexer Preisentdeckungsverfahren, immer nur Einheitspreis-Modelle gekommen. Trotz durchaus unterschiedlicher Empfehlungen (Benz et al. 2008) sind letztlich aber die Entscheidungen durchgängig zugunsten von Einheitspreisverfahren mit einer verdeckten Gebotsrunde gefallen, mit denen in der Praxis auch durchgängig gute Erfahrungen gemacht worden sind. So hat auch die Überprüfung der geeigneten Versteigerungsverfahren in jüngerer Zeit (z. B. in Neuseeland) nicht zu anderen Ergebnissen geführt (NZ Ministry for the Environment 2019).

Gleichwohl sind für die Einführung von Einrunden- und Einheitspreis-Auktionen mit verdeckten Gebotsrunden durchgängig absichernde Regelungen vorgeschlagen worden. Einerseits betrifft dies eine möglichst hohe Frequenz der Versteigerungen und andererseits die Schaffung eines intensiven Monitorings der Auktionsprozesse, verbunden mit der Möglichkeit, gegebenenfalls

Maßnahmen zur Verhinderung von Marktmachtmissbrauch (z. B. durch Gebotsbegrenzungen) einzuführen.

Zusätzlich zu diesen grundsätzlichen Erwägungen ist für das nEHS auch das instrumentelle Umfeld relevant. Einerseits sind Vorprägungen durch das EU-ETS 1 zu berücksichtigen (bis hin zu den Praxiserfahrungen auf Seiten der Bieter und der auktionsthroughführenden Stellen bzw. von UBA/DEHSt als verantwortliche Stelle), andererseits ist die relativ kurzfristige Überführung des nEHS in das EU-ETS 2 relevant, für das ebenso die einschlägigen Ansätze und Regelwerke des EU-ETS 1 gelten.

Schließlich soll noch darauf hingewiesen werden, dass in den Diskussionen um das Auktionsdesign im Kontext von Emissionshandelssystemen immer wieder thematisiert worden ist, zweiseitige Auktionen durchzuführen. Dies impliziert die gemeinsame Versteigerung von Emissionsberechtigungen, die seitens des Regulierers in den Markt gebracht werden und den Zertifikaten, die von anderen Bietern (wieder-) verkauft werden. Auch dazu ist es in der Praxis nicht gekommen, könnte aber durchaus erwogen werden. Aber auch hier gilt das wohl dominierende Argument einer möglichst hohen Kongruenz der Ansätze für EU-ETS 1, nEHS und EU-ETS 2.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass zwar unterschiedliche Auktionsverfahren vorstell- und auch begründbar wären, aber sowohl die konzeptionellen als auch die praktischen Argumente nicht für den Wechsel zu einem anderen Modell als dem bisher im EU-ETS 1 und zukünftig auch im EU-ETS 2 umgesetzten Ansatz sprechen. Die Umsetzung eines eigenen und letztlich solitären Versteigerungsmodells für ein Jahr im nEHS wäre damit ein groß angelegtes Realexperiment im Bereich der Versteigerungsverfahren, dessen Erkenntniswert durch die spezifischen Rahmenbedingungen des nEHS (relativ enger Preiskorridor, Nachkaufmöglichkeit, sehr spezifischer Bieterkreis etc.) begrenzt wäre.

4.5 Ausgestaltungsmodalitäten der Auktion

Für die konkrete Ausgestaltung der Auktion ist neben der Grundsatzentscheidung für ein bestimmtes Versteigerungsmodell eine Reihe weiterer Optionen zu spezifizieren:

- ▶ Umsetzung des Mindestpreises
- ▶ Umsetzung des Höchstpreises
- ▶ Umgang mit Über- und Unterschreitungen der Ausschreibungsmenge
- ▶ Frequenz der Auktionen
- ▶ Bieterzulassung
- ▶ Marktmonitoring
- ▶ Ausschreibungsmengen

Die Implementierung eines Mindestpreises in einem Auktionsverfahren ist verhältnismäßig einfach, Gebote mit einem Preis unterhalb des Mindestpreises werden nicht zugelassen bzw. werden nicht berücksichtigt. Es gilt jedoch zu regeln, was mit nicht versteigerten Emissionsberechtigungen geschieht, wenn die Gebote ab dem Mindestpreis sich zu einem geringeren Wert aufsummieren als die ausgeschriebene Menge. Nach den Regeln des EU-ETS 1 wird die Auktion annulliert, wenn die Gesamtgebotsmenge unterhalb der ausgeschriebenen Menge liegt (Art. 7 Abs. 5 EU-ETS-Auktionsverordnung). Als Alternative dazu käme die Zuschlagserteilung an die zulässigen Gebote in Frage. Letztlich erscheint es jedoch zur Sicherung der Konsistenz mit den Auktionsregelungen des EU-ETS 1 (und zukünftig des EU-ETS 2) als sinnvoll, die o. g. Regelung der Auktionsverordnung im EU-ETS 2 zu übernehmen. Die nicht nachgefragten Mengen werden im Rahmen des EU-ETS 1 dann auf die folgenden vier Auktionstermine verteilt (Art. 7 Abs. 8). Mit Blick auf das Verfahren im nEHS für das Jahr 2026 könnte jedoch darauf verzichtet werden, wenn über die Kaufoption im Jahr 2026 bzw. die Nachkaufoption im Jahr 2027 zusätzliche Zertifikate in den Markt kommen. Eine Verschiebung nicht nachgefragter Mengen in folgende, dann größere Auktionen, kann Marktmacht begünstigen (vgl. Abschnitt 4.3).

Im EU-ETS 1 werden alle Gebote, die über dem Auktionsclearingpreis liegen, vollständig bezuschlagt. Das Gebot, das den Auktions-Clearingspreis bestimmt, wird anteilig gekürzt (Art. 7 Abs. 4), wenn die Auktionsmenge nicht ausreicht, um das Gebot vollständig zu bedienen. Bei mehreren Geboten zum Auktions-Clearingpreis, werden diese gleichlautenden Gebote nach dem Zufallsprinzip gereiht (Art. 7 Abs. 1 Satz 2), die erfolgreichen Gebote werden dann also zufällig ausgewählt. Diese Situation ist für die Preiskorridor-Phase des nEHS besonders relevant, wenn es bei den nEZ-Auktionen viele Gebote zum Höchstpreis gibt (siehe vorangehende Kapitel zur Diskussion). Auch hier ist die Übernahme der Regelungen der EU-ETS-Auktionsverordnung empfehlenswert.

Auch weitere Ausgestaltungsmodalitäten der Auktionsregelungen könnten sich am EU-ETS orientieren bzw. der EU-ETS-Auktionsverordnung orientieren. Dies betrifft einerseits alle Aspekte der Bieterzulassung (Art. 15ff. EU-ETS-Auktionsverordnung) sowie der Marktüberwachung bzw. der Gegenmaßnahmen bei Feststellung von Marktmachtmissbrauch etc. (Art. 36 sowie 53ff. EU-ETS-Auktionsverordnung).

Auch Frequenz und angebotene Volumina sollten sich an der Ausgestaltung des EU-ETS 1 und EU-ETS 2 orientieren. Die deutschen Emissionsberechtigungen im EU-ETS 1 werden wöchentlich (jeweils freitags) versteigert. Auch § 10 Abs. 1 BEHG sieht vor, dass im Falle einer

Versteigerung die Mengen in regelmäßigen Abständen und in gleichen Teilmengen versteigert werden sollen. Bei einer gleichmäßigen Verteilung und einer wöchentlichen Versteigerung wie im EU-ETS 1 könnten etwa 45 Versteigerungstermine pro Jahr mit einem Volumen von rund 5,7 Mio. nEZ pro Termin durchgeführt werden. Dies entspricht zusammengenommen der Höhe des in Abschnitt 2.2 beschriebenen Caps für das Jahr 2026.

Für die in der Auktion insgesamt angebotene Menge könnte auch die kumulierte Überschreitung des nEHS-Caps in den Jahren 2021 bis 2025 in Ansatz gebracht werden. Laut Projektionen könnte diese Überschreitung fast 40 Mio. nEZ entsprechen (Tabelle 1). Dies würde dann die Versteigerungsmenge pro Termin auf rund 4,8 Mio. Zertifikate verringern.

4.6 Umstellungskosten und -zeiträume

Die technische Umsetzung der Versteigerungsmengen im nEHS für das Jahr 2026 ist auch im Lichte des regulativen Umfeldes einzuordnen. Bis 2025 wird der Verkauf der nEZ über eine Vergabe an die Energiebörse EEX umgesetzt. Ab 2027 wird das Versteigerungsverfahren des EU-ETS 2 im Rahmen der EU-ETS-Auktionsverordnung erfolgen. Details hinsichtlich der Plattform für 2026 und anderer technischer Fragen können derzeit noch nicht näher spezifiziert werden.

Die Vergabe der Auktionen an eine kommerzielle Versteigerungsplattform (wie die einer Energiebörse) hat bei einer nur einjährigen Laufzeit Konsequenzen für die Transaktionskosten. In der Festpreisphase des nEHS betragen die Verkaufsgebühren an der EEX (d. h. ohne Kosten für Zulassung etc.) 0,0049 EUR/nEZ (EEX 2024). Im (stark vereinfachten) Vergleich der fünfjährigen Laufzeit für die Festpreisphase würden sich die Kosten für die einjährige Preiskorridorphase bei einfacher Hochrechnung auf 0,0245 EUR/nEZ erhöhen. Im Vergleich zu den einschlägigen Preisniveaus (55 bis 65 EUR/nEZ) sowie mit Blick auf andere Transaktionskosten (Zertifizierung etc.) sind dies vergleichsweise geringe Werte.

Relevantere als die Systemkosten der Auktionierungsplattform ist eine Reihe anderer Faktoren:

- ▶ Die Verkäufe von nEZ werden derzeit über eine andere Plattform umgesetzt als die Standard-Auktionen im EU-ETS 1 bzw. zukünftig im EU-ETS 2. Hier entstehen Umstellungsaufwendungen nicht nur für den Plattformbetreiber (in geringem Maße) aber auch die Bieter. Auch diese dürften eher gering ausfallen, da die Verkäufe derzeit an zugelassene EEX/European Commodity Clearing AG (ECC)-Mitglieder sowie über insgesamt 35 Intermediäre erfolgen und dies für den Fall einer Vergabe an die EEX/ECC auch für die Preiskorridor-Phase im Jahr 2026 zu erwarten ist bzw. entsprechende Regelungen auch bei der Vergabe an eine andere Plattform wahrscheinlich wären.
- ▶ Für die nEHS-Auktionen werden jedoch in den Bereichen EEX/ECC-Mitgliedschaft oder ähnlichen Regelungen bei anderen Plattformen, Clearing etc. deutlich erhöhte Anforderungen notwendig werden, da die nEHS-Verkäufe im Rahmen stark vereinfachter Regelungen bzw. zu erheblich erleichterten (Zugangs-) Bedingungen erfolgen und dies für die Auktionsphase nicht mehr möglich sein wird.

Aus den notwendigen Systemumstellungen sowie der Einführung höherer Anforderungen bzw. strikterer Verfahren ergeben sich für die Teilnehmer des nEHS gerade mit Blick auf den Start des EU-ETS 2 im Jahr 2027 zwei unterschiedliche Perspektiven:

- ▶ Wenn die Auktionen im Rahmen des EU-ETS 2 ebenfalls über die Auktionsplattform des nEHS umgesetzt wird, ergeben sich für die im Rahmen des nEHS tätigen Teilnehmer an den Auktionen Lernvorteile. Ob dieser Fall eintritt, ist mit hoher Wahrscheinlichkeit ex ante nicht abzusehen.

- ▶ Wenn die Auktionen im Rahmen des nEHS über die entsprechend beauftragte Plattform ein einjähriger Solitär bleiben, entstehen für Auktionsteilnehmer am nEHS sowie am EU-ETS 2 Doppelaufwendungen bzw. Umstellungen.

Schließlich ist auf die notwendigen Vorlaufzeiten für die (notwendige) wettbewerbliche Vergabe der kombinierten Auktions- und Verkaufsplattform hinzuweisen. Der Zeitaufwand für die Ausschreibung und technische Umsetzung der Verkaufsplattform für die Festpreisverkäufe (ohne Vorlauf für die Schaffung der rechtlichen Regelungen) betrug 1 Jahr und 3 Monate. Für die Vergabe und die Umsetzung der Auktionsplattform für die Preiskorridor-Phase muss mit einem Zeitraum von mindestens 1 Jahr gerechnet werden. Bei einem Start Anfang 2026 hätte der Ausschreibungs- bzw. Vergabeprozess noch im Jahr 2024 eingeleitet werden müssen. Diese zeitliche Dimension sollte, auch mit Blick auf den deutlich geringeren Vorlaufprozess einer Verlängerung der Verkaufsplattform, bei der Bewertung des Für und Wider einer einjährigen Auktionsphase im nEHS berücksichtigt werden.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im nationalen Emissionshandel (nEHS) ist für das Jahr 2026 ein Preiskorridor von 55-65 EUR je nationalem Emissionszertifikat (nEZ) vorgesehen, der mittels Versteigerungen umgesetzt werden soll. Allerdings ist auch im Jahr 2026 kein bindendes Cap vorgesehen, so dass verpflichtete Unternehmen in jedem Fall die benötigten Mengen nachfragen können.

Ursprünglich war die Preiskorridorphase als Übergang in eine Phase der freien Preisbildung am Markt ab dem Jahr 2027 konzipiert. Nun wird das nEHS ab dem Jahr 2027 größtenteils in den EU-ETS 2 überführt. In diesem Papier wurde untersucht, wie die Preiskorridorphase unter den Rahmenbedingungen des nEHS optimal umgesetzt werden kann. Dabei wurde Bezug genommen auf die Erfahrungen aus der aktuell laufenden Festpreisphase des nEHS, die zu erwartende Marktkonstellation im nEHS im Jahr 2026 und das zu erwartende Verhalten der BEHG-Verantwortlichen und möglicher Teilnehmer an den Auktionen.

Randbedingungen für das Auktionsdesign in der Preiskorridorphase

Auf Grund der eher konservativen Hedging-Strategien im Bereich der Energiewirtschaft und der erwarteten Knappheitssituation im nEHS im Jahr 2026 ist zu erwarten, dass sich die BEHG-Verantwortlichen überwiegend am Preis der Verkaufsphase (65 EUR+X/nEZ) orientieren, wenn sie ihre Brennstoffpreise bzw. die entsprechenden Vertragsregelungen kalkulieren. Sollten sich trotz der zu erwartenden Knappheitssituation am Kohlenstoffmarkt in den Auktionen Preise unterhalb von 65 EUR/nEZ einstellen, würde dies zumindest bei den über längerfristige Verträge vermarkteten Brennstoffmengen zu Mitnahmeeffekten (*Windfall profits*) bei den BEHG-Verantwortlichen - zu Lasten der Einnahmen für den KTF - führen.

Eine zentrale Randbedingung für die Ausgestaltung eines Auktionsdesigns ist die Verfasstheit eines Sekundärmarkts im nEHS, da dieser maßgeblich für eine effiziente Preisbildung im Primärmarkt ist. Es ist allerdings nicht davon auszugehen, dass sich in der einjährigen Preiskorridorphase ein liquider Sekundärmarkt für Hedgingprodukte entwickelt, da das Banking von Zertifikaten nicht möglich ist und Zertifikate nicht für Abgabeverpflichtungen nach 2026 verwendet werden können.

Die grundsätzliche Ausgestaltung des Primärmarktes sollte unter der Prämisse eines Auktionsverfahrens mit Preiskorridor mit anschließendem Verkauf plus Nachkaufoption erfolgen: Versteigerung ab Beginn des Jahres 2026 (Phase 1), Verkaufsphase mit unlimitierter Veräußerungsmenge am Ende des Jahres 2026 (Phase 2) und begrenzte Nachkaufmöglichkeit im Jahr 2027. Die Ausgestaltung der Nachkaufmöglichkeit im Folgejahr muss ebenfalls berücksichtigen, dass die Nachkaufoption als solche auf die vorangegangene Auktionsphase und Verkaufsphase Ende 2026 zurückwirkt. So darf durch den nachgelagerten Termin wiederum nicht die Möglichkeit entstehen, dass allein aus der späteren Beschaffung Vorteile für die Käufer entstehen. Außerdem muss darauf geachtet werden, dass etwaige nachträgliche Korrekturen und Berichtigungen, die in das finale Jahr des nEHS oder in die Jahre nach der finalen Abwicklung des nEHS fallen, trotz alledem möglich sind. Dafür müssten ggf. (Ausnahme-)Regelungen geschaffen werden.

Zentrale Elemente des Auktionsdesigns in der Preiskorridorphase

Für die Umsetzung der Versteigerungen (Phase 1) sind unterschiedliche Auktionsverfahren vorstell- und auch begründbar. Allerdings sprechen sowohl konzeptionelle als auch praktische Argumente dafür, den gleichen Ansatz wie im EU-ETS 1 und 2 zu verfolgen. Sowohl im EU-ETS 1 und 2 als auch in allen anderen Emissionshandelssystemen weltweit werden Einrunden-Auktionen mit einheitlichem Clearing-Preis (*Single round Sealed bid*) angewendet. Auch die konkreten Ausgestaltungsmodalitäten (Frequenz, Volumina) sollten sich praktischerweise am

EU-ETS 1 und 2 orientieren. Dazu gehören eine möglichst hohe Frequenz der Versteigerungen und die Schaffung eines intensiven Monitorings der Auktionsprozesse, verbunden mit der Möglichkeit, gegebenenfalls Maßnahmen zur Verhinderung von Marktmachtmissbrauch (zum Beispiel durch Gebotsmengenbegrenzungen) einzuführen.

Die Umsetzung eines eigenen und letztlich solitären Versteigerungsmodells für ein Jahr im nEHS wäre ein groß angelegtes Realexperiment im Bereich der Versteigerungsverfahren mit sehr spezifischen Rahmenbedingungen des nEHS (relativ enger Preiskorridor, Nachkaufmöglichkeit, sehr spezifischer Bieterkreis etc.), in dem die Risiken überwiegen. Daher ist der gleiche Ansatz wie im EU-ETS 1 und 2 der Einführung eines alternativen Verfahrens vorzuziehen.

Ausgestaltung der Verkaufsphase

Die Ausgestaltung der Verkaufsphase (Phase 2) am Ende des Jahres 2026 ist zentral für das Verhalten der Marktteilnehmer in Bezug auf die Auktion und damit für die effiziente Preisbildung in der Auktion. Dies betrifft insbesondere Überlegungen zu einem Preisaufschlag (65 EUR + X), den Käufer für ein Zertifikat in der Verkaufsphase zahlen müssen. Bei einem Verkaufspreis von 65 EUR/nEZ am Ende des Jahres 2026 und erwarteter Knappheit im Markt ist der Anreiz bei der Versteigerung teilzunehmen gering, weil die verpflichteten Unternehmen wie bisher am Ende des Jahres die benötigten Zertifikate beschaffen können. Dabei vermeiden sie die „cost-of-carry“ für Zertifikate, falls sie diese schon früher im Jahr kaufen würden.

In § 10 Abs. 3 Satz 2 BEHG ist festgelegt, dass die Regeln für das Versteigerungsverfahren „objektiv, nachvollziehbar und diskriminierungsfrei sein und Vorkehrungen gegen die Beeinflussung der Preisbildung durch das Verhalten einzelner Bieter treffen“ müssen. Ein Preisaufschlag lässt sich auch auf Basis dieser Regel rechtfertigen. Er steigert die Bedeutung der Auktion, da er die Unternehmen ökonomisch anreizt, an der Auktion teilzunehmen. Ein Anreiz an der Versteigerung teilzunehmen, besteht nur dann, wenn signifikant niedrigere Preise als in der Verkaufsphase (Phase 2) erwartet werden. Der Preisaufschlag in Phase 2 bestimmt daher, ob die Auktion als solche attraktiv ist.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten wie der Preisaufschlag ausgestaltet werden kann. Orientiert sich der Aufschlag am allgemeinen Zinsniveau, an den kurzfristigen Kapitalkosten oder am Risikoaufschlag („hurdle rate“) in der Energiewirtschaft beträgt der Preis für die Verkaufsphase Ende des Jahres 2026 67,6 bis 71,5 EUR/nEZ. Für eine Nachkaufphase im April 2027 läge er bei 68,5 bis 73,9 EUR/nEZ. Um seine Anreizwirkung zu entfalten, sollte der Aufschlag signifikant oberhalb der „cost-of-carry“ liegen. Die Festlegung eines nicht-angreifbaren und dennoch wirksamen Preisaufschlags stellt eine Herausforderung dar.

Ein weiteres Argument für einen signifikanten Preisaufschlag in Phase 2 ergibt sich aus der EU-Klimaschutzverordnung. Da der nEHS im Zeitraum 2021-2026 nicht mit bindenden Caps ausgestaltet ist, sind Überschreitungen der vorgesehenen Emissionsmengen möglich und auch erwartbar. Die Überschreitungsmenge (sog. „Zusatzbedarf“) muss von der Bundesregierung durch Nutzung von Flexibilitätsinstrumenten nach der EU-Klimaschutzverordnung ausgeglichen werden, wodurch zusätzliche Kosten anfallen, falls Sektoren außerhalb des nEHS nicht Ziele in entsprechendem Maße übererfüllen. Der Preisaufschlag in Phase 2 kann daher auch als Refinanzierungsbeitrag zur Deckung des Zusatzbedarfs gesehen werden.

Fortführung der Festpreisphase im Jahr 2026

Auf Basis des erwarteten Verhaltens der Marktteilnehmer und der Knappheitssituation im Markt ergeben sich zentrale Anhaltspunkte dafür, wie die Preiskorridorphase des Jahres 2026 ausgestaltet werden sollte, um eine möglichst effiziente Preisbildung zu garantieren. Allerdings ist das genaue Verhalten der Teilnehmer unter den speziellen Rahmenbedingungen der Preiskorridorphase nicht gesichert vorherzusagen. Da die Phase nur ein Jahr läuft, gibt es auch

keine Zeit unterschiedliche Mechanismen zu erproben. Damit birgt ein Auktionsverfahren unter den spezifischen Rahmenbedingungen des nEHS im Jahr 2026 grundsätzlich spürbare Risiken hinsichtlich seiner Fähigkeit eine effiziente Preisbildung am Primärmarkt sicherzustellen.

Wie oben beschrieben, ist es wahrscheinlich, dass die verpflichteten Unternehmen im Sinne eines konservativen Hedgings zumindest zu großen Teilen den Preis der Verkaufsphase kalkulieren und an die Endverbrauchenden weitergeben. Dieser Preis kann – je nach Ausgestaltung - signifikant über 65 EUR/nEZ liegen.

Auf Basis der offiziellen Projektionen der Bundesregierung und den daraus abgeleiteten Erkenntnissen zu den fundamentalen Rahmenbedingungen des nEHS im Jahr 2026 ist davon auszugehen, dass sich in einem optimalen Auktionsverfahren bei freier Marktpreisbildung (ohne Korridor) Preise von deutlich über 65 EUR/nEZ ergeben würden. Bei einem Preiskorridor von 55-65 EUR/nEZ wäre somit ein Auktionspreis von 65 EUR/nEZ aus volkswirtschaftlicher Perspektive effizient und erwartbar.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob die Umsetzung eines Preiskorridors ökonomisch und administrativ sinnvoll ist, da die Implementierungskosten eines Auktionsverfahrens auf nur ein Jahr umgelegt werden müssten. Auch die verpflichteten Unternehmen müssten sich auf das neue System einstellen, um sich dann im Jahr 2027 wieder auf das System des EU-ETS 2 umzustellen. Schließlich ist auch auf die erforderliche Vorlaufzeit für die (notwendige) wettbewerbliche Vergabe der Auktionsplattform hinzuweisen. Für einen Start der nEHS-Auktionen Anfang 2026 hätten der Ausschreibungs- bzw. Vergabeprozess noch im Jahr 2024 eingeleitet werden müssen. Diese zeitliche Dimension sollte, auch mit Blick auf den deutlich geringeren Vorlaufprozess einer Verlängerung der Verkaufsplattform, bei der Bewertung des Für und Wider einer maximal einjährigen Auktionsphase mit anschließender Verkaufsphase im nEHS berücksichtigt werden.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen scheint die Fortführung der Festpreisphase für ein Jahr im Jahr 2026 aus ökonomischer, verteilungspolitischer und administrativer Perspektive sinnvoll und unbedingt prüfungswürdig. Die erwartbare Knappheit im nEHS und EU-ETS 2 sowie Modellierungsergebnisse zu erwarteten Preisen sprechen in diesem Fall für einen Festpreis am oberen Rand des Preiskorridors von 65 EUR/nEZ. Wird der Festpreis im nEHS für das Jahr 2026 fortgeführt, muss berücksichtigt werden, dass dies auch Ausstrahlungswirkungen auf andere gesetzliche Regelungen (CO₂KostAufG, BECV) und wiederum deren Verteilungswirkungen hat.

6 Quellenverzeichnis

Abrell, J.; Bilici, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Kattelman, F.; Kittel, L.; Kosch, M.; Luderer, G.; Marmullaku, D.; Pahle, M.; Pietzcker, R.; Rodrigues, R.; Siegle, J. (2024): Optimal allocation of the EU carbon budget: A multi-model assessment. *Energy Strategy Reviews* (Hg.). Online verfügbar unter https://publications.pik-potsdam.de/rest/items/item_29166_2/component/file_29167/content, zuletzt geprüft am 07.05.2025. DOI: 10.1016/j.esr.2023.101271.

BAFA - Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Amtliche Mineralölstatistik für die Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 2021 bis 2023. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Mineraloelstatistik/mineraloel_node.html, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

BECV: Deutscher Bundestag. Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung - BECV), BECV 2021. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/becv/BECV.pdf>, zuletzt geprüft am 22.07.2025.

BEHG: Deutscher Bundestag. Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG), BEHG. In: *Bundesgesetzblatt* 2019 (Teil I Nr. 50). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/index.html>.

BEHV (2023): Verordnung zur Durchführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (Brennstoffemissionshandlungsverordnung - BEHV), BEHV. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/behv/BJNR302600020.html>, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

Benz, E.; Löschel, A.; Sturm, B. (2008): Auctioning of CO₂ Emission Allowances in Phase 3 of the EU Emissions Trading Scheme (ZEW Discussion Paper, 08-081). Online verfügbar unter <https://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp08081.pdf>, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

BNetzA - Bundesnetzagentur: SLP-Gasverbrauch monatlich 2018-2021. Bundesnetzagentur (Hg.). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/_downloads/SLP_Gasverbrauch_monatli_2018_bis_2021.xlsx?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 18.04.2024.

Burtraw, D.; Goeree, J. K.; Holt, C. A.; Palmer, K.; Shobe, W. (2007): Auction Design for Selling CO₂ Emission Allowances Under the Regional Greenhouse Gas Initiative, Phase 1 Research Report (Draft). Online verfügbar unter https://www.rggi.org/sites/default/files/Uploads/Design-Archive/Auction-Design/Draft_Phase-I_Auction_Design_Study_Report.pdf, zuletzt geprüft am 05.06.2025.

CO₂KostAufG: Bundesregierung. Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz vom 5. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2154), CO₂KostAufG. In: *www.gesetze-im-internet.de* 2022. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/co2kostaufg/CO2KostAufG.pdf>, zuletzt geprüft am 22.07.2025.

Cong, R.-G.; Wei, Y.-M. (2010): Auction design for the allocation of carbon emission allowances: uniform or discriminatory price? (Munich Personal RePEc Archive Paper, 112210). Online verfügbar unter https://mpra.ub.uni-muenchen.de/112210/1/MPRA_paper_112210.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2024a): Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen, Periodischer Bericht: Jahresbericht 2023. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2023/2023_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2024b): Emissionssituation 2021 und 2022 im nationalen Emissionshandel (nEHS), Erster Auswertungsbericht. Berlin. Online verfügbar unter

https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/emissionssituation-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2024c): Emissionssituation im Europäischen Emissionshandel 2023, Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2024d): Nationaler Emissionshandel: Emissionen 2023 trotz Einbeziehung zusätzlicher Brennstoffe um 2 Prozent gesunken. Berlin. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/meldung-emissions-abgabesituation-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 05.05.2025.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2024e): Nationales Emissionshandelssystem (nEHS) - Verkauf nationaler Emissionszertifikate, Bericht zum vierten Quartal und Gesamtjahr 2023. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/verkaufsberichte-nehs/2023/2023-Q4-verkaufsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2025a): Auktionierung (EU-ETS 1): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen, Erstes Quartal 2025. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2025/2025_Bericht_Q1.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 21.07.2025.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2025b): Auktionierung (EU-ETS): Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen, Jahresbericht 2024. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2024/2024_Jahresbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 21.07.2025.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2025c): Emissionssituation 2023 im nationalen Emissionshandel (nEHS). Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/emissionssituation-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 18.07.2025.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2025d): Nationalen Emissionshandel verstehen, Wie hoch fällt der CO₂-Preis aus?. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/DE/Themen/nEHS/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html#doc284546bodyText7, zuletzt geprüft am 21.07.2025.

DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (Hg.) (2025e): Nationales Emissionshandelssystem (nEHS) – Verkauf nationaler Emissionszertifikate, Bericht zum vierten Quartal und Gesamtjahr 2024. Online verfügbar unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/verkaufsberichte-nehs/2024/2024-Q4-verkaufsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

Dimitrova, M. (2024): What is the EU ETS 2 Price Forecast for 2030? homaio (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.homaio.com/post/what-is-the-eu-ets-2-price-forecast-for-2030#:~:text=A%20base%20forecast%20predicts%20a,2027%3A%20%E2%82%AC68>, zuletzt aktualisiert am 29.07.2024, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

EEX (2024): Häufig gestellte Fragen zum nEHS (nEHS-FAQ). Leipzig. Online verfügbar unter https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/nEHS_FAQ/20250227_nEHS_FAQ_DE.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2025.

EMMI (2024): Euribor Zinssatz 12 Monate. Stand Mitte Mai 2024. EMMI (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.euribor-rates.eu/en/>, zuletzt aktualisiert am 07.05.2025, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

EU-ETS-Auktionsverordnung: Europäische Kommission. Delegierte Verordnung (EU) 2023/2830 der Kommission vom 17. Oktober 2023 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung von Vorschriften über den zeitlichen und administrativen Ablauf sowie andere Aspekte der Versteigerung von Treibhausgasemissionszertifikaten, EU-ETS-Auktionsverordnung, Fassung vom 17.10.2023. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ%3AL_202302830, zuletzt geprüft am 22.07.2025.

Europe Economics (2018): Cost of capital update for electricity generation storage and demand side response technologies. Online verfügbar unter https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/910814/Cost_of_Capital_Update_for_Electricity_Generation_Storage_and_Demand_Side_Response_Technologies.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

EWK - Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring (Hg.) (2024): Monitoringbericht 2024. Unter Mitarbeit von Löschel, A.; Grimm, V.; Matthes, F.; Weidlich, A.; Ohlig, J. et al. Berlin, Bochum, Freiburg, Nürnberg. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-expertenkommission-zum-energiewende-monitoring.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 13.09.2024.

Fiedler, S.; Peiseler, F.; Maier, M.; Cludius, J.; Graichen, J.; Schumacher, K.; Healy, S. (2024): CO₂-Preis in Deutschland - Umsetzung des ETS II und des Klima-Sozialfonds in Deutschland. Studie für Klima-Allianz Deutschland (Studie, 2/2024). Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft; Öko-Institut. Online verfügbar unter https://www.germanwatch.org/sites/default/files/202402_ets2_klimasozialfonds.pdf, zuletzt geprüft am 13.09.2024.

Gerbert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A.; Kemmler, A.; Wunsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland. Bundesverband der deutschen Industrie. The Boston Consulting Group und Prognos (Hg.). Berlin, Basel, Hamburg, München. Online verfügbar unter https://www.prognos.com/sites/default/files/2021-01/20180118_bdi_studie_klimapfade_fuer_deutschland_01.pdf, zuletzt geprüft am 12.08.2025.

Graichen, J.; Ludig, S. (2024): Supply and demand in the ETS 2, Assessment of the new EU ETS for road transport, buildings and other sectors (Climate Change, 09/2024). Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/supply-demand-in-the-ets-2>, zuletzt geprüft am 22.07.2024.

Günther, C.; Pahle, M.; Govorukha, K.; Osorio, S.; Fotiou, T. (2025): Carbon prices on the rise? Shedding light on the emerging second EU Emissions Trading System (EU ETS 2). Climate Policy (Hg.). DOI: 10.2139/ssrn.4808605.

Haites, E.; Hornung, R. (1999): Analysis of Options for Distributing Allowances by Auction (National Round Table on the Environment and the Economy). Online verfügbar unter https://publications.gc.ca/collections/collection_2013/trnee-nrtee/En133-5-4-1999-eng.pdf, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

Harthan, R. O.; Förster, H.; Borkowski, K.; Braungardt, S.; Bürger, V.; Cook, V.; Emele, L.; Görz, W. K.; Hennenberg, K.; Jansen, L. L.; Jörß, W.; Kasten, P.; Loreck, C.; Ludig, S.; Matthes, F. C.; Mendelevitch, R.; Moosmann, L.; Nissen, C.; Repenning, J.(...)/Vos, C. (2024): Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau. DOI: 10.60810/openumwelt-7510.

Hepburn, C.; Grubb, M.; Neuhoff, K.; Matthes, F. C.; Tse, M. (2006): Auctioning of EU ETS Phase II Allowances: how and why? (Climate Policy, 6(1)). DOI: 10.3763/cpol.2006.0608.

Investing.com (2024a): Brent Öl Futures - Historische Daten. Investing.com (Hg.). Online verfügbar unter <https://de.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>, zuletzt geprüft am 01.06.2024.

Investing.com (2024b): Dutch TTF Natural Gas Futures – Historische Daten. Investing.com (Hg.). Online verfügbar unter <https://de.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-c1-futures-historical-data>, zuletzt geprüft am 01.06.2024.

Kalkuhl, M.; Kellner, M.; Bergmann, T.; Rütten, K. (2023): CO₂-Bepreisung zur Erreichung der Klimaneutralität im Verkehrs- und Gebäudesektor: Investitionsanreize und Verteilungswirkungen. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change. Berlin. Online verfügbar unter https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/C18_MCC_Publications/2023_MCC_CO2-Bepreisung_Klimaneutralit%C3%A4t_Verkehr_Geb%C3%A4ude.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2023.

Lopomo, G.; Marx, L. M.; Mcadams, D.; Murray, B. (2011): Carbon Allowance Auction Design, An Assessment of Options for the United States Auction Formats in Practice 5 (1), S. 25–43. DOI: 10.1093/reep/req024.

Neuhoff, K.; Matthes, F. C.; Betz, R.; Dröge, S.; Johnston, A.; Kudelko, M.; Löschel, A.; Monjon, S.; Mohr, L.; Sato, M.; Suwala, W. (2008): The Role of Auctions for Emissions Trading. Climate Strategies. Online verfügbar unter <https://climatestrategies.org/wp-content/uploads/2014/11/role-of-auctions-09-oct-08final.pdf>.

NZ Ministry for the Environment (2019): Reforming the New Zealand Emissions Trading Scheme: Rules for auctioning: Technical consultation document. Wellington: Ministry for the Environment. Online verfügbar unter <https://environment.govt.nz/assets/Publications/Files/reform-of-the-nzets-rules-for-auctioning-technical-consultation.pdf>, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

Pahle, M.; Günther, C.; Feindt, S.; Edenhofer, O. (2025): Wie weiter mit dem ETS2?, Vorschläge und Erwägungen zur Stärkung der Glaubwürdigkeit. Konrad Adenauer Stiftung (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.kas.de/documents/d/guest/wie-weiter-mit-dem-ets2>, zuletzt geprüft am 05.06.2025.

Rickels, W.; Rischer, C.; Schenuit, F.; Peterson, S. (2023): Mögliche Effizienzgewinne durch die Einführung eines länderübergreifenden Emissionshandels für den Gebäude- und Straßenverkehrssektor in der Europäischen Union. In: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* Band 25 (1), S. 70–80. DOI: 10.1515/pwp-2023-0022.

Simon, F. (2024): EU ETS2 prices seen hitting €200 mark by 2030 -analysts. Carbon Pulse (Hg.). Online verfügbar unter <https://carbon-pulse.com/271109/>, zuletzt aktualisiert am 07.05.2025, zuletzt geprüft am 07.05.2025.

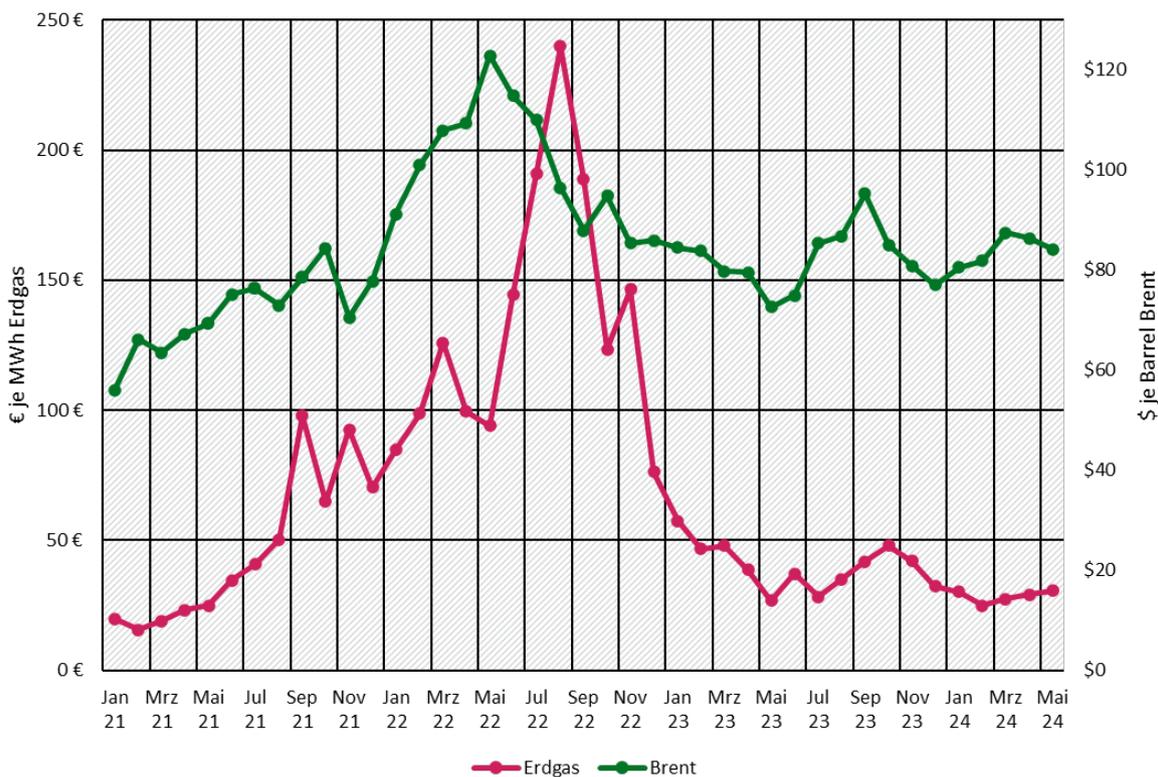
TEHG: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, TEHG, Fassung vom 27.02.2025. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/tehg_2025/index.html, zuletzt geprüft am 22.07.2025.

UBA - Umweltbundesamt (2024): Datenanhang mit Kernindikatoren zum Projektionsbericht 2024. Umweltbundesamt (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenanhang-kernindikatoren-projektionsbericht-2024>, zuletzt aktualisiert am 29.07.2024, zuletzt geprüft am 29.07.2024.

A Anhang

Damit die Einführung des EU-ETS 2 um ein Jahr verschoben wird, muss sich der TTF-Gaspreisfuture im Zeitraum 01.01.2026 bis 30.06.2026 auf einem höheren Niveau als der Durchschnittspreis in den Monaten Februar und März 2022 bewegen. Der mit den Mengen gewichtete Durchschnittspreis betrug in den beiden Monaten etwa 105 EUR je MWh Erdgas. Im Mai 2024 liegt der TTF-Future bei etwa 30 EUR je MWh Erdgas. Damit der Ölpreis die Einführung des EU-ETS 2 verschiebt, müsste der Rohölpreis der Sorte Brent im ersten Halbjahr 2026 mehr als das Doppelte des Durchschnittspreises der Jahre 2021-2025 betragen (Artikel 30k Emissionshandelsrichtlinie). Der Durchschnittspreis zwischen Januar 2021 und Mai 2024 beträgt knapp 85 \$ je Barrel ohne stark ansteigenden Trend. Eine Verschiebung des Starts des EU-ETS 2 erscheint somit gegeben der aktuellen Energiepreise nicht wahrscheinlich. Abbildung 11 zeigt die Verläufe des Gas- bzw. Ölpreises zwischen Januar 2021 und Mai 2024.

Abbildung 11 Monatliche durchschnittliche Gas- und Ölpreise 2021 - Mai 2024



Quelle: Investing.com (2024a; 2024b)