

Energie, Klima, Umwelt | Klima

Vom nationalen Brennstoffemissionshandel zum ETS 2

Leitfaden
Stand: Dezember 2025

Die bayerische Wirtschaft

vbw

bayme
vbm



Hinweis

Diese Publikation darf nur von den Mitgliedern des bayme – Bayerischer Unternehmensverband Metall und Elektro e. V., des vbm – Verband der Bayerischen Metall- und Elektroindustrie e. V. und der vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V. zum internen Gebrauch genutzt werden. Eine darüber hinausgehende Nutzung – insbesondere die Weitergabe an Nichtmitglieder oder das Einstellen im öffentlichen Bereich der Homepage – stellt einen Verstoß gegen urheberrechtliche Vorschriften dar.



Vorwort

Inverkehrbringer von Brennstoffen stehen vor neuen Herausforderungen

Auf europäischer Ebene startet ein neues Brennstoffemissionshandelssystem (ETS 2). Berichts- und handelspflichtig werden die Inverkehrbringer von Heiz- und Kraftstoffen, die im Straßenverkehr, in Gebäuden und weiteren Sektoren zum Einsatz kommen. Das ETS 2 wird bis auf Weiteres neben dem ETS 1 bestehen, das für die energieintensive Industrie, den Stromsektor und den innereuropäischen Luftverkehr gilt.

Brennstofflieferanten müssen im Rahmen des ETS 2 bereits seit 2025 über die Emissionen der im Vorjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen berichten. Voraussichtlich ab 2028 - und damit ein Jahr später als zunächst geplant - müssen sie Zertifikate ersteigern und diese für jede im Vorjahr ausgestoßene Tonne CO₂ abgeben. Das nationale Brennstoffemissionshandelssystem (nEHS) in Deutschland soll fortbestehen und ab Inkrafttreten des ETS 2 weitestgehend darin aufgehen. Inverkehrbringer von Brennstoffen müssen sich bis dahin auf die doppelte Erfassung - nicht aber Bepreisung - von Emissionen einstellen.

Ziel des Leitfadens ist es, einen Überblick über Anwendungsbereich, Funktionsweise und Anforderungen nach ETS 2 und nEHS zu geben. Dabei wird auch aufgezeigt, wie der nEHS in das europäische System überführt werden soll und was für Aktivitäten und Sektoren gilt, die vom nEHS erfasst werden, bisher aber nicht vom ETS 2.

Bertram Brossardt
11. Dezember 2025



Inhalt

1	Jüngste Entwicklungen im Emissionshandel auf EU-Ebene	1
2	Ziel und Anwendungsbereich von ETS 2 und nEHS	2
2.1	Erfasste Brennstoffe und handelspflichtige Akteure	4
2.2	Emissionsobergrenze (Cap)	5
2.3	Steigerung der Einnahmen durch Opt-In zusätzlicher Sektoren	8
2.4	Anwendungsbereich des nEHS ab 2027	11
3	Preisbildung, Prognosen und Nutzung der Einnahmen im ETS 2	13
3.1	Preisbildung und -Gestaltung	13
3.2	Preisprognosen für den ETS 2	14
3.3	Preisstabilisierende Maßnahmen	16
3.4	Verwendung der Einnahmen	17
4	Pflichten der Inverkehrbringer im ETS 2 und nEHS	19
4.1	Rechtlicher Kontext	20
4.2	Emissionsgenehmigung und Überwachungsplan	22
4.3	Berichterstattung und Ermittlung der Emissionen im ETS 2	24
4.3.1	Ermittlung der Brennstoffemissionen	26
4.3.2	Vermeidung von Doppelerfassungen und fälschlichen Erfassungen	31
4.4	Kauf und Abgabe der Zertifikate	33
4.4.1	Indirekt betroffene Unternehmen	33
4.4.2	Kontoeröffnung	34
4.5	Sanktionen	35
5	Fazit	36
	Abbildungsverzeichnis	37

1 Jüngste Entwicklungen im Emissionshandel auf EU-Ebene

Verschiebung des Starttermins des ETS 2 um ein Jahr auf 2028

Die EU-Umweltminister haben sich am 06. November 2025 auf ein gemeinsames Klimaziel für 2040 geeinigt, das eine Reduktion der Netto-Treibhausgasemissionen um 90 Prozent gegenüber 1990 vorsieht. Bis zu fünf Prozent der Minderung dürfen über den Kauf von internationalen Kompensationszertifikaten erzielt werden. Als Zwischenziel wurde vereinbart, die Emissionen bis 2035 um 66,25 bis 72,5 Prozent zu reduzieren.

Im Zuge der Verhandlungen wurde zugleich entschieden, den Start des neuen Emissionshandelssystems für Gebäude und Verkehr (ETS 2) um ein Jahr auf 2028 – also anstelle von 2027 – zu verschieben, um mehr Vorbereitungszeit einzuräumen. Die Verschiebung des ETS 2 soll nicht durch eine Änderung der Emissionshandelsrichtlinie erfolgen, sondern indem sich Rat und Kommission auf Artikel 30k der bestehenden Richtlinie stützen, der eine einjährige Verzögerung bei außergewöhnlich hohen Energiepreisen vorsieht. Dieses Verfahren soll in die Verordnung zur Anpassung des EU-Klimaziels 2040 integriert werden, so dass der spätere Start über die Rechtsfolge des Artikels ausgelöst wird, ohne den Richtlinien text erneut zu öffnen.

Da die Verschiebung zwar angekündigt, aber eine rechtliche Anpassung bisher nicht vorgenommen wurde, wird in diesem Leitfaden von einem Start des ETS 2 im Jahr 2028 ausgegangen, dieses neue Startjahr aber durchgehend mit einem Sternchen versehen. Daran soll erkennbar werden, dass die rechtliche Anpassung zur Umsetzung der Verschiebung noch aussteht, dies im Jahresverlauf 2026 jedoch mit allergrößter Wahrscheinlichkeit geschehen wird.

2 Ziel und Anwendungsbereich von ETS 2 und nEHS

Zwei Systeme zur Emissionsminderung der Sektoren Gebäude und Verkehr

Bisher fungierten der ETS 1 und die sog. Lastenteilung als zentrale Instrumente, die die Erreichung der Klimaziele der EU sicherstellen sollten. 2028* startet auf europäischer Ebene ein neues Handelssystem, das den europäischen Emissionshandel (ETS 1) ergänzen soll. Das sog. ETS 2 soll die Emissionen aus Brennstoffen regulieren, die im Straßenverkehr, dem Gebäudebereich, der Energiewirtschaft, dem verarbeitenden Gewerbe und dem Bau-sektor zum Einsatz kommen und nicht unter den ETS 1 fallen.

Allerdings werden in Deutschland die Emissionen dieser Sektoren bereits im Rahmen des nationalen Brennstoffemissionshandelssystems (nEHS) bepreist. Der nEHS soll daher ab 2028* in großen Teilen im ETS 2 aufgehen.

ETS 1

Der ETS 1 reguliert die Emissionen der energieintensiven Industrie und des Stromsektors, deren Anlagen eine Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW aufweisen, sowie die Emissionen des innereuropäischen Luftverkehrs. Zudem wird seit 2024 schrittweise der Seeverkehr integriert. Für diese Sektoren ist eine EU-weite Emissionsobergrenze festgesetzt, die kontinuierlich verringert wird (siehe 2.2). Die ETS 1-Emissionen sollen bis 2030 um 62 Prozent gegenüber 2005 sinken.

Lastenteilung

Die Lastenteilung erfasst alle Emissionen, die nicht durch den ETS 1 abgedeckt sind. Hierzu zählen die Emissionen des Verkehrs, der Gebäude, der Landwirtschaft und kleinerer Industrie- und Energieanlagen deren Feuerungswärmeleistung unter 20 MW liegt. Mit der Lastenteilungsverordnung (Effort Sharing Regulation – ESR) werden für jeden Mitgliedsstaat ein nationales Minderungsziel sowie jährliche Emissionsbudgets festgesetzt, die nach BIP pro Kopf variieren. Insgesamt sollen die Emissionen unter der Lastenteilung bis 2030 um 40 Prozent gegenüber 2005 sinken. Deutschland hat gemäß dem Anhang der ESR bis 2030 eine Minderungsverpflichtung von 50 Prozent im Vergleich zu 2005. Dies entspricht einer Reduzierung um rund 242,35 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten (CO₂e). Die Emissionsbudgets für 2040 werden Anfang 2026 fixiert werden.

ETS 2

Das ETS 2 soll als ergänzendes Instrument die Mitgliedsstaaten dabei unterstützen, ihre nationalen Ziele unter der Lastenteilung zu erfüllen. Das System tritt im Jahr 2028* vollständig in Kraft, wobei Berichts- und Überwachungspflichten für die betroffenen Inverkehrbringer bereits seit 2025 gelten. Ab 2028* müssen zudem Emissionszertifikate erworben werden. Der ETS 2 soll sicherstellen, dass in den Sektoren Gebäude und Straßenverkehr auf EU-Ebene bis 2030 eine Emissionsminderung um 43 Prozent gegenüber 2005

erreicht wird. In den weiteren Sektoren (Energiewirtschaft, verarbeitendes Gewerbe und Bausektor außerhalb des ETS 1) soll eine Emissionsminderung um 42 Prozent gegenüber 2005 erzielt werden (siehe Abbildung 1). Rechtsgrundlage ist die nationale Umsetzung (TEHG) des europäischen Systems EU EHS.

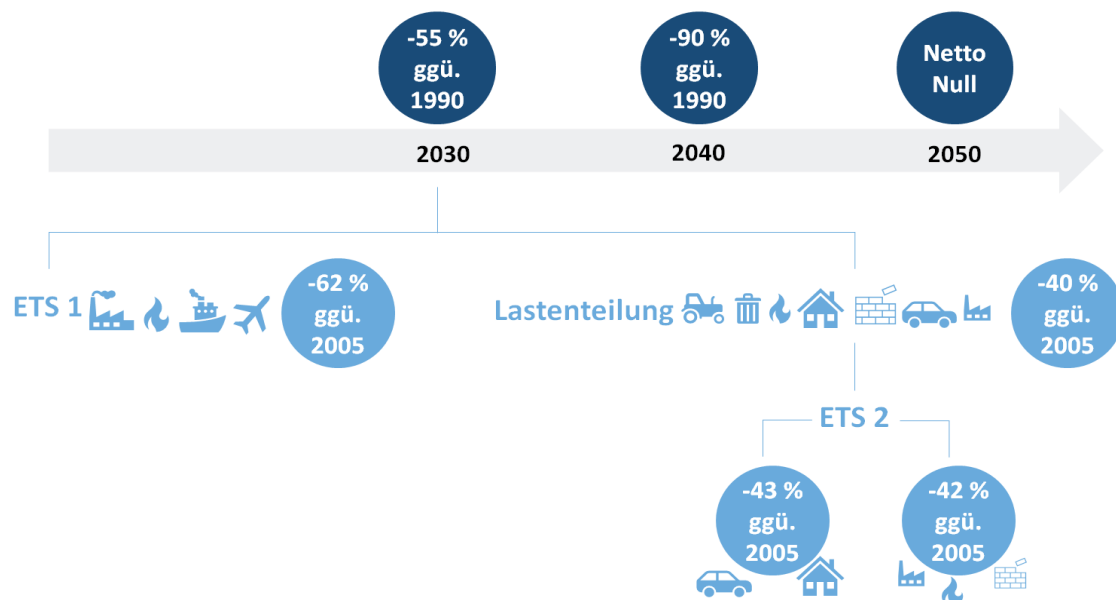
Der ETS 2 soll in jedem Fall bis 2030 als separates System neben dem ETS 1 bestehen. Bis 31. Oktober 2031 wird die EU-Kommission prüfen, ob der ETS 2 in den ETS 1 integriert werden soll.

Nationaler Brennstoffemissionshandel (nEHS)

In Deutschland existiert bereits seit 2021 das nationale Brennstoffemissionshandelssystem (nEHS). Es adressiert die Emissionen aus den Sektoren Gebäude und Verkehr, die nicht vom ETS 1 erfasst werden. Rechtsgrundlage ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), das 2019 verabschiedet und seitdem mehrfach angepasst wurde. Das nEHS ist als Instrument zur Umsetzung des Bundes-Klimaschutzgesetzes konzipiert, das für die Jahre 2030, 2040 und 2045 verbindliche nationale Reduktionsziele vorsieht. Konkret soll der Ausstoß von Treibhausgasen bis 2030 gegenüber dem Basisjahr 1990 um mindestens 65 Prozent und bis 2040 um 88 Prozent reduziert werden. Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland klimaneutral sein.

Abbildung 1

ETS 2 im Kontext der EU-Klimaziele



Quelle: Eigene Darstellung

2.1 Erfasste Brennstoffe und handelspflichtige Akteure

Im ETS 2 werden lediglich die CO₂-Emissionen reguliert, die bei der Verbrennung der Brennstoffe entstehen. Weitere Kyoto-Gase werden nicht berücksichtigt. Für jede Tonne emittiertes CO₂ ist ein Zertifikat (ETS 2-Allowance) zu erwerben und abzugeben.

Hinweis

Auch im nationalen Brennstoffemissionshandel sind die Inverkehrbringer verpflichtet, für jede emittierte Tonne CO₂ ein Zertifikat (nationales Emissionszertifikat – nEZ) abzugeben.

Grundsätzlich ist ein Akteur im Rahmen des ETS 2 emissionshandelspflichtig, wenn die Emissionen der in Verkehr gebrachten Brennstoffe in einem Kalenderjahr eine Tonne CO₂ übersteigen.

Hinweis

Die Akteure im nEHS sind ebenfalls erst zur Teilnahme verpflichtet, sobald die Emissionen der in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen in einem Kalenderjahr eine Tonne CO₂ übersteigen.

Handelspflichtig sind in der Regel die Inverkehrbringer, also Unternehmen, die fossile Brenn- und Kraftstoffe in den steuerrechtlich freien Verkehr bringen. Dabei kann es sich bspw. um Mineralölunternehmen, Großhändler oder Lieferanten von Erdgas handeln. In der EU-Emissionshandelsrichtlinie (siehe 4.1 und Tabelle 2) werden die Inverkehrbringer als *beaufsichtigte Unternehmen* bezeichnet.

Im ETS 2 werden insbesondere folgende Brennstoffe erfasst:

- flüssige Brennstoffe wie Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin,
- gasförmige Brennstoffe wie Erdgas und Flüssiggas,
- Kohle (sofern energiesteuerfrei und als Kraft- oder Heizstoff zur Stromerzeugung oder als Heizstoff für Prozesse, die nicht innerhalb von Anlagen des ETS 1 erfasst sind),
- sonstige energiesteuerpflichtige Energieerzeugnisse wie bspw. Petrolkoks.

Hinweis

Ein Blick in die Anlagen des nationalen Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) sowie des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) zeigt, dass für die meisten fossilen Standardbrennstoffe (z.B. Diesel, Benzin, Erdgas) in beiden Systemen eine auf den Nummern

der Kombinierten Nomenklatur¹ (KN-Nummern) basierte Erfassung vorgesehen und der Anwendungsbereich identisch ist.

Darüber hinaus gibt es jedoch drei Ausnahmen. So fallen die nachfolgend genannten Brennstoffe ausschließlich in den Anwendungsbereich des nEHS. Im ETS 2 werden diese Brennstoffe nicht berücksichtigt:

- Abfall, der als Brennstoff in Anlagen zur Verbrennung von Siedlungsabfällen mit einer Feuerungswärmeleistung größer 20 MW eingesetzt wird (berichtspflichtig, jedoch ohne Zertifikate-Abgabepflicht)
- Biomasse, die die RED-Nachhaltigkeitskriterien nicht erfüllt
- Energiesteuerfreie Kohle, die als Brennstoff oder Heizmaterial genutzt wird

2.2 Emissionsobergrenze (Cap)

Wie der ETS 1 wird der ETS 2 als Cap and Trade-System aufgesetzt. Dies bedeutet, dass eine europaweite Obergrenze (sog. Cap) an CO₂-Emissionen festgesetzt wird. Das Cap bestimmt, wie viele Tonnen CO₂ unter dem System maximal ausgestoßen werden dürfen. Für jede Tonne CO₂, die unter das Cap fällt, wird ein Zertifikat unter dem ETS 2 versteigert. In Folge entspricht das Cap der verfügbaren Zertifikatsmenge im ETS 2. Jedes Zertifikat steht in Folge für das Recht, eine Tonne CO₂ in die Atmosphäre zu emittieren.

Laut einer Analyse von Agora Energiewende ist Deutschland für knapp ein Viertel der europäischen ETS 2-Emissionen verantwortlich². Basierend auf dieser Studie und den Daten aus dem nEHS ist davon auszugehen, dass die voraussichtliche Emissionsmenge Deutschlands beim Start des ETS 2 im Bereich von rund 200 bis 300 Millionen ETS 2-Zertifikaten pro Jahr liegt.

Um sicherzustellen, dass die Emissionen im ETS 2 wie angestrebt sinken (siehe Kapitel 2), wird das Cap jährlich reduziert. Bei der jährlichen Kürzung des Caps findet ein *linearer Kürzungsfaktor* (LRF) Anwendung (siehe Abbildung 2).

Die EU kann den Faktor oder das Cap nachträglich anpassen, wenn sich die tatsächlichen Emissionen oder andere Rahmenbedingungen anders entwickeln als erwartet. Die Festlegung des LRF sowie des Caps ist eng verknüpft mit den europäischen Klimaschutzzielen. Mit den aktuell beschlossenen Reduktionsmengen werden die europäischen Klimaziele laut EU-Kommission erreichbar sein. Die Europäische Umweltagentur beziffert in Ihrem *Trends and projections Report 2024* den gesamteuropäischen Emissionsrückgang zwischen 1990 und 2023 auf rund 37 Prozent³. Wäre dem perspektivisch nicht mehr der Fall, da

¹ Die KN-Nummern sind unionsweit einheitliche Zolltarifnummern, die Waren systematisch zur Erhebung von Zöllen und für statistische Zwecke klassifizieren.

² https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-26_DE_BEH_ETS_II/A-EW_311_BEH_ETS_II_WEB.pdf

³ <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/publications/trends-and-projections-in-europe-2024>

bspw. die ausgestoßenen Emissionen deutlich über den erwarteten Emissionen liegen, käme es zu einer Verschärfung des Caps in dem der LRF angepasst werden würde.

Hinweis

Gemäß Artikel 30c der EU-Emissionshandelsrichtlinie wird die unionsweite Zertifikatsmenge (= Cap = 1.223 Megatonnen CO₂) im ETS 2 ab dem Jahr 2024 linear um 5,10 Prozent jährlich gesenkt⁴. Diese Regelung gilt zunächst für die Emissionen der Jahre 2025 bis 2028* und basiert auf den durchschnittlichen Referenzemissionen der Jahre 2016 bis 2018.

Bei der Festlegung des Caps kam das Energiesystem- und Emissionsmodell PRIMES (Price-Induced Market Equilibrium System) zum Einsatz, mit dem der Emissionspfad berechnet wurde, der zur Erfüllung des 2030-Klimaziels erforderlich ist. Die festgelegte Ausgangsmenge von 1.223 Mt CO₂ stellt somit einen modellierten Zielwert dar, der sich mit dem EU-Klimaziel deckt.

Der Referenzzeitraum wurde gewählt, weil er aktuelle, vollständige und verlässliche Emissionsdaten aus der ESR umfasst und keine Verzerrungen durch außergewöhnliche Ereignisse wie die Coronapandemie aufweist.

Ab 2028* erfolgt die Festlegung eines neuen linearen Kürzungsfaktors auf Grundlage der für 2024 bis 2026 berichteten tatsächlichen Emissionen.

Überschreiten diese Emissionen den Zielwert des Jahres 2025 um mehr als zwei Prozent, kann ein höherer Kürzungsfaktor festgelegt werden. Nach aktuellem Stand ist ein linearer Kürzungsfaktor von 5,38 Prozent ab 2028* vorgesehen.

Als Referenzjahr für die künftige lineare Minderung gilt das Jahr 2025.

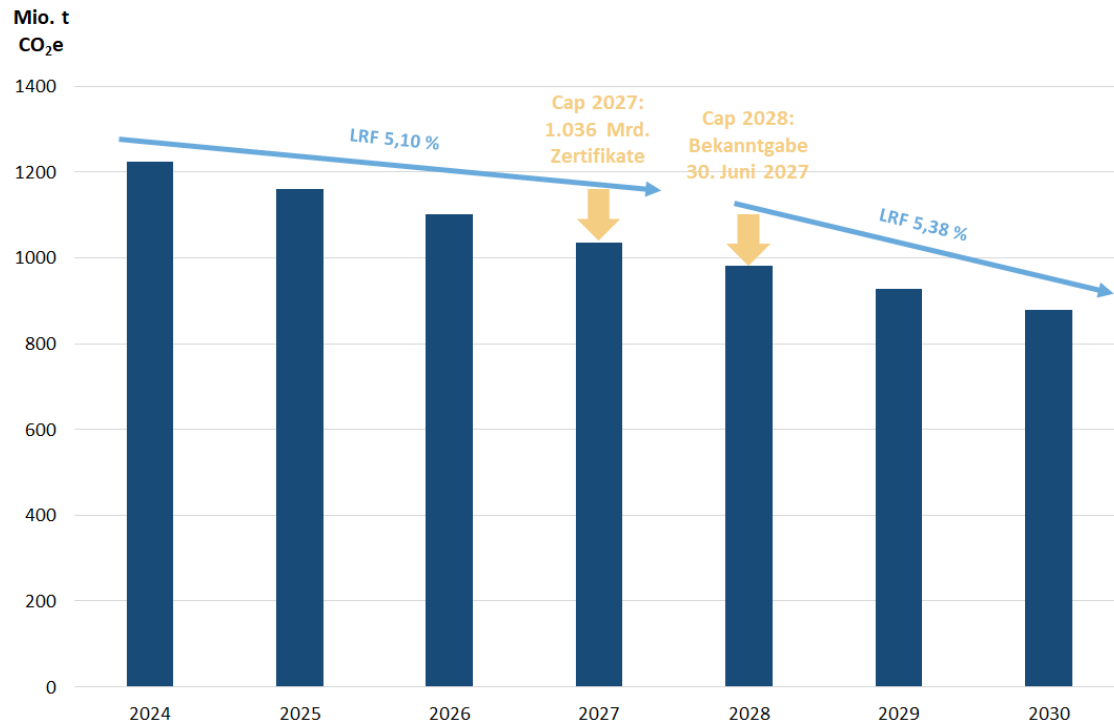
Das Cap für das Jahr 2028 wird bis zum 30. Juni 2027 veröffentlicht. Das Cap für 2028 basiert auf den durchschnittlichen CO₂-Emissionen der ETS 2-Sektoren in den Jahren 2024 bis 2026. Das Cap für das Jahr 2027 wurde am 03. Dezember 2024 bekanntgegeben. Es beträgt 1.036.288.784 Zertifikate⁵. (siehe Abbildung 2).

Das erste Cap wurde frühzeitig veröffentlicht, damit sich die Marktteilnehmer auf die erste Handelsphase vorbereiten können. In den darauffolgenden Handelsjahren wird das Cap jährlich veröffentlicht.

⁴ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L_.2023.130.01.0134.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A130%3AFULL

⁵ https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/emissions-trading-system-buildings-road-transport-and-small-industry-ets2-cap-adopted-2027-2024-12-03_en?utm

Abbildung 2
Zeitverlauf des LRF im ETS 2



Quelle: Eigene Darstellung

Hinweis

Im nEHS setzt sich das Cap grundsätzlich aus der Basis- und Erhöhungsmenge zusammen. Die Basismenge leitet sich aus den deutschen Minderungsverpflichtungen aus der EU-Klimaschutzverordnung ab und umfasst alle CO₂-Emissionen außerhalb des ETS 1. Da dies die Emissionen sind, die unter den nEHS fallen, entspricht dies der Höhe des Caps (Basismenge) im nEHS. Die zusätzliche Erhöhungsmenge ergibt sich aus den Brennstoffemissionen, für die sowohl im ETS 1 und im nEHS I eine Abgabe von Zertifikaten erfolgt. Eine Doppelbilanzierung tritt beispielsweise dann ein, wenn nEHS-pflichtige Brennstoffe an eine ETS 1-Anlage geliefert werden. Die Anlage erhält eine Rechnung für ihre Brennstoffe, in der der CO₂-Preis bereits inkludiert ist. Gleichzeitig muss sie aufgrund ihrer Tätigkeit ebenfalls Zertifikate im ETS 1 abgeben. Diese doppelt bilanzierten Emissionen werden dem ETS 1 zugerechnet und nicht dem deutschen Emissionsbudget, weshalb das nEHS-Cap um diese Menge erweitert wird. Die Erweiterungsmenge wird jährlich vom Umweltbundesamt im Bundesanzeiger veröffentlicht und beträgt im Jahr 2025 350.000 Tonnen CO₂.

Da der Zertifikatspreis im nEHS bis einschließlich 2026 gesetzlich festgelegt (siehe 3.1) ist, hat die Höhe des Caps derzeit keine praktische Relevanz für die Preisbildung. Ab 2027

beginnt die Versteigerungsphase, in der die Zertifikate erstmals marktbezogen vergeben werden. Mit dem Wegfall der festen Preisstufen sowie des Preiskorridors wird der Preis durch Angebot und Nachfrage bestimmt, sodass das Cap künftig unmittelbar Einfluss auf die Preisbildung im nEHS hat. Im Zuge der geplanten Verschiebung des ETS 2 auf 2028* ist jedoch geplant, den Preis der Zertifikate im nEHS an das Preisniveau des ETS 1 zu koppeln. Dieser lag 2024 im Durchschnitt bei 65 Euro. Aktuell pendelt er um die 80 Euro (November 2025).

Hinweis

Weiterführende Informationen zum nEHS können dem vbw Leitfaden *Brennstoffemissionshandel – Status Quo und Basiswissen* entnommen werden. Dieser ist auf der Webseite der vbw⁶ zu finden.

2.3 Steigerung der Einnahmen durch Opt-In zusätzlicher Sektoren

Die Mitgliedstaaten haben die Möglichkeit, ab 2027 weitere Sektoren in den ETS 2 einzu beziehen. Diese einseitige, nationale Ausweitung ist insbesondere für den Schienenverkehr oder die private Luftfahrt gedacht und für Mitgliedsstaaten geeignet, in denen keine ergänzenden nationalen Regelungen existieren oder bestehende Regelungen – wie im Falle von Deutschland – über die des ETS 2 hinausgehen. Ein solches Opt-In erfordert die Genehmigung der EU-Kommission und gilt erst für das darauffolgende Jahr, in dem die Genehmigung erteilt wurde.

Für das Opt-In müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein: Beispielsweise müssen zuverlässige Überwachungs- und Berichterstattungsverfahren nachgewiesen werden. Für die zusätzlich einbezogenen Sektoren werden auch zusätzliche Zertifikate bereitgestellt bzw. das Cap (siehe 2.2) entsprechend angepasst.

Staaten können durch den Einbezug weiterer Sektoren höhere Einnahmen durch die Versteigerung von Zertifikaten erzielen. Denn auch wenn die Auktionen zentral über die europäische Börse durchgeführt werden, fließen die Einnahmen den Mitgliedsstaaten zu, in denen die zusätzlichen Sektoren einbezogen werden.

⁶ <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Klima/Brennstoffemissionshandel-%E2%80%93-Status-Quo-und-Basiswissen.jsp>

Hinweis

Österreich, die Niederlande und Finnland machen von der Opt-In-Option Gebrauch. Diese drei Länder beziehen z. B. die Emissionen aus dem Schienenverkehr sowie bestimmte Emissionen aus dem Brennstoffverbrauch in der Land- und Forstwirtschaft sowie der Fischerei in den ETS 2 ein.

Auch Deutschland strebt einen Opt-In an. Die formelle Beantragung steht allerdings noch aus. Beabsichtigt wird eine Einbeziehung der privaten, nichtgewerblichen Schifffahrt sowie des Schienenverkehrs. Während der ETS 1 alle Schiffe umfasst, die eine Bruttoreaumzahl von mindestens 5.000 besitzen, konzentriert sich der ETS 2 auf kleinere Schiffe der nicht-kommerziellen Schifffahrt. Bei Schiffen mit einer Bruttoreumzahl von über 5.000 handelt es sich beispielsweise um Containerschiffe, große Frachter und Kreuzfahrtschiffe.

Die Land- und Forstwirtschaft sowie der Landnutzungs-Sektor, die gemeinsam unter der LULUCF-Verordnung („Land Use, Land-Use Change and Forestry“) erfasst werden, sollen aktuell nicht per Opt-In einbezogen werden. Somit wird dieser Sektor perspektivisch der einzige sein, dessen Emissionen nicht in einem der europäischen Handelssysteme reguliert sind. Gleichzeitig sind die in der LULUCF-Verordnung geregelten Emissionen negativ. Somit ist dieser Sektor bereits heute eine Netto-Kohlenstoffsénke⁷. Insgesamt entfallen rund 10 Prozent der EU-Treibhausgasemissionen auf landwirtschaftliche Quellen, während die Land- und Forstflächen gleichzeitig Kohlenstoff binden.

Die Nicht-Einbeziehung der Landwirtschaft in den ETS 2 reduziert zwar den bürokratischen Aufwand, gleichzeitig führt sie jedoch dazu, dass der Sektor nicht direkt zu CO₂-Reduktionszielen beiträgt, fehlende Preissignale weniger Anreize zur Emissionsminderung setzen und Klimaschutzmaßnahmen überwiegend über andere Mechanismen (bspw. durch Förderungen) umgesetzt werden müssen. Die Gründe für die fehlende Einbeziehung liegen u.a. in der großen Anzahl landwirtschaftlicher Betriebe in der EU und dem damit verbundenen Prüfungsaufwand sowie möglichen Zielkonflikten und Risiken im Zusammenhang mit der Permanenz und Additivität von Negativemissionen⁸.

Die Landwirtschaft ist auch nicht im nEHS miteinbezogen, obwohl sie in Deutschland mit rund acht Prozent einen nicht unwesentlichen Teil der Gesamtemissionen ausmacht. Jedoch werden die Emissionsreduktionsziele in der Forst- und Landwirtschaft im Bundes-Klimaschutzgesetz festgelegt und betragen 2024 67 Mio. Tonnen CO₂e. Diese Grenze wurde mit insgesamt 62 Mio. Tonnen CO₂e um fünf Mio. Tonnen CO₂e unterschritten. Somit hat der Sektor die aktuellen Emissionsvorgaben knapp eingehalten.

⁷ Netto-Kohlenstoffsénken sind beispielsweise Flächen, die in einem bestimmten Zeitraum mehr CO₂ aus der Atmosphäre aufnehmen als sie freisetzen.

⁸ Negativemissionen bezeichnen Technologien oder Maßnahmen, die aktiv Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernen und dauerhaft speichern, um die Konzentration von Klimagasen zu verringern.

Den Mitgliedsstaaten wird die Möglichkeit eingeräumt, im Falle eines Opt-Ins finanzielle Maßnahmen zu erlassen, die auf den Carbon Leakage-Schutz abzielen. Hintergrund hierfür ist, dass durch die einseitige Ausweitung des ETS 2 und die resultierenden indirekten CO₂-Kosten⁹ bei bestimmten Sektoren oder Teilsektoren das Risiko einer Emissionsverlagerung ins Ausland (sog. Carbon Leakage) entstehen kann. Das Carbon-Leakage-Risiko kann von den Mitgliedsstaaten z. B. durch einen finanziellen Ausgleich adressiert werden.

Hinweis

In Deutschland wird voraussichtlich die bestehende BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV) angepasst und um Regelungen für den ETS 2 ergänzt. So kommt auch der jährliche „Bericht der Bundesregierung zum Konsultationsverfahren 2024“ zu dem Schluss, dass „die BECV das Carbon-Leakage-Risiko adressiert und für Deutschland eine gute Grundlage für den ETS 2 und einer damit verbundenen Carbon-Leakage-Lösung bietet“. Der Schutzmechanismus sieht vor, dass die Unternehmen in von Carbon Leakage gefährdeten Sektoren einen finanziellen Ausgleich für die aus dem nEHS resultierenden CO₂-Kosten erhalten. Voraussetzung sind u. a. die Zugehörigkeit zu einem gelisteten Sektor sowie die Umsetzung von Energieeffizienz- oder Dekarbonisierungsmaßnahmen.

Neben dem Opt-In können Mitgliedsstaaten der EU bis Dezember 2030 Brennstofflieferanten auch von der Abgabepflicht im Rahmen des ETS 2 befreien (sog. Opt-Out). Voraussetzung hierfür ist, dass diese einer nationalen CO₂-Steuer unterliegen, die den Versteigerungspreis im ETS 2 im selben Jahr im Durchschnitt übersteigt.

Hinweis

Irland und Norwegen haben als erste Länder ein Opt-Out beantragt. Eine Entscheidung der EU-Kommission steht diesbezüglich noch aus. In Norwegen lag im Jahr 2024 der CO₂-Steuersatz bei etwa 102 Euro pro Tonne. In Irland lag er bei 56 Euro pro Tonne, wobei die Steuer bis zum Jahr 2030 auf 100 Euro pro Tonne ansteigen soll. In Irland fällt die CO₂-Steuer für folgende Brennstoffe an: Kohle, Torf, Erdgas, Benzin und Diesel. Die Steuer wird vom Inverkehrbringer entrichtet. In Norwegen fallen unter anderem Mineralöl, Benzin und Erdgas unter den Anwendungsbereich der nationalen CO₂-Steuer.

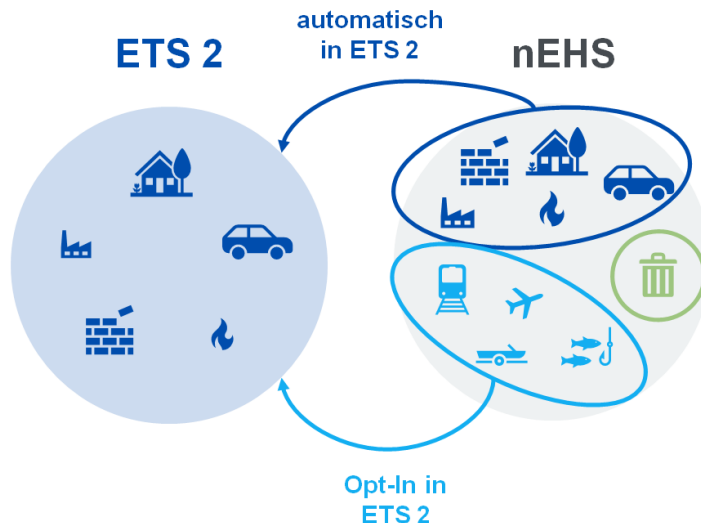
⁹ Indirekte CO₂-Kosten entstehen durch höhere Preise durch CO₂-Zertifikatskäufe von Strom, Wärme oder Brennstoffen, die deren Erzeuger weitergeben.

2.4 Anwendungsbereich des nEHS ab 2027

Abfallverbrennungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung größer 20 MW, die derzeit noch unter dem nEHS berichts- und abgabepflichtig sind, sollten ursprünglich per Opt-In in den ETS 1 einbezogen werden. Nach Widerstand seitens der Abfallwirtschaft und der Industrie hat die Bundesregierung diesen Plan jedoch verworfen. Die Anlagen verbleiben somit auch nach 2027 bis auf weiteres im nEHS. Der Umgang mit Abfallverbrennungsanlagen ist eine Ursache, warum der nEHS nicht vollständig in den ETS 2 aufgeht, sondern mit deutlich reduziertem Anwendungsbereich weiterläuft. Wie mit den verbleibenden Sektoren umgegangen wird, ist derzeit noch offen. Kleinere Abfallanlagen mit einer Gesamtfeuerungs-wärmeleistung von weniger als 20 Megawatt werden zunächst ebenfalls im nEHS verbleiben. Die Treibhausgas-Emissionshandels-gesetz- (TEHG)-Novelle (Tabelle 3) sieht allerdings vor, dass auf dem Verordnungsweg geregelt werden kann, dass die Überwachungs-, Berichts- und Abgabepflichten für solche kleineren Abfallanlagen entfallen. Diese würden dann weder unter dem ETS 1 noch unter dem ETS 2 oder unter dem nEHS reguliert. Wie die Regulierung der Emissionen dieser Anlagen in Zukunft – und insbesondere ab 2027 – ausgestaltet wird, muss die aktuelle Bundesregierung noch bekanntgeben.

Abbildung 3

Sektoren im ETS 2 und nEHS



Quelle: Eigene Darstellung

Langfristig muss es in jedem Fall das Ziel sein, dass klar geregelt wird, welche Brennstoffe in welchem System bepreist werden und eine doppelte Erfassung in mehreren Systemen ausgeschlossen wird.



Ziel und Anwendungsbereich von ETS 2 und nEHS

Auf nationaler Ebene fallen im Jahr 2027 rund 4.000 Inverkehrbringer unter den nEHS, vom ETS 2 werden im Jahr 2028 EU-weit rund 11.400 Inverkehrbringer betroffen sein¹⁰. Die Schätzung der EU-Kommission beinhaltet nicht die Inverkehrbringer, die durch ein nachträgliches nationales Opt-In perspektivisch unter den ETS 2 fallen.

¹⁰ Vgl. UBA-Factsheet „Einführung eines Emissionshandelssystem für Gebäude und Straßenverkehr in der EU“: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/dokumente/2022_01_17_factsheet_ets_2.pdf?utm

3 Preisbildung, Prognosen und Nutzung der Einnahmen im ETS 2

Freie Preisbildung, sinkendes Cap und fehlende kostenfreie Zuteilung

Die zukünftige Preisentwicklung der Emissionszertifikate im ETS 2 zählt zu den großen betriebswirtschaftlichen Fragestellungen und sorgt aufgrund der starken Bandbreite bei den derzeitigen Prognosen für Unsicherheit. Für 2030 liegen die Prognosen zwischen 48 und 300 Euro pro Tonne CO₂, langfristig sogar bei 370 bis zu 670 Euro (siehe 3.2). Damit ist zu erwarten, dass die CO₂-Kosten das bisherige nEHS-Niveau deutlich übersteigen und sich spürbar auf die Brennstoffpreise auswirken. Die Verschiebung der Einführung des ETS 2 soll dazu beitragen, dass die Preise durch eine weiter vorangeschrittene Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen ein solides Niveau erreichen, dass die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft nicht schwächt.

3.1 Preisbildung und -Gestaltung

Im ETS 2 wird die tatsächliche Preisbildung durch verschiedene Faktoren beeinflusst, darunter die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen, die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung sowie die Wirksamkeit zusätzlicher klimapolitischer Maßnahmen (z. B. Energieeffizienzprogramme oder Ausbau erneuerbarer Energien). Die Emissionszertifikate werden ausschließlich über die europäische Auktionsplattform an der European Energy Exchange (EEX) versteigert. Verpflichtete Inverkehrbringer von Brennstoffen erwerben dort die benötigten Zertifikate, um ihre Abgabepflichten zu erfüllen. Der CO₂-Preis im ETS 2 ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage auf dem Markt.

Hinweis

Die Auktionierungsverordnung bildet den rechtlichen Rahmen für die Versteigerung der ETS 2-Zertifikate. Die Verordnung wurde am 21. Dezember 2023 veröffentlicht und konkretisiert zentrale Umsetzungsaspekte, darunter die Zuteilung der Zertifikate an die Mitgliedstaaten, die Erlösverwendung sowie die allgemeinen Auktionsregeln.

Der Auktionskalender der EEX mit den exakten Versteigerungsterminen und -mengen ist bislang nicht veröffentlicht. Die erstmalige reguläre Versteigerung wird 2028* erfolgen.

Exkurs

Im nEHS erfolgte die Preisbildung zunächst über feste CO₂-Preise, um Unternehmen eine verlässliche Planungsgrundlage zu bieten. Diese betrugen 25 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2021, 30 Euro im Jahr 2022, 30 Euro im Jahr 2023 (aufgrund der Preisstabilisierung), 45 Euro im Jahr 2024 und 55 Euro im Jahr 2025.

In 2026 wird ein marktbasiertes System eingeführt, zunächst mit einem Preiskorridor von 55 bis 65 Euro pro Zertifikat, um starke Preisschwankungen zu begrenzen.

Ab 2027 soll der Preis vollständig durch Angebot und Nachfrage bestimmt werden. Aufgrund der anvisierten Verschiebung des ETS 2 auf 2028 ist davon auszugehen, dass er sich an dem Durchschnittspreis des ETS 1 orientieren wird.

3.2 Preisprognosen für den ETS 2

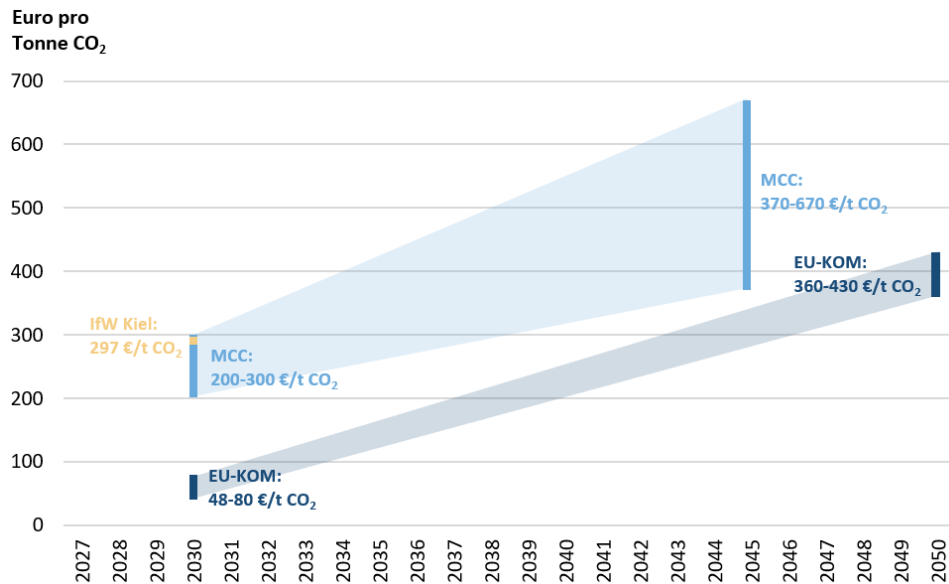
Es gibt verschiedene Studien, die sich mit einer möglichen Entwicklung der Preise im ETS 2 auseinandersetzen. Die Projektionen variieren stark (siehe Abbildung 4). Sie weisen jedoch darauf hin, dass das Preisniveau im ETS 2 deutlich höher liegen dürfte als die derzeitigen Preise im nationalen Brennstoffemissionshandel (siehe 3.1). Hintergrund hierfür ist, dass angenommen wird, dass die Emissionen der europäischen Mitgliedsstaaten perspektivisch deutlich über dem Cap des ETS 2 liegen. Dies führt zu einer Knappheit an Zertifikaten und damit einhergehend zu einem starken Preisdruck und einem höheren Preisniveau.

Die EU-Kommission selbst geht für das Jahr 2030 von einem Preisniveau zwischen 48 und 80 Euro pro Tonne CO₂ aus. Für das Jahr 2050 werden Preise zwischen 360 und 430 Euro pro Tonne CO₂ prognostiziert. Die EU-Kommission erwartet, dass neben dem ETS 2 weitere Maßnahmen im Energie- und Klimabereich beschlossen werden (z. B. Anpassung der Energiesteuern und Effizienzmaßnahmen).

Das Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) rechnet für das Jahr 2030 mit einem Preisniveau zwischen 200 und 300 Euro pro Tonne CO₂. Für das Jahr 2045 werden Preise zwischen 370 und 670 Euro pro Tonne CO₂ angenommen. Die vergleichsweise hohen prognostizierten Preise basieren auf der Annahme des MCC, dass neben dem ETS 2 keine flankierenden Klimaschutzmaßnahmen in großem Umfang beschlossen werden, die zu einer Emissionsminderung führen.

Abbildung 4

Preisprognosen für den ETS 2



Quelle: Eigene Darstellung

Das Kiel Institut für Weltwirtschaft (IfW Kiel) geht für das Jahr 2030 von einem Preis von 297 Euro pro Tonne CO₂ aus.

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln rechnet bis 2035 mit einem Gleichgewichtspreis von 160 Euro pro Tonne CO₂.

Exkurs

Seit Juli 2025 werden an der EEX ETS 2-Futures gehandelt. Dies gibt einen ersten Überblick über zukünftige Preisentwicklungen. Futures sind standardisierte Terminkontrakte, bei denen sich Käufer und Verkäufer verpflichten, eine bestimmte Menge eines Vermögenswerts – hier CO₂-Zertifikate – zu einem festgelegten Preis zu einem zukünftigen Zeitpunkt zu handeln.

Aktuell orientieren sich die Preise noch an den Zertifikatspreisen des ETS 1. Die Futures haben Laufzeiten bis Dezember 2027, 2028 und 2029. Derzeit notieren die Futures bei etwa 80 Euro pro Tonne CO₂. Handelsvolumen und Kurse sind momentan begrenzt, der Handel wird über standardisierte Kontrakte mit 1.000 Zertifikaten durchgeführt.

3.3 Preisstabilisierende Maßnahmen

Verschiedene Maßnahmen sollen vermeiden, dass es – vor allem in der Anfangsphase des Systems – starke Preissprünge gibt. Beispielsweise soll im Jahr 2028* ein höheres Zertifikatsvolumen auktioniert werden (sog. Frontloading). Dieses soll 30 Prozent über dem eigentlichen Versteigerungsbudget für das Jahr liegen. Die Versteigerungsmengen in den Jahren 2029 bis 2032 werden entsprechend gekürzt.

Zudem soll eine Marktstabilitätsreserve (MSR) eingerichtet werden, die zunächst mit 600 Millionen Zertifikaten ausgestattet wird. Aus der Reserve können Zertifikate freigegeben und den Versteigerungsmengen hinzugefügt werden, wenn das durchschnittliche Preisniveau über einen Zeitraum von zwei aufeinanderfolgenden Monaten über 45 Euro pro Zertifikat liegt. Dieser Wert gilt bis Ende 2029. Er stellt keinen erwarteten Marktpreis, sondern einen gesetzlich festgelegten Auslösemechanismus dar, der bei übermäßigen Preisanstiegen eine Marktintervention ermöglicht. Darüber hinaus werden Zertifikate aus der Reserve freigegeben, wenn sich weniger als 210 Millionen Zertifikate im Umlauf befinden.

Umgekehrt sollen Zertifikate in die Reserve eingestellt und von der Versteigerungsmenge abgezogen werden, wenn sich mehr als 440 Millionen Zertifikate im Umlauf befinden (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1

Preisstabilisierungsmechanismen im ETS 2

Auslöser	Maßnahme
Durchschnittspreis liegt über zwei Monate über 45 Euro pro Zertifikat (gilt bis 31. Dezember 2029)	Freigabe von 20 Mio. Zertifikaten aus der MSR
Durchschnittspreis liegt über mehr als drei Monate über dem Zweifachen (in 2028 und 2029 über dem Eineinhalbfachen) des Durchschnittspreises in den sechs vorangegangenen Monaten	Freigabe von 50 Mio. Zertifikaten aus der MSR
Durchschnittspreis liegt über mehr als drei Monate über dem Dreifachen des Durchschnittspreises in den sechs vorangegangenen Monaten	Freigabe von 150 Mio. Zertifikaten aus der MSR
Weniger als 210 Millionen Zertifikate befinden sich im Umlauf	Freigabe von 100 Mio. Zertifikaten aus der MSR
Mehr als 440 Millionen Zertifikate befinden sich im Umlauf	Einstellung von 100 Mio. Zertifikaten in die MSR

Hinweis

Jeweils zum 01. Juni wird die Umlaufmenge an Zertifikaten des Vorjahres veröffentlicht. Diese errechnet sich aus der Menge der bis dato versteigerten Zertifikate, abzüglich der für das jeweilige Jahr berichteten Emissionen. Ebenso abgezogen werden Zertifikate, die im Falle eines Opt-Outs eines Mitgliedsstaats gelöscht wurden. Die erste Veröffentlichung der Umlaufmenge erfolgt zum 01. Juni 2029.

3.4 Verwendung der Einnahmen

Die Zertifikate für den ETS 2 werden auf Grundlage des von der EU-Kommission festgelegten Caps an der EEX versteigert. Aus der Versteigerung der Zertifikate entstehen Einnahmen, die unter anderem in den europäischen Klima-Sozialfonds fließen. Etwa 25 Prozent der ETS 2-Einnahmen sollen jährlich zur Befüllung in den Fonds fließen. Die Mittel werden jährlich bereitgestellt und an die Mitgliedstaaten ausgeschüttet, um nationale Klima-Sozialmaßnahmen zu finanzieren. Die Finanzierung läuft bis Ende 2032 und soll perspektivisch 65 Mrd. Euro betragen. Sollten die Einnahmen aus den Versteigerungen nicht ausreichen, um den Fonds zu befüllen, stellen die Mitgliedstaaten zusätzliche Mittel bereit, deren Höhe sich nach den konkreten Maßnahmen in den nationalen Klima-Sozialplänen richtet. Sie muss mindestens 25 Prozent der in den Klimasozialplänen geschätzten Gesamtkosten betragen. Die Mittel des Fonds werden anschließend an die EU-Mitgliedstaaten verteilt (nicht an einzelne Unternehmen) und sollen Maßnahmen wie Einkommensbeihilfen für benachteiligte Haushalte oder Unterstützung für umweltfreundliche Mobilität fördern.

Für jeden Mitgliedsstaat wird eine Höchstgrenze an maximal zuweisbaren Mitteln aus dem Fonds festgelegt. Bei der Berechnung der maximalen Mittelzuweisung werden mehrere Faktoren berücksichtigt, wie beispielsweise die Bevölkerung in ländlichen Gebieten, die von Armut bedroht ist oder die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen in Haushalten. Deutschland erhält danach im Zeitraum 2026 bis 2032 bis zu 5,3 Mrd. Euro aus dem Fonds. Dies entspricht rund 8,2 Prozent der insgesamt verfügbaren Mittel. Der Klima-Sozialfonds ist *performance-based*. Somit werden die Mittel erst ausgezahlt, wenn nachgewiesenermaßen bestimmte Meilensteine erreicht wurden. Deutschland streckt somit die Finanzmittel in einem ersten Schritt vor, setzt die entsprechenden Maßnahmen aus dem nationalen Klima-Sozialplan um und erhält im Anschluss die aufgewendete Summe in entsprechender Höhe ausgezahlt.

Die nationalen Klima-Sozialpläne waren der EU-Kommission bis zum 30. Juni 2025 vorzulegen und sollten sowohl bestehende als auch neue nationale Maßnahmen und Investitionen umfassen. Mit den Maßnahmen sollen die Auswirkungen der CO₂-Bepreisung auf benachteiligte Haushalte, Kleinunternehmen und Verkehrsteilnehmer adressiert werden. Deutschland hat ebenso wie die meisten Mitgliedstaaten bisher keinen Klima-Sozialplan vorgelegt. Ziel der Bundesregierung ist es, spätestens bis Ende 2025 einen Plan bei der EU-Kommission einzureichen.

75 Prozent der Einnahmen aus dem ETS 2 verbleiben bei den Mitgliedstaaten und werden nach Maßgabe der Durchschnittsemissionen des Gebäude- und Straßenverkehrssektors der einzelnen Mitgliedsstaaten für die Jahre 2016 bis 2018 verteilt. Sie müssen vorrangig für klima- und sozialrelevante Maßnahmen in diesen Sektoren genutzt werden, z. B. zur Senkung des Energiebedarfs von Gebäuden oder zur Förderung des öffentlichen Verkehrs. Zusätzlich können die Mittel zur Finanzierung von Klima-Sozialplänen oder – bei unvermeidbarer Doppelerfassung – für finanzielle Kompensationen verwendet werden. Deutschland wird laut Schätzungen zwischen 2028 und 2033 neben den Mitteln aus dem Klima-Sozialfonds rund 60 Mrd. Euro zusätzlich aus den national zugewiesenen Versteigerungserlösen des ETS 2 erhalten.

Sollten ETS-Zertifikate bei der initialen Versteigerung (zur Befüllung des Klima-Sozialfonds) übrigbleiben, so werden diese an die Mitgliedstaaten verteilt und von diesen versteigert. Die Verteilung der Zertifikate erfolgt entsprechend der historischen Emissionsanteile der Mitgliedsstaaten in den ETS 2-Sektoren. Ein genauer Zeitpunkt, wann die EU-Kommission plant, die verbleibenden Zertifikate auf die Mitgliedsstaaten aufzuteilen, ist noch nicht bekannt.

Die daraus resultierenden Einnahmen sind von den EU-Mitgliedsstaaten für soziale und klimabezogene Zwecke zu nutzen, wie z. B.:

- Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden oder zur Verringerung des Energiebedarfs von Gebäuden
- Maßnahmen zur finanziellen Unterstützung des Aufbaus einer Tank- und Ladeinfrastruktur für emissionsfreie Fahrzeuge
- Finanzieller Ausgleich für doppelt oder fälschlich belastete Brennstoffmengen.

Hinweis

Die auf nationaler Ebene förderfähigen Maßnahmen sind in Artikel 8 der [EU-Verordnung zur Einrichtung eines europäischen Klima-Sozialfonds](#) gelistet. Hierzu zählt z. B. die Unterstützung von Gebäuderenovierungen oder die Bereitstellung eines Zugangs zu emissionsfreien und emissionsarmen Fahrzeugen und Fahrrädern.

Exkurs

Die Einnahmen aus dem nEHS werden dem Klima- und Transformationsfonds (KTF) zugeführt und dort für Maßnahmen zur Minderung von Treibhausgasemissionen verwendet. Dazu zählen etwa die Förderung erneuerbarer Energien, die energetische Gebäudesanierung oder die Unterstützung klimafreundlicher Mobilität.

4 Pflichten der Inverkehrbringer im ETS 2 und nEHS

Jährliche Berichterstattung und Abgabepflicht von Zertifikaten

Inverkehrbringer, die unter den ETS 2 fallen, müssen eine Emissionsgenehmigung beantragen und sind verpflichtet, einen Überwachungsplan sowie einen jährlichen Emissionsbericht vorzulegen. Zudem müssen sie ab 2028 Zertifikaten für jede emittierte Tonne erwerben und abgeben.

Die in Deutschland für die Umsetzung des nEHS und ETS 2 beauftragte Stelle ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt.

Hinweis

Damit Unternehmen ihren Nachweis- und Abgabepflichten nachkommen können, stellt die DEHSt mehrere *Formular-Management-Systeme (FMS-Anwendungen)* bereit.

Das FMS ist eine serverbasierte Webanwendung, in der Benutzer ihre Berichte, Mitteilungen und Anträge im Rahmen der beiden europäischen sowie des nationalen Emissionshandelssystems abgeben und an die DEHSt übermitteln können. Dabei ist zwischen FMS-Anwendungen zur Erstellung und Übermittlung des Überwachungsplans sowie des Emissionsberichts zu unterscheiden. Zudem ist bei der Auswahl der korrekten FMS-Anwendung auf das Emissionshandelssystem zu achten, in dessen Rahmen berichtet wird.

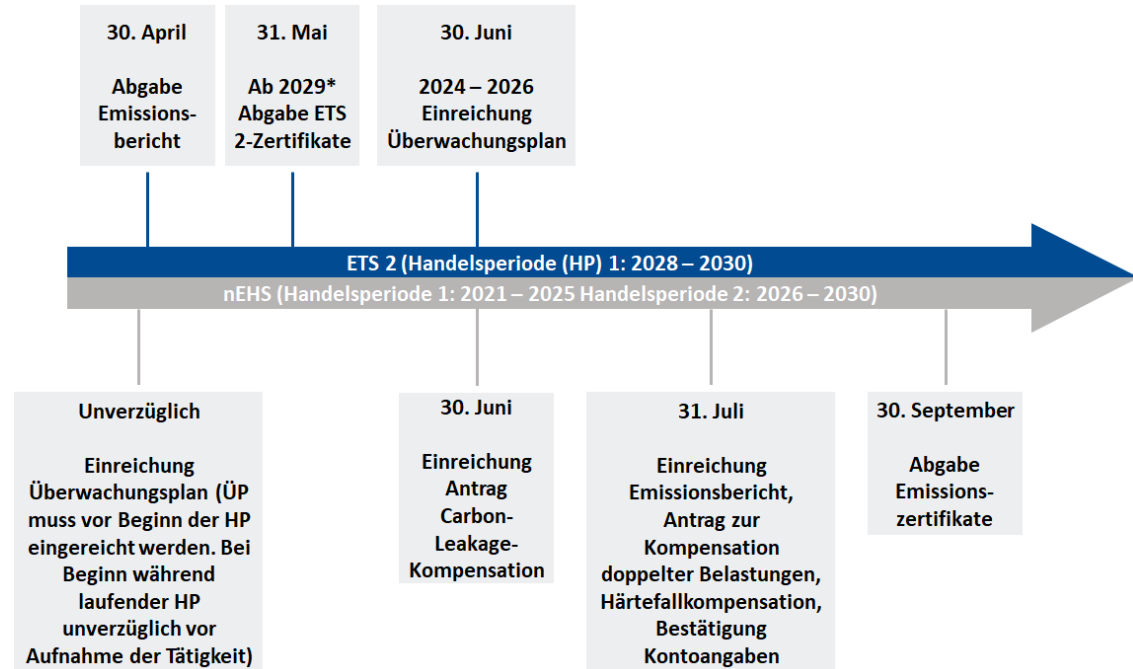
Für die Jahre 2024 bis 2028*, in denen für den ETS 2 ausschließlich Berichtspflichten und noch keine Pflicht zu Zertifikatsabgabe gelten, müssen die Brennstofflieferanten bzw. Inverkehrbringer doppelt nach dem nEHS und dem ETS 2 berichten. Folglich entsteht ein Mehraufwand bei der Berichterstattung.

Hinweis

Weiterführende Informationen sowie Handbücher, Video-Klickanleitungen und FAQs zu den FMS-Anwendungen können auf der [Website der DEHSt](#) abgerufen werden.

Abbildung 5

Zentrale Fristen im ETS 2 und nEHS im Vergleich



Quelle: Eigene Darstellung

4.1 Rechtlicher Kontext

Die Grundzüge des ETS 2 werden in der Richtlinie geregelt, die auch den ETS 1 reguliert, der EU-Emissionshandelsrichtlinie (siehe Tabelle 2). Weitere flankierende EU-Rechtsakte spezifizieren z. B. die Vorgaben zur Emissionsüberwachung und -berichterstattung und den Ablauf der Auktionen der Zertifikate (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2

Regulatorischer Rahmen für den ETS 2

Rechtsakt	Regelungsgegenstand	Status Quo
EU-Emissionshandelsrichtlinie	Grundzüge des ETS 2	Novelle ist seit 05. Juni 2023 in Kraft.
Novellierung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG)	Umsetzung in nationales Recht	Novelle ist seit 06. März 2025 in Kraft
Novellierung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)	Umsetzung in nationales Recht	Novelle ist seit 06. März 2025 in Kraft
TEHG-Europarechtsanpassungsgesetz 2024	Umsetzung in nationales Recht	Gesetz ist seit 06. März 2025 in Kraft
Novellierung der EU-Monitoringverordnung	Überwachung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen	Novelle ist seit 17. Oktober 2024 in Kraft
EU-Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (AVR)	Prüfung der berichteten Treibhausgasemissionen	Novelle ist seit 14. Mai 2024 in Kraft
EU-Auktionsverordnung	Versteigerungen im ETS 2	Verordnung ist seit 21. Dezember 2023 in Kraft

Tabelle 3

Regulatorischer Rahmen für den nEHS

Rechtsakt	Regelungsgegenstand	Status Quo
Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	Grundzüge des nEHS	Novelle ist seit 06. März 2025 in Kraft.
Energiesteuergesetz	Besteuert Verwendung von Kraft- und Heizstoffen	Gesetz ist seit 27. März 2024 in Kraft
Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV)	Regelt den Verkauf der Emissionszertifikate	Novelle ist seit 06. März 2025 in Kraft
Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 (EBeV 2030)	Regelt die Emissionsberichterstattung 2023-2030	Gesetz ist seit 21. Dezember 2022 in Kraft
BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV)	Regelt die Vermeidung von Carbon Leakage	Verordnung ist seit 21. Juli 2024 in Kraft
BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV)	Regelt die finanzielle Kompensation bei Doppelbelastung durch nEHS und ETS 1	Verordnung ist seit 01. Februar 2023 in Kraft
BEHG-Härtefallkompensation	Gewährung finanzieller Kompensation zur Vermeidung unzumutbarer Härten	Richtlinie ist seit 27. Juli 2023 in Kraft

4.2 Emissionsgenehmigung und Überwachungsplan

Der Antrag auf Emissionsgenehmigung war zusammen mit dem Überwachungsplan bis zum 30. Juni 2025 bei der DEHSt einzureichen.

Werden die Überwachungsmethoden erheblich geändert, so ist der DEHSt unverzüglich eine aktualisierte Fassung des Überwachungsplans zur Genehmigung vorzulegen. Bei nicht erheblichen Änderungen gilt eine Übermittlungsfrist bis spätestens zum 31. Dezember desselben Jahres.

Inverkehrbringer, die neu emissionshandelspflichtig werden, müssen gemäß BEHG und E-BeV bereits vor Aufnahme des Betriebs einen Überwachungsplan sowie den Antrag auf Emissionsgenehmigung bei der DEHSt einreichen. Ab Inbetriebnahme unterliegen sie denselben Pflichten wie alle anderen Inverkehrbringer.

Bei der Beantragung der Genehmigung sind u. a. folgende Angaben zu übermitteln:

- Art und Weise der in Verkehr gebrachten Brennstoffe
- Endverwendung der Brennstoffe
- Geplante Maßnahmen zur Überwachung der Emissionen (Überwachungsplan)
- Geplante Maßnahmen zur Berichterstattung der Emissionen

Im Überwachungsplan sind die Methoden zur Überwachung der Emissionen ausführlich und vollständig zu beschreiben.

Zu diesem Zweck muss der Plan u. a. folgende Angaben beinhalten:

- Beschreibung der Berechnungsmethoden und -formeln
- Angewandte Messsysteme und Messgeräte
- Probenahmeplan für die zu analysierenden Brennstoffe
- Liste der für die Analyse beauftragten Laboratorien
- Kontrollaktivitäten zur Sicherstellung der Datenqualität (z. B. Vier-Augen-Prinzip)

Hinweis

Weiterführende Informationen zum Überwachungsplan können Art. 75b und Anhang I der [EU-Monitoringverordnung](#) sowie dem [Guidance-Dokument](#) entnommen werden. Zudem hat die EU-Kommission ein [Template für den Überwachungsplan](#) erstellt. Dieses können Unternehmen als Orientierung nutzen. Die DEHSt hat darüber hinaus einen Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung¹¹ bereitgestellt.

Beispiel

Eine erhebliche Änderung liegt vor, wenn neue Brennstoffe in den Verkehr gebracht werden. Ebenso versteht man unter einer erheblichen Änderung, wenn neue Überwachungsmethoden eingeführt werden oder wenn sich die Methoden für die Probenahmen und damit einhergehend die Genauigkeit der Emissionsdaten ändert. Gemäß § 15 der EU-Monitoringverordnung handelt es sich insbesondere um eine erhebliche Änderung, wenn beispielsweise:

- Neue Stoffströme eingeführt werden
- Emissionsquellen geändert werden
- Die angewendete Ebene geändert wird
- Es zu einer Änderung des Standardwerts für einen Berechnungsfaktor kommt
- Es zu einem Wechsel der Methodik von einer Berechnung zu einer Messung kommt

¹¹ https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/eu-ets-2/leitfaden-ueberwachungsplan.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Exkurs

Auch im nEHS müssen Inverkehrbringer, bevor Sie ihre Tätigkeiten ausführen, einen Überwachungsplan einreichen. Der Überwachungsplan muss immer vor Beginn der Handelsperiode bei der DEHSt eingereicht werden. Er ist stets aktuell zu halten und Änderungen sind unmittelbar der DEHSt mitzuteilen. Eine Antrag auf Emissionsgenehmigung, wie er im ETS 2 gefordert ist, bedarf es im nEHS nicht. Die Überwachungspläne im nEHS und im ETS 2 unterscheiden sich jedoch z. B. bezüglich ihres Umfangs, sodass sie nicht doppelt verwendet werden können. Bestimmte Aspekte – wie die Methodik zur Bestimmung der Emissionen oder bestimmte Qualitätssicherungsmaßnahmen – können aus einem nEHS-Überwachungsplan jedoch als Grundlage für einen ETS 2-Überwachungsplan genutzt werden.

4.3 Berichterstattung und Ermittlung der Emissionen im ETS 2

Erstmals bis zum 05. September 2025 mussten die Inverkehrbringer ihre Emissionen des Jahres 2024 berichten. Für den Emissionsbericht 2024 im ETS 2 galten Sonderregelungen. Sie bilden die Grundlage des Berichts, die sog. *historischen Emissionen 2024*. Außerdem musste der Emissionsbericht nicht verifiziert werden. Eine Verifizierung ist erst mit dem Emissionsbericht 2026 für das Berichtsjahr 2025 notwendig.

Ab 2026 sind jeweils bis zum 30. April jährliche Berichte über die Emissionen des Vorjahres einzureichen. Die ab 2026 berichteten Brennstoffemissionen sind durch eine akkreditierte Stelle zu prüfen.

Der zu erstellende Emissionsbericht muss u. a. folgende Angaben umfassen:

- Berichtsjahr
- Nummer und Fassung des letzten genehmigten Überwachungsplans
- Gesamtemissionen zu allen Brennstoffströmen
- Angewandte Ebenen
- In Verkehr gebrachte Brennstoffmengen und ggfs. angewandter Einheitenumrechnungsfaktor
- Emissionsfaktoren und fossiler bzw. Biomasseanteil
- Mittel, mit denen die Brennstoffe in den Verkehr überführt werden
- Endverwendung(en) der Brennstoffströme
- Anteilsfaktor

Bei Datenlücken ist darzulegen, welche Brennstoffströme betroffen sind, und was der Grund für die Datenlücke ist. Zudem sind die angewandte Schätzmethode und die darauf basierend berechneten Emissionen zu beschreiben.

Gemeinsam mit dem Emissionsbericht ist ein Bericht einzureichen, in dem aufgelistet ist, welche Brennstoffmengen an Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber sowie Schifffahrtunternehmen verkauft wurden. Zu den belieferten Unternehmen sind u. a. Name und Anschrift

anzugeben. Zudem ist zu berichten, welche Brennstoffmenge von den jeweiligen Unternehmen im Berichtszeitraum für Tätigkeiten eingesetzt wurde, die dem ETS 1 unterliegen.

Hinweis

Die Informationen, die der Emissionsbericht im Detail beinhalten muss, sind in Anhang X der [EU-Monitoringverordnung](#) aufgeführt.

Für die Berichterstattung im nEHS und ETS 2 stellt die DEHSt die *3-in-1-FMS-Anwendung*¹² zur Verfügung. Sie ermöglicht die Erstellung des jährlichen Überwachungsplans und des Emissionsberichts im nEHS sowie des historischen Emissionsberichts für den ETS 2. In der Anwendung werden die Brennstoffmengen, Emissionen und zugehörige Angaben erfasst. Eine doppelte Datenerfassung ist grundsätzlich nicht erforderlich, sofern die betreffenden Angaben in beiden Systemen benötigt werden und in einheitlicher Datenstruktur vorliegen – dies ist insbesondere bei Angaben zu Brennstoffmengen, Energiegehalten und standardisierten Emissionsfaktoren der Fall. Die Anwendung generiert eine XML-Datei, die über die Virtuelle Poststelle (VPS) der DEHSt eingereicht wird.

Prüfstellen, die im Rahmen des ETS 2 tätig werden wollen, müssen gemäß der EU-Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung bestimmte Anforderungen erfüllen. Voraussetzung für die Prüfbefugnis ist eine Akkreditierung durch die nationale Akkreditierungsstelle, in Deutschland durch die DAkkS. Die Akkreditierung erfolgt für einen bestimmten Geltungsbereich und setzt nachweisliche Fachkompetenz in relevanten Industriesektoren, Kenntnisse der relevanten Rechtsvorschriften sowie geeignete Verfahren zur Verifizierung voraus (Art. 35). Darüber hinaus müssen Prüfstellen unabhängig und unparteiisch sein, Interessenkonflikte vermeiden und Maßnahmen zur Sicherstellung der Objektivität treffen. Nur akkreditierte und registrierte Verifizierungsstellen dürfen Emissionsberichte und Zuteilungsdatenberichte im Rahmen des ETS 1 rechtsverbindlich prüfen.

Hinweis

Akkreditierte Prüfstellen können auf der Website der DAkkS mit Hilfe der Suchfunktion gefunden werden. Die Suche ist unter folgendem Link abrufbar:

<https://www.dakks.de/de/akkreditierte-stellen-suche.html>

Exkurs

Der nEHS-Bericht muss von den Inverkehrbringern ebenfalls jährlich bis zum 31. Juli bei der DEHSt abgegeben werden. Dieser muss nicht verifiziert werden.

¹² Die 3-in-1-Anwendung *Überwachungsplan – nEHS, EU-ETS 1/Abfälle und EU-ETS 2* ist unter folgender Adresse abrufbar: <https://www.formulare.dehst.de/uep2024-gesamt/authenticate.do>

4.3.1 Ermittlung der Brennstoffemissionen

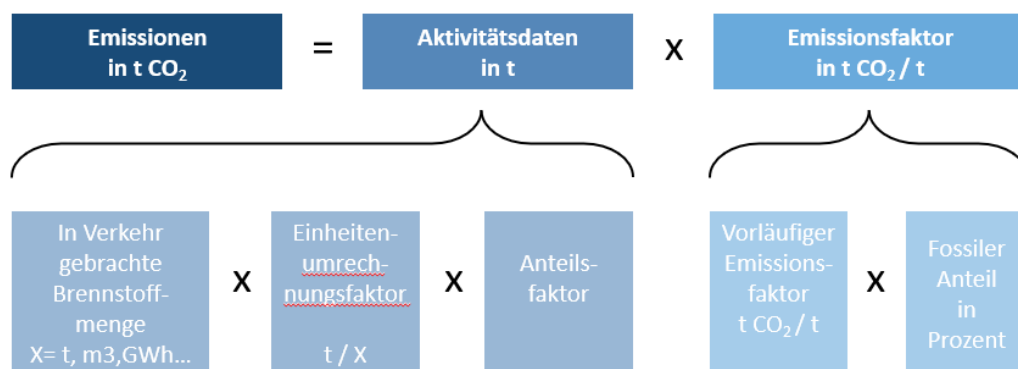
Die Berechnung der Brennstoffemissionen erfolgt im ETS 2 über die Multiplikation der Brennstoffmenge mit bestimmten Berechnungsfaktoren (siehe Abbildung 6).

Die in Verkehr gebrachte Brennstoffmenge wird auf Basis der Brennstoffmenge aus der Energiesteueranmeldung ermittelt. Ein Umrechnungsfaktor findet Anwendung, wenn die physikalische Einheit der Brennstoffmenge umgerechnet werden muss (z. B. von Megawattstunden in Gigajoule).

Der Anteilsfaktor – auch bezeichnet als *Scope Factor* – gibt an, welcher Anteil des Brennstoffs in Sektoren eingesetzt wird, die vom ETS 2 erfasst sind. Der Faktor ist von den Inverkehrbringern gemäß dem Ebenenkonzept (siehe Abbildung 7) zu bestimmen.

Abbildung 6

Formel zur Berechnung der Brennstoffemissionen



Quelle: Eigene Darstellung

Hinweis

Der Anteilsfaktor liegt zwischen 0 und 1. Ein Anteilsfaktor von 1 drückt aus, dass die gesamte Brennstoffmenge in Sektoren verwendet wird, die dem ETS 2 unterliegen. Ein Anteilsfaktor von 0 hingegen sagt aus, dass die gesamte Brennstoffmenge in Sektoren Einsatz findet, die nicht dem ETS 2 zuzuordnen sind. Ein Anteilsfaktor von 0,5 gibt an, dass 50 Prozent der gesamten Brennstoffmenge in ETS 2-Sektoren eingesetzt werden.

Der Emissionsfaktor ergibt sich aus dem vorläufigen Emissionsfaktor multipliziert mit dem fossilen Anteil des Brennstoffs. Der vorläufige Emissionsfaktor ist ein Schätzwert für die Menge an Treibhausgasen, die bei einer bestimmten Aktivität freigesetzt werden. Hierdurch kann ein möglicher Biomasseanteil berücksichtigt werden.

Hinweis

Der Emissionsfaktor für Biomasse beträgt null, sofern die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungsanforderungen der revidierten EU-Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) nachweislich eingehalten werden. Gemäß § 29 RED III darf Biomasse beispielsweise nicht aus Primärwäldern und bewaldeten Flächen mit hoher Biodiversität sowie aus Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand (z.B. Moore und Torfgebiete) stammen. Bestehen 30 Prozent der in Verkehr gebrachten Brennstoffmenge aus Biomasse, die die Anforderungen der RED III erfüllt, so wird ein fossiler Anteil von 70 Prozent (Faktor 0,7) angesetzt.

Beispiel

Ein Energieversorger betreibt ein Heizkraftwerk, das eine Mischung aus fossilem Koks und biogenem Altholz einsetzt. Der Biomasseanteil der Brennstoffe wird jährlich durch Laboranalysen bestimmt (Ebene 3a). Ergibt die Analyse, dass 35 Prozent der eingesetzten Masse biogen ist, kann dieser Anteil bei der Emissionsberechnung mit einem Emissionsfaktor von 0 berücksichtigt werden. Wird der Anteil nicht direkt gemessen, kann er über den Ansatz der Massenbilanz ermittelt werden (Ebene 3b).

Ebenenkonzept legt detaillierte Berechnungsmethoden fest

Mit welchem Genauigkeitsgrad – sprich nach welchen Methoden – die einzelnen Parameter zur Berechnung der Emissionen zu bestimmen sind, wird anhand des *Ebenenkonzepts* definiert. Grundsätzlich gilt: Je höher die Ebene, desto anspruchsvoller sind die Anforderungen an die Bestimmung der Berechnungsparameter.

Abbildung 7 gibt einen Überblick über die verschiedenen Ebenen, die die Monitoringverordnung für die einzelnen Berechnungsparameter vorsieht. Abbildung 8 erläutert anschließend welcher Inverkehrbringer zu welcher Ebene verpflichtet ist.

Abbildung 7
Ebenenkonzept im ETS 2

In den Verkehr überführte Brennstoffmenge	Einheiten-umrechnungsfaktor		Anteilsfaktor	(vorläufiger) Emissionsfaktor		Biomasseanteil / fossiler Anteil	
Ebene 1	Ebene 1		Ebene 1	Ebene 1		Ebene 1	
Ebene 2	Ebene 2a	Ebene 2b	Ebene 2	Ebene 2a	Ebene 2b	Ebene 2	
Ebene 3							
Ebene 4	Ebene 3		Ebene 3	Ebene 3		Ebene 3a	Ebene 3b

Quelle: Eigene Darstellung

Ebenen spiegeln das Level der Datenqualität wider

Ebene 1 ist jeweils die Ebene mit den niedrigsten Anforderungen an die Ermittlung der Berechnungsfaktoren und vergleichsweise einfach umzusetzen. Bei der Anwendung der Ebene 1 können beispielsweise Standardwerte verwendet werden oder feste Werte, die von der jeweiligen nationalen Behörde vorgegeben sind.

Die Anwendung der Ebenen 3 und 4 ist schwieriger umzusetzen, bringt aber auch eine höhere Datenqualität. Hier sind beispielweise exakte Messungen oder Laboranalysen durchzuführen, wodurch die Anwendung höherer Ebenen daher auch oftmals mit höheren Kosten verbunden ist (z. B. für den Kauf teurer Messgeräte). Wird auf einer Stufe zwischen einer Ebene a und einer Ebene b unterschieden (z. B. Ebene 3a und 3b bei der Bestimmung des Biomasseanteils), so sind diese in puncto Datenqualität als gleichwertig anzusehen.

Auswahl der richtigen Ebene

Welche Ebene bei der Ermittlung der Brennstoffmengen und der Berechnungsfaktoren jeweils anzuwenden ist, hängt davon ab:

- wie hoch die Emissionen des Inverkehrbringers und
- wie emissionsintensiv die jeweiligen in Verkehr gebrachten Brennstoffströme sind.

Beispiel

Ein Kraftstoffhändler bringt jährlich verschiedene Mischungen aus Biodiesel und fossilem Diesel in Verkehr. Zur Ermittlung des Anteilsfaktors nutzt er die vom Lieferanten bereitgestellten Nachhaltigkeitsnachweise, in denen der biogene sowie fossile Anteil ausgewiesen

ist. Dies entspricht somit der Ebene 2. Betreiber mit höheren Emissionsmengen oder komplexeren Mischungen müssen dagegen regelmäßig eigene Analysen oder Massenbilanzen durchführen, um den biogenen Anteil noch präziser zu bestimmen (Ebene 3 oder 4).

Die anzuwendende Ebene richtet sich gemäß Artikel 26 der Monitoringverordnung (MVO) immer nach der Kategorie der Anlage und den Emissionen des Stoffstroms. Die Anlagenkategorie sowie die Stoffströme sind individuell festzustellen. Für Anlagen der Kategorie A (Abb. 8) sowie für Standardbrennstoffe sind mindestens die in Anhang V der MVO festgelegten Ebenen zu verwenden. In allen anderen Fällen ist die jeweils höchste in Anhang II definierte Ebene anzuwenden.

Abbildung 8

Kategorisierung der Inverkehrbringer und Brennstoffströme

Kategorie A- Verantwortlicher	Kategorie B- Verantwortlicher	Verantwortliche mit geringen Emissionen
Durchschnittliche Emissionen von weniger als 50.000 t CO ₂ pro Jahr	Durchschnittliche Emissionen von mehr als 50.000 t CO ₂ pro Jahr	Durchschnittliche Emissionen von weniger als 1.000 t CO ₂ pro Jahr
Emissionsstarke Brennstoffströme	De-minimis-Stoffströme	
Brennstoffströme von mehr als 1.000 t CO ₂ pro Jahr	Brennstoffströme von weniger als 1.000 t CO ₂ pro Jahr	

Quelle: Eigene Darstellung

Beispiel

Ein Erdgaslieferant beliefert sowohl private Haushalte (Gebäudesektor) als auch ein Zementwerk, das unter den ETS 1 fällt. Da der Anteil der an ETS 1-Anlagen gelieferten Mengen vertraglich dokumentiert ist, kann der Lieferant den Anteil der ETS 2-relevanten Emissionen exakt bestimmen (Ebene 2). Wären keine eindeutigen Lieferverträge vorhanden, müsste er auf Standardwerte oder Verbrauchsprofile zurückgreifen (Ebene 1).

Exkurs

Das Ebenenkonzept im ETS 2 stellt höhere Anforderungen an die Ermittlung der Emissionen (z. B. in puncto Genauigkeit) als der nEHS. Bei der Berechnung der Emissionen im ETS 2 muss beispielsweise über den Anteilsfaktor eine Abgrenzung nach der Endverwendung der Brennstoffe erfolgen. Dies ist im nEHS nicht erforderlich.

Es gilt der Grundsatz: Je höher die Emissionen des Inverkehrbringers oder des Brennstoffstroms, desto strenger sind die Anforderungen an die Datenqualität.

Für *emissionsstarke Brennstoffströme* (d. h. Brennstoffströme von mehr als 1.000 t CO₂ pro Jahr) und die emissionsintensiveren *Kategorie B-Unternehmen* (d. h. Inverkehrbringer mit Emissionen von mehr als 50.000 t CO₂ pro Jahr) ist die Anwendung der höchsten Ebene (z. B. Ebene 4 bei der Ermittlung der Brennstoffmengen oder Ebene 3 bei der Bestimmung des Anteilsfaktors) verpflichtend. Hier müssen beispielsweise die in den freien Verkehr überführten Brennstoffmengen mit einer maximalen Unsicherheit von +/- 1,5 Prozent (Ebene 4) bestimmt werden.

Hinweis

Für die Bestimmung der Unsicherheit ist eine Unsicherheitsbewertung durchzuführen. Darin fließen alle Unsicherheiten ein, die sich aus dem Einsatz der Messgeräte zur Bestimmung der Brennstoffmengen ergeben. Es kann auf die für das jeweilige Messgerät angegebene Fehlergrenze abgestellt werden.

Kategorie A-Unternehmen (d. h. Inverkehrbringer mit Emissionen von weniger als 50.000 t CO₂ pro Jahr) sollten grundsätzlich versuchen, die jeweils höchste Ebene einzuhalten. Bei der Ermittlung der Brennstoffmengen und der Berechnungsfaktoren können sie jedoch davon abweichen. Beispielsweise dürfen sie die in den freien Verkehr überführten Brennstoffmengen – je nach Art des Brennstoffs – auch mit einer maximalen Unsicherheit von +/- 5 Prozent (Ebene 2) oder +/- 7,5 Prozent (Ebene 1) bestimmen.

Hinweis

Zudem ist eine Abweichung von der geforderten Ebene möglich, wenn die Anwendung der Ebene mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden oder technisch nicht realisierbar ist. Der Begriff der Unverhältnismäßigkeit ist nicht eindeutig definiert und muss immer individuell geprüft werden. Allgemein liegen unverhältnismäßige Kosten vor, wenn der Aufwand einer präziseren Methodik in keinem sinnvollen Verhältnis zur erwarteten Verbesserung der Genauigkeit steht. Die Unverhältnismäßigkeit muss gegenüber der DEHSt glaubhaft

argumentiert und nachgewiesen werden. Als Nachweis sind die Kosten der Methodik sowie der erwartete Nutzen darzulegen, anhand dessen die Unverhältnismäßigkeit bestimmt wird.

Für kleinere Brennstofflieferanten mit jährlichen Emissionen von weniger als 1.000 Tonnen CO₂ gelten grundsätzlich vereinfachte Anforderungen an die Überwachung, Berichterstattung und Verifizierung der Emissionen: Die sog. *Verantwortlichen mit geringen Emissionen* können die jeweils niedrigste Ebene (Ebene 1) anwenden.

Für De-minimis-Stoffströme (d. h. Brennstoffströme von weniger als 1.000 t CO₂ pro Jahr) können konservative Schätzungen anstelle von Ebenen angewendet werden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

Hinweis

Eine weitere Besonderheit gilt für kommerzielle Standardbrennstoffe (Diesel, Benzin, Heizöl, Flugbenzin) oder Brennstoffe, die kommerziellen Standardbrennstoffen gleichzustellen sind (in Deutschland voraussichtlich Erdgas und Kohle). Auch hier kann von der höchsten Ebene abgewichen werden.

Bei diesen dürfen beispielsweise länderspezifische Standardemissionsfaktoren verwendet werden. Dies können die Standardfaktoren sein, die die Mitgliedstaaten für ihre nationalen Treibhausgasinventare verwenden oder Standardfaktoren, die von der zuständigen Behörde veröffentlicht werden.

Hinweis

Die detaillierten Anforderungen an die Bestimmung der Emissionen und die Anwendung des Ebenenkonzepts sind in der [EU-Monitoringverordnung](#) sowie dem [Guidance-Dokument](#) skizziert.

4.3.2 Vermeidung von Doppelerfassungen und fälschlichen Erfassungen

Die EU-Mitgliedsstaaten sind aufgefordert, Maßnahmen zu ergreifen, um eine doppelte Erfassung von Emissionen, d. h. eine Erfassung von Brennstoffemissionen im ETS 1 und im ETS 2, zu vermeiden. Zudem soll ausgeschlossen werden, dass Brennstoffemissionen erfasst werden, die nicht unter den Anwendungsbereich des ETS 2 fallen.

Eine doppelte oder fälschliche Erfassung von Brennstoffemissionen soll möglichst vorab (ex-ante) vermieden werden. Ist dies nicht möglich, kann nachträglich eine Kompensation

in Form eines finanziellen Ausgleichs für die Endverbraucher der Brennstoffe erfolgen. Die Höhe des Ausgleichs wird anhand der gemeldeten Brennstoffmengen und der daraus resultierenden CO₂-Kosten berechnet und durch die DEHSt ausgezahlt.

Gleichzeitig existieren nicht zuletzt aufgrund der eingesetzten Brennstoffe einige Pflichten, die sowohl im nEHS als auch im ETS 2 anfallen. Da die Berichterstattungspflichten des ETS 2 bereits die Emissionen der Jahre 2024 bis 2027 umfassen, müssen Brennstofflieferanten in diesen Jahren doppelt nach dem nEHS und dem ETS 2 berichten. Hier ist eine Vermeidung der doppelten Berichterstattung nicht möglich. Die DEHSt betont jedoch, dass die Berichterstattung auf der Datenstruktur des nEHS aufbaut und damit eine doppelte Dateneingabe in der FMS-Anwendung so weit wie möglich vermieden werden soll.

Unternehmen, die Brennstoffe in Verkehr bringen, müssen sich folglich auf einen Mehraufwand bei der Berichterstattung einstellen. Hierbei sind auch die unterschiedlichen Fristen für die Einreichung der Emissionsberichte zu beachten (siehe oben Abbildung 5).

Beispiel

Doppelbelastungen von Brennstoffmengen sollen vorab verhindert werden, indem die Inverkehrbringer die Brennstoffmengen, deren Emissionen bereits im ETS 1 berichtet wurden, bei der Berichterstattung ihrer Brennstoffmengen abziehen.

Zu diesem Zweck sollen die ETS 1-Anlagenbetreiber in ihrem jährlichen Emissionsbericht angeben, welche Brennstoffmengen sie von welchen Brennstofflieferanten erworben und in ihrer emissionshandelspflichtigen Anlage eingesetzt haben. Die Inverkehrbringer der Brennstoffe können durch diese Angaben die potenziell doppelt belasteten Brennstoffmengen identifizieren und vorab von ihren berichteten Brennstoffmengen abziehen.

Hinweis

Die EU-Kommission wird Durchführungsrechtsakte erlassen, die die Bestimmungen zur Vermeidung von Doppelerfassungen oder fälschlichen Erfassungen spezifizieren. Die DEHSt verweist in Ihrem ETS 2-Leitfaden darauf, dass eine entsprechende Verordnung aktuell noch fehlt. Die DEHSt wird daher bis zum Erlass der Verordnung bei Fällen der Doppelbelastung analog zum nEHS vorgehen. Somit können doppelt erfasste Brennstoffemissionen unter bestimmten Umständen von den zu berichtenden Brennstoffemissionen abgezogen werden¹³. Die Rechtsakte sollen auch die mögliche Gewährung einer finanziellen Kompensation konkretisieren.

¹³ Vgl. § 16 Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030 (EBeV): https://www.gesetze-im-internet.de/ebev_2030/_16.html

Exkurs

Im nEHS ist die Bundesregierung gemäß § 44 TEHG befugt, Rechtsverordnungen zur Gewährung eines finanziellen Ausgleichs im Falle einer unvermeidbaren Doppelzählung zu erlassen. Der Rechtsakt zur BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEVO) adressiert dieses Problem und ist seit dem 01. Februar 2023 in Kraft.

4.4 Kauf und Abgabe der Zertifikate

Für die Emissionen des Vorjahres müssen im ETS 2 jeweils zum 31. Mai Zertifikate abgegeben werden. Hierbei entspricht ein Zertifikat einer Tonne CO₂. Im ETS 2 müssen die Zertifikate erstmalig im Jahr 2029 für die Emissionen des Jahres 2028 abgegeben werden.

Sämtliche Zertifikate sollen versteigert werden. Eine kostenfreie Zuteilung wie im ETS 1 gibt es nicht. Somit wird sich am Markt ein Preis bilden. Die Versteigerungen sollen 2028 starten.

Seit Juli 2025 können an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig erstmals ETS-2-Futures gehandelt werden (siehe 3.2).

Hinweis

Die Nutzung von CO₂-Zertifikaten aus den jeweils anderen Systemen (ETS 1, ETS 2, nEHS) ist nicht möglich. D.h. eine Nutzung der Zertifikate aus dem regulärem ETS 1 ist für die Erfüllung der Abgabepflichten im ETS 2 nicht zulässig. Ebenso wenig sind die nEHS-Zertifikate oder die ab 2026 handelbaren CBAM-Zertifikate im ETS 2 einsetzbar.

4.4.1 Indirekt betroffene Unternehmen

Die Kosten für den Erwerb der Zertifikate werden die Lieferanten bzw. Inverkehrbringer der Brennstoffe nach Möglichkeit an ihre Kunden, d.h. an die Endverbraucher der Brennstoffe weitergeben. Diese sind somit indirekt durch den ETS 2 betroffen. Die daraus resultierenden höheren Brennstoffpreise verteuern die Nutzung fossiler Energieträger und machen diese unattraktiver. Dadurch sollen Anreize gesetzt werden, den Verbrauch zu senken (z. B. durch Investitionen in Gebäudesanierungsmaßnahmen) und auf emissionsarme Brennstoffe und Technologien umzusteigen (z. B. emissionsärmere bzw. emissionsfreie Fahrzeuge).

Die künftigen Auswirkungen des ETS 2 auf die fossilen Brennstoffpreise sind derzeit schwer abzuschätzen. Die Preisprognosen für den ETS 2 variieren zum Teil stark (siehe 3.2).

Je höher das Preisniveau im ETS 2, desto stärker sind die Preiseffekte. Nach einer Studie des Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. und des Öko-Institut e. V. führt ein Anstieg des CO₂-Preises um 10 Euro pro Tonne CO₂ zu einer Erhöhung

- der Erdgaspreise um 0,2 Cent pro Kilowattstunde,
- der Benzinpreise um 2,4 Cent pro Liter,
- der Diesel- und Heizölpreise um 2,7 Cent pro Liter.

Gemäß Artikel 30f der Emissionshandelsrichtlinie sind ETS 2-Verantwortliche verpflichtet, drei Jahre lang jeweils bis zum 30. April, einen Bericht abzugeben, in dem sie die Weitergabe der durch die Abgabe der Emissionszertifikate entstandenen Kosten beziffern. Die Pflicht beginnt 2029 für das Berichtsjahr 2028 und endet am 30. April 2030. Konkrete Anforderungen an die zu übermittelnden Berichte sollen von der EU-Kommission auf dem Verordnungsweg konkretisiert werden.

4.4.2 Kontoeröffnung

Die Abgabe der ETS-2-Zertifikate hat im europäischen Unionsregister zu erfolgen. In diesem werden bereits die Emissionsberechtigungen unter dem ETS 1 verwaltet. Für den ETS 2 wird ein eigener Bereich im Unionsregister eingeführt werden.

Die Kontoeröffnung im Unionsregister für den ETS 2 beginnt Mitte 2026, wobei Kontobevollmächtigte bis zum 30. April 2027 die Emissionen des Vorjahres eintragen müssen. Die erste Abgabetransaktion muss bis zum 31. Mai 2029 für die Emissionen des Jahres 2028 veranlasst werden. ETS-2-Zertifikate werden ausschließlich in einem gesonderten Teil des Unionsregisters verwaltet. Berechtigungen aus dem ETS 1 oder nEHS-Zertifikate können nicht genutzt werden. Die rechtliche Grundlage bildet die Novelle der Europäischen Registerverordnung.

Exkurs

Im nationalen Brennstoffemissionshandel müssen sich Inverkehrbringer im sog. *nEHS-Register* eintragen. Dabei ist innerhalb des Registers zwischen unterschiedlichen Kontotypen wie dem Compliance-Konto und dem Handelskonto zu unterscheiden. Ausführliche Hinweise zur Registrierung und den verschiedenen Konten können dem DEHSt-Leitfaden¹⁴ entnommen werden.

¹⁴ Nationaler Brennstoffemissionshandel: Hinweise zur Registrierung von Kontoinhabern und kontobevollmächtigten Personen:
https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/nehs/nehs-register-registrierung.pdf?__blob=publicationFile&v=4

4.5 Sanktionen

Die Mitgliedsstaaten sind aufgefordert, Sanktionen festzusetzen, die bei Pflichtverstößen greifen. Für den Fall, dass nicht ausreichend Zertifikate abgegeben werden, sieht die EU-Emissionshandelsrichtlinie vor, dass die Inverkehrbringer für jede Tonne CO₂, für die kein Zertifikat eingereicht wurde, inflationsbereinigt (entsprechend dem Anstieg des Europäischen Verbraucherpreisindex) eine Strafzahlung in Höhe von 100 Euro leisten müssen.

Hinweis

Das nEHS sieht bei Verstößen ebenfalls Geldbußen vor: Für jede nicht abgegebene Tonne CO₂ ist der doppelte Festpreis des jeweiligen Jahres zu zahlen. Anders als im ETS 2 erfolgt die Anpassung der Sanktion hier allerdings nicht inflationsbedingt, sondern orientiert sich an den jährlich festgelegten Festpreisen.

5 Fazit

Dieser Leitfaden zeigt die Gemeinsamkeiten und Unterschiede der beiden Brennstoffemissionshandelssysteme nEHS und ETS 2. Er zeigt auf, wie der Übergang vonstattengehen wird, welche Hürden zu nehmen sind und wo es noch Unsicherheiten gibt. Die nachfolgende Tabelle fasst die zentralen Punkte noch einmal zusammen und gibt einen kompakten Überblick über die wichtigsten Aspekte.

Tabelle 4

Gemeinsamkeiten und Unterschiede zwischen dem ETS 2 und dem nEHS

	ETS 2	nEHS
Anwendungsbereich	Brennstoffemissionen in bestimmten Sektoren	alle Brennstoffemissionen außerhalb des EU-ETS
Erfasste Treibhausgase	CO ₂	CO ₂
Verpflichtete	Inverkehrbringer der Brennstoffe	Inverkehrbringer der Brennstoffe
Preissteuerung	Freie Preisbildung, aber preisstabilisierende Maßnahmen durch die Marktstabilitätsreserve	Festpreisphase von 2021 bis 2025, Preiskorridor im Jahr 2026
Mengensteuerung	Jährliche Emissionsobergrenze, Flexibilitäten bei den Versteigerungsmengen durch Frontloading und MSR	Jährliche Emissionsobergrenze
Pflichten	<ul style="list-style-type: none"> – Beantragung einer Emissionsgenehmigung – Erstellung eines Überwachungsplans – Abgabe jährlicher Emissionsberichte – Erwerb und Abgabe von Emissionszertifikaten 	<ul style="list-style-type: none"> – Erstellung eines Überwachungsplans – Abgabe jährlicher Emissionsberichte – Erwerb und Abgabe von Emissionszertifikaten
Fristen	Abgabe Emissionsbericht: 30. April; 2025: 31. Juli Abgabe Zertifikate: 31. Mai	Abgabe Emissionsbericht: 31. Juli Abgabe Zertifikate: 30. September



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	ETS 2 im Kontext der EU-Klimaziele
Abbildung 2	Zeitverlauf des LRF im ETS 2
Abbildung 3	Sektoren im ETS 2 und nEHS
Abbildung 4	Preisprognosen für den ETS 2
Abbildung 5	Zentrale Fristen im ETS 2 und nEHS im Vergleich
Abbildung 6	Formel zur Berechnung der Brennstoffemissionen
Abbildung 7	Ebenenkonzept im ETS 2
Abbildung 8	Kategorisierung der Inverkehrbringer und Brennstoffströme



Ansprechpartner/Impressum

Olga Bergmiller

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-267

olga.bergmiller@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

bayme

Bayerischer Unternehmensverband Metall und Elektro e. V.

vbm

Verband der Bayerischen Metall- und Elektro-Industrie e. V.

vbw

Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.baymevbm.de www.vbw-bayern.de

© bayme vbm vbw Dezember 2025

Weiterer Beteiligter

co₂ncept plus – Verband der
Wirtschaft für Emissionshandel
und Klimaschutz e. V.

Telefon 089-551 78-446

Telefax 089-551 78-91 446

isabella.kalisch@vbw-bayern.de