

Aktuelle Herausforderung CO₂-Bepreisung

Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie leidet unter anhaltend hohen Energiekosten. Insbesondere im Vergleich zu den USA und China ist Europa hinsichtlich hoher Energiekosten seit Langem abgeschlagen, und wir verlieren weiter. Der Iran-Krieg verschärft die Dringlichkeit, die strukturellen Fehlentwicklungen auf den Energiemärkten nachhaltig zu lösen. Politische Rahmenbedingungen auf den Energiemärkten müssen verlässlich sein. Es stellt sich daher jetzt umso mehr die Frage, wie die Energiepreise gesenkt und damit Unternehmen und Haushalte entlastet werden können. Steigende CO₂-Abgaben werden das Problem zukünftig verschärfen. Die Chefvolkswirte der Sparkassen-Finanzgruppe sehen hier Handlungsbedarf.

- Eine Differenzierung zwischen dem europäischen und dem nationalen Emissionshandel ist notwendig. Unnötige Preissprünge müssen beim Übergang vermieden werden.
- Die Rahmenbedingungen für CO₂-arme Technologien müssen verbessert werden. Das Merit-Order-Prinzip gehört auf den Prüfstand.
- Investitionen in Dekarbonisierungstechnologien im Emissionshandel sollten berücksichtigt werden und Erleichterung schaffen.
- Es sollte weiterhin an den Ausbauzahlen erneuerbarer Energien festgehalten werden. Der Ausbau von erneuerbaren und CO₂-vermeiden- den Energien muss forciert werden.

31. März 2026

Autoren

Korbinian Dress
– Hamburger Sparkasse
Uwe Dürkop – Berliner Sparkasse
Dr. Ulrich Kater – DekaBank
Dr. Moritz Kraemer – LBBW
(Koautorin Sabrina Kremer – LBBW)
Christian Lips – NORD/LB
Dr. Jürgen Michels – BayernLB
Dr. Timo Plaga
– Sparkasse Hannover
Dr. Reinhold Rickes – DSGV
Dr. Gertrud Traud – Helaba
Prof. Dr. Carsten Wesselmann
– Kreissparkasse Köln

Koordinatorin:

Dr. Sonja Scheffler
sonja.scheffler@dsgv.de

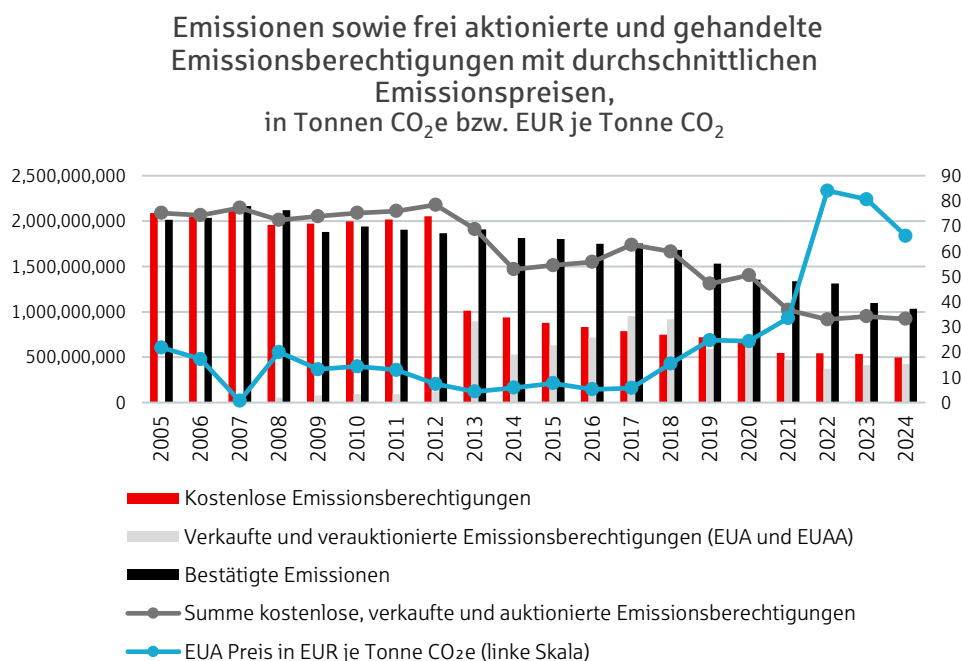
Regulierter Emissionshandel – Europa und Deutschland

Der europäische Emissionshandel

Das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS I) feierte 2025 sein 20-jähriges Bestehen. Die EU-Kommission legte das System auf, um mit einem marktwirtschaftlichen Instrument die Emissionen der energieintensiven Sektoren, wie beispielsweise von Kraftwerken oder energieintensiven (20 MW) Feuerungsanlagen, zu reduzieren.

Gewünschter Effekt durch CO₂-Regulierung?

In den ersten beiden Handelsperioden bis einschließlich 2012 wurden überwiegend kostenlose Emissionsberechtigungen ausgegeben. Nur sehr kleine Mengen wurden in Auktionen oder über die Börse gehandelt. Viele Industrien profitierten davon, da in vielen Jahren weniger Emissionen anfielen, als kostenlose Zertifikate zugeteilt wurden. Bis heute werden etwa 40 Prozent der bestätigten Emissionen kostenlos zugeteilt. Dementsprechend sanken die Emissionen anfänglich nur sehr wenig. In der dritten Handelsperiode, ab 2013, wurde die kostenlose Zuteilung für einige Sektoren, darunter der Energiesektor, beendet. Von 2014 bis 2021 durften darüber hinaus Emissionszertifikate aus dem freiwilligen Markt gegengerechnet werden – allerdings nur unter gewissen Bedingungen.

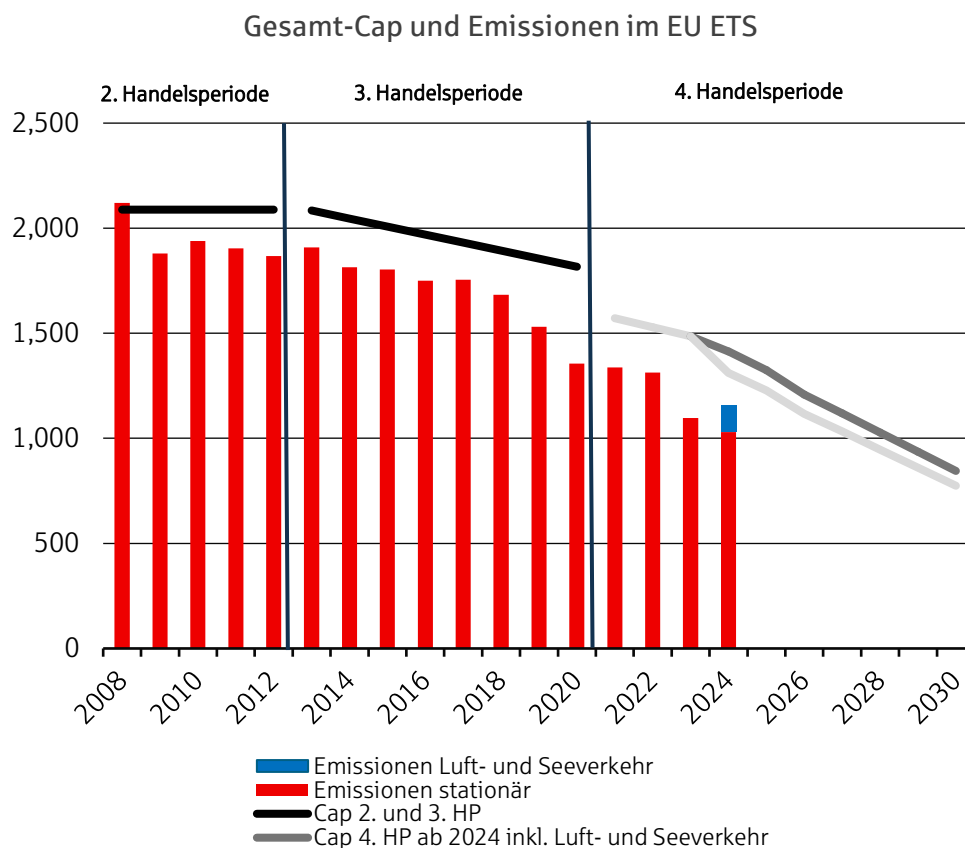


Quelle: European Environment Agency, LBBW Research

2026 wurden die ersten Schritte unternommen, um für besonders CO₂-intensive Produkte aus Drittstaaten einen Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) einzuführen. Gleichzeitig beginnt der Auslauf kostenloser europäischer Emissionsberechtigungen (EUA) in den betreffenden Sektoren. Auch für die übrigen Anlagen ist über die kommenden Jahre ein schrittweiser Abbau kostenloser Zuteilungen vorgesehen. Wollen Unternehmen weiterhin von kostenlosen Zuteilungen profitieren, müssen sie die in verpflichtenden

Energieaudits oder aus Energiemanagementsystemen empfohlenen Maßnahmen umsetzen. Zudem müssen besonders CO₂-intensive Anlagen Klimaneutralitätspläne vorlegen. Anderenfalls drohen Kürzungen von 20 Prozent.

Die kostenlose Zuteilung orientiert sich an sektorspezifischen Benchmarks, die regelmäßig an den technischen Fortschritt und reale Emissionsdaten angepasst werden. Kontinuierliche Effizienzsteigerungen in den Sektoren führen dazu, dass die Benchmarks sinken – und damit auch die Anzahl kostenloser Zertifikate. Besonders betroffen sind Anlagenbetreiber, die nicht entsprechend ihrer Benchmark konsequent in Dekarbonisierung investieren. Während der Auslauf kostenloser EUA zu einer steigenden Nachfrage an der Börse führt, sinkt das Angebot durch die lineare Reduktion der verfügbaren EUA – den sogenannten Cap.



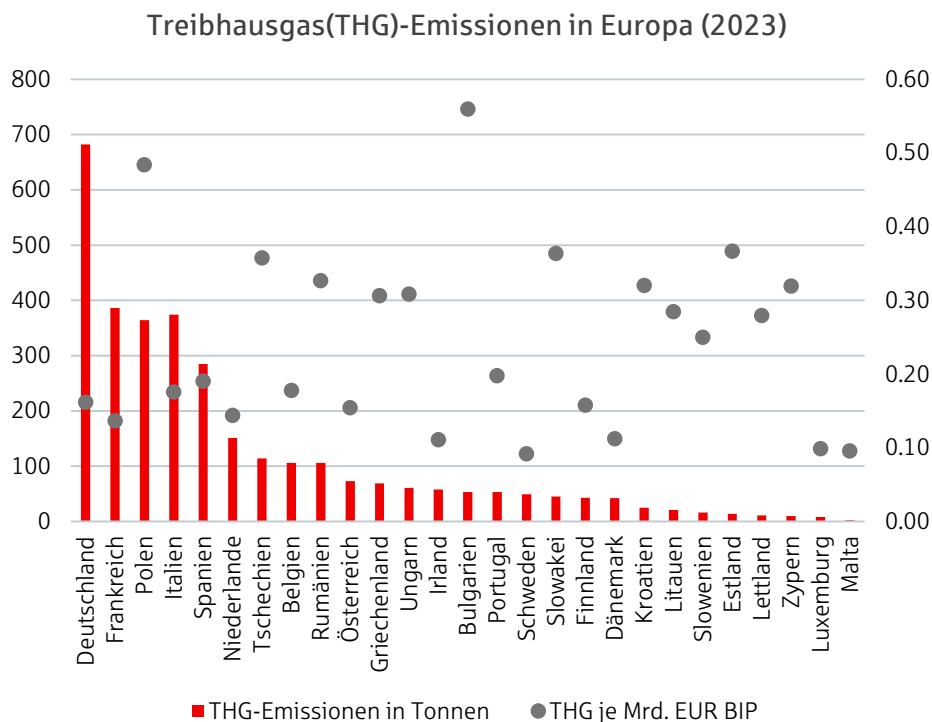
Quelle: UBA, LBBW Research

Zum Jahresbeginn 2026 lag der Preis für europäische Emissionsberechtigungen bei durchschnittlich 86 EUR pro Tonne CO₂. Mittelfristig ist jedoch von weiteren Preissteigerungen auszugehen, zumal der Nachfragedruck wie beschrieben steigt. Diese Kosten werden in der Regel weitergereicht. So haben sie Einfluss auf den Strompreis, ebenso auf Preise von Stahl, Zement, Papier, Glas und einigen weiteren energieintensiven Produkten.

Deutschland nimmt eine besondere Rolle im EU ETS I ein. Als stark industrialisiertes und größtes Land der EU entsteht hier in absoluten Zahlen der

größte Anteil der Emissionen innerhalb der EU. Dennoch schafft es die hiesige Industrie, dass sich die Emissionen je BIP trotz einer enormen Produkt- und Anlagenvielfalt im Vergleich zu anderen europäischen Ländern im unteren Mittelfeld bewegen. Circa 1.700 der ca. 10.000 stationären Anlagen werden in Deutschland betrieben. Sie erzeugen etwa 20 Prozent der Emissionen, die im EU ETS I anfallen.

Großer Ausstoß von Treibhausgasen in Deutschland



Quelle: EU-Parlament, Eurostat, LBBW Research

Der nationale Emissionshandel

Neben dem EU ETS haben Deutschland und weitere EU-Mitgliedstaaten in den vergangenen Jahren nationale Emissionshandelssysteme (nEHS) oder Emissionsabgabesysteme eingeführt. Der deutsche nEHS deckt Emissionen fossiler Brennstoffe ab, die insbesondere in den Sektoren Gebäude und Verkehr sowie kleineren Feuerungsanlagen zum Einsatz kommen. Haushalte und kleinere Betriebe sind dadurch mittelbar betroffen – etwa über Kraftstoffe an der Tankstelle sowie die Erzeugung von Raum- und Prozesswärme aus fossilen Brennstoffen. Nachdem es um ein Jahr verschoben wurde, soll ab 2028 ein europäisches Emissionshandelssystem II für ebendiese Bereiche in Kraft treten und bis 2031 die nationalen Systeme ablösen.

Der Preis im deutschen nEHS liegt seit dem 1. Januar 2026 in einer Spanne von 55 bis 65 EUR. In wöchentlichen Auktionen können emissionshandelspflichtige Unternehmen über die Abgabe von Geboten Emissionsberechtigungen erwerben. Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund mangelnder

Dekarbonisierung der Sektoren Gebäude und Verkehr ein erheblicher Preisdruck aufkommen wird. Seit 2026 gilt nun auch im nEHS ein Cap (maximale Anzahl der ausgegebenen Emissionsberechtigungen). Konkret bedeutet dies, dass Deutschland im Jahr 2025 noch (unlimitiert) über 270 Mio. Zertifikate im nEHS ausgegeben hat. Im Jahr 2026 dürfen es jedoch nur noch 215 Mio. Zertifikate sein. Daher ist davon auszugehen, dass sich der Preis zumindest in der zweiten Jahreshälfte bei 65 EUR je Tonne CO₂ einpendeln wird.

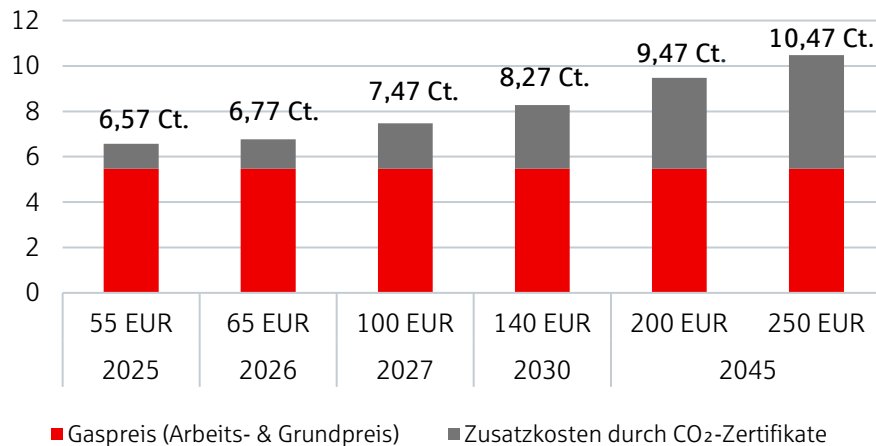
CO₂ – Kostentreiber, ja oder nein?

Steigende CO₂-Kosten werden für Unternehmen und Haushalte in den kommenden Jahren an diversen Stellen spürbar werden und sind mit Blick auf den Iran-Krieg jetzt mehr als deutlich geworden. Auf der Gasabrechnung wird bereits heute der Anteil der CO₂-Abgabe ausgewiesen. Gleiches gilt für Öl. Beide fossile Brennstoffe fallen unter den nEHS sowie zukünftig den EU ETS II. Ebenfalls dem nEHS zuzuordnen sind Benzin und Diesel. Auf dem Tankbeleg sind die Kosten für CO₂ jedoch lediglich Teil des Bruttopreises. Es erfolgt kein separater Ausweis. Ähnlich verhält es sich mit Abgaben aus dem EU ETS I. Die Kosten werden in die Kostenkalkulation der erzeugten Produkte eingerechnet und erhöhen den Preis für den Verbraucher. Glas, Papier, Karton oder ganz entscheidend Strom werden demnach teurer, wenn die Dekarbonisierung in den Unternehmen nicht voranschreitet. Um ein konkreteres Bild der monetären Wirkung zu erhalten, werden der nEHS und der EU ETS I getrennt betrachtet.

Gas als Kostentreiber

Ein Preis je Tonne CO₂ ist nicht gut greifbar. Interessant ist für betroffene Haushalte und Betriebe, wie sich der Preis bei unterschiedlicher Preisentwicklung auf die Neben- oder Betriebskosten, bspw. den Betrieb der Heizung für Raumwärme, auswirkt oder zukünftig auswirken wird. In der folgenden Grafik ist die Auswirkung von CO₂ als Kostenkomponente des Gaspreises bei Nichthaushalten dargestellt (Basis ist der durchschnittliche Rohstoffpreis, inkl. Transport, Vertrieb und Marge der Versorger, ohne Drittkosten). Es wird unterstellt, dass der Gaspreis bis 2045 unverändert bei 5,47 Cent bleibt. Das entspricht dem durch Destatis ermittelten Durchschnitt für das erste Halbjahr 2025. Wie man sieht, liegt der Anteil der CO₂-Kosten bei gerade einmal 1,1 Cent und damit etwa bei einem Fünftel des Gaspreises. Jedoch würde bei einem Preis von 250 EUR je Tonne CO₂ ein Verhältnis von nahezu eins zu eins erreicht.

Entwicklung der CO₂-Kosten für eine kWh Gas und
Gesamtpreis ohne weitere Drittkosten (Steuern,
Netzentgelte etc.)



Quelle: Destatis, LBBW Research

Demnach würde ein Unternehmen mit einem Raumwärmebedarf von 870.000 kWh heute bereits über 45.000 EUR für Gas und CO₂ (Basis 55 EUR) zahlen. Noch nicht berücksichtigt sind weitere Drittkosten. Steigt der CO₂-Preis auf 140 EUR, kommen 15.000 EUR hinzu.

Für Privatkunden sieht das Szenario sehr ähnlich aus. Allerdings lag der Durchschnittspreis für eine kWh Gas inkl. CO₂-Kosten für Privathaushalte im ersten Halbjahr 2025 bei 9,37 Cent (ohne weitere Drittkosten). Bei einem CO₂-Preis von 250 EUR je Tonne CO₂ steigen die Kosten je kWh auf 13 Cent. Allerdings zahlen Privathaushalte aufgrund der geringen Abnahmemenge einen fast doppelt so hohen Grundpreis im Vergleich zu Gewerbekunden. Für eine 150-qm-Wohnung in einem Altbau liegt der Gasbedarf für Heizung und Warmwasser bei circa 25.000 kWh. Bei einem CO₂-Preis von 140 EUR würden die Heizkosten von bisher etwa 2.300 EUR (55 EUR je Tonne CO₂) auf fast 3.000 EUR ansteigen.

Der Gaspreis inkl. CO₂ kann sich für Gebäude und Prozesswärme kleinerer Anlagen zu einem ernst zu nehmenden Kostentreiber entwickeln. Das ohnehin bestehende Problem hoher Energiepreise würde dadurch weiter verschärft. Wärmepumpen, Großwärmepumpen sowie Fernwärme stellen für die meisten Anwendungen im Bereich der Raumwärme sowie der Prozesswärme kleinerer Anlagen bereits reife technologische Alternativen zum Einsatz von Gas dar. Im aktuellen geopolitischen Umfeld macht es darüber hinaus mehr denn je Sinn, sich von Rohstoffen zu verabschieden, bei denen eine hohe Abhängigkeit gegenüber anderen Ländern besteht. Preissprünge an den Rohstoffmärkten verlieren dann an Relevanz und erlauben eine besser planbare Kostenkalkulation.

Der nEHS deckt auch das CO₂ ab, das durch den Verkauf von Benzin und Diesel an der Tankstelle entsteht. Je Liter Benzin fallen etwa 2,37 kg CO₂ an.

Für Diesel liegt der Wert bei 2,65 kg. In der folgenden Tabelle ist der Kostenanstieg je Liter bis 2045 simuliert.

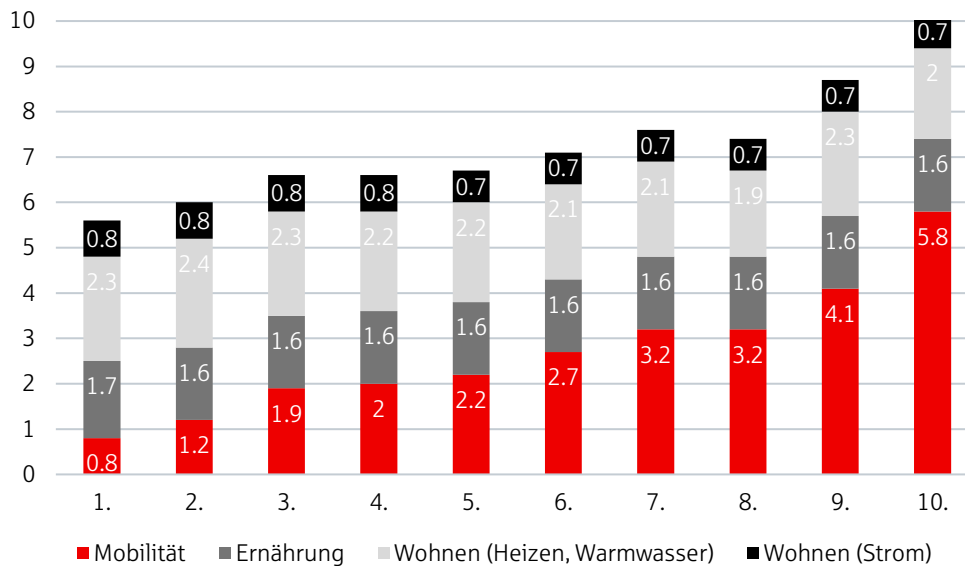
Theoretische Entwicklung der Komponente CO₂ je Liter Benzin und Diesel in EUR

	2025	2026	2027	2030	2045	
CO₂-Preis	55 EUR	65 EUR	100 EUR	140 EUR	200 EUR	250 EUR
Benzin	0,13035	0,15405	0,237	0,3318	0,474	0,5925
Diesel	0,14575	0,17225	0,265	0,371	0,53	0,6625

Quelle: Bundestag, LBBW Research

Auch wenn die Auswirkungen des nEHS als sehr kritisch betrachtet werden können, ist es wichtig, klar zwischen den beiden Sektoren Gebäude und Verkehr zu differenzieren. Der Zugang zu Wärme ist essenziell für ein würdiges Leben. Die folgende Grafik veranschaulicht, dass sowohl Strom als auch Wärme im Bereich Wohnen den CO₂-Fußabdruck von Haushalten mit sehr niedrigem Einkommen dominieren, während der Bereich Mobilität hier nur einen sehr kleinen Teil des CO₂-Fußabdrucks ausmacht. Demnach sind sie von einer Anhebung der CO₂-Abgabe besonders stark in Bezug auf Gas- und Stromkosten betroffen, auch wenn die CO₂-Abgaben abhängig von den CO₂-Emissionen pro qm und Jahr in Teilen mehr oder weniger umfangreich vom Vermieter zu übernehmen sind. Einkommensschwache Haushalte leben zu meist auf kleinem Wohnraum, häufig in schlecht sanierten Gebäuden. Mit zunehmendem Einkommen steigt der Wohnraum pro Person, allerdings auch die Energieeffizienz der Immobilie. Mobilität spielt erst mit zunehmendem Einkommen eine Rolle beim CO₂-Fußabdruck. In Haushalten mit hohem Einkommen ist die Mobilität unangefochtener Haupttreiber. Schwere und hochmotorisierte Fahrzeuge sowie die Nutzung eines Zweitwagens spielen hierbei entscheidende Rollen.

CO₂-Fußabdruck pro Kopf in Deutschland nach
Einkommensdezilen,
in Tonnen CO₂e durchschnittlich pro Jahr



Quelle: DIW, LBBW Research

Der nEHS wird sich ab 2028 am EU ETS II orientieren. Durch die kürzliche Verschiebung um ein Jahr und die Regelungen im Bundesemissionshandelsgesetz wird jedoch für das Jahr 2027 zunächst auf den EU ETS I referenziert. Der CO₂-Preis im EU ETS I wird unserer Erwartung nach im kommenden Jahr im Durchschnitt zwischen 90 und 95 EUR liegen. Dadurch würde sich ein Preissprung von 2026 auf 2027 von etwa 30 EUR ergeben – aktueller Höchstpreis im nationalen Emissionshandel von 65 EUR auf 90 bis 95 EUR im EU ETS I im Jahr 2027. Ab 2028 wird dann jedoch erneut die Referenz gewechselt, da der EU ETS II in Kraft tritt. Die EU-Kommission plant, den Preis anfänglich bei 45 EUR (Referenzjahr 2020) zu stabilisieren. Das entspräche inflationsbereinigt im Jahr 2028 rund 60 EUR. Dadurch würde der Preis wieder sinken.

Zwischenfazit

Der im letzten Abschnitt skizzierte Wechsel zwischen der Referenz EU ETS I im Jahr 2027 und der Referenz EU ETS II im Jahr 2028 sollte vermieden werden. Es wäre sinnvoll, die aktuelle Preisspanne von 55 bis 65 EUR für ein weiteres Jahr beizubehalten. Damit kann Kontinuität und Planbarkeit für Unternehmen und Haushalte sichergestellt werden.

Preisspanne von 55 bis 65 Euro beibehalten

Im Gebäudebereich besteht besonderer Handlungsdruck. Die Auswirkungen höherer Energiekosten treffen insbesondere vulnerable Haushalte. Untersuchungsergebnisse des [Umweltbundesamtes](#) zeigen, dass ein Klimageld nicht die Lösung für das Problem darstellt und lediglich als Überbrückungsinstrument dienen kann. Zudem weist die Studie darauf hin, dass eine Pro-Kopf-Ausschüttung gemäß der EU-EHS-Richtlinie nur mit einem positiven Umweltnutzen kompatibel ist.

Zielführend wäre die Entwicklung von Förderprogrammen, die sich aus den Einnahmen des nationalen Emissionshandels nähren (2025: rund 16 Mrd. EUR) und darauf abzielen, Gebäude zu sanieren, die von Menschen mit geringem Einkommen bewohnt werden. Die Förderung sollte sich danach richten, wie stark die Energieeffizienz verbessert wird, und nicht nach der eingesetzten Technologie. Das würde sicherstellen, dass jeder eingesetzte Euro auch den größten Nutzen bringt. Für eigengenutzte Immobilien wäre eine direkte Förderung, gestaffelt nach dem Haushaltseinkommen, analog der neuen E-Auto Prämie, sinnvoll. Bei Mietwohnungen muss die Sanierung für den Hauseigentümer wirtschaftlich sinnvoll sein. Eine Kostenweitergabe an die Mieter muss auf einen zu definierenden Zeitraum ausgeschlossen sein. Dabei ist der Wertzuwachs durch die Sanierung zu berücksichtigen. Immobiliengutachter arbeiten bereits heute an der Integration von GEG-Anforderungen bei der Bewertung von Immobilien. Damit würden die Einnahmen aus dem Emissionshandel zum einen den Energieverbrauch im Gebäudesektor senken und zum anderen die Kosten für vulnerable Haushalte dauerhaft stabilisieren.

Die hohen CO₂-Abgaben an der Tankstelle können einkommensstarken Haushalten zugemutet werden. Besser wäre es jedoch, dass analog der Gasabrechnung auch der Tankbeleg die CO₂-Abgabe ausweist und der Verbraucher stärker sensibilisiert wird. Zudem sollte eine CO₂-Steuer für CO₂-intensive Fahrzeuge mit hohem Gewicht und/oder hoher Leistung eingeführt werden. Dieses Modell wird in anderen EU-Mitgliedsländern, wie bspw. Frankreich, bereits erfolgreich praktiziert. Dabei werden soziale Aspekte, wie Fahrzeuge für körperlich eingeschränkte Menschen oder Familien mit drei oder mehr Kindern, berücksichtigt. Eine entsprechende Ausgestaltung würde den Kauf eines elektrischen Fahrzeugs wirtschaftlich anreizen, ohne ein Verbot auszusprechen. Nur wenige einkommensschwache Haushalte sind in diesem Fall betroffen. Um den Zugang zur E-Mobilität für alle Haushalte zu ermöglichen, sollten auch hier Förderprogramme mit Einkommensstaffel implementiert werden. Diese könnten wiederum aus den zusätzlich generierten Steuereinnahmen finanziert werden. Der europäischen Automobilindustrie kann über diesen Weg zudem Anschubhilfe bei der E-Mobilität gegeben werden.

Der europäische Emissionshandel

Die Herausforderungen für Unternehmen, die dem EU ETS I unterliegen, sind ungleich größer. Zu den energieintensiven Industrien zählen, neben der Erzeugung von Strom und Wärme, die Sektoren Chemie, Stahl, Glas, Papier, Keramik, die Zementherstellung sowie Öltrafinerien. Betroffen sind auch einige Pharmaunternehmen sowie Lebensmittelhersteller.

Emissionen der Anlagen in Deutschland nach Branchen (Treibhausgasemissionen 2024)

Bezeichnung des Sektors der Branche	Emissionen (Mio. t CO ₂ a*)							
	Zahl der Anlagen 2024	Durch- schnitt 2008– 2012**	Durch- schnitt 2013– 2020 ***	2020	2021	2022	2023	2024
Energieanlagen	878	344,8	305,9	205,5	234,9	241,8	188,5	170,6
Industrieanlagen	838	105,4	123,8	114,6	119,8	112,2	101,0	102,1
sonstige Verbrennungs- anlagen	50	0,2	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Raffinerien	22	26,9	24,7	22,9	22,5	23,5	21,3	21,8
Eisen und Stahl	115	31,1	36,3	31,5	35,4	33,2	32,5	33,1
Nichteisenmetalle	38	0,1	3,2	3,1	3,1	2,7	2,1	2,5
Mineralverarbeitende Industrie	289	34,6	35,3	34,4	35,6	33,6	28,5	27,0
Papier und Zellstoff	130	6,2	5,7	5,2	5,3	4,7	3,9	4,0
Chemische Industrie	194	6,3	18,0	17,0	17,3	14,1	12,1	13,3
Gesamt	1.716	450,2	429,7	320,1	354,8	354,0	289,5	272,7

* Inklusive der Emissionen von Anlagen, die im Jahr 2024 nicht mehr emissionshandelspflichtig waren.

** Anwendungsbereich der 2. Handelsperiode des EU-ETS 1.

*** Anwendungsbereich der 3. Handelsperiode des EU-ETS 1.

Quelle: Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle

Während der Energiesektor in den vergangenen fünf Jahren 35 Mio. Tonnen CO₂ reduzieren konnte, hat sich insbesondere bei den Raffinerien und der Eisen- und Stahlerzeugung nur sehr wenig getan.

Viele Studien weisen zwischenzeitlich darauf hin, dass ein wirtschaftlicher Betrieb CO₂-neutraler oder CO₂-armer Technologien unter den aktuellen Bedingungen nicht möglich ist. Eine Studie des Umweltbundesamtes (UBA) kommt zu dem Ergebnis, dass dafür niedrigere Kosten für Strom und Wasserstoff (H₂) und ein höherer CO₂-Preis notwendig wären. Zudem müsste eine ausreichende Versorgung mit erneuerbarer Energie und genügend H₂ sichergestellt sein. Hinzu kommt, dass für eine Vielzahl von Anwendungen in der Industrie bisher keine marktreifen Technologien vorhanden sind. Das heißt, weder sind sie bisher skalierbar noch wirtschaftlich sinnvoll. Eine [Studie des Fraunhofer ISI](#) untermauert die Aussagen der UBA-Studie. Zwar wurden nur Dekarbonisierungstechnologien im Lebensmittelsektor untersucht, doch die Bedingungen des Fraunhofer ISI, die an eine erfolgreiche Transformation gekoppelt sind, sind konkreter und die Studie ist überdies aktueller (Veröffentlichung Ende 2025). Ein Strompreis von 60 EUR/MWh (inkl. aller Abgaben, Steuern und Umlagen) sowie die vollständige Kompensation von CO₂-Kosten, die über den Strompreis anfallen, wären demnach notwendig,

um nach heutigem Stand im Vergleich zu fossilen Technologien wirtschaftlicher zu sein.

Um die zentralen Hürden der Dekarbonisierung besser zu verstehen, werden fünf Branchen getrennt betrachtet: Energie, Raffinerien, Eisen und Stahl, Chemie sowie die mineralverarbeitende Industrie.

*Dekarbonisierung
sektoral gestalten*

1. Energiesektor

Die notwendigen Technologien sind überwiegend in einem hohen Reifegrad verfügbar. So wird derzeit an immer leistungsfähigeren Windrädern gearbeitet und auch PV-Module wurden über die vergangenen Jahre immer effizienter. Der limitierende Faktor für den Energiesektor ist derzeit der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze sowie die Bereitstellung von gesicherten Grundlastkapazitäten. Die Kraftwerkstrategie sieht die Ausschreibung von 12 GW zusätzlicher Kapazität vor. Sämtliche Kraftwerke sollen wasserstofffähig sein und bis 2045 vollständig umgestellt werden. In deutschen Kraftwerken wird bereits die Beimischung von Wasserstoff in die bestehenden Gasleitungen getestet. Während die Internationale Energieagentur (IEA) für den Transport von Wasserstoff in Lkws oder auf Schiffen eine hohe Technologiereife von 10 ausweist, liegt sie bei Pipelines aktuell bei 9 und der Einsatz von reinem Wasserstoff im Gaskraftwerk sogar nur bei 8. Natürlich stehen noch fast 20 Jahre für weitere Forschung und Entwicklung zur Verfügung. Doch die Low Hanging Fruits im Energiesektor sind umgesetzt. Weitere Schritte im Zuge der Dekarbonisierung bedürfen höherer Investitionen.

Mit Blick auf den Emissionshandel:

Die neuen Gaskraftwerke werden nur an wenigen Tagen auf Volllast laufen und können auf diese Weise nicht wirtschaftlich betrieben werden. Zusätzliche Belastungen müssen vermieden werden, um die Strompreise nicht unnötig in die Höhe zu treiben. Es muss ein Weg gefunden werden, Kraftwerksbetreiber für die Bereitstellung von Reservestrom und der damit gewährleisteten Versorgungssicherheit bis 2045 vom Erwerb von CO₂-Emissionsrechten für die mit Gas betriebenen Kraftwerke zu befreien. Darüber hinaus muss grüner Wasserstoff so früh wie möglich zum Einsatz kommen. Derzeit ist nicht definiert, was genau H₂-ready in Bezug auf die neu zu bauenden Gaskraftwerke bedeutet. Für eine höhere Planungssicherheit fordern Unternehmen ([Stellungnahme der EnBW im Lobbyregister des Bundestags](#)) wie auch der [Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs](#) eine Standardisierung des Begriffs H₂-ready. Gleichzeitig muss gewährleistet sein, dass wirtschaftlich tragfähigere Lösungen durch eine Standardisierung nicht ausgeschlossen werden. Eine Möglichkeit, um die CO₂-Emissionen dennoch auszugleichen, wäre

der Erwerb von freiwilligen Emissionszertifikaten durch den Bund. Allerdings müsste das auch von der EU mitgetragen werden.

2. Raffinerien

Raffinerien wandeln Erdöl in Produkte wie Benzin, Diesel oder Kerosin um. Sie stellen zudem Chemikalien wie Ethylen her, aber auch grauen Wasserstoff. Dafür ist Prozesswärme notwendig, die in den meisten Fällen durch Gas erzeugt wird. Das aktuelle Produktsortiment wird bis zum Jahr 2050 größtenteils vom Markt verschwinden. Die Betreiber stehen vor der Herausforderung, statt fossiler Treibstoffe in Zukunft nachhaltiges Kerosin, sogenannte Sustainable Aviation Fuels (SAF), E-Fuels oder grünen Wasserstoff anzubieten. Dafür braucht es jedoch ausreichend erneuerbare Energie. Der konsequente Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Bau des Wasserstoffkernnetzes sind zwei wesentliche Elemente in der Transformation der Raffinerien.

Mit Blick auf den Emissionshandel:

Europa ist auf die Grundstoffindustrie angewiesen, will es sich nicht in neue oder weitere Abhängigkeiten begeben. Eine Koppelung zwischen der Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien – zur Erzeugung von Wasserstoff, alternativ der Menge von Wasserstoff aus dem Ausland –, dem Reifegrad der benötigten Technologie und der Verfügbarkeit von Emissionsberechtigungen (aktuell endet der EU ETS I im Jahr 2040) ist notwendig.

3. Eisen und Stahl

Stahl ist Ausgangsmaterial in vielen Industrien, wie dem Bausektor oder der Automobilindustrie. Am weitesten verbreitet ist die Stahlerzeugung im Hochofen. Der Prozess ist sehr CO₂-intensiv, weswegen über 10 Prozent der Emissionen in der Industrie im Jahr 2024 auf den Sektor Eisen und Stahl entfielen. Der Branche stehen derzeit zwei Methoden zur Dekarbonisierung zur Verfügung, darunter die Erzeugung von Stahl aus Stahlschrott und Eisenschwamm im Elektrolichtbogenofen (EAF), wobei in diesem Verfahren neben Elektrizität in der Regel noch zusätzlich Erdgas hinzugefügt werden muss. Dennoch ist das Verfahren deutlich CO₂-ärmer als der konventionelle Weg. Alternativ kann Stahl im Direktreduktionsverfahren hergestellt werden. Dafür ist grüner Wasserstoff erforderlich. Die Herausforderungen beider Verfahren sind zum einen die hohen Betriebskosten, denn sowohl Wasserstoff als auch Strom sind sehr teuer. Wasserstoff steht überdies nicht in ausreichender Menge zur Verfügung. Und zum anderen fehlen die Leitmärkte für grünen Stahl. Ein Ansatzpunkt wäre die Nutzung von grünem Stahl in öffentlichen Ausschreibungen.

Ein Beispiel aus jüngster Vergangenheit zeigt, wie schwierig sich die Transformation in Deutschland gestaltet. Arcelor Mittal erhielt 2024 einen Zuschlag im Rahmen der sogenannten Klimaschutzverträge. Im Herbst 2025 kündigte das Unternehmen an, dass es das Projekt abbrechen muss, da es trotz hoher Fördergeldzusagen nicht wirtschaftlich umgesetzt werden konnte. Dafür wird nun in Frankreich der erste Elektrolichtbogenofen aufgestellt. Nach Aussage des Betreibers seien die Standortbedingungen dort besser.

Durch die bisherigen Vorbereitungen für die Umsetzung von CBAM konnten auf internationaler Ebene kleinere Erfolge verbucht werden. Einige der größten Importeure in die EU, unter anderem die Türkei, sind auf dem Weg, eine eigene CO₂-Abgabe einzuführen. Wenn gleich der Preis vermutlich zunächst unter dem Europas liegen wird, würde sich die Position der Industrie hierzulande dadurch ein wenig verbessern. Doch abgesehen von diesen diplomatischen Erfolgen dürfte das aus internationaler Handelsperspektive kritische Instrumentarium in der angespannten geopolitischen Situation wohl nur wenig Chancen auf weitere Umsetzung haben.

Zudem dürfte die Einführung von CBAM den Wettbewerbsnachteil der EU-Industrie nicht aufheben können, da lediglich die Rohstoffe unter den CBAM fallen, nicht jedoch Endprodukte, die daraus gefertigt werden. Daher könnte es für Hersteller in der EU attraktiver werden, die Produktion an einen außereuropäischen Standort zu verlagern. Dort wird das Endprodukt montiert und kann dann ohne CO₂-Ausgleich nach Europa importiert werden.

Mit Blick auf den Emissionshandel:

Analog den Raffinerien wäre eine Kopplung der Verfügbarkeit von Emissionsberechtigungen an die des Wasserstoffs sinnvoll. Zudem sollte in Erwägung gezogen werden, ob Investitionen in CO₂-arme Technologien im EU ETS I gegengerechnet werden könnten. Zwar wären es Vorschusslorbeeren für Emissionen, die derzeit noch nicht eingespart werden. Dies könnte zusammen mit Fördergeldern dennoch den notwendigen Anschlag liefern.

4. Mineralverarbeitende Industrie

Die Zementindustrie steht vor der wohl größten Herausforderung. Es wird häufig noch Kohle genutzt, um die Öfen auf 1.600 Grad zu erhitzen. Dennoch entfällt darauf der kleinere Teil der Emissionen. Etwa zwei Drittel der CO₂-Emissionen werden beim Brennen des Gesteins freigesetzt. Deutschlands größter Zementhersteller, Heidelberg Materials, bietet seit Ende 2025 den ersten „Near-zero“-Zement an. Das ist möglich, weil das CO₂, das während des Brennens entsteht, eingefangen und gespeichert wird (Carbon Capture and Storage, CCS).

Mit Blick auf den Emissionshandel:

Der Weg über die CO₂-Speicherung ist derzeit der einzig mögliche in der Zementindustrie, und gleichzeitig ist er auch für viele weitere Industrien notwendig. Die Wissenschaft ist sich in der Zwischenzeit einig, dass die Klimaneutralität nur unter Einbindung von CCS, Carbon Capture and Utilization (CCU) sowie negativer Emissionen (technische oder natürliche Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre) möglich ist. Daher wäre es sinnvoll, wenn Investitionen in diese Technologien dem EU ETS I gegengerechnet werden könnten. Damit würde auch die Zementindustrie entlastet werden, sofern sie weiter in Dekarbonisierungslösungen investiert. Die Bundesregierung ebnete Anfang 2026 den Weg für die Speicherung von CO₂ am Meeresgrund – ein wichtiges politisches Signal für die energieintensive Industrie.

5. Chemie

Die Chemieindustrie steht mit dem Rücken zur Wand. Fossile Energieträger dienen der Energiebereitstellung und stellen (bisher) auch Grundstoffe in der Petrochemie zur Verfügung. Medizin, Düngemittel, aber auch Kunststoffe zählen dabei zu den Endprodukten. Die Branche sucht zum einen nach Alternativen, um die fossilen Kohlenstoffkomponenten durch Biomasse und Recycling oder auf grünem Wasserstoff basierende Alternativen zu ersetzen. Zum anderen zählt die Abscheidung von CO₂ auch in der Chemie als möglicher Weg, die unvermeidbaren Emissionen zu mindern. Eine [Studie der Universität Leiden und der TU Delft](#) aus dem Jahr 2021 kam zu dem Ergebnis, dass der Energiebedarf trotz steigender Produktionszahlen seit 1990 (plus 80 Prozent) um rund 20 Prozent reduziert werden konnte. Das ist sowohl auf eine bessere Energieeffizienz als auch auf optimierte Produktionsprozesse zurückzuführen.

Mit Blick auf den Emissionshandel:

CO₂-Abscheidung und Speicherung sowie grüner Wasserstoff zählen auch in dieser Industrie zu den aussichtsreichsten, aber auch teuren Lösungen für die Dekarbonisierung. Der Erhalt der Industrie bei gleichzeitiger Investition in Forschung und Entwicklung sowie neue Technologien stellt eine Herkulesaufgabe dar. Auch für die Chemieindustrie ist der weitere und zügige Ausbau von erneuerbaren Energien, Speichertechnologien und Netzen notwendig.

Die schwer zu dekarbonisierenden Sektoren haben meist einen hohen Bedarf an erneuerbaren Energien, entweder für die direkte Elektrifizierung von Prozessen – Elektrolichtbogenöfen – oder zur Herstellung von grünem Wasserstoff, synthetischen Kraftstoffen oder Rohstoffen – bspw. Ammoniak, Methanol, SAF oder E-Fuels. Neben erneuerbaren Energien und Wasserstoff spielt die CO₂-Abscheidung und Speicherung eine große Rolle. Dafür sind

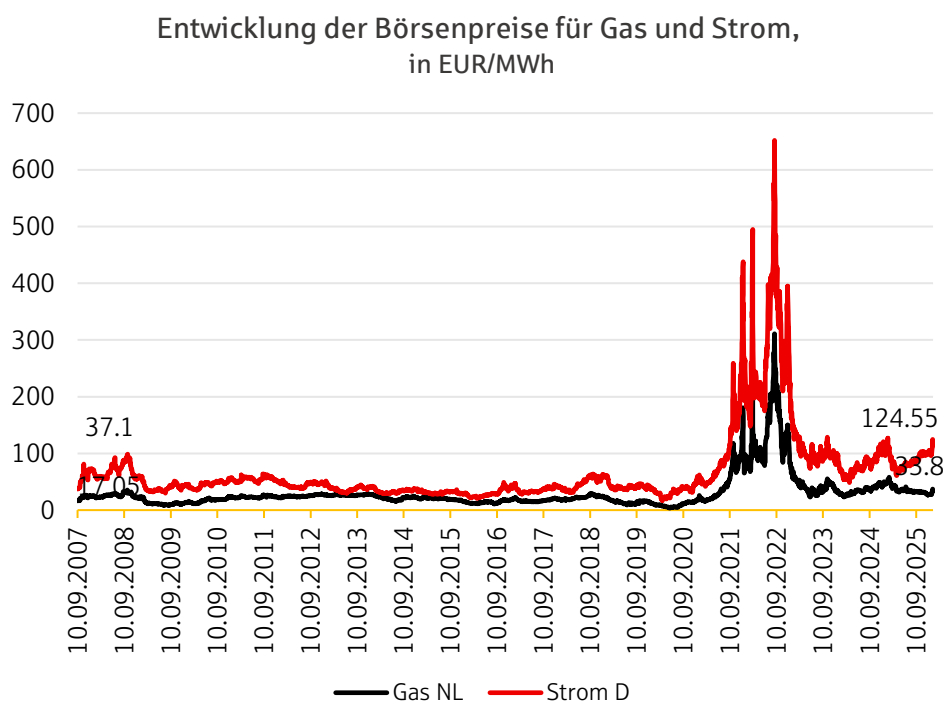
hohe Investitionen notwendig. Um diese zu ermöglichen, sollten Investitionen im EU ETS I berücksichtigt werden können, wenn dadurch perspektivisch substantielle CO₂-Minderungen erzielt werden können.

Senkung der Strompreise zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit

Deutschland kämpft mit hohen Energiepreisen. Das Niveau vor dem Ausbruch des russischen Angriffskrieges in der Ukraine konnte seither nicht mehr erreicht werden. Die Preise lagen allerdings auch damals schon über denen in China oder den USA. Der Iran-Krieg verschärft diese Situation weiter.

Subventionen beim Strompreis, wie etwa der vielbeschworene Industriestrompreis, können kurzfristig Erleichterung schaffen. Allerdings dient diese Maßnahme nur zur Überbrückung und sollte nur kurzfristig eingesetzt werden, denn am Kern des Problems – den hohen Preisen für Energie – ändert die Subvention nichts. Zudem sollten Bedingungen an die Gewährung von Strompreissubventionen geknüpft werden. Beispielsweise wird Strom nur für CO₂-arme oder vollelektrische Anlagen subventioniert. Denkbar wäre auch eine Kompensation der CO₂-Abgabe auf Strom.

Senkung der Strompreise dringend erforderlich!



Quelle: Bloomberg

Der Strompreis wird von der Merit-Order bestimmt. Sie legt die Reihenfolge der Kraftwerke im kurzfristigen Stromhandel fest und bestimmt den Preis. Das Kraftwerk mit den geringsten Grenzkosten, also den Kosten je zusätzlicher kWh, kommt zuerst zum Einsatz. In der Regel sind das erneuerbare

Merit-Order-Prinzip dringend überprüfen!

Energien, da ihre Grenzkosten bei nahezu null liegen. Es müssen keine fossilen Energieträger gekauft und verarbeitet und auch keine Emissionsberechtigungen erworben werden, um eine kWh Strom zu erzeugen. Reicht der Strom aus erneuerbaren Energien nicht aus, um die Last zu decken, werden auch Kohle- und Gaskraftwerke berücksichtigt. Letztere preisen die CO₂-Kosten in ihre variablen Kosten in der Merit-Order ein, was zu einem strompreiserhöhenden Effekt führt. Sollte der Strom in den europäischen Nachbarländern günstiger sein, wird er von dort importiert.

Im Merit-Order-Prinzip setzt das letzte Kraftwerk, das benötigt wird, um die Stromlast zu decken, den Preis, der dann für alle Anbieter gilt. Strom ist also insbesondere dann teuer, wenn Gas zum Einsatz kommt. Die Merit-Order ist somit geeignet, um den Strom in jeder Stunde kosteneffizient zu produzieren und transparente Preissignale für den täglichen Betrieb von Erzeugungsanlagen zu setzen. Durch die hohen Deckungsbeiträge für erneuerbare Energien war sie auch geeignet, Anreize für Investitionen in diese Technologien zu setzen. Mit einem zunehmenden Anteil der erneuerbaren Energien nimmt jedoch die Incentivierung ab. Zudem ist das Prinzip nicht dafür geeignet, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Solange der Anteil der fossilen Energieträger hoch bleibt, wird bei steigenden CO₂-Preisen das Merit-Order-Prinzip auch zu steigenden Strompreisen führen, die bei der Ausweitung von Strom als Energieträger für Haushalte und Unternehmen zu zusätzlichen Belastungen führt. Daraus resultiert, dass zur Kappung der Strompreise für die Verbraucher und zur Beibehaltung von langfristigen Investitionsanreizen in erneuerbare Energien das Merit-Order-Prinzip überdacht werden muss. Angesichts der Preisschübe durch den Iran-Krieg wird eine Anpassung des Merit-Order Prinzips umso dringlicher.

Eine [Studie von Agora](#) aus dem Jahr 2025 kommt zu dem Ergebnis, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien unabhängig von der Stromnachfrage den Strompreis senken wird. Umso mehr erneuerbare Energien vorhanden sind, umso seltener muss auf fossile Kraftwerke zurückgegriffen werden. Nur dann kann wirklich eine Entkopplung des Strompreises vom Gaspreis erreicht werden. Ein Beispiel dafür ist der 6. Juni 2025, ein Tag mit hoher Sonnen- und Windernte. Während der Day-Ahead-Preis für Gas sich in den Tagen davor und danach um die 36 EUR/MWh eingependelt hatte, sackte der Preis für Strom (Day Ahead) von über 38 EUR auf nur noch knapp über 7 EUR MWh.

In der Studie wurden die Kosten für den notwendigen Netzausbau nicht berücksichtigt. Die Reduktion bei den Stromkosten lag zwar bei 12 bis 14 Mrd. EUR pro Jahr, doch das greift zu kurz. Die sogenannten Systemkosten, also Netzausbau sowie Investitionen in Batteriespeicher, Reservekraftwerke und Elektrolyseure, müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Investitionen können jedoch besser bei einem langsamen Ausbau erneuerbarer Energien über die kommenden 20 Jahre verteilt werden. Braucht man alles

bereits in 5 bis 10 Jahren, steigen die Systemkosten entsprechend schnell an.

Diesem Thema widmet sich eine [Studie von Aurora im Auftrag der EnBW](#). Darin wird versucht, die Systemkosten der Energiewende zu optimieren. Einsparung von 14,7 Mrd. EUR pro Jahr wurden in einem Finalszenario prognostiziert. Aurora setzt ebenfalls auf den Ausbau von On-Shore-Windkapazitäten, sieht jedoch weniger Bedarf für Off-Shore- und PV-Kapazitäten sowie Elektrolyseure. Dafür sollen verstärkt Gas-/Wasserstoff-Kraftwerke eingesetzt werden. Dadurch würden die Strompreise jedoch steigen. Zudem berücksichtigt die Studie nicht, dass erneuerbare Energien unter anderem zur Herstellung von Wasserstoff oder für die Elektrifizierung von Steamcrackern in der Chemie in den energieintensiven Sektoren unerlässlich sind.

Sicher ist, dass erneuerbare Energien in so vielen Stunden wie möglich die Last decken sollten, um jene Stunden oder Tage, in denen wir auf Gas oder Kohle angewiesen sind, so niedrig wie möglich zu halten. Gleichzeitig sollten die Systemkosten optimiert werden, um Netzentgelte sowie die Kosten, die aufseiten der Versorger entstehen, nicht unnötig in die Höhe zu treiben. Ein Beispiel dafür sind die bisher geplanten Erdkabel für das Übertragungsnetz Südlink. Würde man auf Überlandkabel umsteigen, ließen sich 20 Mrd. EUR sparen.

Einen weiteren Ansatzpunkt, um Kosten einzusparen und damit den Strompreis für Endverbraucher zu reduzieren, ergibt sich aus dem Auslauf der aktuellen Förderung des EEG. Zum 31. Dezember 2026 läuft die Genehmigung der Beihilfen aus, die im Rahmen des EEG gewährt werden. Vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission bedeutet dies, dass eine neue EEG-Regelung Anfang 2027 in Kraft tritt. Gleichzeitig fordert die Strombinnenmarkttrichtlinie, dass staatliche Förderinstrumente beidseitig wirken müssen. Einerseits sollen für Anlagenbetreiber Erlösrisiken, die sich aus niedrigen Preisen ergeben, abgefangen werden. Andererseits soll der Staat das Recht haben, Erlöse abzuschöpfen, wenn sie einen festgelegten Wert übersteigen. Solche Verträge nennt man auch Contracts for Differences (CfD). Die beidseitige Wirkweise reduziert die Förderkosten, was sich über die EEG-Umlage auch in den Stromkosten widerspiegeln sollte. Sie macht Erlöse aber auch planbar, was insbesondere für Investoren und Finanzierer von Bedeutung ist.

Je nach Ausgestaltung wirken sich die CfDs unterschiedlich auf den Einsatz erneuerbarer Energien aus. Vereinfacht ausgedrückt gibt es zwei unterschiedliche Modelle: produktionsabhängige und produktionsunabhängige CfD. Produktionsabhängige CfD orientieren sich am Preis für die veräußerte Menge an Strom. Liegt der Erlös über dem vereinbarten Preis, schöpft der Staat ab. Liegt er darunter, gleicht der Staat die Differenz aus. Aktuell ist ein Ansatz mit Preiskorridor, der mittels einer Unter- und Obergrenze Übergewinne und Verluste absichert, die wahrscheinlichste Option.

Jedoch kann das Instrument in dieser Ausgestaltung auch Fehlanreize setzen. Anlagenbetreiber könnten, um eine Abschöpfung bei hohen Strompreisen zu umgehen, beispielsweise angeschlossene Batteriespeicher füllen, statt den Strom dem Markt zur Verfügung zu stellen. Das würde die Preise noch weiter in die Höhe treiben. Da in den Phasen hoher Strompreise das Angebot ohnehin knapp ist, könnte das dazu führen, dass noch mehr konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden müssten, um die notwendige Strommenge zu erzeugen. Darüber hinaus würde in einem solchen Szenario auch der CO₂-Ausstoß im Strommix steigen. Die Zurückhaltung von Mengen durch produktionsabhängige CfDs führt zu weiteren Fehlanreizen, diese Mengen im Intraday-Handel zurückzukaufen, was systemisch ineffizient wäre. Im Ergebnis sind Verzerrungen der Strompreise zu erwarten.

Eine Alternative stellen produktionsunabhängige CfD dar. Ähnlich dem Kapazitätsmarkt würden sich Anlagenbetreiber über Ausschreibungen feste Zahlungen für die installierte Leistung sichern. Dann muss ermittelt werden, wie hoch die Erlöse einer zu bestimmenden Referenzanlage wären. Diese Referenzanlagen müssen eine auf Daten (z. B. Wettermodelle) basierende Prognose der Produktion beinhalten. Erlöse, die über dem Referenzwert liegen, dürfen beim Anlagenbetreiber verbleiben. Das schafft den Anreiz, insbesondere bei hohen Strompreisen einzuspeisen und die Anlagen effizient zu betreiben. Demnach kann auch die Ausgestaltung der Förderinstrumente eine Wirkung auf den Strompreis entfalten, die berücksichtigt werden muss.

Doch um wieviel Cent reduziert sich der Strompreis je kWh, würde beispielsweise der CO₂-Preis kompensiert? Der CO₂-Gehalt unseres Strommix lag 2024 bei 363 g/kWh. Bei einem durchschnittlichen EUA-Preis von 65,58 EUR je Tonne CO₂ im Jahr 2024 hätte sich ein Betrag von 2,4 Cent je kWh ergeben. Doch 2023 lag der Wert noch bei 386 g/kWh und 2022 gar bei 433. Sollte der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix im Jahr 2030 bei 80 Prozent liegen und die Anteile von Erdgas, Steinkohle und Braunkohle würden sich gleichmäßig reduzieren, könnte der CO₂-Gehalt des Strommix bei etwa 165 g/kWh liegen. Der CO₂-Preis könnte bis auf 150 EUR je Tonne steigen und doch läge der Preis je kWh immer noch bei genau 2,4 Cent. Doch dafür ist es essenziell, die erneuerbaren Energien wie geplant auszubauen. Wird der CO₂-Preis verwässert, bspw. durch weiteres Frontloading, oder kompensiert, verliert er nicht nur an Glaubwürdigkeit, sondern vor allem an Wirkung. Erneuerbare Energien würden langsamer zugebaut werden und das Frontloading würde zu einem deutlich stärkeren CO₂-Preisanstieg nach 2030 führen. Der CO₂-Gehalt des Strommix würde höher als 165 g liegen und wäre entsprechend teurer für die deutschen Verbraucher.

Für diese Erläuterung ist es wichtig, zu verstehen, wie der Strompreis im Großhandel zustande kommt. Lediglich ca. 20 bis 25 Prozent der täglich benötigten Strommenge werden an der Börse gehandelt. Der Großteil ist über

außerbörsliche, in der Regel langfristige Lieferverträge abgedeckt. Außerbörslich sind Terminkontrakte bis zum Teil sechs Jahre im Voraus möglich. Das heißt, dass etwa 75 bis 80 Prozent der Stromverbraucher über langfristige Verträge einen planbaren Strompreis haben. Die restlichen 20 bis 25 Prozent decken den Strombedarf über die Börse ab, meist im Day-Ahead-Markt (für den Folgetag) oder Intraday-Markt (für denselben Tag).

Dennoch gelten die Großhandelspreise als Indikator für den gesamten Strommarkt. Die Preise bilden sich durch Abgabe von Kauf- und Verkaufsmengen sowie der Lieferzeit. Die Börse ermittelt dabei für jede Stunde des Tages den Großhandelspreis sowie die Kraftwerke, die den Zuschlag bekommen. Das Zuteilungsverfahren erfolgt nach der sogenannten Merit-Order, was bedeutet, dass nach Vorteilhaftigkeit zugeteilt wird. Basis der Zuteilung sind die sogenannten Grenzkosten, also jene Kosten, die für eine zusätzliche kWh Strom anfallen. Es kommen zunächst die günstigsten, also vorteilhaftesten, Kraftwerke zum Zug. Das sind in der Regel erneuerbare Energien, da ihre variablen Kosten bei nahezu null Euro liegen. Danach kommen in Deutschland Kohle und Gas. In Abhängigkeit vom Rohstoffpreis und den entsprechenden CO₂-Kosten können es mal Kohle- und mal Gas-kraftwerke sein, die an zweiter Stelle zugeteilt werden. Meist ist es jedoch Gas. Das letzte Kraftwerk, das benötigt wird, um den Strombedarf zu decken, setzt den Preis für alle Kraftwerke. Daher ist der Gaspreis auch Treiber des Strompreises. Umso seltener Kohle und Gas zum Einsatz kommen, umso niedriger fallen die Preise im Großhandel aus. Es kommt also nicht darauf an, so viel Strom wie möglich zu produzieren, um ein möglichst großes Stromangebot zu schaffen, sondern die Balance im Strommarkt zu finden. Denn auch das Überangebot von erneuerbaren Energien meist in den Sommermonaten ist problematisch. Die Preise sind immer häufiger negativ, was eine Investition in erneuerbare Energien unattraktiver macht.

Fazit

„Europe’s emission trading system is an ally, not an enemy, of industrial competitiveness“ titelte Bruegel Anfang Januar 2026. Doch zur Wahrheit gehört auch, dass der CO₂-Preis unbestritten einen Treiber der Energie- und Stromkosten darstellt. Hauptkostenbestandteil sind und bleiben fossile Energieträger. Dennoch müssen die Effekte weiterer Preissteigerungen mit strukturellen Reformen begrenzt werden. Die aktuellen Preiserhöhungen im Zuge des Iran-Krieges verschärfen diese Dringlichkeit weiter.

Der europäische Emissionshandel wurde vor 20 Jahren nach dem Prinzip „one size fits all“ konzipiert. Zwischenzeitlich ist jedoch gut erkennbar, dass die Branchen vor individuellen Herausforderungen stehen. Es müssen Möglichkeiten für Unternehmen geschaffen werden, die derzeit auf keine technologische Lösung zurückgreifen können. Das kann beispielsweise bedeuten, dass die kostenlose Zuteilung verlängert wird. Gleichzeitig muss der

*Emissionshandel
branchenspezifisch
organisieren*

Anreiz, an der Implementierung CO₂-armer Technologien weiter zu forschen und zu entwickeln, aufrechterhalten werden.

Der Emissionshandel ist das einzige marktwirtschaftliche und tatsächlich technologieoffene System zur CO₂-Minderung in der EU. Ihn zu entkräften, schwächt seine Glaubwürdigkeit und würde den Weg zur Klimaneutralität versperren. Dabei ist die weitere Dekarbonisierung des Stromsektors hervorzuheben. Erneuerbare Energien werden zur Zielerreichung der Industrie benötigt. Ein Strommix mit mehr erneuerbaren Energien führt unmittelbar auch zu geringeren CO₂-Kosten.

Disclaimer

Das vorliegende Positionspapier der Chefvolkswirte entspricht nicht notwendigerweise der Haltung aller Institutionen der Sparkassen-Finanzgruppe.

Herausgeber

Deutscher Sparkassen- und Giroverband
e. V.
Charlottenstraße 47, 10117 Berlin
Telefon: 030 20225-5303
DSGV-Volkswirtschaft@dsgv.de

Redaktionsschluss dieser Ausgabe

25. März 2026

Gestaltung

Franz Metz, Berlin

Bildnachweis

Unsplash/Mitchell Luo

Verantwortlich

Dr. Thomas Keidel – DSGV
Direktor
Leitung Abteilung Finanzmarkt
thomas.keidel@dsgv.de

Dr. Reinhold Rickes – DSGV
Chefvolkswirt
Stellv. Abteilungsleiter
Abteilung Finanzmarkt
reinhold.rickes@dsgv.de

Hinweis

Alle Publikationen dieser Reihe finden Sie unter
<https://www.dsgv.de/positionen.html#standpunkte>

ISSN

2509-3851