

CO₂-Bepreisung im BEHG

Preisberechnung zur Kostenparität biogener und fossiler Kraftstoffe

Kurzanalyse

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Datum: 30.04.2026

Auftraggeber oder
Zuwendungsgeber
(bei Forschungsförderung)

Elmar Baumann
Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e. V.
Am Weidendamm 1 A
10117 Berlin
Tel.: +49(0)30 - 726259.60
baumann@biokraftstoffverband.de

Kontakt:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige
GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Hendrik Etzold

Tel.: +49 (0)341 2434-362
E-Mail: hendrik.etzold@dbfz.de

Karin Naumann

Tel.: +49 (0)341 2434-711
E-Mail: karin.naumann@dbfz.de

Erstelldatum:

30.04.2026

Projektnummer DBFZ:

3410049

Kontext und Ziel

Die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für Kraftstoffe im Verkehrssektor sind durch ein vielschichtiges Zusammenspiel unterschiedlicher Regulierungsebenen geprägt (Abbildung 1). Auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene existieren zahlreiche Vorgaben, die sowohl die Produktion als auch den Vertrieb und die Nutzung von erneuerbaren Kraftstoffen direkt oder indirekt betreffen. Im Rahmen verkehrsträgerübergreifender Regulierungen werden Vorgaben für den Luft-, Schiffs- und Landverkehr zunehmend miteinander verknüpft.

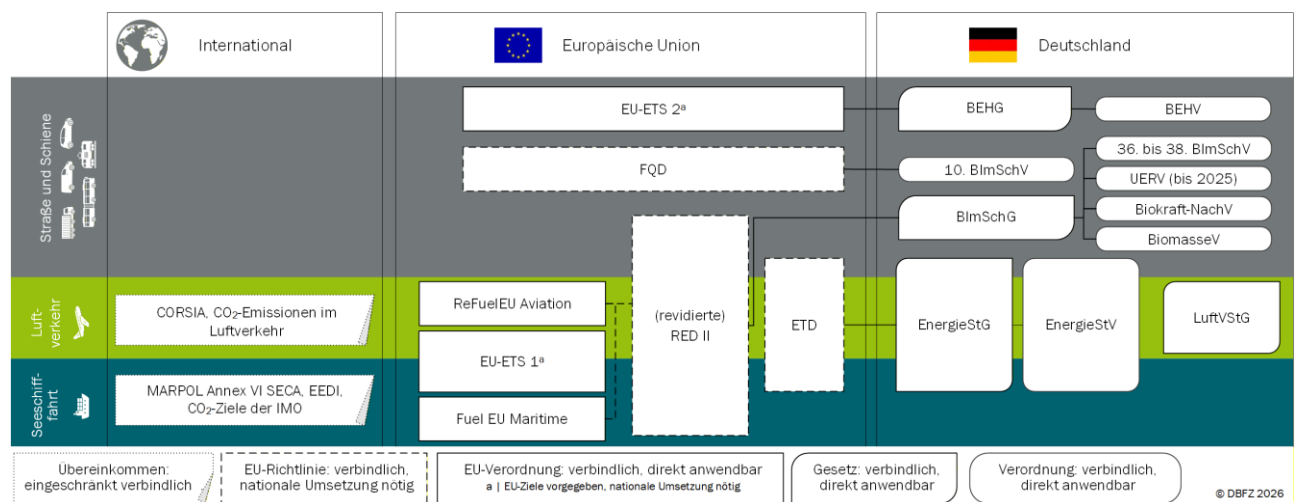


Abbildung 1 Übersicht bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen für Kraftstoffproduktion und -handel, entnommen aus Dögnitz et al. (2025)

In Deutschland stehen insbesondere das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) sowie die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) im Bundes-Immissionsschutzgesetz als zentrale klimapolitische Instrumente im Fokus. Während das BEHG über eine CO₂-Bepreisung fossiler Kraft- und Brennstoffe einen sektorübergreifenden Preisanreiz zur Emissionsreduktion setzt, verpflichtet die THG-Quote Inverkehrbringer von Kraftstoffen zu einer schrittweisen Minderung der Treibhausgasintensität ihres Energiemixes. Beide Instrumente wirken grundsätzlich unabhängig voneinander, können jedoch im Zusammenspiel maßgebliche Anreize für die Kosten- und Preisstruktur im Kraftstoffmarkt setzen. Die Berücksichtigung der Klimawirkung einzelner Kraftstoffoptionen erfolgt in beiden Systemen nach unterschiedlichen methodischen Ansätzen und Rahmenbedingungen. Die wesentlichen Aspekte beider Systeme sind in Tabelle 1 vergleichend gegenübergestellt.

Ziel dieser Kurzanalyse ist es, zu ermitteln, welcher CO₂-Preis unter dem Brennstoffemissionshandelsgesetz bzw. dem Emissionshandelssystem für den Verkehrssektor ETS II zu Kostenparität auf Großhandelsebene zwischen Biokraftstoffen und ihren fossilen Substituten führt.

Tabelle 1 Vergleich Emissionshandel und Treibhausgas-Quote

Aspekt	BEHG	THG-Quote
Rechtlicher Rahmen	Brennstoffemissionshandelsgesetz BEHG	Bundes-Immissionsschutzgesetz BImSchG
Inhalt	Nationaler Emissionshandel für Kraft- und Brennstoffe	Pflicht zur Treibhausgasminderung bei versteuerten Kraftstoffen
Nachhaltigkeitsanforderungen	Nachhaltigkeitsnachweis gemäß Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung für reduzierte Emissionen durch Biokraftstoffe	
Berücksichtigte Emissionen	direkte Verbrennungsemissionen	Gesamte Bereitstellungskette inkl. Vorkette (Förderung, Raffination, Transport etc.)
Systemgrenze	Tank-to-Wheel (ohne nicht-fossiles CO ₂ aus der Verbrennung)	Well-to-Tank und Tank-to-Wheel (ohne nicht-fossiles CO ₂ aus der Verbrennung)
Emissionswerte für erneuerbare Kraftstoffe^a	0	spezifische Bilanzierung ^b
Emissionswerte für fossile Kraftstoffe^a	Benzin: 72,9 Diesel: 74,0 Erdgas (CNG/LNG): 55,8 (Standardwerte nach EBeV)	Ottokraftstoff (Benzin): 93,3 Dieselkraftstoff: 95,1
Mengenbegrenzung bestimmter Biokraftstoffe	Keine	1G: ja ^c IX B: ja ^c
Verfahren	Erwerb von Emissionszertifikaten entsprechend der in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge und deren heizwertbezogenem Emissionsfaktor (Standardwerte EBeV)	Nachweis der erforderlichen THG-Minderung der in Verkehr gebrachten Kraftstoffmenge und weiterer Minderungsoptionen gemäß spezifischen lebenszyklusbezogenen Emissionen
Zuständige Stellen	DEHSt	Zoll (Quotenverpflichtung), BLE (Nachhaltigkeitsnachweise)
Effekt	Kosten bei Inverkehrbringung fossiler Kraftstoffe	Erlöse für Produzenten von Biokraftstoffen (abhängig von deren spezifischen THG-Emissionen), entsprechende Kostenbelastung für Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe

^a in g CO₂-Äq./MJ

^b übergeordneter Referenzwert: 94,1

^c als relativer Anteil, bezogen auf den Gesamtenergieinhalt der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe

Kostenparität zwischen fossilen und biogenen Kraftstoffen

Das BEHG kann den Absatz von nachhaltigen Kraftstoffen unterstützen, indem es die Preisdifferenz zwischen fossilen und erneuerbaren Kraftstoffen verringert. Bei einer dynamischen CO₂-Preisentwicklung entsteht unter bestimmten Bedingungen eine **Kostenparität** zwischen den etablierten mineralölbasierten Kraftstoffen und ihren biobasierten Substituten.

Die CO₂-Bepreisung verteuert nur fossile Kraftstoffe, da erneuerbare Kraftstoffe im BEHG bilanziell mit einem Emissionsfaktor von 0 angesetzt werden. Dadurch können Preisnachteile bestimmter Biokraftstoffe bis zu einem gewissen Grad ausgeglichen werden. Die CO₂-Preise, bei denen diese Kostenparität auf Großhandelsebene erreicht wird, sind in Tabelle 2 dargestellt. Sie zeigt, ab welchem CO₂-Preisniveau biogene Kraftstoffe aus rein ökonomischer Perspektive wettbewerbsfähig gegenüber ihrem fossilen Referenzkraftstoff sind. Die ausgewiesenen Werte sind daher als Indikatoren zu verstehen, in welchem Umfang eine CO₂-Bepreisung die relative Wirtschaftlichkeit alternativer Kraftstoffoptionen verbessern kann.

Die THG-Quote als parallel wirkendes Instrument für den Verkehrssektor kann diese Wirkung zusätzlich verstärken. In die Berechnung des CO₂-Preises bei Kostenparität für das Jahr 2024 sind daher neben den Großhandelspreisen auch die Erlöse bzw. Kosten aus der THG-Quote einbezogen. Im Rahmen der Erfüllung der THG-Quote fallen für fossile Kraftstoffe zusätzliche Kosten an und für erneuerbare Kraftstoffe können Erlöse erzielt werden (siehe Methodik).

Für die Dieselsubstitute FAME und HVO ergeben sich insgesamt ähnliche Kostenstrukturen. Vor allem bei Kraftstoffen auf Basis von Rohstoffen der Kategorien fortschrittlich bzw. IX A (40 bzw. 38 EUR/t_{CO2}) sowie IX B (118 bzw. 115 EUR/t_{CO2}) liegt der berechnete CO₂-Preis jeweils auf einem ähnlichen Niveau. Unterschiede zeigen sich vor allem bei konventionellen bzw. 1G-Rohstoffen innerhalb der Kappungsgrenze. Hier erreicht FAME aufgrund des geringeren Handelspreises und höherer Erlöse aus der Vermarktung der THG-Quote bei einem CO₂-Preis von 76 EUR/t_{CO2} früher Kostenparität mit fossilem Diesel als HVO (136 EUR/t_{CO2}). Für alle in der THG-Quote begrenzten Kraftstoffoptionen steigt der CO₂-Preis ohne THG-Erlös, also oberhalb der definierten Obergrenzen deutlich an. Es kommt nahezu zu einer Verdopplung des benötigten CO₂-Preises.

Im Bereich der Ottokraftstoffe sind die Kostenunterschiede zwischen den verschiedenen Substituten ebenfalls gering. Ethanol auf Basis von 1G-Rohstoffen ähnelt hinsichtlich seiner Kostenstruktur in etwa FAME 1G im Dieselmereich. Entsprechend liegen die erforderlichen CO₂-Preise zur Herstellung von Kostenparität mit fossilen Referenzkraftstoffen in einer vergleichbaren Größenordnung. Fortschrittliches Ethanol (IX A) erreicht aufgrund eines höheren Handelspreises und niedrigerer THG-Erlöse erst bei einem deutlich höheren CO₂-Preis von 133 EUR/t_{CO2} Kostenparität. Für 1G Bioethanol, welches über der in der THG-Quote definierten Obergrenze eingesetzt wird, führen die fehlenden THG-Erlöse zu einem mehr als doppelt so hohen CO₂-Preis.

Ein besonderes Bild ergibt sich bei biogenem LNG. Hier zeigen sich vergleichsweise günstige Bedingungen für eine Kostenparität. Dies ist vor allem auf die sehr hohe Treibhausgasvermeidung

von Biomethan in der Regulatorik der THG-Quote zurückzuführen, insbesondere bei der Nutzung von Gülle als Substrat. Gleichzeitig sind jedoch mehrere Stellen der Bereitstellungs- und Nutzungskette begrenzt. Während die limitierte Rohstoffbasis aus Gülle um zahlreiche weitere geeignete Rest- und Abfallstoffe erweitert werden kann, sind die Produktions- und Verflüssigungskapazitäten noch begrenzt und die Nutzung als Kraftstoff im Landverkehr durch die vergleichsweise kleine Flotte im Schwerlastverkehr limitiert. Die gemäß BLE im Jahr 2024 eingesetzte Menge von ca. 7,5 PJ Bio-LNG entspräche wiederum 1,3 % des Straßengüterverkehrs mit 582 PJ (Bundesministerium für Verkehr 2025). Die in Tabelle 2 dargestellten negativen CO₂-Preise bedeuten in dem Fall, dass diese Option allein auf Basis der Handelspreise sowie den Erlösen aus der THG-Quote und ohne CO₂-Bepreisung bereits wettbewerbsfähig ist.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass eine CO₂-preisinduzierte Kostenparität für erneuerbare Kraftstoffe stark von den spezifischen Erlösen aus der THG-Quote und den Marktpreisen abhängt. Eine steigende CO₂-Bepreisung kann die Wettbewerbsfähigkeit ausgewählter Biokraftstoffe deutlich verbessern und so die Absicherung erforderlicher Investitionen unterstützen. Gleichzeitig wird jedoch klar, dass eine enge Wechselwirkung mit der THG-Quote besteht: Für Biokraftstoffe, deren anrechenbare Menge innerhalb der THG-Quote regulatorisch begrenzt ist (1G und IX B), entfallen THG-Erlöse bei Einsatzmengen oberhalb dieser Begrenzung. Dies führt dazu, dass Kostenparität mit fossilen Kraftstoffen im BEHG meist erst bei hohen CO₂-Preisen (>200 EUR/t_{CO2}) erreicht werden kann – jeweils in Tabelle 2 als „ohne THG-Erlös“ dargestellt.

Tabelle 2 CO₂-Preis in EUR/t_{CO2} zur Kostenparität gegenüber den jeweiligen fossilen Substituten (Basisjahr 2024)

	IX A	IX B		1G	
			ohne THG-Erlös		ohne THG-Erlös
Bioethanol	133			81	197
FAME	40	118	223	76	172
HVO-Diesel	38	115	230	136	223
Bio-LNG	-85 ^a			136	255

^a aus Gülle

Die hier dargestellten Analyseergebnisse reagieren sensibel auf verschiedenen Parameter. In einer ersten Sensitivitätsanalyse werden die Preise der biogenen Kraftstoffe innerhalb der Jahresschwankungen von 2024 variiert (die Jahresschwankungen sind in Tabelle 6 abgebildet), während die fossilen Kraftstoffpreise konstant gehalten werden. Die Ergebnisse der Analyse sind in Tabelle 3 dargestellt. Es zeigt sich, dass bei den Jahresschwankungen lediglich Bio-LNG aus IX-A-Rohstoffen konstant unter dem für 2024 gültigen CO₂-Preis von 45 EUR/t_{CO2} liegt. Können THG-Erlöse erzielt werden, wird im Fall von niedrigen Biokraftstoffpreisen für viele Optionen die Kostenparität bei einem CO₂-Preis unterhalb von 100 EUR/t_{CO2} erreicht. Bei allen Kraftstoffoptionen ohne THG-Erlös ist ein deutlich höherer CO₂-Preis erforderlich.

Hinweis: Die in Tabelle 3 dargestellten CO₂-Preise sind als Bandbreite für niedrige Biokraftstoffpreise (erste Zahl) und hohe Biokraftstoffpreise (zweite Zahl) angegeben.

Tabelle 3 CO₂-Preis zur Kostenparität bei Variation der Biokraftstoffpreise (niedrig – hoch) in EUR/t_{CO2}

	IX A	IX B		1G	
			ohne THG-Erlös		ohne THG-Erlös
Bioethanol	81 – 234			50 – 122	166 – 238
FAME	16 – 62	74 – 173	190 – 289	21 – 145	117 – 241
HVO-Diesel	10 – 84	68 – 195	183 – 310	96 – 214	183 – 301
Bio-LNG	-227 – -8			113 – 198	231 – 316

^a aus Gülle

In einer zweiten Sensitivitätsanalyse (Tabelle 4) sind die fossilen Kraftstoffpreise gemäß den Werten aus Tabelle 5 variiert, während die Biokraftstoffpreise konstant bleiben. Unter diesen Bedingungen führen steigende fossile Kraftstoffpreise dazu, dass Kostenparität bereits bei niedrigeren CO₂-Preisen erreicht wird.

Hinweis: Die in Tabelle 4 dargestellten CO₂-Preise sind als Bandbreite für niedrige fossile Kraftstoffpreise (erste Zahl) und hohe fossile Kraftstoffpreise (zweite Zahl) angegeben.

Tabelle 4 CO₂-Preis zur Kostenparität bei Variation der fossilen Kraftstoffpreise (niedrig – hoch) in EUR/t_{CO2}

	IX A	IX B		1G	
			ohne THG-Erlös		ohne THG-Erlös
Bioethanol	172 – 95			120 – 43	236 – 159
FAME	77 – -3	154 – 74	270 – 190	113 – 33	209 – 129
HVO-Diesel	75 – -5	151 – 72	267 – 187	172 – 92	259 – 179
Bio-LNG	-32 – -145			189 – 76	308 – 195

^a aus Gülle

Wie bereits in dem Vergleich gegenüber „ohne THG-Erlös“ zu erkennen ist, hat die THG-Quote einen großen Einfluss auf die Kraftstoffpreise. Es werden gleichzeitig fossile verteuert und erneuerbare vergünstigt. Die THG-Quotenpreise waren in den letzten Jahren starken Schwankungen ausgesetzt. Neben Änderungen in der Regulatorik haben auch kritische Kraftstoffimporte diesen Markt stark beeinflusst. Wie die Analyse zeigt, ist für die Betrachtung einer möglichen Kostenparität die Einbeziehung der THG-Quote zwingend notwendig.

Methodik und Datenbasis

Der Betrachtungsrahmen umfasst zehn biogene Optionen:

- Bioethanol, konventionell (1G) und fortschrittlich (IX A),
- FAME (Biodiesel), konventionell (1G), fortschrittlich (IX A) und abfallbasiert (IX B),
- HVO-Diesel, konventionell (1G), fortschrittlich (IX A) und abfallbasiert (IX B),
- Bio-LNG, konventionell (1G) und fortschrittlich (IX A)

sowie deren drei fossile Referenzkraftstoffe:

- Benzin/Ottokraftstoff für Ethanol,
- Diesekraftstoff für FAME und HVO,
- LNG für Bio-LNG.

Um alle Wechselwirkungen mit der THG-Quote abzubilden, werden die Ergebnisse für die Kategorien 1G und IX B sowohl innerhalb als auch oberhalb der dort definierten Maximalmenge ausgewiesen. Vereinfacht wird eine Überschreitung der Maximalmengen als „ohne THG-Erlös“ bezeichnet. In der THG-Quotenberechnung wird der biogene Kraftstoff dann so behandelt, als wäre er fossil mit einem Emissionswert von 94,1 g CO₂-Äq./MJ. Es fallen demnach sogar Kosten infolge der Quotenverpflichtung an.

Zur Erhöhung der Vergleichbarkeit wird das Basisjahr 2024 gewählt. Nach Möglichkeit beziehen sich alle Daten auf dieses Jahr. Auf Basis der verfügbaren Preisdaten wurden Jahresmittelwerte gebildet. Zusätzlich wird eine Sensitivitätsanalyse anhand des jeweils höchsten und niedrigsten Jahrespreises durchgeführt. Alle Kraftstoffpreise sind von einem eventuellen Mengenbezug auf die Bezugsgröße des unteren Heizwerts (in EUR/GJ) umgerechnet. Preise in USD sind mittels Wechselkurses von 1,08 USD/EUR umgerechnet.

Für den Dieselpreis wird das Rohstoffzertifikat „Diesel ICE Rolling“ herangezogen, welches die Preisentwicklung von Diesel abbildet. Die Daten stammen von ARIVA.DE AG (2026) und liefern historische Börsenpreise in EUR/t.

Für den Benzinpreis ist das Produkt „Fossil Fuels – Gasoline Blendstock, NW Europe, Euro-bob Oxy (Argus)“ ausgewiesen, ein bereits gemischtes Benzin (E5). Die Datenquelle stammt aus einer Datensammlung von IHS Markit (2025). Der Preis wird als Referenz für ein 100 % fossiles Benzin genutzt.

Für den LNG-Preis ist das Handelsprodukt „LNG NW Europe dop“ ausgewiesen. Dabei handelt es sich um Preise an LNG-Handelsplätzen im Nordwesten Europas. Als Quelle wird ein Preisverlauf in einem Report der Argus Media group (2025) genutzt.

Tabelle 5 Handelspreise für fossile Kraftstoffe in EUR/GJ, gerundet, Mittelwert (min-max) im Jahr 2024 und der Heizwert in GJ/t

	Handelspreise	Heizwert
Diesel	16 (13 - 19)	42,8
Benzin	18 (15 - 21)	43,5
LNG	12 (9 - 15)	

Für die Preisdaten von FAME 1G („Biodiesel, Europe, FAME, CFPP 0, FOB ARA“) und FAME IX B („UCOME, CFPP +5, FOB ARA“) wird eine Datenbasis von S&P Global (2026) genutzt. Diese beziehen sich auf Großhandelspreise an den Umschlagsplätzen Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam (FOB ARA). Die Preisnotierungen für FAME IX A („Advanced FAME 0“) stammen aus einer Erhebung von Argus Media group (Winter 2025). Die Daten stehen jedoch nur für den Zeitraum Januar bis September 2024 zur Verfügung.

Für HVO 1G („HVO FOB ARA range Class I“) und HVO IX B („HVO FOB ARA range Class II“) sind ebenfalls Großhandelspreise von Argus Media Group hinterlegt, ebenfalls auf Basis der Märkte Antwerpen, Rotterdam und Amsterdam. Für HVO IX A sind keine spezifischen Preisnotierungen verfügbar. Daher wird angenommen, dass das absolute Preisdelta zwischen HVO IX B und HVO IX A dem zwischen FAME IX B und FAME IX A entspricht.

Für Ethanol 1G („Ethanol, Fuel anhydrous, delivered, Central Europe“) wird die Datenbasis von S&P Global (2026) verwendet. Für Ethanol IX A wird das Produkt „RED Germany waste-based ethanol FOB ARA range“ der Argus Media Group als Preisgrundlage genutzt. Im Unterschied zu den anderen Quellen liegen für Ethanol IX A erst Daten für 2025 vor, die für die Analyse verwendet werden.

Die Preise für Biomethan 1G („Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen, Nawaro, nicht fortschrittlich“) und Biomethan IX A („Biomethan aus Gülle- und Mistanlagen, fortschrittlich, RED-III-konform“) stammen aus Erhebungen der agriportance GmbH (2026). An dieser Stelle ist zu betonen, dass es sich um Biomethanpreise handelt, die als Grundlage für Bio-LNG dienen. Es ist zu erwarten, dass für die Verflüssigung ein zusätzlicher Preisaufschlag notwendig ist.

Tabelle 6 Handelspreise der Biokraftstoffe in EUR/GJ, arithmetische Mittelwerte, sowie Bandbreiten (min-max) für 2024, jeweils gerundet, sowie genutzte Heizwerte in GJ/t zur Umrechnung

	IX A	IX B	1G	Heizwert
Bioethanol	42 (39 - 50)		32 (30 - 35)	27
FAME	35 (33 - 37)	33 (30 - 38)	29 (25 - 34)	37
HVO-Diesel	35 (33 - 38)	33 (30 - 39)	33 (30 - 38)	44
Biomethan	34 (26 - 39)		25 (24 - 29)	

Handelspreise für THG-Quoten sind direkt relevant für die durchgeführten Berechnungen. Für Kraftstoffe, die eine Obergrenze in der Anrechenbarkeit in der THG-Quote aufweisen (IX B und 1G), wird analysiert, wie sich ein Einsatz über diese Obergrenzen hinaus auf die Kostenparität auswirkt. Dies erfolgte auf Basis eines gemittelten historischen Preises im THG-Quotenhandel und den durchschnittlichen spezifischen THG-Emissionen für das Jahr 2024, abhängig von der jeweiligen Datenverfügbarkeit.

Die Höhe des Quotenwertes wird für 2024 einheitlich mit 100 EUR/t_{CO₂-Äq} für alle Emissionsminderungen in der THG-Quote angesetzt (q-bility GmbH).

Weitere Abgaben oder Steuern sowie eventuelle Logistikkosten sind nicht berücksichtigt, da von gleichen Bedingungen bezüglich Energiesteuer- und Umlagen für Biokraftstoffe und fossile Referenzkraftstoffe ausgegangen wird. Bei veränderten Rahmenbedingungen, insbesondere im Zuge der geplanten Reform der Energiesteuerrichtlinie (ETD) bzw. dem Energiesteuergesetz im Zuge der nationalen Umsetzung der ETD, könnten diese Annahme und damit die direkte Vergleichbarkeit nicht mehr gegeben sein. Die Emissionswerte der Kraftstoffe wurden soweit möglich aus den Statistiken der BLE für das Quotenjahr 2024 abgeleitet (Tabelle 7).

Tabelle 7 Verwendete durchschnittliche spezifische Treibhausgasemissionen gemäß Biokraft-NachV für 2024 in g_{CO₂-Äq}/MJ (Annahmen auf Basis BLE, für Bio-LNG inkl. Biomethan)

	IX A	IX B	1G	fossile Referenz
Bioethanol	16,2		9,5	93,3
FAME	10,6	8,7	23,0	95,1
HVO-Diesel	11,0	8,7	29,8	
Bio-LNG	-50,6		28,1	

Basierend auf der genannten Datenbasis wird für jede Biokraftstoffoption der CO₂-Preis berechnet, bei dem Kostenparität zur fossilen Referenz erreicht wird:

$$CO_2\text{-Preis}_{\text{Kostenparität}} = \frac{(\text{Gesamtpreis}_{\text{Bio}} - \text{Gesamtpreis}_{\text{Fossil}})}{EW_{\text{BEHG, Fossil}}} + CO_2\text{-Preis}_{2024}$$

$$\text{Gesamtpreis} = \text{Preis}_{\text{Handel}} + \text{Kosten}_{\text{BEHG}} \pm \text{Erlös/Kosten}_{\text{THG}}$$

$$\text{Kosten}_{\text{BEHG}} = EW_{\text{BEHG}} * CO_2\text{-Preis}_{2024}$$

$$\text{Kosten}_{\text{THG}} = (EW_{\text{THG, Ref}} * (1 - \text{THG-Quote}) - EW_{\text{THG, Kraftstoff}}) * MA * \text{Preis}_{\text{THG}}$$

<i>CO₂-Preis:</i>	<i>Preis für CO₂-Zertifikate nach BEHG in EUR/t_{CO2}</i>
<i>Preis_{Handel}:</i>	<i>durchschnittlicher Preis in 2024 in EUR/GJ</i>
<i>Kosten_{BEHG}:</i>	<i>Kosten aus CO₂-Bepreisung in EUR/GJ</i>
<i>Kosten_{THG}:</i>	<i>Kosten die sich aus dem THG-Quotenhandel ergeben in EUR/GJ (negative Kosten = Erlös)</i>
<i>MA:</i>	<i>Mehrfachanrechnung (Faktor 2) für fortschrittliche Biokraftstoffe (IX A)</i>
<i>EW_{BEHG}:</i>	<i>Emissionswert nach BEHG in t_{CO2}/GJ</i>
<i>EW_{THG, Ref}:</i>	<i>Emissionswert der fossilen Referenz in der THG-Quote (0,0941 t_{CO2-Äq}/GJ)</i>
<i>EW_{THG, Kraftstoff}:</i>	<i>Emissionswert des Kraftstoffes in der THG-Quotenberechnung in t_{CO2-Äq}/GJ</i>
<i>THG-Quote:</i>	<i>Höhe der THG-Quote in % im Jahr 2024 (9,35 %)</i>
<i>Preis_{THG}:</i>	<i>THG-Quotenpreis im Jahr 2024 (100 EUR/t_{CO2-Äq})</i>

Die spezifischen Gesamtpreise sind in Abbildung 2 und Abbildung 3 beispielhaft für ausgewählte CO₂-Preise vergleichend gegenübergestellt - von in 2024 gültigen 45 EUR/t_{CO2} sowie steigend auf 145 und 245 EUR/t_{CO2}.

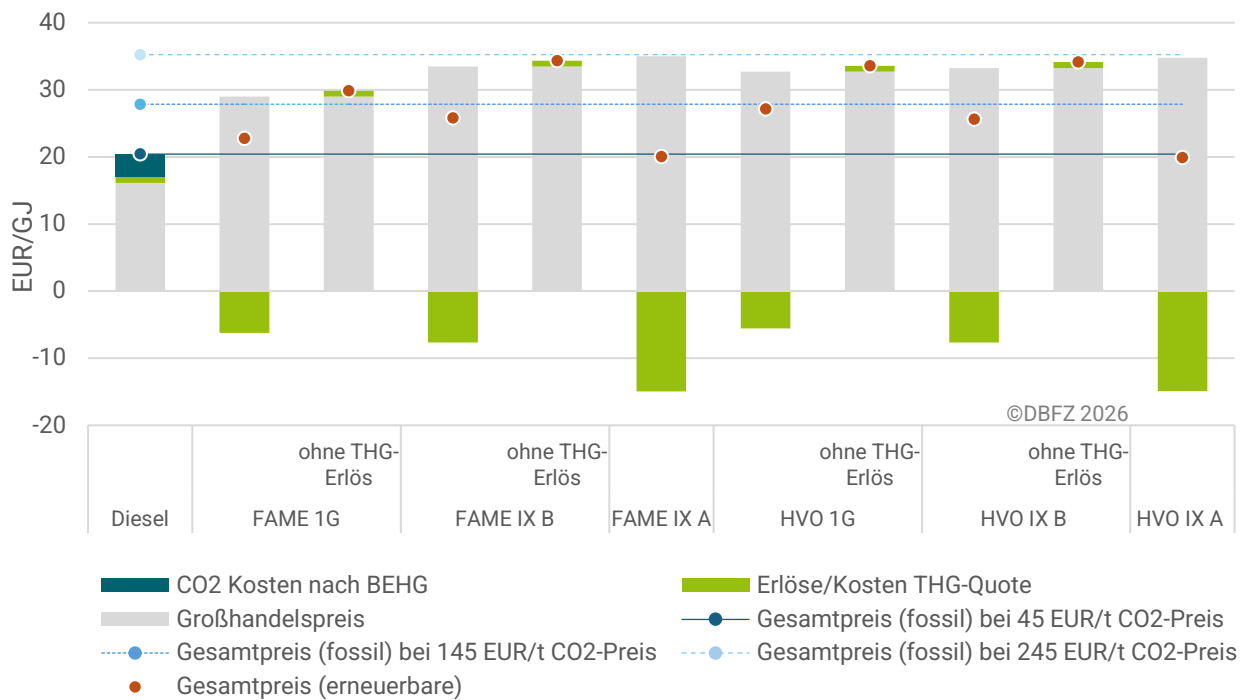


Abbildung 2 Übersicht des Kostenvergleichs von fossilem Diesel und dessen biogener Substitute

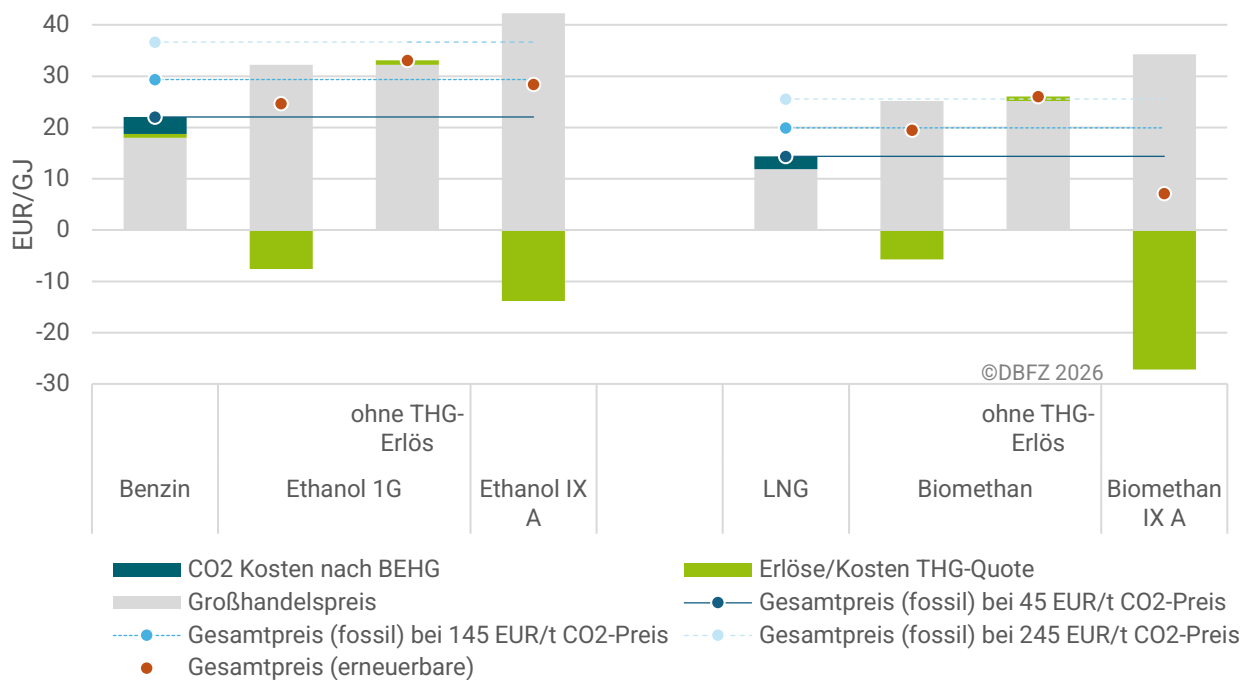


Abbildung 3 Übersicht des Kostenvergleichs von Benzin und dessen biogener Substitute

Literaturverzeichnis

Literaturverzeichnis

agriportance GmbH (2026): Biomethan Preise Spot. Online verfügbar unter <https://agriportance.com/de/preisentwicklung/biomethan-entwicklung-preise/biomethan-preise-spot/>, zuletzt aktualisiert am 17.02.2026, zuletzt geprüft am 09.03.2026.

Argus Media group (Hg.) (2025): FAQ: Argus bio-LNG dob northwest Europe. Online verfügbar unter <https://www.argusmedia.com/-/media/project/argusmedia/mainsite/english/documents-and-files/topical-market-themes/alternative-marine-fuels/bio-lng-price-faq.pdf>, zuletzt geprüft am 09.03.2026.

ARIVA.DE AG (Hg.) (2026): Diesel ICE Rolling. (ISIN XC0009677813) - Historische Kurse - Aktien, Aktienkurse - ARIVA.DE. Online verfügbar unter <https://www.ariva.de/diesel-ice-kurs/kurse/historische-kurse?go=1¤cy=EUR&month=2024-01-31>, zuletzt aktualisiert am 09.03.2026, zuletzt geprüft am 09.03.2026.

Bundesministerium für Verkehr (Hg.) (2025): Verkehr in Zahlen 2025/2026.

Dögnitz, Niels; Görsch, Kati; Naumann, Karin (2025): Politischer und rechtlicher Rahmen. In: Jörg Schröder und Kati Görsch (Hg.): Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht. 1. Aufl., S. 33–53. Online verfügbar unter https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Monitoring_Verkehr_DBFZ_2025.pdf, zuletzt geprüft am 19.03.2025.

IHS Markit (2025): Food and Agricultural Commodities Economics. Price. Hg. v. S&P Global.

q-bility GmbH (Hg.): Preisinformationen powered by q-bility GmbH. Online verfügbar unter <https://q-bility.com/>.

S&P Global (2026): Food and Agricultural Commodities Economics. Price. Hg. v. S&P Global.

Winter, Svea (2025): Biomethan als Kraftstoff. Preisdynamiken im Spannungsfeld von THG-Quote und Biokraftstoffen. BIOGAS Convention & Trade Fair 2025. Argus Media group, 11.12.2025.