DIW ECON

Das Consulting-Unternehmen des DIW Berlin

Der gesellschaftliche Nutzen der EU-Methanverordnung

Policy Brief

DIW Econ GmbH

Anton-Wilhelm-Amo-Straße 58
10117 Berlin

Kontakt:
Dr. Lars Handrich
Tel. +49.30.20 60 972 - 0
Fax +49.30.20 60 972 - 99
service@diw-econ.de
www.diw-econ.de

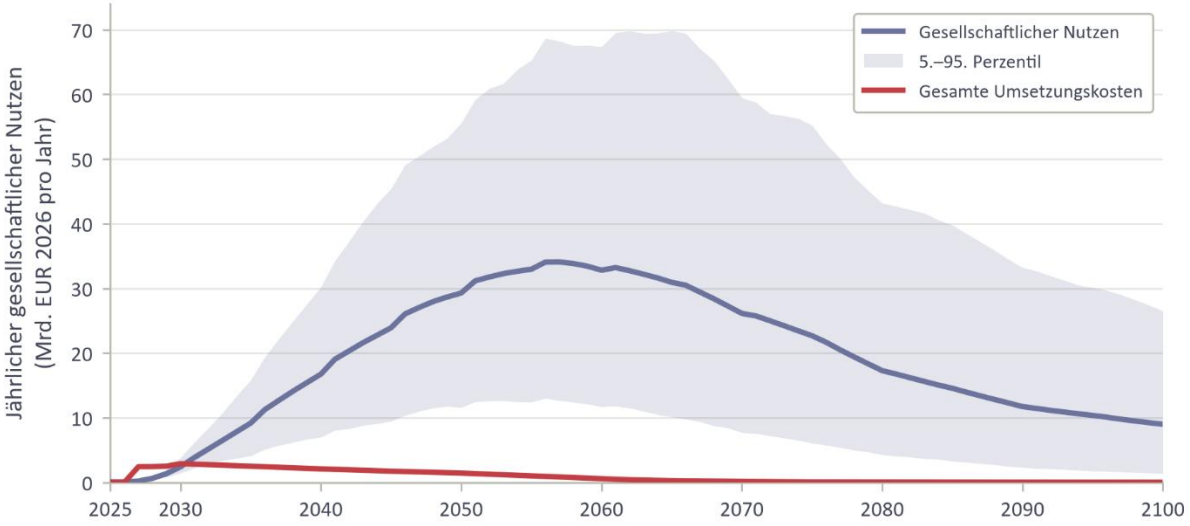
Diese Veröffentlichung wurde mit finanzieller Unterstützung der European Climate Foundation (ECF) erstellt.

Oktober 2026

Kurzfassung

Die EU-Methanverordnung kann einen gesellschaftlichen Nutzen erzielen, der ihre Kosten bei Weitem übersteigt. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung beläuft sich der Barwert der über den Modellierungszeitraum vermiedenen Klima-, Gesundheits- und Wirtschaftsschäden auf rund 704 Milliarden Euro, während die Umsetzungskosten bei etwa 49 Milliarden Euro liegen.[1] Damit stehen jedem Euro, der für die Umsetzung aufgewendet wird, rund 14 Euro an gesellschaftlichem Nutzen gegenüber. Die Kosten fallen überwiegend in den ersten Jahren an, während der Nutzen im Zeitverlauf zunimmt und über Jahrzehnte hinweg erheblich bleibt.

Abbildung 1: Jährlicher weltweiter gesellschaftlicher Nutzen und Umsetzungskosten der EU-Methanverordnung bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung



Quelle: DIW Econ

Die Verordnung kann einen großen Teil der Methanemissionen vermeiden, die mit der europäischen Nachfrage nach fossilen Energieträgern verbunden sind. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung werden bis 2050 kumuliert rund 80 Millionen Tonnen Methanemissionen vermieden. Die größten Emissionsminderungen entfallen dabei auf Erdölimporte, gefolgt von Erdgas- und

[1] Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht davon aus, dass sämtliche Importe fossiler Energieträger bis 2030 einen illustrativen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % einhalten, wobei die Emissionsminderungen ab 2027 beginnen. Zugleich wird angenommen, dass das modellierte inländische Emissionsminderungspotenzial bis 2030 vollständig ausgeschöpft wird. Für die Nachfrage nach fossilen Energieträgern und die Importstruktur werden die Annahmen des Basisszenarios zugrunde gelegt. Der weltweite gesellschaftliche Nutzen wird bis zum Jahr 2300 modelliert, die ozonbedingte Sterblichkeit bis 2100. Die Barwerte werden mithilfe des Ramsey-basierten Diskontierungsrahmens von GIVE, der auf einen kurzfristigen Diskontierungssatz von 2 % kalibriert ist, auf das Jahr 2025 abgezinst und in Euro zu Preisen von 2026 ausgewiesen.

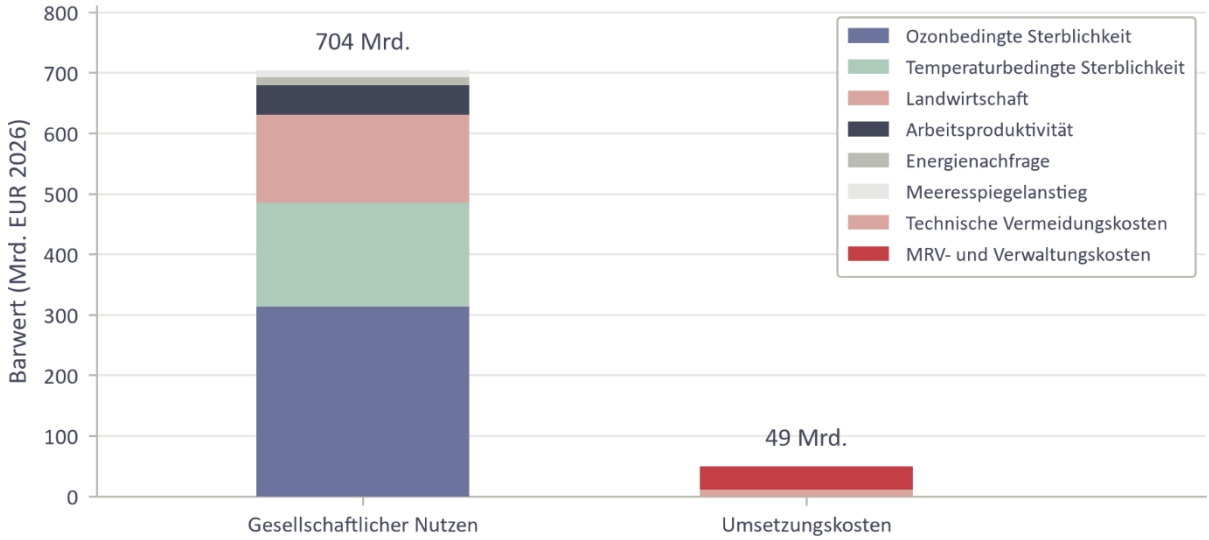
Kohleimporten. Die vermiedenen Methanemissionen aus der inländischen Förderung fossiler Energieträger leisten einen geringeren, aber dennoch bedeutenden Beitrag. Die zur Erreichung dieser Emissionsminderungen erforderlichen Technologien sind bereits kommerziell verfügbar. Viele Maßnahmen im Erdöl- und Erdgassektor sind kostengünstig, da aufgefangenes Methan verkauft oder genutzt werden kann. Dadurch besteht ein erhebliches Emissionsminderungspotenzial ohne Nettokosten oder sogar mit negativen Nettokosten.

Da der Klimawandel bereits zunehmend Menschenleben fordert, liefern allein die gesundheitlichen Vorteile überzeugende Argumente für die Umsetzung der EU-Methanverordnung. Durch die Verringerung sowohl der Erderwärmung als auch der Konzentration von bodennahem Ozon könnten bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung der Verordnung im modellierten Zeitraum weltweit rund 155.000 vorzeitige Todesfälle vermieden werden. Dabei handelt es sich weiterhin um eine konservative Schätzung. Unsere zentrale Bewertung berücksichtigt die durch methanbedingtes Ozon verursachte Sterblichkeit infolge von Atemwegserkrankungen, nicht jedoch die Sterblichkeit infolge von Herz-Kreislauf-Erkrankungen, die ozonbedingte Morbidität oder verschiedene weitere gesundheitliche Auswirkungen.

Die Verordnung würde in mehreren wesentlichen Schadensbereichen einen gesellschaftlichen Nutzen erzielen. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung könnten durch geringere Methanemissionen über den Modellierungszeitraum klimabedingte Schäden in der Landwirtschaft in Höhe von rund 145 Milliarden Euro sowie hitzebedingte Arbeitsproduktivitätsverluste in Höhe von rund 48 Milliarden Euro vermieden werden. Darüber hinaus könnten zusätzliche Energiekosten in Höhe von rund 14 Milliarden Euro und Schäden durch den Meeresspiegelanstieg in Höhe von rund 11 Milliarden Euro vermieden werden. Diese Schätzungen berücksichtigen weiterhin mehrere wichtige Auswirkungen nicht, darunter ozonbedingte Ernteverluste sowie Schäden an Ökosystemen und der biologischen Vielfalt.

Eine Verzögerung oder Abschwächung der Umsetzung würde dazu führen, dass erhebliche Klima-, Gesundheits- und Wirtschaftsvorteile verloren gingen. Im Vergleich zu einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung würde eine dreijährige Verzögerung in Verbindung mit einem weniger strengen Methanintensitätsgrenzwert von 0,4 % zu zusätzlichen gesellschaftlichen Schäden in Höhe von rund 185 Milliarden Euro und etwa 40.000 zusätzlichen vorzeitigen Todesfällen führen. Dies entspricht einem Verlust von etwa einem Viertel des potenziellen gesellschaftlichen Nutzens und der gesundheitlichen Vorteile der Verordnung. Da Methan eine besonders starke Treibhauswirkung hat und zugleich relativ kurzlebig ist, sind frühzeitige und ambitionierte Emissionsminderungen von besonderem Wert.

Abbildung 2: Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung übersteigt der Barwert des gesellschaftlichen Nutzens die Umsetzungskosten um etwa das 14-Fache



Quelle: DIW Econ

Die Regulierung und die Einhaltung der Vorschriften verursachen zwar Kosten, diese fallen im Vergleich zu den vermiedenen Schäden jedoch gering aus. Ein Großteil der geschätzten Kosten entsteht durch den Aufbau von Systemen zur Überwachung, Meldung und Prüfung sowie durch die erforderlichen Verwaltungsstrukturen und weniger durch die Methanemissionsminderung selbst. Diese Kosten sind während der Aufbauphase am höchsten und gehen zurück, sobald die Messinfrastruktur und das erforderliche Fachwissen vorhanden sind. Bestehende Studien deuten zudem darauf hin, dass die Auswirkungen auf die Endenergiepreise begrenzt bleiben. Statt die Energieversorgungssicherheit zu gefährden, kann eine wirksame Methanregulierung diese sogar stärken, indem sie vermeidbare Gasverluste verringert und die Transparenz und Widerstandsfähigkeit der Lieferketten fossiler Energieträger verbessert.

Die Bedeutung der EU-Methanverordnung geht jedoch über ihre konkreten Vorschriften hinaus. Die EU hat die internationale Methanverpflichtung (Global Methane Pledge) mitinitiiert und sich auf internationaler Ebene für stärkere Maßnahmen zur Minderung von Methanemissionen eingesetzt. Die EU-Methanverordnung ist einer der ersten Versuche eines großen Importmarktes, diese Ambitionen in durchsetzbare Anforderungen zu überführen, die auch die mit importierten fossilen Energieträgern verbundenen Emissionen erfassen. Dies ist besonders relevant, da die Umsetzung internationaler Verpflichtungen zur Methanemissionsminderung weiterhin uneinheitlich verläuft und die Vereinigten Staaten, die die Initiative gemeinsam mit der EU ins Leben gerufen haben, Teile ihres bundesweiten Regelungsrahmens zur Methanemissionsminderung zurückgenommen haben. Eine wirksame Umsetzung würde daher die Rolle der EU dabei stärken, internationale Ambitionen zur Methanemissionsminderung in verbindliche politische Maßnahmen zu überführen.

Inhaltsverzeichnis

1. Die EU-Methanverordnung in einer umstrittenen politischen Phase 5
2. Methan bleibt ein erhebliches Klimarisiko für die EU 8
3. Das Emissionsminderungspotenzial der EU-Methanverordnung 11
4. Der gesellschaftliche Nutzen der EU-Methanverordnung ist bedeutend 15
5. Der gesellschaftliche Nutzen übersteigt die Umsetzungskosten bei Weitem 19
A. Technischer Anhang 26
A.1 Schätzung des Methan-Fußabdrucks und seiner Entwicklung 26
A.2 Schätzung des Emissionsminderungspotenzials der EU-Methanverordnung 27
A.3 Schätzung des gesellschaftlichen Nutzens 30
A.4 Schätzung der Kosten 31

1. Die EU-Methanverordnung in einer umstrittenen politischen Phase

Die Europäische Union verabschiedete im Jahr 2024 ihre erste spezifische Verordnung zur Minderung von Methanemissionen im Energiesektor. Ziel der Vorschriften ist es, die Emissionen bei der Förderung und Bereitstellung von Erdöl, fossilem Gas und Kohle zu verringern. Dies soll zunächst durch eine verbesserte Messung und Prüfung der Emissionen sowie durch die Einschränkung von Praktiken wie dem routinemäßigen Ausblasen und Abfackeln erreicht werden (Europäische Kommission, 2024). Für Tätigkeiten innerhalb der EU führt die Verordnung Anforderungen an die Überwachung, Meldung und Prüfung von Emissionen ein. Hinzu kommen Verpflichtungen zur Erkennung und Reparatur von Lecks sowie zur Begrenzung von Emissionen aus inaktiven Bohrlöchern und Kohlebergwerken.

Die bedeutendere Neuerung der Verordnung betrifft jedoch Aktivitäten außerhalb der EU. Da die EU nahezu ihren gesamten Erdölverbrauch, rund 85 % ihres Bedarfs an fossilem Gas und etwa ein Drittel ihrer festen fossilen Brennstoffe importiert (Eurostat, 2026b), entsteht ein großer Teil der mit der europäischen Energienachfrage verbundenen Methanemissionen im Ausland. Die Verordnung weitet ihre Anforderungen daher schrittweise auf Importe fossiler Energieträger aus. Seit 2025 sind Importeure verpflichtet, Informationen über die Herkunft ihrer Lieferungen und die angewandten Verfahren zum Methanmanagement bereitzustellen (Europäische Kommission, 2024). Nach der verabschiedeten Gesetzgebung müssen Importe fossiler Energieträger im Rahmen von Verträgen, die seit August 2024 abgeschlossen oder verlängert wurden, ab Januar 2027 Überwachungs-, Melde- und Prüfstandards erfüllen, die den innerhalb der EU geltenden Anforderungen gleichwertig sind. Ab 2028 kommen Berichtspflichten zur Methanintensität hinzu. Ab August 2030 müssen Importe im Rahmen neuer oder verlängerter Verträge die von der Europäischen Kommission noch festzulegenden Methanintensitätshöchstwerte[2] einhalten.

Die Bestimmungen der Verordnung für Importe sind besonders wichtig, da unseren Schätzungen zufolge mehr als 75 % der Methanemissionen, die mit dem Verbrauch fossiler Energieträger in Europa

[2] Die ab 2030 geltenden Methanintensitätshöchstwerte wurden bislang noch nicht festgelegt. Gemäß der Verordnung muss die Europäische Kommission zunächst bis August 2029 verschiedene Grenzwerte bewerten und dabei unter anderem deren Auswirkungen auf die weltweite Methanemissionsminderung, die Versorgungssicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit der EU und mögliche Marktverzerrungen berücksichtigen. Die endgültigen Werte werden anschließend durch delegierte Rechtsakte festgelegt, und zwar getrennt für Rohöl, Erdgas und Kohle. Dabei schreibt die Verordnung vor, dass sich die Werte an den leistungsfähigsten Produktionsklassen orientieren und zugleich die Versorgungssicherheit gewährleisten müssen (Europäische Kommission, 2024).

verbunden sind, bereits entstehen, bevor die Energieträger die EU erreichen. Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas, wird aber auch bei der Erdölförderung und in Kohlebergwerken freigesetzt. Während der Förderung und Verarbeitung fossiler Energieträger kann Methan durch Lecks, Ausblasen und unvollständiges Abfackeln in die Atmosphäre gelangen. Über einen Zeitraum von 20 Jahren hat eine Tonne Methan eine etwa 80-mal so starke Erderwärmungswirkung wie eine Tonne Kohlendioxid. Selbst über einen Zeitraum von 100 Jahren ist die Wirkung noch rund 30-mal so stark (IPCC, 2021). Die Verringerung dieser Emissionen kann daher insbesondere die kurzfristige Erderwärmung deutlich begrenzen.

Der vorgesehene Zeitplan für die Umsetzung steht jedoch zunehmend unter politischem Druck. Im September 2026 forderte der französische Präsident Emmanuel Macron, die für Januar 2027 vorgesehenen Anforderungen um ein Jahr zu verschieben. Diese Position wurde von einer großen Gruppe weiterer EU-Mitgliedstaaten unterstützt (Reuters, 2026). Als Hauptargument wird dabei die Energieversorgungssicherheit angeführt. Die Störungen auf den globalen Energiemärkten infolge des Krieges der Vereinigten Staaten und Israels gegen den Iran haben das Angebot an Energieträgern verknappt und die Sorge verstärkt, dass Produzenten, die die Einhaltung der Vorschriften nicht rechtzeitig nachweisen können, ihre Lieferungen von Europa auf andere Märkte umlenken könnten. Jede Änderung müsste weiterhin das Gesetzgebungsverfahren der EU durchlaufen. Angesichts der Unterstützung durch die Europäische Kommission und des breiten Rückhalts unter den Mitgliedstaaten erscheint eine einjährige Verschiebung inzwischen jedoch wahrscheinlich (EU Observer, 2026).[3] Verbände der fossilen Energiewirtschaft haben sogar eine dreijährige Verschiebung gefordert. Sie argumentieren, dass die für die Umsetzung der Vorschriften erforderliche internationale Prüf- und Befolgungsinfrastruktur noch nicht ausreichend entwickelt sei (IOGP, 2026b).

In der laufenden Debatte wird die Bedeutung einer fristgerechten Umsetzung und die Kosten verzögerter oder abgeschwächter Maßnahmen weitgehend außer Acht gelassen. Der außergewöhnliche Hitzesommer 2026 in Europa verdeutlichte erneut, dass die physischen Klimarisiken bereits erheblich sind und weiter zunehmen. Westeuropa erlebte den heißesten Sommer seit Beginn der Aufzeichnungen, während Hitzebelastung, Dürren, niedrige Flusspegel und Waldbrände große Teile des Kontinents beeinträchtigten (Copernicus, 2026). Während zweier aufeinanderfolgender Hitzewellen wurden

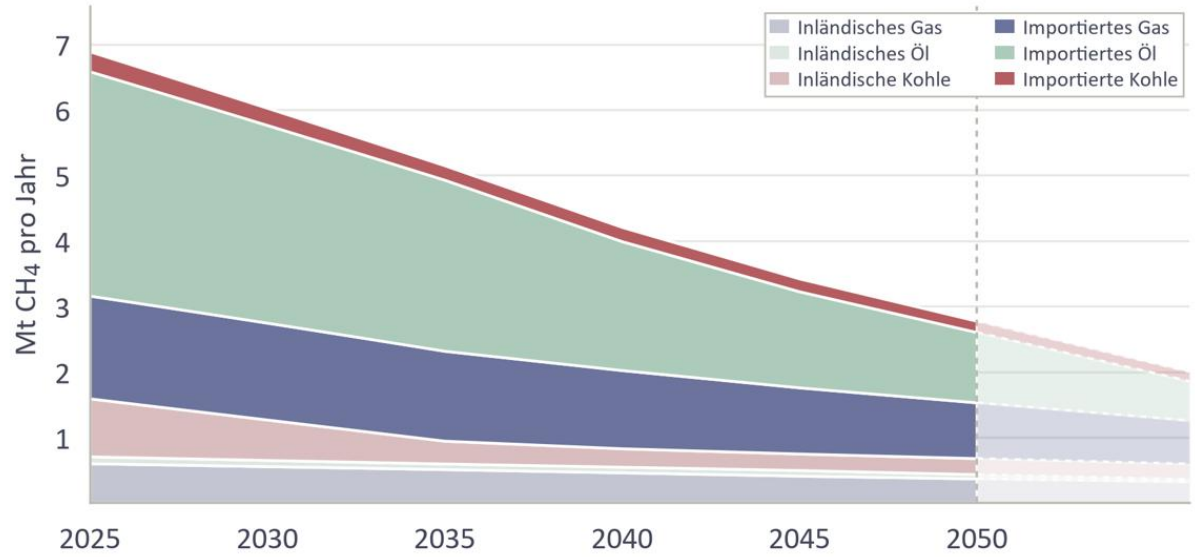
[3] Nachtrag (14. Oktober 2026): Die Europäische Kommission hat inzwischen einen Gesetzgebungsvorschlag vorgelegt, der eine einjährige Verschiebung bestimmter Anforderungen der EU-Methanverordnung für Energieimporteure vorsieht. Die vorgeschlagenen Änderungen müssen noch vom Europäischen Parlament und dem Rat der EU beschlossen werden (Europäische Kommission, 2026).

europaweit mindestens 35.000 zusätzliche Todesfälle verzeichnet (The Guardian, 2026). Zugleich treten vergleichbare Klimaextreme weltweit immer häufiger auf. Vor diesem Hintergrund hat auch eine Verschiebung von Maßnahmen zur Minderung eines der wirksamsten kurzlebigen Treibhausgase weitreichende Folgen. Eine Verzögerung der Verordnung aufgrund von Bedenken der Industrie hinsichtlich kurzfristiger Befolgungskosten bedeutet, zusätzliche Klima-, Gesundheits- und Wirtschaftsschäden in Kauf zu nehmen, ohne dass belastbare Belege dafür vorliegen, dass sich dadurch die Energieversorgungssicherheit wesentlich verbessern würde. Unsere Analyse zeigt, dass eine vollständige und fristgerechte Umsetzung der EU-Methanverordnung einen gesellschaftlichen Nutzen erzielt, der die Umsetzungskosten bei Weitem übersteigt, während die Auswirkungen auf die Energiepreise und die Versorgungssicherheit unerheblich bleiben.

2. Methan bleibt ein erhebliches Klimarisiko für die EU

Wir schätzen die Methanemissionen, die mit dem Verbrauch fossiler Energieträger in der EU verbunden sind, für das Jahr 2025 auf knapp 7 Millionen Tonnen. Davon entstehen rund 75 % in den Förder- und Transitländern und nicht innerhalb der EU selbst (siehe Abbildung 3). Die rückläufige Nachfrage nach fossilen Energieträgern in der EU wird diesen Methan-Fußabdruck im Zeitverlauf verringern, allerdings nur schrittweise. Im Stated Policies Scenario (STEPS) der Internationalen Energieagentur (IEA, 2025c), das bereits bestehende oder in Entwicklung befindliche politische Maßnahmen berücksichtigt, wird die EU auch weit über das Jahr 2030 hinaus erhebliche Mengen an Kohle, Erdöl und Erdgas verbrauchen. In unserem Basisszenario führt dies gegenüber 2025 zu einem Rückgang der verbrauchsbedingten Methanemissionen um etwa 13 % bis 2030 und um 60 % bis 2050. Ohne eine Verringerung der Methanintensität bei der Bereitstellung fossiler Energieträger führt allein die sinkende Nachfrage jedoch zu einem zu langsamen Rückgang der Methanemissionen, sodass über Jahrzehnte hinweg weiterhin erhebliche Emissionsmengen entstehen.

Abbildung 3: Methanemissionen der EU-27 im Basisszenario nach Energieträgern und Herkunft



Anmerkung: Für den Zeitraum nach 2050 wird die Entwicklung der Aktivitäten im Bereich fossiler Energieträger anhand des zwischen 2040 und 2050 beobachteten jährlichen Rückgangs extrapoliert, bis diese auf null sinken. Die Emissionen aus stillgelegten Bohrlöchern und Bergwerken werden bis 2065 linear auf null reduziert.

Quelle: DIW Econ

Erdöl- und Erdgasimporte machen den größten Teil des verbleibenden kumulierten Methan-Fußabdrucks der EU aus. Die Nachfrage nach Erdöl geht vergleichsweise langsam zurück, da Erdölprodukte in Bereichen wie der Luftfahrt, der Schifffahrt, der Petrochemie und Teilen des Straßenverkehrs weiterhin nur schwer ersetzt werden können (IEA, 2025b). Es ist davon auszugehen, dass Erdgas länger als Kohle Bestandteil des Energiesystems bleiben wird, da es die Stromerzeugung aus fluktuierenden

erneuerbaren Energien unterstützt und weiterhin zur Wärmeversorgung in der Industrie und in Gebäuden eingesetzt wird, wo Alternativen häufig nicht kurzfristig verfügbar gemacht werden können. Gleichzeitig hat sich die Struktur der europäischen Gasversorgung seit der russischen Invasion der Ukraine erheblich verändert. Der starke Rückgang russischer Pipelinegaslieferungen hat die Abhängigkeit Europas von Flüssigerdgas (LNG), insbesondere aus den Vereinigten Staaten, erhöht. Durch die Nahostkrise im Jahr 2026 hat diese Abhängigkeit weiter zugenommen (IEEFA, 2026).

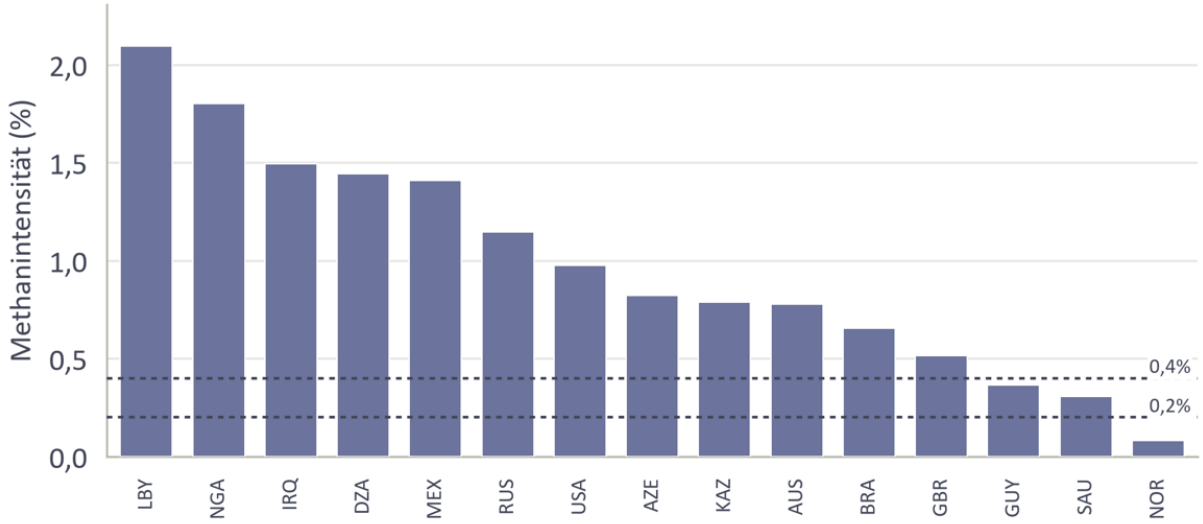
Methanemissionen entstehen überwiegend in den vorgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette, insbesondere bei der Förderung und Verarbeitung fossiler Energieträger. Bei der Kohleförderung wird Methan freigesetzt, das sich in geologischen Formationen angesammelt hat. Dies gilt insbesondere für tiefe Untertagebergwerke. Die Emissionen können auch nach der Stilllegung von Bergwerken über Jahre oder sogar Jahrzehnte hinweg anhalten (GEM, 2024). Bei der Erdölförderung wird Methan durch Ausblasen, diffuse Leckagen und unvollständiges Abfackeln freigesetzt, häufig weil fossiles Gas gemeinsam mit Rohöl gefördert wird (IEA, 2025a). Fossiles Gas stellt eine besondere Herausforderung dar, da Methan dessen Hauptbestandteil ist. Es kann während der Förderung und Verarbeitung, durch Pipelines und Verdichterstationen sowie im Fall von LNG bei der Verflüssigung, beim Schiffstransport[4] und bei der Regasifizierung entweichen (IEA, 2026a).

Die Methanintensitäten unterscheiden sich erheblich zwischen Ländern, Energieträgern, Förderstätten und Betreibern (siehe Abbildung 4). Norwegen zeigt, wie stark sich die Methanintensität durch strenge Regulierung und konsequente betriebliche Kontrollen reduzieren lässt (RMI, 2026). In anderen Ländern können geringere Anreize zum Auffangen von Methan, zur Reparatur von Lecks oder zur Einschränkung des Ausblasens und Abfackelns dazu führen, dass die Emissionen um ein Vielfaches höher ausfallen. Bei den meisten großen Lieferländern liegen die derzeitigen Methanintensitäten weiterhin über den Referenzwerten von 0,2 % und 0,4 %, teilweise sogar deutlich darüber.[5]

[4] Die EU-Methanverordnung erfasst derzeit keine Methanemissionen, die beim Schiffstransport von Flüssigerdgas (LNG) entstehen. In Anlehnung an das Öko-Institut (2026) berücksichtigen wir den Schiffstransport im Methan-Fußabdruck der Erdgasimporte und wenden die illustrativen Grenzwerte auf eine breiter gefasste Abgrenzung der Lieferkette an. Die daraus resultierenden Schätzungen des Emissionsminderungspotenzials umfassen daher auch Emissionsminderungen, die über die unmittelbaren Anforderungen des in der Verordnung vorgesehenen Methanintensitätsstandards für die Förderung hinausgehen.

[5] In der politischen Debatte hat sich insbesondere für Erdöl und Erdgas eine Methanintensität von 0,2 % als wichtiger Referenzwert etabliert. Climate Analytics (2026) betrachtet 0,2 % als internationalen Referenzwert für gute Praxis und schätzt, dass die Anwendung eines entsprechenden Standards auf Importe fossiler Energieträger in die EU beim derzeitigen Handelsvolumen die Methanemissionen um mehr als 3 Millionen Tonnen pro Jahr reduzieren könnte. Andere Bewertungen, darunter eine Studie des Öko-Institut (2026), untersuchen Grenzwerte im Bereich von 0,2 % bis 0,4 %, um zu veranschaulichen, wie sich die letztlich festgelegte Höhe auf die Emissionsminderung auswirken könnte. Diese Werte sind als plausible analytische Referenzwerte und nicht als bereits vereinbarte EU-Grenzwerte zu verstehen.

Abbildung 4: Methanintensität der 15 größten Lieferländer fossiler Energieträger der EU-27



Anmerkung: Die aggregierte Methanintensität wird für jedes Herkunftsland anhand der Methanemissionen berechnet, die mit dessen Erdöl-, Erdgas- und Kohlelieferungen in die EU verbunden sind. Die Gewichtung erfolgt anhand des Energiegehalts der jeweiligen Importmengen.

Quelle: DIW Econ

3. Das Emissionsminderungspotenzial der EU-Methanverordnung

Die erforderlichen Technologien zur Verringerung der Methanemissionen aus fossilen Energieträgern sind bereits verfügbar. Mit den heute verfügbaren Technologien könnten rund 70 % der Methanemissionen aus der Förderung und Bereitstellung fossiler Energieträger vermieden werden (IEA, 2025a). Im Erdöl- und Erdgassektor liegt das Emissionsminderungspotenzial bei über 75 %. Zu den entsprechenden Maßnahmen zählen die Erkennung und Reparatur von Lecks, der Austausch von Anlagenkomponenten, die Rückgewinnung von Dämpfen sowie ein verbessertes Management von Begleitgas. Methanemissionen aus der Kohleförderung können durch das Auffangen und Nutzen von Methan sowie durch Abfackeln oder Oxidation verringert werden. Die EU-Methanverordnung schafft die politischen Voraussetzungen, um dieses bereits vorhandene technische Potenzial in tatsächliche Emissionsminderungen umzusetzen.

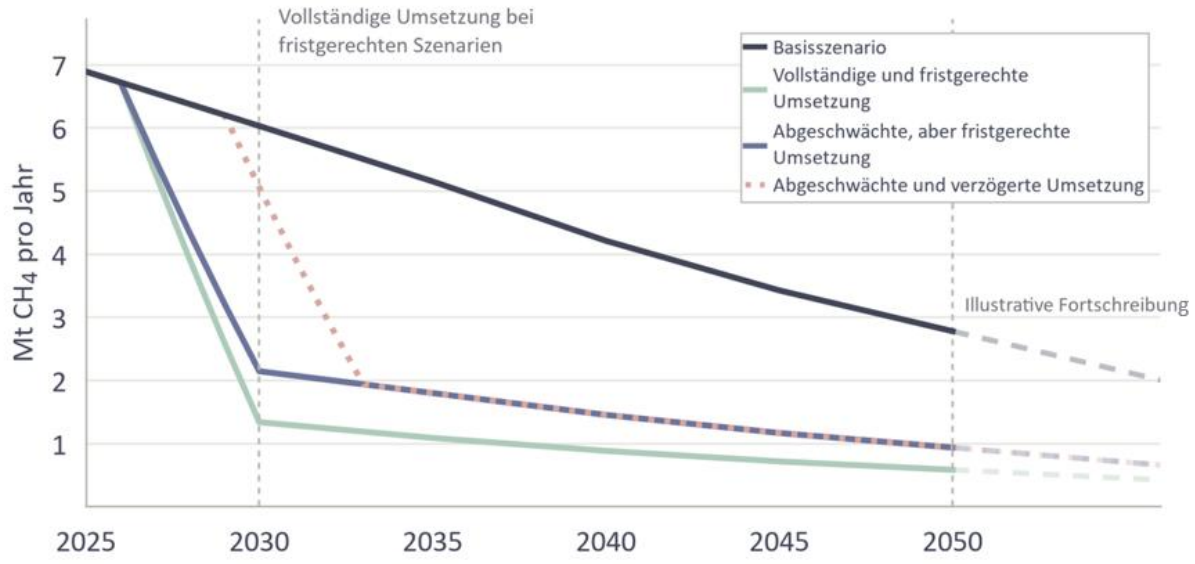
Wir modellieren die potenziellen Auswirkungen der EU-Methanverordnung auf den Methan-Fußabdruck der EU anhand verschiedener Umsetzungsszenarien. In den Szenarien einer fristgerechten Umsetzung beginnen die Emissionsminderungen im Jahr 2027 und steigen schrittweise an, bis ab 2030 die vollständige Einhaltung eines Methanintensitätsgrenzwerts von entweder 0,2 % oder 0,4 % für Importe erreicht wird. Die schrittweise Einführung zwischen 2027 und 2030 berücksichtigt die Einführung importbezogener Überwachungs- und Prüfanforderungen sowie den Anreiz für Produzenten, sich auf die anschließend geltenden verbindlichen Methanintensitätsanforderungen vorzubereiten. Darüber hinaus untersuchen wir ein Szenario einer abgeschwächten und verzögerten Umsetzung, das eine dreijährige Verschiebung sowie einen verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,4 % vorsieht. Die angenommene Verzögerung orientiert sich an Forderungen der Erdöl- und Erdgasindustrie zur Verschiebung bestimmter Anforderungen[6] (IOGP, 2026a, 2026b). Die Grenzwerte von 0,2 % und 0,4 % sind als illustrative Referenzwerte zu verstehen und nicht als Prognosen der endgültigen EU-Grenzwerte, die bislang noch nicht festgelegt wurden. Der niedrigere Referenzwert ist technisch realisierbar (IEA,

[6] Das Szenario einer abgeschwächten und verzögerten Umsetzung ist eine stilisierte Darstellung, die sich an den Vorschlägen der Industrie orientiert, jedoch keine direkte Wiedergabe ihrer jüngsten Forderungen darstellt. Während sich die jüngsten Forderungen des IOGP (2026b) auf eine Verschiebung der Anforderungen an die Gleichwertigkeit der Überwachungs-, Melde- und Prüfstandards (MRV) sowie der damit verbundenen Berichtspflichten konzentrieren, wurde in früheren gemeinsamen Vorschlägen der Industrie auch eine weitergehende, an Bedingungen geknüpfte dreijährige Verschiebung der verbindlichen Methanintensitätsgrenzwerte gemäß Artikel 29 Absatz 2 angesprochen (IOGP, 2026a). Unser Szenario veranschaulicht die potenziellen Folgen einer umfassenderen Abschwächung des politischen Ambitionsniveaus.

2026b) und wurde bereits in anderen Studien als zentraler Referenzwert zur Bewertung der Verordnung herangezogen (Climate Analytics, 2026; Öko-Institut, 2026).

Das Emissionsminderungspotenzial im Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung ist beträchtlich (siehe Abbildung 5). Bis 2030 liegen die Methanemissionen der EU bei einem Grenzwert von 0,2 % rund 78 % unter dem Niveau des Basisszenarios, während ein Grenzwert von 0,4 % die Emissionen um etwa 65 % reduziert. Um die Wirkung der Verordnung isoliert zu betrachten, halten wir die Nachfrage nach fossilen Energieträgern, die Importstruktur und die inländische Förderung gegenüber dem Basisszenario konstant. Im Zeitverlauf summieren sich diese jährlichen Emissionsminderungen zu erheblichen kumulierten Einsparungen. Zwischen 2027 und 2050 werden bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung gegenüber dem Basisszenario rund 79 Millionen Tonnen Methan (CH_4) vermieden, verglichen mit etwa 65 Millionen Tonnen Methan im Szenario einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung.

Abbildung 5: Methanemissionen der EU-27 im Basisszenario und in den Emissionsminderungsszenarien



Anmerkung: Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % und dessen vollständiger Einhaltung bis 2030 für sämtliche Importe fossiler Energieträger aus. Im Szenario einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung wird ein entsprechender Grenzwert von 0,4 % angenommen. Beide Szenarien setzen voraus, dass das modellierte Emissionsminderungspotenzial bei der inländischen Förderung fossiler Energieträger bis 2030 vollständig ausgeschöpft wird. Das Szenario einer abgeschwächten und verzögerten Umsetzung sieht einen Grenzwert von 0,4 % vor und verschiebt die Umsetzung um drei Jahre.

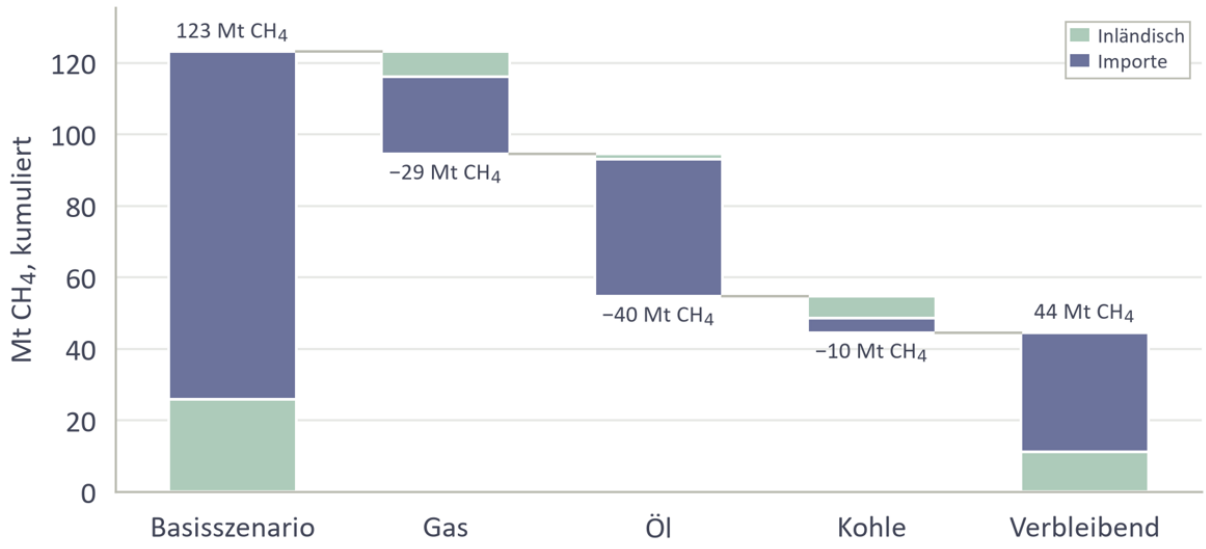
Quelle: DIW Econ

Eine Verzögerung und Abschwächung der Umsetzung würde dazu führen, dass ein erheblicher Teil des Emissionsminderungspotenzials der EU-Methanverordnung ungenutzt bliebe (siehe Abbildung 5). Im Vergleich zu einer fristgerechten Umsetzung mit einem Grenzwert von 0,2 % verringert das verzögerte

Szenario, das eine dreijährige Verschiebung mit einem Grenzwert von 0,4 % kombiniert, die kumulierte Methanemissionsminderung bis 2050 um rund 25 Millionen Tonnen Methan beziehungsweise etwa ein Drittel. Da Methan relativ kurzlebig ist, sind diese entgangenen Emissionsminderungen insbesondere kurzfristig von Bedeutung. Die während der Verzögerung freigesetzten Emissionen erhöhen die Methankonzentration in der Atmosphäre und verstärken die kurzfristige Erderwärmung. Diese Auswirkungen können nicht einfach dadurch ausgeglichen werden, dass zu einem späteren Zeitpunkt dieselbe Emissionsmenge eingespart wird.

Die größten Emissionsminderungen werden außerhalb der EU erzielt, wo der überwiegende Teil der mit dem europäischen Verbrauch fossiler Energieträger verbundenen Methanemissionen entsteht. Von den rund 79 Millionen Tonnen Methan, die im Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung zwischen 2027 und 2050 vermieden werden, entfallen etwa 64 Millionen Tonnen Methan auf importierte fossile Energieträger (siehe Abbildung 6). Den mit Abstand größten Anteil haben Erdölimporte mit rund 38 Millionen Tonnen Methan, gefolgt von Erdgasimporten mit etwa 22 Millionen Tonnen und Kohleimporten mit rund 4 Millionen Tonnen Methan. Auf die inländischen Emissionsminderungen entfallen die verbleibenden rund 15 Millionen Tonnen Methan. Die wesentliche Hebelwirkung der Verordnung liegt somit darin, den Zugang zum europäischen Markt zu nutzen, um die Produktionspraktiken außerhalb Europas zu verändern.

Abbildung 6: Kumulierte Methanemissionsminderung der EU-27 bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung, 2027–2050



Anmerkung: Die Erdgasimporte umfassen sowohl den internationalen Pipelinetransport als auch Importe von LNG. Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % und dessen vollständiger Einhaltung bis 2030 für sämtliche Importe fossiler Energieträger aus.

Quelle: DIW Econ

Die Verringerung von Methanemissionen kann auch zur Energieversorgungssicherheit beitragen, indem vermeidbare Verluste bei der bestehenden Versorgung mit fossilen Energieträgern reduziert und der Übergang zu einer geringeren Gasnachfrage erleichtert werden. Die bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung der Verordnung kumuliert vermiedenen rund 80 Millionen Tonnen Methan entsprechen energetisch etwa 105 Milliarden Kubikmetern fossilem Gas beziehungsweise ungefähr dem 1,3-Fachen des gesamten jährlichen deutschen Verbrauchs fossilen Gases (BNetzA, 2025). Verteilt auf die 24 Kalenderjahre von 2027 bis 2050 entspricht dies etwa 4,4 Milliarden Kubikmetern pro Jahr. Diese Menge entspricht ungefähr dem jährlichen Verbrauch fossilen Gases in der Slowakei (CREA, 2025) beziehungsweise rund 1,3 % der derzeitigen jährlichen Nachfrage nach fossilem Gas in der EU (Europäische Kommission, 2025). Dabei handelt es sich um ein theoretisches Energieäquivalent und nicht um eine Schätzung der zusätzlich vermarktbaren Gasmenge. Nicht das gesamte vermiedene Methan kann aufgefangen und genutzt werden. Dies gilt insbesondere für Emissionen aus Kohlebergwerken sowie für Maßnahmen, bei denen Methan durch Abfackeln oder Oxidation zerstört wird.

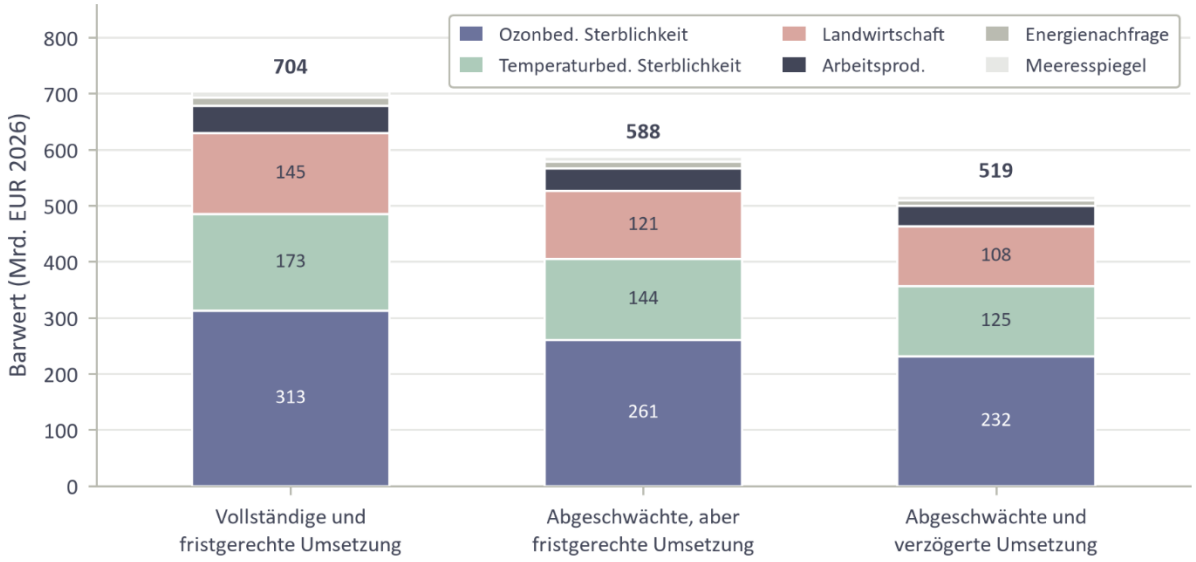
4. Der gesellschaftliche Nutzen der EU-Methanverordnung ist bedeutend

Eine vollständige und fristgerechte Umsetzung der EU-Methanverordnung mit einem ab 2030 geltenden verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % für Importe würde über den Modellierungszeitraum einen gesellschaftlichen Nutzen von rund 704 Milliarden Euro erzielen (siehe

Abbildung 7). Bei einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung mit einem Grenzwert von 0,4 % würde der gesellschaftliche Nutzen immer noch rund 588 Milliarden Euro betragen. Würde die Umsetzung sowohl abgeschwächt als auch um drei Jahre verzögert, würde der Nutzen auf rund 519 Milliarden Euro sinken und damit etwa 26 % unter dem Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung liegen. Unser Modell berücksichtigt die temperaturbedingte Sterblichkeit, die landwirtschaftliche Produktivität, die hitzebedingte Arbeitsproduktivität, die Energienachfrage und den Meeresspiegelanstieg sowie die ozonbedingte Sterblichkeit.[7]

[7] Wir schätzen diesen Nutzen mithilfe einer erweiterten Version des Greenhouse Gas Impact Value Estimator (GIVE), eines integrierten Bewertungsmodells, das von Resources for the Future und der University of California, Berkeley, entwickelt wurde (Rennert et al., 2022). Das Modell überträgt vermiedene Methanemissionen auf Veränderungen im Klimasystem und leitet daraus wiederum wirtschaftliche und gesundheitliche Auswirkungen ab. Die ausgewiesenen Werte entsprechen dem Barwert der weltweit bis 2300 vermiedenen Schäden, wobei die ozonbedingte Sterblichkeit bis 2100 modelliert wird. Die Barwerte werden mithilfe des Ramsey-basierten Diskontierungsrahmens von GIVE, der auf einen kurzfristigen Diskontierungssatz von 2 % kalibriert ist, auf das Jahr 2025 abgezinst und in Euro zu Preisen von 2026 ausgewiesen. Weitere methodische Einzelheiten finden sich im Technischen Anhang in Abschnitt A.

Abbildung 7: Monetarisierter weltweiter gesellschaftlicher Nutzen der EU-Methanverordnung



Anmerkung: Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % und dessen vollständiger Einhaltung bis 2030 für sämtliche Importe fossiler Energieträger aus. Im Szenario einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung wird ein entsprechender Grenzwert von 0,4 % angenommen. Beide Szenarien setzen voraus, dass das modellierte Emissionsminderungspotenzial bei der inländischen Förderung fossiler Energieträger bis 2030 vollständig ausgeschöpft wird. Das Szenario einer abgeschwächten und verzögerten Umsetzung sieht einen Grenzwert von 0,4 % vor und verschiebt die Umsetzung um drei Jahre.

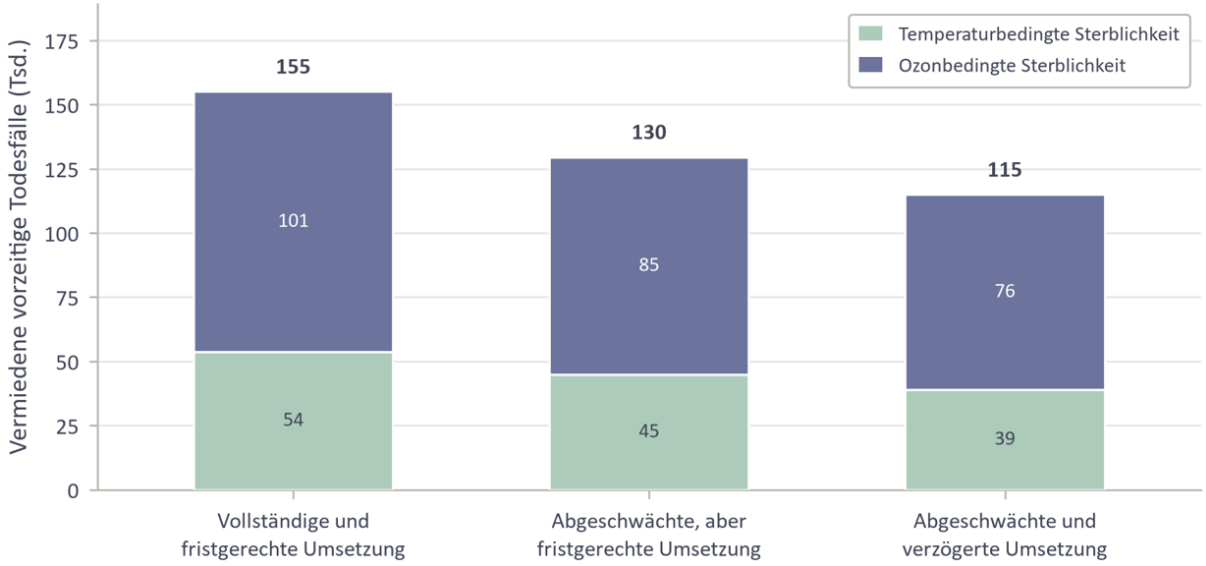
Quelle: DIW Econ

Allein die gesundheitlichen Auswirkungen der Verordnung wären erheblich. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung könnten über den Modellierungszeitraum weltweit rund 155.000 vorzeitige Todesfälle vermieden werden.[8] Bei einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung mit einem Grenzwert von 0,4 % könnten rund 130.000 Todesfälle vermieden werden. Eine Abschwächung des Grenzwerts in Verbindung mit einer dreijährigen Verzögerung der Umsetzung würde diese Zahl hingegen auf rund 115.000 reduzieren. Damit würden etwa 40.000 vorzeitige Todesfälle weniger vermieden als bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung (siehe Abbildung 8). Diese Schätzungen sind konservativ. Unser Modell berücksichtigt die ozonbedingte Sterblichkeit infolge von Atemwegserkrankungen, nicht jedoch die Sterblichkeit infolge von Herz-Kreislauf-Erkrankungen oder verschiedene weitere gesundheitliche Auswirkungen. Würde das im Global Methane Assessment (CCA Coalition & UNEP, 2021) ausgewiesene Verhältnis zwischen der Sterblichkeit infolge von Atemwegs- und Herz-Kreislauf-

[8] Der Modellierungszeitraum erstreckt sich für die klimabedingten Schadensbereiche von GIVE, einschließlich der temperaturbedingten Sterblichkeit, bis zum Jahr 2300, während die ozonbedingte Sterblichkeit bis 2100 modelliert wird. Diese langen Zeithorizonte stellen sicher, dass die vollständigen Folgen der vermiedenen Methanemissionen erfasst werden. Der gesundheitliche Nutzen in Form vermiedener Todesfälle fällt jedoch überwiegend deutlich früher an. Der Großteil der vermiedenen Todesfälle tritt innerhalb der ersten etwa fünf Jahrzehnte nach der Umsetzung auf und nicht erst gegen Ende des Modellierungszeitraums.

Erkrankungen berücksichtigt, würde die geschätzte Zahl der bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung vermiedenen vorzeitigen Todesfälle auf rund 250.000 steigen.

Abbildung 8: Kumulierte Zahl der weltweit durch die EU-Methanverordnung vermiedenen vorzeitigen Todesfälle

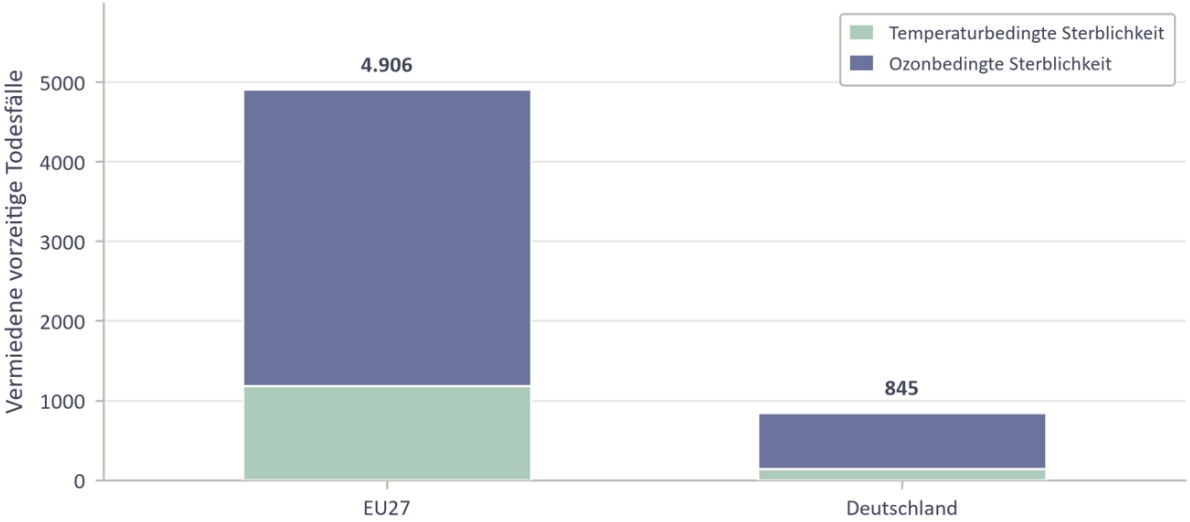


Anmerkung: Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % und dessen vollständiger Einhaltung bis 2030 für sämtliche Importe fossiler Energieträger aus. Im Szenario einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung wird ein entsprechender Grenzwert von 0,4 % angenommen. Beide Szenarien setzen voraus, dass das modellierte Emissionsminderungspotenzial bei der inländischen Förderung fossiler Energieträger bis 2030 vollständig ausgeschöpft wird. Das Szenario einer abgeschwächten und verzögerten Umsetzung sieht einen Grenzwert von 0,4 % vor und verschiebt die Umsetzung um drei Jahre.

Quelle: DIW Econ

Der Nutzen der EU-Methanverordnung entsteht überwiegend außerhalb Europas. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung würden rund 3,2 % der weltweit über den Modellierungszeitraum vermiedenen etwa 155.000 vorzeitigen Todesfälle auf die EU und rund 0,5 % auf Deutschland entfallen (siehe Abbildung 9). Ein ähnliches Muster zeigt sich bei den monetarisierten Schäden. Der Methan-Fußabdruck wird durch den europäischen Verbrauch fossiler Energieträger verursacht, doch ein großer Teil der damit verbundenen Methanemissionen entsteht außerhalb der EU. Auch die daraus resultierenden klima- und ozonbedingten Schäden fallen überwiegend in anderen Teilen der Welt an.

Abbildung 9: Kumulierte Zahl der durch die EU-Methanverordnung vermiedenen vorzeitigen Todesfälle in der EU-27 und Deutschland



Anmerkung: Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % und dessen vollständiger Einhaltung bis 2030 für sämtliche Importe fossiler Energieträger sowie von einer vollständigen Ausschöpfung des modellierten Emissionsminderungspotenzials bei der inländischen Förderung fossiler Energieträger bis 2030 aus.

Quelle: DIW Econ

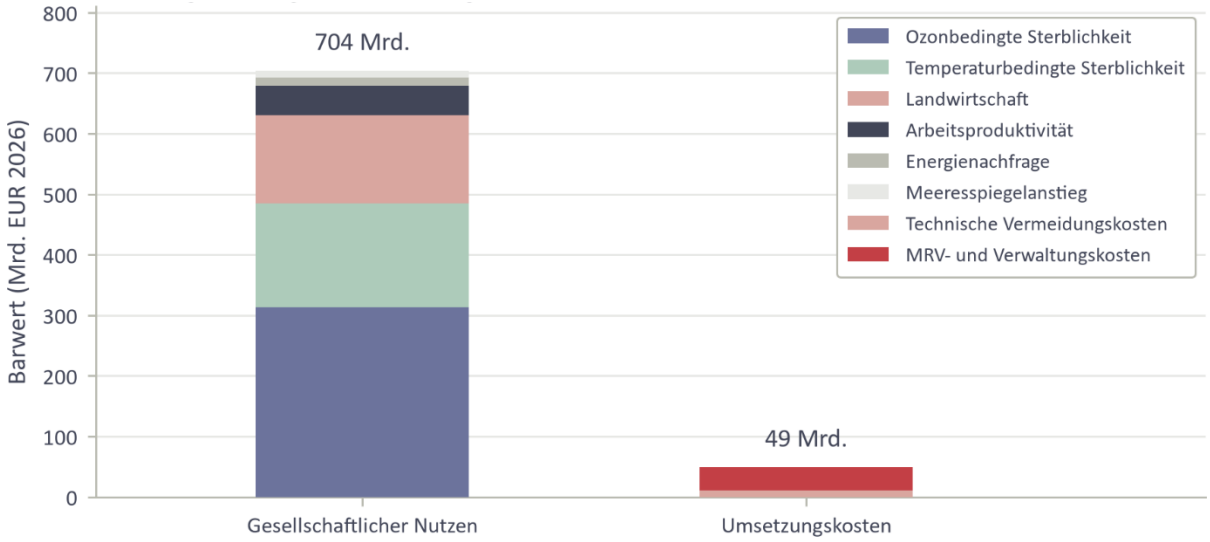
Insgesamt sind unsere Schätzungen des gesellschaftlichen Nutzens als Untergrenze zu betrachten. Aus praktischen Gründen berücksichtigt unser Modell nur die wichtigsten Schadensbereiche. Neben der bereits erwähnten Nichtberücksichtigung der Sterblichkeit infolge von Herz-Kreislauf-Erkrankungen schließen wir auch die ozonbedingte Morbidität aus, darunter insbesondere asthmabedingte Erkrankungen. Darüber hinaus bleiben die Auswirkungen von methanbedingtem Ozon auf die landwirtschaftlichen Erträge (Chuwah et al., 2015), Schäden an Ökosystemen und der biologischen Vielfalt (NWF, 2016) sowie eine Reihe weiterer nicht marktbezogener Schäden unberücksichtigt. Selbst diese unvollständige Bewertung reicht jedoch aus, um zu zeigen, dass der Nutzen der Verordnung ihre Kosten deutlich übersteigt (siehe Kapitel 5).

Die EU-Methanverordnung erzielt somit erhebliche Klima-, Gesundheits- und Wirtschaftsvorteile, obwohl sie nur einen Teil der weltweiten Methanemissionen erfasst. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung könnten über einen Zeitraum von mehr als zwei Jahrzehnten rund 80 Millionen Tonnen Methan vermieden werden, während durch menschliche Aktivitäten weltweit jährlich etwa 400 Millionen Tonnen Methan emittiert werden (IEA, 2026b). Eine weltweite Ausweitung ähnlich wirksamer Maßnahmen würde daher deutlich größere Auswirkungen erzielen. Der Global Methane Pledge (2025) verdeutlicht die potenzielle Größenordnung: Schätzungen zufolge könnte eine Verringerung der weltweiten Methanemissionen um 30 % bis 2030 jährlich rund 255.000 vorzeitige Todesfälle verhindern.

5. Der gesellschaftliche Nutzen übersteigt die Umsetzungskosten bei Weitem

Die wirtschaftlichen Argumente für die EU-Methanverordnung sind überzeugend. Bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung schätzen wir den gesellschaftlichen Nutzen auf rund 704 Milliarden Euro, während die Umsetzungskosten etwa 49 Milliarden Euro betragen (siehe Abbildung 10). Das bedeutet, dass jedem für die Umsetzung aufgewendeten Euro ein gesellschaftlicher Nutzen von rund 14 Euro gegenübersteht. Selbst im Szenario einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung mit einem Grenzwert von 0,4 % beläuft sich der Nutzen noch auf rund 588 Milliarden Euro, verglichen mit Kosten von 45 Milliarden Euro. Eine dreijährige Verzögerung der Umsetzung in Verbindung mit einem weniger strengen Methanintensitätsgrenzwert von 0,4 % würde den gesellschaftlichen Nutzen gegenüber einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung um rund 185 Milliarden Euro verringern, während die Umsetzungskosten lediglich um etwa 11 Milliarden Euro sinken würden.

Abbildung 10: Weltweiter Barwert des gesellschaftlichen Nutzens und der Umsetzungskosten bei vollständiger und fristgerechter Umsetzung der EU-Methanverordnung



Anmerkung: Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem verbindlichen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % und dessen vollständiger Einhaltung bis 2030 für sämtliche Importe fossiler Energieträger aus. Die Barwerte umfassen den gesellschaftlichen Nutzen und die Umsetzungskosten, die zwischen 2025 und 2300 anfallen. Sie werden mithilfe des Ramsey-basierten Diskontierungsrahmens von GIVE, der auf einen kurzfristigen Diskontierungssatz von 2 % kalibriert ist, auf das Jahr 2025 abgezinst. Der ozonbedingte gesundheitliche Nutzen wird bis 2100 modelliert. Sämtliche monetären Werte werden in Euro zu Preisen von 2026 umgerechnet.

Quelle: DIW Econ

Die direkten Kosten der Methanemissionsminderung machen nur einen Teil der regulatorischen Belastung aus und sind in vielen Fällen sogar der kleinere Teil. Unsere Schätzungen basieren auf den länder- und technologiespezifischen Grenzvermeidungskostenkurven der IEA. Viele Maßnahmen, darunter die

Erkennung und Reparatur von Lecks, die Rückgewinnung von Dämpfen, der Austausch von Anlagenkomponenten und ein verbessertes Management von Begleitgas, sind kostengünstig, da aufgefangenes Methan verkauft oder genutzt werden kann. Die IEA (2026b) schätzt, dass derzeit mehr als 35 Millionen Tonnen Methanemissionen aus der Förderung und Bereitstellung fossiler Energieträger ohne Nettokosten vermieden werden könnten. Höhere Kosten entstehen dort, wo aufgefangenes Gas nicht ohne Weiteres genutzt oder vermarktet werden kann, insbesondere im Kohlesektor.

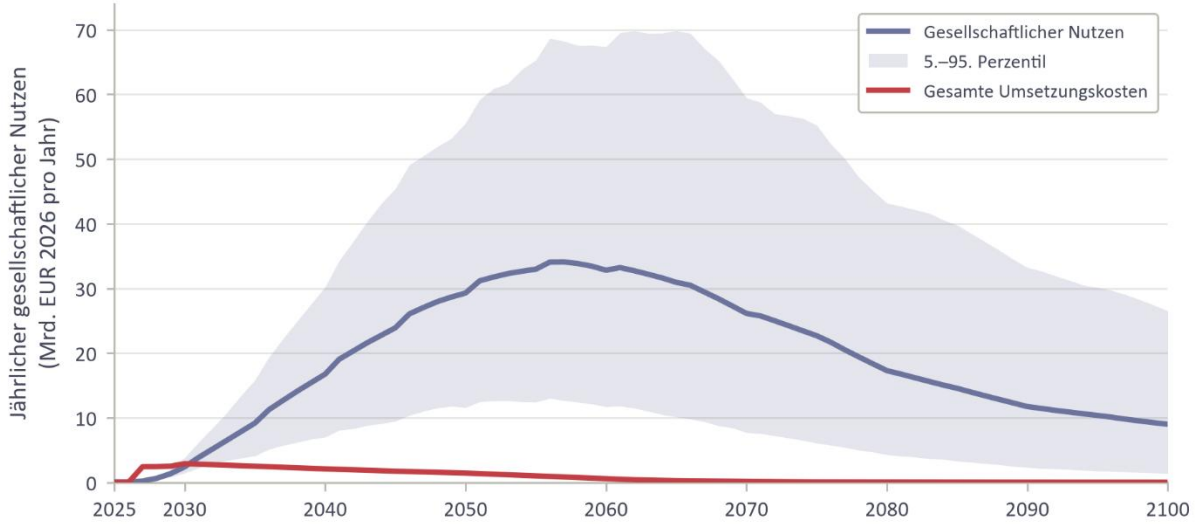
Die MRV-Anforderungen sind hingegen aufwendiger. Produzenten, die die EU beliefern, müssen eine detailliertere Emissionsmessung, unabhängige Prüfverfahren sowie Systeme zur Weitergabe dieser Informationen entlang häufig komplexer Lieferketten einrichten. Diese Anforderungen können neue Ausrüstung, spezialisierte Dienstleistungen und Verwaltungssysteme erfordern, insbesondere bei Produzenten, die bislang nur über eine unzureichend ausgebaute Messinfrastruktur verfügen. Dennoch bleibt die finanzielle Belastung vergleichsweise gering. Carbon Limits (2026) schätzt die gesamten Kosten für Überwachung, Meldung und Prüfung auf rund 0,03 % bis 0,6 % des Produktionswerts. Die Kosten sind während der anfänglichen Aufbauphase am höchsten und gehen zurück, sobald die entsprechenden Systeme eingerichtet und das erforderliche Fachwissen aufgebaut sind. Für unsere Kostenschätzungen verwenden wir den oberen Wert dieser Bandbreite.

Die Umsetzungskosten konzentrieren sich auf die ersten Jahre, in denen Unternehmen in Maßnahmen zur Emissionsminderung investieren und Überwachungs- und Prüfsysteme aufbauen (siehe Abbildung 11). Der gesellschaftliche Nutzen entsteht dagegen schrittweise, da die Methanemissionsminderungen aufeinanderfolgender Jahre die Ozonbelastung, die Erderwärmung und die damit verbundenen Schäden verringern. Daher übersteigen die jährlichen Kosten zunächst den Nutzen, bevor sich dieses Verhältnis um das Jahr 2030 umkehrt. Der Nutzen bleibt noch lange bestehen, nachdem der Großteil der Umsetzungskosten bereits angefallen ist. Er erreicht um das Jahr 2060 seinen Höchststand und geht anschließend allmählich zurück.

Dennoch müssen mögliche Auswirkungen auf die Energieversorgungssicherheit berücksichtigt werden. Eine im Auftrag der Industrie erstellte Analyse warnt davor, dass für erhebliche Anteile der Erdöl- und Erdgasimporte in die EU die Einhaltung der Vorschriften zunächst nur schwer nachgewiesen werden könnte (Wood Mackenzie, 2026). Dadurch könnte sich das für europäische Abnehmer verfügbare Angebot verringern, was wiederum zu steigenden Energiepreisen führen könnte. Die meisten anderen Bewertungen kommen jedoch zu dem Ergebnis, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen deutlich geringer ausfallen dürften. Rystad Energy (2023) schätzte die durchschnittlichen Befolgungskosten auf rund 0,07 Euro je Million British Thermal Units (MMBtu) für Erdgas und 1,33 Euro je Barrel Rohöl, wobei die Auswirkungen auf die Verbraucherpreise begrenzt bleiben. Neuere Analysen kommen

ebenfalls zu dem Ergebnis, dass das Angebot an regelkonformem Erdgas den prognostizierten europäischen Bedarf deutlich übersteigt, auch unter angespannten Marktbedingungen (Rystad Energy, 2025, 2026).

Abbildung 11: Jährlicher weltweiter gesellschaftlicher Nutzen und Umsetzungskosten der EU-Methanverordnung



Anmerkung: Der gesellschaftliche Nutzen basiert auf dem Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung, das einen Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % für Importe, die vollständige Einhaltung ab 2030 sowie die vollständige schrittweise Umsetzung der verfügbaren Emissionsminderungsmaßnahmen bei der inländischen Förderung voraussetzt. Die Vermeidungskosten basieren auf technologie- und länderspezifischen Grenzvermeidungskostenkurven (MACCs), mit Ausnahme des Kohlesektors, für den keine länderspezifischen Grenzvermeidungskostenkurven verwendet werden.

Quelle: DIW Econ

Die Verordnung führt zudem nicht automatisch dazu, dass fossile Energieträger, die die Anforderungen nicht erfüllen, vom europäischen Markt ausgeschlossen werden. Verstöße werden durch Sanktionen geahndet, wobei die Mitgliedstaaten verpflichtet sind, diese so anzuwenden, dass die Versorgungssicherheit nicht gefährdet wird. Die in einigen Studien aufgezeigten stärkeren Marktauswirkungen sollten daher als Risiken unter bestimmten Annahmen hinsichtlich der Umsetzung und Durchsetzung der Vorschriften verstanden werden und nicht als unvermeidbare Folgen der Verordnung.

Insgesamt ergibt sich eine klare wirtschaftliche Schlussfolgerung. Die Kosten der Umsetzung der Verordnung sind im Vergleich zu den dadurch vermiedenen Schäden gering. Die frühere Folgenabschätzung der Europäischen Kommission (2021) kam für ein enger abgegrenztes Bündel inländischer Maßnahmen zu einem ähnlichen Ergebnis. Demnach war der Nutzen etwa 20-mal so hoch wie die Vermeidungskosten. Obwohl sich die beiden Bewertungen hinsichtlich ihres Untersuchungsumfangs und ihrer Methodik unterscheiden, stützen unsere Ergebnisse die grundlegende Schlussfolgerung der Kommission: Die Verringerung von Methanemissionen ist wesentlich kostengünstiger, als die dadurch entstehenden Schäden weiter anwachsen zu lassen.

Literaturverzeichnis

BNetzA. (2025). *Rückblick: Gasversorgung im Jahr 2024*. https://bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_Gasversorgung_2024/start.html

CCA Coalition & UNEP. (2021). *Global Methane Assessment*. https://www.ccacoalition.org/sites/default/files/resources/2021_Global-Methane_Assessment_full_0.pdf

Chuwah, C., Van Noije, T., Van Vuuren, D. P., Stehfest, E., & Hazeleger, W. (2015). Global impacts of surface ozone changes on crop yields and land use. *Atmospheric Environment*, *106*, 11–23. https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2015.01.062

Climate Analytics. (2026). *Assessing the emissions reduction potential of methane import standards*. https://ca1-clm.edcdn.com/publications/Technical-report.-Assessing-the-emissions-reduction-potential-of-methane-import-standards.pdf

Copernicus. (2026). *Record heat stress and low river flows marked Europe's 2026 summer*. https://climate.copernicus.eu/copernicus-record-heat-stress-and-low-river-flows-marked-europes-2026-summer

CREA. (2025). *The Last Mile—Phasing Out Russian Oil and Gas in Central Europe*. https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2025/05/CSD_CREA_HU_SK_05_25.pdf

EDF & Carbon Limits. (2026). *EU MR MRV compliance costs*. https://library.edf.org/AssetLink/3ainnj0r3k218yosg8o52570v124m0y2.pdf

Ember. (2026). *Coal Mine Methane Data Tracker*. https://ember-energy.org/data/coal-mine-methane-data-tracker/

EU Observer. (2026). *Gas glut or supply crunch? And what it means for EU methane rules?* https://euobserver.com/240830/explainer-gas-glut-or-supply-crunch-and-what-it-means-for-eu-methane-rules/

Europäische Kommission. (2021). *Impact Assessment—Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021SC0459

Europäische Kommission. (2024). *Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401787

Europäische Kommission. (2025). *Quarterly Report on European Gas Markets*. https://energy.ec.europa.eu/document/download/4aebee79-01e9-4a06-927e-8dd42fc4f9a8_en?filename=New+Quarterly+Report+on+European+gas+markets+Q4+2024.pdf&prefLang=de

Europäische Kommission. (2026). *EU-Methanverordnung: Mehr Flexibilität für Energie-Importeure*. https://germany.representation.ec.europa.eu/nachrichten-und-veranstaltungen/presse-mitteilungen/eu-methanverordnung-mehr-flexibilitat-fur-energie-importeure-2026-10-14_de

Eurostat. (2026a). *Energy (nrg) Database*. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/envir?lang=en&subtheme=nrg.nrg_prd.nrg_ng.nrg_ng_a&display=list&sort=category&extractionId=nrg_ti_gas

Eurostat. (2026b). *Ensure access to affordable, reliable, sustainable and modern energy for all—Statistics Explained*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/SEPDF/cache/63338.pdf

GEM. (2024). *The hidden threat: Abandoned coal mine methane emissions in the EU*. https://globalenergymonitor.org/research/hidden-threat-abandoned-coal-mine-methane-emissions-eu

Global Methane Pledge. (2025). *Fast action on methane to keep a 1.5°C future within reach*. https://www.globalmethanepledge.org/

IEA. (2025a). *Global Methane Tracker 2025*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf

IEA. (2025b). *Oil 2025—Analysis and forecasts to 2030*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/c0087308-f434-4284-b5bb-bfaf745c81c3/Oil2025.pdf

IEA. (2025c). *World Energy Outlook 2025*. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025?language=de

IEA. (2026a). *Assessing Emissions from LNG Supply and Abatement Options*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/692d6770-69e0-4473-b61c-c048679fb6f1/AssessingEmissionsfromLNG-supplyandAbatementOptions.pdf

IEA. (2026b). *Global Methane Tracker 2026*. https://iea.blob.core.windows.net/assets/8a2639fd-7883-4fe7-bbe7-4f97bc39e2ff/GlobalMethaneTracker2026.pdf

IEA. (2026c). *Marginal abatement cost curves for methane from coal, 2025*. https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/marginal-abatement-cost-curves-for-methane-from-coal-2025

IEA. (2026d). *Methane Abatement Model*. https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/methane-abatement-model

IEEFA. (2026). *Europe to source two-thirds of its LNG imports from US in 2026 as dependence deepens*. https://ieefa.org/articles/europe-source-two-thirds-its-lng-imports-us-2026-dependence-deepens

IOGP. (2026a). *Joint industry recommendations for simplification of the importer requirements of the EU Methane Regulation (EU) 2024/1787*. https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2026/04/1.-Joint-industry-amendment-proposals-for-EUMR-importer-requirements.pdf

IOGP. (2026b). *One year delays the problem; three years will fix it: Why a three-year postponement of the EU Methane Regulation's importer requirements is needed*. https://iogpeurope.org/news/one-year-delays-the-problem-three-years-will-fix-it-why-a-three-year-postponement-of-the-eu-methane-regulations-importer-requirements-is-needed/

IPCC. (2021). *IPCC Sixth Assessment Report—Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity*. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/chapter-7/

McDuffie, E. E., Sarofim, M. C., Raich, W., Jackson, M., Roman, H., Seltzer, K., Henderson, B. H., Shindell, D. T., Collins, M., Anderton, J., Barr, S., & Fann, N. (2023). The Social Cost of Ozone-Related Mortality Impacts From Methane Emissions. *Earth's Future*, *11*(9), e2023EF003853. https://doi.org/10.1029/2023EF003853

Moore, F. C., Haqiqi, I., Kong, Q., Rennels, L., Baldos, U., Ganapathi, H., Huber, M., & Hertel, T. (2026). New labour and agricultural damages improve climate cost estimates. *Nature Climate Change*, *16*(10), 1170–1177. https://doi.org/10.1038/s41558-026-02749-z

NWF. (2016). *Oil and Gas Methane Pollution*. https://www.nwf.org/Educational-Resources/Reports/2016/11-16-2016-Oil-Gas-Methane-Pollution

Öko-Institut. (2026). *Assessing the GHG reduction potential of the EU Methane Regulation (2024/1787) on imports of oil and gas*. https://www.oeko.de/publikation/assessing-the-ghg-reduction-potential-of-the-eu-methane-regulation-2024/1787-on-imports-of-oil-and-gas/

Rennert, K., Errickson, F., Prest, B. C., Rennels, L., Newell, R. G., Pizer, W., Kingdon, C., Wingenroth, J., Cooke, R., Parthum, B., Smith, D., Cromar, K., Diaz, D., Moore, F. C., Müller, U. K., Plevin, R. J., Raftery, A. E., Ševčíková, H., Sheets, H., … Anthoff, D. (2022). Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO2. *Nature*, *610*(7933), 687–692. https://doi.org/10.1038/s41586-022-05224-9

Reuters. (2026). *Explainer: What are Europe's methane emissions rules and why are they being delayed?* https://www.reuters.com/business/energy/what-are-europes-methane-emissions-rules-why-are-they-being-delayed-2026-09-29/

RMI. (2026). *Norway's Wins Go Beyond the Olympic Podium*. https://rmi.org/resources/norways-wins-go-beyond-the-olympic-podium/

Rystad Energy. (2023). *Impact of EU methane import performance standard*. https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/11/13141839/rystad-impact-eu-methane-import-performance-standard.pdf

Rystad Energy. (2025). *The EU Methane Regulation: The 2027 MRV requirement's impact on EU Oil and Gas Supply*. https://library.edf.org/AssetLink/ymn2i72l8yp2jmvvtqy378q5t0ljp583.pdf

Rystad Energy. (2026). *EU energy security considerations in light of EU MER & the Middle East conflict*. https://library.edf.org/AssetLink/7000haw3l6ml1w87b58kilq13tirkfoh.pdf

The Guardian. (2026). *At least 35,000 excess deaths recorded in Europe's back-to-back heatwaves*. https://www.theguardian.com/environment/2026/aug/25/at-least-35000-excess-deaths-europe-back-to-back-heatwaves

Wood Mackenzie. (2026). *EU Methane Emissions Regulation Study: Analysis of market impacts*. https://www.woodmac.com/news/opinion/eu-methane-emissions-regulation-analysis-of-market-impacts/

A. Technischer Anhang

A.1 Schätzung des Methan-Fußabdrucks und seiner Entwicklung

Das Basisszenario für Importe basiert auf den Eurostat-Handelsdaten für Rohöl, Erdgas und Kohle aus dem Jahr 2024 (Eurostat, 2026a). Diese Importmengen werden mit den länderspezifischen Methanintensitäten der jeweiligen Lieferländer gemäß IEA verknüpft (IEA, 2025a, 2026b). Der Handel innerhalb der EU wird dabei ausgeschlossen, um eine Doppelzählung der inländischen Förderung zu vermeiden. Die Methanemissionen aus der inländischen Erdöl- und Erdgasförderung basieren auf den regionalen Schätzungen der IEA für die Europäische Union für das Jahr 2025 (IEA, 2026b). Für die Methanemissionen aus aktiven Kohlebergwerken innerhalb der EU werden länderspezifische Schätzungen auf Grundlage von Ember mit Schätzungen von GEM auf Ebene einzelner Bergwerke kombiniert, sofern dies angemessen ist (Ember, 2026; GEM, 2024). Die Emissionen aus stillgelegten Kohlebergwerken basieren auf den GEM-Schätzungen für die EU-27 (GEM, 2024).

Die Abgrenzung der berücksichtigten Emissionen unterscheidet sich je nach Energieträger und Lieferweg. Bei Erdölimporten werden die Emissionen aus der vorgelagerten Förderung berücksichtigt, während bei Kohleimporten die Methanemissionen aus dem aktiven Kohlebergbau erfasst werden. Bei Pipelinegas umfassen die Emissionen die vorgelagerte Förderung und den internationalen Pipelinetransport. Bei LNG werden zusätzlich der Transport des Ausgangsgases, die Verflüssigung und der Schiffstransport berücksichtigt, während die Regasifizierung ausgeschlossen bleibt. Diese breitere Abgrenzung der Erdgaslieferkette erfasst die Methanemissionen, die mit der Lieferung von importiertem Erdgas in die EU verbunden sind, und geht damit über die formale Abgrenzung der vorgelagerten Förderung hinaus, die dem Methanintensitätsstandard der Verordnung für Importe zugrunde liegt. Dieser Ansatz steht im Einklang mit dem Öko-Institut (2026). Bei der inländischen Förderung werden für Erdöl aktive und stillgelegte Anlagen, für Erdgas vorgelagerte und nachgelagerte Bereiche sowie stillgelegte Anlagen und für Kohle aktive und stillgelegte Bergwerke berücksichtigt.

Die Entwicklung der Importe fossiler Energieträger und der inländischen Förderung nach 2025 basiert auf dem Stated Policies Scenario (STEPS) des IEA World Energy Outlook 2025 (IEA, 2025c). Für Erdöl- und Kohleimporte werden die Anteile der einzelnen Lieferländer auf dem Niveau von 2024 konstant gehalten. Bei Erdgasimporten entwickeln sich die Anteile von Pipelinegas und LNG sowie die Zusammensetzung der Lieferländergruppen bis 2035 entsprechend den Projektionen des World Energy Outlook und bleiben danach konstant. Die Anteile einzelner Länder innerhalb der jeweiligen Lieferländergruppen werden hingegen konstant gehalten.

Für den Zeitraum nach 2050 wird die Entwicklung der Aktivitäten im Bereich fossiler Energieträger anhand des absoluten jährlichen Rückgangs zwischen 2040 und 2050 extrapoliert, bis die jeweilige Aktivität auf null sinkt. Die Umsetzungsszenarien der Verordnung werden entsprechend fortgeschrieben, sodass weiterhin Methanemissionen vermieden werden, solange die zugehörigen Aktivitäten im Bereich fossiler Energieträger bestehen. Die Emissionen aus stillgelegten Bergwerken und Bohrlöchern werden gesondert betrachtet und ausgehend von ihrem Niveau im Jahr 2050 bis 2065 linear auf null reduziert.

Trotz Unterschieden hinsichtlich des Datenstands, der Abgrenzung der berücksichtigten Emissionen und der dynamischen Modellierung der Emissionsentwicklung stimmt unser rekonstruiertes Basisszenario weitgehend mit vergleichbaren Schätzungen aus der Literatur überein, wie Tabelle 1 zeigt.

Tabelle 1: Vergleich der Methanemissionen im Basisszenario mit Schätzungen aus der Literatur

Untersuchungsbereich	DIW Econ (2026)	Vergleichswert
EU-27: Methanemissionen aus Erdöl- und Erdgasimporten	5,09 Mio. t CH_4/Jahr (2024)	~5,20 Mio. t CH_4/Jahr auf Grundlage der Erdölimporte von 2023 und der Erdgasimporte von 2024 (155 Mio. t CO_2-Äquivalente) (Öko-Institut, 2026)
EU-27: Methanemissionen aus Erdgasimporten	1,58 Mio. t CH_4/Jahr (2024)	~1,68 Mio. t CH_4/Jahr (2024), abgeleitet aus etwa 50 Mio. t CO_2-Äquivalente für Pipelinegas- und LNG-Importe (Öko-Institut, 2026)
EU-27: Methanemissionen aus der inländischen Erdöl-, Erdgas- und Kohleförderung	~1,59 Mio. t CH_4/Jahr (2025)	1,80 Mio. t CH_4/Jahr (2020); im Business-as-usual-Szenario (BAU) wird für 2030 ein Rückgang auf 1,08 Mio. t CH_4/Jahr prognostiziert (Europäische Kommission, 2021)
EU-27: Methanemissionen aus aktiven Kohlebergwerken	0,746 Mio. t CH_4/Jahr (Referenzjahr 2024)	~1,15 Mio. t CH_4/Jahr; GEM (2024) ordnet diese Schätzung keinem einzelnen Emissionsjahr zu.

Quelle: DIW Econ sowie die jeweils angegebenen Studien.

A.2 Schätzung des Emissionsminderungspotenzials der EU-Methanverordnung

Für Importe modellieren wir drei Emissionsminderungsszenarien. Das Szenario einer vollständigen und fristgerechten Umsetzung geht von einem Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % ab 2030 aus. Der Referenzwert von 0,2 % wurde bereits in der Verhandlungsposition des Europäischen Parlaments aus dem Jahr 2023 ausdrücklich berücksichtigt und wird auch von Climate Analytics (2026) als internationaler Referenzwert für gute Praxis betrachtet. Ebenso untersucht die IEA (2026b) einen

Importstandard von 0,2 %. Das Szenario einer abgeschwächten, aber fristgerechten Umsetzung folgt demselben Zeitplan, sieht jedoch einen weniger strengen Grenzwert von 0,4 % vor, der vom Öko-Institut (2026) als illustrativer oberer Referenzwert verwendet wird. Das Szenario einer abgeschwächten und verzögerten Umsetzung kombiniert den Grenzwert von 0,4 % mit einer dreijährigen Verschiebung. Es handelt sich dabei um ein stilisiertes Szenario, das jedoch weitgehend die jüngsten Forderungen der Industrie nach einer Verschiebung der Anforderungen an Importeure widerspiegelt (IOGP, 2026a, 2026b). Die Verordnung selbst legt bislang keine Methanintensitätshöchstwerte fest. Diese sollen nach der für 2029 vorgesehenen Bewertung durch die Europäische Kommission festgelegt werden und ab 2030 gelten.

In den beiden Szenarien einer fristgerechten Umsetzung wird das geschätzte Emissionsminderungspotenzial bei importierten fossilen Energieträgern schrittweise ausgeschöpft. Der Anteil steigt von 25 % im Jahr 2027 über 50 % im Jahr 2028 und 75 % im Jahr 2029 auf 100 % ab 2030. Diese vorgezogene schrittweise Umsetzung stellt eine Modellannahme und keine Anforderung der Verordnung dar. Im verzögerten Szenario wird derselbe Verlauf um drei Jahre verschoben, sodass die Emissionsminderungen 2030 beginnen und das vollständige Emissionsminderungspotenzial 2033 ausgeschöpft wird.

Für importierte fossile Energieträger werden die Grenzwerte auf die zuvor beschriebene Abgrenzung der berücksichtigten Emissionen angewendet. Bei Erdgas wird die Methanintensität im Verhältnis zur gelieferten Gasmenge ausgedrückt. Für Erdöl und Kohle folgen wir dem Ansatz von Climate Analytics (2026) und wenden denselben Referenzwert auf Basis des Energieäquivalents an. Dadurch kann ein einheitlicher Methanintensitätsgrenzwert für verschiedene Energieträger verwendet werden, wobei deren unterschiedliche physikalische Eigenschaften berücksichtigt werden. Die Abgrenzung der berücksichtigten Emissionen ist bei Erdgas weiter gefasst als die für den Importstandard vorgesehene formale Abgrenzung der vorgelagerten Förderung, da sie auch Emissionen aus dem Transport, der Verflüssigung und dem Schiffstransport im Zusammenhang mit der Erdgasversorgung der EU erfasst.

Für die inländische Förderung schreibt die Verordnung spezifische Emissionsminderungsmaßnahmen anstelle eines einheitlichen Methanintensitätsgrenzwerts vor. Dazu zählen die Erkennung und Reparatur von Lecks, Einschränkungen beim Ausblasen und Abfackeln sowie Anforderungen an inaktive Erdöl- und Erdgasanlagen und Kohlebergwerke. Für die inländische Erdöl- und Erdgasförderung schätzen wir das technische Emissionsminderungspotenzial mithilfe des Methane Abatement Model der IEA (2026b) und ordnen es den entsprechenden Emissionsquellen im Basisszenario zu. Für die inländische Kohleförderung verwenden wir die technischen Emissionsminderungspotenziale des GAINS-Modells, die in der Folgenabschätzung der Europäischen Kommission (2021) ausgewiesen werden. Diese

entsprechen einem Emissionsminderungspotenzial von 57,6 % für aktive Bergwerke und 90,2 % für stillgelegte Bergwerke.

In den beiden Szenarien einer fristgerechten Umsetzung wird das inländische Emissionsminderungspotenzial zwischen 2027 und 2030 schrittweise zu 25 %, 50 %, 75 % und schließlich 100 % des geschätzten technischen Potenzials ausgeschöpft. Dabei handelt es sich um eine Modellannahme, die nicht die unterschiedlichen gesetzlichen Fristen für inländische Maßnahmen widerspiegelt, von denen einige bereits vor 2027 gelten. Der Verlauf der inländischen Emissionsminderungen ist in den Szenarien mit Importgrenzwerten von 0,2 % und 0,4 % identisch. Im verzögerten Szenario werden sowohl die Emissionsminderungen bei der inländischen Förderung als auch bei importierten fossilen Energieträgern um drei Jahre verschoben, sodass die vollständige Ausschöpfung des Emissionsminderungspotenzials erst 2033 erreicht wird. Damit veranschaulicht dieses Szenario eine umfassendere Verzögerung der Umsetzung als Vorschläge, die sich ausschließlich auf die Anforderungen an Importeure beschränken.

Trotz Unterschieden hinsichtlich der Datengrundlagen, der Abgrenzung der berücksichtigten Emissionen und der Ausgestaltung der Szenarien liegen unsere Schätzungen des Emissionsminderungspotenzials ebenfalls innerhalb der Bandbreite vergleichbarer Studien, wie Tabelle 2 zeigt.

Tabelle 2: Vergleich der geschätzten Emissionsminderungen mit der Literatur

Untersuchungsbereich	DIW Econ (2026)	Externer Vergleichswert
EU-27: Inländische Erdöl-, Erdgas- und Kohleförderung, 2030	0,86 Mio. t CH_4/Jahr	Zusätzliche Emissionsminderung von 0,706 Mio. t CH_4/Jahr bei der ambitionierten Variante mit verbindlichen Maßnahmen; GAINS schätzt das gesamte technische Emissionsminderungspotenzial unter Berücksichtigung aller Kosten auf 0,918 Mio. t CH_4 (Europäische Kommission, 2021)
EU-27: Erdöl- und Erdgasimporte, 0,2 %-Szenario	3,61 Mio. t CH_4/Jahr im Jahr 2030	122 Mio. t CO_2-Äquivalente, entsprechend etwa 4,1 Mio. t CH_4/Jahr, auf Grundlage der Erdölimporte von 2023 und der Erdgasimporte von 2024 (Öko-Institut, 2026)
EU-27: Erdöl- und Erdgasimporte, 0,4 %-Szenario	2,85 Mio. t CH_4/Jahr im Jahr 2030	95 Mio. t CO_2-Äquivalente, entsprechend etwa 3,2 Mio. t CH_4/Jahr (Öko-Institut, 2026)
EU-27: Sämtliche Importe fossiler Energieträger, 0,2 %-Szenario	3,84 Mio. t CH_4/Jahr im Jahr 2030	3,09 Mio. t CH_4/Jahr, basierend auf den Handelsmengen von 2023 und einem Methanintensitätsgrenzwert von 0,2 % für Erdöl, Erdgas, LNG und Kohle (Climate Analytics, 2026)

Quelle: DIW Econ sowie die jeweils angegebenen Studien.

A.3 Schätzung des gesellschaftlichen Nutzens

Wir schätzen den gesellschaftlichen Nutzen der EU-Methanverordnung, indem wir die vermiedenen Methanemissionen mithilfe einer erweiterten Version des integrierten Bewertungsmodells GIVE in vermiedene gesellschaftliche Schäden umrechnen (Rennert et al., 2022). GIVE kombiniert probabilistische Projektionen der Bevölkerungsentwicklung, des Bruttoinlandsprodukts und der Emissionen mit dem Klimamodell FaIR sowie Schadensfunktionen für die temperaturbedingte Sterblichkeit, den Energieverbrauch, die Landwirtschaft und den Meeresspiegelanstieg. Die klimabedingten Auswirkungen werden dabei bis zum Jahr 2300 modelliert. Zusätzlich integrieren wir die von Moore et al. (2026) entwickelte Schadensfunktion für hitzebedingte Arbeitsproduktivitätsverluste.

Um die zusätzlichen Auswirkungen von Methan auf bodennahes Ozon zu erfassen, verknüpfen wir das Reduced-Form-Modell zur ozonbedingten Sterblichkeit von McDuffie et al. (2023) mit GIVE. Die Erweiterung verwendet die sozioökonomischen Entwicklungspfade, Bevölkerungszahlen, Sterblichkeitsraten, den Wert eines statistischen Lebens sowie die Diskontierungsannahmen von GIVE. Die Auswirkungen auf die ozonbedingte Sterblichkeit werden bis zum Jahr 2100 modelliert.

Die monetären Auswirkungen werden für das jeweilige Jahr ihres Auftretens bewertet und anschließend mithilfe des Ramsey-basierten Diskontierungsrahmens von GIVE in Barwerte umgerechnet. Dieser verknüpft den Diskontierungssatz mit der reinen Zeitpräferenzrate und dem prognostizierten Konsumwachstum. In Anlehnung an Moore et al. (2026) verwenden wir eine reine Zeitpräferenzrate von 0,2 % pro Jahr und eine Elastizität des Grenznutzens des Konsums von 1,24. Diese Parameter sind auf einen kurzfristigen Diskontierungssatz von 2 % kalibriert. Anschließend werden sämtliche monetären Ergebnisse unter Berücksichtigung von Inflation und Wechselkursanpassungen auf eine einheitliche Preisbasis in Euro des Jahres 2026 umgerechnet.

Die temperaturbedingte und die ozonbedingte Sterblichkeit werden zusätzlich anhand der Anzahl vermiedener vorzeitiger Todesfälle ausgewiesen. Das Ozonmodul erfasst auf Grundlage von McDuffie et al. (2023) die Sterblichkeit infolge von Atemwegserkrankungen, berücksichtigt jedoch nicht die Sterblichkeit infolge von Herz-Kreislauf-Erkrankungen. Die Folgenabschätzung der Europäischen Kommission (2021) verwendet eine weiter gefasste Schätzung der ozonbedingten Sterblichkeit, die auch Todesfälle infolge von Herz-Kreislauf-Erkrankungen einbezieht. Deren Größenordnung ist mit derjenigen der Todesfälle infolge von Atemwegserkrankungen vergleichbar.

Die Unsicherheit wird mithilfe von 1.000 aufeinander abgestimmten Monte-Carlo-Simulationsläufen abgebildet. Dabei werden sozioökonomische Entwicklungspfade, Klimaparameter und Unsicherheiten hinsichtlich der arbeitsproduktivitätsbezogenen Schäden gemeinsam simuliert. Zugleich wird sichergestellt, dass über die verschiedenen Modellkomponenten und politischen Szenarien hinweg

dieselben simulierten Rahmenbedingungen zugrunde liegen. Veröffentlichte Anwendungen von GIVE, darunter Rennert et al. (2022) und Moore et al. (2026), verwenden 10.000 Simulationsläufe. Wir beschränken uns auf 1.000 Simulationsläufe, da der Schwerpunkt unserer Analyse auf zentralen Schätzwerten und breiten Unsicherheitsbereichen und nicht auf den Randbereichen der Verteilung liegt. Für die zentrale Schätzung des gesellschaftlichen Nutzens der EU-27 ergibt sich daraus ein simulationsbedingter Standardfehler des Mittelwerts von rund 1,3 %.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Anwendungen von GIVE, die auf einzelnen marginalen Emissionsimpulsen basieren, simulieren wir den vollständigen zeitlichen Verlauf der Methanemissionsminderung direkt im Modell. Dadurch werden Wechselwirkungen zwischen den Emissionen verschiedener Jahre sowie nichtlineare Reaktionen erfasst, einschließlich möglicher Schwellenwerteffekte bei den Schäden durch den Meeresspiegelanstieg.

A.4 Schätzung der Kosten

Wir schätzen die Vermeidungskosten, indem wir die Methanemissionsminderungen der einzelnen Szenarien mit den technologiespezifischen Grenzvermeidungskosten aus dem Methane Abatement Model der IEA (2026d) verknüpfen. Für jedes Land, jeden Energieträger und jedes Jahr wird die erforderliche Methanemissionsminderung den verfügbaren Vermeidungsmaßnahmen zugeordnet. Diese werden nach ihren Nettokosten geordnet und so lange eingesetzt, bis die erforderliche Emissionsminderung erreicht ist. Die Kosten umfassen annualisierte Investitionskosten und Betriebskosten. Sofern relevant, wird der Wert des zurückgewonnenen Methans davon abgezogen. Maßnahmen mit negativen Nettokosten werden daher ebenfalls berücksichtigt. Für Erdöl und Erdgas verwenden wir die länder- und emissionsquellenspezifischen Vermeidungsmaßnahmen der IEA. Für Kohle, bei der die verfügbaren Daten weniger detailliert sind, greifen wir näherungsweise auf die technologiespezifischen Kosteninformationen und aggregierten Grenzvermeidungskostenkurven der IEA (2026c) zurück. Die Kosten für stillgelegte Bergwerke werden gesondert anhand der Folgenabschätzung der Europäischen Kommission (2021) geschätzt, da die IEA hierfür keine ausreichend detaillierten Kostenschätzungen bereitstellt.

Die Kosten für Überwachung, Meldung und Prüfung sowie die administrativen Befolgungskosten werden getrennt von den technischen Vermeidungskosten geschätzt. Auf Grundlage von Carbon Limits (2026) verwenden wir den oberen Schätzwert von 80.000 US-Dollar pro Petajoule (PJ) der von der Verordnung erfassten Aktivitäten im Bereich fossiler Energieträger als konservativen Näherungswert für die Kosten der Überwachung, Meldung und Prüfung sowie die damit verbundenen Verwaltungskosten. Dieser Kostenfaktor wird ab 2027 einheitlich auf die inländische Förderung und die Importe

von Erdöl, Erdgas und Kohle angewendet. Die Anwendung auf Kohle stellt eine konservative Erweiterung des Untersuchungsumfangs der zugrunde liegenden Quelle dar, die sich auf Erdöl und Erdgas beschränkt. Zusätzliche Prüf-, Zertifizierungs- oder Verwaltungskosten werden nicht angesetzt, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Die Kosten unterscheiden sich zwischen den Szenarien sowohl hinsichtlich der Strenge als auch des Zeitpunkts der Umsetzung. Ein weniger strenger Methanintensitätsgrenzwert erfordert geringere Emissionsminderungen und reduziert daher die technischen Vermeidungskosten. Die Kosten für Überwachung, Meldung und Prüfung sowie die Verwaltungskosten bleiben dagegen weitgehend von der Strenge des Grenzwerts unberührt, da sie in erster Linie vom Umfang der durch die Verordnung erfassten Aktivitäten im Bereich fossiler Energieträger abhängen. Im verzögerten Szenario werden sowohl die Anforderungen an die Emissionsminderung als auch die Befolgungspflichten um drei Jahre verschoben. Dadurch verringern sich die kumulierten Ausgaben über den Modellierungszeitraum, während sich die verbleibenden Kosten in spätere Jahre verlagern, in denen sie bei der Barwertberechnung geringer gewichtet werden. Die niedrigeren Kosten einer abgeschwächten oder verzögerten Umsetzung sind somit auf einen geringeren Umfang und einen späteren Zeitpunkt der regulatorischen Maßnahmen zurückzuführen und nicht auf eine höhere regulatorische Effizienz.