en2x
Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V.

WARUM WIR EINE NATIONALE KOHLEN WASSERSTOFF AGENDA BRAUCHEN

WIRTSCHAFTSSTANDORT STÄRKEN, ENERGIE UND GRUNDSTOFFE SICHERN, TRANSFORMATION VORANBRINGEN

Vorschau zur Ansicht

Fortschrittsbericht zur Transformation der Mineralölwirtschaft 2025

INHALT

Vorwort
Deutschland braucht eine starke Kohlenwasserstoffwirtschaft – heute und in der Zukunft 6

Zusammenfassung 8
Ohne Kohlenwasserstoffe keine Versorgungssicherheit

s. 12
AKTUELLE LAGE UND HERAUSFORDERUNGEN



„Die Transformation muss industriepolitisch gedacht werden“ 14

„Der Vorwurf der ‚Preistreiberei‘ hält einer Überprüfung nicht stand“ 18

Tankstellenpreise in Deutschland im europäischen Vergleich: Zusammenfassung der Kurzstudie von Frontier Economics 24

Frontier-Studie entkräftet Vorwürfe gegen die Branche 30

Deutschlands Raffineriestandorte stehen auf dem Spiel: Wie der EU-ETS angepasst werden muss 32

KRITIS-Dachgesetz verabschiedet 36

Resilienz – „Energieversorgung ist die Super-Kritis“ 38

EU-Methanregeln gefährden Versorgungssicherheit 42



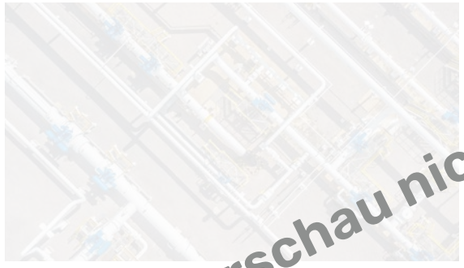
s. 44
ZIELMÄRKTE

Motorisierter Individualverkehr 46
Schwerlastverkehr 52
Luftverkehr 54
Schifffahrt 58
Wärmemarkt 62
Chemische Industrie 66

In dieser Vorschau nicht enthalten

s. 72
ROHSTOFFE UND TECHNOLOGIEN

Wasserstoff 74
Biomasse 76
Chemisches Recycling 80
Carbon Management 82



s. 84
PRODUKTION UND INFRASTRUKTUR

Auszeichnung der IEEKN-Energieeffizienz: en2x-Netzwerk belegt den ersten Platz 86

Raffinerie 88
IED – Industrial Emissions Directive

Globale Kohlenstoffstrategie 92
Defossilisierung braucht Kohlenstoff – aber erneuerbar und global gedacht

Baustein der Energiewende 94
Wasserstoffhochlauf in Deutschland: vom Ziel zurUmsetzung

Transformationsaktivitäten der en2x-Mitglieder 96

Der Verband 98
en2x-Mission 100
en2x-Ausschüsse 102
en2x-Infoangebote 104
en2x-Veranstaltungshighlights 2025 106
en2x-Mitglieder 108
Kontakt 111

In dieser Vorschau nicht enthalten

DEUTSCHLAND BRAUCHT EINE STARKE KOHLENWASSERSTOFFWIRTSCHAFT – HEUTE UND IN DER ZUKUNFT

Mit einem Anteil von rund 36 Prozent am Primärenergieverbrauch im Jahr 2025 ist Mineralöl weiterhin der wichtigste Energieträger im deutschen Energiemix. Die Raffinerieproduktion bewegt sich hierzulande mit etwa 95,3 Millionen Tonnen weiterhin auf hohem Niveau. Von großer Relevanz sind dabei auch die aus Rohöl hergestellten Produkte, die für die stoffliche Nutzung in der Industrie und Bauwirtschaft verwendet werden. Insgesamt machen diese nicht-energetischen Produkte aktuell gut 20 Prozent der gesamten Raffinerieproduktion in Deutschland aus.

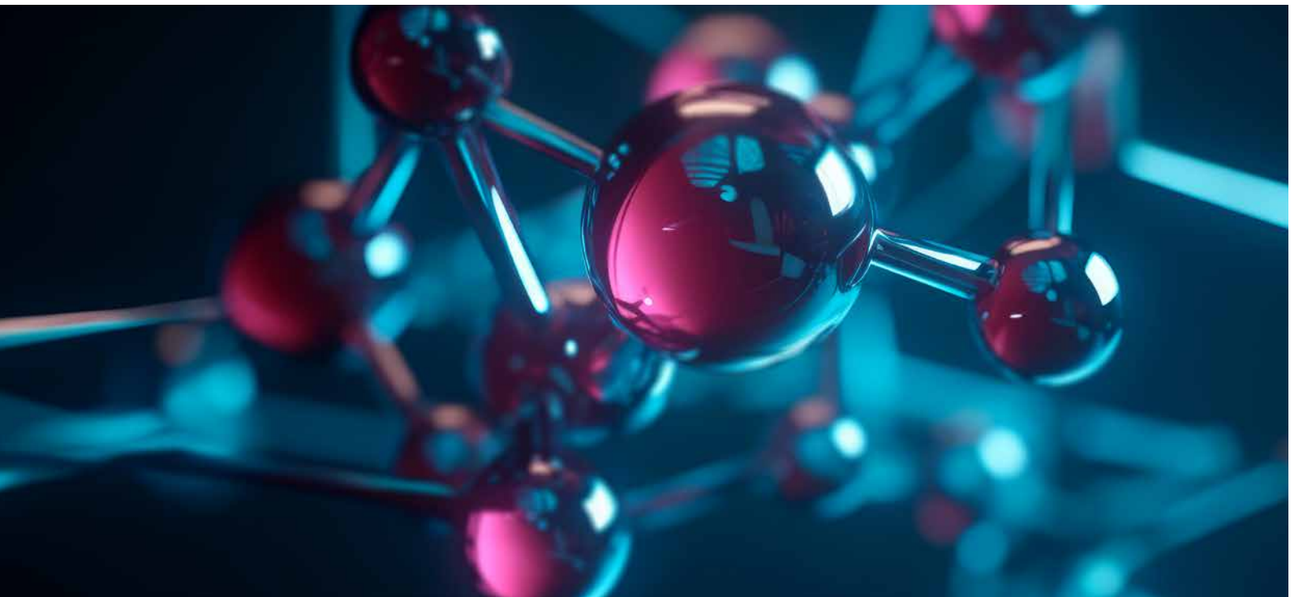
Mit anderen Worten: Die Bedeutung von Kohlenwasserstoffen für unsere Volkswirtschaft ist ungebrochen hoch. Und das wird auch langfristig so bleiben, trotz der zunehmenden Elektrifizierung. Rund die Hälfte der aktuellen Raffinerieproduktion wird schätzungsweise auch über 2045 hinaus noch benötigt. Dann jedoch zunehmend CO_2-neutral und aus erneuerbaren Quellen.

SCHLÜSSELROLLE FÜR EINE RESILIENTE VERSORGUNG

Der Kohlenwasserstoffwirtschaft und speziell der Raffinerieindustrie fällt damit eine Schlüsselrolle in Deutschland zu. Sie liefert zum einen Kraft- und Brennstoffe für die Sektoren Verkehr, Industrie und Gebäude sowie Grundprodukte vor allem für die chemische Industrie, aber auch für andere Industriezweige wie Bauwirtschaft, Pharma, Elektro oder Automobil. Zum anderen tragen die inländische Raffinerieproduktion und die damit verbundene Transport- und Lagerinfrastruktur in erheblichem Maß zur Resilienz staatlicher, ziviler und militärischer Infrastrukturen in Krisensituationen bei. Angesichts der geopolitischen Unsicherheiten rücken die zivile und die militärische Verteidigungsfähigkeit in den Fokus. Beide können ohne eine zuverlässige Kraftstoffversorgung nicht gewährleistet werden. Gerade in Krisenzeiten ist es für unsere Branche und vor allem unsere Kundschaft entscheidend, dass die Versorgung stabil bleibt.

RAFFINERIESTANDORTE IN DEUTSCHLAND UNTER DRUCK

Ob unsere Branche ihre Schlüsselrolle mittel- bis langfristig weiterhin ausfüllen kann, ist jedoch leider nicht sicher. Denn: So wichtig die Kohlenwasserstoffbranche für die Versorgung mit Energie und Grundstoffen und den Erhalt industrieller Wertschöpfung in Deutschland ist, so herausfordernd sind auch die Bedingungen, mit denen unsere Unternehmen hierzulande konfrontiert sind. Raffineriekapazitäten wurden vom Markt genommen, Zukunftsinvestitionen bleiben aus. Sie werden stattdessen in anderen Ländern getätigt.



Das muss sich ändern, damit die Standorte hierzulande mit hochqualifizierten Arbeitsplätzen erhalten bleiben und wir uns nicht in zusätzliche internationale Abhängigkeiten begeben.

Hintergrund sind die zunehmend schwierigen, im internationalen Vergleich nachteiligen Bedingungen, mit denen die Unternehmen in Deutschland und Europa konfrontiert sind. Dazu zählen hohe Strom- und Gaspreise, steigende CO_2-Kosten sowie strenge Auflagen und viel Bürokratie. In der Summe eine enorme Belastung, die die Profitabilität und Wettbewerbsfähigkeit massiv schwächt. Das gefährdet Standorte und Arbeitsplätze. Gleichzeitig muss die Branche ihre Transformation vorantreiben, damit die nationalen Klimaziele erreichbar bleiben. Die dafür notwendige Molekülwende hin zu CO_2-neutralen Rohstoffen und Produkten erfordert hohe Investitionen.

ZAHLREICHE BAUSTELLEN IN DER REGULIERUNG

Anstatt darüber zu diskutieren, der Branche neue Belastungen aufzuerlegen, muss die Bundesregierung deshalb daran arbeiten, die Rahmenbedingungen hierzulande zeitnah zu verbessern; Rahmenbedingungen, die Investoren heute eher verunsichern und langfristige Kapitalanlagen in Dekarbonisierung und Modernisierung der Raffinerien hemmen. Gerade auch weil sich die Kohlenwasserstoffwirtschaft in Krisenzeiten als verlässlicher Lieferant erweist, sollten Investitionen unterstützt und nicht weiter gefährdet werden.

Mehr Optionen beim Co-Processing, eine Senkung der Kosten für Energie und CO_2-Emissionen auf ein international wettbewerbsfähiges Level, eine Reform des Emissionshandels (ETS 1) nicht nur zur Lösung der Frage, wie es nach 2039 weitergeht – und auch eine Reform der Energiebesteuerung, damit alternative Kraftstoffe wettbewerbsfähiger werden. Und schließlich die Schaffung der Voraussetzung für eine nachhaltige Dekarbonisierung der Industrie. Die Liste ist lang.

Ob die EU-Methanverordnung, die Industrieemissionsrichtlinie (IED) oder der Bau von CO_2-Netzen: Es gibt eine Vielzahl an Baustellen, eine Vielzahl von Entscheidungen, die für die Entwicklung der Kohlenwasserstoffbranche und die künftige Versorgungssicherheit in Deutschland von großer Bedeutung sind. Vor diesem Hintergrund muss es gelingen, Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Transformation in Einklang zu bringen.

BUNDESREGIERUNG, WIRTSCHAFT UND GEWERKSCHAFTEN MÜSSEN GEMEINSAM AN EINEM STRANG ZIEHEN

Umso wichtiger ist es, dass wir als Energie- und Grundstoffwirtschaft jetzt gemeinsam mit der Bundesregierung und den Gewerkschaften konstruktiv genau daran arbeiten. Wir brauchen eine Versachlichung der Diskussion anstelle einer destruktiven Kommunikation mit pauschalen Schuldzuweisungen gegenüber einem relevanten Industriezweig wie nach den Preissteigerungen infolge der Iran-Krieges.

Es ist dringend erforderlich, dass die Bundesregierung nicht nur die strategische Bedeutung unserer Branche anerkennt, sondern auch für die richtigen Weichenstellungen bei den Rahmenbedingungen sorgt, damit Deutschland für Investitionen in die Kohlenwasserstoffwirtschaft wieder attraktiv wird und ihrer bedeutenden Rolle auch in Zukunft gerecht werden kann. Hier sehen wir mittlerweile positive Signale.

Ein wichtiger Zwischenschritt war der Chemiedialog der Bundesregierung, in dem die Bedeutung unserer Branche herausgearbeitet und vereinbart wurde, zusammen mit Industrie und Gewerkschaften eine Zukunftsstrategie für Raffinerien auszuarbeiten. Dabei sind selbstverständlich Import- und Handels- sowie Logistikstrukturen mit zu berücksichtigen. Vorausgegangen waren entsprechende Chemie- und Raffineriepakte in zahlreichen Bundesländern mit bedeutenden Standorten der en2x-Mitgliedsunternehmen. Unser Ziel ist und bleibt eine Kohlenwasserstoffagenda für Deutschland mit konkreten und messbaren Maßnahmen, die unserer Branche zeitnah eine verlässliche Perspektive geben.

GANZHEITLICHER ANSATZ NÖTIG

Wir schließen damit nicht nur an den Dialog an, den das Bundeswirtschaftsministerium bereits im Jahr 2024 mit unserer Branche geführt hat – wir sind bestrebt, dass diese neuerlichen Gespräche auf einer noch breiteren Basis stattfinden, die alle politischen Facetten und Einsatzsektoren zusammenbringt und die gesamte Bundesregierung einschließt. Ein solcher ressortübergreifender, ganzheitlicher Ansatz ist sinnvoll und notwendig, damit wir wieder rasch in Richtung wettbewerbsfähiger, investitionsfreundlicher Standortbedingungen vorangehen können. Denn das ist die Voraussetzung dafür, Versorgungssicherheit mit bezahlbaren Energieträgern und Grundstoffen weiterhin gewährleisten und mehr Klimaschutz ermöglichen zu können.

Wir freuen uns darauf, diesen Austausch zu führen.



Patrick Wendeler

Vorstandsvorsitzender BP Europa SE

Vorstandsvorsitzender
en2x – Wirtschaftsverband Fuels und Energie e. V.

ZUSAMMEN FASSUNG

WER DIE THEMEN VERSORGUNGSSICHERHEIT, WERTSCHÖPFUNG UND RESILIENZ ERNST NIMMT, DARF DIE KOHLENWASSERSTOFFWIRTSCHAFT NICHT KLEINREDEN: SIE BLEIBT FÜR DEUTSCHLAND STRATEGISCH UNVERZICHTBAR.

ZUSAMMENFASSUNG

OHNE KOHLENWASSERSTOFFE KEINE VERSORGUNGSSICHERHEIT

Deutschland braucht dauerhaft eine zuverlässige Energieversorgung für Wirtschaft, Mobilität, Wärme und kritische Infrastrukturen. Kohlenwasserstoffe decken heute rund drei Viertel des Endenergiebedarfs in Deutschland, Strom 20 Prozent. Trotz Effizienzgewinnen und zunehmender Elektrifizierung wird der Bedarf an Kohlenwasserstoffen auch künftig hoch bleiben. In Krisen oder im Verteidigungsfall sind flüssige Energieträger schlicht die entscheidende Energiequelle.

Raffinerien, Tankläger, Pipelines und Importstrukturen bilden eine „superkritische Infrastruktur“, ohne die alle anderen kritischen Bereiche ihre Funktion nicht erfüllen können. Hinzu kommt die Bedeutung von Kohlenwasserstoffen für andere Industrien, insbesondere die Chemie.

Die Energie- und Grundstoffwirtschaft, die diese Kohlenwasserstoffe bereitstellt, muss deshalb politisch einen höheren Stellenwert als bisher erhalten. Dabei gilt es, für die bestehenden Herausforderungen rasch praktikable Lösungen zu finden:

- **Die Verbesserung der Standortbedingungen ist die zentrale Voraussetzung.** Die hocheffizient vernetzten regionalen Industriecluster mit ihren leistungsfähigen Transport- und Logistikinfrastrukturen rund um die Raffineriestandorte, insbesondere im Verbund mit der Chemie, sind existenziell gefährdet. Es droht in Europa und insbesondere für den Standort Deutschland der dauerhafte Verlust ganzer Wertschöpfungsketten und hochqualifizierter Arbeitsplätze. Die Beherrschung der gesamten erforderlichen Wertschöpfungs- und Produktionskette der kohlenwasserstoffbasierten Industrie war im globalen Wettbewerb über Jahrzehnte eine herausragende Stärke des Standorts Deutschlands – und muss für unsere industrielle Zukunft erhalten bleiben.



- **Resilienz:** Die zuverlässige Deckung des Energiebedarfs für den Verkehr zu Straße, Luft und Wasser, von Industrie und Gebäuden ebenso wie für die Polizei- und Rettungskräfte, den Katastrophenschutz und das Militär, gerade auch in Not- und Krisenfällen, ist für die nationale Volkswirtschaft wie für ein funktionierendes Staatswesen von größter Wichtigkeit. Eine resiliente Energie- und Rohstoffversorgung ist daher dauerhaft zu gewährleisten.

- **Transformation:** Kohlenwasserstoffe müssen zunehmend CO_2-neutral werden, damit die Klimaziele erreicht werden. Dazu ist die Transformation der Energie- und Grundstoffwirtschaft – also der Umstieg auf nachhaltige Rohstoffe und neue Technologien – erforderlich.

Hohe Energiepreise, steigende CO_2-Kosten, wachsender regulatorischer Aufwand und fehlende Technologieneutralität erschweren Investitionen und gefährden die industrielle Basis Deutschlands und Europas. Darum brauchen wir eine bundesweite **Kohlenwasserstoffagenda** – nicht nur als industriepolitisches Signal, sondern als konkreten Handlungsrahmen. Der nun beginnende Dialog mit der Bundesregierung, der auf dem 2024 vom Bundeswirtschaftsministerium gestarteten Transformationsdialog aufbaut, sollte zu praxistauglichen Lösungen führen. Zahlreiche Vorgaben der EU und des Bundes müssen zeitnah angepasst werden. Dringenden Handlungsbedarf sieht en2x insbesondere bei den folgenden Regulierungen:

- **EU-Methanverordnung:** Ab 2027 sollen Rohöle nur noch dann in die EU importiert werden dürfen, wenn entlang der globalen Förderketten Methanemissionen nachweislich nach den EU-Standards erfasst werden. In der Praxis ist das jedoch derzeit unter anderem aufgrund fehlender Akkreditierungsprozesse, Auditstandards und Auditoren gar nicht verordnungskonform umsetzbar – obwohl die Beschaffung für das Jahr 2027 bereits beginnen müsste. Die Folge könnten massive Versorgungsprobleme sein.

- **Revision des ETS 1** (EU-Emissionshandel für Energiewirtschaft und energieintensive Industrien): Die steigenden Kosten durch die drastische Reduzierung der bislang frei zugeteilten Zertifikate gefährden die Wirtschaftlichkeit, da außereuropäische Wettbewerber keine derartigen CO_2-Kosten haben. Zudem ist dringend eine Lösung für Emissionen erforderlich, die nach 2039 entstehen, wenn keine Zertifikate mehr ausgegeben werden sollen.

- **Revision der CO_2-Flottenregulierung** (Pkw und Lkw): Um eine positive Marktentwicklung CO_2-neutraler Kraftstoffe zu ermöglichen, ist es dringend erforderlich, im sogenannten Automotive Package der EU Fahrzeuge die mit nachhaltigen Kraftstoffen, die die RED-Auflagen erfüllen, betrieben werden, als Klimaschutzoption gleichberechtigt zur E-Mobilität aufzunehmen.

Um unsere Klimaziele zu erreichen, brauchen wir neben der Stromwende auch eine Molekülwende. Diese erfordert einen erheblichen Kapitaleinsatz. Wir haben es bei Kohlenwasserstoffen, ob fossil oder erneuerbar, mit globalen Märkten und zahlreichen international aufgestellten Unternehmen zu tun. Die Politik hat es in der Hand, mit geeigneten Regulierungen Bedingungen zu schaffen, die dafür sorgen, dass hierzulande investiert wird, insbesondere in alternative flüssige Energieträger.

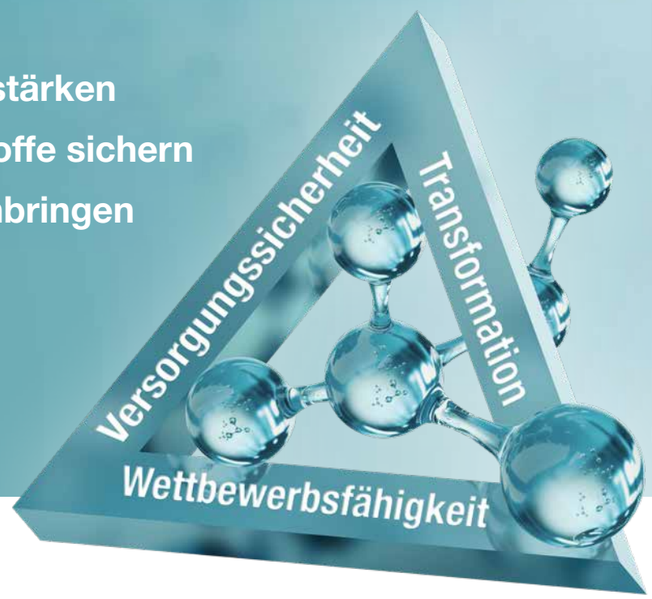
Ambitionierte Treibhausgasminderungsquoten und Unterquoten sind ein vielseitiges Instrument, um alternativen Kraftstoffen Marktzugang zu verschaffen.

Für kapitalintensive neue Technologien reichen Quoten allein jedoch nicht aus. Erforderlich sind zusätzliche Maßnahmen: So müssen bestehende Investitionsrisiken für RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) und fortschrittliche Biokraftstoffe durch geeignete Förder- und Absicherungsinstrumente gesenkt werden. Hinzu kommt eine Reform der Energiebesteuerung. Diese sollte sich künftig an der Klimawirkung von Kraftstoffen orientieren. Das würde die Wettbewerbsfähigkeit alternativer Kraftstoffe an der Tankstelle verbessern. Zugleich sollte die Nachfrage nach diesen alternativen Kraftstoffen durch eine grundsätzlich technologieneutrale Politik langfristig gesichert werden.

Wir werden hierzulande auch nach der Molekülwende auf Energieeinfuhren angewiesen sein. Das setzt eine Weiterentwicklung der nationalen Importstrategie voraus. Den größten Teil des künftig benötigten CO_2-neutralen Wasserstoffs und seiner Derivate (synthetisches Rohöl, Methanol und Ammoniak) wird Deutschland aus möglichst vielen zuverlässigen Lieferländern importieren. Die Bundesregierung sollte deshalb weitere Energie- und Lieferpartnerschaften mit potenziellen Lieferländern vereinbaren sowie bestehende Partnerschaften ausbauen. Gleichzeitig müssen hierzulande Infrastrukturen für Wasserstoff und CO_2 und auch für Zwischenprodukte wie Methanol geschaffen werden.

NÖTIG IST EINE AGENDA FÜR KOHLENWASSERSTOFFE, UM WETTBEWERBSFÄHIGKEIT, VERSORGUNGSSICHERHEIT UND TRANSFORMATION ZUSAMMENZUBRINGEN:

- Wirtschaftsstandort stärken
- Energie und Grundstoffe sichern
- Transformation voranbringen



AKTUELLE LAGE UND HERAUS FORDERUNGEN

„DIE TRANSFORMATION MUSS INDUSTRIEPOLITISCH GEDACHT WERDEN“

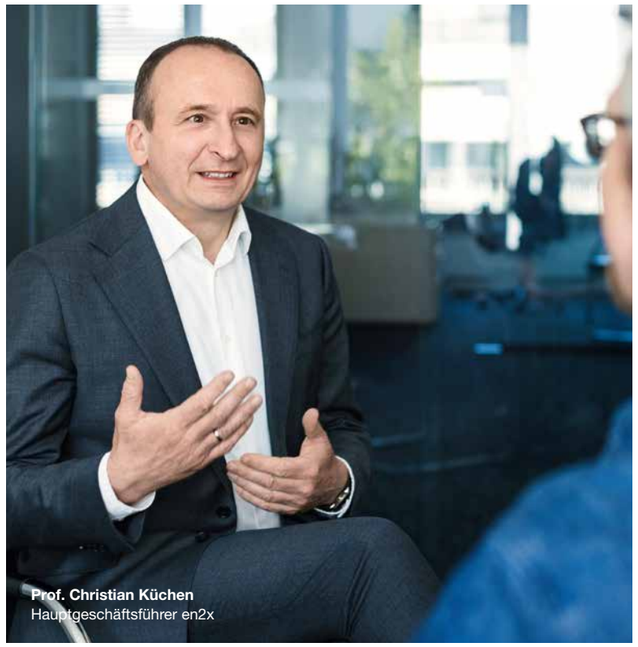
Die Situation im ersten Halbjahr 2026 erschien zeitweilig paradox: Während die Kohlenwasserstoffwirtschaft hierzulande trotz Iran-Krieg die Versorgung sicherte, wurde ihr „Abzocke“ vorgeworfen. Obwohl es an Investitionen in deutsche Raffinerien mangelt, wird dennoch über eine „Übergewinnsteuer“ diskutiert. Doch es gibt auch gute Nachrichten: Die Bundesregierung hat die Branche zum Dialog eingeladen. en2x-Hauptgeschäftsführer Prof. Christian Küchen zu den Positionen des Verbandes in turbulenten Zeiten.

Herr Professor Küchen, wie hat die Kohlenwasserstoffbranche hierzulande bislang die Iran-Krise bewältigt?

Prof. Christian Küchen: Rund 20 Prozent der weltweiten Energieversorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen, Kraftstoffen und Rohöl sind durch die Sperrung der Straße von Hormus und die Beschädigung von Raffinerien und Ölförderanlagen in der Golfregion massiv beeinträchtigt. Dennoch hatten wir, Stand Mai 2026, in Deutschland und Europa bislang keine gravierenden Versorgungsprobleme. Das heißt, die Branche leistet mit ihrem Personal und ihrer Infrastruktur einen enormen Beitrag zur sicheren Energieversorgung. Das hat sie auch schon vorher getan. Die Krise hat das jedoch noch einmal deutlicher werden lassen.

Die Preise für Mineralölprodukte sind mit dem Beginn des Krieges kräftig gestiegen. Was sind die Gründe dafür?

Prof. Küchen: Im Grunde ist es einfache Marktwirtschaft. Ein Fünftel des globalen Angebots von Rohöl und Mineralölprodukten ist praktisch weggefallen, zugleich ist die Nachfrage vergleichsweise unelastisch: Menschen müssen weiterhin zur Arbeit fahren, weltweit sind Güter zu transportieren und es gibt Flüge für Geschäftsleute und Urlaubende. In solchen Situationen drückt sich eine bestehende Knappheit in steigenden Preisen aus, Angebot und Nachfrage bleiben die bestimmenden Faktoren. Da flüssige Kohlenwasserstoffe gut zu transportieren sind, haben wir es mit einem globalen Markt zu tun. Auch wenn wir hierzulande selbst eher wenig Rohöl und Fertigprodukte aus der Golfregion bezogen haben, hat sich das verringerte Angebot sofort überall bemerkbar gemacht. Die Preisentwicklung ist ein Zeichen dafür, dass der globale Markt für die Produkte sehr gut funktioniert. Zugleich stellt sie selbstverständlich eine Belastung für die Tankkundschaft dar, privat wie gewerblich. Dem gestiegenen Preis kommt daher auch eine gewisse regulierende, nachfragedämpfende Funktion zu. Wir sehen, dass Flüge gestrichen werden und dass Menschen Fahrgemeinschaften bilden oder sparsamer fahren.



Prof. Christian Küchen
Hauptgeschäftsführer en2x

Der Branche wurde aufgrund der Preisentwicklung auch aus der Politik „Abzocke“ unterstellt. Was entgegnen Sie auf diese Vorwürfe?

Prof. Küchen: Wir weisen diese Vorwürfe eindeutig zurück. Die Unternehmen haben mit den Preisen zu rechnen, die sie für die Wiederbeschaffung der Produkte Diesel oder Benzin auf dem Weltmarkt bezahlen müssen. Entscheidend für die Entwicklung der Tankstellenpreise sind die international notierten Preise dieser Mineralölprodukte, nicht, wie oft angenommen, der Rohölpreis. Diese Produktpreise sind auf dem Weltmarkt aufgrund der beschriebenen Knappheit drastisch angestiegen. Diese Entwicklung hat sich global vollzogen, sie ist nicht auf Deutschland beschränkt.

Wie bewerten Sie das vor diesem Hintergrund beschlossene „Kraftstoffmaßnahmenpaket“ der Bundesregierung, das Tankstellen vorschreibt, nur noch einmal täglich die Preise zu erhöhen, und eine deutliche Verschärfung des Kartellrechts beinhaltet?

Prof. Küchen: Diese Maßnahmen sind sehr schnell verabschiedet worden, ohne gründliche Analyse im Vorfeld. Sie bekämpfen auch nicht die Ursache des Problems, sondern könnten sogar dazu führen, dass die Versorgungssicherheit perspektivisch gefährdet wird. Ich spreche hier insbesondere die Verschärfung des Kartellrechts an: Unternehmen müssen hierzulande jetzt die Sorge haben, dass die Preise, die sich als Marktpreise auf Basis von Angebot und Nachfrage ergeben, als nicht gerechtfertigt angesehen werden, weil sie nicht durch entsprechende Kosten begründet werden können. Zugleich besteht für die Unternehmen alternativ die Möglichkeit, Produkte auf dem Weltmarkt zu verkaufen, wo solche Preisüberprüfungen nicht existieren. Die Branche hält gegenwärtig nicht nur die Versorgung aufrecht, sondern geht zudem auch relativ große finanzielle Risiken ein, weil derzeit Rohöl und Fertigprodukte teuer eingekauft werden müssen, obwohl nicht abzusehen ist, ob der am Markt zu erzielende Produktpreis zwei Monate später die hohen Einkaufspreise noch rechtfertigt. Die Maßnahme, die Tankstellenpreise nur noch einmal täglich zu erhöhen, hat im Übrigen nicht zu sinkenden Preisen geführt. Das hatten Experten jedoch auch nicht erwartet – wir übrigens ebenfalls nicht.

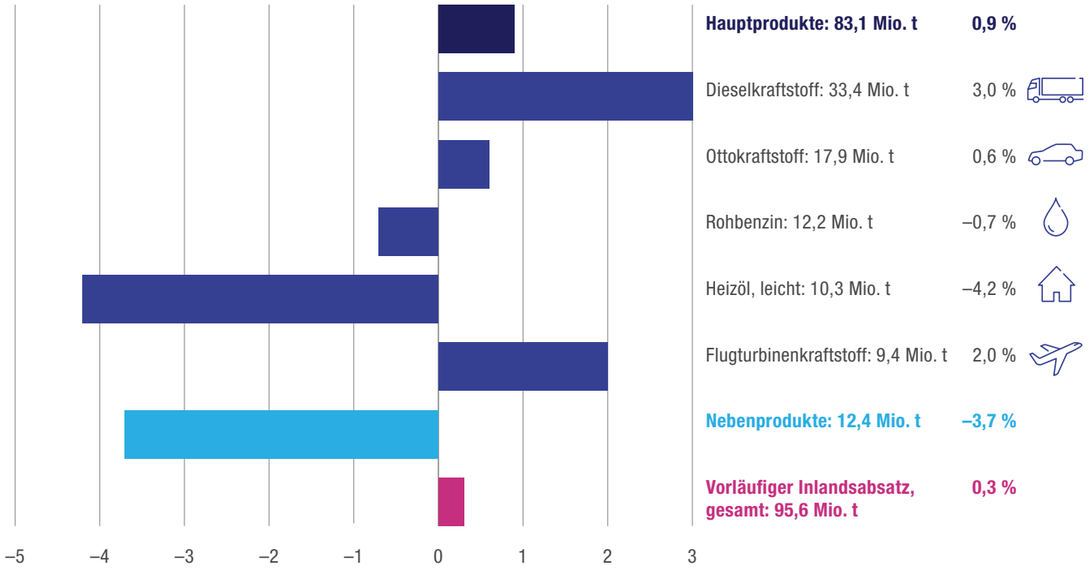
en2x macht schon länger darauf aufmerksam, dass die Kohlenwasserstoffwirtschaft hierzulande in einer schwierigen Lage ist und vor großen Herausforderungen steht. Können Sie diese bitte kurz beschreiben?

Prof. Küchen: Wie auch die Abläufe in der Chemie-, Stahl- oder Zementindustrie ist die Verarbeitung von Rohöl zu Fertigprodukten in Raffinerien ein sehr energieintensiver Prozess. Die Unternehmen benötigen erhebliche Strommengen und beziehen zudem Erdgas, um die Verarbeitungsprozesse zu betreiben. Hier gilt: Die Kostenbelastungen sind im internationalen Vergleich zu hoch. Eine CO_2-Bepreisung, wie wir sie in Europa aufgrund des EU-Emissionshandels haben, gibt es in anderen Weltregionen für Raffinerien nicht.

Hinzu kommt die Herausforderung, dass zeitnah Milliarden Euro investiert werden müssen, um fossile durch erneuerbare Kohlenwasserstoffe zu ersetzen. Solche Investitionen setzen voraus, dass eine belastbare Wahrscheinlichkeit besteht, dass die Mehrkosten für erneuerbare Produkte auch am Markt erlöst werden können. Durch Skalierungseffekte werden die Kosten für erneuerbare Produkte zwar sinken, doch Unternehmen investieren nur, wenn sie davon ausgehen können, dass die Kundschaft die Mehrkosten, die durch den Klimaschutz entstehen, auch zahlen werden. Hinzu kommt, dass wir in Deutschland bei dem Umstieg auf erneuerbare Kohlenwasserstoffe in den vergangenen Jahren viel restriktivere Vorgaben hatten als andere europäische Länder.

ABSATZ VON MINERALÖLPRODUKTEN IN DEUTSCHLAND 2025
VERÄNDERUNGEN ZU 2024 (2024: 95,3 MIO. T; 2025: 95,6 MIO. T)

Veränderung im Absatz von Mineralölprodukten 2024/2025 in Prozent



Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); Grafik (Nr. 335): en2x

Die Folge war, dass Investitionen in diese Länder umgelenkt wurden und in deutsche Raffinerien viel zu wenig investiert wurde. Dadurch steigt das Risiko, dass diese Standorte irgendwann geschlossen werden.

Dennoch wurde und wird in der Politik mit Blick auf die Branche über eine sogenannte Übergewinnsteuer diskutiert. Wie antworten Sie auf entsprechende Forderungen?

Prof. Küchen: Das Geschäft unserer Branche ist volatil. Es gibt Zeiten, in denen es nicht so gut läuft, und solche, in denen die Unternehmen größere Gewinne machen. Die Verknappung durch die Iran-Krise hat dazu geführt, dass die Rohölpreise stark gestiegen sind. Das führt dazu, dass gerade bei der Ölförderung, also dem Upstream-Geschäft, mehr verdient wird. Auch wurde im globalen Handel sowohl mit Rohöl als auch mit Produkten aufgrund der Iran-Krise mehr verdient, da eine hohe Nachfrage insbesondere aus Asien zu beobachten war. Das zeigen auch Unternehmenszahlen global agierender Unternehmen aus dem ersten Quartal 2026.

In Deutschland kann man jedenfalls von stark wachsenden Gewinnen nicht sprechen. Vielmehr führen gerade die stark gestiegenen Rohölkosten insbesondere für kurzfristige Lieferungen, die gerade im April deutlich, teilweise 20 bis 30 Dollar pro Barrel, über den zumeist zitierten Brent-Notierungen lagen, zu hohen Risiken für den wirtschaftlichen Betrieb der Raffinerien. Die Unternehmen sind diese Risiken eingegangen, um die Raffinerien weiterzubetreiben und die Versorgung aufrechtzuerhalten. Wenn man Risiken eingeht und damit Gewinne macht, zahlt man für diese Gewinne auch Steuern. Doch das geltende Steuerrecht unterscheidet aus guten Gründen nicht zwischen „normalen“ und „außerordentlichen“ Gewinnen. Eine solche Differenzierung würde die Grundsätze der Gleichheit der Besteuerung konterkarieren. Zudem ist allein die Drohung mit einer Übergewinnsteuer schon kontraproduktiv für Investitionsentscheidungen am Standort Deutschland und am Ende aus besagten Gründen sogar für die kurzfristige Versorgungssicherheit.

Raffinerien stellen nicht nur Kraft-, Brenn- und Treibstoffe her. Warum sind sie auch für die chemische Industrie und weitere Anwendungen von großer Bedeutung?

Prof. Küchen: Die organische chemische Industrie verwendet Kohlenwasserstoffe z. B. zur Kunststoffproduktion, für Spezialchemikalien sowie für pharmazeutische Produkte. Ein Großteil der dafür verwendeten Grundstoffe kommt aus Raffinerien. Hier gibt es enge Vernetzungen, auch ganz physisch mit Leitungen, die aus Raffinerien direkt in chemische Industriebetriebe zur Weiterverarbeitung führen. Raffinerien erzeugen auch Vorprodukte für Schmierstoffe, die beispielsweise für Windturbinen benötigt werden, sowie Bitumen für die Bauwirtschaft, wo es für Straßen, Radwege oder zur Abdichtung von Gebäuden eingesetzt wird. Das alles entsteht in Kuppelproduktion, das heißt, Raffinerien erzeugen stets eine Vielzahl von Produkten. Sie können nicht auf Knopfdruck nur noch Kerosin und Bitumen herstellen.

Zwar lässt sich schrittweise mittels entsprechender Investitionen das Produktportfolio in Maßen anpassen, doch es kommt immer eine Mischung verschiedener Produkte dabei heraus. Und insofern gefährdet die Debatte, ob wir überhaupt noch Kraftstoffe brauchen, auch die Rohstoffversorgung für die chemische Industrie.

en2x hat Anfang Mai 2026 erstmals das „Deutschlandforum Energieresilienz“ ausgerichtet. Welcher Gedanke stand dahinter?

Prof. Küchen: Der Energiesektor ist als kritische Infrastruktur notwendig für eine funktionierende Volkswirtschaft. Ohne Energie kein Krankenhausbetrieb, keine Wasserversorgung, keine Telekommunikation et cetera. Gerade in Krisensituationen – ob Verteidigungsfall, Naturkatastrophe oder andere Ereignisse – sind Notfalldienste bis hin zur Bundeswehr auf flüssige Kohlenwasserstoffe als Energieträger angewiesen: für Generatoren, Notstromaggregate, Panzer, die Luftwaffe und so fort. Auf Raffinerien, Tankläger, Pipelines, Logistik und Importstrukturen werden wir auch deswegen nicht verzichten können. Sie bilden die „superkritische Infrastruktur“, ohne die alle anderen kritischen Bereiche ihre Funktion nicht erfüllen können. Das hat das „Deutschlandforum Energieresilienz“ deutlich gemacht.

Flüssige Kohlenwasserstoffe werden also auch in Zukunft noch benötigt. In welchen Mengen? Und wo sehen Sie die künftigen Einsatzbereiche alternativer Kraft- und Brennstoffe?

Prof. Küchen: Gewiss werden die Bedarfe in der Wärmeversorgung und im Straßenverkehr durch mehr Elektrifizierung und Effizienz zurückgehen, doch wir gehen nicht davon aus, dass die Kraftstoffbedarfe vollständig verschwinden werden. Ich persönlich bin überzeugt, dass gerade auch hybride Systeme, die verschiedene Energieträger nutzen können, wesentliche Beiträge zu Klimaschutz, Resilienz und Versorgungssicherheit leisten können. Luftfahrt, Schifffahrt, Baumaschinen, Teile des Schwerlastverkehrs und eben auch Teile des Straßenverkehrs werden langfristig flüssige Kohlenwasserstoffe brauchen. Auch die chemische Industrie wird weiterhin signifikante Mengen benötigen – und jetzt kommt eben noch der Resilienzgedanke hinzu. Der Bedarf der Bundeswehr kann sich laut Experten im Verteidigungsfall um das Zehnfache erhöhen. Insofern werden wir im Durchschnitt die Hälfte des heutigen Bedarfs auch langfristig noch haben – Spitzenbedarfe könnten noch höher ausfallen. Wir werden auch weiterhin große Reserven brauchen.

Werden Raffinerien künftig grün? Und welche Rolle wird bei der Molekülwende künftig der Import spielen?

Prof. Küchen: Die Klimaziele sind sehr ambitioniert und realistisch gesehen bis 2045 oder auch 2050 kaum zu erreichen, doch unsere Branche arbeitet daran, sich zu transformieren und die fossilen Einsatzstoffe im Zuge der Molekülwende durch recycelte oder erneuerbare Alternativen zu ersetzen. Klar ist, dass wir auch künftig nicht alles hier selbst herstellen können. So viel Biomasse haben wir nicht zur Verfügung und so viel Strom können wir auch nicht günstig nutzen. Das heißt, wir werden, so wie wir heute Rohöl importieren, auch künftig zusätzlich erneuerbare Moleküle, Vorprodukte, Kohlenwasserstoffe aus dem Weltmarkt einführen. Der Import kann in Form von Bioenergie erfolgen, wahrscheinlich wird es auch noch andere gut speicher- und transportierbare Moleküle wie z. B. Methanol geben müssen, um die Energiebedarfe zu decken.

Welche Hürden gilt es zu überwinden, um Investitionen in die Herstellung alternativer Produkte und Importstrukturen in die Wege zu leiten?

Prof. Küchen: Im ersten Schritt müssen wir dafür sorgen, dass bestehende Infrastrukturen wirtschaftlich weiter betrieben werden können, allein schon, um kurz- und mittelfristig die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. Da macht uns im Moment die EU-Methanverordnung die größten Sorgen. Es ist bei den aktuellen Vorgaben nicht möglich, gesetzeskonform die benötigten Rohöle zur Verarbeitung im kommenden Jahr zu beschaffen. Dann müssen wir auch das Thema CO_2-Bepreisung angehen. Der europäische Sonderweg darf nicht dazu führen, dass die ohnehin eingeschränkte Wettbewerbsfähigkeit der Standorte im internationalen Vergleich weiter gefährdet wird.

Dazu muss die anstehende Transformation der Branche stärker industriepolitisch gedacht werden. Investoren werden Risiken auf sich nehmen, müssen jedoch eine gewisse Sicherheit bekommen. Das setzt passende finanzielle, zeitliche und rechtliche Rahmenbedingungen voraus.

Gitta Connemann, Staatssekretärin im Bundeswirtschaftsministerium, hat beim „Deutschlandforum Energieresilienz“ die Kohlenwasserstoffbranche zum Dialog eingeladen. Was erwarten Sie von den Gesprächen?

Prof. Küchen: Wir begrüßen sehr, dass die Bundesregierung mit unserer Branche an einer Zukunftsstrategie arbeiten will. Das ist auch eine Folge des Dialogs zur Chemieagenda 2045 der Bundesregierung. Es ist sehr sinnvoll und zweckmäßig, dass das Ministerium für Wirtschaft und Energie hier die Federführung übernimmt. Enorm wichtig ist jedoch, dass auch andere Ministerien von Anfang an eingebunden werden. Es muss, wie angekündigt, eine Initiative der gesamten Bundesregierung werden. Neben dem Thema Klimaschutz müssen Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit als Themen gleichberechtigt diskutiert werden. Es ist zudem wichtig, dass den Menschen in unserem Land offen und ehrlich gesagt wird, dass das Erreichen der Klimaziele, ganz egal auf welchem Wege – über Elektrifizierung, Effizienz oder erneuerbare Kraftstoffe –, viel Geld kosten wird.

Was für eine Rolle spielt die EU?

Prof. Küchen: Es ist nachvollziehbar, dass die EU eine baldige Klimaneutralität anstrebt, doch es muss erkennbar sein, dass andere Weltregionen mitziehen. Nationale, aber auch europäische Sonderwege helfen nicht. Sie bergen eher Gefahren einer Deindustrialisierung als Chancen zur



Transformation. Nehmen wir die bereits genannte Methanverordnung. Das Ziel, Methanemissionen zu reduzieren, wird von uns unterstützt. Das ist klimapolitisch nötig. Doch die Umsetzung darf nicht dazu führen, dass Industrien in Weltregionen mit geringeren Anforderungen abwandern. Ein zweites Beispiel: Ganz entscheidend für die Bereitschaft zu Investitionen in Raffinerien und erneuerbare Kraftstoffe ist die Frage, ob es eine langfristige Perspektive für Fahrzeuge gibt, die flüssige Kraftstoffe benötigen. Hier spielt die Revision der Flottenregulierung, die im sogenannten Automotive Package ansteht, eine wesentliche Rolle. Falls dort nicht eine echte Option geschaffen wird, gleichberechtigt zur E-Mobilität auch mit erneuerbaren Kraftstoffen Emissionen zu reduzieren, wird es kaum Investitionen geben. Im Rahmen des Dialogs mit der Bundesregierung geht es jetzt auch darum, dass diese hier auch auf der EU-Ebene positiv Einfluss nimmt.

Wenn Sie drei Wünsche frei hätten: Was würden Sie von der Politik einfordern?

Prof. Küchen: Eine ehrliche Debatte darüber, was industriell umsetzbar und finanzierbar ist und was auch den Menschen am Ende zugemutet werden kann. Einfach nur Ziele festzusetzen, ohne über das Preisschild zu reden, wird nicht zum Erfolg, sondern nur zu Frustration führen. Der zweite Wunsch wäre, dass wir auf Basis dieser Debatte eine gemeinsame langfristige Strategie dazu entwickeln – nicht nur mit der Bundesregierung, sondern auch mit Bundesländern, mit Gewerkschaften und Industrie –, wie man unsere Branche realistisch transformieren kann. Und dazu gehört dann wahrscheinlich auch eine Debatte über die Frage, wie umsetzbar das Zieljahr 2045 in bestimmten Fällen ist. Und der dritte Wunsch ist, dass dieser Prozess nicht Jahre dauert, sondern jetzt pragmatisch gehandelt wird, mit Regulierungen, die industriepolitisch – nicht nur für unsere Branche – sinnvoll sind und dazu führen, dass hierzulande endlich wieder mehr investiert wird.

„DER VORWURF DER ‚PREISTREIBEREI‘ HÄLT EINER ÜBERPRÜFUNG NICHT STAND“

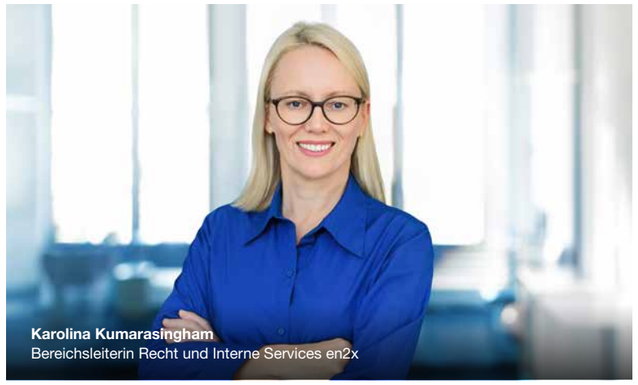
Infolge des Iran-Krieges und der faktischen Schließung der Straße von Hormus für den internationalen Schifffahrtsverkehr hat sich im Frühjahr 2026 am Rohölmarkt und an den Produktmärkten eine historisch bislang ungekannte Situation ergeben. Die Internationale Energieagentur (IEA) bewertete die Folgen des Iran-Konflikts ausdrücklich als „largest oil supply disruption in history“.

Auf die entstandene Knappheitssituation sowohl bei Rohöl als auch bei Ölprodukten wie Benzin und Diesel haben die Märkte weltweit umgehend reagiert: Es wurden bislang nicht gekannte Preisvolatilitäten und große Preissteigerungen beobachtet, die rasch in den Fokus des öffentlichen Interesses rückten. Die Bundesregierung hat darauf sehr schnell mit verschiedenen gesetzlichen Maßnahmen u.a. im Rahmen des sog. Kraftstoffmaßnahmenpaketes reagiert. Diese umfassen neben der temporären Senkung der Energiesteuer, regulatorischen Eingriffen in die Preiserhöhungsmechanismen an Tankstellen auch eine drastische Verschärfung des Kartellrechts. Weitere Regulierungen wie eine sog. „Übergewinnsteuer“ oder eine staatliche Deckelung der Margen bzw. Tankstellenpreise für Kraftstoffe werden in der Politik diskutiert.

Karolina Kumarasingham, Bereichsleiterin Recht und Interne Services, sowie Alexander Zafiriou, Bereichsleiter Volkswirtschaft und Datenanalyse, von en2x erläutern die jüngste Entwicklung und die damit zusammenhängenden Mechanismen bei der Preisbildung von Kraft- und Brennstoffen.

Bereits vor der jüngsten Krise wurde vielfach moniert, dass die Tankstellenpreise sich anders entwickeln als der Rohölpreis und dass in diesem Zusammenhang Preisrückgänge beim Rohöl nicht vollständig bei der Kundschaft ankommen. Stimmt das?

Karolina Kumarasingham: Hier gibt es ein noch immer weit verbreitetes Missverständnis, dass die Tankstellenpreise für Diesel und Benzin an den Rohölpreis gekoppelt sind. Der hier unterstellte Zusammenhang des Rohölpreises ist ein Mythos. Entscheidend für die Tankstellenpreise ist ausdrücklich nicht der Rohölpreis, sondern vielmehr die internationalen Notierungen für diese Kraftstoffe. Diese werden – wie Rohöl – ebenfalls an Börsen gehandelt und sind maßgeblich für die Einkaufspreise der Tankstellen. Die Kraftstoff-Großhandelspreise orientieren sich primär an den aktuellen Wiederbeschaffungskosten für die jeweiligen Produkte, die wiederum von der Angebots- und Nachfragesituation für Benzin und Diesel auf dem Weltmarkt abhängen. Es gibt keine fixe Kopplung zwischen dem Rohölpreis und den Produktpreisen für Benzin und Diesel.



Karolina Kumarasingham
Bereichsleiterin Recht und Interne Services en2x

Kaum stiegen nach Beginn des Iran-Krieges die Tankstellenpreise an, wurden Vorwürfe laut, die Mineralölwirtschaft in Deutschland würde „Abzocke“ betreiben. Was entgegnen Sie auf solche Vorwürfe?

Alexander Zafiriou: Wir verstehen den Unmut über die gestiegenen Preise. Doch Tatsache ist, dass die Ursache im Krieg und in der faktischen Schließung der Straße von Hormus liegt, über die sonst etwa ein Fünftel des weltweit verbrauchten Rohöls und der daraus hergestellten Mineralölprodukte bewegt wird. Auf offenen Märkten wie den Märkten für Rohöl und den daraus hergestellten Produkten wie Benzin, Diesel oder Kerosin wird der Preis durch Angebot und Nachfrage sowie die Erwartungen über deren zukünftige Entwicklung bestimmt. Wenn sich das Angebot plötzlich so stark verringert, steigen die Preise.

Ein Vorwurf lautet, dass die Tankstellenpreise unmittelbar nach Kriegsbeginn nach oben gingen, obwohl doch die damals vorhandenen Produkte noch zu günstigeren Vorkriegspreisen eingekauft wurden …

Kumarasingham: Allgemein ist festzuhalten, dass Marktteilnehmer in nicht regulierten Rohstoff- und Produktmärkten risikobewusst agieren und ihre Preisentscheidungen regelmäßig an dem Wiederbeschaffungswert ausrichten.

Das heißt, Tankstellenpreise richten sich vor allem danach, was die nächste Lieferung kosten wird. Gerade in Phasen außergewöhnlicher Volatilität und unsicherer Versorgungslagen ist es ökonomisch nachvollziehbar, dass Erwartungen über künftige Beschaffungskosten eine wesentliche Rolle bei Preisentscheidungen spielen.

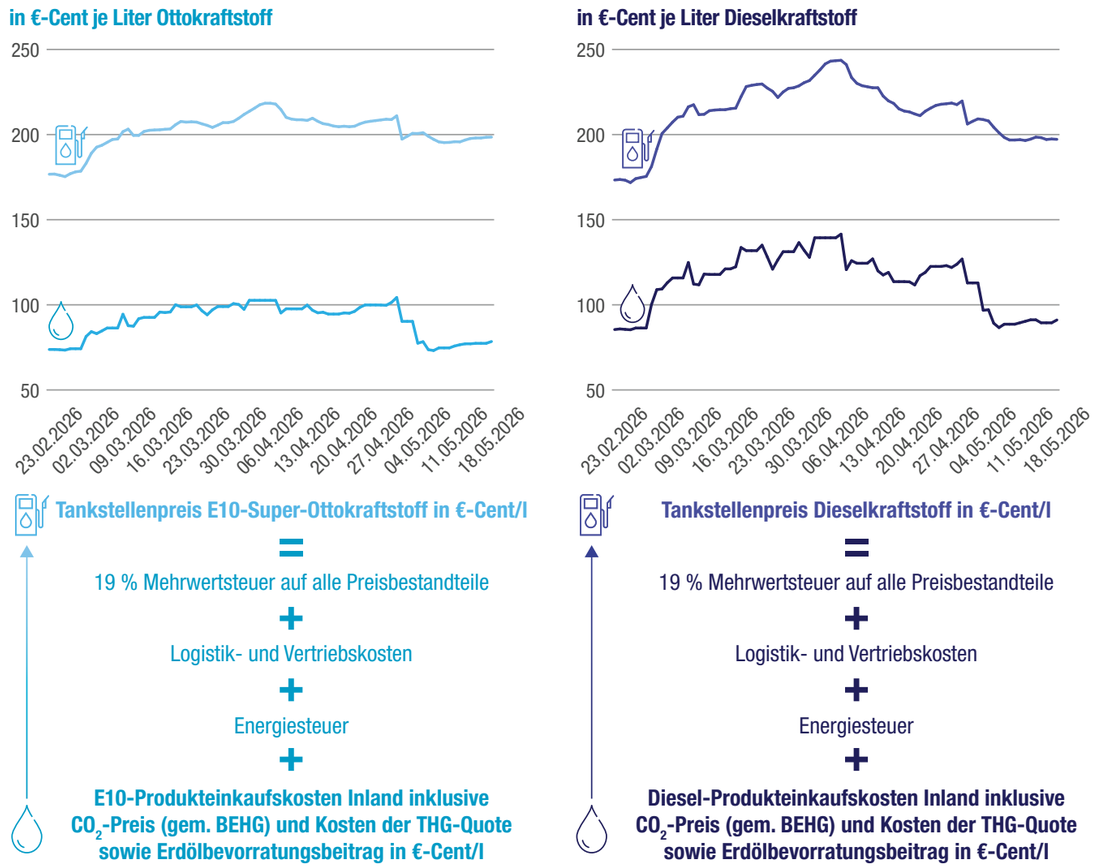
Sobald sich abzeichnet, dass eine Neubeschaffung teurer wird, steigen in der Regel auch sofort die Abgabepreise. Anders ausgedrückt: Selbst wenn sich in den unterirdischen Lagertanks ein noch günstiger eingekauftes Produkt befindet, wird dieses Produkt ab dem Moment höher bewertet, in dem klar ist, dass jede Neulieferung deutlich teurer sein wird. Dies ist ein normales betriebswirtschaftliches Verhalten, das dazu dienen soll, Verluste zu vermeiden und die Fähigkeit sicherzustellen, die Tanks zeitnah wieder aufzufüllen.



Alexander Zafiriou
Bereichsleiter Volkswirtschaft und Datenanalyse en2x

PRODUKTNOTIERUNGEN BEEINFLUSSEN TANKSTELLENPREISE

VERGLEICH PRODUKTEINKAUFSKOSTEN VS TANKSTELLENPREIS



Quelle: Argus Media, www.clever-tanken.de; Grafik (Nr. 587c): en2x

Ein weiterer Kritikpunkt lautet, dass die Tankstellenpreise in Deutschland schneller und höher gestiegen seien als in europäischen Nachbarländern. Ist das wirklich so?

Zafiriou: Zur Einordnung der Diskussion über Preisentwicklungen an Tankstellen im europäischen Vergleich haben wir verschiedene europäische Länder anhand öffentlich zugänglicher Informationen betrachtet. Dabei hat sich gezeigt, dass in zahlreichen Ländern Preissteigerungen bei Kraftstoffen in einer mit Deutschland vergleichbaren Größenordnung zu beobachten waren. Die Daten zeigen zudem, dass länderspezifische Preisregulierungen eine Verzögerung der Preisanpassungen bewirken können. Die Preisbildung funktioniert in jedem Land anders. In manchen Märkten gibt es offizielle oder informelle Regulierungen bis hin zu Preisdeckeln sowie marktbeherrschende Staats- oder staatsnahe Unternehmen. Zudem gibt es unterschiedliche Marktstrukturen und individuelle Import- und Exportbedingungen.

Gab es zudem noch Besonderheiten in der Preisentwicklung zu bemerken?

Zafiriou: An dieser Stelle ist zu betonen, dass die Preissteigerungen und auch die Volatilitäten bei Rohöl und einzelnen Produkten, vor allem in den ersten Wochen des Iran-Konflikts, historische Dimensionen angenommen haben. Für das Verständnis der Preis- und Marktdynamik im Frühling 2026 ist auch festzuhalten, dass der Ölmarkt eine ausgeprägte Backwardation durchgemacht hat, also eine Marktsituation, in der Kontrakte mit kurzfristiger Lieferung deutlich höher bewertet werden als längerfristige Terminkontrakte. Auch hier wurden zeitweise historische Preisdifferenzen notiert. Dies wird allgemein als Indikator für eine akute Angebotsverknappung und eine hohe Bewertung sofortiger Verfügbarkeit verstanden und unterstreicht die insgesamt angespannte Lage auf den internationalen Energiemärkten.

Dennoch sind die Tankstellenpreise in Deutschland vergleichsweise hoch, oder?

Kumarasingham: Tatsache ist: Den größten Anteil am Kraftstoffpreis in Deutschland haben staatliche Steuern und Abgaben sowie regulierungsbedingte Kosten – mehr als 60 Prozent beim Benzinpreis und rund die Hälfte beim Dieselpreis - vor und auch während der Krise. Im europäischen Vergleich sind die Energiesteuer und die THG-Quoten-Kosten besonders hoch; hinzu kommt der CO_2-Preis aus dem nationalen Emissionshandel, den es so nur in Deutschland und Österreich gibt. Ebenso eingepreist ist die Umlage für die Krisenvorsorge durch den Erdölbevorratungsverband. Die Mehrwertsteuer auf alle Preisbestandteile verstärkt die Preisunterschiede. Die Unterschiede bei Steuern und Abgaben erklären einen wesentlichen Teil der Preisunterschiede zwischen den europäischen Ländern - Deutschland zählt zu Hochsteuerländern. Sonstige Preisbestandteile für Lagerung und Transport, Verwaltung und Betrieb sowie Marketing und Vertrieb inklusive Marge haben eine geringere Bedeutung.

Welche Bedeutung haben die aktuellen Preisentwicklungen im weltweiten Maßstab?

Zafiriou: Grundsätzlich gilt in einer globalisierten Wirtschaft: Preise in einzelnen Ländern können sich auf Dauer nicht vollständig von internationalen Referenzpreisen abkoppeln (oft als „Law of One Price“ bezeichnet). Denn Anbieter und Käufer orientieren sich daran, zu welchen Preisen ein Produkt anderswo gehandelt wird. Das betrifft sowohl Kraftstoffe aus heimischer Produktion als auch importierte Ware. Für die Preisbildung ist dabei entscheidend, welche Alternative ein Lieferant hat: Er kann die Ware nach Deutschland liefern oder in ein anderes Land verkaufen, je nachdem, ob sich ein Import nach Europa lohnt (Importparität) oder ob es wirtschaftlicher wäre, die Ware von hier aus in andere Regionen zu exportieren (Exportparität). Steigen die Weltmarktpreise für Benzin, Diesel oder Kerosin stark an – wie seit Beginn des Iran-Konflikts –, können die dadurch möglichen Handelsspannen auch höhere Transportkosten ausgleichen. Dann werden selbst längere Transportwege wirtschaftlich sinnvoll, und Warenströme können sich schneller auch über große Distanzen verlagern.

Was für Konsequenzen kann das nach sich ziehen?

Zafiriou: Das bedeutet, dass Versorgungssicherheit in Zeiten einer Knappheit nicht ohne höhere Kosten zu haben ist und dass diese Knappheit bei Rohöl und Mineralölprodukten global spürbar geworden ist, unabhängig davon, ob Märkte zuvor aus dem Nahen Osten beliefert wurden oder nicht. Erste Länder in Asien und anderen Weltregionen haben im Verlauf der gegenwärtigen Krise Exportbeschränkungen für Ölprodukte erlassen und weitere Maßnahmen, etwa zur Verbrauchsreduzierung, ergriffen.

Die Bundespolitik hat auf die Folgen der aktuellen Krise mit einem sogenannten Kraftstoffmaßnahmenpaket reagiert. Kernpunkte sind die sogenannte Österreich-Regel, nach der Tankstellen nur noch einmal am Tag um 12 Uhr die Preise erhöhen dürfen, und eine Verschärfung des Kartellrechts. Wie bewerten Sie diese Maßnahmen?

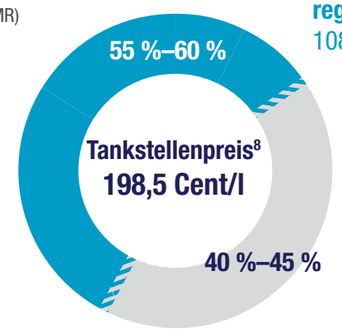
Kumarasingham: Zunächst ist festzuhalten, dass die Begründung für die Gesetzesverschärfungen, insbesondere der Vorwurf einer „Preistreiberei“ der deutschen Mineralölbranche – der Realität nicht standhält. Der deutsche Kraftstoffmarkt gehört bereits heute zu den transparentesten Märkten in Europa. Jede Preisänderung an Tankstellen wird verpflichtend an die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe gemeldet und ist nahezu in Echtzeit für Verbraucherinnen und Verbraucher über zahlreiche Apps sichtbar.

Erfahrungen aus Österreich zeigen zudem, dass eine Regulierung, nach der Tankstellen Preise nur einmal täglich – etwa um 12 Uhr – erhöhen dürfen, nicht zwingend zu einem niedrigeren Preisniveau führt. Vielmehr verringert sich in der Praxis lediglich die Preisdynamik – die Preise schwanken weniger.

BENZIN (E10): NAHEZU 60 % DES TANKSTELLENPREISES SIND STEUERN UND REGULIERUNGSBEDINGTE KOSTEN

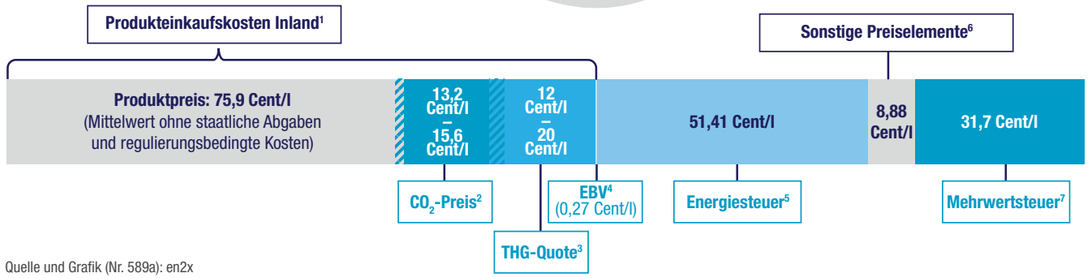
Zusammensetzung Tankstellenpreise in Deutschland, Beispiel: E10 (18.05.2026)

[1] Notierung Inland inkl. BEHG, THG-Quote, EBV (Argus, OMR)
[2] Abschätzung für Zertifikatepreis: 55 bzw. 65 €/t CO_2
[3] Abschätzung für Quotenpreise 300 bzw. 500 €/t CO_2
[4] www.ebv-oil.org
[5] Energiesteuer DE ab 1. Mai 2026 von 65,45 Cent/l auf 51,41 Cent/l vorübergehend (für 2 Monate) gesenkt
[6] Transport, Lagerhaltung, Verwaltung, Vertrieb, Beimischung von Biokomponenten, Marge
[7] MwSt. DE: 19 % auf alle Preisbestandteile
[8] www.clever-tanken.de



Staatliche Abgaben und regulierungsbedingte Kosten:
108,6–119,0 Cent pro Liter

Produktpreis und sonstige Preiselemente

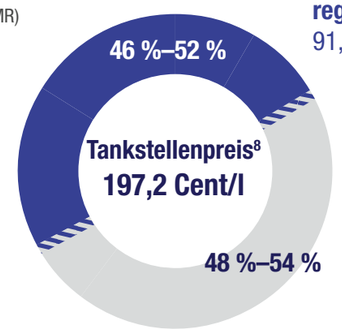


Quelle und Grafik (Nr. 589a): en2x

DIESEL: RUND DIE HÄLFTE DES TANKSTELLENPREISES SIND STEUERN UND REGULIERUNGSBEDINGTE KOSTEN

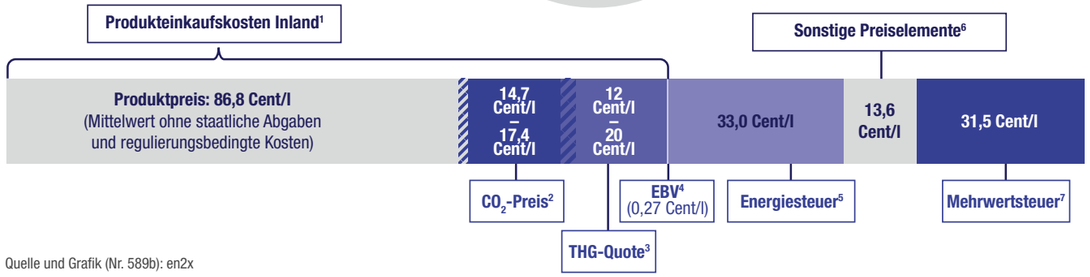
Zusammensetzung Tankstellenpreise in Deutschland, Beispiel: Diesel (18.05.2026)

[1] Notierung Inland inkl. BEHG, THG-Quote, EBV (Argus, OMR)
[2] Abschätzung für Zertifikatepreis: 55 bzw. 65 €/t CO_2
[3] Abschätzung für Quotenpreise 300 bzw. 500 €/t CO_2
[4] www.ebv-oil.org
[5] Energiesteuer DE ab 1. Mai 2026 von 47,04 Cent/l auf 33,0 Cent/l vorübergehend (für 2 Monate) gesenkt
[6] Transport, Lagerhaltung, Verwaltung, Vertrieb, Beimischung von Biokomponenten, Marge
[7] MwSt. DE: 19 % auf alle Preisbestandteile
[8] www.clever-tanken.de



Staatliche Abgaben und regulierungsbedingte Kosten:
91,5–102,2 Cent pro Liter

Produktpreis und sonstige Preiselemente



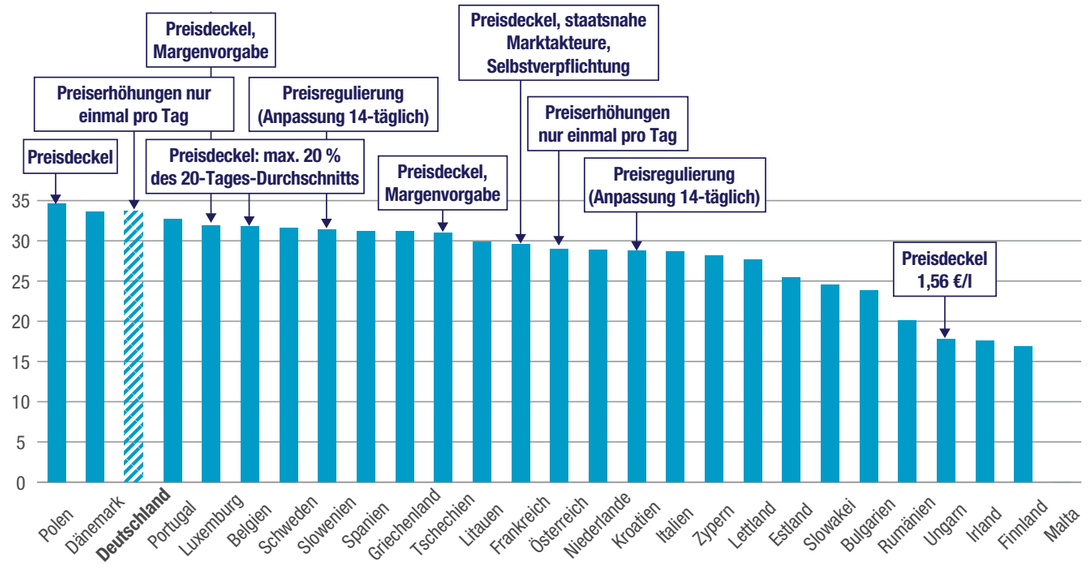
Quelle und Grafik (Nr. 589b): en2x

PREISANSTIEG BEI KRAFTSTOFFEN IM EUROPÄISCHEN MITTELFELD

VERZÖGERTE PREISANPASSUNG IN ANDEREN EU-STAATEN ZUNEHMEND ERKENNBAR

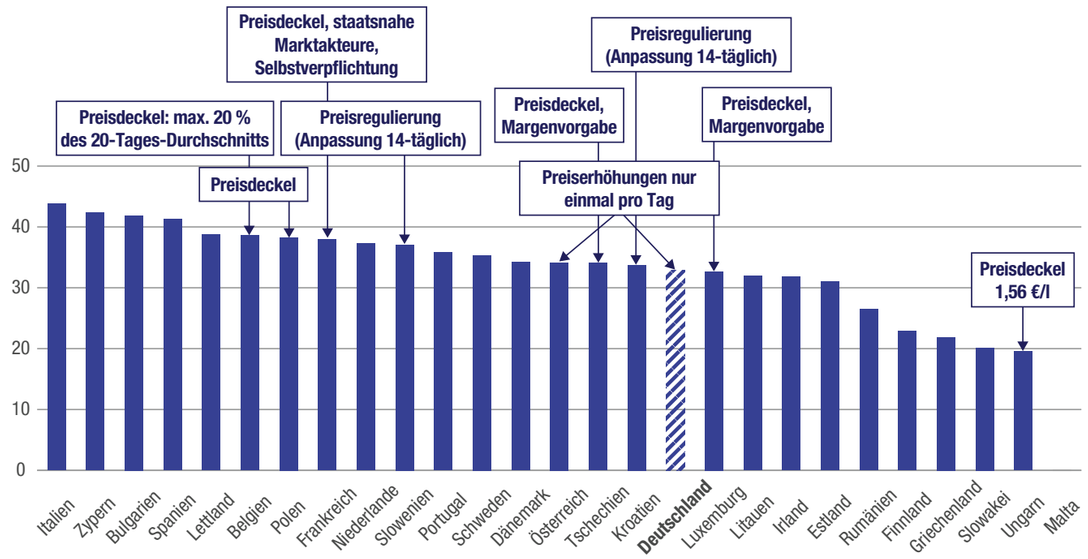
BENZIN

Benzin: absolute Veränderung des Tankstellenpreises exkl. Steuern, Vergleich 18.05.2026 mit Durchschnittspreis Februar 2026
Angaben in Cent/l



DIESEL

Diesel: absolute Veränderung des Tankstellenpreises exkl. Steuern, Vergleich 18.05.2026 mit Durchschnittspreis Februar 2026
Angaben in Cent/l



Quelle: European Commission, Weekly Oil Bulletin; Grafik (Nr. 595): en2x

Besonders kritisch sehen wir die neuerlichen Eingriffe in das Kartellrecht, denn sie schaffen erhebliche Rechtsunsicherheiten für eine gesamte Branche und werfen auch verfassungsrechtliche Fragen auf. Dies kann das Vertrauen sowohl heimischer Unternehmen als auch internationaler Investoren in den Standort Deutschland erschüttern. So stellt etwa die neue Missbrauchsaufsicht für den Kraftstoffmarkt ein deutliches Signal des Misstrauens gegenüber einer zentralen Industrie dar.

Das Bundeskartellamt hat in seiner Untersuchung von Raffinerien und Kraftstoffgroßhandel keinen Missbrauch feststellen können. Gleichwohl soll nun ein neues Instrument eingeführt werden, das der Kartellbehörde weitreichende Kontroll- und Eingriffsmöglichkeiten in Bezug auf die Kosten- und Preiskontrolle eröffnet – ein Ansatz, der im internationalen Vergleich so nicht etabliert ist und bislang im Wesentlichen aus regulierten Märkten wie etwa dem Strommarkt bekannt ist.

Hinzu kommt: Parallel zur beschlossenen Energiesteuersenkung wird politisch angekündigt, dass diese durch kartellrechtliche oder steuerrechtliche Maßnahmen gegenüber der Mineralölwirtschaft gegenfinanziert werden soll. Diese Verbindung von weitreichenden Eingriffsmöglichkeiten mit potenziellen Abschöpfungsinstrumenten erzeugt zusätzliche Unsicherheiten bei den Marktteilnehmern. Wenn zudem Eingriffe auch gegenüber Unternehmen ermöglicht werden, die sich rechtskonform verhalten – wie es der neue § 32f GWB macht – verändert das die Logik des Wettbewerbsrechts spürbar. Unternehmen müssen künftig damit rechnen, nicht wegen eines Rechtsverstoßes, sondern bereits aufgrund von Marktbedingungen adressiert zu werden. Das schafft erhebliche Unsicherheiten und neue Compliance-Risiken und kann Investitionen in die Versorgungssicherheit erheblich beeinträchtigen.

Sie sprechen die Entscheidung einer temporären Senkung der Energiesteuer auf Benzin und Diesel an. Hier wurden Vorwürfe laut, dass diese nicht vollständig an die Kundschaft weitergegeben wurde …

Kumarasingham: Solche Vorwürfe können wir nicht nachvollziehen. Die Energiesteuersenkung war ein gezieltes Instrument zur kurzfristigen Entlastung. Die en2x-Mitgliedsunternehmen haben die Steuersenkung vollständig an die Tankkundschaft weitergegeben. Gleichzeitig ist sie nur ein Bestandteil eines komplexen Preisgefüges, das maßgeblich durch internationale Faktoren geprägt wird. Deshalb lassen sich Veränderungen an der Zapfsäule nicht eins zu eins auf einzelne Maßnahmen zurückführen.

Darüber hinaus wurden in der Vergangenheit immer wieder Vorwürfe laut, die Mineralölkonzerne würden davon profitieren, dass sie im Rahmen einer vertikalen Integration sowohl Raffinerien als auch Tankstellennetze kontrollieren. Was sagen Sie dazu?

Kumarasingham: Diese Annahme entspricht so nicht mehr der aktuellen Marktentwicklung. In den vergangenen Jahren hat der Grad der vertikalen Integration im Tankstellenmarkt deutlich abgenommen. Hintergrund ist unter anderem, dass einige international tätige vertikal integrierte Unternehmensgruppen ihr Tankstellengeschäft in Deutschland veräußert haben. Gleichzeitig reduzieren international tätige Mineralölunternehmen ihre Raffineriekapazitäten in hierzulande.

Hinzu kommt, dass sich die Marktstruktur insgesamt verändert: Neben klassischen Mineralölunternehmen sind zunehmend neue Marktteilnehmer aktiv, etwa aus dem Convenience-Bereich oder im Bereich alternativer, nicht-fossiler Kraftstoffe.

Vor diesem Hintergrund zeigt sich ein deutlich differenzierteres Bild: Wenn man den angekündigten Verkauf der BP-Raffinerie Gelsenkirchen mit berücksichtigt, werden mehr als 70 Prozent der Raffineriekapazitäten in Deutschland von Unternehmen betrieben, die kein eigenes Tankstellennetz im Inland haben. Umgekehrt gehören rund 65 Prozent der Tankstellen zu Unternehmensgruppen, die keine Raffinerien in Deutschland betreiben.

Das bedeutet: Die häufig unterstellte enge vertikale Verknüpfung entlang der gesamten Wertschöpfungskette ist in dieser Form heute vielfach nicht mehr gegeben.

TANKSTELLENPREISE IN DEUTSCHLAND IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH

Zusammenfassung der Kurzstudie von Frontier Economics zu Höhe, Zusammensetzung und Entwicklungen von Tankstellenpreisen im Kontext der Iran-Krise.



Dr. Jens Perner
Executive Director für Köln und Berlin bei Frontier Economics

MOTIVATION UND AUFGABENSTELLUNG

Vor dem Hintergrund der infolge des Iran-Krieges angestiegenen Tankstellenpreise und der damit einhergehenden politischen und gesellschaftlichen Diskussionen zur Höhe der Tankstellenpreise in Deutschland hat en2x Frontier Economics mit der Erstellung einer Kurzstudie beauftragt.

In dieser Untersuchung hat Frontier Economics analysiert, wie sich die Tankstellenpreise in Deutschland, Deutschlands Nachbarländern sowie den großen EU-Staaten Spanien und Italien zusammensetzen und wie sich die Preise in den einzelnen Ländern infolge der Iran-Krise entwickelt haben.

Die Schwerpunkte der Untersuchung lagen auf dem Einfluss der nationalen Umsetzung der Renewable Energy Directive (RED) auf die Kraftstoffkosten sowie auf den regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung (vor allem Preisobergrenzen) in den einzelnen Ländern.

ERGEBNISSE UND FAZIT

Unterschiede bei den Tankstellenpreisen zwischen Deutschland und den Vergleichsländern lassen sich durch Steuern, Abgaben und die Umsetzung der RED erklären. Der krisenbedingte Preisanstieg ist dabei in Deutschland nicht systematisch höher als in den anderen Ländern. Ein für die Kunden positiver Preiseffekt von regulatorischen Preiseingriffen ist also nicht erkennbar.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die Tankstellenpreise für Diesel und Benzin in Deutschland stark durch Steuern und Abgaben, die CO_2-Bepreisung und die THG-Quote getrieben werden.
Zudem zeigen die untersuchten Daten, dass der durchschnittliche, mittelfristige Preisanstieg durch die Iran-Krise nicht systematisch höher ist als in den Vergleichsländern. Dies gilt auch im Vergleich mit Ländern, die regulatorische Preiseingriffe oder selbstverpflichtende Preisobergrenzen eingeführt haben.



STEUERN UND ABGABEN ERKLÄREN GROßEN TEIL DER TANKSTELLENPREISE UND SIND IN DEUTSCHLAND VERGLEICHSWEISE HOCH

Die Untersuchung der durchschnittlichen Tankstellenpreise in Deutschland und den Vergleichsländern zeigt, dass Steuern und Abgaben einen erheblichen Anteil an den Tankstellenpreisen haben. In Deutschland haben die Steuern und Abgaben (Energiesteuer, Mehrwertsteuer, CO_2-Preis gemäß BEHG und Erdölbevorratungsabgabe) Anfang des Jahres (vor Beginn des Iran-Krieges) ca. 53 Prozent des Diesel-Tankstellenpreises und ca. 61 Prozent des Benzin-Tankstellenpreises ausgemacht. Der Einfluss der RED-Umsetzung (über die THG-Quote) ist hierbei noch nicht berücksichtigt.Als Reaktion auf die infolge des Iran-Krieges gestiegenen Kraftstoffpreise wurden in Deutschland, wie auch in Polen, Spanien, Tschechien, Österreich und Italien, die Energiesteuern temporär abgesenkt, damit die Endverbraucher entlastet werden. Unter Berücksichtigung der Steuersenkung lag der Anteil der Steuern und Abgaben am Diesel-Tankstellenpreis im Mai 2026 allerdings immer noch bei ca. 42 Prozent, am Benzin-Tankstellenpreis bei ca. 50 Prozent.

DURCHSCHNITTLICHE TANKSTELLENPREISE INKLUSIVE STEUERN UND ABGABEN VOR BEGINN DER IRAN-KRISE[1] (LINKS) UND IM MAI 2026[2] (RECHTS)

ABBILDUNG 1: DIESEL

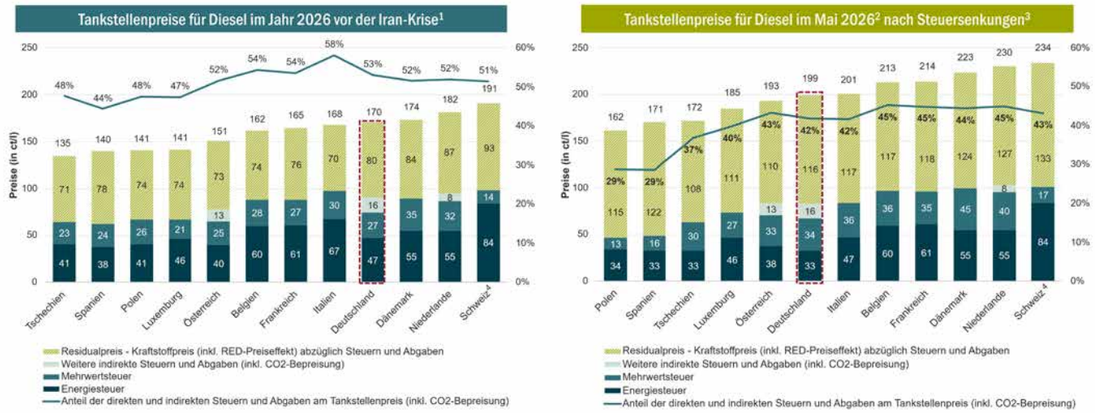
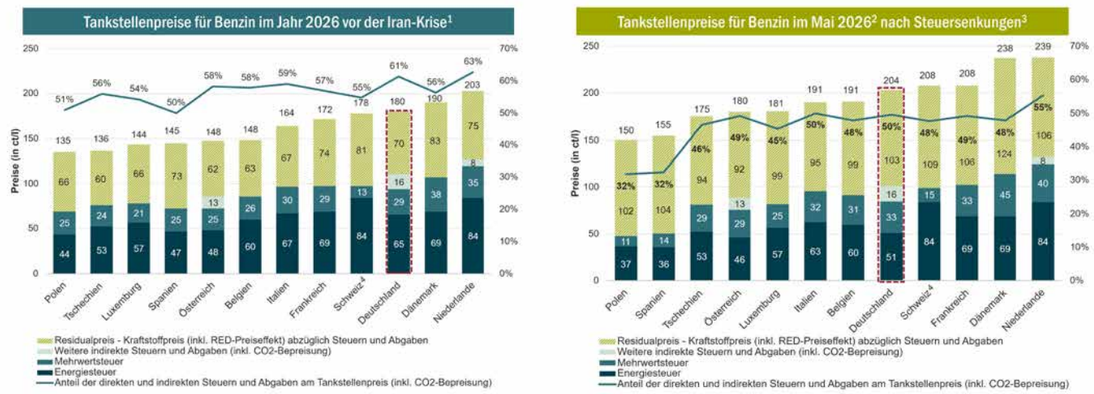


ABBILDUNG 2: BENZIN



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von European Commission, Weekly Oil Bulletin und Touring Club Schweiz
Hinweise: [1] Zeitraum bis zur Iran-Krise (linke Abbildung): 05.01.–23.02.2026.
[2] Zeitraum im Mai 2026 (rechte Abbildung): 04.05.–25.05.2026.
[3] Im Zuge der Iran-Krise haben mehrere Länder Steuern gesenkt; **Energiesteuer:** Deutschland, Polen, Spanien, Tschechien, Österreich und Italien; **Mehrwertsteuer:** Polen und Spanien.
[4] Die Energiesteuer in der Schweiz besteht aus der Mineralölsteuer und dem Mineralölsteuerzuschlag.
Rundungsdifferenzen möglich.

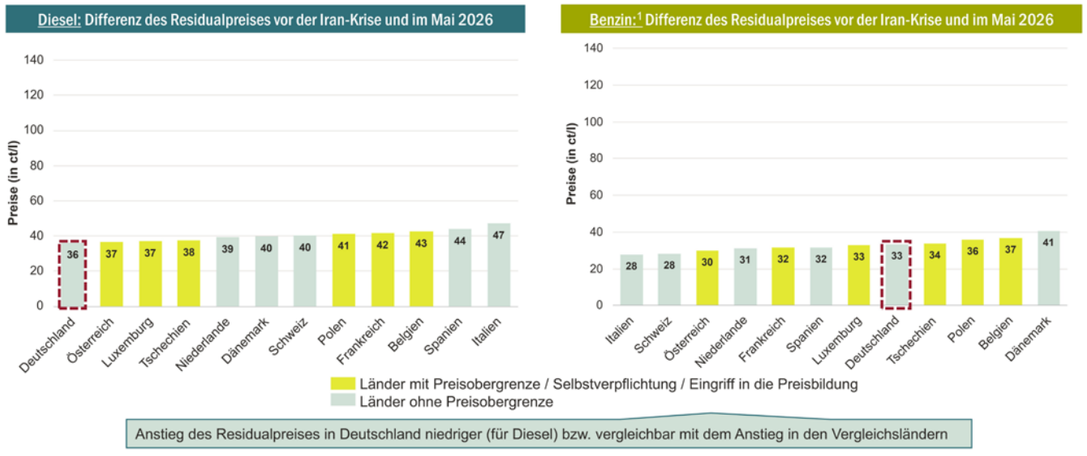
KRISENBEDINGTER PREISANSTIEG IN DEUTSCHLAND FÄLLT NICHT HÖHER AUS ALS IN DEN VERGLEICHSLÄNDERN

Der nach Abzug von Steuern und Abgaben (inklusive CO_2-Bepreisung in Deutschland und Österreich) verbleibende Tankstellenpreis (im Folgenden: „Residualpreis“) umfasst die Produkteinkaufskosten, Logistik-, Vertriebs- und Margenbestandteile sowie den Preiseffekt der nationalen RED-Umsetzung (in Deutschland über die THG-Quote).

Abbildung 3 zeigt, wie sich der durchschnittliche Residualpreis für Diesel und Benzin zwischen Anfang 2026 (bis Beginn der Krise) und Mai 2026 verändert hat: Bei Diesel ist der Residualpreis durchschnittlich um ca. 36 ct/l (Deutschland) bis ca. 47 ct/l (Italien), bei Benzin um ca. 28 ct/l (Italien) bis 41 ct/l (Dänemark) angestiegen. Der Anstieg in Deutschland war auf Basis der vorliegenden Daten im Ländervergleich niedrig (in Bezug auf die Diesel-Tankstellenpreise) bzw. lag im Mittelfeld der Vergleichsländer (in Bezug auf die Benzin-Tankstellenpreise). Der Preisanstieg in den anderen Ländern bewegte sich in ähnlichen Größenordnungen, das heißt, auch in Ländern mit regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung in Form von Preisobergrenzen (Belgien, Luxemburg, Polen und Tschechien) bzw. mit einer im Rahmen einer Selbstverpflichtung eingeführten Preisobergrenze (Frankreich) oder anderen regulatorischen Eingriffen in die Preisbildung (Österreich[1]) waren die Preise vergleichbar oder höher als in Deutschland.

[1] In Österreich gab es zum 01.04.2026 eine befristete Vorgabe zur Senkung der Netto-Verkaufspreise von Diesel und Benzin (E10) um je 5 ct/l.

ABBILDUNG 3: KEINE HINWEISE AUF EINEN ÜBERDURCHSCHNITTLICHEN ANSTIEG DES RESIDUALPREISES IN DEUTSCHLAND SEIT DER IRAN-KRISE



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von European Commission, Weekly Oil Bulletin und Touring Club Schweiz
Hinweis: [1] Super 95

TABELLE 1: ANTEIL REGULIERUNGSBEDINGTER KOSTEN (STEUERN, ABGABEN SOWIE INDIKATIV ABGESCHÄTZTER RED-PREISEFFEKT) AM TANKSTELLENPREIS (IN PROZENT)

Land	Diesel		Benzin (Super 95)	
	Vor der Iran-Krise	Mai 2026	Vor der Iran-Krise	Mai 2026
Spanien	48 %	32 %	53 %	35 %
Tschechien	50 %	38 %	58 %	48 %
Luxemburg	50 %	42 %	56 %	47 %
Polen	50 %	31 %	53 %	34 %
Österreich	54 %	45 %	60 %	51 %
Schweiz	54 %	46 %	58 %	50 %
Dänemark	55 %	47 %	59 %	50 %
Frankreich	56 %	46 %	59 %	51 %
Belgien	57 %	47 %	60 %	50 %
Niederlande	60 %	52 %	69 %	62 %
Deutschland	60 %	49 %	67 %	56 %
Italien	61 %	44 %	61 %	52 %

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von European Commission, Weekly Oil Bulletin und Touring Club Schweiz sowie eigenen Berechnungen zur Bestimmung des RED-Preiseffektes
Hinweis: Aufsteigend sortiert nach dem Anteil regulierungsbedingter Kosten bei Diesel vor der Iran-Krise

DIE NATIONALE UMSETZUNG DER RED IST IN DEUTSCHLAND VERGLEICHSWEISE AMBITIONIERT – MIT ENTSPRECHENDEN PREISEFFEKTEN

Die Tankstellenpreise in der EU werden zudem durch die Umsetzung der Vorgaben der RED zur Senkung von Treibhausgasemissionen bzw. zum Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe in den jeweiligen EU-Mitgliedstaaten beeinflusst.[2] Über die nationalen Umsetzungen der europäischen RED-Vorgaben werden die Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen dazu verpflichtet, bestimmte THG-Minderungsquoten oder Mindest-Erneuerbare-Energien-Quoten (EE-Quoten) zu erfüllen. Dieser Kostenaspekt wird in den Preis- und Kostenvergleichen in der Regel nicht quantifiziert ausgewiesen und im Kontext der politischen und medialen Diskussion der unterschiedlichen Niveaus der Tankstellenpreise kaum beachtet.

Unter Berücksichtigung des indikativ abgeschätzten RED-Preiseffekts (siehe Infokasten) gleichen sich die Residualpreise in den Vergleichsländern weiter an: Neben unterschiedlich hohen Steuern und Abgaben (einschließlich CO_2-Bepreisung) können damit auch die unterschiedlichen Ambitionen in der Umsetzung der RED in den Mitgliedstaaten Preisunterschiede der Kraftstoffe an den Tankstellen zwischen den Ländern erklären. Unter Berücksichtigung des indikativ abgeschätzten RED-Preiseffekts lag der Anteil der regulierungsbedingten Preiskomponenten an den Tankstellenpreisen für Diesel und Benzin in Deutschland zu Beginn des Jahres 2026 bei 60 Prozent bzw. 67 Prozent und im Mai 2026 bei 49 Prozent bzw. 56 Prozent. Der Anteil regulierungsbedingter Kosten (inklusive RED-Preiseffekt) zählt damit zu den höchsten im Ländervergleich. Vor der Iran-Krise verzeichneten lediglich Italien bei Diesel und die Niederlande bei Benzin einen leicht höheren Anteil (siehe Tabelle 1).

[2] Seit 21.05.2025 soll die RED III umgesetzt sein. In den meisten EU-Mitgliedstaaten (wie auch in Deutschland) erfolgte die Umsetzung nicht fristgemäß. In vielen EU-Mitgliedstaaten ist die RED III auch heute noch nicht umgesetzt. Wir haben daher beim Vergleich der einzelnen Länder den aktuellen Stand der Umsetzung berücksichtigt – in den Ländern, in denen die RED III noch nicht umgesetzt ist, bezieht sich der Sachstand daher auf die nationale Umsetzung der RED II.

INDIKATIVE ABSCHÄTZUNG: BEI BERÜCKSICHTIGUNG DES RED-PREISEFFEKTS GLEICHEN SICH DIE RESIDUALPREISE IN DEN VERGLEICHSLÄNDERN WEITER AN

ABBILDUNG 4: DIESEL

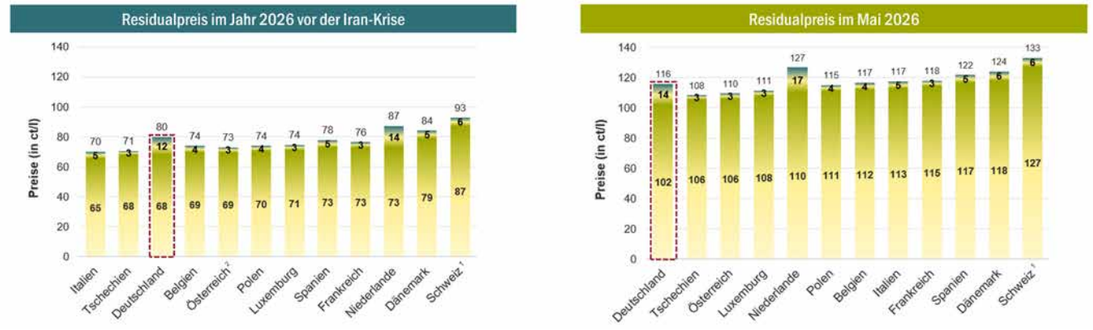
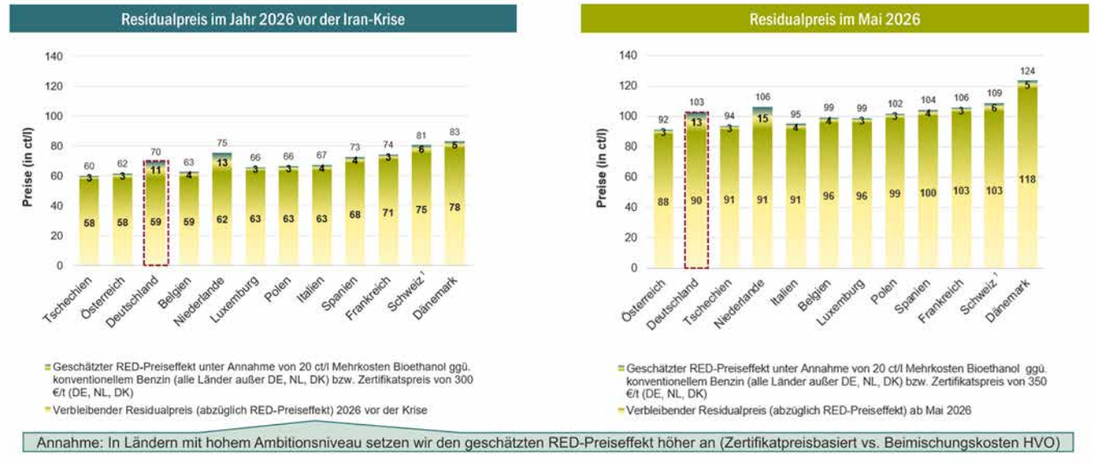


ABBILDUNG 5: BENZIN



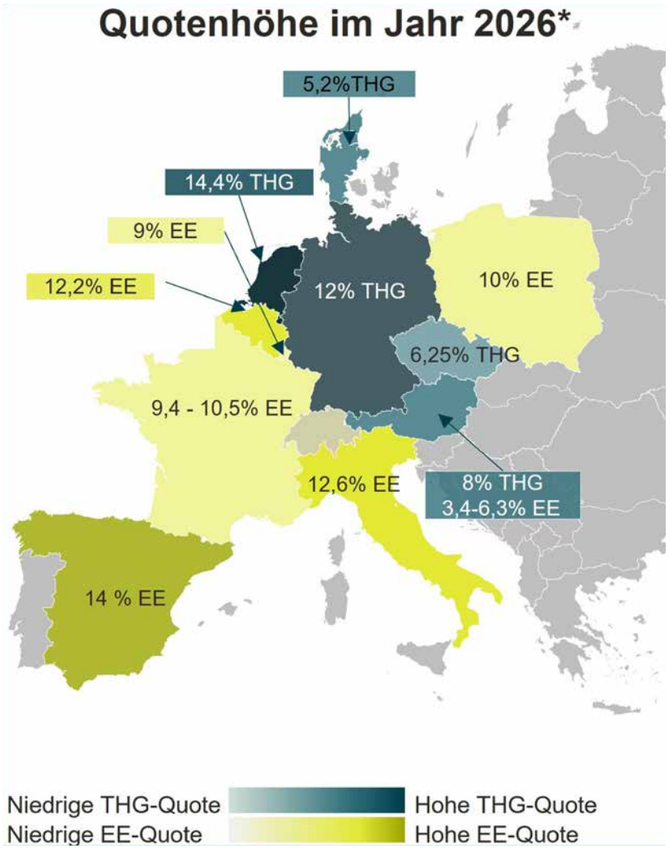
Quelle: Frontier Economics auf Basis von Daten von European Commission, Weekly Oil Bulletin und Touring Club Schweiz
Hinweise: [1] In der Schweiz dürfen der CO_2-Kompensationspflicht Unterliegende maximal 5 Rp. pro Liter Treibstoff (ca. 5,5 ct/l) an die Treibstoffkunden weitergeben.
Die indikative Berechnung des RED-Preiseffekts geht von einer Grenzkostenbetrachtung aus. Unterquoten, Caps und Mehrfachanrechnungen wurden nicht berücksichtigt.

UMSETZUNG DER EUROPÄISCHEN VORGABEN AUS DER RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE (RED II/III) IM VERGLEICH: NATIONALE UNTERSCHIEDE UND ABSCHÄTZUNG DER KOSTENEFFEKTE

In Deutschland wird die RED (inzwischen RED III) über die THG-Quote und einige energetische Unterquoten für spezielle Kraftstoffe umgesetzt. Im Jahr 2026 soll eine THG-Minderung ggü. dem Einsatz fossiler Kraftstoffe von 12 Prozent erreicht werden, bei Verfehlung des Ziels droht die Zahlung einer Pönale in Höhe von 600 €/t CO_2. Das deutsche Quotenziel ist dabei vergleichsweise ambitioniert (Abbildung 6). Alle anderen Länder, mit Ausnahme der Niederlande, verfolgen einein niedrigeres Ambitionsniveau.[3] Dies gilt auch für die Vergleichsländer, die eine EE-Quote anstatt einer THG-Quote verfolgen: Die RED III setzt das EE-Mindestziel mit einem doppelt so hohen Prozentwert an wie das Mindestziel für die THG-Quote. Näherungsweise kann also für eine Vergleichsrechnung zwischen EE- und THG-Zielen die EE-Quote durch zwei geteilt werden. Die EE-Ziele in den Vergleichsländern sind also deutlich weniger ambitioniert als die THG-Quoten in Deutschland.

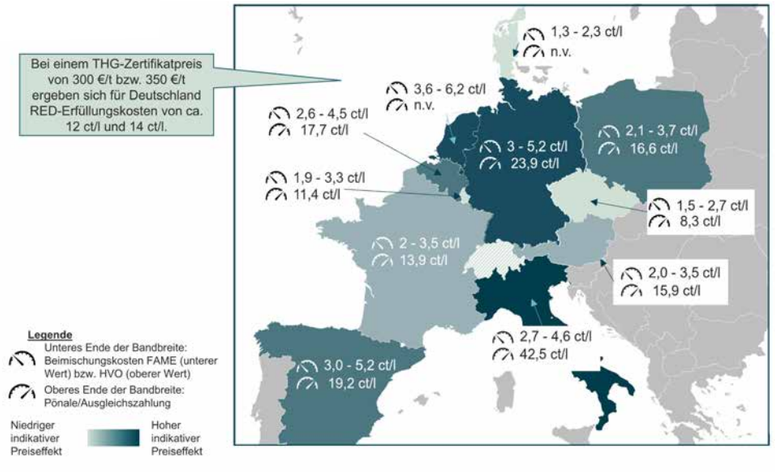
[3] Bei einem Vergleich der Quotenvorgaben ist auch zu berücksichtigen, dass sich die Erfüllungsoptionen für die nationalen Quoten in den einzelnen Ländern unterscheiden. In Dänemark ist die THG-Quote zwar auf den ersten Blick vergleichsweise niedrig, allerdings ist dort in Elektrofahrzeugen eingesetzter Strom nicht auf die Quote anrechenbar.

ABBILDUNG 6: THG-MINDERUNGS- BZW. ERNEUERBARE-ENERGIEN-QUOTEN IN DEN VERGLEICHSLÄNDERN IM JAHR 2026



Quelle: Frontier Economics
Hinweis: * In den EU-Zielvorgaben der RED III werden EE-Mindestziele doppelt so hoch angesetzt wie THG-Mindestziele, das heißt, länderspezifische EE-Ziele können näherungsweise durch zwei dividiert werden, damit eine Vergleichbarkeit mit THG-Quoten entsteht.

ABBILDUNG 7: INDIKATIVE ABSCHÄTZUNG ZUR BANDBREITE DES RED-PREISEFFEKTS FÜR DIESEL IN DEUTSCHLAND UND DEN VERGLEICHSLÄNDERN (2026)



Quelle: Frontier Economics – eigene Berechnung
Hinweis: Die Abschätzung dient lediglich als grobe Indikation, da Unterquoten, Caps und Mehrfachanrechnungen unberücksichtigt blieben. Für das untere Ende der Bandbreite wurde eine durchschnittliche THG-Einsparung von Biokraftstoffen (FAME/HVO-Mix) von 85 Prozent unterstellt. Der angesetzte Mehrkostenaufschlag gegenüber fossilen Kraftstoffen von 20–35 ct/l leitet sich aus den historischen Spotpreisen von Januar 2024 bis Dezember 2025 ab, ist jedoch mit Marktunsicherheiten behaftet.

Auch in Bezug auf die Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe hat sich Deutschland mit derzeit 2 Prozent ein ambitioniertes Ziel gesetzt.[4] Viele andere EU-Länder setzen dagegen zunächst nur das RED-Mindestniveau von rund 1 Prozent an. Zudem sind in Deutschland konventionelle Biokraftstoffe im Jahr 2026 auf 4,4 Prozent begrenzt, was deutlich unter dem RED-Maximum von 7 Prozent liegt (das z. B. in Österreich und Frankreich gilt). Hierdurch verlagert sich die Erfüllung der THG-Quoten stärker auf teurere Erfüllungsoptionen.

Abbildung 7 zeigt am Beispiel von Diesel, in welcher Bandbreite der RED-Effekt auf den Tankstellenpreis – unter Beachtung der nationalen Quotenhöhen für das Jahr 2026 sowie den nationalen Pönalen bzw. Ausgleichszahlungen bei Zielverfehlung – theoretisch liegen könnte.[5] Die untere Grenze der Bandbreite ist dabei unter der Annahme abgeleitet, dass das Ziel vollständig über Biokraftstoffe (Beimischung von FAME-Kraftstoff im günstigen Fall, Beimischung von HVO im teureren Fall) erfüllt wird. Die Obergrenze bildet sich unter der Annahme, dass das Ziel verfehlt wird und die Pönale gezahlt werden muss.

In Deutschland lag der THG-Zertifikatpreis in den ersten Monaten des Jahres 2026 in der Größenordnung 300–350 €/t CO_2 und ist zuletzt noch weiter angestiegen (Ende Mai bis über 450 €/t CO_2). Bei einem THG-Zertifikatpreis von 300–350 €/t CO_2 ergeben sich RED-Erfüllungskosten von ca. 12–14 ct/l für Diesel, die entsprechend den Kraftstoffpreis an der Tankstelle erhöhen. In den Vergleichsländern existiert kein liquider Zertifikatemarkt für die THG-Quotenerfüllung, das heißt, es sind keine entsprechenden Daten zu Zertifikatpreisen öffentlich verfügbar. Für eine illustrative Abschätzung des RED-Preiseffekts für diese Länder (Abbildung 4 und 5) gehen wir deshalb wie folgt vor:

- Für Deutschland nehmen wir einen Zertifikatpreis von 300 €/t CO_2 (für den Zeitraum vor der Iran-Krise) bzw. von 350 €/t CO_2 an.
- Für die Niederlande und Dänemark, die (im Falle von Dänemark unter Berücksichtigung der Tatsache, dass dort Elektromobilität nicht auf die Quote angerechnet werden kann) ebenfalls vergleichsweise ambitionierte THG-Ziele eingeführt haben, greifen wir auf die THG-Zertifikatpreise in Deutschland zurück.
- Für alle anderen Länder nehmen wir an, dass die RED-Erfüllungskosten den Mehrkosten von Biokraftstoffen gegenüber fossilen Kraftstoffen entsprechen. Hierbei gehen wir vom oberen Rand der abgeschätzten Biokraftstoffkosten aus.

[4] Mit der Reform der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) entfällt die Doppelanrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe in Deutschland. Zuvor konnten fortschrittliche Kraftstoffe bei der Erfüllung der THG-Quote doppelt angerechnet werden.

[5] Für Benzin (hier nicht dargestellt) leiten wir analog die Untergrenze der Bandbreite unter der Annahme ab, dass das Ziel vollständig über eine Beimischung von Biokraftstoffen erfüllt wird (in diesem Fall durch die Beimischung von Bioethanol). Die Obergrenze unterstellt ebenfalls analog zu Diesel eine vollständige Zielverfehlung und die Zahlung der Pönale.

FRONTIER-STUDIE ENTKRÄFTET VORWÜRFE GEGEN DIE BRANCHE

Die Kurzstudie von Frontier Economics zeigt: In der Iran-Krise sind die Tankstellenpreise hierzulande nicht stärker gestiegen als in anderen europäischen Ländern. Aus Sicht von en2x verdeutlichen die Ergebnisse, dass die zuletzt gegen die Branche erhobenen Vorwürfe nicht zutreffen.

Rund 20 Prozent der weltweiten Energieversorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen, Kraftstoffen und Rohöl sind durch die Sperrung der Straße von Hormus und die Beschädigung von Raffinerien und Ölförderanlagen in der Golfregion massiv beeinträchtigt. Dennoch gab es, Stand Mai 2026, in Deutschland und Europa bislang keine gravierenden Versorgungsprobleme.

Dabei erschien die Situation im ersten Halbjahr 2026 zeitweilig paradox: Die Branche leistete mit ihrem Personal und ihrer Infrastruktur einen enormen Beitrag zur sicheren Energieversorgung. Das hat sie auch schon vorher getan. Die Krise hat die Bedeutung einer sicheren Versorgung mit Kohlenwasserstoffen jedoch noch einmal deutlicher werden lassen. Gleichzeitig wurden die Unternehmen nun aus Teilen der Politik und den Medien öffentlich stark kritisiert. Denn die Preise für Mineralölprodukte waren mit dem Beginn des Krieges kräftig gestiegen. Was sind die Gründe dafür? Wie steht Deutschland im Vergleich zu anderen europäischen Ländern da?



Vor diesem Hintergrund hat Frontier Economics im Auftrag von en2x eine Analyse durchgeführt. Diese hat zum Ziel, mehr Transparenz über die Gründe für unterschiedliche Kraftstoffpreise in verschiedenen europäischen Ländern (sowohl in ihrer absoluten Höhe als auch ihrer Entwicklung nach) zu schaffen und die Debatte damit zu versachlichen. Aus den Ergebnissen der Analysen (siehe Seite 24 ff.) ergeben sich aus Sicht von en2x wichtige Erkenntnisse und Schlussfolgerungen:

Die absolute Höhe der Tankstellenpreise ist in Deutschland getrieben durch Steuern, Abgaben und das vergleichsweise hohe Ambitionsniveau der nationalen Umsetzung der RED III.

- Steuern sowie weitere regulierungsbedingte Abgaben und Kosten erklären einen wesentlichen Teil des gehobenen deutschen Kraftstoffpreisniveaus.
- Die ambitionierte Umsetzung der RED-III-Vorgaben in Deutschland führt zu zusätzlichen Kostenbelastungen mit impliziten Preiseffekten und wird in der öffentlichen Diskussion in der Regel nicht berücksichtigt.

In Deutschland gibt es einen funktionierenden intensiven Preiswettbewerb: Staatliche Markteingriffe in anderen Ländern führten im Vergleich nicht zu geringeren Preiserhöhungen.

- Der Anstieg der Produktpreise abzüglich Steuern, Abgaben und regulierungsbedingter Kosten („Residualpreis“) ist in Deutschland für Diesel geringer als der bzw. für Benzin vergleichbar mit dem in wesentlichen anderen europäischen Ländern.
- Datenanalysen zeigen keinen strukturellen „Vorteil“ von regulatorischen Preiseingriffen, auch nicht im Vergleich zu Ländern mit regulatorischen „Preisobergrenzen“ oder Selbstverpflichtungen. Im Gegenteil: Länder mit Eingriffen in die Preisbildung weisen zumeist sogar höhere Preise auf.

Die kurzfristig nach Ausbruch des Iran-Krieges erfolgten Beschlüsse zu Änderungen des Wettbewerbsrechts und der Regelungen zu Preisanpassungen („Kraftstoffmaßnahmenpaket“) wurden ohne fundierte Analyse der Kraftstoffpreise im europäischen Vergleich und ohne Einschätzung der langfristigen Folgen für den Wirtschaftsstandort getroffen.

- Die Beschlüsse, insbesondere die Verschärfungen des Wettbewerbsrechts, vergrößern die Rechtsunsicherheit für die Unternehmen, verursachen zusätzliche Berichts- und Dokumentationspflichten und führen schlussendlich zu höheren rechtlichen Risiken für Unternehmen.
- In der Folge gefährden die schlechteren Standortbedingungen die Investitionsbereitschaft und perspektivisch auch die Versorgungssicherheit.

en2x will dazu beitragen, dass diese Fakten und Erkenntnisse auch in der öffentlichen Meinungsbildung Gehör und Beachtung finden – in der Diskussion mit unserer Branche und als Basis für zukünftige politische und gesetzgeberische Entscheidungen.



ZUR ERKLÄRUNG DER PREISUNTERSCHIEDE ZWISCHEN DEN VERGLEICHSLÄNDERN IST EIN GENAUER BLICK AUF DIE ZENTRALEN PREISBESTANDTEILE ERFORDERLICH

Welche regulatorischen Faktoren bestimmen die Kraftstoffpreise in den europäischen Vergleichsländern?

1. Energie- und Mehrwertsteuer
2. CO_2-Abgabe und weitere indirekte Steuern
3. RED-II/-III-Preiseffekt
4. Regulatorische Eingriffe in die Preisbildung

Nicht Gegenstand dieser Kurzstudie:

- Unterschiedliche Produkteinkaufskosten (aufgrund von Transportkosten, unterschiedlichen primären Importländern, Unterschieden in Strukturen auf dem Großhandelsmarkt in den einzelnen Ländern …).
- Unterscheidung in Vertriebskosten, Marge und weitere Kosten.

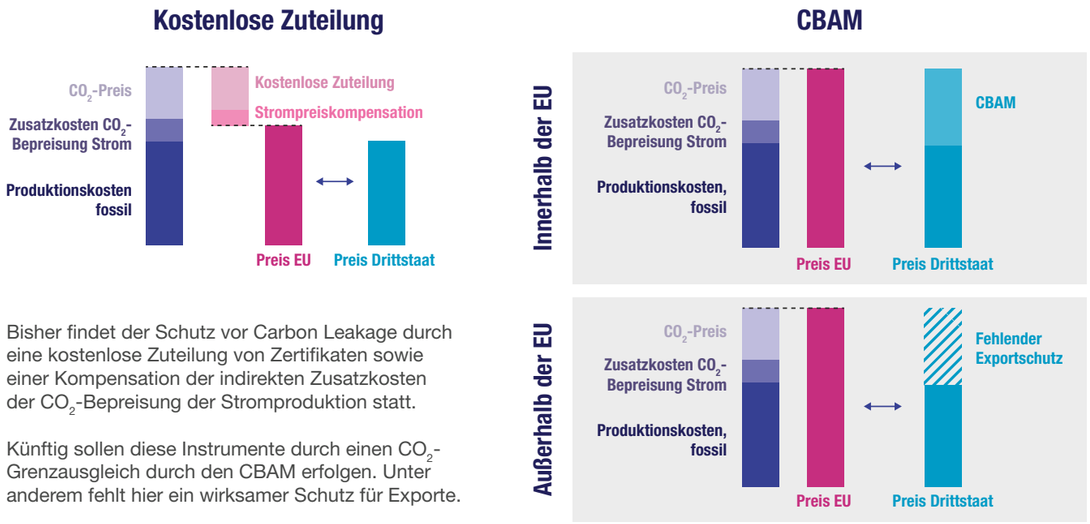
Quelle: Frontier Economics

DEUTSCHLANDS RAFFINERIE-STANDORTE STEHEN AUF DEM SPIEL: WIE DAS EU-ETS ANGEPASST WERDEN MUSS

Die EU-Kommission wolle das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS) aufweichen, indem, anders als bisher geplant, länger kostenlose Emissionszertifikate ausgegeben werden. Auch die Versteigerung von Zertifikaten solle später enden, berichtete das „Handelsblatt“ unter Berufung auf hochrangige EU-Beamte Anfang Februar dieses Jahres. Offiziell bestätigt hat die EU-Kommission das bislang noch nicht. Einen konkreten Vorschlag will die Kommission im Juli vorlegen. Im EU-ETS 1 werden die Emissionen von europaweit rund 9.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie erfasst. Zusammen verursachen diese Anlagen fast 40 Prozent der Treibhausgasemissionen in Europa.

Mit den Änderungen würde die EU-Kommission auf Forderungen von Industrieverbänden sowie zehn Mitgliedstaaten, darunter Deutschland, Frankreich und Italien, reagieren. Von einer Aufweichung des EU-ETS zu sprechen, liefert aber das falsche Signal. Vielmehr müsse eine Überarbeitung des Emissionshandelssystems darauf hinwirken, dass die Dekarbonisierung nicht zu einer Deindustrialisierung führt, wie es auch die EU-Mitglieder fordern. Chemieindustrie, Raffineriewirtschaft, Stahl-, Aluminium- und Zementindustrie, weitere energieintensive Industrien sowie die Industriegewerkschaft IGBCE kritisieren die zunehmende Belastung aus steigenden CO_2-Kosten und dem gleichzeitigen Fehlen der Transformationsvoraussetzungen, die es ermöglichen würden, diese CO_2-Kosten zu reduzieren. Sie warnen daher vor einem Auslaufen der kostenlosen Emissionsberechtigungen, welche nach und nach mit dem CBAM ersetzt werden sollen. Dieser sieht eine Art CO_2-Importzoll für importierte Güter vor. Die Höhe des Zolls orientiert sich am Preis der Emissionszertifikate, so dass theoretisch gleiche Wettbewerbsbedingungen entstehen. Das soll Carbon Leakage verhindern, also die Abwanderung CO_2-intensiver Unternehmen aus der EU. Die Einführung des CBAM erweist sich jedoch als komplex. Noch ist unklar, ob er tatsächlich vor Carbon Leakage schützen kann. Der EU-ETS 1 müsse daher entsprechend angepasst und die kostenlose Zuteilung verlängert werden, andernfalls würde sich die ohnehin kritische Lage vieler Industrien in Deutschland noch weiter verschärfen.

CARBON-LEAKAGE-SCHUTZ IM EU-ETS



Bisher findet der Schutz vor Carbon Leakage durch eine kostenlose Zuteilung von Zertifikaten sowie einer Kompensation der indirekten Zusatzkosten der CO_2-Bepreisung der Stromproduktion statt.

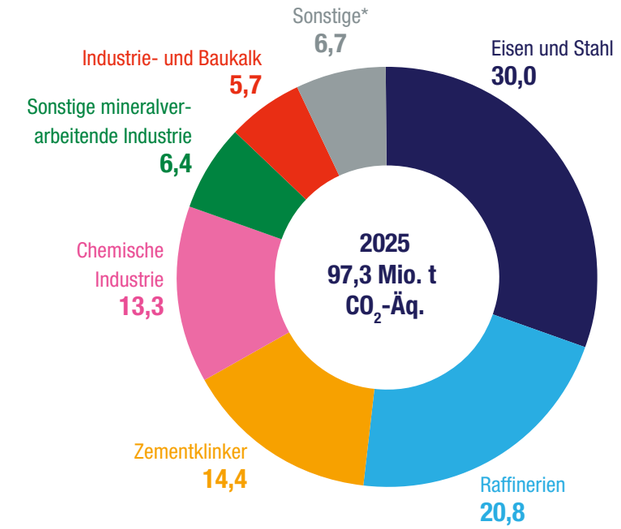
Künftig sollen diese Instrumente durch einen CO_2-Grenzausgleich durch den CBAM erfolgen. Unter anderem fehlt hier ein wirksamer Schutz für Exporte.

Quelle und Grafik (Nr. 600): en2x

ETS 1: RAFFINERIEN MIT HÖCHSTEM ZERTIFIKATZUKAUFBEDARF

EMISSIONEN IN INDUSTRIEBRANCHEN – 2025

in Mio. t CO_2eq



*Sonstige (2024; 2025): Papier und Zellstoff (4,0 Mio. t; 3,8 Mio. t), Nichteisenmetalle (2,5 Mio.t; 2,4 Mio. t), sonstige Verbrennungsanlagen (0,5 Mio. t; 0,5 Mio. t).

Quelle und Grafik (Nr. 565b): en2x

Industriebranche	Bereinigter Ausstattungsgrad 2025**
Sonstige Verbrennungsanlagen	108,6 %
Zementklinker	101,3 %
Chemische Industrie	90,8 %
Nichteisenmetalle	78,9%
Eisen und Stahl	106,8 %
Papier und Zellstoff	91,9 %
Sonstige mineralverarbeitende Industrie	76,4 %
Industrie- und Baukalk	70,5 %
Raffinerien	70,9 %

Stand: 07.08.2026
** Unter Berücksichtigung möglicher Verrechnungen bei der Weiterverarbeitung von Kuppelgasen und bei Wärmeimporten.

Als Bestandteile einer energieintensiven Industrie benötigen Raffinerien Erdgas und große Mengen Wasserstoff. Zudem ist der Strombedarf hoch. Entsprechend groß ist der Bedarf an Emissionszertifikaten im Rahmen des europäischen Emissionshandels.

SO FUNKTIONIERT DER EU-ETS 1

Der EU-ETS 1 funktioniert nach dem Prinzip Cap & Trade. Eine Obergrenze (Cap) legt fest, wie viele Treibhausgasemissionen die emissionshandelspflichtigen Teilnehmer insgesamt jährlich ausstoßen dürfen. Der Cap reduziert sich in jedem Jahr weiter durch die sogenannte jährliche Reduktionsrate (Linear Reduction Factor, LRF).

Mit jedem Jahr stehen also insgesamt weniger Berechtigungen zur Verfügung. Die Mitgliedstaaten geben eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen (sogenannte Zertifikate) an die Anlagenbetreiber aus, wobei die Zertifikate grundsätzlich versteigert werden sollen. Sektoren, die stark im internationalen Wettbewerb stehen, erhalten einen Teil der Zertifikate kostenlos.

Die Unternehmen können Emissionsberechtigungen frei auf dem Markt handeln (Trade). Dadurch bildet sich ein Preis für den Ausstoß von Treibhausgasen. Dieser Preis setzt für die beteiligten Unternehmen Anreize, ihre Treibhausgasemissionen zu reduzieren.



BIS 2040 SOLL DIE MENGE AN EMISSIONS-ZERTIFIKATEN IM EU-ETS 1 AUF NULL SINKEN

Nach den bisherigen Plänen der EU-Kommission soll parallel zur sektoralen Erweiterung des CBAM die Anzahl der zugeteilten Emissionsberechtigungen schrittweise sinken: Ab dem Jahr 2034 sollen die bereits vom CBAM betroffenen Branchen Stahl-, Aluminium-, Zement- und Düngemittelindustrie keine kostenlosen Zertifikate mehr erhalten. Für weitere Industriebereiche, darunter die Mineralölindustrie, endet die kostenlose Zuteilung im Jahr 2039. Dies ist der Fall, da zu diesem Zeitpunkt die jährlich verfügbare Menge an Zertifikaten (das sogenannte Cap) auf null sinken wird und somit auch keine Zertifikate mehr zur kostenlosen Zuteilung zur Verfügung stehen. Darüber hinaus bedeutet das Auslaufen des Caps, dass alle im EU-ETS 1 erfassten Anlagen ab dann gar keine Treibhausgase mehr emittieren dürfen. Da Raffinerien ihre THG-Emissionen bis dahin nicht auf null reduzieren werden können, müssten sie de facto in Deutschland den Betrieb einstellen, mit negativen Folgen für die Energiesicherheit und die strategische Versorgung (z. B. Verteidigung) sowie für industrielle Wertschöpfungsketten.

FAZIT

Die Voraussetzungen für eine vollständige Transformation der Branche hin zur CO_2-Neutralität bis zum Auslaufen des EU-ETS 1 sind nicht gegeben: Die fehlende Perspektive des EU-ETS nach 2040 verhindert heute bereits Investitionen in Transformation. Erneuerbarer Strom sowie grüner und blauer Wasserstoff in ausreichenden Mengen und zu international wettbewerbsfähigen Kosten sind nicht verfügbar. Zudem fehlen die notwendigen Netze für Hochspannungsstrom und Wasserstoff, ebenso die Infrastruktur für Carbon Management.

Der EU-ETS ist eine tragende Säule der EU-Industrie- und -Klimapolitik und hat sich als wirksames Instrument für eine kosteneffiziente Defossilisierung bewährt. Doch aktuell steht der EU-ETS 1 an einem Wendepunkt. Soll er auch künftig ein wirksames und zugleich die Wettbewerbsfähigkeit der verpflichteten Industrie stärkendes Klimaschutzinstrument bleiben, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen stärker an dem internationalen Wettbewerb und den realen Transformationsvoraussetzungen der Industrie ausgerichtet werden.

en2x-FORDERUNGEN

Aus Sicht von en2x sind in Bezug auf den EU-ETS 1 folgende Maßnahmen notwendig:

- Verstetigung der kostenlosen Zuteilung auf heutigem Niveau für Industriezweige, die im internationalen Wettbewerb stehen, und Weiterführung des Ausgleichs indirekter Kosten (national in Form der Strompreiskompensation), bis ein internationales Level-Playing-Field geschaffen wurde.
- Ausrichtung des linearen Reduktionsfaktors auf das europäische Klimaziel, das heißt Auslaufen des EU-ETS-Caps erst im Zieljahr (aktuell 2050) und Bereitstellung der so hinzugekommenen Zertifikate für die kostenlose Zuteilung.
- Wechsel von einem „Absolut-null"- zu einem „Netto-null"-System, das heißt Einbeziehung internationaler Carbon Credits und eines (bilanziellen) Ausgleichs durch CO_2-Entnahme.
- Stopp der Löschung von Zertifikaten durch die MSR und Rückgängigmachung der Invalidierung bereits ungültig gemachter Zertifikate.
- Berücksichtigung von nicht-dauerhaften CCU-Produkten im EU-ETS.

Die deutsche Politik auf Bundes- und Länderebene muss sich unbedingt dafür einsetzen, diese Punkte jetzt auf europäischer Ebene einzubringen, damit sie im Juli im Reformentwurf der EU-Kommission enthalten sein werden. Anschließend müssen diese Anpassungen schnellstmöglich umgesetzt werden. Dies darf nicht erst zu Beginn der nächsten Handelsperiode 2031 passieren, sondern muss unbedingt vorher stattfinden.



KRITIS-DACHGESETZ VERABSCHIEDET

Mit der Verabschiedung des KRITIS-Dachgesetzes im Bundestag am 29. Januar wurde ein Meilenstein zur Umsetzung der EU-Richtlinie zum Schutz kritischer Infrastrukturen (Critical Entities Resilience Directive, CER) erreicht. Das Gesetz schafft bundesweit einheitliche Mindestanforderungen an den Schutz kritischer Einrichtungen. Ziel ist es, die Resilienz durch koordinierte sowie gezielte Unterstützungs- und Aufsichtsmaßnahmen sicherzustellen.

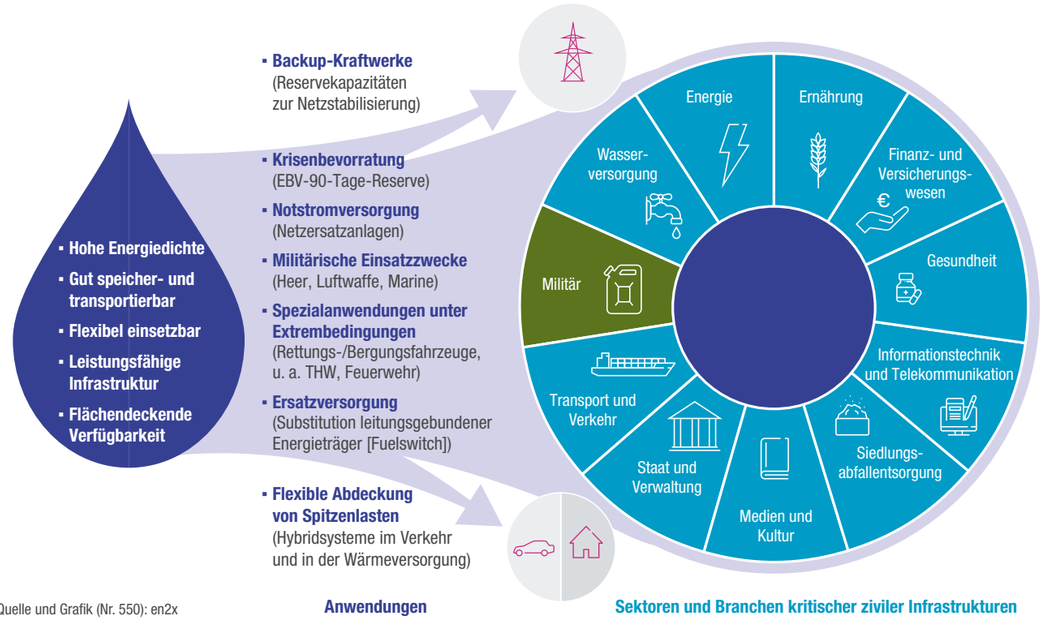
Dem vom Bundesinnenministerium (BMI) ausformulierten Gesetz soll eine Verordnung folgen, die unter anderem Regelungen für die verschiedenen Bereiche kritischer Infrastruktur beinhaltet.

Im Energiesektor betrifft die Umsetzung der Richtlinie unter anderem Raffinerien, Pipelines und Tankstellennetze. Diese Einrichtungen zählen aufgrund ihrer zentralen Bedeutung für die Versorgungssicherheit bereits heute zu den besonders schützenswerten Bereichen. Wesentliche en2x-Forderungen nach einem verbesserten Schutz sensibler Infrastrukturinformationen sind im Gesetz weitestgehend berücksichtigt worden. Das Gesetz beinhaltet Regelungen, die sensible Daten vor zu umfangreichen Transparenzvorgaben in Genehmigungsverfahren schützen sollen.

Nach Inkrafttreten des KRITIS-DachG steht noch die Ausgestaltung der erforderlichen KRITIS-Verordnung an. Diese Verordnung wird Regelungen zur Erstellung des Lagebilds, zu den Regelschwellenwerten sowie zu den methodischen und inhaltlichen Vorgaben der Risikoanalyse und zur Risikobewertung enthalten.

Für den Bereich Mineralöl wurde die Nationale Risikoanalyse vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) bereits vorbereitet. Zudem setzt sich en2x für einen Branchenstandard zur Risikobewertung im Mineralölsektor ein, wobei bestehende und bewährte immissionsschutzrechtliche Standards für Resilienz und Nachweise zur Cybersicherheit anerkannt werden sollen. Ziel ist es dabei auch, unnötigen Aufwand durch Doppelregulierungen zu vermeiden.

FLÜSSIGE ENERGIETRÄGER:
NOTWENDIG FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT



Quelle und Grafik (Nr. 550): en2x



RESILIENZ – „ENERGIEVERSORGUNG IST DIE SUPER-KRITIS“

Deutschland steht angesichts geopolitischer Veränderungen vor großen sicherheits- und energiepolitischen Herausforderungen. Für ein widerstandsfähiges Energiesystem bleiben eine leistungsfähige Kohlenwasserstoffwirtschaft und flüssige Energieträger unverzichtbar – im Normalbetrieb und noch mehr in Krisen- und Verteidigungsfällen.

Ob Krankenhäuser, Blaulichtfahrzeuge, Kommunikation, Datenverarbeitung oder Wasserversorgung – an der Energieversorgung hängt alles andere. Die en2x-Mitgliedsunternehmen stehen für fast 40 Prozent der deutschen Energieversorgung. Auf Raffinerien, Tankläger, Pipelines, Logistik und Importinfrastrukturen werden wir nicht verzichten können. „Sie bilden die ‚superkritische Infrastruktur‘, ohne die alle anderen kritischen Bereiche ihre Funktion nicht erfüllen können“, so en2x-Hauptgeschäftsführer Christian Küchen beim „Deutschlandforum Energieresilienz“ am 6. Mai 2026 in Berlin.

WIE SICHER IST UNSERE KRITISCHE INFRASTRUKTUR?

„Allein der Flughafen Frankfurt am Main verbraucht inklusive Flugtreibstoff fast ein Viertel des gesamten Endenergiebedarfs des Landes Hessen“, so Elias Spreiter vom Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr, Wohnen und ländlichen Raum in seinem Redebeitrag zur Veranstaltung.

Doch in den Respekt für die Größe der dahinterstehenden Infrastrukturleistung mischt sich angesichts von zunehmenden Drohnensichtungen und Sabotagefällen auch Sorge: Was ist, wenn diese Versorgung nicht mehr sichergestellt werden kann? Wenn keine Flüge, keine Evakuierung im Notfall, keine Lieferungen wichtiger Lebensmittel mehr gewährleistet sind? „Es ist ein Paradox: Je besser und präziser unsere Versorgung im Normalfall gesichert ist, desto weniger robust sind wir meist auf die Ausnahmesituation vorbereitet“, warnt Spreiter. Das Problem: Während andere Länder auch längere Stromausfälle häufiger erleben und alle Betroffenen entsprechend gelernt haben, damit umzugehen, sind Energieversorgungslücken hierzulande bisher auf wenige Minuten im Jahr beschränkt. Tatsächlich zeigt sich: Deutschland muss aufpassen, diese Versorgungssicherheit im Krisenfall nicht zu gefährden. Beim „Deutschlandforum Energieresilienz“, veranstaltet von en2x, ging es genau auch um diese Problematik: „Wie sicher wird die kritische Infrastruktur (KRITIS) in Not- und Krisenfällen versorgt?“

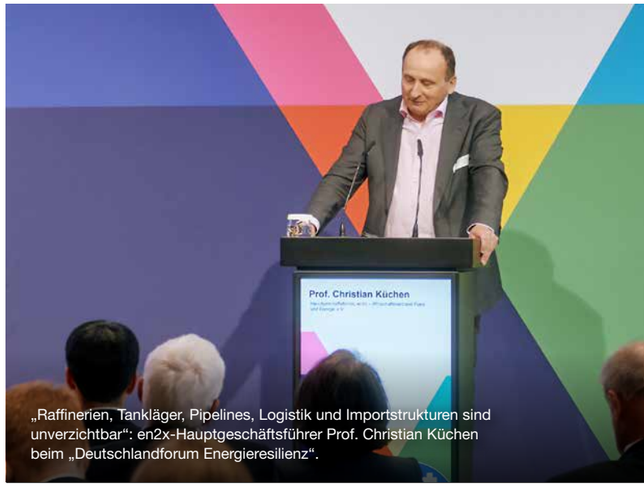


Rund 180 Teilnehmende kamen am 6. Mai 2026 zum „Deutschlandforum Energieresilienz“ von en2x.

Auch Michael Meister, Staatsminister für Bund-Länder-Zusammenarbeit im Bundeskanzleramt, konnte bereits Anfang dieses Jahres nach dem Brandanschlag auf eine Kabelbrücke in Berlin erleben, wie schnell der Krisenfall eintreten kann. Und welche Kaskaden Energiemangel auslösen kann: „Fehlende Stromversorgung schlägt sich auch auf die Kommunikationsinfrastruktur durch.“ Meisters Fazit aus solchen Ereignissen: „Wenn der Notfall eintritt, ist es gut, wenn man Reserven hat und sie zum Einsatz bringen kann.“ Zumindest bei Mineralöl gibt es systematisch vorgehaltene Reserven.

ZUKUNFTSTHEMA: KRISENBEVORRATUNG NICHT-FOSSILER ENERGIETRÄGER

Britta Timm, Vorstandsmitglied des Erdölbevorratungsverbands (EBV), erlebt das unmittelbar selbst. Der EBV ist 1978 als Folge der Ölkrise 1973 gegründet worden. Seitdem sind die Unternehmen der Mineralölwirtschaft verpflichtet, einen definierten Bestand an Rohöl und verarbeiteten Produkten vorzuhalten. Die Menge entspricht 90 Tagen Nettoimporten, berechnet auf Basis der vorangegangenen drei Kalenderjahre, und wird einmal im Jahr angepasst. Kürzlich wurde aufgrund der Iran-Krise zum sechsten Mal überhaupt in der fast 50-jährigen Geschichte des EBV Öl aus der Bevorratung freigegeben. Ende 2025 verfügte der EBV über rund 19,5 Millionen Tonnen Rohöläquivalente an 120 Standorten. Doch wie viel muss es künftig sein, wenn durch die Umstellung auf alternative Energieträger der Bedarf sinken dürfte?

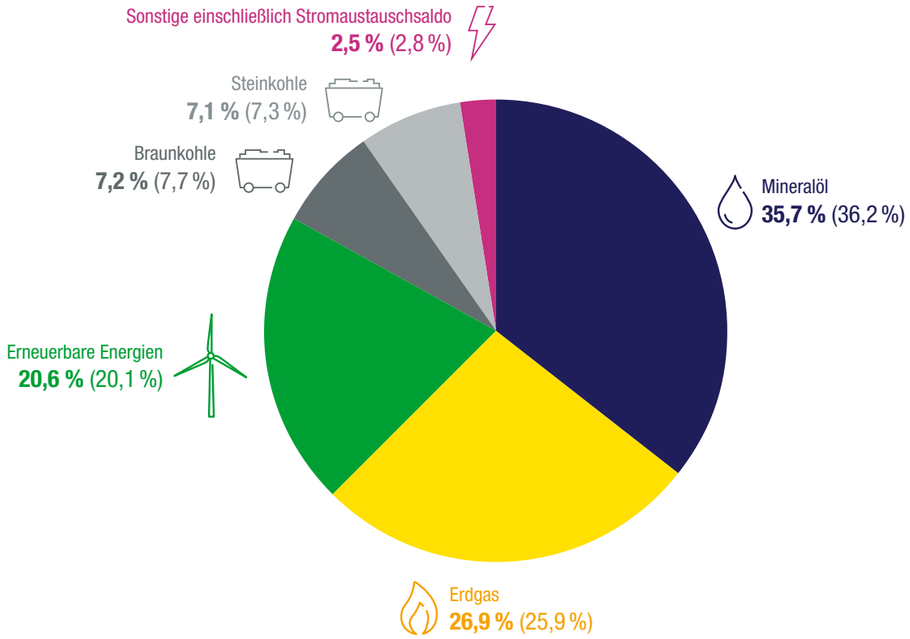


„Raffinerien, Tankläger, Pipelines, Logistik und Importstrukturen sind unverzichtbar“: en2x-Hauptgeschäftsführer Prof. Christian Küchen beim „Deutschlandforum Energieresilienz“.

Und, so fragte Britta Timm in Berlin: „Wie sichert man dann für die Anteile, die nicht mehr fossil sind, eine ausreichende Krisenbevorratung?“

Bislang sind hier viele Fragen offen, vor allem fehlen klare regulatorische Vorgaben für die Krisenbevorratung nicht-fossiler Energieträger. Das ist nicht ohne Risiko: Die sinkende Nachfrage nach fossilen Treibstoffen könnte zu

PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND NACH ENERGIETRÄGERN 2025* (2024)



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB); Grafik (Nr. 005): en2x; *vorläufige Zahlen



Diskussion um sichere Energie (v.l.): Staatssekretärin Gitta Connemann, en2x-Vorsitzender Patrick Wendeler und Moderatorin Helene Bubrowski.

einem Abbau der Raffinerie- und Vorratskapazitäten führen. Wenn aber zugleich nicht sichergestellt ist, dass alternative Energieträger ebenso resilient verfügbar sind, läuft Deutschland möglicherweise in einen Versorgungsnotstand. Es ist keineswegs einfach, Resilienz auch bei Elektrizität und grünen Molekülen aufzubauen. Batteriespeicher sind für längere Speicherzeiträume nur begrenzt geeignet; Transport und Speicherung von flüssigen Kohlenwasserstoffen hingegen sind im Krisenfall auch per Tanklaster möglich, wenn es darum geht, die Notversorgung kritischer Infrastruktur und des Militärs zu gewährleisten. Allerdings stehen alternative Treibstoffe und entsprechende Produktionskapazitäten derzeit noch nicht in ausreichender Größenordnung zur Verfügung.

KOHLENWASSERSTOFFAGENDA ZUR STÄRKUNG DES STANDORTS

„Deutschland braucht eine Kohlenwasserstoffagenda für eine resiliente Versorgung und als Basis für die weitere Transformation hin zum Klimaschutz“, fordert darum der en2x-Vorsitzende Patrick Wendeler. Auch für Gitta Connemann, Parlamentarische Staatssekretärin im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, ist klar, dass der Erhalt und die Transformation von Raffineriestandorten entscheidend für die Versorgungssicherheit bleiben. Auf dem „Deutschlandforum“ betonte sie die Bedeutung der Branche für Deutschland: „Wir wären in weitaus schwierigerer Situation, wenn wir nicht den Raffineriestandort hätten, wie wir ihn haben.“ Mit der Energiewende wird zwar der Bedarf an flüssigen Energieträgern sinken, doch er wird absehbar hoch bleiben. Das gilt noch mehr für einen Krisen- oder gar den Verteidigungsfall. Dann kann sich der Bedarf der Bundeswehr gegenüber normalen Zeiten verzehnfachen, Darum sind Raffinerien, Lager und Transportstrukturen kein Auslaufmodell, sondern erfordern dringend Investitionen.

„Resilienz kommt nicht mehr von allein“, so Hubertus Bardt, Geschäftsführer am Institut der deutschen Wirtschaft (IW). „Resilienz kostet auch immer Geld.“ Doch diese Reserven sind nicht ohne Schwachpunkte: Zum einen ist ihr Umfang aus Kostengründen begrenzt. „Vorhaltekapazitäten, Lager, Einrichtungen zu unterhalten – das kostet alles Geld“, erläutert Thomas Silberhorn, Bundestagsabgeordneter der CDU/CSU-Fraktion. Zum anderen soll durch die Energiewende die Nachfrage nach Öl und Gas sinken. Das hat Auswirkungen auf Investitionen in die dazugehörigen Produktionskapazitäten und Infrastrukturen.

Noch werden in Deutschland 11 große Rohölraffineriestandorte betrieben, doch Simon Jastrzab, Bereichsleiter Umwelt und Technik bei en2x, warnt: „Nur wettbewerbsfähige Raffinerien und nur eine wettbewerbsfähige Infrastruktur sind in der Lage, die notwendigen Resilienzleistungen zur Verfügung zu stellen.“ Die besondere Herausforderung für die Betreiber liegt in der Transformation ihrer Prozesse zu mehr ökologischer Nachhaltigkeit. Ein erster Schritt wäre das „Co-Processing“, also die Verbindung von erneuerbaren und fossilen Rohstoffen in einem Raffinerieprozess, in weitgehend bestehender Anlagentechnologie. Für eine vollständige Umrüstung von Raffinerien auf CO_2-neutrale Prozesse und Produkte sind europaweit Investitionen im dreistelligen Milliardenbereich erforderlich. Wenn sich diese Investitionen in Raffinerien und Leitungen nicht mehr rechnen, kann es schwierig werden mit der Notfallversorgung auch kritischer Infrastruktur.

WER SCHÜTZT DIE KRITISCHE ENERGIE-INFRASTRUKTUR?

Aber auch wenn es ausreichend Reserven und dazugehörige Infrastruktur gibt, so muss diese entsprechend geschützt werden. Beispielsweise gegen Angriffe durch Drohnen oder Attentate wie das auf das Stromnetz im Südwesten Berlins. Jastrzab stellt klar: „Drohnenabwehr sehen wir als hoheitliche Aufgabe.“ Selbst wenn Raffineriebetreiber eine eigene Drohnenabwehr aufbauen wollten – sie hätten gar nicht die Befugnis dazu. Hier gibt es offenbar dringend Klärungsbedarf, Verantwortlichkeiten müssen sortiert werden. Dabei geht es nicht nur um Zuweisungen an den Staat oder an die Betreiber, sondern auch um eine Regelung der Zusammenarbeit zwischen ihnen.

Notwendig ist ein Plan für Deutschland, der auf zwei Ebenen wirksam werden muss: Erstens muss die Vorbeugung an neue Szenarien und Gefahren angepasst werden. Und zweitens muss die Vorbereitung auf den Ernstfall verbessert werden – auch durch entsprechende Anpassungs- und Wiederherstellungsfähigkeiten. Denn den absoluten Schutz kann es nie geben. Aber man kann dafür sorgen, dass Deutschland besser vorbereitet ist und handlungsfähig bleibt, insbesondere im Bereich der kritischen Infrastruktur. Derzeit wird mit Hochdruck an diesen Themen gearbeitet, politisch und auch im Energiesektor selbst. Wer die „Super-KRITIS“-Energieversorgung schützt und aufrechterhält, schützt nicht nur Netze, Raffinerien und Speicher, sondern auch die Funktionsfähigkeit des Landes.

















METHANVERORDNUNG: NEUE EU-REGELN GEFÄHRDEN VERSORGUNGSSICHERHEIT

Die EU-Methanverordnung soll helfen, Treibhausgasemissionen zu senken, stellt Importeure von Erdgas und Rohöl jedoch vor erhebliche Umsetzungsprobleme. In ihrer derzeitigen Ausgestaltung ist sie eine Gefahr für die Versorgung und den Industriestandort.

Methan ist eine Kohlenwasserstoffverbindung – ein unter Normalbedingungen farb- und geruchloses, brennbares Gas. Es ist der Hauptbestandteil von Erdgas und fällt unter anderem auch bei der Förderung von Rohöl an. In der Atmosphäre verstärkt Methan den Treibhauseffekt. Es wird zwar schneller abgebaut als CO_2, wirkt kurzfristig jedoch deutlich stärker. Seit 2024 gibt es in der Europäischen Union (EU) daher eine Methanverordnung mit dem Ziel, Methanemissionen bei der Produktion von Erdgas und Rohöl deutlich zu reduzieren. Zum 1. Januar 2027 soll die nächste Umsetzungsphase der EU-Methanverordnung in Kraft treten.

87 PROZENT DER EU-MINERALÖLIMPORTE WÄREN NICHT MEHR VERORDNUNGSKONFORM

Die neuen Anforderungen betreffen die Überwachung, Berichterstattung und Auditierung von Methanemissionen von Erdgas- und Rohölimporten von außerhalb der EU. Das Problem: Eine aktuelle Studie der Forschungsgruppe Wood Mackenzie belegt, dass für erhebliche Anteile der Öl- und Gasimporte die künftigen Vorgaben ab 2027 noch nicht erfüllt werden können. Diese Importe wären damit nicht mehr rechtskonform. In Zahlen: 87 Prozent der EU-Mineralölimporte, rund 9,8 Millionen Barrel pro Tag, könnten laut Wood Mackenzie im Jahr 2027 faktisch vom Markt ferngehalten werden. Bei Gasimporten wären es 43 Prozent oder rund 114 Milliarden Kubikmeter – eine Größenordnung, die dem Versorgungsausfall nach dem Wegfall russischer Gaslieferungen entspricht. Die Gründe hierfür: Europäische Importeure werden für Methanemissionen außerhalb der EU künftig mitverantwortlich gemacht. In den bestehenden globalen Lieferketten sind die notwendigen Überwachungs-, Berichts- und Zertifizierungsstrukturen vielfach jedoch noch nicht etabliert. Es fehlt insbesondere eine Festlegung standardisierter Verfahren zur Erfassung von Methanemissionen. Hinzu kommen unzureichende Kapazitäten für die Auditierung und Akkreditierung.

FEHLENDE RECHTSSICHERHEIT FÜR UNTERNEHMEN

Für Importeure von Rohöl und Erdgas ergibt sich aus den EU-Plänen ein hohes Maß an Unsicherheit bei der Vertragsgestaltung. Bereits heute müssen die Lieferverträge für den Zeitraum ab 2027 vorbereitet und abgeschlossen werden. Da die regulatorischen Anforderungen faktisch nicht erfüllt werden können, entstehen erhebliche Compliance- und Reputationsrisiken. Für Unternehmen, die Investitions- und Lieferentscheidungen in Milliardenhöhe treffen müssen, ist Rechtssicherheit jedoch zwingend erforderlich. Insbesondere börsennotierte Unternehmen sind verpflichtet, gegenüber Investoren, Aufsichtsbehörden und Wirtschaftsprüfern eine vollständige Rechtskonformität nachzuweisen. Die für 2027 festgelegten Anforderungen in der Methanverordnung führen dazu, dass für Deutschland und Europa dringend benötigte Lieferverträge nicht abgeschlossen werden können, mit nicht absehbaren Folgen für die Versorgung mit allen Mineralölprodukten.

ABWANDERUNG VON INDUSTRIE WÄRE OHNE NUTZEN FÜR DAS KLIMA

Die ab 2027 geltenden Berichtspflichten und Sanktionsmechanismen weisen – insbesondere in einem von starken Spannungen geprägten geopolitischen Kontext (Russland/Ukraine, Naher Osten) also erhebliche Risiken auf. Die derzeitige Ausgestaltung der Methanverordnung bedroht akut die Versorgung der Raffinerien in Deutschland und in Europa mit Rohöl und damit die Versorgung mit daraus produzierten Kraftstoffen und Basischemikalien. Auch die Erdgasversorgung läuft Gefahr, massiv unter Druck zu geraten. Steigende Erdgaspreise verschlechtern dann die Wettbewerbssituation der gesamten Industrie, auch die von Raffinerien als großen Gasverbrauchern. Da die neuen Berichtspflichten allein noch keine Emissionen einsparen, wird zudem ein signifikanter Teil der Energieversorgung Deutschlands und Europas riskiert, ohne dass damit ein Nutzen für den globalen Klimaschutz erzielt würde.

Im Gegenteil: Die bestehenden Raffineriestandorte wären stark gefährdet, Abwanderungen der Industrie und eine damit einhergehende Verlagerung von Emissionen in Länder mit geringeren Auflagen absehbar. Denn: Die Vorgaben der Verordnung gelten nicht für fertige Produkte. Die Produkte können so außerhalb Europas zu deutlich günstigeren Bedingungen hergestellt werden. In der Praxis wäre aber auch mit diesen im Ausland hergestellten Produkten eine Versorgung nicht zu realisieren, da die enormen Energiemengen, die Deutschland als Rohöl über Pipelines erreichen, derzeit nicht als Fertigprodukte z. B. über die Schiene von Häfen in die Zielregionen transportiert werden können. Dafür sind schlicht die Kapazitäten nicht vorhanden.

ZEITLICHE ANPASSUNG NOTWENDIG

en2x unterstützt das Ziel der EU-Methanverordnung, den Klimaschutz zu stärken, doch die aktuell absehbaren Versorgungsrisiken und wirtschaftlichen Folgeschäden müssen dringend vermieden werden. Es ist daher notwendig, dass sich die Bundesregierung auf europäischer Ebene für eine gezielte Anpassung der EU-Methanverordnung einsetzt. Zentral sind dabei insbesondere eine zeitliche Anpassung der relevanten Vorschriften für Importeure an die tatsächliche Verfügbarkeit von Methoden, Durchführungsrechtsakten und Verifizierungskapazitäten, die Vorlage eines realistischen und umsetzbaren Zeitplans für die Importanforderungen sowie die Sicherstellung, dass regulatorische Anforderungen praktisch erfüllbar und rechtssicher ausgestaltet sind.

Konkret ist insbesondere ein befristetes Aussetzen der im Artikel 28 der Verordnung genannten erweiterten Pflichten für Importeure erforderlich. Die Befristung könnte enden, sobald die erforderlichen sekundären Rechtsvorschriften auf europäischer Ebene, abgestimmte MRV-Standards und -Methoden (MRV = Monitoring, Reporting and Verification) sowie Verifizierungsrichtlinien und -kapazitäten vorhanden sind. Expertenschätzungen gehen hier von einem Zeitraum von mindestens drei Jahren aus. Ein Reviewprozess, der die oben genannten Bedingungen berücksichtigt, ist hierfür eine wichtige Voraussetzung.

Zudem sollte über unverbindliche Empfehlungen hinaus eine einheitliche und rechtssichere Umsetzung von Sanktionen auf EU-Ebene sichergestellt werden, um Wettbewerbsverzerrungen innerhalb Europas zu vermeiden. Nur durch eine solche Anpassung können Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in Einklang gebracht werden – mit dem Ziel, die Methanemissionen zu reduzieren.



SIE MÖCHTEN MEHR ERFAHREN?

FREUEN SIE SICH AUF DEN VOLLSTÄNDIGEN en2x-FORTSCHRITTSBERICHT IM DRITTEN QUARTAL 2026!

Stand: 31.08.2026