

Branchendialog zur Transformation der Mineralölwirtschaft mit regenerativen Kohlenwasserstoffen für Verkehr und Industrie / „Molekülwende“ – Ergebnispapier –

Inhaltsverzeichnis

I. Executive Summary	2
II. Einleitung	4
III. Molekülwende durch die Raffinerie der Zukunft.....	7
IV. Grundvoraussetzungen für eine schnellere Transformation	10
Investitionssicherheit	10
Finanzierung	10
Regulatorik.....	11
Infrastruktur.....	12
V. Vorschläge für konkrete Maßnahmen	14
SAF und RFNBOs.....	14
Co-Processing.....	15
Verlässlichkeit des THG-Quotenregimes.....	17
Kohlenstoff-Strategie	17
Weitere regulatorische Vorschläge.....	20
Anlage 1: Zusammenfassung Maßnahmenwünsche der Branche.....	23
Anlage 2: Beispiele für Erdölprodukte	24
Anlage 3: Teilnahmeliste am Branchendialog	25

I. Executive Summary

Die Elektrifizierung im Straßenverkehr wird den Bedarf an Diesel und Benzin deutlich verringern. Angesichts dieser sich verändernden Rahmenbedingungen steht die Mineralölwirtschaft vor großen strukturellen Herausforderungen. Es ist bei der Raffinerieproduktion durchaus möglich, den Ausstoß an Kraftstoffen für den Straßenverkehr zugunsten von Kerosin und Grundstoffen für die chemische Industrie zu reduzieren. Diese Flexibilität hat allerdings technische bzw. ökonomische Grenzen.

Die transformierte Mineralölindustrie wird eine der Schlüsselindustrien des Industriestandorts Deutschland bleiben, was an ihrer zentralen Stellung im Wertschöpfungskettennetz der deutschen Volkswirtschaft liegt. So wird die chemische Industrie ebenso wie die Luftfahrt nach der Transformation auf flüssige Kohlenwasserstoffe angewiesen sein, die heute weit überwiegend aus Rohöl gewonnen werden. Dieses soll perspektivisch durch nachhaltige Grundstoffe und Energieträger ersetzt werden.

Für die Luft- und Schifffahrt gibt es in diesem Bereich verbindliche Beimischquoten auf europäischer Ebene. Ab dem Jahr 2030 enthalten diese auch Unterquoten für sog. RFNBOs (renewable fuels of non-biological origin) – also synthetische Kraftstoffe, die aus grünem Wasserstoff und z.B. aus nachhaltigen Kohlenstoffquellen erzeugt werden sollen. Im Jahr 2050 soll dieser Anteil auf 35% steigen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann nach Auffassung der Branche nicht davon ausgegangen werden, dass eine Erfüllung dieser Unterquoten absehbar möglich ist. Dies liegt an fehlenden Investitionen in die entsprechenden Anlagen: Zum einen aufgrund der auf absehbare Zeit noch günstigeren fossilen Kraft- und Einsatzstoffen und zum anderen aufgrund der fehlenden Infrastruktur, die zur Produktion von RFNBOs notwendig wäre.

Raffinerien zählen heute zu den größten Verbrauchern von Wasserstoff und könnten den heute verwendeten grauen Wasserstoff technisch 1:1 durch grünen Wasserstoff ersetzen. Außerdem sind bereits Anlagen vorhanden, in denen auch synthetisches Rohöl etc. verarbeitet werden könnten. Daher sollten Raffinerien wegen ihrer effizienten Kuppelproduktion und Anlagenkonfiguration eine signifikante Rolle beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft spielen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass sie vielerorts als zentrale Bestandteile industrieller Kerne als Grundstofflieferanten fungieren und dort auch nicht oder nur teurer ersetzt werden könnten.

Eine Molekülwende ist notwendig. Molekülwende heißt, dass für den Bedarf an Kohlenwasserstoffen sowohl erneuerbare Energieträger zur Produktion des Wasserstoffs als auch Kohlenstoff aus biologischen Quellen, aus unvermeidbaren CO₂-Emissionen, aus der Kreislaufwirtschaft und letztlich aus der Umgebungsluft genutzt werden.

In diesem Ergebnisrapport werden die Rückmeldungen der Mineralölwirtschaft zu deren Perspektive auf die anstehenden Veränderungen zusammengefasst. Grundlage sind etwa 30 Tiefeninterviews überwiegend vor Ort sowie zahlreiche weitere von der Branche übermittelte Stellungnahmen (Teilnahmeliste Anlage 3). Außerdem sind in diesem Bericht die wesentlichen Maßnahmenwünsche der Wirtschaft dargestellt und kurz aus Sicht des BMWK kommentiert.

Diese Wünsche umfassen neben günstigeren und flexibleren regulatorischen Rahmenbedingungen auch Maßnahmen in den Bereichen Infrastruktur und Finanzierung, um die notwendige Investitionssicherheit zu schaffen. Ohne die Umsetzung mehrerer bislang durch den Staat noch nicht geplanter oder angegangener konkreter Maßnahmen in den verschiedenen unten aufgeführten Bereichen werden nach übereinstimmender Auffassung der Branche die erforderlichen Investitionen in nachhaltige Kohlenwasserstoffe zur Defossilisierung industrieller Grundstoffe und im Verkehr nicht auf den Weg gebracht werden können. Vor allem gehören dazu:

- eSAF als Leitmarkt für den Hochlauf des Marktes für Kohlenwasserstoffe aus erneuerbaren Quellen und damit die Molekülwende insgesamt etablieren; hier sei Unterstützung sowohl von der Angebots- als auch von der Nachfrageseite wichtig, die die Investitionszyklen berücksichtigt.
- THG-Quotenregime überarbeiten: Hierzu gehören deutlich längerfristige Ziele über den bislang bis 2030 gesetzten Rahmen hinaus, eine ambitionierte Anpassung der Quote sowie der Unterquoten, Erleichterungen sowie mehr Flexibilität und Klarheit bei den anrechenbaren Eingangsstoffen.
- Erweiterungen und Flexibilisierungen bei den Einsatz- und den Anrechnungsmöglichkeiten von Einsatzstoffen beim Co-Processing sowie eine freie Allokation der CO₂-Einsparungen auf die Endprodukte werden gefordert.
- H₂- und CO₂-Infrastruktur: Ein angemessener Aufbau der CO₂-Infrastruktur sollte zeitlich parallel zum Ausbau der H₂-Infrastruktur erfolgen, damit die Nachfrage nach erneuerbaren Kohlenwasserstoffen hinreichend bedient werden kann.
- Einführung von - aus technisch-ökonomisch bedingten Restriktionen erforderlichen - Verfahrensanpassungen beim EU-Emissionshandel, ohne dass die Ziele in Frage gestellt werden; damit könnte auch ungewollten Raffineriestilllegungen einschl. Folgeentwicklungen in der Chemieindustrie vorgebeugt werden.
- In quasi allen Bereichen wird ein Potenzial an Bürokratierleichterungen und Berichtseinsparungen gesehen, die zur Senkung der Kosten der Energie- bzw. Molekülwende beitragen können.

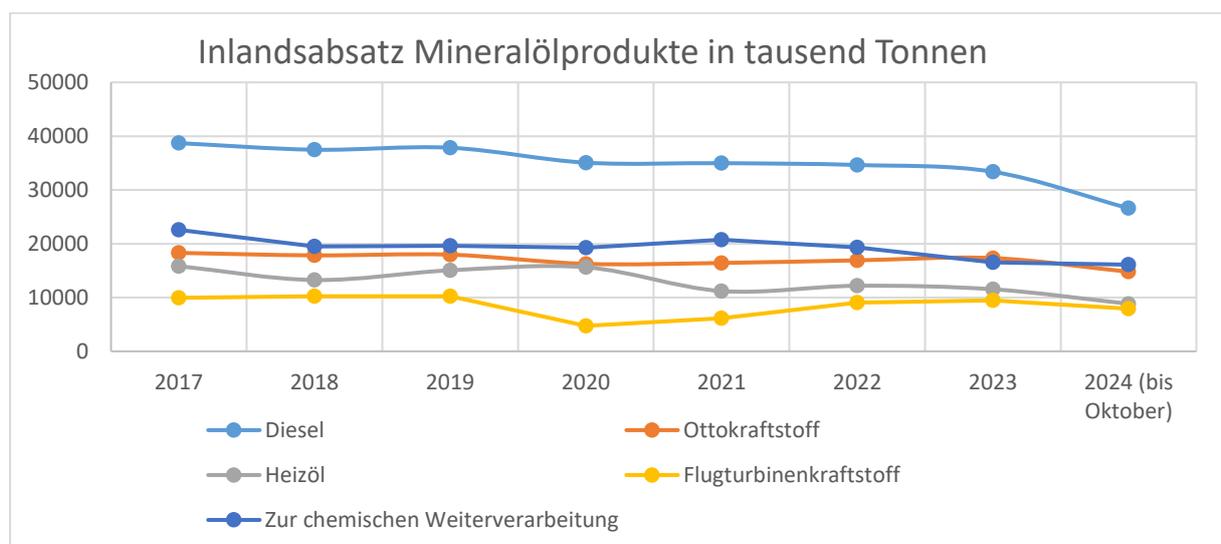
Ein Teil der vorgeschlagenen Maßnahmen könnte im Rahmen nationaler Politikkompetenzen bearbeitet werden, so dass eine mögliche Umsetzung zügig angegangen werden könnte. Ein anderer Teil betrifft mögliche Änderungen des EU-Rechts, was normalerweise mit einem längeren Zeithorizont verbunden ist. Hier sollte daher der Diskussionsprozess unmittelbar beginnen.

II. Einleitung

Rohöl ist in Deutschland bis dato der wichtigste Primärenergieträger (ca. 36,6% in 2024), wobei die Endprodukte weit überwiegend als flüssige Kraft- und Heizstoffe Verwendung finden. Daneben werden aus Rohöl unter anderem produziert: Kohlenwasserstoffe als Grundstoffe für die chemische Industrie (16,5 Mio. t in 2023, inklusive Importe), Schmierstoffe, Bitumen für den Straßenbau, Kalzinat und Schwefel. Insbesondere die Raffinerien in Burghausen, Leuna, Heide, Karlsruhe, Gelsenkirchen und Köln sind sehr chemieorientiert, aber auch fast alle anderen Raffinerien stellen zum Teil Grundstoffe für die chemische Industrie her bzw. könnten diese herstellen. Grundsätzlich können Kohlenwasserstoffe also auf zwei Arten verwendet werden: Zum einen energetisch, bei der die Kohlenwasserstoffe als Kraft- oder Heizstoffe verbrannt werden, wobei CO₂ in die Atmosphäre gelangt. Zum anderen stofflich, wobei der Kohlenstoff z.B. in chemischen Produkten gebunden wird und nicht oder nicht direkt in die Atmosphäre gelangt. Eine Vielzahl an Endprodukten des täglichen Bedarfs ist heute erdölbasiert (Anlage 2).

Einige Raffinerien sind unverzichtbarer Teil größerer Industriecluster mit Chemiestandorten, da die verarbeiteten Grundstoffe überwiegend aus Rohöl gewonnen werden. Bei einem möglichen Wegfall von Zulieferungen aus den Raffinerien wären gravierende Probleme in der örtlichen Chemieindustrie und damit auch in den sich daran anknüpfenden Wertschöpfungsketten zu erwarten – mit entsprechend negativen Folgen für Standorte und Arbeitsplätze. Der aufgrund der Kuppelproduktion entstehende Produktmix der Raffinerien kann in gewissem Maße durchaus veränderten Marktgegebenheiten angepasst werden. Grundsätzlich wird hierzulande aktuell die Produktion von Diesel und Benzin maximiert. Allerdings sind die Raffinerien unterschiedlich spezialisiert und ausgerichtet, so dass nicht alle Raffinerien alle Produkte und auch nicht im gleichen Umfang herstellen. So produziert z.B. die Raffinerie in Burghausen keine Ottokraftstoffe, sondern stattdessen Grundstoffe für die chemische Industrie; die Raffinerien in Karlsruhe und Heide produzieren hingegen keinen Flugturbinenkraftstoff.

Die Flexibilität bei den Endprodukten ist dabei nur innerhalb gewisser technischer Grenzen möglich und abhängig von der Raffineriekonfiguration und den verwendeten Rohölsorten. Produkte wie Flugturbinenkraftstoff und Olefine könnten allerdings zu Lasten von Diesel und Benzin in deutlich gesteigertem Maß hergestellt werden.



Grafik: Inlandsabsatz an ausgewählten Mineralölprodukten; Quelle: BAFA, Zahlen für 2024 vorläufig, eigene Darstellung

Die Importabhängigkeit beim Rohöl ist mit etwa 98% sehr hoch und auch einige Endprodukte müssen bereits jetzt zusätzlich zum Raffinerieausstoß importiert werden (v.a. Flugturbinenkraftstoff). Der

Verbrauch von Erdölprodukten war bereits in den vergangenen Jahren rückläufig, so dass erste Verarbeitungskapazitäten abgebaut werden (sollen). Jüngste Beispiele sind die Kapazitätsreduktion in der Raffinerie Gelsenkirchen sowie die Einstellung der Rohöldestillation in Köln-Wesseling in 2025. Deutsche Raffinerien stehen insbesondere im Wettbewerb mit Raffinerien im ARA-Raum (Antwerpen, Rotterdam, Amsterdam), aber zunehmend auch mit Raffinerien weltweit. Derzeit (1. Quartal 2025) führt der verstärkte weltweite Raffineriewettbewerb und in Folge dessen jetzt niedrigen und weiter sinkenden Raffineriemargen dazu, dass deutsche Raffinerien sich im Hinblick auf Transformation und Zukunftsfähigkeit aktuell eher mit einem Investitionsstau konfrontiert sehen. Hinzuweisen ist aber auch auf die Rekordgewinne in 2022 und 2023, die aufgrund der hohen Raffineriemargen während der Energiekrise entstanden sind.

Nicht vergessen werden darf, dass die Mineralölwirtschaft sowohl jetzt und ebenso noch in den nächsten 20 Jahren auch durch Nutzung fossiler Ausgangsstoffe zentraler Bestandteil der deutschen Energieversorgungssicherheit, der Krisenprävention und auch des Krisenmanagements ist und absehbar auch bleiben wird. Falls sich in der Branche der Eindruck bilden sollte, dass eine Transformation nicht oder nur sehr erschwert möglich wäre, würde dies das Risiko von Desinvestition oder Stilllegung deutlich erhöhen. Damit stiege dann auch die Gefahr, dass eine Versorgungssicherheit nicht mehr garantiert werden könnte. Diese spezifisch wichtige Rolle der Branche soll im Rahmen des hier vorliegenden Projekts eines Transformationsdialogs nicht ausdrücklich beleuchtet werden. Stattdessen geht es um den Übergang zu und damit den Beitrag der erneuerbaren Energieträger für den Energie- bzw. Kohlenstoffbedarf der deutschen Wirtschaft und Gesellschaft. Die notwendige Entwicklung wird nur schrittweise erfolgen können.

Die Mineralölwirtschaft rechnet für die Zukunft mit weiterhin sinkenden Absätzen, wobei die Ziele der Bundesregierung im Bereich der Elektrifizierung des Straßenverkehrs bzw. deren Erreichbarkeit zumindest zeitlich als zu ambitioniert eingeschätzt werden. Der Rückgang der Nachfrage nach Kraftstoffen werde daher langsamer erfolgen als von der Politik erhofft. Gleichwohl wird in der Branche einhellig die Notwendigkeit einer Transformation hin zu regenerativen Kohlenwasserstoffen gesehen. Branchenvertreter äußerten mehrfach, dass die Energiewende in Deutschland bisher vor allem als Stromwende wahrgenommen werde. Für die nur schwer oder auch nicht zu dekarbonisierbaren Teile der Wirtschaft und des Verkehrs sei allerdings eine Molekülwende auf Basis erneuerbarer Energieträger erforderlich. Wie diese gelingen könnte, wird in der Branche ebenfalls intensiv diskutiert. Außerdem sollte sie stärker auch ins öffentliche Bewusstsein rücken.

Die Raffinerien sind heute die größten Verbraucher von Wasserstoff in Deutschland (ca. 20 TWh pro Jahr), der heute fast ausschließlich durch Dampfreformierung von Erdgas – einem sehr CO₂-intensiven Prozess – gewonnen und zum Cracken und zum Entschwefeln von Kraftstoffen verwendet wird. Grüner Wasserstoff kann hier zusätzlich oder alternativ ohne technische Anpassungen verwendet werden. Einige Raffinerien planen den Bau von Elektrolyseuren als Teil ihrer Aktivitäten zur Defossilisierung. Shell hat 2024 die finale Investitionsentscheidung (FID) für den Bau eines 100 MW-Elektrolyseurs in seiner Rheinland-Raffinerie getroffen, ebenso aktuell auch für die Raffinerie Lingen durch BP. Aktuell (Stand Januar 2025) ergibt sich folgendes Bild zu Elektrolyseuren in Deutschland: gut 100 MW sind im Betrieb, 200 MW aktuell im Bau und weitere Projekte mit einer Gesamtkapazität von 750 MW haben eine FID oder stehen kurz davor (inklusive der beiden genannten Projekte von Shell und BP). Weitere FIDs für Großprojekte, die am tatsächlichen Bedarf ausgerichtet sind, sind für vergleichbare Projekte derzeit aber nicht in Sicht.

Die Mineralölwirtschaft wird sich auf diese neuen Herausforderungen einstellen müssen. Andererseits kann sie unter den richtigen Rahmenbedingungen einen wertvollen Beitrag zur Defossilisierung der deutschen Industrie und insbesondere zum Erhalt von Standorten der Chemieindustrie und dadurch auch dem Industriestandort Deutschland insgesamt leisten. Im Laufe

dieses Prozesses könnten Raffinerien auf erneuerbare Kohlenwasserstoffe umgestellt werden. So könnten industrielle Kerne auch über den reinen Raffineriebereich hinaus erhalten und ein gewisses Mindestmaß an heimischer Produktion an flüssigen Kohlenwasserstoffen sichergestellt werden. Dies wäre auch ein wichtiger Beitrag zur Resilienz des Wirtschaftsstandorts Deutschland. Bisher tätige Importeure könnten weiterhin essenzielle Produkte importieren. Mit dem Unterschied, dass nicht nur Biokraftstoffe als nachhaltige Energieträger dazu zählen, sondern dass auch synthetische Energieträger einen immer wichtiger werdenden Anteil darstellen könnten.

Vor diesem Hintergrund der zentralen Rolle der Mineralölwirtschaft hat das BMWK, einen Branchendialog zur Transformation der Mineralölwirtschaft durchgeführt. Die Auftaktveranstaltung unter Leitung des Parlamentarischen Staatssekretärs Kellner und unter Teilnahme der Spitzenvertreter der deutschen Raffineriewirtschaft, wichtiger mittelständischer Unternehmen der Mineralölwirtschaft und des Anlagenbaus, der IGBCE sowie der Verbände der Mineralölwirtschaft fand am 30. April 2024 im BMWK statt. In der Folge wurden auf Fachebene rund 30 Gesprächen oder Tiefeninterviews mit den Geschäftsführern und Anteilseignern deutscher Raffinerien, der Verbände, mittelständischer Unternehmen und der IGBCE durchgeführt. Zudem wurden zahlreiche weitere Stellungnahmen entgegengenommen und verarbeitet. Im Folgenden werden Ergebnisse dieses Dialogprozesses zur Zukunft der Mineralölwirtschaft in Transformation aus Sicht der zentralen Stakeholder vorgestellt und aus Sicht des BMWK eingeordnet.

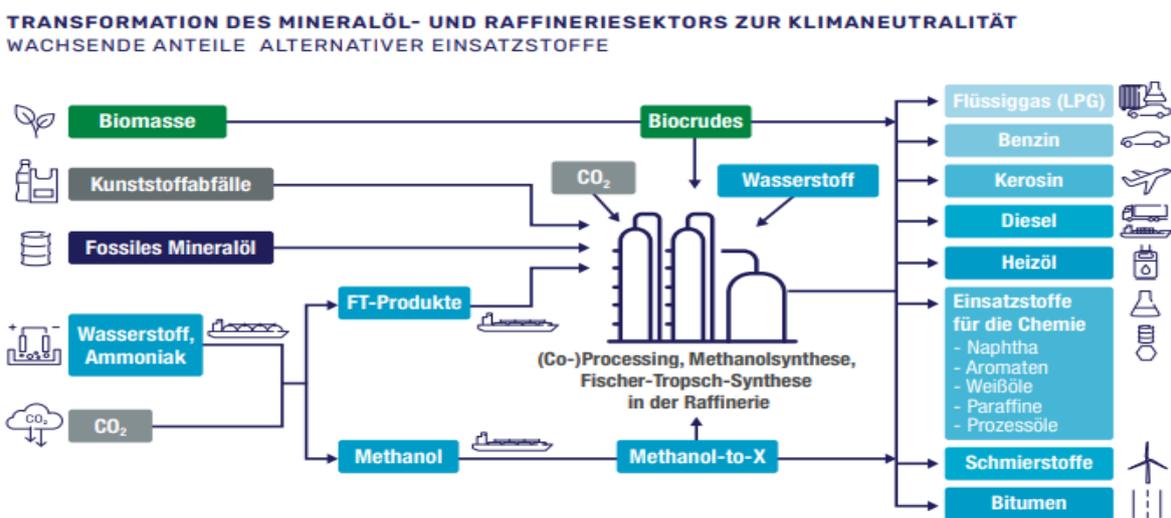
III. Molekülwende durch die Raffinerie der Zukunft

Die Mineralölwirtschaft stellt sich bereits seit einiger Zeit auf die erwarteten Veränderungen insoweit ein, dass beispielsweise in vielen Raffinerien Transformationspläne erarbeitet werden bzw. schon vorliegen. In Raffinerien finden ständig Investitionen zur Erhöhung der Energieeffizienz statt. Die Raffinerie der Zukunft wird – ausgehend von heute weitestgehend fossilen Rohstoffen – zunehmend mit nachhaltig aus erneuerbaren Energien produzierten Eingangsstoffen betrieben. Als wahrscheinlicher Ersatz für fossiles Rohöl wird derzeit überwiegend eMethanol genannt, dem die Rolle einer global commodity zukommen könnte; vereinzelt ist auch von SynCrude (synthetisches Rohöl) die Rede; hinzukommen aus erneuerbaren Energien hergestellter Wasserstoff oder aber grüner Strom bei eigener Elektrolyse am Standort.

In der Schifffahrt könnte – neben dem im Rahmen des Dialogs zumeist genannten eMethanol - auch Ammoniak als Treibstoff genutzt werden. Dieses Molekül wird bereits heute in großen Mengen als Grundstoff für Dünger produziert. Ammoniak kann vollständig auf Basis erneuerbarer Energien hergestellt werden und benötigt keine Kohlenstoffquelle. Die Handhabung dieses Stoffs ist allerdings herausfordernd wegen der möglichen Gesundheitsgefährdung, so dass für die Verwendung als Kraftstoff eine aufwändige Infrastruktur und auch Ausbildung des Personals benötigt würden. Für die Nutzung durch Privatpersonen wäre Ammoniak nicht geeignet. Da die Ammoniakproduktion keine Kernkompetenz der Mineralölwirtschaft darstellt, wird Ammoniak im Weiteren nicht explizit betrachtet – außer bei Fragen des Imports und der zugehörigen Infrastruktur.

Je nach Standort und Rolle in der industriellen Wertschöpfungskette wird die Entscheidung über die Eingangsstoffe im Raffinerieprozess unterschiedlich ausfallen. Die Eingangsstoffe können je nach Raffineriestruktur an unterschiedlichen Stellen des Produktionsprozesses eingesetzt werden. Alle tragen neben der Stromwende zur erforderlichen Molekülwende bei. Die Molekülwende bringt die erneuerbaren Energieträger in diejenigen Bereiche, in denen eine Elektrifizierung nicht oder nicht wirtschaftlich möglich ist, sondern weiterhin Moleküle gebraucht werden.

Die folgende Graphik zeigt eine idealtypische Raffinerie der Zukunft, wobei je nach Standort und Komplexität der Raffinerie nicht zwingend alle dargestellten Eingangsstoffe, Zwischen- und Endprodukte Bestandteil des Produktionsprozesses sein müssen. Zusätzliches Einsatzprodukt kann auch Strom aus erneuerbaren Quellen sein, v.a. falls der Wasserstoff direkt vor Ort hergestellt wird.



Quelle und Grafik (Nr. 385): en2x

Abbildung 1: Mögliche Produktionswege in Raffinerien mit Einsatz von alternativen Einsatzstoffen (Quelle: en2x)

Bei der Darstellung ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass Zwischenprodukte und Produktionsreste wieder an anderer Stelle im Raffinerieprozess eingesetzt werden können. Gleiches gilt auch für die Abwärme, die ebenfalls – zumindest teilweise - rückgeführt und genutzt werden kann. Daher werden Raffinerien grundsätzlich so ressourceneffizient wie wirtschaftlich möglich betrieben.

Bei der Umsetzung einer nachhaltigen Transformation der Mineralölwirtschaft müssen allerdings noch weitere Faktoren berücksichtigt werden z.B.:

- Die deutschen Raffineriestandorte stehen innerhalb ihrer Konzerne im Wettbewerb mit anderen Standorten, wenn es um Investitionsentscheidungen geht. Diese anderen Standorte haben teilweise vorteilhaftere regulatorische Bedingungen
- Zudem sind deutsche Standorte in der Regel eng verwoben mit der Petrochemie. Hier besteht zumindest teilweise eine (gegenseitige) Abhängigkeit. Dadurch wirken sich negative Entwicklungen in einem Bereich auch negativ auf den anderen aus.
- Es gibt Regularien, die den Wettbewerb zwischen den Raffinerien verzerren können. Beispielsweise unterliegen die Raffinerien, die aufgrund ihrer Emissionen zu den 20% ineffizientesten der Branche gehören, besonderen Auflagen im Rahmen des EU ETS. Zum Erhalt der vollständigen kostenlosen Zuteilung mussten sie bis Mitte vergangenen Jahres aus Sicht betroffener Unternehmen in recht kurzer Frist der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) einen Klimaneutralitätsplan vorlegen, in dem beschrieben werden muss, wie die betroffene Raffinerie bis 2050 klimaneutral werden will („Netto-Null-Emissionen“). Bei Nichteinreichung des Klimaneutralitätsplans wäre die freie Zuteilung von Emissionszertifikaten bereits ab 2026 um 20% gekürzt worden. Die Ermittlung der 20% ineffizientesten Raffinerien ist methodisch komplex, da sich die Anlagenkonfigurationen, die Produktpaletten und die verwendeten Rohölsorten in den Raffinerien erheblich unterscheiden. Es ist daher schwierig, sämtliche Faktoren bei der Ermittlung der CO₂-Intensität exakt zu berücksichtigen. Trotz Kompensation durch Gewichtungsfaktoren schneiden komplexe Raffinerien, die vergleichsweise viele Produkte aus dem Rohöl erzeugen, systematisch schlechter ab. Dadurch entstehen gerade für diese komplexen Raffinerien durch den Klimaneutralitätsplan ergänzende Auflagen, um Kürzungen bei der freien Zuteilung zu vermeiden. Wegen der langen Investitionszyklen und der im Vergleich dazu unsicheren Zeiträume für die Amortisation von Investitionen, kann dies unter Umständen dazu führen, dass drohende Zertifikatskürzungen nicht zu Investitionen, sondern zu vorzeitigen Raffinerieschließungen führen. Diese Schließungen können wiederum negative Auswirkungen zumindest auf die regionale Versorgungssicherheit haben.

Die Raffinerien in Deutschland stehen im Wettbewerb und sind daher gezwungen, effizient zu arbeiten. Daher finden laufend Investitionen im Bereich der Energieeffizienz statt. Dazu gehören auch etwa Anschlüsse an Wärmenetze, die es ermöglichen die im Raffinerieprozess entstehende Abwärme zu nutzen (Beispiel: Raffinerie Leuna und die Stadt Leipzig).

Mit Blick auf eine mögliche Produktion von SAF oder anderen PtL-Kraftstoffen sind die Planungen allerdings sehr unterschiedlich. Einige Raffinerien haben hierzu konkrete Pläne, die allerdings weit überwiegend noch nicht marktfähig sind. Ein erster Schritt ist die Investition in Elektrolysekapazitäten. Andere Raffinerien planen keine Projekte in diese Richtung und wollen an der ausschließlichen Verarbeitung von Rohöl festhalten. Hier stellt sich die Frage, ob oder wie durch die Unternehmen eine langfristige Standortsicherung möglich wäre, wenn sie denn gewollt ist.

Der Zugang zu Ressourcen für die grüne Transformation ist nicht überall in Deutschland gegeben bzw. garantiert. Das betrifft an manchen Standorten z.B. mögliche Erweiterungsflächen sowie gegebenenfalls auch Wasser für die Elektrolyse. Aber auch Infrastruktur und Zugang zu grünem Strom (380 kV-Anschlüsse) sind ein Thema.

Der Umbauprozess in der Raffineriewirtschaft in Richtung einer Molekülwende wird eine Reihe von Jahren in Anspruch nehmen und muss regulatorisch sowie finanziell begleitet werden, da die

erneuerbaren Grundstoffe heute nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung stehen und wirtschaftlich im Vergleich zu Rohöl nicht konkurrenzfähig sind. Im Vergleich zu Stand-alone-Lösungen zur Herstellung einzelner Endprodukte für die Energiewende bietet grundsätzlich der Raffinerieprozess einige Vorteile: im Rahmen der Kuppelproduktion gehen keine Ressourcen verloren, da stoffliche und energetische Zwischenprodukte in die Produktionsprozesse rückgeführt werden können; neben dieser prinzipiellen Rückstandsfreiheit führt die damit verbundene effiziente Energienutzung tendenziell zu besserer ökonomischer Wettbewerbsfähigkeit der Produkte. Die Kosten der Energiewende können daher besser begrenzt werden.

IV. Grundvoraussetzungen für eine schnellere Transformation

Technisch ist die Produktion regenerativer Kohlenwasserstoffe möglich. Als Produktionsverfahren kommen dabei insbesondere die Fischer-Tropsch-Synthese und die Methanol-Synthese in Betracht, wobei sich deren Endprodukte zum Teil unterscheiden bzw. ergänzen. Allerdings stellt die schiere Menge an benötigten Ausgangsstoffen (v.a. Wasserstoff) und an Energie (Strom) eine gewaltige Herausforderung dar, insbesondere auch weil die volumetrische Energiedichte von Wasserstoff bei weitem geringer ist als diejenige von Rohöl. Auch die höheren Stromkosten müssen berücksichtigt werden.

Bei der Produktion synthetischer Kraftstoffe findet ebenfalls eine Kuppelproduktion statt. Aus synthetischem Rohöl kann nur ein Teil zu eSAF gecrackt werden, wobei der restliche Anteil etwa als Grundstoffe für die chemische Industrie etc. verwendet werden kann. Die EU hat für die Beimischung von synthetischen Kraftstoffen im Luft- und Seeverkehr ambitionierte Quoten vorgegeben, die bereits im Jahr 2030 zu erfüllen sind. Eine Produktionsalternative für Bitumen (Straßen-, aber auch Geschossbau) oder ein in gleicher Weise nutzbares Massenprodukt ist bislang noch nicht in Sicht.

Der im Rahmen der Molekülwende unverzichtbare Aufbau von Produktionskapazitäten für regenerative Kohlenwasserstoffe erfordert Investitionen in erheblicher Milliardenhöhe, die Verfügbarkeit von notwendigen Grundstoffen sowie günstige regulatorische Rahmenbedingungen.

Investitionssicherheit

Zu beobachten ist eine starke Zurückhaltung der Industrie bei der Umsetzung von Investitionen in die grüne Transformation. Aufgrund der deutlich höheren Produktionskosten im Vergleich zu fossilen Kohlenwasserstoffen wird ein Markthochlauf ohne staatliche regulatorische Eingriffe bzw. Subventionen nicht stattfinden. Die benötigten neuen Anlagen werden sich nur über viele Jahre amortisieren können, weshalb die Branche eine stabile Kalkulationsbasis über einen langen Zeitraum benötigt, um das Verlustrisiko zu senken. Dies gilt gleichermaßen für mögliche Investitionen in Produktionsanlagen für eFuels von Unternehmen außerhalb der Mineralölwirtschaft und den Import von Wasserstoffderivaten.

Um die Investitionssicherheit gewährleisten zu können, müssen die Bereiche Finanzierung, Regulatorik und Infrastruktur betrachtet werden.

Finanzierung

Die RFNBO-Quotenverpflichtung gemäß ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime hat bisher zu keiner nennenswerten Produktion von RFNBOs im industriellen Maßstab geführt und es ist laut Branche nicht absehbar, dass die Quoten im Jahr 2030 bzw. den Folgejahren erfüllt werden könnten. Die Branche verweist auf die fehlende „bankability“, also die fehlenden Finanzierungsmöglichkeiten der notwendigen Investitionen durch Banken. Die Produktionskosten für RFNBOs werden auf absehbare Zeit deutlich über denen ihrer fossilen Pendanten liegen. Diese Kostendifferenz (wenngleich beim jeweiligen Endprodukt, Beispiel Flugticket, anfangs nur in geringem Ausmaß) wird am Ende irgendjemand bezahlen müssen – so die Branche. Bis dato ist nicht absehbar, dass Pönale und THG-Quotenpreise alleine ausreichen, um die notwendigen Investitionen zu triggern.

Über die Aufteilung der finanziellen Kosten für die grüne Transformation herrscht Uneinigkeit in der Branche: Viele wünschen sich zumindest eine teilweise staatliche Unterstützung. Von einigen wird auch eine sehr massive staatliche Förderung verlangt.

Regulatorik

Die vielfältigen Bezüge der EU-Regulatorik zur Mineralölwirtschaft sind in Abbildung 2 dargestellt.



Abbildung 2: EU-Regulatorik mit Bezug zur Mineralölwirtschaft (eigene Darstellung)

Anmerkungen: CBAM betrifft nicht Raffinerien direkt, aber energieintensive Industrien, bei denen die Gefahr von Carbon Leakage besteht. Die letzte konsolidierte Fassung der ETD ist vom 10.01.2023, eine neue Fassung der Richtlinie wird gerade erarbeitet. (Quelle: eigene Darstellung)

Ein auf EU-Ebene maßgebliches Instrument zur Dekarbonisierung ist die Bepreisung von Kohlendioxidemissionen. Da der CO₂-Preis sich frei am Markt bildet, kann dies zu Preisschwankungen führen. Folglich ist die CO₂-Bepreisung nur bedingt geeignet, Investitionen in erneuerbare Kohlenwasserstoffe auszulösen. Zusätzliche Maßnahmen sind notwendig, damit die bereits angesprochenen Langfristigkeit der notwendigen Investition, deren Wirtschaftlichkeit bei schwankenden Preisen und schwer absehbarem Markttrend planbar gemacht werden kann.

Daneben existieren die angesprochenen Beimischquoten für RFNBOs und andere nachhaltige Kraftstoffe, die trotz drohender Pönale bei Nichterfüllen bis dato noch nicht dazu geführt haben, dass große Investitionen im Bereich der Produktion von RFNBOs stattgefunden hätten (es bestand jedoch auch noch kein Verpflichtungsjahr). Außerdem existieren diverse weitere Vorschriften, die beim Hochlauf der Produktion von nachhaltigen Kraftstoffen beachtet werden müssen. Die folgende Übersicht ist beispielhaft, nicht abschließend.

Auf EU-Ebene:

- Renewable Energy Directive (aktuell RED II/III, perspektivisch auch RED IV)
- plus diesbezügliche Delegated Acts, ibs. DA 2023/1184 und DA 2023/1185
- EU-ETS
- ReFuelEU Aviation
- FuelEU Maritime

Auf nationaler Ebene:

- BImSchG
- Diverse BImSchVOs

Auf internationaler Ebene:

- Londoner Protokoll zum Meeresschutz: Ratifizierung für legale CO₂-Exporte für CCS

Weiterhin von Bedeutung ist beispielsweise das Nabisy (staatliche Web-Anwendung Nachhaltige - Biomasse - Systeme der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE); zum Nachweis der Nachhaltigkeit von Biomasse nach der EU-Richtlinie (EU) 2018/2001).

Die Herausforderungen und konkreten Änderungswünsche der Branche in diesem Bereich werden in Kapitel V näher erörtert. Die Branche weist dabei darauf hin, dass eine schnelle Umsetzung einzelner zentraler Vorschriften besser wäre als die langwährende Suche nach einer „perfekten“ Lösung. Hintergrund ist, dass Investitionen in Raffinerien nicht beliebig auf der Zeitachse verschoben werden können, da in jedem Jahr bei internationalen Unternehmen ein Wettbewerb der Standorte um Investitionsmittel stattfindet. Außerdem können größere Investitionsvorhaben teilweise nur in den Zeiten geplanter Raffineriestillstände (Turnarounds: wichtig für Prüfung und ggf. Reparatur oder Erneuerung zentraler Prozessanlagen; zumeist alle fünf Jahre) umgesetzt werden. Problematisch seien auch die teilweise unklaren, sich im Verhältnis zu den Investitionszyklen zu stark und zu häufig verändernden regulatorischen, nicht immer konsistenten und belastbaren Rahmenbedingungen, die eine sorgfältige Kalkulation und damit auch finale Investitionsentscheidungen (FIDs) zumindest in Deutschland kaum möglich machen würden. Da der Zeitraum bis 2030 – also dem Zeitpunkt, an dem die europäischen Beimischquoten für RFNBOs erstmalig greifen – sehr knapp bemessen ist, müsse die Regulatorik jedenfalls zügig überprüft und angepasst werden.

Infrastruktur

Die Transformation der Mineralölwirtschaft hin zur Klimaneutralität erfordert Investitionen in neue Infrastruktur. Für die Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff und CO₂ die zentrale Herausforderung. Das Wasserstoffkernnetz bildet die Grundlage für die Transportinfrastruktur von Wasserstoff in Deutschland.

Wasserstoffkernnetz:

Zwischen 2025 und 2032 sollen laut Genehmigung der Bundesnetzagentur schrittweise 9.040 Kilometer Wasserstoffleitungen deutschlandweit in Betrieb genommen werden. Es werden sowohl bestehende Erdgasleitungen umgewidmet als auch neue Wasserstoffleitungen gebaut. Ziel des Kernnetzes ist es, Erzeugungs- und Verbrauchszentren sowie Speicher und Importpunkte miteinander zu verbinden, damit Wasserstoff dort ankommt, wo er gebraucht wird. Raffinerien sind als festgelegtes Kriterium im Szenario des Kernnetzes kapazitätsmäßig für die Wasserstoffausspeisung berücksichtigt. Die Erzeugung von Wasserstoff in unmittelbarer Nähe der Anwendung könnte laut Branchendialog zusätzlich zu einer sicheren Versorgung von Raffinerien beitragen.

Elektrolyseure:

Es ist grundsätzlich möglich, die Elektrolyseure netzdienlich zu betreiben, da die konventionelle Wasserstofferzeugung als Backup variabel angepasst werden kann. Derzeit fehlen an vielen Standorten die notwendigen 380kV-Anschlüsse und die Genehmigung der Förderungen einzelner Elektrolyse-Projekte. Zudem muss Strom aus Erneuerbaren Energien in ausreichenden Mengen verfügbar sein.

Import von Produkten:

Für den Import von Wasserstoffderivaten kann ein Teil der bestehenden Infrastruktur genutzt werden. Insbesondere synthetische Rohöle (Fischer-Tropsch-Crude) können ohne Weiteres durch bestehende Pipelines transportiert werden. Beim Transport v.a. von Ammoniak sind dagegen erhebliche Anpassungen notwendig. Gleiches gilt für Tanklager sowie sonstige Transportmittel.

CO₂-Pipelines:

Für (grüne) Kohlenwasserstoffe benötigt man neben Wasserstoff natürlich auch Kohlenstoff. Es wurde mehrfach vorgeschlagen, CO₂-Pipelines zusammen mit den Wasserstoffleitungen zu verlegen, um langfristig Kosten zu sparen und die Produktion von RFNBOs zu fördern. Als CO₂-Quelle würde dabei zunächst vor allem abgeschiedenes CO₂ aus allen verfügbaren Quellen in Frage kommen. Vor

dem Hintergrund, dass hierfür enorme Mengen benötigt werden, wären Einschränkungen in diesem Bereich nicht zielführend. CO₂-Pipelines wurden als (staatliche) Infrastruktur gewünscht.

Zusammenfassend sieht die Branche die Notwendigkeit, dass in allen genannten Bereichen staatliche Maßnahmen zügig überprüft und angepasst werden müssen. Ansonsten bestünde die Gefahr, dass Deutschland im Vergleich zu anderen Staaten weiter zurückfällt im Prozess zur Erreichung der Klimaziele.

V. Vorschläge für konkrete Maßnahmen

Dieses Kapitel enthält eine Aufstellung der infolge der Gespräche mit der Mineralölwirtschaft vorgeschlagenen Sofortmaßnahmen sowie weiterer Einzelmaßnahmen. Die Gliederung folgt dabei dem vorherigen Kapitel. Im Abschnitt Sofortmaßnahmen geht es u.a. um die Themen SAF und RFNBO; Investitionssicherheit; EU-ETS-Reformierung; Kohlenstoff-Strategie. Insbesondere werden auch die Regulatorik (EU und national), Finanzierungsmöglichkeiten (Stichwort: Bankability) und logistische Fragestellungen betrachtet.

SAF und RFNBOs

SAF-Quoten im Überblick

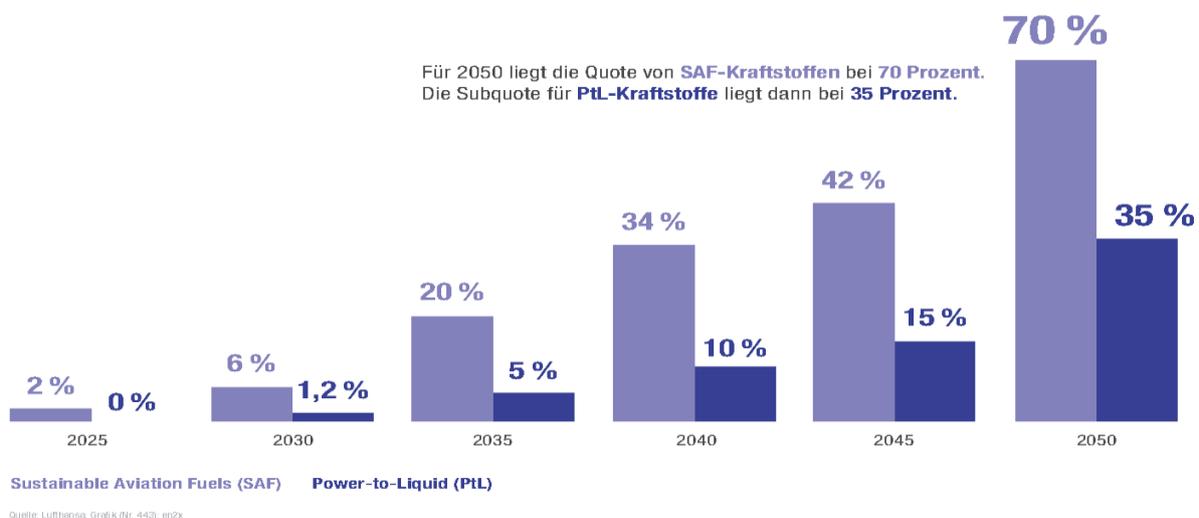


Abbildung 3: Entwicklung der SAF-Quoten nach ReFuelEU Aviation (Quelle: en2x)

Branchensicht: Da der Flugverkehr auch in Zukunft weitgehend auf flüssige Kohlenwasserstoffe angewiesen sein wird, legt die Branche ein besonderes Augenmerk auf das Thema SAF (Sustainable Aviation Fuels). Dieser wird als wichtigster Leitmarkt für den Hochlauf des Marktes für Kohlenwasserstoffe aus erneuerbaren Quellen und damit die Molekülwende insgesamt betrachtet. Die ReFuelEU Aviation schreibt ambitionierte Beimischquoten für Flugturbinenkraftstoff vor, der bis zum Jahr 2050 zu 70% aus regenerativen Quellen stammen soll – davon die Hälfte eSAF. Für den Schiffsverkehr gelten ebenfalls ambitionierte Beimischquoten. Im Bereich der biogenen SAF findet bereits ein gewisser Markthochlauf statt, da es relativ einfach ist, aus biogenen Grundstoffen Drop-in-SAF zu produzieren (v.a. HEFA). Die Verfügbarkeit von biogenen Grundstoffen ist allerdings begrenzt. Für den Bereich der RFNBOs ist außerdem aus Branchensicht sicher, dass die Quotenverpflichtung alleine nicht ausreichen wird, um die geforderten Mengen an synthetischen SAF zu generieren. Dies liege zum einen an der Investitionshöhe (einschl. Elektrolyse werde bereits bei relativ begrenzten Mengen der Milliardenbereich erreicht). Vor allem gäbe es aber wegen der erwarteten Kostendegression im Bereich der notwendigen Anlagen einen potenziell sehr kostenintensiven First-mover-disadvantage. Viele Projekte in diesem Bereich, z.B. das Enertrag/Cemex Projekt in Rüdersdorf zur Produktion von etwa 35 tsd. Tonnen eSAF pro Jahr, befinden sich weiterhin im Planungsstadium und warten auf eine FID. Die genannte Menge entspricht ca. 0,4 % des jährlichen Bedarfs an Flugturbinenkraftstoff in Deutschland und würde im Jahr 2030 die erforderliche Beimischungsquote gemäß ReFuelEU Aviation an eSAF nur gut zu einem Drittel decken. Für eine mögliche Lösung des Problems gibt es inzwischen Beispiele aus dem

Vereinigten Königreich mit möglichen finanziellen Anreizen für den Aufbau einer Produktion von (e-)SAF/PtL/RFNBO, Stichwort „Guaranteed Strike Price“ im Rahmen eines „SAF Revenue Certainty Mechanism“. Oder seit einiger Zeit auch die „Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung des SAF-Markthochlaufs“ des Arbeitskreises Klimaneutrale Luftfahrt. In den Branchen wird derzeit ein neues Konzept für den Markthochlauf erarbeitet. Zentraler Punkt ist dort ein gesetzlich gestütztes Umlageverfahren.

Zudem wird für den Straßenverkehr in Deutschland auch für weit über 2040 hinaus ein Bedarf von Kraftstoffen prognostiziert. Dieser werde zwar deutlich geringer sein als heute, besteht aber aus mehreren Facetten, wie z.B.: Bestandsflotte, Langstrecken-Schwerlastverkehr, sicherheitsrelevante Verkehre wie v.a. Bundeswehr, Polizei, Katastrophenschutz und Evakuierungsfahrzeuge, Landwirtschaft, aber auch mobile Maschinen etc. Wahrscheinlich werde es selbst bei fortschreitender Elektrifizierung auf Dauer Teilbereiche geben, die entweder weiterhin auf flüssige Kraftstoffe angewiesen sein werden, oder aber v.a. aus Sicherheits- und Resilienzgründen nicht (vollständig) elektrifiziert werden sollten.

Forderungen der Branche:

- **Produktion von SAF und RFNBOs anreizen, um schnellen Hochlauf zur Erfüllung der EU-Ziele (RefuelEU Aviation, RefuelEU Maritime) sicherzustellen [Aktualisierungsvorbehalt, falls Branchenvorschlag noch kurzfristig vorgelegt wird].**
- **Steuerliche Begünstigung von RFNBOs, möglichst mit dem Mindeststeuersatz gem. derzeit diskutiertem Entwurf für neue Energiesteuerrichtlinie**

Kurzstellungnahme des BMWK

Grundsätzlich steht BMWK Quoten für SAF und RFNBO v.a. für die Luftfahrt und den Schiffsverkehr positiv gegenüber, da sie helfen, einen Leitmarkt zu schaffen und damit die Produktion anreizen können. Es ist nachvollziehbar, dass ohne kurzfristige Maßnahmen die Quoten für SAF – insbesondere RFNBO-SAF - nicht erreichbar sein werden (laut CENA SAF-Outlook 2024-2030), zumindest nicht mit Hilfe inländisch erzeugter Mengen. Es zeichnet sich allerdings ebenfalls nicht ab, dass die Beimischungsquoten durch Importe erfüllt werden können. In diesem Zusammenhang sollte unter anderem das von den Branchen angekündigte Konzept einer Umlage geprüft werden.

Das BMF ist innerhalb der Bundesregierung federführendes Ressort für das Thema der Energiesteuern. Die steuerliche Begünstigung von RFNBOs (gehören nach dem aktuellen Verhandlungsentwurf der EU-Energiesteuerrichtlinie zu der besten Kategorie nach Klima- und Umweltwirkungen von Energieerzeugnissen) ist nachvollziehbar. Dies entspricht auch grundsätzlich dem aktuellen Stand der Diskussion zur Erarbeitung einer überarbeiteten EU-Energiesteuerrichtlinie. Die Bestimmung der tatsächlichen nationalen Steuersätze im Einklang mit den Vorgaben der Energiesteuerrichtlinie obliegen dem Gesetzgeber. Die Produktionskosten von RFNBOs werden voraussichtlich auf Dauer deutlich höher liegen als bei konventionellen Kraftstoffen. Eine niedrigere Besteuerung kann dabei die Mehrkosten z.T. kompensieren und bei entsprechender Regulatorik (z.B. THG-Quoten-Anrechnung) die Hürde für die Nachfrage schneller senken.

Co-Processing

Raffinerien sind in der Lage, neben Rohöl auch anteilig biogene Grundstoffe und synthetische Kohlenwasserstoffe auf verschiedenen Stufen des Raffinerieprozesses zu verarbeiten. Auch Kunststoffabfälle könnten chemisch recycelt und mitverarbeitet werden.

Branchensicht: Co-Processing fossiler und nachhaltiger Ausgangsstoffe ist daher nach Branchenaussagen eine wichtige Möglichkeit, den Übergang von fossilen auf nachhaltige Eingangsstoffe praktisch und temporär kostenmäßig besser anzustoßen und dabei eine effiziente

industrielle Skalierungsstufe zu erreichen. Dies gilt sowohl für biogene Grundstoffe als auch für synthetische Kohlenwasserstoffe und grünen Wasserstoff. Auch in Bioraffinerien könnten grüner Wasserstoff und synthetische Kohlenwasserstoffe mitverarbeitet werden und damit anteilig RFNBOs produziert werden. Über die Lernkurven ergäbe sich eine schnellere Wettbewerbsfähigkeit der Endprodukte, so dass dadurch gleichzeitig die Kosten für die Energiewende vermindert werden. Langfristig würden die Potenziale nicht ausreichen, die Marktnachfrage würde dann überwiegend durch e-Fuels bedient werden müssen.

Als mögliche biogene Grundstoffe werden dabei neben den bereits heute verwendeten biogenen Ölen vor allem Pyrolyseöl (aus Holzabfällen) und Biomethan genannt. Aus dem heute in Deutschland noch ungenutzten Biomassepotential (v.a. Stroh, Gülle, Grüngut etc.) könnten nicht zu vernachlässigende Mengen an Biogas gewonnen werden (laut DBFZ - Deutsches Biomasseforschungszentrum - insgesamt etwa 110 Mio. Tonnen Trockenmasse). Neben der Verstromung in Biomasseheizkraftwerken könnte das so erzeugte Biomethan zu Methanol verarbeitet oder ins Gasnetz eingespeist werden.

Als Problem nennen Branchenvertreter die vorgeschriebene einheitliche Massenbilanzierung der eingesetzten nachhaltigen Grundstoffe auf alle Endprodukte. Wenn z.B. anteilig 90% Rohöl und 10% nachhaltige Grundstoffe verarbeitet werden, gilt das Endprodukt Kerosin (wie alle anderen Produkte) auch nur zu 10% als nachhaltig. Gewünscht wird stattdessen eine flexible Allokation der nachhaltigen Grundstoffe auf die Endprodukte. Wenn im vorgenannten Beispiel das Endprodukt zu 10% aus Kerosin besteht, könnte dieses gänzlich als SAF eingestuft werden, während die restlichen 90% der Endprodukte als fossil gezählt würden. Die Nachweiseführung könnte über einen Zertifikateprozess abgesichert werden (ähnlich wie bei Biokraftstoffen).

Forderungen der Branche:

- **Sämtliche nachhaltigen Eingangsstoffe für Co-Processing erlauben bzw. regulatorisch begünstigen; Erweiterung Annex IX der RED**
- **Freie Allokation und Anrechnungsmöglichkeit der eingesetzten nachhaltigen Eingangsstoffe auf die Endprodukte über einfache Bilanzierungsverfahren**

Kurzstellungnahme des BMWK

BMWK befürwortet grundsätzlich die Forderung, dass in diesem Bereich Co-Processing durch flexible und einfache Regulierung begünstigt werden sollte, um den Standort auch gegenüber anderen europäischen Standorten wettbewerbsfähig zu halten. Dabei müssen z.B. Doppelanrechnungen auf die THG-Quote vermieden und eine verstärkte Nutzungskonkurrenz bei Biomasse betrachtet werden. Mit Bezug auf die zulässigen Eingangsstoffe sollte grundsätzlich auf Annex IX der RED abgestellt werden. Die nationale Umsetzung der maßgeblichen EU-Regularien sollte auf Praktikabilität überprüft werden.

Die Anrechnung der nachhaltigen Eingangsstoffe sollte sich grundsätzlich an den Regeln für die Anrechnung von grünem Wasserstoff (37. BImSchV) orientieren. Mit Blick auf das Beispiel SAF muss jedoch auch vermieden werden, dass es zu Missverständnissen kommt: Kerosin aus 10% nachhaltigen Grundstoffen rein massenbilanziell als vollständig SAF einzustufen, könnte ggf. ohne zusätzliche Erläuterung zu einem Irrtum bei den Verbraucherinnen und Verbraucher führen und birgt dadurch das Risiko eines weniger schnell zurückgehenden Luftverkehrs, der jedoch de facto weiterhin hohe Emissionen aus fossilen Rohstoffen freisetzt.

Positiv berücksichtigt werden muss auch, dass nach diesem Vorschlag zum Teil eine stoffliche Verwertung der biogenen und synthetischen Grundstoffe stattfindet. Diese wäre nach dem Kaskadenprinzip einer rein energetischen Nutzung wie z.B. im Strombereich vorzuziehen.

Verlässlichkeit des THG-Quotenregimes

Unternehmen, die in Deutschland gewerbsmäßig fossile Kraftstoffe in Verkehr bringen oder einlagern und Steuerschuldner im Sinne des Energiesteuergesetzes sind, unterliegen einer auf EU-Recht basierten Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote).

Branchensicht: Dieses Thema steht in direktem Zusammenhang mit dem Punkt Investitionssicherheit. Bisherige Zeitbegrenzung, Höhe, Zusammensetzung, verbesserbare Flexibilität sowie Markturbulenzen v.a. wegen der in Kritik stehenden chinesischen Mengen führten dazu, dass das Quotenregime insbesondere keine hinreichenden Anreize für einen Markthochlauf von synthetischem Wasserstoff und e-Fuels bietet. Bei den in der Kritik stehenden chinesischen Mengen handelt es sich um falsch deklarierte Importe von chinesischen biogenen Ölen. Deren massenhafter Import in Verbindung mit der Doppelanrechnung führte zu einem gravierend gesunkenen CO₂-Preis innerhalb der THG-Quote. Als anderes Beispiel regelt die 37. BImSchV zwar, dass im Raffinerieprozess verwendeter grüner Wasserstoff mit dem Faktor 3 auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden kann. Bisher existiert allerdings keine Garantie dafür, dass dieser Faktor über eine hinreichende Zeit konstant bleiben wird, was wichtig für eine Investitionssicherheit (ROI) im Anlagenbau wäre. Absehbar besteht nach Aussage der Branche auf Basis der THG-Quotenregeln daher kein business case für die Inverkehrbringung von synthetischem Wasserstoff und e-Fuels.

Forderungen der Branche:

- **THG-Quoten mindestens stabilisieren, aber eher erhöhen und/oder feste CO₂-Preise einführen.**
- **THG-Quotensystem deutlich über 2030 hinaus verlängern.**
- **Insbesondere den Betrug bei falsch deklarierten Importen unterbinden, perspektivisch auch für SAF/RFNBOs relevant.**

Kurzstellungnahme des BMWK

BMWK teilt die Ansicht, dass aktuell die Regelungen der THG-Minderungsquote zu geringe Anreize für die Produktion und schnelle Inverkehrbringung von RFNBOs setzen. Dies sollte geändert werden. Dazu gehört auch, dass einem Betrug beim Zertifikatesystem soweit möglich vorgebeugt werden muss.

Kohlenstoff-Strategie

Bei den folgenden Ausführungen ist zu berücksichtigen, dass der Branche zum Zeitpunkt der Gespräche bisher lediglich die Eckpunkte der Kohlenstoffstrategie der Bundesregierung vorlagen, daher Aktualisierungsvorbehalt.

Branchensicht: Da Raffinerien häufig Feedstock-Lieferanten der chemischen Industrie sind, sei dringend die Umsetzung einer umfassenden Kohlenstoffstrategie erforderlich. Sie wird von der Branche letztlich als eine *conditio sine qua non* für eine langfristige Produktion notwendiger nachhaltiger Kohlenwasserstoffe betrachtet. Als mögliche Quelle kommt langfristig neben Biomasse die Abscheidung aus Punktquellen (Biogasanlagen, Kalk- und Zementwerke, Müllverbrennungsanlagen), recycelte Kunststoffabfälle und theoretisch auch Direct Air Capture in Frage. Fokus bei ersterem sind die schwer zu vermeidenden Emissionen (hard to abate). Auch planungsrechtliche Maßnahmen werden als notwendige Voraussetzungen für eine nutzbare CO₂-Infrastruktur betrachtet, v.a. die Einstufung als Vorhaben eines überragenden öffentlichen Interesses. Ansonsten sei sehr unklar, ob die notwendige Infrastruktur in den nächsten 15 Jahren erstellt werden könnte. Es müsse zügig entschieden werden, da der Vorlauf mit den

Investitionsplanungen und -genehmigungen, die Frage der Finanzierung und der Beteiligten daran, des Baus etc. entsprechend Zeit erfordere. Diese CO₂-Pipelines sollten zusammen mit dem Wasserstoffkernnetz gedacht werden. Die Leitungen müssten dabei nicht unbedingt geographisch parallel verlaufen oder genauso umfangreich sein, sollten aber Zugang zu ausreichenden Mengen an Kohlenstoff ermöglichen – z.B. aus Punktquellen.

DAC (Direct Air Capture) wird weder in Deutschland noch international nach Einschätzung der Branche auf absehbare Zeit nennenswerte Mengen an Kohlenstoff liefern können. Als Begründung wird die im Vergleich zu Punktquellen sehr geringe CO₂-Konzentration und der damit verbundene deutlich höhere Energie- und Kostenaufwand bei der Abscheidung genannt. Zusammengefasst wird DAC im industriellen Maßstab auf längere Sicht als vollkommen unrealistisch angesehen. Ohne erheblichen technischen Fortschritt ist zu erwarten, dass etwa in Nordafrika große Mengen an Wasserstoff erzeugt werden können, aber keine flüssigen Kohlenwasserstoffe.

Mit Bezug auf EU-Regularien wurde häufig angeführt, dass Restriktionen im Bereich nachhaltiger Kohlenstoffquellen bestehen. So wird beispielsweise die Verwendung von aus ETS-Anlagen abgedehntem CO₂ nur bis 2040 begünstigt. Zu diesem Zeitpunkt werden bei Beibehaltung des aktuellen Minderungspfads keine neuen Emissionszertifikate an Anlagen im EU ETS mehr ausgegeben. Es können jedoch auf dem Markt befindliche Zertifikate weiterhin genutzt werden. Der Zeitraum bis 2040 ist für große Anlageinvestitionen allerdings verhältnismäßig kurz, so dass unklar ist, ob sich Investitionen über 2040 hinaus in diesem Bereich rechnen werden.

Auch in diversen Raffinerieprozessen wird CO₂ freigesetzt, welches abgedehnt und für die Produktion von RFNBOs genutzt werden könnte. Diese – perspektivisch sinkenden - Emissionen werden aber nicht als „temporär unvermeidbar“ angesehen, obwohl absehbar ist, dass solche Produktion wegen der Nachfrage bis mindestens 2045 stattfinden dürften. Hier wird für etwas mehr zeitliche Flexibilität plädiert.

Solange keine Versorgung mit CO₂ über Pipelines gegeben ist, wäre es naheliegend das CO₂, welches direkt in den Raffinerien abgedehnt werden kann, als C-Quelle für die Produktion von RFNBOs zu verwenden. Hierfür gibt es derzeit nicht ausreichend wirtschaftliche Anreize.

Forderungen der Branche:

- **Langfristig muss neben der Transportinfrastruktur für Wasserstoff (Kernnetz und Weiterentwicklung im Netzentwicklungsplan) auch eine Infrastruktur für CO₂ bereitgestellt werden. Idealerweise sollten CO₂-Pipelines gleich mitgeplant werden, damit neben Wasserstoff auch Kohlenstoff verfügbar gemacht wird.**
- **Insbesondere beim Hochlauf der Produktion von RFNBOs sollte es keine Einschränkungen im Bereich der C-Quellen geben. Mögliche Förderungen von RFNBOs dürfen nicht davon abhängig gemacht werden, welche C-Quelle verwendet wird.**
- **Prüfungsprozess zur Zertifizierung neuer Rohstoffe in Nabisy der BLE mit konkreten Fristen versehen und beschleunigen.**

Kurzstellungnahme des BMWK

Die Forderung der Branche, zunächst sämtliche verfügbaren C-Quellen verwenden zu können, ist nachvollziehbar, solange keine als nachhaltig klassifizierte C-Quellen in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen (ggf. Befristung). Dabei muss allerdings ausgeschlossen werden, dass dadurch Lock-In-Effekte entstehen. Perspektivisch können klimaneutrale Kraftstoffe nur mit biogenen oder atmosphärischen C-Quellen hergestellt werden. Im Falle der Verwendung von abgedehntem CO₂ im Raffinerieprozess ist hiermit kaum zu rechnen, da die Mengen an verarbeitetem Rohöl absehbar zurückgehen werden und die Abscheidung von CO₂ allein im Raffinerieprozess keinen entscheidenden Beitrag zur Wirtschaftlichkeit liefern würde. Es sollte zeitnah überlegt werden, wie Raffinerien mit

nachhaltigen C-Quellen versorgt werden können, um eine Produktion von RFNBOs zu ermöglichen. Dazu wird es auch notwendig sein, CO₂ – jedenfalls vorübergehend – zu speichern. Dies ist derzeit nach dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz nicht vorgesehen, soll aber mit der anstehenden Novelle des Gesetzes ermöglicht werden. Als potentiell größter Nutzer sollte die Mineralölwirtschaft in die Planungen mit einbezogen werden.

Nach einer intensiven Planungsphase wurde am 22. Oktober 2024 der Antrag für das Wasserstoffkernnetzes von der Bundesnetzagentur genehmigt. Diese Genehmigung erlaubt den Aufbau eines Netzes mit einer Gesamtlänge von 9.040 km, wovon rund 60 Prozent der Leitungen vom bisherigen Erdgas-Betrieb umgestellt und die übrigen neu gebaut werden. Mit einer Einspeiseleistung von 101 GW und einer Ausspeiseleistung von 87 GW wird es die wesentlichen Erzeugungs- und Verbrauchszentren sowie Speicher und Importpunkte miteinander verbinden. Somit ist der Prozess zum Aufbau des Wasserstoffkernnetzes im Vergleich zu den Überlegungen zu einem Aufbau von CO₂-Pipelines sehr vorangeschritten, gleichwohl wird geprüft, inwieweit nicht mehr benötigte Gasnetzleitungen künftig für andere Zwecke wie CO₂ genutzt werden, sofern der Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur nicht gefährdet wird.

Klarstellungen und Verfahrens Anpassungen beim EU-ETS

Das Europäische Emissionshandelssystem 1 (EU-ETS 1; deutsch: EU-EHS 1) wurde in Europa in Folge des internationalen Klimaschutzabkommens von Kyoto eingeführt. Der Europäische Emissionshandel 1 (EU-ETS 1) reduziert auf marktwirtschaftlicher Basis den Ausstoß klimaschädlicher Gase im Industrie- und Energiesektor in Europa. Im EU-ETS werden Berechtigungen gehandelt, um die entsprechende Menge an Treibhausgasen ausstoßen zu dürfen, d.h. es werden nicht Emissionen selbst gehandelt.

Branchensicht: Die Branche unterstützt einhellig das EU-Emissionshandelssystem und seine Ziele. Aber es gibt aus Sicht der Raffinerien (und auch Teilen der Chemieindustrie) - rechtliche - Unklarheiten bei Interpretation und der praktischen Umsetzung in einigen Bereichen. Daher müsse es dringend Klärungen und Verfahrens Anpassungen zur Erreichung der Ziele des ETS geben. Es geht darum, dass für Anlagen, die CO₂ aus fossilen Eingangsstoffen emittieren, nach 2039 nicht mehr ausreichend Zertifikate zur Verfügung stehen könnten. Eine anlagenspezifische Brutto-Null ohne vollständige Umstellung auf erneuerbare Einsatzstoffe ist aus technischen Gründen in Raffinerien an verschiedenen Stellen nicht möglich, auch nicht in der Chemieindustrie. Beispielsweise entweichen selbst bei Vorliegen einer CO₂-Abscheidung bereits nach wenigen Jahren geringe Mengen CO₂ dennoch nach außen.. Der Planungshorizont bis 2039 wird aus Sicht der Branche als zu knapp angesehen, da Planung, Genehmigung und Bau von klimaneutralen Anlagen bis 2039 wirtschaftlich nicht erreichbar sein dürfte (ggf. aber bis 2045). Laut deutschem Klimaschutzgesetz dürfen dann ab 2045 sowieso ausschließlich erneuerbare Einsatzstoffe genutzt werden. Aber wegen fehlender Investitionen wäre die Anlage schon deutlich vorher – also auch nicht erst 2039, weil sich u.U. bis dahin die erforderliche Investitionen wirtschaftlich nicht lohnen – abgeschaltet worden. Ein Neuanfahren nach Jahren des Stillstands wäre nicht mehr realistisch. Es wird teilweise die Gefahr gesehen, dass wegen der Stilllegung dieser zentralen Anlagen Raffinerien insgesamt stillgelegt werden müssten. Hinzu kämen die daran anschließenden Probleme in der chemischen Industrie bei Raffineriestilllegungen bzw. auch Probleme mit eigenen Anlagen.

Forderung der Branche:

- **EU-ETS reformieren, mit dem Ziel rechtlicher Klarstellungen: damit die Anlagen weiter genutzt werden können (z.B. Anrechnung von Negativemissionen); Schaffung von Angebot im EU-ETS über 2039 hinaus**

Kurzstellungnahme des BMWK

Das Anliegen der Branche, den EU-ETS in der dargestellten Form zu reformieren, ist nachvollziehbar. Gespräche auf nationaler Ebene und darauffolgend auf EU-Ebene sollten in Vorbereitung des für 2026 geplanten Reviews der ETS RL bereits in 2025 aufgenommen werden. Spezifische Regelungen z.B. zu anlagenspezifischen Netto-Null statt Brutto-Null bei CO₂-Emissionen sollten erörtert werden, ohne dabei die Effektivität des ETS in der Erreichung der Klimaneutralität zu gefährden.

Weitere regulatorische Vorschläge

1. Bestandsschutz bei Verwertungs-/Anrechnungsregeln für Produkte mit Hilfe neuer Anlageinvestitionen

Aus Branchensicht wäre wegen des normalen Investitionszyklus ein Bestandsschutz vor Änderungen in der Regulatorik von 15 -20 Jahren sinnvoll. Auch im EEG seien Investitionen mit garantierten Einspeisevergütungen über 20 Jahre angereizt worden. Für die Produktion und Verwendung von z.B. grünem Wasserstoff gäbe es keine Garantien z.B. analog des EEG. Insbesondere die Anrechnungsmöglichkeiten auf die THG-Quote sind nicht auf einen Mindestzeitraum festgelegt. Damit fehlt Investitionssicherheit für die Unternehmen.

Forderung der Branche:

- Einführung von Bestandsschutzmaßnahmen bei Langfristinvestitionen, wie z.B. „Grandfathering“

Kurzstellungnahme des BMWK

Die Überlegungen werden prinzipiell unterstützt, allerdings ist die Umsetzung mindestens anspruchsvoll. Prüfung sollte bei allen neuen Maßnahmen erfolgen.

2. Umsetzung von EU-Regulierungen in deutsches Recht

Eine Reihe von Branchenvertretern kritisierte den Zeitverzug bei der Umsetzung von EU-Regulierungen in nationales Recht und teilweise strengere Regelungen auf nationaler Ebene im Vergleich zu anderen EU-Mitgliedstaaten. Dies führe zu Nachteilen deutscher Standorte bei Investitionsentscheidungen insbesondere im Vergleich zum ARA-Raum.

Forderung der Branche:

- Zeitnahe und 1:1-Umsetzung von europäischen Regulierungen in deutsches Recht.

Kurzstellungnahme des BMWK

Wird im Bewusstsein um die Komplexität einzelner Umsetzungsmaßnahmen grundsätzlich unterstützt, um zügig Klarheit in Bezug auf die regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen und EU-einheitliche Maßstäbe zu gewährleisten. Dies wird nicht in allen Fällen möglich sein. Die kürzliche Einigung innerhalb der Bundesregierung auf eine Abschaffung der nationalen eSAF-Quote ist jedenfalls ein Schritt in die gewünschte Richtung.

3. Blauer Wasserstoff

Überwiegend geäußerte Branchensicht ist, dass die Zulassung von blauem Wasserstoff unter Festlegung eines CO₂-Anrechnungsfaktors auf die THG-Minderungsquote erfolgen sollte. Dabei wären ggf. auch temporäre Begrenzungen denkbar. Dann könnte die Wasserstofftechnologie schneller wettbewerbsfähig werden. Dies würde letztlich die Energiewende beschleunigen und günstiger werden lassen.

Forderung der Branche:

- **Zulassung blauen Wasserstoffs mit Einführung eines CO₂-Anrechnungsfaktors auf die THG-Minderungsquote; ggf. nicht zu kurze temporäre Begrenzung**

Kurzstellungnahme des BMWK

Zu prüfen. Könnte ggf. den Aufbau und die anfängliche Auslastung des Wasserstoffkernnetzes unterstützen. Anrechnungsfaktoren müssten mit klarer Präferenz für grünen Wasserstoff ausgestaltet werden. Ggf. sollte über eine zeitliche Begrenzung entschieden werden, um einem Lock-in vorzubeugen.

4. ReFuelEU Aviation Neugestaltung 2027 für Anpassung nutzen, um Quoten zu linearisieren.

Die Quoten sind aus Branchensicht bisher gegen Ende des betrachteten Zeitraums sehr ambitioniert, sie steigen dort überproportional stark an. Ein linearer Anstieg würde den Investoren mehr Planungs- und damit Investitionssicherheit geben. Sonst wird – aus den Erfahrungen z.B. der Verschiebung der Erhöhung des CO₂-Zuschlags - befürchtet, dass die (zu hohen) Quoten kurz vor Inkrafttreten abgeschafft werden, weil sie nicht erfüllt werden können. Vertreter der Branche spekulieren auch offen über diese Option. Andererseits gibt es derzeit bei biobasiertem SAF sogar ein Überangebot und damit einhergehend einen Preisverfall, mit der Folge, dass weitere Investitionen nicht getätigt werden. Im Jahr 2025 müssen 2% SAF beigemischt werden, in der nächsten Stufe 2030 sind es dann 6% und anschließender deutlicher Beschleunigung des Hochlaufprozesses. Dieser sein, so die Branche, praktisch nicht umsetzbar. Insgesamt müssten die Beimischquoten ambitioniert und gleichzeitig erreichbar sein. Beide Aspekte sorgen dafür, dass die gegenwärtige Regelung sowohl anfangs investitionshemmend wirkt als auch am Ende des Prozesses die Zielerreichung gefährdet.

Forderung der Branche:

- **Bei der Neugestaltung der ReFuelEU Aviation in 2027 sollte die Quotenentwicklung linearisiert werden**

Kurzstellungnahme des BMWK

Derzeit ist ein exponentieller Anstieg der Beimischquoten vorgesehen, um in 2050 70% SAF zu erreichen (siehe Abb. 3, Seite 11). Zielstellung kann grundsätzlich nachvollzogen werden. Allerdings müsste konkret geprüft werden, wie eine stärkere Linearisierung der ReFuelEU Aviation-Quoten konkret umgesetzt werden könnte.

5. Risikobasierte Inspektionen bei Industrieanlagen

Aus Branchensicht wäre die Einführung von international genannten Risk-Based Inspections (RBI) sinnvoll, statt wie in Deutschland quasi ausschließlich zeitlich getakteter Intervalle. Die Regelungen für risikobasierte Prüfungen könnten analog zu Vorschriften in den Niederlanden und Österreich ausgerichtet werden. Damit seien Kosteneinsparungen und weniger Bürokratieaufwand verbunden.

Forderung der Branche:

- **Einführung von risikobasierten Inspektionen bei Industrieanlagen; dafür Änderung der Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) und in Folge Anpassung des Gesetzes über überwachungsbedürftige Anlagen (ÜAnlG)**

Kurzstellungnahme des BMWK

Wird grundsätzlich unterstützt. Umsetzung wird allerdings als herausfordernd angesehen, da ungewöhnlich in der deutschen Sicherheitsphilosophie.

Anlage 1: Zusammenfassung Maßnahmenwünsche der Branche

- Hochlauf von SAF und eSAF bzw. RFNBOs wegen Leitmarktfunktion beschleunigen. Dazu:
 - o Produktion von RFNBOs finanziell unterstützen, z.B. durch Umlagesystem
 - o Steuerliche Begünstigung von RFNBOs durch Anwendung des Mindeststeuersatzes nach Entwurf EU-Energiesteuerrichtlinie, die schnell beschlossen und anschließend national umgesetzt werden sollte
 - o Anstieg von Quoten für SAF und eSAF in der Novellierung der ReFuelEU Aviation 2027 linearisieren
- Co-Processing
 - o freie Allokation auf die Endprodukte (siehe Verbindung zu RFNBO/(e)SAF)
 - o Restriktionen bei möglichen Einsatzstoffen abschaffen; Farbenlehre Kohlenstoffquellen
 - o fortschrittliche vs. nicht-fortschrittliche Biomasse -> offene Liste erweitern
- THG-Quotenregime: länger, ambitionierter, flexibler, stabiler.
 - o Deutlich über 2030 hinaus verlängern.
 - o Ambitioniertere, d.h. höhere Quoten oder feste CO₂-Preise einführen, da ansonsten die volatilen THG-Quotenpreise keine Investitionsanreize bieten.
 - o Flexibler bei der Anrechnung und Allokation von grünem H₂.
 - o Stabiler im Sinne von garantierten (3fachen) Anrechnungsfaktoren bei grünem H₂ für einen längeren Zeitraum von mindestens 15 Jahren.
- Kohlenstoffstrategie:
 - o CO₂-Netz parallel zu H₂-Netz aufbauen.
 - o Keine Restriktionen in Bezug auf Kohlenstoffquelle, jedenfalls für den Übergang
- EU-ETS:
 - o Nationale Diskussion zur EU-ETS-Reformierung und danach Diskussion mit KOM
 - o Schaffung von Angebot im EU-ETS über 2039 hinaus
- Weitere Maßnahmen:
 - o Maßnahmen zum Bestandsschutz für Produktion aus Investitionen einführen, z.B. Absatzgarantien, ggf. analog zum EEG
 - o Zeitnahe und 1:1-Umsetzung von europäischen Regulierungen in deutsches Recht.
 - o Grünen Wasserstoff in den Raffinerien frei auf alle Produkte allokiere (nicht ausschließlich Anrechnung im Straßenverkehr)
 - o Temporäre Zulassung von blauem Wasserstoff unter Festlegung eines Anrechnungsfaktors
 - o ReFuelEU Aviation Neugestaltung 2027 nutzen, um Quoten zu linearisieren.
 - o Einführung flexibler Prüfintervalle von Inspektionen für Anlagenbetreiber

Anlage 2: Beispiele für Erdölprodukte

- Kraft- und Heizstoffe: Diesel, Benzin, Kerosin, Heizöl, Auto- und Campinggas
- Autoreifen
- Straßenteer und Asphalt
- Lacke und Farben, Frostschutzmittel, Wachse
- Kunststoffe: PVC, PET, Polyurethan, Polyamid - kaum ein Produkt des täglichen Gebrauchs kommt ohne einen dieser Kunststoffe aus.
- Schaumstoffe (Matratzen, Sofas)
- Kleidung auf Basis synthetischer Fasern
- Spielzeug und Freizeitartikel
- Wasch- und Reinigungsmittel
- Düngemittel
- Konservierungsstoff in Lebensmitteln, Tabak (Benzoessäure)
- Kaugummi
- Kosmetika und Parfüm
- Medikamente und Medizinprodukte

Anlage 3: Teilnahmeliste am Branchendialog

Allianz für Mobilität und Energie (AFM+E)
Bayernoil Raffineriegesellschaft
BP Europe
BP Raffinerie Gelsenkirchen
Bundesverband EnergieMittelstand (UNITI)
Bundesverband freier und unabhängiger Tankstellen e.V. (BFT)
DS Mineralöl
EDL Anlagenbau
eFuel Alliance
En2X Wirtschaftsverband Fuels und Energie
Enilive Deutschland
ExxonMobil Production Deutschland
Guvor Raffinerie Ingolstadt
Hansen & Rosenthal Gruppe
HOLBORN Europa Raffinerie
Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE)
MABANAFT Deutschland
MiRO Mineralölraffinerie Mittelrhein
Neste
OG Clean fuels
OMV Raffinerie Burghausen
PCK Raffinerie Schwedt
Raffinerie Heide
Rosneft Deutschland
Shell Deutschland
Shell Energy and Chemicals Park Rheinland
Sunfire
TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland
Unabhängiger Tanklagerverband (UTV)
Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA)
VARO Energy
Verbio
Westfalen AG