

REGULATORISCHER RAHMEN UND BUSINESS MODELLE FÜR REFUELS

Eine Studie im Auftrag des Ministeriums für
Verkehr Baden-Württemberg

1. Juni 2022



Dr. Jens Perner



+49221 337 13 102



Jens.Perner@frontier-economics.com

Dr. Michaela Unteutsch



+49 221 337 13 133



Michaela.Unteutsch@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung	4
1 Hintergrund und Zielsetzung	12
1.1 Hintergrund	12
1.2 Zielsetzung	12
1.3 Aufbau des Berichts	13
2 Kosten- und Erlöstreiber von reFuels	14
2.1 Überblick über Kosten- und Erlöstreiber von reFuels	14
2.2 Treiber des „grauen“ und des „grünen“ Wertes von reFuels	16
3 Regulatorischer Rahmen für reFuels im Verkehrssektor – heute und in Zukunft	19
3.1 Neue Maßnahmenkataloge zur Erfüllung ambitionierterer Klimaschutzziele auf europäischer und nationaler Ebene	19
3.2 Überblick über den regulatorischen Rahmen für reFuels im Verkehrssektor	22
3.3 Spezifika des regulatorischen Rahmens im Luftverkehrssektor	33
3.4 Spezifika des regulatorischen Rahmens für reFuels im Straßenverkehrssektor	41
3.5 Spezifika des regulatorischen Rahmens im Schiffsverkehrssektor	44
4 Business Modelle für reFuels im Verkehrssektor am Beispiel des Flugverkehrs (e-Kerosin)	48
4.1 Vermarktung von reFuels ohne eKerosin-Quote bzw. erhöhter freiwilliger Zahlungsbereitschaft	48
4.2 Vermarktung von reFuels mit zusätzlichem grünen Wert durch Quote oder erhöhte freiwillige Zahlungsbereitschaft	50
4.3 Wirkungen weiterer Förderinstrumente auf den Business Case von reFuels	60
5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	70
6 Literatur	73

ZUSAMMENFASSUNG

Regenerativ erzeugte Kraftstoffe („Renewable Energy Fuels“ – reFuels) können einen wichtigen Beitrag dazu leisten, Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu senken und Klimaschutzziele zu erreichen. Das Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg unterstützt den Markthochlauf von reFuels und hat Frontier Economics damit beauftragt, den regulatorischen Rahmen sowie mögliche Business Modelle für reFuels im Verkehrssektor zu untersuchen.

Markthochlauf von reFuels erfordert wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen

Um den Markthochlauf von reFuels zu ermöglichen, werden Geschäftsmodelle benötigt, die den wirtschaftlichen Betrieb von reFuels-Anlagen über ihre Lebensdauer ermöglichen.

Einen wesentlichen Treiber der Wirtschaftlichkeit stellt dabei der auf EU- und nationaler Ebene definierte Regulierungsrahmen dar, der sich sowohl auf Kosten als auch auf Erlöse von reFuels auswirkt (Abbildung 1).

So beeinflusst der regulatorische Rahmen u. a. die Höhe der Strombezugskosten für Wasserstoffelektrolyseure. Dies erfolgt u.a. über die Auslegung der Grünstromkriterien für die Wasserstoffherzeugung im Rahmen eines delegierten Rechtsakts der EU Kommission, aber auch durch Regelungen zu Strompreisbestandteilen wie Umlagen und Abgaben.

Auf der Erlösseite hat der bestehende bzw. geplante regulatorische Rahmen einen substantiellen Einfluss auf die Höhe der von grünen Kraftstoffen erzielbaren Preise. Dies erfolgt unter anderem durch Vorgaben, die konventionelle Kraftstoffe gegenüber grünen Kraftstoffen verteuern könnten, wie im Bereich der Emissionsbepreisung, oder der Besteuerung von Energieträgern. Zudem schaffen Regularien, die explizit eine Nachfrage nach grünen Kraftstoffen schaffen (z. B. durch entsprechende Quoten), zusätzliche Erlöspotentiale für grüne Kraftstoffe.

Abbildung 1 Kosten und Erlöstreiber von reFuels



Quelle: Frontier Economics.

Viele wichtige Regularien sind derzeit noch in der Diskussion – damit besteht eine hohe Unsicherheit für Investoren

Viele der Regularien, die die Wirtschaftlichkeit von reFuels-Anlagen maßgeblich beeinflussen, sind derzeit noch im politischen Diskussions- und Verhandlungsprozess. Da dieser Prozess sich zeitlich hinzieht, entsteht für Investoren eine hohe Unsicherheit und Investitionen in innovative Anlagen sowie Ausschreibungen verzögern sich.

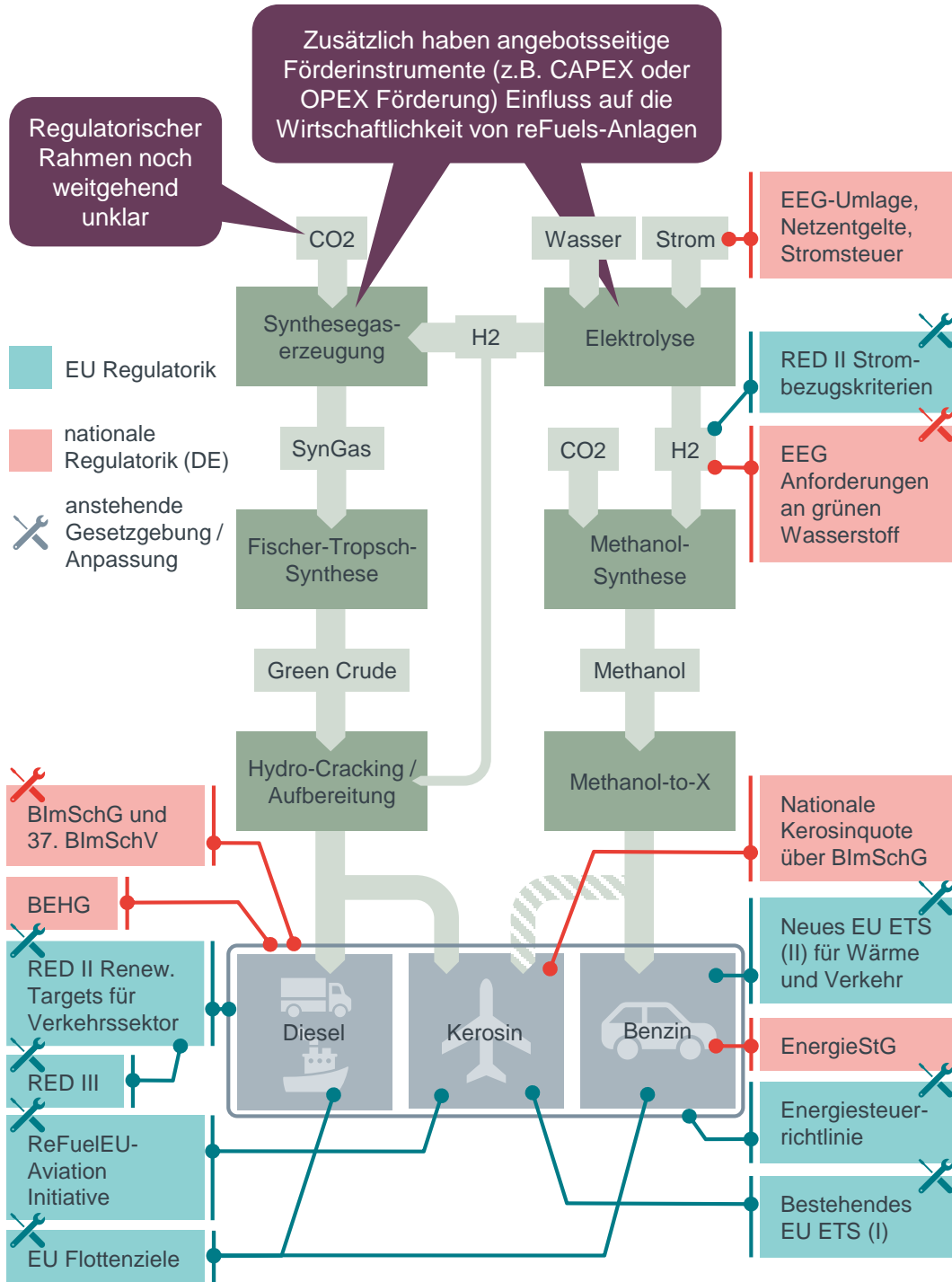
Auf europäischer Ebene wurde Mitte 2021 das sogenannte Fit-for-55-Paket der Europäischen Kommission veröffentlicht, welches eine Vielzahl von Regulierungsvorschlägen beinhaltet, die zur Erreichung des Klimaschutzziels für das Jahr 2030 beitragen sollen. Zudem befinden sich unabhängig von dem Fit-for-55-Paket eine große Anzahl regulatorischer Vorgaben noch im politischen Entscheidungsprozess.

Abbildung 2 illustriert, welche Regularien auf deutscher und EU-Ebene Kosten und Erlöse von reFuels im Verkehrssektor beeinflussen, und bei welchen dieser Regularien eine Gesetzgebung oder Gesetzesanpassung ansteht. In Bezug auf

die Wirtschaftlichkeit von reFuels im Verkehrssektor sind hierbei mit Unsicherheiten behaftete, besonders relevante Regularien:

- Die Reform der europäischen Energiesteuerrichtlinie und die entsprechende Umsetzung in deutsches Recht. Hierbei ist für die Wirtschaftlichkeit von reFuels insbesondere relevant, ob eine Differenzierung zwischen konventionellen und regenerativen Energieträgern eingeführt wird.
- Die Reform der europäischen Emissionsbepreisung, die u. a. eine Ausweitung des EU ETS auf den maritimen Schiffsverkehr, sowie die Schaffung eines separaten Emissionshandelssystems für die Sektoren Straßenverkehr und Gebäudewärme, beinhalten würde.
- Die geplante Einführung von reFuels-Quoten im Verkehrssektor. Dies betrifft sowohl eine geplante reFuels-Quote für den gesamten Verkehrssektor (gemäß RED III-Vorschlag), als auch Quoten für regenerativ erzeugtes Kerosin (gemäß RefuelEU Aviation Initiative).
- Der delegierte Rechtsakt zu den Grünstromkriterien für den Wasserstoffbezug (siehe oben) und der delegierte Rechtsakt zu den Kriterien für den Kohlenstoffbezug bei der Herstellung von reFuels. Hierbei gilt vereinfacht: Je strikter die jeweiligen Kriterien ausgelegt werden, desto höher fallen die Herstellungskosten von reFuels aus. Bei enger Auslegung der Kriterien können diese die wirtschaftliche Produktion von Wasserstoff und damit den Hochlauf von Wasserstoff, einem elementaren Bestandteil von strombasierten reFuels, erheblich erschweren.

Abbildung 2 Regulatorisches Umfeld für reFuels



Quelle: Frontier Economics.

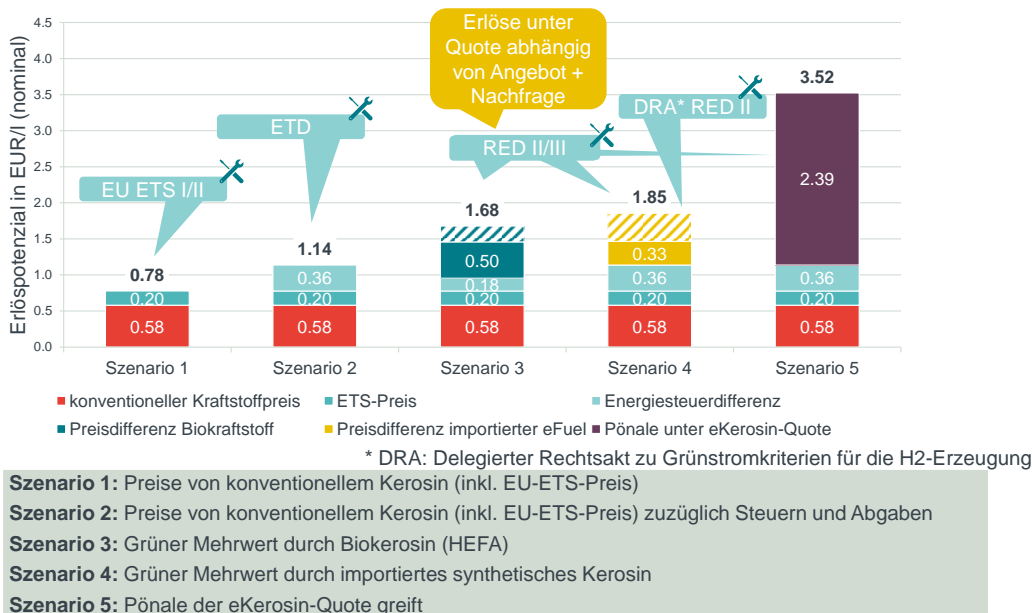
Erzielbare Erlöse hängen stark von vielen offenen regulatorischen Rahmenbedingungen sowie von Angebot und Nachfrage ab

Die Auswirkungen der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens auf die Erlöspotentiale von reFuels ist in Abbildung 3 für den Fall von auf Basis von grünem Strom produzierten Kerosin („eKerosin“) beispielhaft illustriert:

- Ein Vergleich von Szenario 1 und 2 zeigt, welchen Einfluss eine Einführung einer Kerosin-Besteuerung bei gleichzeitiger Einführung einer Steuerdifferenzierung zwischen konventionellen und regenerativen Energieträgern (beides im derzeitigen Reformvorschlag für die europäische Energiesteuerrichtlinie/ ETD vorgesehen) hätte: eKerosin würde von einer solchen auf fossiles Kerosin erhobenen Steuer profitieren.
- Szenario 3 illustriert die eKerosin-Erlöse für den Fall, dass sich der erzielbare Preis für eKerosin am Preis von Biokerosin orientiert. Dies wäre z. B. dann der Fall,
 - wenn es z. B. durch freiwillige Initiativen eine höhere Zahlungsbereitschaft für „nachhaltiges“ Kerosin gibt und Biokerosin die günstigste Option ist, nachhaltiges Kerosin herzustellen; oder
 - wenn eine Quote für nachhaltiges Kerosin (engl. „Sustainable Aviation Fuel“, kurz „SAF“) eingeführt wird, die sowohl durch eKerosin als auch durch Biokerosin gedeckt werden kann, wie im Rahmen der ReFuelEU Aviation Initiative angestrebt, und der Quotenpreis durch den Preis von Biokerosin gesetzt wird.
- Die Szenarien 4 und 5 illustrieren, wie sich Erlöse für eKerosin entwickeln könnten, wenn eine spezifische (Unter-) Quote für eKerosin eingeführt wird, wie derzeit in Deutschland bereits gesetzlich verankert und auf EU-Ebene durch die ReFuelEU Aviation Initiative angestrebt¹. Wie stark die Erlöse durch die Quote ansteigen würden, hängt dabei stark von Angebot und Nachfrage auf dem Quotenmarkt ab. Reicht das Angebot nicht aus, um die Quote zu erfüllen, greift die Pönale und die Erlöse steigen besonders stark an (Szenario 5). Kann die Quote erfüllt werden, ist entscheidend, welche Herstellungskosten der Grenzanbieter hat, also der Anbieter mit den höchsten Kosten, der gerade noch benötigt wird, um die Quote zu erfüllen. Szenario 4 unterstellt, dass der Grenzanbieter importiertes eKerosin bereitstellt.

¹ Der Vorschlag der ReFuelEU Aviation Initiative sieht sowohl eine EU-weite Hauptquote vor, die entweder durch Biokerosin oder durch eKerosin erfüllt werden kann, als auch eine Unterquote, die nur durch eKerosin erfüllt werden kann. In Deutschland ist zudem eine nationale eKerosin-Quote bereits gesetzlich verankert. Diese Quote liegt allerdings über der von der ReFuelEU Aviation Initiative vorgeschlagenen EU-weiten eKerosin-Quote. Nach dem derzeitigen Vorschlag der ReFuelEU Aviation Initiative wären ambitioniertere nationale Quoten im Vergleich zu den Quoten auf EU-Ebene nicht zulässig.

Abbildung 3 Erlöspotentiale von eKerosin in Abhängigkeit regulatorischer und marktlicher Faktoren



Quelle: Frontier Economics.

Welche weiteren Maßnahmen könnten helfen, Unsicherheiten für Investoren zu senken und den Markthochlauf von reFuels zu unterstützen?

Eine Reihe der derzeit diskutierten Regulierungsvorschläge können dazu beitragen, die Deckungslücke von grünen Kraftstoffen gegenüber konventionellen Kraftstoffen zu verbessern (z. B. die Vorschläge zur Energiesteuerdifferenzierung und zu Quoten für reFuels). Andere Regulierungsvorschläge könnten in der derzeitigen Ausgestaltung dagegen die Deckungslücke von grünen Kraftstoffen vergrößern und den Markthochlauf von reFuels hemmen oder gar verhindern. Dies gilt insbesondere für die im derzeitigen Entwurf des delegierten Rechtsakts definierte strikte Auslegung der Kriterien für den Grünstrombezug für die Herstellung von grünem Wasserstoff. Eine weniger strikte, eher pragmatische Auslegung der Grünstromkriterien vor allem in der Markthochlaufphase würde also die Herstellungskosten für grünen Wasserstoff senken und den Markthochlauf von grünem Wasserstoff erleichtern.

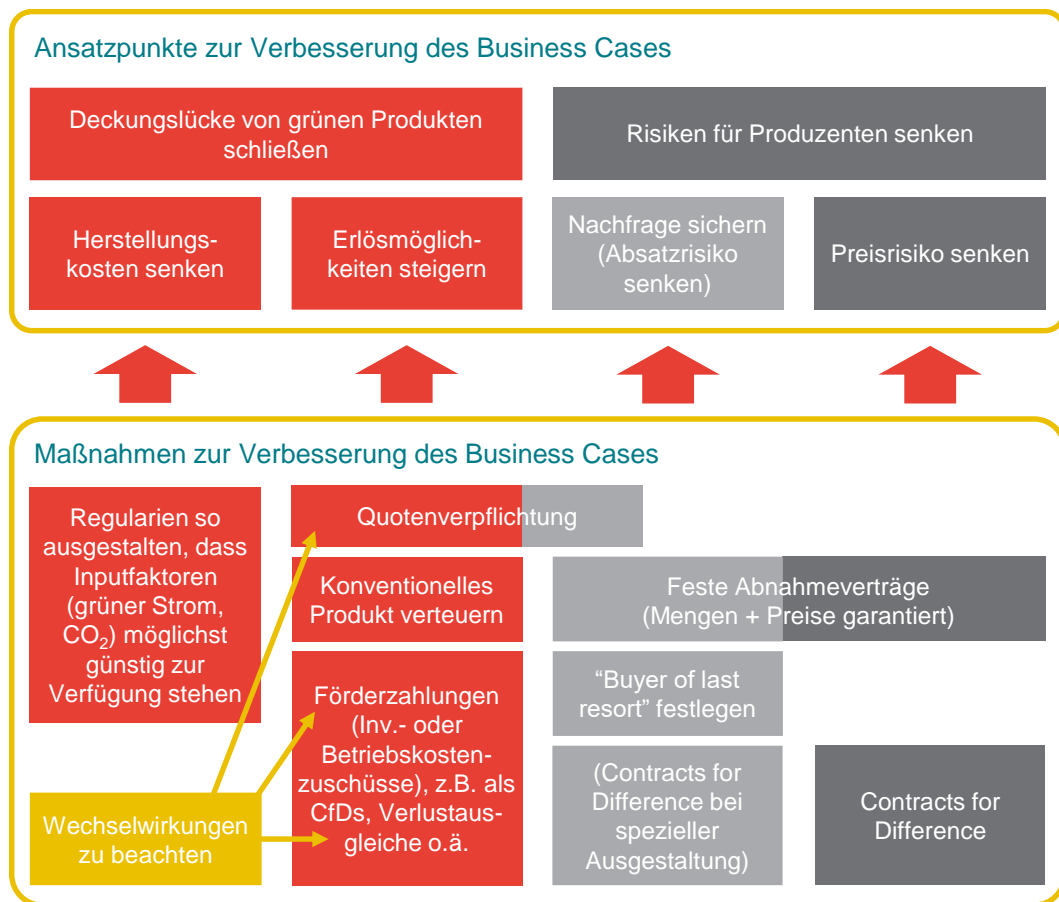
Zudem wird der Markthochlauf für reFuels dadurch gebremst, dass Investoren mit hohen Unsicherheiten – unter anderem über die Entwicklung des regulatorischen Umfelds – konfrontiert sind. Dies gilt insbesondere für erste Anlagen, die im Rahmen des Markthochlaufs errichtet werden. Vor diesem Hintergrund können neben Maßnahmen, die primär darauf abzielen, die Deckungslücke von grünen Produkten zu schließen, flankierende Maßnahmen zur Reduktion des Investitionsrisikos sinnvoll sein (Abbildung 4). So können beispielsweise feste Abnahmeverträge oder Contracts-for-Differences² das Preisrisiko für Investoren

² Bei einem Contract-for-Difference (CfD) wird die Differenz zwischen am Markt für das Produkt erzielbaren Preisen und einem Referenzpreis gezahlt, z. B. zwischen einem Großhandelsmarktpreis und einem sogenannten „Strike Price“ (Ausübungspreis), der sich z. B. an den Herstellkosten eines Anbieters

senken, da über diese Maßnahmen für eine feste Laufzeit ein (Mindest-)Preis für die hergestellten Produkte garantiert wird. Eine ähnliche Auswirkung haben Förderzahlungen, die mindestens eine Teil-Deckung der Herstellungskosten garantieren.

Werden solche Maßnahmen eingesetzt, um den Markthochlauf von reFuels zu unterstützen, sollten jedoch auch Wechselwirkungen mit anderen Förderinstrumenten – insbesondere Quoten für reFuels – beachtet werden. So kann eine Förderung von Anlagen (z. B. über einen CfD) dazu führen, dass sich die Angebotsstruktur auf dem Quotenmarkt verändert und die Erlöse von anderen Anlagen, die keine zusätzliche Förderung erhalten, reduziert werden.

Abbildung 4 Ansatzpunkte zur Verbesserung des Business Cases für reFuels



Quelle: Frontier Economics.

Handlungsempfehlungen für das Land Baden-Württemberg

Viele regulatorische Maßnahmen, die die Wirtschaftlichkeit von reFuels maßgeblich beeinflussen, werden auf EU-Ebene, bzw. in Deutschland auf Bundesebene beschlossen. Um den Markthochlauf von reFuels zu unterstützen, sollte sich das Land Baden-Württemberg im Rahmen der Möglichkeiten daher weiterhin dafür einsetzen, dass es auf EU-Ebene zu einer möglichst zeitnahen

orientiert. Hierdurch erhält der Anbieter die Sicherheit, dass er auch bei niedrigem Marktpreis Erlöse in einer Höhe generieren kann, durch die die Deckung seiner Herstellkosten gewährleistet wird.

Verabschiedung der relevanten Regularien kommt, die den Markthochlauf von reFuels unterstützen, und diese in Deutschland adäquat umgesetzt werden:

- Die Regelungen sollten so ausgestaltet sein, dass für Investoren in reFuels ein stabiles regulatorisches Umfeld mit langfristiger Perspektive geschaffen wird;
- Der regulatorische Rahmen sollte sicherstellen, dass gerade in der Phase des Markthochlaufs die Herstellkosten von reFuels nicht über die Maßen verteuert werden, z. B. mit Blick auf die delegierten Rechtsakte zum Bezug von Grünstrom für die Wasserstoffherstellung und den Kohlenstoffbezug für die Herstellung von reFuels aus Wasserstoff;
- Der regulatorische Rahmen sollte so ausgestaltet sein, dass Erlösmöglichkeiten für den „grünen Wert“ von reFuels geschaffen werden, z. B. durch ambitionierte Quoten für reFuels, eine Differenzierung der Energiesteuern nach fossilen und nicht-fossilen Kraftstoffen, und eine Ausweitung der Emissionsbepreisung auf Verkehr und Wärme auch auf europäischer Ebene.

Auf Landesebene könnte das Land Baden-Württemberg zudem flankierende Maßnahmen einsetzen, um Preisrisiken von – insbesondere ersten – reFuels-Projekten zu reduzieren, und den Markthochlauf von reFuels dadurch weiter zu unterstützen. Die Wahl und Ausgestaltung der Maßnahmen, z. B. CfDs und/oder Abnahmeverträge, hängt dabei von der konkreten Zielsetzung der Landesregierung ab (Bedarfssicherung, Aufbau und Transfer von Technologie-Know-How).

1 HINTERGRUND UND ZIELSETZUNG

Im Auftrag des Ministeriums für Verkehr in Baden-Württemberg haben wir (Frontier Economics) den regulatorischen Rahmen sowie mögliche Business Modelle für regenerativ erzeugte Kraftstoffe (reFuels) im Verkehrssektor in Deutschland untersucht. Im Folgenden beschreiben wir Hintergrund und Zielsetzung der Studie, sowie den weiteren Aufbau des Berichts.

1.1 Hintergrund

Regenerativ erzeugte Kraftstoffe („Renewable Energy Fuels“/ reFuels) können einen wichtigen Beitrag dazu leisten, Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor zu senken und Klimaschutzziele zu erreichen. Das Ministerium für Verkehr in Baden-Württemberg unterstützt im Rahmen des Strategiedialogs Automobilwirtschaft Baden-Württemberg (SDA) das Programm „reFuels“, das verschiedene Projekte und Aktivitäten im Kontext des Markthochlaufs von reFuels beinhaltet. So wurde beispielsweise die Bereitstellung regenerativ erzeugter Kraftstoffe im Projekt „reFuels – Kraftstoffe neu denken“ untersucht.³ Zudem wird derzeit eine „Roadmap für reFuels“ für Baden-Württemberg erstellt, durch die der Hochlauf von Anlagen für reFuels und deren Produktion operativ weiter vorangetrieben werden soll.

Ein wesentliches Element zur Realisierung des Markthochlaufs von reFuels sind Geschäftsmodelle, die den wirtschaftlichen Betrieb der entsprechenden Anlagen ermöglichen. Ein bedeutender Treiber der Wirtschaftlichkeit stellt dabei der auf EU- und nationaler Ebene definierte Regulierungsrahmen für reFuels dar, der sowohl Kosten als auch Erlöse der Produkte beeinflusst.

1.2 Zielsetzung

In der vorliegenden Studie wird der Einfluss des regulatorischen Rahmens für reFuels im Verkehrssektor auf deren Wirtschaftlichkeit untersucht und zeigt Business Modelle für reFuels im Verkehrssektor am Beispiel des Flugverkehrs auf. Hierbei liegt der Fokus auf strombasierten reFuels, also Kraftstoffen, die auf Basis von grünem Wasserstoff hergestellt werden (auch efuels, PtL-Kraftstoffe⁴ oder RFNBOs⁵ genannt). Ähnliche Überlegungen und Zusammenhänge wie für den Luftverkehrssektor gelten für andere energieverbrauchende Sektoren wie z. B. den Straßenverkehr, in dem ebenfalls Quotensysteme für Treibhausgaseminderungen und/oder den Einsatz synthetischer Kraftstoffe implementiert oder diskutiert werden. Die für den Luftverkehrssektor in diesem Bericht dargestellte analytische Methodik ist in diesen Fällen übertragbar.

Ziel der vorliegenden Studie ist es dabei, die grundlegende Methodik und zu beachtende Wirkzusammenhänge bei der Bestimmung der Wirtschaftlichkeit von reFuels darzustellen und damit unter anderem Handlungsempfehlungen für das Bundesland Baden-Württemberg zu geben, wie es den Hochlauf von reFuels

³ <https://www.refuels.de/>.

⁴ PtL steht dabei für „Power-to-Liquid“.

⁵ Renewable Fuels from non-biological origin.

gezielt unterstützen kann. Für Wirtschaftlichkeitsberechnungen für konkrete reFuel-Projekte, wäre dann diese Methodik unter Berücksichtigung von aktuellen Marktdaten bzw. -projektionen und des jeweils aktuellen regulatorischen Rahmens in den Zielmärkten anzuwenden.

1.3 Aufbau des Berichts

Der Bericht gliedert sich wie folgt:

- Zunächst beschreiben wir die grundlegenden Kosten- und Erlöstreiber von reFuels (Abschnitt 2);
- anschließend beschreiben wir den heutigen und zukünftigen regulatorischen Rahmen für reFuels im Verkehrssektor (Abschnitt 3);
- skizzieren Business Modelle für reFuels im Verkehrssektor am Beispiel des Flugverkehrssektors (Abschnitt 4); und
- ziehen Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen (Abschnitt 5).

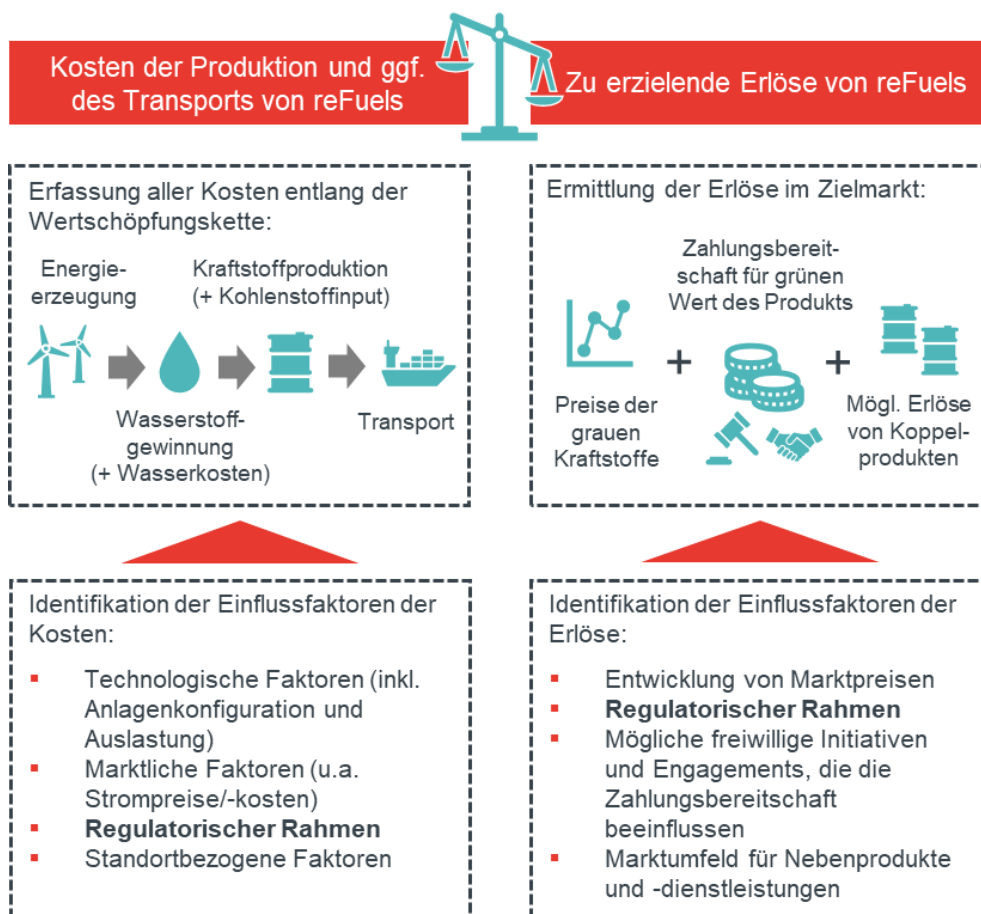
2 KOSTEN- UND ERLÖSTREIBER VON REFUELS

Die Wirtschaftlichkeit von reFuels-Anlagen hängt einerseits von kostenseitigen Faktoren und andererseits von der Höhe der Erlöse, die von reFuels in den jeweiligen Zielmärkten zu erzielen sind, ab. Wie wir im Folgenden erläutern, haben regulatorische Vorgaben sowohl auf die Höhe der Kosten als auch auf die Höhe der Erlöse Auswirkungen. In diesem Abschnitt gehen wir auf diesen Zusammenhang näher ein und legen dabei den Fokus auf eine Beschreibung der grundlegenden Treiber und Wirkzusammenhänge. Auf konkrete regulatorische Rahmenbedingungen gehen wir dann in Abschnitt 3 ein.

2.1 Überblick über Kosten- und Erlöstreiber von reFuels

Der Bau und Betrieb einer reFuels-Anlage ist dann wirtschaftlich, wenn mindestens alle mit der Produktion des reFuels verbundenen Kosten durch die mit dem Verkauf der reFuels zu erzielenden Erlöse gedeckt werden können (Abbildung 5).

Abbildung 5 Übersicht über Kosten- und Erlöstreiber von reFuels



Quelle: Frontier Economics.

Im Folgenden gehen wir auf die einzelnen Kosten- und Erlöstreiber näher ein.

2.1.1 Kostentreiber von reFuels

Auf der Kostenseite sind alle mit der Produktion und – je nach Produktionsstandort – des Transports von reFuels verbundenen Kosten zu berücksichtigen. Dies umfasst die Kosten

- der Stromproduktion bzw. des Strombezugs;
- der Wasserbereitstellung;
- der Elektrolyse;
- der Bereitstellung des für die Weiterverarbeitung benötigten Kohlenstoffs;
- der Synthese und Kraftstoffaufbereitung; und
- des Kraftstofftransports.

Wesentliche Treiber dieser Kosten sind

- Technologische Faktoren – hierunter fallen technologische Entwicklungen, die zu Kostendegressionen führen können wie Erhöhung der Energieeffizienz, aber auch die Anlagengröße und Anlagenkonfiguration⁶ sowie die Auslastung der Elektrolyse- und Synthesenanlagen⁷.
- Marktliche Faktoren – hierunter fallen beispielsweise Rohstoffpreise (z. B. von Stahl), die die Höhe der Investitionskosten der Anlagen beeinflussen, und das Zinsniveau, das die Finanzierungskosten der Anlage beeinflusst.
- Standortbezogene Faktoren – Der Standort der reFuels-Produktionsanlage hat insbesondere einen Einfluss auf die Höhe der Produktions- bzw. Beschaffungskosten des grünen Stroms.⁸ Zusätzlich beeinflusst der Standort die Höhe der Transportkosten, die jedoch im Vergleich zu anderen Kostenkomponenten einen eher geringen Anteil an den Gesamtkosten flüssiger Kraftstoffe haben.⁹
- Regulatorische Rahmenbedingungen – Der regulatorische Rahmen beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von reFuels kostenseitig vor allem in Bezug auf die Höhe der Strombezugskosten und des Kohlenstoffbezugs:
 - Die Höhe der Strombezugskosten wird durch den regulatorischen Rahmen beeinflusst

⁶ So können durch den Bau von größeren Anlagen Skaleneffekte erzielt werden (siehe hierzu z. B. Frontier Economics (2021b)).

⁷ Eine höhere Auslastung der Anlagen führt zu niedrigeren Kosten je produzierter Einheit. Eine hohe Auslastung kann erreicht werden, indem besonders gute Standorte (mit hohen Volllaststunden bei der Grünstrom-Produktion) genutzt werden, Portfolioeffekte genutzt werden (z. B. Nutzung einer Kombination von Wind- und Photovoltaik-Anlagen statt lediglich Anlagen einer Technologie), die Grünstromerzeugung in Bezug auf die Elektrolyse-Kapazität überdimensioniert wird, sodass eine höhere Auslastung der Elektrolyseure erzielt werden kann, oder durch den Einsatz von Speichern (Batterie- und/oder Wasserstoffspeicher). Die kosten-optimale Auslastung ist letztendlich Ergebnis einer Optimierung zwischen den mit Erhöhung der Auslastung verbundenen Kosten und der Kostenersparnis durch eine bessere Ausnutzung der Anlagen.

⁸ Siehe hierzu z. B. Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018).

⁹ Siehe hierzu z. B. Frontier Economics (2021b).

- durch Festlegung von Kriterien an den Strombezug von grünem Wasserstoff (gemäß delegiertem Rechtsakt RED II Artikel 27 (3));
 - durch Regelungen zur Behandlung von zusätzlichen Strombestandteilen (EEG-Umlage, Stromsteuer, Netzentgelte) für den Strombezug von grünem Wasserstoff.
- Der regulatorische Rahmen in Bezug auf den Kohlenstoffbezug bei der Produktion von reFuels ist noch weitestgehend unklar. Die Bestimmungen dazu, welche Kohlenstoffquellen unter welchen Bedingungen letztendlich genutzt werden dürfen, hat jedoch einen großen Einfluss auf die Höhe der reFuel-Produktionskosten.¹⁰

Auf die regulatorischen Rahmenbedingungen gehen wir in Abschnitt 3 näher ein.

2.1.2 Erlöstreiber von reFuels

Die von reFuels zu erzielenden Erlöse setzen sich aus drei wesentlichen Komponenten zusammen:

- reFuels können mindestens zum Preis der jeweiligen fossilen („grauen“) Alternativ-Kraftstoffe veräußert werden („grauer Wert“);
- sofern es eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für die grüne Produkteigenschaft von reFuels gibt (z. B. aufgrund von regulatorischen Maßnahmen oder Vorgaben wie z. B. Quoten), werden reFuels darüber hinaus einen grünen Mehrwert erzielen („grüner Wert“);
- zudem können für Koppelprodukte, sofern diese anfallen und auf einen Bedarf treffen, Erlöse erzielt werden.

Auf die Treiber des „grauen“ und des „grünen“ Wertes gehen wir im Folgenden näher ein.

2.2 Treiber des „grauen“ und des „grünen“ Wertes von reFuels

Der **„graue“ Wert von reFuels** entspricht dem im Zielmarkt erzielbaren Preis für das jeweilige alternative fossile Produkt (also z. B. dem Preis für fossiles Benzin/Diesel/Kerosin). Dieser graue Wert wird zum einen durch den (Großhandels-) Marktpreis des Kraftstoffs bestimmt, und zum anderen – aus Endkundensicht – durch Steuern, Abgaben und/oder Emissionspreise, die den Endkundenpreis des grauen Produktes verteuern. Relevant sind hierbei Steuern, Abgaben und Emissionspreise, die nur fossile Kraftstoffe, nicht aber die regenerativ erzeugten Kraftstoffe betreffen. Andernfalls, sofern sie graue und grüne Kraftstoffe gleichermaßen betreffen, haben sie netto betrachtet keine Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von grünen Kraftstoffen.¹¹

¹⁰ Siehe hierzu z. B. Frontier Economics (2021b).

¹¹ Zwischen fossilen und grünen Produkten differenzierte Steuern/Abgaben und CO₂-Preise könnten auch als Teil des grünen Werts interpretiert werden, da auch über diese Maßnahmen der grüne Mehrwert der grünen Produkte monetarisiert wird. In diesem Fall nehmen wir die Käufersicht ein und betrachten, wie oben

Der „**grüne Mehrwert von reFuels**“ entspricht der zusätzlichen Zahlungsbereitschaft für die grüne Produkteigenschaft. Diese Zahlungsbereitschaft kann entweder durch freiwillige Initiativen entstehen (beispielsweise durch Selbstverpflichtungen von Unternehmen oder Branchen) oder durch regulatorisch gesetzte Maßnahmen, wie z. B. Quoten für grüne Kraftstoffe. Bei der Bestimmung des grünen Mehrwerts von reFuels ist es wichtig, Interdependenzen zwischen einerseits dem grauen und dem grünen Wert und andererseits zwischen verschiedenen regulatorischen Maßnahmen zu beachten (Abbildung 6):

- **Die Höhe der grauen Preise kann Einfluss auf grünen Mehrwert haben** – Die Höhe der Preise für konventionelle Kraftstoffe bestimmen, wie hoch die Zusatzkosten von grünen Kraftstoffen sind, die anderweitig gedeckt werden müssen, um eine wirtschaftliche Produktion von reFuels zu erlauben. Können zu den Preisen der konventionellen Kraftstoffe beispielsweise die Hälfte der Produktionskosten von reFuels gedeckt werden, so müssen reFuels-Anbieter die andere Hälfte ihrer Produktionskosten beispielsweise über den Verkauf von Zertifikaten in einem Quotensystem oder über andere Zusatzeinnahmen decken. Reichen dagegen die Erlöse auf dem Markt für konventionelle Kraftstoffe bereits aus, um die Kosten von reFuels zu decken, kann im Extremfall der monetäre grüne Mehrwert von reFuels gegen Null gehen. „Grauer“ und „grüner“ Wert von reFuels können daher nicht separat voneinander ermittelt und aufaddiert werden; der grüne Wert muss stets in Abhängigkeit des grauen Wertes ermittelt werden.
- **Verschiedene Maßnahmen zur Förderung von grünen Produkten können Interdependenzen aufweisen** – Der grüne Mehrwert von reFuels, der beispielsweise durch ein Quotensystem induziert wird, hängt zudem davon ab, welche weiteren Regularien und Förderprogramme die Zusatzkosten von reFuels (gegenüber den konventionellen Alternativprodukten) beeinflussen. So senken beispielsweise Investitions- oder Betriebskostenzuschüsse (CAPEX bzw. OPEX Förderzahlungen¹²) für reFuels-Anlagen die Zusatzkosten von reFuels und beeinflussen damit auch das Angebotsverhalten dieser Anlagenbetreiber auf einem Quotenmarkt für grüne Produkte (siehe hierzu auch Abschnitt 4.3).

beschrieben, den grauen Wert als Preis der konventionellen Kraftstoffe inklusive Steuern/Abgaben und CO₂-Preise, die nur auf die fossilen Produkte anfallen. Bei diesem Preis wären Käufer von Kraftstoffen indifferent zwischen dem Einkauf von fossilen Kraftstoffen und reFuels.

¹² Mit CAPEX (engl. capital expenditures) werden jegliche Investitionskosten bezeichnet, OPEX (engl. operational expenditures) bezeichnen dagegen Ausgaben, die durch den laufenden Betrieb anfallen.

Abbildung 6 „Grauer“ und „grüner“ Wert von reFuels



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Abgaben/Steuern und CO₂-Zertifikatspreise, die nur auf den konventionellen Kraftstoff entfallen, könnten auch als Teil des grünen Werts interpretiert werden, da auch diese Maßnahmen dazu beitragen, dass der grüne Mehrwert der grünen Produkt monetarisiert wird.

3 REGULATORISCHER RAHMEN FÜR REFUELS IM VERKEHRSSSEKTOR – HEUTE UND IN ZUKUNFT

Einen wesentlichen Treiber der Wirtschaftlichkeit von reFuels stellt der auf EU- und nationaler Ebene definierte Regulierungsrahmen dar. Die Maßnahmen zur Erfüllung der ambitionierten europäischen und nationalen Klimaziele werden maßgeblich über den Markthochlauf von reFuels in Deutschland und Europa entscheiden.

In diesem Kapitel

- geben wir zunächst einen Überblick über die aktuellen klimapolitischen Entwicklungen auf europäischer und nationaler Ebene (Abschnitt 3.1);
- beschreiben anschließend den sich aus den Klimapolitiken ergebenden regulatorischen Rahmen für den Verkehrssektor insgesamt (Abschnitt 3.2);
- und erläutern dann im Detail die relevantesten klimapolitischen Instrumente im Bereich der Luftfahrt, des Straßenverkehrs und der Schifffahrt im Hinblick auf den Markthochlauf von reFuels (Abschnitte 3.3 bis 3.5).

3.1 Neue Maßnahmenkataloge zur Erfüllung ambitionierterer Klimaschutzziele auf europäischer und nationaler Ebene

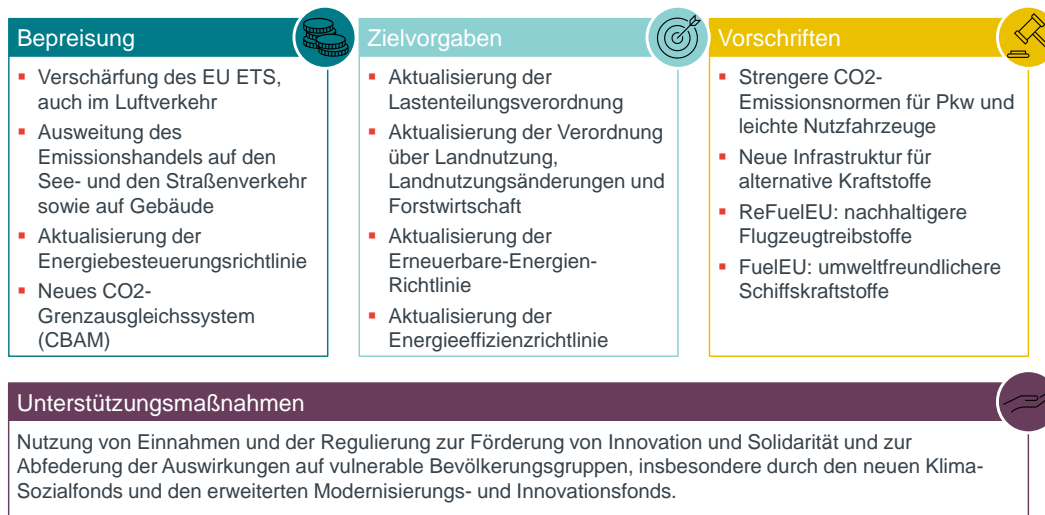
Im Folgenden stellen wir die aktuellen europäischen und nationalen Maßnahmen und Instrumente zur Erfüllung der Klimaschutzziele auf europäischer und nationaler Ebene vor.

3.1.1 Ambitioniertere europäische Klimaziele sollen im Rahmen des Regulierungspakets „Fit-For-55“ umgesetzt werden

Im Zuge des im Dezember 2019 von der Europäischen Kommission vorgestellten European Green Deal hat die EU sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 netto keine Treibhausgase mehr auszustoßen. Auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität sollen zudem die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um 55 % sinken. Um das Zwischenziel 2030 zu erreichen, hat die Europäische Kommission am 14. Juli 2021 das sogenannte „Fit-for-55“-Paket vorgestellt.¹³ Es beinhaltet Vorschläge für eine Reihe reformierter und neuer Richtlinien und Verordnungen zur EU-Klimapolitik. Der vorgeschlagene Maßnahmenkatalog beinhaltet neben marktorientierten Instrumenten wie der CO₂-Bepreisung, konkrete Zielvorgaben, Vorschriften und Fördermaßnahmen (**Abbildung 7**).

¹³ Europäische Kommission (2021a).

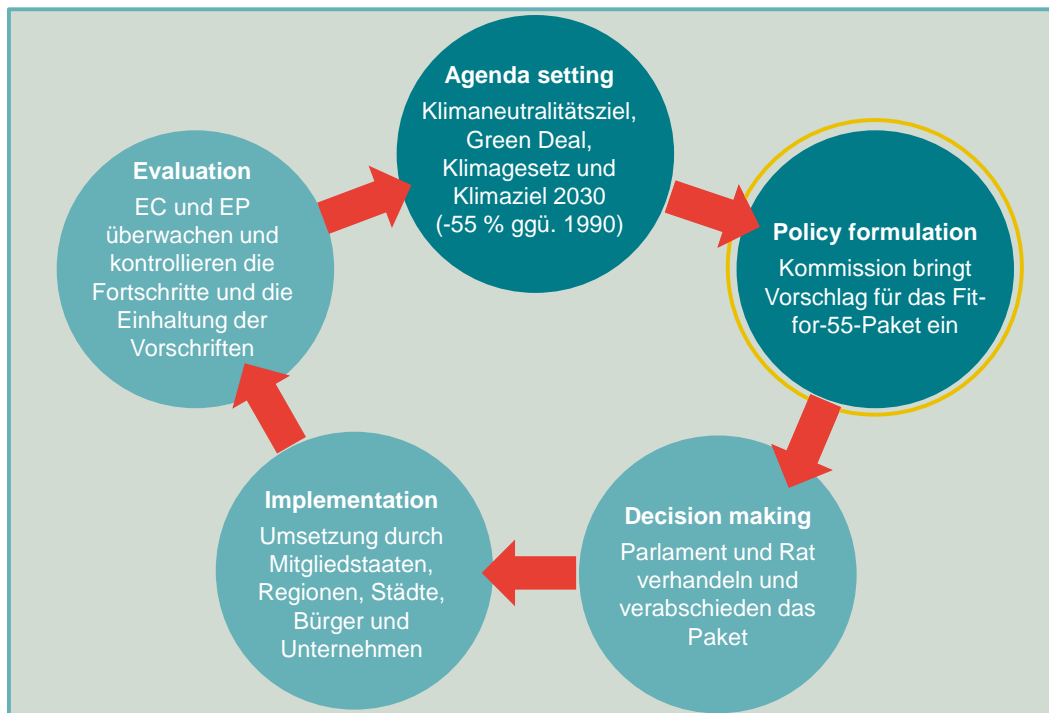
Abbildung 7 Das "Fit-for-55"-Paket auf einen Blick



Quelle: Frontier Economics auf Basis der Europäischen Kommission (2021a).

Zu betonen ist, dass es sich bei den überarbeiteten und neuen Richtlinien und Verordnungen im Rahmen von „Fit-for-55“ zunächst nur um Vorschläge der Europäischen Kommission handelt, die im Laufe der kommenden Monate und Jahre zwischen den Europäischen Institutionen und den Mitgliedstaaten verhandelt werden (**Abbildung 8**). Der Ausgang dieser Verhandlungen ist ungewiss und langwierig, weshalb im Hinblick auf den zukünftigen regulatorischen Rahmen des Verkehrssektors die Vorschläge der Kommission aktuell den *best guess* darstellen, den wir in den weiteren Überlegungen betrachten werden.

Abbildung 8 Der Politikzyklus des "Fit-For-55"-Pakets

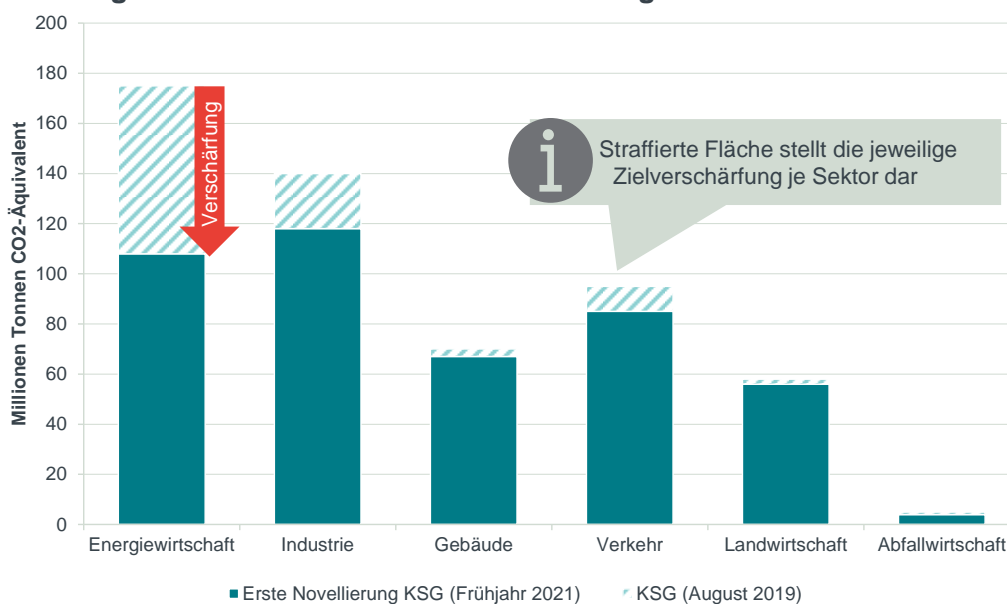


Quelle: Frontier Economics auf Basis von Agora Energiewende (2021), A "Fit for 55" Package Based on Environmental Integrity and Solidarity.

3.1.2 Ambitioniertere nationale Sektorziele im Rahmen der Novellierung des Klimaschutzgesetzes (KSG) nach BVerfG-Entscheidung

Auf nationaler Ebene wird der regulatorische Rahmen für den Verkehrssektor maßgeblich von den im deutschen Klimaschutzgesetz (KSG) normierten nationalen Sektorzielen bestimmt. Mit dem im April 2021 veröffentlichten Beschluss des Bundesverfassungsgerichts wurde das KSG von 2019 in Teilen als verfassungswidrig eingestuft, da laut BVerfG-Entscheidung hinreichende Maßnahmen zur Emissionsreduktion ab 2031 nicht in ausreichender Form enthalten waren.¹⁴ Im Zuge dessen schlug das Bundesumweltministerium (BMU) im Referentenentwurf zur Novellierung des KSG neben der Klimaneutralität bis 2045 auch verschärfte Sektorziele bis 2030 vor, welche seit der Verabschiedung im Bundestag im August 2021 gesetzlich bindend sind.¹⁵ Zusätzliche Treibhausgasreduktionen sollen hauptsächlich aus der Energiewirtschaft kommen, jedoch wurden auch die Ziele der Industrie und des Verkehrsbereichs signifikant verschärft (**Abbildung 9**).

Abbildung 9 Nationale Sektorzielverschärfung 2030 im Rahmen des KSG



Quelle: Frontier Economics auf Basis des KSG in seiner ursprünglichen Fassung vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2513) und ersten Novellierung vom 18.08.2021 (BGBl. I S. 3905).

Für Baden-Württemberg gelten darüber hinaus nochmals ambitioniertere Klimaschutzziele. Gemäß der im Herbst 2021 verabschiedeten Novelle des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg (KSG BW) soll der Treibhausgasausstoß des Landes im Vergleich zu den Gesamtemissionen des Jahres 1990 bis 2030 um mindestens 65 % gesenkt werden und bis 2040 über

¹⁴ BVerfG (2021), Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021.

¹⁵ Bundestag (2021), Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 18. August 2021.

eine schrittweise Minderung Netto-Treibhausgasneutralität („Klimaneutralität“) erreicht sein.¹⁶

3.2 Überblick über den regulatorischen Rahmen für reFuels im Verkehrssektor

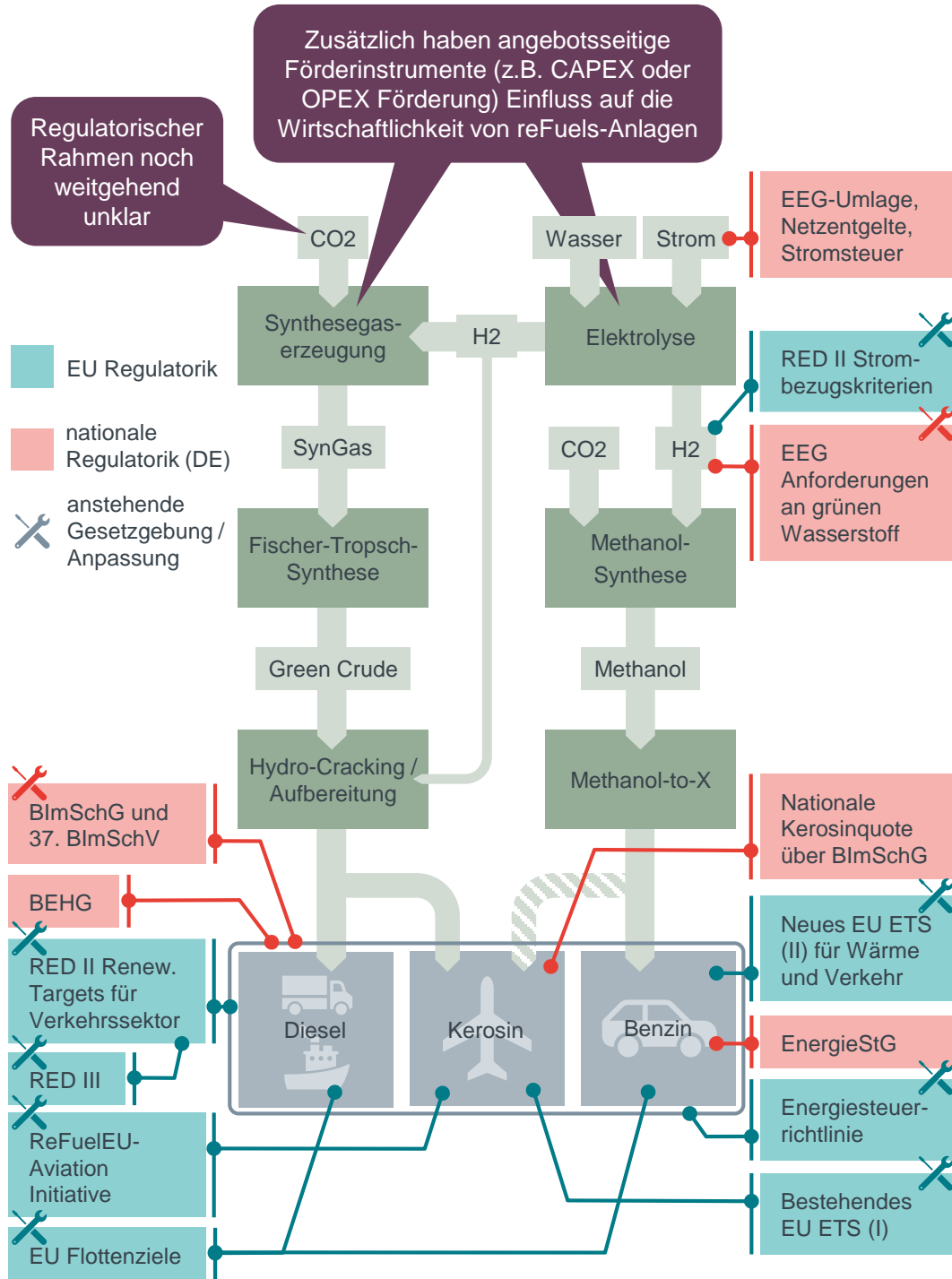
Aus den übergeordneten Klimazielen ergeben sich sektorspezifische Ziele für den Verkehrssektor, welche mithilfe von regulatorischen Maßnahmenkatalogen auf europäischer und nationaler Ebene erreicht werden sollen. Diese beeinflussen sowohl die Kosten als auch die Erlöse von Kraftstoffen. Entlang der gesamten Wertschöpfungskette von reFuels können Regularien identifiziert werden, die die Kosten und Preise von Vor-, Zwischen und Endprodukten beeinflussen bzw. potentiell beeinflussen werden (**Abbildung 10**). Im Folgenden erläutern wir die wichtigsten regulatorischen Maßnahmen, die den Verkehrssektor insgesamt betreffen. Dies sind insbesondere

- die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) (Abschnitt 3.2.1);
- die Energiesteuerrichtlinie (Abschnitt 3.2.2); und
- Instrumente zur Emissionsbepreisung (Abschnitt 3.2.3).

Anschließend (in Abschnitt 3.3 bis 3.5) gehen wir im Detail auf die relevantesten klimapolitischen Instrumente für die Luftfahrt, den Straßenverkehr und die Schifffahrt im Hinblick auf den Markthochlauf von reFuels ein.

¹⁶ Landtag von Baden-Württemberg (2021), Gesetz zur Änderung des KSG BW vom 6. Oktober 2021.

Abbildung 10 Die Regulierungskarte für reFuels



Quelle: Frontier Economics.

3.2.1 Erneuerbare-Energien-Richtlinie schafft Nachfrage für reFuels, beeinflusst aber auch die Herstellungskosten

Die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie (engl. „*Renewable Energy Directive*“, kurz RED) regelt den gezielten Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE). Die seit 2009 bestehende Richtlinie wurde 2018 umfassend novelliert und wird seitdem auch als RED II bezeichnet. Im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets wurde ein Entwurf für eine weitere umfassende Novellierung veröffentlicht (RED III).

Die RED schafft Nachfrage nach erneuerbaren Kraftstoffen

Die RED II definiert sowohl allgemeine Ziele für den Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch innerhalb der Union als auch sektorspezifische Ziele. Für den gesamten Verkehrssektor gilt aktuell noch eine Verpflichtung für Kraftstoffanbieter, den EE-Anteil bis 2030 auf 14 % zu erhöhen. Innerhalb dieses Mindestanteils besteht eine Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe (3,5 % im Jahr 2030¹⁷), jedoch keine Unterquote für synthetische strombasierte Kraftstoffe. Zudem besteht für verschiedene Kraftstoffe bzw. Antriebstechnologien eine Mehrfachanrechnung auf das EE-Ziel. So können bspw. Biokraftstoffe doppelt angerechnet werden, Elektrizität im Straßenverkehr sogar bis zu vierfach.¹⁸ Ein Multiplikator für synthetische strombasierte Kraftstoffe wird allerdings nicht erwähnt.

Mit der RED III sollen die EE-Ziele angehoben werden. Der unionsweite EE-Mindestanteil soll von bisher 32 % auf 40 % bis 2030 ansteigen. Im Verkehrssektor soll das EE-Ziel laut Kommissionsvorschlag durch ein THG-Reduktionsziel in Höhe von 13 % ersetzt werden, laut Vorschlag des zuständigen Berichterstatters des Europäischen Parlaments¹⁹ sogar in Höhe von mindestens 20 %. Gleichzeitig ist geplant, sämtliche Multiplikatoren (Mehrfachanrechnungen einzelner Technologien) abzuschaffen.²⁰ Außerdem soll gemäß Kommissionsvorschlag erstmals eine spezifische Unterquote für strombasierte erneuerbare Kraftstoffe in Höhe von 2,6 % am Gesamtenergieverbrauch des Verkehrssektors eingeführt werden. Der Berichterstatter des Europäischen Parlaments schlägt vor, dass die 2,6 % bereits im Jahr 2028 erreicht werden sollen und bis 2030 auf mindestens 5 % ansteigen sollen. Gleichzeitig schlägt er jedoch auch vor, dass neben strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen auch kohlenstoffarmer Wasserstoff auf die Unterquote anrechenbar sein soll.²¹ Bedingung für die Anrechenbarkeit von

¹⁷ Mit der RED III soll die Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe im Gesamtverkehrssektor auf 2,2 % (2030) festgesetzt werden.

¹⁸ Die konkrete Ausgestaltung der Multiplikatoren liegt – innerhalb der durch die RED II vorgegebenen Grenzen – im Handlungsspielraum der Mitgliedsstaaten.

¹⁹ Berichtsentwurf von Markus Pieper, Berichterstatter des Europäischen Parlaments für die Überarbeitung der Richtlinie für Erneuerbare Energien (2018/2001) (RED II) vom 15. Februar 2022. Eine Abstimmung über den Berichtsentwurf im Plenum des Europäischen Parlamentes ist für den Zeitraum nach der Sommerpause 2022 vorgesehen.

²⁰ Allerdings ist für die Berechnung der Emissions-Reduktion von Ladestrom die Anwendung eines Referenzwertes erforderlich, der den Stromeinsatz in Emissionsreduktionen transformiert. Das Emissionsreduktionspotenzial von Ladestrom wird also durch diesen politische definierten Referenzwert determiniert (vergleiche Abschnitt 3.4.1).

²¹ Hierdurch wäre auch blauer Wasserstoff, d. h. Wasserstoff, der auf Basis von Erdgas in Kombination mit dem CCS-Verfahren (Auffangen und Speicherung des Kohlenstoffs) hergestellt wird, anrechenbar. Ebenfalls könnte eine solche Änderung auch bedeuten, dass Wasserstoff, der auf Basis von Kernenergiestrom hergestellt wird, anrechenbar würde.

erneuerbaren Kraftstoffen auf die Unterquote und das unionsweite EE-Ziel ist eine Emissionseinsparung von mindestens 70 % gegenüber fossilen Energieträgern.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie setzt also den regulatorischen Rahmen auf EU-Ebene, um die Nachfrage nach erneuerbaren Kraftstoffen zu stimulieren. Die Marktsituation von strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen hängt dabei, neben der Größe des Gesamtmarktes für erneuerbare Kraftstoffe, von der Konkurrenzsituation zwischen strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen und anderen erneuerbaren Kraftstoffen (Biokraftstoffe, Ladestrom), bzw. je nach Ausgestaltung der Richtlinie auch von anderen kohlenstoffarmen Kraftstoffen, ab. Wie stark diese Konkurrenzsituation ist, hängt dabei einerseits von den Herstellungskosten der verschiedenen Kraftstoffe, und andererseits von der konkreten Ausgestaltung der regulatorischen Rahmenbedingungen (Ober- und Untergrenzen für bestimmte Kraftstoffe, Setzung von Multiplikatoren) ab.

Innerhalb der durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie gesetzten Rahmenbedingungen haben die einzelnen Mitgliedsstaaten Ermessungsspielräume bei der Umsetzung der Richtlinie (z. B. in Bezug auf die Festlegung von Ober- und Untergrenzen). In Deutschland ist im Bereich des Straßenverkehrssektors die THG-Minderungsquote das maßgebliche Instrument zur Umsetzung der Richtlinie (siehe Abschnitt 3.4.1).

Strombezugskriterien für grünen Wasserstoff beeinflussen Herstellungskosten von grünen strombasierten Kraftstoffen

Damit grüner Wasserstoff und dessen Derivate (also z. B. synthetischer grüner Diesel/Benzin/Kerosin) auf die Ziele der Erneuerbare-Energien-Richtlinie anrechenbar sind, müssen bestimmte Anforderungen an die Herstellung des grünen Wasserstoffs erfüllt werden. Die RED II legt die Rahmenbedingungen für diese Kriterien fest, die durch einen delegierten Rechtsakt konkretisiert werden (siehe untenstehende Textbox zum Entwurf des delegierten Rechtsakts). Diese Rahmenbedingungen sind:

- Ein **Nachweis über die Erneuerbaren-Eigenschaft** – Dieser muss für die gesamte in der Elektrolyse eingesetzte Strommenge, die angerechnet werden soll, erbracht werden. Bei netzgekoppelten Elektrolyseuren muss dies über einen entsprechenden Strombezugsvertrag, ein Power-Purchase-Agreement (PPA), erfolgen.²² Strom, der auf Basis von Biomasse hergestellt wird, ist grundsätzlich nicht anrechenbar;
- Das **Kriterium der Zusätzlichkeit** – Hierdurch soll sichergestellt werden, dass der Strombedarf der Elektrolyseure zusätzlich zur Nutzung bzw. zum Ausbau erneuerbarer Energiequellen beiträgt;
- Das **Kriterium der zeitlichen und räumlichen Korrelation** – Dieses erfordert eine gewisse Gleichzeitigkeit und räumliche Nähe von Strombezug und Wasserstoffproduktion.

²² Zudem würde der Strom auch bei Netzbezug als „grün“ gelten, wenn der EE-Anteil in der Gebotszone, in dem der Elektrolyseur sich befindet, im vergangenen Kalenderjahr über 90% lag (und zusätzlich die Produktion von grünen Kraftstoffen eine bestimmte Stundenanzahl nicht übersteigt, die in Bezug auf den jeweiligen EE-Anteil in der Gebotszone festgelegt wird). Ebenso würde der Strom als grün gelten, sofern die Nutzung des Stroms für die Wasserstoffherzeugung den Redispatch-Bedarf für EE-Anlagen verringert. In der Praxis wird jedoch, mindestens in den nächsten Jahren, der Nachweis der Erneuerbaren-Eigenschaft über PPAs am bedeutsamsten sein.

Die konkrete Ausgestaltung dieser Kriterien hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Herstellungskosten von grünem Wasserstoff und damit auch auf die Kosten, und folglich die Wirtschaftlichkeit, von synthetischen grünen Kraftstoffen.²³

Süddeutsche Bundesländer wie Baden-Württemberg sind dabei von der Ausgestaltung der Strombezugskriterien für die Herstellung grünen Wasserstoffs im delegierten Rechtsakt besonders betroffen, da der Anschluss an das europäische Wasserstoffnetz nicht vor dem Jahr 2035 in größerem Umfang zu erwarten ist²⁴ und daher Wasserstoffimporte erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich sein werden als in anderen Regionen. Gleichzeitig ist eine Produktion von grünem Wasserstoff im Land aufgrund der derzeit vorgesehenen strengen Grünstromkriterien kaum wirtschaftlich umsetzbar – dies gilt insbesondere für den Zeitraum nach der Übergangsphase bis Ende 2026 (siehe Textbox unten).

²³ Siehe hierzu z. B. die Analysen in Frontier Economics (2021).

²⁴ European Hydrogen Backbone (2021).

AUSGESTALTUNG DER STROMBEZUGSKRITERIEN

Die konkrete Ausgestaltung der Strombezugskriterien erfolgt durch einen delegierten Rechtsakt. Der im Mai 2022 veröffentlichte Entwurf des delegierten Rechtsakts definiert die Kriterien wie folgt:

- Um das **Kriterium der Zusätzlichkeit** zu erfüllen, soll lediglich Strom aus nicht-geförderten EE-Stromerzeugungsanlagen, die nicht früher als 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen wurden, angerechnet werden können. Mit dieser Auslegung des Zusätzlichkeitskriteriums wird die Nutzung von Bestandsanlagen prinzipiell ausgeschlossen; lediglich für Anlagen mit Repowering bestehen Ausnahmen. Diese Auslegung führt z. B. dazu, dass Strom aus Wasserkraftwerken, mit dessen Einsatz eine hohe Betriebsstundenzahl des Elektrolyseurs erreicht werden könnte, nicht verwendet werden kann. Hierbei gilt eine Übergangsfrist bis zum 31.12.2026 (inklusive Bestandsschutz): Für Elektrolyseure, die bis zu diesem Datum in Betrieb genommen werden, muss das Kriterium der Zusätzlichkeit nicht erfüllt werden (d.h. dass z.B. auch Strom aus Wasserkraftwerken oder anderen Bestandsanlagen genutzt werden kann).
- Das **Kriterium der zeitlichen Korrelation** erfordert eine gewisse Gleichzeitigkeit von Strombezug und Wasserstoffproduktion. Ab dem 01.01.2027 ist der Nachweis der zeitlichen Korrelation auf stündlicher Basis zu erbringen (auch für Elektrolyseure, die vor der Übergangsfrist in Betrieb genommen worden sind). Bis zum 31.12.2026 gilt eine Übergangsfrist, innerhalb derer der Nachweis nur auf monatlicher Basis erbracht werden muss.²⁵ Generell gilt, dass längere Bilanzzeiträume es erlauben, die Wasserstoffkosten gegenüber kurzen Bilanzzeiträumen erheblich zu senken.²⁶ Ein relativ kurzer Bilanzierungszeitraum auf stündlicher Basis, wie derzeit (ab 2027) vorgesehen, erhöht daher die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukten gegenüber längeren Bilanzierungszeiträumen (z. B. auf monatlicher Basis).
- Zudem wird über das **Kriterium der geografischen Korrelation** auch eine räumliche Nähe zwischen Stromerzeugung und -einsatz vorgeschrieben. Gemäß des Entwurfs des delegierten Rechtsakts gilt das Kriterium der geografischen Korrelation als erfüllt, sofern
 - sich EE-Anlage und Elektrolyseur in derselben Gebotszone befinden;
 - sich die EE-Anlage in der benachbarten Gebotszone befindet und der Strompreis dort am Day-Ahead Markt gleich oder höher ist, als in der Gebotszone des Elektrolyseurs; oder
 - sich die EE-Anlage in einer angrenzenden Offshore-Gebotszone befindet.
 Zudem dürfen die einzelnen Mitgliedsstaaten weitere Standortkriterien festlegen, um die Zubauten von Elektrolyseuren und EE-Anlagen in Einklang mit nationalen Ausbauplänen für Strom- und Wasserstoffnetze zu bringen.

²⁵ Zudem gilt das Kriterium der zeitlichen Korrelation als erfüllt, wenn der Strom aus einem Speicher entnommen wird, welcher zur gleichen Stunde beladen wurde, in der der EE-Strom produziert wurde (bis Ende 2026 gilt auch hier, dass Einspeicherung und EE-Stromerzeugung im gleichen Kalendermonat und

3.2.2 Überarbeitete Energiesteuerrichtlinie könnte Markthochlauf von reFuels im gesamten Verkehrssektor fördern

Die aktuell geltende EU-Energiesteuerrichtlinie (*European Tax Directive, ETD*)²⁷ legt die Rahmenbedingungen in der Europäischen Union zur Besteuerung von Strom, Kraftstoffen und Heizstoffen fest. Sie wirkt im Verkehrssektor somit unmittelbar. Im Kern definiert sie mengenbasierte Mindeststeuersätze für die EU-Mitgliedsstaaten, mit dem Ziel, Wettbewerbsverzerrungen durch unterschiedliche Steuersysteme entgegenzuwirken und gleichzeitig einen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz zu leisten. Die Energiesteuerrichtlinie wurde im Jahr 2003 vor dem Hintergrund der damaligen Debatte um Umwelt- bzw. Ökosteuern eingeführt: Der Verbrauch von Energie sollte generell verteuert werden, um Anreize für Energieeffizienz, bzw. zum Energiesparen, zu setzen.

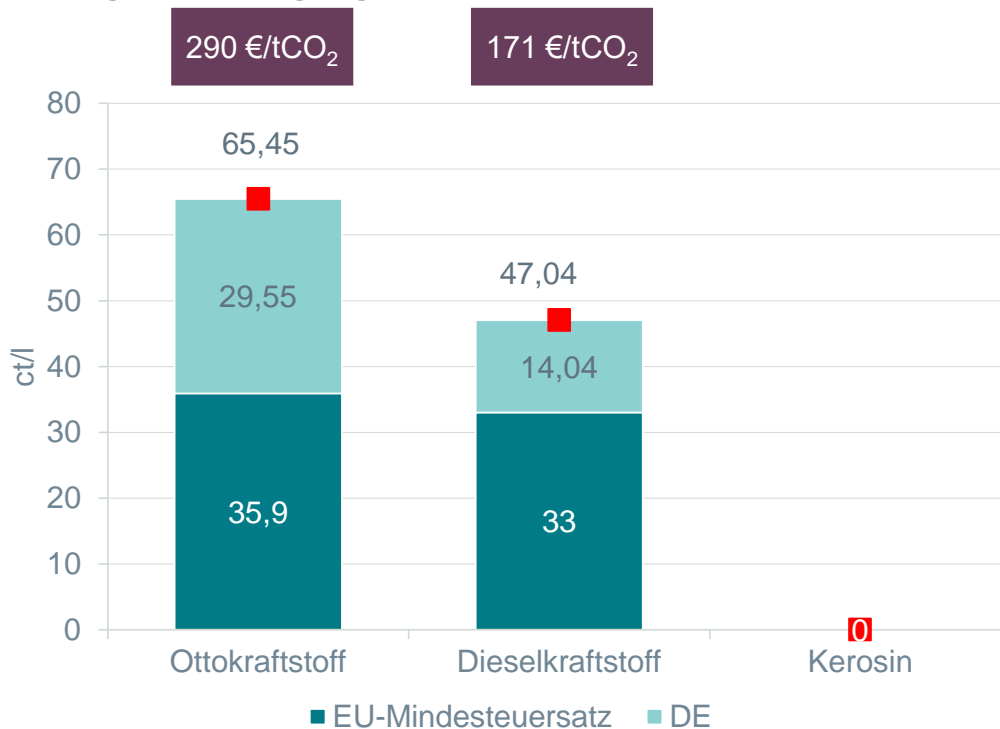
In Deutschland wird die EU-Energiesteuerrichtlinie durch das Energiesteuergesetz (EnergieStG) in nationales Recht umgesetzt. Die gültigen Steuersätze für Diesel und Benzin liegen dabei deutlich über den EU-Mindeststeuersätzen (**Abbildung 11**). Gegenüber Benzin sind Dieselmotorkraftstoffe in Deutschland mit niedrigeren Steuersätzen zudem steuerbegünstigt. Kerosin ist aktuell sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene energiesteuerbefreit.

Eine Differenzierung zwischen fossilen und regenerativ erzeugten Kraftstoffen sieht die europäische und deutsche Gesetzgebung aktuell (noch) nicht vor.

nicht in der gleichen Stunde erfolgen müssen). Ebenso gilt das Kriterium der zeitlichen Korrelation als erfüllt, wenn Strom in Stunden genutzt wird, in denen der Strompreis ≤ 20 €/MWh oder kleiner als das 0,36-fache des CO₂-Preises ist.

²⁶ Frontier Economics (2021).

²⁷ EU-Richtlinie 2003/96/EG.

Abbildung 11 Aktuell gültige Steuersätze auf Kraftstoffe in Deutschland

Quelle: Frontier Economics basierend auf § 2 EnergieStG, BGGI Teil I

Hinweis: Die Steuersätze pro emittierter Tonne CO₂ werden in den lila Kästen dargestellt

In ihrer gegenwärtigen Ausgestaltung setzt die nun fast 20 Jahre alte Richtlinie keine Anreize zur Nutzung von klimafreundlicheren Brenn- und Kraftstoffen. Aus diesem Grund wurde im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets seitens der Kommission ein Reformvorschlag vorgelegt²⁸, der eine umfassende Revision der aktuellen Richtlinie vorsieht. Im Wesentlichen werden dabei folgende Ziele verfolgt:

- Angleichung der Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom an die Energie- und Klimapolitik der EU als Beitrag zur Verwirklichung der EU-Energieziele für 2030 und zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2050;
- Schutz des EU-Binnenmarkts durch Aktualisierung des Anwendungsbereichs und der Struktur der Steuersätze, sowie durch sparsamere Verwendung optionaler Steuerbefreiungen und -ermäßigungen.

Die Energiesteuerreform sieht im Kern neue Mindeststeuersätze von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom ab 2023 vor, und zwar bezogen auf den Energiegehalt und nicht wie bisher auf das Volumen. Mit der Ausrichtung der Energiesteuern am Energiegehalt sollen die Möglichkeiten für Ausnahmen und Begünstigungen reduziert werden. Zudem soll die Steuerbefreiung von Kerosin beendet werden.

Eine CO₂-basierte Besteuerung ist nicht vorgesehen, um eine „Doppelbesteuerung“ zu vermeiden. Die Abdeckung der CO₂-Komponente soll perspektivisch über das EU ETS II (siehe unten) erfolgen. Dennoch ist vorgesehen, dass die Steuersätze zwischen klimafreundlichen und fossilen Kraftstoffen differenziert werden können. Erneuerbare Kraftstoffe für die Luftfahrt

²⁸ Europäische Kommission (2021b).

und den Schiffsverkehr sollen zudem über einen Zeitraum von 10 Jahren zunächst steuerbefreit werden. Insofern ist eine Differenzierung der Steuersätze der Kraftstoffe nach der Klimawirksamkeit möglich.

Die neuen Mindeststeuersätze (**Abbildung 12**) sollen schrittweise ab der Einführung 2023 über einen Zeitraum von 10 Jahren angepasst werden.

Abbildung 12 Spezifische Mindeststeuersätze nach ETD-Reform:

Kraftstoff	Mindeststeuersatz (€/GJ) zu Beginn der Übergangsperiode	Mindeststeuersatz (€/GJ) am Ende der Übergangsperiode
Benzin	10,75	10,75
Diesel	10,75	10,75
Kerosin	10,75	10,75
Nicht-nachhaltige Biokraftstoffe	10,75	10,75
LPG	7,17	10,75
Erdgas	7,17	10,75
Nicht-nachhaltiges Biogas	7,17	10,75
Nicht-erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs	7,17	10,75
Nachhaltige Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen	5,38	10,75
Nachhaltiges Biogas aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen	5,38	10,75
Nachhaltige Biokraftstoffe	5,38	5,38
Nachhaltiges Biogas	5,38	5,38
Kohlenstoffarme Kraftstoffe	0,15	5,38
Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs	0,15	0,15
Fortschrittliche nachhaltige Biokraftstoffe und Biogas	0,15	0,15

Quelle: Frontier Economics basierend auf Europäische Kommission (2021b).

Eine Umsetzung der Reformvorschläge der EU in nationales Recht bezüglich der Differenzierung der Steuersätze nach der Klimawirksamkeit der Kraftstoffe würde den Markthochlauf von reFuels unterstützen, da die Differenz aus der Steuerprivilegierung klimafreundlicher Kraftstoffe und den Steuersätzen für fossile Kraftstoffe ein zusätzliches Erlöspotenzial für reFuels darstellen würden.

3.2.3 Eine Emissionsbepreisung soll künftig über das bestehende EU ETS I und das geplante EU ETS II für den gesamten Verkehrssektor gelten

Der bestehende EU-Emissionshandel („European Union Emissions Trading System“, EU ETS I) ist seit seiner Einführung im Jahr 2005 ein zentrales Instrument

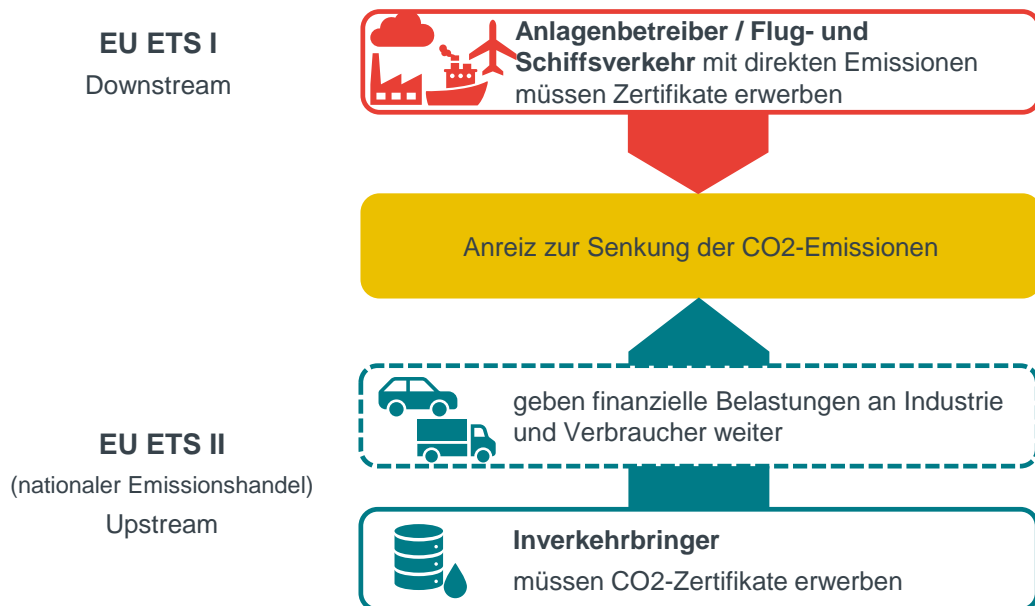
der EU-Klimapolitik mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen unter möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten zu senken. Dazu werden eine begrenzte Zahl an Emissionsrechten ausgegeben und anschließend auf einem Markt gehandelt (sogenannter Cap & Trade-Mechanismus). Teilnehmer am EU ETS I müssen für ihre Emissionen Emissionsrechte erwerben und bei der Emissionshandelsstelle einreichen. Liegen die Vermeidungskosten jedoch unter den Preisen der Emissionsrechte, werden Vermeidungsoptionen wahrgenommen und nicht benötigte Emissionsrechte können gewinnbringend über den Markt veräußert werden.

War das EU ETS I zunächst für die großen Emittenten aus der Industrie sowie auf Stromunternehmen beschränkt, wurden mit der Erweiterung um den Flugverkehrssektor 2012 zum ersten Mal auch Teile des europäischen Verkehrssektors in das EU ETS I integriert. Im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets hat die EU-Kommission nun weitgehende Reformvorschläge für die Europäische Emissionsbepreisung vorgelegt, die neben der Verschärfung des EU ETS I (auch im Luftverkehr) eine Ausweitung des Emissionshandels auf den See- und den Straßenverkehr sowie auf den Gebäudesektor vorsieht (**Abbildung 7**). Während der Seeverkehr analog zum Luftverkehr in das bestehende EU ETS I integriert werden soll, ist für den Straßenverkehr und den Gebäudesektor ein separates System (EU ETS II) vorgesehen. Dieses soll perspektivisch mit dem bestehenden EU ETS I zu einem gemeinsamen System mit einheitlichem CO₂-Preis zusammengeführt werden.

Implikationen aus der vorgesehenen Verschärfung des EU ETS I für den Luft- und Seeverkehr auf den Markthochlauf von reFuels werden wir in den jeweiligen Abschnitten vertiefen.

Im Wesentlichen soll sich das EU ETS II am im Jahr 2021 in Deutschland eingeführten nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) orientieren. Anders als im EU ETS I müssen hier nicht die Emittenten (Downstream-Ansatz), sondern die Inverkehrbringer der Brenn- und Kraftstoffe CO₂-Zertifikate erwerben (Upstream-Ansatz) (**Abbildung 13**).

Abbildung 13 Die zukünftige Architektur des EU Emissionshandels



Quelle: Frontier Economics.

In Deutschland ist derzeit das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) implementiert: Das System wurde Anfang 2021 insbesondere mit Blick auf den Verkehrs- und Gebäudesektor eingeführt und gilt für fossile Treibhausgasemissionen, die nicht über das ETS abgedeckt werden. Alle im Energiesteuergesetz erfassten Brenn- und Kraftstoffe unterliegen dem Zertifikatehandel, allerdings bestehen in den ersten zwei Jahren nur Abgabepflichten auf Otto-Kraftstoffe, Diesel, Erdgas und Heizöl. Strombasierte Kraftstoffe sind somit zunächst für zwei Jahre vom nationalen Emissionshandel ausgenommen. Grund für die zeitliche Begrenzung der Ausnahme sind noch ausstehende europäische Regulierungsvorschriften, u. a. zur Bewertung der THG-Minderung von RFNBOs im Verkehrssektor. Im Rahmen des ersten Erfahrungsberichts zum BEHG hat die Bundesregierung den Auftrag zu prüfen, inwieweit strombasierte Kraftstoffe ab dem Jahr 2023 dauerhaft vom BEHG befreit werden.²⁹

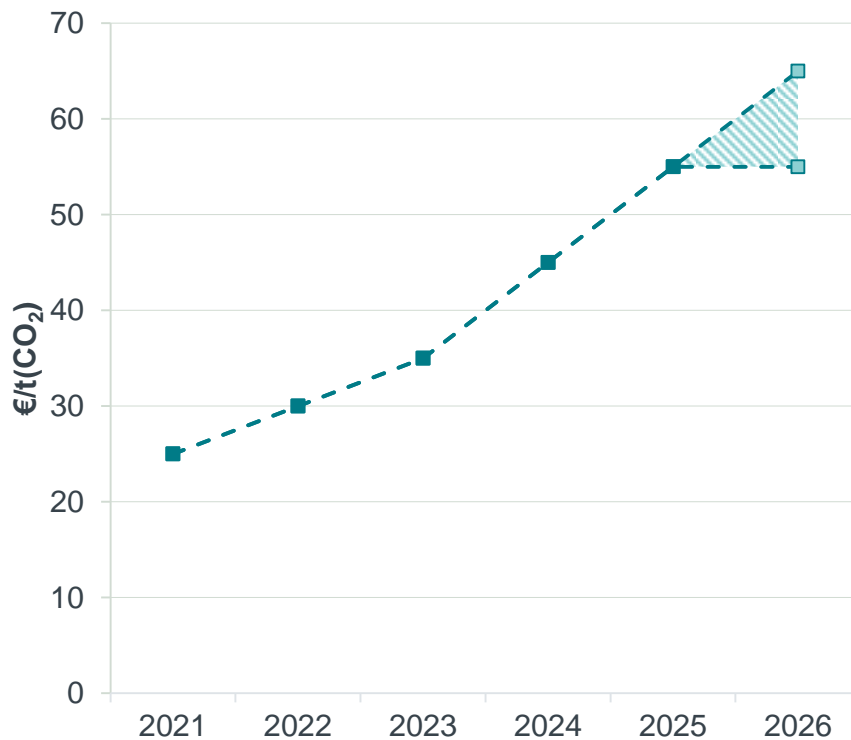
Die Zertifikatspreise werden zunächst gesetzlich festgelegt und später für den Handel geöffnet (**Abbildung 14**):

- bis 2025 erfolgt die Bepreisung über einen jährlich ansteigenden Fixpreis pro Tonne CO₂;
- ab 2026 soll sich der Emissionspreis über Auktionen mit einem Preiskorridor bilden.

²⁹ Nach Einschätzung der ehemaligen Bundesregierung führen „strombasierte Kraftstoffe nicht zu Brennstoffemissionen im Sinne des BEHG“ und „sollten damit auch nicht von der CO₂-Bepreisung betroffen sein“ (Bundestag (2020)).

Abbildung 14 CO₂-Preissetzung im nationalem Emissionshandelssystem (nEHS)

Jahr	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Emissionspreis in €/t(CO ₂)	25	30	35	45	55	55-65



Quelle: Frontier Economics auf Basis des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vom 12. Dezember 2019.

Ein Zertifikatehandel mit marktbasierter Preisbildung ist somit erst für den Zeitraum nach 2026 vorgesehen. Im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung wird jedoch die Weiterentwicklung des nEHS nicht konkretisiert, sondern explizit die Schaffung des EU ETS II auf europäischer Ebene unterstützt, welches mittelfristig bis 2030 in das EU ETS I integriert werden soll.³⁰

3.3 Spezifika des regulatorischen Rahmens im Luftverkehrssektor

Auf dem Weg zur Klimaneutralität stellt insbesondere die Dekarbonisierung des Luftverkehrs eine besondere Herausforderung dar. Nach heutigem Wissensstand wird eine Elektrifizierung des Luftverkehrs, insbesondere für Mittel- und Langstreckenflüge, kaum möglich sein. Es werden daher auch in der langen Sicht Kraftstoffe erforderlich sein, die „drop-in fähig“ sind, d. h. ohne Änderung der bestehenden Infrastruktur und vor allem der Motoren der Flugzeugflotte genutzt

³⁰ SPD, Bündnis90/DIE GRÜNEN und FDP (2021), S. 62.

werden können. ReFuels erfüllen das Kriterium der „drop-in-Fähigkeit“ und werden eine zentrale Rolle auf dem Weg in einen nachhaltigen Flugverkehrssektor spielen. Die Förderung des Markthochlaufs von reFuels für den Flugverkehrssektor hat aufgrund dieser – mindestens aus derzeitiger Sicht – Alternativlosigkeit eine klimapolitische Priorität.

Entsprechend treten die Regulierungen bzw. Regulierungsvorschläge speziell für die Dekarbonisierung des Flugverkehrssektors mit alternativen Kraftstoffen (Sustainable Aviation Fuels, SAF) in den Fokus der Politik. Unter alternative Kraftstoffe fallen hierbei z. B. aus Biomassen hergestellte Biokerosine sowie mit grünem Strom hergestellte strombasierte synthetische Kraftstoffe (eKerosin).

EXKURS: ABGRENZUNG VERSCHIEDENER LUFTFAHRTBEREICHE INNERHALB DES LUFTVERKEHRSSSEKTORS

Die Regulierungsvorschläge beziehen sich auf ausgewählte Luftfahrtbereiche innerhalb des Luftverkehrssektor. Eine differenzierte Betrachtung der bereits geltenden bzw. geplanten Regularien und deren Auswirkungen auf den Einsatz von reFuels bedarf deshalb eines Grundverständnisses der verschiedenen Luftfahrtbereiche und der eingesetzten Luftverkehrskraftstoffe (**Abbildung 15**).

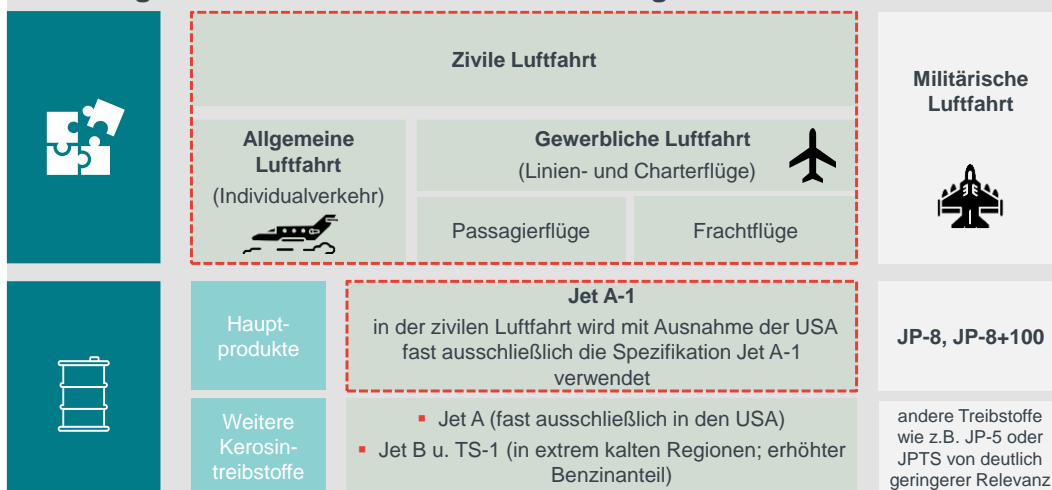
Grundsätzlich wird der Luftverkehrssektor in die Bereiche **zivile Luftfahrt** und **militärische Luftfahrt** unterteilt. Letztere beinhaltet jeglichen Luftverkehr mit militärischen Luftfahrzeugen oder zu militärischen Zwecken und ist von etwaigen klimapolitischen Regulierungsansätzen ausgenommen. Wir betrachten die militärische Luftfahrt aus diesem Grund in den weiteren Überlegungen nicht.

Die **zivile Luftfahrt** stellt den Teil der Luftfahrt dar, welcher aus klimapolitischen Gründen reguliert wird, bzw. reguliert werden soll, und umfasst die folgenden Teilbereiche:

- Als **gewerbliche Luftfahrt** wird der kommerzielle Betrieb von Luftfahrzeugen zur Beförderung von Fluggästen, Fracht oder Post im Linien- oder Charterflugverkehr gegen Entgelt oder sonstige geldwerte Gegenleistungen bezeichnet.
- Die **allgemeine Luftfahrt** wird auch als die Individualverkehrskomponente des Luftfahrtsektors bezeichnet. Hierunter fällt der private Luftsport, kommerzielle Geschäftsflüge, aber auch Flüge mit hoheitlichem Auftrag, beispielsweise der Polizei oder der Luftrettung.

Mit Ausnahme der USA und wenigen Flugrouten in sehr kalten Regionen wird in der zivilen Luftfahrt fast ausschließlich die Kerosinspezifikation **Jet A-1** verwendet. Ein auf europäischer bzw. nationaler Ebene politisch forcierter Markthochlauf von reFuels im Flugverkehrssektor wird sich somit auf die zivile Luftfahrt (bzw. Teilbereiche dieser) und die Kerosinspezifikation Jet A-1 konzentrieren.

Abbildung 15 Der Luftverkehrssektor und eingesetzte Kraftstoffe



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Diese schematische Darstellung hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll im Wesentlichen eine allgemeine Strukturierung des Flugverkehrssektors und der eingesetzten Kraftstoffe im Hinblick auf reFuels liefern.

3.3.1 Regulatorische Bestrebungen, den zivilen Luftsektor zu dekarbonisieren, bestehen auf globaler, europäischer und nationaler Ebene

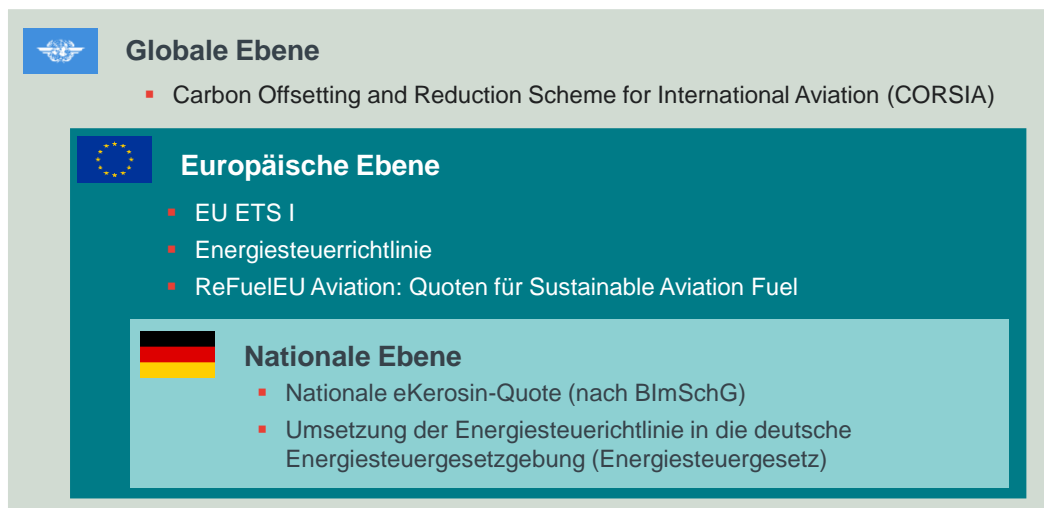
Bestrebungen die zivile Luftfahrt zu dekarbonisieren, existieren auf globaler, europäischer und nationaler Ebene (**Abbildung 16**).

Internationale Bemühungen, die CO₂-Emissionen in der zivilen Luftfahrt zu reduzieren, fokussieren sich aktuell auf das sogenannte *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)*. CORSIA ist ein CO₂-Kompensations- und Reduktionsprogramm, welches von der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation (ICAO) beschlossen wurde und mit der Pilotphase am 1. Januar 2021 gestartet ist. Es stellt das erste Klimaschutzinstrument mit globalem Anwendungsbereich dar. Eine Teilnahme ist für Staaten während der Pilotphase (2021-2023) und der Phase 1 (2024-2026) noch freiwillig, wurde jedoch schon von 88 Ländern zugesagt, die mehr als drei Viertel der globalen Luftverkehrsleistung auf internationalen Routen repräsentieren.³¹

Aufgrund der Freiwilligkeit und anfangs noch recht niedrigen Reduktions- bzw. Kompensationsanforderungen wird CORSIA zunächst und auch mittelfristig voraussichtlich kein ausreichendes Instrument sein, um einen Markthochlauf von reFuels sicher zu stellen.

In Zusammenhang mit reFuels betrachten wir im Folgenden deshalb europäische bzw. nationale Klimaschutzinstrumente zur Förderung von reFuels im Flugverkehrssektor.

Abbildung 16 Regulatorischer Rahmen im Flugverkehrssektor



Quelle: Frontier Economics.

³¹ DEHSt (2020).

3.3.2 Auf EU-Ebene soll das geplante Quotensystem durch die Energiebesteuerung und CO₂-Bepreisung flankiert werden

Im Rahmen des „Fit-For-55“-Pakets hat die **Europäische Union** bereits eine Reihe von Reformvorschlägen für existierende Klimaschutzinstrumente auf den Weg gebracht und mit dem Vorschlag eines Quotensystems für nachhaltige Flugkraftstoffe ein zusätzliches neues Instrument vorgestellt, welches für den Markthochlauf von reFuels im Flugverkehrssektor eine zentrale Rolle spielen könnte. Insgesamt handelt es sich um die folgenden drei Instrumente:

- **Der EU-Emissionshandel im Luftverkehr (EU ETS I):** Der Flugverkehrssektor ist seit 2012 Teil des europäischen Emissionshandels (EU ETS I). Seither müssen Fluggesellschaften für ihre CO₂-Emissionen Zertifikate nachweisen. Dazu können sie entweder reguläre CO₂-Zertifikate, sogenannte *European Union Allowance* (EUA) oder aber Zertifikate, die speziell für den Luftverkehr ausgegeben werden, die *European Aviation Allowances* (EUAA), verwenden. Die Nachfrage nach Zertifikaten aus dem Flugverkehrssektor überstieg die Emissionsberechtigungen für den Sektor (in Form der EUAA) bisher deutlich. So haben bis 2019 Fluggesellschaften kumuliert rund 30 % ihrer CO₂-Emissionen mit allgemeinen Zertifikaten (EUA) bedient. Da kurz- bis mittelfristig weiterhin von einer Nachfrage nach EUAs durch den Flugverkehrssektor auszugehen ist, werden diese auch weiterhin die marginalen CO₂-Vermeidungskosten in diesem Bereich setzen. Das bedeutet, dass für Wirtschaftlichkeitsrechnungen für reFuels im Flugverkehrssektor (siehe Kapitel 4) allein die Entwicklung des EUA-Preises (nicht aber des EUAA-Preises) relevant sein wird.

Grundsätzlich findet das EU ETS I sowohl für innereuropäische als auch außereuropäische Flüge der zivilen Luftfahrt Anwendung und umfasst mit der EU27, Norwegen und Island den gesamten Europäischen Wirtschaftsraum (EWR). Um die Entwicklung globaler Maßnahmen durch die ICAO zu unterstützen, wird der Anwendungsbereich jedoch durch eine temporäre Ausnahmeregelung aktuell und bis mindestens 2023 auf innereuropäische Flüge begrenzt. Von einer Fortsetzung der Ausnahmeregelung über 2023 hinaus, kann nach aktuellem Stand stark ausgegangen werden. So heißt es in dem im Rahmen von „Fit-for-55“ von der Europäischen Kommission vorgelegten Reformvorschlag des EU ETS I für den Luftverkehr, dass eine Fortsetzung der innereuropäischen Anwendung des EU ETS I, bei gleichzeitiger Anwendung von CORSIA auf außereuropäische Flüge, angestrebt wird.³²

Des Weiteren beinhaltet der Reformvorschlag zum ersten Mal eine explizite **Ausnahme der Zertifikatsnachweispflicht für den Einsatz von nachhaltigen Flugkraftstoffen**. Dadurch wird ein zusätzliches Erlöspotenzial für reFuels gegenüber konventionellem Kerosin geschaffen. Unklar bleibt aktuell jedoch noch, ob und wenn ja in welcher Form die für die Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen eingesetzten Kohlenstoffe einer Bepreisung durch das EU ETS I unterliegen werden, sofern diese aus fossilen Energiequellen stammen.

³² Europäische Kommission (2021c), S.3.

- **Die Besteuerung von Energieerzeugnissen (Energiesteuer):** Kerosin ist bisher im Rahmen der 2003 verabschiedeten EU-Energiesteuerrichtlinie in der EU grundsätzlich energiesteuerbefreit. Diese Steuerbefreiung geht auf das *internationale Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt* (auch *Chicagoer Abkommen* genannt) aus dem Jahr 1944 zurück, welche die internationale Zivilluftfahrt zwecks Schaffung von Freundschaft und Verständnis zwischen den Nationen und Völkern fördern sollte. Im Rahmen der Reform der Energiesteuerrichtlinie sollen Energieerzeugnisse und elektrischer Strom, die für die Luftfahrt innerhalb der EU geliefert werden, besteuert werden, womit die Steuerbefreiung von Kerosin aller Voraussicht nach in Teilen fallen wird. Anwendung soll die Besteuerung jedoch nur auf Kerosin für gewerbliche und nicht-gewerbliche Flüge der zivilen Luftfahrt, die innerhalb der EU starten und landen, finden. Ausgenommen bleiben reine Frachtflüge, wobei rein nationale Frachtflüge wiederum national besteuert werden können.

Für fossiles Kerosin hat die Europäische Kommission im Rahmen des Reformvorschlags einen Mindeststeuersatz in Höhe von 10,75 €/GJ (37 ct/l) vorgeschlagen, der national umgesetzt werden müsste. Dazu soll ein Übergangszeitraum von 10 Jahren gewährt werden, in dem Mindeststeuerbeträge sukzessive erreicht werden sollen.

Die **Besteuerung von synthetischem strombasierten Kerosin (eKerosin)** soll bei mindestens 0,15 €/GJ (0,5 ct/l) liegen, jedoch zwecks der Förderung des Markthochlaufs zunächst auf 10 Jahre ausgesetzt werden.

Bei Umsetzung der Energiesteuerreform würde die Steuerdifferenz zwischen fossilem Kerosin und eKerosin die von eKerosin erzielbaren Erlöse erhöhen (siehe hierzu auch Abschnitt 4).

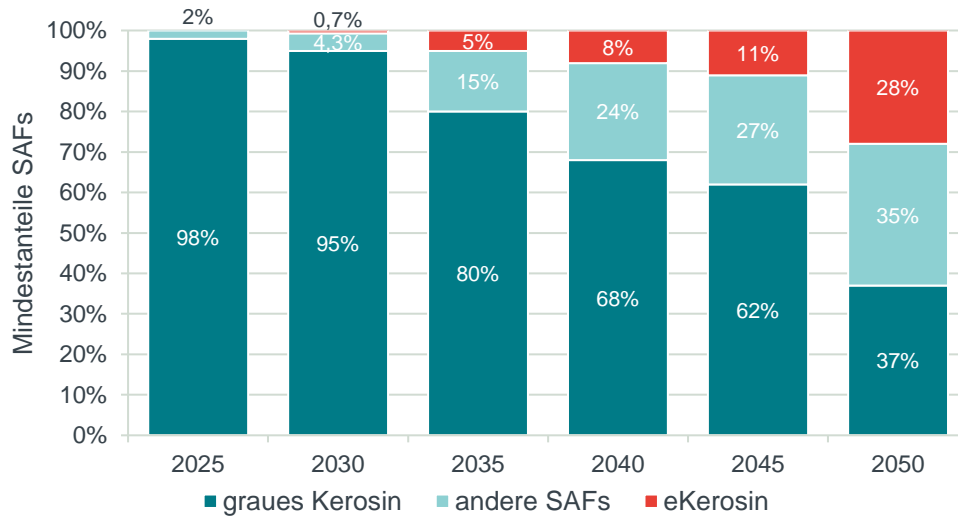
- **Ein Mindestquotensystem für nachhaltige Flugkraftstoffe (Sustainable Aviation Fuels, SAF-Quote):** Im Rahmen der Gesetzesinitiative zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (kurz ReFuelEU Aviation) hat die Europäische Kommission verpflichtende Beimischungsquoten für nachhaltige Flugkraftstoffe (SAF) vorgeschlagen. Diese sehen einen ansteigenden Anteil von SAF über die Zeit vor, von denen ein Mindestanteil aus synthetischen strombasierten Kraftstoffen stammen soll (**Abbildung 17**). Im Zuge dessen müssen Flugkraftstofflieferanten sicherstellen, dass der Flugkraftstoff, der Luftfahrtgesellschaften an den Flughäfen der Union zur Verfügung gestellt wird, einen Mindestanteil an nachhaltigem Flugkraftstoff enthält. Zudem soll eine Betankungspflicht für Luftfahrzeugbetreiber sicherstellen, dass sogenanntes „fuel tankering“ verhindert wird.³³ So soll die jährliche Menge an Flugkraftstoff, die ein bestimmter Luftfahrzeugbetreiber an einem bestimmten Flughafen der Union aufnimmt, mindestens 90 % des jährlich benötigten Kerosins betragen.³⁴

³³ Unter „fuel tankering“ wird gemeinhin die Mitnahme von Kerosin über den eigentlichen Bedarf des Fluges hinaus bezeichnet, in Zuge dessen Kosteneinsparungen möglich sind, wenn die Treibstoffkosten am Zielort erheblich höher sind. Davon ist im Rahmen der Mindestquoten für SAF auszugehen.

³⁴ Der Vorschlag des Berichterstatters des Europäischen Parlaments zur ReFuelEU Aviation Initiative, Soren Garde, sieht jedoch für eine Übergangsphase von acht Jahren einen Flexibilitätsmechanismus vor. In dieser Zeit müsste die verpflichtende Quote zwar insgesamt auch eingehalten werden, allerdings nicht an jedem Flughafen. So könnte die Quote an einzelnen Flughäfen untererfüllt werden, wenn sie an anderen Flughäfen entsprechend übererfüllt wird.

Der Anwendungsbereich der Regelungen soll auf gewerbliche Flüge, die von EU-Flughäfen mit einem jährlichen Passagieraufkommen von mehr als einer Millionen Personen bzw. mehr als 100.000 Tonnen Fracht starten, limitiert werden und 95 % des EU-Luftverkehrs erfassen.

Abbildung 17 Vorgeschlagene Mindestanteile von eKerosin und anderen SAFs im europäischen Luftverkehr (ReFuelEU Aviation)



Quelle: Frontier Economics auf Basis der Europäischen Kommission (2021d).

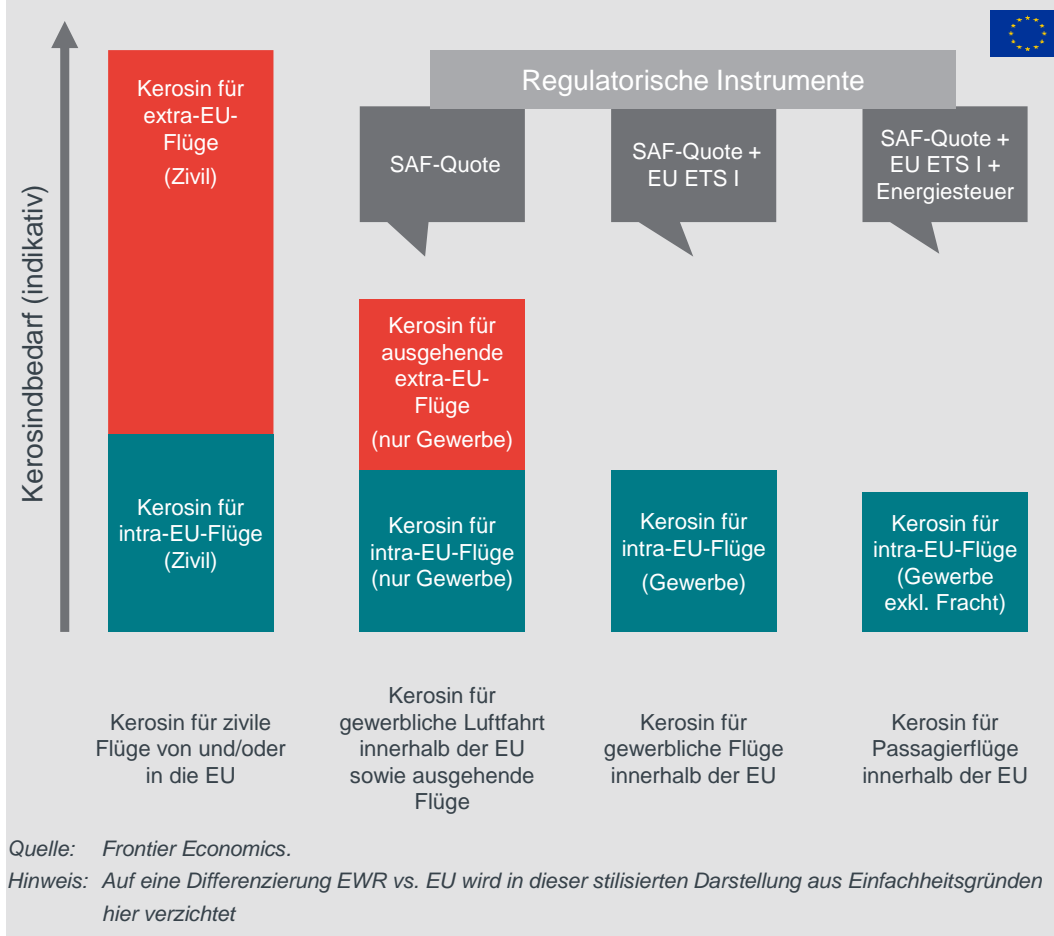
EXKURS: UNTERSCHIEDLICHE ANWENDUNGSBEREICHE DER EU-KLIMAINSTRUMENTE INNERHALB DES FLUGVERKEHRSEKTORS

Die (geplanten) Anwendungsbereiche der beschriebenen europäischen Klimaschutzinstrumente für die Luftfahrt unterscheiden sich in Teilen erheblich:

- Das **EU ETS I** findet für intra-EWR Flüge im Bereich der zivilen Luftfahrt Anwendung;
- die **Energiebesteuerung** von Kerosin soll für gewerbliche und nicht-gewerbliche Flüge der zivilen Luftfahrt gelten, die innerhalb der EU starten und landen, jedoch reine Frachtflüge ausnehmen;
- die **SAF-Quote** hingegen soll alle Flüge der gewerblichen Luftfahrt, die von einem Unions-Flughafen aus starten, erfassen und somit neben intra-EU-Flügen auch ausgehende Extra-EU-Flüge erfassen.

In der Folge werden nachgefragte Kerosinmengen nach aktuellem Stand unterschiedlich stark reguliert werden. In Kombination werden die Instrumente nur einen Teilbereich des Flugverkehrssektors betreffen (**Abbildung 18**). Die gleichzeitige Anwendung der drei Instrumente wird beispielsweise nur für den Kerosinbedarf von Passagierflügen innerhalb der EU gelten.

Abbildung 18 Kombinierte Anwendungsbereiche der regulatorischen Instrumente im europäischen Luftfahrtsektor



Die Besteuerung von Kerosin und die Emissionsbepreisung im Rahmen des EU ETS I werden dazu beitragen, dass die Deckungslücke zwischen Kosten und Erlösen von reFuels gegenüber fossilem Kerosin zukünftig abnehmen wird. Ob eine kostendeckende Herstellung von reFuels damit schon möglich ist, wird davon abhängen, wie die Reformen der ETD (und der nationalen Umsetzung) und des EU ETS I konkret umgesetzt werden. Die Einführung verbindlicher Quoten für synthetisches Kerosin wird zudem eine zusätzliche Erlösquelle bieten und den Markthochlauf von reFuels im Luftverkehr unterstützen.

3.3.3 Quotensystem auch in Deutschland das Hauptinstrument zur Förderung von reFuels im Flugverkehrssektor

In Deutschland soll der Markthochlauf von nachhaltigen Flugkraftstoffen zukünftig insbesondere durch die **nationale eKerosin-Quote** (oder PtL-Quote) gefördert werden. So soll gemäß des BImSchG der vorgeschriebene Mindestanteil von strombasierten Flugturbinenkraftstoffen an der Gesamtmenge der an deutschen Flughäfen vertankten Flugkraftstoffen von 0,5 % im Jahr 2026 auf 2 % im Jahr 2030 ansteigen (**Abbildung 19**). Bei Nichterfüllung droht Inverkehrbringern von Flugkraftstoffen eine Pönale in Höhe von 70 €/GJ (2,39 €/l).

Das Zusammenspiel der nationalen eKerosin-Quote und der europäischen SAF-Quote ist nach aktuellem Stand noch nicht geklärt. Sowohl der Kommissionsvorschlag zur ReFuelEU Aviation, als auch der entsprechende Vorschlag des zuständigen Berichterstatters des Europäischen Parlaments sehen EU-weit einheitliche Beimischungsquoten vor. Ambitioniertere nationale Quoten wären nach diesen Vorschlägen nicht zulässig. Da die auf EU-Ebene vorgesehene eKerosin-Quote deutlich unter der für Deutschland vorgesehenen Quote liegt (siehe oben), käme dies einer Abschaffung der deutschen Quote gleich.

Abbildung 19 Mindestanteil eKerosin gemäß der deutschen eKerosin-Quote

Jahr	2026	2028	2030
	0,5 %	1 %	2 %

Quelle: Frontier Economics auf Basis des Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), § 37a Absatz 4a.

3.4 Spezifika des regulatorischen Rahmens für reFuels im Straßenverkehrssektor

Im Gegensatz zum Luftverkehrssektor, sind die Optionen zur THG-Minderung im Straßenverkehrssektor vielfältiger, was sich auch in der Ausgestaltung der relevanten Regularien widerspiegelt. Im Folgenden erläutern wir, welche Anreize für reFuels im Straßenverkehrssektor gesetzt werden durch

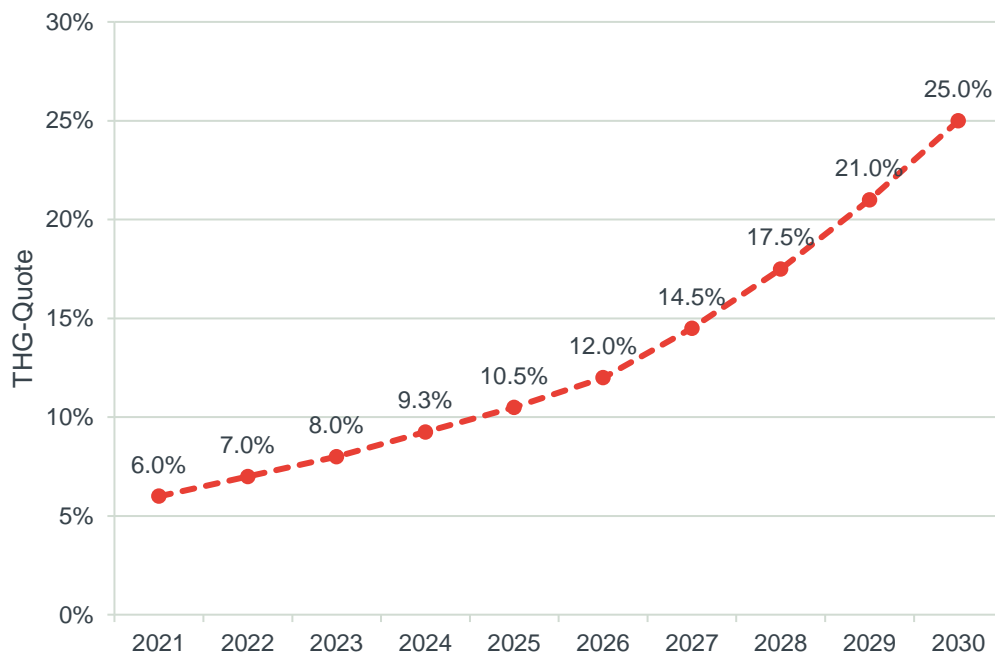
- das Instrument der THG-Minderungsquote (Abschnitt 3.4.1);
- Instrumente zur Emissionsbepreisung sowie die Ausgestaltung von Energiesteuern (Abschnitt 3.4.2).

3.4.1 Die THG-Minderungsquote ist das maßgebliche Instrument zur Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie im deutschen Straßenverkehrssektor

In Deutschland verpflichtet das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) die Inverkehrbringer von fossilen Otto- und Dieselmotorkraftstoffen, die THG-Emissionen der in Verkehr gebrachten Kraftstoffe sukzessive, um bestimmte Prozentsätze zu senken. Die THG-Minderungsquote ist damit das maßgebliche Instrument, um die Erneuerbare-Energien-Richtlinie im deutschen Straßenverkehrssektor umzusetzen.

Gemäß der aktuellen Fassung des BImSchG beträgt die THG-Minderungsquote im Jahr 2021 6 % und steigt bis 2030 auf 25 % an (**Abbildung 20**). Die Pönale bei Nichterfüllung der Quote beträgt 0,6 €/kg(CO₂).

Abbildung 20 THG-Minderungsziele für den Straßenverkehrssektor in Deutschland



Quelle: Frontier Economics auf Basis von § 37a BImSchG.

Für die Erfüllung der THG-Quote gibt es folgende Optionen:

- **Einsatz/Beimischung von Biokraftstoffen.** Hierbei ist zwischen folgenden Biokraftstoff-Arten zu unterscheiden:
 - **Konventionelle Biokraftstoffe** werden aus Rohstoffen produziert, die auch für die Produktion von Nahrungs- und Futtermitteln verwendet werden, z. B. ölhaltige Pflanzen wie Raps, Palm oder Mais. Aus diesen Rohstoffen wird beispielsweise Bioethanol, Biodiesel oder Biomethan mittels etablierter Verfahren hergestellt. Aufgrund der Nahrungs- bzw. Futtermittelkonkurrenz besteht eine Obergrenze für die Anrechenbarkeit von konventionellen Biokraftstoffen in Höhe von 4,4 % der energetischen Menge der auf die THG-Quote anzurechnenden Kraftstoffe.

- **Biokraftstoffe aus Reststoffen** (gemäß Annex IX B der RED II) werden aus biogenen Altspeiseölen und tierischen Fetten hergestellt. Die Herstellungsverfahren für aus Altspeiseölen und tierischen Fetten hergestellte Biokraftstoffe (HVO, FAME) sind ebenfalls etabliert. Um den Import von biogenen Reststoffen, sowie eine gezielte „Produktion“ der Reststoffe zu verhindern, ist der Anteil von Biokraftstoffen aus Reststoffen auf 1,9 % der energetischen Menge der auf die THG-Quote anzurechnenden Kraftstoffe begrenzt.
- **Fortschrittliche Biokraftstoffe** (gemäß Annex IX A der RED II) können aus land- und forstwirtschaftlichen Reststoffen (z. B. Stroh, Holz), Bioabfällen oder Rohstoffen wie Algen hergestellt werden. Für fortschrittliche Biokraftstoffe besteht eine Mindestquote, die von 0,2 % im Jahr 2022 auf 2,6 % im Jahr 2030 ansteigt. Für Mengen, die über diese Mindestquote hinausgehen, ist derzeit eine doppelte Anrechnung auf die THG-Quote möglich. Gemäß dem Vorschlag zur RED III ist auf europäischer Ebene ein Mindestanteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen i. H. v. 2,2 % im Jahr 2030 vorgesehen – dieser bezieht sich jedoch auf den Verkehrssektor insgesamt und nicht nur auf den Straßenverkehrssektor.
- **Erneuerbare strombasierte Kraftstoffe** – Erneuerbare, strombasierte Kraftstoffe sind ebenfalls auf die THG-Quote anrechenbar. Derzeit gibt es weder eine Obergrenze noch eine Vorgabe für einen Mindestanteil an diesen Kraftstoffen; allerdings können sie derzeit mit einem Multiplikator von zwei angerechnet werden. Der Vorschlag zur RED III sieht jedoch explizit eine Unterquote für erneuerbare strombasierte Kraftstoffe und grünen Wasserstoff vor (i. H. v. 2,6 % im Jahr 2030³⁵, vergleiche Abschnitt 3.2.1), sodass bei Umsetzung des RED III-Vorschlags die Vorgaben zur THG-Minderungsquote in Deutschland entsprechend angepasst werden müssten. Zusätzlich ist zu beachten, dass bei Umsetzung der RED III die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung wegfallen würde³⁶.
- **Anrechnung von Ladestrom** – Auch Ladestrom für Elektrofahrzeuge kann auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden, beispielsweise indem Inverkehrbringer von fossilen Kraftstoffen Quotenübertragungsverträge mit Ladesäulenbetreibern abschließen. Laut BImSchG wird die THG-Minderung des Ladestroms dabei als Differenz zwischen dem fossilen Referenzwert und den CO₂-Emissionen des Ladestroms berechnet. Letztere werden dabei auf Basis der durchschnittlichen CO₂-Intensität des Strommixes in Deutschland, sowie eines Faktors (0,4) zur Berücksichtigung der höheren Antriebseffizienz von Elektrofahrzeugen, berechnet.

Ladestrom kann derzeit in Deutschland dreifach auf die THG-Minderungsquote angerechnet werden. Laut RED II wäre eine bis zu vierfache Anrechnung auf die EE-Quote möglich, bei Umsetzung der RED III nur noch eine einfache Anrechnung auf die dann geltende THG-Minderungsquote. Gleichzeitig ist für die Anrechnung von Ladestromstrom auf eine THG-Minderungsquote eine Transformation der Ladestrommengen in einen THG-Minderungswert

³⁵ Die Unterquote im RED III Vorschlag bezieht sich auf den gesamten Verkehrssektor.

³⁶ Da die Mehrfachanrechnung von verschiedenen Kraftstoffarten mit der RED III generell abgeschafft werden soll, siehe Abschnitt 3.2.1).

erforderlich. Die Umrechnung erfolgt über einen fossilen Referenzwert, über den die grüne Wertigkeit des Ladestroms in der RED III politisch definiert wird.³⁷

Für den Fall, dass die in einem Jahr angerechneten Ladestrommengen bestimmte im Gesetz definierte Schwellenwerte überschreiten, ist vorgesehen, dass die Bundesregierung die THG-Quote per Rechtsverordnung für alle nachfolgenden Verpflichtungsjahre erhöht.³⁸

- **Einsatz von grünem Wasserstoff in Raffinerien** – Grüner Wasserstoff, der im Raffinerieprozess eingesetzt wird, ist ebenfalls auf die THG-Quote anrechenbar. Derzeit ist eine doppelte Anrechnung möglich, mit Umsetzung der RED III nur noch eine einfache Anrechnung.³⁹

Die THG-Quote schafft also einen Markt für emissionsarme Kraftstoffe im deutschen Straßenverkehrssektor und eine zusätzliche Erlösquelle für erneuerbare Kraftstoffe. Innerhalb dieses Marktes konkurrieren erneuerbare strombasierte Kraftstoffe mit anderen Erfüllungsoptionen, wie Biokraftstoffen und Ladestrom. Ober- und Untergrenzen für einzelne Erfüllungsoptionen schränken dabei die Konkurrenzsituation zwischen den einzelnen Optionen teilweise ein. Mit einer expliziten Unterquote für erneuerbare strombasierte Kraftstoffe, wie im Vorschlag zur RED III angelegt, würde ein eigener Absatzmarkt für diese Kraftstoffe geschaffen.

3.4.2 Emissionspreise und etwaige differenzierte Energiesteuern erhöhen potentielle Erlöse für reFuels

Wie in Abschnitt 3.2.2 und 3.2.3 bereits erläutert, werden die von reFuels erzielbaren Erlöse im Verkehrssektor zudem durch Regularien beeinflusst, die die Kosten von konventionellen Kraftstoffen erhöhen. Hierzu gehören auch im Fall des Straßenverkehrssektors

- die Emissionsbepreisung – derzeit in Deutschland durch das BEHG, zukünftig gegebenenfalls über das EU ETS II (siehe Abschnitt 3.2.2); und
- eine etwaige Differenzierung bei der Besteuerung von erneuerbaren und konventionellen Kraftstoffen (siehe Abschnitt 3.2.3).

3.5 Spezifika des regulatorischen Rahmens im Schiffsverkehrssektor

Nachdem der Schiffsverkehrssektor lange Zeit von klimapolitischen Maßnahmen ausgenommen war, gibt es seit einigen Jahren auf globaler und insbesondere auf europäischer Ebene vermehrt Bestrebungen, die Treibhausgasemissionen in der Schifffahrt zu senken (**Abbildung 21**). Angesichts nur in Teilen verbindlicher

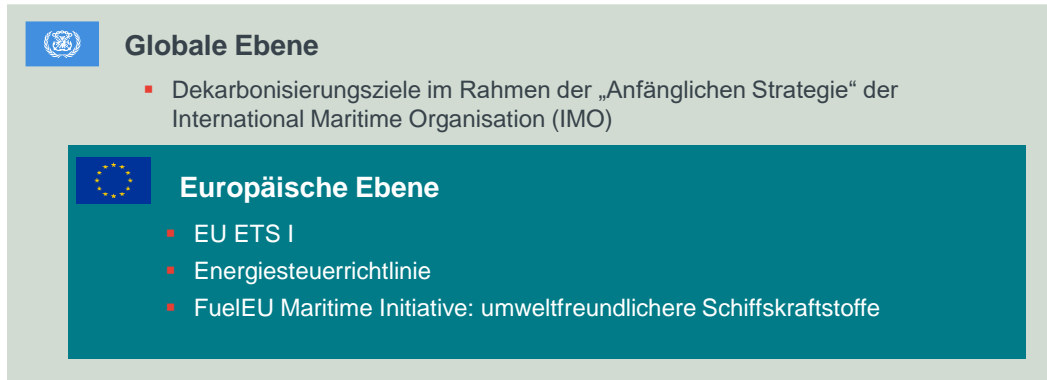
³⁷ Die Einsparung (in gCO₂/MJ) wird dabei berechnet als EE-Anteil Strom (%) x fossiler Referenzwert (183 gCO₂/MJ), siehe Vorschlag zur RED III-Reform (Europäische Kommission (2021g), S.43).

³⁸ § 37h BImSchG.

³⁹ Zudem können – allerdings zeitlich begrenzt bis 2026 – auch Upstream Emission Reductions (UERs) auf die Quote angerechnet werden. Hierbei handelt es sich um THG-Minderungen, die weiter upstream (außerhalb des Raffineriegeländes) realisiert werden können.

Dekarbonisierungsziele, technologieneutraler Instrumente und einer Reihe preiswerterer alternativer Erfüllungsoptionen, gibt es allerdings kurz- und mittelfristig voraussichtlich keine signifikante Nachfrage nach reFuels im Schiffsverkehr.

Abbildung 21 Regulatorischer Rahmen im Schiffsverkehrssektor



Quelle: Frontier Economics.

3.5.1 Globale und europäische Reduktionsziele der THG-Intensität sollen durch technologieneutrale Instrumente erreicht werden

Mit der sogenannten „Anfänglichen Strategie“ von 2018 forciert die *Internationale Seeschiffahrts-Organisation (International Maritime Organisation, IMO)* die Reduktion der Treibhausgasemissionen auf **globaler Ebene**. Grundlegende Absicht der Strategie ist es, die THG-Emissionen im Schiffstransport „so früh wie möglich“ innerhalb dieses Jahrhunderts zu reduzieren. Zu diesem Zweck sind zunehmend ehrgeizigere Dekarbonisierungsziele gegenüber dem Basisjahr 2008 vorgesehen, die eine sukzessive Reduzierung der THG-Intensität, das heißt der THG-Emissionen pro Transportleistung, bzw. der absoluten THG-Emissionen, vorgeben:

- 40 % Reduktion der THG-Intensität bis 2030;
- 70 % Reduktion der THG-Intensität bis 2050;
- 50 % Reduktion der absoluten THG-Emissionen bis 2050.

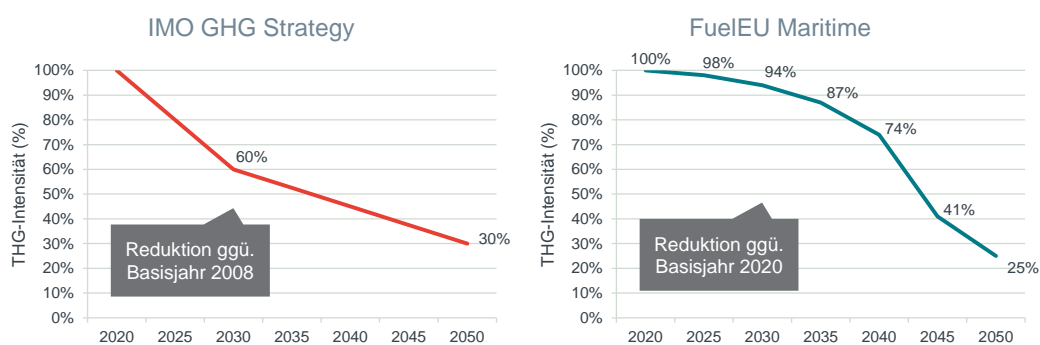
Im Rahmen der anfänglichen Strategie werden aktuell folgende Maßnahmen für kurz-, mittel- und langfristige Emissionseinsparungen diskutiert:

- **2018-2023:** Für die kurze Frist wird davon ausgegangen, dass höhere Effizienzstandards und Geschwindigkeitsoptimierungen bereits signifikante Emissionsreduktionen herbeiführen können.
- **2023-2030:** Mittelfristig soll eine globale Emissionsbepreisung im Schiffsverkehr sowie der Einsatz alternativer Low-Carbon-Fuels, eine weitere Emissionsreduktion forcieren.
- **2030-2050:** Langfristig müssen des Weiteren zusätzlich innovative Mechanismen zur Reduzierung von Emissionen gefunden werden.

Die im Rahmen des „Fit-for-55-Pakets“ vorgestellte „FuelEU Maritime Initiative – grüner europäischer Meeresraum“ stellt die zentrale Initiative auf **europäischer Ebene** dar, um Emissionsreduktionen in der Schifffahrt herbeizuführen und umweltfreundlichere Schiffskraftstoffe zu fördern. Genau wie die Strategie der IMO soll auch nach der FuelEU Maritime Initiative bis 2050 die THG-Intensität der an Bord von Schiffen eingesetzten Energie kontinuierlich gesenkt werden. Der Anwendungsbereich soll die gesamte Energie auf **Fahrten innerhalb der EU und der Hälfte der eingesetzten Energie auf extra-EU Fahrten** (ausgenommen Militär und Fischfang) beinhalten. Hierbei ist keine spezielle Förderung bestimmter Kraftstoffe oder Antriebstechnologien vorgesehen. Die Ziele sollen unter dem Prinzip der **Technologieneutralität** erreicht werden.

Grundsätzlich verfolgen also die IMO-Strategie und FuelEU Maritime mit der sukzessiven Reduktion der THG-Intensität ähnliche Ziele. Während jedoch die rechtlich nicht bindende IMO-Strategie bereits bis 2030 signifikante Reduktionsziele formuliert, fokussiert sich die FuelEU Maritime insbesondere auf den Zeitraum ab 2040 (**Abbildung 22**). Ein direkter Vergleich der Reduktionsziele ist aufgrund der unterschiedlichen Basisjahre (2008 vs. 2020) jedoch nicht möglich.

Abbildung 22 Zulässige THG-Intensitäten von Energie im Schiffsverkehr



Quelle: Frontier Economics auf Basis der IMO (2018) & Europäischen Kommission (2021e).

3.5.2 EU ETS und Energiebesteuerung als ergänzende Maßnahmen auf europäischer Ebene

Mit der angestrebten Reformierung der Energiesteuerrichtlinie und der Erweiterung des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS I) um den Seeverkehr schlägt die Europäische Kommission flankierende Maßnahmen vor, um alternative umweltfreundliche Schiffskraftstoffe zu fördern:

- **Energiebesteuerung:** Die im Reformvorschlag der europäischen Energiesteuerrichtlinie beinhalteten differenzierten Mindeststeuersätze für konventionelle und nachhaltige Kraftstoffe (siehe Abschnitt 3.2.2) können den Einsatz umweltfreundlicher Schiffskraftstoffe anreizen.
- **Emissionsbepreisung:** Im Rahmen der Überarbeitung des EU ETS I schlägt die Europäische Kommission die schrittweise Ausweitung auf den Seeverkehr im Zeitraum 2023-2025 vor. Die Anwendung der CO₂-Bepreisung auf den Seeverkehr hätte eine relative Verteuerung fossiler Kraftstoffe ggü. nachhaltigeren Lösungen für die Schifffahrt zur Folge und stellt somit ein

technologieneutrales Förderinstrument für umweltfreundliche Schiffskraftstoffe dar.

3.5.3 Fazit: Kurz- und mittelfristig keine signifikante Nachfrage nach reFuels in der Schifffahrt zu erwarten

Grundsätzlich gibt es im Schiffsverkehr ein enormes Potenzial an CO₂-Einsparungen, da aktuell noch über 99 % der benötigten Energie über Heavy Fuel Oils (HFO) oder Marinediesel (MDO) bezogen werden. Jedoch sind signifikante Emissionsreduktionsziele entweder nicht bindend (IMO), oder erst ab 2040 vorgesehen (FuelEU Maritime). Zur Erfüllung der niedrigen EU- Emissionsminderungsziele von 6 % bis 2030 sind zudem bereits eine Vielzahl an Ansätzen verfügbar, die neben alternativen Kraftstoffen und Antrieben auch effizientere Schiffsdesigns und verbesserte operationale Abläufe beinhalten (**Abbildung 23**). Die anfänglich geringen Reduktionsziele können daher voraussichtlich durch Effizienzsteigerungen von bestehenden Technologien und den Einsatz von LNG erreicht werden – erst bei sehr hohen Emissionsminderungszielen könnte der Einsatz von umweltfreundlichen Kraftstoffen notwendig werden.

ReFuels spielen in der Literatur hier bisher eine untergeordnete Rolle, zumindest für die kurze und mittlere Frist. Die Kombination aus nur in Teilen verbindlichen Dekarbonisierungszielen, technologieneutralen Instrumenten und einer Reihe preiswerterer alternativer Erfüllungsoptionen lässt einen Bedarf nach reFuels im Schiffsverkehr kurz- und mittelfristig eher unwahrscheinlich erscheinen.

Abbildung 23 Dekarbonisierungsoptionen im maritimen Schifffahrtssektor

	Technologie / Maßnahme	Emissions-einsparung
Einsatz alternativer Kraftstoffe / Antriebs-technologien	LNG: hohe Energiedichte, hohe Marktreife, benötigt Aufbau von LNG Bunkering an Häfen, leicht geringere THG-Emissionen und begrenztes Reduktionpotenzial (nicht erneuerbar), kostengünstigste Alternative zu HFO/MDO	0-20 %
	Fortschrittliche Biokraftstoffe: sehr hohe Energiedichte (vergleichbar mit Schiffsdiesel), relativ gute technologische Reife, geringere THG-Emissionen, aktuell sehr schlechte Bunkering-Verfügbarkeit an Häfen, zusätzliche Flächennutzung, relativ günstig	25-100 %
	Wasserstoff / Ammoniak / Methanol: können sowohl in Verbrennungsmotoren als auch Brennstoffzellen eingesetzt werden, geringere Energiedichte als konventionelle Kraftstoffe (benötigen größere Tankkapazitäten, deutlich geringere THG-Emissionen, können vollständig aus erneuerbarer Energie hergestellt werden, unausgereift und deutlich zu teuer (sehr hohe Preisspannen), Sicherheitsrisiken (entflammbar/toxisch)	0-100 %
	Elektromotoren / OPS: schlechteste Energiedichte aufgrund extrem schwerer Batterien, on-board Stromgewinnung zu gering, Batterietechnologie ist relativ ausgereift (mittelfristig einsatzbereit), komplett emissionsneutral und erneuerbar, kein Energieverlust, Aufbau von On-shore Power Supply (OPS) an Häfen erst am Anfang	0-100 %
	Brennstoffzellen: Hochtemperaturzellen für größere Schiffe noch nicht ausgereift, teuer und hoher Platzverbrauch, können mit zahlreichen Kraftstoffen betrieben werden, keine THG-Emissionen, eher eine Lösung für Hybridantriebe	2-20 %
Steigerung der Energie-effizienz / -einsparung	Technologische Verbesserungen: leichtere Materialien, besseres Rumpfdesign, Antriebsverbesserungen, Widerstandsreduzierung, Heat Recovery, etc.	0-25 %*
	Operationale Verbesserungen: geringere Geschwindigkeiten, größere Schiffe, kürzere Wartezeiten an Häfen, On-Shore Power Supply in Häfen, etc.	0-60 %**

Quelle: Frontier Economics auf Basis des International Transport Forum der OECD.

Hinweis: * hauptsächlich durch Innovationen bei Antrieb und Design; ** hauptsächlich durch Anpassungen bei Geschwindigkeit und Größe

4 BUSINESS MODELLE FÜR REFUELS IM VERKEHRSSSEKTOR AM BEISPIEL DES FLUGVERKEHRS (E-KEROSIN)

In diesem Abschnitt erläutern wir verschiedene Business Modelle für reFuels im Verkehrssektor am Beispiel des Flugverkehrs. Hierbei unterscheiden wir zwischen

- einer Vermarktung ohne Quote oder erhöhter freiwilliger Zahlungsbereitschaft für eKerosin (Abschnitt 4.1); und
- einer Vermarktung mit eKerosin-Quote oder erhöhter freiwilliger Zahlungsbereitschaft (Abschnitt 4.2); und untersuchen zudem
- die Wirkung weiterer Förderinstrumente wie Contract-for-Differences und Ausschreibungen auf den Business Case von eKerosin bzw. reFuels (Abschnitt 4.3).

Wir gehen dabei im Folgenden auf die Erlöse ein, die mit erneuerbarem strombasierten Kerosin unter verschiedenen marktlichen und regulatorischen Entwicklungen erzielt werden könnten. Von den Erlösen, die mit dem Verkauf von Koppelprodukten der Kerosinproduktion realisiert werden könnten, wird dabei abstrahiert.

4.1 Vermarktung von reFuels ohne eKerosin-Quote bzw. erhöhter freiwilliger Zahlungsbereitschaft

Wie in Abschnitt 2 beschrieben, können reFuels mindestens den Preis des konventionellen Alternativprodukts („grauer Wert“) erzielen. Im Fall von Kerosin sind die relevanten Komponenten des grauen Wertes aus Käufersicht:

- Der **Großhandelspreis für Kerosin** – dieser lag im September 2021 bei etwa 0,70 EUR/l, nachdem er im Frühjahr 2020 durch die Folgen der Corona-Pandemie auf 0,24 EUR/l gesunken war⁴⁰ (Abbildung 24). Auf Basis von Ölpreisprognosen der Internationalen Energieagentur (IEA) kann für das Jahr 2030 eine Bandbreite des zu erwartenden Kerosinpreises zwischen 0,45 EUR/l (Net Zero Emissions by 2050 Szenario⁴¹ der IEA) und 0,87 EUR/l („Stated Policies“ Szenario der IEA⁴²) abgeleitet werden.⁴³

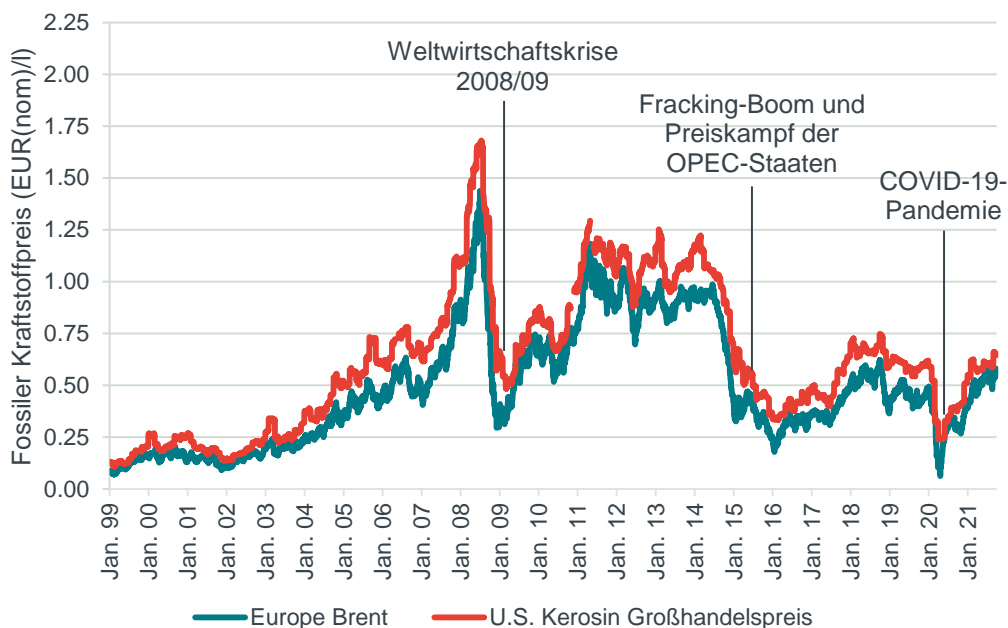
⁴⁰ Basierend auf U.S.-Kerosin-Großhandelspreis, Daten von der US Energy Information Administration (EIA).

⁴¹ Das „Net Zero Emissions by 2050“-Szenario der IEA modelliert die Maßnahmen, die in den nächsten 10 Jahren notwendig wären, um die globalen CO₂-Emissionen bis 2050 auf Netto-Null zurückzuführen.

⁴² Das „Stated Policies“-Szenario der IEA berücksichtigt alle bereits angekündigten Politikabsichten und -ziele die Stand Mitte 2021 für die detaillierten Umsetzungsmaßnahmen vorgesehen sind. Nach der Corona-Pandemie erreicht die Weltwirtschaft bereits im Jahr 2021 wieder Vorkrisenniveau. Das „Fit-for-55“-Paket der EU-Kommission ist noch nicht berücksichtigt.

⁴³ Spezifische Preisprognosen für Kerosin finden sich i. d. R. nicht in der Literatur. Allerdings korreliert der Kerosinpreis stark mit dem Rohölpreis (siehe Abbildung 21). Daher haben wir Prognosen der IEA und der EU für die Rohölpreisentwicklung herangezogen und die dort unterstellten prozentualen Wachstumsraten auf den Kerosinpreis angewendet.

Abbildung 24 Preisentwicklung Kerosin und Rohöl 1999-2021



Quelle: Frontier Economics auf Basis von U.S. Energy Information Administration (2021).

Hinweis: Für die Umrechnung in EUR wird der EUR/USD Referenzkurs der EZB angelegt.

- der **EU-ETS-Preis** – da der inner-europäische Luftverkehr dem EU-ETS unterliegt, verteuert der EU-ETS-Preis das in diesem Bereich eingesetzte (fossile) Kerosin. Beim aktuellen (Stand Dezember 2021) Zertifikatspreis von etwa 80 EUR/t CO₂ steigt der Kerosinpreis um etwa 0,20 EUR/l. Bei einem Anstieg des Zertifikatspreises auf 85-125 EUR/t CO₂ bis 2030, wie in Prognosen der EU-Kommission bzw. der IEA ausgegangen⁴⁴, würde der Kerosinpreis für innereuropäische Flüge um etwa 0,21-0,31 EUR/l ansteigen.
- die **Steuerdifferenz zwischen grauem und grünem Kerosin** – Sofern die ETD-Reform wie geplant umgesetzt wird, würde es auf inner-europäischen Flügen⁴⁵ zu einer Differenzierung zwischen der Besteuerung von grauem und grünem Kerosin kommen. Während der ETD-Reformvorschlag für fossiles Kerosin einen Mindeststeuersatz von 10,75 EUR/GJ bzw. 0,37 EUR/l vorsieht, liegt der Mindeststeuersatz für strombasiertes erneuerbares Kerosin lediglich bei 0,15 EUR/GJ bzw. 0,5 ct/l. Die Steuerdifferenz i. H. v. 0,365 EUR/l wäre daher eine zusätzliche Erlösponente für grünes Kerosin, sofern die Richtlinie entsprechend der hierin angelegte Differenzierung der Mindeststeuersätze von den Mitgliedstaaten umgesetzt wird.

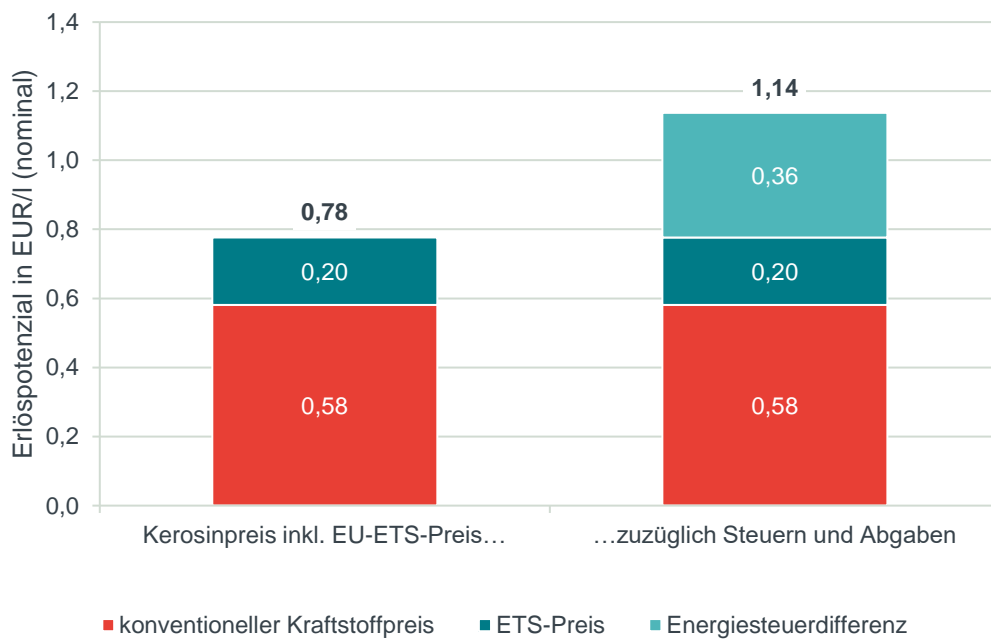
Für den Fall, dass reFuels im Luftverkehrssektor lediglich Erlöse in Höhe der Preise von konventionellem Kerosin erzielen können (Vermarktung ohne Quote oder erhöhte freiwillige Zahlungsbereitschaft), könnten diese in den nächsten Jahren schätzungsweise bei etwa 0,8 – 1,1 €/l liegen – je nachdem, wie sich der

⁴⁴ Die Europäische Kommission (2021h) geht laut einem Impact Assessment zur Reform des EU ETS von einem Anstieg des Emissionspreises auf bis zu 85 EUR/t CO₂ im Jahr 2030 aus. Die IEA prognostiziert in ihrem „Announced Pledges“-Szenario im World Energy Outlook 2021 einen Emissionspreis von 120 EUR(real)/t CO₂ im Jahr 2030 für Europa. Das entspricht ungefähr einem nominalen Preis von 125 EUR/t CO₂ unter aktuellen Inflationsprognosen (Stand September).

⁴⁵ Ausgenommen sind reine Frachtflüge, vergleiche Abschnitt 3.3.2.

Großhandelspreis von konventionellem Kerosin, der EU-ETS-Preis und der regulatorische Rahmen im Bereich der Energiebesteuerung entwickeln wird (Abbildung 25). Szenario 1 in Abbildung 25 repräsentiert den Fall, dass sich der graue Wert lediglich aus dem Großhandelspreis für Kerosin und dem EU-ETS-Preis zusammensetzt. Dies wäre der Fall, wenn die ETD-Reform nicht wie geplant umgesetzt wird. Kommt es zu einer Differenzierung der Kerosinsteuer, erhöht sich der „graue Wert“ um etwa 45 % (Szenario 2).

Abbildung 25 Abschätzung der Erlöse von eKerosin bei Vermarktung ohne grünen Wert durch Quote (Abschätzung für 2026)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Prognosen für konventionelle Kraftstoffpreise und ETS-Preise orientieren sich am „Announced Pledges“-Scenario aus dem World Energy Outlook 2021 der IEA. Die Energiesteuerdifferenz entspricht der Differenz der Mindeststeuersätze für konventionelles Kerosin und erneuerbares, strombasiertes Kerosin entsprechend dem ETD-Reformvorschlag.

4.2 Vermarktung von reFuels mit zusätzlichem grünen Wert durch Quote oder erhöhte freiwillige Zahlungsbereitschaft

Preise oberhalb des Wertes der konventionellen Alternativprodukte (aus Käufersicht) können erzielt werden, sofern

- eine freiwillige höhere Zahlungsbereitschaft besteht (z. B. aufgrund von selbst gesetzten Nachhaltigkeitszielen von Unternehmen); oder
- zusätzliche Regularien bestehen, die eine Nachfrage für reFuels schaffen. Im Fall von eKerosin sind in diesem Kontext sowohl die deutsche als auch die EU-weite eKerosin- bzw. SAF-Quote relevant (siehe Abschnitt 3.3).

Im Folgenden beschreiben wir, wie Preisindikatoren für den zusätzlichen (durch Quoten oder freiwillige Zahlungsbereitschaften induzierten) grünen Wert von eKerosin abgeschätzt werden können.

4.2.1 Preisindikatoren für durch Quotensysteme induzierten grünen (Mehr-)Wert von eKerosin

Der durch Quotensysteme induzierte grüne Mehrwert von reFuels wird von der Angebots- und Nachfragesituation auf dem Quotenmarkt bestimmt. Kann die Quote erfüllt werden, sind die Zusatzkosten des Grenzanbieters entscheidend für den grünen Wert. Wird die Quote nicht erfüllt, setzt die Pönale den Preis für den grünen Mehrwert (siehe hierzu untenstehende Textbox).

Vor diesem Hintergrund haben wir sowohl die durch Quoten induzierte Nachfrage nach eKerosin als auch das potentielle Angebot an eKerosin untersucht. Sofern eine Quote sowohl durch eKerosin als auch durch Bio-Kerosin erfüllt werden kann, ist zudem das mengenmäßige und preisliche Angebot an Bio-Kerosin⁴⁶ relevanter Treiber für den grünen (Mehr-)Wert von eKerosin (siehe hierzu Abschnitt 4.2.5).

GRUNDSÄTZLICHE FUNKTIONSWEISE VON QUOTENSYSTEMEN FÜR GRÜNE KRAFTSTOFFE

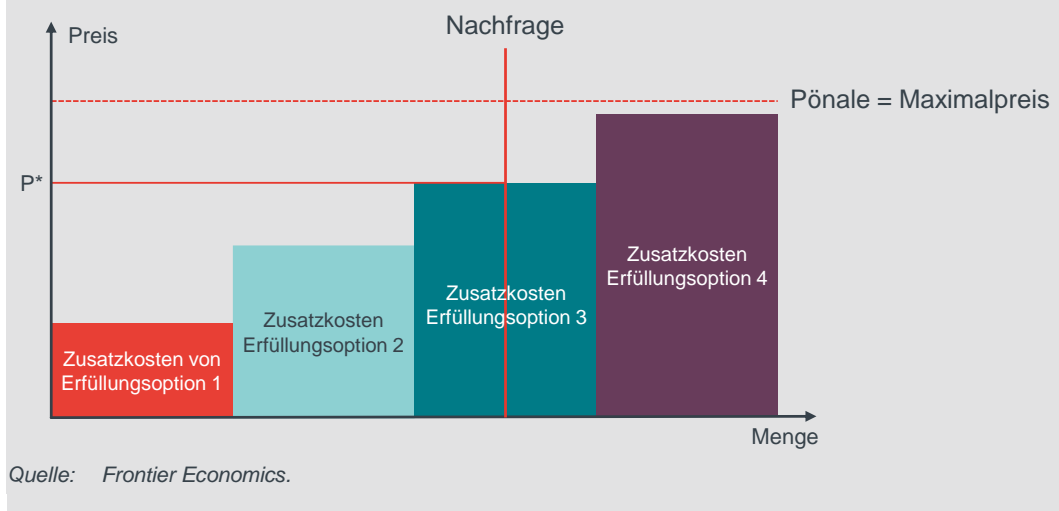
Sofern es Quoten für grüne Kraftstoffe bzw. die Treibhausgasemissionsreduktion im Verkehrssektor gibt (wie beispielsweise die Quote für eKerosin in Deutschland oder die THG-Minderungs-Quote im deutschen Straßenverkehrssektor), wird der grüne Mehrwert durch das Zusammenspiel von Nachfrage und Angebot im Quotensystem bestimmt (Abbildung 26):

- Die **Nachfrage** nach grünen Kraftstoffen bzw. einer Reduktion der THG-Emissionen wird bestimmt als gesetzlich festgelegter Prozentsatz einer Grundgesamtheit, z.B. des Kerosin-Verbrauchs oder eines Referenzwertes für die THG-Emissionen.
- Das **Angebot** wird durch die Zusatzkosten der verschiedenen Erfüllungsoptionen bestimmt. Niedrige Zusatzkosten können beispielsweise Erfüllungsoptionen haben, die bereits durch andere Maßnahmen gefördert werden (z. B. reFuels-Anlagen, die zusätzlich eine CAPEX- oder OPEX-Förderung erhalten). Zudem bestimmen Standortfaktoren und die weiteren in Abschnitt 2.1.1 genannten Kostentreiber Unterschiede in den Zusatzkosten verschiedener Erfüllungsoptionen. Des Weiteren sind in manchen Quotensystemen (z. B. bei der THG-Minderungsquote oder der SAF-Quote gemäß ReFuelEU Aviation Initiative, siehe Abschnitte 3.4.1 bzw. 3.3.2) efuels nur eine von mehreren möglichen Erfüllungsoptionen.

⁴⁶ Bio-Kerosin wird derzeit hauptsächlich über die Hydrierung von Pflanzenölen (z. B. Altspeiseöl) hergestellt (sogenanntes HEFA-Verfahren: „Hydrotreated Esters and Fatty Acids“). Gemäß Vorschlag der ReFuelEU Aviation Initiative soll Biokerosin, das aus den in Annex IX der RED gelisteten Biorohstoffen hergestellt wird, als nachhaltiges Flugkerosin (SAF) anerkannt werden. Dies umfasst biogene Reststoffe (gemäß Anhang IX B der RED II, z. B. biogene Altöle) und Rohstoffe, die für die Produktion von fortschrittlichen Biokraftstoffen anerkannt sind (gemäß Anhang IX A der RED II, z. B. Reststoffe der Land- und Forstwirtschaft).

- Die **Pönale** setzt einen Maximalpreis für die Erfüllung der Quote fest. Sie greift entweder, sofern das Angebot nicht ausreicht, um die Quote zu decken, oder wenn es aus Sicht der zur Erfüllung der Quote verpflichtenden Parteien günstiger ist, die Pönale zu zahlen, als die Quote zu erfüllen.
- Der **Preis** wird durch die Zusatzkosten der teuersten noch zur Deckung der Nachfrage benötigten Erfüllungsoption gesetzt (sofern nicht die Pönale greift). Dies gilt, sofern es einen zentralen Markt und damit einen einheitlichen Marktpreis für die Quotenerfüllung gibt; orientierungsweise aber auch im Falle von bilateralen Geschäften zwischen den zur Erfüllung der Quote verpflichtenden Parteien und den Anbietern der Erfüllungsoptionen.

Abbildung 26 Quotensystem für grüne Kraftstoffe (stilisierte Darstellung)

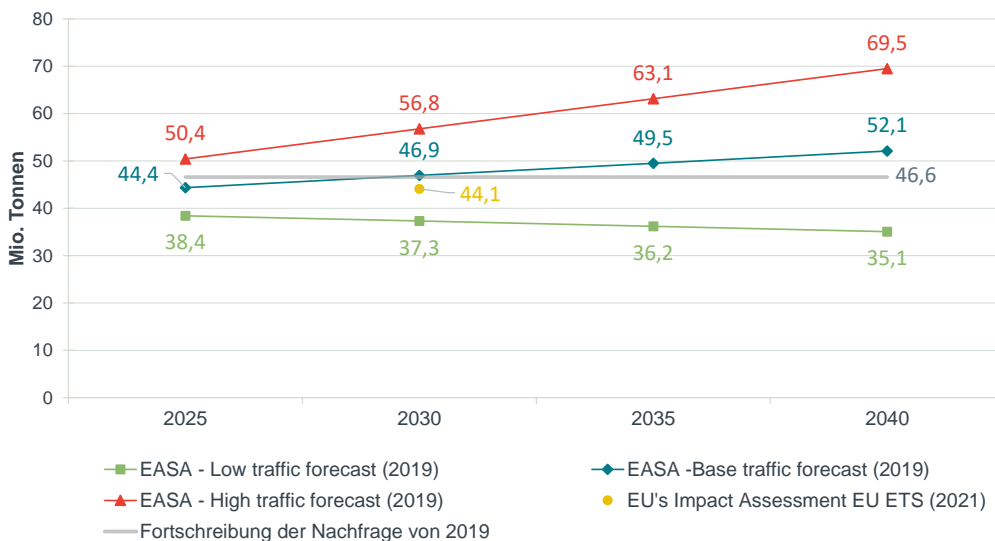


4.2.2 Durch Quoten induzierte Nachfrage nach eKerosin

Die Nachfrage nach eKerosin, die durch entsprechende Quoten angeregt werden soll, hängt zum einen von der Entwicklung des Kerosinbedarfs insgesamt ab, und zum anderen von der Höhe der Quote. Die European Environment Agency (EEA) und die European Union Aviation Safety Agency (EASA) gehen in einer Prognose aus dem Jahr 2019 im „Base traffic forecast“⁴⁷ davon aus, dass der Kerosinverbrauch in der EU im Jahr 2030 auf etwa dem gleichen Niveau wie 2019 liegen wird. Im „low traffic forecast“ wird dagegen von einem sinkenden Kerosinverbrauch gegenüber dem Basisjahr ausgegangen, im „high traffic forecast“ Szenario von einem ansteigenden Verbrauch. Auf Basis des Impact Assessments der EU zum EU ETS kann ebenfalls für das Jahr 2030 von einem ähnlichen Kerosinverbrauch ausgegangen werden, wie im Jahr 2019 (**Abbildung 27**).

⁴⁷ Das „Base traffic forecast“-Szenario geht von einem moderaten Wirtschaftswachstum aus und stellt gemäß EEA & EASA (2019) die Entwicklung mit der höchsten Wahrscheinlichkeit dar.

Abbildung 27 EU 27 Kerosinbedarf

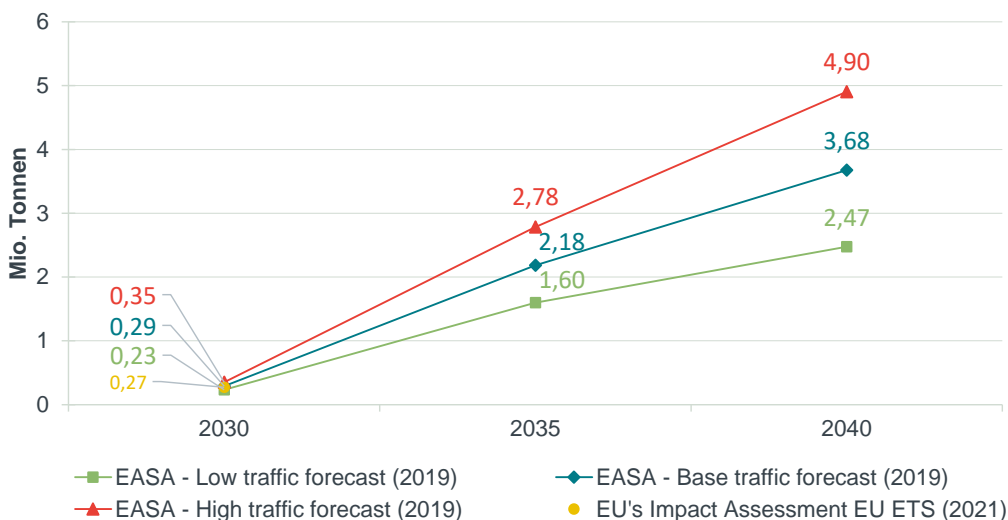


Quelle: Frontier Economics auf Basis von EEA & EASA (2019) und EU Impact Assessment EU ETS (2021).

Hinweis: Die EEA- & EASA-Projektionen basieren auf Informationen zu erwarteter Auslastung von 112 Flughäfen welche von EUROCONTROL in den drei Szenarien zusammengefasst wurden. Berechnung auf Basis von CO₂-Mengen für EU27-Flugverkehrssektor; Umfasst alle Flüge von oder zu einem Flughafen in der EU27 und EFTA; UK aus Projektion von Originalquelle über durchschnittlichen Anteil am EU28 Kerosinverbrauch herausgerechnet. Umrechnung via 3,15 kg CO₂/kg Kerosin. EU's Impact Assessment“ basiert auf Modellrechnungen zum EU ETS und beinhaltet auch die Schweiz.

Die EU-weite Unterquote für eKerosin i. H. v. 0,7 % im Jahr 2030 (vergleiche Abschnitt 3.3.2) führt – je nach Entwicklung des gesamten Kerosinbedarfs in der EU – zu einer Nachfrage an eKerosin zwischen etwa 0,23 und 0,35 Mio. Tonnen. Durch die Erhöhung der Quote auf 8 % bis zum Jahr 2040, steigt dieser Bedarf auf 2,47 bis 4,90 Mio. Tonnen im Jahr 2040 an (Abbildung 28).

Abbildung 28 Bedarf nach eKerosin in EU27 unter europäischer eKerosin-Unterquote



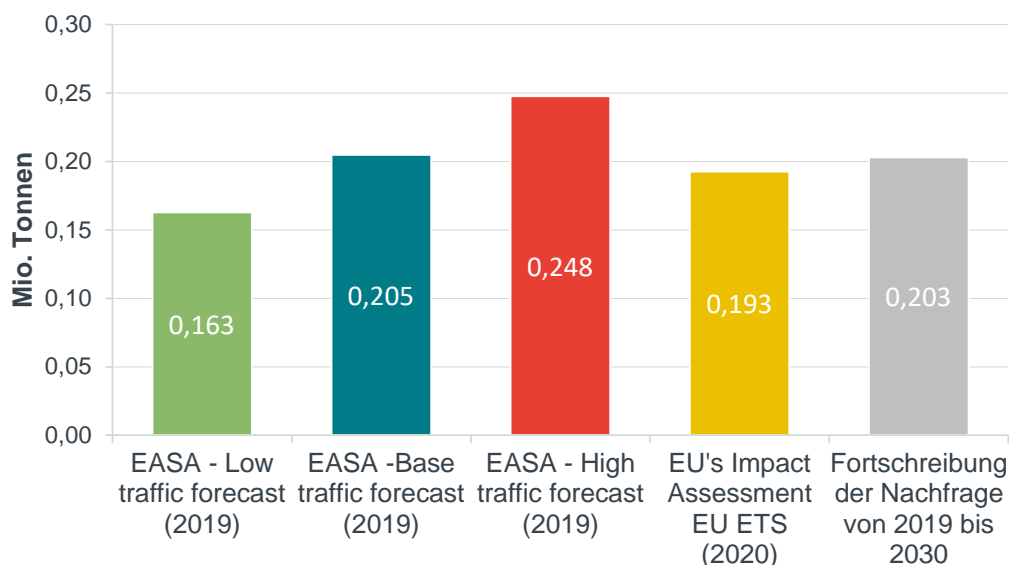
Quelle: Frontier Economics auf Basis von EEA & EASA (2019) und EU Impact Assessment EU ETS (2021).

Hinweis: Bei der Berechnung des Bedarfs an eKerosin wurde berücksichtigt, dass laut ReFuel EU Aviation Vorschlag Luftfahrzeugbetreiber nur 90 % ihres jährlichen Bedarfs an EU-Flughäfen tanken müssen. Zudem wurde ein möglicher durch die Quote induzierter Nachfragerückgang i. H. v. 2 % (basierend auf Abschätzungen des EU Impact Assessment) berücksichtigt.

Die in Abbildung 28 abgeschätzte Nachfrage an eKerosin ist als die durch die Unterquote ausgelöste Mindestnachfrage nach eKerosin zu interpretieren. Zusätzlich kann eKerosin auch dazu beitragen, den Teil der SAF-Quote zu erfüllen, der sowohl durch eKerosin als auch durch Biokerosin erfüllt werden kann. Welche der beiden SAF-Arten hierfür eingesetzt wird, hängt wesentlich von den jeweiligen Herstellkosten und Verfügbarkeiten ab.⁴⁸

In Deutschland führt die nationale eKerosin-Quote i. H. v. 2 % im Jahr 2030 – je nach Entwicklung der gesamten Kerosinnachfrage – zu einer Nachfrage nach eKerosin im Umfang von 0,193 bis 0,248 Mio. Tonnen (Abbildung 29). Sie liegt damit in einer ähnlichen Größenordnung wie die eKerosin-Nachfrage auf EU-Ebene im Jahr 2030, die durch die EU-weite Unterquote für eKerosin induziert wird (Abbildung 28). Hierbei ist zu beachten, dass die nationale eKerosin-Quote mit 2 % über der vorgeschlagenen EU-weiten Quote i. H. v. 0,7 % (beides für das Jahr 2030) liegt, was nach derzeitigem Vorschlag der ReFuelEU Aviation Initiative nicht zulässig wäre (vgl. Abschnitt 3.3.3).

Abbildung 29 eKerosin-Nachfrage in Deutschland 2030 durch nationale eKerosin-Quote



Quelle: Frontier Economics auf Basis von EASA (2019), EU Impact Assessment EU ETS (2021) und AG Energiebilanzen (2021).

4.2.3 Potenzielles Angebot an eKerosin

Um das potentielle Angebot an eKerosin abzuschätzen, haben wir ein Screening der in Deutschland (Abbildung 30) und weltweit (Abbildung 31) derzeit geplanten

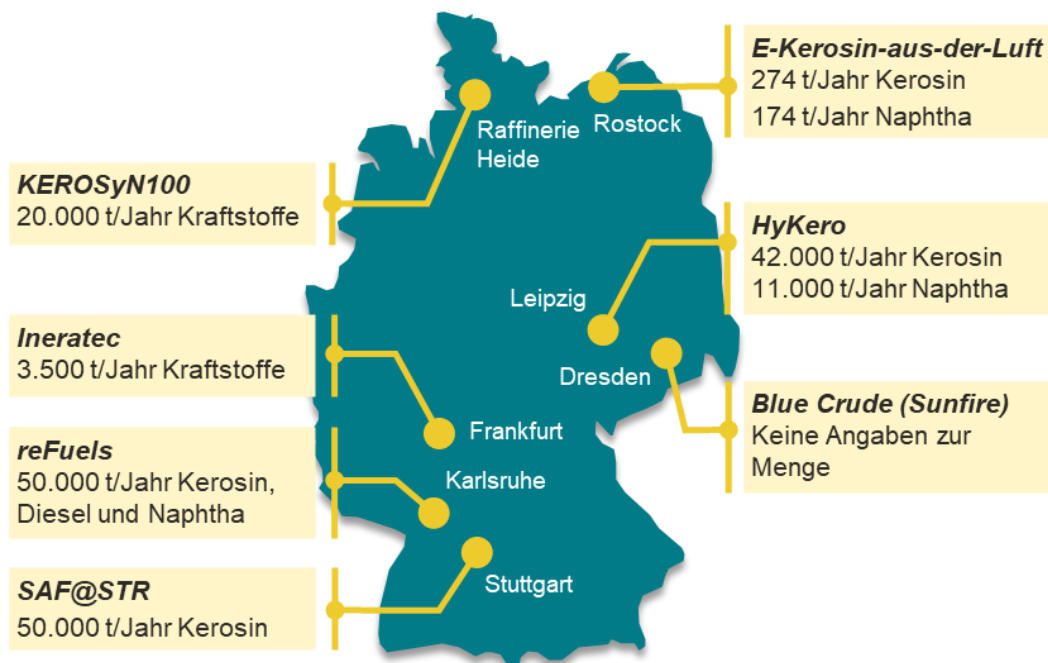
⁴⁸ Unter der Annahme, dass die Gesamt-SAF-Quote i. H. v. 5 % im Jahr 2030 durch eKerosin gedeckt würde, würde sich beispielsweise bei einer Entwicklung der Gesamt-Kerosinnachfrage gemäß „Base traffic forecast“ im Jahr 2030 eine Nachfrage nach eKerosin i. H. v. 2,3 Mio. Tonnen ergeben.

eKerosin-, bzw. eFuel-Projekte durchgeführt. Dieses Screening erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern soll vor allem ein Verständnis für das Größenverhältnis zwischen potentieller Nachfrage und potentielltem Angebot geben. Zu manchen Projekten sind auf Basis von öffentlichen Quellen zudem keine Angaben zu den Produktionsmengen verfügbar und/oder es ist unklar, zu welchen Anteilen verschiedene Kraftstoffarten (z. B. Kerosin/Diesel/Benzin) in den einzelnen Anlagen produziert werden sollen.

Eine indikative Überschlagsrechnung für Deutschland ergibt, dass auf Basis der bis zum Jahr 2025 geplanten Projekte jährlich etwa 170.000 t eFuels produziert werden könnten.⁴⁹ Zusätzlich sind eine Reihe von Methanol-Projekten in Planung (nicht in Abbildung 30 dargestellt), die grundsätzlich auf die Produktion von Kerosin erweitert werden könnten.⁵⁰

Ein großer Anteil der deutschen eKerosin-Nachfrage bis 2030 kann – je nach Anteil des eKerosins an den eFuels – also voraussichtlich bereits mit in Planung befindlichen Projekten gedeckt werden, sofern diese tatsächlich bzw. im vorgesehenen Zeitplan realisiert werden.⁵¹ Die derzeit vorgeschlagene Ausgestaltung des delegierten Rechtsaktes zu Wasserstoff könnte insbesondere in Süddeutschland verschiedene Projekte unwirtschaftlich machen.

Abbildung 30 In Deutschland geplante eFuel-Projekte



Quelle: Frontier Economics.

⁴⁹ Dies gilt, sofern die in Abbildung 30 berücksichtigten Projekte wie geplant realisiert werden. Projekte, für die noch keine Zielkapazität bekannt ist, wurden hierbei nicht berücksichtigt.

⁵⁰ Ein namhaftes Methanol-Projekt ist beispielsweise im Chemiepark Stade geplant, wo 200.000 t Methanol pro Jahr hergestellt werden sollen. Das Projekt „Green MeOH“ sieht bislang jedoch als Einsatz des grünen Methanols chemische Prozesse, sowie den Schiffs- und Schwerlastverkehr vor (<https://future.hamburg/artikel/dow-stade-chemie-soll-klimaneutral-werden>).

⁵¹ Ob diese Projekte tatsächlich realisiert werden, hängt wesentlich davon ab, ob sich für die Projekte ein Business Case ergibt. Dies ist wiederum maßgeblich von der Entwicklung des regulatorischen Rahmens abhängig.

Hinweis: Grafik zeigt ausschließlich Projekte, welche Kerosin als eines ihrer Outputs nennen. Projekte mit Methanol- oder Wasserstofffokus sind also explizit nicht enthalten (sofern keine spätere Erweiterung auf Kerosin angegeben wird).

Auf internationaler Ebene sind eine Reihe von weiteren eFuel-Projekten geplant, die u. a. die Produktion von eKerosin anstreben (Abbildung 31). Zusätzlich zu den in der EU geplanten Projekten gibt es verschiedene Überlegungen zur eFuel-Produktion in Nord- und Südamerika, Nordafrika, dem mittleren Osten und Australien (letztere nicht in der Abbildung dargestellt).

Die aus der europäischen eKerosin-Unterquote resultierende Nachfrage im Jahr 2030 (230.000 bis 350.000 t /Jahr, siehe Abbildung 28) könnte von aktuell angekündigten deutschen und internationalen Projekten für Kerosin mit einer Gesamtkapazität von etwa 1 Mio. t/Jahr⁵² gedeckt werden. Es besteht jedoch eine hohe Dynamik im Markt (nicht alle Projekte sind bekannt, bei vielen Projekten ist die genaue Kraftstoffzusammensetzung der einzelnen Outputs unsicher), und zudem bestehen Unsicherheiten bezüglich der Realisierung der angekündigten Projekte. Zudem wird mittel- bis langfristig nicht nur Europa als Nachfrager von reFuels aus Weltregionen mit günstigen Produktionsbedingungen auftreten, es wird also auch auf der Nachfrageseite Konkurrenz entstehen. Ab dem Jahr 2035 wären zur Deckung der eKerosin-Unterquote zudem bereits eKerosinmengen von etwa 1,6 bis 2,8 Mio. t/Jahr notwendig, wozu die derzeit geplanten Produktionskapazitäten nicht ausreichen würden.⁵³ Zusätzliche Projekte sind demnach absehbar erforderlich, um die Nachfrage zu decken.

⁵² Hierbei werden nur explizit genannte Kerosin-Mengen berücksichtigt; keine Output-Mengen, die allgemein als „Kraftstoffe“ angegeben sind.

⁵³ Bei Addition aller Kraftstoff-Mengen in Abbildung 27 ergeben sich etwa 2,5 Mio. t/Jahr Kraftstoffe.

Abbildung 31 Geplante internationale reFuels-Projekte



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Bei dem Projekt „Hynovera“ handelt es sich um einen gemischt Biomasse- und strombasierten Prozess.

4.2.4 Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage / Abschätzung des grünen Wertes

Sofern das eKerosin-Angebot ausreicht, um die SAF- bzw. eKerosin-Quoten zu decken, bestimmen die Zusatzkosten des Grenzanbieters – also des Anbieters mit den höchsten Zusatzkosten, dessen Angebot gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken – den Preis. Hierbei sind (beispielhaft für den Fall der nationalen eKerosin-Quote in Deutschland) grundsätzlich folgende Angebots-„Kategorien“ denkbar:

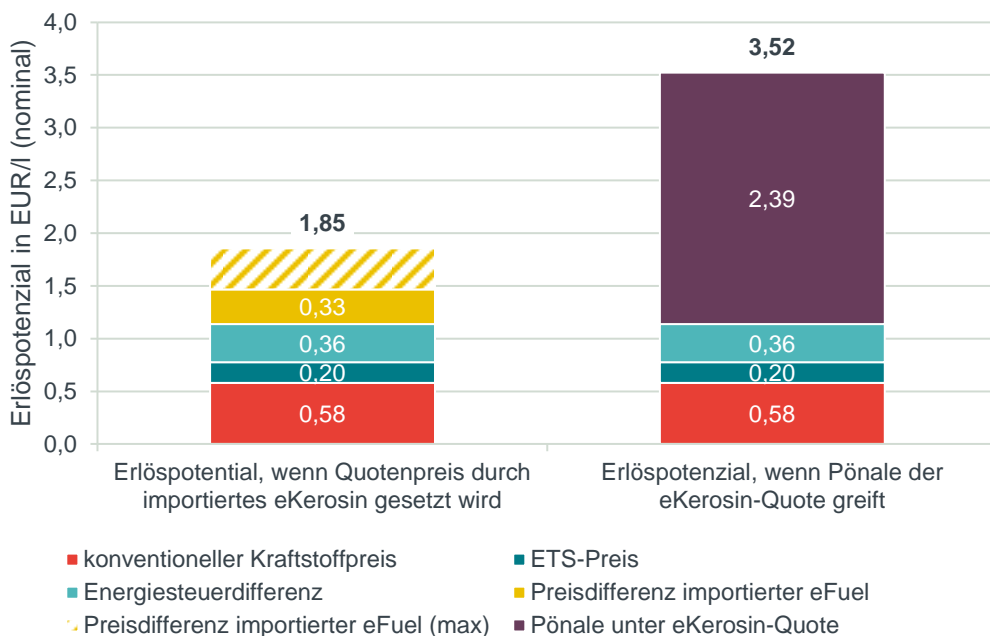
- In Deutschland hergestelltes eKerosin aus einer Anlage, die keine weitere Förderung erhält;
- In Deutschland hergestelltes eKerosin aus einer Anlage, die durch weitere Förderprogramme (z. B. Ausschreibungsmechanismen) einen Teil ihrer Kosten decken kann;

■ Importiertes eKerosin⁵⁴.

In unserer Abschätzung der Erlöse von eKerosin bei Vermarktung mit einem durch eine eKerosin-Quote induzierten grünen Wert sind wir von dem Fall ausgegangen, dass der Quotenpreis durch importiertes eKerosin gesetzt wird (linker Balken in Abbildung 32). Sofern importiertes eKerosin 2026 noch nicht verfügbar sein sollte, könnten sich auch höhere Preise einstellen. In dem Fall, dass das eKerosin-Angebot nicht ausreichen sollte, um die Quote zu erfüllen, wäre voraussichtlich die Pönale auf dem Quotenmarkt preissetzend (rechter Balken in Abbildung 32), da dies dann die einzig verbleibende Erfüllungsoption zur Erfüllung der Quotenverpflichtung wäre.

Im Vergleich zu den Erlösen bei Vermarktung ohne Quote (Abbildung 25) zeigt sich, dass sich die Erlöse durch eine eKerosin-Quote deutlich erhöhen können, die Bandbreite an potentiellen Zusatzerlösen aber sehr groß ist – in unserer Abschätzung liegen sie zwischen 0,33 €/l, sofern die Quote durch relativ günstiges importiertes eKerosin gedeckt werden kann und 2,39 €/l, sofern die Quote nicht erfüllt werden kann und die Pönale preissetzend ist. Dies zeigt, dass auch bei Bestehen einer eKerosin-Quote, Investoren mit hohen Preisrisiken konfrontiert sind, die investitionshemmend wirken und den Markthochlauf von reFuels bremsen können. Hierauf gehen wir in Abschnitt 4.3 näher ein.

Abbildung 32 Abschätzung der Erlöse von eKerosin bei Vermarktung mit grünem Wert durch Quote (Abschätzung für 2026)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Prognosen für konventionelle Kraftstoffpreise und ETS-Preise orientieren sich am Announced Pledges Scenario aus dem World Energy Outlook 2021 der IEA. Die Energiesteuerdifferenz entspricht der Differenz der Mindeststeuersätze für konventionelles Kerosin und erneuerbares, strombasiertes

⁵⁴ Auch in diesem Fall wäre grundsätzlich zwischen importiertem eKerosin ohne und mit weiterer Förderung zu unterscheiden, da es auch Förderprogramme gibt, die gezielt den Import von H₂-Derivaten wie eKerosin fördern.

Kerosin entsprechend dem ETD-Reformvorschlag. Für die Zusatzkosten von importiertem eKerosin haben wir eine Bandbreite von Kosten, die verschiedene weltweite Standorte repräsentieren, angenommen.

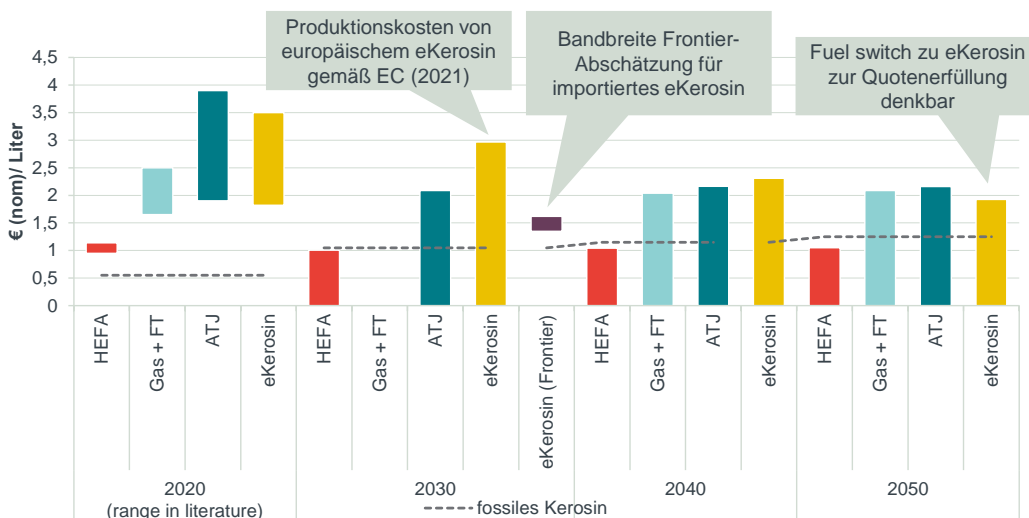
4.2.5 Preis(e) von Biokerosin als weiterer Preisindikator für den grünen Wert von eKerosin

Die Preise bzw. die Kosten der Herstellung von Biokerosin könnten als weitere Preisindikatoren für den grünen Wert von eKerosin herangezogen werden. Dies gilt insbesondere

- im Zusammenhang mit der geplanten EU-weiten SAF-Quote (vergleiche Abschnitt 3.2.2) – Sofern eKerosin günstiger ist als Biokerosin, wird eKerosin nicht nur eingesetzt werden, um die eKerosin-Unterquote zu decken, sondern auch, um die restliche SAF-Quote zu decken;
- im Zusammenhang mit einer freiwilligen Zahlungsbereitschaft für erneuerbares Kerosin – Sofern eKerosin teurer ist als Biokerosin und es keine spezifische Nachfrage nach eKerosin (sondern nur allgemein nach erneuerbarem Kerosin) gibt, könnte eKerosin maximal Erlöse in Höhe des Biokerosinpreises erzielen.

Biokerosin kann mittels verschiedener Verfahren und auf Basis verschiedener Bio-Rohstoffe hergestellt werden. Die aus heutiger Sicht günstigste Option ist dabei das HEFA-Verfahren, für das meist Altspeiseöl eingesetzt wird (Abbildung 33). Gemäß Abschätzungen der Europäischen Kommission sind die Herstellungskosten von HEFA-Kerosin deutlich günstiger als diejenigen von eKerosin. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass sich die Europäische Kommission hier auf eKerosin-Produktionskosten innerhalb der EU bezieht – wird das eKerosin an weltweit hierfür günstigeren Standorten produziert, nähern sich Kostenabschätzungen für HEFA und eKerosin deutlich an.

Abbildung 33 Preise bzw. Kosten* von Biokerosin bzw. eKerosin im Vergleich zu fossilem Kerosin



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Europäische Kommission (2021f) und eigenen Berechnungen.

Hinweis: Ergebnisse des Base Case mit SAF-Quoten auf Basis der Modelle PRIMES Biomass, PRIMES-TREMOVE models and E3Modelling

**In den Projektionen der Europäischen Kommission sind Gewinnmargen i. H. v. 10 % berücksichtigt. Bei der Angabe der Bandbreite von Frontier-Abschätzungen für importiertes eKerosin handelt es sich dagegen um reine Kostenabschätzungen.*

HEFA (Hydro-Processed Esters & Fatty Acids): Basiert auf Pflanzenölen. Günstigste Option ist Altspeiseöl.

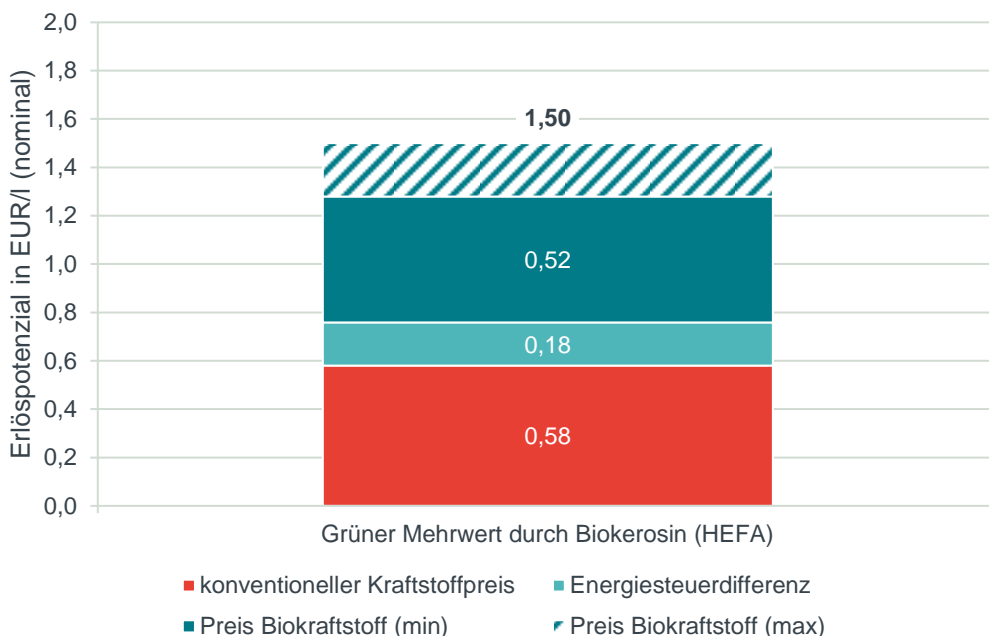
Gas.+FT (Gasification + Fischer Tropsch): Basiert auf Biorohstoffen (Abfall, landwirtschaftliche Reststoffe) und Fischer-Tropsch-Synthese.

ATJ (Alcohol-to-Jet): Aus Biorohstoffen (Mais, Zuckerrohr, Reststoffe) wird mittels Fermentation Alkohol hergestellt, der zu Kohlenwasserstoff-gemischen weiterverarbeitet wird.

eKerosin: Basiert auf Erneuerbarer Energie und Fischer-Tropsch-Synthese, Kohlenstoff notwendig.

Für den Fall der Vermarktung von eKerosin mit grünem Wert, der sich an Biokerosinpreisen orientiert, schätzen wir erzielbare Erlöse in einer Größenordnung von etwa 1,3 – 1,5 €/l ab (Abbildung 34).

Abbildung 34 Abschätzung der Erlöse von eKerosin bei Vermarktung mit grünem Wert, der sich an Kosten von Biokerosin orientiert (Abschätzung für 2026)



Quelle: Frontier Economics.

Hinweis: Prognosen für konventionelle Kraftstoffpreise und ETS-Preise orientieren sich am „Announced Pledges“-Szenario aus dem World Energy Outlook 2021 der IEA. Die Energiesteuerdifferenz entspricht der Differenz der Mindeststeuersätze für nachhaltige Biokraftstoffe und erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs entsprechend dem ETD-Reformvorschlag. Für die Zusatzkosten von Biokraftstoffen (HEFA) haben wir eine Bandbreite von 0,73 - 1,29 EUR/l gemäß IEA (2021) angenommen.

4.3 Wirkungen weiterer Förderinstrumente auf den Business Case von reFuels

Viele der bereits implementierten oder für die Zukunft vorgeschlagenen regulatorischen Maßnahmen im Kontext von reFuels leisten einen Beitrag dazu, den Business Case für reFuels zu verbessern, wie die Analysen in den vorangegangenen Abschnitten 4.1 und 4.2 zeigen: Die Erlöse für eKerosin steigen

durch Maßnahmen wie die CO₂-Bepreisung im Rahmen des EU ETS, eine mögliche Energiesteuerdifferenzierung durch die vorgesehene ETD-Reform und eine Einführung einer (deutschen und/oder EU-weiten) eKerosin-Quote potentiell deutlich an. Die Analysen zeigen jedoch auch, dass hohe Unsicherheiten in Bezug auf zukünftige Erlöse bestehen, denn

1. es ist unsicher, welche Regulierungsvorschläge in welcher Form umgesetzt werden⁵⁵; und
2. es ist auch bei der Umsetzung der Maßnahmen unsicher, welche Erlösimplicationen diese Maßnahmen im Einzelnen haben (z. B. ist es für die Anbieter von eKerosin unsicher, welche Erlöse auf dem eKerosin-Quotenmarkt zukünftig zu erzielen sind, da dies vom Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage abhängt (wie in Abschnitt 4.2 gezeigt)).

Diese Unsicherheiten, mit denen sich Investoren konfrontiert sehen, können investitionshemmend wirken und den Markthochlauf von reFuels bremsen. Dies gilt insbesondere für „erste Anlagen“, die in einem sehr unsicheren regulatorischen Umfeld errichtet werden müssen. Zudem können erste Anlagen im Hinblick auf ihre Kosten einen Erstanbieternachteil („first mover disadvantage“) haben, wenn es bei der PtL-Produktion im Laufe des Markthochlaufs zu Kostendegressionen kommt, von denen Anbieter profitieren, die zu einem späteren Zeitpunkt in den Markt eintreten⁵⁶.

Vor diesem Hintergrund skizzieren wir im Folgenden

- welche weiteren Maßnahmen den Business Case von reFuels verbessern könnten, indem die Risiken für Investoren reduziert werden (Abschnitt 4.3.1); und
- welche Wechselwirkungen zwischen weiteren Fördermaßnahmen und Quotensystemen entstehen können und entsprechend bei der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens zu beachten sind (Abschnitt 4.3.2).

4.3.1 Weitere Maßnahmen zur Verbesserung des Business Cases von reFuels

Der wirtschaftliche Bau und Betrieb einer reFuels-Anlage ist dann gewährleistet, wenn die in den Zielmärkten zu erzielenden Erlöse mindestens ausreichen, um die Herstellungskosten (Investitions- und Betriebskosten) der reFuels zu decken (vergleiche Abschnitt 2). Viele Ansätze zur Verbesserung des Business Cases von reFuels setzen daher dabei an, die Deckungslücke von reFuels zu schließen. Maßnahmen hierfür sind

- einerseits, Regularien so auszugestalten, dass Herstellungskosten gerade in der Phase des Markthochlaufs nicht unnötig erhöht werden. Dies betrifft beispielsweise die Ausgestaltung der Regularien zum Strombezug für

⁵⁵ Wird es beispielsweise möglich sein, in Deutschland eine eKerosin-Quote von 2 % in 2030 umzusetzen oder nicht, da nach derzeitigem Regulierungsentwurf der ReFuelEU Aviation Initiative die nationale Quote nicht höher sein dürfte als die EU-weite Quote (vergleiche Abschnitt 3.3.3).

⁵⁶ So könnte eine Kostendegression dazu führen, dass der Quotenpreis in der Zukunft sinkt und erste Anlagen, die noch zu höheren Kosten errichtet wurden, ihre Kosten nicht mehr decken können.

Wasserstoffelektrolyseure, sowie zu dem bei der Herstellung von reFuels verwendeten Kohlenstoff; und

- andererseits, Regularien so auszugestalten, dass der zusätzliche grüne Wert von reFuels auch monetarisiert werden kann. Dies betrifft z. B. Maßnahmen, die fossile Produkte gegenüber grünen Produkten verteuern (Emissionsbepreisung, Energiesteuerdifferenzierung), oder die gezielt eine Nachfrage nach grünen Produkten schaffen (z. B. Quoten).

Zudem kann – wie einleitend zu Abschnitt 4.3 erläutert – der Markthochlauf für reFuels dadurch unterstützt werden, dass Risiken für Investoren reduziert werden. Daher können neben den Maßnahmen, die primär darauf abzielen, die Deckungslücke von grünen Produkten zu schließen, flankierende Maßnahmen zur Reduktion des Investitionsrisikos sinnvoll sein (Abbildung 36). Dies gilt insbesondere für „erste Projekte“.

Wesentliche Risiken, mit denen sich Investoren und Betreiber von reFuels-Anlagen konfrontiert sehen, sind das Preis- und das Mengenrisiko, wobei in der Praxis vor allem das Preisrisiko relevant ist:

- das Mengenrisiko beschreibt hier die Unsicherheit über die Mengen, die im Markt abgesetzt werden können. Da reFuels konventionelle Kraftstoffe 1:1 ersetzen können, ist das Risiko, keinen Abnehmer für das Produkt zu finden, als gering einzustufen.
- Das Preisrisiko beschreibt die Unsicherheit über den für das grüne Produkt zu erzielenden Preis. Diese Unsicherheit ist insbesondere für „erste Projekte“, die in einem noch zu definierenden regulatorischen Umfeld errichtet werden, als hoch einzustufen.

Mögliche Maßnahmen zur Reduktion des Preiserisikos sind z. B.:

- **Feste Abnahmeverträge** (mit fixierten Abnahmepreisen) zwischen einem Käufer und einem Verkäufer, in denen Preis und Menge für eine bestimmte Laufzeit garantiert werden; und
- **Contract-for-Differences⁵⁷ (CfD)**, durch die für eine bestimmte Laufzeit ein Mindestpreis garantiert wird (Details siehe Textbox unten).

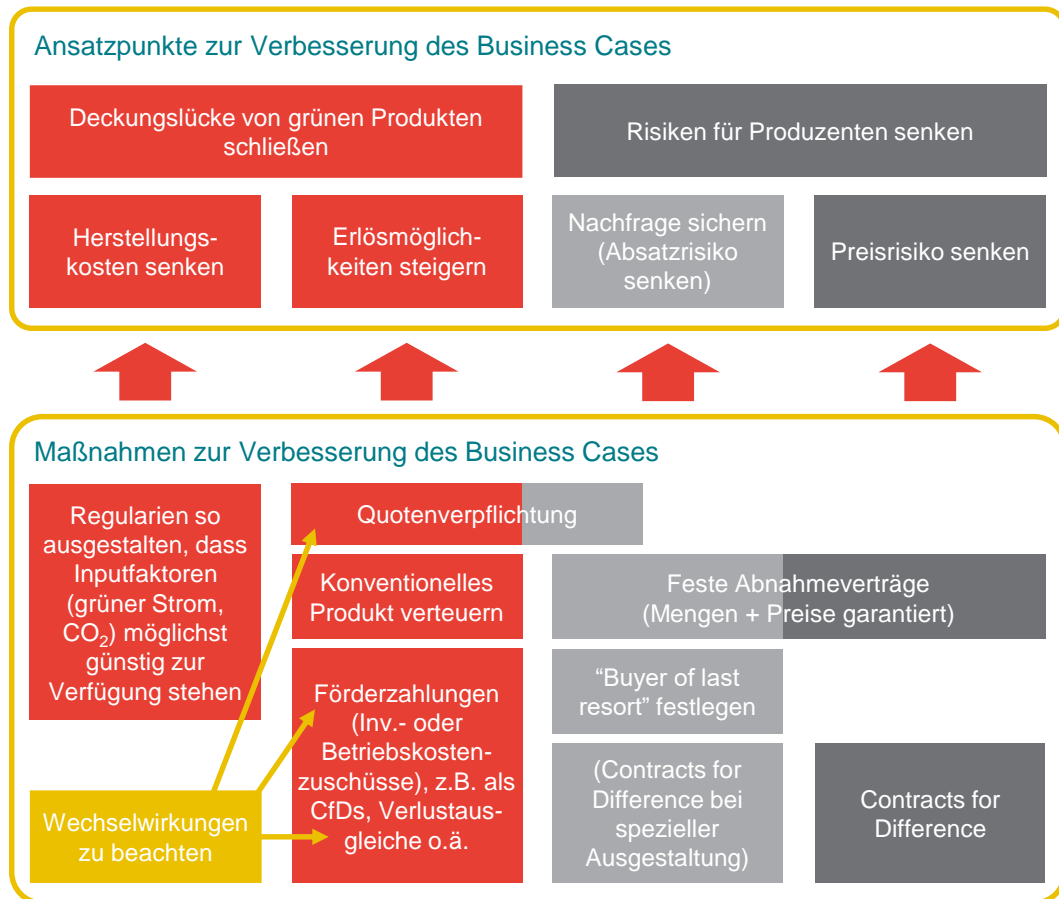
Durch beide Maßnahmen wird für eine feste Laufzeit ein (Mindest-) Preis garantiert. Ein wesentlicher Unterschied zwischen festen Abnahmeverträgen und CfDs liegt in der Vermarktung: Bei festen Abnahmeverträgen vermarktet der Produzent das Produkt nicht selbst am Markt, sondern bei Weiterverkauf der Abnehmer. Bei CfDs verbleibt die Vermarktung beim Produzenten.

Eine weitere Maßnahme, die das Preis- bzw. Verlustrisiko senkt, sind **Förderzahlungen, die sich an den produzierten reFuels-Mengen orientieren**, und somit auch eine garantierte Erlösquelle (zusätzlich zu den im Markt erzielten Erlösen) darstellen. Ein Beispiel hierfür ist die geplante Förderung des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr für eKerosin (siehe Abschnitt 4.3.2).

⁵⁷ Bei einem Contract-for-Difference (CfD) wird die Differenz zwischen zwei Preisen gezahlt, z. B. zwischen einem Marktpreis und einem sogenannten „Strike Price“ (Ausübungspreis), der sich z. B. an den Herstellkosten eines Anbieters orientiert. Hierdurch erhält der Anbieter die Sicherheit, dass er auch bei niedrigem Marktpreis Erlöse in einer Höhe generieren kann, durch die die Deckung seiner Herstellkosten gewährleistet wird. U. a. können Marktprämienmodelle (wie für EE-Anlagen in Deutschland implementiert) als „Contract-for-Differences“ interpretiert werden.

Bei diesem Instrument werden zwar keine Marktpreisschwankungen für den Verkauf der Produkte ausgeglichen (wie beim CfD), die Verlustrisiken werden allerdings durch die Förderzahlungen reduziert. Die Vermarktung verbleibt wie beim CfD beim Produzenten.

Abbildung 35 Ansatzpunkte zur Verbesserung des Business Cases für reFuels



Quelle: Frontier Economics.

Die Wahl eines geeigneten flankierenden Instruments zur Reduktion des Preisrisikos sollte in Abhängigkeit der damit verbundenen Zielsetzung getroffen werden. Sollen Produzenten im Rahmen der Förderung direkt in die Marktprozesse integriert werden, eignet sich beispielsweise ein CfD eher als ein fester Abnahmevertrag.⁵⁸ Soll dagegen der reFuels-Bedarf von bestimmten Abnehmern (z. B. Kraftstoffe für die Fahrzeuge der Polizei in Baden-Württemberg) gedeckt werden, sind feste Abnahmeverträge eine Option, da sie nicht nur dem Produzenten Sicherheit über Preise und Mengen geben, sondern auch aus Abnehmersicht den Bedarf zu einem festen Preis absichern.

⁵⁸ So wurde auch im Bereich der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien von einer festen Einspeisevergütung (Abnahmevertrag) auf eine variable Marktprämie (CfD) umgestellt.

WIRKUNGSWEISE CONTRACT-FOR-DIFFERENCE

Contract-for-Differences (CfD) reduzieren Preisrisiken für Produzenten (oder, bei nachfrageseitigen CfDs, für Konsumenten). Bei einem CfD gleicht der Fördergeber dem Begünstigten des CfDs die Differenz zwischen zwei Preisen aus, nämlich zwischen einem Referenzpreis (z. B. der Marktpreis des Produktes oder eines ähnlichen Produktes) und einem sogenannten „Strike Price“ (Ausübungspreis), der sich z. B. an den Herstellkosten eines Anbieters orientiert. Hierdurch erhält der Anbieter die Sicherheit, dass er auch bei niedrigem Marktpreis Erlöse in einer Höhe generieren kann, durch die die Deckung seiner Herstellkosten gewährleistet wird.⁵⁹ Zentrale Elemente eines CfD (hier: angebotsseitiger CfD) sind also:

- Der **„Strike Price“ bzw. garantierte Mindestpreis**: Dieser wird häufig in Auktionen bestimmt (z. B. in „pay-as-bid“-Auktionen, sodass jedem Bieter, der einen Zuschlag erhält, der Strike Price garantiert wird, den er geboten hat). Dieser Mindestpreis wird für eine bestimmte Laufzeit des CfDs (z. B. für 10 bis 20 Jahre) garantiert;
- Der **Referenzpreis**, der dem Preis entsprechen soll, den die Produzenten bei Vermarktung ihres Produktes im Markt erzielen. Beispielsweise bei CfDs im Bereich der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien (sog. Marktprämienmodell), entspricht der Referenzpreis i. d. R. dem Großhandelspreis für Strom an der Börse, ggf. unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Einspeisefaktoren. Im Falle von Produkten, für die kein öffentlich notierter (Großhandels-) preis existiert, müsste sich der Referenzpreis am Marktpreis für alternative Produkte orientieren (z. B. am Preis für fossiles Kerosin im Fall eines CfDs für eKerosin). Die Festlegung eines geeigneten Referenzpreises ist Bestandteil der konkreten Ausgestaltung eines CfDs.

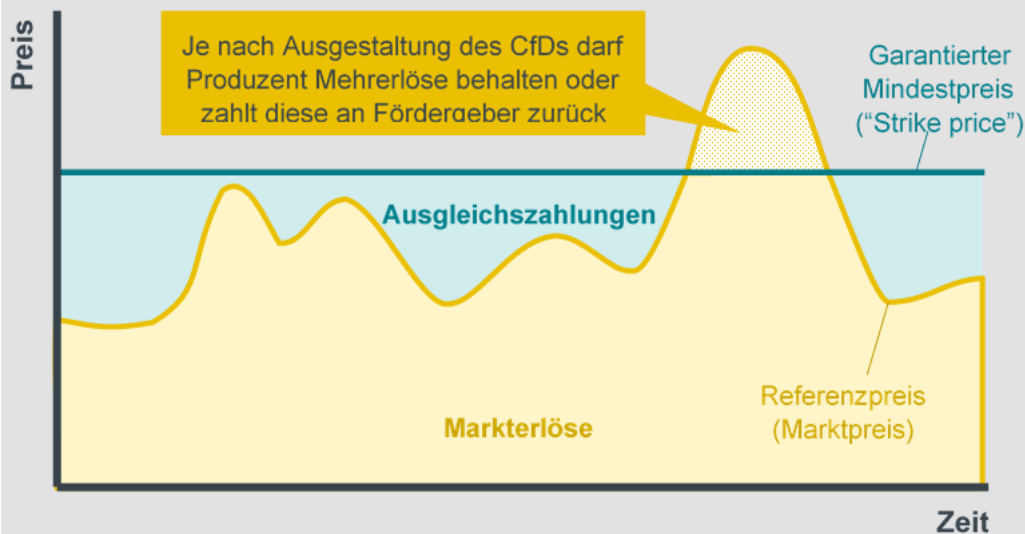
Sofern der garantierte Mindestpreis den Referenzpreis übersteigt, erhält der Produzent durch den Fördergeber eine Ausgleichszahlung. Übersteigt der Referenzpreis den garantierten Mindestpreis, müssen Produzenten die Mehrerlöse entweder an den Fördergeber zurückzahlen (symmetrischer oder zweiseitiger CfD) oder können diese behalten (asymmetrischer oder einseitiger CfD).⁶⁰

⁵⁹ Im Falle eines nachfrageseitigen CfDs erhält der Konsument durch den CfD die Sicherheit, dass seine Bezugskosten eine definierte Preisobergrenze nicht übersteigen würden.

⁶⁰ Letztendlich berücksichtigen die Produzenten bei der Abgabe ihres Gebotes in der Auktion, ob es sich um einen ein- oder zweiseitigen CfD handelt und preisen die Möglichkeit, Mehrerlöse zu generieren, entsprechend ein.

Grundlegende Wirkungsweise eines Contract-for-Difference

Wirkungsweise Contract-for-Difference (CfD)



Quelle: Frontier Economics.

Ausgestaltungsmerkmale von CfDs umfassen also z. B.:

- ob es sich um angebotsseitige CfDs für Produzenten (z. B. von Strom aus Erneuerbaren Energien oder reFuels) oder um nachfrageseitige CfDs (z. B. für Energieverbraucher in der Industrie) handelt;
- die Laufzeit der CfDs;
- die Definition des Referenzpreises;
- die Ausgestaltung als einseitige oder zweiseitige CfDs;
- Weitere zusätzliche Regelungen, z. B.
 - zur Reduzierung des Mengenrisikos von Produzenten (z. B. Erhöhung der geleisteten Ausgleichszahlung bei niedrigen Absatzzahlen⁶¹);
 - Zur Reduzierung des Risikos sehr hoher Ausgleichszahlungen für den Fördergeber (z. B. durch einen Mechanismus, der die Ausgleichszahlungen in dem Fall begrenzt, dass der Referenzpreis unter eine Untergrenze fällt.⁶²)

Beispiele für bereits existierende oder geplante CfD-Programme sind:

- Fördersysteme für Strom aus Erneuerbaren Energien (z. B. in Deutschland, Frankreich, den Niederlanden⁶³ und dem Vereinigten Königreich);
- das geplante Förderprogramm für kohlenstoffarmen Wasserstoff im Vereinigten Königreich⁶⁴;
- Nachfrageseitige CfDs im Bereich der Stahl-, Zement und Chemieindustrie in Deutschland⁶⁵;
- Der Fördermechanismus für importierten grünen Wasserstoff und PtX-Produkte im Rahmen des H2-Global-Programms: Dieser Mechanismus funktioniert ebenfalls ähnlich wie ein CfD: Unterschiede zwischen dem niedrigstem Verkaufsangebot und dem höchstem Kaufangebot (bestimmt durch wettbewerbliche Vergabeprozesse auf Angebots- und Nachfrageseite) werden durch den Fördergeber ausgeglichen.⁶⁶

4.3.2 Wechselwirkungen zwischen Quotensystemen und weiteren Fördermechanismen

Sowohl in Deutschland als auch EU-weit sind Quotensysteme als wesentliche Instrumente zur Förderung von reFuels vorgesehen (eKerosin-quote(n), THG-Quote im deutschen Straßenverkehr). Gibt es neben den Quotensystemen weitere Fördermechanismen, die die (Zusatz-)kosten der Produktion von eKerosin beeinflussen, können Wechselwirkungen bei der Preisbildung auf den verschiedenen Märkten für die Förderung entstehen.

In Deutschland ist in diesem Zusammenhang vor allem das derzeit in Planung befindliche Fördersystem für eKerosin des Bundesministeriums für Digitales und Verkehr (BMDV) relevant (siehe untenstehende Textbox). Wir erläutern daher im Folgenden mögliche Wechselwirkungen zwischen dem BMDV-Fördersystem und einer eKerosin-Quote. Ähnliche Wechselwirkungen können aber auch z. B. zwischen einerseits einem CfD-Fördersystem oder einem Abnahmevertrag mit Festpreis und andererseits einem Quotensystem entstehen.

⁶¹ Ein solcher Mechanismus ist im geplanten Förderprogramm für kohlenstoffarmen Wasserstoff in UK vorgesehen (BEIS, 2022).

⁶² Ein solcher Mechanismus existiert im SDE++ System in den Niederlanden (Fördersystem für verschiedene Technologien, die CO₂-Emissionen reduzieren).

⁶³ In den Niederlanden umfasst das SDE++ System nicht nur Strom aus erneuerbaren Energien, sondern (fast) alle kohlenstoffarmen Technologien (außer Offshore Wind), u.a. auch Erneuerbare Energien im Wärmebereich, CCS- und CCU-Technologien und grünen Wasserstoff.

⁶⁴ BEIS (2022).

⁶⁵ CCfDs (Carbon-Contracts-for-Difference) sollen die Mehrkosten des Umstiegs auf klimaneutrale Produktionsprozesse in der deutschen Stahl-, Zement- und Chemieindustrie decken. Derzeit handelt es sich um ein (geplantes) Pilotprogramm, bei dem Ausgestaltungsoptionen noch offen sind (siehe hierzu z. B. Agora Energiewende, 2022).

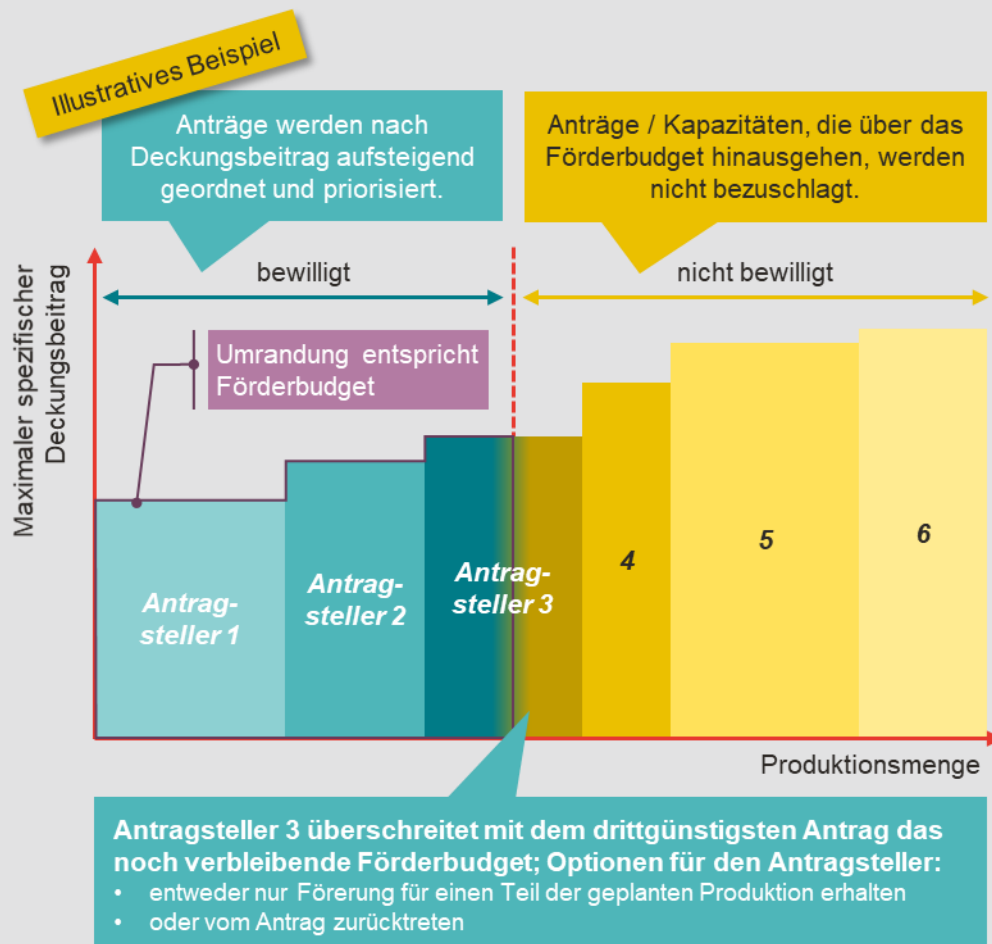
⁶⁶ <https://www.h2-global.de/project/h2g-mechanism>.

BMDV-FÖRDERSYSTEM FÜR E-KEROSIN

Das BMDV entwickelt derzeit eine Förderrichtlinie, um den Markthochlauf von strombasierten Flüssigkraftstoffen (insbesondere eKerosin) zu unterstützen. Bis zum 15. Oktober 2021 lief ein unverbindliches Markttestverfahren, bei dem potenzielle Produzenten von eKerosin Projektskizzen einreichen konnten. Im Rahmen des Markttestverfahrens wurde auch die grundsätzliche Funktionsweise des verbindlichen wettbewerblichen Förderverfahrens, das ab 2022 eingeführt werden soll, erläutert:

- Die Antragsteller müssen einen Antrag auf eine bestimmte Höhe an Fördermitteln stellen, die sie benötigen, um ihre Produktionskosten zu decken.
- Die Anträge der verschiedenen Antragsteller werden aufsteigend nach Fördermittel-Antrag geordnet und entsprechend priorisiert.
- Es soll ein Gesamtförderbudget geben. Alle Anträge, die innerhalb des Förderbudgets erfüllt werden können, erhalten die Förderung. Anträge bzw. Kapazitäten, die über das Förderbudget hinausgehen, erhalten keinen Zuschlag.

Geplantes Zuschlagsverfahren im BMDV-eKerosin-Fördersystem



Quelle: NOW (2021) – Aufruf zum Markttest (<https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/08/BMVI-PtL-Kerosin-Foerdersystem-Aufruf-Markttest.pdf>)

Um eine Förderung im Rahmen des BMDV-Förderprogramms zu erhalten, müssen Antragsteller zwei grundsätzliche Aspekte abwägen:

- Um ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit zu maximieren, sollten die Antragsteller mit möglichst niedrigen Kosten (bzw. benötigten Fördermitteln) bieten;
- Um das Risiko einer Kostenunterdeckung zu vermeiden, sollte gleichzeitig aber auch sichergestellt werden, dass die Herstellungskosten durch die Summe aller potentiell erzielbaren Erlöse, sowie der BMDV-Förderung, tatsächlich gedeckt werden können.

Antragsteller müssen also bei ihren Geboten für die Förderung sowohl ihre Herstellungskosten berücksichtigen als auch ihre potentiell erzielbaren Erlöse möglichst gut abschätzen können. Hierdurch können Antragsteller dann den Anteil der Kosten, der noch über die BMDV-Förderung gedeckt werden muss, abschätzen.

Wie in Abbildung 36 skizziert, ist eine potentielle ErlösKomponente, die Antragsteller in ihrem Kalkül berücksichtigen müssen, die Höhe des Preises auf dem Quotenmarkt. Dieser kann aber wiederum davon abhängen, welche Projekte in welcher Höhe eine Förderung im Rahmen der BMDV-Förderrichtlinie erhalten:

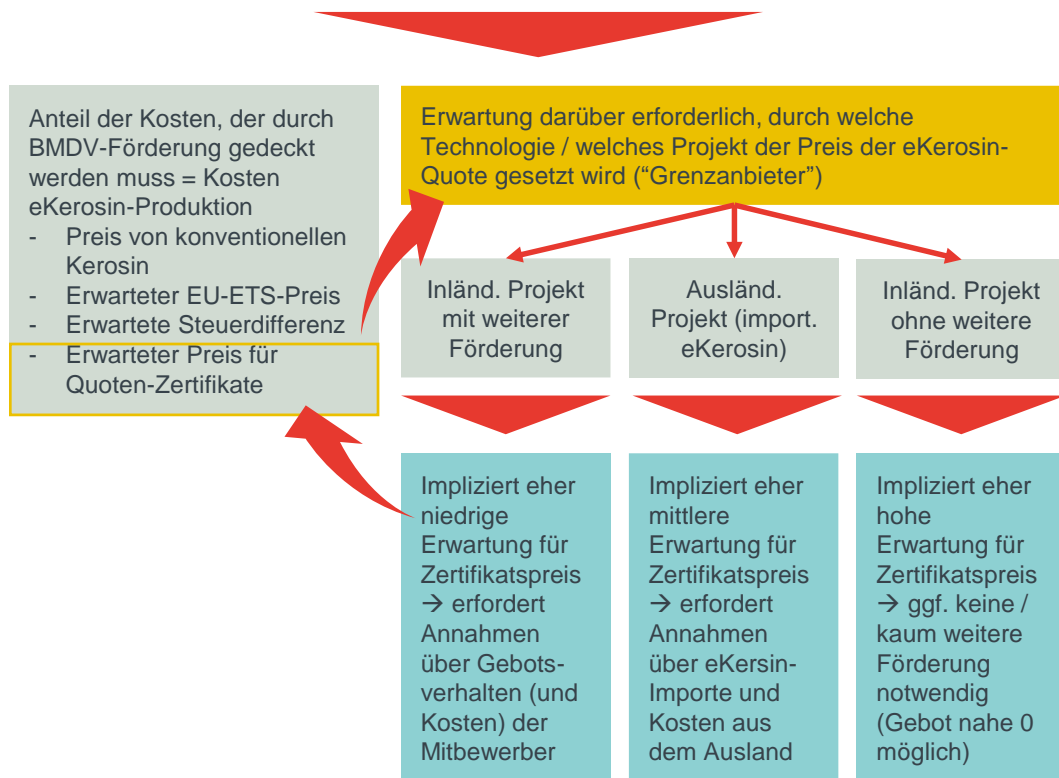
- Wird der Preis der eKerosin-Quote durch ein inländisches Projekt gesetzt, das (ebenfalls) eine Förderung durch das BMDV erhält, ist tendenziell mit einem eher niedrigen Preis auf dem Quotenmarkt zu rechnen. In diesem Fall erfordert eine Abschätzung des Quotenpreises eine Abschätzung des Gebotsverhaltens der Mitbewerber für die BMDV-Förderung (und eine Abschätzung deren Herstellungskosten);
- Wird der Preis der eKerosin-Quote durch importiertes eKerosin gesetzt (aus einer Produktionsanlage, die keine weitere Förderung erhält), ist tendenziell mit einem mittleren Preis auf dem Quotenmarkt zu rechnen (wobei die Preise verschiedener Importregionen aufgrund unterschiedlicher Standortbedingungen stark variieren könnten). In diesem Fall erfordert die Abschätzung der erwarteten Erlöse, die über die eKerosin-Quote erzielt werden können, eine Abschätzung der Kosten von importiertem eKerosin.
- Wird der Preis der eKerosin-Quote durch ein inländisches Projekt gesetzt, das keine weitere Förderung erhält, ist tendenziell mit einem hohen Preis auf dem Quotenmarkt zu rechnen. In diesem Fall könnte der Preis auf dem Quotenmarkt so hoch sein, dass nur eine sehr geringfügige – oder im Extremfall gar keine – Förderung über das BMDV-Ausschreibungssystem benötigt wird, um alle Kosten zu decken. In diesem Fall könnte der Antragsteller im BMDV-Fördersystem mit sehr geringen Kosten bieten.

Abbildung 36 Wechselwirkungen zwischen der eKerosin-Quote und dem geplanten BMDV-Ausschreibungssystem



Grundsätzliche Abwägung bei Geboten für BMVi-Förderung:

- Um möglichst sicher einen Zuschlag zu bekommen, sollte mit möglichst niedrigen Kosten geboten werden (abhängig auch von Höhe des gesamten Förderbudgets und Wettbewerbsintensität)
- Um das Risiko einer Kostenunterdeckung zu vermeiden, sollte gleichzeitig sichergestellt werden, dass die Herstellungskosten gedeckt werden können



Quelle: Frontier Economics.

Zusammenfassend ist also mit Wechselwirkungen zwischen den Fördermittelanträgen im Rahmen der geplanten BMDV-Förderrichtlinie und dem Preis auf dem eKerosin-Quotenmarkt zu rechnen. Nichtsdestotrotz würde das geplante Ausschreibungssystem (mit über einen 10-Jahres-Zeitraum garantierten Erlösströmen) dazu beitragen, Risiken aus Investorensicht zu reduzieren und dadurch den Markthochlauf von eKerosin-Anlagen unterstützen.

5 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Das regulatorische Umfeld für reFuels befindet sich im Umbruch. Insbesondere im Rahmen des „Fit-for-55“-Pakets wurde eine Vielzahl von Reformvorschlägen vorgestellt, die zukünftig einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von reFuels haben werden. Ein Teil dieser Vorschläge würde die Wirtschaftlichkeit von strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor gegenüber dem Status Quo verbessern, andere, wie der derzeitige Entwurf des delegierten Rechtsakts zum Strombezug von grünem Wasserstoff, könnten deren Markthochlauf bremsen. Zudem können sich Unsicherheiten bezüglich Regularien, die Kosten und/oder Erlöse von reFuels zukünftig beeinflussen könnten, investitionshemmend auswirken und so den Markthochlauf von reFuels deutlich verzögern. Weiterhin ist offen, inwieweit die Bestrebungen der EU-Kommission, die Importabhängigkeit der EU von russischen Energieimporten auch zu einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für reFuels führen werden. Immerhin nennt die Kommission in ihrem Papier „REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy“⁶⁷ auch die Möglichkeit von Wasserstoffimporten aus Drittländern als Teil einer Lösung. Diese Importe könnten aus weiter entfernten Ländern auch indirekt über reFuels erfolgen.

Einige der derzeit vorgeschlagenen Regulierungsentwürfe verbessern die Wirtschaftlichkeit von strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor

Bei entsprechender Ausgestaltung der klimapolitischen Instrumente, die im Rahmen der vorgeschlagenen Regulierungsentwürfe diskutiert werden, kann die Wirtschaftlichkeit von strombasierten erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor erheblich verbessert werden:

- Eine **Unterquote für strombasierte erneuerbare Kraftstoffe im Verkehrssektor**, wie im RED-III-Entwurf der EU-Kommission vorgeschlagen, schafft einen klar definierten Markt für diese Kraftstoffe;
- Ebenso würde eine **verbindliche eKerosin-Quote** im Rahmen der ReFuelEU Aviation Initiative einen klar definierten Markt für synthetisches strombasiertes Kerosin im Flugverkehrssektor schaffen;
- Eine **Energiesteuerdifferenzierung zwischen fossilen und nachhaltigen Kraftstoffen**, in Verbindung mit der geplanten Beendigung der Energiesteuerbefreiung von Kerosin, würde die Deckungslücke von grünen Kraftstoffen weiter senken. Maßgebend hierfür wird jedoch die jeweilige nationale Umsetzung der europäischen Mindeststeuersätze sein;
- Die **Reform der europäischen Emissionsbepreisung** mit der geplanten Erweiterung des EU ETS I um den Schiffsverkehrssektor, und der Implementierung des EU ETS II für den Wärme- und den Straßenverkehrssektor, würde zu einem weiteren Anstieg der Kosten von fossilen Kraftstoffen führen und somit den mindestens von reFuels zu erzielenden Marktwert erhöhen.

⁶⁷ Europäische Kommission (2022).

Strikte Strombezugskriterien für grünen Wasserstoff können Markthochlauf von reFuels bremsen

Die **Strombezugskriterien für grünen Wasserstoff** sind gemäß dem delegierten Rechtsakt zur RED II in der derzeit vorgeschlagenen Ausgestaltung **relativ strikt** (insbesondere in Bezug auf das Kriterium der Zusätzlichkeit und der zeitlichen Korrelation für den Zeitraum nach der Übergangsfrist bis Ende 2026), wodurch sich die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Europa, und insbesondere Deutschland mit seinen vergleichsweise hohen Erzeugungskosten für Strom aus Erneuerbaren Energien, weiter verteuern und die Wirtschaftlichkeit von strombasierten grünen Kraftstoffen verschlechtern würde.

Süddeutsche Bundesländer wie Baden-Württemberg sind von den hohen Produktionskosten besonders betroffen, da der Anschluss an das Wasserstoff-Pipelinennetz, und folglich der Import von Wasserstoff in größerem Umfang, voraussichtlich erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen wird als in anderen Regionen Deutschlands.

Anhaltende Unsicherheit in Bezug auf einige regulatorische Entscheidungen ebenfalls hinderlich für erfolgreichen, zügigen Markthochlauf von reFuels

Grundsätzlich gilt: Je schneller die angestoßenen Reformvorschläge konkretisiert und umgesetzt werden, möglichst mit einer längerfristigen Perspektive, desto besser ist die Basis, auf der Investitionsentscheidungen getroffen werden können. Gerade im Hinblick auf das „Fit-for-55“-Programm ist jedoch zu befürchten, dass langwierige Verhandlungen mit den Mitgliedsstaaten bevorstehen, welche den Markthochlauf von reFuels bremsen können:

- Insbesondere der Vorschlag der Einführung des EU ETS II hat ein sehr gemischtes Echo aus den Mitgliedstaaten hervorgerufen. Während Länder wie Frankreich und Polen dem EU ETS skeptisch gegenüberstehen, hat sich die neue deutsche Bundesregierung im Rahmen des Koalitionsvertrags für die Implementierung ausgesprochen, jedoch darüber hinaus keine konkreten Vorstellungen bezüglich der Ausgestaltung des Systems.
- Auch im Hinblick auf die Überarbeitung der Energiesteuerrichtlinie kann ggf. von schwierigen Verhandlungen ausgegangen werden, scheiterten letztmalige Reformversuche, die Mindestsätze am Energiegehalt und an CO₂-Emissionen auszurichten, Anfang der 2010er an Widerständen der Mitgliedsstaaten Polen und Luxemburg.
- Bislang fehlt noch eine hinreichende Definition, welche Kohlenstoffquellen für die Produktion von erneuerbaren strombasierten Kraftstoffen zugelassen werden; der entsprechende delegierte Rechtsakt hierzu soll jedoch in Kürze veröffentlicht werden. Die Frage, ob und unter welchen Bedingungen z. B. prozessbedingte Emissionen aus der Zement-Industrie verwendet werden können, ist nicht nur für diejenigen Marktteilnehmer relevant, die Projekte mit Industrie-Emissionen planen, sondern auch für Marktakteure, die mit Emissionen aus Umgebungsluft mittels Direct-Air-Capture-Verfahren (DAC) planen und in der aktuellen Lage keine Klarheit über zukünftige Wettbewerbsbedingungen haben.
- Auch eine fehlende Klarheit bezüglich des Zusammenspiels europäischer und nationaler Regularien birgt ein Investitionsrisiko. So kann beispielsweise durch

die deutsche eKerosin-Quote kein effektiver Investitionsanreiz geschaffen werden, wenn zeitgleich durch die Entwürfe zur EU-SAF-Quote im Raum steht, dass keine höheren nationalen eKerosin-Quoten (als auf EU-Ebene) zulässig sein könnten.

- Energiesteuersätze können im Rahmen der nationalen Umsetzung stark von den europäisch vorgegebenen Mindeststeuersätzen abweichen.
- Und auch die Frage, ob, und wenn ja wie, das deutsche nationale Emissionshandelssystem im Kontext einer möglichen Implementierung des EU ETS II fortbestehen kann, ist aktuell nicht beantwortet.
- Schließlich sind auch Anforderungen beispielsweise im Kontext von Nachhaltigkeitskriterien, ggf. aber auch weitere Kriterien, wie soziale Kriterien an importierte reFuels bzw. Vor- oder Zwischenprodukte zu präzisieren und entsprechende Zertifizierungssysteme zu etablieren, um auch den Markthochlauf der Importkette voranzubringen.

Das Land Baden-Württemberg kann den Markthochlauf von reFuels in regulatorischer Hinsicht durch einen Einsatz auf Bundes- und EU-Ebene, sowie ggf. durch flankierende Fördermaßnahmen unterstützen

Um den Markthochlauf von reFuels weiter zu unterstützen, sollte sich das Land Baden-Württemberg weiterhin intensiv auf Bundes- und EU-Ebene dafür einsetzen, dass Regularien zeitnah so ausgestaltet werden, dass die Deckungslücke von reFuels geschlossen werden kann und ein stabiles regulatorisches Umfeld mit langfristiger Perspektive geschaffen wird.

Zudem könnte das Land Baden-Württemberg zusätzliche flankierende Fördermaßnahmen durchführen, um die Anreize in erste Projekte im Rahmen des Markthochlaufs zu erhöhen. Fokus hierbei läge auf der Reduktion von Preisrisiken für Investoren; die konkrete Wahl und Ausgestaltung eines geeigneten Instruments hängt dabei von der Zielsetzung des Landes ab und bedarf weiterer Untersuchung.

6 LITERATUR

- AG Energiebilanzen (2021): Bilanz 2019. <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2019.html> (Zuletzt 14.12.21)
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter, synthetischer Brennstoffe.
- Agora Energiewende (2021): A “Fit for 55” Package Based on Environmental Integrity and Solidarity, unter: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_03_Silver_Buckshot/A-EW_206_Fit-for-55-Package_WEB.pdf (Zuletzt 09.12.2021)
- Agora Energiewende (2022): “Klimaschutzverträge für den schnellen Einstieg in die grüne Industrie“. Pressemitteilung vom 07.02.2022, unter: <https://www.agora-energie-wende.de/presse/pressemitteilungen/klimaschutzvertraege-fuer-den-schnellen-einstieg-in-die-gruene-industrie/> (Zuletzt 13.04.2022)
- Bundestag (2020): Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Abgeordneten Daniela Kluckert, Frank Sitta, Torsten Herbst, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP vom 04.12.2020. Bundestag Drucksache 19/24929 <https://dserver.bundestag.de/btd/19/249/1924929.pdf>
- Bundestag (2021): Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetz vom 18. August 2021, unter: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBl&jumpTo=bgbl121s3905.pdf#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl121s3905.pdf%27%5D_1637179573712 (Zuletzt 09.12.2021).
- BVerfG (2021), Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021, unter: <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html> (Zuletzt 09.12.2021).
- Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt (2020): Klimaschutz im Luftverkehr – CORSIA und der EU-ETS, unter https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Factsheet_CORSIA_EU_ETS.pdf?_blob=publicationFile&v=3 (Zuletzt 15.12.2021).
- EEA & EASA (2019): European Aviation Environmental Report 2019. DOI: 10.2822/309946
- EU Impact Assessment EU ETS (2021): Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directive 2003/87/EC as regards aviation's contribution to the Union's economy-wide emission reduction target and appropriately implementing a global market-based measure. COM/2021/552 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52021PC0552> (Zuletzt 14.12.21)
- European Hydrogen Backbone (2021): Extending the European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infrastructure version covering 21 countries. April 2021. Guidehouse.
- Europäische Kommission (2021a): „Fit für 55“: auf dem Weg zur Klimaneutralität – Umsetzung des EU- Klimaziels für 2030, unter: <https://eur->

- [lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0550&from=EN) (Zuletzt 09.12.2021).
- Europäische Kommission (2021b): Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung), COM(2021) 563 final, unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1b01af2a-e558-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0012.02/DOC_1&format=PDF (Zuletzt 15.12.2021).
 - Europäische Kommission (2021c): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG in Bezug auf den Beitrag der Luftfahrt zum gesamtwirtschaftlichen Emissionsreduktionsziel der Union und die angemessene Umsetzung eines globalen marktbasierten Mechanismus: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021PC0552&from=DE> (Zuletzt 15.12.2021).
 - Europäische Kommission (2021d): Vorschlags für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr, unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:00c59688-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0023.02/DOC_1&format=PDF (Zuletzt 15.12.2021).
 - Europäische Kommission (2021e): Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:078fb779-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0018.02/DOC_1&format=PDF (Zuletzt 15.12.2021).
 - Europäische Kommission (2021f): Impact Assessment accompanying the proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable air transport, unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021SC0633&from=EN> (Zuletzt 16.12.2021).
 - Europäische Kommission (2021g): Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652, unter https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/amendment-renewable-energy-directive-2030-climate-target-with-annexes_en.pdf (Zuletzt 16.12.2021).
 - Europäische Kommission (2021h): Impact Assessment accompanying the Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union, Decision (EU) 2015/1814 concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union

- greenhouse gas, unter <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12660-Climate-change-updating-the-EU-emissions-trading-system-ETS-en> (Zuletzt 17.12.2021).
- Europäische Kommission (2022): Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable energy, unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN> (Zuletzt 05.05.2022).
 - Frontier Economics (2021): Grünstromkriterien der RED II – Auswirkungen auf Kosten und Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in Deutschland. Kurzstudie für die RWE AG. <https://www.frontier-economics.com/media/4760/analyse-red-ii-kriterien.pdf>
 - Frontier Economics (2021b): Wirtschaftlichkeit von PtX-Produkten aus Nordafrika – Business Case Analysen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ).
 - IEA (2021) - World Energy Outlook 2021.
 - International Maritime Organization (2018): Note by the International Maritime Organization to the UNFCCC Talanoa Dialogue, Adoption of the Initial IMO Strategy on reduction of GHG emissions from ships and existing IMO activity related to reducing GHG emissions in the shipping sector, unter https://unfccc.int/sites/default/files/resource/250_IMO%20submission_Talanoa%20Dialogue_April%202018.pdf (Zuletzt 15.12.2021)
 - Landtag Baden-Württemberg (2021): Gesetz zur Änderung des Klimaschutzgesetzes Baden-Württemberg, unter https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP17/Drucksachen/0000/17_094_3_D.pdf (Zuletzt 11.03.2022).
 - SPD, Bündnis90/DIE GRÜNEN und FDP (2021): Mehr Fortschritt wagen, Koalitionsvertrag zwischen SPD, Bündnis90/DIE GRÜNEN und FDP, unter https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf (Zuletzt 15.12.2021).

