WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM

SZENARIEN FÜR DEN MARKTHOCHLAUF VON E-FUELS IM STRAßENVERKEHR

Eine Studie für UNITI Bundesverband EnergieMittelstand e.V.

JANUAR 2025

Aktualisierte Fassung

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 4

2 Hintergrund und Zielsetzung der Studie 9

3 Kosten von E-Fuels im internationalen Markthochlauf 11

3.1 Wesentliche Kostenbestandteile von E-Fuels und ihre Einflussfaktoren 11

3.2 Auswertung und Einordnung von aktuellen Projektionen für Produktionskosten für E-Fuels 16

3.3 Langfristige Kostenbandbreite von E-Fuels 24

4 Mögliche zukünftige Beimischungspfade für E-Fuels im Markthochlauf 29

4.1 Einflussfaktoren auf den Mengenhochlauf von E-Fuels 29

4.2 Analyse der Verfügbarkeit von E-Fuels 31

4.3 Beimischungspfad von E-Fuels zu fossilen Kraftstoffen 32

5 Zukünftige Preise für Kraftstoffe während des E-Fuels-Markthochlaufs 34

5.1 Annahmen für die Bestandteile der Endverbraucherpreise 34

5.2 Entwicklungspfad der Endverbraucherpreise unter ansteigenden E-Fuels-Beimischungsmengen 39

5.3 Einfluss der Besteuerung auf die Kraftstoffpreise 41

6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für den Markthochlauf von E-Fuels 43

Anhang A Literaturverzeichnis 45

Anhang B Weitere Ergebnisse und Annahmen 47

Anhang C Datentabellen 57

frontier economics

In einer der für diese Studie zugrunde gelegten Drittstudien sind von den Autoren nachträglich Werte angepasst worden, was zu Veränderungen bei einigen Kostenpositionen im Rahmen dieser Studie führt. Mit dem hier vorliegenden Update der Studienversion vom 18. September 2024 haben wir diese Änderungen berücksichtigt. Die Grundannahmen, das methodische Vorgehen sowie die grundsätzlichen Schlussfolgerungen und die notwendigen Handlungsbedarfe sind von den Anpassungen nicht betroffen. Die Aussagekraft der Studie wird durch das Update noch einmal gesteigert.

Studie im Auftrag von:

Bundesverband EnergieMittelstand
Kraftstoffe | Brennstoffe | Schmierstoffe

UNITI Bundesverband EnergieMittelstand e. V.

Jägerstraße 6
10117 Berlin
www.uniti.de
030 755 414 300

Ansprechpartner

Dirk Arne Kuhrt
kuhrt@uniti.de

Lukas Hanstein
hanstein@uniti.de

Zusammenfassung

Die industrielle Produktion von E-Fuels steht aktuell in den Startlöchern. E-Fuels bieten eine Möglichkeit zur Defossilisierung des Verkehrssektor, also des Flug-, Schiffs- und Straßenverkehrs, sowie von Prozessen in anderen Sektoren wie Industrie und Wärme. Ein wesentlicher Vorteil von E-Fuels besteht darin, dass sie – in Reinform oder konventionellen Kraftstoffen beigemischt – in bereits existierenden Anlagen und Verkehrsmitteln eingesetzt werden können. Dies betrifft im Straßenverkehr Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor, d. h. auch Fahrzeuge im Bestand können mit E-Fuels treibhausgasneutral betrieben werden. Für die Produktion von E-Fuels sind bereits erste Demonstrationsanlagen in Betrieb: Eine Reihe von Unternehmen entlang der Wertschöpfungskette, von der Anlagenherstellung über die Elektrolyse bis hin zur Raffinierung der Kraftstoffe, arbeiten weltweit an der Markteinführung und der Skalierung der Produktion von E-Fuels.

Aktuell werden Produktionskosten für E-Fuels als hoch eingeschätzt. Grund hierfür sind die hohen Kosten für noch nicht skalierte Anlagen, sowohl in der Herstellung der Anlagenkomponenten als auch in der E-Fuels-Herstellung selbst. Dabei haben „first-of-its-kind“ Anlagen besondere Kostenerfordernisse. Es wird allerdings erwartet, dass die Kosten der Herstellung von E-Fuels, ähnlich wie in der Vergangenheit bei Erneuerbaren Energien und Stromspeichern, mit zunehmenden Erfahrungswerten, technologischem Fortschritt und Skalierung über die Zeit deutlich absinken werden. Diese den „Lernraten“ folgenden Kostendegressionen erfolgen erfahrungsgemäß in den ersten Jahren stärker ausgeprägt als in späteren Jahren. Voraussetzung für diese Entwicklung ist ein sukzessives Hochfahren von Produktionskapazitäten für die Herstellung von E-Fuels in den kommenden Jahren.

Vor dem Hintergrund des sich erst in der Anfangsphase befindenden Markthochlaufs von E-Fuels sowie der Möglichkeit der graduellen Beimischung zu konventionellen Kraftstoffen untersuchen wir in dieser Studie, wie sich der Preis eines Kraftstoffmix unter Beimischung von E-Fuels zu fossilen Kraftstoffen mit steigenden Anteilen langfristig entwickeln könnte. Hierbei fokussieren wir beispielhaft auf den Straßenverkehr, also auf den Preis für Benzin und Diesel an der Tankstelle. Vor diesem Hintergrund stellen sich mehrere Fragen:

1. Was sind die ausschlaggebenden Kostenbestandteile für die Bereitstellung von E-Fuels und mit welcher Kostenentwicklung ist mittel- und langfristig bei E-Fuels zu rechnen?
2. Von welcher Mengenverfügbarkeit ist auszugehen und welche Beimischungsverhältnisse von E-Fuels zu konventionellen Kraftstoffen sind möglich bzw. plausibel?
3. Was ist der sich aus den Kosten und dem Beimischungsgrad ergebende Kostenpfad für Kraftstoff an der Tankstelle, der zunehmend aus erneuerbaren Bestandteilen besteht? Welche Preisänderungen sind zu erwarten?
4. Welche Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ergeben sich daraus?

Aktuelle Literatur zeigt, dass mittel- und langfristig mit erheblichen Kostensenkungen bei der Produktion von E-Fuels zu rechnen ist

Aktuell häufig als hoch eingeschätzte Kosten für E-Fuels sind darin begründet, dass sich der Markthochlauf in der Anfangsphase mit noch verhältnismäßig wenigen Anfangsprojekten befindet. Die größten Kostenbestandteile bei der Produktion von E-Fuels sind Kosten für die erneuerbare Stromerzeugung, Elektrolyse, Synthese und CO_2-Gewinnung. **Mit steigendem Marktvolumen ist aufgrund von Lern- und Skaleneffekten mit signifikanten Produktionskostensenkungen, z. B. bei der Stromerzeugung und CO_2-Gewinnung, zu rechnen**.

Zur Ableitung der Kosten werten wir im Rahmen dieser Studie aktuelle Drittstudien aus, und leiten daraus eine Bandbreite für die langfristige Entwicklung von Produktionskosten von E-Fuels ab. Die Grundlage bilden die Studien von Concawe & Aramco (2024), Öko-Institut & Agora (2024) und Fraunhofer (2021), ergänzt um die Studie von Agora & Frontier Economics (2018). Dabei zeigt sich, dass Produktionskosten über die Zeit fallen und stark vom Produktionsstandort abhängig sind. Beispielsweise können sich die Kosten zwischen der Produktion an einem Standort mit durchschnittlichem Sonnen- und Windaufkommen und einem Spitzenstandort innerhalb eines Landes erheblich unterscheiden.

Auf Grundlage der Literaturübersicht leiten wir eine plausible Bandbreite für die langfristigen[1] Produktionskosten (inkl. dem Transport nach Deutschland) von E-Diesel und E-Benzin ab. Im Ergebnis schätzen wir die Produktionskosten (inkl. Transport nach Deutschland) für E-Benzin langfristig auf 0,99-1,63 € pro Liter und für E-Diesel auf 1,09-1,80 € pro Liter. Damit sinken die mittleren Bereitstellungspreise für reine E-Fuels langfristig aufgrund sinkender Produktionskosten um rund 30 % im Vergleich zu Anlagen, die in den nächsten Jahren im industriellen Maßstab gebaut werden. Welche Kosten sich innerhalb der Bandbreite einstellen, hängt unter anderem davon ab, an welchen Produktionsstandorten E-Fuels hergestellt werden und wie stark die Lern- und Skaleneffekte ausfallen.

Regulatorische und politische Rahmenbedingungen beeinflussen die Verfügbarkeit von E-Fuels in Deutschland

Wir gehen davon aus, dass das Produktionspotenzial von E-Fuels langfristig keine Limitierung für die weltweite Versorgung mit E-Fuels darstellen sollte. So schätzen etwa Pfennig et al. (2023), dass das langfristige E-Fuels-Produktionspotenzial an geeigneten Standorten außerhalb Europas höher liegt als der aktuelle globale Endenergieverbrauch von fossilen Energieträgern. Vielmehr hängt die Geschwindigkeit und der Umfang des internationalen Kapazitäts- und Mengenhochlaufs sowie die Verfügbarkeit von E-Fuels in Deutschland von verschiedenen Einflussfaktoren ab, wobei den politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen eine zentrale Rolle zukommt.

Aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren ist eine Prognose zur Entwicklung von in Deutschland verfügbaren E-Fuels-Mengen zum heutigen Zeitpunkt mit Unsicherheiten behaftet. Um einen

[1] Bis zum Jahr 2050, welches von einigen Studien als langfristiges Stichjahr herangezogen wird.

möglichen Mengenhochlauf abzuleiten, bedienen wir uns eines Beimischungsszenarios mit stilisiertem Mengenhochlauf auf Grundlage von Literatur zu Produktlebenszyklen[2]. Wir unterstellen, dass E-Fuels abhängig von ihrer Verfügbarkeit beigemischt werden, der Beimischungspfad also dem Markthochlaufpfad entspricht.[3] Dies resultiert in einem über die Zeit sukzessive ansteigenden Beimischungsanteil von E-Fuels und im vollständigen Ersatz fossiler Kraftstoffe durch E-Fuels ab dem Jahr 2045.

Im Anhang zeigen wir zudem einen alternativen Ansatz auf, der für ein Beimischungsszenario rein technische Restriktionen berücksichtigt, also von politischen Idealbedingungen ausgeht. In dieser Sensitivität modellieren wir einen schnelleren E-Fuels-Hochlauf unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen, in dem E-Fuels fossile Kraftstoffe bereits ab 2037 (E-Benzin) bzw. 2043 (E-Diesel) vollständig ersetzen könnten.

Bei steigendem Beimischungsanteil von E-Fuels im Kraftstoffmix sind nur geringe Preisänderungen an der Tankstelle zu erwarten

Die Preise an der Tankstelle für Kraftstoffe umfassen neben den Produktionskosten auch weitere Kostenkomponenten wie Vertriebskosten und Steuern. Aufgrund ihrer Treibhausgasneutralität werden auf E-Fuels im Gegensatz zu fossilen Kraftstoffen keine Abgaben im Rahmen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes bzw. im EU ETS II (Emissionshandelssystem für Wärme und Verkehr) erhoben. Wir gehen zudem davon aus, dass E-Fuels von einem ermäßigten Energiesteuersatz profitieren können, wie dies im Reformvorschlag der Energiesteuerrichtlinie, den die Europäische Kommission im Jahr 2021 veröffentlicht hat, als Option vorgesehen ist.

Wir modellieren Preispfade für den zukünftigen Kraftstoffmix aus E-Fuels und Referenzkraftstoff (für Benzin und Diesel) unter Annahme des Beimischungsszenarios und der zuvor abgeleiteten Kostenbandbreite. Bezüglich der Preisentwicklung des Kraftstoffmix kommen wir zu folgenden Ergebnissen:

- **Vernachlässigbare Preisauswirkung in der Markthochlaufphase**: In einer anfänglichen Markthochlaufphase, in der E-Fuels absehbar noch deutlich teurer als fossile Kraftstoffe sind, wird nur ein geringer Anteil an E-Fuels beigemischt, so dass die höheren Kosten relativ wenig ins Gewicht fallen.
- **Langfristig Preisvorteile durch zunehmende Beimischung klimaneutraler E-Fuels**: Langfristig liegt der Preis des zukünftigen Benzin-Kraftstoffmix mit E-Fuels-Anteil unter Annahme steuerlicher Entlastungen in einem relativ moderaten Preisrahmen und bewegt sich in heute bekannten Größenordnungen. So steigt der Preis des zukünftigen Benzin-Kraftstoffmix auch unter pessimistischen Annahmen nicht über das Niveau von bereits in der Vergangenheit

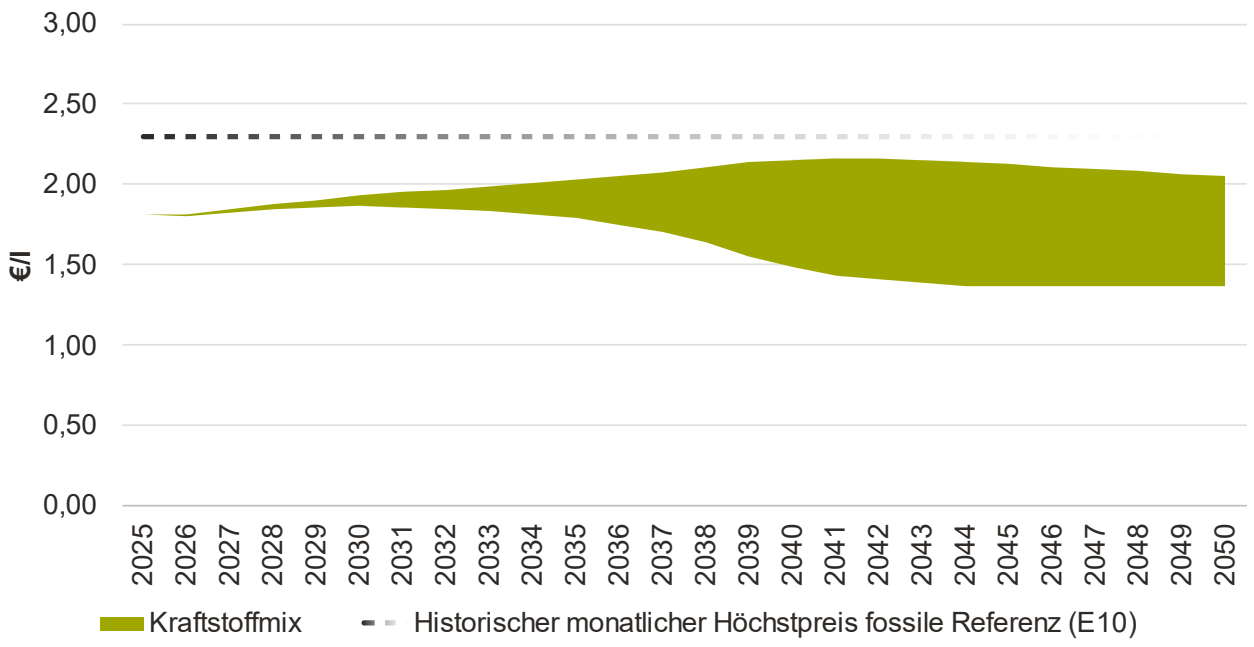
[2] Dieser Markthochlauf folgt einer S-Kurve, der also nach einer langsamen Anfangsphase durch eine Phase schnellen Wachstums charakterisiert ist, bevor sich das Wachstum stabilisiert, wenn der Markt reift.

[3] In der Praxis wird der tatsächliche Beimischungsanteil von politischen und regulatorischen Vorgaben, der physischen Verfügbarkeit von E-Fuels und dem Preisunterschied zwischen E-Fuels und konventionellen Kraftstoffen beeinflusst. Da eine genaue Prognose des Beimischungsanteils nicht im Fokus dieser Studie liegt, abstrahieren wir von diesen Wechselwirkungen und gehen davon aus, dass E-Fuels in dem Maße in den konventionellen Kraftstoffmix beigemischt werden, wie sie verfügbar sind.

beobachteten (maximalen) Benzinkraftstoffpreisen (vgl. Abbildung 1). Ähnliche Schlussfolgerungen gelten auch für die von uns abgeschätzten zukünftigen Durchschnittspreise des Diesel-Kraftstoffmix (vgl. Abbildung 16), auch wenn die zukünftigen Preise für den Diesel-Kraftstoffmix in unseren Berechnungen etwas höher liegen als die des Benzin-Kraftstoffmix. Im optimistischen Szenario sind langfristig aufgrund der angenommenen günstigen Kostenentwicklungen sogar Kraftstoffpreise erreichbar, die unterhalb des heutigen Niveaus liegen.

- **Voraussetzung hierfür ist eine Steuerdifferenzierung für klimaneutrale Kraftstoffe**: Die moderate Preisentwicklung setzt voraus, dass die Energiesteuer für Kraftstoffe entsprechend der Treibhausgasintensität zwischen fossilen und grünen Kraftstoffen differenziert wird. Die Steuerpolitik hat also einen starken Einfluss auf die Endkundenpreise für E-Fuels und damit auch auf den Kraftstoffmix. Würden E-Fuels mit den gleichen Energiesteuersätzen wie fossile Kraftstoffe besteuert, wären die Preise für den E-Fuel-Kraftstoffmix an der Tankstelle mittel- bis langfristig möglicherweise deutlich höher als für Kraftstoffe heute. Dieses Anreizsystem wäre klimapolitisch allerdings nicht zielführend.

Abbildung 1 Langfristige Entwicklung von Benzinpreisen (Kraftstoffmix), Basisszenario mit Energiesteuerreform



Quelle: *Frontier Economics.*

Hinweis: *E-Benzin ersetzt fossiles Benzin im Kraftstoffmix vollständig ab 2045. Endkundenpreise unter der Annahme reduzierter Energiesteuer für E-Fuels ab dem Jahr 2025. Höchstpreis für fossiles Benzin aus März 2022. Alle Werte in 2024er €, d. h. für das Jahr 2024 inflationsbereinigt.*

Weitere Maßnahmen können den Markthochlauf von klimaneutralen E-Fuels unterstützen

Aus den diskutierten Einflussfaktoren auf den Markthochlauf von E-Fuels und den Berechnungen zur Entwicklung der Kraftstoffpreise lassen sich die folgenden politisch-regulatorischen Handlungsempfehlungen ableiten:

- **Reform der europäischen Energiesteuerrichtlinie umsetzen:** Die Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG setzt Mindeststeuersätze fest, die für alle Mitgliedsstaaten der EU gelten. Aktuell werden Kraftstoffe in der EU rein volumetrisch besteuert – unabhängig davon, ob es sich um fossile oder CO_2-arme Kraftstoffe handelt. Stattdessen sollten Kraftstoffe entsprechend ihrer Umweltverträglichkeit und ihres Energiegehalts besteuert werden, um eine aus klimapolitischer Sicht wünschenswerte Lenkungswirkung herbeizuführen. Durch die Novellierung der Energiesteuersätze in Deutschland würden erhebliche Hürden abgebaut, fossile Kraftstoffe durch CO_2-arme E-Fuels zu ersetzen und somit die Klimazielerreichung im Mobilitätssektor erleichtert. Eine Option für eine Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie stellt der im Juli 2021 von der EU-Kommission vorgelegte Entwurf dar, der es ermöglichen würde, den deutschen Steuersatz für E-Fuels von rund 47 ct/l (Diesel) bzw. 65 ct/l (Benzin) auf unter 1 ct/l zu reduzieren. Dieser Entwurf sollte möglichst zeitnah in eine Reform der Energiesteuerrichtlinie münden.
- **Investitionen in E-Fuels attraktiver machen:** Bislang sind nur überschaubare Investitionen in E-Fuels-Projekte getätigt worden. Wesentlicher Grund hierfür sind hohe Investitionsrisiken aufgrund unsicherer oder nicht ausreichend ambitionierter regulatorischer Rahmenbedingungen. Politische Maßnahmen können dazu beitragen, Investitionsrisiken zu verringern und günstigere Finanzierungsbedingungen zu schaffen, wie z. B. der Abbau administrativer Hürden[4], die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprogrammen, Markthochlaufförderprogramme und generell die Schaffung eines verlässlichen regulatorischen Rahmens, der langfristig die breite Verwendung von E-Fuels in sämtlichen Sektoren in einem offenen europäischen Kraftstoffmarkt nicht erschwert. Zum Abbau administrativer Hürden gehören beispielsweise die Schaffung wirtschaftsfreundlicher Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff und damit von auf Wasserstoff basierenden Syntheseprodukten sowie möglichst global einheitlicher Zertifizierungssysteme.
- **Ausbau internationaler Partnerschaften für den Import bzw. Export von E-Fuels:** Die Kosten für E-Fuels hängen maßgeblich von der Standortgüte für die erneuerbare Stromerzeugung ab. Deutschland ist aufgrund seiner im internationalen Vergleich unvorteilhaften Standort- und damit Stromerzeugungsbedingungen auf den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten wie E-Fuels angewiesen. Bis ein Weltmarkt für E-Fuels entsteht bzw. um diesen zu entwickeln, ist es in der frühen Marktphase investitionsförderlich, strategische Partnerschaften einzugehen, in denen Deutschland als Technologie-Exporteur (z. B. für Elektrolyseure oder Syntheseanlagen) sowie E-Fuels-Importeur agiert. Gleichzeitig können die Kooperationspartner als Energieexporteure vom Energiehandel profitieren.

[4] Ein begrüßenswerter Schritt war die Wegbereitung für vereinfachte Genehmigungsverfahren durch die Einführung des Net Zero Industry Act im April 2024.

2 Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Vor dem Hintergrund der Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung, bis zum Jahr 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen, bieten E-Fuels eine Möglichkeit zur Defossilisierung des Straßenverkehrs und anderer Sektoren. Ein wesentlicher Vorteil von E-Fuels ist, dass sie in bereits existierenden Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor verwendet werden können („Drop-in Kraftstoff"), wodurch Bestandsfahrzeuge treibhausgasneutral betrieben werden können. E-Fuels können sowohl in Reinform verwendet als auch in beliebigen Anteilen konventionellem Kraftstoff beigemischt werden.

E-Fuels stehen häufig aufgrund ihrer vermeintlich hohen Kosten im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen in der Kritik, die dadurch begründet sind, dass sich der Markthochlauf in der Anfangsphase mit noch verhältnismäßig wenigen Anfangsprojekten befindet. In den nächsten Jahren und Jahrzehnten ist mit fortschreitendem Markthochlauf jedoch eine deutliche Reduktion der Produktionskosten von E-Fuels zu erwarten. Gleichzeitig ist mit steigenden Abgaben, insbesondere durch die CO_2-Bepreisung, auf konventionelle Kraftstoffe zu rechnen, was die Zahlungsbereitschaft für erneuerbare E-Fuels steigert. Die Nutzung von E-Fuels kann erleichtert werden, indem sie in steigenden Mengen konventionellem Kraftstoff beigemischt werden. Dies hätte zwei Effekte:

- Die finanzielle Belastung für Autofahrer könnte durch den Beimischungsgrad gesteuert werden. Bei einem anfänglich geringen Beimischungsgrad fallen die heute hohen Kosten kaum ins Gewicht. Im Zeitverlauf zunehmende Beimischung geht dann mit geringeren Kosten der E-Fuels einher, so dass auch hier keine spürbare Preissteigerung eintritt.
- Ein gradueller Markthochlauf würde ermöglicht, wodurch eine plötzlich ansteigende Nachfrage nach E-Fuels vermieden würde.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen untersuchen wir in dieser Studie im Auftrag des UNITI Bundesverband EnergieMittelstand e.V., wie sich die Verbraucherpreise[5] eines Kraftstoffmix im Straßenverkehr mit ansteigendem E-Fuels-Anteil langfristig entwickeln könnten. Hierbei stellen sich mehrere Fragen:

1. Mit welcher Kostenentwicklung ist mittel- und langfristig bei E-Fuels zu rechnen und was sind die ausschlaggebenden Kostenbestandteile?
2. Wie wirken sich die Produktionskosten zusammen mit anderen Faktoren wie Steuern und Transport auf den zu erwartenden Marktpreis von E-Fuels aus und wie verhält sich dieser im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen?
3. Von welcher Mengenverfügbarkeit ist auszugehen und welche Beimischungsverhältnisse von E-Fuels zu konventionellen Kraftstoffen sind möglich?
4. Was ist der sich aus den Kosten und dem Beimischungsgrad ergebende Kostenpfad für an der Tankstelle zunehmend erneuerbaren Kraftstoff? Mit welchen Preisänderungen ist zu rechnen?

[5] Grundsätzlich ist Frontier Economics bemüht, alle Geschlechter gleichermaßen anzusprechen. Falls in diesem Dokument in einigen Fällen der besseren Lesbarkeit halber das generische Maskulinum verwendet wird, so schließt dies ausdrücklich alle Geschlechter mit ein.

5. Welche Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen ergeben sich daraus?

Die Studie ist wie folgt strukturiert:

- In Kapitel 3 analysieren wir die Kosten von E-Fuels im internationalen Markthochlauf;
- In Kapitel 4 skizzieren wir mögliche Beimischungspfade von E-Fuels zu fossilem Kraftstoff über die Zeit;
- In Kapitel 5 analysieren wir mögliche langfristige Entwicklungspfade für die Endverbraucherpreise des Kraftstoffmix; und
- In Kapitel 6 diskutieren wir Handlungsempfehlungen für die Politik.

3 Kosten von E-Fuels im internationalen Markthochlauf

In diesem Abschnitt stellen wir in einem ersten Schritt die wesentlichen Bestandteile der Kosten von E-Fuels und die Einflussfaktoren auf die Entwicklung der Kosten dar (Kapitel 3.1). Auf Grundlage von aktuellen Studien werten wir dann mittel- und langfristige Prognosen für E-Fuels-Produktionskosten aus (Kapitel 3.2) und leiten darauf basierend eine plausible Kostenbandbreite ab (Kapitel 3.3).

3.1 Wesentliche Kostenbestandteile von E-Fuels und ihre Einflussfaktoren

Technischer Hintergrund zu E-Benzin und E-Diesel

E-Fuels (auch: *Power-to-Liquid* oder *synthetische Flüssigkraftstoffe*) sind erneuerbare, flüssige Kraftstoffe, die auf Grundlage von erneuerbarem Strom, Wasser und Kohlenstoffdioxid (CO_2) produziert werden. Abbildung 2 stellt vereinfacht die Wertschöpfungskette dar.

In einem ersten Schritt wird erneuerbarer Strom, beispielsweise in PV- oder Windanlagen[6] produziert, unter Verwendung von Wasser mittels Elektrolyse in grünen Wasserstoff (H2) transformiert. Es stehen verschiedene Elektrolyseverfahren zur Verfügung, die in Niedrigtemperatur- (z. B. alkalische Elektrolyse (AEL) oder Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM)) und Hochtemperaturelektrolyse unterteilt werden können. Neben der Temperatur, bei der die Umwandlungsprozesse stattfinden, unterscheiden sich die Elektrolyseverfahren hinsichtlich des technologischen Reifegrades, des Wirkungsgrades und der Kosten.

Je nach gewünschtem E-Fuels-Produkt können auf die Elektrolyse folgende verschiedene Syntheseprozesse eingesetzt werden. Im Rahmen dieser Studie legen wir den Fokus auf mittels Methanolsynthese hergestelltem E-Benzin und mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestelltem E-Diesel. Bei der Methanolsynthese wird aus Wasserstoff und CO_2 zunächst E-Methanol gewonnen, das anschließend in E-Benzin umgewandelt wird. Ein anderes Syntheseverfahren ist die Fischer-Tropsch-Synthese, bei der aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid (CO) zunächst Synthesegas hergestellt wird, aus dem anschließend verschiedenste Kohlenwasserstoffe gewonnen werden können.[7] Das für die Methanol- und Fischer-Tropsch-Synthese benötigte CO_2 kann aus Punktquellen, beispielsweise aus Industrieprozessen, oder Abscheidung aus der Luft (Direct Air Capture, DAC) gewonnen werden. Für die Verwendung von Kohlenstoffmonoxid im Fischer-Tropsch-Prozess muss in einem zusätzlichen Schritt CO aus CO_2 gewonnen werden, z. B. per Reverse Water Gas Shift (RWGS) Prozess. Um einen kostenoptimalen, kontinuierlichen Betrieb der Umwandlungsanlagen zu ermöglichen, eignen sich vorgeschaltete Pufferspeicher für Wasserstoff und CO_2.

Für den Transport von E-Benzin und E-Diesel kann die bereits bestehende Infrastruktur für den Transport von fossilem Kraftstoff genutzt werden. Der Transport über große Distanzen erfolgt auf dem

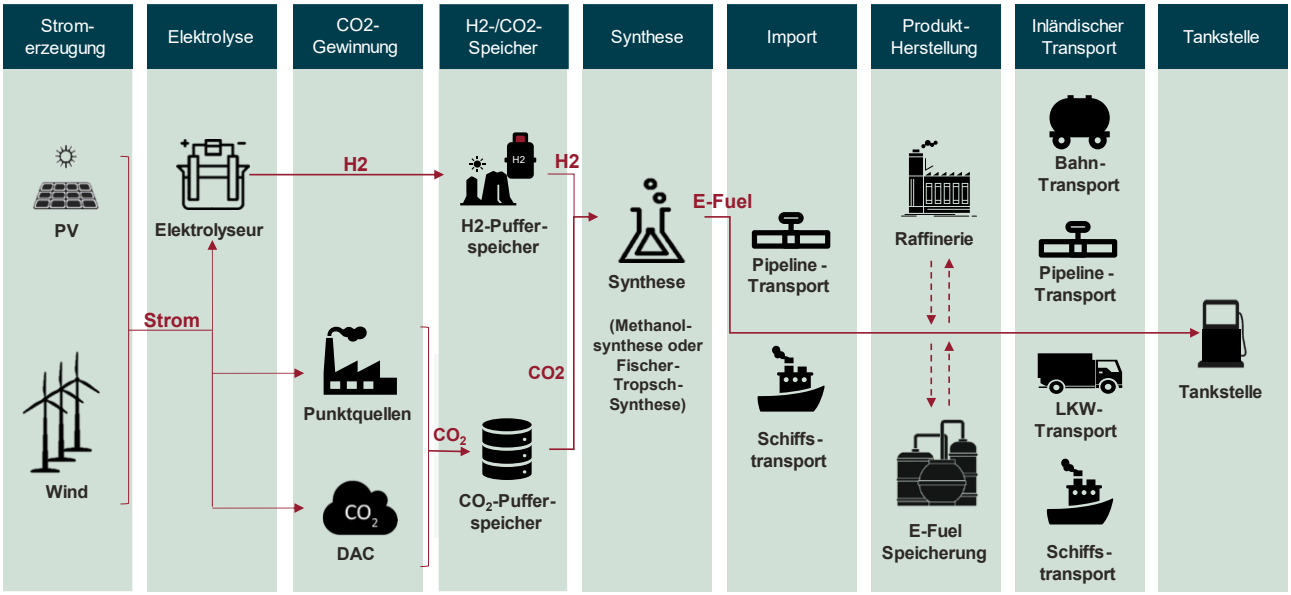
6 Bei einer Kombination von PV- und Windanlagen spricht man von „hybriden“ PV-Wind-Anlagen.

7 Es besteht die Möglichkeit der Raffination in einer integrierten Anlage am Produktionsstandort oder im Verbrauchsland (hier: Deutschland) nach Export des Zwischenprodukts (Methanol bzw. Synthesegas). Der Einfluss auf die Kosten ist vernachlässigbar.

Seeweg mittels Tanker. Alternativ ist der Import per Pipeline möglich. Der Transport vom Hafen zur Tankstelle kann per LKW, Pipeline oder (Binnen-)Schiff erfolgen. Auch können aufgrund der chemischen Entsprechung für E-Fuels bereits existierende Speicher verwendet werden.

In der Endanwendung kann E-Benzin als Beimischung (Drop-in Kraftstoff) zu fossilem Benzin oder als 100%-Alternative (Reinkraftstoff) in Fahrzeugen mit Ottomotor verwendet werden. Ebenso sind bei der Verwendung von E-Diesel in Dieselmotoren keinerlei technische Modifikationen notwendig.

Abbildung 2 Die Wertschöpfungskette von E-Fuels



Quelle: Eigene Darstellung.
Hinweis: Eine Raffination im Exportland ist ebenfalls möglich.

Stromgestehungskosten machen den größten Teil der Produktionskosten aus, größte Lernkurveneffekte sind bei der CO_2-Gewinnung zu erwarten

In einer Vielzahl von Studien wurden in den letzten Jahren die Kosten von E-Fuels entlang ihrer Wertschöpfungskette analysiert. Meist schätzen die Studien Produktionskosten zuzüglich Transportkosten bis nach Deutschland oder Europa. In dieser Studie gehen wir einen Schritt weiter und betrachten Preise in Deutschland, die darüber hinaus lokale Transportkosten (bis zur Tankstelle) sowie Steuern und Abgaben berücksichtigen. Eine Auswertung von aktuellen Kostenschätzungen folgt in Kapitel 3.2.

Auf Grundlage der Literatur lässt sich ableiten,

1. dass die Produktion von E-Fuels in industriellem Maßstab in den Startlöchern steht; und
2. welche die maßgeblichen Treiber für Kosteneinsparpotenziale sind.

Die industrielle Produktion von E-Fuels steht aktuell in den Startlöchern. Erste Demonstrationsanlagen sind bereits in Betrieb und viele Firmen arbeiten weltweit an der Markteinführung und der Skalierung der Produktion von E-Fuels.[8] Mit steigendem Marktvolumen ist mittel- bis langfristig aufgrund von Lern- und Skaleneffekten mit signifikanten Kosteneinsparungen gegenüber heutigen Demonstrationsanlagen zu rechnen, wie es in der Vergangenheit auch bei anderen Fortschrittstechnologien beobachtet wurde (vgl. *Exkurs: Kostendegressionen bei erneuerbaren Technologien* unten).

Identifiziert wurden insbesondere folgende grundlegende Treiber für die Kosten von E-Fuels (vgl. illustrativ Abbildung 3):

- **Strom:** Stromgestehungskosten sind selbst bei sehr vorteilhaften Standorten für die Stromproduktion (z. B. mit starker Sonneneinstrahlung und/oder starkem Wind) der größte Bestandteil der Gesamtkosten von E-Fuels. Aufgrund der Relevanz dieses Kostenfaktors spielt die Standortwahl eine wesentliche Rolle für die Wirtschaftlichkeit der Produktion von E-Fuels. Stromgestehungskosten sind zudem abhängig von der Technologie zur Stromerzeugung (z. B. PV, Wind, Hybridanlage). Aus wirtschaftlicher Perspektive eigenen sich insbesondere Standorte mit herausragenden Bedingungen für die Windstromerzeugung (z. B. in Patagonien) oder mit gleichzeitig guten PV- und Windbedingungen (z. B. in der MENA-Region[9]), da bei gleichen Installationskosten für Wind- und PV-Anlagen mehr Strom erzeugt werden kann. Hybridanlagen, bei denen Strom aus sowohl PV als auch Wind für die Wasserstoffproduktion genutzt wird, können vorteilhaft sein, da Sonneneinstrahlung und Wind zum Teil komplementär sind, wodurch eine höhere Auslastung der Elektrolyseure und der Anlagen zur Weiterverarbeitung des Wasserstoffs erreicht werden kann. In den vergangenen Jahren wurden bereits starke Kostensenkungen bei PV- und Windanlagen durch die Verbreitung der Technologien und damit einhergehenden Skaleneffekten realisiert. In der Zukunft ist mit weiteren Kosteneinsparungen zu rechnen.
- **CO_2-Gewinnung**: Kosten für die CO_2-Gewinnung machen dann einen großen Teil der Produktionskosten von E-Fuels aus, wenn CO_2 per „Direct Air Capture“ (DAC) aus der Atmosphäre gewonnen wird. Generell unterliegen die DAC-Kosten noch großen Unsicherheiten, da aktuell lediglich Demonstrationsanlagen existieren. In der zukünftig geplanten Skalierung der Technologie hin zu industriellem Produktionsmaßstab werden jedoch signifikante Lernkurven und Kosteneinsparungen prognostiziert. Kurzfristig können die Kosten für die CO_2-Gewinnung reduziert werden, wenn CO_2 aus Punktquellen wie Biogasanlagen oder aus Industrieprozessen verwendet wird, wobei letzteres Verfahren spätestens ab dem Jahr 2041 auf EU-Ebene nicht mehr für die Herstellung von grünen Kraftstoffen angerechnet werden wird.[10]

8 Einen Überblick über angekündigte und geplante Produktion gibt eFuel Alliance (2024).

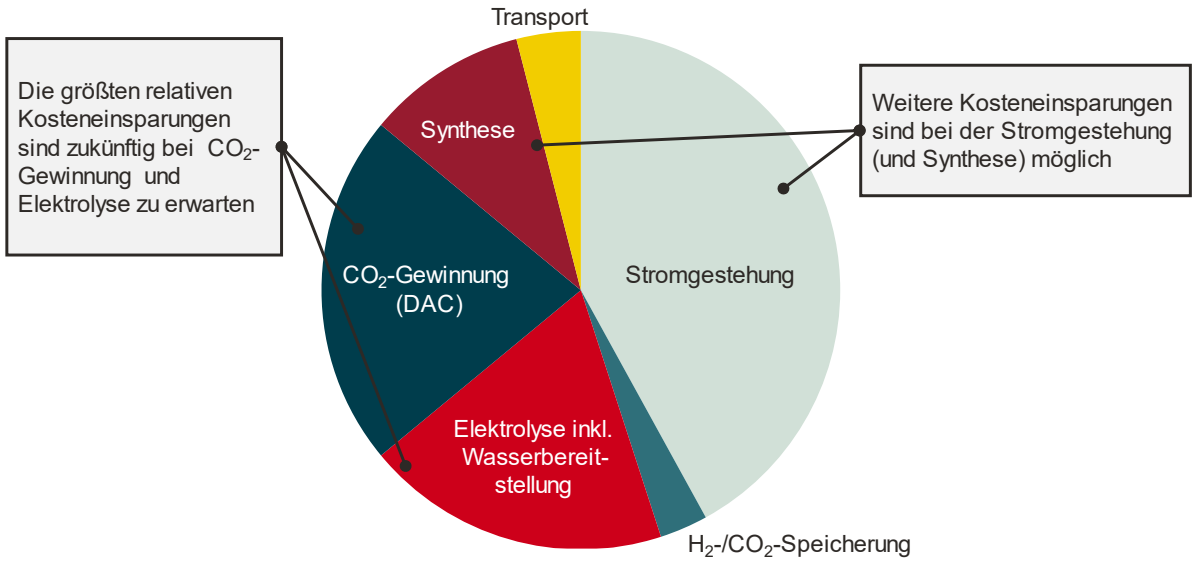
9 MENA = Middle East and North Africa, Nahost und Nordafrika.

10 Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 – Methode zur Ermittlung der Treibhausgasemissionen von RFNBOs. Zudem muss das CO_2 in einem vorgelagerten Schritt in einem wirksamen CO_2-Bepreisungssystem berücksichtigt werden, was die Verwendung von CO_2 aus Industrieprozessen außerhalb der EU erschwert (beispielsweise gibt es aktuell keine CO_2-Bepreisung in der MENA-Region).

- **Elektrolyse:** In den letzten Jahren waren erhebliche technologische Entwicklungen im Bereich der Elektrolyse zu beobachten, und es sind mehrere Elektrolysetechnologien kommerziell verfügbar.[11] Erste Projekte im industriellen Maßstab sind aktuell in Planung oder im Bau.[12] Da es sich weiterhin um einen jungen Markt für die Anlagen handelt, in dem massive Investitionen getätigt werden, ist mittelfristig – insbesondere bei der bevorstehenden Hochskalierung der Produktionskapazität der Anlagenherstellung in den Gigawattbereich – weiter mit starken Kosteneinsparungen zu rechnen.
- **Synthese:** Im Vergleich zu den anderen Technologien spielen die Synthesekosten eine geringere Rolle.

Von untergeordneter Bedeutung sind die Kosten für die Wasserbereitstellung, H_2/CO_2-Speicherung und den Transport. Einen großen Einfluss auf den Preis für Kraftstoffe inkl. E-Fuels in Deutschland haben zudem die Mehrwertsteuer und Energiesteuer. Dieser Preisbestandteil wird in den meisten Studien nicht berücksichtigt.

Abbildung 3 Wesentliche Kostenbestandteile von E-Fuels – illustrative Darstellung



Quelle: Eigene Darstellung.
Hinweis: Beispiel: Heutige Produktion in Nordafrika, DAC, Import nach Deutschland.

11 IEA (2024).

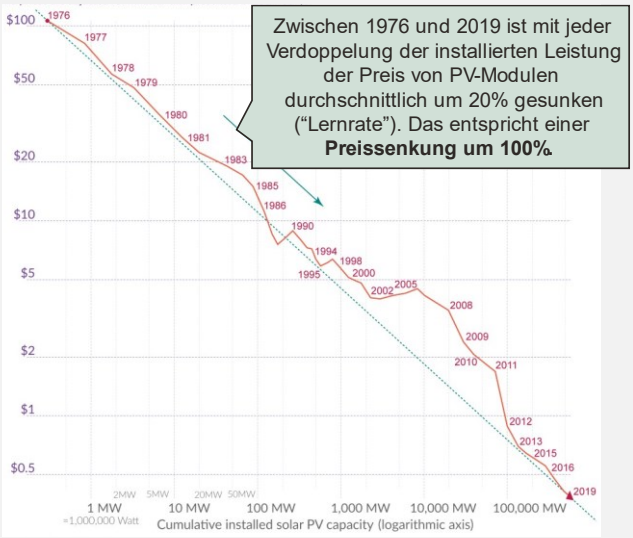
12 Vgl. IEA (2023a).

Exkurs: Kostendegressionen bei erneuerbaren Technologien

Erneuerbare Technologien, für die in den letzten Jahren ein Markthochlauf beobachtet werden konnte, geben einen Hinweis darauf, welche Kostendegressionen beim Markthochlauf von E-Fuels-Technologien zu erwarten sind. Elektrolyse, Synthese und DAC befinden sich derzeit in der Aufbauphase, in der erste Pionierprojekte kommerzialisiert werden. Die Technologien sind bereits weit entwickelt, werden aber noch nicht in großem Umfang eingesetzt.

Mit zunehmender Produktionsmenge ist zu erwarten, dass die Stückkosten dieser Technologien sinken werden („Erfahrungskurve“). Ursachen sind u. a. Skaleneffekte, Forschung und Entwicklung, sowie Standardisierung von Produktionsprozessen für die Anlagen. Mögliche Kostendegressionen für die genannten bisher noch nicht im Großmaßstab eingesetzten Anlagenkomponenten von E-Fuels-Technologien sind anhand des Beispiels von PV-Modulen ableitbar. Seit den 1970er Jahren sind die Preise bei einer Verdoppelung der installierten Leistung durchschnittlich um 20 % gesunken (s. Abbildung). Eine ähnliche Lernrate (mit preissenkender Auswirkung von durchschnittlich 19 % bei Verdoppelung der globalen Produktionskapazität) ist seit den 1990er Jahren bei Batterien zu beobachten.[13] Wenn sich auch bei E-Fuels eine Lernrate von 20 % einstellen würde, würden die Kosten entsprechend bei jeder Verdoppelung der Kapazität um 20 % sinken.

Preis von PV-Modulen, in $/Watt (logarithmische Skala, inflationsbereinigt)



Quelle: Our World in Data, https://ourworldindata.org/learning-curve

[13] RMI (2023).

3.2 Auswertung und Einordnung von aktuellen Projektionen für Produktionskosten für E-Fuels

Die Entwicklung der Produktionskosten für E-Fuels wurde in den letzten Jahren in zahlreichen Studien geschätzt. Wir werten im Rahmen dieser Studie breit rezipierte, möglichst aktuelle Studien aus, und leiten daraus eine Bandbreite für die Kosten von E-Fuels ab. Die Grundlage bilden die Studien von Concawe & Aramco (2024), Öko-Institut & Agora (2024) und Fraunhofer (2021) mit Kostenschätzungen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 (vgl. Tabelle 1).[14] Zudem ergänzt Agora & Frontier Economics (2018) die Auswahl, wobei die Ergebnisse der Studie in der weiteren Analyse nicht berücksichtigt werden.

In den Studien werden verschiedene Stichjahre, Produktionsstandorte, Stromquellen, CO_2-Quellen und Elektrolysetechnologien betrachtet. Um bestmögliche Vergleichbarkeit zwischen den Studien herzustellen, wählen wir die Szenarien aus, die möglichst vergleichbare sowie realistische Annahmen unterstellen.[15] Als Produktionsstandorte betrachten wir repräsentativ Patagonien (Süden Chiles und Argentiniens), die MENA-Region und Südeuropa.[16] Daneben besteht eine Vielzahl weiterer Produktionsstandorte weltweit, die sich ebenso für die Produktion von E-Fuels eignen, wie beispielsweise Standorte in Australien, den USA und Süd-/Ostafrika. Da die Kosten an diesen Standorten voraussichtlich innerhalb der Bandbreite von Patagonien, der MENA-Region und Südeuropa liegen, sind sie bereits in der abgeleiteten Kostenbandbreite berücksichtigt.

Ab dem Jahr 2030 zeigen wir Kostenschätzungen auf Grundlage von DAC als CO_2-Quelle, soweit in den Studien verfügbar. Dies ist für Concawe & Aramco (2024) nicht der Fall, da hier DAC erst ab 2050 als CO_2-Quelle unterstellt wird. Wir halten es für wahrscheinlich, dass während des frühen Markthochlaufs die CO_2-Gewinnung über Punktquellen (z. B. aus Industrieprozessen oder Biomasse) gegenüber dem DAC-Verfahren bevorzugt wird. Zwar wird DAC langfristig benötigt, ist jedoch kostenintensiver und erfordert technische Weiterentwicklungen.

Wenn für einen Standort mehrere Stromquellen modelliert wurden, wählen wir die kostengünstigste Technologie aus, da diese aus ökonomischer Sicht zunächst zum Einsatz kommen würde. Zudem zeigen wir die Ergebnisse für die günstigere Niedrigtemperaturelektrolyse, da diese im Gegensatz zur Hochtemperaturelektrolyse bereits die Phase der Kommerzialisierung erreicht hat.[17] Sollte die

---

14 In der ersten Version dieser Studie (Stand: 18. September 2024) wurden die Kostenschätzungen aus der damals aktuellen Version 2.0 des PTX Business Opportunity Analyser von Öko-Institut, Agora Energiewende und Agora Industry zugrunde gelegt. Die vorliegende Aktualisierung unserer Studie basiert auf Version 2.1.1 des PTX Business Opportunity Analyser, in der die Schätzungen der Produktionskosten nach unten korrigiert wurden.

15 Wenn Studien verschiedene Szenarien modellieren, beziehen uns immer auf das Referenz- bzw. mittlere Szenario.

16 Wird eine Vielzahl an geeigneten Standorten innerhalb eines Landes modelliert (so bei Fraunhofer (2021)), nutzen wir die Ergebnisse für den Standort mit den höchsten und niedrigsten Produktionskosten in der jeweiligen Region zur Ableitung einer Bandbreite.

17 PEM- und Alkalische Elektrolyse haben einen technologischen Reifegrad (technology readiness level, TRL) von 9 auf einer Skala von 1-11. Vgl. IEA (2023b): ETP Clean Energy Technology Guide, https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide. Die Kosten zwischen PEM- und AEL-Elektrolyse unterscheiden sich nur geringfügig.

Hochtemperaturelektrolyse ebenfalls Marktreife erreichen, könnten noch höhere Effizienzen und damit niedrigere Kosten für die Elektrolyse erreicht werden.

Bei Produktion außerhalb Europas berücksichtigen alle Studien neben den Produktionskosten auch Transportkosten bis zu einem europäischen Hafen. Weiterhin werden in allen Studien Produktionsanlagen in industriellem Maßstab betrachtet.[18]

Tabelle 1 Überblick über die ausgewerteten Studien

Studie	Zeitlicher Umfang	Produktions-standorte	Stromquelle	CO_2-Quelle
Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update	2020, 2030, 2050	Norwegen, Deutschland, Spanien, Saudi-Arabien	Erneuerbaren-Mix der jeweiligen Länder	Punktquelle für 2020 und 2030, DAC für 2050
Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PtX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1	2030, 2040	Vielzahl ausgewählter Länder und Standorte weltweit	PV, Wind (Onshore, Offshore), Wind-PV-Hybrid	DAC und Punktquelle
Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas“)	2050	Vielzahl ausgewählter Standorte außerhalb Europas	PV, Wind, Wind-PV-Hybrid (Mix des jeweiligen Standorts)	DAC
Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels	2020, 2030, 2050	Nordafrika, Naher Osten, Island, Nordsee	MENA: PV, Wind-PV-Hybrid; Nordsee: Wind-Offshore; Island: Geothermie-Wasserkraft	DAC und Punktquelle

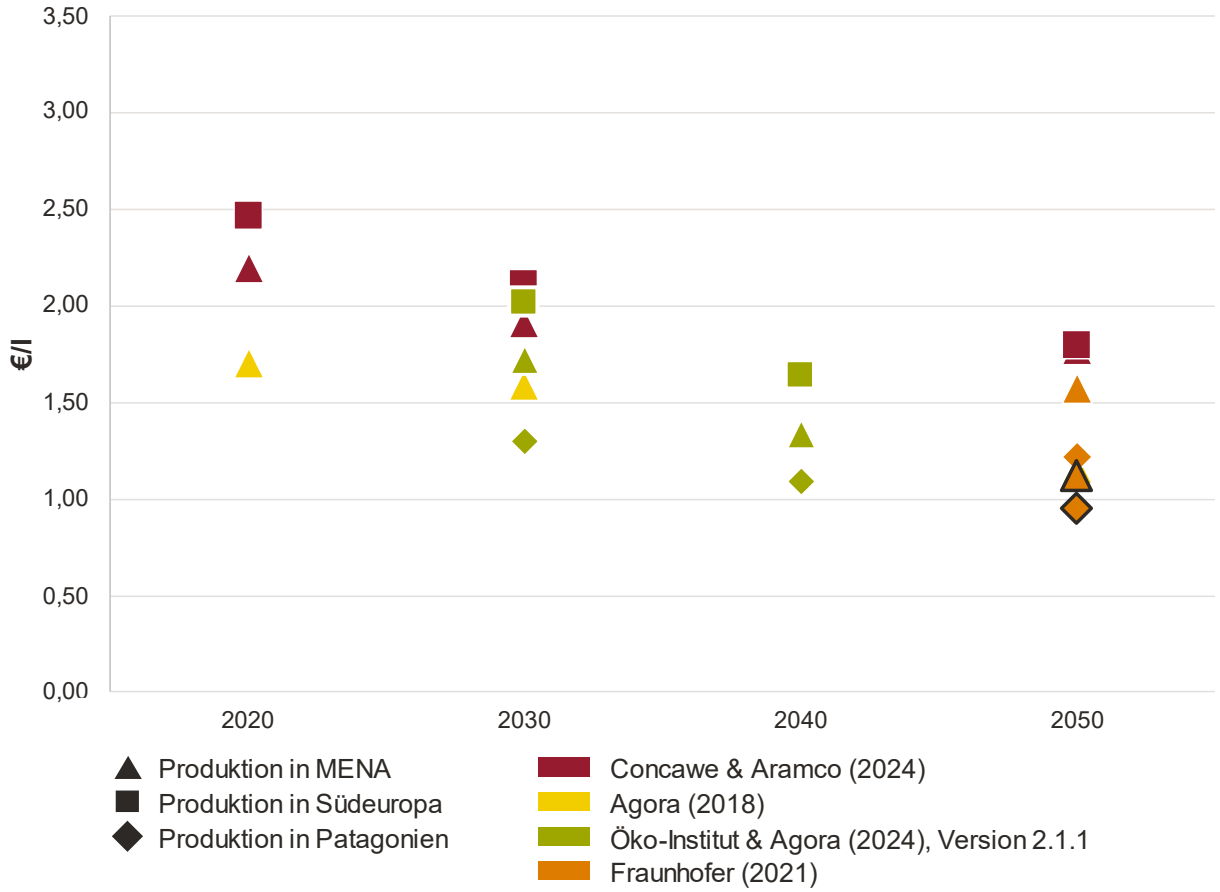
Quelle: Eigene Darstellung.

[18] Beispielsweise nimmt Concawe & Aramco (2024) im Basisszenario an, dass die Fischer-Tropsch-Anlage eine Jahresproduktion von 1 Mio. t Diesel umfasst. Der Einfluss der Größe der Produktionsanlage auf Kosten wird in Anhang B.1 angesprochen.

Die ausgewerteten Studien schätzen, dass die Produktionskosten von E-Diesel (inkl. Transport nach Deutschland) langfristig auf 0,96-1,80 € pro Liter sinken

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der ausgewählten Studienszenarien für die Kosten von Fischer-Tropsch-E-Diesel[19] und ermöglicht den Vergleich zwischen den Studien (dargestellt durch verschiedene Farben) sowie zwischen Produktionsstandorten (dargestellt durch verschiedene Symbole) über die Zeit.

Abbildung 4 Literaturüberblick: Produktionskosten (inkl. Transport) von E-Diesel in 2020, 2030, 2040 und 2050



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Studienergebnissen von Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update, Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1, Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas“) und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.*

Hinweis: *Alle Ergebnisse beruhen auf Fischer-Tropsch-Synthese. Schwarz umrandete Werte von Fraunhofer (2021) zeigen die kostengünstigsten Standorte in der jeweiligen Region. Relevante Kostenschätzungen sind in €/l E-Diesel umgewandelt und für das Jahr 2024 inflationsbereinigt.*

[19] Im Gegensatz zu Kostenschätzungen für mittels Fischer-Tropsch-Synthese hergestelltem E-Diesel sind nicht in allen Studien Kostenschätzungen für E-Benzin enthalten, weshalb die Kosten für E-Benzin, wie in Kapitel 3.3 beschrieben, über einen vereinfachten Ansatz abgeleitet werden.

Die Ergebnisse der vier Studien weisen einige Gemeinsamkeiten auf:

- **Produktionskosten fallen über Zeit**: Alle Studien, die mehrere Jahre modellieren, kommen zu dem Ergebnis, dass die Produktionskosten in der Zukunft sinken werden. Beispielsweise sinken die Kosten in Concawe & Aramco (2024) für Südeuropa vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2050 um 27 %. Diese Kostendegression ist durch technische Fortschritte und Effizienzgewinne in den relevanten Prozessen der E-Fuels-Produktion zu erklären. So erhöht sich in Concawe & Aramco (2024) beispielsweise die erwartete Effizienz der genutzten Elektrolyseure von 66,5 % im Jahr 2020 auf 75 % im Jahr 2050, während die Stromgestehungskosten im gleichen Zeitraum um 19 % sinken.[20] Die Bandbreite der Kostenschätzungen in den vier betrachteten Studien liegt für das Jahr 2030 bei 1,30-2,11 €/l und fällt bis 2050 auf 0,96-1,80 €/l.
- **Produktionskosten sind stark abhängig vom Produktionsstandort**: Alle Studien betrachten die E-Fuels-Produktion an verschiedenen Standorten. Es wird deutlich, dass die Wahl des Produktionsstandortes deutlichen Einfluss auf die projizierten Kosten hat, selbst beim Vergleich zwischen den ausgewählten Regionen, bei denen es sich bereits um Regionen mit hoher Standortgüte handelt.

Trotz dieser gemeinsamen Trends unterscheiden sich die Produktionskosten für E-Fuels in den analysierten Studien teils erheblich, selbst innerhalb eines Produktionslandes. Wesentliche Unterschiede bestehen hierbei zum einen in den Annahmen zum Produktionsstandort, zum anderen bezüglich der CO_2-Quelle, wie wir im Folgenden darstellen. Des Weiteren erfolgt in Fraunhofer (2021) und in Öko-Institut (2024)[21] eine kostenminimierende Systemauslegung der Anlagenkapazitäten auf Grundlage von stündlichen Profilen für die Stromerzeugung.

Der Kostenunterschied zwischen der Produktion an einem Durchschnitts- und einem Spitzenstandort innerhalb eines Landes kann erheblich sein

Der Produktionsstandort bestimmt maßgeblich über die Technologie zur EE-Strom-Erzeugung sowie die Volllaststunden, die die Stromgestehungskosten beeinflussen. Die Standortgüte unterscheidet sich nicht nur zwischen den Regionen[22], sondern auch innerhalb eines Landes. Die betrachteten Studien unterscheiden sich darin, ob sie besonders geeignete Standorte (z. B. in Küstenregionen) oder Durchschnittsstandorte untersuchen. Letztere können unter Umständen weniger aussagekräftig für tatsächliche Investitionsprojekte sein. Während Fraunhofer (2021) repräsentative, geeignete Standorte untersucht, nennen die anderen Studien keine expliziten Standorte innerhalb der jeweils betrachteten Länder oder Regionen.

---

20 Im ausgewählten Beispiel für Südeuropa sinken die Stromgestehungskosten von 5,8 ct/kWh im Jahr 2020 auf 4,7 ct/kWh im Jahr 2050. Darin enthalten sind auch Kosten für den Ausbau des Stromverteilnetzes. Für andere Standorte oder wenn keine Kosten für den Anschluss an Infrastruktur anfallen, können deutlich niedrigere Stromkosten erreicht werden.

21 Öko-Institut (2024) modelliert die Optimierung für acht Beispielwochen.

22 Vgl. Abbildung 18 in Anhang B.1.

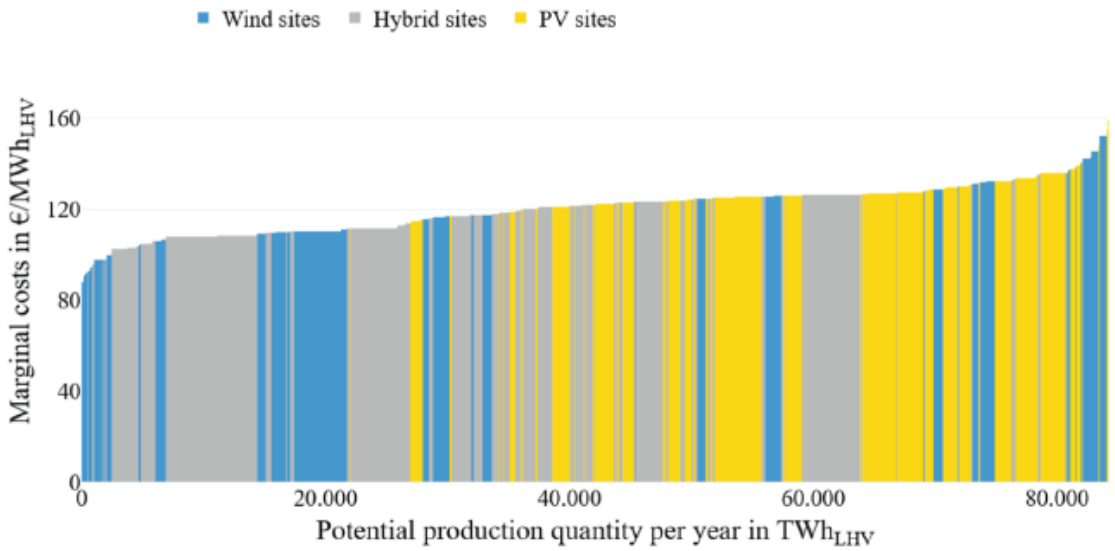
Der Haupttreiber der Standortgüte sind die Volllaststunden (VLH) der erneuerbaren Stromerzeugung. Spitzen- oder Best-Standorte ermöglichen mehr VLH als Durchschnittsstandorte und daher auch geringere Stromgestehungskosten. Allerdings sind Best-Standorte und deren Produktionspotenzial letztlich geografisch begrenzt. Übersteigt die Nachfrage nach E-Fuels das Produktionspotenzial dieser Standorte, müssen weitere Standorte mit (geringfügig) schlechteren Standortbedingungen, in Betracht gezogen werden.

Abbildung 5 zeigt den Zusammenhang zwischen den von Fraunhofer (2021) modellierten E-Fuels-Produktionskosten an verschiedenen weltweiten Standorten im Jahr 2050 und den damit verbundenen möglichen Produktionspotenzialen im Jahr 2050. Die besten Standorte liegen am linken Rand der Abbildung mit Produktionskosten von etwa 80 €/MWh (ca. 0,72 €/l E-Diesel). Mit steigender erforderlicher Produktionsmenge muss auf weitere Standorte zurückgegriffen werden, und die Produktionskosten steigen. Bei Produktionsmengen von etwa 40.000 TWh pro Jahr wären Standorte zu nutzen, die E-Fuels-Produktionskosten von etwa 120 €/MWh (ca. 1,08 €/l E-Diesel) aufweisen. Produktionspotenziale von mehr als 80.000 TWh pro Jahr wären zu Produktionskosten von knapp unter 160 €/MWh (ca. 1,44 €/l E-Diesel) zu erschließen[23]. Zur Einordnung: Der heutige weltweite Mineralölverbrauch beträgt rund 55.000 TWh.[24] Langfristig ist aufgrund von Effizienzsteigerung und dem Ausbau von Stromanwendungen in bestimmten Bereichen tendenziell ein niedrigerer Bedarf an Flüssigkraftstoffen zu erwarten (vgl. Kapitel 4.2).

[23] Die günstigsten geschätzten Produktionskosten liegen bei rund 87 €/MWh (0,78 €/l). Bei einer jährlichen Produktionskapazität von 20.000 TWh liegen die Kosten bei rund 120 €/MWh (1,08 €/l). Bei einer jährlichen Produktionskapazität von 60.000 TWh liegen die Kosten bei rund 126 €/MWh (1,14 €/l). Bei allen Werten handelt es sich um reine Produktionskosten ohne Transport nach Deutschland. Die Kosten sind in Werten von 2021 angegeben und nicht inflationsbereinigt.

[24] Our World in Data (2024).

Abbildung 5 Grenzkosten und zugehörige Produktionspotenziale für Fischer-Tropsch-Diesel im Jahr 2050



Quelle: *Pfenning et al (2023).*

Hinweis: *Produktionskosten von 80 €/MWh entsprechen ca. 0,72 €/l E-Diesel, 120 €/MWh entsprechen ca. 1,08 €/l und 160 €/MWh entsprechen etwa 1,44 €/l. Reine Produktionskosten ohne Transport nach Deutschland. Kosten in Werten von 2021 (nicht inflationsbereinigt).*

CO_2-Quelle als Treiber für Produktionskosten

Wie in Tabelle 1 dargestellt, differenzieren die meisten Studien bei der Modellierung der E-Fuels-Kosten zwischen verschiedenen Arten der CO_2-Gewinnung. Wie oben erläutert, zeigt Abbildung 4 die Kosten für das Jahr 2020 unter der Annahme, dass CO_2-Punktquellen (z. B. aus Industrieprozessen oder Biomasse) genutzt werden. Für eine Übergangszeit steht das CO_2 aus diesen Quellen vergleichsweise kostengünstig zur Verfügung. Längerfristig sollte die Abhängigkeit von der Verbrennung fossiler Brennstoffe in industriellen Prozessen vermieden werden.[25] Deshalb beziehen wir uns ab dem Jahr 2030 auf Kostenschätzungen mit CO_2-Abscheidung aus der Luft (DAC) (mit Ausnahme von Concawe & Aramco (2024), die für das Jahr 2030 keine Modellierung mit DAC enthält). Da es sich dabei gegenüber Punktquellen um die teurere Option[26] handelt, überschätzen die dargestellten Werte die E-Fuels-Kosten tendenziell für den Zeitraum bis 2041, in dem nach EU-Regularien unter bestimmten Voraussetzungen (v.a. Existenz eines effektiven CO_2-

[25] Vgl. Agora (2018).

[26] Agora (2018) gibt beispielsweise Kosten von 145 €/tCO_2 für DAC im Vergleich zu 33 €/tCO_2 für CO_2 aus der Zementindustrie in Deutschland für das Jahr 2020 an (nicht inflationsbereinigte Werte von 2017). Der Einfluss der CO_2-Quelle auf die Produktionskosten ist auch in Abbildung 19 in Anhang B.1 dargestellt.

Bepreisungssystems) auch noch Punktquellen für die Herstellung CO_2-neutraler Kraftstoffe erlaubt sind.

Weitere Unterschiede zwischen den Studien resultieren aus unterschiedlichen Annahmen zu weiteren Parametern

Der Einfluss von Stromgestehungskosten und Kosten für die CO_2-Bereitstellung auf die Produktionskosten wird auch anhand des in Abbildung 6 dargestellten Vergleichs für die Produktion an verschiedenen Standorten deutlich. Wir zeigen, sofern verfügbar, für die Jahre 2030 und 2050 exemplarische Standorte aus den drei Hauptquellen (Concawe & Aramco: 2030 und 2050, Öko-Institut: 2030, Fraunhofer: 2050). Für das Jahr 2030 beispielsweise liegen die vom Öko-Institut für die Produktion in Spanien und die von Concawe & Aramco für die Produktion in der MENA-Region geschätzten Gesamtkosten auf einem ähnlichen Niveau. Zwar geht das Öko-Institut von geringeren Stromgestehungskosten aus[27], aber die massiv höheren CO_2-Kosten aufgrund der DAC-Technologie kompensieren diesen Effekt[28]. Der Vergleich mit den Ergebnissen für 2050 legt nahe, dass über die Zeit und Standortwahl erhebliche Kosteneinsparungen möglich sind.

Weitere Unterschiede zwischen den Studien sind:

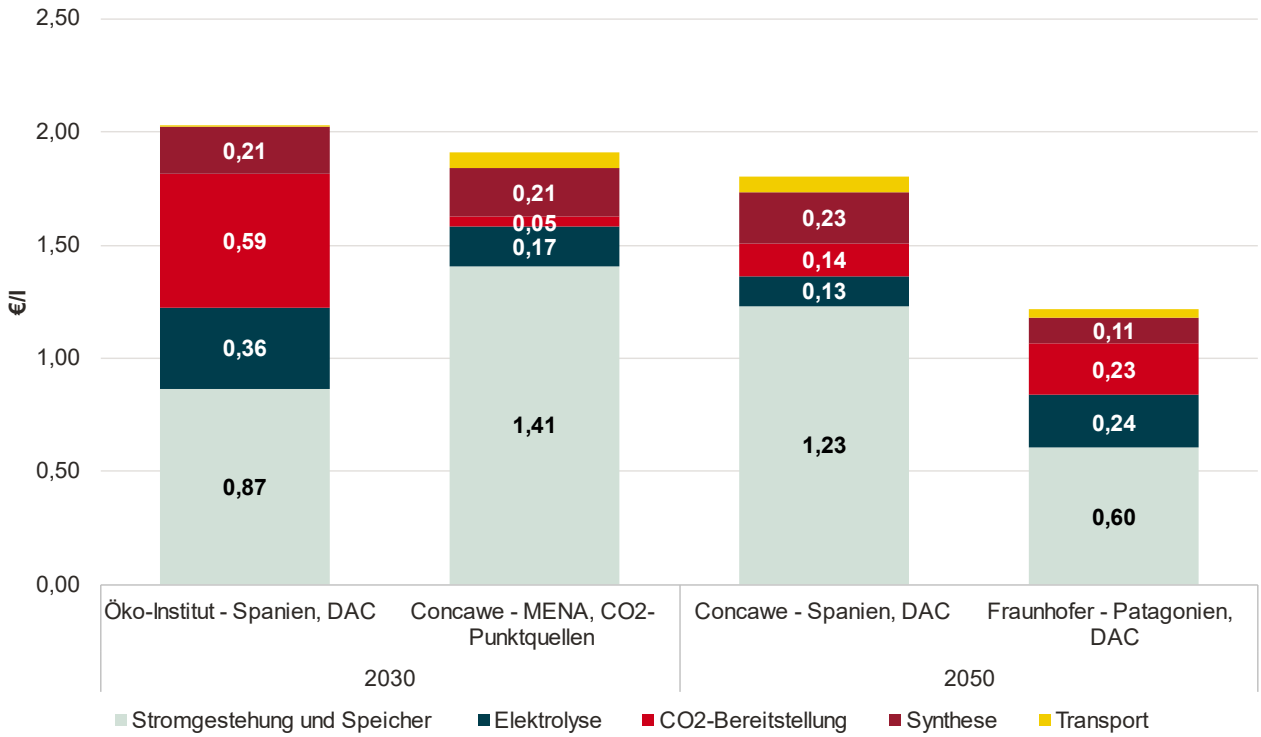
- **Stromübertragung**: Öko-Institut (2024) enthält keine Kosten für die Stromübertragung zwischen den jeweiligen Erneuerbaren Anlagen und der E-Fuels-Produktion. Concawe & Aramco (2024) nehmen allerdings an, dass die geografische Distanz zwischen den Erneuerbaren Anlagen und der E-Fuels-Produktion im Durchschnitt bei 200 km liegt. Dabei wird unterstellt, dass die Übertragungsnetze neu gebaut werden, wodurch die Kosten für Konvertierung und Übertragung die Stromgestehungskosten um rund 27 % steigen.
- **Kapitalkosten**: Kapitalkosten sind ein weiterer erheblicher Treiber der Produktionskosten. Die relevanten Kapitalkosten (ausgedrückt als Weighted average cost of capital, WACC) unterscheiden sich maßgeblich zwischen den Studien. Concawe & Aramco (2024) modellieren für MENA mit vergleichsweise hohen Kapitalkosten (WACC bei 8 %), während Öko-Institut (2024) für Spanien geringere Kapitalkosten annimmt (WACC bei 6,94 %). Die höheren Kapitalkosten wirken sich dabei auf alle erforderlichen Investitionen entlang der Wertschöpfungskette aus, wodurch die resultierenden Produktionskosten steigen.
  - Die Kapitalkosten sind nicht „fix“, sondern maßgeblich durch die Kreditwürdigkeit der Entwickler und der jeweiligen Projekte getrieben. Bei internationalen Projekten wird die Kreditwürdigkeit außerdem durch spezifische Länderrisiken beeinflusst. Politische und wirtschaftliche Stabilität sowie ein stabiler Rechtsrahmen und effektive Regulierung können sich

[27] Die Stromgestehungskosten in Concawe & Aramco (2024) enthalten im Gegensatz zu Öko-Institut (2024) auch den Bau von Verteilnetzen, s. unten. In beiden Studien werden PV-Wind-Hybridanlagen für die Stromerzeugung genutzt, aber die von Concawe & Aramco für die MENA-Region angenommenen VLH liegen deutlich höher als die vom Öko-Institut für Spanien angenommenen (5.227 h/Jahr vs. 4.135 h/Jahr). Selbst innerhalb der MENA-Region nehmen Concawe & Aramco etwa 26 % höhere VLH an (5.227 h/Jahr vs. 3.704 h/Jahr).

[28] Im Vergleichsjahr 2030 nimmt Concawe & Aramco (2024) die CO_2-Gewinnung aus Punktquellen an, während Öko-Institut (2024) im Referenzszenario die CO_2-Gewinnung mittels kostenintensiverem Direct Air Capture-Verfahren modelliert. In einer Sensitivität unter Annahme von CO_2 aus Punktquellen sinken die CO_2-Kosten in Öko-Institut (2024) auf etwa 0,10 €/l.

positiv auf die Kapitalkosten auswirken. Ein erhöhtes Wechselkursrisiko oder ein hohes Zinsniveau im projektierten Land können die Kapitalkosten hingegen negativ beeinflussen. Auf politische Handlungsempfehlungen, die zur Reduktion von Kapitalkosten führen können, kommen wir in Kapitel 6 zurück.

Abbildung 6 Bestandteile von E-Diesel-Produktionskosten mit unterschiedlichen Standorten und CO_2-Quellen, 2030 und 2050



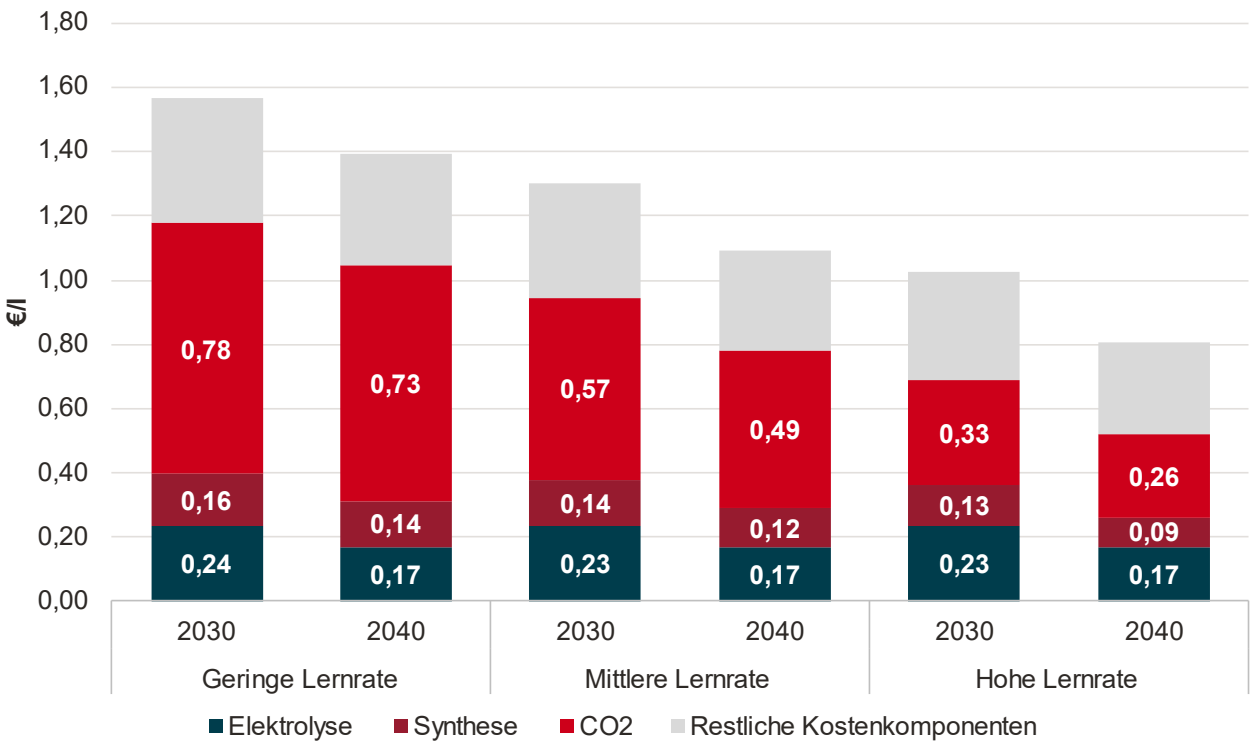
Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update, Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1 und Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas"). „Speicher" umfasst Stromspeicher und H2-Speicher, die aufgrund der Datengranularität nicht separat ausgewiesen werden können.

Die Lernrate bestimmt, wie stark die Kosten über die Zeit fallen

Die in den Studien unterstellten Lernraten werden meist nicht explizit ausgewiesen, sondern spiegeln sich vor allem implizit in den jeweiligen Kostenannahmen für die einzelnen Technologien über die Zeit wider. Die Kapitalkosten der Anlagen sinken studienübergreifend über die Zeit, wobei die Kostenreduktionen je nach Studie und Technologie unterschiedlich stark ausfallen. Zudem wird in der Regel angenommen, dass die jeweiligen Technologien effizienter werden (abgebildet durch den Wirkungsgrad), wodurch bei gleichen Input-Volumina ein höheres Produktionsvolumen erreicht werden kann. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass durch technologische Fortschritte und den Ausbau der Produktion ein Lerneffekt generiert wird.

Bei einer höheren Lernrate (z. B. in Folge umfangreicher F&E-Anstrengungen und somit schnelleren Markthochlaufs von E-Fuels), könnten bis 2030 und 2040 deutlich niedrigere E-Fuel-Kosten realisiert werden, vgl. Abbildung 7 auf Grundlage einer Analyse des Öko-Instituts (2024). Wie in Kapitel 3.1 diskutiert, werden Lerneffekte vor allem bei DAC-Verfahren erwartet, da dies entlang der Wertschöpfungskette die Technologie mit dem aktuell geringsten technologischen Reifegrad ist. Im speziellen Beispiel machen die Kosten für DAC (inkl. Wärme) im hohen Kostenpfad 50 % der Gesamtkosten im Jahr 2030 aus, im niedrigen Kostenpfad nur 32 %. Im Vergleich dazu sind die bei Elektrolyse und Synthese erwarteten Kosteneinsparungen geringer.

Abbildung 7 E-Fuels-Produktionskosten mit unterschiedlichen Lernraten



Hinweis: Unter „restliche Kostenkomponenten" sind all jene erfasst, bei denen keine signifikante Lernrate zu erwarten ist.

Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1. Dargestellte Kosten beziehen sich auf die Produktion in Chile unter Verwendung von Onshore Wind als Stromquelle. Die Kosten unter Annahme des mittleren Kostenpfads entsprechen den in Abbildung 4 dargestellten Kosten für das Öko-Institut.

3.3 Langfristige Kostenbandbreite von E-Fuels

Die Kosten für E-Diesel werden direkt aus der Literaturübersicht abgeleitet

Auf Grundlage der Literaturübersicht leiten wir eine plausible Bandbreite für die Produktionskosten von **E-Diesel** ab, die in Abbildung 8 in grau dargestellt ist. Die Bandbreite basiert auf den repräsentativen Standorten in der MENA-Region, Südeuropa und Patagonien, deckt aber eine

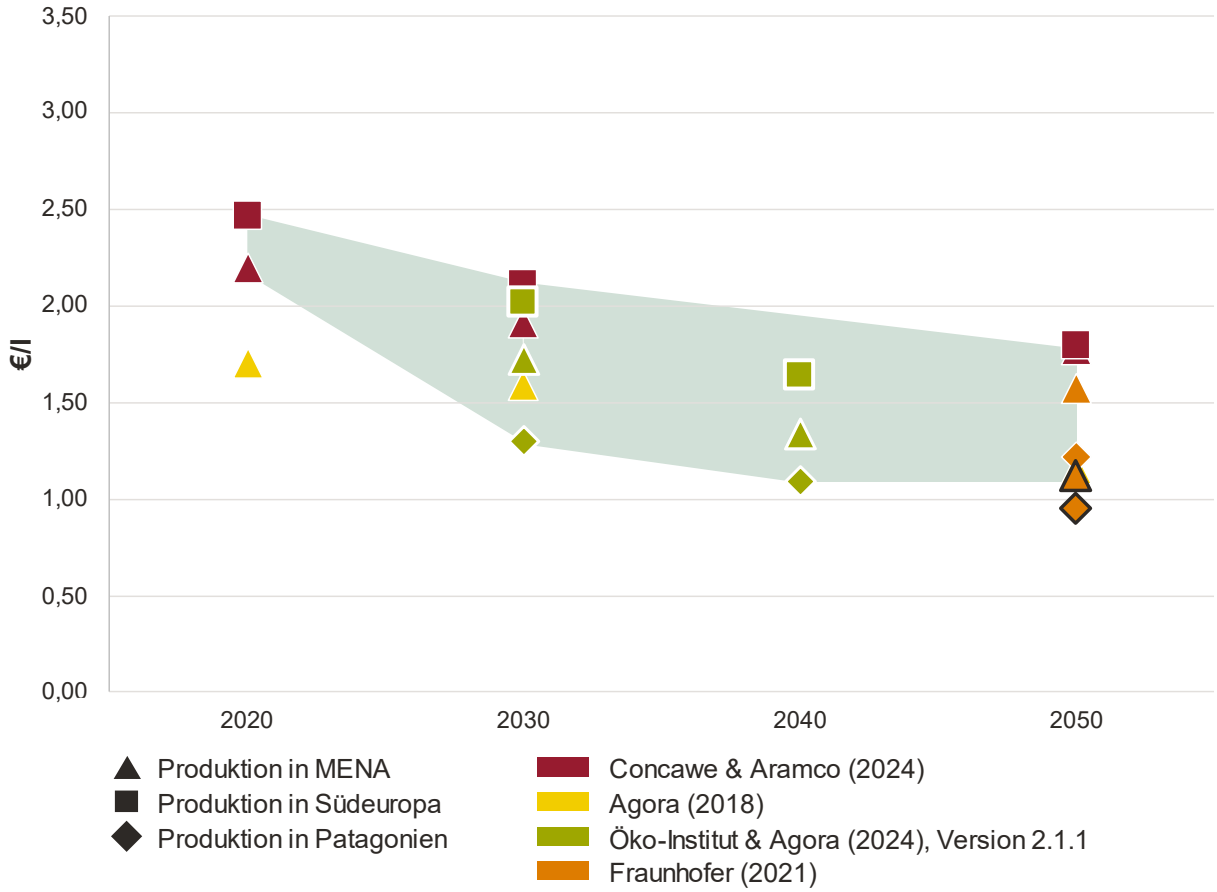
Vielzahl weiterer geeigneter Produktionsstandorte weltweit ab, an denen die Kosten der E-Fuels-Produktion voraussichtlich innerhalb der abgeleiteten Bandbreite liegen.

Die **untere Bandbreite** bilden die Kostenschätzungen für den günstigsten Produktionsstandort aus Öko-Institut (2024) für die Jahre 2030 und 2040. Für 2020 wird die Schätzung aus Concawe & Aramco (2024) für die Produktion in der MENA-Region berücksichtigt. Die optimistischsten Ergebnisse von Fraunhofer (2021) für das Jahr 2050 (in Abbildung 8 schwarz umrandet) berücksichtigen wir nicht in der Kostenbandbreite, da sie sich auf die besten Standorte in Patagonien und MENA beziehen, welche sich auf ein Produktionspotenzial beziehen, das aller Voraussicht nach in der langen Frist nicht ausreichen wird, um den weltweiten Bedarf zu decken. Deshalb halten wir die untere Bandbreite ab dem Jahr 2040 konstant, auch wenn grundsätzlich auch nach 2040 weitere Kosteneinsparungen aufgrund von Skaleneffekten möglich sein könnten.

Die **obere Bandbreite** für die Kostenschätzungen in den Stichjahren 2020, 2030 und 2050 bilden die höchsten Kosten der betrachteten Studien. Für diese Stichjahre sind das die Schätzungen von Concawe & Aramco für die Produktion in Südeuropa. Diese Werte halten wir für eine konservative Schätzung, unter anderem, da in dieser Studie von hohen Stromgestehungskosten ausgegangen und keine Optimierung der Systemkapazitäten vorgenommen wird. Diese Kostenschätzungen liegen noch über den Kosten für den teuersten von Fraunhofer modellierten Standort, zu dessen Kosten ein weltweites Produktionspotenzial von über 80.000 TWh/Jahr erschließbar ist (vgl. Abbildung 5). Für das Stichjahr 2040 nutzen wir einen konservativen Ansatz und interpolieren die Kostenschätzungen von Concawe & Aramco für die Jahre 2030 und 2050 linear.

Die Kostenschätzungen für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 werden anschließend verwendet, um Schätzungen für die verbleibenden Jahre zu interpolieren. Aus der Interpolation resultiert die graue Bandbreite.

Abbildung 8 Literaturüberblick: Produktionskosten von E-Diesel inkl. Transport, 2020-2050, und abgeleitete Bandbreite



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Studienergebnissen von Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update, Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1, Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas") und Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.*

Hinweis: *Alle Ergebnisse beruhen auf Fischer-Tropsch-Synthese. Schwarz umrandete Werte von Fraunhofer (2021) zeigen die kostengünstigsten Standorte in der jeweiligen Region. Relevante Kostenschätzungen sind in €/l E-Diesel umgewandelt und für das Jahr 2024 inflationsbereinigt. Die graue Bandbreite stellt die realistische Bandbreite für E-Fuel-Produktionskosten dar.*

Die Kosten für E-Benzin werden auf der Grundlage angepasster Kosten abgeleitet

Neben E-Diesel betrachten wir außerdem mittels Methanolsynthese hergestelltes E-Benzin, das in Ottomotoren verwendet werden kann. Die Produktionskosten von E-Benzin werden nur in zwei der vier ausgewählten Studien explizit modelliert. In der einen, Concawe & Aramco (2024), liegen die Kosten für E-Benzin pro Energieeinheit (MWh) 11-19 % unter den Kosten für mittels Fischer-Tropsch-Synthese produzierten E-Diesel.[29] In der anderen, Agora (2018), werden für E-Benzin und E-Diesel

[29] E-Benzin wird in dieser Studie mittels Methanol-to-Gasoline-Verfahren hergestellt. Der Vergleich basiert auf den Kosten für die Produktion in der MENA-Region. Die Kostenunterschiede variieren zwischen den Stichjahren aufgrund unterschiedlich starker

die gleichen Produktionskosten pro Energieeinheit geschätzt. Öko-Institut (2024) und Fraunhofer (2021) modellieren zwar keine Produktionskosten für E-Benzin, aber für das Vorprodukt Methanol. Beide Studien schätzen die Produktionskosten (pro kWh) für Methanol zwischen 3 % und 9 % niedriger ein als die für FT-Diesel. Hinzu kommen die Kosten für die Umwandlung des Methanols in E-Benzin, die in den beiden Studien nicht modelliert werden, den Kostenvorteil gegenüber E-Diesel jedoch wieder kompensieren könnten. Beispielsweise berechnet Concawe, dass die Umwandlung von Methanol in E-Benzin die Produktionskosten wiederum um 3-9 % (pro kWh Endprodukt) erhöht.

Basierend auf diesen verfügbaren Kostenschätzungen nehmen wir als konservative Schätzung an, dass die Produktionskosten für E-Benzin pro Energieeinheit so hoch wie für E-Diesel sind.

Bei der Umrechnung der Produktionskosten von €/MWh in €/l müssen die unterschiedlichen Heizwerte (Energiegehalt pro Volumen, hier in Liter ausgedrückt) von E-Diesel und E-Benzin berücksichtigt werden. E-Diesel hat einen höheren Heizwert als E-Benzin, beim Verbrennen von 1 Liter E-Diesel wird mehr Energie freigesetzt und ist somit für die mechanische Wegstreckenbewältigung verfügbar als beim Verbrennen von 1 Liter E-Benzin. Bei gleichen Produktionskosten pro Energieeinheit und höherem Energiegehalt pro Liter ergeben sich daher höhere Produktionskosten pro Liter E-Diesel. Dieser Unterschied beträgt 9,6 %[30], weshalb wir die Kostenbandbreite pro Liter E-Benzin herleiten, indem wir einen Abschlag von 9,6% auf die Kostenbandbreite von E-Diesel anwenden.

Die abgeleiteten Produktionskosten für E-Fuels liegen langfristig zwischen ca. 0,99-1,80 € pro Liter

Es ergeben sich folgende Bandbreiten für die Produktionskosten (inkl. Transport nach Deutschland) von E-Fuels (vgl. Abbildung 9):

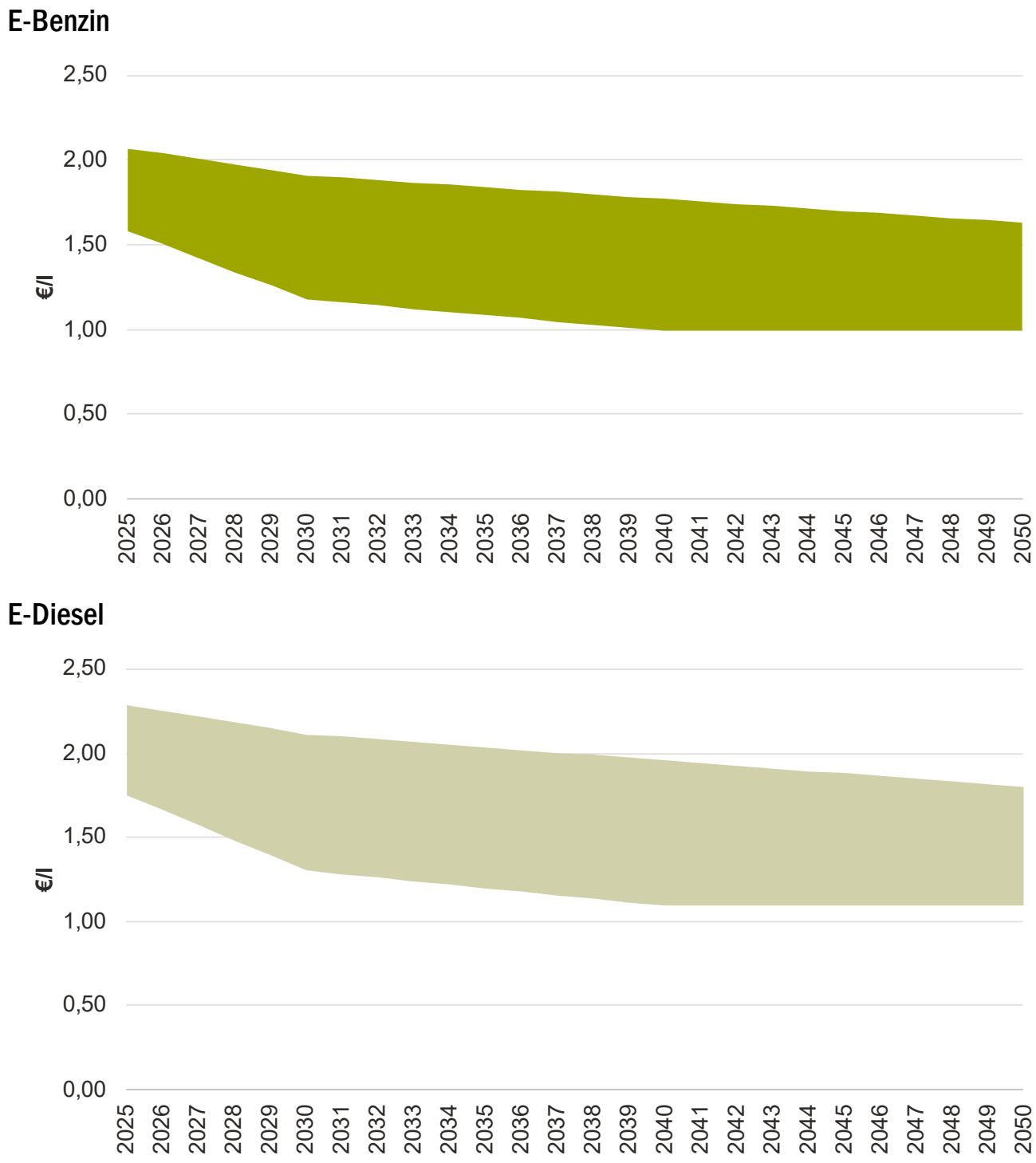
- Die Kosten von **E-Benzin** liegen im Jahr 2025 bei 1,58-2,07 €/l und sinken bis zum Jahr 2050 auf 0,99-1,63 €/l.
- Die Kosten von **E-Diesel** liegen im Jahr 2025 bei 1,75-2,29 €/l und entwickeln sich bis zum Jahr 2050 auf 1,09-1,80 €/l.[31]

Lerneffekte in den jeweiligen Technologien. Der erhebliche Kostenunterschied zwischen E-Diesel und E-Benzin in Concawe & Aramco (2024) könnte auch daher kommen, dass die Produktionskosten von E-Diesel vergleichsweise hoch liegen, vgl. Abbildung 5.

30 Der Heizwert von E-Diesel liegt bei 34,3 MJ/l, während der Heizwert von E-Benzin bei 31,0 MJ/l liegt und somit 9,6 % niedriger ist, vgl. Concawe (2019).

31 Die im Gegensatz zu E-Benzin höheren literbezogenen Produktionskosten von E-Diesel relativieren sich über seine höhere Energiedichte, die dem Fahrzeugnutzer als Endenergie tatsächlich für den Fahrbetrieb zur Verfügung steht. Zwecks besserer Einordnung der Kostenszenarien sehen wir die auf den Liter bezogene Kostenbetrachtung aber im Rahmen dieser Studie als sinnvolle Orientierungsgröße an.

Abbildung 9 Abgeleitete Kostenbandbreite für E-Benzin und E-Diesel in Reinform



Quelle: *Frontier Economics basierend auf Studienergebnissen von Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update, Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1, Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas“) und Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.*

Hinweis: Alle Werte in 2024er €.

4 Mögliche zukünftige Beimischungspfade für E-Fuels im Markthochlauf

In diesem Kapitel leiten wir ab, wie sich der Beimischungsanteil von E-Fuels zu fossilem Kraftstoff bis zum Jahr 2045, in dem Treibhausgasneutralität spätestens erreicht werden soll, entwickeln könnte. Zunächst diskutieren wir, welche Faktoren grundsätzlich einen Einfluss auf die Verfügbarkeit und den Markthochlauf von E-Fuels haben (Kapitel 4.1). In Kapitel 4.2 stellen wir dar, dass das theoretische Angebotspotenzial von E-Fuels die Nachfrage grundsätzlich übersteigt. Mögliche konkrete Beimischungspfade leiten wir in Kapitel 4.3 ab.

4.1 Einflussfaktoren auf den Mengenhochlauf von E-Fuels

Mit welcher Geschwindigkeit und in welchem Umfang der internationale Markthochlauf von E-Fuels stattfinden kann, ist von verschiedenen Einflussfaktoren abhängig. Im Folgenden nennen wir einige der relevanteren angebots- und nachfrageseitigen Faktoren.

Angebotsseitige Faktoren beeinflussen die Menge und Verfügbarkeit von E-Fuels, die am Markt angeboten werden:

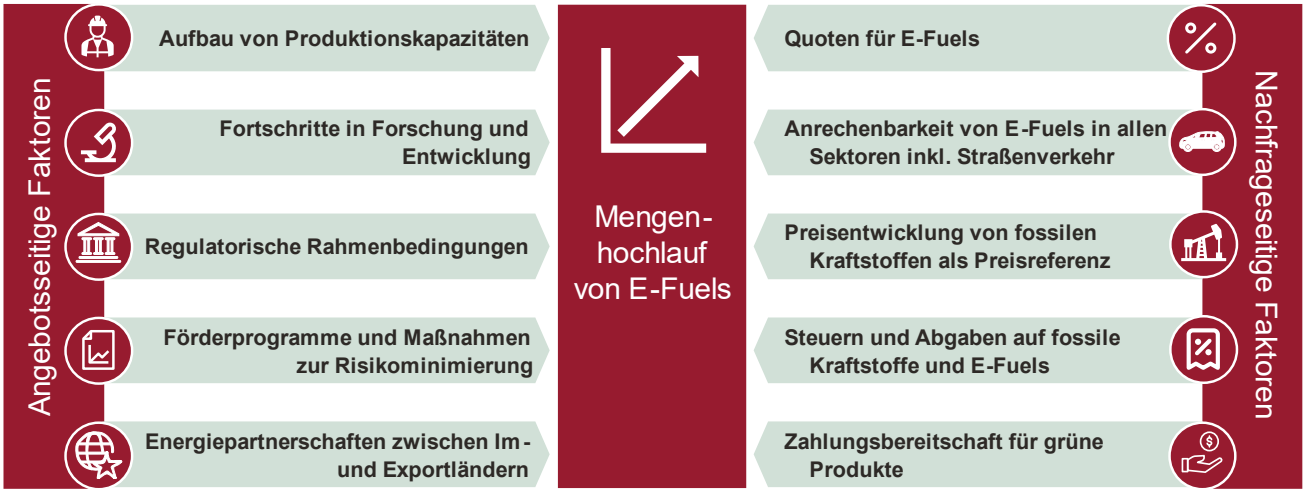
- Fortschritte in Forschung und Entwicklung beeinflussen, wie schnell Technologien Marktreife erlangen. Die Prozesse, die entlang der Wertschöpfungskette von E-Fuels benötigt werden (vgl. Kapitel 3.1), haben überwiegend bereits einen hohen technologischen Reifegrad. Eine Ausnahme stellt derzeit z. B. noch der Reverse Water Gas Shift-Prozess (RWGS) dar, der für die Herstellung von Kohlenstoffmonoxid für die Fischer-Tropsch-Synthese benötigt wird.
- Die Schnelligkeit des Aufbaus von Produktionskapazität und damit einhergehend auch der Reduktion der Produktionskosten (insbesondere von Elektrolyseuren und Syntheseanlagen) ist unter anderem abhängig von technologischen Entwicklungen, der Verfügbarkeit von Rohstoffen und Vorprodukten, Personal und technischen Restriktionen.
- Die regulatorischen Rahmenbedingungen und deren langfristige Verlässlichkeit beeinflussen die Investitionsbereitschaft von Investoren. Dazu zählen gesetzliche und politische Vorgaben wie z. B. die Gestaltung von Genehmigungsverfahren, die rechtliche Definition von erneuerbaren Kraftstoffen (einschließlich der erlaubten CO-Quellen als Input), die Anrechenbarkeit von Kraftstoffen auf Quoten wie die THG-Quote und die Striktheit der Vorgaben im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern. Hier kommt es vor allem auf die Einfachheit und Verlässlichkeit an, welche sich positiv auf die Planungssicherheit von Investoren auswirken.
- Förderprogramme (wie z. B. H2 Global oder European Hydrogen Bank) reduzieren die Risiken, denen Investoren insbesondere zu Beginn der Markthochlaufphase ausgesetzt sind. Derartige Programme können frühzeitige Investitionen fördern und den Markthochlauf initiieren.
- Durch die im globalen Vergleich relativ unvorteilhaften Standortbedingungen für Erneuerbare Energien in Deutschland wird Deutschland sich absehbar bei E-Fuels deutlich günstiger durch Importe mit Energie versorgen können und damit auch in einem erneuerbaren Energiesystem

ein Energieimportland bleiben. Für den Import aus anderen Weltregionen nach Deutschland ist bilaterale Zusammenarbeit von Import- und Exportländern notwendig, z. B., um lokale Akteure zu unterstützen und einzubinden. Durch Programme, die gezielt strategische Partnerschaften zwischen Deutschland/der EU und Drittländern aufbauen, können die Weichen gestellt werden, um Technologien (z. B. Elektrolyseure) aus Deutschland zu exportieren, während E-Fuels importiert werden.

Nachfrageseitige Faktoren wirken auf den Mengenhochlauf ein, indem sie die Nachfrage nach E-Fuels von nachgelagerten Stufen der Wertschöpfungskette wie Tankstellen oder im Endverbrauch beeinflussen:

- Einen großen Hebel auf die Nachfrage haben regulatorische Rahmenbedingungen wie
  - Quoten für E-Fuels in Deutschland bzw. der EU;
  - die Anrechenbarkeit von E-Fuels in allen Sektoren, inklusive des Straßenverkehrs, z. B. auf CO_2-Flottengrenzwerte.
- Zudem beeinflusst die Preisdifferenz zwischen E-Fuels und fossilem Kraftstoff die Nachfrage. Diese Differenz ist abhängig von
  - dem Preis des fossilen Kraftstoffs (der u. a. beeinflusst wird durch den CO_2-Preis);
  - Steuern und Abgaben auf fossile Kraftstoffe und E-Fuels (z. B. Energiesteuer); und
  - der Zahlungsbereitschaft von Endkonsumenten für das grüne Produkt.

Abbildung 10 Einflussfaktoren auf den Mengenhochlauf von E-Fuels



Quelle: Eigene Darstellung

Letztlich bestehen viele Interdependenzen zwischen angebots- und nachfrageseitigen Faktoren, so dass diese und deren Wirkweise in der Praxis nicht so klar trennbar sind: Je höher bzw. vorhersehbarer z.B. die Nachfrage ist, desto stärker sinkt das Investmentrisiko und desto eher kann Angebot geschaffen werden. Umgekehrt kann Angebot auch Nachfrage ankurbeln, da Käufer Vertrauen in die Verfügbarkeit von Produkten gewinnen. Vorteilhafte Rahmenbedingungen haben

keine streng abgegrenzten, sondern typischerweise systemisch spürbare Auswirkungen. So können etwa in einem investitionsfreundlichen Klima Skalen- und Lerneffekte schneller realisiert werden, somit Kosten von E-Fuels gesenkt und der Markthochlauf schneller etabliert werden.

4.2 Analyse der Verfügbarkeit von E-Fuels

Für den Markthochlauf von E-Fuels ist ein entscheidender Faktor, in welchem Umfang Produktionskapazitäten zur Verfügung stehen werden. Hierbei stellt sich die Frage, ob grundsätzlich ausreichend geeignete Standorte für eine wirtschaftliche E-Fuels-Produktion verfügbar sind, um die weltweite Nachfrage zu decken.

Eine Studie von Pfennig et al. (2023) auf Grundlage von Fraunhofer (2021) liefert wertvolle Einblicke in Form einer Modellierung von Produktionskapazitäten und -kosten außerhalb Europas unter Berücksichtigung von Ausschlusskriterien (z. B. Landnutzung, Schutzgebiete, Hangneigung, hohe Stromgestehungskosten). Die Analyse von 600 repräsentativen Standorten weltweit zeigt, dass die Produktionskapazität von E-Fuels zu langfristigen Produktionskosten von unter 1,50 €/l (FT-Diesel) ca. 87.000 TWh/Jahr beträgt (vgl. Abbildung 5). Etwa die Hälfte des Produktionspotenzials liegt dabei in Staaten mit großer Flächenverfügbarkeit wie den USA, Australien und Argentinien. Zusätzlich besteht Produktionspotenzial innerhalb Europas, das in Pfennig et al. (2023) nicht modelliert wurde.

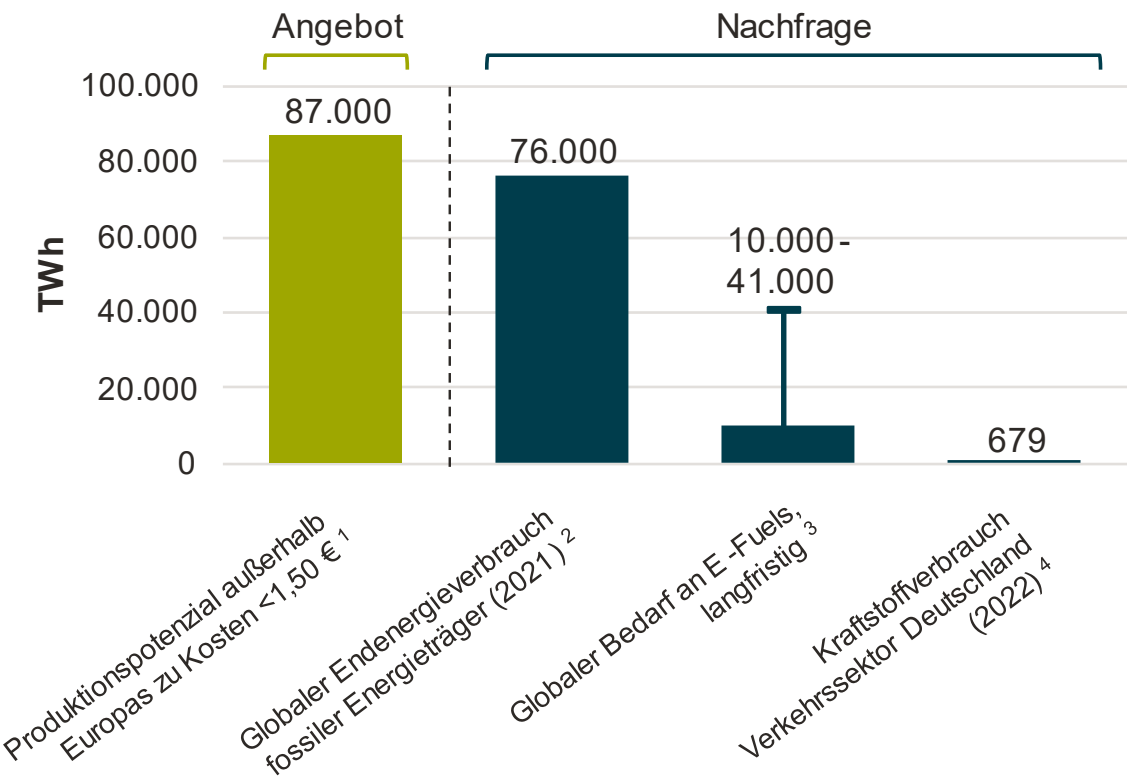
Bereits das nicht-europäische Produktionspotenzial für E-Fuels von 87.000 TWh/Jahr übersteigt den globalen Endenergieverbrauch von fossilen Energieträgern (Kohle, Öl, Erdgas), der im Jahr 2021 bei 76.000 TWh lag.[32] Langfristig ist aufgrund stärkerer Elektrifizierung tendenziell ein niedrigerer Bedarf an Flüssigkraftstoffen zu erwarten. Beispielsweise schätzt Frontier Economics (2018a) in einer Studie für den Weltenergierat Deutschland, dass der weltweite Bedarf nach E-Fuels langfristig überschlägig 10.000-41.000 TWh/Jahr betragen könnte. Obwohl es sich bei den überschlägigen globalen Nachfrageschätzungen tendenziell um Mindestmengen handeln dürfte, übersteigt das (konservativ geschätzte) Produktionspotenzial von 87.000 TWh/Jahr die Nachfrageschätzungen deutlich. In Deutschland liegt der derzeitige Verbrauch von Kraftstoffen im Verkehrssektor bei etwa 679 TWh/Jahr.[33] Abbildung 11 stellt die Größenordnungen grafisch ins Verhältnis.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse lässt sich annehmen, dass das Produktionspotenzial von E-Fuels langfristig keine Limitierung für die weltweite Versorgung mit E-Fuels darstellen sollte, sondern der Kapazitäts- und Mengenhochlauf und die Verfügbarkeit von E-Fuels in Deutschland vielmehr von regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen abhängt (vgl. Kapitel 4.1).

[32] IEA (2024), Energy Statistics Data Browser. Der weltweite Primärenergiebedarf nach Kohle, Öl und Erdgas betrug im Jahr 2021 rund 138.000 TWh, vgl. IEA World Energy Balances, total energy supply.

[33] Umweltbundesamt (2024), Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Kraftstoffen im Verkehrssektor, ausgenommen Strom.

Abbildung 11 Angebots- und Nachfragepotenzial von E-Fuels



Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von 1: Pfennig et al. (2023), 2: IEA (2023c), 3: Frontier Economics (2018a), 4: Umweltbundesamt (2024), wo 2.446 PJ den referenzierten 679 TWh entsprechen.

4.3 Beimischungspfad von E-Fuels zu fossilen Kraftstoffen

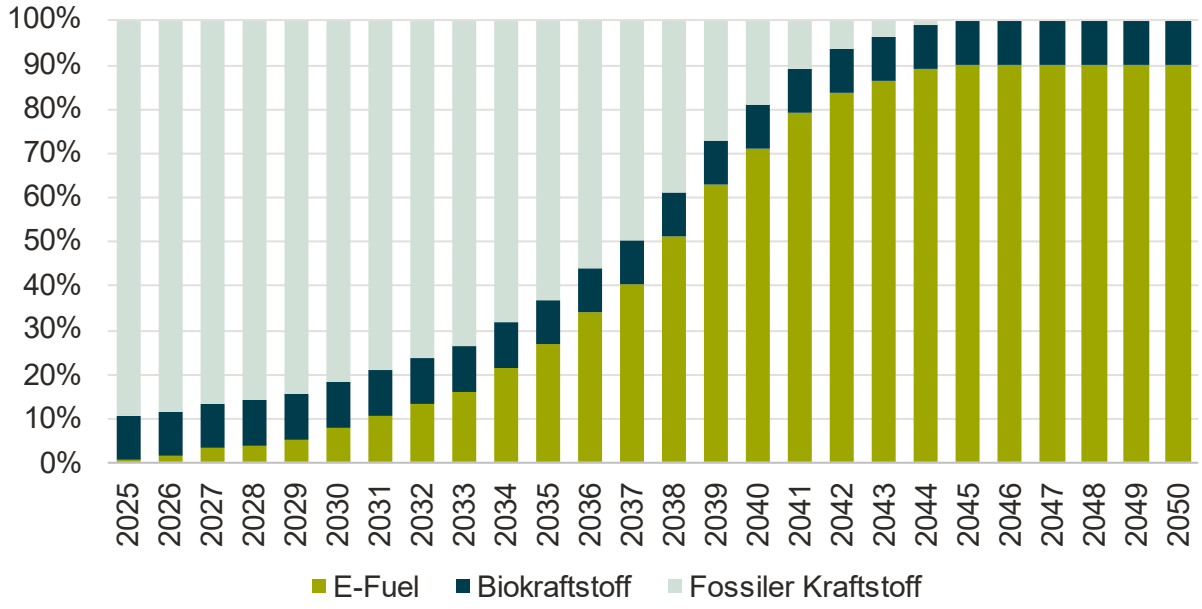
Wie in Kapitel 4.1 dargestellt, wird der Markthochlauf von E-Fuels von einer Vielzahl an Faktoren beeinflusst, wodurch die Prognose zur Entwicklung von in Deutschland verfügbaren E-Fuels-Mengen zum heutigen Zeitpunkt mit Unsicherheiten behaftet ist. Um einen möglichen Mengenhochlauf abzuleiten, bedienen wir uns vorrangig eines Beimischungsszenarios mit stilisiertem Mengenhochlauf auf Grundlage von Literatur zu Produktlebenszyklen. In diesem Szenario folgt der Beimischungsanteil von E-Fuels einer stilisierten S-Kurve. Eine ähnliche Kurve wurde beispielsweise in Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT und DBFZ (2018) für den Markthochlauf von E-Fuels unterstellt. Wir gehen davon aus, dass E-Fuels entsprechend ihrer Markteinführung und Verfügbarkeit den konventionellen Kraftstoffen beigemischt werden[34]. Daher steigt auch der Beimischungsanteil von E-Fuels im Laufe

[34] In der Praxis wird der tatsächliche Beimischungsanteil von politischen und regulatorischen Verpflichtungen, der physischen Verfügbarkeit von E-Fuels und dem Preisunterschied zwischen E-Fuels und konventionellen Kraftstoffen beeinflusst. Da eine genaue Prognose des Beimischungsanteils nicht im Fokus dieser Studie steht, abstrahieren wir von diesen Wechselwirkungen und gehen davon aus, dass E-Fuels auf der Grundlage ihrer potenziellen Verfügbarkeit – angenähert durch die stilisierte S-Kurve – dem konventionellen Kraftstoffmix beigemischt werden.

der Zeit und ersetzt ab 2045 vollständig fossile Brennstoffe. Nachteil dieser Betrachtung ist, dass keine Faktoren berücksichtigt werden, die spezifisch für die Produktion von E-Fuels relevant sind.

Wir nehmen zudem an, dass der Kraftstoffmix einen konstanten Anteil von Biokraftstoff in Höhe von 7 % (Diesel) bzw. 10 % (Benzin) enthält. Einer S-Kurve folgend ersetzen E-Benzin und E-Diesel den fossilen Kraftstoff im Kraftstoffmix vollständig ab dem Jahr 2045. Die Zusammensetzung des Kraftstoffmix über die Zeit ist in Abbildung 12 für Benzin dargestellt. Die Zusammensetzung des Diesel-Kraftstoffmix ist nahezu identisch und unterscheidet sich lediglich im angenommenen Biokraftstoffanteil (7 % statt 10 %).

Abbildung 12 Zusammensetzung des Benzin-Kraftstoffmix



Quelle: Frontier Economics.

Im Anhang B.4 verfolgen wir zudem einen alternativen Ansatz, der für ein Beimischungsszenario rein technische Restriktionen berücksichtigt, also von politischen Idealbedingungen ausgeht. In dieser Sensitivität erfolgt ein schnellerer E-Fuels-Hochlauf, in dem E-Fuels fossile Kraftstoffe bereits ab 2037 (E-Benzin) bzw. 2043 (E-Diesel) vollständig ersetzen könnten.

5 Zukünftige Preise für Kraftstoffe während des E-Fuels-Markthochlaufs

In diesem Kapitel fügen wir die Ergebnisse zur Entwicklung der Produktionskosten (Kapitel 3) und der Beimischungspfade (Kapitel 4) zusammen, um eine mögliche Entwicklung von Preisen für den Kraftstoffmix in Deutschland abzuleiten. In Kapitel 5.1 stellen wir dar, wie sich Preise an der Tankstelle zusammensetzen. Kapitel 5.2 zeigt die Ergebnisse zur Entwicklung von Endverbraucherpreisen. Abschließend diskutieren wir in Kapitel 5.3 den Einfluss der Besteuerung auf die Kraftstoffpreise.

5.1 Annahmen für die Bestandteile der Endverbraucherpreise

Bei den in Kapitel 3.3 abgeleiteten Kosten für E-Fuels handelt es sich um Produktionskosten inklusive Transport nach Europa. Die Preise für Autofahrer an der Tankstelle umfassen darüber hinaus Vertriebskosten, Steuern und Abgaben.[35] Folgende Kostenbestandteile müssen zusätzlich auf die in Kapitel 3.3 dargestellten E-Fuels-Kosten aufgeschlagen werden:

- **Energiesteuer:** Wir betrachten zwei Szenarien („Energiesteuerreform“ und „Ausbleibende Steuerreform“), die sich hinsichtlich der Entwicklung der Energiesteuer unterscheiden. Hintergrund ist, dass E-Fuels im Energiesteuerrecht derzeit wie fossile Kraftstoffe behandelt werden, was sowohl die Europäische Kommission als auch die deutsche Bundesregierung reformieren möchten. Im „Energiesteuerreform“-Szenario modellieren wir den Fall, in dem die Steuersätze für E-Fuels in Deutschland ab 2025 den Mindestvorgaben des Reformvorschlags der Energiesteuerrichtlinie folgen, den die Europäische Kommission 2021 veröffentlicht hat.[36]
  - **Basisszenario „Energiesteuerreform“**: 15 ct/GJ für E-Fuels ab 2025, entspricht etwa 0,54 ct/l für E-Diesel und etwa 0,47 ct/l für E-Benzin
  - **Szenario „Ausbleibende Steuerreform“**: 47,04 ct/l für E-Diesel, 65,45 ct/l für E-Benzin
- **Vertriebskosten:** Basierend auf Schätzungen aus Prognos (2018) nehmen wir an, dass die Kosten und Margen für Transport und Verteilung bei 0,19 €/l Benzin bzw. 0,24 €/l Diesel liegen[37].
- **Mehrwertsteuer**: 19 % auf Warenwert inkl. Energiesteuer.

Weiterer Bestandteil der Preise des Kraftstoffmix sind neben den E-Fuels-Bereitstellungspreise die Preise des Referenzkraftstoffs. Für diesen berücksichtigen wir neben dem Anteil des fossilen Kraftstoffs (der in unserer Modellierung sukzessive durch E-Fuels ersetzt wird) auch einen konstanten Anteil von 10 % (Benzin) bzw. 7 % (Diesel) Biokraftstoff, was dem derzeitig an den Tankstellen

35 In der Realität ist der Preisbildungsmechanismus kompliziert und hängt unter anderem davon ab, ob sich ein globaler Spot-Markt für E-Fuels etabliert (analog zum heutigen Markt für fossilen Kraftstoff). Da die Marktentwicklung ungewiss ist, nehmen wir vereinfachend an, dass sich die Preise aus den beschriebenen Preisbestandteile zusammensetzen, und legen dabei die Produktionskosten zugrunde, die aus den Drittstudien abgeleitet wurden.

36 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0563

37 Agora (2018) schätzt die Vertriebskosten auf etwa 13 ct/l (inflationsbereinigt). Die Marge schätzt Agora auf 1-3 ct/l.

üblichen maximalen Beimischungsverhältnissen entspricht. Die Preise für fossilen Kraftstoff und Biokraftstoff setzen sich aus Produktionskosten, Kosten für die CO_2-Bepreisung, Energiesteuer und Mehrwertsteuer zusammen. Wir unterstellen folgende Annahmen zu ihrer zukünftigen Entwicklung:

- **Entwicklung der Großhandelspreise für Benzin und Diesel**: Wir verwenden die aktuellen Großhandelspreise und modellieren zukünftige Preisentwicklungen entsprechend der Preiserwartung für Rohöl im „Announced Pledges Scenario" der IEA, welches auf der erfolgreichen Umsetzung von angekündigten Klimaschutzmaßnahmen beruht. In diesem Szenario sinken die aktuellen Rohölpreise bis zum Jahr 2030 um ca. 24 %. Bis 2050 erfolgt laut Szenario sogar ein Preisrückgang um 39 %. Grund dafür ist, dass die Erwartung des zukünftigen Rohölpreises maßgeblich durch die zu erwartenden CO_2-Preise beeinflusst wird. Höhere CO_2-Preise steigern die Preise für Rohöl und Ölprodukte, wodurch die Nachfrage nach diesen Produkten bei Verfügbarkeit günstigerer Alternativen sinkt.[38] Um ein konsistentes Zukunftsszenario abzubilden, übernehmen wir neben der Preiserwartung für Rohöl auch die CO_2-Preise aus dem „Announced Pledges Scenario" der IEA (s. unten).

  Die prozentualen Veränderungen des Rohölpreises werden linear zwischen den Stichjahren interpoliert und auf die aktuellen Großhandelspreise für Diesel und Benzin angewendet. Die Preise (vor CO_2-Bepreisung und Steuern) für fossilen Diesel sinken von 0,57 €/l im Jahr 2025 auf 0,39 €/l im Jahr 2045. Die Kosten für fossiles Benzin liegen bei 0,62 €/l im Jahr 2025 und 0,42 €/l im Jahr 2045. Abbildung 22 in Anhang B.2 zeigt die resultierende Preisentwicklung über die Zeit. Es sei diesbezüglich angemerkt, dass trotz der vorhandenen Preisprognosen die tatsächliche Verwendung von fossilem Kraftstoff spätestens ab dem Jahr 2045 praktisch nicht mehr möglich sein wird, da die Klimaziele der deutschen Bundesregierung vorsehen, im Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen auf Netto-Null zu reduzieren[39].

- **Entwicklung der Großhandelspreise für Bioethanol und Biodiesel:** Die aktuellen Großhandelspreise liegen bei ca. 0,53 €/l für Bioethanol (das Benzin beigemischt wird) und bei 0,92 €/l für Biodiesel[40], die wir vereinfachend über die Zeit konstant halten.

- **Entwicklung des CO_2-Preises:** Ab 2027 soll für den Straßenverkehr (und Gebäudewärme) ein europäisches Emissionshandelssystem (EU ETS 2) eingeführt werden, heute besteht ein analoges System bereits in Deutschland (Brennstoffemissionshandel, BEHG).

  Die CO_2-Preise für fossile Kraftstoffe wurden auf Basis des „Announced Pledges Scenario" der IEA modelliert.[41] Dieses Szenario sieht CO_2-Preise in Höhe von 147 €/t CO_2 im Jahr 2030, 190 €/t CO_2 im Jahr 2040 und 217 €/t CO_2 im Jahr 2050 vor[42]. Für die Jahre 2025 und 2026

38 Es stehen daher geringere Mengen an Rohöl zu niedrigeren Preisen zur Verfügung (vor der Bepreisung von CO_2).

39 Wodurch keine ersetzbaren fossilen Energieträger mehr verwendet werden bzw. die nicht ersetzbaren durch negative Emissionen kompensiert werden müssen.

40 Im Rahmen dieser Studie beziehen wir uns auf FAME (Fettsäuremethylester) als repräsentativen Biodiesel.

41 IEA (2023d), Table B.2. CO_2-Preise für Industrieländer mit Netto-Null-Zusicherungen.

42 CO_2-Preise sind in € konvertiert und inflationsbereinigt.

werden die deutschen CO_2-Preise für den Verkehrssektor genutzt (2025: 55 €/t CO_2, 2026: 65 €/t CO_2).[43] Es ergeben sich CO_2-Kosten pro Liter Kraftstoff von 0,11 €/l Benzin bzw. 0,12 €/l Diesel im Jahr 2025, die bis zum Jahr 2045 auf 0,54€/l Diesel bzw. 0,48 €/l Benzin ansteigen. Die jahresscharf modellierten CO_2-Preise sind in Abbildung 23 in Anhang B.2 abgebildet.

Insbesondere ab 2040 besteht auf europäischer Ebene große Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung des CO_2-Preises, da der EU ETS I nach derzeitigem Stand ungefähr im Jahr 2040 ausläuft („ETS Endgame“). Unklar ist beispielsweise, ob und wenn ja, wann es eine Zusammenlegung mit dem EU ETS II gibt und ob ein regulierter Markt für negative Emissionen entsteht.

Für Biokraftstoffe berücksichtigen wir aufgrund ihrer Treibhausgasneutralität, ebenso wie für E-Fuels, keinen CO_2-Preis.

- **Energiesteuer**: Wir nehmen an, dass die aktuelle Energiesteuer für fossile Kraftstoffe bis 2045 unverändert bleibt (47,04 ct/l für Diesel, 65,45 ct/l für Benzin). Für Biokraftstoffe gehen wir analog zu E-Fuels davon aus, dass im Basisszenario eine reduzierte Energiesteuer angewendet wird. Die Steuerhöhe für Bioethanol bzw. FAME im Vorschlag der EU-Kommission beträgt 5,38 €/GJ, was 0,11 €/l Bioethanol und 0,18 €/l Biodiesel entspricht.[44] Im Szenario „Ausbleibende Steuerreform“ greifen die gleichen Steuersätze wie für fossilen Kraftstoff.

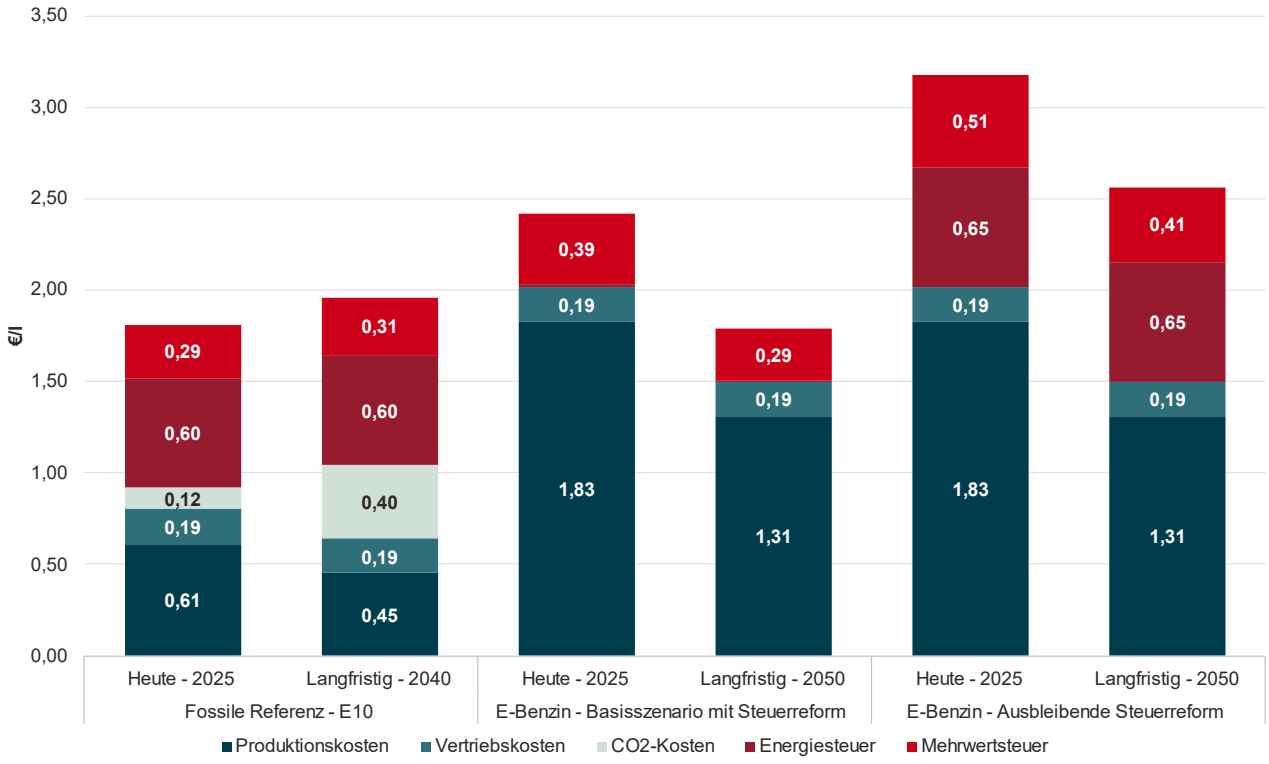
Abbildung 13 zeigt die Entwicklung der Preisbestandteile beispielhaft für den Benzin-Referenzkraftstoff (E10) und den Durchschnitt der abgeleiteten Bandbreite für E-Benzin.[45] Der Gesamtpreis für den Benzin-Referenzkraftstoff bleibt über die Zeit in etwa konstant, wobei die Produktions- bzw. Bereitstellungskosten sinken, während die CO_2-Kosten steigen. Der mittlere Preis für E-Benzin sinkt im Basisszenario mit Steuerreform bis 2050 im Mittel um rund 19 % im Vergleich zu heute. Zwar sind die reinen Produktionskosten von E-Benzin höher als von fossilem Benzin, allerdings fallen bei E-Benzin bei entsprechenden steuerlichen Regelungen aufgrund der Treibhausgasneutralität keine Kosten für die CO_2-Bepreisung und im Basisszenario nur marginale Energiesteuern an, wodurch der Gesamtpreis langfristig unter den Preis des Benzin-Referenzkraftstoffs fallen können.

43 BMWK (2024a).

44 In der Realität besteht eine Oberquote für konventionelle Biokraftstoffe sowie eine Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe, die bis zum Jahr 2030 auf 2,6 % steigt. Es ist daher zu erwarten, dass der Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe über die Zeit zunimmt und aufgrund höherer Produktionskosten der fortschrittlichen Biokraftstoffe zu höheren Preisen des Biokraftstoffanteils führt. Zum Teil könnten die höheren Kosten von fortschrittlichen Biokraftstoffen durch eine steuerliche Besserstellung ausgeglichen werden. Da dies nicht Fokus der Studie ist, abstrahieren wir davon.

45 Der Unterschied zwischen den Preisbestandteilen von E-Diesel und fossilem Diesel ist ähnlich (vgl. Abbildung 21 in Anhang B.2).

Abbildung 13 Preisbestandteile von E-Benzin (Durchschnitt der Bandbreite) und Benzin-Referenz (E10), heute (2025) und langfristig

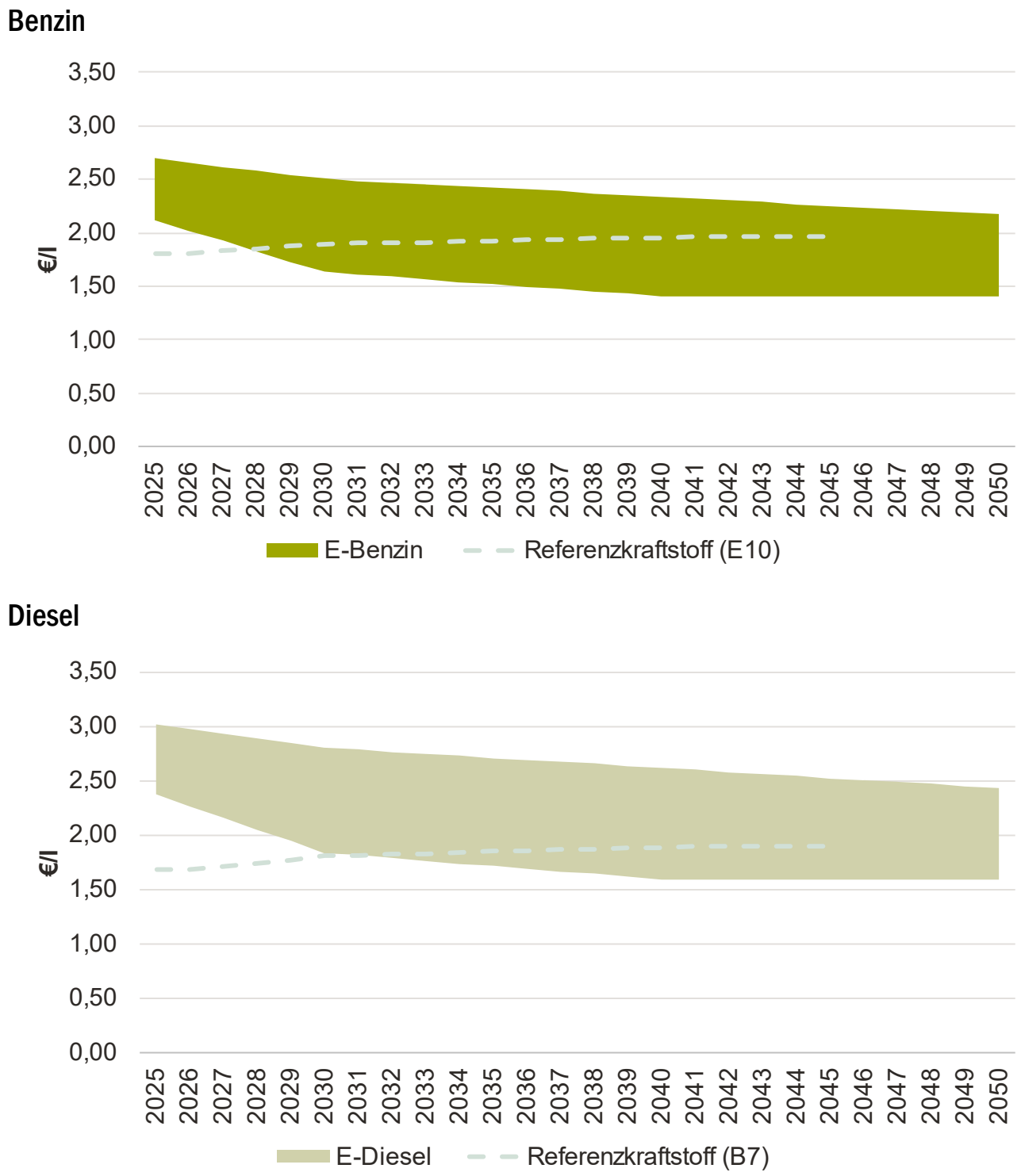


Quelle: *Eigene Darstellung.*

Hinweis: *Alle Werte in 2024er €. Die Preisbestandteile für E-Benzin (in Reinform) sind für den Mittelwert aus oberer und unterer Bandbreite dargestellt.*

Die resultierenden Bandbreiten für die Entwicklung der Bereitstellungspreise von E-Benzin und E-Diesel sind in Abbildung 14 dargestellt. Es wird erwartet, dass der Preis von E-Benzin (in Reinform, ohne Beimischung zu fossilem Kraftstoff) langfristig auf 1,41-2,17 €/l sinkt, während die Bereitstellungspreise pro Liter E-Diesel rund 13 % höher liegen. Die höheren literbezogenen Bereitstellungskosten bei E-Diesel relativieren sich über seine höhere Energiedichte, die dem Fahrzeugnutzer als Endenergie tatsächlich für den Fahrbetrieb zur Verfügung steht (vgl. Kapitel 3.3). Im erwarteten Mittelwert würde E-Benzin in Reinform bereits ab Mitte der 2030er Jahre so teuer sein wie der Referenzkraftstoff E10. Während E-Benzin über die Zeit günstiger wird, steigen die Preise für fossiles Benzin aufgrund höherer Kosten für CO_2-Zertifikate an.

Abbildung 14 Bandbreite für die Bereitstellungspreise von E-Fuels (in Reinform) und Preis des Referenzkraftstoffs, mit Energiesteuerreform



Quelle: *Eigene Darstellung.*

Hinweis: *Die Referenzkraftstoffe beinhalten einen Anteil von 10% Bioethanol für Benzin und 7% FAME für Diesel; die dargestellten Preise für E-Fuels beinhalten keine biogene Beimischung. Alle Werte in 2024er €.*

5.2 Entwicklungspfad der Endverbraucherpreise unter ansteigenden E-Fuels-Beimischungsmengen

Die Bereitstellungspreise von E-Fuels und Preise der Referenzkraftstoffe werden unter Anwendung der in Kapitel 4.3 abgeleiteten Beimischungsquoten zum Preis eines Kraftstoffmix verrechnet. Die resultierenden Preise des Kraftstoffmix sind in Abbildung 15 und Abbildung 16 dargestellt.

Die Beimischung von E-Benzin kann eine preissenkende Wirkung auf die Benzinpreise haben

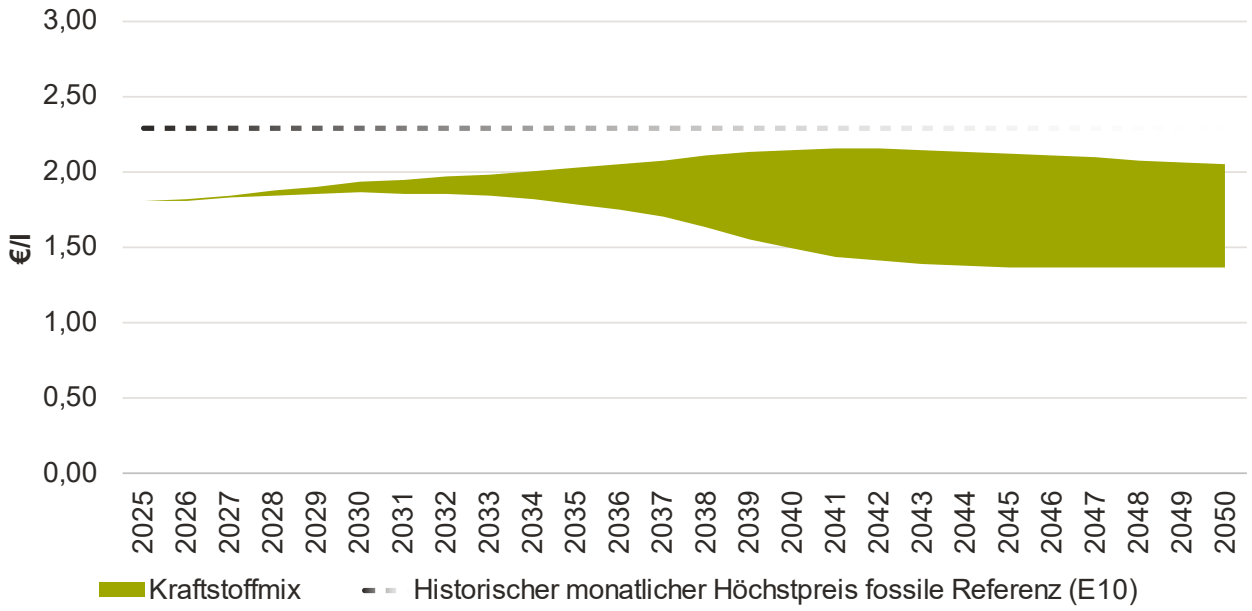
Die graduelle Beimischung des anfangs kostenintensiveren E-Benzins beeinflusst die Endkundenpreise des Benzin-Kraftstoffmix bis Anfang der 2030er Jahre nur geringfügig. Entsprechend ist die erwartete Differenz zwischen dem Preis des Referenzkraftstoffes und dem des Kraftstoffmix zunächst marginal. Im weiteren Markthochlauf im Verbrauch von E-Fuels könnten, unter der Annahme einer reduzierten Energiesteuer, durch eine Beimischung sogar Preisvorteile entstehen. Langfristig (bis 2050) könnten die Endkundenpreise des Kraftstoffmix aufgrund der sinkenden E-Fuel-Produktionskosten und des Steuereffekts im optimistischen Fall auf unter 1,50 €/l und damit unter das heutige Preisniveau von Benzin sinken. Ohne Beimischung hingegen würde fossiles Benzin (E10) im Laufe der Zeit kontinuierlich teurer, wenn die Preise für CO_2-Zertifikate steigen.

Auch die obere Bandbreite der Endkundenpreise des Benzin-Kraftstoffmix liegt über den gesamten Zeitraum unterhalb der in der Vergangenheit bereits beobachteten Höchstpreise[46] für fossilen Kraftstoff (E10) (Linie in Abbildung 15).[47] Welcher Preis sich innerhalb der dargestellten Bandbreite einstellt, hängt unter anderem davon ab, an welchen Produktionsstandorten E-Fuels hergestellt werden (vgl. Kapitel 3.2 und 3.3) und wie stark die Lern- und Skaleneffekte ausfallen.

46 Inflationsbereinigte, monatliche Durchschnittswerte von Januar 2020 bis Juli 2024 von ADAC (2024). Die höchsten Durchschnittspreise wurden im März 2022 beobachtet.

47 Anhang B.4 enthält eine entsprechende Abbildung für das alternative Beimischungsszenario.

Abbildung 15 Langfristige Entwicklung von Benzinpreisen (Kraftstoffmix), Basisszenario mit Energiesteuerreform



Quelle: *Eigene Darstellung. Historische Preise für E10 seit 2022 von ADAC (2024).*

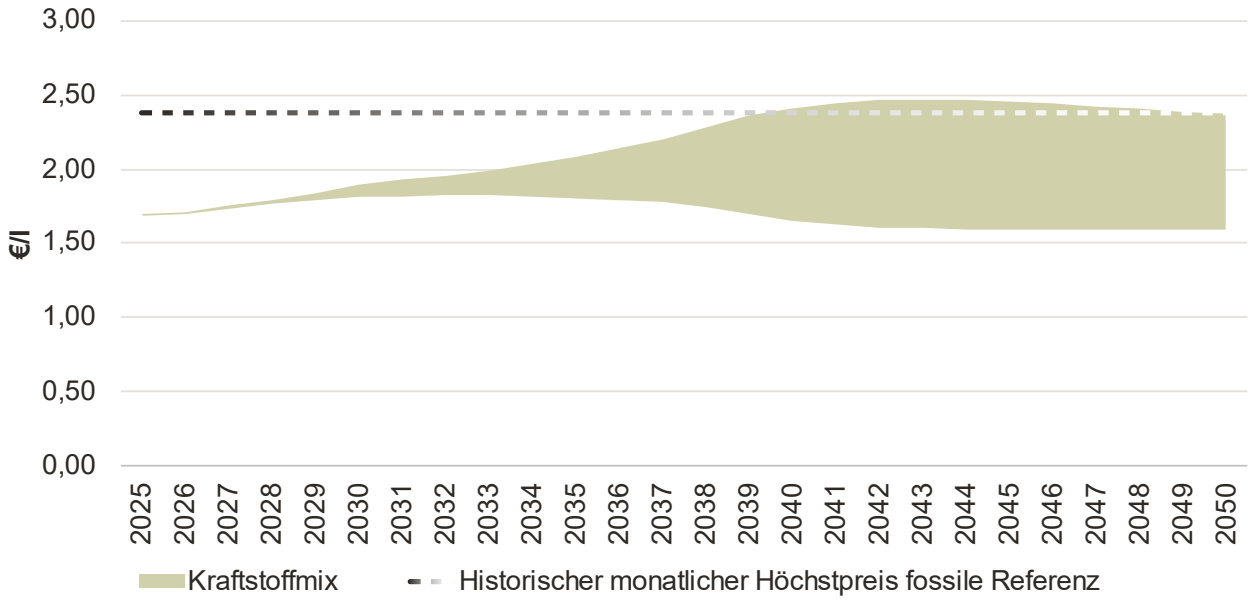
Hinweis: *Die Zusammensetzung des Kraftstoffmix ist in Abbildung 12 dargestellt. E-Benzin ersetzt fossiles Benzin im Kraftstoffmix vollständig ab 2045. Preise unter der Annahme reduzierter Energiesteuer für E-Fuels ab dem Jahr 2025. Höchstpreis für fossiles Benzin aus März 2022. Alle Werte in 2024er €.*

Der mittlere Preis des Diesel-Kraftstoffmix liegt langfristig in einer Größenordnung, die in der Vergangenheit auch für Dieselreferenzkraftstoffe beobachtet wurden

Auch der Diesel-Kraftstoffmix würde für Autofahrer keine erheblichen Preisänderungen im Vergleich zu heute mit sich bringen: Während der Beimischungsanteil von E-Diesel sukzessiv ansteigt, sinken die Produktionskosten kontinuierlich. In unserem Beimischungsszenario mit graduellem Markthochlauf von E-Fuels würde der Preis des Diesel-Kraftstoffmix zunächst bei etwa 1,70 €/l liegen. Langfristig könnten sich durch die sinkenden Produktionskosten und die steuerliche Begünstigung von E-Diesel Preise von 1,59-2,37 €/l für den Kraftstoffmix einstellen. Auch diese Preise liegen in einer Spanne, die in der Vergangenheit für Diesel vorkamen (vgl. Abbildung 16).[48] Der Preisanstieg bis Anfang der 2040er Jahre ist nicht ausschließlich auf die höhere Beimischung von E-Diesel zurückzuführen, sondern auch darauf, dass mit steigenden Preisen für CO_2-Zertifikate und damit für fossilen Diesel zu rechnen ist. Wie für Benzin diskutiert, ist der Preis, der sich innerhalb der Bandbreite einstellt, unter anderem abhängig von der Güte der Produktionsstandorte, der erzielbaren Kostenreduktionen und der steuerlichen Behandlung der E-Fuels.

[48] Die Preisspanne für den Kraftstoffmix basiert auf dem stilisierten Beimischungsszenario. Anhang B.4 enthält eine Darstellung der resultierenden Preisspanne unter Annahme des alternativen Beimischungsszenarios.

Abbildung 16 Entwicklung von langfristigen Dieselpreisen (Kraftstoffmix), Basisszenario mit Energiesteuerreform



Quelle: *Eigene Darstellung. Historische Preise für Diesel seit 2022 von ADAC (2024).*

Hinweis: *E-Diesel ersetzt fossilen Diesel im Kraftstoffmix vollständig ab 2045. Preise unter der Annahme reduzierter Energiesteuer für E-Fuels ab dem Jahr 2025. Alle Werte in 2024er €.*

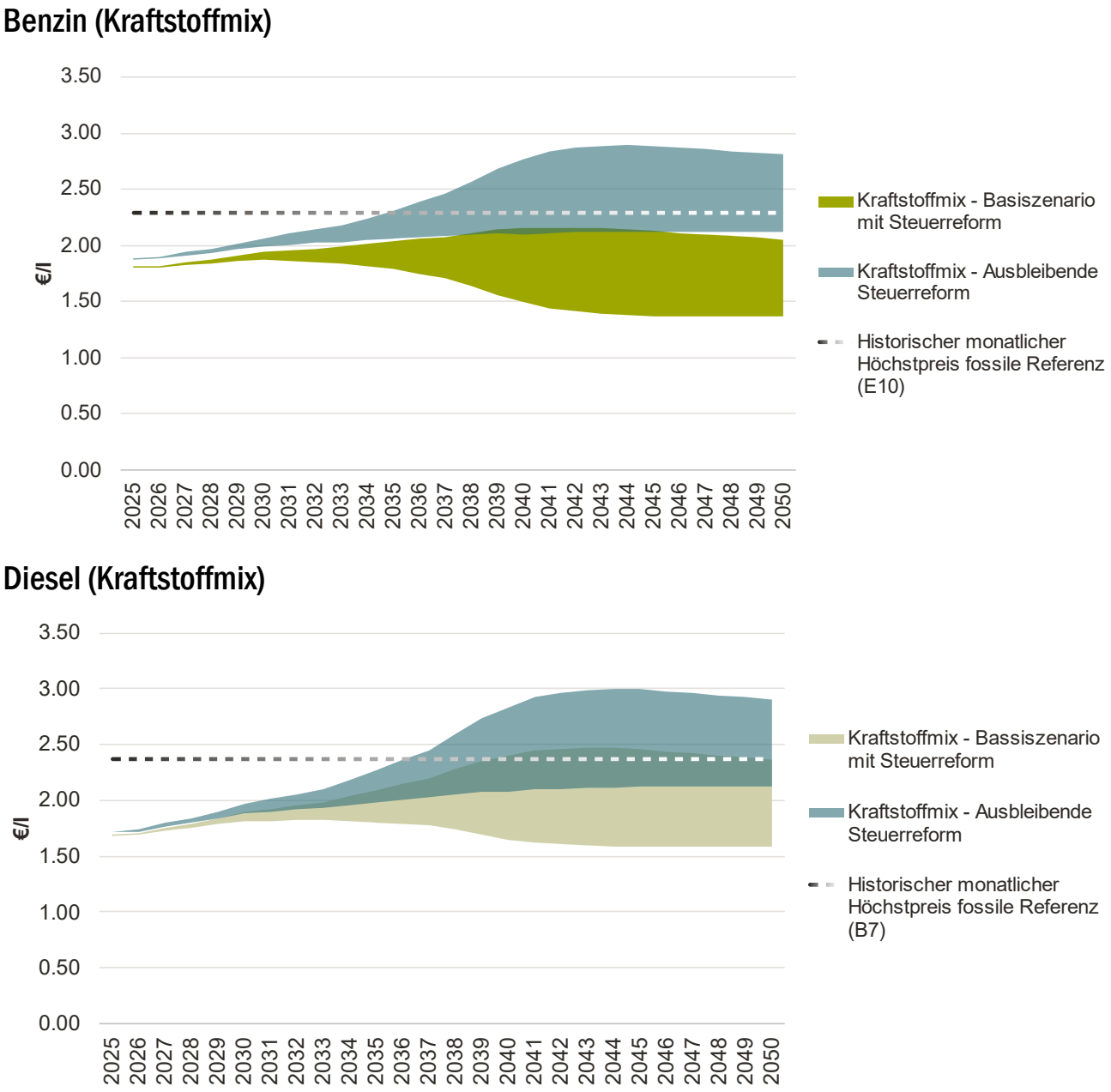
5.3 Einfluss der Besteuerung auf die Kraftstoffpreise

Die Ausgestaltung der Energiesteuer für E-Fuels hat einen erheblichen Einfluss auf die Endkundenpreise für E-Fuels und den Kraftstoffmix. Im Basisszenario unterstellen wir eine Reform der Energiesteuer ab 2025, in der die Steuer für E-Fuels gemäß dem Vorschlag der EU-Kommission um rund 65 ct/l (Benzin) bzw. 47 ct/l (Diesel) reduziert wird. Auch von Seite der deutschen Bundesregierung besteht das Bestreben, die Energiesteuer für E-Fuels zu reduzieren[49], so dass wir eine Novellierung der Energiesteuer für wahrscheinlich halten.

Als Sensitivität betrachten wir ein Szenario, in dem die Energiesteuerreform ausbleibt und E-Fuels bis 2050 zu den gleichen Steuersätzen wie fossile Kraftstoffe besteuert werden. Unter pessimistischen Annahmen könnten die Preise für E-Fuel-Kraftstoffmix bei ausbleibender Steuerreform auf gut 3 €/l ansteigen, wären also deutlich höher als die heute bekannten Preise für Diesel und Benzin (vgl. Abbildung 17). Der Effekt verstärkt sich über die Zeit mit zunehmender Beimischungsquote von E-Fuels und erhöht die Preise um bis zu rund 76 ct/l (Benzin) bzw. 54 ct/l (Diesel). Eine solche steuerliche Behandlung von E-Fuels wäre also klimapolitisch kontraproduktiv.

[49] Tagesschau (2023).

Abbildung 17 Entwicklung von langfristigen Kraftstoffpreisen, Szenario „Ausbleibende Energiesteuerreform“



Quelle: Eigene Darstellung. Historische Preise seit 2022 für Benzin (E10) und Diesel von ADAC (2024).
Hinweis: Alle Werte in 2024er €.

6 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für den Markthochlauf von E-Fuels

Unsere Analyse hat gezeigt, dass sich unter angepassten regulatorischen Rahmenbedingungen bei sukzessiver Beimischung von E-Fuels zu fossilem Kraftstoff nur relativ geringfügige Änderungen am Endverbraucherpreis ergeben würden: In einer vorübergehenden Markthochlaufphase, in der E-Fuels absehbar noch deutlich teurer als fossile Kraftstoffe sind, fällt der höhere Preis wenig ins Gewicht, da E-Fuels nur zu einem geringen Anteil beigemischt würden. Langfristig könnten Verbraucher, unter Annahme von geringeren, von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Energiesteuersätzen für E-Fuels sogar von einem steigenden Anteil im Benzin-Kraftstoffmix profitieren, wenn die Kostenentwicklung günstig verläuft: Im Mittel liegt der Preis ab Mitte der 2030er Jahre unter dem Preis des Referenzkraftstoffs (E10) ohne Beimischung von E-Benzin. Auch der mittlere Preis von E-Diesel liegt langfristig auf einem ähnlichen Niveau wie der Referenzkraftstoff B7. Zudem sind bei weiteren Produktionskostensenkungen, beispielsweise bei der Stromerzeugung, günstigere Preisentwicklungen an der Tankstelle möglich.

Aus den in Kapitel 4.1 diskutierten Einflussfaktoren auf den Markthochlauf von E-Fuels und den Berechnungen zur Entwicklung der Kraftstoffpreise (Kapitel 5) lassen sich politisch-regulatorische Handlungsempfehlungen ableiten, um sicherzustellen, dass ein Markthochlauf von klimaneutralen E-Fuels unterstützt wird. Die Umsetzung dieser Empfehlungen kann zudem erreichen, dass durch Preissignale die verstärkte Nutzung von klimaneutralen Energieträgern, und damit E-Fuels, angeregt wird und damit Treibhausgase minimiert werden.

Handlungsempfehlung 1: Reform der europäischen Energiesteuerrichtlinie

Die Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG setzt Mindeststeuersätze fest, die für alle Mitgliedsstaaten der EU gelten. Aktuell werden Kraftstoffe in der EU rein volumetrisch besteuert – unabhängig davon, ob es sich um fossile oder CO_2-arme Kraftstoffe handelt. Stattdessen sollten Kraftstoffe entsprechend ihrer Umweltverträglichkeit besteuert werden, um eine aus klimapolitischer Sicht wünschenswerte Lenkungswirkung herbeizuführen. Unsere Analyse hat gezeigt, dass durch die Novellierung der Energiesteuersätze in Deutschland erhebliche Hürden abgebaut würden, fossile Kraftstoffe durch CO_2-arme E-Fuels zu ersetzen und somit die Klimazielerreichung im Mobilitätssektor erleichtert würde. Eine Option für eine Novellierung der EU-Energiesteuerrichtlinie stellt der im Juli 2021 von der EU-Kommission vorgelegte Entwurf dar, der es ermöglichen würde, den deutschen Steuersatz für E-Fuels von rund 47 ct/l (Diesel) bzw. 65 ct/l (Benzin) auf unter 1 ct/l zu reduzieren. Dieser Entwurf sollte möglichst zeitnah in eine Reform der Energiesteuerrichtlinie münden.

Handlungsempfehlung 2: Investitionen in E-Fuels attraktiver machen

Aus technischer Sicht bestehen keine substantiellen Hürden, um den Ausbau von Produktionskapazitäten für E-Fuels innerhalb weniger Jahre hochzufahren. Trotzdem sind bislang nur überschaubare Investitionen in E-Fuels-Projekte getätigt worden. Wesentlicher Grund dafür sind hohe Investitionsrisiken aufgrund unsicherer oder nicht ausreichend ambitionierter regulatorischer

Rahmenbedingungen für E-Fuels. Jedoch sind E-Fuels eine Möglichkeit, um PKW mit Verbrennungsmotor, die den Großteil der Bestandsfahrzeuge in der EU ausmachen, zu defossilisieren, weswegen eine entsprechende Verfügbarkeit von E-Fuels angestrebt werden sollte. Des Weiteren strebt die EU für den Schwerlastverkehr die Nutzung regenerativer Kraftstoffe an. Bei einer von manchen geforderten Konzentration des Einsatzes von E-Fuels im Flug- und Schiffsverkehr müssten deutlich weniger Mengen an E-Fuels verfügbar gemacht werden. Mit zunehmendem Mengenhochlauf gehen jedoch auch Lern- und Skaleneffekte einher. Geht der Markthochlauf also nicht über die Mengen hinaus, die im Flug- und Schiffsverkehr erforderlich sind, besteht die Gefahr, dass die in dieser Studie aufgezeigten Kostenreduzierungen durch Lern- und Skaleneffekte nicht wirksam werden könnten.

Verschiedene Maßnahmen können dazu beitragen, Investitionsrisiken zu verringern und günstigere Finanzierungsbedingungen zu schaffen, wie z. B. der Abbau administrativer Hürden[50], die Förderung von Forschungs- und Entwicklungsprogrammen, Markthochlaufförderprogramme und generell die Schaffung eines verlässlichen regulatorischen Rahmens, der langfristig die breite Verwendung von E-Fuels in sämtlichen Sektoren in einem offenen europäischen Kraftstoffmarkt nicht erschwert.

Handlungsempfehlung 3: Internationale Partnerschaften ausbauen

Die Kosten für E-Fuels hängen maßgeblich von der Standortgüte für die erneuerbare Stromerzeugung ab. Deutschland ist aufgrund seiner im internationalen Vergleich unvorteilhaften Standort- und damit Stromerzeugungsbedingungen auf den Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten wie E-Fuels angewiesen. Der Import von E-Fuels wird durch den relativ einfachen Transport in bei Raumtemperatur und -druck flüssiger Form erleichtert, und kann entweder vor oder nach dem Raffinerieprozess erfolgen. Dies ermöglicht einen kostengünstigen Transport mit der bestehenden Infrastruktur. Die Bundesregierung hat die Potenziale und Chancen eines globalen Handels mit Wasserstoffderivaten erstmals ausführlich im Rahmen ihrer im Juli 2024 veröffentlichten Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate beschrieben.[51] Bereits heute (und historisch) ist Deutschland zu einem großen Teil auf Energieimporte, hauptsächlich in Form von Mineralöl und Erdgas, angewiesen. Bis ein Weltmarkt für E-Fuels entsteht bzw. um diesen zu entwickeln, ist es investitionsförderlich, strategische Partnerschaften einzugehen, in denen Deutschland als Technologie-Exporteur (z. B. für Elektrolyseure oder Syntheseanlagen) sowie E-Fuels-Importeur agiert. Gleichzeitig können die Kooperationspartner als Energieexporteure finanziell vom Energiehandel profitieren.[52]

[50] Ein Schritt in diese Richtung war die Wegbereitung für vereinfachte Genehmigungsverfahren durch die Einführung des Net Zero Industry Act im April 2024. Zum weiteren Abbau administrativer Hürden gehören beispielsweise die Schaffung wirtschaftsfreundlicher Kriterien für die Produktion von grünem Wasserstoff und damit von auf Wasserstoff basierenden Syntheseprodukten sowie möglichst global einheitlicher Zertifizierungssysteme.

[51] BMWK (2024b).

[52] Uniti (2021) und Frontier Economics (2018b).

Anhang A Literaturverzeichnis

ADAC (2024): Spritpreis-Entwicklung: Benzin- und Dieselpreise seit 1950, https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/deutschland/kraftstoffpreisentwicklung/

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels

boerse.de: Spotpreise für Diesel https://www.boerse.de/rohstoffe/Dieselpreis/XC0009677813

BMWK (2024a): Der CO_2-Preis: Wichtiger Beitrag zum Klimaschutz, https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Redaktion/DE/Dossier/co2-preis.html

BMWK (2024b): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=18

Concawe (2019): A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030–2050)

Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update

CME Group: Futures Preise für FAME, https://www.cmegroup.com/markets/energy/biofuels/fame-0-argus-biodiesel-fob-rdam-red-compliant-swap-futures.html

eFuel Alliance (2024): Selection of announced or already existing production sites, https://www.efuel-alliance.eu/efuels/efuels-production-map

Europäische Kommission (2021): Vorschlag für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der Rahmenvorschriften der Union zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (Neufassung), https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0563

finanzen.net: Spotpreise für Ethanol, https://www.finanzen.net/rohstoffe/ethanolpreis

Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas“), https://maps.iee.fraunhofer.de/ptx-atlas/

Frontier Economics (2018a): International Aspects of a Power-to-X Roadmap

Frontier Economics (2018b): Synthetische Energieträger – Perspektiven für die deutsche Wirtschaft und den internationalen Handel

Frontier Economics (2022): Zukünftige Kraftstoffe: FVV Kraftstoffstudie IVb

IEA (2023a): Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database, https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database

IEA (2023b): ETP Clean Energy Technology Guide, https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide

IEA (2023c): Energy Statistics Data Browser, https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource

IEA (2023d): World Energy Outlook 2023

IEA (2024): Electrolysers, https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers

Öko-Institut & Agora (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1

Our World in Data (2024): Fossil fuels, https://ourworldindata.org/fossil-fuels

Pfennig et al. (2023): Global GIS-based potential analysis and cost assessment of Power-to-X fuels in 2050, Applied Energy Volume 347

Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT und DBFZ (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende

RMI (2023): X-Change: Batteries. The Battery Domino Effect

Tagesschau (2023): Lindner will E-Fuel-Fahrzeuge entlasten, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/verbraucher/lindner-will-kfz-steuerreform-101.html

Umweltbundesamt (2024): Energieverbrauch und Kraftstoffe, https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/endenergieverbrauch-energieeffizienz-des-verkehrs#verkehr-braucht-energie

Uniti (2021): IW-Gutachten – Synthetische Kraftstoffe: Potenziale für Europa, https://www.uniti.de/fileadmin/publikationen/Studien/Studie%20Synthetische%20Kraftstoffe%20-Potenzial%20f%C3%BCr%20Europa.pdf

Wallstreet Online: Spotpreise für Benzin, https://www.wallstreet-online.de/rohstoffe/benzinpreis

Anhang B Weitere Ergebnisse und Annahmen

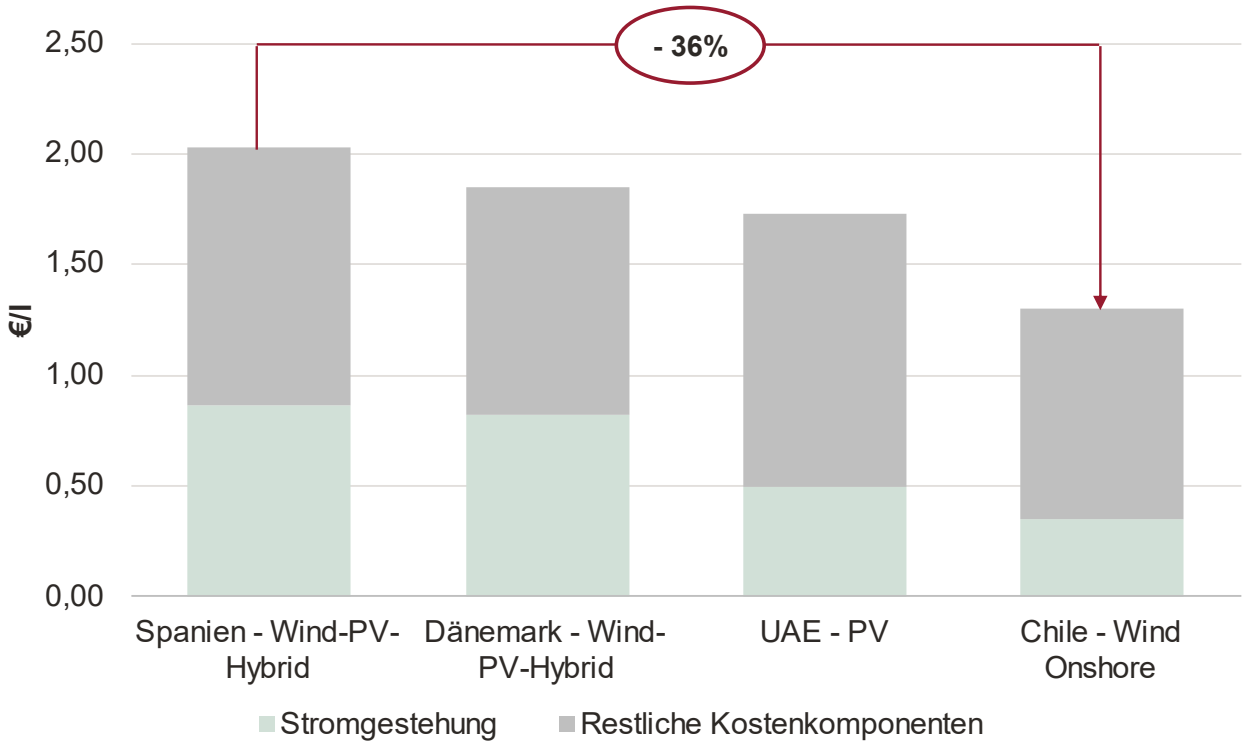
B.1 Treiber für die Produktionskosten von E-Fuels

Die folgenden Abbildungen zeigen exemplarisch den Einfluss von den drei Treibern Produktionsstandort, CO_2-Quelle und Größe der Produktionsanlage auf die E-Fuel-Produktionskosten.

Treiber 1: Produktionsstandort

Abbildung 18 stellt die E-Fuels-Produktionskosten im Jahr 2030 an verschiedenen Produktionsstandorten dar. Die Produktionsstandorte bestimmen über die EE-Potenziale maßgeblich die Stromgestehungskosten und damit die E-Fuels-Produktionskosten. Außerdem kann je nach Standort variieren, welche erneuerbare Technologie die kostengünstigste ist. Für die Kombinationen von Standort und Erzeugungstechnologie, die in der folgenden Abbildung dargestellt werden, beträgt der Kostenunterschied innerhalb der Studie des Öko-Instituts 36 %.

Abbildung 18 E-Fuels-Produktionskosten an unterschiedlichen Standorten und Stromerzeugungstechnologien



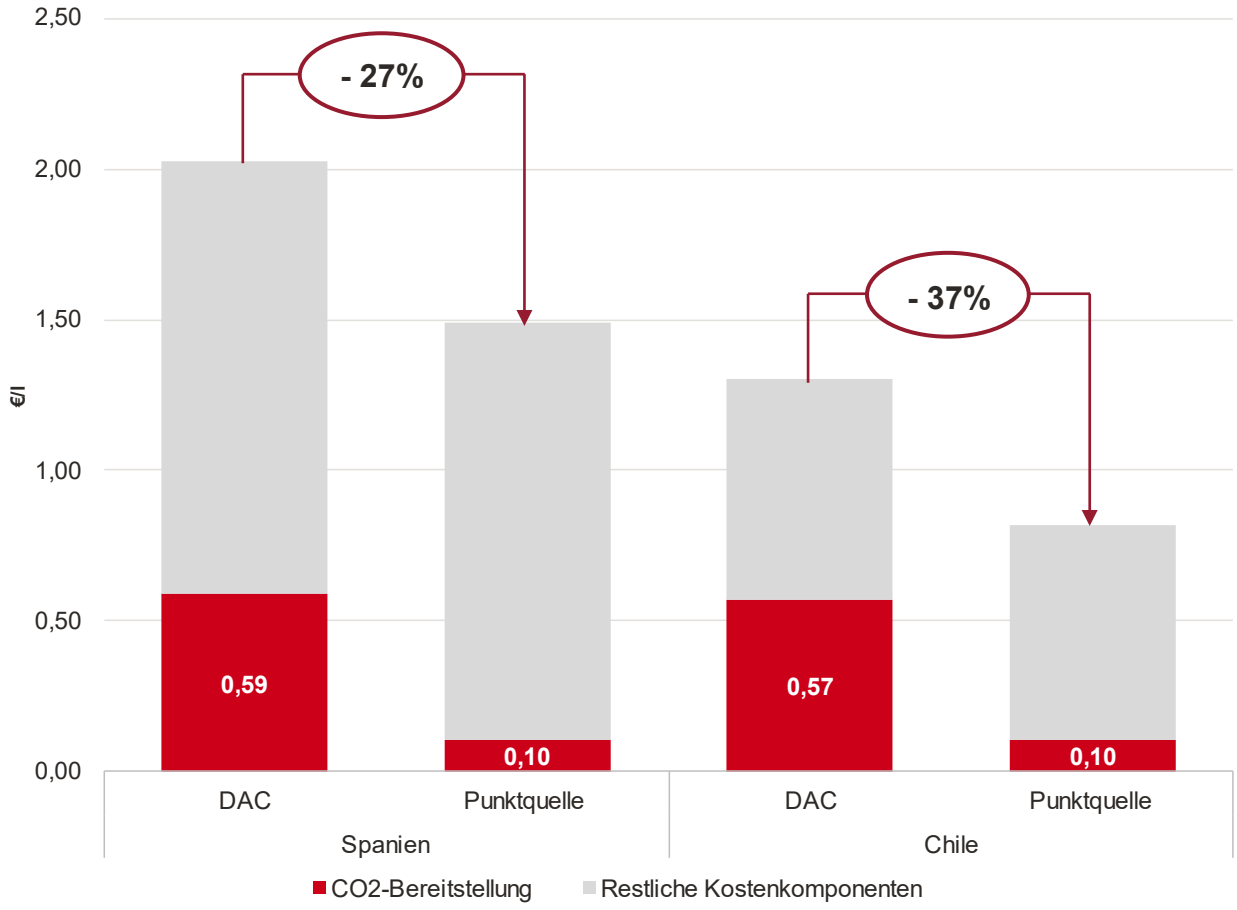
Quelle: *Frontier Economics auf Grundlage von Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1.*

Hinweis: *UEA = United Arab Emirates, Vereinigte Arabische Emirate.*

Treiber 2: CO_2-Quelle

Innerhalb der Studien werden zwei verschiedene CO_2-Quellen modelliert, Direct Air Capture (DAC) und Punktquellen (z. B. aus Industrieprozessen oder Biogasanlagen). DAC ist deutlich kostenintensiver als die Nutzung von Punktquellen. Innerhalb der Studie des Öko-Instituts beträgt der Kostenunterschied zwischen der Verwendung von DAC und Punktquellen zwischen 27 % und 37 % je nach Standort der Produktionsanlagen.

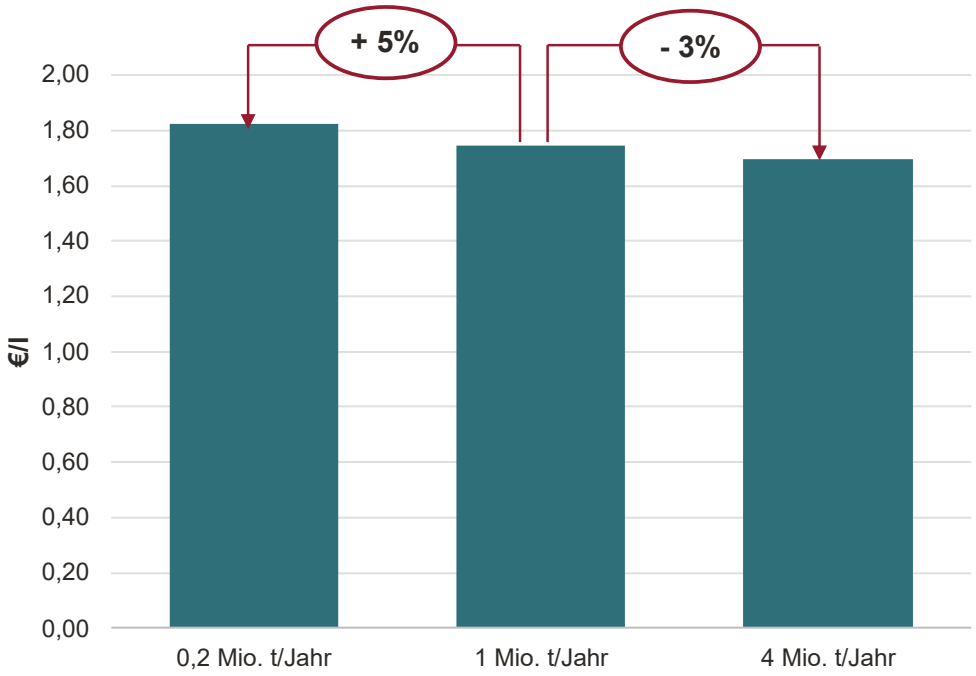
Abbildung 19 E-Fuels-Produktionskosten mit unterschiedlichen CO_2-Quellen



Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1.

Treiber 3: Größe der Produktionsanlagen

Abbildung 20 E-Fuels-Produktionskosten nach Produktionskapazität



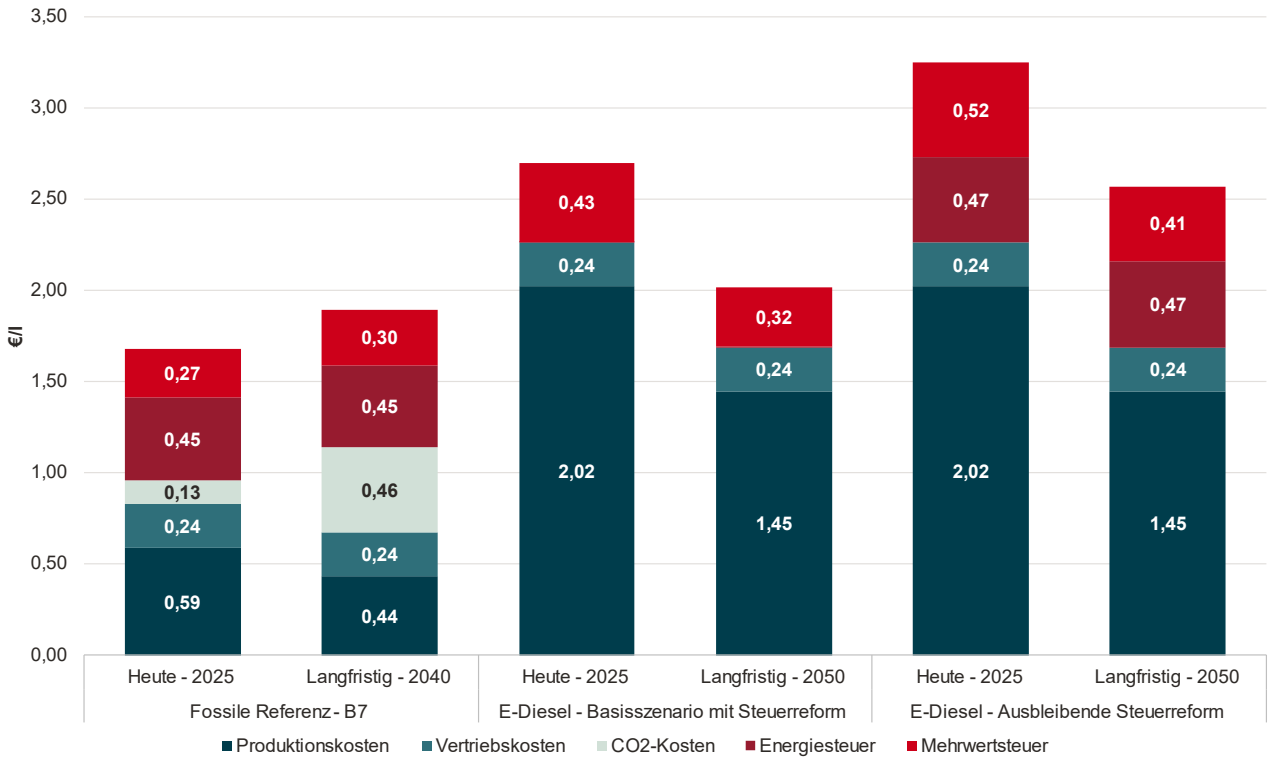
Quelle: *Frontier Economics auf Grundlage von Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update.*

Hinweis: *Kosten beziehen sich auf die Produktion von FT-Kerosin, Produktion in MENA, 2050.*

Mit steigender Produktionskapazität sinken die spezifischen CAPEX (d. h. Investitionskosten pro produzierte Einheit) durch Skaleneffekte. Bei der kleinsten in Abbildung 20 gezeigten Anlagengröße handelt es sich bereits um eine sehr große Anlage: mit einem Output von 0,2 Mio. t Diesel/Jahr wird eine Elektrolysekapazität von 550-1080 MW Strominput benötigt. Keine der vier betrachteten Studien vergleicht die Kosten von kleineren Produktionsanlagen.

B.2 Weitere Ergebnisse

Abbildung 21 Preisbestandteile von E-Diesel (Durchschnitt der Bandbreite) und fossilem Diesel (B7), im Jahr 2025 und langfristig

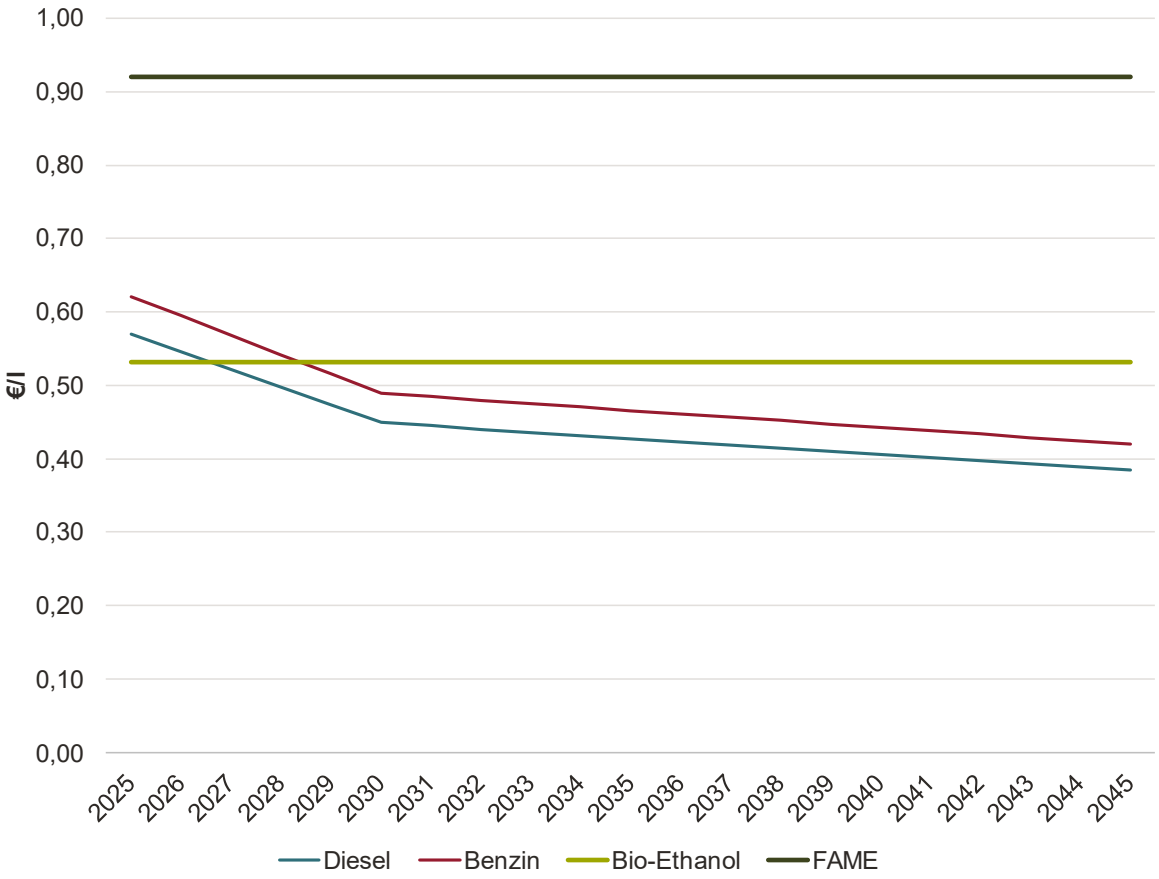


Quelle: *Eigene Darstellung.*

Hinweis: *Alle Werte in Preisen von 2024. Die Preisbestandteile für E-Diesel (in Reinform) sind für den Mittelwert aus oberer und unterer Bandbreite dargestellt.*

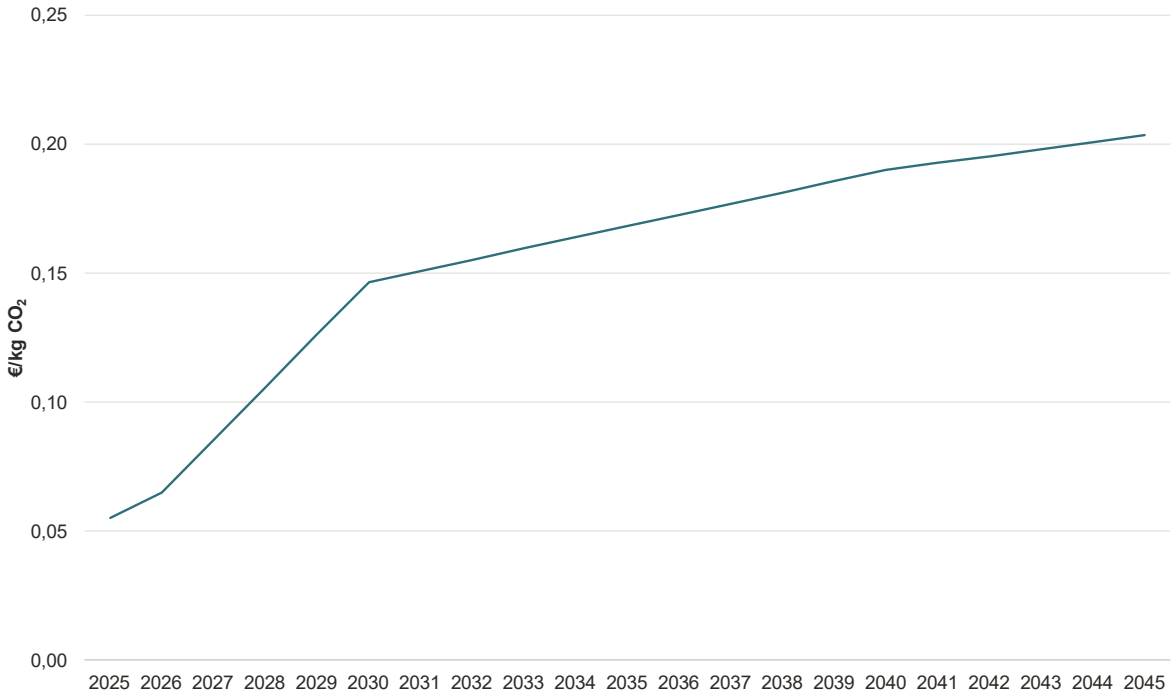
B.3 Annahmen zur Preisentwicklung

Abbildung 22 Entwicklung der Produktionskosten von fossilem Diesel und Benzin sowie Bioethanol und Biodiesel (FAME)



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Großhandelspreisen von www.boerse.de und www.wallstreet-online.de, sowie Preiserwartungen für Rohöl von IEA (2023d). Die Kostenannahmen für Bioethanol basieren auf Daten von www.finanzen.net und die Annahmen für FAME basieren auf Daten von www.cmegroup.com.

Abbildung 23 Entwicklung der CO_2-Preise



Quelle: *Frontier Economics basierend auf BMWK (2024a) und IEA (2023d).*

Hinweis: *Insbesondere ab 2040 besteht auf europäischer Ebene große Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung des CO_2-Preises, da der EU ETS I nach derzeitigem Stand ungefähr im Jahr 2040 ausläuft.*

B.4 Alternative Annahmen für die E-Fuels-Beimischung

Ergänzend zum im Haupttext verwendeten Beimischungspfad unter stilisierten Annahmen aus der Produktlebenszyklusliteratur modellieren wir ein weiteres Beimischungsszenario basierend nur auf technischen Restriktionen. In Folgenden stellen wir

- das alternative Beimischungsszenario; sowie
- die sich aus der Beimischung ergebende langfristige Preisentwicklung des Mixkraftstoffes (Benzin und Diesel) unter der Annahme der diskutierten Steuerreform

vor.

Alternatives Beimischungsszenario unter Berücksichtigung rein technischer Restriktionen

Das alternative Szenario basiert auf einem Optimierungsmodell von Frontier Economics, das im Rahmen einer Studie für den FVV im Jahr 2022 erstellt wurde.[53] Modelliert wird der schnellstmögliche weltweite Hochlauf von Produktionskapazitäten für E-Diesel (via Fischer-Tropsch-Synthese) und E-

[53] Frontier Economics (2022): Zukünftige Kraftstoffe: FVV Kraftstoffstudie IVb.

Benzin (via Methanolsynthese) unter Berücksichtigung von möglichen Engpässen entlang der gesamten Wertschöpfungskette.[54] Als Engpässe werden technische Restriktionen wie F&E-Vorlaufzeiten, Bauzeiten von Anlagen und Rohstoffverfügbarkeit berücksichtigt. Ansonsten wird angenommen, dass Investitionen unter idealen politischen Rahmenbedingungen (etwa mit schnellen Genehmigungsverfahren für Anlagen) und ohne finanzielle Beschränkungen erfolgen. Dementsprechend kann dieser Hochlauf als optimistisch bewertet werden. Die tatsächliche Beimischungsquote könnte also langsamer ansteigen, wenn die finanziellen und regulatorischen Rahmenbedingungen in der Realität nicht so optimal sind wie angenommen.

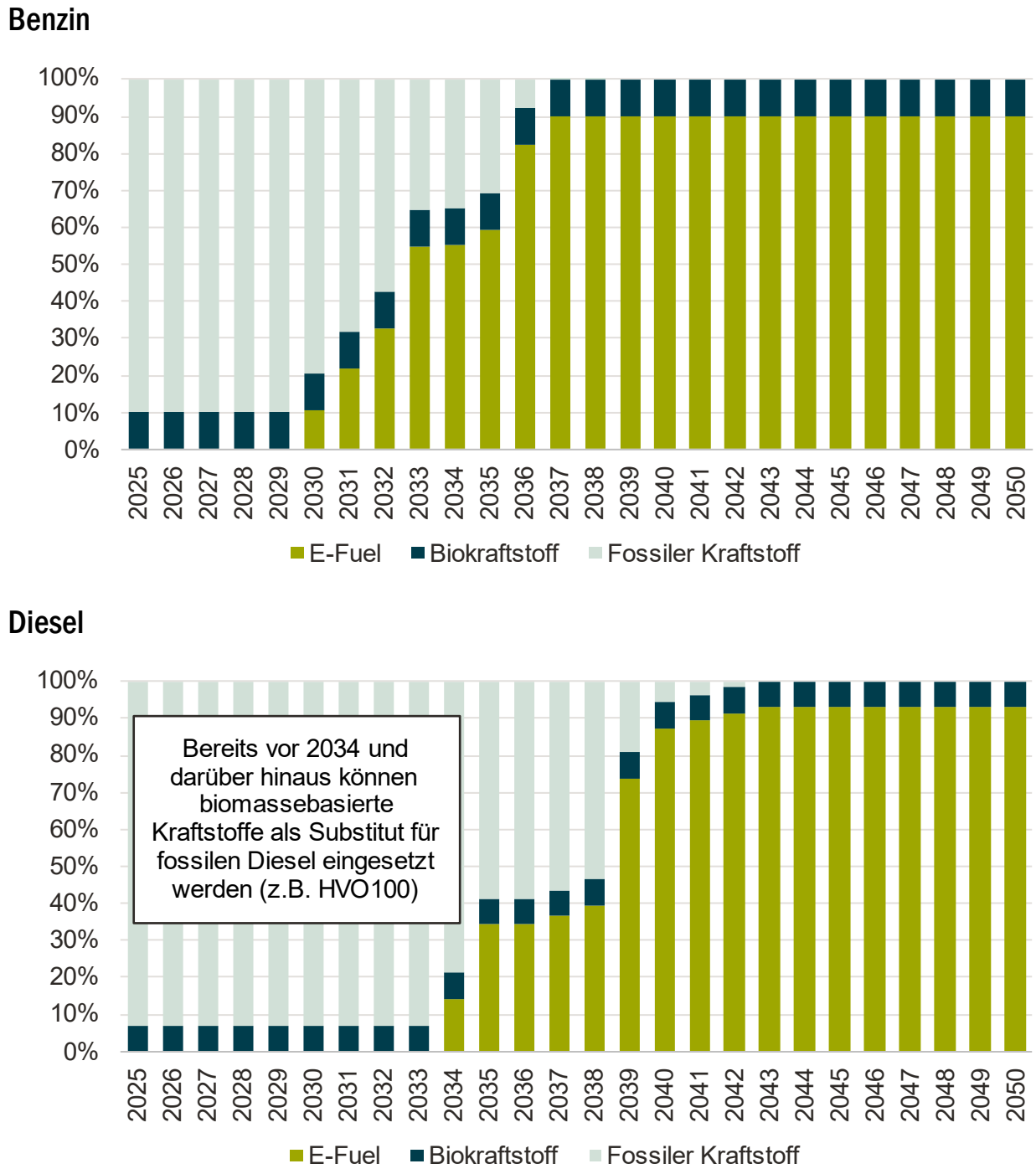
Abbildung 24 zeigt die Zusammensetzung des Benzin- und Diesel-Kraftstoffmix von 2025 bis 2045. Demnach könnte **E-Benzin** fossiles Benzin bereits in den nächsten fünf Jahren bis 2029 zu knapp 10 % ersetzen. Ab dem Jahr 2037 könnten – aus rein technischer Sicht – ausreichend Produktionskapazitäten bereitgestellt sein, um fossiles Benzin in Deutschland vollständig durch E-Benzin zu ersetzen. Der Hochlauf wird im Wesentlichen durch die Geschwindigkeit des Aufbaus der Elektrolyse und der Methanolsynthese bestimmt, der in diesem und im nächsten Jahrzehnt noch stattfinden muss.

Im Gegensatz zu E-Benzin sind relevante Beimischungsmengen von **E-Diesel** erst ab Anfang/Mitte der 2030er Jahre möglich. Das liegt daran, dass der Reverse Water Gas Shift (RWGS) Prozess zur Gewinnung von Kohlenmonoxid für die Fischer-Tropsch-Synthese aktuell noch einen geringen technischen Reifegrad aufweist. Nach Angaben von Experten ist es unrealistisch, dass vor 2030-34 integrierte Anlagen im industriellen Maßstab verfügbar sein werden. Mögliche Alternativen zum RWGS-Prozess sind Co-Elektrolyse[55] und Dry Reforming, die schon früher verfügbar sein könnten, aber nicht im Rahmen der Modellierung betrachtet wurden.

[54] Eine detaillierte Beschreibung des Modells ist in Frontier Economics (2022) zu finden. Für den Zweck dieser Studie modellieren wir von den Grundannahmen abweichend ein Szenario, in dem FT- und MtG-Fuels als einzige Kraftstoffe bis 2050 zugelassen werden und kein „Vorbau“ von Produktionskapazität möglich ist, die ungenutzt bliebe, bis die Infrastruktur entlang der gesamten Wertschöpfungskette verfügbar ist. Zudem nehmen wir 2025 als erstes Jahr der Modellierung an (statt 2023 im Originalmodell), um zu berücksichtigen, dass seit Diskussion der Modellannahmen zwei Jahre vergangen sind, ohne dass die idealisierten Rahmenbedingungen eingetreten sind.

[55] Synthesegas wird in einem einzigen Prozessschritt unter Einsatz von Wasser, CO_2 und erneuerbarem Strom gewonnen.

Abbildung 24 Zusammensetzung des Kraftstoffmix unter Berücksichtigung von rein technischen Restriktionen

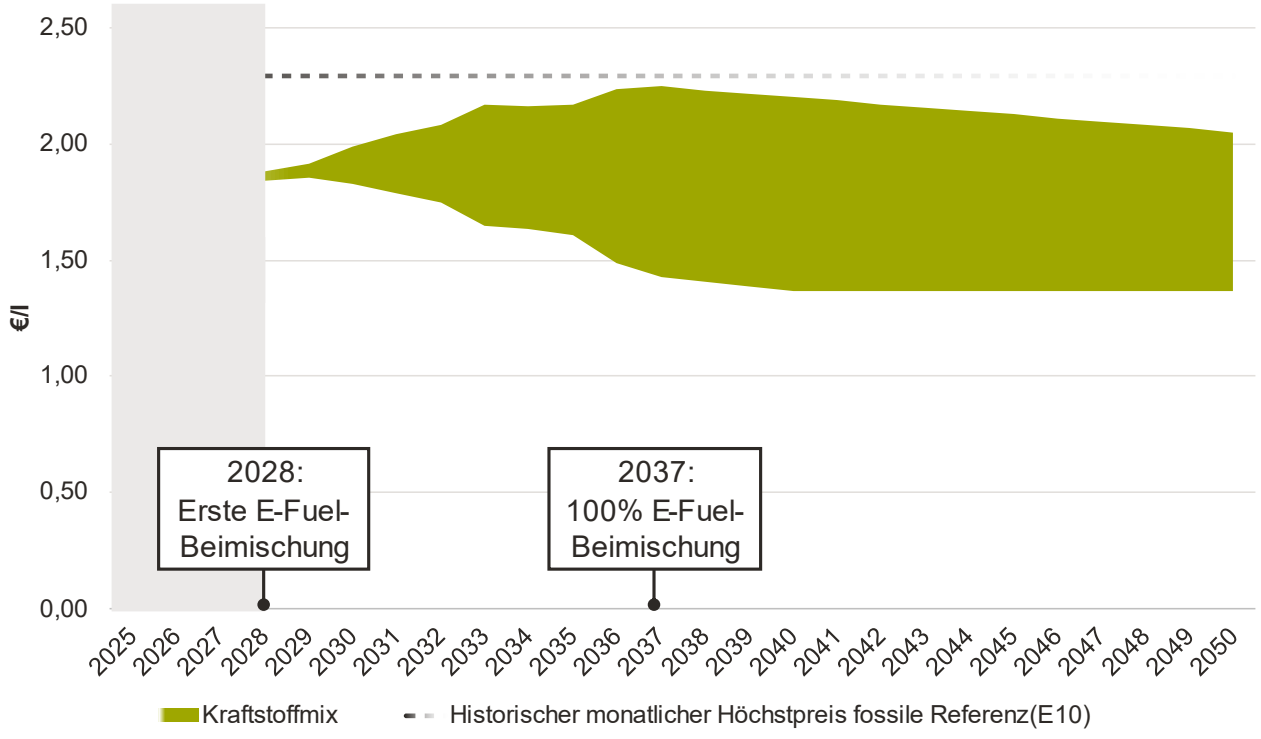


Quelle: Frontier Economics.

Langfristige Preisentwicklung des Mixkraftstoffes (Benzin und Diesel) unter Annahme des alternativen Beimischungspfads sowie Berücksichtigung der angenommenen Steuerreform

Die Preisentwicklung für den **Benzin**-Kraftstoffmix unterscheidet sich im alternativen Markthochlaufszenario im Vergleich zum stilisierten Beimischungspfad (vgl. Abbildung 15) nur geringfügig. Unter Berücksichtigung technischer Restriktionen bei sonst idealen Rahmenbedingungen, kann schon zu einem früheren Zeitpunkt eine höhere Menge an E-Fuels beigemischt werden, wodurch die E-Fuels-Kosten im Mix stärker ins Gewicht fallen und die Preisbandbreite des Kraftstoffmix größer wird. Unter perfekten Investitionsbedingungen könnte der E-Fuels-Anteil bereits Mitte der 2030er Jahre bei mehr als 50 % liegen.

Abbildung 25 Entwicklung von Benzinpreisen (Kraftstoffmix) bis 2050, Basisszenario mit Energiesteuerreform

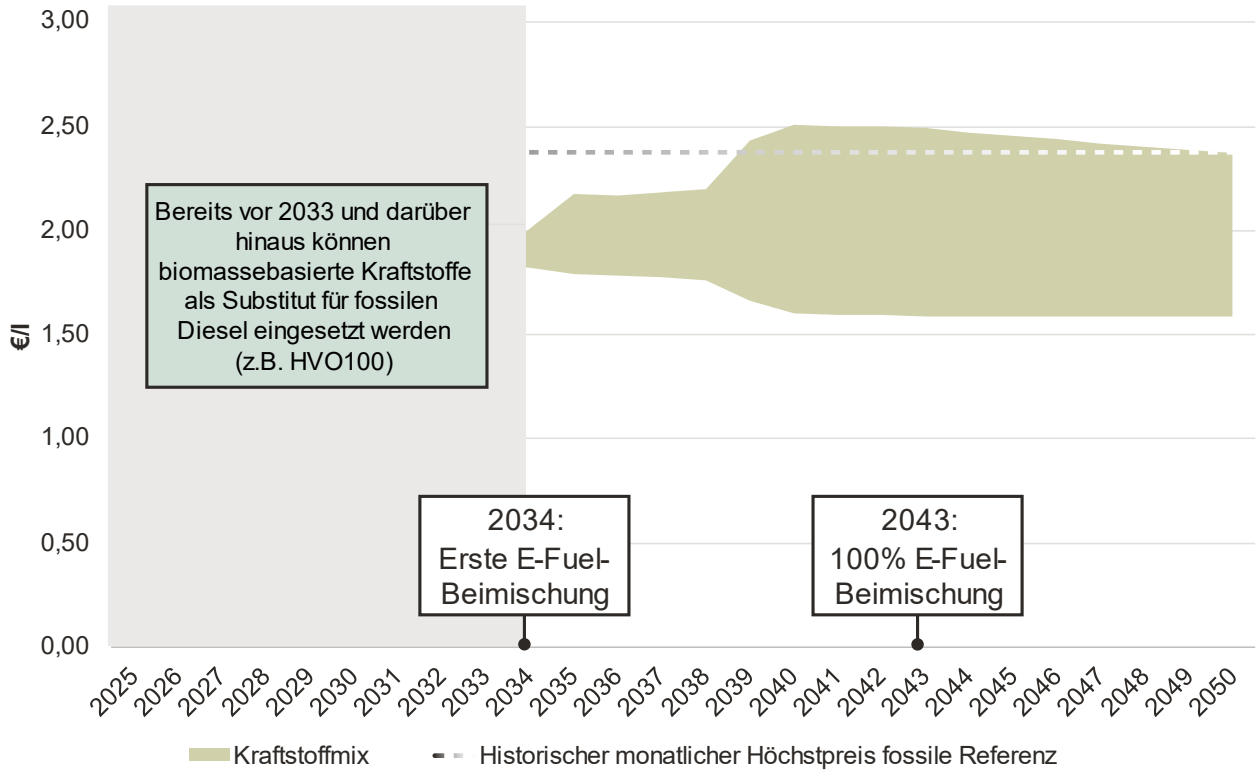


Quelle: Eigene Darstellung. Historische Preise für E10 von ADAC (2024).
Hinweis: Alle Werte in 2024er €.

Im hier betrachteten alternativen Beimischungspfad ist **E-Diesel** aufgrund technischer Restriktionen erst später als im stilisierten Markthochlauf, nämlich ab 2034, verfügbar. Doch der Beimischungsanteil steigt innerhalb kurzer Zeit bis 2035 auf rund 35 % an, so dass der E-Fuels-Preis folglich stärker ins

Gewicht fällt.[56] Bereits vor 2033 kann durch höhere Anteile biomassebasierter Kraftstoffe (z. B. HVO 100) die CO_2-Intensität des getankten Diesel-Kraftstoffs verringert werden.

Abbildung 26 Entwicklung von Dieselpreisen (Kraftstoffmix) bis 2050, Basisszenario mit Energiesteuerreform



Quelle: Eigene Darstellung. Historische Preise für Diesel von ADAC (2024)
Hinweis: Alle Werte in 2024er €.

[56] Dieser Sprung im Beimischungsanteil wäre jedoch nur unter idealisierten Rahmenbedingungen denkbar. Dies würde bedeuten, dass integrierte Fischer-Tropsch-Syntheseanlagen – sobald technisch ausgereift – unmittelbar im industriellen Maßstab gebaut werden würden (vgl. Kapitel 4.3).

Anhang C Datentabellen

Tabelle 2 Datentabelle zu Abbildung 4 – Produktionskosten nach Studie, Produktionsstandort und Jahr in €$_{2024}$/l E-Diesel

	2020	2030	2040	2050
Concawe - MENA	2,20	1,91		1,78
Concawe - Spanien	2,47	2,11		1,80
Agora - MENA	1,71	1,59	1,34	1,16
Öko-Institut - MENA		1,73	1,34	
Öko-Institut - Spanien		2,02	1,64	
Öko-Institut - Patagonien		1,30	1,09	
Fraunhofer - Patagonien - Best-Standort				0,96
Fraunhofer - Patagonien - Durchschnitt				1,22
Fraunhofer - MENA - Best-Standort				1,12
Fraunhofer - MENA - Durchschnitt				1,58

Quelle: *Frontier Economics basierend auf Studienergebnissen von Concawe & Aramco (2024): E-Fuels: A technoeconomic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update, Öko-Institut, Agora Energiewende & Agora Industry (2024): PTX Business Opportunity Analyser, Version 2.1.1, Fraunhofer IEE (2021): Weltweite Potenziale für die Erzeugung von grünem Wasserstoff und klimaneutralen synthetischen Kraft- und Brennstoffen („Global PtX Atlas“) und Frontier Economics (2018): The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels.*

Hinweis: *Alle Fischer-Tropsch-Synthese. Relevante Kostenschätzungen sind in €/l E-Diesel umgewandelt und für das Jahr 2024 inflationsbereinigt.*

Tabelle 3 Datentabelle zu Abbildung 9 – Abgeleitete Bandbreite der Produktionskosten für Stichjahre, in €$_{2024}$/l

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
E-Benzin	1,58 – 2,07	1,18 – 1,91	1,08 – 1,84	0,99 – 1,77	0,99 – 1,70	0,99 – 1,63
E-Diesel	1,75 – 2,29	1,30 – 2,11	1,20 – 2,04	1,09 – 1,96	1,09 – 1,88	1,09 – 1,80

Quelle: Eigene Berechnungen.
Hinweis: Alle Werte in 2024er €.

Tabelle 4 Datentabelle zu Abbildung 14 – Abgeleitete Bandbreite der Endverbraucherpreise für Stichjahre, in €$_{2024}$/l

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
E-Benzin	2,12 – 2,70	1,63 – 2,51	1,52 – 2,42	1,41 – 2,34	1,41 – 2,25	1,41 – 2,17
Referenzkraftstoff Benzin E10	1,81	1,90	1,93	1,96	1,97	-
E-Diesel	2,38 – 3,02	1,84 – 2,81	1,72 – 2,72	1,60 – 2,62	1,60 – 2,53	1,60 – 2,44
Referenzkraftstoff Diesel B7	1,68	1,81	1,85	1,89	1,91	-

Quelle: Eigene Berechnungen.
Hinweis: Alle Werte in 2024er €.

Tabelle 5 Datentabelle zu Abbildung 15 bis Abbildung 17 – Abgeleitete Bandbreite der Endverbraucherpreise des Kraftstoffmix, nach Steuerszenario, in €$_{2024}$/l

	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Basisszenario mit Steuerreform						
Benzin-Kraftstoffmix	1,81 – 1,81	1,87 – 1,94	1,79 – 2,03	1,49 – 2,15	1,37 – 2,13	1,37 – 2,05
Diesel-Kraftstoffmix	1,69 – 1,69	1,81 – 1,89	1,81 – 2,09	1,65 – 2,41	1,59 – 2,46	1,59 – 2,37
Ausbleibende Steuerreform						
Benzin-Kraftstoffmix	1,88 – 1,88	1,99 – 2,06	2,06 – 2,31	2,10 – 2,77	2,12 – 2,89	2,12 – 2,81
Diesel-Kraftstoffmix	1,71 – 1,72	1,88 – 1,96	1,98 – 2,26	2,08 – 2,84	2,12 – 3	2,12 – 2,91
Anteil E-Benzin im Kraftstoffmix	1 %	8 %	27 %	71 %	90 %	90 %
Anteil E-Diesel im Kraftstoffmix	1 %	8 %	28 %	73 %	93 %	93 %

Quelle: Eigene Berechnungen.

Hinweis: Alle Werte unter der Annahme eines stilisierten Beimischungshochlaufs von E-Fuels. Alle Werte in 2024er €.

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.