

# ENERGIESTEUER 2.0: KONZEPT FÜR EINE REFORM DER ENERGIESTEUER IM DIENST DES KLIMASCHUTZES

Eine Steuer auf Basis von fossilem CO<sub>2</sub>

Studie für MWV und IWO

März 2021



**Autoren:**

Dr. Jens Perner (Projektleitung Frontier Economics)

Dr. Michael Thöne (Projektleitung FiFo)

Dr. Stephan Schmitt (Frontier Economics)

Dr. Bernhard Koldert (FiFo)

Joscha Krug (Frontier Economics)

Fabian Schrogl (FiFo)

## INHALT

Zusammenfassung	6
<b>1 Fehlender Klimabezug der aktuellen Energiesteuer erfordert politisches Handeln</b>	<b>10</b>
1.1 Die Reform der Energiesteuern steht auf der europapolitischen Agenda	10
1.2 Die heutige Energiesteuer differenziert nicht nach CO <sub>2</sub> -Emissionen	11
1.3 Fehlender Klimabezug des Energiesteuersystems noch zeitgemäß?	17
1.4 Die Studie adressiert die wesentlichen Fragestellungen in Bezug auf eine Reform der Energiesteuer	19
1.5 Der Bericht folgt einer klaren Struktur	20
<b>2 Alternative Brenn- und Kraftstoffe sind unverzichtbares Element der Energiewende</b>	<b>21</b>
2.1 Die klimapolitischen Ziele in Deutschland und der EU gehen mit erheblichen Herausforderungen einher	21
2.2 Der zunehmende Einsatz Erneuerbarer Energien ist Kern der Energiewende – aber nicht nur als „grüner Strom“	25
2.3 Alternative Brenn- und Kraftstoffe als weiterer wichtiger Eckpfeiler der Defossilisierung des Energiesystems	27
2.4 Das heutige Anreizsystem für grüne Energien reflektiert die neue Energiewelt nur unzureichend	32
<b>3 Ein Energiesteuersystem auf Basis fossilen Kohlenstoffs ist steuertechnisch ausgestaltbar</b>	<b>38</b>
3.1 Die Energiesteuer ist in ihrer Entstehung und Ausgestaltung eine vergleichsweise übersichtliche Steuer	38
3.2 Ein ökologischer Bezug ist der Kern der Energiesteuer 2.0	42
3.3 Die Bewertung einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer erfolgt anhand von Kriterien	47
3.4 „Grüne“ Moleküle können massenbilanziell erfasst und besteuert werden	50
<b>4 Die Energiesteuer 2.0 entfaltet Anreize und gliedert sich in ein umfassenderes klimapolitisches Instrumentarium ein</b>	<b>65</b>
4.1 Der Preis-Kosten-Gap für alternative Brenn- und Kraftstoffe würde sich im Rahmen der Energiesteuerreform erheblich reduzieren	65
4.2 Die Energiesteuer 2.0 wirkt mit anderen klimapolitischen Instrumenten zusammen und kann diese ergänzen	70
4.3 Das Konzept der Energiesteuer 2.0 erfüllt die Anforderungen an eine wirksame kohlenstoffbasierte Energiesteuer	84
<b>5 Die Energiesteuerreform kann den EU-Klimaschutz voranbringen, verlangt aber einen zeitgemäßen europäischen Rahmen</b>	<b>89</b>
5.1 Die Reform der Energiesteuer trifft auf eine Reihe bestehender EU-Richtlinien	89
5.2 Die Reform der Energiesteuerrichtlinie sollte Mindestanforderungen erfüllen, kann aber auch als Blaupause dienen	95
<b>6 Eine Reform des Steuersystems erfordert politisches Handeln – auf deutscher wie auf europäischer Ebene</b>	<b>97</b>

## ABBILDUNGEN

Abbildung 1	Schematische Darstellung der Energiesteuer 2.0 anhand eines Beispiels mit Dieseldieselkraftstoff	7
Abbildung 2	Indikativer Preisverlauf von fossilem und synthetischem Diesel unter aktueller und kohlenstoffbasierter Energiesteuer und unter Berücksichtigung des BEHG	8
Abbildung 3	Aktuelle Energiesteuersätze für Dieseldieselkraftstoffe in den EU-Mitgliedsstaaten	15
Abbildung 4	Darstellung der aktuellen Energiesteuersätze für leichtes Heizöl zum Einsatz im nicht betrieblichen Bereich der EU-Mitgliedsstaaten	16
Abbildung 5	Zielwerte für Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Deutschland bis 2030	23
Abbildung 6	Abgleich der erwarteten Emissionseinsparungen je Sektor mit den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2030	24
Abbildung 7	Mögliche Herstellländer für synthetische Brenn- und Kraftstoffe für den Weltmarkt	32
Abbildung 8	Vergleich der Produktionskosten von fossilen, biogenen und synthetischen Flüssigkraftstoffen – aktuell und prognostiziert (Beispiel Diesel)	34
Abbildung 9	Kostenvergleich fossiler und synthetischer Kraftstoffe (Beispiel: Diesel) inklusive Energiesteuer, Umsatzsteuer und CO <sub>2</sub> -Preis für das Jahr 2021	35
Abbildung 10	Indikative Kosten von fossilem und synthetischem Diesel inklusive Energiesteuer, Umsatzsteuer und CO <sub>2</sub> -Preis bis 2040	36
Abbildung 11	Stilisierte Darstellung der Abgrenzung „grünen“ und „grauen“ Kohlenstoffs	47
Abbildung 12	Zuordnungsmöglichkeiten eines Massenbilanzsystems für alternative Brenn- und Kraftstoffe	51
Abbildung 13	Schematische Darstellung des Reformmodells	56
Abbildung 14	Steueraufkommen unterschiedlicher massenbilanzieller Zurechnungsmodelle im Zeitverlauf	62
Abbildung 15	Darstellung des prinzipiellen Effekts einer aufkommensneutralen Emissionspreisanpassung zwischen Otto- und Dieseldieselkraftstoff	64
Abbildung 16	Preiseffekt einer Umstellung der Energiesteuer auf Kohlenstoffbezug (kurze Frist), Beispiel Diesel	66
Abbildung 17	Indikativer Preisverlauf von fossilem und synthetischem Diesel unter aktueller und kohlenstoffbasierter Energiesteuer (ohne BEHG-Preis)	67
Abbildung 18	Indikativer Preisverlauf von fossilem und synthetischem Diesel unter aktueller und kohlenstoffbasierter Energiesteuer	68
Abbildung 19	Die Energiesteuer 2.0 im Kontext anderer klimapolitischer Instrumente im Wärme- und Verkehrssektor	72
Abbildung 20	Illustrative CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten durch den Einsatz synthetischen Diesels anstelle von fossilem Diesel	78
Abbildung 21	Effekt der Energiesteuer 2.0 auf die CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten	79

## TABELLEN

Tabelle 1	Mindeststeuersätze gemäß Energiesteuerrichtlinie für wesentliche Produkte	12
Tabelle 2	Steuersätze auf Energieprodukte nach dem deutschen Energiesteuergesetz	17
Tabelle 3	Kennwerte fossiler Diesel- und Ottokraftstoffe	44
Tabelle 4	Produktspezifische Emissionspreise einer aufkommensneutralen Energiesteuerumstellung	57
Tabelle 5	Input-Output-Bilanz in der Ausgangslage	59
Tabelle 6	Input-Output-Bilanz bei voller massenbilanzieller Zurechnungsfreiheit	60
Tabelle 7	Input-Output-Bilanz bei strenger massenbilanzieller Proportionalität	61
Tabelle 8	Zusammenspiel der Energiesteuer 2.0 mit anderen klimapolitischen Instrumenten	74

## ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiesteuer ist gegenwärtig eine der bedeutendsten Steuern in Deutschland. Mit einem Aufkommen von mehr als 40 Milliarden Euro im Jahr 2019 macht die Energiesteuer einen Anteil von 5,5 Prozent des gesamten deutschen Steueraufkommens aus. Neben ihrer großen fiskalischen Bedeutung für den Bundeshaushalt soll die Energiesteuer Anreize zur Verminderung des Energieverbrauchs setzen.

### Aktuelles Energiesteuersystem unter Klimaschutzaspekten nicht mehr zeitgemäß und bedarf einer Reform

Dem heutigen Energiesteuersystem fehlt sowohl auf deutscher wie auch europäischer Ebene ein expliziter klimapolitischer Bezug. Das erscheint nicht mehr zeitgemäß.

Spätestens mit dem Pariser Klimaabkommen ist eine konsequente und durchgehende Ausrichtung der Energiepolitik auf den Klimaschutz erforderlich. Zudem gewinnen Innovationen, u.a. im Bereich der alternativen Brenn- und Kraftstoffe, an Fahrt und sollten für die Transformation nutzbar gemacht werden. Andernfalls besteht die Gefahr, die klimapolitischen Ziele zu verfehlen.

Ziel einer Energiesteuer 2.0 auf nationaler und europäischer Ebene ist ein Systemwechsel bei der Besteuerung der Energieträger. Brenn- und Kraftstoffe sollten in Zukunft anhand ihrer Klimawirkung bewertet und fossiler Kohlenstoff zur Bemessungsgrundlage gemacht werden. Eine auf diese Weise reformierte Energiesteuer würde sich in den Katalog klimapolitischer Instrumente einbetten, die direkt oder indirekt die Produktion und den Absatz alternativer Energieträger beeinflussen und damit für deren Herstellung und Verwendung einen Anstoß geben. Sie ist also nicht losgelöst von anderen klimapolitischen Instrumenten zu sehen und kann deren Wirkung ergänzen.

### Energiesteuer 2.0: Kohlenstoffbasierte Energiesteuer auf Basis von Massenbilanzsystemen

Vor diesem Hintergrund macht die vorliegende Studie einen Vorschlag zur Ausgestaltung einer klimapolitisch-anreizkompatiblen Energiesteuer und evaluiert die europäischen Rahmenbedingungen für ein solches Modell.

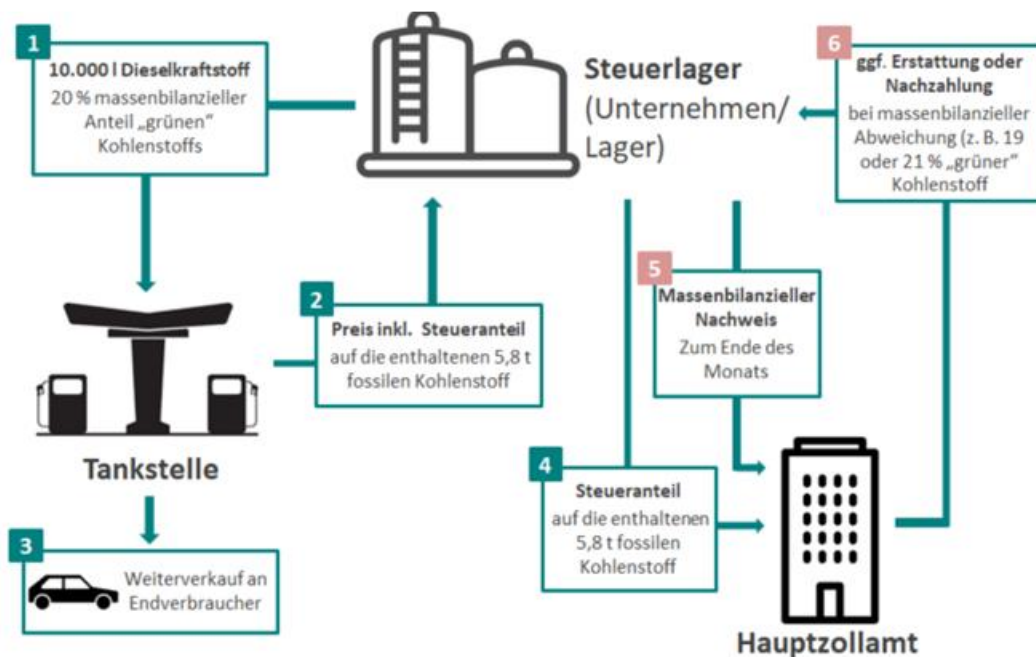
Wesenskern des Konzepts der Energiesteuer 2.0 ist der Wechsel der Bemessungsgrundlage: Anstatt die jeweiligen Brenn- und Kraftstoffe mengenbasiert oder anhand ihres Energiegehalts zu besteuern, sollten diese in Zukunft anhand ihres fossilen Kohlenstoffgehaltes besteuert werden. Damit wird die Bemessungsgrundlage der Energiesteuer weiterentwickelt; es wird keine neue Steuer geschaffen. Anstelle der Bemessungsgrundlage, die in der gegenwärtigen Besteuerung weder einen klaren Energie-, noch einen Klimabezug aufweist, wird mit dem fossilen Kohlenstoffgehalt eine steuersystematisch konsistente Basis gewählt, die genau an der Hauptquelle des energiebedingten Treibhausgaseffektes ansetzt. Da der in Brenn- und Kraftstoffen gebundene Kohlenstoff und das bei der Verbrennung entstehende CO<sub>2</sub> chemisch in einem festen Verhältnis zueinanderstehen (pro 12 kg Kohlenstoff entstehen bei der

Verbrennung immer 44 kg Kohlendioxid), entfaltet die auf diese Weise reformierte Energiesteuer gleichzeitig eine klimapolitische Lenkungsfunktion.

In der Herstellung von Brenn- und Kraftstoffen werden die verwendeten Inputs deshalb, anhand ihrer Herkunft, nach fossilen „grauen“ und nachhaltigen „grünen“ Kohlenstoffen unterschieden. Die Anteile „grünen“ Kohlenstoffs an den Brenn- und Kraftstoffen können in der Folge mittels Massenbilanz ermittelt werden. Während die Bemessungsgrundlage und Bilanzierung an klimapolitische Erfordernisse angepasst werden, bleiben Steuerpflicht und Steuerschuldnerschaft im Reformmodell unverändert. Dies ermöglicht auch weiterhin eine vergleichsweise einfache und mit geringem administrativem Aufwand verbundene Besteuerung. Die Änderungen zur gegenwärtigen Praxis belaufen sich lediglich auf einen zu erbringenden massenbilanziellen Nachweis, der ggf. zur Erstattung zu viel gezahlter Steuern oder zu einer Steuernachzahlung führt (siehe Interaktionen Nr. 5 und 6 in nachfolgender Abbildung).

Da auf bestehende, in der Praxis etablierte Prozesse zurückgegriffen werden kann, bei welchem die Steuer mit Entnahme aus dem Steuerlager entsteht, ist auch der bürokratische Mehraufwand gegenüber dem Status-quo begrenzt.

**Abbildung 1 Schematische Darstellung der Energiesteuer 2.0 anhand eines Beispiels mit Dieseldieselkraftstoff**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

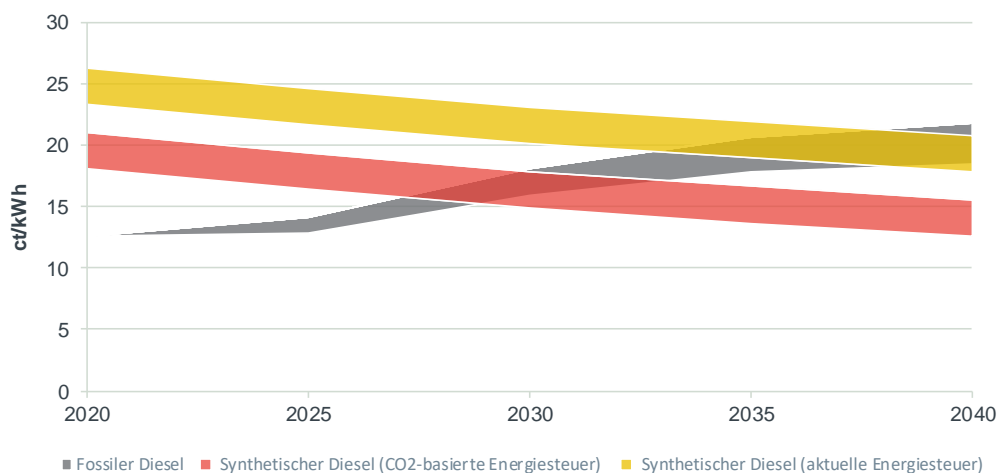
**Beispiel:** Nr. 1: Von einem Steuerlager (z. B. einer Raffinerie) werden 10.000 l Dieseldieselkraftstoff an eine Tankstelle geliefert. Die im Steuerlager geführte Massenbilanz weist annahmegemäß einen 20-prozentigen Anteil an „grünem“ Kohlenstoff aus. Dieser Anteil unterliegt nicht der Energiesteuer.  
 Nr. 2: Die Tankstelle entrichtet den vereinbarten Preis für die Lieferung von 10.000 l Dieseldieselkraftstoff, in dem auch der Steueranteil auf den 80-prozentigen fossilen Kohlenstoffgehalt enthalten ist.  
 Nr. 3: Die Tankstelle verkauft Dieseldieselkraftstoff an den Endverbraucher, der über den Preis auch die darin enthaltene Steuer bezahlt. Ein informativer Ausweis über die Höhe des Steueranteils für die einzelne Tankfüllung ist nicht möglich. Dies ist für den Endverbraucher grundsätzlich auch nicht relevant, da er nicht die energiesteuerpflichtige Person ist.  
 Nr. 4: Das Steuerlager hat die Energiesteuer für die (in 10.000 l Dieseldieselkraftstoff mit 20 % massenbilanzielltem Anteil „grünem“ Kohlenstoffs) enthaltenen 5,8 t fossilen Kohlenstoff beim Hauptzollamt anzumelden und an die Behörde zu entrichten.

Nr. 5 und 6: Der genaue massenbilanzielle Anteil an grünem Kohlenstoff für alle steuerpflichtigen Ablieferungen des Steuerlagers am Ende einer Bilanzierungsperiode kann sich ggf. noch ändern. Hat das Steuerlager der Besteuerung einen zu hohen bzw. zu niedrigen massenbilanziellen Anteil „grünen“ Kohlenstoffs zugrunde gelegt, ist es verpflichtet, dies zu korrigieren und eine Nachzahlung vorzunehmen, bzw. kann einen Erstattungsantrag an das Hauptzollamt stellen.

## Energiesteuer 2.0 entfaltet im Zusammenspiel mit anderen Instrumenten Anreizwirkung

Gegenwärtig liegen die reinen Produktionskosten für nachhaltige synthetische und fortschrittliche biogene Brenn- und Kraftstoffe deutlich über den Kosten der entsprechenden fossilen Kraftstoffe. Durch ein auf den Klimaschutz ausgerichtetes Steuer- und Abgabensystem lässt sich diese Kostenlücke vermindern (siehe nachfolgende Grafik). So könnten alternative Brenn- und Kraftstoffe im Vergleich zu den fossilen Energieträgern nach unseren illustrativen Berechnungen um fünf bis zehn Jahre früher wettbewerbsfähig werden (im Verein mit anderen Instrumenten) als ohne eine Reform der Energiesteuer.

**Abbildung 2** Indikativer Preisverlauf von fossilem und synthetischem Diesel unter aktueller und kohlenstoffbasierter Energiesteuer und unter Berücksichtigung des BEHG



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: In der Grafik wird angenommen, dass das BEHG ausschließlich auf fossile Brenn- und Kraftstoffe wirkt und die CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise im BEHG über die Zeit deutlich ansteigen (2030: 140 €/t; 2040: 220 €/t, jeweils in realen 2016 €). Zudem setzt der gezeigte sinkende Preispfad für synthetische Kraftstoffe voraus, dass die Politik durch entsprechende (Förder-) Maßnahmen den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft unterstützt, sodass Lern- und Skaleneffekte bei der Produktion zur Geltung kommen können. Abgebildet ist das Beispiel für Diesel, für andere Kraftstoffe wie z.B. Benzin gelten analoge Überlegungen.

## Keine Mehrbelastung für Verbraucher durch die Energiesteuer 2.0

Orientiert sich die Energiesteuer 2.0 an den heutigen Energiesteuersätzen für die verschiedenen Energieträger, erfolgt eine steuerliche Mehrbelastung der Verbraucher oder der Industrie in Summe nicht. Dies wäre ggf. dann der Fall, wenn die Besteuerung verschiedener Brenn- und Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Heizöl, etc.) langfristig auf einen einheitlichen Steuersatz pro fossilem Kohlenstoff



angeglichen würde. Sozial- und wirtschaftspolitisch ungewünschte Effekte wären dann über weitere Maßnahmen auszugleichen.

Mittel- bis langfristig würden im vorliegenden Fall die Steuereinnahmen des Staates aufgrund des (in jedem Fall erforderlichen) Rückgangs des Einsatzes fossiler Brenn- und Kraftstoffe sinken. Dies wäre allerdings nicht nur bei zunehmendem Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe der Fall, sondern auch bei anderen klimapolitischen Maßnahmen, wie z.B. im Verkehrssektor durch Änderung des Fahrverhaltens, der Verlagerung der Verkehre auf andere Transportmittel (z.B. Schiene), der Erhöhung der Fahrzeugeffizienz oder dem zu erwartenden deutlichen Ausbau der Elektromobilität. Zudem ist auch in anderen Kontexten die Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit einer langfristigen Neuausrichtung der Staatsfinanzierung zu klären, wie die Beispiele einer möglichen Einführung einer Finanzmarkttransaktions- oder Digitalsteuer zeigen.

### Leitlinien für ein reformiertes Energiesteuersystem entwickeln – auf europäischer wie auf nationaler Ebene

Europarechtliche Grundlage der aktuellen Energiesteuer ist die Energiesteuerrichtlinie aus dem Jahr 2003, für welche die Kommission – nach einer ausführlichen Evaluierung im Jahr 2019 – eine umfassende Reform empfiehlt. Diese steht in ihrer jetzigen Form, durch die Vorgabe starrer Mindeststeuersätze und eines strikten Mengenbezugs, einer innovations- und an den Klimazielen orientierten Besteuerung entgegen.

Die für das Jahr 2021 geplante Überprüfung der europäischen Energiesteuerrichtlinie bietet die Gelegenheit, die europäische Energie- und Klimapolitik einen weiteren Schritt in Richtung der ambitionierten europäischen Klimaziele des European Green Deal voranzubringen. Mit den erneut gestiegenen europäischen Klimaschutzambitionen stehen die Mitgliedstaaten vor enormen Herausforderungen. Damit sind die Voraussetzungen für eine Anpassung der Energiesteuerrichtlinie gegeben, die künftig näher am Klimaschutz ausgerichtet sein sollte.

Mindestanforderung an die reformierte Energiesteuerrichtlinie ist somit, dass sie die nationale Umsetzung einer Energiebesteuerung auf Basis fossilen Kohlenstoffgehalts zulässt. Das hier skizzierte Reformmodell kann in dieser Hinsicht als eine Art Blaupause für die Neukonzeption der Richtlinie verstanden werden. Basierend auf einer fortschrittlichen Energiesteuerrichtlinie erscheint eine verfassungskonforme Umsetzung einer reformierten Energiesteuer realisierbar.

# 1 FEHLENDER KLIMABEZUG DER AKTUELLEN ENERGIESTEUER ERFORDERT POLITISCHES HANDELN

## 1.1 Die Reform der Energiesteuern steht auf der europapolitischen Agenda

Die aktuell geltende EU-Energiesteuerrichtlinie<sup>1</sup> legt die Rahmenbedingungen in der Europäischen Union zur Besteuerung von Strom, Kraftstoffen und Heizstoffen fest. Wie weiter unten detailliert ausgeführt, definiert sie im Kern Mindeststeuersätze für die EU-Mitgliedsstaaten, mit dem Ziel, Wettbewerbsverzerrungen durch unterschiedliche Steuersysteme entgegenzuwirken und gleichzeitig einen Beitrag zum Umwelt- und Klimaschutz zu leisten. Zentrales Element der Richtlinie sind europaweite Mindeststeuersätze auf das Inverkehrbringen bzw. den Verbrauch von Kraftstoffen, Heizstoffen und Strom.

Die Energiesteuerrichtlinie wurde im Jahr 2003 vor dem Hintergrund der damaligen Debatte um Umwelt- bzw. Ökosteuern eingeführt: Der Verbrauch von Energie sollte generell verteuert werden, um Anreize für Energieeffizienz bzw. zum Energiesparen zu setzen.

In ihrer gegenwärtigen Ausgestaltung setzt die nun fast 20 Jahre alte Richtlinie keine zeitgemäßen Anreize hinsichtlich der Nutzung von klimafreundlicheren Brenn- und Kraftstoffen. Dies resultiert insbesondere aus der Tatsache, dass sich die vorgegebene **Mindestbesteuerungshöhe der einzelnen Brenn- und Kraftstoffe nicht an der CO<sub>2</sub>-Bilanz oder dem Kohlenstoffgehalt der Energieträger orientiert** (siehe folgender **Abschnitt 1.2**). Diese Kritik ist nicht neu und wurde in den letzten Jahren vielfach geäußert, jedoch scheiterte eine Reform der Richtlinie am Widerstand einzelner EU-Mitgliedsstaaten.<sup>2</sup> Im Zuge des Green Deals, der im Jahr 2019 neu eingesetzten EU-Kommission, und weiter forcierter Klimaschutzambitionen wurde die Debatte nun jedoch wieder aufgegriffen. Damit sind wichtige Voraussetzungen für eine erfolgreiche Anpassung der Energiesteuerrichtlinie gegeben, die künftig mehr am Klimaschutz ausgerichtet sein sollte. Ziel ist eine Überarbeitung der Energiesteuerrichtlinie voraussichtlich bis zum Jahr 2021.<sup>3</sup> Eine ausführliche Betrachtung der rechtlichen europäischen Rahmenbedingungen erfolgt in **Kapitel 5**.

Eine Reform der Energiesteuerrichtlinie könnte auch Implikationen für das Energiesteuersystem in Deutschland haben, auch wenn im Unterschied zur europäischen Ebene eine Reform des Energiesteuergesetzes in Deutschland aktuell (noch) nicht unmittelbar auf der politischen Agenda steht. Vielmehr hat sich die Bundesregierung im Jahr 2019 dazu entschieden, die Bepreisung von CO<sub>2</sub> im Wärme- und Verkehrssektor mittels des Brennstoffhandelsemissionsgesetzes

---

<sup>1</sup> EU-Richtlinie 2003/96/EG.

<sup>2</sup> Vgl. [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/sites/taxation/files/docs/body/com\\_2011\\_168\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/docs/body/com_2011_168_en.pdf) (in Englisch), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

<sup>3</sup> Vgl. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14608-2019-INIT/en/pdf> (in Englisch), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

(BEHG) anzugehen. Mit Beginn des Jahres 2021 ist eine Bepreisung der Energieträger auf Basis ihres CO<sub>2</sub>-Gehaltes eingeführt. Auch wenn der CO<sub>2</sub>-Preis im BEHG mit den Jahren sukzessive ansteigen soll – mittelfristig auf Basis eines nationalen Emissionshandelssystems – zeichnet sich schon jetzt ab, dass eine politisch gewollte Lenkungswirkung hin zu einer stärkeren Nutzung CO<sub>2</sub>-ärmerer bzw. CO<sub>2</sub>-freier Energieträger ergänzender Maßnahmen bedarf.

Vor diesem Hintergrund fordert bspw. die von der Bundesregierung eingesetzte Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ aktuell, dass weitergehende Überlegungen zu einer Energiepreisreform auch das Energiesteuergesetz umfassen solle. Die **Energiesteuer gelte es, durch ein CO<sub>2</sub>-basiertes Instrument zu ersetzen**.<sup>4</sup> Damit zeigt sich, dass die Debatte auf europäischer Ebene bereits ihren Schatten auch auf die deutsche Diskussion wirft und Änderungen am Energiesteuergesetz perspektivisch keine Frage des „ob“, sondern vielmehr des „wies“ zu sein scheinen.

## 1.2 Die heutige Energiesteuer differenziert nicht nach CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Energiesteuerrichtlinie definiert die **Energiesteuer als indirekte Verbrauchssteuer**. *Indirekt* ist die Steuer, weil sie bei den Unternehmen erhoben wird, die die Energie in den Verkehr bringen. Diese reichen die Steuer an die Verbraucher weiter, die die ökonomische Steuerlast tragen. Eine *Verbrauchssteuer* ist die Energiesteuer, weil sich die zu zahlende Steuer nach der verkauften Menge des Energieprodukts richtet.<sup>5</sup>

Die konkrete Festlegung und Erhebung der Energiesteuer erfolgt auf nationaler Ebene. Das deutsche Energiesteuergesetz<sup>6</sup> umfasst, im Einklang mit der Energiesteuerrichtlinie der EU, primär Kraftstoffe und Heizstoffe. Die in Deutschland implementierten Steuersätze liegen (wie in vielen anderen europäischen Ländern) deutlich über den europäischen Mindestsätzen.

Die Steuerbasis für die heutige Energiesteuer setzt an der Menge der in Verkehr gebrachten bzw. verbrauchten Energieträger an: Da die Energiesteuer in gleicher Höhe für konventionelle wie für alternative (grüne) Brenn- und Kraftstoffe anfällt, ergibt **sich keine Lenkungswirkung für die Herstellung und den Einsatz klimaschonender Energieträger**. Damit bleibt eine wichtige Stellgröße für den Markthochlauf klimaschonender Energieträger wie alternative Brenn- und Kraftstoffe ungenutzt.

### Vorgaben aus der Energiesteuerrichtlinie lassen Mitgliedsstaaten großen Gestaltungsspielraum in der Umsetzung

Die Richtlinie gibt den EU-Mitgliedsstaaten verpflichtende Mindeststeuersätze auf Energieprodukte vor. Die Mitgliedsstaaten können ihre Steuersätze nach Qualität

<sup>4</sup> Vgl. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ (2020): Klimaschutz vorantreiben, Wohlstand stärken – Kommentierung zentraler Handlungsfelder der deutschen Energiewende im europäischen Kontext, Juni 2020, S. 16.

<sup>5</sup> Im Gegensatz dazu richtet sich eine Wertsteuer wie zum Beispiel die Umsatzsteuer nach dem Preis des verkauften Produkts.

<sup>6</sup> EnergieStG, BGBl Teil I.

und zum Teil nach Nutzung des jeweiligen Energieproduktes staffeln; **der CO<sub>2</sub>-Gehalt der Produkte geht nicht in die Bemessungsgrundlage der Mindeststeuersätze der Richtlinie ein.** Zudem können oder müssen Mitgliedsstaaten in bestimmten Fällen Ermäßigungen auf oder Befreiung von der Energiesteuer gewähren.

Die Energiesteuerrichtlinie kategorisiert Energieprodukte in Kraftstoffe, Heizstoffe und Strom (**Tabelle 1**). Sie schreibt Mindeststeuersätze in Bezug auf die absoluten Mengeneinheiten der verbrauchten Produkte vor. Für Heizstoffe und Strom sind die Mindeststeuersätze zudem nach betrieblicher und nichtbetrieblicher Nutzung gestaffelt (mit geringeren Mindeststeuersätzen bei betrieblicher Nutzung).

**Tabelle 1 Mindeststeuersätze gemäß Energiesteuerrichtlinie für wesentliche Produkte**

	Mindeststeuersätze gemäß der EnergiesteuerRL	in EUR/GJ	Entspricht implizit EUR/t CO <sub>2</sub> (Annahme 100 % fossil)
<b>Verkehrssektor</b>			
Ottokraftstoff	EUR 359/1000 Liter	11	159
Diesel	EUR 330/1000 Liter	8,9	120
Kerosin	EUR 330/1000 Liter	9,5	132
LPG	EUR 125/1000 Liter	2,7	43
Erdgas	EUR 2,6/GJ	2,6	46
<b>Wärmesektor (nicht betrieblich)</b>			
Gasöl	EUR 21/1000 Liter	0,6	8
Schweres Heizöl	EUR 15/1000kg	0,4	5
Kerosin	0	0,0	0
LPG	0	0,0	0
Erdgas	EUR 0,3/GJ	0,3	5
Kohle	EUR 0,3/GJ	0,3	3
Strom	EUR 1,0/MWh	0,3	(abhängig von Strommix)
<b>Wärmesektor (betrieblich)</b>			
Gasöl	EUR 21/1000 Liter	0,6	8
Schweres Heizöl	EUR 15/1000 kg	0,4	5
Kerosin	0	0,0	0
LPG	0	0,0	0
Erdgas	EUR 0,15/GJ	0,15	2,7
Kohle	EUR 0,15/GJ	0,15	1,6
Strom	EUR 0,5/MWh	0,15	Je nach Region

Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf Tabelle 1, SEC(2011) 409 final: Commission staff working paper: impact assessment accompanying document to the proposal for a council directive amending Directive 2003/96/EC restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity.

Hinweis: In hell blau (gelb) hinterlegte Zellen bedeuten, dass der Mindeststeuersatz gemäß der Energiesteuerrichtlinie oberhalb (unterhalb) des aktuellen CO<sub>2</sub>-Preises im europäischen Emissionshandel von ~30 €/t CO<sub>2</sub> liegt.

Dieselmotoren sollen nach der aktuellen Energiesteuerrichtlinie mit mindestens 33 ct/l und Ottomotoren leicht höher mit mindestens 35,9 ct/l besteuert werden. Leichtes Heizöl (analog zu Gasöl) würde entsprechend mit mindestens 2,1 ct/l besteuert. Die nach den Sektoren Verkehr und Wärme differenzierenden Mindeststeuersätze weichen somit substantiell (hier um mehr als den Faktor 15) voneinander ab.

Über die mit der Verbrennung bzw. dem Einsatz der Energieträger verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen lassen sich die Mindeststeuersätze der verschiedenen Produkte in eine implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung umrechnen. Auch hier zeigt sich die deutliche Differenzierung der Belastung der Energieträger, zum einen zwischen den Sektoren Verkehr und Wärme, zum anderen auch zwischen Energieträgern innerhalb der Sektoren (z.B. Ottomotoren 159 €/t vs. Diesel 120 €/t). Im Verkehrssektor ist zusätzlich noch eine an den CO<sub>2</sub>-Emissionswerten der Fahrzeuge orientierte Kfz-Steuer implementiert. Hier liegen die spezifischen Steuersätze für Dieselfahrzeuge über denen von Benzinfahrzeugen. Klimapolitisch ist eine solche Differenzierung grundsätzlich nicht effizient, da die Klimawirkung durch die CO<sub>2</sub>-Emission unabhängig vom jeweiligen Brenn- bzw. Kraftstoff entsteht. Es zeigt sich zudem, dass die Mindeststeuersätze im Wärmesektor (in gelb unterlegt) im Gegensatz zum Verkehrssektor (in hellblau unterlegt) deutlich unter dem gegenwärtigen Niveau der CO<sub>2</sub>-Preise auf dem europäischen Emissionshandel (von rund 30 €/t CO<sub>2</sub>) liegen.<sup>7</sup> Durch Einführung der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das BEHG wird sich dies voraussichtlich ändern.

Für einzelne Produkte oder Industrien sieht die Energiesteuerrichtlinie optionale oder zum Teil verpflichtende **Steuerbefreiungen oder -ermäßigungen** vor. Konkret werden im Gesetzestext (wie in **Abschnitt 3.1.3** detailliert ausgeführt) z.B. die folgenden Möglichkeiten genannt:

- Option der niedrigeren Besteuerung von Energieerzeugnissen, die in der Landwirtschaft, in ortsfesten Motoren oder für den Betrieb von Maschinen für öffentliche Bauarbeiten verwendet werden;<sup>8</sup>
- optionale Steuerbefreiung von Biokraftstoffen;<sup>9</sup>
- weitgehende Steuerbefreiung für Schiffstreibstoff und Kerosin zur Nutzung in Schiffs- bzw. Luftfahrt;<sup>10</sup> und
- Ermäßigungen für energieintensive Betriebe sowie Möglichkeit von Vereinbarungen mit Unternehmen oder Verbänden.<sup>11</sup>

Zudem sind Steuerbefreiungen und Steuerermäßigungen aus Gründen der Umwelt- und Gesundheitspolitik zulässig, insofern sie durch die EU-Kommission

---

<sup>7</sup> Eingeführt wurde die Differenzierung nach Sektoren aus sozialen Erwägungen, um dem Grundbedürfnis nach Wärme gerecht zu werden, und daher im Wärmesektor nur moderate Steuern einzufordern. Soll diese finanzielle Entlastung des Wärmesektors aus sozialpolitischen Gründen zumindest kurz- bis mittelfristig weiterhin gelten, wäre auch in einer Neufassung der Energiebesteuerung eine Differenzierung der Steuersätze entsprechend zu berücksichtigen. Der Aspekt der sozialen Verträglichkeit wird in verschiedenen Studien thematisiert z.B. in Fraunhofer IWES et al. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr, [https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht\\_Endbericht\\_EE-Strom\\_W%C3%A4rme-Verkehr\\_2015.pdf](https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_Endbericht_EE-Strom_W%C3%A4rme-Verkehr_2015.pdf), zuletzt abgerufen am 15.02.2021.

<sup>8</sup> Vgl. Art. 8, Richtlinie 2003/96/EG.

<sup>9</sup> Vgl. Art. 16, Richtlinie 2003/96/EG.

<sup>10</sup> Vgl. Art. 14, Richtlinie 2003/96/EG.

<sup>11</sup> Vgl. Art. 17, Richtlinie 2003/96/EG.

genehmigt werden.<sup>12</sup> Im Grundsatz fällt hierunter auch der Spielraum für die Staffelung der Steuer anhand von CO<sub>2</sub>-Intensitäten.<sup>13</sup>

Insofern steht den Mitgliedstaaten offen, das nationale Energiesteuersystem über Steuerbefreiungen und Steuerermäßigungen aus Gründen der Umweltpolitik sowie mit Ausnahmeregelungen für Biokraftstoffe ein Stück weit klimapolitisch auszurichten. Eine konsequente und konsistente Neubasierung des Systems auf CO<sub>2</sub>-Emissionen oder den fossilen Kohlenstoffgehalt ist allerdings nicht unmittelbar möglich, da die Mindeststeuersätze auf einheitlichen Preisen je Mengeneinheit des verwendeten Energieträgers beruhen und damit z.B. entsprechende Differenzierungen nach dem CO<sub>2</sub>-Gehalt der Energieträger erschweren, wenn diese aus einer Mischung aus erneuerbaren und fossilen Brenn- bzw. Kraftstoffen bestehen. Zudem sind derzeit keine expliziten Ausnahmeregelungen für grüne synthetische Brenn- und Kraftstoffe in der Richtlinie vorgesehen.

### Deutliche Unterschiede in der nationalen Ausgestaltung bei der Umsetzung der Richtlinie

Die Rahmenbedingungen der Energiesteuerrichtlinie geben den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten Freiheiten bei der Ausgestaltung des nationalen Steuersystems und werden daher von diesen sehr unterschiedlich umgesetzt. Dies gilt zum einen in Bezug auf die Möglichkeit der Gewährung von Steuerbefreiungen bzw. -ermäßigungen und zum anderen in Bezug auf die Höhe der festgelegten Energiesteuersätze.

Die zum Teil erheblichen Unterschiede in der nationalen Umsetzung der Energiesteuerrichtlinie lassen sich am Beispiel der Energiesteuersätze von Dieselmotorkraftstoffen illustrieren.<sup>14</sup> Während z.B. Luxemburg, Polen und Bulgarien nur annähernd den Mindeststeuersatz von 33 ct/l ansetzen, ist der Energiesteuersatz für Diesel in Großbritannien, Italien, Belgien und Frankreich doppelt so hoch wie der Mindeststeuersatz in der Richtlinie (**Abbildung 3**).

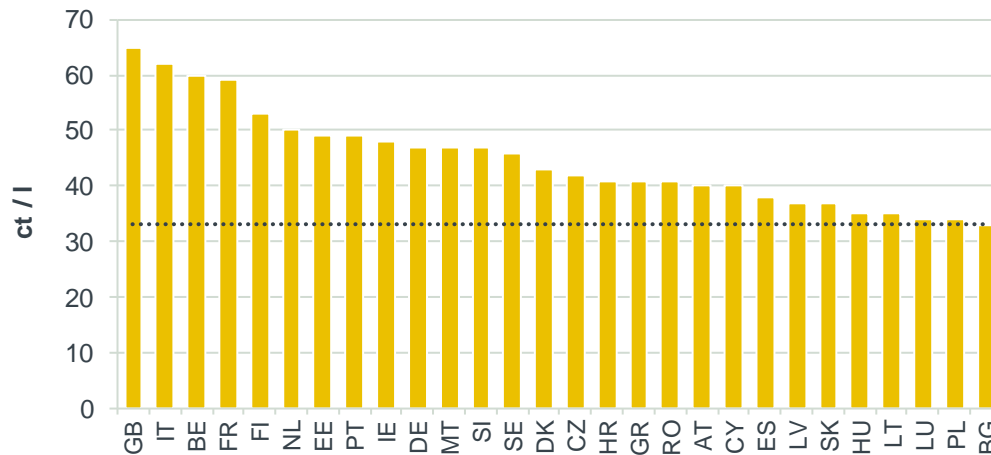
---

<sup>12</sup> Vgl. Art. 19, Richtlinie 2003/96/EG .

<sup>13</sup> Vgl. Kahl und Simmel (2017): Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, in: Stiftung Umweltenergie recht (Hrsg.): Würzburger Studien zum Umweltenergie recht, Nr. 6.

<sup>14</sup> Ein ähnliches Bild zeigt sich auch bei den Ottokraftstoffen.

**Abbildung 3** Aktuelle Energiesteuersätze für Dieselkraftstoffe in den EU-Mitgliedsstaaten



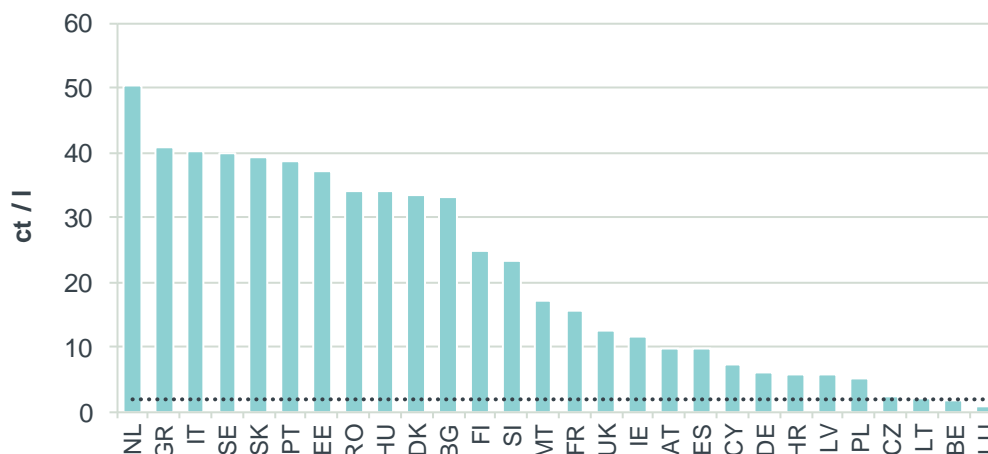
Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf Excise duty tables, Part II Energy products and Electricity [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise\\_duties/energy\\_products/rates/excise\\_duties-part\\_ii\\_energy\\_products\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise_duties/energy_products/rates/excise_duties-part_ii_energy_products_en.pdf), zuletzt abgerufen am 7.10.2020

Hinweis: Mit der gestrichelten Linie ist der in der Energiesteuerrichtlinie geltende Mindeststeuersatz dargestellt.

Die Differenzen in den Energiesteuersätzen zwischen den Mitgliedstaaten sind keinesfalls auf den Verkehrssektor beschränkt. So differieren die Steuersätze auch im Wärmesektor erheblich: Für Heizöl im nicht betrieblichen Bereich z.B. erheben Tschechien, Litauen, Belgien und Luxemburg Steuersätze, die sich nahe am Mindeststeuersatz von 2,1 ct/l bewegen, während die Niederlande einen Steuersatz von 50 ct/l festgesetzt haben (**Abbildung 4**), also etwa 25-mal so hoch wie der Mindeststeuersatz.<sup>15</sup>

<sup>15</sup> In den Ländern mit den höchsten Steuersätzen, wie z.B. den Niederlanden, wurde und wird Heizöl als Energieträger im Wärmebereich allerdings kaum eingesetzt.

**Abbildung 4 Darstellung der aktuellen Energiesteuersätze für leichtes Heizöl zum Einsatz im nicht betrieblichen Bereich der EU-Mitgliedsstaaten**



Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf Excise duty tables, Part II Energy products and Electricity [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise\\_duties/energy\\_products/rates/excise\\_duties-part\\_ii\\_energy\\_products\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/taxation_customs/sites/taxation/files/resources/documents/taxation/excise_duties/energy_products/rates/excise_duties-part_ii_energy_products_en.pdf), zuletzt abgerufen am 7.10.2020

Hinweis: Mit der gestrichelten Linie ist der in der Energiesteuerrichtlinie geltende Mindeststeuersatz dargestellt

### In Deutschland gelten wesentlich höhere Steuersätze als die durch die Richtlinie vorgegebenen Mindestsätze

Die Energiesteuersätze in Deutschland liegen deutlich über den Mindestsätzen, die die Energiesteuerrichtlinie der EU vorgibt (**Tabelle 2**). Die deutschen Steuersätze für Kraftstoffe sind etwa anderthalb mal so hoch wie die europäischen Mindestsätze. Für Heizstoffe sind sie sogar drei- bis fünfmal so hoch.

In Analogie zur EU-Richtlinie besteuert Deutschland damit Kraftstoffe deutlich höher als Heizstoffe. Durch die zwischen den Sektoren deutlich differierenden Steuersätze wird – wie auch in der Energiesteuerrichtlinie angelegt – den unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften bzw. Preissensitivitäten sowie sozialpolitischen Erwägungen Rechnung getragen.



**Tabelle 2      Steuersätze auf Energieprodukte nach dem deutschen Energiesteuergesetz**

Steuersatz [Mindestsatz nach EU-Richtlinie]		
	Betriebliche Nutzung	Nichtbetriebliche Nutzung
<b>Kraftstoff</b>		
Ottokraftstoff	65,45 ct/l [35,9 ct/l]	
Diesekraftstoff	47,04 ct/l [33,0 ct/l]	
Erdgas	13,90 €/MWh [9,36 €/MWh]	
<b>Heizstoff</b>		
Heizöl	variabel* [2,1 ct/l]	6,13 ct/l [2,1 ct/l]
Erdgas	variabel* [0,54 €/MWh]	5,50 €/MWh [1,08 €/MWh]
<b>Strom</b>		
Strom	variabel* [0,5 €/MWh]	20,50 €/MWh [1,0 €/MWh]

Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf § 2 EnergieStG, BGBl Teil I

Hinweis: \* Für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UdPG) existieren nach §54 ff, EnergieStG, verschiedene substantielle Steuerermäßigungen, die auf Antrag gewährt werden.

Deutschland setzt für die betriebliche Nutzung der Energieträger geringere Steuersätze an als für die nichtbetriebliche Nutzung. Bei betrieblicher Nutzung gesteht das Energiesteuergesetz Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (UdPG) auf Antrag Steuerermäßigungen zu. Diese Ermäßigungen hängen vom konkreten Energieprodukt und der Branche des jeweiligen Unternehmens ab.<sup>16</sup>

Das deutsche Energiesteuergesetz nimmt den in der Energiesteuerrichtlinie vorgesehenen optionalen Steuererlass für Biokraftstoffe nicht wahr. Stattdessen erfolgt die Förderung für Biokraftstoffe über eine Quotenregelung, die sogenannte Treibhausgas-Quote, die im Bundesimmissionsschutzgesetz näher spezifiziert ist.<sup>17</sup> Diese verpflichtet – wie weiter unten detailliert aufgeführt – den Inverkehrbringer der Energie, Emissionseinsparungen vorzunehmen, was heutzutage primär über das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen geschieht (v.a. in Form der Beimischung zu fossilen Kraftstoffen). Im Jahr 2020 mussten Kraftstoffproduzenten die CO<sub>2</sub>-Emissionen ihrer Kraftstoffe um 6 % gegenüber rein fossilen Kraftstoffen verringern.<sup>18</sup>

## 1.3 Fehlender Klimabezug des Energiesteuersystems noch zeitgemäß?

Dem Energiesteuersystem fehlt sowohl auf deutscher wie auch europäischer Ebene der explizite klimapolitische Bezug. Dies erscheint aus folgenden Gründen als nicht mehr zeitgemäß:

- Spätestens mit dem **Pariser Klimaabkommen** ist eine konsequente und durchgehende Ausrichtung der Energiepolitik auf den Klimaschutz erforderlich. Die in **Abschnitt 2.1** dargestellten massiven klimapolitischen Herausforderungen hinsichtlich des Ausmaßes und der Geschwindigkeit des

<sup>16</sup> Vgl. §54 ff EnergieStG.

<sup>17</sup> Vgl. §37 BImSchG.

<sup>18</sup> Vgl. §37a Abs. 4 BImSchG.

Ausbaus und der Nutzung der Erneuerbaren Energien macht eine Revision aller energiepolitisch relevanten Regulierungen einschließlich der Energiebesteuerung erforderlich, sodass alle Technologieoptionen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen möglichst umfassend angereizt werden.

- **Innovationen**, u.a. im Bereich der **alternativen Brenn- und Kraftstoffe**, die vor wenigen Jahren nicht absehbar waren (wie z.B. massive Kostenreduktionen bei der Stromgewinnung aus Erneuerbaren Energien und Elektrolyseuren, neue Katalysatoren, CO<sub>2</sub>-Gewinnung aus der Luft), gewinnen an Fahrt und sollten für die Transformation nutzbar sein – andernfalls besteht die Gefahr, die klimapolitischen Ziele zu verfehlen. Da Innovationen grundsätzlich nicht antizipierbar sind, sollte das Steuersystem ausreichend technologieoffen gestaltet werden, um alle potenziellen neuen CO<sub>2</sub>-armen Technologien steuerseitig zu entlasten.
- Die **CO<sub>2</sub>-neutralen Energieprodukte** sind auch ohne eine Erhebung von Energiesteuern noch **deutlich teurer** als vergleichbare fossile Energieträger unter Berücksichtigung der Energiesteuern. Damit bleibt der Anreiz erhalten, diese Energieträger so sparsam wie möglich einzusetzen.

Vor dem Hintergrund umwelt- und klimapolitischer Überlegungen gibt es dementsprechend gewichtige Gründe, das heutige Energiesteuersystem zu reformieren. Konkret bietet es sich an, den Bezug der Energiesteuer zu CO<sub>2</sub>-Emissionen, die auf Basis von Kohlenstoff aus fossilen Quellen entstanden sind, herzustellen. Dadurch würden auch die Rahmenbedingungen für den Hochlauf alternativer Brenn- und Kraftstoffe verbessert:

- Anders als gegenwärtig würde bei der Energiesteuer 2.0 die Energiesteuer der Brenn- und Kraftstoffe **vom fossilen Kohlenstoffgehalt** des Energieträgers bestimmt. Es würden also die „grauen/fossilen“ Kohlenstoffatome Bemessungsgrundlage für die Energiesteuer werden.<sup>19</sup> Das Steuerobjekt – der Verbrauch von Brenn- und Kraftstoffen – bleibt dabei identisch, und die Konsumenten würden weiterhin die Steuerlast für den Konsum der Brenn- und Kraftstoffe tragen.
- In der Folge werden **Brenn- und Kraftstoffen**, die fossile Kohlenstoffatome enthalten besteuert; „grüne“ Kohlenstoffatome würden keiner Energiebesteuerung unterliegen.

Eine differenzierende Energiesteuer stellt faktisch eine **Steuererleichterung für CO<sub>2</sub>-arme bzw. -neutrale Brenn- und Kraftstoffe** dar. Verbesserte Rahmenbedingungen durch eine reformierte Energiesteuer können daher einen substantiellen Beitrag zum Markthochlauf alternativer Brenn- und Kraftstoffe liefern. Dies würde auch einen **wesentlichen Schritt zu mehr Technologieneutralität** vor allem im Verkehrssektor nach sich ziehen, da in der Folge alle treibhausgasneutralen Optionen wie E-Mobilität oder alternative Kraftstoffe in vergleichbarer Größenordnung besteuert würden.

---

<sup>19</sup> Siehe Kapitel 3.2 für eine detaillierte Beschreibung zur Wahl der Bemessungsgrundlage.

## BESTEuerung VON KOHLENSTOFF (C-ATOME) VS. CO<sub>2</sub>

Aus Gründen der Übersichtlichkeit und einfacheren Lesbarkeit der Studie verwenden wir im Weiteren Begrifflichkeiten folgendermaßen:

- **Kohlenstoffbasierte versus CO<sub>2</sub>-basierte Energiesteuer** – Im Folgenden gehen wir von einer *kohlenstoffbasierten Energiesteuer* im Rahmen der Energiesteuer 2.0 aus. Bemessungsgrundlage der Steuer ist hierbei der Gehalt an fossilem („grauem“) Kohlenstoff in den Energieträgern. Faktisch ist eine auf diese Weise definierte kohlenstoffbasierte Energiesteuer in eine Besteuerung von fossilem CO<sub>2</sub> überführbar. So stehen der in Brenn- und Kraftstoffen gebundene fossile Kohlenstoffgehalt und das bei der Verbrennung entstehende CO<sub>2</sub> chemisch in einem festen Verhältnis zueinander (pro 12 kg Kohlenstoff entstehen bei der Verbrennung immer 44 kg Kohlendioxid).
- **„Grüner“ versus „grauer“ Kohlenstoffbezug** – Wenn wir im Kontext der Energiesteuer 2.0 – falls nicht explizit anders spezifiziert – von *Kohlenstoffbezug* oder *-gehalt* sprechen, ist ausschließlich der „graue“, fossile Kohlenstoffbezug oder -gehalt gemeint, da nur dieser im von uns vorgeschlagenen Modell der Besteuerung unterworfen sein sollte.

## 1.4 Die Studie adressiert die wesentlichen Fragestellungen in Bezug auf eine Reform der Energiesteuer

Vor diesem Hintergrund ist der Gegenstand der vorliegenden Studie die Erarbeitung und Analyse eines **reformierten Steuerkonzeptes für das deutsche Energiesteuergesetz**, welches die **Umstellung der Energiesteuer auf fossilen Kohlenstoff der Energieträger** beinhaltet. Kernelement des Konzeptes ist es, fossile Kohlenstoffe der Besteuerung zu unterwerfen, während alle Energieträger, die keine fossilen Kohlenstoffe enthalten, nicht der Besteuerung unterliegen. Dies gilt grundsätzlich für alle Energieträger, die der Energiesteuerrichtlinie auf EU-Ebene bzw. der Energiesteuer in Deutschland unterliegen.

Im Rahmen der Analyse stehen die folgenden Fragestellungen im Mittelpunkt:

- Mit welchem Steuermodell lässt sich konkret die aktuelle Energiesteuer auf eine Bemessungsgrundlage auf Basis fossiler Kohlenstoffe umstellen?
- Wie sieht die steuertechnische Umsetzung in der Praxis aus?
- Wie ist eine reformierte Energiesteuer ökonomisch zu bewerten?
- Welche Wechselwirkungen einer überarbeiteten Energiesteuer sind mit anderen Instrumenten der Besteuerung/Förderung klimafreundlicher Energieträger auf nationaler und europäischer Ebene verbunden?
- Welche Auswirkungen sind aktuell und perspektivisch von einer reformierten Energiesteuer auf die Preise von fossilen und alternativen Energieträgern zu erwarten, und welche Anreizwirkungen für deren Nutzung zeichnen sich hierbei ab?

Die Studie greift somit das Defizit des fehlenden Kohlenstoffbezugs in den Mindeststeuersätzen der EU-Energiesteuerrichtlinie und geltenden Energiesteuern des deutschen Energiesteuergesetzes auf und verfolgt das Ziel,

frühzeitig einen konstruktiven Beitrag zur politischen Debatte in Deutschland und der EU zu liefern.

## 1.5 Der Bericht folgt einer klaren Struktur

Die Studie ist wie folgt strukturiert:

- In **Kapitel 2** zeigen wir auf, warum alternative Brenn- und Kraftstoffe ein wichtiges Element in der Energiewende darstellen können, jedoch durch das derzeitige System nicht adäquat angereizt werden.
- **Kapitel 3** beschreibt die Charakteristika des bestehenden Energiesteuersystems und stellt darauf aufbauend unser Steuerkonzept einer reformierten Energiesteuer 2.0 unter Berücksichtigung eines Klimabezugs vor.
- In **Kapitel 4** diskutieren wir die Vorteile eines reformierten Energiesteuersystems und ordnen dieses in die Gesamtschau an umwelt- und klimapolitischen Instrumenten ein.
- **Kapitel 5** thematisiert eine mögliche Einbettung des vorgeschlagenen Energiesteuermodells in den bestehenden und zukünftigen europäischen Rechtsrahmen.
- Abschließend stellt **Kapitel 6** die politischen Handlungsempfehlungen in Bezug auf die Einführung einer überarbeitenden Energiesteuer dar.

## 2 ALTERNATIVE BRENN- UND KRAFTSTOFFE SIND UNVERZICHTBARES ELEMENT DER ENERGIEWENDE

In diesem Abschnitt erläutern wir, warum alternative Brenn- und Kraftstoffe – neben dem direkten Einsatz von erneuerbaren Energien (z.B. Biomasse) und erneuerbarem Strom, sowie dem Einsatz energiesparender Technologien – ein wesentlicher Baustein der Energiewende in Deutschland und Europa sein werden. Hierzu erläutern wir

- die äußerst ambitionierten klimapolitischen Ziele auf deutscher und europäischer Ebene, die ein umfassendes energiepolitisches Handeln in allen energieverbrauchenden Sektoren in der kurzen, mittleren wie langen Frist erfordern;
- das Erfordernis, alle klimaschonenden Technologien einzusetzen – einschließlich der breiten Verwendung alternativer „grüner“ Brenn- und Kraftstoffe in allen Sektoren; und
- dass das heutige regulatorische und marktliche Anreizsystem nur unzureichend darauf ausgerichtet ist, den Einsatz des erforderlichen breiten Mix‘ an klimapolitisch relevanten Technologien einschließlich alternativer Brenn- und Kraftstoffe voranzutreiben.

Obwohl sich Deutschland und die EU äußerst herausfordernde klimapolitische Ziele gesetzt haben, schaffen sie nur ein begrenztes Anreizsystem für den Einsatz klimaschonender Technologien. Daraus ergibt sich Handlungsbedarf, unter anderem das Energiesteuersystem in Deutschland, wie auch in Europa, zu reformieren.

### 2.1 Die klimapolitischen Ziele in Deutschland und der EU gehen mit erheblichen Herausforderungen einher

Auf der Weltklimakonferenz 2015 in Paris mit 197 Staaten hat sich die internationale Gemeinschaft dazu verpflichtet, die Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C und möglichst auf 1,5 °C zu begrenzen, sowie spätestens in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts weltweit Treibhausgasneutralität zu erreichen. Im Zuge des Abkommens haben sich die **Europäische Union und die Bundesrepublik ambitionierte Klimaschutzziele** gesetzt. Bis zur Mitte des Jahrhunderts sollen die Treibhausgasemissionen fast vollständig auf null gesenkt werden. Insbesondere im Verkehrs-, Wärmesektor und Industriesektor erfordern diese Ziele Anstrengungen, die deutlich über die bisher vorgesehenen Maßnahmen hinausgehen.

Mit dem Green Deal bekannte sich die Europäische Union zu dem Ziel, bis 2050 komplett klimaneutral zu werden. Dieses Ziel bedeutet eine komplette Vermeidung von aus fossilen Quellen stammendem CO<sub>2</sub>-Ausstoß in die Atmosphäre in allen

energieverbrauchenden Sektoren ab Mitte des Jahrhunderts. Bis 2030 hat sich die Europäische Union dabei ein verbindliches Zwischenziel von 40 % Emissionsminderungen gegenüber dem Niveau von 1990 gesetzt. Die EU-Kommission plant aktuell, dieses Ziel weiter zu verschärfen und fordert mittlerweile eine Reduktion von mindestens 55 % gegenüber den Emissionen von 1990.<sup>20</sup>

Ein wesentliches Instrument für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist das 2005 ins Leben gerufene europäische Emissionshandelssystem (*Emission Trading System*, ETS). Dieses deckelt durch die Ausgabe von mengenseitig begrenzten CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten die jährliche Menge von CO<sub>2</sub>-Emissionen in den erfassten Sektoren Energiewirtschaft, Flugverkehr (innereuropäische Flüge) sowie in Teilen der Industrie. Bis 2030 soll in den betroffenen Sektoren der jährliche CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 43 % im Vergleich zum Basisjahr 2005 gesenkt werden. Aber auch für die Sektoren, die nicht Teil des Emissionshandels sind, wie Verkehr und Wärme, wurden ambitionierte Ziele vereinbart: Hier sollen die Emissionen in der EU bis 2030 um 30 % gegenüber 2005 sinken.<sup>21</sup>

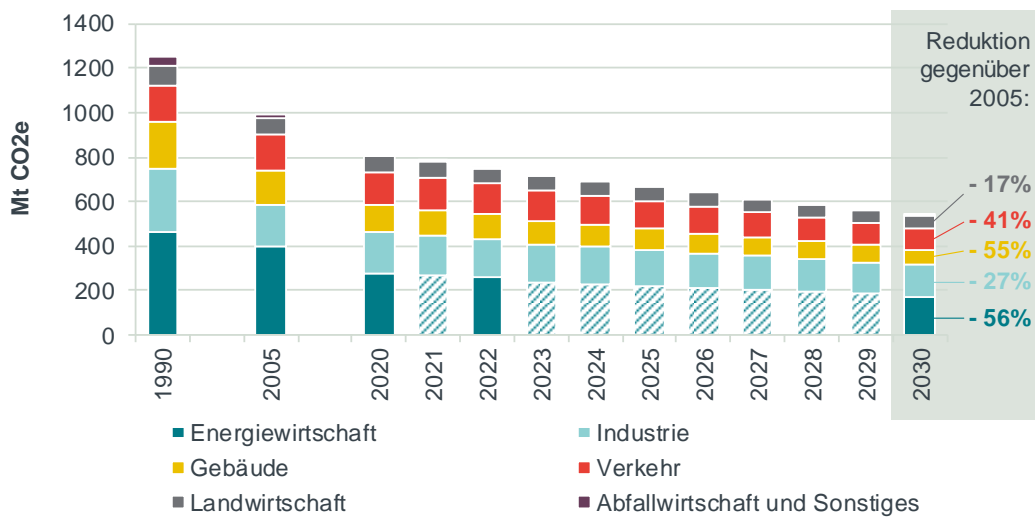
Abgeleitet von den global eingegangenen Verpflichtungen hat die Bundesregierung die deutschen Klimaschutzziele weiter auf Zwischenziele für die Jahre 2030 und 2050 sowie auf die verschiedenen Sektoren heruntergebrochen. Mit dem Klimaschutzgesetz 2019 wurden die sektorspezifischen Zwischenziele nunmehr gesetzlich verankert (siehe **Abbildung 5**). Auf dieser Grundlage müssen in allen energieverbrauchenden Sektoren, also auch im Energie-, Wärme- und Verkehrssektor, deutliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen erreicht werden. Ein wesentliches Instrument dafür ist das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Dieses führt ab 2021 eine nationale Bepreisung von CO<sub>2</sub> in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr ein, die bisher vom europäischen Emissionshandelssystem ausgenommen sind. Dies geschieht vor dem Hintergrund, dass gerade **im Verkehrssektor und zum Teil auch im Gebäudebereich eine deutliche Lücke zwischen den Einsparungszielen und bisher ergriffenen Maßnahmen klafft.**

---

<sup>20</sup> Vgl. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_20_1599), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

<sup>21</sup> Vgl. [https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/regulation\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/effort/regulation_en), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

**Abbildung 5 Zielwerte für Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Deutschland bis 2030**



Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands>, zuletzt abgerufen am 7.10.2020

Hinweis: Die schraffierten Flächen für den Energiesektor repräsentieren interpolierte Ziele, weil explizite Ziele nur für die Jahre 2020, 2022 und 2030 festgelegt sind.

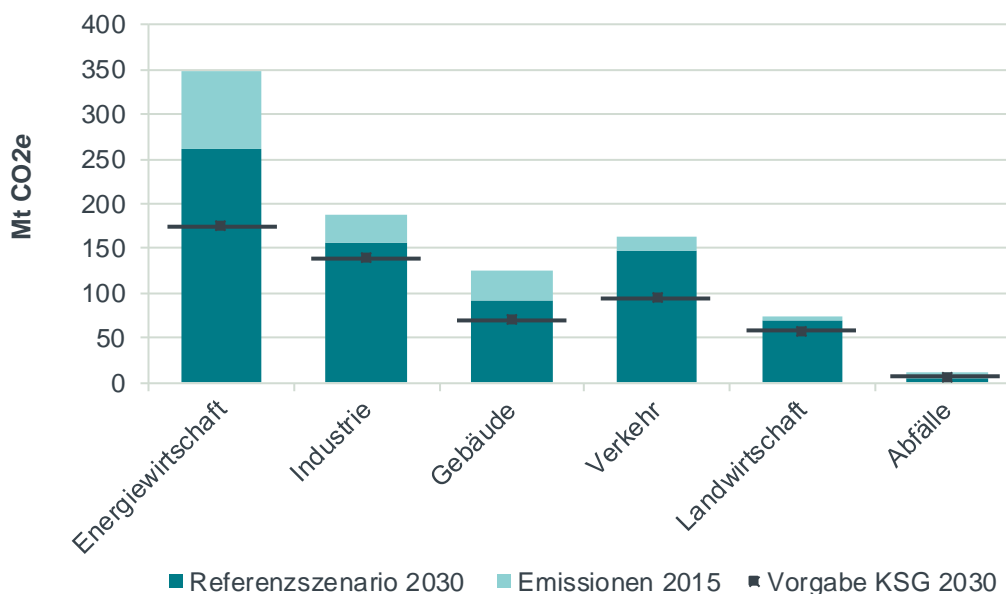
Die Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor sind in Deutschland zwischen 1990 und 2017 im Gegensatz zu allen anderen Sektoren nicht wesentlich gesunken (siehe Exkurs zum Verkehrssektor). Zwar sind die Fahrzeuge in den letzten Jahrzehnten erheblich effizienter geworden, doch ist gleichzeitig der Bedarf an Mobilität massiv angestiegen. In Summe blieb der CO<sub>2</sub>-Ausstoß auf einem konstanten Niveau.

Aktuelle Projektionen zeigen, dass die Sektorziele für den Verkehr, die mit einem Rückgang der Emissionen gegenüber 2005 in Höhe von -41 % (und gegenüber 1990 um -42 %) mit Blick auf die Historie äußerst ambitioniert sind, ohne weitere Maßnahmen im Rahmen des Klimaschutzgesetzes verfehlt werden (**Abbildung 6**).<sup>22</sup> So weichen hier die prognostizierten Emissionen im Referenzszenario für 2030 (welche die bisher geplanten Maßnahmen zur Emissionsreduktion abbilden) im Vergleich zu den Sektoren Industrie und Gebäude/Wärme relativ am stärksten von den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes (KSG) 2030 ab.

Für die Sektoren Industrie und Gebäude/Wärme wird unter Berücksichtigung der geplanten Klimaschutzmaßnahmen mit einer etwas geringeren relativen Lücke hinsichtlich der Zielerreichung gerechnet. Allerdings reichen die Maßnahmen auch in diesen Sektoren nicht aus, um die Ziele des KSG in Gänze zu erfüllen.

<sup>22</sup> Vgl. Prognos et al. für BMWi (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050.

**Abbildung 6 Abgleich der erwarteten Emissionseinsparungen je Sektor mit den Vorgaben des Klimaschutzgesetzes 2030**



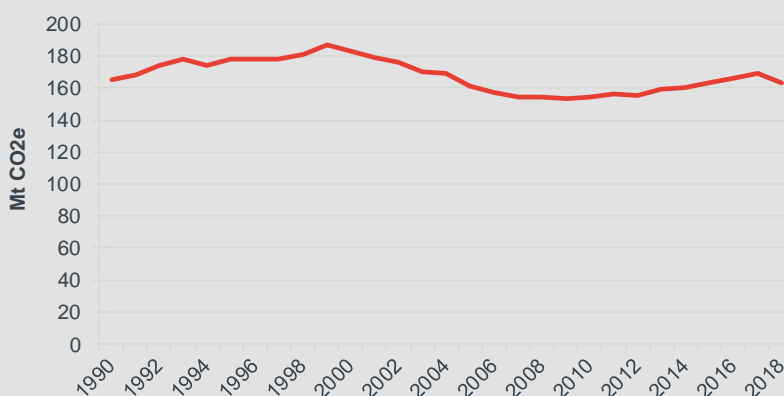
Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf Prognos et al. (2020): *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*, basierend auf AG Energiebilanzen (2018), UBA Projektionsbericht (2019)

Hinweis: Das Referenzszenario, das Prognos zugrunde legt, basiert auf allen Maßnahmen, die bis Ende 2017 beschlossen und implementiert waren. Es spiegelt also die prognostizierten CO<sub>2</sub>-Emissionen ohne ambitionierte Maßnahmen im Einklang mit dem Klimaschutzgesetz 2030 wider.

## HISTORISCHE CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN IM VERKEHRSSSEKTOR IN DEUTSCHLAND

Der Verkehrssektor – inklusive des Straßenverkehrs – verzeichnet über die letzten drei Jahrzehnte in Deutschland stagnierende (siehe nachfolgende Grafik) und in Europa sogar steigende Emissionen.<sup>23</sup>

**THG-Emissionen im Verkehrssektor (Deutschland)**



Quelle: European Environmental Agency

Der Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor ist insbesondere auf die gestiegene Nachfrage nach individueller Mobilität und die zunehmenden Straßengütertransporte im

<sup>23</sup> Vgl. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/national-emissions-reported-to-the-unfccc-and-to-the-eu-greenhouse-gas-monitoring-mechanism-16>, zuletzt abgerufen am 7.10.2020.



EU-Binnenmarkt zurückzuführen. Nichtsdestotrotz waren die Anstrengungen zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Verkehrssektor erheblich.

- So konnten zwischen 2000 und 2017 die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilometer eines verkauften Neuwagens in der EU durch Effizienzsteigerungen signifikant verringert werden.<sup>24</sup> Diese Effizienzgewinne in der Motorenentwicklung gingen allerdings zu Lasten eines höheren Leistungsgewichtes und größerer Fahrleistungen im Pkw-Verkehr.
- Ebenso zugenommen haben der straßengebundene Güterverkehr (in absoluten Zahlen) und gleichzeitig der ausländische Wettbewerbsdruck in diesem Gewerbe. Das hat zur Folge, dass mittlerweile im Ausland angesiedelte Transportunternehmen einen wesentlichen und kontinuierlich steigenden Teil des Güterverkehrsaufkommens in Deutschland ausmachen.<sup>25</sup> Diese Unternehmen bestimmen im Schwerlastverkehr daher auch die Geschwindigkeit für einen Antriebswechsel mit.

Selbst wenn im Jahr 2030 hierzulande die angestrebte Anzahl von 10 Mio. zugelassenen Elektro-Pkw erreicht wird, werden noch mehr als 30 Mio. Fahrzeuge (Pkw und schwere Nutzfahrzeuge) mit Verbrennungsmotoren betrieben. Zu diesem Ergebnis kommen die Experten der vom Bundesverkehrsministerium (BMVI) initiierten „Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität“ (NPM). Vor diesem Hintergrund wird die großangelegte Verwendung chemischer Energieträger im Straßenverkehr auch weiterhin perspektivisch unumgänglich sein.

## 2.2 Der zunehmende Einsatz Erneuerbarer Energien ist Kern der Energiewende – aber nicht nur als „grüner Strom“

Die Klimaziele Deutschlands und der Europäischen Union machen den Handlungsbedarf deutlich: Fossile Energien müssen auf breiter Basis durch Erneuerbare Energien ersetzt werden, gleichzeitig müssen Energieeffizienzanstrebungen fortgesetzt werden. Da der Einsparung von Energie allerdings auch Grenzen gesetzt sind, kommt dem Einsatz Erneuerbarer Energie in der Transformation des Energiesystems eine Schlüsselrolle zu.

Prinzipiell können Erneuerbare Energien auf drei Arten und Weisen eingesetzt werden:

- unmittelbar als biogene Brenn- und Kraftstoffe (z.B. Biomasse, Biogase oder Biokraftstoff);
- als „grüne“ Elektrizität; oder
- als synthetisch<sup>26</sup> hergestellte chemische Energieträger (z.B. Wasserstoff, Methan, Ammoniak, Benzin, Diesel, Kerosin oder Methanol).<sup>27</sup>

Bisher haben sich die Anstrengungen zum Hochlauf Erneuerbarer Energien vor allem auf die unmittelbare Verwendung biogener Brenn- und Kraftstoffe (z.B.

<sup>24</sup> Vgl. [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/average-emissions-for-new-cars-4#tab-chart\\_1](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/average-emissions-for-new-cars-4#tab-chart_1), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

<sup>25</sup> Vgl. BMVI (2019): Verkehr in Zahlen 2019/2020, S. 240 ff. [https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2019-pdf.pdf?__blob=publicationFile), zuletzt abgerufen am 17.02.2021.

<sup>26</sup> Der Begriff synthetisch ist an dieser Stelle nicht eng definiert und nicht ausschließlich auf Fischer-Tropsch-Prozesse fokussiert. Stattdessen fassen wir hierunter grds. auch alternative, „grüne“ Verfahren zur Herstellung von Energieträgern wie die Pyrolyse, Methanolprozesse etc.

<sup>27</sup> Zudem können chemische Substanzen, wie z.B. Ammonium, auf Basis Erneuerbarer Energien hergestellt und u.a. in der Industrie und Landwirtschaft eingesetzt werden.

Biomasse) und auf Elektrizität aus erneuerbaren Energien als Energieträger konzentriert. Vor allem der direkte Einsatz von grüner Elektrizität wird im Rahmen der Sektorenkopplung (Einsatz grüner Energie in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie) in verschiedenen Bereichen als das alleinige Instrument der Wahl verfolgt, wie z.B. im Rahmen von

- **Elektromobilität:** Mit dem geplanten Ausbau der Elektromobilität<sup>28</sup> (im Verkehrssektor) sollen insbesondere der Individualverkehr (batterieelektrische Fahrzeuge), der lokale Busverkehr und Teile des Lastkraftwagenverkehrs (leichte LKW mit batterieelektrischen Antrieben, schwere LKW mit Oberleitungstechnologie) defossilisiert werden. Allerdings fehlt es heute an entsprechender Netz- und Ladeinfrastruktur, deren Aufbau zeit- und kostenintensiv ist. Batterieelektrische Fahrzeuge sind in der Regel teurer als die entsprechenden Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren und durch die gegenwärtig langen Ladezeiten ist ihr Nutzungskomfort aus Verbrauchersicht oft geringer. Zudem bewegen sich die CO<sub>2</sub>-Einsparungen über den Lebenszyklus der Fahrzeuge in ähnlichen Größenordnungen wie die von Verbrennungsmotoren – vor allem aufgrund der Emissionen bei der Herstellung des Ladestroms und der Batterien. Klimapolitisch ist somit wenig gewonnen.<sup>29</sup> Deshalb ist es zweifelhaft, ob die Elektromobilität alleine die Defossilisierung der Verkehre sicherstellen kann.
- **Strombasierte Wärmebereitstellung:** Der Einsatz von Strom kann im Rahmen der Sektorenkopplung weiterhin durch den angestrebten Ausbau von stromgetriebenen Wärmepumpen (im Haushaltsbereich wie auch im Gewerbe-/Industriebereich) vorangetrieben werden. So werden im Gebäudeneubau heute häufig stromgetriebene Wärmepumpen zur Beheizung der Räume eingebaut. Häufig übersehen wird allerdings, dass gerade bei Bestandsbauten, die den Großteil der Gebäude ausmachen, der Einsatz von Wärmepumpen sehr kostspielig oder technisch nicht möglich ist. So müssen Altbauten häufig komplett saniert und wärmegeklämt werden, um das Heizungssystem wärmepumpenfähig zu machen. Dies ist vielfach unwirtschaftlich.
- **Stromeinsatz in Industrieprozessen:** Auch in Industrieprozessen ist ein zunehmender Einsatz von grünem Strom durch Verfahrensumstellungen möglich. So können etwa in der Stahlindustrie für das Recycling von Rohstoffen Elektrolichtbogenöfen eingesetzt werden. Allerdings ist der Stromeinsatz gerade in Hochtemperaturprozessen schwierig oder technisch zumindest heute noch nicht möglich, sodass die Verwendung von flüssigen oder gasbasierten (chemischen) Brennstoffen mindestens kurz- bis mittelfristig alternativlos bleibt. Zudem lässt sich die Verwendung von chemischen Kohlenstoffen als Rohstoffe oder Zwischenprodukte in Produktion von Gütern grundsätzlich nicht ersetzen.<sup>30</sup>

---

<sup>28</sup> Vgl. BMWi (2020): Rahmenbedingungen und Anreize für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur, online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/rahmenbedingungen-und-anreize-fuer-elektrofahrzeuge.html>, zuletzt abgerufen am 6.10.2020.

<sup>29</sup> Siehe etwa Frontier Economics (2019): Die CO<sub>2</sub>-Gesamtbilanz für Antriebstechnologien im Individualverkehr heute und in Zukunft, Studie für Uniti e.V.

<sup>30</sup> Siehe etwa Agora Energiewende (2019): Klimaneutrale Industrie, Schlüsseltechnologien für Stahl, Chemie und Zement oder dena (2020): Heutige Einsatzgebiete für Power Fuels – Factsheets zur Anwendung von klimafreundlich erzeugten synthetischen Energieträgern.

Unstrittig ist, dass der zunehmende Einsatz von grünem Strom in allen energieverbrauchenden Sektoren der wesentliche Eckpfeiler der Energiewende sein wird. Die Beispiele zeigen allerdings auch auf, dass eine **Strategie, die allein darauf abzielt, Strom einzusetzen, in der Realität an technische und wirtschaftliche Grenzen stoßen wird**. Es ist deshalb für das **Gelingen der Energiewende unabdingbar**, auch alternative klimapolitische Pfade mit Nachdruck zu verfolgen. Dazu gehört der **Einsatz von alternativen Energieträgern wie Biokraftstoffen/-brennstoffen und strombasierten grünen Brenn- und Kraftstoffen**. Letztere beinhalten Gase („Power-to-Gas“) und Flüssigkraftstoffe („Power-to-Liquid“), die synthetisch aus erneuerbarem Strom erzeugt werden.

## 2.3 Alternative Brenn- und Kraftstoffe als weiterer wichtiger Eckpfeiler der Defossilisierung des Energiesystems

Da Strom alleine aus den oben genannten Gründen, auch in Zukunft nicht in allen Energieanwendungen eingesetzt werden kann, werden chemische Energieträger (flüssige und gasförmige Brenn- und Kraftstoffe) weiterhin eine wesentliche Rolle spielen. Die erforderliche Transformation des Energiesystems bedeutet aber unausweichlich, dass fossile Energieträger (Erdöl, Erdgas, Kohlen) aus dem Energiemix ausscheiden werden, soweit der Kohlenstoff nicht vor der Emission abgeschieden und sicher in Reservoirs gelagert wird (Carbon Capture and Storage).

Um den weiterhin erheblichen Bedarf an chemischen Energieträgern (mit und ohne Kohlenstoffen) decken zu können, rücken somit alternative, CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger in den Vordergrund, die entweder aus biogenen Grundstoffen bereitgestellt werden oder die synthetisch aus grüner Elektrizität hergestellt werden. Im Verkehrs-, Wärme- und Industriesektor sind hiervon z.B. einsetzbar:

- (Nachhaltig) biogene Energieträger (hergestellt aus Biomasse, Altfetten etc.):
  - Pflanzenöl,
  - Biodiesel,
  - Biogase/Biomethan,
  - Biokerosin,
  - Biomethanol,
  - Bioethanol bzw. Cellulose-Ethanol;
- (Nachhaltig) synthetische, aus grüner Elektrizität hergestellte Brennstoffe ohne Kohlenstoffgehalt:
  - Wasserstoff,
  - Ammoniak;
- (Nachhaltig) synthetische, aus grüner Elektrizität hergestellte Brennstoffe mit Kohlenstoffgehalt:

- Synthetischer Diesel/Heizöl,
- Synthetischer Ottokraftstoff,
- Synthetisches Kerosin,
- Synthetisches Methan,
- Synthetisches Methanol,
- Synthetisches DME.

**Strombasierte synthetische Brenn- und Kraftstoffe** (siehe nachfolgende Exkursbox) – **wie auch Biokraftstoffe, Biogase etc.** (siehe darauffolgende Exkursbox) – **können gesamtbilanziell klimaneutral hergestellt und wieder verbrannt werden:** Zwar fallen bei der Endnutzung CO<sub>2</sub>-Emissionen an, dieses CO<sub>2</sub> wird jedoch bei der Herstellung der Umwelt entnommen. Zudem nehmen wir an, dass die Herstellung der strombasierten Brenn- und Kraftstoffe Erneuerbare Energien eingesetzt werden. Die CO<sub>2</sub>-Bilanz ist somit ausgeglichen, klimaschädliche Effekte werden nahezu vollständig reduziert. Damit erfüllen diese Brenn- und Kraftstoffe das Kriterium der **CO<sub>2</sub>-Neutralität** und sollten klimapolitisch auch konsistent und konsequent als solche Energieträger eingestuft und behandelt werden.

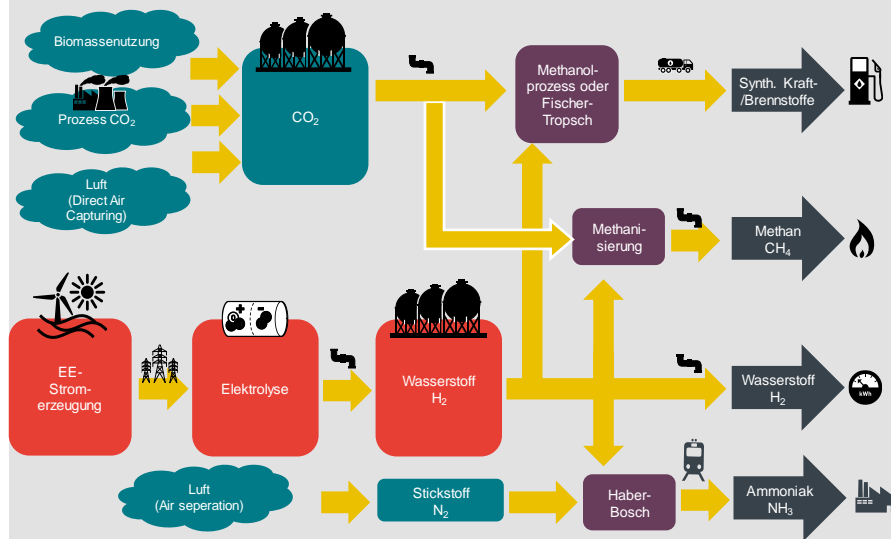
### **SYNTHETISCHE BRENN- UND KRAFTSTOFFE ALS ALTERNATIVE, KLIMANEUTRALE CHEMISCHE ENERGIE TRÄGER**

**Synthetische Brenn- und Kraftstoffe (Power-to-X- / PtX-Produkte) werden aus Erneuerbarem Strom gewonnen:** Zunächst wird mit grünem Strom und Wasser über ein Elektrolyseverfahren „grüner Wasserstoff“ hergestellt (siehe untenstehende Grafik). Dieser Wasserstoff wird im Folgenden entweder direkt z.B. in der Industrie, dem Verkehrs- oder Wärmesektor eingesetzt oder zu chemischen Folgeprodukten weiterverarbeitet: So können mit dem Wasserstoff unter Verwendung von Kohlenstoff über das *Fischer-Tropsch* oder das *Methanolsyntheseverfahren* flüssige Kraftstoffe wie Diesel/Heizöl, Ottokraftstoff, Kerosin etc. hergestellt werden. Über einen Methanisierungsprozess lässt sich der Wasserstoff mit Kohlenstoff auch zu synthetischem grünem Methan weiterverarbeiten. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Wasserstoff mit Stickstoff zu Ammoniak zu verarbeiten, der dann entweder z.B. in der chemischen Industrie als Grundstoff, in Motoren als Brennstoff oder als Transportmedium für Wasserstoff eingesetzt werden kann.

**Für die Weiterverarbeitung des Wasserstoffs zu synthetischen kohlenstoffhaltigen Energieträgern ist die Bereitstellung einer Kohlenstoffquelle erforderlich.** Der Kohlenstoff kann hierbei der Luft entnommen (*Direct Air Capture, DAC*), oder in konzentrierterer Form und damit kostengünstiger aus Industrieabgasen oder Biomasse gewonnen werden.

- Unstrittig ist, dass kohlenstoffhaltige synthetische Brenn- und Kraftstoffe, die mit Kohlenstoff aus der Atmosphäre oder Biomasse hergestellt werden, als klimaneutral einzustufen sind.
- Strittig ist dies bei aus Industrieabgasen gewonnenem CO<sub>2</sub>, da der Kohlenstoff in diesem Fall aus fossilen Energien stammen kann: Es liegt nahe, solche aus fossilen Energieträgern stammenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, die temporär im Rahmen der klimapolitischen Vereinbarungen zugelassen sind, als klimaneutral einzustufen, da diese CO<sub>2</sub>-Emissionen auch ohne die Weiterverwendung in einem PtX-Produkt angefallen wären.
- Eindeutig nicht als CO<sub>2</sub>-neutral einzustufen sind dagegen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Industrieabgasen, die ursächlich wegen der Weiterverarbeitung in PtX-Produkte anfallen.

Letztlich ist die Anerkennung der CO<sub>2</sub>-Neutralität von kohlenstoffhaltigen Brenn- und Kraftstoffen eine Zertifizierungsfrage, die politisch zu entscheiden ist.



Quelle: Frontier Economics / FiFo

## BIOKRAFTSTOFFE

Neben synthetisch erzeugten CO<sub>2</sub>-neutralen Brenn- und Kraftstoffen können auch aus nachwachsenden Rohstoffen oder Abfällen CO<sub>2</sub>-arme Kraftstoffe produziert werden – sogenannte Biokraftstoffe. Biokraftstoffe werden schon länger politisch gefördert und können sowohl als Reinbrennstoffe als auch als Beimischungsprodukte zu fossilen Kraftstoffen in den Verkehr gebracht werden. Sie stellen einen wichtigen Baustein bei der Defossilisierung des Kraftstoffbedarfs dar, wobei ihr Potential im Grundsatz begrenzt ist.<sup>31</sup> Üblicherweise werden Biokraftstoffe in Kraftstoffe der ersten, zweiten oder dritten Generation eingeteilt:

- **Biokraftstoffe der ersten Generation** werden nur aus einem Teil der Pflanze gewonnen. Es werden vor allem die energiereichen Anteile wie Öle oder Stärke genutzt. Darunter fallen Pflanzenölkraftstoffe, Biodiesel (meist aus Raps- oder Sojaöl) und Bioethanol (zumeist aus Zuckerrüben oder Getreide).
- Für **Biokraftstoffe der zweiten Generation** nutzen Produzenten die gesamte Pflanze. Kraftstoffe der zweiten Generation umfassen primär Biomethan (aus Energiepflanzen, Gülle oder organischen Reststoffen), Biomass-to-Liquid-Kraftstoffe (aus verschiedenen organischen Rohmaterialien) und Cellulose-Ethanol (das chemisch identisch zu Bioethanol ist, aber aus Cellulose gewonnen wird).
- Im Forschungsstadium befinden sich **Biokraftstoffe der dritten Generation**, die z.B. aus Algen gewonnen werden sollen und entsprechend keinerlei Landfläche benötigen würden.

Wie im Abschnitt 4.2.2 im Detail dargestellt, fördert die Bundesregierung Biokraftstoffe aktuell auf Basis einer Treibhausgasquote. Danach sind Kraftstoffproduzenten dazu verpflichtet, tatsächliche Emissionseinsparungen in Bezug auf die von ihnen in Verkehr gebrachten Kraftstoffe von aktuell 6 % vorzunehmen. Seit 2018 können Inverkehrbringer von Kraftstoffen zur Erfüllung der Quote auch synthetische Kraftstoffe (und andere Vermeidungstechnologien) anrechnen. Bis zu deren Marktreife und großtechnischer

<sup>31</sup> Aus diesem Grund, und weil der Vergleich zwischen fossilen und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen bereits die komplette Preisspanne abdeckt, fokussieren wir uns in dieser Studie auf fossile und synthetische Stoffe.

Verfügbarkeit werden Biokraftstoffe aber absehbar die wichtigste Technologie zur Erfüllung der Treibhausgasquote bleiben.

Das langfristige Potential biogener Kraftstoffe ist dabei durch Flächenkonkurrenz im Grundsatz begrenzt. Das hat auch in der Gesetzgebung zu Konsequenzen geführt, unter anderem durch die Kraftstoffqualitätsrichtlinie<sup>32</sup> und die Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie<sup>33</sup> (die allerdings erst noch in nationales Recht umgesetzt werden muss). Auf europäischer Ebene gelten deshalb folgende Rahmenbedingungen für Biokraftstoffe:

- Forderung an die Mitgliedstaaten, dass im Verkehrssektor ein Anteil erneuerbarer Energien von 14 % bis 2030 erreicht wird. Hierbei können Mehrfachanrechnungen das reale Ziel reduzieren (Klimazielpfad 2030 der EU-Kommission sieht sogar Erhöhung auf 24 % vor<sup>34</sup>);
- Begrenzung des Anteils der Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse (d.h. insbesondere Biokraftstoffe der ersten Generation) auf 7 % des Energieverbrauchs im Verkehrssektor. Ab 2030 Verbot von Biokraftstoffen mit besonders hohem Risiko für indirekte Landnutzungsveränderungen; und
- Förderung fortschrittlicher Biokraftstoffe mit geringeren Flächenanforderungen (z.B. durch doppelte Anrechnung auf die 14 %-Quote).

Als Ergänzung zur direkten Nutzung Erneuerbarer Energien und zur Elektrifizierung von Endanwendungen haben alternative Brenn- und Kraftstoffe als chemische Energieträger wichtige Vorteile gegenüber dem Einsatz von Strom, die in der Energiewende auf breiter Basis nutzbar gemacht werden sollten:

- **Hohe Energiedichte chemischer Energieträger ist für bestimmte Energieanwendungen unverzichtbar:** Ein wesentliches Merkmal chemischer Energieträger ist ihre hohe Energiedichte. Dies gilt insbesondere für flüssige Brennstoffe, aber auch für Gase wie Methan und Wasserstoff. Das bedeutet, dass chemische Energieträger signifikante Vorteile gegenüber elektrischer Energie bieten, wann immer es darum geht, große Mengen Energie zu transportieren oder zu speichern. Nicht zuletzt aufgrund dieser grundlegenden chemisch-physikalischen Eigenschaften basiert der Endenergieverbrauch in Deutschland gegenwärtig zu rund 70 % auf chemischen Energieträgern.<sup>35</sup>

Insbesondere flüssige Energieträger sind in einigen Sektoren daher absehbar nicht oder nur schwer zu ersetzen, wie in Teilen des Verkehrssektors (z.B. Flugverkehr, Schifffahrt, Straßengüterfernverkehr) sowie in der chemischen Industrie.<sup>36</sup>

- **Alternative Brenn- und Kraftstoffe erlauben die Weiterverwendung der bestehenden Infrastruktur:** Grüne Brenn- und Kraftstoffe wie synthetischer Diesel, Ottokraftstoff, Kerosin, Heizöl und Methan sind mit den fossilen Energien hergestellten Produkten chemisch identisch oder ähnlich und erlauben somit die Nutzung der bestehenden Verarbeitungs-, Transport-, Verteil-, Speicher- und Nutzungsinfrastruktur. So könnten heutige PKW und LKW technisch schon heute mit den entsprechenden synthetischen grünen

<sup>32</sup> EU-Richtlinie 2015/652 des Rates.

<sup>33</sup> EU-Richtlinie 2018/2001/EG.

<sup>34</sup> Vgl. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/QANDA\\_20\\_1598](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/QANDA_20_1598), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

<sup>35</sup> Vgl. <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-4-xls.html>, zuletzt abgerufen am 11.12.2020.

<sup>36</sup> Vgl. u.a. Prognos et al (2018): Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende.

Kraftstoffen betrieben werden, gleiches gilt für heutige Erdgas- und Ölheizungen.

Im Vergleich zum Aufbau einer Stromverteiler- und Ladeinfrastruktur und der entsprechenden batterieelektrischen Fahrzeugflotte ist damit der indirekte Einsatz von Erneuerbarem Strom über synthetische Brenn- und Kraftstoffe sehr viel schneller zu erreichen als ausschließlich über E-Mobilität. Alternative Brenn- und Kraftstoffe sollten deshalb in ihrem Einsatz nicht nur für spezielle Anwendungen wie den Flugverkehr oder einzelne Industrieprozesse, bei denen chemische Energieträger faktisch technisch nicht ersetzbar sind, beschränkt werden, sondern als Option in allen Sektoren betrachtet werden, einschließlich dem Individualverkehr oder dem Wärmesektor. Letztlich entscheidet sich über den Bedarf und die einzelne Anwendung, welcher grüne Energieträger (Strom, biogen, synthetisch) eingesetzt wird.

Dies gilt nicht nur in einem Land mit heute bereits sehr gut ausgebauten Infrastrukturen wie Deutschland, sondern auch in Ländern mit weniger gut ausgebauten Infrastrukturen. Zudem spart die Nutzung bestehender Transport-, Verteiler-, Speicher- und Anwendungsinfrastruktur Kosten, die den Kosten des Aufbaus einer PtX-Produktionsinfrastruktur gegenübergestellt werden müssen.

- **Energiespeicherung ist essentieller Bestandteil der Energiewende – dies erfordert im Grundsatz chemische Energieträger:** Die zunehmende Gewinnung von Energie aus Erneuerbaren Energien, insbesondere Windkraft und Photovoltaik, macht eine Speicherung der Energie unverzichtbar, denn Wind und Sonne sind nur fluktuierend verfügbar. Speicherbare Energieträger entkoppeln Nachfrage und Angebot zeitlich voneinander. Das ermöglicht ein Höchstmaß an Flexibilität bei der Energiebereitstellung und -verteilung. Dies gilt sowohl kurzfristig, also innerhalb oder zwischen einzelnen Tagen und über Wochen hinweg, als auch saisonal, also über mehrere Monate hinweg.

Außer der Speicherung von Energie in Form von chemischen Energieträgern fehlen Technologieoptionen für eine langfristige saisonale Stromspeicherung in den erforderlichen sehr großen Mengen (das Speichervolumen aller deutscher Stromspeicher beträgt nur ca. 0,04 TWh im Vergleich zu einer Speicherkapazität von 535 TWh für flüssige Energieträger<sup>37</sup>). Für dieses Maß an technischer Versorgungssicherheit sind speicherbare Energieträger mit einer möglichst hohen Energiedichte und die entsprechenden Infrastrukturen unabdingbare Voraussetzung. Die Gas- und Öl(producte)-Infrastruktur ist in Deutschland so ausgebaut, dass sie eine hochdynamische landesweite Momentan-Nachfrage nach Energie in den verschiedenen Sektoren jederzeit zuverlässig bedienen kann. Das gilt gleichermaßen für saisonale Nachfrageschwankungen.

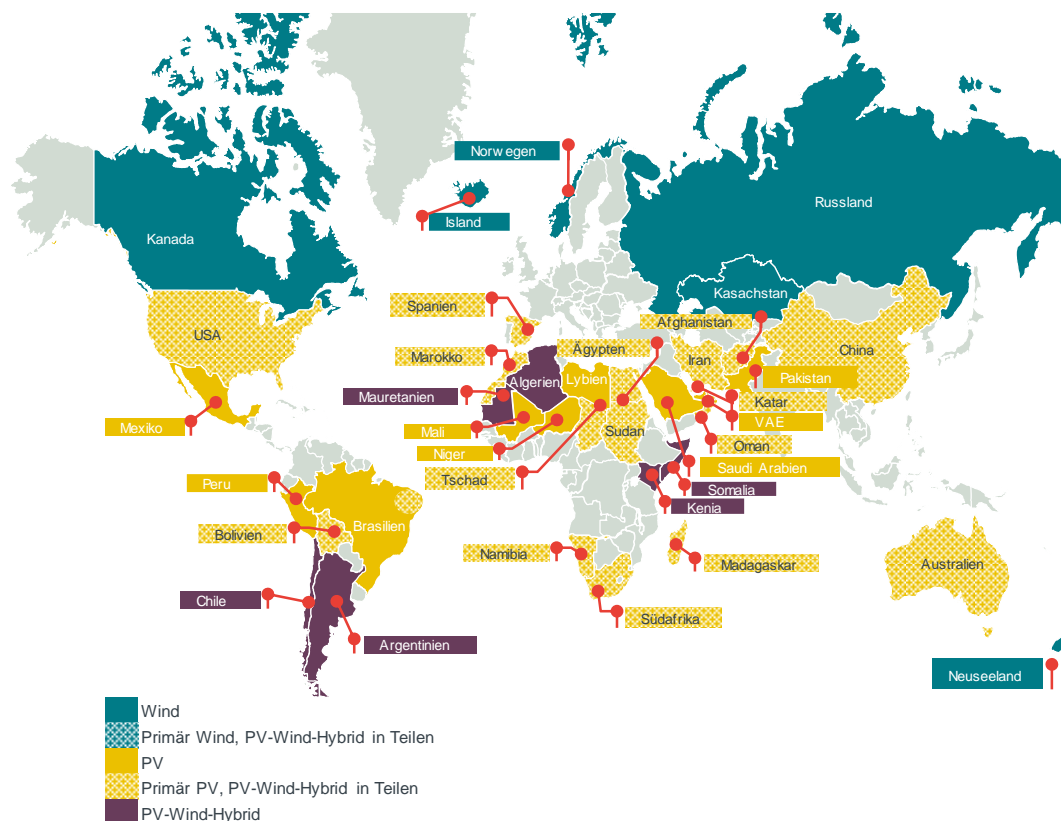
- **Strombasierte Brenn- und Kraftstoffe können weltweit hergestellt werden, zu geringen Kosten und mit großen Potenzialen:** Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist, dass bei der Erzeugung des erneuerbaren Stroms für synthetische Kraftstoffe ertragsreiche und damit kostengünstige Standorte

---

<sup>37</sup> Primärenergieverbrauch Gas 2016: 2.804 PJ gemäß <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/energie-primaverbrauch.html>, zuletzt abgerufen am 7.10.2020).

außerhalb Europas genutzt werden können, da sich chemische Energieträger und insbesondere flüssige Kraftstoffe wie Benzin oder Diesel sehr einfach bei atmosphärischen Umgebungsbedingungen mit hoher Energiedichte speichern und effizient transportieren lassen. Auf diese Weise kann Deutschland diese Energieträger zu einem großen Teil über etablierte Transport- und Handelswege nahezu unabhängig vom geografischen Standort ihrer Herstellung importieren. Dadurch können weltweit alle Standorte mit hohen EE-Ertragspotenzialen und weiteren begünstigenden Voraussetzungen, wie z.B. großer Flächenverfügbarkeiten, ins Kalkül gezogen werden. Dazu gehören Regionen in Afrika, im Nahen Osten, in Australien und Südamerika (**Abbildung 7**).

**Abbildung 7** Mögliche Herstellländer für synthetische Brenn- und Kraftstoffe für den Weltmarkt



Quelle: Frontier Economics / FiFo basierend auf Frontier (2018): *International Aspects of a Power-to-X Roadmap*, Studie für den Weltenergierrat

## 2.4 Das heutige Anreizsystem für grüne Energien reflektiert die neue Energiewelt nur unzureichend

Wie gerade beschrieben, werden, neben erneuerbar erzeugtem Strom und seiner direkten Nutzung, alternativen Brenn- und Kraftstoffen Schlüsselrollen in der Transformation des Energiesystems zukommen – soll die Energiewende auf breite Akzeptanz stoßen und zum Erfolg geführt werden. Wie für neuartige Technologien üblich, liegen die Produktionskosten für alternative Brenn- und Kraftstoffe – insbesondere für synthetische Produkte – allerdings aktuell noch deutlich über den



Produktionskosten für die konventionellen fossilen Produkte, wie wir im Folgenden zeigen werden (siehe zudem **Abschnitt 4.1**).

Wesentlich ist daher, den Markthochlauf für alternative Brenn- und Kraftstoffe zu ermöglichen bzw. zu stützen und das Anreizsystem für die Bereitstellung grüner Energieträger konsequent auf das Ziel des Klimaschutzes auszurichten: Nur so können dringend erforderliche Kosteneinsparungen in den Herstellprozessen durch Skalierung und Innovation realisiert und nationale wie internationale Lieferketten für neuartige alternative Brenn- und Kraftstoffe aufgebaut werden. Nicht zuletzt von der Ausgestaltung dieser Instrumente und dem Markthochlauf der grünen Energien wird abhängen, wie schnell sich die Kosten für die Produkte senken lassen werden.

### 2.4.1 Produktionskosten für synthetische Brenn- und Kraftstoffe bleiben absehbar deutlich höher als für fossile Produkte

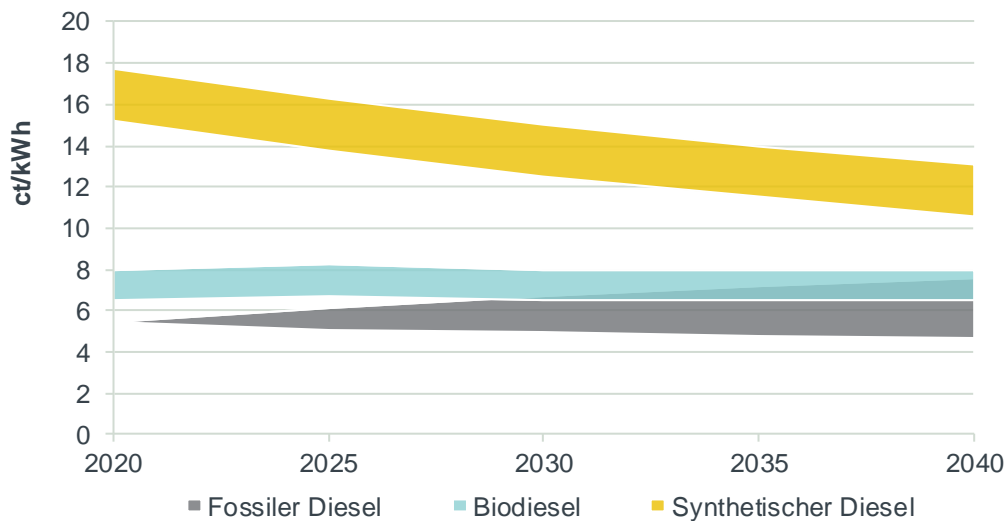
Sowohl aktuell wie auch in der absehbaren Zukunft werden synthetische Brenn- und Kraftstoffe in der Produktion deutlich teurer sein als fossile Alternativen. Das zeigt ein Vergleich aktueller Preisdaten und Preisprognosen über die nächsten zwanzig Jahre. Hierbei ist allerdings unterstellt, dass der „grüne Wert“ der alternativen Brenn- und Kraftstoffe noch nicht in den Kosten- bzw. Preisnotierungen berücksichtigt wird – verglichen werden also „grüne Produkte“ mit „grauen Produkten“ ohne jegliche „Korrektur“ der Wertigkeit in Bezug auf den Klimaschutz, z.B. durch Steuern und Abgaben oder höhere Zahlungsbereitschaften im Rahmen von Quotenregelungen für den Einsatz von Erneuerbaren Energien, grünen Kraft-/Brennstoffen oder THG-Minderungen.

Die heutigen Produktionskosten alternativer Brenn- und Kraftstoffe übersteigen die Produktionskosten fossiler Produkte sowohl im Verkehrs- wie auch im Wärmesektor deutlich. Im Verkehrssektor, zum Beispiel, sind in dieser Dekade Herstellungskosten zu erwarten, die um den Faktor 2 bis 4 über denen der fossilen Kraftstoffe (im Beispiel Diesel) liegen (**Abbildung 8**), bei ersten Pilotanlagen und je nach Standort der Anlagen kann die Differenz noch höher sein.<sup>38</sup> Die Kosten herkömmlicher Biokraftstoffe wie z.B. Biodiesel der ersten Generation rangieren zwar in einer ähnlichen Größenordnung wie fossile Kraftstoffe (Diesel), aufgrund der Flächenkonkurrenz mit dem Anbau von Lebensmitteln und der Gefahr von CO<sub>2</sub>-Emissionen durch indirekte Landnutzungsveränderung ist das Potential der Technologie – zumindest bei Biodiesel der ersten Generation – allerdings begrenzt (für eine detailliertere Diskussion siehe die Exkursbox zu Biokraftstoffen in **Abschnitt 2.3**).

---

<sup>38</sup> Um Redundanzen zu vermeiden fokussieren wir uns in diesem Abschnitt auf die Darstellung von Dieselmotorkraftstoff sowie seinen synthetischen und biogenen Alternativen. Für Benzin ergibt sich allerdings ein ähnliches Bild.

**Abbildung 8 Vergleich der Produktionskosten von fossilen, biogenen und synthetischen Flüssigkraftstoffen – aktuell und prognostiziert (Beispiel Diesel)**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Ausgangspreis für fossilen Diesel ist der durchschnittliche Weltmarktpreis im Jahr 2019. Diesen schreiben wir anhand des prognostizierten Rohölpreises im IEA World Energy Outlook 2020 fort. Das obere Band der Preisprognose entspricht dem Stated Policies-Szenario, das untere Band dem Sustainable Transition-Szenario. Aktuelle Preise und Preisprognosen für Biodiesel der ersten Generation stützen sich auf die Prognosen aus dem OECD-FAO World Agricultural Outlook 2020 und werden nach 2030 linear fortgeschrieben. Der Preis für synthetischen Diesel repräsentiert das Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture. Die Bandbreiten für die Kosten synthetischen Diesels wurden vereinfachend über Kostenvariationen von 25 % zu einem Frontier Referenzszenario kalkuliert.

Trotz fallender Kosten für alternative Brenn- und Kraftstoffe ist nicht abzusehen, dass diese in der mittleren Frist das Kostenniveau konventioneller Produkte erreichen. Im Verkehrssektor sagen unsere Prognosen eine kontinuierliche Verringerung der Herstellungskosten für synthetische Kraftstoffe und einen leichten Anstieg der Kosten für fossile Kraftstoffe voraus. Dadurch wird sich die Lücke zwischen synthetischen und fossilen Produkten zwar absehbar verringern. Bis zum Ende unseres Prognosezeitraums im Jahr 2040 liegen die Produktionskosten für synthetische Kraftstoffe aber noch 10 bis 30 % über den Kosten für fossile Kraftstoffe.

## 2.4.2 Es bedarf eines Zusammenspiels von Klimaschutzinstrumenten, um alle Optionen für grüne Energien weiterzuentwickeln

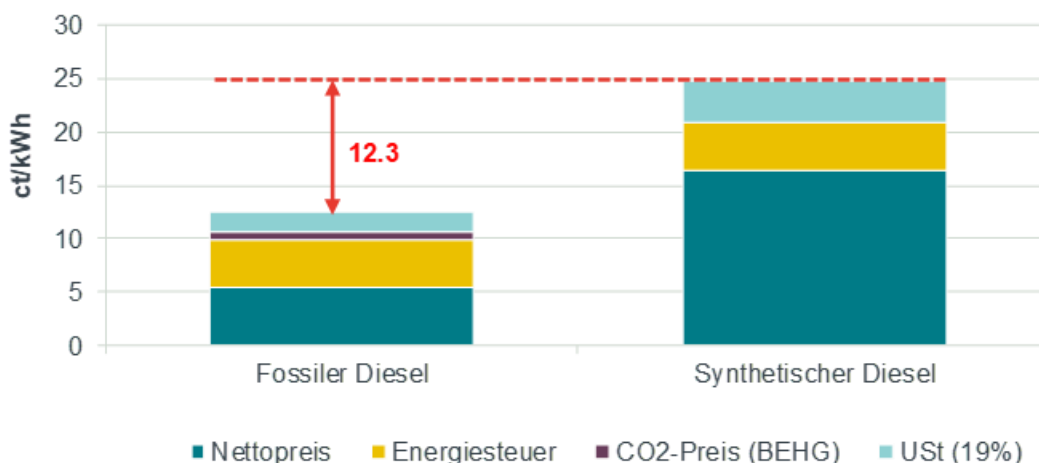
In den Berechnungen des vorhergehenden Abschnitts bleibt der grüne Wert von alternativen Brenn- und Kraftstoffen unberücksichtigt. Entscheidend dafür, ob Anreize für die Produktion CO<sub>2</sub>-armer Brenn- und Kraftstoffe bestehen, sind letzten Endes allerdings die Produktionskosten *nach* Berücksichtigung des grünen Wertes, z.B. über Steuern und Abgaben. Hier setzen verschiedene Klimaschutzinstrumente an.

Von heutigen staatlichen Steuern und Abgaben – konkret der Energie- und Umsatzsteuer – gehen keine Anreize zur Verwendung alternativer Brenn- und

Kraftstoffe aus: Fossile Produkte werden in gleicher Weise besteuert wie grüne alternative Brenn- und Kraftstoffe. Vergleicht man die aktuellen Herstellungskosten von fossilem und synthetischem Diesel inklusive Steuern und Abgaben, bleibt deshalb ein deutlicher Kostenunterschied bestehen.<sup>39</sup> Unter dem derzeitigen Steuerregime ist ein Liter synthetischer Diesel nach Steuern immer noch mindestens doppelt so teuer wie ein Liter fossiler Diesel. Die bestehende Besteuerung vergrößert die absolute Preisdifferenz sogar: Die Energiesteuer in Höhe von 4 Cent pro Kilowattstunde ist für fossilen wie synthetischen Diesel, wie beschrieben, gleich hoch. Aufgrund des höheren Nettopreises fallen auf synthetischen Diesel aber 4 Cent Umsatzsteuer pro Kilowattstunde an, doppelt so viel wie auf fossilen Diesel (**Abbildung 9**).

Im **Verkehrs- und Wärmesektor** soll insbesondere, neben anderen begleitenden Instrumenten, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch das Brennstoffemissionshandlungsgesetz (BEHG) Anreize für CO<sub>2</sub>-Einsparungen setzen. Das Inkrafttreten des BEHG kann die Kostenlücke auf absehbare Zeit nicht füllen: Der BEHG-Startpreis von 25 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> für das Jahr 2021 beträgt weniger als einen Cent pro Kilowattstunde, im Vergleich zu Produktionskosten von 5 Cent, Energiesteuer in Höhe von 4 Cent und Umsatzsteuer in Höhe von 2 Cent. Die beträchtliche Lücke von rund 13 Cent pro Kilowattstunde zwischen synthetischem und fossilem Diesel kann der BEHG-Startpreis also nicht merklich verringern.

**Abbildung 9 Kostenvergleich fossiler und synthetischer Kraftstoffe (Beispiel: Diesel) inklusive Energiesteuer, Umsatzsteuer und CO<sub>2</sub>-Preis für das Jahr 2021**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

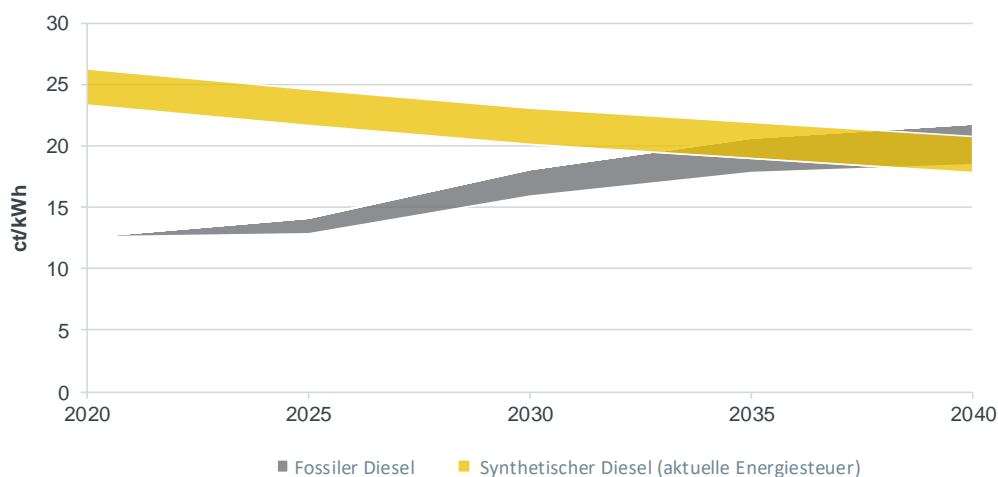
Hinweis: Der Nettopreis für fossilen Diesel repräsentiert den durchschnittlichen Weltmarktpreis im Jahr 2019. Der Nettopreis für synthetischen Diesel entspricht dem Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture. Entsprechend der aktuellen Gesetzeslage beträgt die Energiesteuer auf fossilen wie synthetischen Diesel 4,4 ct/kWh. Das BEHG beziehen wir mit dem Startpreis von 25 € pro Tonne CO<sub>2</sub> ein.

Um alternative Kraftstoffe in der kurzen und mittleren Frist in den Markt zu bringen, reicht eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung in ihrer bisher beschlossenen Form nicht aus. In der längeren Frist kann sie aber durchaus Wirkung entfalten: Legt man etwa wie

<sup>39</sup> Wir fokussieren uns in diesem Abschnitt auf den Vergleich von fossilem und synthetischem Diesel und lassen Biodiesel außen vor. Das liegt zum einen daran, dass das Biodieselpotential begrenzt ist. Zum anderen liegt er bis zu seiner Potentialgrenze preislich nur knapp über fossilem Diesel. Mit fossilem und synthetischem Diesel spannen wir damit die gesamte preisliche Bandbreite auf.

Prognos et al. (2020) für das BMWi<sup>40</sup> einen steilen Anstiegspfad für den CO<sub>2</sub>-Preis ab 2027 zugrunde, verteuert sich die Bereitstellung von fossilem Diesel so deutlich, dass dieser um das Jahr 2035 in eine ähnliche Preisspanne wie synthetischer Diesel rücken könnte (**Abbildung 10**).<sup>41</sup> Diese Entwicklung erfordert allerdings einen massiven Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises auf Werte von jenseits von 140 €/t CO<sub>2</sub>. Inwieweit dies realistisch und politisch akzeptabel ist, kann heute noch nicht beurteilt werden.

**Abbildung 10 Indikative Kosten von fossilem und synthetischem Diesel inklusive Energiesteuer, Umsatzsteuer und CO<sub>2</sub>-Preis bis 2040**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Ausgangspreis für fossilen Diesel ist der durchschnittliche Weltmarktpreis im Jahr 2019. Diesen schreiben wir anhand des prognostizierten Rohölpreises im IEA World Energy Outlook 2020 fort. Das obere Band der Preisprognose entspricht dem Stated Policies-Szenario, das untere Band dem Sustainable Transition-Szenario. Den CO<sub>2</sub>-Preis aus dem BEHG beziehen wir entsprechend der Prognose aus dem energiewirtschaftlichen Projektionsbericht 2030/2050 von Prognos für das BMWi ein.<sup>42</sup> Der Preis für synthetischen Diesel repräsentiert das Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture. Die Bandbreiten für die Kosten synthetischen Diesels wurden vereinfachend über Kostenvariationen von 25 % zu einem Frontrier Referenzszenario kalkuliert.

Abgesehen von einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das BEHG werden alternative Brenn- und Kraftstoffe über die Treibhausgasquote des Bundes gefördert (siehe **Abschnitt 4.2.2**). Diese Förderung wird jedoch absehbar nur geringe bis mittlere Auswirkungen haben. Konkret verpflichtet die Treibhausgasquote Inverkehrbringer von Kraftstoffen, durch verschiedene mögliche Instrumente eine Treibhausgasminderung im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen z. B. durch das Inverkehrbringen von CO<sub>2</sub>-armen Kraftstoffen zu erreichen. Die Quote zielte ursprünglich auf Biokraftstoffe ab, seit 2018 erlaubt sie aber auch die Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen. Die tatsächliche Wirkung der Quote ist jedoch überschaubar: Mit 6 % (das heißt die Mineralölwirtschaft ist zu einer Treibhausgasreduktion von 6 % gegenüber einem Szenario mit rein fossilen Kraftstoffen verpflichtet) ist die Anreizwirkung moderat. Zudem zeigt sich eine

<sup>40</sup> Prognos et al. (2020) für das BMWi: Energiewirtschaftliche Projektionen 2030/2050, Tabelle 5, S. 47. So wird hier bspw. für das Jahr 2030 ein realer CO<sub>2</sub>-Preis von 140 €/t CO<sub>2</sub> und für das Jahr 2040 von 220 €/t CO<sub>2</sub> angenommen.

<sup>41</sup> Siehe Abschnitt 4.1 für eine detailliertere Betrachtung des BEHG.

<sup>42</sup> Prognos für BMWi (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Tabelle 5, S. 47.

generelle Einschränkung von quotenbasierten Systemen: Die Quote zielt prinzipiell auf Mindestmengen ab und ist in der Regel so gestaltet, dass sie für alle Marktakteure realistisch erfüllbar ist. Eine selbsttragende Dynamik mit zunehmend höheren Beimischungen ist alleine mit Quotensystemen nicht erreichbar.

Um einen selbsttragenden Markthochlauf alternativer Brenn- und Kraftstoffe zu ermöglichen, ist also die Schaffung eines konsistenten und konsequenten Anreizsystems für grüne Energieträger erforderlich. Auf absehbare Zeit ist hierfür eine **Kombination von Instrumenten** vonnöten. Zentrale Voraussetzung ist eine technologieoffene und innovationsfreundliche Besteuerung, die eine konsistente Entlastung klimafreundlicher Energieträger ermöglicht, gleich an welcher Stelle diese in verbundene Produktionsprozesse eingebracht werden.

### 3 EIN ENERGIESTEUERSYSTEM AUF BASIS FOSSILEN KOHLENSTOFFS IST STEUERTECHNISCH AUSGESTALTBAR

In diesem Kapitel stellen wir die Anforderungen an eine kohlenstoffbasierte Energiesteuer 2.0 sowie deren Gestaltungsmöglichkeiten detailliert dar. Hierzu gehen wir zunächst auf die Entstehung und steuerrechtliche Ausgestaltung der aktuellen Energiesteuer ein, bevor wir

- eine geeignete Bemessungsgrundlage einer innovationsoffenen Energiesteuer – die fossile Brenn- und Kraftstoffe besteuert, während klimafreundliche alternative Brenn- und Kraftstoffe entlastet werden – sowie die definitorische Abgrenzung von fossilem „grauen“ und nachhaltigem „grünen“ Kohlenstoff erörtern;
- die, teils konträren und miteinander konkurrierenden, Prinzipien und Zielsetzungen eines Steuersystems in Bezug auf eine Umstellung der Energiesteuer erläutern;
- die konkrete technische Ausgestaltung eines solchen Steuersystems mittels massenbilanzieller Erfassung des zur Herstellung der Brenn- und Kraftstoffe genutzten fossilen und grünen Kohlenstoffs beschreiben; und
- die dargestellten Ausgestaltungsmöglichkeiten der Energiesteuer 2.0 mittels Modellrechnungen veranschaulichen.

#### 3.1 Die Energiesteuer ist in ihrer Entstehung und Ausgestaltung eine vergleichsweise übersichtliche Steuer

##### 3.1.1 Die Energiesteuer ist eine vergleichsweise aufkommenstarke Steuer

Mit einem Aufkommen von mehr als 40 Milliarden Euro macht die Energiesteuer einen Anteil von 5,5 % des Gesamtsteueraufkommens Deutschlands im Jahr 2019 aus.<sup>43</sup> Neben ihrer großen wirtschaftlichen Bedeutung für den Bundeshaushalt soll die Energiesteuer Anreize zur Verminderung des Energieverbrauchs setzen. Sie unterliegt somit inhärent einem Zielkonflikt zwischen dem Umwelt- und dem Fiskalziel. Zudem gilt es bei Produkten mit wenigen Substitutionsmöglichkeiten, die Verbraucherpreise auf einem Niveau zu ermöglichen, das sowohl sozial- als auch wettbewerbspolitisch verträglich ist. Hier – wie auch bei den weiteren Betrachtungen – gilt es drei Perspektiven zu erfassen und bei Bedarf abzuwägen:

- die Sicht der Verbraucher;

---

<sup>43</sup> BMF (2020): Steuerschätzungen und Steuereinnahmen: [https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerschaetzungen\\_und\\_Steuereinnahmen](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerschaetzungen_und_Steuereinnahmen) zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

- die Sicht der Industrie und ihrer Geschäftsmodelle; und
- die Sicht des Steuergesetzgebers.

Im Folgenden erfolgt die steuertheoretische Betrachtung in Hinblick auf Aufkommen, Preis und Lenkungswirkung.

Die Abwägung zwischen energie- und umweltpolitischen, wirtschafts- und finanzpolitischen sowie sozial- und wettbewerbspolitischen Zielen spielt eine zentrale Rolle in der Ausgestaltung einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer.

### 3.1.2 Rechtliche Ausgestaltung

Der deutsche Gesetzgeber ist lediglich befugt, im durch Art. 105 und Art. 106 GG begrenzten Rahmen neue Steuern zu „erfinden“. Das Bundesverfassungsgericht hat beispielsweise 2017 das Kernbrennstoffsteuergesetz für nichtig erklärt, da der Bund dazu keine Gesetzgebungskompetenz habe. Die Energiesteuer gemäß Energiesteuergesetz (EnergieStG) und die Stromsteuer gemäß Stromsteuergesetz (StromStG) ist eine harmonisierte Verbrauchsteuer im Sinne des Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG. Die Erhebung sowie die Steueraufsicht liegen in Deutschland bei den Hauptzollämtern.

Das Energiesteuergesetz definiert eine Vielzahl von Waren als Energieerzeugnisse. Dazu zählen pflanzliche und tierische Öle und Fette, die als Kraft- oder Heizstoff verwendet werden, Kohle, Wasserstoff, Steinkohlegas und ähnliche Gase sowie weiterverarbeitete Öle wie Benzine oder Dieselkraftstoffe (§ 1 Abs. 2 und 3 EnergieStG). Allerdings können aufgrund gemeinschaftlicher Vorgaben nur Energieerzeugnisse im Sinne des § 4 EnergieStG unter Steueraussetzung hergestellt, gelagert oder befördert werden. Sofern eine Erlaubnis durch das zuständige Hauptzollamt erteilt worden ist, werden solche Waren zunächst nicht mit der Energiesteuer belastet. Erdgas und Kohle fallen nicht unter diese Regelung der Steueraussetzung, sondern folgen eigenständigen Besteuerungsgrundlagen. Energieerzeugnisse, die teilweise aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung hergestellt werden, gelten in Höhe dieses Anteils als Biokraft- oder Bioheizstoff. Versteuerte Energieerzeugnisse können innerhalb von Deutschland grundsätzlich ohne Beschränkung befördert werden. Unversteuerte Waren unterliegen dagegen der Steueraufsicht. Innerhalb der EU werden sämtliche Warenbewegungen in Bezug auf Energieerzeugnisse länderübergreifend und einheitlich überwacht.

Die Höhe der Energiesteuer unterscheidet sich je nach Beschaffenheit und Verwendung des Energiesteuererzeugnisses, wie bereits in **Abschnitt 1.2** dargestellt. Des Weiteren gelten nach § 2 Abs. 3 EnergieStG abweichende Steuersätze für Energieerzeugnisse, die zum Vorheizen, zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen (§ 3 EnergieStG) oder zum Betrieb von sonstigen begünstigten Anlagen (§ 3a EnergieStG) verwendet werden.

### 3.1.3 Steuerentstehung und -ausgestaltung

Im Energiesteuergesetz sind verschiedene Steuerentstehungstatbestände definiert. Anmeldungsart und Fälligkeit der zu zahlenden Steuerlast unterscheidet

sich je nach Tatbestand. Im Regelfall wird die Energiesteuer beim Hersteller oder bei einem Weiterverkäufer erhoben und anschließend über den Warenpreis auf die Verbraucher umgelegt.

### 1. Entfernung aus dem Steuerlager

Eine Entnahme in den steuerrechtlichen freien Verkehr stellt den ersten Reglementstehungstatbestand dar. Dafür muss ein Steuergegenstand aus einem Steuerlager ohne anschließendes Steueraussetzungsverfahren oder Steuerbefreiung entfernt werden. Als Steuerlager gelten der zugelassene Herstellungsbetrieb und das zugelassene Warenlager. Dies soll vermeiden, dass steuerpflichtige Waren innerhalb eines Steuerlagers unverteuert verbraucht werden können. Bei vollständiger Zerstörung des Energieerzeugnisses aufgrund unvorhersehbarer Ereignisse entsteht keine Energiesteuer (§ 8 Abs. 1a EnergieStG). Gemäß § 8 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG gilt der Inhaber des betroffenen Steuerlagers als Steuerschuldner, unabhängig von der Verursachung der Steuerentstehung. Die Steueranmeldung muss bis zum 15. Tag des Folgemonats beim zuständigen Hauptzollamt in Form einer Steuererklärung inklusive Berechnung der Steuer durch den Inhaber des Steuerlagers erfolgen.

### 2. Herstellung außerhalb des Herstellungsbetriebs

Ein weiterer Steuerentstehungstatbestand liegt in der Herstellung von verbrauchsteuerpflichtigen Waren außerhalb eines Herstellungsbetriebs (§ 9 EnergieStG). Energieerzeugnisse, die außerhalb des Herstellungsbetriebs hergestellt werden sollen, müssen im Vorhinein beim zuständigen Hauptzollamt durch den Steuerschuldner angezeigt werden. Ausgenommen davon ist die Herstellung solcher Waren, wenn sich ein Verfahren der Steuerbefreiung anschließt. Steuerschuldner ist in diesem Fall der Hersteller. Sobald die Steuer entstanden ist, muss diese auch unverzüglich angemeldet werden und wird sofort fällig.

### 3. Verwendung als Kraft- oder Heizstoff

Der dritte Steuerentstehungstatbestand betrifft alle Energieerzeugnisse, die Kennzeichnungstoffe enthalten und die als Kraftstoff bereitgehalten, abgegeben, mitgeführt oder verwendet werden. Sobald eine Person eine dieser Handlungen ausführt, wird sie Steuerschuldner. Dementsprechend können mehrere Schuldner ein Gesamtschuldner sein (§ 21 EnergieStG). Steuerberechnung sowie -anmeldung müssen unverzüglich durch den jeweiligen Steuerschuldner geschehen. Außerdem wird die Steuer sofort fällig.

Zahlreiche Energieerzeugnisse können steuerfrei oder steuerermäßigt verwendet werden, sofern sie bestimmte Eigenschaften hinsichtlich ihrer Verwendung erfüllen. Ferner können bereits versteuerte Waren auch noch nachträglich steuerlich entlastet werden (Erlass, Erstattung oder Vergütung). Steuerliche Ausnahmeregelungen sind im Energiesteuergesetz geregelt und lassen sich in drei verschiedene Kategorien einteilen: Steuerfreie Verwendung, Steuerermäßigung und Steuerentlastung. Teilweise werden Steuervergünstigungen durch Regelungen des Unionsrechts eingeschränkt und



dürfen erst gewährt werden, wenn sie bei der Europäischen Kommission angemeldet und von eben dieser genehmigt worden sind (Art. 108 Abs. 3 AEUV).

## STEUERLICHE AUSNAHMEREGLUNGEN IM ENERGIESTEUGESETZ

### ■ Steuerfreie Verwendung

Unter bestimmten Voraussetzungen können Energieerzeugnisse komplett von der Steuer befreit werden. Diese unterscheiden sich je nach Art des Energieerzeugnisses, nach dem Personenkreis (Verwender, Verteiler) und nach der Verwendungsart. Nichtsdestotrotz müssen verwendete steuerfreie Energieerzeugnisse in der betrieblichen Buchhaltung erfasst werden. Am häufigsten werden steuerfreie Energieerzeugnisse nichtenergetisch (z.B. Spezial- und Testbenzin) oder als Reinigungsmittel, Bindemittel und Korrosionsschutzmittel bei der gewerblichen Herstellung von anderen Produkten (z.B. Lacke und Farben) genutzt. Gemäß § 25 EnergieStG dürfen Energieerzeugnisse, die dem Steueraussetzungsverfahren unterliegen, u. a. steuerfrei verwendet werden, wenn sie nicht der Verwendung als Kraft- oder Heizstoff dienen. Darüber hinaus können Energieerzeugnisse in der Schiff- und Luftfahrt ebenfalls frei verwendet werden (§ 27 EnergieStG). Zusätzlich besagt der steuerfreie Eigenverbrauch nach § 26 EnergieStG, dass Herstellungsbetriebe für Energieerzeugnisse oder Gasgewinnungsbetriebe Energieerzeugnisse steuerfrei dazu verwenden dürfen, Energieerzeugnisse herzustellen.

### ■ Steuerermäßigung

Steuerermäßigungen treten dann auf, wenn vereinzelte Energieerzeugnisse mit einem abweichenden Prozentsatz besteuert werden. Die Höhe des Steuersatzes hängt dabei von der Art des verwendeten Energieerzeugnisses sowie seinem Verwendungszweck ab. § 2 Abs. 3 EnergieStG sieht für ordnungsgemäß gekennzeichnetes Gasöl, schwere Heizöle, Schmieröle, Flüssiggase und Erdgas sowie andere gasförmige Kohlenwasserstoffe abweichende Steuersätze vor. Gleichzeitig sind Energieerzeugnisse mit einem abweichenden Steuersatz belegt, die zum Verheizen, zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen (§ 3 EnergieStG) oder zum Betrieb von sonstigen begünstigten Anlagen (§ 3a EnergieStG) verwendet werden.

### ■ Steuerentlastung

Unter gewissen Voraussetzungen wird eine bereits entstandene Steuer in anteiliger oder voller Höhe erstattet. Das Energiesteuergesetz sieht dafür einige Spezialvorschriften vor. Beispielsweise wird der im öffentlichen Personennahverkehr eingesetzte Kraftstoff zumindest teilweise von der Energiesteuer entlastet. Solche Steuerentlastungen nach § 56 EnergieStG sind staatliche Beihilfen. Ein weiteres Beispiel sind versteuerte Energieerzeugnisse, die in der Land- und Forstwirtschaft verwendet werden. Nach der sogenannten Agrardieselvergütung werden Gasöl, Pflanzenöl und Biodiesel in Betrieben dieses Sektors steuerlich entlastet. Je nach Energieerzeugnis gelten dabei verschiedene Entlastungssätze. Darüber hinaus gibt es noch eine Vielzahl weiterer Entlastungstatbestände.

Diese Differenzierungen sind begründungsbedürftig und insofern auch nicht nur transparent darzustellen, sondern auch regelmäßig kritisch auf ihre Notwendigkeit und Zielerreichung zu hinterfragen. Oftmals gibt es andere Instrumente, die die zu erreichenden Ziele (sofern diese überhaupt noch als angemessen erscheinen) zielgerichteter, effizienter oder mit weniger Nebenwirkungen erreichen können. Steuerliche Ausnahmeregelungen gilt es deshalb regelmäßig zu überprüfen und evaluieren. Dies geschieht für die Vergünstigungen, die im Subventionsbericht des Bundes aufgeführt sind.<sup>44</sup>

<sup>44</sup> Siehe z. B. Thöne et al. (2019): Evaluierung von Steuervergünstigungen, FiFo-Bericht Nr. 28. Köln.

Neben dieser expliziten Differenzierung, die sozial-, wirtschafts- und verkehrspolitisch begründet wird, gibt es auch eine weniger sichtbare Differenzierung der einzelnen Produkte, die der Energiesteuer unterliegen. So stehen z.B. die derzeitigen Steuersätze auf Benzin und Diesel, die beiden bedeutendsten von der Energiesteuer betroffenen Produkte, in keinem wohldefinierten Verhältnis zueinander. Anders formuliert: weder über die Menge, noch über den Energiegehalt oder den Ausstoß von Treibhausgasen stehen die einzelnen Steuersätze in einem proportionalen Zusammenhang. Wie in **Abschnitt 4.2** noch genauer ausgeführt wird, ist Diesel im Vergleich zum Benzin gewissermaßen begünstigt, da der Steuersatz in Bezug auf Menge, Energiegehalt und Ausstoß von Treibhausgasen geringer ist. Dies wird mancherorts mit einer Begünstigung des Güterverkehrs, der überwiegend Diesel verwendet, gerechtfertigt. Allerdings ist dies keine offizielle Begründung und auch nicht institutionell verankert.

Weiteres Charakteristikum der Energiesteuer ist, dass ihr jeder Bezug zu Schadstoffemissionen fehlt, wie bereits in **Abschnitt 1.2** beschrieben. Die Entkopplung der Energiesteuer von den CO<sub>2</sub>-Emissionen ist insofern beachtlich, als dass andere Steuern wie die Kraftfahrzeugsteuer seit einigen Jahren den gewissermaßen umgekehrten Weg gehen, nämlich die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zunehmend in die Bemessungsgrundlage aufnehmen und somit umweltfreundlichere Fahrzeuge bei z.B. gleichem Hubraum geringer besteuern. Wie die folgende Diskussion zeigen wird, ist jedoch gerade diese Kopplung an Emissionen ein unter Umweltgesichtspunkten sehr wünschenswertes Element einer Energiesteuer.

## 3.2 Ein ökologischer Bezug ist der Kern der Energiesteuer 2.0

### 3.2.1 Emissionen als Grundlage der Steuer

Die Logik der Umstellung der Energiesteuer auf die Klimawirkung der Energieträger verlangt elementar, dass nur fossile Energieträger mit der Steuer belastet werden, während klimafreundliche alternative Energieträger analog geringer oder gar nicht belastet werden – gleichgültig, an welcher Stelle im Prozess der Herstellung oder Verarbeitung von Heiz- und Treibstoffen sie eingebracht werden. Diese „technisch“ anmutende Bedingung ist essenziell für die technologie- und innovationsoffene Umgestaltung der Steuer. Die Höhe der Besteuerung orientiert sich somit direkt an den Emissionen der Brenn- und Kraftstoffe. Reduzieren sich die Emissionen eines Brenn- oder Kraftstoffs, da dieser in Teilen oder zur Gänze aus alternativen Inputstoffen besteht, so reduziert sich auch die Höhe der Energiesteuerbelastung entsprechend. Anstelle einer mengenbasierten Erhebung tritt eine Erhebung der Energiesteuer anhand der Brennstoffemissionen, die ein Brenn- oder Kraftstoff verursacht.

Wie in **Abschnitt 1.2** beschrieben, steht das Treibhausgas CO<sub>2</sub> im Zentrum der bisherigen Debatten. Die Abstimmung einer Energiesteuer auf CO<sub>2</sub> bzw. Kohlenstoffgehalt als Bemessungsgrundlage bietet vor diesem Hintergrund einen

leicht verständlichen Anknüpfungspunkt an gängige Modelle und Vorschläge zur Bepreisung von Emissionen. Aus einer rein technologisch-chemischen Perspektive auf die Herstellung und Nutzung von Brenn- und Kraftstoffen, bilden jedoch fossile  $^{12}\text{C}$ -Kohlenstoffatome, als kleinste Einheit, den klimabezogenen „Kern des Problems“. Die Sauerstoffatome, mit dem es sich im Verbrennungsprozess verbindet, sind dahingegen aus klimatischer Sicht „unproblematisch“.

## DIE VERBRENNUNG VON BRENN- UND KRAFTSTOFFEN

Brenn- und Kraftstoffe sind Gemische und bestehen aus einer Vielzahl an Kohlenwasserstoffketten. Beim Verbrennen, beispielsweise von Benzin in einem Motor, reagiert der Kohlenstoff (C) mit dem Sauerstoff ( $\text{O}_2$ ) aus der Luft, jeweils ein Atom verbindet sich mit jeweils zwei Sauerstoffatomen zu einem Kohlendioxidmolekül ( $\text{CO}_2$ ), welches emittiert wird.

Es ist zudem essentiell, zwischen klimabelastenden „grauen“ Kohlenstoffatomen aus fossilen Inputprodukten (z.B. Rohöl) und klimaneutralen „grünen“ Kohlenstoffatomen aus alternativen Inputs zu unterscheiden. Eine definitorische Abgrenzung solcher „grauer“ und „grüner“ Kohlenstoffatome erfolgt in **Abschnitt 3.2.2.**

Stammen die zur Herstellung der Brenn- und Kraftstoffe verwendeten (und bei Verbrennung emittierten) Kohlenstoffatome aus fossilen Rohstoffen wie Rohöl, sollen diese – in der Logik einer ökologischen Energiesteuer – besteuert werden. Als Bemessungsgrundlage der Steuer kann (wie eingangs bereits thematisiert) sowohl der fossile Kohlenstoffgehalt in Form von emittierten Kohlenstoffatomen als auch das emittierte fossile  $\text{CO}_2$  (bzw. fossile  $\text{CO}_2$ -Äquivalente) dienen. Letztlich können Kohlenstoffatome und  $\text{CO}_2$  auf Basis der chemischen Gesetzmäßigkeit der Verbindung von 12 g Kohlenstoff (1 Mol) mit 32 g Sauerstoff (1 Mol), jederzeit beliebig ineinander umgerechnet werden. Pro 12 kg Kohlenstoff entstehen bei der Verbrennung immer 44 kg Kohlendioxid. So können sowohl die „grauen“ und „grünen“ Kohlenstoffatome der Inputstoffe in  $\text{CO}_2$ -Äquivalenten, als auch die Brennstoffemissionen der Outputprodukte in Tonnen C, anstelle der bisher gängigeren Form von Tonnen  $\text{CO}_2$ , ausgedrückt werden.

Der Kern der Unterscheidung zwischen herkömmlichen, fossilen und alternativen Brenn- und Kraftstoffen liegt in der input- und herkunftsbezogenen Perspektive. Vor diesem Hintergrund bietet sich eine Abstimmung der Energiesteuer auf **fossile Kohlenstoffatome als Bemessungsgrundlage** an, die sich in der Betrachtung der Outputprodukte fortsetzt.

Die fossile Kohlenstoffmenge, die ein Kraft- oder Brennstoff beinhaltet, kann über die Multiplikation seines **Heizwerts** mit einem **heizwertbezogenen Faktor für den Kohlenstoffanteil** bestimmt werden. Um unterschiedliche Brenn- und Kraftstoffe miteinander vergleichen zu können, wird zudem bei energie- und volumenbezogenen Brenn- und Kraftstoffen mittels **der Dichte** ein Masse-Bezug hergestellt. Die hier verwendeten Standardwerte für die Emissionsfaktoren und Heizwerte basieren auf den Daten des National Inventory Report 2019<sup>45</sup>.

<sup>45</sup> UNFCCC (2019): National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol.

Die Ermittlung der **fossilen Kohlenstoffmenge** wird im Folgenden beispielhaft für fossilen Diesel und fossiles Benzin dargestellt:

**Tabelle 3 Kennwerte fossiler Diesel- und Ottokraftstoffe**

	Dieseldkraftstoff	Ottokraftstoff
Heizwert:	42,8 GJ/t	43,5 GJ/t
Kohlenstoffanteil:	0,0202 t C/GJ	0,0199 t C/GJ
Dichte:	0,845 t/1000 l	0,75 t/1000 l

Quelle: Frontier Economics / FiFo

Die im jeweiligen Kraftstoff enthaltenen Kohlenstoffmengen lassen sich aus den Standardwerten wie folgt berechnen:

$$(1) \text{Kohlenstoffmenge}_{\text{Diesel}} = 42,8 \frac{\text{GJ}}{\text{t}} * 0,0202 \frac{\text{tC}}{\text{GJ}} * 0,845 \frac{\text{t}}{1000\text{l}} = \mathbf{0,73} \frac{\text{tC}}{1000\text{l}}$$

$$(2) \text{Kohlenstoffmenge}_{\text{Benzin}} = 43,5 \frac{\text{GJ}}{\text{t}} * 0,0199 \frac{\text{tC}}{\text{GJ}} * 0,75 \frac{\text{t}}{1000\text{l}} = \mathbf{0,65} \frac{\text{tC}}{1000\text{l}}$$

Die so errechnete Kohlenstoffmenge bildet nachfolgend die Grundlage der Energiesteuer auf Basis fossilen Kohlenstoffs. Der Einsatz von alternativen Energieträgern in Form von erneuerbarem Kohlenstoff im Prozess der Herstellung oder Verarbeitung der Brenn- und Kraftstoffe verringert den heizwertbezogenen fossilen Kohlenstoffanteil um den alternativen Anteil und hat dadurch einen direkten Einfluss auf die Höhe der zugrunde gelegten Emissionen.

Die kraftstoffspezifischen Emissionen stehen bislang in keinerlei Verhältnis zur bisherigen Höhe der Energiebesteuerung. Übertrüge man die kraftstoffspezifischen Emissionen fossilen Diesels und fossilen Benzins 1 zu 1 auf die momentan fälligen Abgaben auf Dieseldkraftstoff (47,04 Ct/l) und Ottokraftstoff (65,45 Ct/l), so entspräche dies einem Betrag von 1.006,27 €/t C (entspricht 274,56 €/t CO<sub>2</sub>) für Ottokraftstoff und 644,48 €/t C (entspricht 175,77 €/t CO<sub>2</sub>) für Dieseldkraftstoff. Die Minderung der Emissionen durch beigemischte Biokraftstoffe in den jeweiligen Produkten werden hier zunächst außen vor gelassen und weiter unten in **Abschnitt 3.4.3** in der produktspezifischen Emissionsbepreisung berücksichtigt.

Differenzierte Emissionspreise ergeben aus einer rein ökologischen Betrachtung wenig Sinn, da die Emissionen aus Benzin und Diesel dieselbe Klimawirkung ausweisen. Diese Perspektive negiert jedoch die tariflichen Unterschiede zwischen den einzelnen Produkten (z.B. Ottokraftstoff vs. Dieseldkraftstoff) sowie darüberhinausgehende Subventionen, mit mehr oder weniger klaren und sozial- und wettbewerbspolitischen Zielsetzungen. Diese Wechselwirkungen der unterschiedlichen Zielsetzungen werden in **Abschnitt 3.2** beschrieben.

### 3.2.2 Definition und Abgrenzung „grünen“ Kohlenstoffs

Die Unterscheidung zwischen klimabelastenden „grauen“ Kohlenstoffen („C“) fossiler Herkunft und klimaneutralen „grünen“ C ist von deutlich höherer Komplexität und erfordert ein deutlich höheres Maß an normativ-definitiven Abgrenzungen als es zunächst den Anschein haben könnte. Es gibt für die Unterscheidung zwischen „grauen“ und „grünen“ C keine eindeutige,

interdisziplinär unstrittige Zuordnungsmöglichkeit. Im Folgenden wird eine Definition „grüner“ C vorgenommen. Diese orientiert sich im Wesentlichen an objektiven naturwissenschaftlichen Kriterien. Allerdings hat die Abgrenzung auch eine gesellschaftspolitische Dimension, in der es die Sichtweisen verschiedener denkbarer Definitionsmöglichkeiten abzuwägen gilt. Dazu kommen die verschiedenen Verfahrensmöglichkeiten in der Analyse der Umwelt- und Klimawirkung von Produkten (siehe Exkurs zu Aggregations- und Bewertungsverfahren).

Während die Definition eines „grauen“ C, als ein Kohlenstoffatom fossilen Ursprungs, welches beispielsweise zu großen Teilen im Rohöl in die Produktion einfließt, vergleichsweise simpel ist, sollten bei der Definition „grüner“ C die Herkunft, die Nutzungskaskade sowie die alternative Verwendung und die ggf. damit verbundene alternative Bepreisung eines anderen Instrumentes als Nachhaltigkeitskriterien herangezogen werden.

Generell gilt es, zwischen den beiden Möglichkeiten der Herstellung bzw. des Inverkehrbringens alternativer Kraftstoffe zu unterscheiden:

- Zum einen den bereits etablierten Prozess der separaten Herstellung und **Beimischung** von Biokraftstoff zum fossilen Benzin oder Diesel. Zukünftig ist auch denkbar, dass synthetisch hergestellte Kohlenwasserstoffe oder z.B. synthetisch hergestelltes Methanol dem Endprodukt beigemischt werden.
- Zum anderen das **Co-Processing**, bei dem im Raffinerieprozess fossile (Rohöl) und erneuerbare (bio oder synthetische) Komponenten gemeinsam verarbeitet werden. Hierbei können z.B. mittels Fischer-Tropsch-Verfahren hergestellte synthetische Komponenten, die innerhalb des Raffinerieprozesses mit Rohöl gemeinsam verarbeitet werden, anteilig im Endprodukt enthalten sein.

Einige der synthetischen Kraftstoffe (wie synthetisches Benzin, Diesel) unterscheiden sich – in Gegensatz z.B. zu heute gängigen Biokraftstoffen – technisch nicht bzw. nur wenig von herkömmlichen Kraftstoffen. Während der Beimischung von Biokraftstoffen, insbesondere bei älteren Motoren, technisch eine Grenze gesetzt ist, so gilt dies für verschiedene synthetische Kraftstoffe (wie synthetisches Benzin, Diesel) nicht.

Der zur Herstellung von Biokraftstoffen gewonnene Kohlenstoff aus nachwachsenden pflanzlichen Rohstoffen ist, ungeachtet der Berücksichtigung seiner Lebenszyklusemissionen und Flächennutzung, als uneingeschränkt „grün“ zu definieren, sofern diese Definition dem Steuerrecht nicht widerspricht. Eine Ausnahme tritt zum 01.01.2021 für Biokraftstoffe aus Nahrungsmittelpflanzen in Kraft, die laut EU-Recht<sup>46</sup> ab 2021 nicht mehr gefördert werden dürfen (siehe hierzu auch die Ausführungen in **Abschnitt 5**).

In der Herstellung nachhaltiger synthetischer Brenn- und Kraftstoffe ist eine vielschichtige Unterscheidung bezüglich des eingesetzten Kohlenstoffs notwendig. Dieser kann auf verschiedene Weise gewonnen werden:

- Der Kohlenstoff kann mittels *Direct air capture* unmittelbar aus der Umgebungsluft abgetrennt werden. Dieses Verfahren ist, mit den zum heutigen

---

<sup>46</sup> Gemäß Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II).

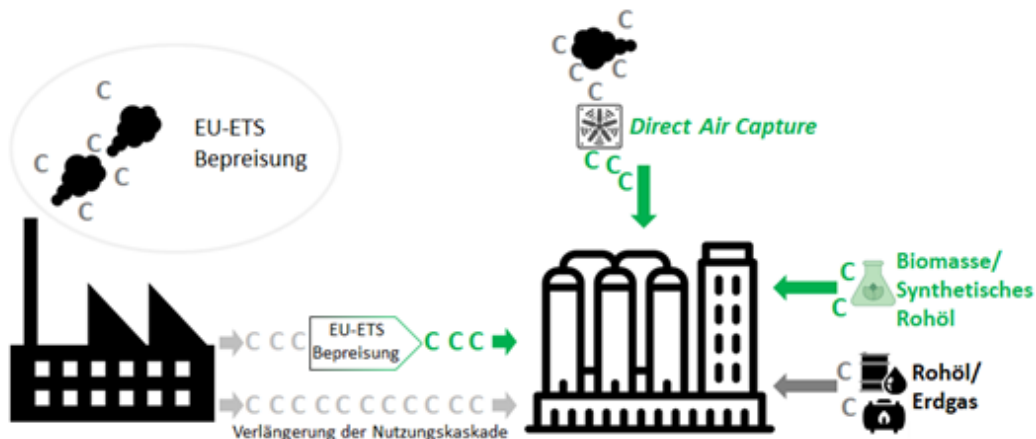
Zeitpunkt verfügbaren Technologien möglich, jedoch noch mit großem finanziellen und energetischen Aufwand verbunden. Der so gewonnene Kohlenstoff ist als uneingeschränkt „grün“ zu betrachten. Ein (ggf. mehrmals) eingefangenes und bei der Verbrennung alternativen Kraftstoffes wieder freigesetztes Kohlenstoffatom ist klimaneutral.

- Des Weiteren kann der Kohlenstoff aus Industrieprozessen entnommen und dessen Nutzungskaskade dadurch verlängert werden. Ein Kohlenstoffatom, das einem Industrieprozess vor der Emission entnommen wird, um anschließend bei der Verbrennung alternativen Kraftstoffs freigesetzt zu werden, wird somit bei einmaliger Emission doppelt genutzt. Dies stellt zweifelsohne eine Verbesserung gegenüber einer einmaligen Nutzung dar. Inwieweit dieses Verfahren als klimaneutral gelten kann, ist nicht eindeutig. Eindeutig klimaneutral ist es dann, wenn der im Industrieprozess genutzte Kohlenstoff seinerseits als uneingeschränkt „grün“ bezeichnet werden kann, oder die Entnahme des Kohlenstoffs direkt mit einem *Direct air capture*-Verfahren gekoppelt ist. Aus Abgasen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe stammender Kohlenstoff kann ggf. dann als klimaneutral eingestuft werden, wenn die Emission ohnehin (z.B. im Rahmen der durch das Pariser Klimaabkommen erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen) entstanden wäre und der damit ohnehin emittierte Kohlenstoff lediglich „umgeleitet“ wird. Eindeutig nicht klimaneutral ist der Kohlenstoff dann, wenn fossile Energien nur oder überwiegend deshalb verbrannt werden, um das CO<sub>2</sub> für das Syntheseverfahren einzufangen.
- Kohlenstoff, der am Ende eines Industrieprozesses als CO<sub>2</sub> ausgestoßen wird, unterliegt mittels EU ETS bereits einem Instrument der Bepreisung. Ein Kohlenstoffatom, welches – wenngleich auch zu einem unterschiedlichen Preis – bereits einer Emissionsbepreisung unterlag, ist bei einer Wiederverwendung nach Abtrennung aus der Umgebungsluft als klimaneutrales, „grünes“ Kohlenstoffatom zu betrachten. Kohlenstoff, dessen Nutzungskaskade durch Entnahme vor der Emission verlängert wird, ist, dieser Logik folgend, als „grün“ zu definieren, wenn für diesen EU ETS Emissionsrechte erworben wurden. Dies ist einer Emission und einem direkten Abtrennen aus der Umgebungsluft mittels (kostenintensivem) *Direct air capture*-Verfahren gleichzusetzen. Ebenso muss dies dementsprechend auch analog für aus dem EU-Ausland importierten Kohlenstoff aus Industrieprozessen gelten. Auch wenn ein einheitlicher Kohlenstoffpreis (mittels eines harmonisierten Instrumentes) über alle Sektoren fraglos die beste Option wäre, so scheint diese zum heutigen Zeitpunkt politisch in weiter Ferne. Inkonsequenzen und Preisunterscheide an den Übergängen zu anderen Bepreisungsinstrumenten sind bei einer Umstellung der Energiesteuer auf einen Kohlenstoffbezug somit auf absehbare Zeit unvermeidbar. Je weiter der Preis für die Emission von Kohlenstoff im EU ETS unter dem der umgestellten Energiesteuer bleibt, desto stärker ist jedoch der zusätzliche monetäre Anreiz zur Nutzung in der Herstellung alternativer Brenn- und Kraftstoffe.
- Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den Kohlenstoff aus Biomasse zu gewinnen, indem die Faulgase, die beispielsweise in Biogas- und Kläranlagen entstehen, genutzt werden. Diese stellen zwar eine gute Quelle für

klimaneutralen, „grünen“ Kohlenstoff dar, haben aufgrund ihrer häufig dezentralen Entstehung jedoch nur begrenztes Potential.<sup>47</sup>

**Abbildung 11** führt die genannten Möglichkeiten der Gewinnung von Kohlenstoff zur Herstellung alternativer Brenn- und Kraftstoffe in einer stilisierten Darstellung zusammen.

**Abbildung 11** Stilisierte Darstellung der Abgrenzung „grünen“ und „grauen“ Kohlenstoffs



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Die hier dargestellte Definition „grünen“ Kohlenstoffs dient im Folgenden als Grundlage für die Ausgestaltung der Energiesteuer in **Abschnitt 3.4**.

### EXKURS: AGGREGATIONS- UND BEWERTUNGSVERFAHREN

Die Festlegung der Emissionen eines Kraft- oder Brennstoffs kann anhand unterschiedlicher Methoden erfolgen, die sich hinsichtlich des Betrachtungshorizonts und -zeitraums sowie der festgelegten Systemgrenzen unterscheiden. Der Emissionsfaktor eines Kraft- oder Brennstoffs variiert im Ergebnis entsprechend der gewählten Analyseverfahren.

In dem hier angewendeten Verfahren zur Ermittlung der Brennstoffemissionen, welches auch im BEHG zur Anwendung kommt, werden die direkten CO<sub>2</sub>-Treibhausgasemissionen bei Verbrennung des Kraft- oder Brennstoffs bemessen.

Eine alternative Methode dazu ist beispielsweise die Lebenszyklusanalyse, welche bei der THG-Quote zur Anwendung kommt, und die Umweltwirkungen (Emissionen sowie umweltrelevante Entnahmen) des gesamten Lebenswegs eines Produkts bemisst. Dies umfasst neben der Produktions- und Nutzungsphase auch sämtliche Transportwege und sämtliche der Produktion und Nutzung vor- und nachgelagerte Prozesse.

## 3.3 Die Bewertung einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer erfolgt anhand von Kriterien

Steuersysteme unterliegen einer Vielzahl von (teilweise widersprüchlichen) Prinzipien und Zielsetzungen, denen auch eine Umstellung auf ein

<sup>47</sup> Wuppertal Institut (2019): Der Beitrag von synthetischen Kraftstoffen zur Verkehrswende: Optionen und Prioritäten.

kohlenstoffbasiertes Energiesteuersystem unterliegt. Folgende Prinzipien und Zielsetzungen spielen hierbei eine Rolle:

- **Angebotsseitige Lenkungsfunktion:** Aufgrund der klimapolitischen Erfordernisse (siehe **Abschnitt 3.2**) sollte die angebotsseitige Lenkungsfunktion das oberste Prinzip bei der Ausgestaltung des Konzepts darstellen. Insbesondere sollen Anreize für die Entwicklung erneuerbarer Brenn- und Kraftstoffe geschaffen werden. Das Ziel einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer ist hingegen nicht, nachfrageseitige Verhaltensänderungen, wie beispielsweise verbrauchsseitige Einsparungen oder Energieeffizienzsteigerungen, zu erreichen.
- **Weitere klimapolitische Lenkungen:** Zum Beispiel die Entlastung der Straßennutzung, Berücksichtigung anderer Emissionen oder die Beibehaltung/Förderung der Technologieoffenheit gegenüber Strom. Diese Ziele können auch – in einigen Fällen sogar effektiver – über andere Instrumente erreicht werden.
- **Finanzierungsfunktion:** Steuern dienen grundsätzlich auch der Finanzierung von Staatsausgaben. Dieses Ziel kann somit der Lenkungsfunktion oder sozialpolitischen Prinzipien zuwiderlaufen, da die Finanzierungsfunktion einer Lenkungssteuer in der Regel über den Zeitablauf schwächer wird (sobald die Lenkung greift). Allerdings ist eine Steuer ausgabenseitig explizit grundsätzlich *keinem* Zweck zugeordnet. So ist bspw. die Energiesteuer auch nicht der Finanzierung des Straßenbaus zugeordnet, wie heute noch häufig kolportiert wird. Die kohlenstoffbasierte Energiesteuer könnte zudem als Finanzierungsinstrument für die Entwicklung und Skalierung neuer Technologien (beispielsweise PtX) interpretiert werden. Unter dieser Voraussetzung wäre eine Differenzierung der Steuer nach Preiselastizität in verschiedenen Verbrauchssektoren (Wärme vs. Verkehr) oder sozialen Gesichtspunkten zu rechtfertigen.
- **Sozialpolitische Prinzipien:** Welche mit den beiden zuvor genannten Prinzipien konkurrieren und ggf. zusätzliche ausgleichende Maßnahmen erfordern könnten. Sozialpolitische Erwägungen unterstützen prinzipiell die Einführung einer differenzierten Steuer gegenüber einem einheitlichen Emissionspreis.
- **Wettbewerbliche Prinzipien:** Zu denen beispielsweise die Verhinderung einer Verzerrung des innereuropäischen Wettbewerbs oder der Schutz der europäischen Wettbewerbsfähigkeit gehören.
- **Geringe Komplexität / geringer administrativer Aufwand:** Welche ein wesentliches Argument für den Gesetzgeber sein könnte und worunter auch fällt, dass das System einer umgestellten Energiesteuer rechtskonform ist.



## WECHSELWIRKUNG UNTERSCHIEDLICHER ZIELE

Die bisher unzureichende ökologische Lenkungswirkung der Energiesteuer wird durch einen klaren ökologischen Bezug marktseitig deutlich gestärkt. Bei der Umstellung auf eine kohlenstoffbasierte Energiesteuer hat die Höhe des angesetzten Preises für eine Tonne emittierten Kohlenstoff auf die verschiedenen Produkte und Sektoren einen unmittelbaren Einfluss auf: (i) die Höhe des Steueraufkommens, (ii) die ökologische Lenkungswirkung sowie den marktseitigen Innovationsanreiz der Steuer und (iii) den Energiesteueranteil am (Verbraucher-) Preis unter sozial- und wettbewerbspolitischen Aspekten.

Als ein naheliegendes Referenzszenario der Bepreisung einer emittierten Tonne fossilen Kohlenstoffs erscheint ein Preis, der zunächst die aktuelle Höhe der Steuersätze der verschiedenen Produkte widerspiegelt. Das Steueraufkommen und Energiesteueranteil des Preises bleiben somit zunächst konstant. Mit zunehmendem Einsetzen der Lenkungswirkung – einhergehend mit einem zunehmenden Anteil emissionsarmer, alternativer Brenn- und Kraftstoffe – sinkt das Steueraufkommen sowie der Energiesteueranteil am (Verbraucher-) Preis. Generell ist ein solches Abschmelzen der Steuerbasis von Lenkungssteuern, bei dem die Finanzierungsfunktion der Steuer zu Gunsten ihrer Lenkungsfunktion abgemindert wird, im deutschen Steuersystem nicht unbekannt (siehe z.B. Tabak- oder Alkoholsteuer).

Ein etwas komplexeres Bild ergibt sich bei einem dynamischen Preispfad oder einer sektoralen Normierung und Angleichung der Emissionsbesteuerung (z.B. zwischen Benzin und Diesel). Die sektoralen und produktspezifischen Effekte auf Steueraufkommen und Energiesteueranteil des Preises können, in Abhängigkeit des gewählten Grades und Niveaus der Anpassung sowie produktspezifischer Preiselastizität, konträr ausfallen. Würde beispielsweise der Preis einer emittierten Tonne fossilen Kohlenstoffs aus Dieselmotorkraftstoff perspektivisch auf den Preis einer emittierten Tonne fossilen Kohlenstoffs aus Ottomotorkraftstoff angehoben, so könnten sich gegenläufige Effekte ergeben: Während ein Preis, der zunächst die aktuelle Höhe der Steuersätze der verschiedenen Produkte widerspiegelt, eindeutig einen Rückgang des Steueraufkommens zu Gunsten der Lenkungsfunktion bedeutet, erhöht eine Anhebung der Preises einer emittierten Tonne fossilen Kohlenstoffs – in Abhängigkeit der Preiselastizität auf Ottomotorkraftstoff – das Steueraufkommen unmittelbar. Die Entwicklung der Aufkommens- und Preispfade ist hier nicht mehr auf Anhieb ersichtlich.

In der Analyse dynamischer Preispfade und sektoraler Normierung sollten zudem wettbewerbs- und sozialpolitische Ziele berücksichtigt werden. In Abhängigkeit der produktspezifischen Nachfrage- und Preiselastizitäten sorgen dynamische Preispfade und sektorale Normierung für Verschiebungen der Nachfragemengen, sowohl in absoluter Menge, als auch in relativer Menge zwischen substituierbaren Produkten. Eine Angleichung des Emissionspreises kann insbesondere bei Produkten unelastischer Nachfrage konträr zu sozial- und wettbewerbspolitischen Zielen laufen.

Da die Prinzipien einerseits miteinander konkurrieren und andererseits die Ausgestaltung des Systems wesentlich beeinflussen, empfiehlt sich eine Priorisierung der Prinzipien. Die Auswahl und Reihenfolge, in der die Prinzipien hier aufgeführt wurden, entspricht einer möglichen Priorisierung, da der angebotsseitigen Lenkungsfunktion aufgrund der klimapolitischen Erfordernisse eine übergeordnete Priorität zukommen sollte.

## 3.4 „Grüne“ Moleküle können massenbilanziell erfasst und besteuert werden

### 3.4.1 Massenbilanzsystem

Bei der Raffination von Kraft- und Heizstoffen handelt es sich um ein Massengeschäft. Es werden Rohstoffe, insbesondere Rohöl, in den Prozess eingespeist um am Ende verschiedene Output-Produkte zu gewinnen. Der komplexe Raffinerieprozess, der mittels Reinigung, Destillation und Konversion aus Rohöl und Additiven Brenn- und Kraftstoffe herstellt, wird im Weiteren vereinfacht als „Blackbox“ angenommen, die massenbilanziell betrachtet wird. Die Herangehensweise gleicht in dieser Hinsicht der massenbilanziellen Zurechnung von Biomethan im Erdgasnetz. Die chemischen Prozesse und Produktionsschritte sind natürlich bekannt, allerdings ist es z. T. nicht oder nur unter sehr großem Aufwand möglich, technisch nachzuvollziehen, in welches Produkt der Bruchteil eines Inputfaktors (oder weiter heruntergebrochen, das einzelne Kohlenstoffatom aus dem jeweiligen Input) eingeht. Dies ist grundsätzlich auch nicht notwendig, da letztlich homogene Produkte entstehen und die Zuordnung der Inputs für die Qualität des Outputs eine vernachlässigbare Rolle spielt. Bezogen auf die Verwendung alternativer Inputstoffe bedeutet dies, dass anstelle der Analyse des tatsächlichen Mischungsverhältnisses der Anteil der „grünen“ Moleküle in Gemischen mit herkömmlichen, fossilen Energieerzeugnissen im Steuerlager im Wege einer **Massenbilanz** ermittelt wird. Dies bedeutet, dass dokumentiert wird, wie viel „grüner“ Kohlenstoff in den Prozess einfließt und welche Outputs generiert werden, nicht aber wie viele „grüne“ Kohlenstoffatome am Ende des Prozesses in einem spezifischen Liter Benzin, Diesel oder Heizöl befindlich sind. Die Verteilung auf die Produkte wird sich zudem in jedem Durchlauf unterscheiden. Generell ist eine (teilweise) chemische Messung „grünen“ Kohlenstoffs in einzelnen Outputprodukten jedoch auch problemlos mit einem Massebilanzverfahren kompatibel.

Bezogen auf ein Energiesteuersystem, das gewissermaßen den „grauen“, konventionellen Kohlenstoff als Bemessungsgrundlage hat und den „grünen“, nachhaltigen Kohlenstoff von der Besteuerung ausklammert, ist jedoch die Zuordnung eine wichtige Grundlage. Letztlich ergibt sich die Notwendigkeit einer Zuordnung des „grünen“ Kohlenstoffs auf die Produkte, ohne dass sich aus dem Prozess eine solche ergäbe. Eine solche Zuordnungsregel kann auf zweierlei Art und Weise differenziert werden: zunächst in dem Grad, in dem Produzenten in der Zuordnung der „grünen“ C frei sind. So kann das System eine völlig freie Zuteilung der grünen Moleküle vorsehen, ungeachtet dessen, wie viele grüne Moleküle tatsächlich in der rechnerisch für das jeweilige Produkt ermittelten Menge befinden. Der gesamt verfügbare „grüne“ Kohlenstoff könnte somit auch vollständig einer Teilmarge der jeweiligen Produktion zugeordnet werden. Dies ermöglicht es, von Beginn an Teilmengen als klimaneutralen Kraft- oder Brennstoff anzubieten.<sup>48</sup> Das andere Extrem wäre eine fest gegebene Quotenregelung, die

---

<sup>48</sup> Um Wirkweise und Möglichkeiten eines solchen Massebilanzsystems in Gänze darzustellen werden die europarechtlichen Anforderungen hier zunächst ausgeklammert und ihnen in **Kapitel 5** ein eigener Abschnitt gewidmet.

den Unternehmen keinerlei Zuordnungsspielräume überlässt. Die andere Dimension der Differenzierung bezieht sich auf die Verteilung als solche. Vorstellbar wäre im einen Extrem die proportionale Zuordnung der „grünen“ C entsprechend der Outputs, und im anderen Extrem die Zuordnung des Kohlenstoffs zu lediglich einem Produkt. **Abbildung 12** skizziert ein solches Massenbilanzsystem und mögliche Zuordnungsmöglichkeiten beispielhaft.

**Abbildung 12 Zuordnungsmöglichkeiten eines Massenbilanzsystems für alternative Brenn- und Kraftstoffe**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Die Entscheidung über die Zuordnungsmöglichkeiten „grünen“ Kohlenstoffs ist abermals unter Abwägung verschiedener Ziele zu treffen. Sie stellt neben der produktspezifischen Emissionsbepreisung die zweite „Stellschraube“ einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer mittels Massenbilanzsystem dar.

In einem System, in dem bei einer Umstellung der Energiesteuer die aktuelle Steuerhöhe eines Produkts zunächst maßgeblich für den produktspezifischen Emissionspreis ist – welches somit ohne zusätzliche alternative Kraftstoffe aufkommensneutral ist – gilt folgendes: Je größer die Freiheit der Zurechnung, desto größer der unmittelbare marktseitige Innovationsanreiz. Dieser geht einher mit einem verringerten Steueraufkommen.<sup>49</sup> In diesem Szenario nimmt der steuerliche Innovationsanreiz perspektivisch ab, je geringer der produktspezifische Emissionspreis eines Produktes ist. Der monetäre Anreiz sinkt sprunghaft, sobald das nächst-höherbesteuertere Produkt massenbilanziell klimaneutral hergestellt wird, und fällt auf null, sobald genug „grüner“ Kohlenstoff für die Herstellung aller energiebesteuerten Produkte vorhanden ist. Eine detaillierte Analyse verschiedener Zurechnungsmöglichkeiten innerhalb des Massenbilanzsystems erfolgt in Rahmen einer Modellrechnung in **Abschnitt 3.4.3**.

Aus Sicht des Gesetzgebers entspricht dies der Abwägung zwischen Innovationsanreizen und ökologischer Lenkungswirkung in der kurzen, mittleren und langen Frist. Damit geht die Generierung von Steueraufkommen einher.

<sup>49</sup> Unterstellt wird hier eine reine Zuordnung gemäß Steuerminimierung, andere Entscheidungsmaßstäbe werden in dieser Betrachtung ausgeklammert.

Im aktuellen Energiesteuersystem liegt die größte Steuerbelastung – somit auch der größte steuerliche Innovationsanreiz – im Ottokraftstoff.<sup>50</sup> Bei einer freien Zurechnung würden zunächst die verfügbaren „grünen“ Kohlenstoffatome mittels Massenbilanz in den Ottokraftstoff fließen, anschließend würde weiterer verfügbarer „grüner“ Kohlenstoff im Dieselkraftstoff bilanziert. Bei einer entsprechenden Anpassung der Emissionspreise auf die unterschiedlichen Produkte passen sich auch die monetären massenbilanziellen Präferenzen entsprechend an.

Bei einer streng proportionalen Zurechnung des verfügbaren „grünen“ Kohlenstoffs auf alle Produkte ist der anfängliche steuerliche Innovationsanreiz geringer, bleibt jedoch – im Gegensatz zu einer freien Zurechnung – im Zeitverlauf konstant erhalten.<sup>51</sup>

Im Gegensatz zur Herstellung und dem Einsatz (im Co-Processing) synthetischer Brenn- und Kraftstoffe ist die Massenbilanzierung von Biokraftstoffen ein bereits zur Berechnung der THG-Quote genutztes Konzept. Im Rahmen der Umstellung auf eine kohlenstoffbasierte Energiesteuer wird nun der in den Biokraftstoffen enthaltene „grüne“ Kohlenstoff dem beigemischten Produkt angerechnet. Die Herausforderung einer Zurechnung über unterschiedliche Produkte, wie beim Co-Processing, besteht nicht, da die jeweiligen Beimischungen der Biokraftstoffe produktspezifisch erfolgen und die chemische Zusammensetzung des Kraftstoffs verändern. Die Biokraftstoffmengen, die im Rahmen der Massenbilanzierung zwar zwischen verschiedenen Tranchen variieren, können erfasst und eindeutig einem Produkt zugeordnet werden.

Die Massenbilanzierung erfolgt in dieser Hinsicht somit in einem zweistufigen Prozess, der zwischen den zwei Arten alternativer Kraftstoffe unterscheidet: den **mitverarbeiteten** alternativen Kraftstoffen und den **beigemischten** alternativen Kraftstoffen. In einem ersten Schritt wird der mitverarbeitete „grüne“ Kohlenstoff gemäß den gewählten Regeln den Produkten zugeordnet, die zu diesem Zeitpunkt noch chemisch homogen sind. In einem zweiten Schritt werden diesen Produkten nun ihre rein alternativen Pendanten beigemischt. Der endgültige massenbilanzielle Anteil „grünen“ Kohlenstoffs ergibt sich somit als Summe dieser beiden Schritte.

### 3.4.2 Technische Umsetzung

Im Folgenden werden die einzelnen Aspekte einer (steuer)technischen Umsetzung einer massenbilanziellen Umstellung der Energiesteuer, auf Basis der in **Abschnitt 3.2** definierten Kohlenstoffbasierung und der in **Abschnitt 3.4.1** beschriebenen Massenbilanzierung, im Detail dargestellt und erläutert. Dies betrifft die

- Bemessungsgrundlage;
- den Bilanzierungsrahmen der Steuer;
- die Steuerpflicht; sowie
- die Dokumentation und den zeitlichen Bezugsrahmen.

---

<sup>50</sup> Die Kosteneffekte durch die Erfüllung von THG-Quotenverpflichtungen sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

<sup>51</sup> Dies gilt für ein gleichbleibendes Produktportfolio.

## Bemessungsgrundlage

In Bezug auf das Steuersatzregime sind zwei Wege gangbar: Entweder können für eine kohlenstoffbasierte Energiebesteuerung feste oder gestaffelte Steuersätze angewandt werden, welche nur den fossilen, „grauen“ Anteil im Kraftstoff besteuern. In dieser Variante würde der zugerechnete grüne Anteil aus der Bemessungsgrundlage ausgeklammert. Alternativ könnte das Gesamtgemisch inklusive grünem Anteil besteuert werden, wobei der Steuersatz entsprechend niedriger wäre. Wenn also beispielsweise in einem Produkt 10 %ige „grüne“ C zugeordnet wären, könnte sich die Besteuerung auf die 90 % „graue“ C beschränken und der 10 % Anteil aus der Bemessungsgrundlage ausgenommen werden. Der Emissionspreis für „grauen“ Kohlenstoff, als Bemessungsgrundlage der Steuer, ist in diesem Fall stetig (Variante 1). Dienen sowohl „grüne“ als auch „graue“ C als Bemessungsgrundlage, ergibt sich für jedes Mischverhältnis ein entsprechender Emissionspreis (Variante 2). Aus Gründen der einfacheren Administration und Nachvollziehbarkeit des Systems sowie des klaren Problembezugs durch „grauen“ Kohlenstoff erscheint die erste Variante jedoch als geeigneter.

## Bilanzierungsrahmen

Von zentraler Bedeutung für die technische Ausgestaltung des Systems ist die Festlegung des Bilanzierungsrahmens. Während diese für beigemischte Biokraftstoffe aufgrund ihrer Beschaffenheit und chemischen Zusammensetzung zu einem hohen Grad natürlich gegeben ist, besteht bei mitverarbeiteten Kraftstoffen prinzipiell eine Vielzahl von Möglichkeiten. Die Abgrenzung der massenbilanziellen „Blackbox“ zur Herstellung nachhaltiger synthetischer Kraftstoffe könnte sowohl auf Ebene einer Raffinerie, bzw. eines Steuerlagers erfolgen, sie könnte jedoch auch alle Raffinerien und Steuerlager eines Unternehmens erfassen.

Auf den ersten Blick erscheint eine enger gefasste Abgrenzung der Bilanzierung auf Basis einzelner Raffinerien/Steuerlager die intuitive Bezugsgröße zu sein, da sie der – im Rahmen der Massenbilanzierung ohnehin etwas aufgeweichten – Vorstellung der Kongruenz physischer In- und Outputfaktoren entspricht. Auf den zweiten Blick spricht jedoch vieles für eine weiter gefasste, bilanzielle Abgrenzung auf Ebene der Unternehmen und Konzerne. Eine gleichverteilte Entwicklung technologischer Anlagen zur Herstellung alternativer Brenn- und Kraftstoffe auf alle Herstellungsstandorte und Steuerlager eines Unternehmens ist in absehbarer Zeit weder in technologischer noch in wirtschaftlicher Hinsicht praktikabel. Die wirtschaftlichen und technologischen Skaleneffekte einer zunächst auf wenige Standorte konzentrierten Strategie stehen, innerhalb eines zu eng gefassten Bilanzierungsrahmens, den unterstützenden wirtschaftlichen Innovationsanreizen einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer entgegen. Um die vom Gesetzgeber angestrebte Ausbalancierung der verschiedenen Ziele einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer zu gewährleisten, scheint eine entsprechende Ausgestaltung des massenbilanziellen Zurechnungssystems auf Unternehmens-/Konzernebene das geeignetere Mittel gegenüber einer standortbezogenen bilanziellen Abgrenzung zu sein. Zudem stünde jeglicher unnötig emissionsverursachende Transport standortbezogener alternativer Kraftstoffe zwischen den

verschiedenen Steuerlagern eines Unternehmens, zu Steuer- oder Vermarktungszwecken, in direktem Widerspruch zum Ziel einer ökologisch reformierten Energiesteuer 2.0.

### Steuerentstehung und Steuerschuldnerschaft

An den Steuerentstehungstatbeständen und der damit verbundenen Steuerschuldnerschaft ändert sich im vorgeschlagenen Reformmodell nichts. Steuerschuldner ist, analog zum bestehenden System, der Hersteller der Brenn- und Kraftstoffe oder der Steuerlagerinhaber. Dies ermöglicht auch weiterhin eine vergleichsweise einfache und mit geringem administrativem Aufwand verbundene Besteuerung. Die (alternativen) Brenn- und Kraftstoffe können dementsprechend – bei entsprechender Erlaubnis des Hauptzollamtes – weiterhin unter Steueraussetzung hergestellt und gelagert werden. Bei Entnahme aus dem Steuerlager werden diese dann gemäß kohlenstoffbasierter Energiesteuer, auf Basis des massenbilanziellen Verhältnisses „grauer“ zu „grüner“ C, besteuert.

Dadurch unterliegen auch im Ausland hergestellte Produkte in Deutschland der Energiebesteuerung, wenn deren Steuerentstehung im Inland gegeben ist. Daher muss grundsätzlich die Möglichkeit bestehen, dass ausländische Hersteller, die ihre Brenn- und Kraftstoffe in Deutschland in Verkehr bringen, bei entsprechendem Nachweis alternativer Anteile in den Produkten, steuerlich entsprechend behandelt werden. Gleichzeitig müssen Rohstoffe und Zwischenprodukte, die importiert und in Deutschland weiterverarbeitet werden und „grüne“ C enthalten, bei einer späteren Steuerentstehung in Deutschland ebenfalls Berücksichtigung finden. Hier gilt es perspektivisch ein international anwendbares Nachweis- oder Zertifizierungssystem auf EU-Ebene zu implementieren, wie es beispielsweise mit dem Herkunftsnachweisregister für „grünen“ Strom gelungen ist. Ein solches System ermöglicht sowohl deutschen Raffinerien den Nachweis über importierte „grüne“ Vorprodukte und Rohstoffe, als auch internationalen Raffinerien den Nachweis über „grüne“ Anteile ihrer in Deutschland in den Verkehr gebrachten Fertigprodukte. Die Einbettung der Energiesteuer 2.0 in den europarechtlichen Kontext wird in **Kapitel 5** im Detail aufgegriffen.<sup>52</sup>

### Dokumentation und zeitlicher Bezugsrahmen

Zur Dokumentation der Massenbilanzen bieten sich laufende oder abschließende Zeitabschnittsmethoden an. Von weniger entscheidender Bedeutung für die Funktionalität des kohlenstoffbasierten Energiesteuersystems ist hierbei der zeitliche Bezugsrahmen. Ob eine Dokumentation und Abrechnung der Steuer monatlich, vierteljährlich oder jährlich erfolgen sollte, unterliegt eher Kriterien wie dem Verwaltungsaufwand und der Bindung unternehmerischer Mittel bei einem Erstattungssystem. Die allermeisten Unternehmen verfügen ohnehin über eine kleinteilige Erfassung aller In- und Outputs einschließlich des Eigenverbrauchs und Verluste, sodass hier alle Informationen einheitlich zur Verfügung stehen und als

---

<sup>52</sup> Eine mögliche Preisdifferenzierung unterschiedlich „grüner“ Produkte im Endverkauf erfolgt nach der Besteuerung und obliegt somit nicht der Aufsicht des Hauptzollamtes.

Grundlage und Kontrollinstrument für die Energiesteuerjahreerklärung fungieren können.

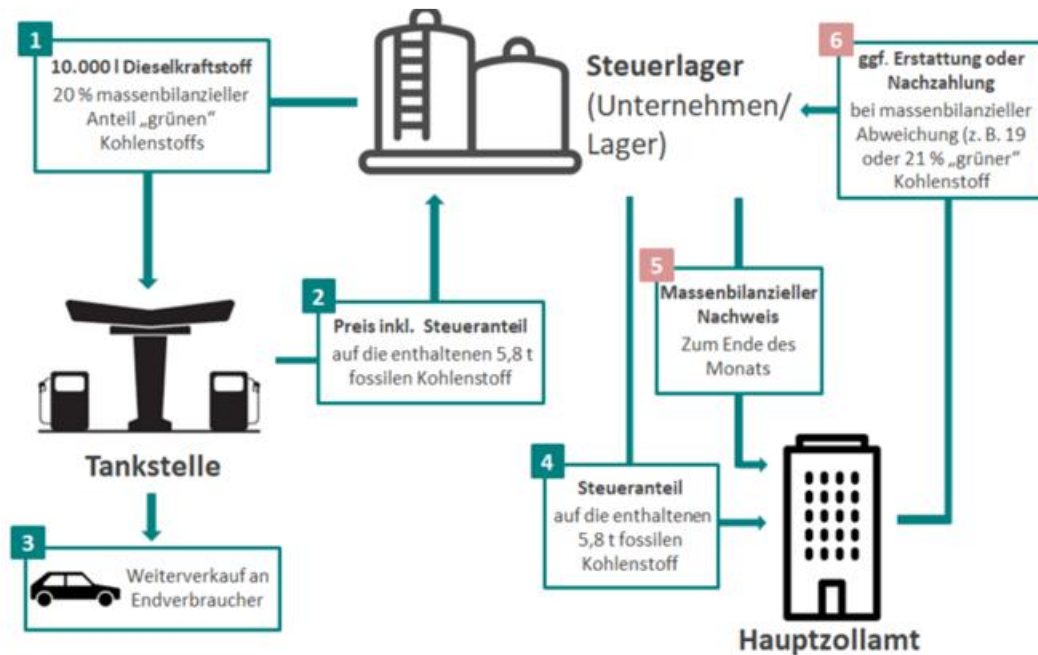
Zur Veranschaulichung der möglichen Zeitabschnittsmethoden wird im weiteren Verlauf ein Monat beispielhaft als Zeiteinheit gewählt. Die in einem Monat zur Anrechnung kommenden Mengen „grüner“ C dürfen das tatsächliche monatliche Aufkommen (Anfangsbestand plus Zugänge) nicht übersteigen. Aus den monatlichen Zugängen mit unterschiedlichen Anteilen sowie dem Anfangsbestand wird zum Monatsende ein Durchschnittsanteil je Steuerlager oder Lagerstätte errechnet und dieser allen versteuerten und unsteuerten Abgängen sowie dem Endbestand zu Grunde gelegt (**fortlaufende Monatsdurchschnittsmethode**). Ein Abschluss der Bilanz ist folglich erst am Monatsende möglich, wenn alle Zugänge bekannt sind.

Anstelle der fortlaufenden Monatsdurchschnittsmethode können auch die monatlichen Zugänge sowie ein evtl. vorhandener Anfangsbestand auf die Summe der Abgänge an Kraftstoffen des jeweiligen Monats umgelegt werden. Dies führt dazu, dass im Endbestand eines Monats keine Anteile „grünen“ Kohlenstoffs mehr vorhanden sind und demzufolge auch im Anfangsbestand des Folgemonats keine Anteile ausgewiesen werden. So wird jeder Monat rechnerisch komplett abgeschlossen. Nachträgliche Berichtigungen wirken sich dann ausschließlich auf den betroffenen Monat aus (**abschließende Monatsdurchschnittsmethode**).

### Schematische Darstellung

**Abbildung 13** stellt die steuertechnische Umstellung der Energiesteuer schematisch dar. Die mit den Nummern 1 bis 4 versehenen Interaktionen zwischen dem Steuerlager, der Tankstelle und dem Hauptzollamt treten auch im Rahmen der aktuellen Besteuerung in gleicher Weise auf. Hier ändert sich lediglich die Bemessungsgrundlage von einer reinen Mengen- zu einer Emissionsbasierung. Neu hinzukommen die mit den Nummern 5 und 6 versehenen Interaktionen, in denen das Unternehmen zum Ende eines zeitlichen Bezugsrahmens den massenbilanziellen Nachweis (5) gegenüber dem Hauptzollamt erbringt. Sollten die massenbilanzierten Mengen fossilen Kohlenstoffs von der Berechnungsgrundlage der bisher gezahlten Steuer abweichen, kommt es zu einer Nachzahlung bzw. Erstattung des Differenzbetrags (6).

Abbildung 13 Schematische Darstellung des Reformmodells



Quelle: Frontier Economics / FiFo

- Beispiel: Nr. 1: Von einem Steuerlager (z. B. einer Raffinerie) werden 10.000 l Dieselkraftstoff an eine Tankstelle geliefert. Die im Steuerlager geführte Massenbilanz weist annahmegemäß einen 20-prozentigen Anteil an „grünem“ Kohlenstoff aus. Dieser Anteil unterliegt nicht der Energiesteuer.
- Nr. 2: Die Tankstelle entrichtet den vereinbarten Preis für die Lieferung von 10.000 l Dieselkraftstoff, in dem auch der Steueranteil auf den 80 prozentigen fossilen Kohlenstoffgehalt enthalten ist.
- Nr. 3: Die Tankstelle verkauft Dieselkraftstoff an den Endverbraucher, der über den Preis auch die darin enthaltene Steuer bezahlt. Ein informativer Ausweis über die Höhe des Steueranteils für die einzelne Tankfüllung ist nicht möglich. Dies ist für den Endverbraucher grundsätzlich auch nicht relevant, denn er ist nicht die energiesteuerpflichtige Person.
- Nr. 4: Das Steuerlager hat die Energiesteuer für die (in 10.000 l Dieselkraftstoff mit 20 % massenbilanzielltem Anteil „grünem“ Kohlenstoffs) enthaltenen 5,8 t fossilen Kohlenstoff beim Hauptzollamt anzumelden und an die Behörde zu entrichten.
- Nr. 5 und 6: Der genaue massenbilanzielle Anteil an grünem Kohlenstoff für alle steuerpflichtigen Ablieferungen des Steuerlagers am Ende der Bilanzierungsperiode kann sich ggf. noch ändern. Hat das Steuerlager der Besteuerung einen zu hohen bzw. zu niedrigen massenbilanziellen Anteil „grünen“ Kohlenstoffs zugrunde gelegt, ist es verpflichtet dies zu korrigieren und eine Nachzahlung vorzunehmen, bzw. kann einen Erstattungsantrag an das Hauptzollamt stellen.

Das in **Abbildung 13** verwendete Rechenbeispiel geht von einer Lieferung von 10.000 l Dieselkraftstoff von einem Steuerlager (z.B. einer Raffinerie) an eine Tankstelle aus. Hierbei wird von einem Kohlenstoffanteil von 86,7 % im Dieselkraftstoff ausgegangen. Durch eine Massenbilanz ermittelt die Raffinerie (vorläufig) einen Anteil von 20 % „grüner“ Kohlenstoffatome und 80 % fossiler Kohlenstoffatome in dieser Lieferung. Bei einer Dichte von 830 kg/1000 l, beträgt der enthaltend fossile Kohlenstoff 5,8 t. Auf diese 5,8 t wird die Energiesteuer vom Steuerlager (hier der Raffinerie) an die Behörde entrichtet. Da jedes Kilogramm Kohlenstoff zu 44/12 Kilogramm CO<sub>2</sub> verbrennt, ist es äquivalent, ob der Steuersatz als Betrag pro Tonne fossilen Kohlenstoff oder pro Tonne des aus der Verbrennung dieses fossilen Kohlenstoffs entstehenden CO<sub>2</sub> festgelegt wird.

### 3.4.3 Modellierung

In Rahmen der Modellierung wird die in den vorherigen Abschnitten dieses **Kapitel 3** dargestellte Umstellung auf ein kohlenstoffbasiertes Energiesteuersystem und



dessen Ausgestaltungsmöglichkeiten anhand stilisierter Modellrechnungen veranschaulicht. Die Modelle sind bewusst als vereinfachte Formen einer deutlich komplexeren Realität gewählt, um die prinzipiellen Effekte innerhalb des Systems zu verdeutlichen.

Den Startpunkt der exemplarischen Modellrechnung bildet eine reine Umwidmung der Energiesteuer auf eine, an fossile Kohlenstoff ausgerichtete, Emissionsbasierung, welche die aktuellen Steuerbelastungen und -befreiungen zunächst repliziert, um einen glatten Übergangspfad zu gewährleisten. Die Höhe der Steuer auf die verschiedenen Produkte sowie das Gesamtsteueraufkommen bleibt somit zunächst unverändert. Anstelle der mengenbasierten Besteuerung pro Liter tritt eine kohlenstoffbasierte Besteuerung pro Tonne Kohlenstoff (wie in **Abschnitt 3.2.1** beispielhaft dargestellt).

Dazu werden zunächst die Brennstoffemissionen herkömmlicher, fossiler Brenn- und Kraftstoffe ermittelt, die als Grundlage des produktspezifischen Emissionspreises, nach aktuellem Steuertarif, dienen. Bei Diesel- und Ottokraftstoff ist in diesem Zusammenhang die bereits zum jetzigen Zeitpunkt bestehende Beimischungsquote von Biokraftstoffen in der Emissionspreisbildung zu berücksichtigen. Für Dieselkraftstoff wird die THG-Quote von 6 % als mittlerer Biodieselanteil zugrunde gelegt, für Ottokraftstoff ein Ethanolanteil von ebenfalls 6 %. Sowohl Diesel- als auch Ottokraftstoff erhalten also bereits einen Anteil nachhaltigen „grünen“ Kohlenstoffs, der in der aufkommensneutralen Umstellung der Energiesteuer im Emissionspreis entsprechend berücksichtigt wird.

Die Berechnung der Emissionspreise erfolgt in **Tabelle 4** anhand der Brennstoffemissionen der fossilen Brenn- und Kraftstoffe sowie der korrespondierenden aktuellen Steuerhöhe.

**Tabelle 4 Produktspezifische Emissionspreise einer aufkommensneutralen Energiesteuerumstellung**

Produkt	Emissionen <sup>53</sup>		Steuer in Cent/l	Emissionspreis	
	in tCO <sub>2</sub> / 1000l <sup>54</sup>	in tC/ t		in €/ tCO <sub>2</sub>	in €/ tC
Dieselmotorkraftstoff (6 % Biokraftstoffanteil)	2,52	0,81	47,04	198,43	727,57
Ottomotorkraftstoff (6 % Biokraftstoffanteil)	2,25	0,82	65,45	309,60	1.135,19
Heizöl (EL)	2,68	0,86	6,14	22,94	84,12

Quelle: Frontier Economics / FiFo

<sup>53</sup> Standardemissionswerte des National Inventory Report 2019; UNFCCC (2019): National Inventory Report for the German Greenhouse Gas Inventory. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol.  
Für rein fossilen Dieselmotorkraftstoff hat demnach Emissionen von 0,86 tC/ t (was einem Preis von 175,77 €/ tCO<sub>2</sub> entspricht). Rein fossiler Ottomotorkraftstoff Emissionen von 0,87 tC/ t (was einem Preis von 274,44 €/ tCO<sub>2</sub> entspricht). Die obigen Werte entsprechen jeweils einer 6%igen Beimischung „grünen“ Biokraftstoffs.

<sup>54</sup> Als Umrechnungsfaktor für Biodiesel wird 0,88 t/1000l zugrunde gelegt, für Bioethanol ein Umrechnungsfaktor von 0,79 t/1000l. Bei einer Biokraftstoffbeimischungsquote von 6 % liegen dem Dieselmotorkraftstoff ein Umrechnungsfaktor von 0,8471 t/1000l und dem Ottomotorkraftstoff ein Umrechnungsfaktor von 0,7524 t/1000l zugrunde.

Im Folgenden werden zwei Modelle betrachtet, die bezüglich der Zurechnungsfreiheiten der Massenbilanzierung des neuen Energiesteuersystems die extremst möglichen Szenarien darstellen.

- (1) Zum einen die volle Zurechnungsfreiheit des gesamten mitverarbeiteten „grünen“ Kohlenstoffs auf alle erzeugten Produkte.
- (2) Zum anderen eine streng proportionale Zuordnung des mitverarbeiteten „grünen“ Kohlenstoffs auf alle erzeugten Produkte.

Die beigemischten Biokraftstoffe werden gemäß ihrer Beschaffenheit dem entsprechenden Produkt zugeordnet.

## DAS MODELL-UNTERNEHMEN

Um die wesentlichen Eigenschaften eines kohlenstoffbasierten Energiesteuersystems zu verdeutlichen, liegt den Modellen beispielhaft ein fiktives Unternehmen zugrunde, dessen **Output** sich in fünf Kategorien unterteilen lässt: (1) **Dieselmkraftstoff**, (2) **Ottokraftstoff**, (3) **Heizöl (EL)**, (4) **Flugkraftstoff** sowie (5) **sonstige Produkte, die allesamt nicht der Energiesteuer unterliegen. Dazu zählt auch der Eigenverbrauch.**

Um Komplexität zu reduzieren und den Fokus auf die Wirkweisen der massenbilanziellen Besteuerung zu lenken, dient als **Input** des Raffinerieprozesses, in dieser vereinfachten Form, allein **Rohöl** (für das ein Standardwert von 85 % Kohlenstoff zugrunde gelegt wird<sup>55</sup>). Die weiteren Komponenten und Additive werden hier als Inputs außen vor gelassen. Zudem werden nach dem Raffinerieprozess zur Fertigstellung von Diesel- und Ottokraftstoff jeweils 6 % **Biokraftstoff** beigemischt, die somit ebenfalls als Input dienen.

Die Input-Output-Bilanz des Modell-Unternehmens sieht auf Basis der getroffenen Annahmen wie folgt aus:

<sup>55</sup> Für Erdöl, welches sich aus unterschiedlichen chemischen Elementen zusammensetzt, ist eine genau, prozentuale Komposition schwer zu bestimmen. Es besteht zu 83 % - 87 % aus Kohlenstoff, zu 10 % - 14 % aus Wasserstoff, zu 0,1 % - 2 % aus Stickstoff, zu 0,1 % - 1,5 % aus Sauerstoff, zu 0,5 % - 6 % aus Schwefel.

**Tabelle 5 Input-Output-Bilanz in der Ausgangslage**

<b>Ausgangslage:</b>					
<b>Inputs</b>	<b>Menge in kt</b>	<b>Fossile C in kt</b>	<b>„Grüne“ C in kt</b>		
Rohöl	10.000	8.500	0		
Biodiesel		0	214		
Bioethanol		0	117		
<b>Outputs</b>					
	<b>Menge in kt</b>	<b>Fossile C in kt</b>	<b>„Grüne“ C in kt</b>	<b>Menge in Mio. l<sup>56</sup></b>	<b>Aktuelle Steuer in Mio. €</b>
Diesel (6 % Bio)	4.400	3.358	214	5.194	2.443,3
Benzin (6 % Bio)	2.400	1.839	117	3.190	2.087,7
Heizöl EL	800	691	0	927	58,1
Flugkraftstoff	600	507	0	833	0
Sonstiges	1.800	2.104	0	-	0
<b>Gesamt</b>	<b>10.000</b>	<b>8.500</b>	<b>332</b>	<b>10.164</b>	<b>4.589,2</b>

Quelle: Frontier Economics / FiFo

In der Ausgangssituation produziert das fiktive Modell-Unternehmen aus 10.000 kt Rohöl und je 6 % des nach dem Raffinerieprozess beigemischten Biodiesels und Bioethanols, einen Anteil von

- 44 % Dieselkraftstoff (mit 6 %igem Biokraftstoffanteil) welcher mit 47,04 Cent pro Liter versteuert wird;
- 24 % Ottokraftstoff (mit 6 %igem Biokraftstoffanteil), welcher mit 65,45 Cent pro Liter versteuert wird;
- 8 % Heizöl (EL), welches mit 6,14 Cent pro Liter versteuert wird,
- 6 % Flugkraftstoff, ohne Energiesteuerbelastung;
- und 18 % sonstige Produkte inklusive dem Eigenverbrauch (fällt unter den EU-ETS), von welchen angenommen wird, dass sie nicht unter das Energiesteuergesetz fallen;

als Outputprodukte.

In den Modellen der (1) vollen Zurechnungsfreiheit sowie der (2) strengen Proportionalität der „grünen“ Inputfaktoren wird ein jeweils ein Szenario angenommen, in dem – zusätzlich zur bestehenden Beimischung der Biokraftstoffanteile in Diesel- und Ottokraftstoff – 25 % des Inputs in den mitverarbeitenden Raffinerieprozess in Form „grünen“ Kohlenstoffs erfolgt.<sup>57</sup> Die Relation produzierter Mengen einzelner Produkte ändert sich – um bestmögliche Vergleichbarkeit zu gewährleisten – hingegen nicht.

<sup>56</sup> Siehe Fußnote 54.

<sup>57</sup> Der Anteil „grünen“ Kohlenstoffs ist in diesem Beispiel bewusst hoch (und in einer großen Abweichung zum heutigen Anteil) gewählt um die prinzipiellen Effekte der Energiesteuer 2.0 aufzuzeigen.

**Tabelle 6 Input-Output-Bilanz bei voller massenbilanzieller Zurechnungsfreiheit**

<b>(1) Volle massenbilanzielle Zurechnungsfreiheit</b>					
<b>Inputs</b>	<b>Menge in kt</b>	<b>Fossile C in kt</b>	<b>„Grüne“ C in kt</b>		
Rohöl	7.500	6.375	0		
Nachhaltiger Kohlenstoff	-	0	2.125		
Biodiesel	-	0	214		
Bioethanol	-	0	117		

<b>Outputs</b>	<b>Menge in kt</b>	<b>Fossile C in kt</b>	<b>„Grüne“ C in kt</b>	<b>Steuer „neu“ Mio. €</b>	<b>Differenz zu „alt“ in Mio. €</b>
Diesel (6 % Bio)	4.400	3.072	500	2.235,3	-208,0
Benzin (6 % Bio)	2.400	0	1.957	0	-2.087,7
Heizöl EL	800	691	0	58,1	0
Flugkraftstoff	600	507	0	0	-
Sonstiges	1.800	2.104	0	0	-
<b>Gesamt</b>	<b>10.000</b>	<b>6.375</b>	<b>2.457</b>	<b>2.239,5</b>	<b>-2.295,7</b>

Quelle: Frontier Economics / FiFo

Eine volle massenbilanzielle Zurechnungsfreiheit bietet den größten steuerlichen Innovationsanreiz. Indem es das Modell erlaubt, den gesamten verfügbaren „grünen“ Kohlenstoff den höchstbesteuerten Produkten zuzuordnen, verringert sich die Steuerlast größtmöglich. In dem hier dargestellten Szenario beträgt sie weniger als die Hälfte der aktuellen Steuerlast auf das Produktportfolio. In dieser Betrachtung wird unterstellt, dass die Zuordnung aus einem rein ökonomischen, steueroptimierenden Rational erfolgt. Weitere mögliche Entscheidungsgrundlagen, wie Marketing- und Produktdifferenzierungserwägungen oder Selbstverpflichtungen spielen in dieser Betrachtung keine Rolle. Der verfügbare „grüne“ Kohlenstoff wird demnach zunächst dem Ottokraftstoff zugeordnet, bis dieser rechnerisch ausschließlich klimaneutralen Kohlenstoff erhält. Der weitere verfügbare „grüne“ Kohlenstoff wird anschließend dem Dieselmotorkraftstoff zugeordnet. Die Energiesteuer auf Ottokraftstoff fällt somit gänzlich weg, beim Dieselmotorkraftstoff sinkt sie auf durchschnittlich 43,04 Cent pro Liter.

Die durch die Reduktion fossilen Kohlenstoffs eingesparten Steuern können den steuerlich größtmöglichen Beitrag zur Deckung der deutlich höheren Produktionskosten alternativer Brenn- und Kraftstoffe leisten und die Lücke in der Herstellung zwischen fossilen und alternativen Brenn- und Kraftstoffen verringern (vergleiche hierzu die Preis-Kosten-Gap Analyse in **Abschnitt 4.1**).

**Tabelle 7 Input-Output-Bilanz bei strenger massenbilanzieller Proportionalität**

<b>(2) Strenge massenbilanzielle Proportionalität</b>					
<b>Inputs</b>	<b>Menge in kt</b>	<b>Fossile C in kt</b>	<b>„Grüne“ C in kt</b>		
Rohöl	7.500	6.375	0		
Nachhaltiger Kohlenstoff	-	0	2.125		
Biodiesel	-	0	214		
Bioethanol	-	0	117		

<b>Outputs</b>	<b>Menge in kt</b>	<b>Fossile C in kt</b>	<b>„Grüne“ C in kt</b>	<b>Steuer „neu“ Mio. €</b>	<b>Differenz zu „alt“ in Mio. €</b>
Diesel (6 % Bio)	4.400	2.499	1.074	1.817,9	-625,4
Benzin (6 % Bio)	2.400	1.368	588	1.555,3	-534,4
Heizöl EL	800	525	166	44,1	-14,0
Flugkraftstoff	600	385	122	0	0
Sonstiges	1.800	1.598	506	0	-
<b>Gesamt</b>	<b>10.000</b>	<b>6.375</b>	<b>2.457</b>	<b>3.415,4</b>	<b>-1.173,8</b>

Quelle: Frontier Economics / FiFo

Durch die strenge proportionale Zuordnung der nachhaltigen Bestandteile auf alle Produkte gleichermaßen – ungeachtet davon ob sie unter die Energiesteuer fallen – sinkt die Steuerlast im Vergleich zur vollen Zurechnungsfreiheit „grünen“ Kohlenstoffs deutlich weniger, wenngleich trotzdem in beachtlicher Größenordnung. Die Energiesteuer auf Ottokraftstoff sinkt auf 48,70 Cent pro Liter, die auf Dieselkraftstoff auf 35,00 Cent pro Liter und die auf Heizöl auf 4,66 Cent pro Liter. Die alternativen Anteile in den weiteren Produkten haben dagegen keine energiesteuerlichen Auswirkungen.

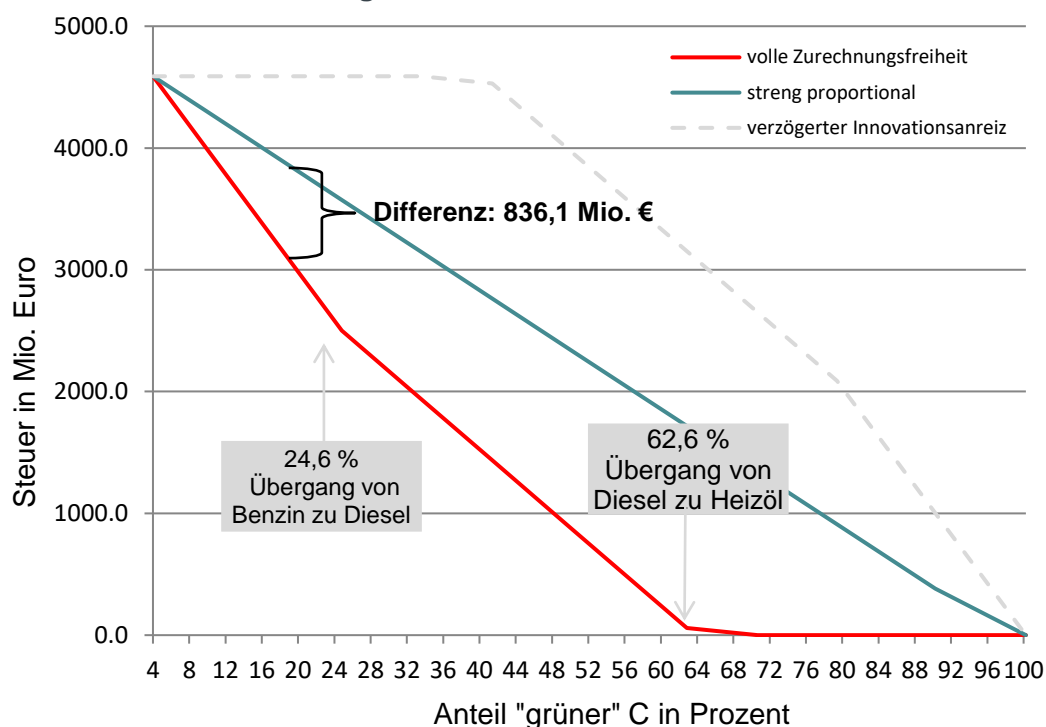
Bei gleichem Klimaeffekt ist der steuerliche Innovationsanreiz dieses Modells innerhalb des Einsatzes der ersten 25 % klimaneutralen Kohlenstoffs geringer. Der steuerseitige Beitrag zur Verringerung der Kostenlücken zwischen fossilen und alternativen Kraft- und Brennstoffen sowie zur damit einhergehenden marktseitigen Hochskalierung alternativer Produktions- und Herstellungsprozesse ist erheblich geringer. Mittel- und langfristig erhält eine solche Zuordnung den steuerlichen Innovationsanreiz jedoch konstant aufrecht, bis eine vollkommene Umstellung der Brenn- und Kraftstoffe auf 100 % „grünen“ Kohlenstoff erreicht ist.

In beiden Modellen wird der gesamte „grüne“ Kohlenstoff in der Mitverarbeitung genutzt, um die Wirkweisen der massenbilanziellen Zurechnungsoption zu verdeutlichen. Eine erhöhte Beimischung von Biokraftstoffen führt zu einer steuerlichen Entlastung des entsprechenden Produkts und entspricht gewissermaßen einer produktspezifischen proportionalen Zuordnung.

Die Trade-offs zwischen beiden „Extrem-Szenarien“ – maximaler und nicht vorhandener massenbilanzieller Zurechnungsfreiheit – liegen aus ökonomischer Sicht auf der Hand. Die in **Abschnitt 3.2** im Detail dargelegten konkurrierenden

und konfliktären Prinzipien und Ziele einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer werden in den obigen Modellen im Zeitverlauf unterschiedlich gewichtet. **Abbildung 14** stellt das Steueraufkommen der obigen Modelle, bei unverändertem Verbrauch und unveränderten produktspezifischen Emissionspreisen, im Zeitverlauf dar.

**Abbildung 14 Steueraufkommen unterschiedlicher massenbilanzieller Zurechnungsmodelle im Zeitverlauf**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Die dargestellten Modelle voller Zurechnungsfreiheit und strenger Proportionalität weisen bei einem Anteil von 20 % "grünem" Kohlenstoff eine Differenz von 836,1 Mio. Euro auf.

Das Modell der vollen Zurechnungsfreiheit bietet in der kurzen und mittleren Frist einen maximalen steuerlichen Innovationsanreiz für den marktseitigen Hochlauf alternativer Brenn- und Kraftstoffe (zu Lasten des Steueraufkommens). Dieser sinkt jedoch in der langen Frist – nachdem Otto- und Dieselmotoren zur Gänze alternativ hergestellt werden – rapide ab und verschwindet zum Zeitpunkt der klimaneutralen Herstellung aller energiebesteuerten Produkte vollständig. Für jene Produkte, die nicht unter das Energiesteuergesetz fallen, besteht ab diesem Zeitpunkt kein steuerlicher Innovationsanreiz mehr, die Steuerlast ist bereits auf null gesunken.

In einem Zurechnungsmodell ohne jegliche Zurechnungsfreiheit, ist der Aufteilungsschlüssel grüner „C“ auf die Produkte fix vorgegeben. Als Beispiel dafür dient hier ein Modell streng proportionaler Zuordnung, indem die steuerlichen Innovationsreize zeitlich gleichverteilt sind. Auch das Steueraufkommen nimmt linear ab. Im Vergleich zu voller Zurechnungsfreiheit, fällt der Innovationsreiz in der kurzen und mittleren Frist zwar deutlich geringer aus, bleibt in der langen Frist jedoch bestehen. Theoretisch denkbar sind zudem auch Modelle, die durch festgelegte Zurechnungsregeln einen verzögerten Innovationsanreiz bieten, welcher erst in der mittleren und langen Frist eine nennenswerte Anreizwirkung

entwickelt.<sup>58</sup> In der kurzen Frist lassen diese das Steueraufkommen nahezu unverändert. Das Extremszenario eines solchen verzögerten Innovationsanreizes ist in **Abbildung 14** (grau gestrichelt) dargestellt.

Generell ist die Wahl des massenbilanziellen Zurechnungssystems ein Instrument zur Gewichtung der verschiedenen Ziele einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer und somit in erster Linie als normative Entscheidung des Gesetzgebers zu verstehen. Dennoch lässt sich festhalten, dass in Anbetracht

- der hohen anfänglichen Innovationskosten alternativer Brenn- und Kraftstoffe, während Durchschnittskostensenkungen in Form von Skaleneffekten erst später folgen;
- sowie der ambitionierten CO<sub>2</sub>-Einsparungszeile bis 2030 und 2050,

ein hoher steuerlicher Innovationsanreiz in der kurzen Frist aus umweltökonomischer Sicht am effizientesten ist. Gleichzeitig gilt es die dynamischen Anreizwirkungen in der mittleren und langen Frist aufrecht zu erhalten. Ein **Hybridsystem** aus einem hohen Grad der Zurechnungsfreiheit in der kurzen Frist und einer proportionalen Zurechnung in der mittleren und langen Frist, welches den kostenintensiven Markthochlauf zeitnah beanreizt, die steuerlichen Anreize zur fortwährenden Umstellung aller Produkte auf eine klimaneutrale Herstellung mittel- und langfristig jedoch nicht vernachlässigt, könnte somit im Zeitverlauf eine attraktive Option darstellen.

Zwischen den beiden hier dargestellten „Extrem-Szenarien“, maximaler und keinerlei massenbilanzieller Zurechnungsfreiheit, sind für den Gesetzgeber auch abseits der zeitlichen Komponente eine Bandbreite an weiteren Hybridsystemen darstellbar, in denen bspw. ein bestimmtes Produkt einer speziellen Regelung in Form einer Zurechnungs-/Quotenregel oder Zertifizierung unterliegt bzw. von dieser ausgenommen wird. Dies ist, in Abwägung der unterschiedlichen Zielsetzungen, letztlich eine politische Entscheidung.

### Auswirkungen von Veränderungen produktspezifischer Emissionspreise

Den bisherigen Modellierungen liegen produktspezifische Emissionspreise zugrunde, welche die aktuelle Höhe der Energiesteuer auf die jeweiligen Brenn- und Kraftstoffe widerspiegeln. Sie basieren zunächst auf einer reinen Umstellung der heutigen Energiesteuer auf eine Emissionsbepreisung. Wie in **Abschnitt 3.1** dargelegt, sind unterschiedliche Emissionspreise aus rein klimapolitischen Überlegungen widersinnig und können nur im Kontext der Abwägung verschiedener Zielstellungen sowie der historischen Entwicklung der Steuer verstanden werden.

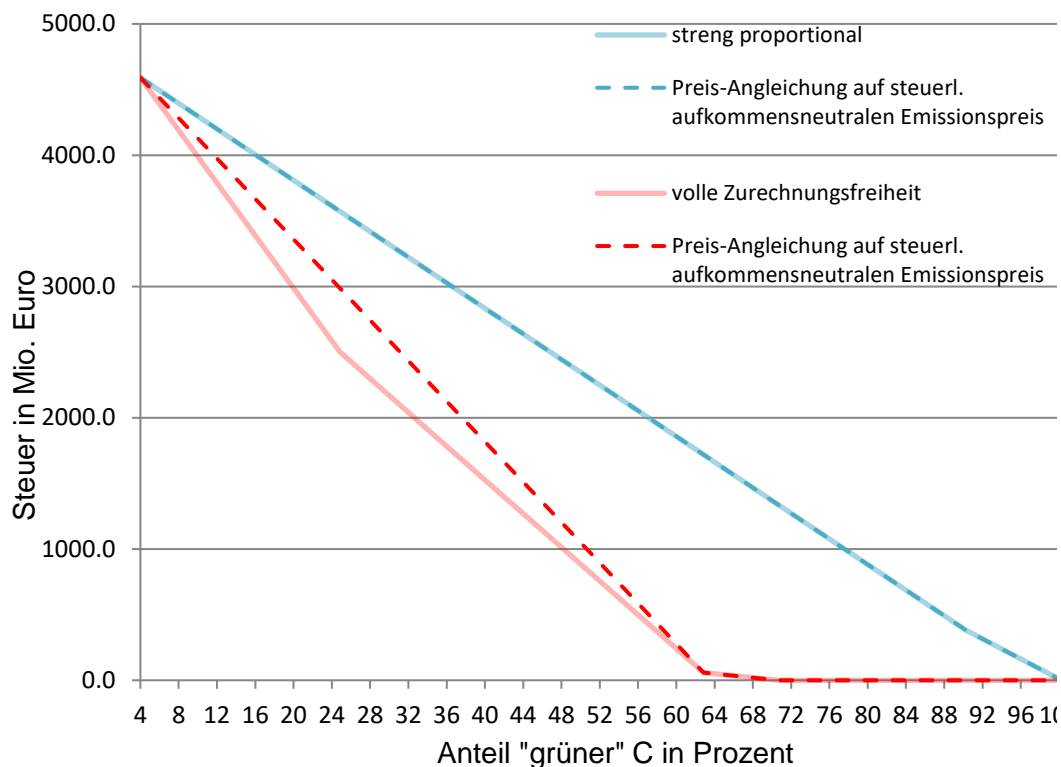
Eine potenzielle Änderung der produktspezifischen Emissionspreise in Relation zueinander hat dementsprechende Auswirkungen auf die steuerlichen Anreizwirkungen, die Höhe des Steueraufkommens sowie sozial- und wettbewerbspolitische Ziele. **Abbildung 15** zeigt die Effekte einer statischen

---

<sup>58</sup> In einem solchen Szenario müssten die Zurechnungsregeln zunächst eine Zurechnung in die am niedrigsten besteuerten Produkte vorschreiben. In Angesicht der hohen anfänglichen Innovationskosten und ambitionierten Klimaziele, erscheint eine solche Vorgabe jedoch nicht erstrebenswert.

Angleichung zwischen den Emissionspreisen von Otto- und Dieseldieselkraftstoff auf einen Emissionspreis, der das Energiesteueraufkommen zunächst konstant hält.

**Abbildung 15 Darstellung des prinzipiellen Effekts einer aufkommensneutralen Emissionspreisanpassung zwischen Otto- und Dieseldieselkraftstoff**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Neben der für beide Modelle darstellten Verläufe für eine Preis-Angleichung der Emissionspreise von Otto- und Dieseldieselkraftstoff (gestrichelte Linien) sind auch die Verläufe der Ausgangsszenarien aus Abbildung 14 nochmals abgebildet (ausgeblichene Linien).

Durch die Anpassung des Emissionspreises wird der steuerliche Anreiz, „grünen“ Kohlenstoff massenbilanziell zunächst dem Ottokraftstoff, gegenüber dem Dieseldieselkraftstoff, zuzurechnen, ausgeglichen. Benzin und Diesel sind in diesem Szenario massenbilanziell anreizäquivalent. Dieser prinzipielle Effekt zeigt sich auch für andere denkbare Emissionspreisanpassungen sowie in komplexeren Szenarien dynamischer Preisanpassungspfade.

Emissionspreisanpassungen, die im Zeitverlauf den Pfad der ursprünglichen Aufkommensneutralität verlassen, können – je nach Anpassung – die angebotsseitige und klimapolitische Lenkungsfunktion der Steuer sowie die Höhe des Steueraufkommens zusätzlich stärken oder vermindern.

Eine mögliche Harmonisierung der Emissionspreise über die verschiedenen klimapolitischen Instrumente hinweg wird in diesen Zusammenhang in **Abschnitt 4.1** ausführlich erörtert.



## 4 DIE ENERGIESTEUER 2.0 ENTFALTET ANREIZE UND GLIEDERT SICH IN EIN UMFASSENDEES KLIMAPOLITISCHES INSTRUMENTARIUM EIN

In diesem Kapitel stellen wir dar, wie die im vorherigen Kapitel skizzierte, reformierte Energiesteuer 2.0 umwelt- und klimapolitische Anreizwirkung entfalten kann. Daraus ergeben sich verschiedene Implikationen und unmittelbare Vorteile gegenüber dem Status quo. Hierzu stellen wir dar,

- inwiefern eine reformierte Energiesteuer einen Beitrag dazu leisten kann, den bestehenden Preis-Kosten-Gap für alternative Brenn- und Kraftstoffe zu reduzieren;
- welche Wechselwirkungen eine erneuerte Energiesteuer mit anderen klimapolitischen Instrumenten hat und wie sie sich in das bestehende System einfügen kann;
- inwiefern das reformierte Steuersystem die an es gestellten Anforderungen erfüllen kann.

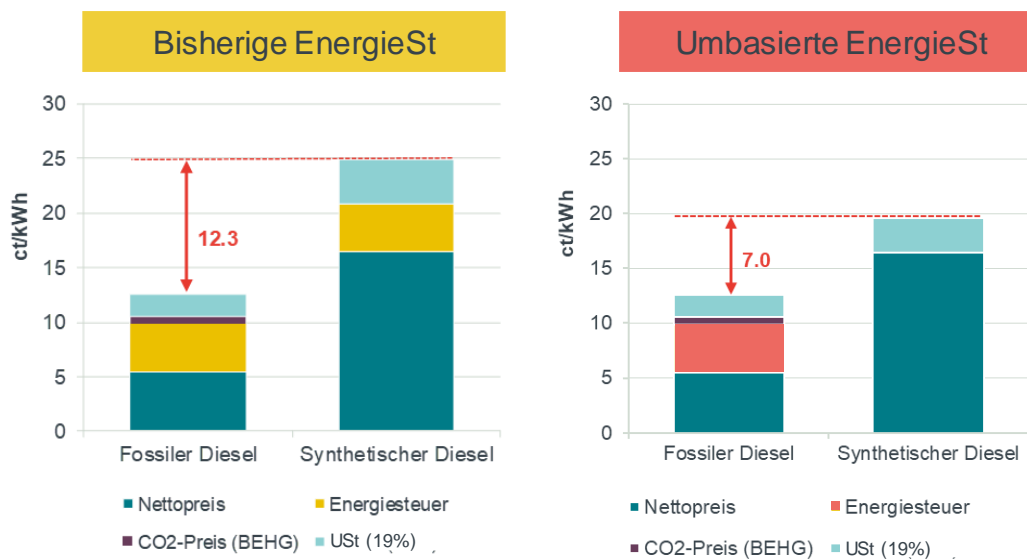
### 4.1 Der Preis-Kosten-Gap für alternative Brenn- und Kraftstoffe würde sich im Rahmen der Energiesteuerreform erheblich reduzieren

Eine Umbasierung der Energiesteuer mit Bezug auf fossilen Kohlenstoff kann die Kostenunterschiede zwischen fossilen und synthetischen (bzw. fortschrittlichen biogenen) Brenn- und Kraftstoffen deutlich reduzieren, da durch die Reform CO<sub>2</sub>-neutrale synthetische Brenn- und Kraftstoffe von der reformierten Energiesteuer befreit würden (**Abbildung 16**, Beispiel Diesel). Hierbei würden z.B. die Bruttokosten für synthetischen Diesel (einschließlich Umsatzsteuer) um etwa 5,2 ct/kWh gesenkt werden.<sup>59</sup> Bei den aktuellen Bereitstellungskosten entspricht dies einer Verminderung von über 20 %.

---

<sup>59</sup> 4,4 ct/kWh durch den Wegfall der Energiesteuer und 0,8 ct/kWh durch die entsprechend geringer anfallende Umsatzsteuer.

Abbildung 16 Preiseffekt einer Umstellung der Energiesteuer auf Kohlenstoffbezug (kurze Frist), Beispiel Diesel



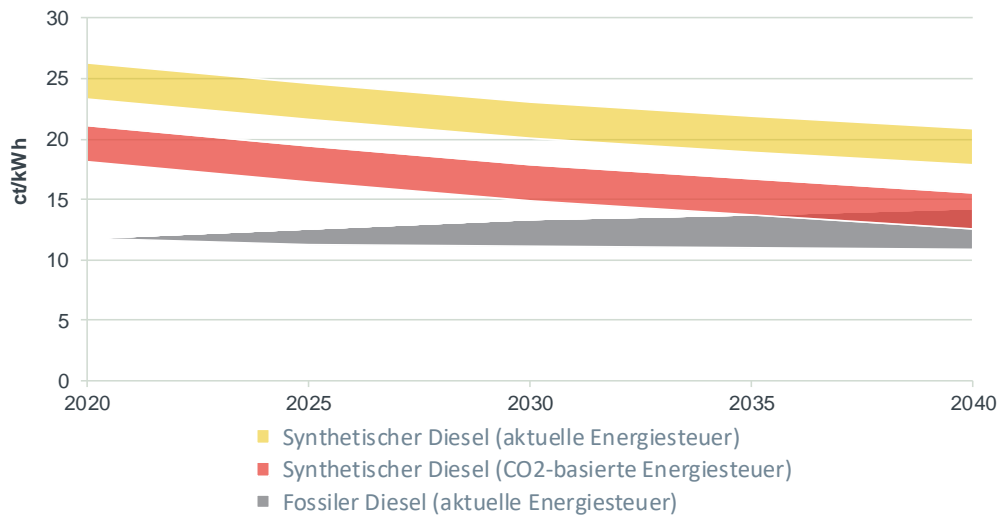
Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Der Nettopreis für fossilen Diesel repräsentiert den durchschnittlichen Weltmarktpreis im Jahr 2019. Der Nettopreis für synthetischen Diesel entspricht dem Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture. Entsprechend der aktuellen Gesetzeslage beträgt die Energiesteuer auf fossilen wie synthetischen Diesel 4,4 ct/kWh. Das BEHG beziehen wir mit dem Startpreis von 25 € pro Tonne CO<sub>2</sub> ein.

Es wird allerdings auch deutlich, dass die Marktreife der alternativen (synthetischen) Brenn- und Kraftstoffe allein durch eine Energiesteuerreform erst einmal nicht erreicht werden kann. Auch wenn sich die Kostenscherre zwischen fossilen und grünen synthetischen Kraftstoffen (im Beispiel Diesel) durch die Energiesteuerreform kurzfristig vermindert, liegt ohne zusätzliche Instrumente die Marktreife strombasierter synthetischer Kraftstoffe jenseits des Jahres 2035 (**Abbildung 17**). Wie in **Abschnitt 2.4** ausgeführt, sind in den nächsten Jahren zwar stetig fallende Preise für synthetische Brenn- und Kraftstoffe zu erwarten, allerdings werden massive Kostensenkungen Zeit benötigen. Gleichzeitig gehen übliche Prognosen von eher gleichbleibenden oder nur moderat steigenden Preisen für fossile Brenn- und Kraftstoffe aus.<sup>60</sup>

<sup>60</sup> Vgl. IEA World Energy Outlook 2020.

**Abbildung 17** Indikativer Preisverlauf von fossilem und synthetischem Diesel unter aktueller und kohlenstoffbasierter Energiesteuer (ohne BEHG-Preis)



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Ausgangspreis für fossilen Diesel ist der durchschnittliche Weltmarktpreis im Jahr 2019. Diesen schreiben wir anhand des prognostizierten Rohölpreises im IEA World Energy Outlook 2020 fort. Das obere Band der Preisprognose entspricht dem Stated Policies-Szenario, das untere Band dem Sustainable Transition-Szenario. Der Preis für synthetischen Diesel repräsentiert das Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture. Die Bandbreiten für die Kosten synthetischen Diesels wurden vereinfachend über Kostenvariationen von 25 % zu einem Frontrier Referenzszenario kalkuliert.

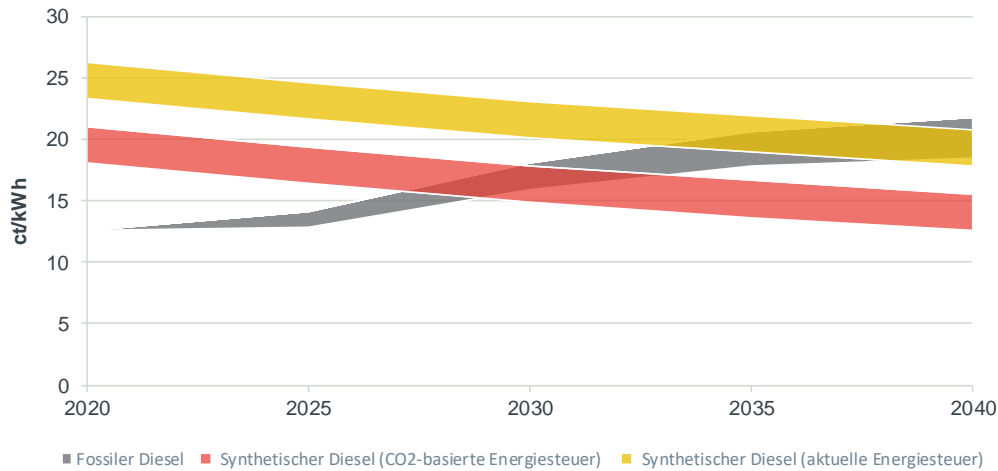
Um eine frühere Marktreife alternativer (synthetischer) Brenn- und Kraftstoffe bzw. einen früheren Markthochlauf (im Vergleich zu den fossilen Energieträgern) zu erreichen, sind demnach auch nach einer Reform der Energiesteuer zusätzliche klimapolitische Instrumente erforderlich. Treiber könnte hier z.B. das nationale Emissionshandelssystem sein, das mit dem BEHG eingeführt wird. Wird z.B. ein Preisanstieg im nationalen Emissionshandelssystem wie bei Prognos et al. (2020) erwartet (2025: 47 €/t CO<sub>2</sub>, 2030: 140 €/t CO<sub>2</sub>, 2035: 199 €/t CO<sub>2</sub>, 2040: 220 €/t CO<sub>2</sub>)<sup>61</sup>, könnte eine Marktreife der alternativen (synthetischen) Brenn- und Kraftstoffe um das Jahr 2030 (oder davor) erreicht werden.<sup>62</sup>

Die Umstellung der Energiesteuer könnte also in Kombination mit dem BEHG und anderen Instrumenten (siehe folgender **Abschnitt 4.2**) alternativen Brenn- und Kraftstoffen einen deutlichen Schub verleihen. Die Umstellung würde dafür sorgen, dass alternative Kraftstoffe früher auf den Markt kommen. Je nach Entwicklung des Preises für fossilen Kraftstoff könnten die alternativen Produkte (im Beispiel von synthetischem Diesel) die Wettbewerbsfähigkeit um fünf bis zehn Jahre früher erreichen (**Abbildung 18**).

<sup>61</sup> Prognos et al. (2020) für BMWi: Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Tabelle 5, S. 47. Angaben beziehen sich auf reale Preise zum Basisjahr 2016.

<sup>62</sup> Die Preisprognosen in diesem Abschnitt sind illustrativ und nicht Ergebnis einer gesamtwirtschaftlichen Modellierung. Potentielle Wechselwirkungen zwischen BEHG und Energiesteuer 2.0 sind nicht in die Prognose des BEHG-reflektiert, da der BEHG Preis als exogene Größe angenommen wird.

**Abbildung 18** Indikativer Preisverlauf von fossilem und synthetischem Diesel unter aktueller und kohlenstoffbasierter Energiesteuer



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Ausgangspreis für fossilen Diesel ist der durchschnittliche Weltmarktpreis im Jahr 2019. Diesen schreiben wir anhand des prognostizierten Rohölpreises im IEA World Energy Outlook 2020 fort. Das obere Band der Preisprognose entspricht dem Stated Policies-Szenario, das untere Band dem Sustainable Transition-Szenario. Den CO<sub>2</sub>-Preis aus dem BEHG beziehen wir entsprechend der Prognose aus dem energiewirtschaftlichen Projektionsbericht 2030/2050 von Prognos für das BMWi ein.<sup>63</sup> Der Preis für synthetischen Diesel repräsentiert das Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture. Die Bandbreiten für die Kosten synthetischen Diesels wurden vereinfachend über Kostenvariationen von 25 % zu einem Frontrier Referenzszenario kalkuliert.

Die Rolle einer Umbasierung der Energiesteuer wird umso essentieller, je weniger alternative Instrumente wie das BEHG greifen. Steigt z.B. der BEHG-Preis weniger stark an als in den Beispielrechnungen, verzögert sich der Zeitpunkt, an dem die Preise für synthetische Brenn- und Kraftstoffe ein ähnliches Preisniveau erreichen wie fossile. Gleichzeitig gewinnt der fördernde Effekt einer reformierten Energiesteuer 2.0 an Bedeutung.

## ALTERNATIVE BRENNSTOFFE SIND AUCH FÜR DEN WÄRMESSEKTOR EINE ALTERNATIVE

Im Wärmesektor (Raumwärme und Warmwasser) spielen fossiles Heizöl und Erdgas mit einem Marktanteil von knapp 70 % auch heute noch eine große Rolle.<sup>64</sup> Die zunehmende Beimischung nicht-fossiler Brennstoffe kann das Heizen auch dort, wo Elektrifizierung aufwendig oder schwer möglich ist, klimaneutral ermöglichen. Die Wärmeversorgung von Gebäuden kann zwar prinzipiell durch strombetriebene Wärmepumpen elektrifiziert werden, weil eine Umrüstung der Heizungsanlagen aber nicht immer technisch möglich ist oder mit sehr hohen Kosten verbunden wäre, werden chemische Heizstoffe auch in der mittel- und langfristigen Zukunft eine Rolle spielen. So beschränken etwa Grundstückgröße und Grundwasserverfügbarkeit das Potential von Wärmepumpen. Zudem macht die geringe Wärmeleistung der Wärmepumpen die Einhaltung hoher Dämmstandards erforderlich.<sup>65</sup> Es ist daher abzusehen, dass ein Teil

<sup>63</sup> Prognos für BMWi (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050, Tabelle 5, S. 47.

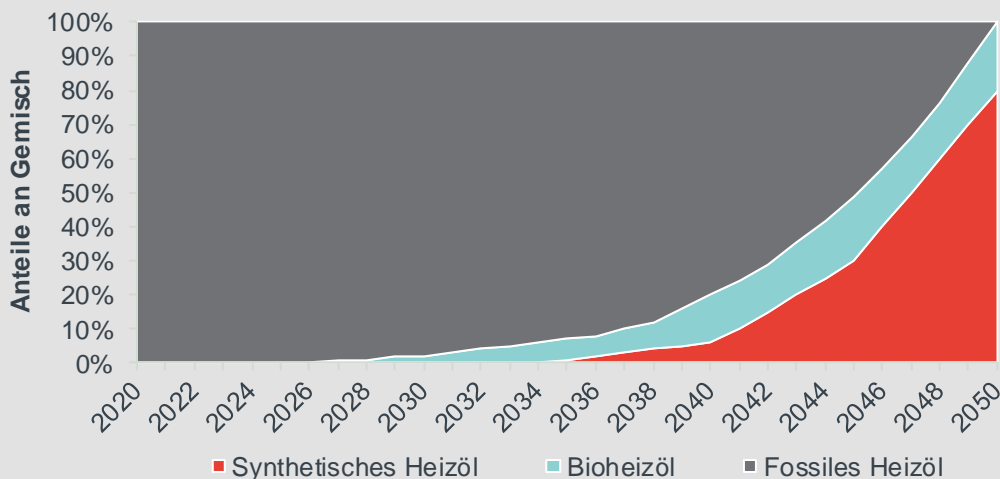
<sup>64</sup> Destatis (2020): Umweltökonomische Gesamtrechnungen - Private Haushalte und Umwelt, online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/UGR/private-haushalte/Publikationen/Downloads/haushalte-umwelt-pdf-5851319.html>, zuletzt abgerufen am 17.02.2021, S. 10.

<sup>65</sup> Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2018): Potenzialanalyse zur Nutzung von Erdwärmepumpen im Gebäudebestand – Oberflächennahe Geothermie im außerstädtischen Wohngebäudebestand. In: BWK – Das Energie-Fachmagazin 7/8 2018, online verfügbar unter

der derzeit rund 5,5 Millionen Ölheizungen<sup>66</sup> und rund 13,7 Millionen Gasheizungen auch nach einer Heizungsmodernisierung weiterhin auf Heizöl und Gas angewiesen sein werden.

Auch wenn eine Energiesteuerreform aufgrund der niedrigeren Steuersätze für die Wärmenutzung von alternativen Brennstoffen einen deutlich geringeren Hebel hat als für die Nutzung im Verkehr, kann ein geeigneter Instrumentenmix den Übergang zu klimaneutralen Brenn- bzw. Heizstoffen fördern. In Verbindung mit der Energiesteuer 2.0 ist etwa eine zunehmende Beimischung von biogenem und synthetischem Heizöl denkbar. So kann Heizöl bis 2050 gesamtbilanziell klimaneutral werden.

### Möglicher Beimischungspfad im Zeitverlauf

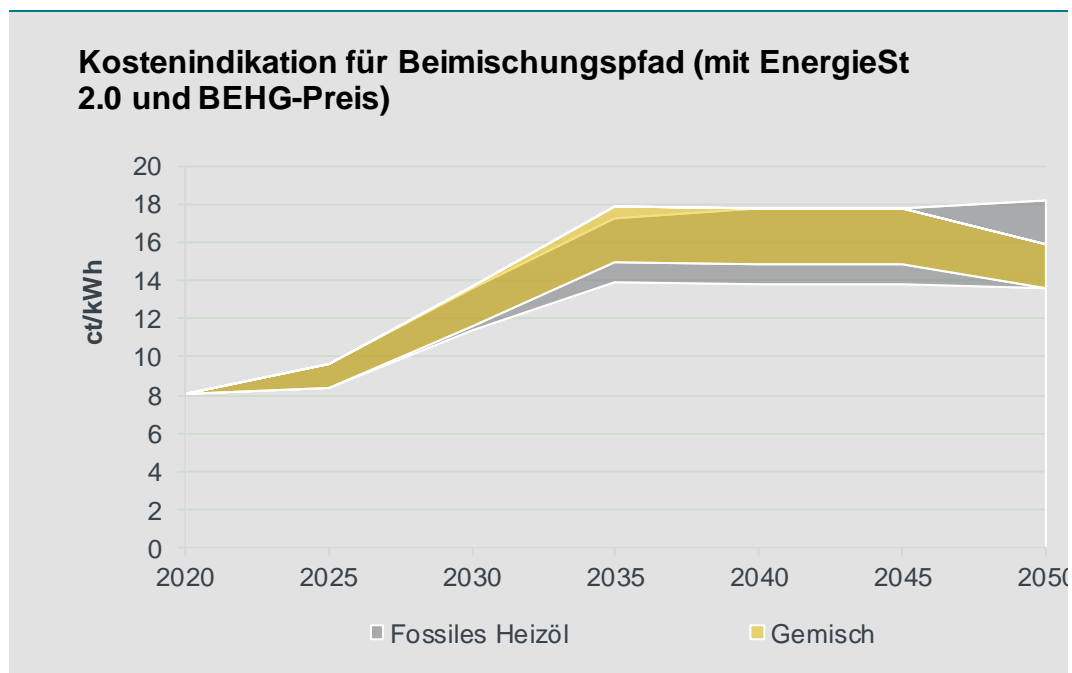


Ein solcher Beimischungspfad wäre perspektivisch mit keinem Aufpreis gegenüber rein fossilem Heizöl verbunden. Die zu erwartenden Kosten des Beimischungspfads sind kurzfristig leicht höher als für fossiles Heizöl, langfristig aber in etwa auf gleichem Niveau (unter den Annahmen, die auch unserer Analyse des Preis-Kosten-Gaps zugrunde liegen<sup>67</sup>). Grund für den moderaten Kostenverlauf sind in erster Linie langfristig ansteigende CO<sub>2</sub>-Preise für fossiles Heizöl und über die Zeit fallende Kosten für synthetische Brenn- und Kraftstoffe. Die Brennstoff- bzw. Heizkosten steigen in beiden Szenarien allerdings absolut an.

<https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/894-potenzialanalyse-zur-nutzung-von-erdwaermepumpen-im-gebaeudebestand-oberflaechennahe-geothermie-im-ausserstaed-tischen-wohngebaeudebestand>, zuletzt abgerufen am 6.10.2020.

<sup>66</sup> Zentralinnungsverband ZIV (2019): Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks 2019, S. 5.

<sup>67</sup> Ausgangspreis für fossiles Heizöl ist der durchschnittliche Weltmarktpreis für fossilen Diesel im Jahr 2019. Diesen schreiben wir anhand des prognostizierten Rohölpreises im IEA World Energy Outlook 2020 fort. Das obere Band der Preisprognose entspricht dem Stated Policies-Szenario, das untere Band dem Sustainable Transition-Szenario. Aktuelle Preise und Preisprognosen für Bioheizöl stützen sich auf die Prognosen aus dem OECD-FAO World Agricultural Outlook 2020 und werden nach 2030 linear fortgeschrieben. Den CO<sub>2</sub>-Preis aus dem BEHG beziehen wir entsprechend der Prognose aus dem energiewirtschaftlichen Projektionsbericht 2030/2050 von Prognos für das BMWi ein. Der Preis für synthetischen Diesel repräsentiert das Referenzszenario von Frontier Economics bei Import aus Marokko und CO<sub>2</sub>-Gewinnung durch Direct Air Capture.



## 4.2 Die Energiesteuer 2.0 wirkt mit anderen klimapolitischen Instrumenten zusammen und kann diese ergänzen

Eine kohlenstoffbasierte Energiesteuer 2.0 würde sich in eine Landschaft mit vielfältigen Instrumenten einbetten, die direkt oder indirekt die Produktion und den Absatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe beeinflussen (wobei diese oftmals bereits auf die Reduktion klimaschädlicher Emissionen ausgerichtet sind, siehe nachfolgende Fallstudie zum Verkehrsbereich).

Wie im vorhergehenden Abschnitt skizziert, ist eine **Neubasierung der Energiesteuer auf Kohlenstoffbezug** daher – gerade in Bezug auf Anreizwirkungen für die Produzenten und Konsumenten von Brenn- und Kraftstoffen – **nicht losgelöst von anderen relevanten klimapolitischen Instrumenten zu sehen**. So können diese miteinander in Wechselwirkung treten und sich dabei womöglich in ihrer Wirkung ergänzen, oder sich in nicht beabsichtigter, ggfs. negativer Art und Weise beeinflussen.

### FALLSTUDIE: INSTRUMENTE MIT KLIMAPOLITISCHER LENKUNG IM VERKEHRSBEREICH

Im Verkehrssektor greifen gegenwärtig verschiedene Instrumente, die direkt oder indirekt eine klimapolitische Lenkungsfunction entfalten, ineinander. Vielfach sind hierbei die Anreize unmittelbar an die CO<sub>2</sub>-Emissionen geknüpft – anders als bei der **aktuellen Energiesteuer**. Grundsätzlich sind die folgenden Instrumente relevant:

- **Kraftfahrzeugs (Kfz)-Steuer** – Diese ist grundsätzlich vom Kraftfahrzeughalter zu entrichten. Für Krafträder und PKW war die Bemessungsgrundlage für die Steuer traditionell der Hubraum der Fahrzeuge und wurde zwischenzeitlich um die spezifischen Schadstoff- und CO<sub>2</sub>-Emissionen ergänzt. Elektrofahrzeuge sind aktuell für einen Zeitraum von 5-10 Jahren nach Erstzulassung von der Besteuerung befreit. Die Kfz-Steuer ist mit der Energiesteuer insoweit unmittelbar verwoben, als dass

- bestimmte Kraftstoffe reziprok zur Energiesteuer besteuert werden. So werden Dieselfahrzeuge im Vergleich zu Benzinfahrzeugen als Ausgleich für deren niedrigeren Energiesteuersatz höher besteuert.
- **LKW-Maut** – Diese entspricht einer streckenbezogenen Straßenbenutzungsgebühr für schwere Nutzfahrzeuge im Straßenverkehr. Neben der Schadstoffklasse gehen als Bemessungsgrundlage für die Mautsätze die Luftverschmutzung, die Lärmbelastung sowie die Belastung der Infrastruktur (erfasst durch das Gewicht des Fahrzeugs) mit ein. Ab dem Jahr 2023 soll der CO<sub>2</sub>-Ausstoß maßgeblicher Bemessungsparameter werden.<sup>68</sup> LKW mit alternativen Antrieben sind von der Maut aktuell ausgenommen.
  - **Dienstwagenbesteuerung** – Diese wird vom Arbeitnehmer bei privater Nutzung eines Firmenwagens im Rahmen seiner Einkommensteuerpflicht abgeführt. Die Besteuerung des sogenannten geldwerten Vorteils kann entweder pauschal über die sog. „Ein-Prozent-Regelung“<sup>69</sup> oder spezifisch über ein Fahrtenbuch erfolgen. Elektroautos und Plug-in-Hybride (sofern diese Bedingungen wie Höchstschadstoffausstoß und Mindestreichweite erfüllen) werden hierbei steuerlich bessergestellt.
  - **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** – Die Inverkehrbringer von Brenn- und Kraftstoffen müssen CO<sub>2</sub>-Zertifikate für die von ihnen in Verkehr gebrachten Energieträger erwerben. Bis 2025 sind die Zertifikatspreise gesetzlich fixiert, wobei die Preissetzung im Anschluss daran über ein nationales Emissionshandelssystem erfolgt. Das BEHG zielt insbesondere auf die Sektoren Wärme und Verkehr ab, eine Doppelbelastung für schon durch den EU ETS belasteten Sektoren soll es nicht geben.
  - **Treibhausgas (THG)-Quote** – Diese verpflichtet die Mineralölwirtschaft dazu, Treibhausgasemissionen bezogen auf die jährliche Gesamtabsatzmenge eines Unternehmens an Otto- und Dieselmotorkraftstoff (einschließlich des Biokraftstoffanteils) z.B. durch das Inverkehrbringen von „grünen Kraftstoffen“ zu reduzieren. Hierzu gilt seit 2020 eine THG-Quote, also Emissionsminderungsverpflichtung, in Höhe von 6 %. Die Verpflichteten können ihre Quotenverpflichtung z.B. durch Beimischung von Biokraftstoffen, durch das Inverkehrbringen von reinen Biokraftstoffen oder Biomethan und seit 2018 auch durch grüne strombasierte Kraftstoffe (E-Fuels) sowie durch die Anrechnung von in Elektrofahrzeugen genutztem Strom erfüllen.
  - **EU-Flottenziele** – Diese setzt den Fahrzeugherstellern verpflichtende CO<sub>2</sub>-Flottengrenzwerte, die diese für die verkaufte Neuwagenflotte in der EU einzuhalten haben; andernfalls drohen Strafzahlungen.<sup>70</sup> Die Zielvorgaben in den Flottenzielen basieren auf dem CO<sub>2</sub>-Ausstoß der Fahrzeugflotten und sind über die Zeit progressiv ausgestaltet, d.h. die Zielwerte werden zunehmend verschärft. Für 2020 entsprechen die Vorgaben z.B. für PKW 95 gCO<sub>2</sub>/km, wobei die 5 % der Neuwagen mit den höchsten Emissionen nicht berücksichtigt werden. Eine Anrechnung von alternativen klimaneutralen Kraftstoffen zur Erfüllung der Flottenziele ist aktuell nicht möglich, wird derzeit jedoch von der EU-Kommission geprüft.

Bezüglich des klimapolitischen Instrumentariums zum Anreizen der Entwicklung von alternativen Brenn- und Kraftstoffen lassen sich grundsätzlich zwei Kategorien unterscheiden (**Abbildung 19**):

- **Angebotsseitige Instrumente** – Angebotsseitige Instrumente setzen den Herstellern von alternativen Brenn- und Kraftstoffen explizit Anreize, diese Energieträger herzustellen. Durch produktionsseitige Förderung soll die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zur Herstellung der alternativen Brenn- und Kraftstoffe, die am Markt heute noch nicht kostendeckend abgesetzt werden

<sup>68</sup> Siehe <https://www.handelsblatt.com/politik/international/eurovignetten-richtlinie-eu-einigt-sich-nach-jahrelangen-verhandlungen-bei-lkw-maut/26697604.html>, zuletzt abgerufen am 19.02.2021.

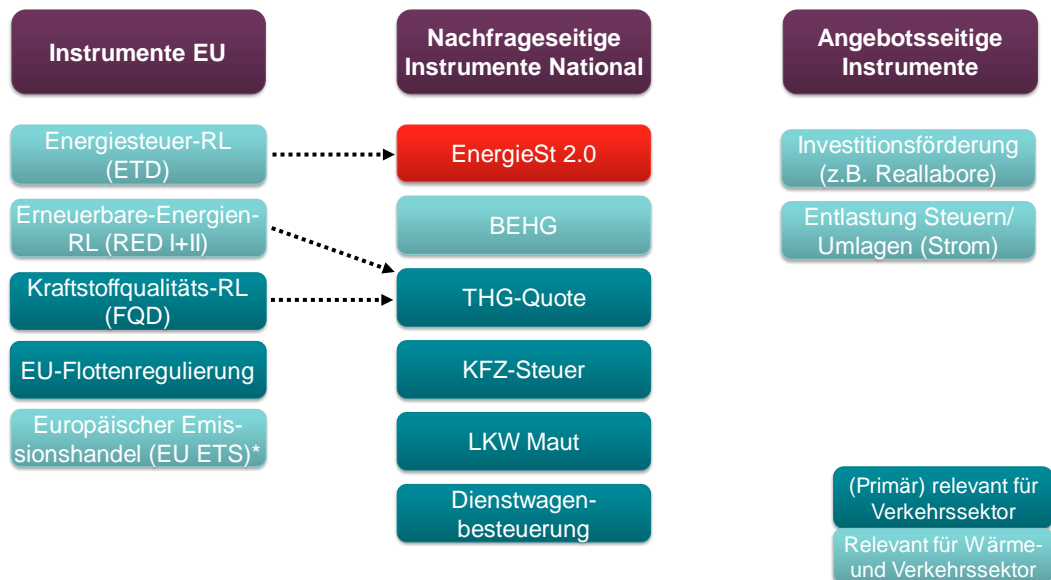
<sup>69</sup> Bei der Ein-Prozent-Regelung wird bei privater Nutzung eines Firmenkraftfahrzeugs für jeden Kalendermonat 1 % des inländischen Listenpreises als zu versteuerndes Einkommen angesetzt (vgl. § 6 Abs. 1 Nr. 4 S. 2 EStG).

<sup>70</sup> Der Flottenverbrauch entspricht dem durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch einer Fahrzeugflotte.

können, verbessert werden. Ein Beispiel stellen diesbezüglich die *Reallabore der Energiewende* dar, in denen innovative Energietechnologien mit dem Fokus auf Wasserstoff in der Praxis erprobt werden. Neben einer finanziellen Förderung steht hierbei auch die Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen im Fokus.

- **Nachfrageseitige Instrumente** – Nachfrageseitige Instrumente sollen die kundenseitigen Anreize für die Abnahme alternativer Brenn- und Kraftstoffe stärken. Hierunter fallen z.B. Anreize in Steuer-, Abgaben- sowie Quotensystemen, die den Absatz für alternative Brenn- und Kraftstoffe fördern (z.B. durch entsprechende Ausgestaltung der Steuer- und Abgabensysteme) bzw. die die Zahlungsbereitschaft von Kunden erhöhen (z.B. durch Verpflichtungssysteme). Die Anreizsysteme unterliegen teilweise nationalen Initiativen (z.B. Brennstoffhandelsemissionsgesetz, BEHG), zum Teil resultieren sie aus europäischen Vorgaben (z.B. Vorgaben der zweiten Erneuerbaren Energien Richtlinie der EU, RED II).

**Abbildung 19 Die Energiesteuer 2.0 im Kontext anderer klimapolitischer Instrumente im Wärme- und Verkehrssektor**



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Die Abbildung hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es werden vielmehr die wesentlichen Instrumente dargestellt, die mit einer Energiesteuer 2.0 zusammenspielen

\*) EU ETS soll perspektivisch auch auf die Sektoren Wärme und Energieausgeweitet werden

## EXKURS: ERNEUERBARE-ENERGIEN-RICHTLINIE

Die **reformierte Erneuerbaren-Energien-Richtlinie**<sup>71</sup>, kurz **RED II** (für Renewable Energy Directive II), macht den EU-Mitgliedsstaaten Vorgaben zur Entwicklung und Förderung der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 und hat damit gleichfalls Auswirkungen auf die zukünftigen Rahmenbedingungen für alternative Brenn- und Kraftstoffe. Die wesentlichen Implikationen der Richtlinie sind folgendermaßen kurz zusammengefasst (siehe auch **Abschnitt 5.1**):

- **Strengere EU-weite Sektorziele insbesondere für den Verkehrsbereich** – Nach der RED II ist bis zum Jahr 2030 der Gesamtenergiebedarf innerhalb der EU in den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr zu 32 % aus Erneuerbaren Energien zu

<sup>71</sup> EU-Richtlinie 2018/2001/EU.



decken. Die Zielerreichung ist grundsätzlich flexibel zwischen den drei Sektoren ausgestaltbar, jedoch muss der Anteil im Verkehrssektor aller Mitgliedstaaten mindestens 14 % beitragen. Die EU-Mitgliedsländer formulieren in ihren jeweiligen Klima- und Energieplänen nationale Ziele, die von der EU-Kommission überprüft und ggfs. angepasst werden können.

- **Vorgaben zur Erfassung von Energie aus erneuerbaren Quellen** – Die Berücksichtigung von konventionellen Biokraftstoffen wird begrenzt, um Ausweitungen der Produktion auf landwirtschaftlich genutzte Flächen zu vermeiden. Ferner sind Biokraftstoffe, von denen ein hohes Risiko für indirekte Landnutzungsänderungen ausgeht, spätestens ab 2030 nicht mehr anrechenbar (so z.B. Palmöl). Zudem müssen bestimmte Energieträger (wie z.B. Biokraftstoffe oder synthetische Kraftstoffe im Verkehr) im Vergleich zu einem fossilen Referenzwert ein Mindestmaß an THG-Einsparungen vorweisen.
- **Gestaltungsspielräume im Verkehrssektor bei der nationalen Umsetzung** – Grundsätzlich stehen auf nationaler Ebene verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, um die Ziele im Verkehrssektor zu erreichen. So können z.B. Quoten zur Zielerreichung in Volumen oder THG-Reduktion definiert werden, es gibt die Möglichkeit zur Differenzierung zwischen verschiedenen Kraftstoffanbietern und Energieträgern oder die Möglichkeit, Anrechnungsgrenzen für bestimmte Kraftstoffarten festzulegen, die über die Mindestanforderungen der RED II hinausgehen. Zuletzt gelten für bestimmte Kraftstofftypen Multiplikatoren, mit denen die Möglichkeit besteht, diese stärker auf das Ziel anrechnen zu lassen. Beispielhaft genannt seien fortschrittliche Biokraftstoffe, die doppelt auf das 14 % Ziel angerechnet werden können.

Der Grad der Interaktion zwischen den verschiedenen klimapolitischen Instrumenten und der Energiesteuer 2.0 unterscheidet sich mitunter deutlich voneinander (**Tabelle 8**). Während bei einigen Instrumenten von einer prinzipiell geringen Wechselwirkung auszugehen ist, ergeben sich bei den folgenden Instrumenten stärkere Wechselwirkungen:

- **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** – Eine Reform der Energiesteuer kann die Preise im nationalen Emissionshandelssystem beeinflussen. Dies gilt im Besonderen, wenn sich der CO<sub>2</sub>-Preis marktbasierend im Rahmen des nationalen Emissionshandels bildet.
- **THG-Quote:** Auch bei der THG-Quote kann von einer stärkeren Interaktion ausgegangen werden, da die Energiesteuer 2.0 bei einem steigenden Anteil alternativer Brenn- und Kraftstoffe perspektivisch hilft, die THG-Quote obsolet zu machen.

Geringere Interdependenzen ergeben sich bei anderen Instrumenten, die zwar keine unmittelbaren Wechselwirkungen aufweisen, aber gegebenenfalls anzupassen wären. Ein Beispiel ist die **Kfz-Steuer**: Die Kfz-Steuer ist heute aus klimapolitischen Gründen für Diesel- und Benzinfahrzeuge differenziert. Dieselfahrzeuge werden gegenwärtig höher besteuert als Benzinfahrzeuge – als Ausgleich für die niedrigere Besteuerung von Diesel in der Energiesteuer. Eine Umbasierung der Energiesteuer mit einem vereinheitlichten kohlenstoffbasierten Steuertarif würde diese Differenzierung obsolet machen. Dies hätte direkte Auswirkungen auf die Ausgestaltung der Kfz-Steuer.

**Tabelle 8 Zusammenspiel der Energiesteuer 2.0 mit anderen klimapolitischen Instrumenten**

<b>Instrument</b>	<b>Beschreibung der Interaktion</b>	<b>Grad der Interaktion</b>
EU-Flottenregulierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gegenwärtig werden alternative Kraftstoffe bei den EU-Flottenzielen nicht berücksichtigt (zukünftig ist dies jedoch möglich und Gegenstand politischer Diskussionen)</li> </ul>	Niedrig
EU ETS	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aktuell sind die Sektoren Wärme und Verkehr vom EU ETS ausgenommen (perspektivisch könnte sich dies ändern)</li> <li>▪ Indirekte Wechselwirkungen vorstellbar z.B. beim Einsatz von „grünem“ H<sub>2</sub> in Raffinerien beim CO-Processing, insofern für den Anteil „grünen“ H<sub>2</sub> keine Zertifikate kostenfrei zugeteilt werden</li> </ul>	Niedrig
BEHG	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energiesteuer 2.0 und BEHG können sich ergänzen: BEHG mit einem Startwert von 25 €/t CO<sub>2</sub> kurzfristig geringe Anreize für alternative Brenn- und Kraftstoffe; Energiesteuer 2.0 bietet bereits kurzfristig signifikante Anreize, zumindest im Verkehrssektor</li> <li>▪ Bei mittel- bis langfristigem Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises im BEHG kann die Energiesteuer 2.0 einen möglichen steilen Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises im Emissionshandelssystem mit Blick auf eine Entlastung der Verbraucher abfedern (siehe unten)</li> <li>▪ Zudem erlaubt die Energiesteuer 2.0 eine sozialpolitisch motivierte Differenzierung der Energiepreise, solange noch fossile Brenn- und Kraftstoffe zum Einsatz kommen</li> </ul>	Hoch
THG-Quote	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Energiesteuer 2.0 könnte zu Veränderungen in der Zusammensetzung der Energieträger zur Erfüllung der THG-Quote bei den Inverkehrbringern der Brenn- und Kraftstoffe führen, da sich Preisrelationen zwischen fossilen, biogenen und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen verändern (siehe unten)</li> <li>▪ Langfristig könnte die Energiesteuer 2.0 bei einem zunehmenden relativen Anteil alternativer Brenn- und Kraftstoffe dazu beitragen, dass die THG-Quote obsolet wird</li> </ul>	Mittel
Kfz-Steuer	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Höhere Besteuerung von Dieselfahrzeugen im Vergleich zu Benzinfahrzeugen als Ausgleich für die geringere Belastung von Diesel in der aktuellen Energiesteuer; die Besteuerung würde bei einer Reform der Energiesteuer ggf. vereinheitlicht</li> <li>▪ Bei Vereinheitlichung des CO<sub>2</sub>-basierten Steuersatzes würde eine Differenzierung der Kfz-Steuer nach Kraftstoffart obsolet</li> </ul>	Niedrig
LKW-Maut	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine wesentlichen direkten Wechselwirkungen zwischen beiden Instrumenten absehbar</li> </ul>	Niedrig
Dienstwagenbesteuerung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine direkten Wechselwirkungen zwischen beiden Instrumenten ersichtlich, da Dienstwagenbesteuerung heute primär Elektroautos und Hybridfahrzeuge steuerlich begünstigt</li> </ul>	Niedrig

Instrument	Beschreibung der Interaktion	Grad der Interaktion
Investitions-förderung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Indirekter Zusammenhang, da die Förderung der Produktion alternativer Brenn- und Kraftstoffe perspektivisch deren Bereitstellungspreise sinken lassen und daraufhin die Nachfrage entsprechend ansteigen würde</li> </ul>	Niedrig
Entlastung H <sub>2</sub> -Produktion von Steuern/ Umlagen (Strom)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Indirekter Zusammenhang, da eine Kostenentlastung der Produktion von grünem Wasserstoff (z.B. durch Entlastung des Strombezugs von Steuern, Umlagen etc.) perspektivisch dessen Bereitstellungskosten sinken lassen und daraufhin die Nachfrage entsprechend ansteigen würde.</li> </ul>	Niedrig

Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Die Instrumente sind Abbildung 10 entnommen. ETD, RED I+II und FQD wirken primär durch die entsprechenden nationalen Umsetzungsgesetze und sind daher hier nicht aufgelistet.

Im Folgenden werden die Wechselwirkungen mit den Instrumenten detailliert betrachtet, bei denen der Grad der Interaktion mit der Energiesteuer 2.0 als mittel oder hoch eingeschätzt wird, also dem BEHG sowie der die THG-Quote.

#### 4.2.1 Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Die Energiesteuer 2.0 und das BEHG ergänzen sich grundsätzlich in ihrer Funktionsweise und wirken in gleicher Richtung über die Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen (siehe vorhergehender **Abschnitt 4.1**). In ihrer Ausgestaltung unterscheiden sich die Systeme allerdings wesentlich: Während das BEHG grundsätzlich als Mengensteuerungsinstrument konzeptioniert ist (die CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge ist vorgegeben, der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bildet sich am Markt, allerdings mit fixierten Preisen bis zum Jahr 2025), handelt es sich bei der Energiesteuer 2.0 um ein Preissteuerungsinstrument (der CO<sub>2</sub>-Preis wird fixiert, die CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge ergibt sich durch die Anreizwirkungen des festgelegten Preises).

Mittel- bis langfristig können die Instrumente in direkte Wechselwirkung zueinander treten, sobald es im BEHG zu einer marktbasieren Preisbildung für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate im nationalen Emissionshandelssystem kommt. In diesem Fall kann die Energiesteuer preisdämpfend auf die CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG wirken, die Emissionsmenge ist dann durch die im BEHG definierten Mengen bestimmt. Im Folgenden gehen wir auf diesen Zusammenhang näher ein.

##### Ausgehend von einem vergleichsweise niedrigen Niveau bepreist das BEHG erstmals explizit Emissionen im Wärme- und Verkehrssektor

Das BEHG trat mit Beginn dieses Jahrs in Kraft. Es stellt eines der zentralen Maßnahmen der Bundesregierung in ihrem Klimaschutzprogramm 2030 dar und verfolgt das Ziel, die **CO<sub>2</sub>-Emissionen** in Sektoren, die nicht Teil des europäischen Emissionshandels sind, **mittels eines eigenen, nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) zu bepreisen**.

Die wesentlichen Charakteristika des BEHG lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

- Erfasst werden die Emissionen im oberen Teil der Wertschöpfungskette (und nicht unmittelbar die Verbraucher), d.h. die Inverkehrbringer der Brenn- und Kraftstoffe haben die entsprechenden Zertifikate zu erwerben und müssen zunächst einmal für die Kosten aufkommen (werden aber versuchen, diese an die Endverbraucher weiterzureichen).
- Die Emissionsminderung im nEHS wird durch die Fixierung einer maximalen, im Zeitverlauf rückläufigen Emissionsmenge erreicht. Aus der daraus induzierten, politisch gesetzten Knappheit soll sich marktbasierend ein CO<sub>2</sub>-Preis bilden. Die Festsetzung der Emissionsobergrenze orientiert sich an den von der Bundesregierung eingegangenen klimapolitischen CO<sub>2</sub>-Minderungsverpflichtungen.
- Die Bepreisung der Emissionen erfolgt in einer Einführungsphase jedoch zunächst nicht über eine Handelsplattform, stattdessen sind bis zum Jahr 2025 die Preise gemäß einem jährlich ansteigenden Preispfad gesetzlich festgelegt (25 €/t CO<sub>2</sub> in 2021 bis hin zu 55 €/t CO<sub>2</sub> in 2025), der im Jahr 2026 durch einen Preiskorridor abgelöst wird (55-65 €/t CO<sub>2</sub>). Die mit Vorgabe eines Preispfades verbundene Idee ist es, dass sich Produzenten und Konsumenten auf die neue Abgabe und deren Entwicklung einstellen und ihr Verhalten entsprechend anpassen können. Geplant ist, dass die Preisfindung ab dem Jahr 2027 von einer eigenen Handelsplattform übernommen wird.

Es ist zu erwarten, dass das **BEHG zunächst nicht seine volle Anreizwirkung entfalten kann**. Denn übersetzt man die im BEHG für die ersten Jahre gesetzlich fixierte Preisentwicklung in die sich daraus ergebenden Endkundenpreise für Brenn- und Kraftstoffe (siehe **Abschnitt 2.4**), würde das BEHG aufgrund des vergleichsweise niedrigen Ausgangsniveaus der CO<sub>2</sub>-Preise anfänglich keine wesentliche Lenkungswirkung hin zu „grünere“ Brenn- und Kraftstoffen entfalten können.

### Es sind Wechselwirkungen zwischen BEHG und Energiesteuer 2.0 zu erwarten

Würde neben dem BEHG ergänzend die Energiesteuer 2.0 mit fossilem Kohlenstoffbezug eingeführt, böten sich grundsätzlich verschiedene **Vorteile**:

- **BEHG und Energiesteuer 2.0 ergänzen sich in ihrer zeitlichen Wirkungsweise** – Wie gerade beschrieben, kann das BEHG aufgrund des langsam ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preispfades und der erst für 2027 geplanten Einführung eines nEHS erst *mittel- bis langfristig seine volle Anreizwirkung entfalten*. So ist erst mit dem Start des Emissionshandels im nEHS mit einer marktlichen Bepreisung der Emissionen zu rechnen, die zu einer signifikanten Lenkungswirkung hin zu klimafreundlicheren Technologien und Energieträgern führen würde. Eine Umstellung der Energiesteuern auf Kohlenstoffbezug würde hingegen *unmittelbare und substantielle Anreize zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung setzen*, und zwar maximal in Höhe der bestehenden Energiesteuer der Energieträger, die nunmehr nur für fossile Energieträger erhoben wird. Eine Mehrbelastung der Verbraucher wäre hiermit ceteris paribus nicht verbunden.

In Summe würden sich beide Instrumente somit ergänzen und konsistente Anreize über die Zeit liefern. Dies sollte stimulierend auf die Bereitstellung und

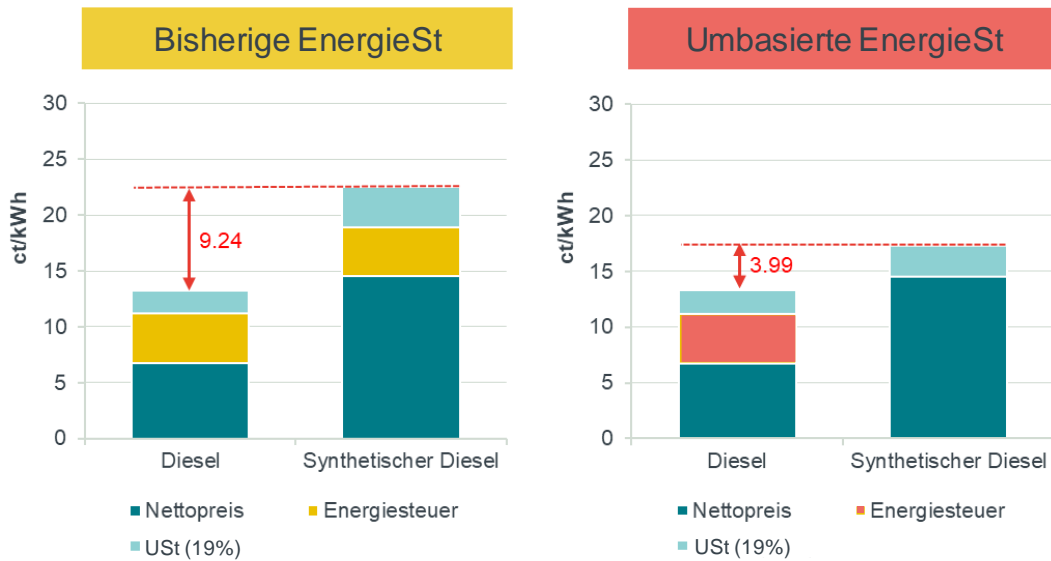
den Einsatz von alternativen Brenn- und Kraftstoffe wirken und perspektivisch aufgrund von Lern- und Skaleneffekten in der Produktion deren Kosten und Preise sinken lassen.

- **Energiesteuer 2.0 erlaubt Differenzierung nach Anwendungsbereichen** – Im Gegensatz zum BEHG, in welchem sich ein einheitlicher CO<sub>2</sub>-Preis für alle Brenn- und Kraftstoffe bildet (zumindest, wenn man am gemeinsamen Emissionshandelssystem für Wärme und Verkehr festhält), erlaubt die Energiesteuer eine Differenzierung nach Zahlungsbereitschaft bzw. Leistungsfähigkeit der Verbraucher in unterschiedlichen Sektoren, also z.B. den Sektoren Wärme und Verkehr. Einerseits ist eine einheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung effizient, da die Durchführung von CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen über die Sektorengrenzen hinweg einheitlich angereizt wird und damit „kostenoptimale“ Anreize geschaffen werden, andererseits differenziert das heutige Energiesteuersystem bewusst aus sozial- und industriepolitischen Gründen zwischen verschiedenen Anwendungsfällen. Insbesondere aus sozialpolitischen Überlegungen wird gegenwärtig die niedrigere Besteuerung des Heizsektors nicht in Frage gestellt. Ein Vorteil der Steuersätze ist also, dass eine politisch gewollte Differenzierung von Energiepreisen nach Einsatzzwecken weiterhin einfach möglich ist – zumindest solange fossile Brenn- und Kraftstoffe, die der Besteuerung unterliegen – noch eingesetzt werden. Damit lassen sich die heutige Differenzierung der Brenn- und Kraftstoffsteuersätze replizieren und gleichzeitig zusätzliche Anreize für den Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe schaffen.
- **Energiesteuer 2.0 dämpft mittel- und langfristig den Preisanstieg im nEHS und entlastet damit Verbraucher** – Neben diesen grundsätzlichen Aspekten ergeben sich im Detail jedoch auch komplexere Wirkungszusammenhänge der beiden Instrumente. Bei marktbasierter CO<sub>2</sub>-Preisbildung würde sich die reduzierte Energiesteuer für alternative Brenn- und Kraftstoffe unmittelbar auf die Preisbildung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im nEHS auswirken. Vereinfacht dargestellt, käme es zu folgender Wirkungskette:
  1. Durch die Einführung einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer reduziert sich das Preisdelta zwischen fossilen und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen.<sup>72</sup>
  2. Dies führt unmittelbar zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch den Einsatz klimaneutraler synthetischer Brenn- und Kraftstoffe anstelle von fossilen Energieträgern, da die entsprechenden Produkte im Verhältnis preisgünstiger werden (**Abbildung 20**).

---

<sup>72</sup> Für biogene Brenn- und Kraftstoffe gilt dieses Beispiel gleichermaßen, jedoch wäre im Gegensatz zu ihren synthetischen Äquivalenten weiterhin eine, wenn auch niedrigere, Energiesteuer zu entrichten.

**Abbildung 20** Illustrative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten durch den Einsatz synthetischen Diesels anstelle von fossilem Diesel

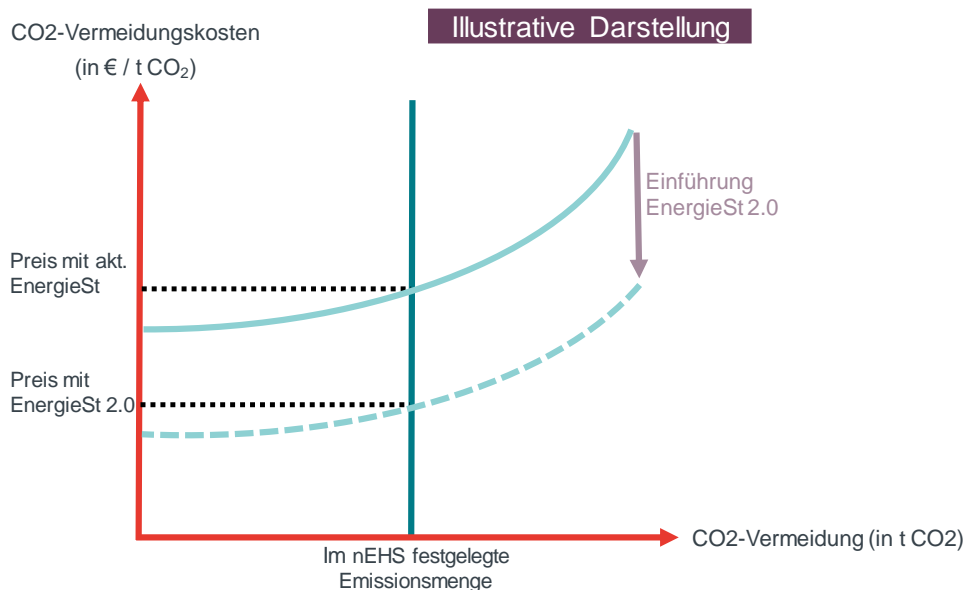


Quelle: Frontier Economics / FiFo

Hinweis: Die dargestellten Werte beziehen sich auf Projektionen für das Jahr 2027, in dem das nEHS starten soll.

- Hierdurch ändert die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve (sog. „Merit Order“), die die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen nach ihren Kosten sortiert, ihre Lage und Struktur (in **Abbildung 21** bilden wir dies durch eine Verschiebung der Vermeidungskostenkurve nach unten ab).
- Die „Grenzkosten“ der CO<sub>2</sub>-Vermeidung sinken bei gegebener Vermeidungsmenge. Die daraus resultierende stärkere Nachfrage nach alternativen, grünen Brenn- und Kraftstoffen geht mit einem Rückgang in der Nachfrage nach ihren fossilen Gegenparts einher, was Auswirkungen auf die Preisbildung im nEHS hat. Durch die dort fixierte Emissionsmenge würde die geringere Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten deren Preise sinken lassen.

Abbildung 21 Effekt der Energiesteuer 2.0 auf die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten



Quelle: Frontier Economics / FiFo

Durch den beschriebenen Mechanismus kann der Zertifikatpreis im nEHS maximal um den gleichen Betrag zurückgehen, wie der in €/t CO<sub>2</sub> umgerechnete Betrag der Energiesteuerbefreiung von alternativen Brenn- und Kraftstoffen. Da die alternativen Brenn- und Kraftstoffe im Verkehrs- und Wärmesektor allerdings nur eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption von vielen im nEHS darstellen (andere Optionen sind im Verkehr bspw. eine stärkere Elektrifizierung oder eine Steigerung der Fahrzeugeffizienz, im Wärmebereich ein Ausbau von Fernwärme / Wärmepumpen oder eine Erhöhung der Sanierungsrate von Gebäuden), ist der Effekt deutlich geringer und zeitlich gestaffelt:

- Aufgrund der Kostenstruktur werden **kurzfristig** auch nach einer Reform der Energiesteuern nur wenige zusätzliche alternative Brenn- und Kraftstoffe eingesetzt werden: Diese Vermeidungsoption wird demnach eher kaum preissetzend im nEHS sein, die Preiswirkung ist begrenzt. Zudem ist wie beschrieben der CO<sub>2</sub>-Preis im nEHS bis zum Jahr 2026 ohnehin fixiert.
- **Mittel- bis langfristig** ist zu erwarten, dass alternative Brenn- und Kraftstoffe vermehrt als CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen eingesetzt werden. Entsprechend stärker ist die Wirkung der Energiesteuer 2.0 auf die Zertifikatpreise, die Energiesteuer 2.0 wirkt hier preisdämpfend. Einerseits wird hierdurch das Preissignal des nEHS abgeschwächt (d.h. sozusagen teilweise kannibalisiert), andererseits werden hierdurch die Verbraucher gerade in jenen Bereichen entlastet, die bei stark steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen sozialpolitisch kritisch sein können, also z.B. bei den Haushalten im Wärmebereich. Auf der anderen Seite würden dem **Staat die entsprechenden Steuereinnahmen nicht zur Verfügung stehen**.

Die Einführung der Energiesteuer 2.0 federt also den Anstieg der CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG ab, die **Verbraucher werden durch das BEHG geringer belastet**. Dies könnte dazu beitragen, Bürger und Unternehmen durch die Einführung

des BEHG nicht zu überfordern und dadurch die Akzeptanz des Instruments zu erhöhen.

### Mittel- bis langfristig wäre über die Koexistenz oder Verschmelzung der Instrumente zu entscheiden

Langfristig wäre eine Verschmelzung von BEHG und Energiesteuer 2.0 mit ökonomischen Vorteilen verbunden: Das Anreizsystem würde übersichtlicher, es würden eindeutigere ökonomische Anreizstrukturen geschaffen. Zudem würde die Anreizwirkung für verschiedene Sektoren ggf. vereinheitlicht, man käme dem anzustrebenden volkswirtschaftlichen Ziel eines einheitlichen (bestenfalls globalen), sektorübergreifenden CO<sub>2</sub>-Preises näher.<sup>73</sup> So ist es aus ökonomischer Perspektive am effizientesten, dort die „nächste Tonne CO<sub>2</sub> einzusparen“, wo die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten am geringsten sind.

Für eine mittel- bis langfristige Zusammenführung der beiden Instrumente stehen mehrere Optionen zur Verfügung:

- **Energiesteuer geht im BEHG auf:** Die Energiesteuer würde langfristig, z.B. Schritt für Schritt, zurückgeführt, das BEHG würde die alleinige Steuerungsfunktion übernehmen (reine Mengensteuerung). Entsprechend würden die Preissignale im nEHS gestärkt. Andererseits wäre eine z.B. sozialpolitische Differenzierung der Belastung der Verbraucher mit CO<sub>2</sub>-Kosten nicht mehr möglich (z.B. im Bereich Wärme). Zudem kann das Handelssystem in der langen Frist illiquide werden, wenn die Verwendung fossiler Energieträger ausläuft.
- **BEHG geht in Energiesteuer auf:** Die Energiesteuer würde in diesem Fall mittel- bis langfristig eher angehoben, der Zertifikatpreis im nEHS geht zurück. Langfristig könnte das BEHG dann auslaufen. Die Differenzierung der Energieprodukte nach Anwendungsfeldern (z.B. Verkehr vs. Wärme) kann beibehalten bleiben, allerdings mit den genannten negativen Auswirkungen auf die Effizienz der CO<sub>2</sub>-Minderung. Die Zusammenführung der Systeme auf diesem Wege könnte dann nicht gangbar sein, wenn das EU ETS auf die Sektoren Verkehr und Wärme ausgedehnt wird – ein Auslaufen des Handelssystems würde dann einen entsprechenden europäischen Entschluss erfordern.

**Die Zusammenführung der Instrumente ist allerdings nicht zwingend.** Eine Koexistenz der Systeme aus pragmatischen Gründen wäre auch langfristig möglich, wenn die genannten Wechselwirkungen akzeptiert werden (ähnliche Wechselwirkungen verschiedener klimapolitischer Instrumente sind auch im EU ETS zu beobachten, wenn z.B. Erneuerbare Energien explizit gefördert werden oder Kohlekraftwerke durch Ordnungsrecht abgeschaltet werden). In einer Welt, in der die Verwendung fossiler Energieträger ausläuft (angestrebter Zeithorizont: 2050), sind beide Systeme am Ende obsolet.

---

<sup>73</sup> In den aktuellen politischen Diskussionen im Zuge des Green Deals der EU Kommission wird erwogen, das EU ETS um die Sektoren Wärme und Verkehr zu erweitern, wodurch das BEHG seine Daseinsberechtigung verlieren würde. In diesem Fall würde in der EU CO<sub>2</sub> über alle Sektoren im Rahmen des EU ETS hinweg einen einheitlichen Preis erhalten.



## 4.2.2 Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)

Die Energiesteuer 2.0 und die THG-Quote können sich als klimapolitische Instrumente trotz ihrer strukturellen Unterschiede ergänzen. Dies gilt insbesondere für die Einführungsphase von alternativen Brenn- und Kraftstoffen.<sup>74</sup> Wesentliche Wirkung der Energiesteuerreform ist eine für die Verpflichteten kostengünstigere Erfüllung der Quotenverpflichtung, die letztlich den Verbrauchern zu Gute kommt – mit einem entsprechenden Rückgang der Staatseinnahmen. Perspektivisch könnte bei zunehmender kostenseitiger Wettbewerbsfähigkeit alternativer Brenn- und Kraftstoffe die THG-Quote obsolet werden, da dann die Marktdurchdringung der alternativen Brenn- und Kraftstoffe nicht mehr durch die Quote, sondern durch die Preisgünstigkeit der alternativen Brenn- und Kraftstoffe gegenüber den fossilen Substituten getrieben würde.

### Die THG-Quote fördert bereits den Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe

Die Entwicklung der THG-Quote blickt auf eine längere Historie zurück, die in den Anfangsjahren primär darauf ausgerichtet war, durch einen stärkeren Absatz von Biokraftstoffen die Umwelt- bzw. Klimabilanz des Verkehrssektors zu verbessern.

Ursprünglich wurden Biokraftstoffe ab Ende 2003 ausschließlich über steuerliche Begünstigungen gefördert. Als Ausgleich für die Streichung dieser Vergünstigungen wurde mit Beginn des Jahres 2007 die sogenannte Biokraftstoffquote eingeführt. Damit wurde die Mineralölwirtschaft dazu verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen bezogen auf die jährliche Gesamtabsatzmenge an Otto- und Dieselmotorkraftstoff durch das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen zu reduzieren. Die zu erfüllenden Energiequoten waren dabei als ansteigende Mindestanteile ausgestaltet.

Im Jahr 2015 erfolgte die Umstellung der Biokraftstoffquote auf die THG-Quote.<sup>75</sup> Diese orientiert sich nunmehr an den tatsächlichen Emissionseinsparungen durch CO<sub>2</sub>-Vermeidungsmaßnahmen wie das Inverkehrbringen von CO<sub>2</sub>-armen Kraftstoffen anstatt an der Absatzmenge.

Zur **Erfüllung ihrer Quotenpflichten von aktuell 6 %** bestehen für die Verpflichteten (Inverkehrbringer von Kraftstoffen) verschiedene Möglichkeiten:

- Beimischung von Biokraftstoffen, Biomethan und biogenen Flüssiggas;
- Inverkehrbringen von reinen Biokraftstoffen und Biomethan;

sowie seit 2018 unter gewissen Bedingungen auch:

- Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen (Wasserstoff, synthetisches Methan);
- Anrechnung von in Elektrofahrzeugen genutztem Strom;

---

<sup>74</sup> Analoge Überlegungen wie für die THG-Quote gelten auch für andere Quoten- und Verpflichtungssysteme wie z.B. Anrechnung von alternativen Brenn- und Kraftstoffen auf Flottenziele der Automobilunternehmen, die derzeit nicht implementiert ist, deren Einführung allerdings für eine Novellierung der entsprechenden EU-Regularien diskutiert wird.

<sup>75</sup> Als europarechtliche Grundlage sind hier insbesondere die Richtlinie Erneuerbare (2009/28/EG) und die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (2009/28/EG) sowie ihre Nachfolge- und Konkretisierungsrichtlinien zu nennen.

- Anrechnung von fossilen Kraftstoffen (Flüssiggaskraftstoff (LPG), komprimiertes Erdgas (CNG), verflüssigtes Erdgas (LNG), komprimierter Wasserstoff in einer Brennstoffzelle sowie Otto-, Diesel- und Gasölkraftstoff aus Altkunststoff aus fossilen Rohstoffen);
- Anrechnung von Maßnahmen, durch die im Upstreambereich (der Öl- und Gasförderungsindustrie) Treibhausgasemissionen reduziert werden.

Zur Erfüllung der Quote werden heute v.a. Biokraftstoffe den fossilen Kraftstoffen beigemischt.<sup>76</sup>

Dem Verpflichteten steht die Möglichkeit offen, die Erfüllung der Quotenverpflichtung einem Dritten zu übertragen. Der entsprechende **Quotenhandel** ist vertraglich zu fixieren, wobei der Verpflichtete nur die Erfüllung seiner Verpflichtung übertragen kann, nicht die Verpflichtung selbst. Im Rahmen des Quotenhandels erbrachte Leistungen dürfen nur einmal berücksichtigt werden.<sup>77</sup>

Wird die THG-Quotenverpflichtung, sei es durch eigene Maßnahmen oder durch den Quotenhandel, durch die verpflichtete Partei nicht erreicht, wird eine **Abgabe** in Höhe von 470 €/t CO<sub>2</sub> fällig.<sup>78</sup> Diese Abgabe soll bei der Novellierung des BImSchG voraussichtlich auf 600 €/t CO<sub>2</sub> steigen. Wird andererseits die THG-Quote in einem Jahr übererfüllt, besteht die Möglichkeit, diese Übererfüllung auf das Folgejahr zu übertragen.<sup>79</sup>

### Energiesteuer 2.0 macht Erfüllung der THG-Quote für die Verpflichteten kostengünstiger und entlastet damit Verbraucher

Eine nach fossilen Kohlenstoffemissionen differenzierende Energiesteuer hätte kurzfristig zwei wesentliche Wirkungen:

Durch die Energiesteuer 2.0 würden im Instrumentarium der CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen zur Erfüllung der Quote **kohlenstoffhaltige alternative Brenn- und Kraftstoffe gestärkt**. Da die meisten CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen, die zur Erfüllung der THG-Quote genutzt werden können, kohlenstoffhaltige Energieträger betrifft, ist nicht damit zu rechnen, dass durch die Energiesteuerreform alleine grundsätzlich andere Minderungsoptionen als heute herangezogen würden – heute erhältliche Biokraftstoffe würden auch nach einer Reform zunächst das Mittel der Wahl bleiben.

Allerdings ergeben sich **mittelbar Auswirkungen auf die Endkonsumentenpreise** für die Kraftstoffe: Durch die Steuerentlastung für alternative Brenn- und Kraftstoffe würde für die Verpflichteten die Erfüllung der Quote insgesamt etwas kostengünstiger, die Kraftstoffpreise wären entsprechend für die Verbraucher geringer. Im Gegenzug fallen die Energiesteuerentnahmen des Staates entsprechend geringer aus. Die steuerentlastende Wirkung einer

---

<sup>76</sup> Vgl. [https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Statistiken/statistiken\\_node.html](https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Statistiken/statistiken_node.html), zuletzt abgerufen am 7.10.2020.

<sup>77</sup> Vgl. § 37a Absatz 6 und Absatz 7 BImSchG

<sup>78</sup> Vgl. § 37c Abs. 2 Satz 6 BImSchG

<sup>79</sup> Vgl. § 37a Abs. 8 BImSchG

Energiesteuer 2.0 ist also umso höher, je höher die THG-Minderungsquoten festgelegt werden.

### Energiesteuer 2.0 kann THG-Quote mittel- bis langfristig obsolet machen

Die **Energiesteuer 2.0** kann dazu beitragen, dass alternative Brenn- und Kraftstoffe für die Verbraucher mittel- bis langfristig kostengünstiger werden als fossile Energieträger. Dies ist z.B. dann der Fall, wenn (siehe auch folgender **Abschnitt 4.3**)

- alternative Brenn- und Kraftstoffe aufgrund von **technologischem Fortschritt und Kostensenkungen in der Herstellung** (z.B. Elektrolyseure bei synthetischen Brenn-/Kraftstoffen) kostengünstiger werden – die Kostensenkungen können hierbei durch den Markthochlauf getragen sein, der durch die THG-Quote und/oder andere Quoten ausgelöst wurde; und/oder
- die **Preise für fossile Brenn- und Kraftstoffe** im Zeitablauf ansteigen; und
- der **grüne Wert der alternativen Kraftstoffe** sich in der Preisbildung niederschlägt, wie dies z.B. bei der Energiesteuer 2.0 der Fall wäre.

Eine kohlenstoffbasierte Energiesteuer 2.0 kann also in Kombination mit den anderen genannten Faktoren / Instrumenten dazu führen, dass alternative Brenn- und Kraftstoffe auch wirtschaftlich attraktiv werden. In einem solchen Fall sind die Herstellung und der Einsatz der alternativen Brenn- und Kraftstoffe nicht mehr durch die Quoten getrieben, sondern durch die Marktfähigkeit der Produkte. Die Quote wird in diesem Fall obsolet, Nachfrage und Einsatz der Produkte sind dann „selbsttragend“.

Wir gehen allerdings davon aus, dass ein solch selbsttragender Markthochlauf erst mittel- bis langfristig einsetzen wird (nach dem Jahr 2030 oder später) – bis dahin sind die Energiesteuerreform ergänzende Instrumente wie Quoten- und Verpflichtungssysteme in den verschiedenen Anwendungsbereichen für alternative Brenn- und Kraftstoffe erforderlich, um einen Markthochlauf zu ermöglichen.

### DER SONDERFALL DER BIOKRAFTSTOFFE DER 1. GENERATION

Eine besondere Situation besteht heute bei Biokraftstoffen bzw. Biodiesel der ersten Generation. Die Herstellung dieser Kraftstoffe ist so günstig, dass bei Entlastung der Produkte von der Energiesteuer Biodiesel/-kraftstoff in Deutschland – zumindest zeitweise – günstiger angeboten werden kann als Kraftstoff aus fossilem Erdöl. Da aufgrund der Landnutzungskonkurrenzen und ökologischer Bedenken die Verwendung von Biokraftstoffen der 1. Generation politisch nicht gewünscht ist, wäre das Inverkehrbringen dieser Biokraftstoffe nach einer Energiesteuerreform regulatorisch zu kanalisieren, um einen unkontrollierten Markthochlauf der Technologie zu unterbinden. Derartige Regelungen für Biokraftstoff der ersten Generation sind auf Ebene der EU ohnehin vorgesehen. So soll die Anrechnung von konventionellen Biokraftstoffen wie Bioethanol, Biodiesel oder Pflanzenöl auf Quoten und Mitgliedsstaatenziele begrenzt werden und auf konventionelle Biokraftstoffe, die ein hohes Risiko für indirekte Landnutzungsänderungen darstellen (wie z.B. bei Palmöl), bis zum Jahr 2030 gänzlich verzichtet werden.<sup>80</sup>

<sup>80</sup> Vgl. EU-Richtlinie 2018/2001/EU.

## 4.3 Das Konzept der Energiesteuer 2.0 erfüllt die Anforderungen an eine wirksame kohlenstoffbasierte Energiesteuer

Im Folgenden erfolgt eine zusammenfassende Einordnung, inwieweit die zur Konzeption des Energiesteuermodells 2.0 herangezogenen Prinzipien auch in der Realität ihre Wirkung entfalten können. Dazu ziehen wir die in **Abschnitt 3.3** definierten Kriterien zurate:

- Angebotsseitige und klimapolitische Lenkungsfunktion;
- Finanzierungsfunktion;
- Sozialpolitische und wettbewerbliche Prinzipien;
- Möglichst geringe Komplexität bzw. geringer administrativer Aufwand; sowie
- Rechtskompatibilität.

### Die Steuerreform würde im Zusammenspiel mit anderen Instrumenten Lenkungsfunktion entfalten

Die Gap-Analyse aus **Abschnitt 4.1** zeigt das mittel- bis langfristig große Potential einer angebotsseitigen und klimapolitischen Lenkungsfunktion einer kohlenstoffbasierten Energiesteuer. Auch wenn eine Umstellung auf Emissionsbasierung den Preis-Kosten-Gap nicht auf Anhieb schließen kann, so reduziert es diesen – bei voller massenbilanzieller Zurechnungsfreiheit – z.B. beim Dieselkraftstoff um mehr als 40 % (analoge Überlegungen gelten z.B. für Benzin, das in Deutschland noch höher als Diesel besteuert wird). Je nach Entwicklung der Preise ihrer fossilen Pendanten könnte sie die Konkurrenzfähigkeit alternativer Kraftstoffe in der Herstellung (im Verein mit anderen Instrumenten) um fünf bis zehn Jahre vorziehen.

Die Umstellung der Steuer beschleunigt die Kostenangleichung zwischen fossilen und synthetischen sowie fortschrittlichen biogenen Brenn- und Kraftstoffen, deren Kosten sich langfristig ohnehin einander annähern. Der große kostenseitige Hebel kann sich vor allem in der kurzen Frist als Multiplikator erweisen, indem er Investitionen in Forschung und Entwicklung lohnenswerter macht und die Entstehung möglicher Skaleneffekte kurz- und mittelfristig begünstigt. Er kann als Finanzierungsinstrument somit einen Beitrag zur Senkung der Herstellungskosten alternativer Brenn- und Kraftstoffe leisten.

Die Lenkungswirkung der Energiesteuer 2.0 wird durch das Zusammenwirken mit anderen klimapolitischen Instrumenten wie der THG-Quote gestärkt, der Zeithorizont preislicher Konkurrenzfähigkeit zu fossilen Brenn- und Kraftstoffen verkürzt. Dabei kommt es insbesondere darauf an, dass die klimapolitischen Instrumente in dieselbe Richtung wirken. Während die meisten anderen umwelt- und klimapolitischen Instrumente bereits CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigen, fällt die Energiesteuer bisher diesbezüglich ab. Die Umstellung auf einen Emissionsbezug führt dazu, dass die energiesteuerliche Lenkungswirkung von der Lenkungswirkung anderer Instrumente (z.B. BEHG und EU ETS) profitiert und verstärkt wird. Eine erhöhte Lenkungswirkung eines anderen Instruments erhöht

somit im Zusammenwirken der Instrumente (siehe **Abschnitt 4.2**) fortan auch die Lenkungswirkung der Energiesteuer 2.0.

Eine nachfrageseitige Lenkungswirkung tritt in der kurzen Frist angesichts des auch nach der Umstellung verbleibenden Preis-Kosten-Unterschieds zwischen fossilen und alternativen Brenn- und Kraftstoffen nur dann auf, wenn dieser Preis-Kosten-Unterschied nicht an die Endverbraucher weitergegeben oder durch andere Instrumente und Maßnahmen aufgefangen wird. Sobald sich die preisliche Konkurrenzfähigkeit alternativer Brenn- und Kraftstoffe jedoch in geringen Endverbraucherpreisen niederschlägt, tritt auch eine nachfrageseitige Lenkungswirkung ein. Bis zum Erreichen der preislichen Konkurrenzfähigkeit besteht jedoch andersherum die Option, den Preis-Kosten-Gap durch nachfrageseitiges Abschöpfen der Zahlungsbereitschaft für „grünere“ Brenn- und Kraftstoffe weiter zu reduzieren.

### Eine steuerliche Mehrbelastung der Verbraucher oder Industrie aufgrund höherer Energiesteuern erfolgt nicht

Eine Umstellung der Energiesteuer auf den fossilen Kohlenstoffgehalt, unter Beibehaltung der aktuellen Steuersätze und Übernahme derzeitiger Ausnahmetatbestände, führt ceteris paribus in Summe zu keiner steuerlichen Mehrbelastung der Verbraucher oder der Industrie. Sie ist unter sozial- und wettbewerbspolitischen Erwägungen als unkritisch zu sehen.

Bei einer perspektivischen Angleichung der Emissionspreise verschiedener Brenn- und Kraftstoffe oder einer langfristigen Verschmelzung der Energiesteuer und dem BEHG ist dies differenzierter zu betrachten. Eine potentielle Mehrbelastung bzw. Begünstigung einzelner Gruppen, im Vergleich zur aktuellen Steuerlast, kann, je nach Ausgestaltung des Szenarios, nicht pauschal ausgeschlossen werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Steuerlast auf ein Produkt – im Vergleich zum Status quo – steigt, nimmt jedoch mit zunehmendem Anteil alternativer Brenn- und Kraftstoffe ab. Durch die einsetzende Lenkungswirkung (steuerlicher Hebel nimmt ab) entsteht ein Handlungsfenster für Emissionspreiserhöhungen auf Brenn- und Kraftstoffe, welcher die Steuerlast auf oder unter dem aktuellen Niveau hält. Indem die Steuerlast aufgrund zunehmender Anteile alternativer Brenn- und Kraftstoffe sinkt, können somit selbst perspektivische Emissionspreiserhöhungen zu einer Steuerlast unter dem aktuellen Status Quo führen. Unbeabsichtigte sozial- und wettbewerbspolitische Auswirkungen im Zuge möglicher Emissionspreisanpassungen lassen sich durch eine vorgängige Modellierung der geplanten Änderungen jedoch im Grundsatz erkennen und damit ggfs. umgehen.

Zudem wird die Kostenbelastung, die durch ergänzende klimapolitische Instrumente wie Quoten- und Verpflichtungssysteme für THG-Minderungen oder den Einsatz alternativer Kraftstoffe entstehen, durch die Umbasierung der Energiesteuer vermindert. Langfristig können diese Quoten- und Verpflichtungssysteme durch eine selbsttragende verbesserte Wirtschaftlichkeit der Produkte obsolet werden.

## Rückgehende Steuereinnahmen des Staates wären anderweitig zu kompensieren – wie in anderen Bereichen auch

Wenngleich die Finanzierungsfunktion einer aufkommensstarken Steuer, wie der Energiesteuer, nicht zu unterschätzen ist, so scheint eine Debatte über die Priorisierung der verschiedenen Funktionen einer Steuer hinsichtlich der zeitlich ambitionierten Klimaziele unumgänglich.

Lenkungs- und Finanzierungsfunktion einer Steuer stehen prinzipiell konträr zueinander. Bei erfolgreicher ökologischer Lenkungswirkung und gleichzeitiger Beibehaltung sozial- und wettbewerbspolitischer Rahmenbedingungen, muss bei der Höhe des Steueraufkommens mit Einbußen gerechnet werden. Über die Ausgestaltung des Massenbilanzsystems der Energiesteuer 2.0 (siehe **Abschnitt 3.4.1**) sowie über die Anpassung der Emissionspreise auf die verschiedenen Brenn- und Kraftstoffe besteht die Möglichkeit das Steueraufkommen, unter Beibehaltung der ökologischen Lenkungswirkung, zu maximieren. Die Bedingungen und Restriktionen dieses Optimierungsprozesses sind in den sozial- und wettbewerbspolitischen Zielen gegeben.

Den Ausgangspunkt stellt eine aufkommensneutrale Umstellung der Steuerbasis auf Emissionen dar. Langfristig geht das Steueraufkommen mit zunehmendem Einsetzen der gewünschten Lenkungswirkung zurück: Mittel- bis langfristig würden im vorliegenden Fall die Steuerannahmen des Staates aufgrund des (in jedem Fall erforderlichen) Rückgangs des Einsatzes fossiler Brenn- und Kraftstoffe zurückgehen. Dies wäre nicht nur bei zunehmendem Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe der Fall, sondern auch bei anderen klimapolitischen Maßnahmen, wie z.B. im Verkehrssektor bei der Änderung des Fahrverhaltens, der Verlagerung der Verkehre auf andere Transportmittel (z.B. Schiene), der Erhöhung der Fahrzeugeffizienz oder insbesondere dem zu erwartenden deutlichen Ausbau der Elektromobilität.

Dass das Anreizen bestimmter Verhaltensweisen einen Preis hat, ist weder im deutschen Steuersystem (beispielsweise im Rahmen der Lenkungssteuern auf Tabak und Alkohol), noch in anderen klimapolitischen Förderungsinstrumenten (beispielsweise im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz oder der E-Mobilitätsförderung) unbekannt.

## Der bürokratische Mehraufwand könnte durch Nutzung bestehender Prozesse minimiert werden

Die enge Anlehnung an das bestehende System und die damit einhergehende Nutzung bestehender Verfahren und Infrastrukturen ermöglichen geringe Transformationskosten des Staates. Das Bestehenbleiben der steuerschuldrechtlichen Regelungen der aktuellen Energiesteuer gestattet eine – im Vergleich zu anderen Steuern – mit geringem administrativem und bürokratischem Aufwand verbundene Besteuerung.

Die Steuer auf Basis der in den Brenn- und Kraftstoffen enthaltenen fossilen Bestandteile entsteht somit weiterhin mit Entnahme aus dem Steuerlager.

In einem möglichen System der Preisdifferenzierung zwischen Produkten mit unterschiedlich hohen Anteilen klimaneutraler Brenn- und Kraftstoffe beim Verkauf

an die Endverbraucher liegt die Gewährleistung des Nachweises an der Tankstelle explizit nicht in der Verantwortung des Steuergesetzgebers. Neben dem unmittelbaren Eigeninteresse der beteiligten Unternehmen an der Integrität und Nachvollziehbarkeit des Systems, unterliegt die Kontrolle hier dem Verbraucherschutz. Dieser würde bei falschen oder irreführenden Angaben hinsichtlich der Klimabilanz eines Brenn- und Kraftstoffs mit den entsprechenden strafrechtlichen Implikationen greifen.

### Die Umstellung der Energiesteuer auf Kohlenstoffbezug ist rechtskompatibel

Am 13. April 2017 hat das Bundesverfassungsgericht die seit 2011 erhobene deutsche Kernbrennstoffsteuer rückwirkend als mit dem Grundgesetz unvereinbar und nichtig erklärt.<sup>81</sup> Nicht nur wegen der daraufhin fälligen Steuererstattung von zusammen 6,3 Mrd. € (plus 6 % Zinsen) werden seitdem alle Vorschläge zur strukturellen Weiterentwicklung von Verbrauchsteuern mit besonderer Aufmerksamkeit auf ihre Vereinbarkeit mit den Regeln des Grundgesetzes geprüft.

Auch für das hier entwickelte Modell der Energiesteuer 2.0 lohnt es, den Abgleich mit den verfassungsrechtlichen Anforderungen vorzunehmen. Im Ergebnis ist klar, dass das Energiesteuerreformmodell ohne Vorbehalte als verfassungskonform betrachtet werden kann. Diese Schlussfolgerung ergibt sich aus dem Abgleich des Reformmodells mit der verfassungswidrigen Kernbrennstoffsteuer einerseits und der verfassungskonformen Energiesteuer in ihrer aktuellen Form andererseits.

Die Verfassungswidrigkeit der Kernbrennstoffsteuer folgte nicht aus einer rechtlichen Kritik des ökonomischen Zwecks dieser Steuer, sondern aus einer einfachen Kompetenzfrage: Der Bund darf gemäß der Finanzverfassung im relevanten Bereich<sup>82</sup> lediglich *Verbrauchsteuern* erheben. Nach Maßstäben der Finanzverfassung ist die Kernbrennstoffsteuer aber keine Verbrauchsteuer. Denn Verbrauchsteuern sollen u.a. die „(...) steuerliche Leistungsfähigkeit des Endverbrauchers abschöpfen.“ Zudem erfordere der „Typus einer Verbrauchsteuer (...) ferner den Verbrauch eines Gutes, das der Befriedigung eines ständigen privaten Bedarfs dient.“ Das trifft für Kernbrennstoffe eindeutig nicht zu. Zudem war der Gesetzgeber von Anfang an davon ausgegangen, dass die Steuer nicht auf die Verbraucher überwälzbar sein würde und die Kraftwerksbetreiber mit der Steuer belastet werden sollten.

Der Unterschied dieser, eindeutig nicht als Verbrauchsteuer einzuordnenden, Abgabe und der Energiesteuer im vorgeschlagenen Reformmodell ist augenfällig – insbesondere unter Berücksichtigung der Verfassungsmäßigkeit der aktuellen Energiesteuer.

Der einzige Ansatzpunkt für einen etwaigen Zweifel der Verbrauchsteuerqualität des Reformmodells könnte daraus folgen, dass hier die Inputseite der Produktion von Energieerzeugnissen mitbetrachtet wird, um die in den finalen Verbrauch gehenden fossilen Energien bemessen zu können. Das ändert aber nichts daran, dass das Reformmodell weiterhin nur den Endverbrauch von Energieerzeugnissen betrifft; alle nicht-energetischen Nutzungen – die größtenteils in die Produktion

---

<sup>81</sup> 2 BvL 6/13.

<sup>82</sup> Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG.

gehen – bleiben ausgeschlossen. Tatsächlich ist die neue Energiesteuer gerade in der Anfangsphase so konzipiert, dass sie die Inzidenz der bestehenden Steuer nachahmt, um einen glatten Übergang und hohe Akzeptanz zu gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund bleibt allenfalls noch offen, ob bestimmte strukturelle Regeln zu beachten wären, die die Definition der Steuertarife von eindeutigen Verbrauchsteuern determinieren. Im Abgleich mit der verfassungskonformen gegenwärtigen Energiesteuer fällt die Antwort leicht, denn hier folgt die Festlegung der Tarife *gar keiner* tieferen Logik. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass das Reformmodell im Lichte der grundgesetzlichen Bewertung lediglich *eine* legitime Tarifstruktur dieser verfassungsgemäßen Verbrauchsteuer durch *eine andere* legitime (und zudem klimapolitisch sinnvollere) Tarifstruktur ersetzt.



## 5 DIE ENERGIESTEUERREFORM KANN DEN EU-KLIMASCHUTZ VORANBRINGEN, VERLANGT ABER EINEN ZEITGEMÄßEN EUROPÄISCHEN RAHMEN

Die skizzierte Weiterentwicklung der deutschen Energiesteuer hin zu einer Umweltsteuer als Abgabe auf den Verbrauch fossilen Kohlenstoffs („true carbon tax“) wäre angesichts ihrer hier erläuterten Stärken ein wichtigerer Baustein für den innovationsfreundlichen und anspruchsvollen Klimaschutz in Europa.

Dazu muss die Energiesteuer 2.0 in das europäische Regelwerk passen. Das gilt zuerst für den Status quo europäischer Prinzipien und Richtlinien. Hier muss die Energiesteuer 2.0 legal umsetzbar sein, d.h. den Grundsätzen der Verbrauchsbesteuerung und des Klimaschutzes im gemeinsamen Markt nicht entgegenlaufen. Diese erste Prüfstufe ist die notwendige Voraussetzung zur Implementierbarkeit des Steuermodells in Deutschland, wie auch analog in jedem anderen Mitgliedsland der europäischen Union.

Jenseits der Frage, ob das innovative Energiesteuermodell mit dem gegenwärtigen europäischen Regelwerk vereinbar ist, sollte danach die Gegenfrage gestellt werden: Sind die europäischen Regularien derzeit schon bestmöglich darauf ausgerichtet, aktiven Klimaschutz mit dem Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe und eine darauf ausgerichtete Energiesteuer zu ermöglichen oder auch voranzubringen?

In beiden Dimensionen – gegenwärtiges und zukünftiges Regelwerk – sind mit Blick auf den gemeinsamen Markt wie auch auf die Stellung der EU zum Rest der Welt eine Reihe von Handlungsfeldern wichtig. Eine alternative Energiesteuer betrifft sowohl die Produktion von Energieerzeugnissen als auch deren Verbrauch, vor allem als Treib- und Heizstoffe.

### 5.1 Die Reform der Energiesteuer trifft auf eine Reihe bestehender EU-Richtlinien

Im Bereich des sog. Sekundärrechts, in den explizit gemeinschaftlich geregelten und harmonisierten Bereichen, sind für die Energiesteuer vor allem folgende Richtlinien relevant:

- Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG (EnergieStRL);
- Verbrauchsteuersystemrichtlinie 2008/118/EG (VerbrauchStSystem-RL);
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 in der 2021 geltenden Fassung (Renewable Energy Directive II, kurz „RED II“); sowie die
- Kraftstoffqualitätsrichtlinie 2009/30/EG (Fuel Quality Directive, kurz FQD).

Im Mittelpunkt dieser Betrachtungen steht die **Energiesteuerrichtlinie** von 2003, deren grundlegende Reform – nach einer durch die Europäische Kommission 2019 durchgeführten Evaluierung – dringend geboten ist und im Rahmen des „Europäischen Grünen Deals“ („European Green Deal“) aktuell intensiv diskutiert

wird. Zudem muss eine neue nationale Energiesteuer selbstredend mit dem europäischen Primärrecht und den damit festgehaltenen gemeinsamen ökonomischen Prinzipien im gemeinsamen Markt übereinstimmen. Das betrifft vor allem die Grundfreiheiten und – mit Blick auf die Energiesteuer – das Verbot staatlicher Beihilfen.

Das Rahmenwerk aus Primär- und Sekundärrecht, das für eine Weiterentwicklung der Energiesteuer wichtig ist, betrifft jedoch nicht alle Rechte und Richtlinien des hier vorgestellten Reformmodells der Energiesteuer. Entsprechend fokussiert sich der folgende Kurzüberblick auf zentrale und gegebenenfalls kritische Elemente. Eine vollständige Prüfung bis in die Details der voraussichtlich unkritischen Elemente erfolgt hier nicht.

### Erneuerbare-Energien-Richtlinie II (RED II) von 2018

Im Mittelpunkt dieser, auf kritische Elemente konzentrierten Betrachtung, steht die Energiesteuerrichtlinie; deshalb sei die Erneuerbare-Energien-Richtlinie II hier nur kurz vorab betrachtet. Aufgabe der RED II ist es – teils im Zusammenspiel mit der Kraftstoffqualitätsrichtlinie – die Nutzung und Förderung Erneuerbarer Energien in den Mitgliedstaaten auf eine gemeinsame, binnenmarktkompatible Grundlage zu stellen. Bei der Förderung Erneuerbarer Energien soll damit zugleich bewirkt werden, dass unerwünschte Nebeneffekte möglichst stark eingedämmt werden. Wie gut und widerspruchsfrei die Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie zur RED II diese Ziele erreicht, ist keineswegs unumstritten – aber nicht Gegenstand unserer Betrachtung.

Für das Reformmodell der Energiesteuer auf den Verbrauch fossilen Kohlenstoffs ist ein spezieller Aspekt der RED II relevant. Das Modell beruht auf der Unterscheidung von „grünem“ Kohlenstoff, der massenbilanziell erfasst, aber nicht in der Besteuerung berücksichtigt wird, und „grauem“ Kohlenstoff, der für die Besteuerung maßgeblich ist. Im Raffinerieprozess mitverarbeiteter „grüner“ Kohlenstoff wird, gemäß der in **Abschnitt 3.2.2** definierten Abgrenzung, als klimaneutraler Input erfasst. Das betrifft *nicht* die ebenfalls mit der Richtlinie geforderte – und in Deutschland mit dem Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) geregelte – Beimischung von Biodiesel (B7) und Bioethanol (E5 und E10) in Dieselmotorkraftstoff und Benzin.

Für das Reformmodell relevant ist der Umstand, dass ab 2021 Biokraftstoffe aus Nahrungsmittelpflanzen nicht mehr von Energiesteuern befreit oder ermäßigt besteuert werden sollen. Gemäß der alten Energiesteuerrichtlinie von 2003 sind derartige Begünstigungen zwar im Prinzip noch zulässig (s.u.); aber hierüber ist die Zeit mittlerweile hinweggegangen. Die Konkurrenz zwischen Energie- und Nahrungsmittelproduktion und die damit einhergehenden Risiken von indirekten Landnutzungsänderungen (ILUC) setzen den Einsatz herkömmlicher Biokraftstoffe der ersten Generation zunehmend unter Rechtfertigungsdruck.

In Deutschland werden alle quantitativ bedeutsamen Beimischungen von Biokraftstoffen in konventionelle Treibstoffe schon seit 2007 mit den regulären Energiesteuersätzen mitbesteuert. Steuerbegünstigt ist allerdings noch eine kleine Nische: der Einsatz von Biokraftstoffen wie Biodiesel oder Rapsöl in landwirtschaftlichen Maschinen. Die EU-Kommission hat die beihilferechtliche

Genehmigung der Steuervergünstigung jedoch bis zum 31.12.2021 begrenzt.<sup>83</sup> Danach werden ausnahmslos alle Biokraftstoffe der ersten Generation in der Energiesteuer genauso behandelt wie konventionelle, fossil basierte Kraftstoffe.

Diese Regelung wird analog auch auf die Unterscheidung von „grünem“ und „grauem“ Kohlenstoff in der Massenbilanzierung des Reformmodells zu übertragen sein. Konkret werden biogene Kohlenstoffe aus Nahrungsmittelpflanzen, die auf der Inputseite der Massebilanzierung zu erfassen sind, regulär dem „grauen“ nicht dem „grünen“ Kohlenstoff zugerechnet werden.<sup>84</sup>

### Energiesteuerrichtlinie von 2003

Die Harmonisierung von Verbrauchsteuern gilt als eines der traditionellen Instrumente der positiven Integration, zunächst im europäischen Binnenmarkt, heute im gemeinsamen Markt. Für Mineralölerzeugnisse wurde die Harmonisierung der indirekten Steuern bereits seit 1973 diskutiert, aber erst 1992 wurden schließlich die Mineralölstrukturrichtlinie RL 92/81/EWG und die Mineralölsteuersatzrichtlinie verabschiedet.<sup>85</sup> Da für Steuerharmonisierungen im Rat das Einstimmigkeitsprinzip gilt, haben sich auch alle weiteren Anläufe zur Modernisierung der Verbrauchsteuerharmonisierung bei Energieerzeugnissen als durchaus mühseliges und an Rückschlägen nicht armes Unterfangen herausgestellt. Die ersten Entwürfe für die heutige Energiesteuerrichtlinie lagen 1997 vor; erst nach zahlreichen Anpassungen und Kompromissen konnte sie schließlich 2003 in Kraft treten. Seitdem ist die Richtlinie, zahlreicher Versuche zum Trotz, unverändert geblieben. Insbesondere gab es immer wieder Anläufe, die Steuerharmonisierung klarer am Energiegehalt und/oder an CO<sub>2</sub>-Emissionen zu binden. Der vorerst letzte Anstoß der EU-Kommission von 2011, die Energiebesteuerung in dieser Richtung zu steuern, ist 2015 gescheitert.

Entsprechend wäre zunächst zu prüfen, ob eine innovative nationale Energiesteuer, die am Verbrauch fossilen Kohlenstoffs ansetzt, im Rahmen der überkommenen Energiesteuerrichtlinie von 2003 umsetzbar ist. Wie oben dargestellt, wären eine Energiesteuer auf fossilen Kohlenstoff und eine Energiesteuer, die an fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. THG-Emissionen ausgerichtet ist, in Ausgestaltung und Wirkung weitgehend deckungsgleich. Entsprechend werden beide Modelle hier parallel betrachtet; was für das eine gilt, trifft auch für die Harmonisierung des anderen zu. Die parallele Betrachtung beider Ausformungen ist aus *europäischer* Perspektive auch insofern naheliegend, als verschiedene Mitgliedstaaten derartige Steuermodelle auch unter unterschiedlichen Überschriften voranbringen können. An der europarechtlichen Gleichwertigkeit und wechselseitigen Kompatibilität sollten entsprechend von vornherein keine Zweifel bestehen.

---

<sup>83</sup> Zugleich definiert das BEHG biogene Brennstoffemissionen, bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis, ab dem 01.01.2020 mit dem Emissionsfaktor Null (§ 7)

<sup>84</sup> Dieser Konvention folgen wir schon in der ganzen vorliegenden Studie, d.h. die „Energiesteuer auf fossile Kohlenstoffe“ ist als ein vereinfachender Begriff zu verstehen, da nicht-fossile, aber aus Nahrungsmittelpflanzen gewonnene Kohlenstoffe ebenfalls besteuert werden.

<sup>85</sup> Vgl. H. Kahl und L. Simmel (2017), Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland. Würzburger Studien zum Umweltenergie recht #6, Oktober 2017, S. 9 ff.

Die in diesem Zusammenhang zentralen Anforderungen der Energiesteuerrichtlinie von 2003 sind:

- Die Energiesteuerrichtlinie bezieht alle Energieträger ein. Sie ist jedoch nicht am CO<sub>2</sub>-Gehalt / CO<sub>2</sub>-Ausstoß und am Energiegehalt ausgerichtet.
- Die europaweit vorgegebenen Mindeststeuersätze dürfen nicht unterschritten werden.
- Für die jeweiligen Energieerzeugnisse müssen die Mitgliedstaaten einheitliche Steuersätze anwenden. Oberhalb der anzuwendenden Mindeststeuersätze gibt es zwar keine Beschränkungen für die unterschiedliche Behandlung *unterschiedlicher* Energieerzeugnisse, z.B. zwischen Dieselkraftstoff und Benzin. *Innerhalb* eines Energieerzeugnisses sind in aller Regel einheitliche Steuersätze pro Mengeneinheit anzuwenden.
- „Gestaffelte“ Steuersätze für *ein* bestimmtes Energieerzeugnis sind nur unter restriktiven Rahmenbedingungen zulässig, insbesondere wenn „ein direkter Zusammenhang zwischen den gestaffelten Steuersätzen und der Qualität der Erzeugnisse (besteht)“.<sup>86</sup> Die Option zur Staffelung wurde ursprünglich für schwefel- oder benzolarme Kraft- und Heizstoffe und unverbleites Benzin eingeführt.<sup>87</sup>
- Verbindliche oder optionale Steuerermäßigungen und -befreiungen können nur für die gemäß Richtlinie vorgesehenen Fälle gewährt werden. (Was nicht ausschließt, dass optionale Begünstigungen zusätzlich noch bei der Europäischen Kommission notifiziert und ggf. von dieser als staatliche Beihilfe genehmigt werden müssen.)

Die Anforderungen der Richtlinie an ein kohlenstoffbasiertes Reformmodell sind in Bezug auf all jene Regelungen unproblematisch, die auch schon die gegenwärtige deutsche Energiesteuer prägen. Eine naheliegende Ausprägung des Reformmodells wäre es, wie oben dargestellt, die gegenwärtigen finalen Steuerbelastungen und -befreiungen zunächst zu replizieren, um einen glatten Übergangspfad zu gewährleisten. Die Neuerung läge zuerst nur darin, dass die Steuerbemessung im Hintergrund auf fossilen Kohlenstoff umgestellt wird. In diesem Fall werden die Sonderregeln für Schiffs- und Flugtreibstoffe (wegen internationaler Abkommen), für Heizstoffe (primär aus sozialen Gründen), für Dieselkraftstoffe (zum Schutz des gewerblichen Verkehrs im Steuerwettbewerb), für die nicht-energetische Nutzung etc. zunächst repliziert. Hier gilt für das Reformmodell: Was in der gegenwärtigen Energiesteuer gemäß der 2003er Energiesteuerrichtlinie erlaubt oder genehmigungsfähig ist, wäre das auch in Zukunft.

Damit sind die meisten offenen Fragen zwar beantwortet, für die zentrale Neuerung des Reformmodells steht die Antwort aber noch aus. Innerhalb der verschiedenen Energieerzeugnisse soll die Besteuerung des Verbrauchs nicht mehr an der einfachen Menge – z.B. 1.000 Liter einer bestimmten Benzinklasse gemäß § 2 Abs. 1 EnergieStG – ansetzen. Stattdessen setzt der Verbrauchsteuertarif an der Menge des diesen 1.000 Liter Benzin zugerechneten

---

<sup>86</sup> Art. 5 der Energiesteuer-RL von 2003.

<sup>87</sup> Vgl. H. Jatzke (2016), „Europäisches Verbrauchsteuerrecht“, C.H. Beck München 2016, Randnummer F 43.

fossilen Kohlenstoffs an. Diese Menge kann und soll um der gewollten Klimaschutz- und Innovationsanreize willen variieren.

Der Kern des Reformmodells widerspricht damit dem Anschein nach in doppelter Hinsicht der hergebrachten Energiesteuerrichtlinie. Die Richtlinie legt für flüssige Brenn- und Kraftstoffe Mindeststeuersätze fest, die am Volumen oder am Gewicht (bei Flüssiggas) ansetzen. Auch über die Mindeststeuersätze hinausgehende mitgliedstaatliche Steuersätze sollen *in dieser Art* des Mengenbezugs einheitlich sein. Im Reformmodell soll genau das nicht gewährleistet sein. Auch die Tatsache, dass die hergebrachte Energiesteuerrichtlinie *gar keine* energetischen oder emissionsorientierten Anforderungen formuliert und mit dem Reformmodell also auf jeden Fall ein höherer Grad an klimapolitischer Konsistenz erreicht würde, ändert daran nichts.

Ob die Option, Steuersätze nach der Qualität zu staffeln, eine flexible und kontinuierlich differenzierte (d.h. nicht „gestaffelte“) Ausgestaltung des Steuersatzes nach jeweils zugerechnetem Gehalt „schwarzen“ Kohlenstoffs mitumfasst, ist sehr ungewiss. Die ursprünglich umweltpolitische Motivation, mit der die Gelegenheit zur Staffelung eingeführt wurde, könnte dahingehend gedeutet werden, dass auch eine Kohlenstoff- bzw. CO<sub>2</sub>-basierte Differenzierung möglich sein sollte.<sup>88</sup> Doch es bleiben erhebliche Zweifel für das Reformmodell. Nicht nur entspricht der Begriff der „Staffelung“ gemäß bestimmter umweltfreundlicher, aber in sich wiederum *einheitlicher* Untergruppen eines Energieerzeugnisses nicht den Differenzierungserfordernissen des Modells. Auch ist ungeklärt, ob das Verständnis von Qualitätsunterschieden, das der Energiesteuerrichtlinie zugrunde liegt, nicht doch im einzelnen Verbrauchsgut *messbare* chemische Unterschiede verlangt. Genau solche im einzelnen Liter messbaren Unterschiede kann das Reformmodell mit der Zurechnung über das Massenbilanzsystem nicht gewährleisten. Zudem könnte das Reformmodell in einigen Varianten der gewählten Zurechnungsregeln dazu führen, dass für bestimmte Produkte und Mengen sogar der anzuwendende Mindeststeuersatz unterschritten wird. In Abhängigkeit des gewählten Geschäftsmodells kann es in einem solchen Fall aber durchaus attraktiv sein, den „grünen“ Kohlenstoff vollständig einer Teilmenge der jeweiligen Produktion zuzuordnen, um diese Teilmenge als klimaneutralen Kraftstoff anzubieten. Eine solche Vorgehensweise könnte – analog zu „Grünstrom“- oder „Grüngas“-Modellen – über die Nachfrageseite eigene klimafreundliche Impulse setzen, die wiederum als Verstärkung des Innovationsimpulses zur verstärkten Produktion alternativer Kraftstoffe beiträgt. Ein solches Modell benötigt für den komplett klimaneutralen Anteil an der Kraftstoffproduktion dann die folgerichtige Nicht-Besteuerung – auch um die bestehenden Preis-Kosten-Gaps in diesem Bereich schneller überbrücken zu können (**Abschnitt 4.1**).<sup>89</sup>

<sup>88</sup> So argumentieren Kahl und Simmel in einer analogen Betrachtung für Strom. Vgl. Diess. (2017): Europa- und verfassungsrechtliche Spielräume einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, in: Stiftung Umweltenergierecht (Hrsg.): Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, Nr. 6, S. 17.

<sup>89</sup> Der Widerspruch des Reformmodells zur hergebrachten Energiesteuerrichtlinie in Bezug auf die Mindeststeuersätze ließe sich durch entsprechend gestaltete Zurechnungsregeln im Massenbilanzsystem – bei Teilaufrechterhaltung der ökologischen Lenkungswirkung und des Innovationsanreizes – umgehen, da in Deutschland zurzeit deutlich höhere Steuersätze als der Mindeststeuersatz gelten. Die Zurechnungsmodelle müssten dementsprechend so konzipiert werden, dass ein Absinken der produktspezifischen Besteuerung unter die Mindestbesteuerung unmöglich macht. Dies schränkt die Ausgestaltung der Steuer, gemäß der in Abschnitt 3.3 beschriebenen Kriterien jedoch deutlich ein.

Der Umstand, dass eine Richtlinie, deren fachlicher und politischer Kern vor rund zwanzig Jahren konzipiert wurde und seitdem unverändert geblieben ist, nicht schon die technologischen Neuerungen hat vorhersehen können, die heute bei den alternativen Brenn- und Kraftstoffen möglich werden, ist nicht verwunderlich. Nach den Maßstäben ihrer Entstehungszeit hat die Energiesteuerrichtlinie von 2003 alle damals wesentlichen Klimaschutzaspekte von Energiebesteuerung gewürdigt und den Mitgliedstaaten Raum geschaffen, dies in ihrer Besteuerung ebenfalls zu tun. Das wird unter anderem an den umfangreichen, damals noch zeitgemäßen Möglichkeiten der Begünstigungen und Steuerbefreiungen für den Einsatz von Biokraftstoffen deutlich. Auch für fossiles (aber *relativ* CO<sub>2</sub>-armes) Erdgas und Flüssiggas, das als Kraftstoff eingesetzt wird, können „(...) die Mitgliedstaaten unter Steueraufsicht uneingeschränkte oder eingeschränkte Steuerbefreiungen oder Steuerermäßigungen gewähren (...)“.<sup>90</sup>

Das Regime der prinzipiell genehmigungsfähigen Steuerbefreiungen oder Steuerermäßigungen der Energiesteuerrichtlinie ist aus heutiger Sicht durchaus breit gestreut und in der Gesamtsicht gewiss nicht als sehr restriktiv anzusehen. Zwar müssen Ausnahmen von der Regelbesteuerung jeweils über die Beihilfenaufsicht der Kommission genehmigt werden, wenn damit aber erkennbar ein Beitrag zur Verbesserung des Klimaschutzes geleistet werden kann – und die Einheitlichkeit des Binnenmarktes zugleich nicht über Gebühr belastet wird – sind die Chancen einer Genehmigung erfahrungsgemäß hoch.

Die Vorkehrungen der Energiesteuerrichtlinie, im Sinne des Klimaschutzes Ausnahmen vom Gebot der Einheitlichkeit der einfachen, mengenbezogenen Steuersätze (und Mindeststeuersätzen) zuzulassen, ist prinzipiell auch der Kanal, eine kohlenstoffbasierte Energiesteuer im Rahmen der alten Richtlinie von 2003 umzusetzen. Das Reformmodell entspricht mit seinem zukunftsgerichteten, offensiv klimaschützenden Impetus unstrittig dem *Geist* solcher Modelle, für die Steuerbefreiungen oder Steuerermäßigungen genehmigt werden.

Es fehlt jedoch aktuell ein konkreter Anknüpfungspunkt für eine Sonderregelung in der Energiesteuerrichtlinie. Deren hier maßgebliche Artikel 15 und 16 bieten eine lange Liste möglicher Rechtfertigungen für Steuerermäßigungen und -befreiungen, doch so umfangreich die 2003 beschlossene Liste ist; sie ist auch abschließend: Was hier *nicht* aufgezählt ist, kann im Prinzip auch keine Sonderbehandlung erhalten.

Tatsächlich sind die für das Reformmodell relevanten Prozesse zur Gewinnung alternativer Kraft- und Heizstoffe hier noch nicht abgebildet. Zwar böte die Richtlinie einige Ansätze, die theoretisch zur Umsetzung des Reformmodells in Teilbereichen genutzt werden könnten (v.a. Pilotprojekte, Flug- und Schiffstreibstoffe), doch das wären untaugliche – und zudem rechtlich unsichere – Teillösungen.

Vorbehaltlich einer vollwertigen rechtlichen Prüfung sieht es also so aus, dass sich ein zukunftsgerichtetes Energiesteuermodell, das am Verbrauch fossilen Kohlenstoffs ansetzt, jedenfalls nicht vollständig im Rahmen der hergebrachten Energiesteuerrichtlinie von 2003 etablieren ließe. Damit gewinnt die aktuelle

---

<sup>90</sup> Art. 15 der Energiesteuer-RL von 2003.

Diskussion um die schnelle und tiefgreifende Erneuerung der Energiesteuerrichtlinie im Rahmen des European Green Deals weiteres Gewicht.

## 5.2 Die Reform der Energiesteuerrichtlinie sollte Mindestanforderungen erfüllen, kann aber auch als Blaupause dienen

Die anfangs gestellte Frage, ob die europäischen Regularien derzeit schon bestmöglich darauf ausgerichtet sind, aktiven Klimaschutz mit dem Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe – und einer dementsprechend innovationsfreundlichen Energiesteuer – zu ermöglichen oder auch voranzubringen, lässt sich angesichts der derzeitigen Regularien klar mit „Nein“ beantworten.

Der Blick richtet sich somit direkt auf die nächste Energiesteuerrichtlinie. Deren Vorbereitungen sind, wenn auch durch Covid-19 mitunter etwas gebremst, in vollem Gange. Die EU-Kommission hat 2018 eine öffentliche Konsultation zur Bewertung des EU-Rahmens für die Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom durchgeführt. Im September 2019 hat die Kommission dann eine ausführliche Evaluierung der Energiesteuerrichtlinie vorgelegt, die im Ergebnis die umfassende Reform der bisherigen Richtlinie als vordringlich empfiehlt.<sup>91</sup> Darauf aufbauend hat der Rat der Europäischen Union die EU-Kommission am 29. November 2019 formell beauftragt, die Richtlinie 2003/96/EG (Energiesteuerrichtlinie) zu überarbeiten. Dabei soll die EU-Kommission u.a. zu folgenden Punkte Vorschläge erarbeiten:

- steuerliche Behandlung von Bio- und anderen alternativen Kraftstoffen;
- neuartige Energieerzeugnisse und Technologien;
- mögliche Einbeziehung weiterer Sektoren (z.B. Luftfahrt);
- beihilferechtliche Vorgaben und Verfahren.

Die Überarbeitung der Richtlinie soll zugleich das Funktionieren des EU-Binnenmarkts verbessern sowie das Ziel unterstützen, die EU klimaneutral und wettbewerbsfähiger zu machen. Dem Zeitplan der EU-Kommission zufolge soll der Legislativvorschlag zur Energiesteuerrichtlinie bis Juni 2021 erfolgen.

Aus Sicht des hier entwickelten Reformmodells sind die Anforderungen an die nächste Energiesteuerrichtlinie in zwei Stufen zu formulieren:

Als **Mindestanforderung** muss gelten, dass ein solches und ähnliche Modelle im Rahmen einer künftigen Richtlinie realisiert werden können. Auf der elementaren Ebene hieße das, im Abschnitt für genehmigungsfähige Ausnahmen und Sondermodelle Raum für diese Modelle zu schaffen und eine flexible Besteuerung von Kraft- und Heizstoffen anhand ihrer Klimawirkung zu ermöglichen.

Angesichts des Anspruches, den der Europäische Rat für eine Reform formuliert hat, erscheint diese Forderung als Selbstverständlichkeit. Sie wird hier als

---

<sup>91</sup> Vgl. EU-COM (2019), Evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity, Commission Staff Working Document. Brussels, 11.9.2019, SWD(2019) 329 final.

Mindestanspruch gleichwohl explizit formuliert, weil die Geschichte der europäischen Energiesteuerharmonisierung nicht arm ist an hochfliegenden Plänen, denen die letzte Realisierung dann doch verwehrt blieb. Es wäre erstrebenswert, den europäischen Klimaschutz und die konsistente Besteuerung von Energieerzeugnissen in der EU mittels der kommenden Energiesteuerrichtlinie sehr viel stärker an Umweltgesichtspunkten auszurichten. Dabei kann das hier vorgestellte Energiesteuermodell in seinem Bereich<sup>92</sup> durchaus als eine Art **Blaupause** verstanden werden, an dem entlang die Anforderungen entwickelt werden, die für eine zugleich klimaschützende, innovationsoffene und wettbewerbskonforme Besteuerung des Verbrauchs von Energieerzeugnissen in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union gestellt werden. So bekäme die künftige Energiesteuerrichtlinie ein starkes und stimmiges Narrativ, das den gemeinschaftlichen Steuerrahmen klar in den Europäischen Grünen Deal einbindet.

---

<sup>92</sup> Es versteht sich, dass eine neue Energiesteuerrichtlinie neben den Kraft- und Heizstoffen auch noch weitere Bereiche regeln muss, insbesondere den elektrischen Strom. Unsere Ausführungen hier beziehen sich nicht auf diese anderen Bereiche, entsprechend sind sie auch nicht als unmittelbar auf Strom übertragbar zu betrachten.



## 6 EINE REFORM DES STEUERSYSTEMS ERFORDERT POLITISCHES HANDELN – AUF DEUTSCHER WIE AUF EUROPÄISCHER EBENE

Das aktuelle Energiesteuersystem ist vor dem Hintergrund der umwelt- und klimapolitischen Zielsetzungen unzureichend und nicht mehr zeitgemäß

Die EU wie auch Deutschland haben sich im Rahmen der Weltklimakonferenz in Paris im Jahr 2015 **ambitionierte Klimaschutzziele** gesetzt. Abgeleitet vom langfristigen Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2050 – welches praktisch gleichbedeutend mit einem Verzicht auf die Nutzung von fossilen Energiequellen ist – wurden hierfür verbindliche Zwischenziele vereinbart, die die EU als Ganzes und damit auch die einzelnen Mitgliedsstaaten zu erfüllen haben. Auch wenn alle Sektoren der Volkswirtschaft hierzu beitragen müssen, erfordern die Ziele insbesondere im Verkehrs-, Industrie- und Wärmesektor Anstrengungen, die deutlich über die bisherigen hinausgehen und neue, innovative Herangehensweisen und Instrumente erfordern.

In den EU-Mitgliedsländern unterliegen Energieträger der Energiebesteuerung. Die Energiesteuerrichtlinie setzt dabei den europarechtlichen Rahmen, in dem sie den Ländern Vorgaben zu Mindeststeuersätzen und Ausnahmetatbeständen macht, ihnen dabei jedoch einen vergleichsweise großen Handlungsspielraum in der nationalen Umsetzung gewährt. Weder in der Energiesteuerrichtlinie noch im deutschen Energiesteuergesetz wird gegenwärtig der Kohlenstoffgehalt der Energieträger und damit deren klimapolitische Folgewirkungen berücksichtigt. Stattdessen gelten in Deutschland derzeit produkt- und anwendungsorientierte Steuersätze je Energieträger, unabhängig davon, welche Klimawirkung von dem Einsatz der Energieträger ausgeht. Kurzum, **das bestehende Energiesteuersystem ist hinsichtlich der Nutzung von Brenn- und Kraftstoffen nicht mehr zeitgemäß.**

In der neuen Energiewelt können alternative Brenn- und Kraftstoffe eine tragende Rolle spielen, wenn man sie denn lässt

Es zeigt sich, dass der zunehmende Einsatz von grünem Strom in den energieverbrauchenden Sektoren ein wesentlicher Eckpfeiler der Energiewende sein wird. Das alleinige Abstellen auf die Verwendung von Strom stößt jedoch in der Realität an technische und wirtschaftliche Grenzen, weshalb **zusätzlich alternative klimapolitische Pfade – wie der Einsatz von alternativen Brenn- und Kraftstoffen – verfolgt werden müssen.** Hierfür sprechen verschiedene Gründe, wie

- die für bestimmte Energieanwendungen unverzichtbare hohe Energiedichte chemischer Energieträger;
- die Möglichkeit der Weiterverwendung bestehender Energieinfrastrukturen;

- die Möglichkeit der großvolumigen und längerfristigen Speicherung von Energie; und nicht zuletzt
- die weltweiten Produktionsmöglichkeiten alternativer Brenn- und Kraftstoffe zu vergleichsweise geringen Kosten.

Gegenwärtig liegen die reinen Produktionskosten für nachhaltige synthetische und fortschrittliche biogene Brenn- und Kraftstoffe deutlich über den Kosten ihrer fossilen Gegenparts. Durch ein auf den Klimaschutz ausgerichtetes Steuer- und Abgabensystem lässt sich allerdings die Kostenlücke vermindern, wobei die **Energiesteuer**, als eine der wesentlichen Steuern in diesem Bereich, **einen wichtigen Beitrag dazu leisten kann**. Im Zusammenspiel mit anderen Instrumenten (wie z.B. dem BEHG oder der THG-Quote) kann die Energiesteuer 2.0 somit eine wichtige Lenkungswirkung entfalten.

### Eine klimapolitisch-anreizkompatible Energiesteuer 2.0 ist ausgestaltbar durch das Abstellen auf den fossilen Kohlenstoffgehalt

Wesenskern der Energiesteuer 2.0 ist der Wechsel der Bemessungsgrundlage: **Weg vom (heute durch Volumen lediglich implizit angesetzten) Gesamtkohlenstoffgehalt des jeweiligen Brenn- und Kraftstoffs hin zur Unterscheidung und differenzierenden Besteuerung von „fossilen“ und „grünen“ Kohlenstoffatomen**. Der Logik des ökologischen Bezugs folgend, würden grüne Kohlenstoffatome folglich, im Gegensatz zu ihren grauen Pendanten, nicht besteuert. Als Bilanzierungsrahmen für die Abrechnung der Steuer bietet sich ein massenbilanzielles Zurechnungssystem auf Unternehmens-/Konzernebene an, um der typischerweise unterschiedlichen technischen Entwicklungsreife der Produktionsanlagen eines Unternehmens bei der Herstellung alternativer Brenn- und Kraftstoffe in den verschiedenen Raffineriestandorten / Steuerlagern gerecht zu werden. Die Steuerpflicht würde – wie auch in der bestehenden Energiesteuer – beim Inverkehrbringer der Brenn- und Kraftstoffe verbleiben. Das System könnte analog zur gegenwärtigen Situation auf Basis einer monatlichen Voranmeldung und jährlicher Energiesteuerjahreserklärung ablaufen und mittels fortlaufender oder abschließender Durchschnittsmethode dokumentiert werden.

Das überarbeitete Energiesteuersystem erfüllt wichtige Anforderungen:

- Es kann **angebotsseitige und klimapolitische Lenkungsfunktion** entfalten, indem die Entwicklung und der Markthochlauf alternativer Brenn- und Kraftstoffe gefördert und damit Technologieoffenheit gegenüber anderen Energieträgern wie Strom gewährt wird (siehe oben).
- Eine **steuerliche Mehrbelastung der Verbraucher oder der Industrie aufgrund höherer Energiesteuern erfolgt zunächst nicht**, wobei in der langen Frist eine potentielle Mehrbelastung einzelner Gruppen bei sich angleichenden Emissionspreisen verschiedener Brenn- und Kraftstoffe oder einer langfristigen Verschmelzung der Energiesteuer mit dem BEHG nicht auszuschließen ist. Diese könnten jedoch über alternative sozial- und wirtschaftspolitische Maßnahmen aufgefangen werden.
- Mittel- bis langfristig **rückläufige Steuerannahmen** des Staates aufgrund des (in jedem Fall erforderlichen) Rückgangs des Einsatzes fossiler Brenn- und Kraftstoffe **wären anderweitig zu kompensieren**, wie dies bei anderen

Steuern (bspw. der Tabaksteuer) auch der Fall ist. Dies wäre nicht nur bei zunehmendem Einsatz alternativer Brenn- und Kraftstoffe der Fall, sondern auch bei anderen klimapolitischen Maßnahmen, wie z.B. im Verkehrssektor bei der Änderung des Fahrverhaltens, der Verlagerung der Verkehre auf andere Transportmittel (z.B. Schiene), der Erhöhung der Fahrzeugeffizienz oder insbesondere dem zu erwartenden deutlichen Ausbau der Elektromobilität.

- Da auf bestehende, in der Praxis etablierte Prozesse zurückgegriffen werden kann, bei welchem die Steuer mit Entnahme aus dem Steuerlager entsteht, ist der **bürokratische Mehraufwand** gegenüber dem Status-quo **begrenzt**.
- Zuletzt ist eine weiterhin als Verbrauchsteuer angelegte Energiesteuer 2.0 als **verfassungskonform** anzusehen.

### Es lassen sich klare Leitlinien für ein reformiertes Energiesteuersystem 2.0 ableiten – auf europäischer wie auf nationaler Ebene

Grundsätzlich gibt es drei politische Handlungsstränge bzw. -empfehlungen auf Basis des von uns skizzierten klimapolitisch-kompatiblen Energiesteuersystems, die es perspektivisch zu verfolgen gilt:

- **Kompatibilität mit der für 2021 geplanten Energiesteuerrichtlinie** – *Mindestanforderung* an die neue Richtlinie ist, dass sie eine nationale Umsetzung der in dieser Studie skizzierten Energiesteuer nach CO<sub>2</sub>-Bezug bzw. nach fossilem Kohlenstoffgehalt zulässt. Dies bedeutet insbesondere, dass die vorgegebenen Mindeststeuersätze so konzipiert sind, dass sie der Förderung alternativer Brenn- und Kraftstoffe nicht im Wege stehen. Mindeststeuersätze sollten nicht auf einheitlichen Preisen je Mengeneinheit des verwendeten Energieträgers beruhen. Vielmehr sollte hier insoweit Flexibilität für eine klimapolitische Ausgestaltung gewährt werden, als dass sich eine nationale Energiesteuer nur auf graue Kohlenstoffatome beziehen kann und die grünen Gegenparts ausklammert. Nur so wird gewährleistet, dass die Energiesteuer 2.0 ihre volle klimapolitische Wirkung entfalten kann.
- **Reformiertes Energiesteuermodell darüber hinaus als europäische Blaupause möglich** – Es wäre darüber hinaus erstrebenswert, den europäischen Klimaschutz und die konsistente Besteuerung von Energieerzeugnissen in der EU, mittels der kommenden Energiesteuerrichtlinie, sehr viel stärker an Umweltgesichtspunkten auszurichten. Dabei kann das hier vorgestellte Energiesteuermodell in seinem Bereich<sup>93</sup> durchaus als eine Art **Blaupause** verstanden werden, an dem entlang die Anforderungen entwickelt werden, die für eine zugleich klimaschützende, innovationsoffene und wettbewerbskonforme Besteuerung des Verbrauchs von Energieerzeugnissen in alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union gestellt werden. So bekäme die künftige Energiesteuerrichtlinie ein starkes und stimmiges Narrativ, das den gemeinschaftlichen Steuerrahmen klar in den Europäischen Green Deal einbindet.

<sup>93</sup> Es versteht sich, dass eine neue Energiesteuerrichtlinie neben den Kraft- und Heizstoffen auch noch weitere Bereiche regeln muss, insbesondere den elektrischen Strom. Unsere Ausführungen hier beziehen sich nicht auf diese anderen Bereiche, entsprechend sind sie auch nicht als unmittelbar auf Strom übertragbar zu betrachten.

- **Umsetzung in deutsches Recht möglich** – Basierend auf einer neuen, fortschrittlichen Energiesteuerrichtlinie ist eine verfassungskonforme Umsetzung der Energiesteuer 2.0 realisierbar. Eine weiterhin den Endverbrauch von Energieerzeugnissen betreffende, tariflich mit einer legitimen, klimapolitischen Tarifstruktur ausgestaltete Verbrauchssteuer erfüllt alle verfassungsrechtlichen Anforderungen.

