

## CO<sub>2</sub>-Bepreisung und die Reform der Steuern und Umlagen auf Strom: Die Umfinanzierung der Umlage des Erneuerbare- Energien-Gesetzes

Untersuchung für die  
Stiftung Klimaneutralität (SKN)

Berlin,  
2. Juni 2021

Dr. Felix Chr. Matthes  
Dr. Katja Schumacher  
Ruth Blanck  
Dr. Johanna Cludius  
Hauke Hermann  
Konstantin Kreye  
Charlotte Loreck  
Vanessa Cook (Übersetzung)

**Büro Berlin**  
Borkumstr. 2  
13189 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg

**Hausadresse**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

**Büro Darmstadt**  
Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassung

Mit der Neupositionierung und deutlichen Stärkung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im *Policy-Mix* der deutschen und europäischen Energie- und Klimapolitik wird neben dem Aspekt der zusätzlichen Emissionsminderungen auch die Frage relevant, das zusätzliche Aufkommen aus den verschiedenen CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumenten, v.a. dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) sowie dem nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem (BEHG), sinnvoll und zielführend zu nutzen. Diese Verwendungsfrage hat zunächst vor allem gesellschafts- bzw. verteilungspolitische Relevanz. Darüber hinaus können aber für die entsprechenden Einordnungen und Bewertungen auch die über die Verwendungsseite erzielbaren zusätzlichen klima- und energiepolitischen Effekte eine wichtige Rolle spielen.

In den Diskussionen um die möglichen Rückverteilungsansätze für das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden bisher oft nur einzelne Facetten der Rückverteilung in den Vordergrund gestellt. Ein umfassend durchgerechnetes Konzept, das die Gesamtheit des Aufkommens und der Verwendungen (einschließlich der bereits bestehenden) betrachtet, liegt jedoch bisher nicht vor. Mit der hier vorgelegten Untersuchung wird versucht, eine solche Analyse zu erstellen und die verschiedenen Aspekte (von der Finanzierungsbilanz bis zu Verteilungseffekten) umfassend einzuordnen und zu diskutieren.

Die Analysen beschreiben in einer ersten Stufe die Eckpunkte und Aufkommenseffekte einer Reform des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems sowie die im Rahmen des *European Green Deal* erwartbaren Anpassungen des EU ETS.

Der Preispfad für das BEHG wird in den Jahren 2023 und 2024 auf 60 bzw. 70 €/t CO<sub>2</sub> (in nominalen Preisen) angehoben, die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise des BEHG werden ab 2025 für die Marktpreisbildung freigegeben. In den Folgejahren stellt sich im Kontext anderer energie- und klimapolitischer Maßnahmen bzw. durch die Schaffung von Preiskorridoren o.ä. Mechanismen ein moderater Steigerungspfad ein, über den im Jahr 2030 ein Preisniveau von 155 €/t CO<sub>2</sub> erreicht wird.

Wird eine mit den neuen deutschen Emissionsminderungszielen für 2030 und 2045/50 kompatible Emissionstrajektorie unterlegt, so wächst das Einkommen aus dem BEHG auf etwa 7,2 Mrd. € im Jahr 2022, 20,1 Mrd. € im Jahr 2025 sowie 25,8 Mrd. € im Jahr 2030.

Mit Blick auf die im Rahmen des *European Green Deals* anstehenden Reformen im Bereich des EU ETS kann für die nächsten Jahre auch hier ein zunächst steigendes Aufkommen erwartet werden. Im Jahr 2022 wird für Deutschland ein Aufkommen von 5,2 Mrd. € und für das Jahr 2025 ein Niveau von 4,6 Mrd. € abgeschätzt. Für den Zeithorizont 2030 ergibt sich aus den Versteigerungen des EU ETS ein Aufkommen von etwa 3,6 Mrd. €.

Zur Mitte dieses Jahrzehnts kann so aus den beiden Mechanismen der expliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Deutschland ein Gesamtaufkommen von knapp 25 Mrd. € zur Verfügung stehen. Bis zum Jahr 2030 kann sich dieser Betrag auf ein Niveau von fast 30 Mrd. € erhöhen.

Direkt mit dem BEHG bzw. mit dem EU ETS sind jedoch Ausgaben verknüpft, die für Maßnahmen zum *Carbon-Leakage*-Schutz anfallen. Diese Summen liegen mit Blick auf die durch den EU ETS regulierten Bereiche (für die Strompreiskompensation) im Zeitraum bis 2030 relativ konstant in einer Größenordnung von 1,6 bis 1,7 Mrd. €. Für den Bereich des BEHG sind die entsprechenden Kompensationszahlungen kleiner, steigen aber im Zeitverlauf von ca. 0,4 auf etwa 1,3 Mrd. € an.

Das Aufkommen aus der direkten CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das BEHG und den EU ETS fließt bisher komplett in das Sondervermögen des Energie- und Klimafonds (EKF) im Bundeshaushalt, aus dem heute eine Vielzahl von Programmen finanziert wird. Die Konstruktion des EKF bietet dabei durch die Möglichkeit der Bildung und Auflösung von Rücklagen auch den Vorteil einer erheblichen zeitlichen Flexibilität.

Als zweite Stufe der Analysen wird die Umfinanzierung der im Kontext des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) entstehenden Differenzkosten von der EEG-Umlage auf das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung bzw. über den EKF analysiert. Auf Basis einer detaillierten Projektion für den Finanzbedarf des EEG im Kontext eines zielkompatiblen Ausbaupfades der regenerativen Stromerzeugung sowie einer Senkung der EEG-Umlage im Jahr 2023 um ein Drittel (d.h. etwa 2 ct/kWh), um zwei Drittel (d.h. ca. 4 ct/kWh) im Jahr 2024 und einer vollständigen Umfinanzierung der EEG-Umlage ab 2025 entsteht ein Finanzierungsbedarf von 7,2 Mrd. € für das Jahr 2023, 14,5 Mrd. € für das Jahr 2024 und 20,5 Mrd. € im Jahr 2025. Bedingt durch die rückläufigen Differenzkosten des EEG (bedingt vor allem durch das Auslaufen der Förderung für die besonders teuren Anlagen) geht der Umfinanzierungsbedarf bis zum Jahr 2030 auf etwa 13,4 Mrd. € zurück und sinkt auch in den Folgejahren weiter massiv ab.

Auf Basis einer näheren Detailanalyse der über den EKF finanzierten Maßnahmen bzw. Programme erscheint es sinnvoll, ein Programmvolumen von ca. 8,5 Mrd. € anders zu finanzieren (oder einen entsprechenden Bundeszuschuss für den EKF zu leisten) und Programme mit einem Aufwand von heute 6,2 Mrd. € (inklusive eines Aufwuchses auf 7,3 Mrd. € im Jahr 2030) weiter über den EKF zu finanzieren. Mit Inanspruchnahme der bestehenden Rücklage des EKF in Höhe von 16,2 Mrd. € sowie einer Nutzung der für eine Begrenzung der EEG-Umlage im Jahr 2022 auf 6 ct/kWh voraussichtlich nicht benötigten Stabilisierungsmittel aus dem Konjunkturpaket von 3,1 Mrd. € kann damit die o.g. Umfinanzierung der EEG-Umlage voll durchfinanziert werden.

Ob und in welcher Ausprägung das BEHG in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre durch ein entsprechendes Instrument auf EU-Ebene abgelöst wird, ist derzeit nicht absehbar. Für den Fall, dass für ein solches Instrument restriktivere Preisgrenzen eingeführt werden, ergibt eine Analyse der impliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, dass die entsprechenden Anreiz- und Aufkommenslücken auch über eine konsistentere Ausgestaltung des ohnehin reformbedürftigen Systems der Energiebesteuerung von Heiz- und Kraftstoffen in Deutschland geschlossen werden können.

Mit dem weitergehenden Anstieg des Aufkommens aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Jahren nach 2025 sowie dem rückläufigen Finanzierungsbedarf des EEG könnten auch andere Formen der Rückverteilung des Aufkommens, z.B. eine weitere Stromkostenentlastung im Bereich der Stromsteuer, in Erwägung gezogen werden.

Die unterschiedlichen Aufkommensstrukturen aus den CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumenten sowie die entsprechenden Entlastungsstrukturen im Bereich der EEG-Umlage führen zu intersektoralen Verteilungseffekten zwischen den privaten Haushalte (inkl. der privaten

Pkw) und dem Dienstleistungssektor (inkl. der Transportdienstleistungsunternehmen), die effektiven intersektoralen Verteilungseffekte sind jedoch letztlich als gering einzuordnen. Ein maßgeblicher Vorteil des hier analysierten Reformmodells besteht auch darin, dass nicht nur ein praktikables und transaktionskostenarmes Rückverteilungsmodell in Richtung der privaten Haushalte, sondern auch eine entsprechende Kostenentlastung des stromintensiven Dienstleistungssektors relativ einfach umgesetzt werden kann.

Die Analyse der intrasektoralen Verteilungseffekte im Bereich der privaten Haushalte erfolgt in einer dritten Stufe der Untersuchung. Die Reform hat eine deutlich progressive Verteilungswirkung auf der Ebene privater Haushalte. Haushalte mit geringerem Einkommen werden durch die Abschaffung der EEG-Umlage begünstigt, auch wenn die Kosten berücksichtigt werden, die im Rahmen des BEHG für diese Haushalte entstehen. Ein Drittel aller Haushalte profitiert damit durch die Reform deutlich. Haushalte mit hohem Einkommen werden zwar auch durch die Abschaffung der EEG-Umlage entlastet, jedoch können die Kosten, die im Rahmen des BEHG für sie entstehen, durch Einsparungen im Zuge der Abschaffung der EEG-Umlage nicht komplett ausgeglichen werden. Ein Vergleich der Varianten für die Rückverteilung über einerseits eine Stromkostensenkung und andererseits über eine direkte Pro-Kopf-Rückzahlungen des entsprechenden Aufkommensvolumens ergibt sehr ähnliche Wirkungen, so dass beide Varianten als gleichermaßen progressiv anzusehen sind. Unter Berücksichtigung der praktischen Umsetzung wie auch der Transaktionskosten ergibt sich damit eine vorteilhafte Bewertung für das hier spezifizizierte Reformmodell. Im Vergleich zum verfügbaren Einkommen weisen Haushalte mit geringem Einkommen durch die Reform zusätzlich 0,8% ihres verfügbaren Haushaltsnettoeinkommen auf, während Haushalte in der höchsten Einkommensgruppe lediglich mit 0,2% ihres verfügbaren Nettoeinkommens belastet werden. Im Mittel über alle Einkommensgruppen bleibt die Nettobelastung sehr gering und liegt bei 0,1% des verfügbaren Einkommens.

Die Analyse konkreter Beispielhaushalte vermittelt einen Eindruck über das Spektrum der möglichen Effekte. Haushalte, die zur Miete wohnen, können in der Reformvariante deutlich profitieren. Der genaue Effekt hängt von der Anzahl der Haushaltsmitglieder, der Wohnsituation und der jeweiligen Fahrleistung eines vorhandenen fossilen Pkws ab sowie davon, ob Anpassungsmaßnahmen durchgeführt werden, also zum Beispiel Gebäudesanierungsmaßnahmen durchgeführt oder vollelektrische Pkw erworben werden.

Der Fokus der Verteilungsanalyse liegt auf dem Jahr 2025. Im Zeitverlauf werden nach 2025 bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen die Einnahmen weiter steigen, so dass zusätzliche Rückverteilungsmaßnahmen für eine sozial ausgewogene Gestaltung möglich sind. Auch die Wirtschaftlichkeit von Vermeidungsmaßnahmen verbessert sich mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen noch einmal deutlich.

Der untersuchte Reformvorschlag für eine ambitioniertere CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Kombination mit einer Rückverteilung der Einnahmen über die Senkung der Stromkosten gibt für die entsprechenden Anpassungsmaßnahmen klare Signale und ermöglicht eine sozial, aber auch mit Blick auf die stromintensiven Dienstleistungssektoren ausgewogene Umsetzung der für ambitionierte Klimaschutzziele im deutschen und europäischen Kontext unverzichtbaren Instrumente der CO<sub>2</sub>-Bepreisung.



## Summary

With the repositioning and considerable strengthening of CO<sub>2</sub> pricing in the German and European energy and climate policy mix, the possible options for sensibly and purposefully using the additional revenue from the various CO<sub>2</sub> pricing instruments become relevant in tandem with the additional emission reductions. This question is especially relevant in relation to the European Union Emissions Trading System (EU ETS) and the German Fuel Emissions Trading System (BEHG). It is initially relevant primarily in terms of social and distribution policy; the additional climate and energy policy effects that can be achieved via the use side, however, can also play an important role for the corresponding classifications and evaluations.

In the discussions about possible approaches for redistributing the revenue from CO<sub>2</sub> pricing, often only individual facets of redistribution have been placed in the foreground to date. A comprehensively calculated concept that considers the entirety of the revenue and uses (including those that already exist) has not yet been made available. This study attempts to provide such an analysis and comprehensively to assess and discuss the various aspects (from the financing balance to distribution effects).

In a first step, the key points and revenue effects of a reform of the BEHG and the adjustments to the EU ETS that can be expected within the framework of the *European Green Deal* are analysed.

The price path for the BEHG will be increased to 60 and 70 €/t CO<sub>2</sub> (in nominal prices) in 2023 and 2024 respectively, and the CO<sub>2</sub> prices of the BEHG will be published for market pricing from 2025 onwards. In the subsequent years, a moderate increase in the price path is assumed in the context of other energy and climate policy measures and of the creation of price corridors or similar mechanisms; a price level of 155 €/t CO<sub>2</sub> is reached in 2030.

If an emission trajectory that is compatible with Germany's emission reduction targets for 2030 and 2045/50 is assumed, the income from the BEHG grows to approx. €7.2 billion in 2022, €20.1 billion in 2025 and €25.8 billion in 2030.

In view of the upcoming reforms of the EU ETS within the framework of the European Green Deal, an initial increase in revenue can be expected over the next few years. Revenue of €5.2 billion is estimated for Germany in 2022 and €4.6 billion in 2025. The auctions of the EU ETS result in a revenue of about €3.6 billion in 2030.

By the middle of this decade, a total revenue of approx. €25 billion from the two mechanisms of explicit CO<sub>2</sub> pricing can be at Germany's disposal. By 2030, this amount can increase to approx. €30 billion.

Expenditure is directly incurred, however, for carbon leakage protection measures in relation to the BEHG and the EU ETS. With regard to the areas regulated by the EU ETS (as compensation for the electricity price), the corresponding payments remain relatively constant, amounting to between €1.6 and €1.7 billion up to 2030. For the BEHG, the corresponding compensation payments are smaller, but increase over time from approx. €0.4 billion to approx. €1.3 billion.

The revenue from direct CO<sub>2</sub> pricing via the BEHG and the EU ETS has so far flowed entirely into the Special Energy and Climate Fund (EKF) in Germany's federal budget, out of which a large number of programs are currently financed. The EKF also has the advantage of considerable flexibility in terms of timing since it is possible to create and dissolve reserves.

In a second step, the analysis focuses on the refinancing of the differential costs arising from the levy in the context of the German Renewable Energy Sources Act (EEG) to the revenues from the CO<sub>2</sub> pricing mechanisms or via the EKF. Based on a detailed projection of the financial needs of the EEG in the context of a target-compatible expansion path for renewable electricity generation and a reduction of the EEG levy by one third (i.e. approx. 2 ct/kWh) in 2023, two thirds (i.e. approx. 4 ct/kWh) in 2024 and a complete refinancing of the EEG levy from 2025, financial needs of €7.2 billion arise for 2023, €14.5 billion for 2024 and €20.5 billion for 2025. Due to the decreasing differential costs of the EEG (caused primarily by the phase-out of support for particularly expensive installations), the financing needs fall to approx. €13.4 billion by 2030 and continue to decrease hugely in the subsequent years.

In a more detailed analysis of the measures and programs financed via the EKF, it seems appropriate to finance approx. €8.5 billion differently (or to provide a corresponding federal subsidy for the EKF) and to continue to finance programs amounting to €6.2 billion today (including an increase to €7.3 billion in 2030) via the EKF. With the use of the existing EKF reserves of €16.2 billion and of the stabilisation funds from the stimulus package of €3.1 billion, which are not expected to be needed to limit the EEG surcharge to 6 ct/kWh in 2022, the above-mentioned refinancing of the EEG surcharge can be fully financed.

It is currently not foreseeable whether and to what extent the BEHG will be replaced by a corresponding instrument at EU level in the second half of the 2020s. In the event that more restrictive price limits are introduced for such an instrument, an analysis of the implicit CO<sub>2</sub> pricing in Germany shows that the corresponding incentive and revenue gaps can also be closed via a more consistent design of the energy taxation system for heating and fuels in Germany – a system which needs to be reformed anyway.

In view of the further increase in revenue from CO<sub>2</sub> pricing after 2025 and the decreasing financing needs of the EEG, other forms of redistribution of the revenue could also be considered, e.g. increased electricity cost relief in relation to the electricity tax.

The different revenue structures from the CO<sub>2</sub> pricing mechanisms and the corresponding relief structures in the context of the EEG levy lead to intersectoral distribution effects between private households (incl. private cars) and the service sector (incl. transport service companies), but the effective intersectoral distribution effects should be classified as low in the final analysis. A significant advantage of the reform model presented here is that it allows the relatively easy implementation of not only a practicable and low-transaction cost redistribution model in the direction of private households, but also corresponding cost relief of the electricity-intensive service sector.

In the third step of the study, the intrasectoral distribution effects in the area of private households are analysed. The reform has a clearly progressive distribution effect at the level of private households. Households with lower incomes benefit from the removal of the EEG surcharge, even when the costs incurred by these households under the BEHG are taken into account. One third of all households thus benefit significantly from the



proposed reform. Although households with high incomes are also relieved by the removal of the EEG surcharge, the costs incurred by them under the BEHG cannot be completely offset by savings brought about by the removal of the EEG surcharge. A comparison of the variants for redistribution via a reduction in electricity costs and via a direct per capita repayment of the corresponding revenue volume yields very similar effects, with the result that both variants are to be regarded as equally progressive. Taking into account the practical implementation and the transaction costs, this means that the reform model specified here is assessed as favourable. In a comparison of disposable income, low-income households have an additional 0.8% of their net disposable household income at their disposal as a result of the reform, while households in the highest income group only have a burden amounting to 0.2% of their net disposable income. Across all income groups, the net burden remains very low at 0.1% of disposable income on average.

The analysis of concrete example households gives an idea of the spectrum of possible effects. Households that live in rented accommodation can benefit significantly from the reform variant. The precise effect depends on the number of household members, the housing situation and the mileage of a fossil fuel car and on whether adaptation measures are implemented, e.g. building renovation measures or the purchase of fully electric cars.

The distribution analysis focuses on 2025. Over time, revenues will continue to rise after 2025 with higher CO<sub>2</sub> prices, with the result that additional redistribution measures are possible for a socially balanced design. The economic efficiency of abatement measures also improves considerably once again with rising CO<sub>2</sub> prices.

The reform proposal for more ambitious CO<sub>2</sub> pricing in combination with a redistribution of revenues via the decrease of electricity costs gives clear signals for the corresponding adaptation measures and enables implementation of the CO<sub>2</sub> pricing instruments that are indispensable for ambitious climate protection goals in the German and European context in a way that is balanced socially and with regard to the electricity-intensive service sectors.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Einleitung und Zielstellung</b>	<b>15</b>
<b>2.</b>	<b>Eckpunkte für die Reform von EEG-Umlage und Stromsteuer im Kontext der CO<sub>2</sub>-Bepreisung</b>	<b>17</b>
<b>3.</b>	<b>Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und Finanzierungsbedarf für die Reform</b>	<b>21</b>
3.1.	Reform des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems und das entsprechende Aufkommen	21
3.2.	Reform des Emissionshandelssystems der Europäischen Union und das Aufkommen aus dem EU ETS für Deutschland	24
3.3.	Die Entwicklung der Differenzkosten und der Umlage sowie der Umfinanzierungsbedarf für das Erneuerbare-Energien-Gesetz	27
3.4.	Das Aufkommen und der potenzielle Umfinanzierungsbedarf für die Stromsteuer	34
3.5.	Exkurs: Die implizite CO <sub>2</sub> -Bepreisung durch die bestehenden Energiesteuern auf Heiz- und Kraftstoffe	36
3.6.	Die Aufkommens- und Ausgabenstrukturen des Energie- und Klimafonds (EKF)	39
3.7.	Zwischenfazit	43
<b>4.</b>	<b>Verteilungswirkungen im Bereich der privaten Haushalte</b>	<b>47</b>
4.1.	Einleitung	47
4.2.	Methodischer Ansatz	48
4.2.1.	Mikrosimulationsmodell SEEK	48
4.2.2.	Rahmendaten	49
4.3.	Energieverbräuche und -ausgaben im Jahr 2018	51
4.4.	Verteilungswirkungen	54
4.4.1.	Verteilungswirkungen nach Einkommensdezilen	54
4.4.2.	Auswirkungen anhand von Beispielhaushalten	56
4.4.3.	Exkurs: 50% Umlage der CO <sub>2</sub> -Kosten für Mietende	60
<b>5.</b>	<b>Synthese und Empfehlungen</b>	<b>63</b>
<b>6.</b>	<b>Referenzen</b>	<b>68</b>
6.1.	Literatur	68
6.2.	Rechtliche Regelungen	72
6.3.	Datenquellen	73

**Anhang: Basisdaten zur Ermittlung des  
Infrastrukturfinanzierungsanteils der Kraftstoffsteuern in  
Deutschland**

**74**

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Emissionsentwicklung der vom nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem (BEHG) erfassten Bereiche, 2021-2030	22
Abbildung 3-2:	CO <sub>2</sub> -Preise und Versteigerungsaufkommen im nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem (BEHG) in der Referenz- und der Reformvariante, 2021-2030	23
Abbildung 3-3:	CO <sub>2</sub> -Preise und Versteigerungsaufkommen für Deutschland im Emissionshandelssystem der EU (EU ETS), 2010-2030	26
Abbildung 3-4:	Historische und für den Referenzfall projizierte Entwicklung der Differenzkosten und der EEG-Umlage, 2010-2035	31
Abbildung 3-5:	Differenzkosten aufgeschlüsselt nach Technologie für Bestandsanlagen und Neuanlagenkohorten ab 2020, 2010-2035	32
Abbildung 3-6:	Struktur des Stromsteuer-Aufkommens nach Sektoren, 2021-2030	35
Abbildung 3-7:	Aufkommen des Energie- und Klimafonds (EKF), 2010-2021	39
Abbildung 4-1:	Mikrosimulationsmodell SEEK des Öko-Instituts	48
Abbildung 4-2:	Wärmeverbrauch nach Einkommensdezilen sowie Anteil Wärmeausgaben am Einkommen, 2018	52
Abbildung 4-3:	Kraftstoffverbrauch nach Einkommensdezilen sowie Anteil Kraftstoffausgaben am Einkommen, 2018	52
Abbildung 4-4:	Stromverbrauch für Geräte nach Einkommensdezilen sowie Anteil Stromausgaben am Einkommen, 2018	53
Abbildung 4-5:	Verteilungswirkungen der Reform pro Person, 2025	54
Abbildung 4-6:	Verteilungswirkungen der Reform pro Person sowie Nettoeffekte als Anteil des verfügbaren Einkommens, 2025	55
Abbildung 4-7:	Verteilungswirkungen der Reform im Jahr 2025, 50/50-Regelung der CO <sub>2</sub> -Kostenumlage für Mietende	60
Abbildung 5-1:	CO <sub>2</sub> -Bepreisung und die Finanzierung des Reformmodells für die Deckung der Differenzkosten des EEG, 2020-2030	64

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Projektion für installierte Leistung und Strommengen der wichtigsten erneuerbaren Energietechnologien, 2022-2035	28
Tabelle 3-2:	Projektion für die spezifische Kostenentwicklung der Stromerzeugung von Neuanlagen, 2022-2035	29
Tabelle 3-3:	Projektion für die Börsenstrompreise und Marktwertfaktoren, 2022-2035	30
Tabelle 3-4:	Energiesteuern, Infrastrukturfinanzierungsbeiträge und implizite CO <sub>2</sub> -Bepreisung über die Kraftstoffbesteuerung in Deutschland, 2018	37
Tabelle 3-5:	Implizite CO <sub>2</sub> -Bepreisung durch die Steuern auf Energieträger in Deutschland ohne und mit Berücksichtigung der Infrastrukturfinanzierung, 2021	38
Tabelle 3-6:	Finanzierung von Programmen mit einem Gesamtvolumen von mehr als 100 Mio. € aus dem EKF, 2021 (Soll)	40
Tabelle 3-7:	Finanzierung des Reformmodells für die Umfinanzierung der EEG-Umlage, 2022-2030	44
Tabelle 4-1:	Heiz- und Kraftstoffpreise für private Haushalte (inkl. MwSt.), 2025	50
Tabelle 4-2:	Strompreise für private Haushalte (inkl. MwSt.), 2025	50
Tabelle 4-3:	Investitionskosten Wärmepumpe, teilsaniertes Einfamilienhaus, 110 m <sup>2</sup>	51
Tabelle 4-4:	Beispielhaushalte	56
Tabelle 4-5:	Auswirkungen der Reform auf Beispielhaushalte, die zur Miete wohnen, 2025	57
Tabelle 4-6:	Auswirkungen der Reform auf Beispielhaushalte, die im Eigentum wohnen, 2025	59
Tabelle 4-7:	Auswirkungen der Reform im Jahr 2025 auf Beispielhaushalte, die zur Miete wohnen. 50/50-Regelung der CO <sub>2</sub> -Kostenumlage für Mietende	61
Tabelle A- 1:	Fahrleistungen und Zuordnung der Infrastrukturkosten in Deutschland, 2018	74
Tabelle A- 2:	Kraftstoff-Endenergieverbrauch sowie Aufkommen aus der Kfz-Steuer und der Lkw-Maut in Deutschland, 2018	74

## 1. Einleitung und Zielstellung

In der aktuellen politischen Debatte besteht ein weitgehender Konsens, dass sich die anspruchsvollen Klima- und Energiewendeziele Deutschlands nur mit einem Mix aus energie- und klimapolitischen Instrumenten erreichen lassen, in dem die Bepreisung von Treibhausgas- (THG-) bzw. Kohlendioxid- (CO<sub>2</sub>-) Emissionen einen sehr starken Beitrag leistet. Diesbezüglich spielt neben dem Emissionshandelssystem der Europäischen Union (*European Union Emissions Trading System* – EU ETS) und den dort bereits vollzogenen bzw. noch anstehenden Reformen vor allem die Einführung des Brennstoff-Emissionshandelssystems für Deutschland ab Januar 2021 und dessen Weiterentwicklung eine herausragende Rolle.

Der bisher im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) festgelegte Preispfad wird jedoch erkennbar nicht ausreichen, um den notwendigen Beitrag zur Erreichung der Emissionsminderungsziele für 2030 und die Folgejahre zu leisten. Die O<sub>2</sub>-Preise für die vom BEHG erfassten Emissionsquellen werden damit schneller angehoben werden müssen. Im Kontext der entsprechenden Anpassungen verstärkt sich die Frage, wie das Aufkommen aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten des BEHG verwendet werden kann. Denn im Bereich der CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumente ist nicht nur die Anreizwirkung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung relevant, sondern auch die Frage der Aufkommensverwendung. Diese hat zunächst vor allem gesellschafts- bzw. verteilungspolitische Facetten, aber auch die über die Verwendungsseite erzielbaren klima- und energiepolitischen Effekte sollten in den entsprechenden Einordnungen und Bewertungen nicht unberücksichtigt bleiben.

Somit entsteht zunächst die Frage, wie das mit weiteren Reformen des BEHG (wie auch anderer CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumente) verbundene Aufkommen so verwendet werden kann, dass Bürger\*innen und Wirtschaft insgesamt nicht zusätzlichen Belastungen ausgesetzt sind, die Reform also möglichst aufkommensneutral ausgestaltet wird. Darüber hinaus ist aber auch unbestritten, dass die umfassende Elektrifizierung vieler Bereiche, v.a. der Bereiche Verkehr und Wärme, eine Schlüsselstrategie für die Erzielung von Klimaneutralität ist. Auch spielt die Tatsache, dass vor allem die Haushaltsstrompreise in Deutschland aufgrund von Steuern, Abgaben und Umlagen zu den höchsten in Europa zählen, mit Blick auf eine mögliche Verwendung des Aufkommens aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung zur Entlastung der Stromkosten im politischen Diskurs eine zentrale Rolle.

In den Diskussionen um die möglichen Rückverteilungsansätze für das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden bisher, je nach Standpunkt bzw. Grundüberzeugung, oft nur einzelne Facetten der Rückverteilung in den Vordergrund gestellt. Ein umfassend durchgerechnetes Konzept, das die Gesamtheit des Aufkommens und der Verwendungen (einschließlich der bereits bestehenden), liegt jedoch bisher nicht vor. Mit der hier vorgelegten Untersuchung wird versucht, eine solche Analyse zu erstellen und die verschiedenen Aspekte (von der Finanzierungsbilanz bis zu Verteilungseffekten) einzuordnen und zu diskutieren.

Als Referenzmodell dafür dient eine Variante für den Einsatz der zusätzlich verfügbaren Mittel, in der die im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) entstehenden Differenzkosten nicht länger über eine Umlage auf eine Auswahl von Stromverbrauchern, sondern über das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung finanziert werden. Hierzu sind nicht nur die möglichen Finanzierungsbedarfe sowie das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-

Bepreisung abzuschätzen, sondern auch die anderen Finanzierungsströme auf der Einkommens- und Ausgabenseite im Blick zu behalten. Neben einer Spezifikation des Reformmodells sowie der detaillierten Beschreibung bzw. Einordnung der Finanzierungs- und Refinanzierungsoptionen werden auch die Verteilungseffekte des Modells adressiert. Gerade für den besonders sensitiven Bereich der privaten Haushalte ist es sinnvoll und notwendig als Vertiefung auch eine intrasektorale Verteilungsanalyse mit Blick auf die verschiedenen Einkommensgruppen anzustellen. Dabei liefert nicht nur die Bewertung der Verteilungseffekte des hier zugrunde gelegten Reformmodells, sondern auch ein orientierender Vergleich mit anderen diskutierten Rückverteilungsmodellen für das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung eine wichtige Grundlage für eine holistische Bewertung bzw. eine aufgeklärte Diskussion der unterschiedlichen Modelle.

Nach einer Diskussion und Spezifikation des hier untersuchten Reformmodells (Kapitel 2) erfolgt im Kapitel 3 eine detaillierte Analyse des zukünftig erwartbaren Aufkommens aus dem Brennstoff-Emissionshandelssystem für Deutschland (Kapitel 3.1) sowie des EU ETS (Kapitel 3.2). Dieser Aufkommensanalyse wird im Kapitel 3.3 eine Bedarfsanalyse aus Sicht der im Kontext des EEG abzudeckenden Differenzkosten gegenübergestellt. Ergänzt werden diese Detailuntersuchungen durch spezifische Analysen zum Aufkommen aus der Stromsteuer bzw. der potenziellen Umfinanzierungsbedarfe (Kapitel 3.4), der Situation im Bereich der impliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisung über die Heiz- und Kraftstoffsteuern (Kapitel 3.5) sowie die Finanzierungsbedarfe und -perspektiven für das Sondervermögen des Energie- und Klimafonds (EKF) im Bundeshaushalt, der sich derzeit aus den Einnahmen der direkten CO<sub>2</sub>-Bepreisung speist.

In einem Zwischenfazit (Kapitel 3.7) werden die einzelnen Analysen zusammengeführt, eine Gesamtbilanz des Reformvorschlags aus der Makroperspektive vorgestellt sowie eine intersektorale Verteilungsbilanz präsentiert.

Für den Bereich der privaten Haushalte schließt sich eine detaillierte und facettenreiche Analyse der intrasektoralen Verteilungswirkungen an (Kapitel 4). Betrachtet werden hier nicht nur Einkommensdezile (Kapitel 4.4.1) sondern auch exemplarische Haushalte (Kapitel 4.4.2) unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Reaktionsmöglichkeiten auf das Reformmodell sowie mit Blick auf die spezifische Situation im Mietbereich (Kapitel 4.4.3).

Im abschließenden Kapitel 5 werden die verschiedenen Erkenntnisse aus den Einzelanalysen zusammengeführt und zu Empfehlungen verdichtet.



## 2. Eckpunkte für die Reform von EEG-Umlage und Stromsteuer im Kontext der CO<sub>2</sub>-Bepreisung

Gegenstand der im Folgenden dargestellten Analysen ist eine Strukturreform zur Finanzierung der im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) entstehenden Differenzkosten. Als zentrale Mechanismen zur Gegenfinanzierung sollen dabei das 2021 eingeführte Brennstoff-Emissionshandelssystem für Deutschland sowie das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (*European Union Emissions Trading System – EU ETS*) zum Tragen kommen.

Als Referenzmodell für die unterschiedlichen Analysen dienen die folgenden Eckpunkte einer solchen Reform:

1. Der CO<sub>2</sub>-Preis im BEHG wird ab 2025 für die Preisbildung über den Handel mit Zertifikaten freigegeben.
2. Bereits ab 2023 wird der CO<sub>2</sub>-Preis dazu schrittweise stärker als bisher geplant angehoben, auf zunächst 60 €/t CO<sub>2</sub> in 2023 und 70 €/t CO<sub>2</sub> in 2024.
3. Die Einnahmen aus dem BEHG fließen wie bisher vollständig in den Energie- und Klimafonds.
4. Zur Entlastung von Bürgern und Wirtschaft wird im Gegenzug im Jahr 2025 die EEG-Umlage auf null gesenkt, indem die EEG-Kosten vollständig aus dem Energie- und Klimafonds finanziert werden. Diese Absenkung erfolgt in drei Stufen, in 2023 um ein Drittel, in 2024 um ein weiteres Drittel und ab 2025 schließlich auf null.
5. In den darauffolgenden Jahren sind durch das steigende Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung weitere Entlastungen möglich, z.B. durch eine schrittweise Senkung der Stromsteuer auf das europarechtlich zulässige Minimum.

Für eine solcherart ausgerichtete Reform stellt sich analytischer Klärungsbedarf auf mindestens vier Ebenen:

- Ist die Umfinanzierung der EEG-Umlage grundsätzlich ein sinnvoller Weg der Mittelverwendung?
- Wie hoch sind die Finanzierungsbedarfe für die anderweitige Deckung der Differenzkosten des EEG und wie verhalten sich diese zu dem erwartbaren Aufkommen aus den verschiedenen CO<sub>2</sub>-Bepreisungsmechanismen?
- In welchem Umfang ergeben sich Restriktionen bzw. Handlungsbedarfe aus der derzeitigen Verwendung bzw. der aktuell geplanten Verwendung des Aufkommens aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung (dies betrifft für Deutschland vor allem das Sondervermögen des Energie- und Klimafonds im Bundeshaushalt)?
- Welche Verteilungseffekte sind, v.a. im Bereich der privaten Haushalte, zu erwarten?

Die Fragen jenseits des zuerst genannten Themenkomplexes werden in den folgenden Kapiteln dieser Untersuchung detailliert behandelt, die Grundsatzfrage nach dem Für und Wider der Absenkung der EEG-Umlage aus dem Aufkommen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung soll jedoch an dieser Stelle näher diskutiert werden.

Eine Umfinanzierung der EEG-Umlage bewegt sich im Spannungsfeld verschiedener Betrachtungs- und Bewertungsperspektiven:

- Im Zuge der Transformation in Richtung Klimaneutralität werden strombasierte Energiewendetechnologien eine signifikante Rolle spielen müssen (Elektromobilität, Wärmepumpen, andere *Power-to-Heat*-Optionen etc.). Diese Optionen konkurrieren einerseits mit dem Bestand der mit fossilen Energien betriebenen Anlagen, andererseits aber teilweise auch mit anderen klimaneutralen Optionen (Wasserstoff- bzw. Wasserstoffderivate). Für die Marktgängigkeit im Vergleich zu den fossilen Optionen kann die CO<sub>2</sub>-Bepreisung einen wichtigen Beitrag leisten. Denn wenn die CO<sub>2</sub>-Bepreisung, aus welchen Gründen auch immer, erst im Zeitverlauf die notwendigen Niveaus erreichen kann, dann ist die Kostensenkung für die strombasierten Klimaschutzoptionen möglicherweise ein sinnvoller Ansatz zur schnellstmöglichen Auslösung der notwendigen Umstiegsinvestitionen. Dies gilt umso mehr, wenn zwischen der kostenseitigen Belastung durch z.B. Steuern, Abgaben und Umlagen für Strom einerseits und für andere klimaneutrale Energieträger (Wasserstoff und Wasserstoffderivate) andererseits erhebliche Unterschiede bestehen. Diese Asymmetrien und Unwuchten können zu starken Fehlanreizen sowie entsprechenden Folgen auch auf der Emissionsseite führen.
- Eine ähnliche Situation ergibt sich auch mit Blick auf die möglicherweise kommende Einführung zusätzlicher europäischer CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumente. Falls z.B. ein Emissionshandelssystem für die nicht vom EU ETS erfassten Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe eingeführt werden sollte, ergibt sich ein europaweiter Wettbewerb zwischen den verschiedenen Vermeidungsoptionen. Mit Blick auf die im europäischen Vergleich in vielen (wenn auch durchaus nicht allen) Bereichen in Deutschland sehr hohen Strompreise würden also aus ökonomischer Sicht die Emissionsvermeidungsinvestitionen stärker in den Regionen erfolgen, in denen das Verhältnis zwischen den Preisen für fossile Energieträger und Strompreisen sich günstiger darstellt als in Deutschland. Dies gilt auch und insbesondere mit Blick auf die zunehmende Konvergenz der CO<sub>2</sub>-Regulierung (EU ETS als wichtiger Mechanismus zur Dekarbonisierung des Stromsystems und ein anderweitiges System zur Emissionsregulierung im Bereich der fossilen Heiz- und Kraftstoffe), wenn sich also CO<sub>2</sub>-Preise europäisch angleichen und massive Preisunterschiede für Strom verbleiben.
- Eine Senkung bzw. Abschaffung der EEG-Umlage führt zunächst zu einer Verringerung der Stromkosten. Mit niedrigeren Stromkosten können jedoch auch die Anreize zur Minderung des Strombedarfs zurückgehen. Der Umfang der entsprechend erwartbaren Effekte ist jedoch mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, die hierzu vorliegende Literatur referiert in diesem Bereich extrem hohe Bandbreiten von Preiselastizitäten (vgl. DIW 2019a, KOF 2011). Diese sind teilweise auf den jeweils betrachteten Zeithorizont zurückzuführen (kurz- versus langfristige Preiselastizitäten), gleichzeitig können die bisher vorliegenden empirischen Studien aus methodischen Gründen sowie mit Blick auf die entsprechende Datenverfügbarkeit die strukturellen Effekte veränderter Technologieangebote (Elektromobilität, Wärmepumpen, perspektivisch auch Wasserstoff oder Wasserstoffderivate) nicht reflektieren. Die eher statischen Anreizeffekte im Bereich der Stromverwendung sind damit auch mit Blick auf die Effekte des

technischen Strukturwandels im Gesamtsystem sowie die in diesem Kontext mit Blick auf die Erwartungshaltungen ebenfalls relevanten Ankündigungseffekte einzuordnen.

- Mit der zunehmenden Bedeutung strombasierter Energiewendetechnologien wird der Druck auf die Schaffung immer weiterer Ausnahmetatbestände im Bereich der EEG-Umlage immer größer werden. Das umlagebasierte Finanzierungssystem des EEG könnte damit immer weiter erodieren und wegen der damit einhergehenden Verteilungseffekte immer stärker an politischer und gesellschaftlicher Akzeptanz verlieren.
- Nicht nur vor diesem Hintergrund spielen politische Erwägungen eine entscheidende Rolle für die Diskussionen um die Umfinanzierung der EEG-Umlage. Die massiven Steigerungen der EEG-Umlage und die damit entstandenen Diskussionen haben in den vergangenen Jahren die Energiewende teilweise in erheblichem Umfang behindert. Angesichts des im Lichte der neuen Klimaschutzziele für die Europäische Union und Deutschland entstehenden massiven Beschleunigungsbedarfs für Emissionsminderungen und Technologiewechselinvestitionen kann die Umfinanzierung der EEG-Umlage einen wichtigen Beitrag zur politischen und gesellschaftlichen Akzeptanzsteigerung leisten, sowie ein klares Signal zur Unterstützung strombasierter Energiewendetechnologien aussenden.

Vor allem gegen die akzeptanzorientierten Argumente für eine Umfinanzierung der EEG-Umlage kann jedoch auch eingewendet werden, dass anderweitige Rückverteilungsansätze hier ebenfalls zielführend sein können. Bei der Einordnung solcher Ansätze sind jedoch auch die folgenden Aspekte zu berücksichtigen:

- Als zentrale Alternative zu einer Rückverteilung des Aufkommens aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung wird oft die Zahlung einer Pro-Kopf-Prämie vorgeschlagen. Dieser Weg ist natürlich grundsätzlich denkbar und adressiert einige der o.g. Aspekte. Mit Blick auf die praktische Umsetzung ist jedoch vor allem auf zwei Themen hinzuweisen. Erstens liegt bisher kein praktikabler und auch rechtlich gangbarer Vorschlag für ein solches Modell vor. In Deutschland besteht bisher kein Beitrags- oder Erstattungsmodell, an das eine Pro-Kopf-Rückerstattung ohne Weiteres angekoppelt werden kann, es müsste also ein sehr weitgehend neues Rückverteilungssystem aufgebaut werden bzw. müssten verschiedene Systeme miteinander verkoppelt und abgeglichen werden. Zweitens wäre die Schaffung solcher Modelle mit möglicherweise erheblichen Transaktionskosten verbunden.<sup>1</sup>
- Die EEG-Umlage betrifft nicht nur die privaten Haushalte, sondern zu ganz wesentlichen Teilen auch den stromintensiven Dienstleistungssektor sowie die nicht unter die Befreiungstatbestände fallenden Teile der Industrie, vor allem im Bereich der klein- und mittelständigen Unternehmen. Rückverteilungsansätze für das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden diese Bereiche unter den

---

<sup>1</sup> Ein Beispiel hierfür ist der Verwaltungsaufwand für die Kindergeldzahlungen in Deutschland. Die Familienkasse der Bundesagentur für Arbeit (FamK 2021) weist in diesem Bereich Verwaltungskosten von 46,97 € pro Jahr je Berechtigten aus. Selbst wenn für Pro-Kopf-Rückerstattungen geringere Kosten für Nachweise, Kinderzuordnungen und Zahlungsverkehr veranschlagt werden, so ergäbe sich für die Auszahlung einer Pro-Kopf-Prämie bei 83 Mio. Einwohnern ein Verwaltungsaufwand von knapp 2 Mrd. € bei einem um 50% niedrigeren Satz als beim Kindergeld sowie von fast 1 Mrd. € bei einem Viertel der spezifischen Verwaltungskosten.

realen Umständen nicht ausklammern können. Praktikable Umsetzungsvorschläge für Deutschland hierzu liegen faktisch nicht vor. Eine ausgewogene Bewertung unterschiedlicher Modelle muss damit sowohl die intersektoralen als auch die intrasektoralen Verteilungseffekte in die Betrachtungen einbeziehen.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden ein Modell für die Reform der Finanzierung für die Differenzkosten des EEG untersucht, in dem die EEG-Umlage ab 2025 vollständig aus dem Aufkommen der CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumente BEHG und EU ETS finanziert wird. Der Zahlungsausgleich soll über das Sondervermögen des Energie- und Klimafonds (EKF) erfolgen, um die entsprechenden Vorteile der intertemporalen Flexibilitäten nutzen zu können. Naturgemäß bzw. im Sinne einer Gesamtbilanz müssen die bisher über den EKF finanzierten Programme ebenfalls in die Betrachtungen einbezogen werden.

In allen Untersuchungsschritten auf der Makro-Ebene wird der Versuch unternommen, eine möglichst vollständige Gesamtbilanz aufzustellen. Auf dieser Grundlage erfolgt dann eine Vertiefungsanalyse für den besonders sensitiven Bereich der privaten Haushalte.

### 3. Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung und Finanzierungsbedarf für die Reform

#### 3.1. Reform des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems und das entsprechende Aufkommen

Das im Dezember 2019 mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) beschlossene und ab Anfang 2021 wirksam gewordene nationale Brennstoff-Emissionshandelssystem ergänzt die Gesamtsystematik der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland für die nicht vom Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) erfassten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger. Das System erfasst dabei nicht nur die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den Sektoren Gebäude und Verkehr (ohne Flugverkehr, der dem BEHG nicht unterliegt), sondern auch einen Teil der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Industrie. Vor allem für den letztgenannten Bereich wird jedoch für die Jahre 2021 und 2022 eine Übergangsphase wirksam, in der, vor allem aus Gründen der Datenverfügbarkeit, nur die wichtigsten Standard-Brennstoffe vom BEHG erfasst werden.

Für die Jahre 2021 bis 2025 erfolgt die Preisbildung im BEHG nicht marktbasierend, die CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG werden in dieser Periode durch Festpreise fixiert. Die Freigabe der marktbasierenden Preisbildung ist nach derzeitiger Rechtslage ab dem Jahr 2026 vorgesehen, wobei für das erste Jahre der Preisfreigabe ein Preiskorridor zum Tragen kommt, über dessen Fortführung im Jahr 2025 entschieden werden soll.

An dieser Stelle soll explizit darauf hingewiesen werden, dass die Fixpreisphase einen zentralen rechtlichen Kritikpunkt mit Blick auf die verfassungsrechtliche Zulässigkeit des BEHG bildet. Mit der Vorziehung der Preisfreigabe auf das Jahr 2025 oder einen früheren Zeitpunkt kann so auch die rechtliche Angreifbarkeit des BEHG abgemildert werden.<sup>2</sup>

Die Abbildung 3-1 zeigt die den folgenden Analysen zugrunde liegende Projektion für die über das BEHG regulierten Emissionen:

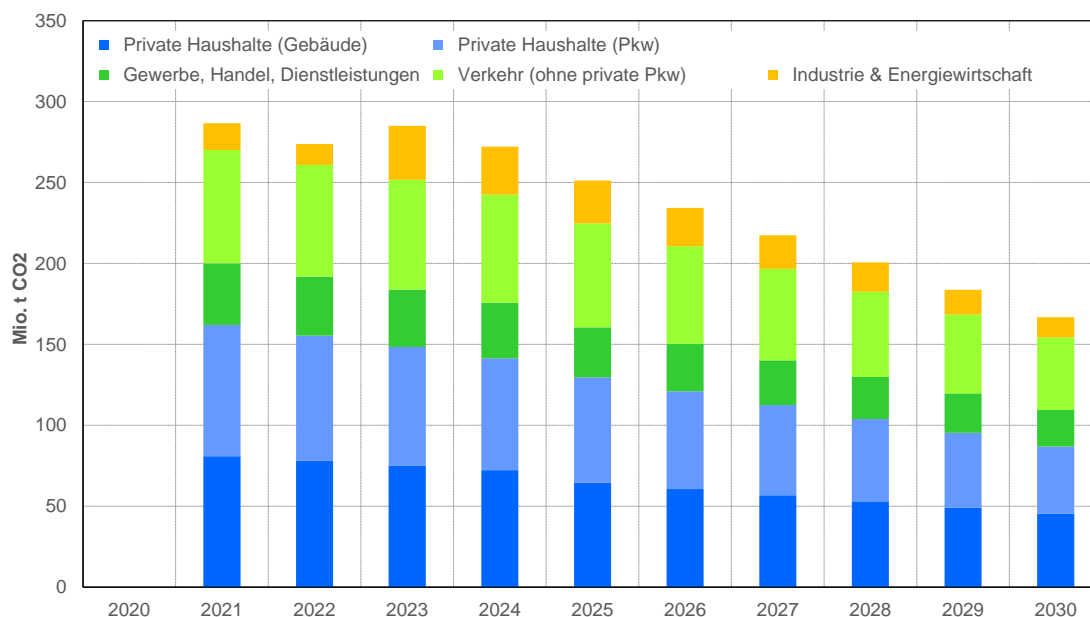
- die CO<sub>2</sub>-Emissionen der privaten Haushalte im Gebäudebereich werden vollständig vom BEHG erfasst und wurden auf Basis der Projektion in den Modellanalyse „Klimaneutrales Deutschland“ Prognos et al. 2020 ermittelt;
- die CO<sub>2</sub>-Emissionen der privaten Haushalte im Bereich der privaten Pkw wurden aus den Daten der o.g. Projektion ermittelt und entsprechend des aktuellen Anteils der privaten Pkw-Halter am Gesamtbestand abgegrenzt;
- die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen erfassen den Teil der Gebäude, die nicht den privaten Haushalten zugerechnet werden und den Bereich der Landwirtschaft, die wiederum auf Basis der Projektion „Klimaneutrales Deutschland“ fortgeschrieben wurden;
- die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Sektoren Industrie und Energiewirtschaft wurden aus einem Abgleich der entsprechenden Energiebilanz- bzw. Inventardaten mit den brennstoffspezifischen Emissionsdaten ermittelt, die vom EU ETS erfasst und entsprechend berichtet werden (DEHSt 2020), die Fortschreibung erfolgt auch hier auf Basis der Modellanalysen „Klimaneutrales Deutschland“;

---

<sup>2</sup> Vgl. zu dieser Diskussion Hennicke (2021), Klinski und Keymeier (2020), Wernsmann und Bering (2020), Wernsmann (2020) sowie BT (2019).

- der für 2021 und 2022 reduzierte Erfassungsbereich des BEHG wurde voll dem Bereich Industrie und Energiewirtschaft zugerechnet;
- die verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors (d.h. ohne Flugverkehr und private Pkw) wurden ebenfalls in der entsprechenden Dynamik der Projektion „Klimaneutrales Deutschland“ fortgeschrieben und betreffen ganz überwiegend den Lkw-Verkehr.

**Abbildung 3-1: Emissionsentwicklung der vom nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem (BEHG) erfassten Bereiche, 2021-2030**



Quelle: Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020), Berechnungen des Öko-Instituts

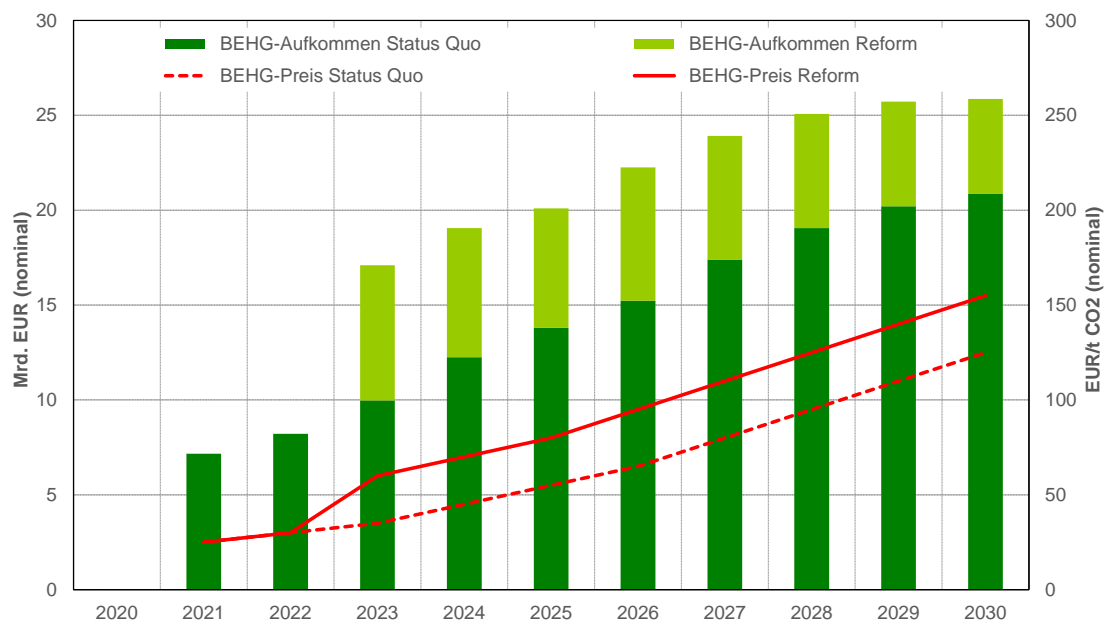
Die vom BEHG erfassten CO<sub>2</sub>-Emissionen liegen damit im Jahr 2021 bei 287 Mio. t, sinken wegen der Ausweitung des Anwendungsbereichs im Jahr 2023 nur leicht auf 285 Mio. t und gehen dann bis 2025 auf 251 Mio. zurück. Im Jahr 2030 liegt das vom BEHG regulierte Emissionsvolumen bei etwa 167 Mio. t CO<sub>2</sub>.

Die Emissionstrajektorien in den einzelnen Bereichen entwickeln sich jedoch teilweise sehr unterschiedlich:

- im Zeitraum 2021 bis 2025 gehen die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Gebäude im Bereich der privaten Haushalte um etwa 20% zurück und sinken bis 2030 um insgesamt etwa 44%;
- die CO<sub>2</sub>-Emissionen der von privaten Haltern betriebenen Pkw reduzieren sich bis 2025 ebenfalls um ca. 20%, sinken dann aber bis 2030 auf ein Niveau von fast 50% unter dem von 2021, zu wesentlichen Teilen getrieben durch den stetigen Zuwachs der elektrisch betriebenen Fahrzeuge;

- für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (inkl. Landwirtschaft) wird bis 2025 eine Emissionsminderung von 18,5% erreicht, bis 2030 ergibt sich eine Emissionsminderung von 40%;
- die vom BEHG regulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Industrie und der Energiewirtschaft sinken bis 2025 (bei Bereinigung des Ausgangsniveaus für 2021 um den o.g. reduzierten Erfassungsbereich) um 35% und bis 2030 dann um nahezu 70%;
- die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Verkehrssektors jenseits der privaten Pkw gehen bis 2025 um 8% zurück und sinken durch die deutliche Ausweitung der elektrisch betriebenen Lkw in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre um insgesamt 36%.

**Abbildung 3-2: CO<sub>2</sub>-Preise und Versteigerungsaufkommen im nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem (BEHG) in der Referenz- und der Reformvariante, 2021-2030**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die CO<sub>2</sub>-Preise im BEHG sind derzeit bis 2025 festgeschrieben, die entsprechenden Werte wurden mit der Novellierung des BEHG im Jahr 2020 im Vergleich zu den ursprünglich vorgesehenen Niveaus angehoben. Im Kontrast zu dieser Referenzvariante wurde für die folgende Untersuchung eine weitere Reformvariante untersucht<sup>3</sup>:

- für die Jahre 2021 und 2022 und bleiben die Festpreisniveaus mit Blick auf die Zeitfenster für eine entsprechende Umsetzung unverändert 25 bzw. 30 €/t CO<sub>2</sub>;

<sup>3</sup> Alle Preis-, Kosten- und Aufkommensangaben im Kapitel 3 sind, soweit nicht anders vermerkt, aus Gründen der Vergleichbarkeit in nominalen Größen angegeben. Im Gegensatz dazu erfolgen die Analysen im Kapitel 4 auf Basis realer Größen mit der Preisbasis 2019.

- für das Jahr 2023 wird der Festpreis von 35 auf 60 €/t CO<sub>2</sub> und für das Jahr 2024 von 45 auf 70 €/t CO<sub>2</sub> angehoben;
- in der Reformvariante wird die Preisbildung im Brennstoff-Emissionshandelssystem bereits im Jahr 2025 freigegeben, der entsprechende Preissteigerungseffekt wurde auf Basis früherer Untersuchungen (Öko-Institut; ISI; IREES 2020) auf 80 €/t CO<sub>2</sub> abgeschätzt, so dass im Vergleich zur Referenzvariante eine Preiserhöhung von 55 auf 80 €/t CO<sub>2</sub> entsteht<sup>4</sup>;
- für die Folgejahre wurde die Dynamik des Preisanstiegs (zu nominalen Preisen) auf der Basis der Wirkungsschätzungen zum Klimaschutzprogramm 2030 (Öko-Institut; ISI; IREES 2020) mit etwa 15 €/t CO<sub>2</sub> abgeschätzt.

Für das Jahr 2030 ergibt sich damit ein CO<sub>2</sub>-Preisniveau von 155 €/t CO<sub>2</sub> (zu nominalen Preisen) bzw. 125 €/t CO<sub>2</sub> zu konstanten Preisen von 2019.

Das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Rahmen des BEHG (Abbildung 3-2) steigt damit von etwa 7,2 Mrd. € im Jahr 2021 bis zum Jahr 2025 auf 13,8 Mrd. € in der Referenz- bzw. 20,1 Mrd. € in der Reformvariante. Für das Jahr 2030 wird in der Reformvariante über das BEHG ein Aufkommen von insgesamt etwa 25,8 Mrd. € (nominal) erzielt.

Das Aufkommen des BEHG wird analog zu den Emissionsstrukturen (Abbildung 3-1) ganz überwiegend von den privaten Haushalten (inkl. der privaten Pkw) sowie dem Dienstleistungssektor (inkl. der Transportdienstleistungsunternehmen) erbracht. Die Energiewirtschaft sowie die Industrie spielen diesbezüglich nur eine untergeordnete Rolle. Insgesamt verändern sich die Aufkommensstrukturen in der Dekade bis 2030 nur geringfügig.

### 3.2. Reform des Emissionshandelssystems der Europäischen Union und das Aufkommen aus dem EU ETS für Deutschland

Im Rahmen des 2005 eingeführten EU ETS werden seit 2008 für Deutschland und seit 2013 für die gesamte EU größere Mengen an Emissionsberechtigungen versteigert. Die Mengen der versteigerten Emissionsberechtigungen, die Preisniveaus, aber auch die Verteilungsschlüssel des Auktionierungsaufkommens haben sich im Zeitverlauf deutlich verändert. Das für Deutschland entstehende Einkommen ergibt sich aktuell aus den folgenden Faktoren:

- die Zahl der für die EU insgesamt versteigerten Emissionsberechtigungen ergibt sich aus einem Mindestanteil der insgesamt zur Verfügung stehenden Zertifikate (Cap) abzüglich der im Rahmen der Marktstabilitätsreserve (MSR) nicht zur Versteigerung kommenden und in die MSR überführten Mengen an Emissionsberechtigungen (zu den Details vgl. Öko-Institut 2021b);
- die Emissionsberechtigungen werden über verschiedene und mit relativ hoher Frequenz durchgeführte Auktionen in den Markt gebracht und decken vor allem

<sup>4</sup> Diese Preistrajektorie unterstellt, dass die Emissionsminderungen in den vom BEHG erfassten Bereichen durch einen umfassenden *Policy-Mix* und nicht nur über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung umgesetzt werden. Sie repräsentiert so auch die Möglichkeit, dass die Bildung der CO<sub>2</sub>-Preise zwar grundsätzlich am Markt erfolgt, jedoch durch Preiskorridore o.ä. Mechanismen begrenzt wird. Diese Einordnung erklärt die deutlichen Unterschiede zu Preisabschätzungen, die sehr weitgehend auf die Emissionsminderungswirkungen des ETS abstellen (vgl. z.B. r2b 2021).



den Bedarf der Stromerzeugungsunternehmen ab, die seit 2013 keine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen mehr erhalten, es bildet sich ein robuster EU-weiter Preis;

- die zur Versteigerung kommenden Zertifikatsmengen sind Gegenstand unterschiedlicher Umverteilungsmechanismen (Solidaritätsmechanismus, Innovationsfonds, Modernisierungsfonds) und werden den einzelnen Staaten auf Basis eines rechtlich festgelegten Schlüssels zugewiesen, für Deutschland beträgt dieser Anteil für den Zeitraum von 2021 bis 2030 22,3 % für den Teil der für stationäre Anlagen versteigerten Emissionsberechtigungen sowie 18,9% der für den Flugverkehr versteigerten Zertifikate (EC 2020a).

Der EU ETS wird im Rahmen des *European Green Deals* (EC 2019) bzw. des entsprechenden *Fit-for-55*-Gesetzgebungspakets der EU nochmals einer Novellierung unterliegen. Die entsprechenden Vorschläge für die diversen Einzelregelungen liegen noch nicht vor und werden Gegenstand eines längeren politischen Aushandlungsprozesses zwischen der Kommission, dem Europäischen Parlament und den Mitgliedstaaten sein. Für die hier angestellten Analysen wurde das folgende Reformpaket unterstellt (zur Bedeutung der einzelnen Stellgrößen bzw. zur detaillierten Einordnung der verschiedenen Parameter vgl. Öko-Institut 2021b):

- die Cap das EU wird so angepasst, dass die 2030 im Jahr in den Markt gebrachten Zertifikate einer Emissionsminderung der vom EU ETS erfassten Anlagen von 65% unter dem Basisniveau von 2005 entsprechen;
- diese Anpassung wird durch eine Anpassung des Linearen Reduktionsfaktors (der die jährliche Kontraktion des Caps beschreibt) von derzeit 2,2% auf 4,35% ab 2026 sowie eine einmalige Anpassung des Cap-Niveaus (*Rebasing*) von 250 Mio. Zertifikaten umgesetzt;
- die Marktstabilitätsreserve bleibt bestehen, die Schwellwerte für die Überführung von Überschuss-Zertifikaten in die MSR sowie die Freigabe von Zertifikaten aus der MSR werden in der Dynamik der Cap angepasst;
- alle anderen Regelungen bleiben unverändert.

Die Modellierung dieser Parameter für die Novellierung des EU ETS wurde mit dem Modell *MSRCalc-dyn* des Öko-Instituts durchgeführt. Auf EU-Ebene kann danach im Jahr 2025 die Versteigerung von insgesamt 365 Mio. Emissionsberechtigungen des EU ETS (*European Emission Allowances* – EUA) erwartet werden, bis zum Jahr 2030 sinkt dieser Wert als Ergebnis der komplexen Wechselwirkungen zwischen Cap und MSR auf etwa 260 Mio. EUA.<sup>5</sup>

In die Versteigerungen für Deutschland kommen davon Anteile von 81 Mio. EUA im Jahr 2025 sowie 58 Mio. EUA im Jahr 2030.

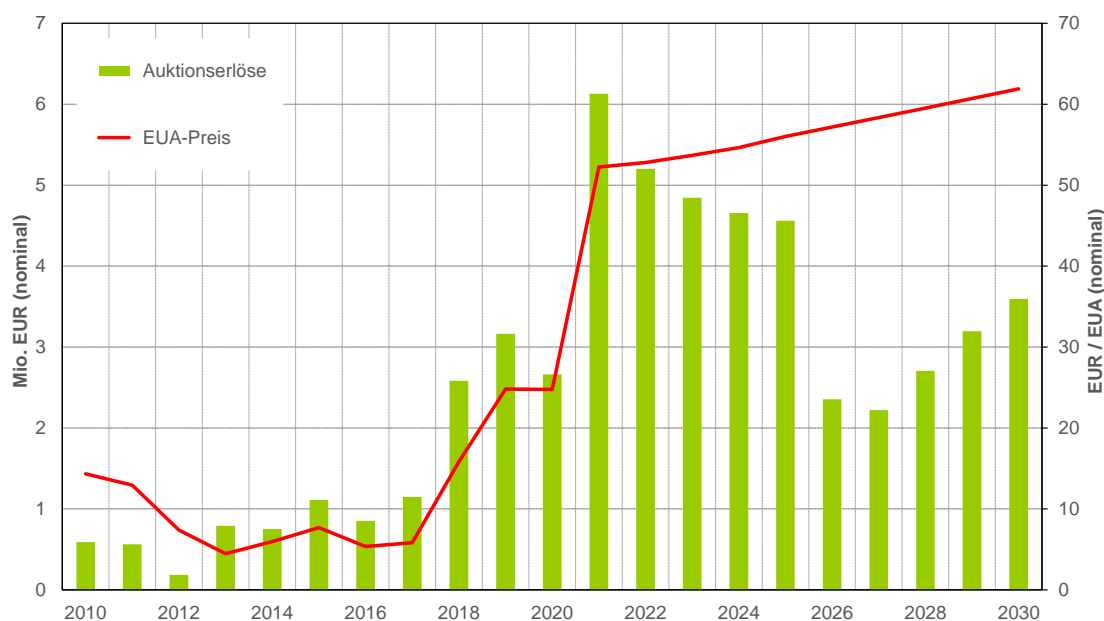
Die Abbildung 3-3 zeigt die historische Entwicklung des Aufkommens aus den Versteigerungen von Emissionsberechtigungen des EU ETS für Deutschland und die entsprechende Projektion. Die Übersicht macht den großen Einfluss der seit 2018 massiv gestiegenen Zertifikatspreise deutlich, die derzeit am Emissionshandelsmarkt gehandelten

<sup>5</sup> Neben den Emissionsberechtigungen für den stationären Bereich des EU ETS werden auch noch Emissionsberechtigungen für den vom EU ETS erfassten Flugverkehr (*European Aviation Allowances* – EUAA) versteigert, angesichts der nach den bisherigen Regelungen sehr geringen Mengen (ca. 5 Mio. EUAA p.a.) werden diese Versteigerungen hier nicht weiter berücksichtigt.

Terminkontrakte mit Preisen für die Lieferung im Jahr 2029 entsprechen (auf nominaler Basis) etwa den Preisniveaus, die auch in der Modellanalyse „Klimaneutrales Deutschland“ unterlegt wurden.<sup>6</sup>

Für das Jahr 2025 ergibt sich damit für Deutschland ein jährliches Versteigerungsaufkommen von ca. 4,6 Mrd. €, das im Jahr 2026 im Zuge des Rebasing auf 2,4 Mrd. € zurückgeht und dann bis 2030 wieder auf etwa 3,6 Mrd. € ansteigt. Für das Jahr 2021 kann mit hoher Wahrscheinlichkeit und einem Niveau von ca. 6 Mrd. € das im Zeitverlauf höchste Aufkommen aus den Versteigerungen im EU ETS erwartet werden.

**Abbildung 3-3: CO<sub>2</sub>-Preise und Versteigerungsaufkommen für Deutschland im Emissionshandelssystem der EU (EU ETS), 2010-2030**



Quelle: (DEHSt) ((2010); (2011); (2012); (2021a)); European Energy Exchange (EEX), Berechnungen des Öko-Instituts

Das Aufkommen aus den Versteigerungen des EU ETS wird letztlich vor allem über die Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Kosten auf den Strommärkten erzeugt. Die Wechselwirkungen hier sind komplex, in grober Abschätzung verteilt sich die Aufkommensstruktur relativ gleichmäßig auf die Sektoren private Haushalte, Dienstleistungen und Industrie. Im Zeitverlauf ergeben sich einige Veränderungen durch das Vordringen der Elektromobilität, im Kontext der gesamten Stromanwendungen bleiben die entsprechenden strukturellen Veränderungen im Verlauf der 2020er Jahre jedoch sehr gering.

<sup>6</sup> Unter Maßgabe einer Inflation von zukünftig 2% p.a. entspricht das gezeigte nominale Preisniveau von 60,7 €/EUA einem Wert von ca. 50 €/EUA zu Preisen von 2019. In der Modellanalyse von Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020) entspricht werden für diesen Zeitpunkt 52 €/EUA unterstellt. Für das Jahr 2025 ergeben sich größere Abweichungen (50 versus 35 €/EUA), mit Blick auf den hier adressierten Untersuchungsgegenstand ist der Bezug auf aktuell gemessene Marktdaten (56 €/EUA nominal bzw. 50 €/EUA zu Preisen von 2019) angemessen.

### 3.3. Die Entwicklung der Differenzkosten und der Umlage sowie der Umfinanzierungsbedarf für das Erneuerbare-Energien-Gesetz

Mit der EEG-Umlage werden die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher\*innen verteilt. Diese auf den Verbrauch umgelegten Kosten ergeben sich dabei aus der Differenz zwischen den Beträgen, die die Anlagenbetreiber\*innen für ihre Stromspeisung insgesamt erhalten, und dem am Strommarkt erzielbaren Erlös für den eingespeisten Strom. Diese sogenannten Differenzkosten stellen das Finanzierungsvolumen dar, das jenseits der Strommarkterlöse für den Ausbau der erneuerbaren Energien notwendig ist. Eine Prognose für die Entwicklung dieser Differenzkosten ist daher sowohl von Faktoren abhängig, die die Entwicklung der erneuerbaren Energien selbst betreffen, wie dem angenommenen Ausbaupfad oder der zukünftigen Kostenentwicklung der einzelnen Technologien, als auch von Parametern, die die möglichen Erlöse am Strommarkt beeinflussen.

Im Folgenden werden die für die Berechnung der Differenzkosten und der angenommenen Inputparameter im Einzelnen dargestellt:

Für die Entwicklung der erneuerbaren Energien wurde für Windkraft- und Solaranlagen ein ambitionierter Ausbaupfad unterstellt, wie er auch in Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut 2020 modelliert wurde. Die installierten Leistungen und Strommengen der wichtigsten erneuerbaren Energietechnologien sind in Tabelle 3-1 dargestellt.

Damit ergibt sich insbesondere für Solarenergie bereits im Jahr 2025 eine installierte Leistung von 91 GW. Dies erfordert mit der hinterlegten Altersstruktur der Bestandsanlagen und einer angenommenen Betriebsdauer von durchschnittlich 25 Jahren einen erheblich gesteigerten Bruttozubau von 6 bis 10 GW pro Jahr in den kommenden Jahren. Einen Zubau in dieser Größenordnung (8 GW) gab es zuletzt 2012, seitdem bewegt sich der Zubau zwischen 1 und knapp 5 GW. Im Jahr 2030 sind in diesem Szenario bereits Solaranlagen mit einer elektrischen Leistung von 150 GW installiert, dies erfordert einen jährlichen Bruttozubau von 10 bis 13 GW im Zeitraum von 2025 bis 2030. Bis 2035 werden jährlich 14 GW zugebaut, so dass die installierte Leistung im Jahr 2035 auf 211 GW steigt. Die Solarenergie ist damit die erneuerbare Technologie mit der höchsten installierten Leistung. Die Stromerzeugung aus Solaranlagen beträgt 84 TWh im Jahr 2025, 136 TWh im Jahr 2030 und 189 TWh im Jahr 2035.<sup>7</sup>

Die installierte Leistung der Windkraftanlagen an Land liegt im Jahr 2025 bei 65 GW. Dies erfordert vor dem Hintergrund der Bestandsanlagenstruktur und einer angenommenen durchschnittlichen Betriebsdauer von 22 Jahren einen jährlichen Bruttozubau in der Größenordnung von 3-5 GW bis 2025. Ab 2025 findet ein jährlicher Bruttozubau von ca. 5 GW statt, so dass im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 80 GW und im Jahr 2035 eine Leistung von 94 GW erreicht wird. Die Stromerzeugung steigt auf 129 TWh im Jahr 2025, 166 TWh im Jahr 2030 und 198 TWh im Jahr 2035. Damit liefern Windenergieanlagen an Land den größten Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> Die Stromerzeugung aus Solarenergie liegt hier etwas unter den Angaben bei Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020). Grund dafür ist das hier verwendete kohortenscharfe Datengerüst, in dem die Altersstruktur der Bestandsanlagen im Abgleich mit historischen Stromerzeugungsstatistiken sowie die Effekte von unterjährigem Zubau Berücksichtigung finden.

<sup>8</sup> Die Stromerzeugung aus Wind an Land liegt hier etwas über den Angaben bei Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020). Grund dafür sind etwas höhere Vollaststundenannahmen auf Basis des hier verwendeten kohortenscharfen Datengerüsts im Abgleich mit historischen Stromerzeugungsstatistiken.

Die Windenergie auf See erreicht im Jahr 2025 eine installierte Leistung von 11 GW, was der erwartbaren Leistung vor dem Hintergrund der zur Zeit in Planung und Bau befindlichen Projekte entspricht.<sup>9</sup> Zwischen 2025 und 2030 wird die Leistung auf 25 GW mehr als verdoppelt und liegt damit über dem Ziel der Bundesregierung für die Offshore-Windenergie von 20 GW. Dazu ist ein jährlicher Bruttozubau von ca. 1 bis 4 GW nötig, so dass die Jahre zwischen 2025 und 2030 die Phase mit dem schnellsten Ausbau darstellen. Im Jahr 2035 steigt die Leistung von Offshore-Windkraftanlagen auf 36 GW an, was einen jährlichen Bruttozubau von gut 2 GW in den Jahren davor erforderlich macht. Die Stromerzeugung steigt von 46 TWh im Jahr 2025 über 102 TWh im Jahr 2030 auf 156 TWh im Jahr 2035.<sup>10</sup>

Biomasseanlagen spielen in dem hier betrachteten Szenario nur eine untergeordnete Rolle im Stromsektor. Ihre Leistung sinkt auf 5 GW im Jahr 2035, was mit einer Stromproduktion von dann noch 20 TWh einhergeht.

**Tabelle 3-1: Projektion für installierte Leistung und Strommengen der wichtigsten erneuerbaren Energietechnologien, 2022-2035**

	Installierte Leistung				Strommengen			
	Wind an Land	Wind auf See	Solar-energie	Biomasse	Wind an Land	Wind auf See	Solar-energie	Biomasse
	GW				TWh			
<b>2022</b>	55,1	9,7	64,7	9,2	110	41	62	50
<b>2023</b>	58,4	10,0	72,2	9,1	115	42	68	50
<b>2024</b>	62,8	10,4	80,7	9,1	123	44	76	50
<b>2025</b>	64,7	11,0	90,7	8,9	129	46	84	48
<b>2026</b>	66,8	12,0	102,1	8,3	135	50	93	45
<b>2027</b>	69,9	14,0	114,0	7,5	142	57	104	41
<b>2028</b>	73,2	17,0	125,9	7,0	150	68	115	37
<b>2029</b>	76,5	21,0	138,0	6,7	157	84	125	36
<b>2030</b>	80,4	25,0	150,5	6,3	166	102	136	33
<b>2031</b>	84,7	27,3	163,6	5,7	176	116	147	29
<b>2032</b>	86,4	29,6	176,7	4,8	181	126	159	22
<b>2033</b>	89,5	31,9	189,5	4,9	188	136	170	22
<b>2034</b>	92,0	34,1	201,5	4,9	194	146	181	21
<b>2035</b>	94,1	36,3	211,1	4,7	198	156	189	20

Quelle: Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020), Berechnungen des Öko-Instituts

Mit den dargestellten Strommengen und den spezifischen Erzeugungskosten für jede Technologie ergeben sich die Gesamtkosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Wie sich die spezifischen Kosten genau entwickeln werden, ist naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. Die hier getroffenen Annahmen sind in Tabelle 3-2 in Form des anzulegenden Werts dargestellt.

<sup>9</sup> Im Detail vgl. hierzu Deutsche Windguard (2021).

<sup>10</sup> Die Stromerzeugung aus Wind auf See liegt hier etwas über den Angaben bei Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020). Grund dafür sind etwas höhere Vollaststundenannahmen auf Basis des hier verwendeten kohortenscharfen Datengerüsts im Abgleich mit historischen Stromerzeugungsstatistiken.

Für neue Windenergieanlagen an Land wird ein linearer Rückgang des durchschnittlichen anzulegenden Werts von heute knapp 7 ct/kWh auf 4,4 ct/kWh im Jahr 2035 angenommen.<sup>11</sup>

Für den Neubau von Solaranlagen wird eine Reduzierung des anzulegenden Werts auf 4,5 ct/kWh im Jahr 2035 angesetzt. Dieser setzt sich aus den durchschnittlichen gesetzlich festgelegten Vergütungen bzw. Marktprämien für kleine Anlagen und der angenommenen Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse für große Solaranlagen zusammen.<sup>12</sup>

Biomasse ist die teuerste der hier dargestellten Technologien, ihre spezifischen Vergütungssätze setzen sich ebenfalls aus unterschiedlichen Vergütungssätzen für unterschiedliche Anlagentypen zusammen. Im Ergebnis ergeben sich im Jahr 2035 noch gut 13 ct/kWh für eingespeisten Strom aus Biomasseanlagen.

Für Wind auf See werden 0 ct/kWh für Neuanlagen angenommen, was die Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Windkraftanlagen auf See 2017 abbildet. Selbst wenn hier in Zukunft, wie in der zweiten Ausschreibung 2018, anzulegende Werte größer Null anfallen würden, wird hier angenommen, dass diese unter den am Strommarkt realisierbaren Erlösen liegen würden. Neue Offshore-Windkraftanlagen können mit den hier zugrunde gelegten, ausreichend hohen Strompreisen also ihre spezifischen Kosten komplett am Strommarkt erwirtschaften, so dass keine darüber hinausgehenden Differenzkosten anfallen.

**Tabelle 3-2: Projektion für die spezifische Kostenentwicklung der Stromerzeugung von Neuanlagen, 2022-2035**

	Anzulegender Wert			
	Wind an Land	Wind auf See	Solar-energie	Biomasse
	ct/kWh (nominal)			
<b>2022</b>	6,8	0,0	5,4	20,3
<b>2023</b>	6,6	0,0	5,0	20,1
<b>2024</b>	6,4	0,0	4,9	19,9
<b>2025</b>	6,3	0,0	4,9	14,4
<b>2026</b>	6,1	0,0	4,9	14,2
<b>2027</b>	5,9	0,0	4,8	14,1
<b>2028</b>	5,7	0,0	4,8	14,0
<b>2029</b>	5,5	0,0	4,7	13,8
<b>2030</b>	5,3	0,0	4,7	13,7
<b>2031</b>	5,2	0,0	4,7	13,6
<b>2032</b>	5,0	0,0	4,6	13,4
<b>2033</b>	4,8	0,0	4,6	13,3
<b>2034</b>	4,6	0,0	4,5	13,2
<b>2035</b>	4,4	0,0	4,5	13,1

Quelle: Annahmen und Berechnungen des Öko-Instituts

<sup>11</sup> Dies ergibt sich aus der Annahme eines Zuschlagswerts für den Referenzstandort von 3,5 ct/kWh in Kombination mit einem durchschnittlichen Gütefaktor von 80%, der mit einem Korrekturfaktor von 1,16 einhergeht.

<sup>12</sup> Der anzulegende Wert für Anlagen in den Ausschreibungen ab 750 kWp sinkt mit den hier getroffenen Annahmen bis 2035 auf 4 ct/kWh. Kleinere Anlagen erhalten einen gesetzlich festgelegten Vergütungssatz, der bis 2035 auf durchschnittlich 5 ct/kWh sinkt.

Der Parameter mit der größten Wirkung auf die Differenzkosten ist der für die Zukunft angenommene Börsenstrompreis. Je höher der Strompreis ist, desto höher sind auch die Einnahmen für den erneuerbaren Strom, und desto niedriger fallen die Differenzkosten aus. In Tabelle 3-3 sind die hier für die Jahre 2022 bis 2035 angesetzten Strompreise dargestellt. Bis 2027 wurden dabei die monatsdurchschnittlichen Mittelwerte für die Base-Future-Preise an der EEX mit Stand von Februar 2021 zugrunde gelegt. Mit Preisen von ca. 50 € / MWh oder mehr liegt die Preisprojektion deutlich über den Strompreisen der letzten Jahre. Zum Vergleich: Noch für die aktuell gültige EEG-Umlageberechnung des Jahres 2021 hatten die Übertragungsnetzbetreiber einen Strompreis von knapp 41 € / MWh (basierend auf den damaligen Future-Preisen) angenommen.

Ein mit dem Strompreis zusammenwirkender Parameter ist der Marktwertfaktor einer erneuerbaren Technologie. Er beschreibt das Verhältnis des Strompreises, den die Anlagen in den Stunden, in denen sie tatsächlich produzieren, erlösen können, zum jahresdurchschnittlichen Strompreis. Da in den Stunden mit hoher erneuerbarer Stromeinspeisung der Strompreis tendenziell niedriger liegt als im Durchschnitt, sind die Marktwertfaktoren typischerweise kleiner als 1. Tabelle 3-3 zeigt auch die hier angenommene Entwicklung der Marktwertfaktoren für Wind an Land, Wind auf See und Solarenergie.

**Tabelle 3-3: Projektion für die Börsenstrompreise und Marktwertfaktoren, 2022-2035**

	Börsenstrompreis €/MWh (nominal)	Marktwertfaktoren		
		Wind an Land	Wind auf See	Solarenergie
2022	52,3	93%	95%	91%
2023	52,3	93%	95%	90%
2024	49,8	92%	95%	87%
2025	48,7	91%	94%	85%
2026	49,0	89%	93%	79%
2027	49,4	89%	93%	77%
2028	49,8	88%	92%	73%
2029	50,1	86%	91%	70%
2030	50,5	87%	91%	68%
2031	50,9	86%	90%	65%
2032	51,3	86%	89%	62%
2033	51,7	86%	89%	59%
2034	52,1	85%	88%	57%
2035	52,4	85%	88%	58%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts, Börsenstrompreis: bis 2027 Futures der EEX, ab 2028 eigene Berechnungen auf Basis von CO<sub>2</sub>-Preis-Annahmen, Marktwertfaktoren: Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020)

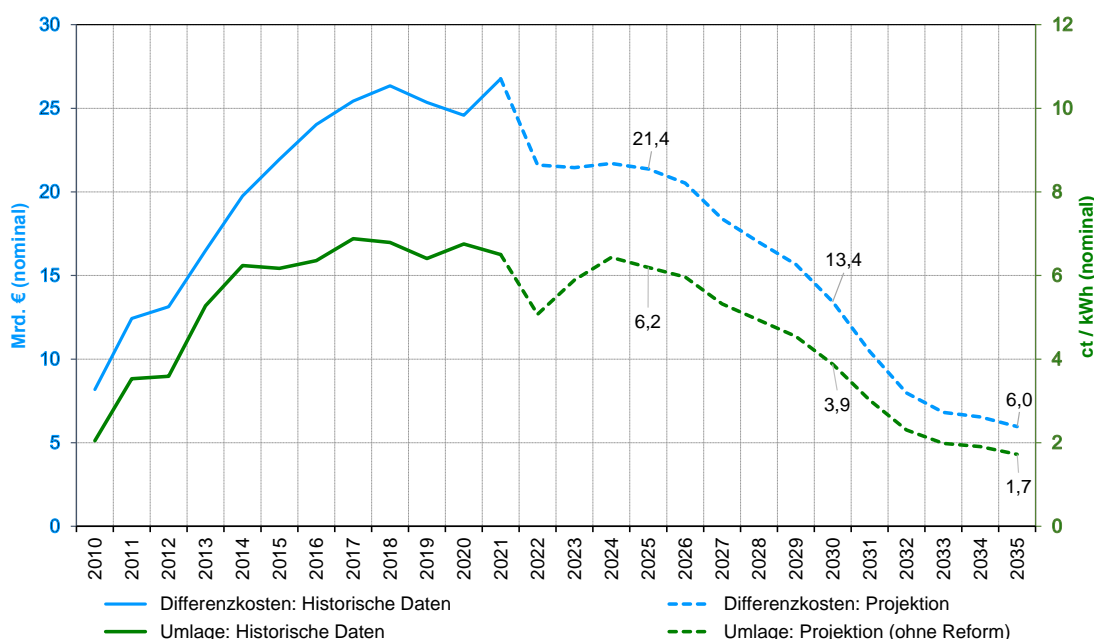
Mit den dargestellten Inputparametern ergibt sich schließlich die im Folgenden dargestellte Entwicklung der Differenzkosten.

Abbildung 3-4 zeigt für die Jahre 2010 bis 2021 die historische Entwicklung der Differenzkosten und eine Projektion für den Zeitraum 2022 bis 2035. Seit 2010 sind die Differenzkosten zunächst steig angestiegen. In den Jahren 2017 bis 2021 lagen die Differenzkosten auf einem Niveau von ca. 25 bis 27 Mrd. €. In der hier angenommenen Projektion sinken die Differenzkosten schon 2022 deutlich auf knapp 22 Mrd. €, sinken dann

von 2025 bis 2030 weiter von 21,4 Mrd. € auf 13,4 Mrd. €, und reduzieren sich bis 2035 auf 6 Mrd. €.

Der aktuell beobachtbare Anstieg der Strompreise führt zu dem auf den ersten Blick erstaunlichen Sprung der Differenzkosten im Jahr 2022 nach unten. Würde man die knapp 41 €/MWh aus der aktuellen EEG-Umlageberechnung fortschreiben, würden sich im Jahr 2022 24,2 Mrd. € Differenzkosten ergeben, also eine ähnliche Größenordnung wie 2020. Auch in den Folgejahren lägen die Differenzkosten dann um durchschnittlich ca. 2,3 Mrd. € höher als hier angenommen.

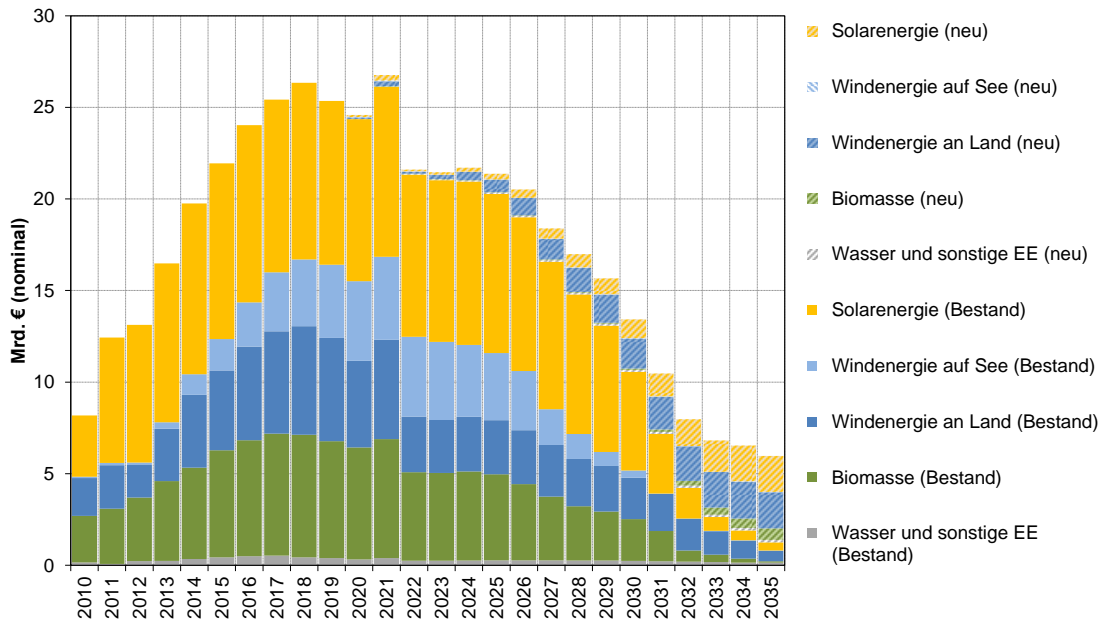
**Abbildung 3-4: Historische und für den Referenzfall projizierte Entwicklung der Differenzkosten und der EEG-Umlage, 2010-2035**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Abbildung 3-5 zeigt die ermittelten Differenzkosten aus einer differenzierteren Perspektive, nunmehr aufgeschlüsselt nach verschiedenen Technologien. Neue Kohorten mit Inbetriebnahmehjahr 2020 oder später sind schraffiert dargestellt. Diese Darstellung zeigt, dass die Bestandsanlagen den Großteil der Differenzkosten ausmachen. Langfristig sinken die Differenzkosten insgesamt, weil die Bestandsanlagen nach und nach außer Betrieb gehen und die Differenzkosten für neue Anlagen auch bei einem ambitionierten Zubau, wie hier angenommen, deutlich niedriger ausfallen als für den Bestand. Grund dafür ist die bereits in der Vergangenheit beobachtbare und sich noch fortsetzende deutliche Kostenreduzierung für die großen erneuerbaren Energietechnologien.

**Abbildung 3-5: Differenzkosten aufgeschlüsselt nach Technologie für Bestandsanlagen und Neuanlagenkohorten ab 2020, 2010-2035**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Um aus den Differenzkosten im nächsten Schritt die EEG-Umlage zu berechnen, sind weitere Annahmen notwendig.

Die insgesamt aufzubringenden Kosten werden auf den Letztverbrauch verteilt, wobei unterschiedliche Verbrauchsgruppen unterschiedlich stark belastet bzw. privilegiert werden. Es sind also sowohl Annahmen zur weiteren Entwicklung des Stromverbrauchs zu treffen, als auch Annahmen zu den zukünftigen Privilegierungsregelungen für verschiedene Verbrauchsgruppen. Durch Sektorenkopplung und die Herstellung von Wasserstoff werden voraussichtlich neue Verbrauchsgruppen hinzukommen oder stark wachsen, für die zumindest teilweise unklar ist, wie und in welchem Umfang sie von den unterschiedlichen Privilegierungstatbeständen erfasst werden. Als hypothetische Setzung wurde hier das Szenario Referenz aus der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber<sup>13</sup> bis 2024 angesetzt und mit steigender Tendenz bis 2035 in Anlehnung an Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020) fortgeschrieben. Auch die strukturellen Annahmen zu Privilegierung und Eigenverbrauchsentwicklung wurden aus der Mittelfristprognose übernommen und fortgeschrieben. Für die Eigenverbrauchsquote bei Solaranlagen wurde ein Anstieg auf 60% im Jahr 2035 angenommen.

Ein weiterer Effekt bei der Berechnung der EEG-Umlage aus den Differenzkosten entsteht aus der Rolle des EEG-Kontos, das die Übertragungsnetzbetreiber führen, und über das alle Einnahmen und Ausgaben rechnerisch laufen. Bei der Vorausberechnung der EEG-Umlage für das folgende Jahr, die zu Oktober erfolgt, wird der aktuelle Kontostand einbezogen. Dieser ergibt sich aus der gesamten Historie der Einnahmen und Ausgaben der vergangenen Jahre bis zu diesem Zeitpunkt. Wenn beispielsweise in einem Jahr die Einnahmen aus Stromerlösen und Umlagezahlungen nicht ausreichen, um

<sup>13</sup> Vgl. hierzu ISI (2021).



die Ausgaben zu decken, wird der Kontostand negativ. Bei der Berechnung der EEG-Umlage für das Folgejahr wird dieses Defizit eingepreist und wirkt sich in Form einer nachholend steigenden EEG-Umlage aus. Andersherum führt ein positiver Kontostand durch einen Einnahmenüberschuss dazu, dass die EEG-Umlage im nächsten Jahr um den entsprechenden Betrag niedriger ausfallen kann. Zusätzlich wurde als Sicherheitspuffer die sogenannte Liquiditätsreserve eingeführt, die den Effekt von unterschätzten Kosten und dadurch entstehenden stark negativen Kontoständen durch einen pauschal erhobenen, prozentual berechneten Zusatzbetrag wieder kompensieren sollte.

Mit diesen Positionen werden also entweder in der Vergangenheit aufgetretene Kosten nachgeholt oder in der Zukunft anfallende Kosten bereits vorweggenommen. Diese zeitlichen Verschiebungseffekte erklären das Auseinanderlaufen von Differenzkosten und EEG-Umlage in den vergangenen Jahren, das in Abbildung 3-4 erkennbar ist.

Eine neue Position, die sich auf den Kontostand und damit die EEG-Umlage auswirkt, ist der Zuschuss aus dem Bundeshaushalt. Im Sommer 2020 beschloss die Bundesregierung im Rahmen des coronabedingten Konjunkturpakets, die EEG-Umlage im Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh zu begrenzen und die dafür erforderlichen Mittel von 10,8 Mrd. € über den Energie- und Klimafonds (EKF) zur Verfügung zu stellen. Mit dieser Intervention wurde der im Herbst 2020 negative Kontostand von 4 Mrd. € mehr als kompensiert, so dass die Umlage 2021 sinken konnte, obwohl die Differenzkosten im gleichen Jahr stiegen, wie in Abbildung 3-4 deutlich wird.

Bei der hier dargestellten Berechnung der EEG-Umlage entsteht durch die Höhe des Zuschusses in Kombination mit dem bereits 2021 vorrausichtlich höheren Strompreis als in den ÜNB-Prognosen angenommen, auch im Herbst 2021 wieder ein positiver Kontostand. In der hier gezeigten Berechnung für den Referenzfall (d.h. ohne die Reform einer alternativen Finanzierung der Differenzkosten des EEG) wird dieser Kontostand, der Logik der bisherigen Umlageberechnungen folgend, komplett in die EEG-Umlage des Folgejahres 2022 eingepreist, was dann zu dem niedrigen Wert der EEG-Umlage von nur 5,1 ct/kWh führen würde. Ohne weitere Zuschüsse würde die Umlage dann in den Jahren 2024 bis 2025 wieder auf über 6 ct/kWh ansteigen, bevor dann die langfristige Abnahme der Differenzkosten auch zu einem stetigen Sinken der Umlage führt. Die Projektion der EEG-Umlage ab 2022 ist in Abbildung 3-5 dargestellt. Im Jahr 2035 beträgt sie mit den hier dargestellten Annahmen für die Referenzvariante nur noch 1,7 ct/kWh.

In der Realität würden natürlich auch in der Referenzvariante weitere Gestaltungsoptionen dafür bestehen, wie sich ein Guthaben auf dem EEG-Konto in die Festlegung der EEG-Umlage in den folgenden Jahren übersetzen lässt. Würde beispielsweise die Umlage in den Jahren 2022 und 2023 auf genau 6 ct/kWh festgelegt (wie es mit den genannten Beschlüssen für die EEG-Umlage im Jahr 2022 vorgesehen ist) so verbliebe mit den hier dargestellten Annahmen in den Jahren 2022 und 2023 ein Guthaben von 3,1 Mrd. € (2022) bzw. 0,4 Mrd. € (2023), mit dem (ohne eine weitere Reform der EEG-Umlagefinanzierung) auch die notwendige Senkung der Umlage auf 6 ct/kWh in den Jahren 2024 bis 2025 finanziert werden könnte. Ab 2026 würde die Umlage dann im Referenzfall unter 6 ct/kWh liegen und bis 2035 auf 1,7 ct/kWh sinken. Im Kontext der hier untersuchten Reform für die Finanzierung der EEG-Differenzkosten müsste der jenseits einer Begrenzung der EEG-Umlage auf 6 ct/kWh im Jahr 2022 verbleibende Anteil

des Bundeszuschusses in Höhe von 3,1 Mrd. € nicht auf das EEG-Konto eingezahlt werden<sup>14</sup> und könnte ggf. anderweitig eingesetzt werden.

Das Aufkommen der EEG-Umlage und damit auch die entsprechenden Entlastungen entfällt mit einem Gesamtanteil von deutlich über 80% primär auf die Bereiche der privaten Haushalte (inkl. der privaten Pkw) sowie den Dienstleistungssektor (inkl. der Transportdienstleistungsunternehmen). Durch den Zuwachs der Elektromobilität steigt der Anteil der privaten Haushalte sowie des Dienstleistungssektors im Verlauf der 2020er Jahre an.

### 3.4. Das Aufkommen und der potenzielle Umfinanzierungsbedarf für die Stromsteuer

Neben der EEG-Umlage bildet die Steuer auf Strom den zweitgrößten Posten im Bereich der Steuern, Abgaben und Umlagen. Die Stromsteuer wird jedoch für den Bereich der Industrie sehr weitgehend erlassen bzw. erstattet, für andere Bereiche wie die Schienenbahnen oder elektrisch betriebene Busse kommt ein reduzierter Stromsteuersatz zur Anwendung.

Das effektive Aufkommen aus der Stromsteuer beträgt aktuell etwa 6,9 Mrd. € jährlich. Für die kommenden Jahre wird die folgende Entwicklung unterstellt:

- der industrielle Stromverbrauch trägt weiterhin nur marginal zum Stromsteueraufkommen bei;
- der heute dem vollen Stromsteuersatz von 2,05 ct/kWh unterliegende Stromverbrauch bleibt weiterhin voll stromsteuerpflichtig;
- die Schienenbahnen unterliegen weiterhin dem ermäßigten Stromsteuersatz von 1,14 ct/kWh;
- andere elektrische Fahrzeuge unterliegen dem vollen Stromsteuersatz;
- Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung bleiben von der Stromsteuer befreit;
- andere Stromverbraucher bleiben im heutigen Umfang stromsteuerpflichtig.

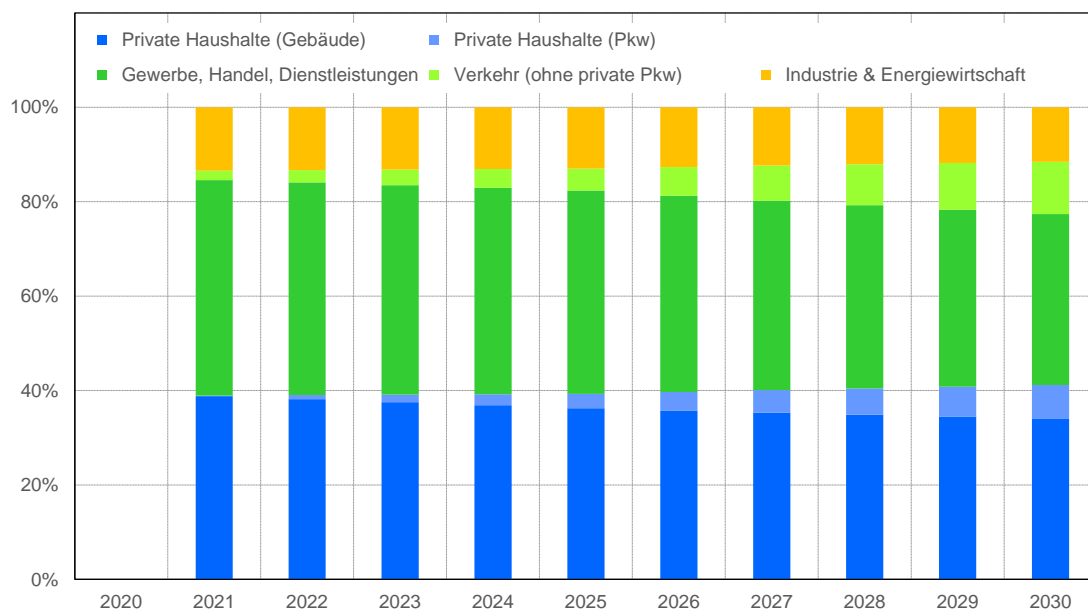
Auf Basis der entsprechenden Stromverbrauchsprojektion in der Modellierungsanalyse „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut 2020) ergibt sich damit bis 2025 ein Anstieg des Stromsteueraufkommens auf 6,9 Mrd. € (nominal) sowie danach bis zum Jahr 2030 auf ein Niveau von etwa 7,8 Mrd. €, wobei dieser Anstieg vor allem durch den starken Aufwuchs der Elektromobilität getrieben wird. Bei unveränderten Stromsteuersätzen liegt das Stromsteueraufkommen in realen Preisen von 2019 für den Zeithorizont 2025 bei etwa 6,2 Mrd. € und für 203 bei ca. 6,3 Mrd. €.

Mit Blick auf das Stromsteueraufkommen nach Sektoren ergibt sich für die Projektion das in Abbildung 3-6 gezeigte Bild:

<sup>14</sup> Bisher wurde ein Anteil des Bundeszuschusses in Höhe von 5,1 Mrd. € im Januar 2021 auf das EEG-Konto eingezahlt.

- der Anteil der privaten Haushalte am gesamten Stromsteueraufkommen bleibt bis zur Mitte dieser Dekade nahezu konstant bei etwa 40% und steigt dann bis 2030 nur auf etwa 41% an;
- das Stromsteueraufkommen der privaten Haushalte jenseits des auf die elektrischen Pkw entfallenden Anteile geht bis 2025 um etwa 3 Prozentpunkte sowie bis 2030 um etwa 5 Prozentpunkte zurück;
- der Stromverbrauch der privaten Pkw repräsentiert im Jahr 2025 einen Anteil am Stromsteueraufkommen von etwa 3% und im Jahr 2030 von gut 7%;
- die im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen erfassten Verbrauchsbereiche (inkl. Landwirtschaft) erbringen im Jahr 2025 einen Anteil von 43% des Stromsteueraufkommens und damit 3 Prozentpunkte weniger als derzeit, bis 2030 geht der Aufkommensanteil auf 36% zurück;
- der Beitrag von Industrie, Energiewirtschaft und sonstigen Verbrauchern bleibt im Zeitverlauf auf einem Niveau von 12 bis 13% konstant;
- das Aufkommen der Stromsteuer aus dem Verkehrssektor jenseits der privaten Pkw als Anteil der gesamten Erträge aus der Stromsteuer steigt von aktuell etwa 2% bis zum Jahr 2025 auf etwa 5% und in den Folgejahren bis 2030 auf ca. 11%.

**Abbildung 3-6: Struktur des Stromsteuer-Aufkommens nach Sektoren, 2021-2030**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Ob und inwieweit auch die Stromsteuer über das Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ersetzt werden kann, kann im Verlauf der 2020er Jahre diskutiert bzw. entschieden werden bzw. soll an dieser Stelle nur als Option aufgezeigt und hinsichtlich des zusätzlichen Finanzierungsbedarfs von bis zu 7,8 Mrd. € (nominal) bzw. 6,3 Mrd. € zu Preisen von

2019 eingegrenzt werden. In diesem Kontext muss jedoch auch darauf hingewiesen werden, dass eine vollständige Abschaffung der Stromsteuer nach derzeitiger Rechtslage der EU nicht möglich ist, möglich wäre allenfalls eine Absenkung des aktuellen Steuersatzes von 2,05 ct/kWh auf den derzeit EU-rechtlich fixierten Mindeststeuersatz von 0,1 ct/kWh, d.h. eine Reduktion um etwa 95%.

### 3.5. Exkurs: Die implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch die bestehenden Energiesteuern auf Heiz- und Kraftstoffe

Im Kontext der CO<sub>2</sub>-Bepreisung sind nicht nur die Mechanismen relevant, die direkt auf CO<sub>2</sub>-Emissionen als Bemessungsgrundlage abheben. In Deutschland werden in erheblichem Umfang Energiesteuern auf Heiz- und Kraftstoffe erhoben, die zumindest teilweise als (indirekte) CO<sub>2</sub>-Steuern interpretiert werden können und für die Entwicklung umfassender CO<sub>2</sub>-Bepreisungsansätze im deutschen wie im europäischen Raum eine Rolle spielen können bzw. bei der Bewertung der Gesamtsituation berücksichtigt werden können und sollten. Dies gilt sowohl für die Anreiz- als auch die Aufkommensdimension umfassender CO<sub>2</sub>-Bepreisungsstrategien.

Eine direkte Umrechnung von Kraftstoffsteuern in CO<sub>2</sub>-Preise auf Basis des CO<sub>2</sub>-Gehalts ist zwar formal möglich, hat jedoch nur eine deutlich begrenzte Aussagekraft. Denn die Energiebesteuerung erbringt zumindest im Bereich der Kraftstoffsteuern unter den aktuellen Rahmenbedingungen auch maßgebliche Beiträge zur Finanzierung der Straßen-Infrastrukturen. Zu berücksichtigen ist aber auch, dass die entsprechenden Beiträge aus der Energiebesteuerung nicht die einzige Quelle für die Infrastrukturfinanzierung sind, sondern aus der Lkw-Maut sowie aus der Kfz-Steuer noch weitere Beiträge hinzukommen.

Im Folgenden wird daher analysiert, wie hoch der implizite CO<sub>2</sub>-Preis für Benzin und Diesel durch die Energiebesteuerung ausfällt, wenn zunächst die für die Finanzierung der Infrastruktur notwendigen Beiträge von den Einnahmen aus der Kraftstoffsteuer abgesetzt werden. Explizit hinzuweisen ist jedoch auf die Tatsache, dass auch dieser analytische Ansatz tendenziell noch zu einer Überschätzung der impliziten CO<sub>2</sub>-Preise führt, denn die durch den Verkehr noch zusätzlich entstehenden externen Kosten werden so noch nicht mitberücksichtigt (Lärm- und Schadstoffbelastung, Landschaftszerschneidung, aber auch Unfälle und Staus etc.). Insofern sind die im Folgenden abgeleiteten impliziten CO<sub>2</sub>-Preise als Obergrenze zu interpretieren.

Um eine robuste Trennung der Funktionalitäten von Infrastrukturfinanzierung und impliziter CO<sub>2</sub>-Bepreisung vornehmen zu können, wurde eine energieträger- und fahrzeuggruppenspezifische Analyse durchgeführt. In dieser Analyse wurden Daten zu

- Fahrzeugbeständen und Fahrleistungen aus den Modellen *TREMODO* des ifeu-Instituts und *TEMPS* des Öko-Instituts,
- Energieeinsätzen aus dem Modell *TEMPS*,
- Kfz-Steuer-Aufkommen aus dem Modell *TEMPS*,
- Mautaufkommen nach den Angaben des Bundesamts für Güterverkehr,
- spezifischen Infrastrukturkosten nach CE Delft (2019).

harmonisiert und miteinander verknüpft. Danach können die Infrastrukturkosten für Deutschland mit etwa 36 Mrd. € abgeschätzt und auf die einzelnen Fahrzeugtypen und Energieträger zugeordnet werden.<sup>15</sup> Die Tabelle A- 1 im Anhang zeigt die dieser Abschätzung zugrundeliegenden Basis in einer kompakten Übersicht. Infrastrukturkosten von insgesamt knapp 26 Mrd. € sind danach den mit Diesel betriebenen und etwa 10 Mrd. € den mit Ottokraftstoffen betriebenen Fahrzeugen zuzuordnen.

Eine entsprechende Analyse für das Aufkommen der Kfz-Steuer und der Lkw-Maut (vgl. Tabelle A- 2 im Anhang) für das Jahr 2018 führt zu einer Infrastrukturfinanzierung von 5,2 Mrd. € durch die von Diesel-Fahrzeugen aufgebrauchte Lkw-Maut.<sup>16</sup> Das Aufkommen der Kfz-Steuer von Dieselfahrzeugen beläuft sich auf 5,5 Mrd. € sowie auf 3,5 Mrd. € von mit Benzin betriebenen Fahrzeugen.

**Tabelle 3-4: Energiesteuern, Infrastrukturfinanzierungsbeiträge und implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung über die Kraftstoffbesteuerung in Deutschland, 2018**

	Energie- steuer- satz €/1.000 l	End- energie- verbrauch* TJ	Aufkommen			Infra- struktur- kosten Mio. € p.a.	Implizite CO <sub>2</sub> -Bepreisung durch Energiesteuer		
			Energie- steuer Mio. € p.a.	Lkw- Maut Mio. € p.a.	Kfz-Steuer Mio. € p.a.		Mio. € p.a.	€/t CO <sub>2</sub>	Anteil
Diesel	470,40	1.457	19.302	5.170	5.500	25.680	4.291	39,81	22%
Maut 2019*				7.500			6.621	61,43	34%
Ottokraftstoff	654,50	724	14.945	0	3.506	10.060	8.391	161,01	56%

Anmerkungen: modellbedingt leichte Abweichungen von den statistisch berichteten Daten.- \* Variantenrechnung für den Erfassungsbereich der Lkw-Maut und die neuen Mautsätze ab 2019.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Auf Basis des Endenergieverbrauchs (Tabelle A- 2 im Anhang) sowie der Steuersätze auf Diesel- und Ottokraftstoffe lässt sich eine Gesamtbilanz der Infrastrukturfinanzierung erstellen (Tabelle 3-4). Von der Energiesteuer auf Ottokraftstoffe ist damit unter Berücksichtigung der Kfz-Steuer ein Anteil von etwa 44% der Infrastrukturfinanzierung zuzuordnen. Für Diesel ergibt sich unter Einbeziehung des Aufkommens aus der Kfz-Steuer sowie der Lkw-Maut ein Anteil von 78% für die Infrastrukturfinanzierung. Wenn in einem Gedankenexperiment unterstellt würde, dass die entsprechenden Infrastrukturfinanzierungsbeiträge über eine Wegebepreisung aufgebracht und im Gegenzug die Energiesteuern entsprechend reduziert würden, dann verbliebe über die Energiebesteuerung eine implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung von knapp 40 €/t CO<sub>2</sub> für Diesel (bzw. gut 60 €/t CO<sub>2</sub> unter Berücksichtigung der Tatsache, dass Einnahmen aus der Lkw-Maut ab 2019 ebenfalls zur Infrastrukturfinanzierung dienen) und von 161 €/t CO<sub>2</sub> für Ottokraftstoffe (Tabelle 3-4). Unter zusätzlicher Berücksichtigung anderer externe Kosten des Verkehrs (s.o.),

<sup>15</sup> Dieser Wert liegt in der Größenordnung, die in der Literatur für eine zukunftsorientierte Bewertung der Infrastrukturkosten in Deutschland berichtet wird. Zu den einzelnen Abschätzungen vgl. CE Delft (2019), Alfen; AVISO; BUNG (2018), infras; Fraunhofer ISI (2010) sowie DIW (2009).

<sup>16</sup> Im Jahr 2019 erhöhten sich die Einnahmen aus der Lkw-Maut auf 7,5 Mrd. €. Dieser Zuwachs ergab sich aus der Ausweitung auf alle Bundesstraßen im Juli 2018 und die Anpassung der Mautsätze ab Januar 2019.

würden die Werte für die implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung geringer ausfallen, da die Energiesteuer dann zumindest teilweise diese zusätzlichen sozialen Kosten mit abbildet

In der Zusammenschau mit den anderen Energiesteuern (Tabelle 3-5) ergibt sich aus der Perspektive der impliziten CO<sub>2</sub>-Besteuerung eine Situation massiver Verzerrungen:

- für Heizstoffe liegt die Bandbreite der auf CO<sub>2</sub>-Basis umgerechneten Energiesteuern bei ca. 3,50 €/t CO<sub>2</sub> bis 30 €/t CO<sub>2</sub> wobei typischerweise die CO<sub>2</sub>-intensiveren Energieträger pro Tonne CO<sub>2</sub> weniger stark besteuert werden als die CO<sub>2</sub>-ärmeren Brennstoffe;
- für Kraftstoffe sind die Bandbreiten unter Berücksichtigung der Infrastrukturfinanzierung ebenfalls erheblich, die Privilegierung des Deseinsatzes summiert sich auf über 120 €/t CO<sub>2</sub>;
- allein der implizite CO<sub>2</sub>-Steuersatz aus der Stromsteuer liegt deutlich über dem Wert für Erdgas, bei Berücksichtigung anderer Umlagen und Abgaben ergibt sich ein vielfach höherer Wert.

**Tabelle 3-5: Implizite CO<sub>2</sub>-Bepreisung durch die Steuern auf Energieträger in Deutschland ohne und mit Berücksichtigung der Infrastrukturfinanzierung, 2021**

			Nominaler	Impliziter	Ohne Infrastruktur-
			Steuersatz	Steuersatz	finanzierung
			€/ME	€/t CO <sub>2</sub>	
Erdgas (Wärme)	EUR/MWh (H <sub>0</sub> )	aktuell	5,50	30,23	
Heizöl EL	EUR/1.000 l	aktuell	61,35	23,03	
Heizöl S (Wärme)	EUR/t	aktuell	25,00	7,87	
Heizöl S (Strom)	EUR/t	aktuell	25,00	7,87	
Benzin unverbleit	EUR/1.000 l	aktuell	654,50	286,76	161,01
Diesel	EUR/1.000 l	aktuell	470,40	179,06	61,43
Kohle (Wärme)	EUR/GJ	aktuell	0,33	3,47	
Strom	EUR/MWh	aktuell	20,50	ca. 40,00*	
Wasserstoff**	EUR/kg		0,00	0,00	
zusätzlich: BEHG	€/t CO <sub>2</sub>	aktuell		25,00	
	€/t CO <sub>2</sub>	2030***		155,00	
nachrichtlich: EU ETS	€/t CO <sub>2</sub>	aktuell		ca. 50,00	

Anmerkungen: \* Ermittelt als wirkungsgleiche CO<sub>2</sub>-Bepreisung im deutschen Stromsystem, hinzu kommen die CO<sub>2</sub>-Bepreisung des EU ETS und deren Überwälzung auf die Strompreise sowie die entsprechenden Äquivalenzwerte für Umlagen und die Konzessionsabgabe auf Strom.- \*\* Wasserstoff unterliegt nicht der Energiesteuer.- \*\*\* nach dem hier untersuchten Aufwuchspfad.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Im Ergebnis zeigt sich, dass die effektive CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Heiz- und Kraftstoffe in Deutschland im Zusammenspiel von BEHG bzw. EU ETS und dem existierenden Energiesteuersystem weiterhin durch signifikante Verzerrungen gekennzeichnet ist.

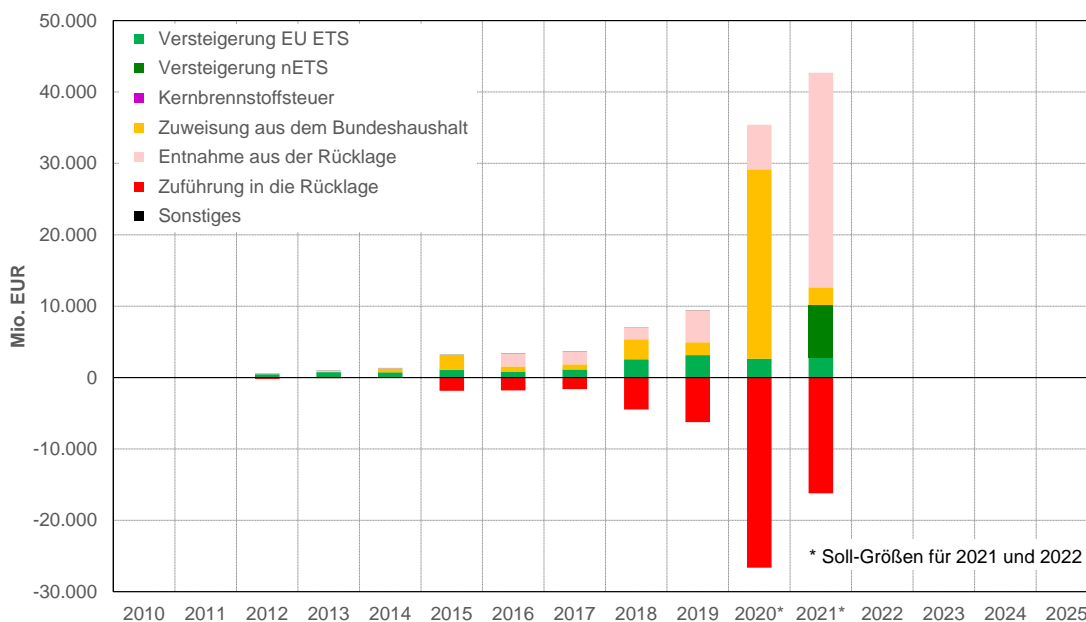
Hieraus ergibt sich aus der Anreizperspektive ein erheblicher Handlungsbedarf. Die in diesem Kontext bestehenden Harmonisierungsbedarfe können gleichzeitig aber auch zu zusätzlichem Aufkommen führen, das ggf. auch für die Umfinanzierung des Energiesystems und damit auch zur Deckung der Differenzkosten des EEG oder einer Reduzierung der Stromsteuer herangezogen werden kann. Allein die Angleichung der Dieselsteuer

an die Benzinsteuern auf Basis des CO<sub>2</sub>-Gehalts würde aktuell ein zusätzliches Energiesteueraufkommen von etwa 10,7 Mrd. € generieren.<sup>17</sup> Eine Angleichung des CO<sub>2</sub>-bezogenen Steuersatzes für leichtes Heizöl an den für Erdgas würde auf Basis des aktuellen Verbrauchs in den Sektoren private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen ein zusätzliches Steueraufkommen von insgesamt etwa 0,4 Mrd. € erzeugen.

### 3.6. Die Aufkommens- und Ausgabenstrukturen des Energie- und Klimafonds (EKF)

Mit dem Energiekonzept 2010/11 wurde im Dezember 2010 mit dem Energie- und Klimafonds (EKF) ein Sondervermögen im Bundeshaushalt geschaffen, das eine wichtige Finanzierungsplattform für die Energiewende und den Klimaschutz bildet. Als Finanzierungsquelle für den EKF waren ursprünglich die Einnahmen aus den Versteigerungen von Emissionsberechtigungen des EU ETS sowie der Kernbrennstoffsteuer vorgesehen. Nach dem Wegfall der Kernbrennstoffsteuer und den deutlich hinter den Erwartungen zurückbleibenden Einnahmen aus dem EU ETS bildeten auch jährliche Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt in der Bandbreite von 500 Mio. € bis knapp 3 Mrd. € eine wichtige Finanzierungssäule des EKF.

Abbildung 3-7: Aufkommen des Energie- und Klimafonds (EKF), 2010-2021



Quelle: Wirtschaftspläne des Energie- und Klimafonds im Bundeshaushaltsplan, Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt lag das vom EKF erfasste Gesamtvolumen bei 1 bis 3 Mrd. € jährlich. Ab dem Jahr 2018 änderte sich diese Situation jedoch erheblich (Abbildung 3-7):

<sup>17</sup> Für eine Angleichung der Steuersätze auf Basis des Energiegehalts wurden entsprechende Werte von ca. 8,2 Mrd. errechnet (FÖS 2021).

- mit dem deutlichen Anstieg der Zertifikatspreise im EU ETS ab dem Jahr 2018 stieg das entsprechende Aufkommen auf 2,6 bis 3,1 Mrd. € deutlich an;
- mit der Einführung des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems im Jahr 2021, verbunden mit dem Beschluss, auch diese Versteigerungseinnahmen dem EKF zuzuweisen, entstand eine zusätzliche Finanzierungsquelle von mehr als 7 Mrd. €;
- die Bundeszuschüsse wurden mit Beträgen von 1,8 bis 2,8 Mrd. € weitergeführt;
- im Kontext der Übernahme erheblicher neuer Finanzierungsfunktionen durch den EKF sowie zur Verhinderung eines massiven Anstiegs der EEG-Umlage im Kontext der Sondersituation der Corona-Krise erfolgte im Jahr 2020 ein einmaliger sehr hoher Bundeszuschuss von 26,5 Mrd. €.

**Tabelle 3-6: Finanzierung von Programmen mit einem Gesamtvolumen von mehr als 100 Mio. € aus dem EKF, 2021 (Soll)**

Förderprogramm	BMWi	BMVI	BMU	BMBF	BMI	BMEL
	Mio. €					
Entlastung EEG-Umlage	10.800					
Ausgleichszahlungen Betreiber von Kohlekraftwerken	1.166					
Indirekte Strompreiskompensation	878					
Nationale Klimaschutzinitiative			375			
Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Gebäudebereich	5.782					
Querschnittsaufgabe Energieeffizienz	272					
Energieeffizienz Industrie und Gewerbe	503					
Dekarbonisierung der Industrie	195		195			
CO <sub>2</sub> -Vermeidung und -nutzung Grundstoffindustrien	105					
Transformation Wärmenetze	203					
Erneuerbare Energien, Strom und Netze, Digitalisierung, Energieinfrastruktur	122					
Industrielle Fertigung mobile und stationäre Energiespeicher	350					
Weiterentwicklung Elektromobilität	140	221	142	116		
Zuschüsse zum Kauf elektrisch betriebener Fahrzeuge	1.600					
Nutzfahrzeuge mit alternativen Antrieben		216				
Busse mit alternativen Antrieben		190	227			
Flottenerneuerungsprogramm Nutzfahrzeuge		700				
Errichtung Tank- und Ladeinfrastruktur		770				
Regenerative Kraftstoffe		119				
Grundlagenforschung Grüner Wasserstoff				150		
Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie	101					
Erzeugungsanlagen strombasierte Kraftstoffe und fortschrittliche Biokraftstoffe sowie von Anriebstechnologien für die Luftfahrt		100	10			
Sonstige	249	152	71	0	100	175
Summe	22.465	2.469	1.019	266	100	175
						26.483

Anmerkung: Gesamtsumme einschließlich einer globalen Minderausgabe von 10 Mio. €

Quelle: Wirtschaftsplan des Energie- und Klimafonds für 2021, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Bandbreite der über den EKF finanzierten Programme ist mit Blick auf thematische Ausrichtung und Finanzierungsvolumen sehr groß und hat sich über die Jahre stark



verändert. So wurden einerseits Förderprogramme sowohl in den EKF übernommen bzw. im Rahmen des EKF aufgelegt, andererseits wurden aber auch Programme vom EKF in die Ressortbudgets (rück-) überführt. Insgesamt hat das Finanzierungsvolumen wie auch die Vielfalt der über den EKF finanzierten Programme im Zeitverlauf deutlich zugenommen. Die Tabelle 3-6 vermittelt einen Überblick der geplanten EKF-Finanzierungen für das Haushaltsjahr 2021. Auf einige Spezifika der im Jahr 2021 über den EKF-finanzierten Programme soll hier hingewiesen werden:

- Die größte Einzelposition entfällt auf den für das Jahr 2021 vorgesehenen Zuschuss zur EEG-Finanzierung, der mit 10,8 Mrd. € veranschlagt wurde, um die EEG-Umlage für das Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh zu begrenzen. Diese Summe müsste einerseits für die genannte Stabilisierung der Umlage nicht in Gänze in Anspruch genommen werden (vgl. Kapitel 3.3), andererseits handelt es sich dabei um eine Einmalmaßnahme.
- Die zweitgrößte Ausgabenposition des EKF entfällt mit ca. 5,8 Mrd. € auf die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Gebäudesektor, wobei darauf hinzuweisen ist, dass andere Förderprogramme im Gebäudesektor auch außerhalb des EKF etabliert werden.
- Die drittgrößte Kategorie bilden mit einem Gesamtvolumen von ca. 1,6 Mrd. € die Kaufprämie für elektrisch betriebene Pkw.
- Auch die Entschädigungszahlungen für die Stilllegungen von Kohlekraftwerken werden über den EKF umgesetzt und bilden im Jahr 2021 mit einem Plansatz von ca. 1,2 Mrd. € die viertgrößte Ausgabenkategorie des EKF.
- Mit knapp 0,9 Mrd. € bilden die Zahlungen im Kontext der Kompensation für die Überwälzung von CO<sub>2</sub>-Kosten auf die Strompreise im Bereich der stromintensiven Industrien (Strompreiskompensation<sup>18</sup>) die fünftgrößte Einzelposition des EKF.
- In der Rechtsgrundlage für den EKF (EKFG) bisher noch nicht aufgelistet ist die Finanzierung der Kompensationszahlungen im Rahmen der *Carbon-Leakage*-Regelungen im Rahmen des BEHG, eine solche Aufnahme in den EKF wäre jedoch perspektivisch konsistent und entsprechend zu erwarten.

Mit den über den EKF finanzierten Programmen sind also Einnahmen aus den beiden CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumenten EU ETS und BEHG in erheblichem Maße gebunden. Gleichzeitig verfügt der EKF nach dem großvolumigen Bundeszuschuss im Jahr 2020 über eine hohe Rücklage von etwa 16 Mrd. €. Wird die einmalige Ausgabe für die Stabilisierung bzw. Senkung der EEG-Umlage für das Jahr 2021 nicht berücksichtigt, erreicht das Programmportfolio des EKF derzeit einen Umfang von ca. 15,7 Mrd. €.

Zu berücksichtigen ist aber auch, dass ein Teil der heute über den EKF umgesetzten bzw. perspektivisch entsprechend zu erwartenden Zahlungen direkt von der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise im EU ETS und im BEHG wie auch von der Menge der im EU ETS und im BEHG versteigerten Zertifikatsmengen abhängig ist und sich perspektivisch vergrößern bzw. auf hohem Niveau stabilisieren kann:

---

<sup>18</sup> Zu den rechtlichen Grundlagen sowie zur Umsetzung in Deutschland vgl. EC (2020b) sowie DEHSt (2021b).

- aus einer Fortschreibung der heutigen Regelungen zur Strompreiskompensation<sup>19</sup> für den Zeitraum bis 2030 ergeben sich von 2022 bis 2030 Auszahlungsströme von ca. 1,7 Mrd. € jährlich;
- eine Abschätzung des Finanzierungsbedarfs für die Maßnahmen zum Carbon-Leakage-Schutz im Rahmen des BEHG führt auf der Grundlage des hier unterstellten Preispfades zu einem Finanzierungsbedarf von ca. 400 Mio. € im Jahr 2022, etwa 1 Mrd. € im Jahr 2025 sowie ca. 1,3 Mrd. € im Jahr 2030.

Der entsprechende Kompensationsbedarf über den EKF wird also in erheblichem Maße steigen.

Angesichts der genannten Größenordnungen bzw. Entwicklungsdynamiken auf der Ausgabenseite des EKF werden im Kontext einer Finanzierungsreform für die Differenzkosten des EEG über die beiden CO<sub>2</sub>-Bepreisungsmechanismen EU ETS sowie BEHG Anpassungen des EKF entweder auf der Einnahmen- oder der Ausgabenseite unabdingbar werden. Entsprechend würden Finanzierungsprogramme aus dem EKF ausgegliedert oder aber die Bundeszuschüsse entsprechend ausgeweitet. Für die folgenden Analysen wurde zur besseren Illustration der erstgenannte Ansatz gewählt:

- das Programm zur Verstärkung von Energieeffizienz und dem Einsatz regenerativer Energien im Gebäudesektor (Planwert für 2021 ca. 5,8 Mrd. €) wird mit den anderen Programmen außerhalb des EKF zusammengeführt und aus dem EKF ausgegliedert;
- die Entschädigungszahlungen für Kohlekraftwerksbetreiber (Planwert für 2021 etwa 1,2 Mrd. €) werden aus dem EKF ausgegliedert;
- die Kaufprämien für elektrische Pkw (Planwert für 2021 ca. 1,6 Mrd. €) können mit Blick auf die entsprechenden Kostenreduktionen perspektivisch entfallen bzw. über ein aufkommensneutrales Instrument (im Sinne einer Bonus-Malus-Regelung) ersetzt werden;
- die Kompensationszahlungen zum Carbon-Leakage-Schutz werden entsprechend der CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung fortgeschrieben<sup>20</sup>;
- alle anderen Programme mit einem Gesamtvolumen von ca. 6,2 Mrd. € werden weiterhin über den EKF finanziert und mit einer Preissteigerungsrate von 2% jährlich fortgeschrieben.

Vom aktuellen Gesamtfinanzierungsvolumen des EKF in Höhe von 15,7 Mrd. € (ohne die Einmalzahlung zur EEG-Flankierung) würden damit die Strompreiskompensation im Kontext des EU ETS (aktueller Planwert für 2021 ca. 0,9 Mrd. €) separiert sowie Programme mit einem Gesamtvolumen von ca. 8,5 Mrd. € perspektivisch anders finanziert oder ersetzt. Gleichzeitig wird ab 2022 kein Bundeszuschuss für den EKF mehr unterstellt. Zusätzlich wird angenommen, dass die Carbon-Leakage-Kompensation mit Blick

<sup>19</sup> Zur Fortschreibung vgl. Öko-Institut (2021a, Kapitel 5.2.2.5).

<sup>20</sup> Für die *Carbon-Leakage*-Schutzmaßnahmen im Rahmen des BEHG wird nach einer ersten Abschätzung der bisher vorgesehenen Regelungen für 2022 ein Betrag von etwa 400 Mio. € benötigt, der für die Folgejahre in der Dynamik des BEHG-Aufkommens fortgeschrieben wird. Die Projektion für die Strompreiskompensation basiert auf einer Detailauswertung der Zahlungen für das Jahr 2019 (DEHSt 2021b) sowie einer Fortschreibung der Beihilfeintensität auf Grundlage des Trends seit 2010 (vgl. Öko-Institut 2021a, Kapitel 5.2.2.5).

auf das BEHG wegen der engen Wechselwirkungen mit der CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung zukünftig auch über den EKF erfolgt.

Schließlich soll darauf hingewiesen werden, dass mit der Rücklage des EKF in einer geplanten Gesamthöhe von ca. 16,2 Mrd. € per Januar 2022 ein Flexibilitätspotenzial zur Abpufferung temporärer Unterdeckungen besteht, gleichzeitig können über die Rücklage auch Überschüsse des EKF in anderen Jahren nutzbar gemacht werden. Im Rahmen von Liquiditätsdarlehen aus dem Bundeshaushalt wären nach einer potenziellen Erschöpfung der EKF-Rücklage auch kurzfristige Flexibilisierungsmechanismen rechtlich möglich, unbeschadet der Möglichkeit der entsprechenden Nutzung von Bundeszuschüssen (wie in der Vergangenheit oft erfolgt).

### 3.7. Zwischenfazit

Auf der Grundlage der in den vorstehenden Abschnitten präsentierten Einzelanalysen können die einzelnen Elemente für eine Umfinanzierungsreform der EEG-Umlage spezifiziert und quantitativ eingeordnet werden:

- das Aufkommen aus den beiden CO<sub>2</sub>-Bepreisungsmechanismen EU ETS und BEHG für Deutschland steigt von gut 13 Mrd. € im Jahr 2022 auf fast 25 Mrd. € im Jahr 2025 und erreicht für den Zeithorizont 2030 ein Niveau von knapp 29 Mrd. € (vgl. Kapitel 3.1 und 3.2);
- die im Zuge des EEG entstehenden Differenzkosten (vgl. Kapitel 3.3) werden im Jahr 2023 zu einem Drittel, im Jahr 2024 zu zwei Dritteln sowie ab 2025 vollständig aus dem Aufkommen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung finanziert (dies entspricht den Stufen mit einer EEG-Umlagesenkung von durchschnittlich etwa 2 ct/kWh pro Jahr);
- die Kompensationszahlung zum Carbon-Leakage-Schutz im Kontext des BEHG sowie zum Ausgleich der indirekten Kosten des EU ETS über die Strompreise für die einschlägigen Industriebereiche (vgl. Kapitel 3.6) liegen 2022 bei etwa 2,1 Mrd. €, erhöhen sich bis 2025 auf 2,7 Mrd. € und liegen im Zeitraum 2026 von 2030 zwischen 2,8 und 3 Mrd. €, wobei sich die Zahlungen für die Strompreiskompensation nur geringfügig ändern und der Zuwachs sich vor allem aus den im Kontext des BEHG entstehenden Kompensationszahlungen ergibt;
- das über den EKF umgesetzte Finanzierungsvolumen für die verschiedenen Programme bleibt strukturell für 2022 und 2023 unverändert bzw. wächst nur mit der Inflation und wird ab 2024 über die Ausgliederung des Gebäudeprogramms, der Entschädigungszahlungen für die Kohlekraftwerksbetreiber sowie die Kaufprämien für Elektro-Pkw angepasst (vgl. Kapitel 3.6);
- die im Kontext der BEHG-Einführung beschlossene Erhöhung der Pendlerpauschale für 2024 bis 2026 wird in einer Höhe von jährlich 400 Mio. € veranschlagt

und nach den bestehenden Vereinbarungen ebenfalls aus dem Aufkommen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung finanziert<sup>21</sup>;

- die in den Jahren bis 2026 entstehende Deckungslücke zwischen dem Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung einerseits und der Finanzierung der EEG-Differenzkosten, des EKF und der verschiedenen Kompensationsmechanismen andererseits, schwankt zwischen 0,3 und 6,5 Mrd. € und wird über die Rücklage des EKF von 16,2 Mrd. € sowie über den zur Absenkung der EEG-Umlage auf 6 ct/kWh im Jahr 2022 nicht benötigten Zuschussbetrag von 3,1 Mrd. € ausgeglichen;
- die für das Jahr 2027 verbleibende Finanzierungslücke kann im Lichte der realen Entwicklung des Finanzierungsbedarf für den EKF sowie die EEG-Differenzkosten im Zulauf auf das Jahr 2027 bewertet und ggf. über einen Vortrag auf die nach 2027 entstehenden Überschüsse oder andere Flexibilisierungsmechanismen des EKF ausgeglichen werden;
- für die Jahre ab 2030 entsteht aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung weiterer Spielraum, der z.B. für eine Reduzierung der Stromsteuer genutzt werden könnte.

**Tabelle 3-7: Finanzierung des Reformmodells für die Umfinanzierung der EEG-Umlage, 2022-2030**

	Aufkommen		Kompensation*		EKF**	Ablösung EEG-Umlage	Bilanz	Auflösung Rücklage***
	BEHG	EU ETS	BEHG	EU ETS				
	Mrd. € (nominal)							
2022	8,2	5,2	-0,4	-1,7	-14,9	0,0	-3,6	3,6
2023	17,1	4,8	-0,9	-1,7	-15,2	-7,2	-3,0	6,6
2024	19,1	4,7	-1,0	-1,7	-6,9	-14,5	-0,3	6,9
2025	20,1	4,6	-1,0	-1,7	-7,1	-21,4	-6,5	13,3
2026	22,3	2,4	-1,1	-1,7	-7,2	-20,5	-5,9	19,3
2027	23,9	2,2	-1,2	-1,7	-6,9	-18,4	-2,0	21,3
2028	25,1	2,7	-1,3	-1,7	-7,1	-17,0	0,8	-
2029	25,7	3,2	-1,3	-1,7	-7,2	-15,7	3,0	-
2030	25,9	3,6	-1,3	-1,6	-7,3	-13,4	5,8	-

Anmerkungen: \* Strompreiskompensation für EU ETS, *Carbon-Leakage*-Kompensation für BEHG.- \*\* ohne Kompensationsinstrumente, ab 2024 Ausgliederungen der Ausgleichszahlungen für Kohlekraftwerksbetreiber und des Gebäudedeckungsprogramms sowie Wegfall/Umfinanzierung der Kaufprämien für E-Pkw oder entsprechend erhöhter Bundeszuschuss; für 2024-2026 Pendlerpauschale von jeweils 400 Mio. € hier mit verbucht.- \*\*\* Stand 2022: 16,2 Mrd. € zzgl. nicht notwendiger Entlastungszahlungen für Begrenzung der EEG-Umlage auf 6 ct/kWh in 2021 von 3,1 Mrd. €.

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In der Zusammenschau (Tabelle 3-7) kann unter Berücksichtigung aller Facetten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung (Aufkommen und rechtlich vorgesehene Kompensationszahlungen), mit einer überschaubaren Anpassung der EKF-Finanzierungen (Ausgliederung von Programmen und/oder entsprechende Erhöhung des Bundeszuschusses) und einer Weiterfinanzierung des EKF aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf einem signifikanten Niveau sowie einer zielführenden Nutzung der EKF-Rücklage ein Umstieg auf eine neue Finanzierung

<sup>21</sup> Diese Zahlungen werden in Tabelle 3-7 aus Gründen der Übersichtlichkeit unter den EKF-Zahlungen aufgeführt, die Finanzierung erfolgt dessen ungeachtet jedoch nicht über den EKF sondern über den regulären Bundeshaushalt.

der EEG-Differenzkosten robust und ohne signifikante Haushaltsrisiken dargestellt werden.

Dies gilt auch und insbesondere mit Verweis auf die Situation, dass mit einer Stärkung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung der Finanzierungsbedarf über den EKF zumindest in Teilbereichen tendenziell sinken könnte und daher die Fortführung der über den EKF finanzierten Förderprogramme auf real konstantem Niveau eine eher konservative Annahme darstellt.

Mit der hier dargestellten Reform des BEHG und der damit einhergehenden freien Preisbildung für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems ab 2025 werden nicht nur zusätzliche Anreize für Emissionsminderungen gesetzt und Aufkommenspotenziale aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erschlossen, sondern auch die rechtlichen Risiken mit Blick auf die Verfassungsmäßigkeit des BEHG reduziert (vgl. Kapitel 3.1). Gleichzeitig muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass es im Rahmen des Maßnahmenpakets *Fit-for-55* zur Umsetzung des *European Green Deals* auch zur Einführung eines EU-weiten CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrument für die nicht vom EU ETS erfassten Bereiche kommen kann. Ob es im Ergebnis des politischen Prozesses zu einem solchen EU-weit oder im Verbund von Vorreiterstaaten umgesetzten Instrument kommt und wie die wichtigen Details eines solchen Mechanismus aussehen können, ist derzeit nicht abzusehen. Als sicher vorausgesetzt werden kann jedoch, dass ein solches Instrument, das im Ergebnis das BEHG für Deutschland ablösen könnte, nicht vor dem Jahr 2025 zur Wirkung kommen kann. Für den Fall, dass ein solches EU-weites oder in der Kooperation einzelner EU-Staaten umgesetztes Instrument Preisgrenzen enthalten würde, die das hier modellierte Aufkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nicht mehr ermöglichen, aber eben auch die entsprechenden Anreizwirkungen nicht erzeugen könnten, ist auf die Möglichkeit hinzuweisen, dass die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Preisanreize und das entsprechende Aufkommen auch über eine Anpassung der Brenn- und Kraftstoffsteuern, also der impliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisung (vgl. Kapitel 3.5) erzielt werden können. Damit besteht im Zeitverlauf eine hinreichende Flexibilität zur Anpassung des Umfinanzierungsmodells für die Deckung der EEG-Differenzkosten.

Es muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass die Umfinanzierung der EEG-Differenzkosten über maßgebliche Beiträge des Versteigerungsaufkommens aus dem nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystem zu leichten intersektoralen Verteilungseffekten führen kann. Dies betrifft vor allem den Sektor der privaten Haushalte (inkl. der privaten Pkw) sowie den Dienstleistungssektor (inkl. der Transportdienstleistungsunternehmen). Da jedoch Kostenentlastungen im Dienstleistungssektor sich zumindest teilweise auch in veränderten Preisen für die Dienstleistungen niederschlagen werden und diese dann teilweise die Kostensituation der privaten Haushalte entlasten, sind die effektiven intersektoralen Verteilungseffekte letztlich gering. Nicht unberücksichtigt bleiben sollte auch der Sachverhalt, dass die Umstrukturierung der EKF-Finanzierungen bzw. die Nutzung der EKF-Rücklage in den ersten Jahren der Reform diese intersektoralen Verteilungseffekte ebenfalls abdämpft. Nachdem sich die Umfinanzierung der EEG-Differenzkosten über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung etwa im Jahr 2026 eingeschwungen hat, werden sich auch die Unterschiede bei den Aufkommensanteilen deutlich auch ohne Berücksichtigung der Zweitrundeneffekte nochmals deutlich verringert haben.

Hinsichtlich der intersektoralen Verteilungseffekte ist schließlich auch relevant, welche Komplementärmaßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung ergriffen werden. Eine Begrenzung der Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Kosten des BEHG auf die Mieter hat hier beispielsweise sowohl intersektorale Verteilungseffekte (bei einem Anteil 42% gewerblicher Vermieter, StÄBL

2019) als auch intrasektorale Wirkungen (bei höheren Einnahmen aus der Vermietung in den höheren Einkommensklassen).

Für den längerfristigen Zeithorizont, d.h. das Jahr 2030 und die Folgejahre ergibt sich aus dem rückläufigen Bedarf zur Refinanzierung der EEG-Differenzkosten und dem im Zulauf auf das Jahr 2030 auf einem Plateau befindlichen Aufkommen aus BEHG und EU ETS ein zusätzliches Potenzial für weitere Rückverteilungsansätze mit einem Volumen von 6 Mrd. € und mehr. Über welche Mechanismen und mit welcher Fokussierung die entsprechenden Summen für den Zeithorizont 2030 und darüber hinaus rückverteilt werden sollen, kann auch in Abhängigkeit von den sich in den nächsten Jahren herausbildenden Verbrauchs- und Emissionsstrukturen diskutiert werden bzw. bedarf zumindest kurzfristig keiner Entscheidung.

Mit Blick auf die Gesamtbilanz der Finanzierung ist schließlich auch von Bedeutung, welche Transaktionskosten für die verfolgten Rückverteilungsmechanismen anfallen. Für das hier beschriebene Reformmodell sind diese praktisch vernachlässigbar. Falls für andere Modelle (z.B. Pro-Kopf-Prämien) Verwaltungssysteme aufgebaut oder erweitert werden müssen, können die entsprechenden Transaktionskosten erhebliche Größenordnungen erreichen. Ein exemplarischer Vergleich mit den bereits im Kapitel 2 erwähnten Verwaltungskosten eines solchen System z.B. im Bereich der Kindergeld-Auszahlungen (FamK 2021) zeigt, dass selbst bei einem Viertel oder der Hälfte der dort berichteten Verwaltungskostensätze für Nachweise, Zuordnungen und Zahlungsverkehr Transaktionskosten von insgesamt 1 bis 2 Mrd. € entstehen können. Dies entspricht Anteilen von rund 10 bzw. 20% des hier erwarteten CO<sub>2</sub>-Bepreisungsaufkommens im Bereich der privaten Haushalte (inkl. privater Pkw) aus dem BEHG.

## 4. Verteilungswirkungen im Bereich der privaten Haushalte

### 4.1. Einleitung

Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zielt darauf ab, eine Lenkungswirkung zu entfalten und Anreize für klimafreundliche Investitionen oder klimafreundlichen Verbrauch zu schaffen. Als Marktinstrument ist sie ein ökonomisch effizientes Instrument. Akteure können sich gemäß ihrer individuellen Entscheidungskalküle dafür entscheiden, den CO<sub>2</sub>-Preis zu bezahlen oder durch Investitionen in klimafreundliche Technologien oder andere Anpassungsmaßnahmen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu sparen und damit die CO<sub>2</sub>-bedingten Kosten zu vermeiden.

Allerdings sind Kostenbelastungen durch den CO<sub>2</sub>-Preis und Anpassungsmöglichkeiten nicht für alle Akteure gleich. Vulnerable Verbraucher\*innen, die ohnehin einen deutlich höheren Anteil ihres Einkommens für Güter des täglichen Bedarfs, wie z.B. Energie, ausgeben, werden durch zusätzliche Kosten für CO<sub>2</sub> oder durch Ausgaben in klimafreundliche Technologien deutlich stärker belastet als Verbraucher\*innen mit höherem Einkommen. Hinzu kommt, dass gerade Mietende auf Entscheidungen ihrer Vermietenden zu Investitionen in klimafreundliche Technologien angewiesen sind.

Um die CO<sub>2</sub>-Bepreisung sozial ausgewogen zu gestalten, kommt daher der Rückverteilung des Aufkommens eine wichtige Bedeutung zu.

Der in diesem Bericht entwickelte Reformvorschlag für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit einer Rückverteilung der Einnahmen über die Senkung der Stromkosten zielt auf eine sozial ausgewogene Umsetzung ab. Die Reform ist auf ambitionierte Klimaschutzziele ausgerichtet und die Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung werden den Verbraucher\*innen in Form verringerter Stromkosten zurückgegeben. Dadurch werden Verbraucher\*innen mit geringem Einkommen besonders entlastet und negative Verteilungswirkungen aufgefangen.

In der Literatur<sup>22</sup> sind bereits verschiedene CO<sub>2</sub>-Bepreisungs- und Rückverteilungsvarianten beschrieben. In vielen Fällen wird dabei eine Rückverteilung über eine Klimaprämie pro Kopf gewählt. Allerdings ist diese Variante mit erheblichen Herausforderungen bei der Umsetzung konfrontiert - es liegt bisher kein konkreter Vorschlag vor, wie eine solche Pro-Kopf-Prämie technisch realisiert werden könnte. Eine Senkung der Stromkosten durch die Abschaffung der EEG-Umlage und Senkung der Stromsteuer erweist sich dagegen als gut umsetzbar (vgl. Kapitel 2) und schafft außerdem Anreize zur Transformation durch Elektrifizierung in anderen Sektoren.

Im Folgenden werden die Verteilungswirkungen des Reformvorschlags mit Rückverteilung über die Stromkostensenkung auf Ebene der privaten Haushalte genauer betrachtet. Zunächst wird ein Vergleich über verschiedene Einkommensklassen gezogen. Anschließend werden die Be- und Entlastungen für typische Haushalte jeweils ohne und mit Anpassungsreaktionen (Kauf batterieelektrischer Pkw, Einbau Wärmepumpe) illustriert. Die gewählten Beispielhaushalte bilden ein breites Spektrum der in Deutschland lebenden Bevölkerung ab.

---

<sup>22</sup> Vgl. beispielsweise MCC; PIK (2019a; 2019b; ), IMK (2019), DIW (2019b), Agora EW; Agora VW (2019) sowie RWIC (2019).

Der Fokus der Analyse liegt auf dem Jahr 2025. Im weiteren Zeitverlauf werden bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen die Einnahmen weiter steigen, so dass Spielräume für eine sozial ausgewogene Gestaltung zusätzlicher Rückverteilungsmaßnahmen über die Stromkostensenkung hinaus entstehen.

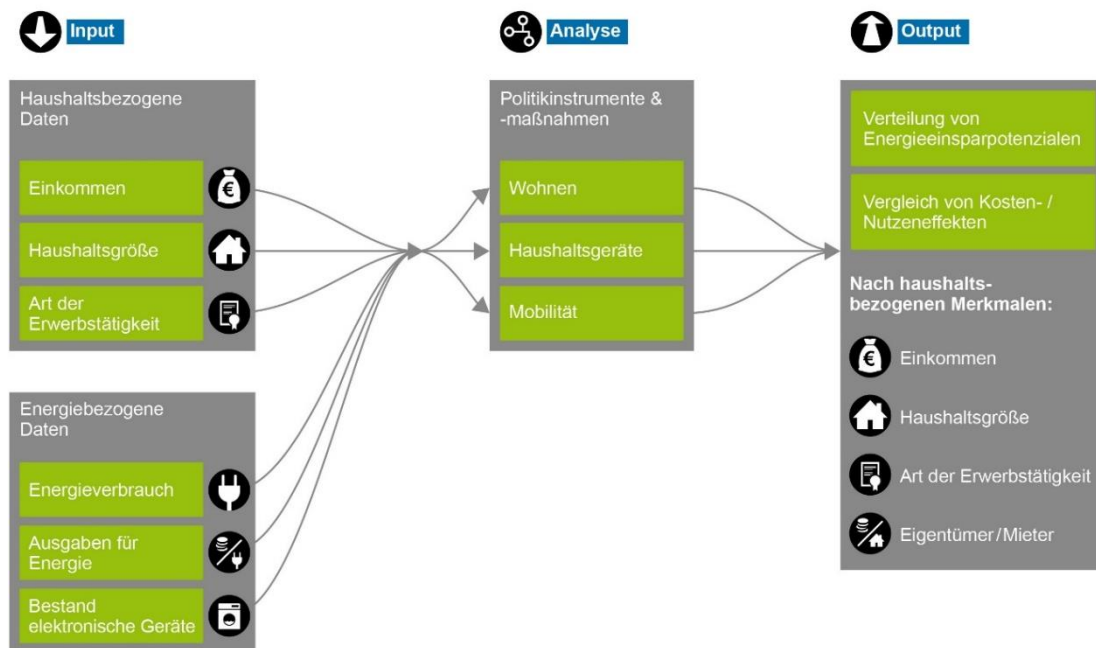
Im Gegensatz zu den Darstellungen im Kapitel 3 werden alle Preis- und Kostendaten in den nachfolgenden Analysen, soweit nicht anders vermerkt, auf Basis realer Größen mit der Preisbasis 2019 angegeben.

## 4.2. Methodischer Ansatz

### 4.2.1. Mikrosimulationsmodell *SEEK*

Zur Abschätzung der Verteilungswirkungen wird das Mikrosimulationsmodell *SEEK* (Soziale Effekte Energie- und Klimapolitik; Abbildung 4-1) eingesetzt.

Abbildung 4-1: Mikrosimulationsmodell *SEEK* des Öko-Instituts



Quelle: eigene Darstellung

*SEEK* basiert auf den Daten der Haushaltsbefragung der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS). Die EVS ist eine administrative Datenquelle und enthält detaillierte Informationen über Einkommens- und Verbrauchsmuster von Haushalten sowie Informationen über weitere Haushaltsmerkmale wie sozialer Status, Haushaltstyp, Alter, Wohnsituation, etc. Die Befragung ist die größte ihrer Art in Deutschland und erfasst rund 60.000 Haushalte. Teilnehmende Haushalte dokumentieren ein Quartal lang ihre individuellen Einkommen und Ausgaben auf Personen- und Haushaltsebene. Die EVS ist statistisch repräsentativ für ganz Deutschland und eignet sich daher, erwartbare



Verteilungswirkungen von energie- und klimapolitischen Instrumenten zu berechnen. Die Befragung wird alle fünf Jahre durchgeführt.

Für die statistischen Analysen wurde die aktuelle Welle der EVS aus dem Jahr 2018 verwendet und mithilfe des Mikrosimulationsmodells *SEEK* aufbereitet und ausgewertet. Im Rahmen des Mikrosimulationsmodells werden die von den Haushalten angegebenen Ausgaben für Wohnen und Verkehr unter der Annahme von Preisen in Verbräuche umgerechnet, um die Wirkung verschiedener CO<sub>2</sub>-Preise auf die Haushalte zu simulieren. Für die Analyse der Effekte im Jahr 2025 werden die Verbräuche auf Basis von Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020) fortgeschrieben.

Zur Bewertung der Verteilungswirkung der Reform wird die Belastung der Haushalte nach Dezilen miteinander verglichen. Die Einteilung in Dezile erfolgt auf Basis des Nettoäquivalenzeinkommens<sup>23</sup> des Haushaltes und so, dass jeweils 10 Prozent der Personen in Deutschland in einem Dezil zusammengefasst werden, wobei das 1. Dezil die 10 Prozent der einkommensschwächsten Personen und das 10. Dezil die 10 Prozent der einkommensstärksten Personen umfasst.

Die Verteilungswirkungen hängen auch davon ab, ob die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf Mietende umgelegt werden oder eine Begrenzung der Umlagefähigkeit besteht. Werden sie nicht auf Mietende umgelegt, entstehen Mietenden keine zusätzlichen Kosten für ihren Wärmeverbrauch. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass einige Haushalte selbst Vermietende sind und in Folge die Kosten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ihrer Mietenden tragen. In der Mikrosimulation wird berücksichtigt, dass in Deutschland 58% des vermieteten Wohnraums von Privatpersonen vermietet wird (StÄBL 2019), der Anteil steigt mit dem Einkommen. Diese Informationen werden verwendet, um die CO<sub>2</sub>-Kosten für Wärme entsprechend zu verteilen. In der folgenden Analyse werden damit nur 58% der CO<sub>2</sub>-Kosten für Wärme angelegt und nach dem Anteil der privaten Vermietenden in den jeweiligen Einkommensdezilen einbezogen.

#### **4.2.2. Rahmendaten**

##### **4.2.2.1. Energiepreise**

Die in Tabelle 4-1 gezeigten Letztverbraucherpreise für private Haushalte (in realen Preisen von 2019 sowie inklusive Mehrwertsteuer) verändern sich durch die BEHG-Bepreisung der Reformvariante<sup>24</sup> im Jahr 2025 wie folgt: der Erdgaspreis erhöht sich um 25%, der Preis für Heizöl nimmt um knapp 40% zu, der Benzinpreis um 15% und der Dieselpreis um 20%.

---

<sup>23</sup> Zur Bestimmung des Nettoäquivalenzeinkommens nach neuer OECD-Skala wird neben dem Nettohaushaltseinkommens auch die Zusammensetzung des Haushaltes berücksichtigt. Dadurch werden mögliche Skalen- bzw. Einspareffekte wie bspw. die gemeinsame Nutzung von elektrischen Geräten berücksichtigt und dadurch einen verbesserten Vergleich des Lebensstandards bzw. finanziellen Wohlstandes verschiedener Haushalte ermöglicht. Nach diesem Ansatz verfügt ein Singlehaushalt mit einem Nettoeinkommen von 2.000 Euro über einen vergleichbaren finanziellen Wohlstand wie bspw. ein Haushalt mit zwei erwachsenen Personen und einem Nettoeinkommen von 3.000 Euro.

<sup>24</sup> In der Reformvariante liegt der BEHG-Preis im Jahr 2025 bei 80 EUR/t CO<sub>2</sub> (nominal) bzw. 71 EUR/t CO<sub>2</sub> (real 2019), vgl. Kapitel 3.1.

**Tabelle 4-1: Heiz- und Kraftstoffpreise für private Haushalte (inkl. MwSt.), 2025**

	Erdgas	Heizöl	Benzin	Diesel
	ct/kWh			
Preis ohne BEHG-Aufschlag	6,87	5,78	14,42	11,50
BEHG-Aufschlag - Reformvariante 2025: 80 EUR/t CO <sub>2</sub> (nominal)	1,70	2,26	2,23	2,26
Anmerkungen: Preisbasis 2019				

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der bei Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020) verwendeten bzw. ermittelten Preistrends unter Berücksichtigung des im Kapitel 3.1 beschriebenen BEHG-Preises in der Reformvariante.

Die Rückverteilung über die Abschaffung der EEG-Umlage bewirkt eine Senkung der Strompreise für private Haushalte wie in Tabelle 4-2 jeweils dargestellt. Die Strompreise für private Haushalte (in realen Preisen von 2019 sowie inklusive Mehrwertsteuer) reduzieren sich um 6,5 ct (real 2019) und damit um 21% für Gerätestromverbrauch und Strom für E-Mobilität und um 27% für Wärmepumpenstrom.

**Tabelle 4-2: Strompreise für private Haushalte (inkl. MwSt.), 2025**

	Strompreis (Geräte, E-Mobilität)	Strompreis (Wärmepumpe)
	ct/kWh	
Preis inkl. EEG-Umlage	30,92	23,90
Preis nach Abschaffung der EEG-Umlage	24,36	17,34
Anmerkung: Preisbasis 2019		

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis der bei Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020) verwendeten bzw. ermittelten Preistrends sowie dem im Kapitel 3.3 beschriebenen EEG-Umlagesatz.

#### 4.2.2.2. Annahmen zu Investitionskosten

Zusätzlich zu den direkten Verteilungswirkungen der Reform wird untersucht, wie sich bestimmte Anpassungsreaktionen (Einbau Wärmepumpe, Kauf batterieelektrischer Pkw) auf die Ausgaben von typischen Haushalten auswirken. Bei den Anpassungsreaktionen (z.B. Einbau Wärmepumpe) können Haushalte auch von Förderprogrammen profitieren, die aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) finanziert sind, z.B. im Rahmen der Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG). Dies wird hier dargestellt, indem die Investitionskosten nach Förderung angelegt werden.

Die Investitionskosten für den Einbau einer Wärmepumpe in einem teilsanierten Einfamilienhaus werden im Vergleich zur Anschaffung eines Gaskessels bewertet. Es handelt sich also um Differenzkosten, die in Tabelle 4-3 für ein teilsaniertes Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 110 qm hergeleitet werden. Für ein 150 qm großes Einfamilienhaus mit dem gleichen Effizienzstandard werden analog 581 Euro pro Jahr als Annuität

der Investition angesetzt. Die Jahresarbeitszahl wird mit 3,3 angenommen (Öko-Institut 2021c).

Der Fokus der vorliegenden Analyse liegt auf Mietenden und selbstnutzenden Eigentümer\*innen. Die Sicht der Vermietenden wird hier nicht beleuchtet.<sup>25</sup>

Für die Anschaffung eines batterieelektrischen Pkws werden keine Differenzkosten angesetzt, da hier der Fall betrachtet wird, bei dem sich ein Haushalt für ein batterieelektrischen Pkw *anstatt* eines fossilen Antriebes entscheidet und davon auszugehen ist, dass die Anschaffungskosten im hier betrachteten Jahr 2025 im gleichen Bereich liegen, ggf. aufgrund von Bonus-Malus-Systemen bei der Kfz-Steuer (SKN 2021) oder auch anderer Politikmaßnahmen mit gleicher Wirkung (auch für Gebrauchtwagen). Für die Anschaffung eines batterieelektrischen Pkws werden keine Differenzkosten angesetzt, da hier der Fall betrachtet wird, bei dem sich ein Haushalt für ein batterieelektrischen Pkw *anstatt* eines fossilen Antriebes entscheidet und davon auszugehen ist, dass die Anschaffungskosten im hier betrachteten Jahr 2025 im gleichen Bereich liegen, ggf. aufgrund von Bonus-Malus-Systemen bei der Kfz-Steuer (SKN 2021) oder auch anderer Politikmaßnahmen mit gleicher Wirkung (auch für Gebrauchtwagen).

**Tabelle 4-3: Investitionskosten Wärmepumpe, teilsaniertes Einfamilienhaus, 110 m<sup>2</sup>**

	Investitionskosten Luft-Wärmepumpe	abzgl. Kosten des Gaskessels	nach Förderung 35%	inkl. MwSt.
	€			
Investitionskosten	15.000	9.000	5.850	6.962
Annuität (€/a)				426

Annahmen und Anmerkungen: Lebensdauer 20 Jahre, Zinssatz 2%, Preisbasis 2019

Quelle: Öko-Institut (2021c)

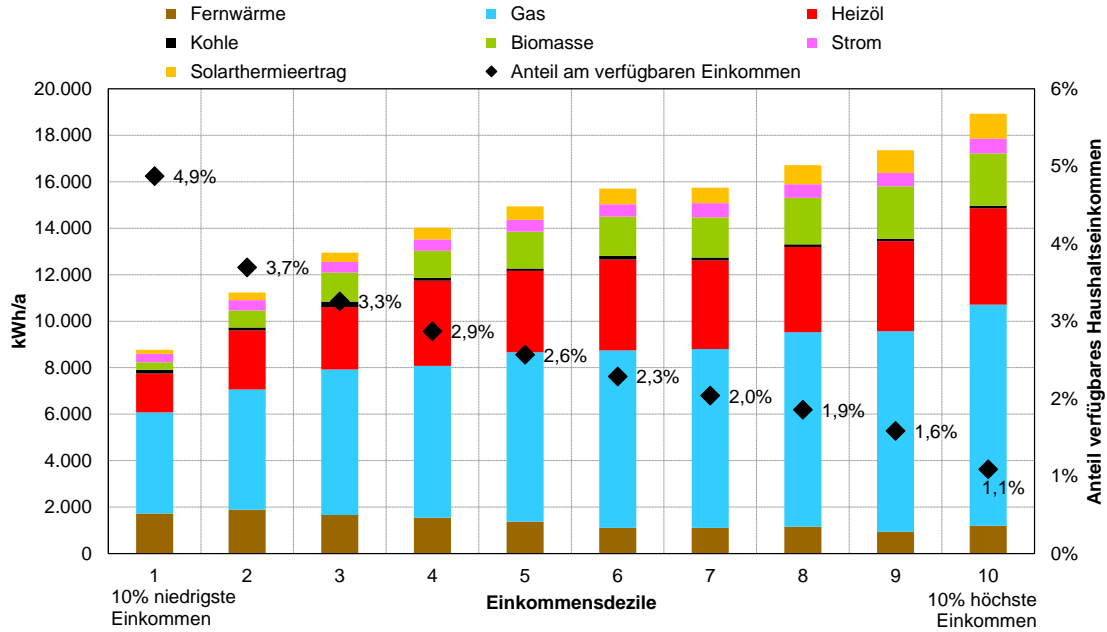
### 4.3. Energieverbräuche und -ausgaben im Jahr 2018

Um die Analysen der Wirkungen des Reformvorschlags einzuordnen, wird einleitend die Verteilung der Energieverbräuche und der Ausgaben vor Start des BEHG beschrieben. Dafür wird auf das Erhebungsjahr der EVS (2018) zurückgegriffen.

Generell steigt der Wärmeverbrauch mit dem Einkommen der Haushalte (Abbildung 4-2), was insbesondere auf größere Wohnflächen in oberen Einkommensdezilen zurückzuführen ist. Der Anteil von Fernwärme als Wärmeenergieträger ist in den unteren Dezilen höher als in den oberen Dezilen, während der Anteil von Heizöl mit den Dezilen ansteigt. Der Anteil von Gas als Wärmeenergieträger schwankt um 50%.

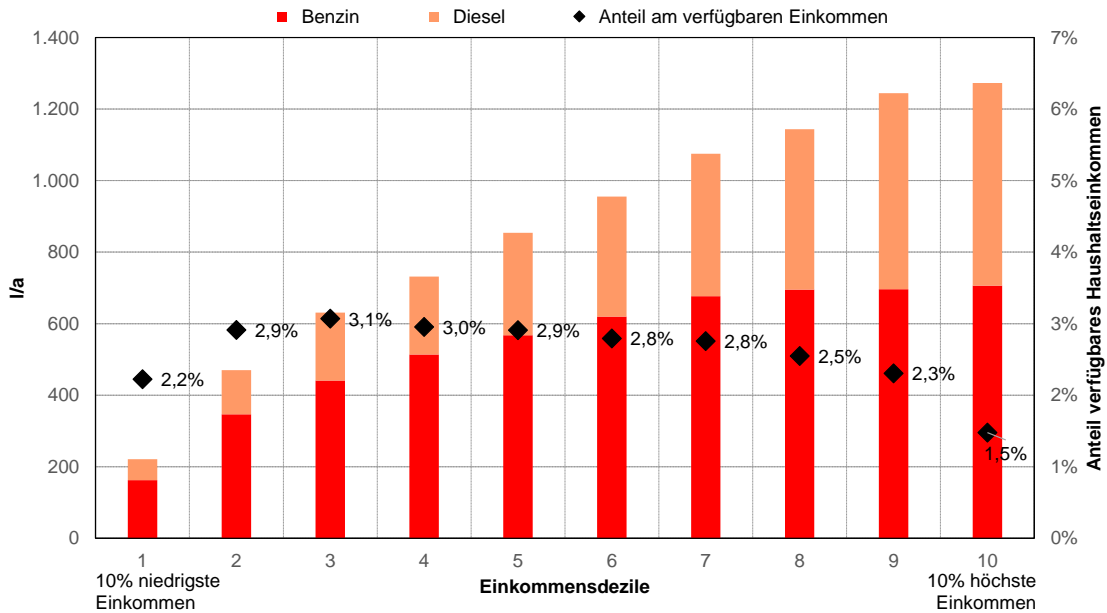
<sup>25</sup> Aus Sicht der Vermietenden spielen neben der Umlagefähigkeit der CO<sub>2</sub>-Bepreisung weitere, wichtige Parameter eine Rolle für die Kosten/Nutzen-Abwägung, insbesondere das Verhältnis zwischen Mietsteigerungen im Rahmen der Modernisierungsumlage (§559 BGB) und im Rahmen der ortsüblichen Vergleichsmiete (§558 BGB), sowie individuelle Renditeerwartungen.

**Abbildung 4-2: Wärmeverbrauch nach Einkommensdezilen sowie Anteil Wärmeausgaben am Einkommen, 2018**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Preise aus Abschnitt 4.2.2.1

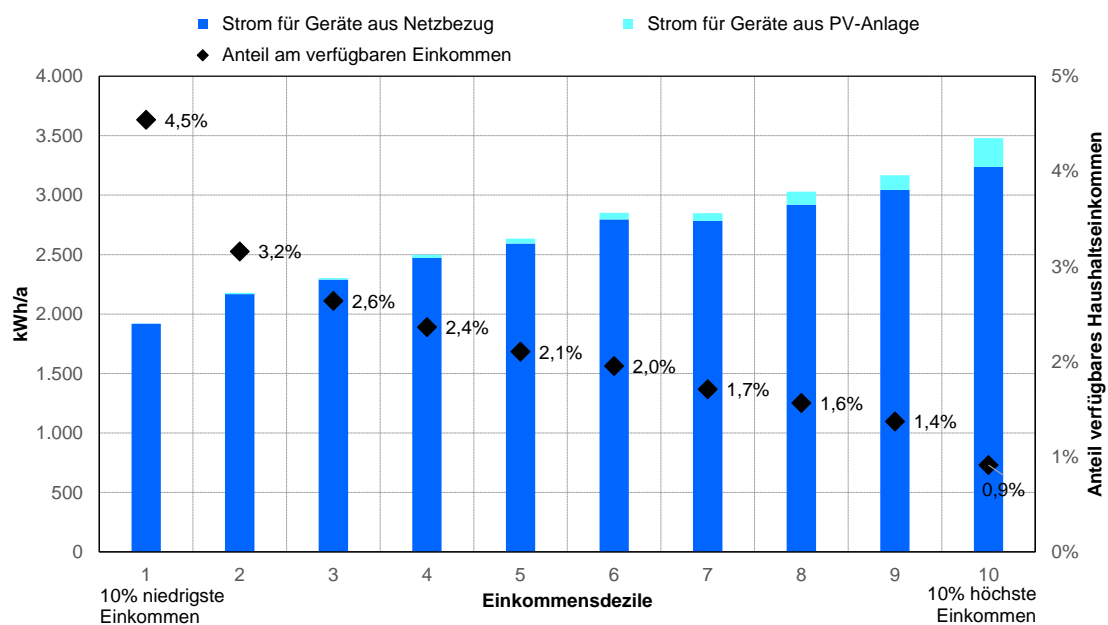
**Abbildung 4-3: Kraftstoffverbrauch nach Einkommensdezilen sowie Anteil Kraftstoffausgaben am Einkommen, 2018**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Preise aus Abschnitt 4.2.2.1

Die Verteilung des Verbrauchs von Benzin und Diesel über die zehn Einkommensklassen (Abbildung 4-3) ist insbesondere davon abhängig, ob und wie viele Pkw die Haushalte in den jeweiligen Dezilen besitzen. Der Besitz steigt stark mit dem Einkommen an, so dass der Kraftstoffverbrauch im 10. Dezil fast sechsmal so hoch ist wie im 1. Dezil. Der Anteil des verfügbaren Einkommens, der für Kraftstoffe verwendet wird, steigt bis zum 3. Dezil mit zunehmendem Pkw-Besitz zunächst an, sinkt dann aber stetig bis zum 10. Dezil ab, da aufgrund steigender Einkommen ein kleinerer Anteil des Einkommens für Kraftstoffe aufgebracht werden muss. Es handelt sich hier um Durchschnittswerte für alle Haushalte in den jeweiligen Dezilen. Individuelle Verbräuche und Ausgaben streuen stark innerhalb der Dezile. Diesem Umstand wird in Abschnitt 4.4.2 durch die Betrachtung von Beispielhaushalten Rechnung getragen.

**Abbildung 4-4: Stromverbrauch für Geräte nach Einkommensdezilen sowie Anteil Stromausgaben am Einkommen, 2018**



Quelle: Berechnung des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018; Preise aus Abschnitt 4.2.2.1

Auch der Verbrauch von Strom für Haushaltsgeräte steigt mit dem Einkommen (Abbildung 4-4) und ist im 10. Dezil gut eineinhalbmal so hoch wie im 1. Dezil. Der Stromverbrauch pro Person ist allerdings über die Einkommensdezile relativ konstant, da Haushalte mit höherem Einkommen eine größere Zahl an Haushaltsmitgliedern haben (im 1. Dezil finden sich durchschnittlich 1,5 Personen pro Haushalt, in den oberen Einkommensdezilen 2,2 Personen pro Haushalt). Im Mittel geben Haushalte in Deutschland 2% ihres verfügbaren Einkommens für Strom aus. Im 1. Dezil ist dieser Anteil mit 5% allerdings fünfmal so hoch wie im 10. Dezil mit 1%.

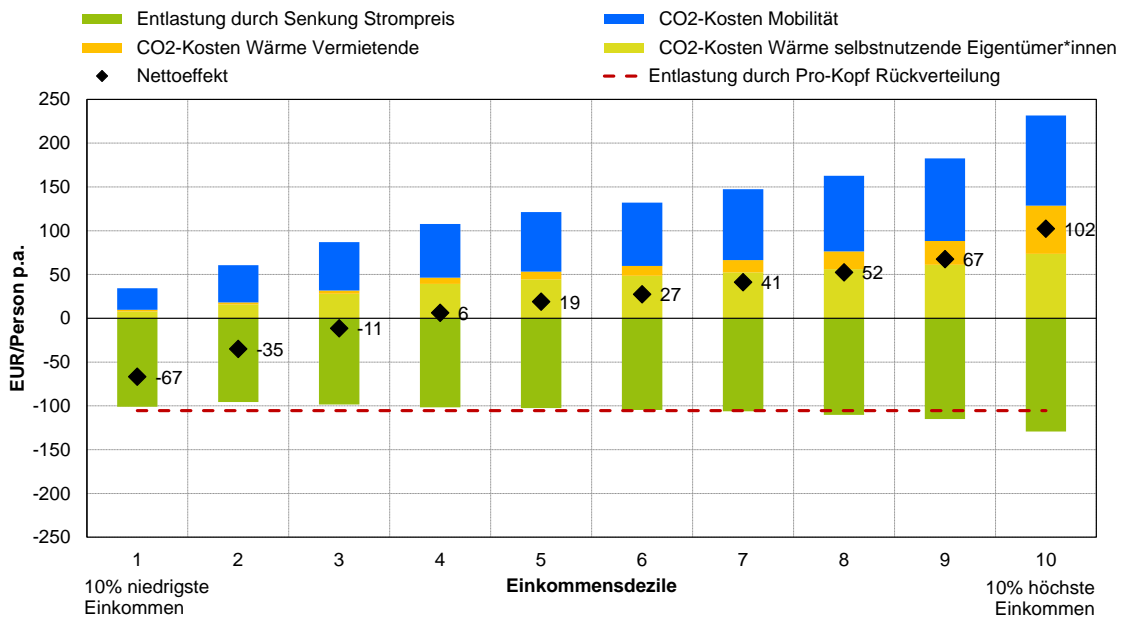
## 4.4. Verteilungswirkungen

### 4.4.1. Verteilungswirkungen nach Einkommensdezilen

Die erwarteten Verteilungswirkungen des Reformvorschlages im Jahr 2025 sind in Abbildung 4-5 für zehn Einkommensgruppen dargestellt. In der Abbildung werden die CO<sub>2</sub>-Kosten für Wärme und Kraftstoffe den Einsparungen an Stromkosten gegenübergestellt und der jeweilige Saldo angegeben. Haushalte mit den geringsten Einkommen (1. Einkommensdezil) sparen nach der Reform im Durchschnitt 67 Euro pro Person und Jahr ein, während Haushalte im zehnten Dezil zusätzliche Ausgaben in Höhe von 102 Euro pro Person und Jahr haben. Für 30% der Haushalte, die sich in den ersten drei Einkommensdezilen, befinden, bewirkt die Reform eine Entlastung, ab dem 4. Dezil stellt sich eine Nettobelastung ein. Die mittlere Belastung über alle Haushalte nach der Reform beträgt 20 Euro pro Person und Jahr.

Die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Kosten, die für Mobilität entstehen, steigen mit dem Einkommen an, da Haushalte mit höherem Einkommen mehr Kraftstoff verbrauchen (vgl. Abbildung 4-3). Im Wärmebereich fallen CO<sub>2</sub>-Kosten für selbstnutzende Eigentümer\*innen an, die mit Gas, Öl oder Kohle heizen, und für Vermietende, deren vermietete Wohnungen mit Gas, Öl oder Kohle beheizt werden. In der Analyse wird davon ausgegangen, dass die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht auf die Mietenden umgelegt werden können (Öko-Institut; Hamburg Institut 2021). Eine Variante mit einer Begrenzung der Umlagefähigkeit auf 50% findet sich in Kapitel 4.4.3.

Abbildung 4-5: Verteilungswirkungen der Reform pro Person, 2025



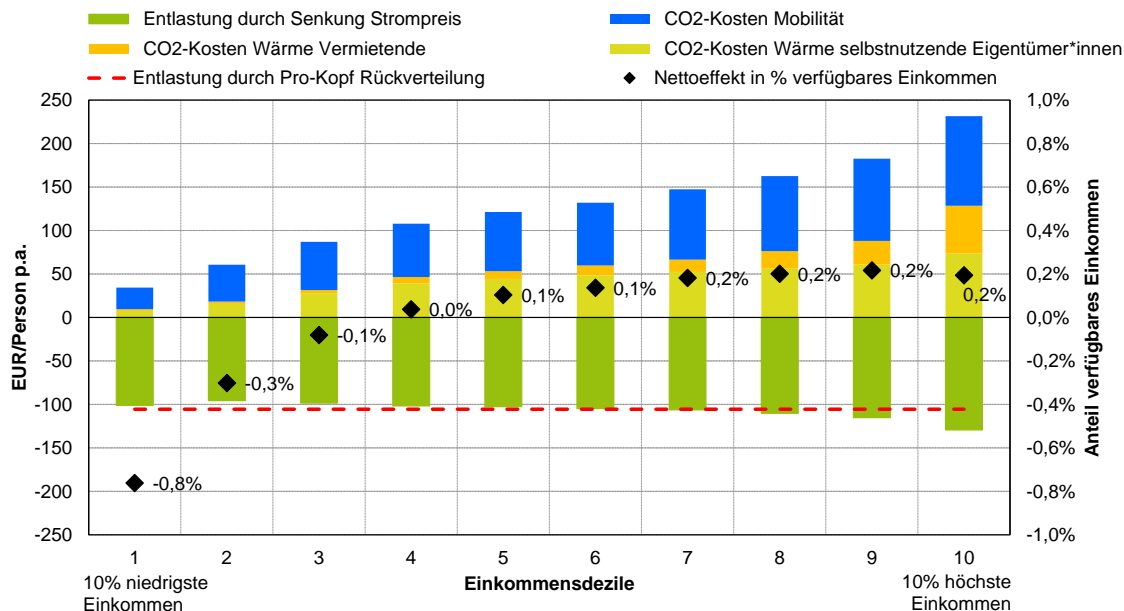
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018

Die wärmebedingten CO<sub>2</sub>-Kosten steigen mit dem Einkommen an, da sowohl der Anteil an selbstnutzenden Eigentümer\*innen wie auch der Anteil der Vermietenden mit den Einkommen steigt. Außerdem haben Haushalte mit höherem Einkommen größere Wohnflächen und verbrauchen mehr Wärmeenergie (vgl. Abbildung 4-2).

Die Entlastung, die über den Rückverteilungsmechanismus durch die Senkung des Strompreises bewirkt wird, verteilt sich recht konstant über die Einkommensdezile und liegt bei etwa 100 Euro pro Person und Jahr. In den oberen Dezilen liegt sie aufgrund des höheren Stromverbrauchs (Abbildung 4-5) etwas darüber und steigt auf 129 Euro pro Kopf und Jahr im 10. Dezil. Zum Vergleich wird in Abbildung 4-5 außerdem die Entlastung gezeigt, die sich bei einer Pro-Kopf-Rückverteilung der gleichen Einnahmen ergeben würde (102 Euro pro Kopf und Jahr). Beide Rückverteilungsvarianten ergeben folglich ähnliche Wirkungen.

Wird der Nettoeffekt im Verhältnis zum verfügbaren Haushaltseinkommen betrachtet (vgl. Abbildung 4-6), zeigt sich, dass der relative Entlastungseffekt im 1. Dezil mit -0,8% des verfügbaren Haushaltseinkommens besonders hoch ist. Deutlich zu sehen ist der progressive Verlauf der relativen Entlastung. Trotz der absolut gesehen höchsten Nettobelastung von 102 Euro pro Kopf und Jahr im 10. Dezil, repräsentiert diese lediglich 0,2% des verfügbaren Nettoeinkommens. Im Mittel über alle Einkommensgruppen ist die Nettobelastung sehr gering und liegt bei 0,1% des verfügbaren Einkommens.

**Abbildung 4-6: Verteilungswirkungen der Reform pro Person sowie Nettoeffekte als Anteil des verfügbaren Einkommens, 2025**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018

#### 4.4.2. Auswirkungen anhand von Beispielhaushalten

Während im vorigen Abschnitt die durchschnittlichen Effekte in den Einkommensdezilen beleuchtet wurden, werden in diesem Abschnitt die Auswirkungen der Reform im Jahr 2025 für konkrete Beispielhaushalte illustriert.

Die Grundcharakteristika der hier betrachteten Beispielhaushalte sind in Tabelle 4-4 zusammengefasst. Die gewählten Beispielhaushalte bilden ein breites Spektrum der in Deutschland lebenden Bevölkerung ab. Sie umfassen Familien, Rentner\*innen, Alleinerziehende, Singles und Paare ohne Kinder. Es werden sowohl Haushalte betrachtet, die zur Miete wohnen, als auch solche, die im Eigentum wohnen. Die Kosten durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung unterscheiden sich für beide Gruppen, zum einen durch die Begrenzung der Umlagefähigkeit auf Mietende, zum anderen in Hinblick auf das Entscheidungskalkül beim Einbau einer Wärmepumpe. Für Letzteres ist ein mietender Haushalt auf Investitionen der Vermietenden angewiesen.

**Tabelle 4-4: Beispielhaushalte**

	Beispielhaushalte, die zur Miete wohnen				Beispielhaushalte, die im Eigentum wohnen		
	Familie mit mittlerem/geringen Einkommen	Rentnerin mit mittlerem/geringen Einkommen	Alleinerziehende mit mittlerem/geringen Einkommen	Single mit hohem Einkommen	Familie mit mittlerem/geringen Einkommen	Familie mit mittlerem/geringen Einkommen	Paar ohne Kinder mit hohem Einkommen
Einkommen (€/a)	60.000 / 35.000	20.000 / 10.000	30.000 / 15.000	80.000	60.000 / 35.000	60.000 / 35.000	110.000
Wohnfläche (m <sup>2</sup> )	110	55	75	90	110	110	150
Heizenergieträger	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Heizöl	Gas
Verbrauch (kWh/a)	15.400	7.700	10.500	12.600	15.400	15.400	21.000
Pkw	Benziner	-	Benziner	Benziner	Benziner	Benziner / Diesel	Benziner / Diesel
Fahrleistung (km)	15.000	-	10.000	15.000	15.000	15.000 / 15.000	15.000 / 25.000
Verbrauch (l/a)	1.170	-	780	1.170	1.170	1.170 / 1.050	1.170 / 1.750
Stromverbrauch (kWh/a)	4.100	1.800	2.700	2.400	4.100	3.800	3.900

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 und eigene Annahmen

In der Analyse der Verteilungswirkungen wird zunächst der Fall betrachtet, in dem die Haushalte bei ihrem bisherigen Heizenergieträger und – falls vorhanden – bisherigen Pkw bleiben (ohne Anpassung). In einem nächsten Schritt wird untersucht, wie sich klimafreundliche Anpassungsreaktionen, etwa ein Heizungstausch oder die Anschaffung eines batterieelektrischen Pkws auswirken (Anpassungswirkung).

In Tabelle 4-5 sind die Auswirkungen der Reform im Jahr 2025 für Beispielhaushalte, die zur Miete wohnen, dargestellt. Die Unterscheidung in Haushalte, die zur Miete wohnen und Haushalte im Eigentum, ist notwendig, da sich durch die Begrenzung der Umlagefähigkeit der CO<sub>2</sub>-Kosten auf Mietende unterschiedliche Effekte ergeben. In der Analyse wird davon ausgegangen, dass die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht auf die Mietenden umgelegt



werden können (Öko-Institut; Hamburg Institut 2021). Eine Variante mit einer Begrenzung der Umlagefähigkeit auf 50% findet sich in Kapitel 4.4.3.

### Beispielhaushalte zur Miete vor Anpassung

Fast alle mietenden Beispielhaushalte erfahren schon vor einer möglichen Anpassungsreaktion durch die Reform Einsparungen, da die Entlastung bei den Stromkosten regelmäßig höher ist als die CO<sub>2</sub>-Kosten auf Benzin und Diesel. Die Einsparungen bewegen sich zwischen 22 Euro pro Jahr im Haushalt der Alleinerziehenden und 118 Euro pro Jahr für die Rentner\*in, die zur Miete wohnt und keinen Pkw besitzt und daher vollständig von der Stromkostenreduktion profitiert. Die Einsparungen der Beispielfamilie liegen bei 36 Euro pro Jahr. Eine Ausnahme bildet der Single-Haushalt mit hohem Einkommen, der eine relativ hohe Fahrleistung aufweist und deshalb zusätzliche Kosten von 76 Euro pro Jahr hat.

**Tabelle 4-5: Auswirkungen der Reform auf Beispielhaushalte, die zur Miete wohnen, 2025**

	Familie mit mittlerem / geringem Einkommen		Rentner*in mit mittlerem/ geringem Einkommen	Alleinerziehende mit mittlerem / geringem Einkommen		Single mit hohem Einkommen	
Wohnsituation	110 m <sup>2</sup>		55 m <sup>2</sup>	75 m <sup>2</sup>		75 m <sup>2</sup>	
Heizenergieträger	Gas		Gas	Gas		Gas	
Pkw	Benziner	E-Auto	-	Benziner	E-Auto	Benziner	E-Auto
Ausgaben / Einsparungen auf Grund der Reform							
CO <sub>2</sub> -Kosten (EUR)	233	-	-	156	-	233	-
Entlastung Stromkosten (EUR)	-269	-269	-118	-177	-177	-157	-157
Anpassungswirkung							
<i>Einsparung CO<sub>2</sub>-Kosten (nachrichtlich, EUR)</i>		-233		-156		-233	
Einsparung fossile Brennstoffe (ohne BEHG, EUR)		-1.509		-1.006		-1.509	
Zusätzliche Stromkosten nach Anpassung (EUR)		621		414		621	
Nettoeffekt der Reform							
	vor Anpassung	nach Anpassung	keine Anpassung	vor Anpassung	nach Anpassung	vor Anpassung	nach Anpassung
Ausgaben (EUR)	-36	-1.157	-118	-22	-769	76	-1.045
mittleres Nettoeinkommen (EUR)	60.000		20.000	30.000		80.000	
in % Nettoeinkommen	-0,1%	-1,9%	-0,6%	-0,1%	-2,6%	0,1%	-1,3%
geringeres Nettoeinkommen (EUR)	35.000		10.000	15.000			
in % Nettoeinkommen	-0,1%	-3,3%	-1,2%	-0,1%	-5,1%		

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 und eigene Annahmen. Angaben sind in EUR (real 2019)

Für die Beispielhaushalte „Familie“ und „Alleinerziehende“ bewegen sich die Einsparungen vor einer Anpassungsreaktion im Rahmen von 0,1% des verfügbaren Haushaltseinkommens. Für die Rentner\*in liegen sie bei mittlerem Einkommen mit 0,6% des verfügbaren Haushaltseinkommens leicht höher, bei einem niedrigeren Einkommen sogar bei 1,2%.

#### Anpassungswirkungen bei Haushalten, die zur Miete wohnen

In einem nächsten Schritt wird angenommen, dass die hier dargestellten Haushalte (mit Ausnahme der Rentner\*in, die ohne eigenes Auto lebt) ihren benzinbetriebenen Pkw durch einen batterieelektrischen Pkw ersetzen. Da angenommen wird, dass dies im Rahmen eines ohnehin geplanten Neu- oder Gebrauchtwagenkaufes geschieht und dass ein vollelektrischer Pkw im Jahr 2025 nicht teurer ist als ein Pkw mit konventionellem Antrieb, entstehen keine anzusetzenden Investitionsmehrkosten. Da außerdem die Stromkosten für den Betrieb des batterieelektrischen Pkws weniger als halb so hoch sind wie Kraftstoffkosten des Benziner-Pkws, sparen die Beispielhaushalte durch diese Anpassungsreaktion weitere Kosten ein. Für Haushalte mit geringem Einkommen können diese Einsparungen 3,3% (Familie) bzw. bis 5,1% (Alleinerziehende) des verfügbaren Einkommens betragen. Trotz der höheren Fahrleistung spart der Single-Haushalt mit hohem Einkommen lediglich 1,3% des verfügbaren Einkommens ein, da das Vergleichseinkommen deutlich höher liegt als bei den anderen Haushalten.

#### Beispielhaushalte im Eigentum vor Anpassung

Im Vergleich zu den zur Miete wohnenden Haushalten stellen sich die Wirkungen für Haushalte, die im Eigentum wohnen, etwas differenzierter dar (Tabelle 4-6). Ohne Anpassungsreaktion haben die gewählten Beispielhaushalte zusätzliche Ausgaben durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung, da die CO<sub>2</sub>-Kosten für die fossil betriebene Heizung, sowie den konventionell betriebenen Pkw die Entlastung bei den Stromkosten übersteigt. Je größer die beheizte Fläche (bei gleicher Effizienz) und je höher die Fahrleistung, desto höher liegen auch die CO<sub>2</sub>-Kosten. Für Haushalte mit mittlerem und hohem Einkommen repräsentieren die zusätzlichen Kosten in unserem Beispiel weniger als 1% des verfügbaren Nettoeinkommens. Für eine Familie mit geringem Einkommen, Ölheizung und zwei Pkw beträgt die Belastung dagegen 1,6% des verfügbaren Einkommens.

#### Anpassungswirkungen bei Haushalten, die im Eigentum wohnen

Auch die Beispielhaushalte, die im Eigentum wohnen, profitieren generell vom Einbau einer Wärmepumpe und dem Umstieg auf ein batterieelektrisches Pkw. Durch den Kauf eines batterieelektrischen Pkw anstatt eines konventionell betriebenen Pkws ergeben sich auch bei den Beispielhaushalten, die im Eigentum wohnen, durchweg Einsparungen. Der Beispielfamilie mit geringem Einkommen, die sowohl eine Wärmepumpe einbaut als auch ihren Benziner ersetzt, entsteht eine Entlastung in Höhe von 2,8% des verfügbaren Nettoeinkommens.

**Tabelle 4-6: Auswirkungen der Reform auf Beispielhaushalte, die im Eigentum wohnen, 2025**

Wohnsituation	Familie mit mittlerem / geringen Einkommen		Familie mit mittlerem / geringen Einkommen			Paar ohne Kinder mit hohem Einkommen	
	110 m <sup>2</sup>		110 m <sup>2</sup>			150 m <sup>2</sup>	
Heizenergeträger	Gas	Wärmepumpe	Heizöl	Wärmepumpe	Wärmepumpe	Gas	
Pkw	Benziner	E-Auto	Benziner / Diesel	Benziner / Diesel	Benziner / E-Auto	Benziner / Diesel	Benziner / E-Auto
Ausgaben / Einsparungen auf Grund der Reform							
CO <sub>2</sub> -Kosten (EUR)	495	-	817	470	233	984	233
Entlastung Stromkosten (EUR)	-269	-269	-249	-249	-249	-256	-256
Anpassungswirkung							
<i>Einsparung CO<sub>2</sub>-Kosten (nachrichtlich, EUR)</i>		-495		-348	-584		-751
Annuität Investition Wärmepumpe (EUR)		426		426	426		581
Einsparung fossile Brennstoffe (ohne BEHG, EUR)		-2.568		-890	-2094		-3.451
Zusätzliche Stromkosten nach Anpassung (EUR)		1.430		809	1.430		2.139
Nettoeffekt der Reform							
	vor Anpassung	nach Anpassung	vor Anpassung	nach Anpassung	nach Anpassung	vor Anpassung	nach Anpassung
Ausgaben (EUR)	226	-981	568	566	-254	728	-755
mittleres Nettoeinkommen (EUR)	60.000		60.000			110.000	
in % Nettoeinkommen	0,4%	-1,6%	0,9%	0,9%	-0,4%	0,7%	-0,7%
geringeres Nettoeinkommen (EUR)	35.000		35.000				
in % Nettoeinkommen	0,6%	-2,8%	1,6%	1,6%	-0,7%		

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 und eigene Annahmen; Angaben sind in EUR (real 2019)

Anhand der Beispielfamilie mit Ölheizung wird deutlich, wie die Anpassungsreaktionen zusammenwirken. Durch den Einbau einer Wärmepumpe alleine sinken die zusätzlichen Ausgaben durch die Reform nach dem Einbau ganz leicht von 568 Euro pro Jahr auf 566 Euro pro Jahr (vgl. Zeile „Ausgabe“ in Tabelle 4-6). Dies bedeutet, dass der Einbau der Wärmepumpe zwar keine zusätzlichen Kosten verursacht, im Jahr 2025 aber auch noch nicht ausreicht, um die Kosten des BEHG inkl. Entlastung auszugleichen. Dies geschieht erst durch die Anschaffung eines batterieelektrischen Pkws (anstatt eines konventionell betriebenen Pkws). Dies gilt auch für die anderen beiden Beispielhaushalte, für die der Effekt des Einbaus einer Wärmepumpe nicht separat gezeigt wird.

Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass die Beispielrechnung nur die Wirkung in einem Jahr zeigt. In den folgenden Jahren würden durch die Wärmepumpe zunehmend Ausgaben für fossile Brennstoffe eingespart, da die Preise für Gas und Heizöl (selbst ohne BEHG) weiter ansteigen. Im Vergleich zur Betrachtung des Jahres 2025, ergibt

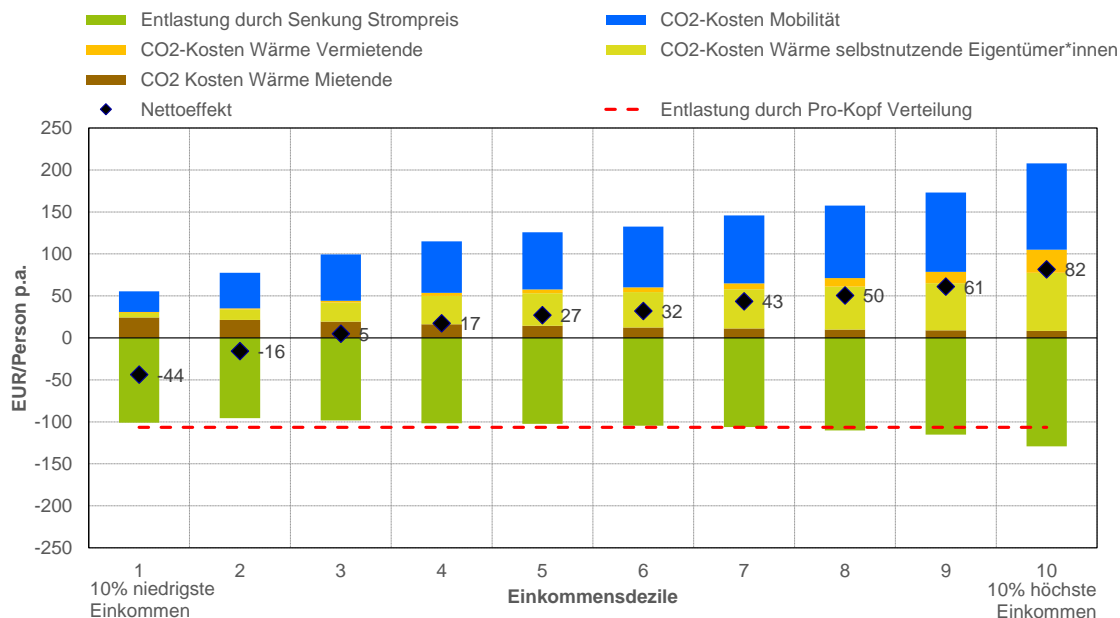
sich über die Lebensdauer der Wärmepumpe eine deutliche Einsparung (vgl. Öko-Institut 2021c).

Insgesamt ist festzuhalten, dass es Konstellationen geben kann, in denen eine gezielte Investitionsförderung für Anpassungsinvestitionen (v.a. Umstieg auf Wärmepumpe) zur Vermeidung hoher relativer Belastungen notwendig sind.

#### 4.4.3. Exkurs: 50% Umlage der CO<sub>2</sub>-Kosten für Mietende

Das Bundeskabinett hat einen Gesetzentwurf beschlossen, nach dem die CO<sub>2</sub>-Kosten für Wärme zu 50% auf Mietende umgelegt werden können (BReg 2021). Allerdings ist dieses Gesetzgebungsverfahren noch nicht abgeschlossen. Mit den vorgesehenen Regeln verändern sich die Verteilungswirkungen leicht. Für private Verbraucher ergeben sich zwei Effekte. Erstens haben Mietende höhere Heizkosten, da sie 50% der CO<sub>2</sub>-Kosten für Heizenergie zu tragen haben und zweitens sinkt gleichzeitig die Belastung bei privaten Vermietenden, da sie nur noch 50% der CO<sub>2</sub>-Kosten übernehmen müssen. Abbildung 4-7 stellt die erwarteten Verteilungswirkungen dieser Situation des Reformvorschlages im Jahr 2025 nach Einkommensdezilen dar. Im Mittel über alle Haushalte ergibt sich nun eine leicht höhere zusätzliche Belastung von 26 Euro pro Person und Jahr (gegenüber 20 Euro in dem Fall, dass die Vermietenden die CO<sub>2</sub>-Kosten der Wärme übernehmen).

**Abbildung 4-7: Verteilungswirkungen der Reform im Jahr 2025, 50/50-Regelung der CO<sub>2</sub>-Kostenumlage für Mietende**



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 und eigene Annahmen

**Tabelle 4-7: Auswirkungen der Reform im Jahr 2025 auf Beispielhaushalte, die zur Miete wohnen. 50/50-Regelung der CO<sub>2</sub>-Kostenumlage für Mietende**

	Familie mit mittlerem / geringem Einkommen		Rentner*in mit mittlerem/ geringem Einkommen	Alleinerziehende mit mittlerem / geringem Einkommen		Single mit hohem Einkommen	
Wohnsituation	110 m <sup>2</sup>		55 m <sup>2</sup>	75 m <sup>2</sup>		75 m <sup>2</sup>	
Heizenergieträger	Gas		Gas	Gas		Gas	
Pkw	Benziner	E-Auto	-	Benziner	E-Auto	Benziner	E-Auto
Ausgaben / Einsparungen auf Grund der Reform							
CO <sub>2</sub> -Kosten (EUR)	364	131	65	245	89	340	107
Entlastung Stromkosten (EUR)	-269	-269	-118	-177	-177	-157	-157
Anpassungswirkung							
Einsparung CO <sub>2</sub> -Kosten (nachrichtlich, EUR)		-233			-156		-233
Einsparung fossile Brennstoffe (ohne BEHG, EUR)		-1.509			-1.006		-1.509
Zusätzliche Stromkosten nach Anpassung (EUR)		621			414		621
Nettoeffekt der Reform							
	vor Anpassung	nach Anpassung	keine Anpassung	vor Anpassung	nach Anpassung	vor Anpassung	nach Anpassung
Ausgaben (EUR)	95	-1.026	-53	68	-680	183	-938
mittleres Nettoeinkommen (EUR)	60.000		20.000	30.000		80.000	
in % Nettoeinkommen	0,2%	-1,7%	-0,3%	0,2%	-2,3%	0,2%	-1,2%
geringeres Nettoeinkommen (EUR)	35.000		10.000	15.000			
in % Nettoeinkommen	0,3%	-2,9%	-0,5%	0,5%	-4,5%		

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von FDZ der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2018 und eigene Annahmen; Angaben sind in EUR (real 2019)

In der Betrachtung nach Einkommensdezilen ist die durchschnittliche Entlastung in den ersten beiden Dezilen geringer als in dem Fall, wenn keine CO<sub>2</sub>-Kosten umgelegt werden (vgl. Abbildung 4-5). Dies begründet sich darin, dass in den unteren Einkommensgruppen ein deutlich höherer Anteil der Haushalte zur Miete wohnt (mit nun höherer Belastung) und gleichzeitig deutlich weniger Haushalte als Vermietende agieren und dadurch nicht von der Umverteilung profitieren. Während Haushalte im 3. Einkommensdezil im Fall ohne Umlagefähigkeit der CO<sub>2</sub>-Kosten auf die Mietenden entlastet wurden, werden sie bei einer 50/50-Regelung mit durchschnittlich 5 Euro pro Kopf und Jahr belastet. Die durchschnittliche Belastung steigt ebenfalls für Haushalte des 4. bis 7. Einkommensdezils. Aufgrund des zunehmenden Anteils der Haushalte, die im Eigentum wohnen und einem höheren Anteil an privaten Haushalten, die Wohnungen vermieten, werden Haushalte in den obersten drei Einkommensdezilen bei einer 50/50-Regelung der Umlagefähigkeit stärker entlastet, als wenn die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht umgelegt würden. Die Entlastung durch den Strompreis bleibt von der Änderung der Umlagefähigkeit der CO<sub>2</sub>-Kosten unberührt und liegt unabhängig vom Dezil auf einem vergleichbaren Niveau wie eine mögliche Pro-Kopf Rückverteilung.

Für die Betrachtung der Beispielhaushalte sind die Auswirkungen bei einer 50/50-Umlage-Regelung für Haushalte, die zur Miete wohnen, in Tabelle 4-7 dargelegt. Anders als in der Situation, in der die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht umgelegt werden, entsteht bei einer 50/50-Regelung für alle mietenden Beispielhaushalte eine Kostenbelastung (auch nach Rückverteilung), wenn keine Anpassungsmaßnahmen durchgeführt werden. Durchschnittlich werden die Beispielhaushalte hier mit 0,2% bis 0,5% ihres Nettohaushaltseinkommens belastet. Eine Ausnahme bildet die Rentner\*in, bei der die Reduktion der Stromkosten die zusätzlichen Heizkosten mehr als kompensiert.

Die Bedeutung der Anpassungsmaßnahmen zeigt sich bei dem Austausch eines Benziners durch einen batterieelektrischen Pkw. Nach Durchführung der Anpassungsmaßnahme profitieren alle Beispielhaushalte von der Reform. Die vermiedenen CO<sub>2</sub>-Kosten, die reduzierten Kraftstoffkosten und der Rückverteilungsmechanismus in Form der Stromkostenreduktion gleichen die zusätzlichen Kosten für Heizenergie aus und führen zur einer deutlichen Entlastung für alle Beispielhaushalte.

## 5. Synthese und Empfehlungen

Mit der Neupositionierung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung im deutschen und europäischen Politik-Mix entsteht neben zusätzlichen Anreizen zur Emissionsminderung auch die Aufgabe, das zusätzliche Aufkommen aus den verschiedenen CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumenten sinnvoll und zielführend zu nutzen. Die Komplexität dieser Herausforderung ist beträchtlich, denn es geht um eine Abschätzung und Einordnung des zukünftig erwartbaren Aufkommens aus den verschiedenen Bepreisungsmechanismen, die Berücksichtigung der mit diesen Instrumenten inhärent verbundenen Ausgaben (z.B. im Bereich des *Carbon-Leakage*-Schutzes), die bisher aus dem CO<sub>2</sub>-Bepreisungsaufkommen finanzierten Programme und Maßnahmen wie auch eine holistische Bewertung der verschiedenen Rückverteilungsmodelle. Wichtig ist aber auch eine Einschätzung der Robustheit und der Flexibilität der jeweiligen Strategien in einem breiteren Rahmen sowie um Verteilungseffekte zwischen unterschiedlichen Sektoren und um intrasektorale Verteilungsfragen, v.a. im Bereich der privaten Haushalte.

Mit der hier vorgelegten Analyse wird versucht, mit Blick auf die vorgenannten Aspekte ein möglichst umfassendes Bild zu zeichnen bzw. ein umfassend durchgerechnetes Konzept vorzustellen. Mit dieser Analyse soll eine Lücke geschlossen werden, die in vielen der bisher vorliegenden Vorschläge bzw. Analysen mit teilweise sehr selektiven und überschlägigen Ansätzen offen geblieben ist.

Das erste Kernelement dieser Analyse bildet zunächst ein Reformvorschlag, in dem der Preispfad für das nationale Brennstoffemissionshandelssystem (BEHG) in den Jahren 2023 und 2024 auf 60 bzw. 70 €/t CO<sub>2</sub> (in nominalen Preisen) angehoben wird, die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise des BEHG ab 2025 für die Marktpreisbildung freigegeben werden und sich in den Folgejahren ein moderater Steigerungspfad einstellt bzw. durch die Schaffung von Preiskorridoren o.ä. Instrumenten entsprechend kanalisiert wird. Für das Jahr 2030 wird mit diesem, aus der Finanzierungssicht konservativen, Pfad ein Preisniveau von 155 €/t CO<sub>2</sub> erreicht. Wird eine mit den Emissionsminderungszielen des novellierten Bundes-Klimaschutzgesetzes (zum Stand des Kabinettsbeschlusses der Bundesregierung) für 2030 und 2045/50 kompatible Emissionstrajektorie unterlegt, so wächst das Einkommen aus dem BEHG auf etwa 7,2 Mrd. € im Jahr 2022, 20,1 Mrd. € im Jahr 2025 sowie 25,8 Mrd. € im Jahr 2030.

Mit Blick auf die anstehenden Reformen im Bereich des EU ETS kann für die nächsten Jahre ein zunächst steigendes Aufkommen erwartet werden. Im Zuge der in der Umsetzung des *European Green Deals* erwartbaren Anpassungen des EU ETS (bzgl. Cap, Marktstabilitätsreserve etc.) sowie der massiv sinkenden Emissionen im Geltungsbereich des EU ETS ist ab 2026 trotz weiter steigender Preise für die Emissionsberechtigungen mit sinkenden Einnahmen zu rechnen. Im Jahr 2022 kann damit für Deutschland ein Aufkommen von 5,2 Mrd. € und für das Jahr 2025 ein Niveau von 4,6 Mrd. € erwartet werden. Für den Zeithorizont 2030 ergibt sich aus den Versteigerungen des EU ETS ein Aufkommen von etwa 3,6 Mrd. €.

Zur Mitte dieses Jahrzehnts kann so aus den beiden Mechanismen der expliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Deutschland damit ein Gesamtaufkommen von knapp 25 Mrd. € zur Verfügung stehen. Bis zum Jahr 2030 kann sich dieser Betrag auf ein Niveau von fast 30 Mrd. € erhöhen.

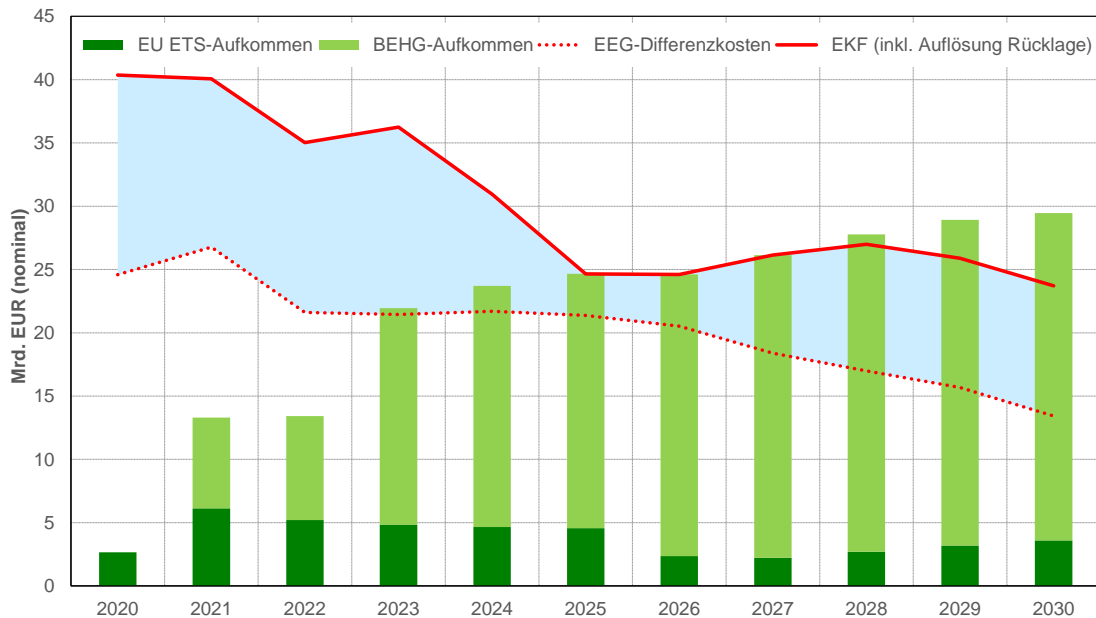
Direkt mit dem BEHG bzw. mit EU ETS sind jedoch Ausgaben verknüpft, die für Maßnahmen zum *Carbon-Leakage*-Schutz anfallen. Die Summen sind hier im Bereich der

durch den EU ETS regulierten Bereiche (für die Strompreiskompensation) größer und liegen im Zeitraum bis 2030 relativ konstant in einer Größenordnung von 1,6 bis 1,7 Mrd. €. Für den Bereich des BEHG sind die entsprechenden Kompensationszahlungen kleiner, steigen aber im Zeitverlauf von ca. 0,4 auf etwa 1,3 Mrd. € an.

Das Aufkommen aus der direkten CO<sub>2</sub>-Bepreisung fließt bisher komplett in das Sondervermögen des Energie- und Klimafonds (EKF) im Bundeshaushalt, aus dem heute eine Vielzahl von Programmen finanziert wird. Die Konstruktion des EKF bietet aber auch eine erhebliche zeitliche Flexibilität durch die Ermöglichung der Bildung und Auflösung von Rücklagen.

Dem EKF kommt auch für die Umsetzung des zweiten Kernelements des hier untersuchten Reformvorschlags eine zentrale Rolle zu: Der Vorschlag sieht vor, die EEG-Umlage schrittweise zu reduzieren und bis zum Jahr 2025 abzuschaffen. Die im Rahmen des EEG entstehenden Differenzkosten sollen stattdessen aus dem Einkommen aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung über den EKF finanziert werden. Im Abwägungsprozess zwischen der großen Rolle strombasierter Energiewendetechnologien, den erheblichen Verzerrungen aus den unterschiedlichsten Sonder- und Ausnahmeregelungen im Bereich der unterschiedlichen Bepreisungsmechanismen und den Rahmenbedingungen für den notwendigen zügigen Technologiewechsel, aber auch den möglichen Anreizeffekten durch eine Absenkung der Strompreise sowie mit Blick auf die unterschiedlichen politischen Dimensionen von Stromkostenbe- und -entlastungen erscheint ein solcher Ansatz empfehlenswert.

**Abbildung 5-1: CO<sub>2</sub>-Bepreisung und die Finanzierung des Reformmodells für die Deckung der Differenzkosten des EEG, 2020-2030**



Quelle: Wirtschaftspläne des Energie- und Klimafonds, Berechnungen des Öko-Instituts



Auf Basis einer detaillierten Projektion für den Finanzbedarf des EEG im Kontext eines zielkompatiblen Ausbaupfades der regenerativen Stromerzeugung sowie einer Senkung der EEG-Umlage im Jahr 2023 um ein Drittel (d.h. etwa 2 ct/kWh), um zwei Drittel (d.h. ca. 4 ct/kWh) im Jahr 2024 und einer vollständigen Umfinanzierung der EEG-Umlage ab 2025 entsteht ein Finanzierungsbedarf von 7,2 Mrd. € für das Jahr 2023, 14,5 Mrd. € für das Jahr 2024 und 20,5 Mrd. € im Jahr 2025. Bedingt durch die rückläufigen Differenzkosten des EEG (bedingt vor allem durch das Auslaufen der Förderung für die besonders teuren Anlagen) geht der Umfinanzierungsbedarf bis zum Jahr 2030 auf etwa 13,4 Mrd. € zurück und sinkt auch in den Folgejahren weiter massiv ab.

Für die Umfinanzierung der EEG-Umlage durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumente bzw. über den EKF wird eine Anpassung des EKF notwendig. Bei einer näheren Detailanalyse der über den EKF finanzierten Maßnahmen bzw. Programme erscheint es sinnvoll, ein Programmvolumen von ca. 8,5 Mrd. € anders zu finanzieren (oder einen entsprechenden Bundeszuschuss für den EKF zu leisten) und Programme mit einem Aufwand von heute 6,2 Mrd. € (inklusive eines Aufwuchses auf 7,3 Mrd. € im Jahr 2030) weiter über den EKF zu finanzieren. Mit Inanspruchnahme der bestehenden Rücklage des EKF in Höhe von 16,2 Mrd. € sowie einer Nutzung der für eine Begrenzung der EEG-Umlage im Jahr 2022 auf 6 ct/kWh voraussichtlich nicht benötigten Stabilisierungsmittel aus dem Konjunkturpaket von 3,1 Mrd. € kann damit die o.g. Umfinanzierung der EEG-Umlage voll durchfinanziert werden.

Ob und in welcher Ausprägung das BEHG in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre durch ein entsprechendes Instrument auf EU-Ebene abgelöst wird, ist derzeit nicht absehbar. Für den Fall, dass für ein solches Instrument restriktivere Preisgrenzen eingeführt werden, ergibt eine Analyse der impliziten CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland, dass die entsprechenden Anreiz- und Aufkommenslücken auch über eine konsistentere Ausgestaltung des Systems der Energiebesteuerung von Heiz- und Kraftstoffen in Deutschland geschlossen werden können. Dessen ungeachtet ist für den Bereich der Energiebesteuerung in Deutschland auch ohne den Bedarf für zusätzliches Aufkommen bzw. mit Blick auf die Konsistenzhöhung ein erheblicher Reformbedarf zu konstatieren.

Mit dem weitergehenden Anstieg des Aufkommens aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Jahren nach 2025 sowie dem rückläufigen Finanzierungsbedarf des EEG könnten auch andere Formen der Rückverteilung des Aufkommens, z.B. eine weitere Stromkostenentlastung im Bereich der Stromsteuer, in Erwägung gezogen werden. Die entsprechenden detaillierten Analysen verdeutlichen diesbezüglich einen beträchtlichen Spielraum.

Die unterschiedlichen Aufkommensstrukturen aus den CO<sub>2</sub>-Bepreisungsinstrumenten sowie die entsprechenden Entlastungsstrukturen im Bereich der EEG-Umlage führen zu leichten intersektoralen Verteilungseffekten zwischen den privaten Haushalten (inkl. der privaten Pkw) sowie dem Dienstleistungssektor (inkl. der Transportdienstleistungsunternehmen). Da jedoch Kostenentlastungen im Dienstleistungssektor sich zumindest teilweise auch in veränderten Preisen für die Dienstleistungen niederschlagen werden und diese dann teilweise die Kostensituation der privaten Haushalte entlasten, sind die effektiven intersektoralen Verteilungseffekte letztlich als gering einzuordnen.

Mit Blick auf die Gesamtbilanz der Finanzierung ist schließlich auch von Bedeutung, welche Transaktionskosten für die Rückverteilungsmechanismen anfallen. Für das hier beschriebene Reformmodell mit Rückverteilung über die EEG-Umlage sind diese praktisch vernachlässigbar. Falls für andere Modelle (z.B. Pro-Kopf-Prämien)

Verwaltungssysteme aufgebaut oder erweitert werden müssen, können die entsprechenden Transaktionskosten erhebliche Größenordnungen erreichen. Erste Orientierungsschätzungen hierfür belaufen sich auf 1 bis 2 Mrd. €, dies entspricht immerhin einem Anteil von etwa 10% bis 20% des CO<sub>2</sub>-Bepreisungsaufkommen im Bereich der privaten Haushalte (inkl. der privaten Pkw). Ein maßgeblicher Vorteil des hier analysierten Reformmodells besteht auch darin, dass nicht nur ein praktikables und transaktionskostenarmes Rückverteilungsmodell in Richtung der privaten Haushalte umgesetzt werden kann, sondern auch eine entsprechende Kostenentlastung des stromintensiven Dienstleistungssektors relativ einfach umgesetzt werden kann.

Neben der umfassenden und detaillierten Analyse für die Aufkommens-, wie auch die Verwendungsseite des untersuchten Reformmodells bilden aus der Makro-Perspektive auch die intrasektoralen Verteilungseffekte innerhalb der privaten Haushalte ein wichtiges Bewertungskriterium.

Die Reform hat eine deutlich progressive Verteilungswirkung auf der Ebene privater Haushalte. Haushalte mit geringerem Einkommen werden durch die Abschaffung der EEG-Umlage begünstigt, auch wenn die Kosten berücksichtigt werden, die im Rahmen des BEHG für diese Haushalte entstehen. Haushalte mit hohem Einkommen profitieren zwar auch von einer Abschaffung der EEG-Umlage, die Kosten, die im Rahmen des BEHG für sie entstehen, können durch Einsparungen im Zuge der Abschaffung der EEG-Umlage jedoch nicht komplett ausgeglichen werden. Dies wäre aber möglich, wenn Anpassungsmaßnahmen ergriffen werden.

Ein Drittel aller Haushalte profitiert durch die Reform deutlich. Im Jahr 2025 entstehen für Haushalte im ersten Einkommensdezil Kostenentlastungen von im Durchschnitt 67 Euro pro Person und Jahr, für Haushalte im dritten Einkommensdezil noch 11 Euro pro Person und Jahr. Die durchschnittliche Belastung über die Gesamtheit aller Haushalte liegt bei knapp 20 Euro pro Person. Ein Vergleich der Varianten für die Rückverteilung über einerseits eine Stromkostensenkung und andererseits über eine direkte Pro-Kopf-Rückzahlungen des entsprechenden Aufkommensvolumens ergibt sehr ähnliche Wirkungen, so dass beide Varianten als gleichermaßen progressiv anzusehen sind. Unter Berücksichtigung der praktischen Umsetzung wie auch der Transaktionskosten ergibt sich damit eine vorteilhafte Bewertung für das hier spezifizierte Reformmodell.

Im Vergleich zum verfügbaren Einkommen haben Haushalte mit geringem Einkommen durch die Reform zusätzlich 0,8% ihres verfügbaren Haushaltsnettoeinkommen zur Verfügung, während Haushalte in der höchsten Einkommensgruppe lediglich mit 0,2% ihres verfügbaren Nettoeinkommens belastet werden. Im Mittel über alle Einkommensgruppen bleibt die Nettobelastung sehr gering und liegt bei 0,1% des verfügbaren Einkommens.

Dabei wird angenommen, dass die CO<sub>2</sub>-Kosten nicht auf Mietende umgelegt, sondern von den Vermietenden getragen werden, die damit Anreize für Investitionen in die energieeffiziente Sanierung erhalten. Komplementäre Maßnahmen, wie die Bundesförderung für effiziente Gebäude, bieten dafür entsprechende Investitionsförderungen.

Die Betrachtung konkreter Beispielhaushalte vermittelt einen Eindruck über das Spektrum der möglichen Effekte. Haushalte, die zur Miete wohnen, können in der Reformvariante deutlich profitieren. Der genaue Effekt hängt von der Anzahl der Haushaltsmitglieder und der jeweiligen Fahrleistung eines vorhandenen fossilen Pkws ab sowie davon, ob Anpassungsmaßnahmen durchgeführt werden, also zum Beispiel ein vollelektrischer Pkw erworben wird. Ein zur Miete wohnender Alleinerziehenden-Haushalt mit geringem

Einkommen kann bspw. bei Anschaffung eines vollelektrischen Pkws 6,2% des Nettoeinkommens einsparen, wenn gleichzeitig die CO<sub>2</sub>-Kosten für Wärme nicht auf Mietende umgelegt werden. Auch ohne Anpassungsmaßnahmen ergeben sich für Familien/Alleinerziehende mit mittlerer Fahrleistung oder Rentner\*innen ohne Fahrzeug bereits positive Nettoeffekte, wenn die CO<sub>2</sub>-Kosten für Wärme nicht auf Mietende umgelegt werden.

Für Haushalte, die im fossil beheizten Eigentum wohnen und ein oder mehrere Benzin- oder Dieselaufos fahren, sind Anpassungsmaßnahmen wichtig, um eine Entlastung zu erfahren. Eine Investition in eine Wärmepumpe und in ein vollelektrisches Fahrzeug führen zu einer deutlichen Entlastung für alle betrachteten Beispielhaushalte (Familie mit mittlerem und geringem Einkommen, Paar ohne Kinder). Förderprogramme sind für die Überwindung der Hürden der Anfangsinvestitionen (Wärmepumpe, vollelektrisches Auto) von großer Bedeutung. Für Haushalte mit geringem Einkommen sollten sie ggf. durch Härtefallregelungen ergänzt werden.

Der Fokus der Verteilungsanalyse liegt auf dem Jahr 2025. Im Zeitverlauf werden nach 2025 bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen die Einnahmen weiter steigen, so dass zusätzliche Rückverteilungsmaßnahmen für eine sozial ausgewogene Gestaltung möglich sind. Auch die Wirtschaftlichkeit von Vermeidungsmaßnahmen verbessert sich mit steigenden CO<sub>2</sub>-Preisen noch einmal deutlich.

Ein klarer Fahrplan für die CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das BEHG und die entsprechenden Rückverteilungsstrategien ist von großer Bedeutung für eine sozial ausgewogene Verteilungswirkung. Nur wenn Haushalte rechtzeitige und planbare Signale für Kostenentwicklungen erhalten, können Investitionsentscheidungen in Anpassungsmaßnahmen zum richtigen Zeitpunkt getroffen, Fördermittel in Anspruch genommen und damit positive Wirkungen für private Haushalte nicht nur im Jahr 2025 sondern insbesondere auch in folgenden Jahren erzielt werden.

Der in diesem Bericht untersuchte Reformvorschlag für eine ambitioniertere CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Kombination mit einer Rückverteilung der Einnahmen über die Senkung der Stromkosten gibt diesbezüglich klare Signale und ermöglicht eine sozial, aber auch mit Blick auf die stromintensiven Dienstleistungssektoren ausgewogene Umsetzung der für ambitionierte Klimaschutzziele im deutschen und europäischen Kontext unverzichtbaren Instrumente der CO<sub>2</sub>-Bepreisung.

## 6. Referenzen

### 6.1. Literatur

- Agora EW - Agora Energiewende; Agora VW - Agora Verkehrswende (2019). Klimaschutz auf Kurs bringen: Wie eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung sozial ausgewogen wirkt. Berlin, August 2019. Online verfügbar unter [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/CO2-Bepreisung/Agora-Verkehrswende\\_Agora-Energiewende\\_CO2-Bepreisung\\_WEB.pdf](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/CO2-Bepreisung/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_CO2-Bepreisung_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Alfen - Alfen Consult GmbH; AVISO - AVISO GmbH; BUNG - BUNG Ingenieure AG (2018). Berechnung der Wegekosten für das Bundesfernstraßennetz sowie der externen Kosten nach Maßgabe der Richtlinie 1999/62/EG für die Jahre 2018 bis 2022, Endbericht. Weimar, Leipzig, Aachen, Münster, Köln, März 2018. Online verfügbar unter [https://bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/presse/wegekostengutachten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/K/presse/wegekostengutachten.pdf?__blob=publicationFile), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- BReg - Bundesregierung (2021). Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, 11.05.2021. Online verfügbar unter [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Glaeserne\\_Gesetze/19\\_Lp/ksg\\_aendg/Entwurf/ksg\\_aendg\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- BT - Deutscher Bundestag (2019). Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Lisa Badum, Oliver Krischer, Dr. Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Implementierung und klimapolitische Wirkungsweise eines Gesetzes für den nationalen Emissionshandel Bundestagsdrucksache 19/15316 (Drucksache, 19/16071). Berlin, 18.12.2019. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/160/1916071.pdf>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- CE Delft (2019). Transport taxes and charges in Europe, An overview study of economic internalisation measures applied in Europe. Delft, March 2019. Online verfügbar unter [https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2021/03/CE\\_Delft\\_4K83\\_Transport\\_taxes\\_and\\_charges\\_in\\_Europe\\_Final.pdf](https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2021/03/CE_Delft_4K83_Transport_taxes_and_charges_in_Europe_Final.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2010). Auktionierung, Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland: Periodischer Bericht: Oktober/November 2010. Berlin, Dezember 2010. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Auktionierung/2010\\_Bericht\\_10\\_11.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Auktionierung/2010_Bericht_10_11.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2011). Auktionierung, Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland: Periodischer Bericht für November und Gesamtjahr 2011. Berlin, Dezember 2011. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Auktionierung/2011\\_Jahresbericht.pdf;jsessionid=E11D940BE6437466E-BEF019B09C8A04D.1\\_cid292?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Auktionierung/2011_Jahresbericht.pdf;jsessionid=E11D940BE6437466E-BEF019B09C8A04D.1_cid292?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2012). Auktionierung, Versteigerung von Emissionsberechtigungen in Deutschland: Periodischer Bericht: Oktober/November 2012. Berlin, Dezember 2012. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Auktionierung/2012\\_Bericht\\_10-11.pdf;jsessionid=6F846D9C253CB5467D7C8250F4DAF51E.1\\_cid292?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.dehst.de/DE/service/archivsuche/archiv/SharedDocs/downloads/DE/Auktionierung/2012_Bericht_10-11.pdf;jsessionid=6F846D9C253CB5467D7C8250F4DAF51E.1_cid292?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2020). Treibhausgasemissionen 2019, Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und

- Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019). Berlin, Mai 2020. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf;jsessionid=B507090B2F5EA9A3E1AA87BC69D3433A.2\\_cid331?\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf;jsessionid=B507090B2F5EA9A3E1AA87BC69D3433A.2_cid331?_blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2021a). Auktionierung, Deutsche Versteigerungen von Emissionsberechtigungen. Jahresbericht 2020. Berlin, Februar 2021. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2020/2020\\_Jahresbericht.pdf?\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/versteigerung/2020/2020_Jahresbericht.pdf?_blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DEHSt - Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (2021b). Beihilfen für indirekte CO<sub>2</sub>-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2019 (SPK-Bericht 2019). Berlin, März 2021. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht\\_2019.pdf?\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Auswertungsbericht_2019.pdf?_blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Deutsche Windguard (2021). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2020. im Auftrag von Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO), Stiftung Offshore-Windenergie, VDMA Power Systems und WAB. Varel, 2021. Online verfügbar unter [https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto\\_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2021/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus%20-%20Jahr%202020.pdf](https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2021/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus%20-%20Jahr%202020.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2009). Wegekosten und Wegekostendeckung des Straßen- und Schienenverkehrs in Deutschland im Jahre 2007 (Politikberatung kompakt, 53). Berlin, 2009. Online verfügbar unter <https://dnb.info/999727656/34>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2019a). CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Wärme- und Verkehrssektor: Diskussion von Wirkungen und alternativen Entlastungsoptionen (Politikberatung kompakt, 140), 29.08.2019, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2019b). Für eine sozialverträgliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung. Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (Politikberatung kompakt, 139). Berlin, 05.07.2019. Online verfügbar unter [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.635193.de/diwkompakt\\_2019-138.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.635193.de/diwkompakt_2019-138.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- EC - European Commission (2019). The European Green Deal, Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee of the Regions (COM(2019) 640 final). Brussels, 11.12.2019. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/source.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/source.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- EC - European Commission (2020a). Commission Decision (EU) 2020/2166 of 17 December 2020 on the determination of the Member States' auction shares during the period 2021-2030 of the EU Emissions Trading System (Official Journal of the European Union, L 431/66). Brussels, 21.12.2020. Online verfügbar unter <http://data.europa.eu/eli/dec/2020/2166/oj>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- EC - European Commission (2020b). Communication from the Commission on Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission allowance trading post-2021, 2020/C 317/04 (Official Journal of the European Union, C 317/5). Brussels, 25.09.2020. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01)&from=EN), zuletzt geprüft am 31.05.2021.

- FamK - Bundesagentur für Arbeit/Familienkasse (2021). Jahreszahlen 2020, Die wichtigsten Zahlen zur Kindergeld- und Kinderzuschlagsgewährung. Entwicklung seit 1975. Nürnberg, 2021. Online verfügbar unter [https://statistik.arbeitsagentur.de/Statistikdaten/Detail/202012/famka/famka-jz/famka-jz-d-0-202012-pdf.pdf?\\_blob=publicationFile&v=2](https://statistik.arbeitsagentur.de/Statistikdaten/Detail/202012/famka/famka-jz/famka-jz-d-0-202012-pdf.pdf?_blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- FÖS - Forum ökologisch-soziale Marktwirtschaft (2021). Zehn klimaschädliche Subventionen sozial gerecht abbauen - ein Zeitplan. Studie im Auftrag von Greenpeace. Berlin, Februar 2021. Online verfügbar unter [https://foes.de/publikationen/2021/2021-02\\_FOES\\_Klimaschaedliche\\_Subventionen\\_sozial\\_gerecht\\_abbauen.pdf](https://foes.de/publikationen/2021/2021-02_FOES_Klimaschaedliche_Subventionen_sozial_gerecht_abbauen.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Hennicke, L. (2021): Vereinbarkeit des neuen Brennstoffemissionshandelsgesetzes mit der Finanzverfassung. In: *Natur und Recht* 43 (2), S. 83–90. Online verfügbar unter <https://link.springer.com/article/10.1007/s10357-021-3802-x>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- IMK - Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung der Hans-Böckler-Stiftung (2019). Wirtschaftliche Instrumente für eine klima- und sozialverträgliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung, LOS 2: Belastungsanalyse. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Düsseldorf, Juli 2019. Online verfügbar unter [https://www.boeckler.de/pdf/p\\_imk\\_study\\_65\\_2019.pdf](https://www.boeckler.de/pdf/p_imk_study_65_2019.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- infras; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2010). Verkehrsträgeranalyse, Kosten, Erträge und Subventionen des Straßen-, Schienen- und Luftverkehrs in Deutschland. Endbericht. Zürich, Karlsruhe, 13.04.2010.
- ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (2021). Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2021 bis 2025. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Karlsruhe, 15.10.2021. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202021/2020-10-15%20Endbericht%20Fraunhofer%20ISI.pdf>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Klinski, S.; Keymeier, F. (2020): Zur finanzverfassungsrechtlichen Zulässigkeit der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). In: *Zeitschrift für Umweltrecht* 31 (6), S. 342–350.
- KOF - KOF Konjunkturforschungsstelle der ETH Zürich (2011). Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage, Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt. Studie im Auftrag der Economiesuisse (KOF Studien, 26). Zürich, Mai 2011. Online verfügbar unter <https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/44980/eth-49606-01.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- MCC - Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change; PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2019a). Bewertung des Klimapakets und nächste Schritte, CO<sub>2</sub>-Preis, sozialer Ausgleich, Europa, Monitoring. Berlin, 14.10.2019. Online verfügbar unter [https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3\\_Publications/Working%20Paper/2019\\_MCC\\_Bewertung\\_des\\_Klimapakets\\_final.pdf](https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Bewertung_des_Klimapakets_final.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- MCC - Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change; PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (2019b). Optionen für eine CO<sub>2</sub>-Preisreform. MCC-PIK-Expertise für den Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Berlin, Juli 2019. Online verfügbar unter [https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3\\_Publications/Working%20Paper/2019\\_MCC\\_Optionen\\_f%C3%BCr\\_eine\\_CO2-Preisreform\\_final.pdf](https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Optionen_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.

- Öko-Institut (2021a). Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Untersuchung im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität (SKN). Berlin, 13.05.2021. Online verfügbar unter <https://www.stiftung-klima.de/app/uploads/2021/06/Öko-Institut-2021-Die-Wasserstoffstrategie-2.0-fuer-Deutschland-1.1.pdf>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Öko-Institut (2021b). Raising the Climate Policy Ambition of the European Union, Reforming the EU Emissions Trading System. Report for WWF Germany. Berlin, April 2021. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WWF-Emissionshandel-Studie.pdf>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Öko-Institut (2021c). Vertiefende Analysen zu den sektoralen Effekten des Reformvorschlags zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung, der EEG-Umlagefinanzierung und der Stromsteuer. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität (SKN), 2021.
- Öko-Institut; Hamburg Institut (2021). Agenda Wärmewende. Studie im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität (SKN), Juni 2021.
- Öko-Institut; ISI - Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung; IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (2020). Abschätzung der Treibhausgaserminderwirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung, Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenerien IX“)" (Climate Change, 33/2020). Dessau-Roßlau, Oktober 2020. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19\\_cc\\_33-2020\\_klimaschutzprogramm\\_2030\\_der\\_bundesregierung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-03-19_cc_33-2020_klimaschutzprogramm_2030_der_bundesregierung.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut - Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie (2020). Klimaneutrales Deutschland, In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Zusammenfassung, 2020. Online verfügbar unter [https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_10\\_KNDE/A-EW\\_192\\_KNDE\\_Zusammenfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- r2b - r2b Energy Consulting (2021). Finanzierung der Energiewende - Aktualisierung zum VKU-Reformvorschlag der Entgelte- und Umlagesystematik. Kurzstudie im Auftrag des Verbands Kommunaler Unternehmen (VKU). Köln, 30.04.2021. Online verfügbar unter [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Dokumente/EEE/VKU\\_Aktualisierung\\_Umlagen\\_Entgeltsystematik\\_r2b\\_final.pdf](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Dokumente/EEE/VKU_Aktualisierung_Umlagen_Entgeltsystematik_r2b_final.pdf), zuletzt geprüft am 02.06.2021.
- RWIC - RWI Consult (2019). CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den nicht in den Emissionshandel integrierten Sektoren: Optionen für eine sozial ausgewogene Ausgestaltung. Studie im Auftrag des BDEW Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft. Essen, Juli 2019. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/media/documents/20190709\\_Studie-CO2-Bepreisung\\_BYKqJtF.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20190709_Studie-CO2-Bepreisung_BYKqJtF.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- SKN - Stiftung Klimaneutralität (2021). Intelligente CO<sub>2</sub>-Bepreisung für Pkw. Instrumentenvorschlag. Berlin, 2021. Online verfügbar unter <https://www.stiftung-klima.de/de/themen/verkehr/pkw-co2-bepreisung/>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- StÄBL - Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2019). Wohnen in Deutschland, Zusatzprogramm des Mikrozensus 2018, 01.10.2019. Online verfügbar unter <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.html>, zuletzt geprüft am 31.05.2021.
- Wernsmann, R. (2020): Verfassungswidrigkeit der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), insbesondere im Zeitraum von 2021 bis 2025. Rechtsgutachten im Auftrag der FDP-Bundestagsfraktion. Passau,

08.06.2020. Online verfügbar unter [https://www.fdpbt.de/sites/default/files/2020-06/Rechtsgutachten\\_BEHG\\_FDP.pdf](https://www.fdpbt.de/sites/default/files/2020-06/Rechtsgutachten_BEHG_FDP.pdf), zuletzt geprüft am 31.05.2020.

Wernsmann, R.; Bering, S. (2020): Verfassungsrechtliche Anforderungen an Vorteilsabschöpfungsabgaben, Am Beispiel der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). In: *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 39 (8), S. 497–504.

## 6.2. Rechtliche Regelungen

### Deutsche Regelungen

BEHG – Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291).

EEG 2021 – Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138).

EKFG – Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1807), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 14. Juli 2020 (BGBl. I S. 1683).

EnergieStG – Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607).

Haushaltsgesetz 2012 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2012 vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 2938), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 14. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2580).

Haushaltsgesetz 2013 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2013 vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2757), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 15. Juli 2013 (BGBl. I S. 2404).

Haushaltsgesetz 2014 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2014 vom 15. Juli 2014 (BGBl. I S. 914).

Haushaltsgesetz 2015 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2015 vom 23. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2442), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 20. November 2015 (BGBl. I S. 2056).

Haushaltsgesetz 2016 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2016 vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2378), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 31. März 2017 (BGBl. I S. 698).

Haushaltsgesetz 2017 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2017 vom 20. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3016).

Haushaltsgesetz 2018 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2018 vom 12. Juli 2018 (BGBl. I S. 1126).

Haushaltsgesetz 2019 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2019 vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2528).

Haushaltsgesetz 2020 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2020 vom 21.12.2019 (BGBl. I S. 2890), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. Juli 2020 (BGBl. I S. 1669)

Haushaltsgesetz 2021 – Gesetz über die Feststellung des Bundeshaushaltsplans für das Haushaltsjahr 2021 vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3208).

KSG – Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513).



## Regelungen der Europäischen Union

EU ETS Directive – Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and amending Council Directive 96/61/EC (<http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/2020-01-01>), last amended by Commission Delegated Decision (EU) 2020/1071 of 18 May 2020 amending Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council, as regards the exclusion of incoming flights from Switzerland from the EU emissions trading system ([http://data.europa.eu/eli/dec\\_del/2020/1071/oj](http://data.europa.eu/eli/dec_del/2020/1071/oj)).

EU Energy Taxation Directive – Council Directive 2003/96/EC of 27 October 2003 restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity (<http://data.europa.eu/eli/dir/2003/96/2018-09-15>), last amended by Commission Implementing Decision (EU) 2018/552 of 6 April 2018 updating the references in Council Directive 2003/96/EC to the codes of the Combined Nomenclature for certain products ([http://data.europa.eu/eli/dec\\_impl/2018/552/oj](http://data.europa.eu/eli/dec_impl/2018/552/oj)).

### 6.3. Datenquellen

Bundesamt für Güterverkehr (BAG): Mauteinnahmen, Mautdaten Bund.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Futures, EEX German Power, Base-load, Calendar Year, Settlement Price.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Futures, EEX NCG Gas Futures, Calendar Year, Settlement Price.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Futures, EEX EUA Futures, December, Settlement Price.

Intercontinental Exchange (ICE): Market data, EUA Futures Contract, December.

Kraftfahrt-Bundesamt (KBA): Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen.

Statistisches Bundesamt (StBA): Energiepreise. Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen.

## Anhang: Basisdaten zur Ermittlung des Infrastrukturfinanzierungsanteils der Kraftstoffsteuern in Deutschland

**Tabelle A- 1: Fahrleistungen und Zuordnung der Infrastrukturkosten in Deutschland, 2018**

	Fahrleistung					Spezifische Infrastrukturkosten €/1.000 km
	Diesel	Benzin	CNG/LPG	Strom	Gesamt	
	Mrd. km					
Personenkraftwagen	300	334	6	1	642	29
Leichte Nutzfahrzeuge	49	2	0	0	52	35
Lastkraftwagen	62	0	0	0	62	233
Busse	3	0	0	0	3	258
Motorräder	0	15	0	0	15	16
Summe	415	351	6	1	774	
	Infrastrukturkosten					
	Mrd. €					
Personenkraftwagen	8,8	9,7	0,2	0,0	18,7	
Leichte Nutzfahrzeuge	1,7	0,1	0,0	0,0	1,8	
Lastkraftwagen	14,4	0,0	0,0	0,0	14,4	
Busse	0,8	0,0	0,0	0,0	0,9	
Motorräder	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2	
Summe	25,7	10,1	0,2	0,1	36,0	

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

**Tabelle A- 2: Kraftstoff-Endenergieverbrauch sowie Aufkommen aus der Kfz-Steuer und der Lkw-Maut in Deutschland, 2018**

	Energieverbrauch				
	Diesel	Benzin	CNG/LPG	Strom	Gesamt
	TJ				
Personenkraftwagen	706	696	18	1	1.422
Leichte Nutzfahrzeuge	151	6	1	0	159
Schwere Nutzfahrzeuge	558	0	0	0	558
Busse	41	0	1	0	43
Motorräder	0	21	0	0	21
Summe	1.457	724	21	1	2.203
	Aufkommen Kfz-Steuer				
	Mrd. €				
Personenkraftwagen	4,3	3,4	0,0	0,0	7,7
Leichte Nutzfahrzeuge	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6
Schwere Nutzfahrzeuge	0,5	0,0	0,0	0,0	0,5
Busse	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1
Motorräder	0,0	0,2	0,0	0,0	0,2
Summe	5,5	3,5	0,0	0,0	9,0
	Aufkommen Lkw-Maut				
	Mrd. €				
Schwere Nutzfahrzeuge	5,2	0,0	0,0	0,0	5,2

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts