

## **Auswirkungen klima- und energiepolitischer Instrumente mit Fokus auf EEG-Umlage, Stromsteuer und CO<sub>2</sub>-Preis**

Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien:  
Einnahmen- und Refinanzierungsseite

## Impressum

---

### Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien

#### Projektleitung: Jenny Winkler

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI**

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

Jenny Winkler, jenny.winkler@isi.fraunhofer.de

#### Autoren: Jan George, Anne Held, Jenny Winkler, Anke Bekk, Mario Ragwitz

**Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI**

Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe

jan.george@isi.fraunhofer.de, anne.held@isi.fraunhofer.de, jenny.winkler@isi.fraunhofer.de

#### Weitere Beteiligte Institute/Autoren

Consentec – Christoph Maurer, Bernd Tersteegen, Luise Bangert

SUER – Hartmut Kahl, Markus Kahles

#### Auftraggeber

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**

Scharnhorststraße 35, 10115 Berlin

#### Verfasst

Juli 2020

#### Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

# Inhaltsverzeichnis

---

<b>1</b>	<b>Hintergrund und Motivation .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Aktuelle Belastung von Strom und anderen Endenergieträgern durch staatlich induzierte Preisbestandteile und Möglichkeiten zur Weiterentwicklung mit Blick auf ein nachhaltiges Energiesystem.....</b>	<b>7</b>
2.1	Status Quo der Zusammensetzung staatlich induzierter Energiepreisbestandteile.....	7
2.2	Ausgestaltung von Energiepreisbestandteilen als umweltpolitische Instrumente .....	9
2.2.1	Kriterienkatalog zur Bewertung der Optionen.....	10
2.2.2	Optionen zur alternativen Finanzierung von EEG-Umlage und Stromsteuer .....	11
2.3	Zusammenfassung .....	15
<b>3</b>	<b>Auswirkungen der Umgestaltung der Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Rentabilität unterschiedlicher Sektorenkopplungstechnologien.....</b>	<b>16</b>
3.1	Annahmen zu wesentlichen Sektorenkopplungstechnologien.....	16
3.1.1	Sektorenkopplungstechnologie Wärme.....	16
3.1.2	Sektorenkopplungstechnologie Verkehr.....	17
3.1.3	Sektorenkopplungstechnologie Wasserstoffelektrolyse .....	19
3.2	Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs.....	20
3.2.1	Auswirkungen auf Sektorenkopplungstechnologien im Wärmebereich .....	20
3.2.2	Auswirkungen auf Sektorenkopplung Verkehr.....	32
3.2.3	Auswirkungen auf Technologien zur Wasserstoffgewinnung .....	38
3.3	Fazit.....	44
<b>4</b>	<b>Auswirkungen der Umgestaltung der Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Verteilung von Belastungen auf Sektoren und Musterverbraucher .....</b>	<b>46</b>
4.1	Gesamtperspektive (Sektorale Auswirkungen) .....	46
4.2	Einzelperspektive (Individuelle Auswirkungen) .....	50
4.2.1	Auswirkungen auf Haushalte.....	50
4.2.2	Auswirkungen auf GHD .....	66
4.2.3	Auswirkungen auf Industrie .....	70
4.3	Fazit.....	74
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>75</b>
<b>6</b>	<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>78</b>

7	Tabellenverzeichnis .....	81
8	Literaturverzeichnis .....	82
9	Anhang: Methodik und Annahmen zur Abschätzung der Auswirkungen der Umgestaltung der Energiepreisbestandteile.....	85

# 1 Hintergrund und Motivation

---

Die Refinanzierung der Förderung der Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland erfolgt aktuell über die EEG-Umlage, die Bestandteil des Endkundenstrompreises ist. Dementsprechend leistet im Wesentlichen der Stromsektor einen finanziellen Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien. In der Vergangenheit erschien dies sinnvoll, da der Stromverbrauch überwiegend im Bereich klassischer Stromanwendungen wie beispielsweise Beleuchtung etc. anfiel.

Vor dem Hintergrund einer weitgehenden Dekarbonisierung scheint eine strikte Trennung zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr immer weniger zielführend. Die Dekarbonisierung des Wärme- und Verkehrssektors ist über eine Elektrifizierung dieser Sektoren, bspw. durch Wärmepumpen oder Elektromobilität besonders effizient. So wird Strom zunehmend als Endenergieträger für neue Technologieanwendungen zur Wärmeerzeugung oder Elektromobilität eingesetzt. Auch in der Industrie ist eine möglichst weitgehende Elektrifizierung der Prozesse (bspw. auch indirekt durch die Verwendung von Wasserstoff) notwendig. Diese Entwicklungen werden häufig unter den Stichworten Sektorenkopplung oder integriertes Energiesystem diskutiert.<sup>1</sup>

Ein zentraler Punkt der Sektorenkopplung ist ein zunehmender Wettbewerb verschiedener Endenergieträger über die Sektoren hinweg, der in der Vergangenheit keine große Rolle spielte. Derzeit ist die im Vergleich zu anderen Endenergieträgern wie bspw. Erdgas oder Benzin hohe Belastung des Endenergieträgers Strom durch staatlich induzierte Preisbestandteile, z. B. durch die EEG-Umlage, ein wirtschaftlicher Nachteil für die Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr. Grund hierfür sind die höheren Energiekosten für Strom sowie Investitionen für elektrifizierte Technologien im Vergleich zu fossilen Alternativen.

Der Staat kann hier eingreifen, indem er eine Entlastung des Stromsektors sowie ggf. eine stärkere Belastung anderer Endenergieträger umsetzt. Neben der Reduktion der EEG-Umlage kommt hier eine Senkung und Verlagerung der Stromsteuer, die ebenfalls eine umweltpolitische Zielsetzung hat, in Frage. Auch ein CO<sub>2</sub>-Preis hat eine ähnliche ent- und belastende Wirkung, da tendenziell die CO<sub>2</sub>-Emissionen je Nutzenergie (also bspw. gefahrener Kilometer oder Wärmeerzeugung) bei elektrifizierten Anwendungen geringer sind als bei den konventionellen Technologien wie bspw. dem Verbrennungsmotor. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob neben dem Stromsektor weitere Sektoren an den Zusatzkosten zur Förderung erneuerbarer Energien beteiligt werden sollten.

Im Vorhaben „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ haben das Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) in Kooperation mit der Consentec GmbH, dem Zentrum für Solarenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW), Navigant und der Stiftung Umweltenergie recht (SUER) in diesem Zusammenhang detailliert die Auswirkungen unterschiedlicher Reduktionen der EEG-Umlage und Stromsteuer auf die Rentabilität verschiedener Sektorenkopplungstechnologien sowie auf die Belastung unterschiedlicher Verbrauchergruppen quantitativ analysiert. Bestehende Ausnahmetatbestände für Steuerbegünstigungen (Teil- oder Vollbefreiung) wurden dabei berücksichtigt.

Der vorliegende Bericht erläutert zunächst die bestehenden staatlich induzierten Energiepreisbestandteile und erklärt unterschiedliche Ansätze zur Entlastung und Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer (Abschnitt 2). Anschließend wird analysiert, inwieweit die gewählten Verlagerungen ausreichen, um Sektorenkopplungstechnologien wettbewerbsfähig zu machen. Falls weiter Investitionslücken bestehen bleiben, wird gezeigt, welcher CO<sub>2</sub>-Grenzpreis die verbleibende Lücke schließen würde (Abschnitt

---

<sup>1</sup> Für eine umfangreiche Definition und weitere Informationen zu Sektorenkopplung vgl. Wietschel et al. (2018).

3). Abschnitt 4 untersucht die Auswirkungen hinsichtlich der Energiekostenbelastung der Sektoren Haushalte, Gewerbe / Handel / Dienstleistung (GHD) und Industrie. Abschnitt 5 enthält Schlussfolgerungen und Empfehlungen basierend auf den erfolgten Analysen.

## 2 Aktuelle Belastung von Strom und anderen Endenergieträgern durch staatlich induzierte Preisbestandteile und Möglichkeiten zur Weiterentwicklung mit Blick auf ein nachhaltiges Energiesystem

---

Gegenwärtig wird das System aus Abgaben, Entgelten, Umlagen und Steuern auf die verschiedenen Endenergieträger durch eine Vielzahl an Gesetzen und Regularien wie bspw. dem Energiesteuergesetz (EnergieStG), Stromsteuergesetz (StromStG) und Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bestimmt. Für die sich ergebenden staatlich induzierten Preisbestandteile der Endenergieträger bestehen abhängig von Anwendung, Prozessen und Verbrauchergruppen (Teil-)Befreiungstatbestände und Sonderregelungen. Die europäischen Mindeststeuersätze nach der Energie- und Stromsteuerrichtlinie setzen zudem Grenzen für die nationale Steuerpolitik. Dabei wird differenziert nach gewerblichen oder privaten Verbrauchergruppen.

Staatlich induzierte Energiepreisbestandteile, also Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte, beeinflussen sowohl die kurzfristigen Ausgaben der unterschiedlichen Verbraucher für Energie, als auch Investitionsentscheidungen und das langfristige Verbraucherverhalten. Eine klimapolitisch sinnvolle Ausgestaltung dieser Preisbestandteile kann demnach potentiell zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen.

Im Folgenden werden zunächst die verschiedenen Preiskomponenten und ihre derzeitigen Ausprägungen vorgestellt. Im Anschluss werden Anpassungsmöglichkeiten mit Wirkung auf ein nachhaltiges Energiesystem diskutiert sowie verschiedene Anpassungsszenarien für die in den nächsten Abschnitten beschriebenen Auswirkungen auf Technologien und Verbraucher identifiziert.

### 2.1 Status Quo der Zusammensetzung staatlich induzierter Energiepreisbestandteile

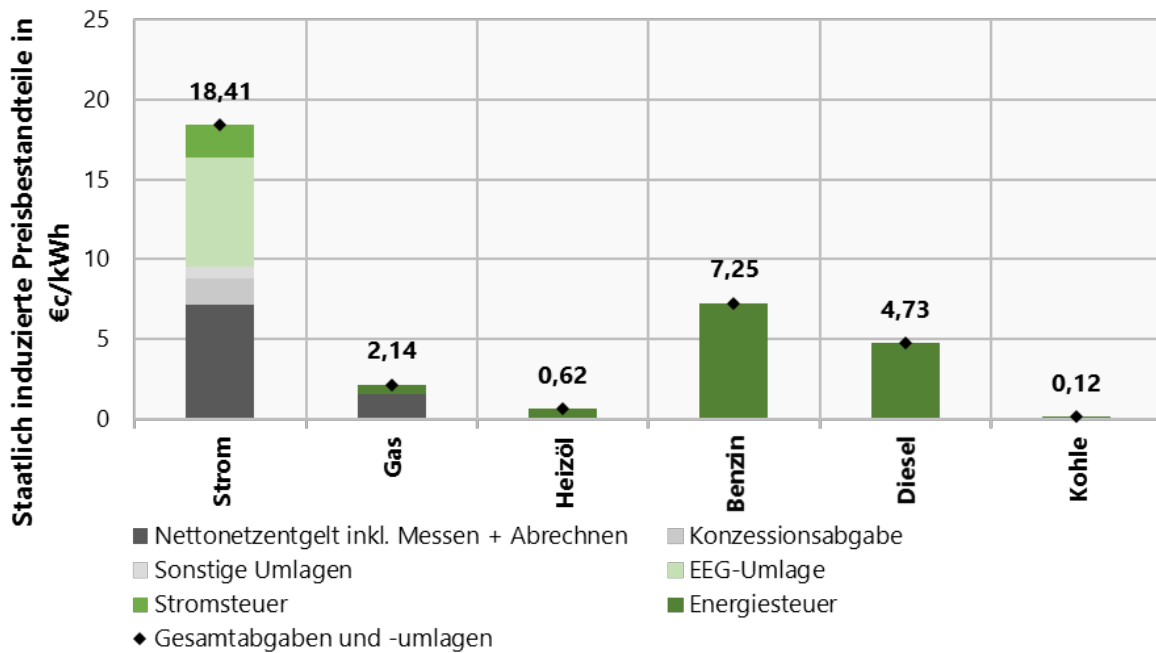
Nachfolgend sind die Belastungen für die Endenergieträger Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin, Diesel, und Kohle unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen dargestellt.

Wie in Abbildung 1 für den Fall der Haushalte dargestellt, weisen die Anteile staatlich induzierter Endenergieträger am Gesamtpreis der dargestellten Endenergieträger eine sehr heterogene Struktur auf. Bei den netzgebundenen Endenergieträgern Strom und Erdgas enthalten die staatlich induzierten Preisbestandteile neben Abgaben und Umlagen auch Netzentgelte<sup>2</sup>. Bei Diesel, Benzin, Heizöl und Kohle fallen keine Netzkosten oder andere Infrastrukturabgaben an, da deren Verteilung, im Gegensatz zu Strom und Erdgas, diskontinuierlich und nicht leitungsgebunden erfolgt.<sup>3</sup> Insgesamt liegt die Belastung pro Energieeinheit bei Strom mit 18,41 €/kWh am höchsten, gefolgt von Benzin (7,25 €/kWh) und Diesel (4,73 €/kWh). Gas (2,14 €/kWh), Heizöl (0,62 €/kWh) und Kohle (0,12 €/kWh) sind dagegen deutlich niedriger belastet. Auch ohne Berücksichtigung der Netzentgelte zeigt Abbildung 1 eine höhere Belastung von Strom insbesondere im Vergleich zu Heizöl und Erdgas.

---

<sup>2</sup> In der Darstellung enthalten die Netzentgelte auch die Kosten für Messstellenbetrieb und Abrechnung.

<sup>3</sup> Die Kosten für Transport und Verteilung von Energieträgern die nicht leitungsgebunden an die Verbraucher geliefert werden, sind in der wettbewerblichen Preiskomponente des Lieferanten enthalten.

**Abbildung 1: Preisbestandteile der Endenergieträger pro Energieeinheit für Haushalte in 2018<sup>4</sup>**

Quelle: Fraunhofer ISI

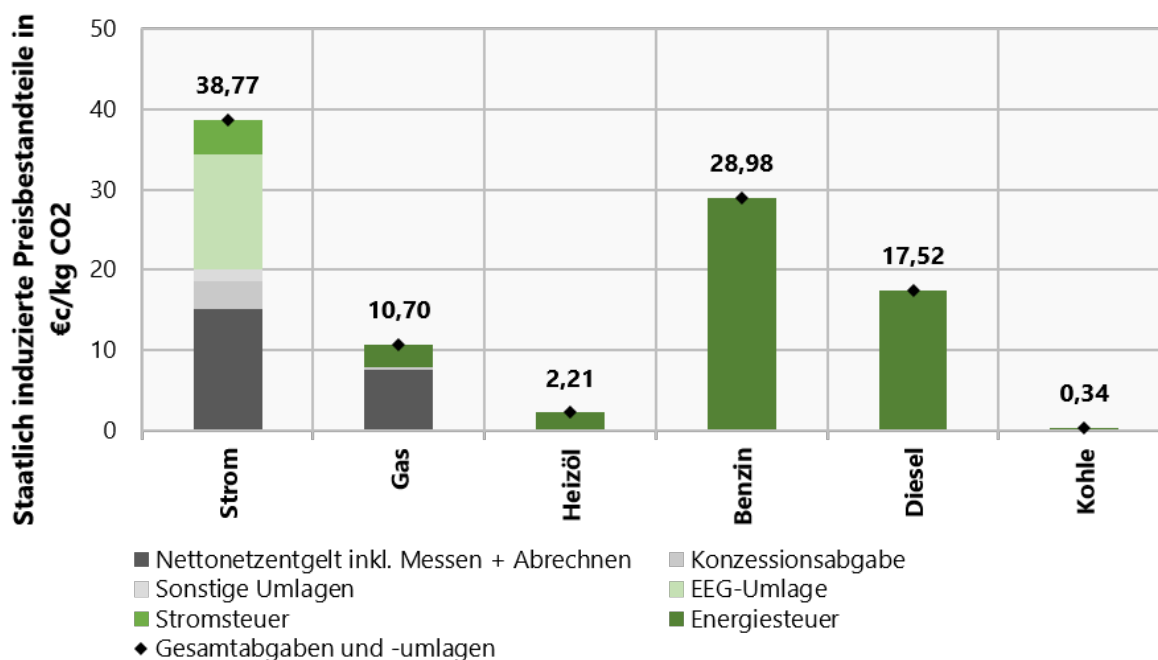
Der Gesetzgeber unterscheidet hinsichtlich der Belastung von regulatorischen Preiskomponenten zwischen Verbrauchern (bspw. Haushalten und Unternehmen), Anwendungen (bspw. Stromerzeugung, Wärme oder Mobilität) und Prozessen (bspw. Zement- und Stahlherstellung). Insbesondere Industriebetriebe mit hohen Stromverbräuchen fallen unter verschiedene (Teil-)Befreiungstatbestände unter anderem bei EEG-Umlage und Stromsteuer, die in Abschnitt 4.2.3 detailliert dargestellt sind. Des Weiteren gibt es Sonderregelungen für Großverbraucher, die zu einer Netzentgeltbefreiung nach § 19 Abs. 2 S. 2 der Stromnetzentgeltverordnung führen.

Aktuell orientiert sich nur ein Teil der staatlich induzierten Preisbestandteile in ihrer Höhe an Klimaauswirkungen bzw. ihrer CO<sub>2</sub>-Intensität. Dazu gehören zumindest in einem gewissen Ausmaß die Energiesteuer und die Stromsteuer, die im Rahmen des „Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform“ eingeführt (Stromsteuer) bzw. erhöht (Energiesteuer) wurden. Zudem stellt sich die Frage, ob die Höhe der Preisbestandteile die Umweltauswirkungen adäquat berücksichtigt. Umweltauswirkungen beinhalten dabei neben CO<sub>2</sub> weitere Effekte wie beispielsweise Luftschadstoffe oder Lärm, allerdings fokussiert sich diese Untersuchung auf die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die Ergebnisse einer Umrechnung der Bezugseinheit auf CO<sub>2</sub>-Intensität der Endenergieträger sind in Abbildung 2: dargestellt.<sup>5</sup> Hier wird deutlich, dass die derzeitige Belastung der Endenergieträger bezüglich der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen stark heterogen ist. So besteht eine Mehrbelastung von Strom und Benzin sowie von Diesel im Vergleich insbesondere zu Heizöl und Kohle.

<sup>4</sup> Werte für Strom und Erdgas nach Monitoringbericht 2018 der Bundesnetzagentur für Verbraucherkategorie Haushaltskunden. Die Steuersätze für Heizöl, Benzin, Diesel und Kohle nach den Regelsteuersätzen des Energiesteuergesetzes sowie der Umrechnung mit CO<sub>2</sub>-Intensitäten der Energieträger (siehe Kapitel 9). Es sind jeweils die nicht privilegierten Belastungen dargestellt, die Grafik enthält keine Befreiungstatbestände, da Haushalte die vollen Kosten bezahlen. Die für einige Endverbraucher insbesondere Haushalte anfallende Umsatz- bzw. Mehrwertsteuer ist nicht dargestellt und muss bei Betrachtung der Gesamtbelastung zusätzlich berücksichtigt werden.

<sup>5</sup> Die in dieser Studie verwendeten CO<sub>2</sub>-Intensitäten der Endenergieträger Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin Diesel und Kohle für die Betrachtungszeitpunkte 2018, 2025 und 2030 sind im Anhang (Kapitel 9) aufgeführt.



**Abbildung 2: Preisbestandteile der Endenergieträger pro CO<sub>2</sub>-Intensität für Haushalte**

Quelle: Fraunhofer ISI

## 2.2 Ausgestaltung von Energiepreisbestandteilen als umweltpolitische Instrumente

Im Folgenden wird diskutiert, wie das System der staatlich induzierten Energiepreisbestandteile umgestaltet werden kann, so dass die Nutzung von Strom in anderen Sektoren wirtschaftlich attraktiver wird (also Strom relativ entlastet wird) und negative Klimawirkungen durch fossile Endenergieträger verhältnismäßiger belastet werden. Bei der Umgestaltung der Energiepreisbestandteile sollte neben der Entlastung des Strompreises zudem sichergestellt werden, dass gleichzeitig die Sozialverträglichkeit des Systems sowie die Gewährleistung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie sichergestellt ist. Zudem sollte die Finanzierung der Ausgaben zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor sowie der Netzausgaben weiterhin gewährleistet sein.

Bei der Umgestaltung der Refinanzierung sollte berücksichtigt werden, dass es sich um eine Änderung der Verteilung der zusätzlichen Kosten für die Erneuerbare-Energien-Finanzierung handelt. Falls ein Sektor oder eine Technologie entlastet wird, müssen die Belastungen an anderer Stelle erfolgen, um zu gewährleisten, dass die Veränderungen aufkommensneutral erfolgen (siehe auch Abschnitt 2.2.1). Aus diesem Grund ist die Bewertung der Optionen abhängig von der subjektiven Gewichtung der Auswahlkriterien.

In den folgenden Abschnitten wird zunächst ein Kriterienkatalog zur Bewertung unterschiedlicher Optionen zur Umgestaltung der staatlich induzierten Endenergiepreisbestandteile vorgestellt. Im Anschluss werden verschiedene Ausgestaltungsoptionen entwickelt und anhand des Kriterienkatalogs bewertet. Der Fokus der vorliegenden Studie liegt auf der Strom- und Energiesteuer sowie der EEG-Umlage. Netzentgelte werden dabei nicht betrachtet, Informationen zu Reformvorschlägen für die Netzentgelte finden sich unter anderem bei Fraunhofer ISI und Stiftung Umweltenergierecht (2016).

## 2.2.1 Kriterienkatalog zur Bewertung der Optionen

Für die Bewertung der Optionen wurden im Rahmen dieses Projektes Kriterien für eine qualitative Bewertung entwickelt. Diese werden nachfolgend dargestellt und basieren auf Überlegungen, die bereits in Fraunhofer ISI und Consentec (in Veröffentlichung) dargestellt wurden. Die vorgestellten Kriterien werden zudem für die quantitativen Analysen zu Grunde gelegt. Die Kriterien sind im Folgenden aufgelistet und kurz erklärt:

### **Kosteneffizienz**

Ein Hauptziel für die Bewertung von politischen Optionen besteht in der möglichst kosteneffizienten Gestaltung des Energiesystems. Unter Kosteneffizienz wird dabei die Minimierung der Gesamtkosten des Energiesystems verstanden. Übertragen auf die Gestaltung der regulatorischen Preiskomponenten verstehen wir unter kosteneffizient die Weitergabe von "kostenreflexiven" Preissignalen an die Akteure (siehe Kasten für Definition von Kostenreflexivität). Lässt sich die "Kostenreflexivität" nicht in den Preisbestandteilen abbilden, wie für die EEG-Umlage und der Stromsteuer der Fall, verstehen wir unter "kosteneffizient", dass die gewählte Option zu einer geringeren Verzerrung des Wettbewerbes zwischen den Endenergieträgern führt.

#### **Kostenreflexivität**

Unter Kostenreflexivität wird verstanden, dass Preisbestandteile real anfallende Kosten im Energiesystem widerspiegeln und an die Akteure in angemessener Höhe weitergegeben werden. So wäre beispielsweise eine Ausgestaltung der Netzentgelte, die möglichst die real anfallenden Kosten widerspiegeln, um den Netzanschluss und -betrieb für die benötigte Anschlussleistung zu gewährleisten, kostenreflexiv. Allerdings weisen nicht alle Preisbestandteile, wie beispielsweise die EEG-Umlage oder die Stromsteuer kostenreflexive Preiskomponenten auf. So lassen sich die Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht basierend auf Verursachungsgründen den Stromendkunden zuordnen.

### **Finanzierungsfunktion**

Voraussetzung der betrachteten Optionen ist die Gewährleistung der Finanzierungsfunktion. Das bedeutet, dass Finanzierungsbedarfe aus EEG-Umlage (Finanzierung der Mehrkosten des Ausbaus erneuerbarer Energien) und Stromsteuer aus den Alternativoptionen gedeckt werden müssen. Für die quantitativen Untersuchungen wurde unterstellt, dass sich das gesamte Finanzierungsaufkommen im Vergleich zum aktuellen System nicht verändern darf.

### **Umweltverträglichkeit**

Umweltverträglichkeit ist ein weiteres Kriterium zur Bewertung der dargestellten Optionen im Sinne des Klimaschutzes und der Energieeffizienzüberlegungen. Neben CO<sub>2</sub>-Emissionen finden prinzipiell weitere Aspekte wie Luftschadstoffe (z. Bsp. Feinstaub, NO<sub>x</sub>) oder Lärm Berücksichtigung, werden jedoch im Rahmen dieser Untersuchung nicht berücksichtigt. Die Umweltverträglichkeit beinhaltet beispielsweise die Frage, ob eine Verbesserung der Internalisierung von CO<sub>2</sub>-Kosten bzw. -Preisen im Rahmen einer betrachteten Option erfolgt.

### **Versorgungssicherheit**

Die betrachteten Optionen werden anhand ihrer Wirkung auf die Versorgungssicherheit des Energiesystems bewertet. Dazu gehört neben der Diversifizierung von Endenergieträgerimporten insbesondere die Garantie der störungsfreien Funktionsfähigkeit des Strommarkts bei einem zunehmenden Anteil an variabler Stromeinspeisung durch erneuerbare Energien. Die Bewertung der Optionen erfolgt hier auf qualitativer Ebene.

### **Wettbewerbsfähigkeit**

Anhand des Kriteriums der Wettbewerbsfähigkeit sollen die Auswirkungen der Optionen auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft bewertet werden. Dies beinhaltet insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit von im internationalen Wettbewerb stehenden Industriezweigen. Im Zentrum der quantitativen Analysen stehen hierbei Verteilungswirkungen zwischen den Sektoren Industrie, GHD, Verkehr und Haushalten bei der Belastung mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen sowie die Betrachtung von Musterverbrauchern in ausgewählten Industriesektoren.

### **Sozialverträglichkeit**

Neben den Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit wird die Sozialverträglichkeit der betrachteten Optionen bewertet. Der Fokus liegt hierbei auf den Effekten für politisch oder gesellschaftlich als schützenswert eingestufte Energieverbraucher. Ähnlich wie bei der Wettbewerbsfähigkeit erfolgt die quantitative Bewertung anhand von Verteilungseffekten aus Gesamtperspektive mit Fokus auf die Auswirkungen für Haushalte, sowie die Abschätzung von Auswirkungen auf spezifische Musterverbraucher-typen, wie beispielsweise ökonomisch benachteiligte Haushalte oder Pendler.

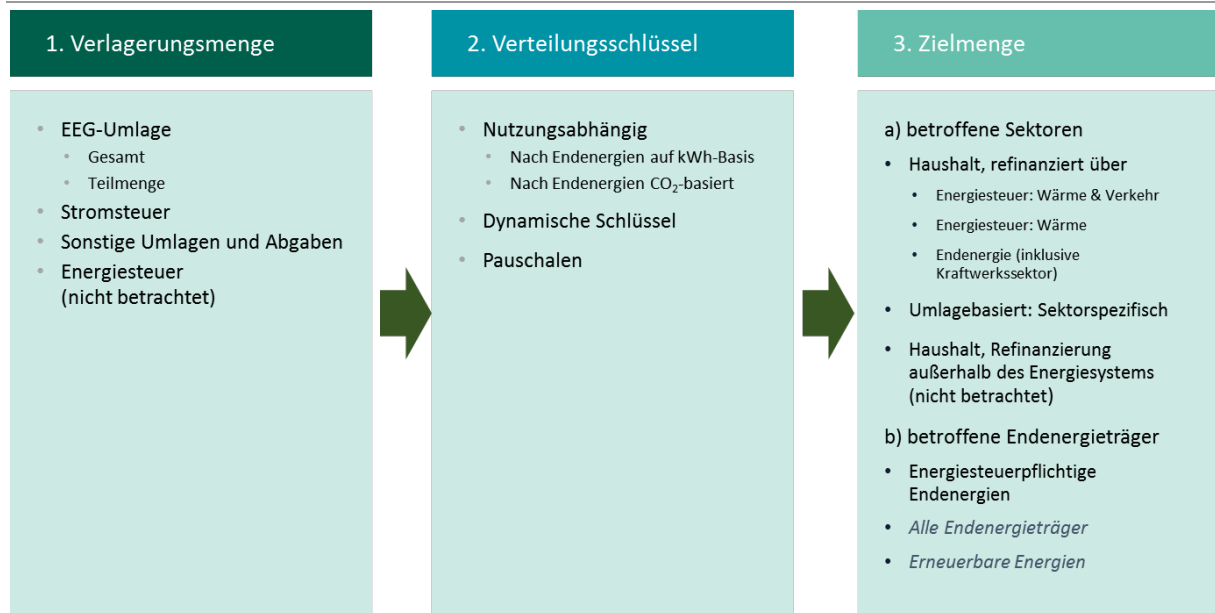
### **Umsetzbarkeit**

Ein zentrales Bewertungskriterium besteht in der rechtlichen und politischen Umsetzbarkeit bzw. Praktikabilität der Option. Dies setzt normalerweise ein gewisses Maß an gesellschaftlicher Akzeptanz voraus. Des Weiteren beinhaltet das Kriterium der Umsetzbarkeit den Umsetzungsaufwand einer Option im Sinne von Transaktionskosten bei der Einführung und Umsetzung, Aspekte der Transparenz oder der Komplexität und der Nachvollziehbarkeit des Mechanismus zur Erhebung und Berechnung der verschiedenen staatlich veranlassten Preisbestandteile.

In der vorliegenden Analyse stehen die Kriterien der Kosteneffizienz über die Herstellung eines verzerrungsfreien Wettbewerbs sowie das Kriterium der Umweltverträglichkeit im Mittelpunkt. So geht es insbesondere darum, einen verzerrungsfreien Wettbewerb für klimafreundliche Technologien, die Sektorenkopplungstechnologien beinhalten, herzustellen. Die rechtliche Zulässigkeit der einzelnen Optionen, insbesondere unter dem Aspekt der Verfassungsmäßigkeit und Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht, wurde hingegen nicht vertieft untersucht.

## **2.2.2 Optionen zur alternativen Finanzierung von EEG-Umlage und Stromsteuer**

Für die Definition von Optionen zur alternativen Finanzierung von EEG-Umlage und Stromsteuer sind das umzulegende Volumen, ab hier Verlagerungsmenge genannt, sowie die zu verwendenden Verlagerungsschlüssel und die zu belastenden Endenergieträger relevant. Abbildung 3 gibt einen ersten Überblick zu Ausgestaltungsoptionen hinsichtlich dieser drei Aspekte. Im Folgenden werden die bestehenden Optionen genauer dargestellt und bewertet.

**Abbildung 3: Darstellung der Teilschritte bei der Ausgestaltung der Optionen**

Quelle: Eigene Darstellung

Zunächst erfolgt im 1. Schritt die Überlegung, welcher der Preisbestandteile des Strompreises verringert und auf weitere Sektoren, Endenergieträger oder Technologieanwendungen verteilt werden soll. Die Verteilung der erhöhten Belastung auf die Endenergieträger (Zielmenge) sollte anhand eines logischen Schlüssels erfolgen. Dieser kann beispielsweise nutzungsabhängig, also in Abhängigkeit von der verbrauchten Endenergie (kWh-Basis) oder der ausgestoßenen CO<sub>2</sub>-Menge (CO<sub>2</sub>-basiert) erfolgen. Des Weiteren sind dynamische Schlüssel, also zeitvariable Verteilungen, gekoppelt bspw. an den stündlichen Strompreis, als Verteilungsschlüssel oder einfach fixe Werte (Pauschalen) denkbar. Auch bei der zu definierenden Zielmenge bestehen diverse Optionen, nach den zu belastenden Sektoren oder Endenergieträgern zu differenzieren.

### 2.2.2.1 Bestimmung der Verlagerungsmenge der EEG-Umlage und Stromsteuer

Wie Abschnitt 2.1 beschrieben ist Strom im Vergleich zu anderen Endenergieträgern aktuell überproportional mit staatlich induzierten Preisbestandteilen belastet. Ein zentraler Bestandteil ist dabei die EEG-Umlage, die im Durchschnitt in den vergangenen Jahren über 20 % des Endkundenstrompreises für Haushalte ausmachte. Um diese Belastung zu reduzieren, werden unterschiedliche Verlagerungsoptionen betrachtet. Für die quantitativen Untersuchungen wurden fünf alternative Optionen für die Definition der Verlagerungsmenge definiert, während der Verlagerungsschlüssel und die Zielmenge einmal definiert wurden (siehe Abschnitt 2.2.2.2 und Abschnitt 2.2.2.3). Nachfolgend wird die Auswahl und Definition der Szenarien erläutert.

#### Vollständige Verlagerung der EEG-Umlage

Bei der vollständigen Verlagerung der EEG-Umlage wird die EEG-Umlage auf 0 reduziert. Je nach eingesetztem Verteilungsschlüssel erfolgt eine erhöhte Belastung weiterer Endenergieträger in Höhe der entgangenen Einnahmen, um die Differenzzahlungen für die EEG-Umlage finanzieren zu können. Im Falle der EEG-Umlage, deren Aufkommen mit ca. 24 Mrd. € in 2018 deutlich höher ist als das der Stromsteuer, wird angesichts des größeren Volumens neben einer vollständigen Verlagerung auch die teilweise Reduktion der EEG-Umlage untersucht.

### Teilweise Verlagerung der EEG-Umlage

Neben der vollständigen Reduktion und Verlagerung der EEG-Umlage ist auch eine teilweise Reduktion der EEG-Umlage denkbar. Dabei stellt sich die Frage nach einer sinnvollen Festlegung der zu verlagerten Teilmenge. Beispielsweise könnte diese Teilmenge über die Zusatzbelastung für Haushalte und nicht oder teilprivilegierte Gewerbe- und Industriekunden erfolgen, die durch die Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie entstehen (Besondere Ausgleichsregelung BesAR). So entstünde ein Volumen der Entlastungen in der BesAR von etwa 5,5 Mrd. € in 2017 (BMW i und BAFA 2018) und entspricht damit etwa einem Viertel des Gesamtvolumens der EEG-Umlage. Des Weiteren ließen sich die Verlagerungsmengen in Abhängigkeit der geförderten Technologie oder in Abhängigkeit der Zeitpunkte der Inbetriebnahme der Anlagen bestimmen. Die dargestellten Optionen müssen auf ihre beihilferechtlichen Implikationen überprüft werden. Aufgrund des Beihilferechtsurteils des EUGH zum EEG 2012 aus dem Frühjahr 2019, die das EEG 2012 nicht mehr als Beihilfe einstuft, erscheint die Ausgliederung der BesAR als nicht mehr zielführend. Hintergrund ist, dass die Ausnahmeregelungen für die EEG-Umlage im Rahmen der BesAR vor dem EUGH-Urteil von der Europäischen Kommission als Beihilfe angesehen wurden. Da zum Zeitpunkt der Durchführung der Berechnungen keine politischen Entscheidungen hinsichtlich einer Methode zur Bestimmung der Teilverlagerungsmenge bekannt waren, wurden an dieser Stelle beispielhafte Teilmengen gerechnet, um die Effekte teilweisen Verlagerung der EEG-Umlage zu zeigen. Diese betragen für 2018 4,40 Mrd. €, im Jahr 2025 6,2 Mrd. € und im Jahr 2030 6,1 Mrd. €.

### Verlagerung der Stromsteuer

Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des Strompreises im Vergleich zu anderen Energieträgern stellt die Verlagerung der Stromsteuer dar. Das Volumen der Stromsteuer liegt in etwa bei 7,1 Mrd. € im Jahr. Eine vollständige Verlagerung der Stromsteuer ist aufgrund europäischer Vorgaben nicht möglich, da die EU einen Mindestsatz von 0,05 €/kWh für kommerzielle Anwender und 0,1 €/kWh für nicht kommerzielle Anwender vorschreibt. Somit wird eine Verringerung der Stromsteuer auf die vorgeschriebenen Mindesttarife analysiert. Das Steueraufkommen der Stromsteuer betrug für das Jahr 2018 6,9 Mrd. Euro (Bundesfinanzministerium 2019) und wird für 2025 und 2030 auf 6,5 Mrd. € bzw. 6,2 Mrd. € geschätzt. Die resultierende Verlagerungsmenge in 2018 beträgt ca. 6,6 Mrd. €, da aus den Mindeststeuersätzen von 0,05 €/kWh bei gewerblicher Nutzung und 0,1 €/kWh bei gewerblicher Nutzung weiterhin Einkünfte aus der Stromsteuer in Höhe von ca. 300 Mio. € zur Verfügung stehen.

### Kombination aus vollständiger Verlagerung der EEG-Umlage und Reduktion der Stromsteuer

Neben den zuvor beschriebenen Verlagerungsoptionen wird im vorliegenden Bericht zudem eine Kombination aus der Reduktion der Stromsteuer auf die EU-Mindestsätze und der vollständigen Verlagerung der EEG-Umlage als Maximaloption untersucht.

## 2.2.2.2 Auswahl des Verteilungsschlüssels

Die Verteilungsmechanismen der Finanzierungsvolumina aus dem Gesamtaufkommen der Stromsteuer und der EEG-Verlagerungsmengen können sich auf verschiedene Bezugsgrößen beziehen. Im Folgenden werden Möglichkeiten zur Bestimmung des Verteilungsschlüssels vorgestellt und kurz bewertet.

### Nutzungsabhängige Verteilung

Bei der nutzungsabhängigen Verteilung ist der Endenergieeinsatz die Grundlage. So kann entweder die Belastung direkt nach eingesetzter Endenergie (Verteilung über Gesamtenergieverbrauch) oder eine Verteilung nach CO<sub>2</sub>-Intensität der Endenergieträger berechnet werden. Während die Verteilung nach Endenergie (kWh-basiert) vordergründig das Ziel, einen verzerrungsfreien Wettbewerb herzustellen, ermöglicht, trägt die Verteilung nach CO<sub>2</sub>-Intensität noch stärker Klimaschutzzielen Rechnung.

### **Anschlussbasierte Verteilung**

Eine anschlussbasierte Verteilung beruht nicht auf dem real anfallenden Verbrauch, sondern auf der bestehenden Kapazität. Dieser Schlüssel bietet sich insbesondere bei der Verteilung der Netzentgelte an, da die installierte Netzkapazität ausschlaggebend für die anfallenden Kosten ist.<sup>6</sup> Für die Verlagerung der EEG-Umlage und der Stromsteuer ist eine anschlussbasierte Verteilung eher nicht sinnvoll.

### **Dynamische Verteilungsschlüssel**

Dynamische Verteilungsschlüssel sind zeitvariabel und können insbesondere zur Verbesserung der Strommarktintegration eingesetzt werden. Da in der vorliegenden Untersuchung die Hauptziele in der Verbesserung der wirtschaftlichen Verzerrungsfreiheit für Sektorenkopplungstechnologien und Klimaschutzgründen bestehen, ist der dynamische Verteilungsschlüssel an dieser Stelle nicht geeignet.

### **Pauschale Verteilung**

Aus Gründen der Reduzierung von Komplexität kann auch eine pauschale Verteilung, beispielsweise je nach Netzanschluss, erfolgen. Dieses Vorgehen könnte bei der Definition der Netzentgelte in Betracht gezogen werden, ist jedoch bei Anpassung der Stromsteuer und der EE-Umlage nicht sinnvoll. Grund ist, dass für eine pauschale Verteilung keine sinnvolle Bezugsgröße bestimmt werden kann. Dieser Ansatz würde somit weder zu einem der vordergründigen Ziele der Förderung der Sektorenkopplung noch zu einem stärkeren Beitrag des Klimaschutzes beitragen.

Aufgrund der beiden Hauptziele der Herstellung eines verzerrungsfreien Wettbewerbs und des Klimaschutzes bieten sich somit die nutzungsabhängigen Verlagerungsschlüssel an. Um langfristig faire Wettbewerbsbedingungen in Abhängigkeit des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes herzustellen, ist eine Verlagerung der Kosten anhand der CO<sub>2</sub>-Intensität des Endenergieträgers sinnvoll. Dabei wird die Veränderung der Belastung über eine konstante Zusatzbelastung pro Tonne CO<sub>2</sub> ermittelt. In den Berechnungen werden Teilbefreiungen (z. B. bei der Energiesteuer oder der Stromsteuer) mitberücksichtigt. Hier wurde angenommen, dass das Verhältnis des entlasteten und des nicht privilegierten Tarifes nach Reduktion konstant bleibt. So beträgt etwa die zusätzliche Belastung nach § 54 EnergieStG weiterhin 75 % des nichtprivilegierten Energiesteuersatzes. Sonderregelungen im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung wurden als Mittelwert mit berücksichtigt und nicht weiter differenziert.

## **2.2.2.3 Zielmenge und Art der Finanzierung**

Die Zielmenge beschreibt, welche Endenergieträger oder Sektoren zusätzlich belastet werden, um die Entlastung des Stroms finanzierungsneutral durchführen zu können. So könnten beispielsweise Endenergieträger belastet werden, die hauptsächlich im Verkehrssektor und zur Bereitstellung von Wärme eingesetzt werden.

Die Finanzierung der EEG-Umlage sowie der ausgelagerten Mengen kann prinzipiell sowohl über Steuern (und damit den Staatshaushalt) als auch über Umlagen, die als Preiskomponente bei diversen Endenergieträgern aufgeschlagen werden, erfolgen. Die Art der Finanzierung ist unabhängig von den übrigen Überlegungen zur Ausgestaltung der Optionen. Beide Arten können mit unterschiedlichen Volumina, Endenergieträgern und Verteilungsschlüsseln kombiniert werden. Die vorliegende Untersuchung geht von einer Refinanzierung über den Haushalt in Form eines Aufschlags auf die Energiesteuer aus. Eine Refinanzierung über den Haushalt mit Einnahmequellen außerhalb des Energiesystems wird hier nicht betrachtet.

Wie oben diskutiert, ist sowohl im Verkehr als auch im Wärmebereich eine fortschreitende Elektrifizierung notwendig für eine weitgehende Dekarbonisierung dieser Sektoren. Zudem erfolgt der Einsatz von Strom, der geförderten erneuerbaren Strom beinhaltet, zunehmend in den Sektoren Verkehr und

---

<sup>6</sup> Für weiterführende Informationen zu Netzentgelten und Zusammensetzung der Netzkosten vgl. u. a. Fraunhofer ISI und Stiftung Umweltenergie recht (2016).

Wärme. Entsprechend sollten sowohl fossile Endenergieträger, die zur Wärmeversorgung genutzt werden als auch solche, die im Verkehrssektor und im Industriesektor verwendet werden, belastet werden. Entsprechend wären alle in Abbildung 1 enthaltenen Endenergieträger (Erdgas, Heizöl, Diesel, Benzin und Kohle) zu belasten, da diese auch über die Energiesteuer belastet sind. Weitere Energieträger wie Fernwärme und Kerosin im Luftverkehr werden nicht zusätzlich belastet. Erneuerbare Energien werden bei Verwendung des Verteilungsschlüssel CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht zusätzlich belastet, da angenommen wird, dass Erneuerbare Energien keine CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen.

Da die Belastung durch staatlich induzierte Preisbestandteile im Verkehrssektor aktuell deutlich höher ist als die Belastung im Wärmesektor (vgl. Abschnitt 2.1), könnte alternativ auch eine Verlagerung lediglich auf den Wärmesektor erfolgen. Dies würde jedoch die Anreize für einen Technologiewechsel hin zu klimafreundlicheren Technologien im Verkehrsbereich verringern. Um jedoch auch im Verkehrssektor ausreichend Anreize für klimafreundliche Technologien insbesondere in Form von Elektromobilität zu setzen, werden in dieser Untersuchung sowohl Endenergieträger im Wärme- als auch im Verkehrsbereich zusätzlich belastet, um die Reduktion der EEG-Umlage und der Stromsteuer finanzierungsneutral zu ermöglichen.

## 2.3 Zusammenfassung

Die Elektrifizierung weiterer Sektoren, wie bspw. des Wärme- und Verkehrssektors, aber auch der Industrie ist für eine weitgehende Dekarbonisierung unabdingbar. Um diese Sektorenkopplung zu ermöglichen, ist es notwendig, dass bestehende Wettbewerbsverzerrungen für strombasierte Anwendungen (wie bspw. Wärmepumpen, Elektromobilität oder Elektrolyseure) im Vergleich zur Nutzung von fossilen Endenergieträgern in diesen Sektoren reduziert werden.

Derzeit ist Strom jedoch überproportional stark mit staatlich induzierten Preisbestandteilen belastet. Eine Verlagerung der Stromsteuer sowie Teile oder der gesamten EEG-Umlage auf weitere Endenergieträger kann diese zusätzliche Belastung verringern. Die Umlage ausgelagerter Strompreisbestandteile sollte dabei möglichst basierend auf der CO<sub>2</sub>-Intensität der jeweiligen Endenergieträger erfolgen.

Im Folgenden erfolgt eine detaillierte quantitative Analyse der Wirkungen einer Verlagerung von Stromsteuer und EEG-Umlage. Der zugrunde gelegte Verteilungsschlüssel sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen und Endenergieträger im Verkehrsbereich sowie zur Wärmebereitstellung werden zusätzlich belastet. Im Hinblick auf die Verlagerungsmenge werden folgende Varianten, wie in Abschnitt 2.2.2.1 näher beschrieben, untersucht:

- Geltende Rahmenbedingungen
- Verlagerung der Stromsteuer
- Teilweise Verlagerung der EEG-Umlage
- Teilweise Verlagerung der EEG-Umlage und der Stromsteuer
- Vollständige Verlagerung der EEG-Umlage
- Vollständige Verlagerung der EEG-Umlage und der Stromsteuer

In Abschnitt 3 wird untersucht, inwieweit die unterschiedlichen Anpassungen der Verlagerungsmenge ausreichen für eine Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher wichtiger Sektorenkopplungstechnologien. Für jede Technologie und jedes Szenario wird dabei auch ausgewiesen, welcher zusätzliche CO<sub>2</sub>-Preis für den Technologiewechsel notwendig wäre.

Anschließend erfolgt in Abschnitt 4 eine Betrachtung der Verlagerungswirkungen der Szenarien zwischen unterschiedlichen Sektoren, sowie für einzelne Haushalte, GHD-Betriebe und Industrieerzeugnisse.

Details zu Methodik und Annahmen zu den Berechnungen finden sich im Anhang (Kapitel 9).

### **3 Auswirkungen der Umgestaltung der Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Rentabilität unterschiedlicher Sektorenkopplungstechnologien**

---

#### **3.1 Annahmen zu wesentlichen Sektorenkopplungstechnologien**

Entscheidungen über Investitionen in Energieumwandlungstechnologien werden durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst. Die Wirtschaftlichkeit neuer Technologien ist dabei einer der zentralen Einflussfaktoren und notwendige Voraussetzung für eine starke Marktdurchdringung. Ausschlaggebend sind dabei die Kosten der Nutzenergie, also der bereitgestellten Wärme oder der gefahrenen Kilometer.

Im Folgenden wird nach einer Auswahl von Beispieltechnologien ein Kostenvergleich zwischen konventionellen Technologien und Sektorenkopplungstechnologien für die in Abschnitt 2.2.2 beschriebenen Varianten durchgeführt. Der Fokus der Kostenbetrachtungen liegt dabei auf der eigentlichen Technologie, Zusatzkosten für Infrastruktur (bspw. Ladesäulen oder angepasste Heizungstechnik oder Netzkosten) werden nicht berücksichtigt. Um die mögliche Entwicklung der Wirtschaftlichkeit der Sektorenkopplungstechnologien beurteilen zu können, erfolgt die Analyse für 2018 und für 2030. Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit zwischen den Betrachtungszeitpunkten, wurden keine Änderungen der Preisbestandteile der eingesetzten Endenergieträger, die konstant bleiben, vorgenommen. Dazu gehören Kosten für Energiebeschaffung (Großhandelspreis) und Marge des Lieferanten, sowie ggf. Netzentgelte, Konzessionsabgabe und weitere Umlagen und Abgaben.

Die konstanten Preiskomponenten zu den Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Technologien sind als kumulierte Größen für die jeweiligen Sektoren und Endenergieträger im Anhang (Kapitel 9) aufgeführt. Ferner unterscheidet das Recht des Vorsteuerabzugs den GHD- bzw. Industriesektor von privaten Haushalten. Entsprechend sind die finanziellen Eingangsparameter des GHD- und Industriesektors ohne Umsatzsteuer ausgewiesen.

##### **3.1.1 Sektorenkopplungstechnologie Wärme**

Die wichtigste Sektorenkopplungstechnologie im Wärmebereich ist die Wärmepumpe, die Umweltwärme nutzt und unter Zuführung von elektrischem Strom Wärme erzeugt und dabei hohe Effizienz in Bezug auf den Stromeinsatz erreicht. Weitere strombasierte Wärmetechnologien sind Heizstäbe, Infrarotheizungen und Elektronachtspeicheröfen. Die Analysen fokussieren jedoch auf die Wärmepumpe, wobei verschiedene Verbraucherkategorien mit zwei Anlagengrößen (dezentrale Erzeugung für Privathaushalte/GHD und zentrale Erzeugung bspw. in Nahwärmenetzen für GHD/Industrie) unterschieden werden. Analysen für die Wirtschaftlichkeit der Heizstäbe zeigen, dass diese aufgrund der hohen variablen Kosten im Vergleich zur Referenztechnologie bei Betrachtung von durchschnittlichen Strompreisen auch bei den Maximalverlagerungsoptionen nicht wirtschaftlich sind. Heizstäbe können aufgrund des sehr geringen Fixkostenanteils in Zeiten sehr geringer oder negativer Strompreise eine wirtschaftliche Option zur Bereitstellung von Flexibilität darstellen. Hierfür sind Analysen mit hoher zeitlicher Auflösung erforderlich; daher werden Heizstäbe in dieser Studie nicht weiter betrachtet.

Als konventionelle Referenztechnologie werden aufgrund ihrer weiten Verbreitung (auch in Neubauten) Gasbrennwertkessel in vergleichbaren Größenklassen genutzt.

Es werden jeweils zwei Größenskalierungen berücksichtigt: Die kleinere Dimensionierung ist für den Anwendungsbereich in Wohngebäuden und kleinen GHD-Betrieben ausgelegt, während die größeren Anlagen zur zentralen Wärmebereitstellung bspw. in größeren GHD-Betrieben, in der Industrie und in Wärmenetzen eingesetzt werden können.



Tabelle 1 und Tabelle 2 zeigen die für den Technologievergleich dezentraler bzw. zentraler Wärmepumpen genutzten Annahmen. Dabei gehen wir von Effizienzverbesserungen bei der Wärmepumpe und leichten Reduktionen der Investitionen bei beiden Technologien aus.

**Tabelle 1: Eingangsparemeter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wärmebereitstellung dezentral**

	Einheit	Gaskessel (klein)		Wärmepumpe (klein)	
		2018	2030	2018	2030
<b>Nennleistung</b>	kW <sub>th</sub>	15		15	
<b>Jährliche Volllaststunden<sup>7</sup></b>	h/a	1.700		1.700	
<b>Nutzungsdauer</b>	a	20		20	
<b>Diskontierungszins</b>	%/a	2		2	
<b>Investition<sup>8</sup></b>	€/Anlage	4.335	4.193	11.416	9.079
<b>Wirkungsgrad<sup>9</sup></b>	%	0,95	0,95	3,1	3,7

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnoten 7; 8; 9

**Tabelle 2: Eingangsparemeter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wärmebereitstellung zentral**

	Einheit	Gaskessel (groß)		Wärmepumpe (groß)	
		2018	2030	2018	2030
<b>Nennleistung</b>	MW <sub>th</sub>	5		5	
<b>Jährliche Volllaststunden</b>	h/a	1.700		1.700	
<b>Nutzungsdauer</b>	a	20		20	
<b>Diskontierungszins</b>	%/a	2		2	
<b>Spezifische Investitionshöhe<sup>10</sup></b>	€/kW <sub>th</sub>	54	54	650	500
<b>Wirkungsgrad<sup>11</sup></b>	%	0,94	0,94	3,1	3,33

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnoten 10; 11

### 3.1.2 Sektorenkopplungstechnologie Verkehr

Im Verkehrssektor konzentrieren sich die Berechnungen auf den Personenindividualverkehr mit einem PKW aus der Kompaktklasse. Weitere Optionen zur Elektrifizierung bestehen außerdem durch Schienenverkehr oder im Schwerlastbereich. Aktuell wird im Verkehrssektor eine Vielzahl von weiteren Technologien zur Dekarbonisierung diskutiert, dabei stellen insbesondere batterieelektrische PKW eine der Lösungen mit großem Potenzial (aufgrund eines hohen potenziellen Beitrags zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei vergleichsweise geringen Vermeidungskosten) dar. Der dominierende Batterietyp für Elektromobilität ist gegenwärtig die Lithium-Ionen-Batterie.

<sup>7</sup> Annahmen in Anlehnung an BDEW (2017) und BDEW (2016).

<sup>8</sup> Annahmen in Anlehnung an Fraunhofer ISI, Hg. v. Umweltbundesamt (2019).

<sup>9</sup> Annahmen in Anlehnung an Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015).

<sup>10</sup> Annahmen in Anlehnung an Fraunhofer ISI, Hg. v. Umweltbundesamt (2019).

<sup>11</sup> Annahmen in Anlehnung an Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI (2015).

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Fahrzeugen ist aufgrund des hohen Fixkostenanteils insbesondere die jährliche Laufleistung relevant. Diese variiert stark zwischen individuellen Fahrzeugnutzern. Für die Analyse wird zwischen einem typischen Pendler und einem typischen Nicht-Pendler-Haushalt unterschieden. Dennoch decken beide Fälle bei weitem nicht die tatsächlich in der Realität bestehende Heterogenität ab. Ein weiterer zentraler Parameter ist die Dauer des Refinanzierungszeitraums für das Fahrzeug. Bei Firmenfahrzeugen liegt dieser typischerweise deutlich unter der technischen Lebensdauer des Fahrzeugs. Aufgrund der aktuell hohen Unsicherheiten bzgl. der Preise von gebrauchten Elektro-PKWs wurde in den Berechnungen auf die Bestimmung eines Restwerts verzichtet. Entsprechend tendieren die Analysen zu einer Unterschätzung der Wettbewerbsfähigkeit der Elektro-PKW für die Nutzung im gewerblichen Bereich im Vergleich zur Realität.

Als Referenztechnologie bzw. Vergleichsfahrzeug wird ein Fahrzeug mit Ottomotor genutzt. Tabelle 3 und Tabelle 4 zeigen die Annahmen zu den Eingangsparametern der Berechnungen. Die Degression der Anfangsinvestition zu den beiden Betrachtungszeitpunkten für das Batteriefahrzeug ist hauptsächlich durch sinkende Batteriepreise beeinflusst.<sup>12</sup>

**Tabelle 3: Allgemeine Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge**

	Einheit	Benzin		Batterie	
		2018	2030	2018	2030
<b>Spezifischer Verbrauch<sup>13</sup></b>	kWh/100 km (Liter/100 km)	52,62 (6)	43,85 (5)	25,00 -	19,70 -
<b>Wirkungsgrad</b>	%	33	33	80	80
<b>Investitionshöhe<sup>14</sup></b>	EUR	17.300	18.970	26.360	21.417

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnoten 13; 14

**Tabelle 4: Spezifische Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge von Haushalten und GHD**

	Einheit	Haushalt ohne Pendler	Haushalt mit Pendler	GHD
<b>Zinssatz</b>	%		2	2
<b>Nutzungsdauer</b>	Jahre		8	8
<b>Fahrleistung<sup>15</sup></b>	km/Jahr	15.000	22.000	24.000

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnote 15

<sup>12</sup> Prognosen zur Kostendegressionen der Li-Ionen-Batterien nach eigenen Berechnung zur Kostenentwicklung mittels erweitertem Erfahrungskurven-Ansatz. Für weiterführende Literatur vgl. auch Schmidt, Hawkes, Gambhir, & Staffell (2017) und Joint Research Centre JRC (2012).

<sup>13</sup> Werte nach Fraunhofer ISI, Hg. v. Umweltbundesamt (2019).

<sup>14</sup> Werte nach Fraunhofer ISI, Hg. v. Umweltbundesamt, (2019) und eigenen Berechnungen: Basispreis des Elektrofahrzeuges mit 17.610 EUR in 2018 und 17.042 EUR in 2030, zuzugliche des Batteriepreises mit 250 €/kWh in 2018 und 125 €/kWh in 2030 für 35 kWh Batteriekapazität. Bei der Investitionshöhe für GHD wurde die Mehrwertsteuer abgezogen.

<sup>15</sup> Werte in Anlehnung an Mobilitätspanel 2018 infas, DLR, IVT und infras 360 (2017).

### 3.1.3 Sektorenkopplungstechnologie Wasserstoffelektrolyse

Wasserstoff als chemischer Endenergieträger kann sowohl stofflich z. B. in der Chemiebranche für die Ammoniak- und Methanolherstellung sowie als Treibstoff eingesetzt werden. In ambitionierten Dekarbonisierungsszenarien (-95 % Treibhausgasreduktion) gewinnt die Verwendung von Wasserstoff an Bedeutung. In einigen Bereichen der Industrie, z. B. der Stahlherstellung stellt Wasserstoff eine zentrale Möglichkeit zur weitgehenden Dekarbonisierung dar. Weiterhin werden Brennstoffzellen für Lastfahrzeuge und im Schienenverkehr sowie Wasserstoff als Grundlage zur Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (Power-to-X) diskutiert.

Die Wasserstoffherstellung findet konventionell über Reduktionsverfahren wie z. B. der Dampfreformierung statt, bei welchem der Wasserstoff aus Erdgas (Methan) gewonnen wird. Wasserstoff kann jedoch auch mit Hilfe elektrischer Energie durch Elektrolyse hergestellt werden.

Im vorliegenden Bericht wird die Wirtschaftlichkeit der Dampfreformierung mit der Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff verglichen. Die genutzten Eingangsparameter finden sich in Tabelle 5.

**Tabelle 5: Allgemeine Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung**

	Einheit	Dampfreformation		Elektrolyse	
		2018	2030	2018	2030
<b>Lebensdauer</b>	Jahre	20			
<b>Zinsrate</b>	%	2			
<b>Volllaststunden</b>	Stunden	6000			
<b>Spezifische Investition</b> <sup>16</sup>	EUR/kWh <sub>H2</sub>	350		1.500	750
<b>Wirkungsgrad</b> <sup>17</sup>	%	68		67	75
<b>Betriebskosten in Prozent der Investition</b> <sup>18</sup>	%	3%		5%	

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnoten 16; 17; 18

Neben diesen Annahmen zu den Technologien für die Wasserstoffherstellung sind die eingesetzten Endenergieträger, also Erdgas bzw. Strom, und deren Preisniveau für den Wirtschaftlichkeitsvergleich von wesentlicher Bedeutung. Wie bereits in Kapitel 2 diskutiert, setzt sich das Preisniveau der Endenergieträger sowohl durch wettbewerbliche sowie staatlich induzierte Preisbestandteile zusammen. Abhängig vom Abnahmenvolumen des Verbrauchers bzw. Verwendungszweck des Endenergieträgers gestaltet sich das Preisniveau unterschiedlich. Wesentliche Besonderheiten für die Wasserstoffproduktion sind die Befreiung der Strom- bzw. Energiesteuer für die eingesetzte Energie in der Elektrolyse sowie Dampfreformierung.<sup>19</sup> Die besondere Ausgleichregelung für die Zahlung der EEG-Umlage kann ferner in der

<sup>16</sup> Annahmen für Elektrolyse nach Fraunhofer ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer IPA (2018) sowie nach Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems CINES.

<sup>17</sup> Annahmen für den Wirkungsgrad in der Dampfreformierung 2018 und 2030 nach Wagner U. et al. (2000); Annahmen zum Wirkungsgrad der Elektrolyse in 2018 in Anlehnung an Fraunhofer ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer IPA (2018), Buttler A., Spliethoff H. (2018) und nach Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems CINES. Die Annahme zum Wirkungsgrad der Elektrolyse in 2030 mit 75 % Wirkungsgrad ist sehr optimistisch.

<sup>18</sup> Stackersatz für die Elektrolyse ist in den fixen Betriebskosten berücksichtigt (vgl. Fraunhofer ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer IPA 2018).

<sup>19</sup> Strom für den Verbrauch in der Elektrolyse ist nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG vollständig von der Stromsteuer befreit. Das eingesetzte Erdgas ist chemischer Bestandteil im Herstellungsverfahren der Dampfreformierung und entsprechend nach § 51 Abs. 1 Nr. 1 Buchstabe c) EnergieStG vollständig von der Energiesteuer befreit.

energieintensiven Industrie günstigere Strompreise für die Wasserstoffproduktion mittels Elektrolyse bewirken. Diese Variation an Endenergiepreisen in der Wasserstoffproduktion wird in dem folgenden Wirtschaftlichkeitsvergleich durch die Betrachtung eines stromintensiven industriellen Verbrauchers mit EEG-Umlagezahlung nach BesAR und hohem Jahresverbrauch an Energie sowie eines Verbrauchers des GHD Sektors berücksichtigt.<sup>20</sup>

## 3.2 Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs

Die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr erfordert zunehmend die Stromnutzung und damit die Marktdiffusion von Sektorkopplungstechnologien als Alternative zu fossilen Lösungen. Gegenwärtig dominiert insbesondere in den Energieumwandlungssektoren Wärme, Verkehr und Industrie der Einsatz fossiler Endenergieträger.

Im Folgenden wird für die ausgewählten Sektorkopplungstechnologien dargestellt, inwieweit die unterschiedlichen Verlagerungsoptionen deren Wettbewerbsfähigkeit verändern. Bei der Betrachtung werden aktuell bestehende oder geplante zusätzliche Fördermöglichkeiten (wie bspw. der Investitionskostenzuschuss bei Elektrofahrzeugen oder die BAFA-Förderung für Wärmepumpen) nicht berücksichtigt. Stattdessen wird für jede Technologie und jedes Szenario ein CO<sub>2</sub>-Preisäquivalent des zusätzlichen Förderbedarfs angegeben. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt zunächst für die Wärme, im Anschluss für die Elektrofahrzeuge und zuletzt für die Wasserstoffherstellung.

### 3.2.1 Auswirkungen auf Sektorkopplungstechnologien im Wärmebereich

Im Wärmebereich wird zunächst die Wettbewerbsfähigkeit einer kleinen Wärmepumpe für dezentrale Anwendungen im Haushalts- und GHD-Bereich betrachtet. Anschließend werden die Auswirkungen einer Großwärmepumpe für den GHD- und Industriesektor bzw. die Einbindung in Wärmenetze dargestellt. Die entstehenden Infrastrukturkosten für die Installation einer Wärmepumpe werden in den folgenden Beispielrechnungen jedoch nicht berücksichtigt.

#### 3.2.1.1 Kleine Wärmepumpe

Abbildung 4 zeigt die Wettbewerbsfähigkeit der kleinen Wärmepumpe im Haushaltssektor in den untersuchten Verlagerungsoptionen.<sup>21</sup> Zunächst zeigt sich für 2018, dass erst bei einer vollständigen Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer die Wettbewerbsfähigkeit der kleinen Wärmepumpe im Haushaltssektor sichergestellt wird. Die Kostendifferenz der Wärmebereitstellungskosten liegen unter den getroffenen Annahmen für die geltenden Rahmenbedingungen bei 5,3 €/kWh. Eine Verlagerung der Stromsteuer sowie eine teilweise Verlagerung der EEG-Umlage und eine Kombination aus beiden Maßnahmen führen zu einer deutlichen Reduktion des Kostennachteils auf 4,0 €/kWh, 4,5 €/kWh und 3,2 €/kWh. Im Szenario der vollständigen Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer ist die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe vergleichbar zum Gaskessel.

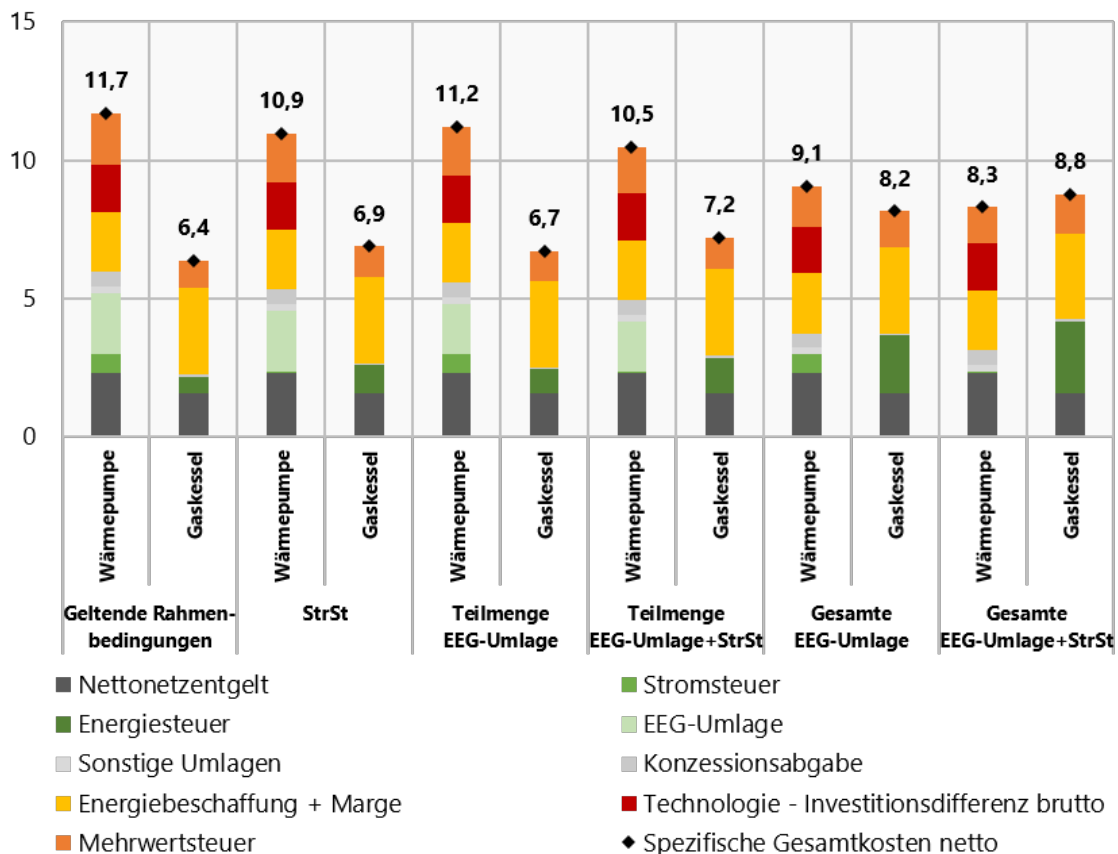
Wie in Abbildung 8 dargestellt, sinken entsprechend auch die notwendigen zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Preise zur Herstellung der Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien mit zunehmender Verlagerungsmenge ab.

<sup>20</sup> Das Preisniveau ist entsprechend der Verbrauchskategorien für Nicht-Haushaltskunden nach dem Monitoringbericht der BNetzA (2018) für Industriekunden und Gewerbekunden angenommen.

<sup>21</sup> Das eingesetzte Erdgas zur Wärmebereitstellung durch die Technologie Gaskessel (klein) wird sowohl für Haushalte als auch GHD in allen Verlagerungsszenarien vollständig mit der Energiesteuer belegt.

**Abbildung 4: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für dezentrale Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Haushalte 2018**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 15 kW thermischer Leistung

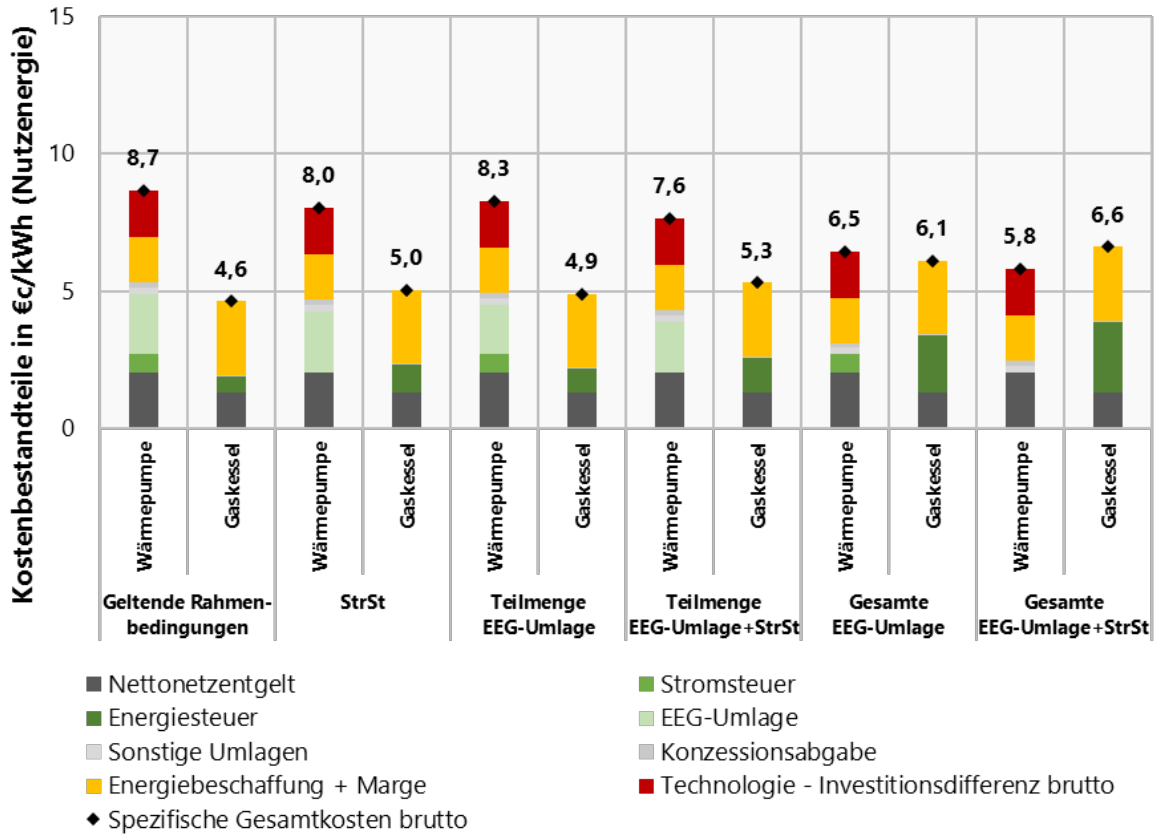


Quelle: Fraunhofer ISI

Insbesondere aufgrund der Vorsteuerabzugsberechtigung sowie unterschiedlicher Netzentgelte und Energielieferverträge liegt das Niveau der Wärmegestehungskosten sowohl für den Gasbrennwertkessel als auch für die kleine Wärmepumpe für den GHD-Sektor unter denen im Haushaltssektor (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 5). Auch die Kostendifferenz zwischen beiden Technologien ist bereits bei geltenden Rahmenbedingungen für GHD mit 4,1 €/kWh deutlich geringer. Die Kleinwärmepumpe im GHD-Bereich ist bei einer vollständigen Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer auch ohne weitere Förderung rentabel. Bei Teilverlagerungen, auch bei einer Kombination der Verlagerung von Stromsteuer und Teilmenge der EEG-Umlage, bleibt jedoch eine relevante Kostendifferenz von 2,3 €/kWh bestehen. Auch bei vollständiger Verlagerung der EEG-Umlage zeigt die Wärmepumpe noch leicht höhere Kosten im Vergleich zur Referenztechnologie. Die CO<sub>2</sub>-Preisäquivalente einer zusätzlichen Förderung finden sich in Abbildung 8. Insgesamt ist zu bemerken, dass die Wettbewerbsfähigkeit zwischen Wärmepumpe und Gaskessel sehr sensitiv auf Gaspreisschwankungen reagiert.

**Abbildung 5: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für dezentrale Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD 2018**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 15 kW thermischer Leistung

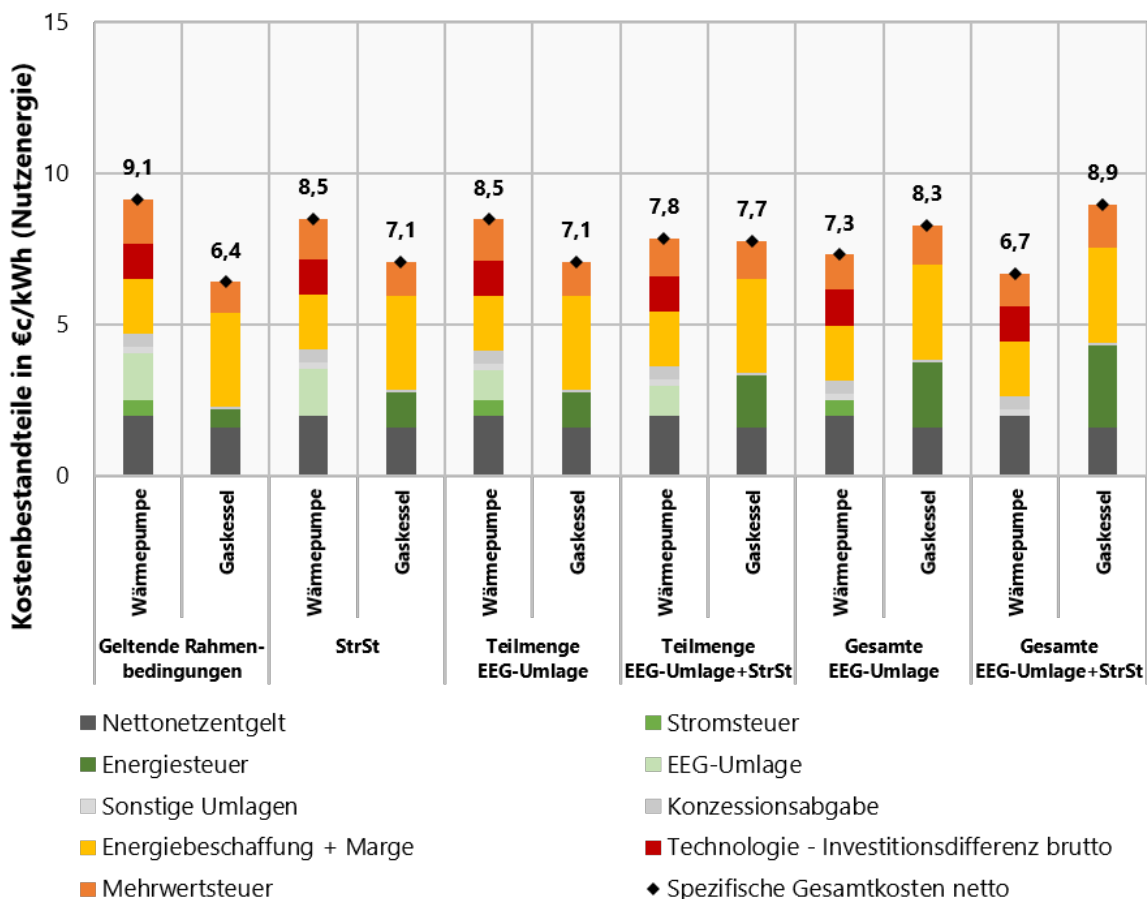


Quelle: Fraunhofer ISI

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der beiden Technologiealternativen zur Wärmeerzeugung für Haushalte im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 6) weist im Vergleich zu 2018 eine verhältnismäßig geringere Investitionsdifferenz der Wärmepumpe (klein) auf. Zudem führt die Verbesserung der Jahresarbeitszahl zu geringeren variablen Kosten in Bezug auf die Nutzenergie. Für die geltenden Rahmenbedingungen besteht weiterhin eine Kostendifferenz, die sich jedoch auf 2,7 €/kWh verringert. In den Szenarien Stromsteuer und Teilmenge EEG-Umlage beläuft sich der Unterschied in den Nutzenergiekosten für beide Fälle auf 1,4 €/kWh. Die Kostenparität ist bereits im Verlagerungsszenario Teilmenge EEG-Umlage und Stromsteuer annähernd (Differenz von 0,1 €/kWh) gegeben. Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der beiden Technologiealternativen zur dezentralen Wärmeerzeugung für Haushalte im Jahr 2030 (vgl. Abbildung 6) weist im Vergleich zu 2018 eine verhältnismäßig geringere Investitionsdifferenz der Wärmepumpe (klein) auf.

**Abbildung 6: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur dezentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Haushalte in 2030**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 15 kW thermischer Leistung

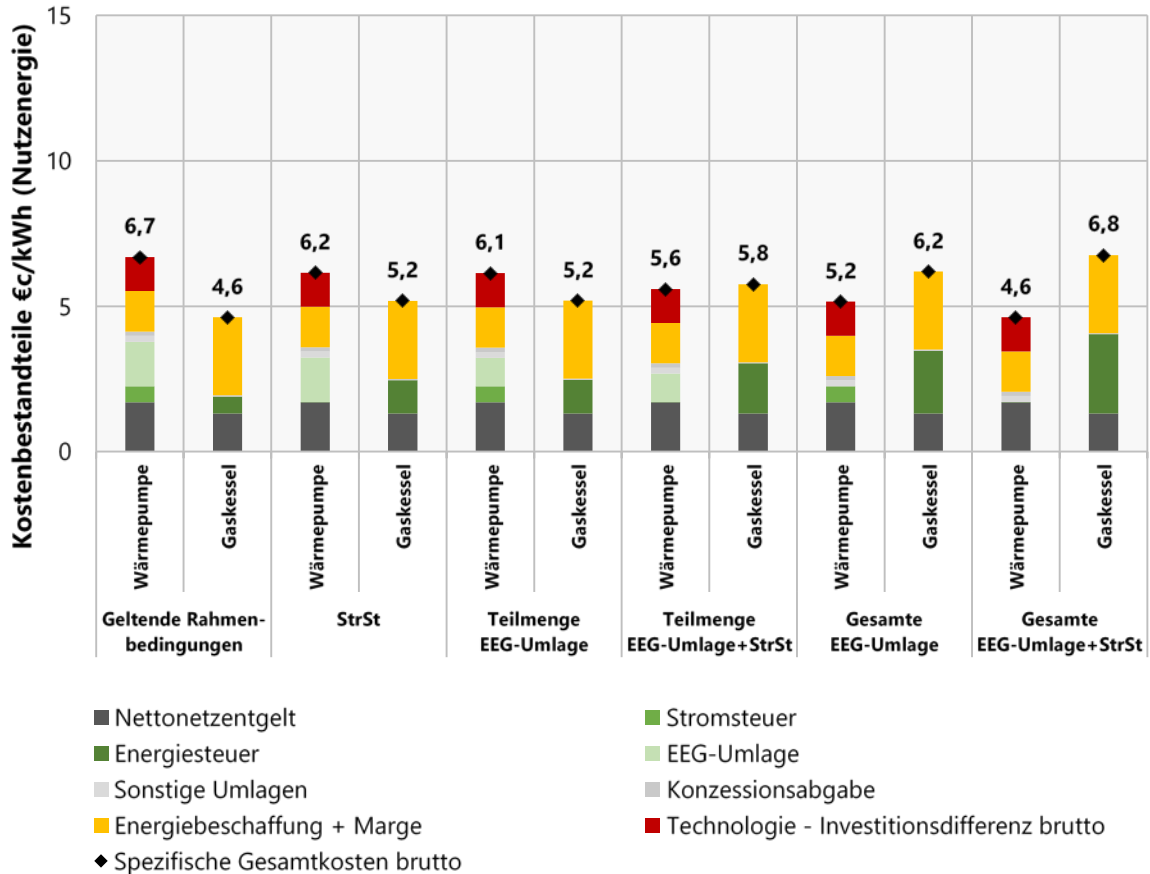


Quelle: Fraunhofer ISI

Die Ergebnisse des Wirtschaftlichkeitsvergleichs einer dezentralen Wärmepumpe für GHD Verbraucher im Jahr 2030 in Abbildung 7 zeigen, dass ebenfalls die Investitionsdifferenz im Vergleich zu 2018 sowie die variablen Kostenanteile der Nutzenenergie abnehmen. Durch geringere Endenergiepreise im GHD Sektor (siehe Kapitel 9) beläuft sich die Kostendifferenz der Nutzenenergie für die geltenden Rahmenbedingungen auf 2,1 €/kWh. Im Szenario der Verlagerung von Stromsteuer sowie der Teilmenge EEG-Umlage verringert sich diese Differenz auf 1,0 €/kWh bzw. 0,9 €/kWh. Die Kostenparität ist bereits bei der Kombination letzterer Verlagerungsmengen überschritten. Bei vollständiger Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer und unter Berücksichtigung der Kostendegression von Wärmepumpen kann im Jahr 2030 ein ähnliches Kostenniveau für die Bereitstellung von Raumwärme durch dezentrale Wärmepumpen (6,7 €/kWh) erreicht werden, wie dieses unter geltenden Rahmenbedingungen mit Einsatz eines kleinen Gaskessels in 2018 (6,4 €/kWh) der Fall ist.

**Abbildung 7: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur dezentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD in 2030**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 15 kW thermischer Leistung



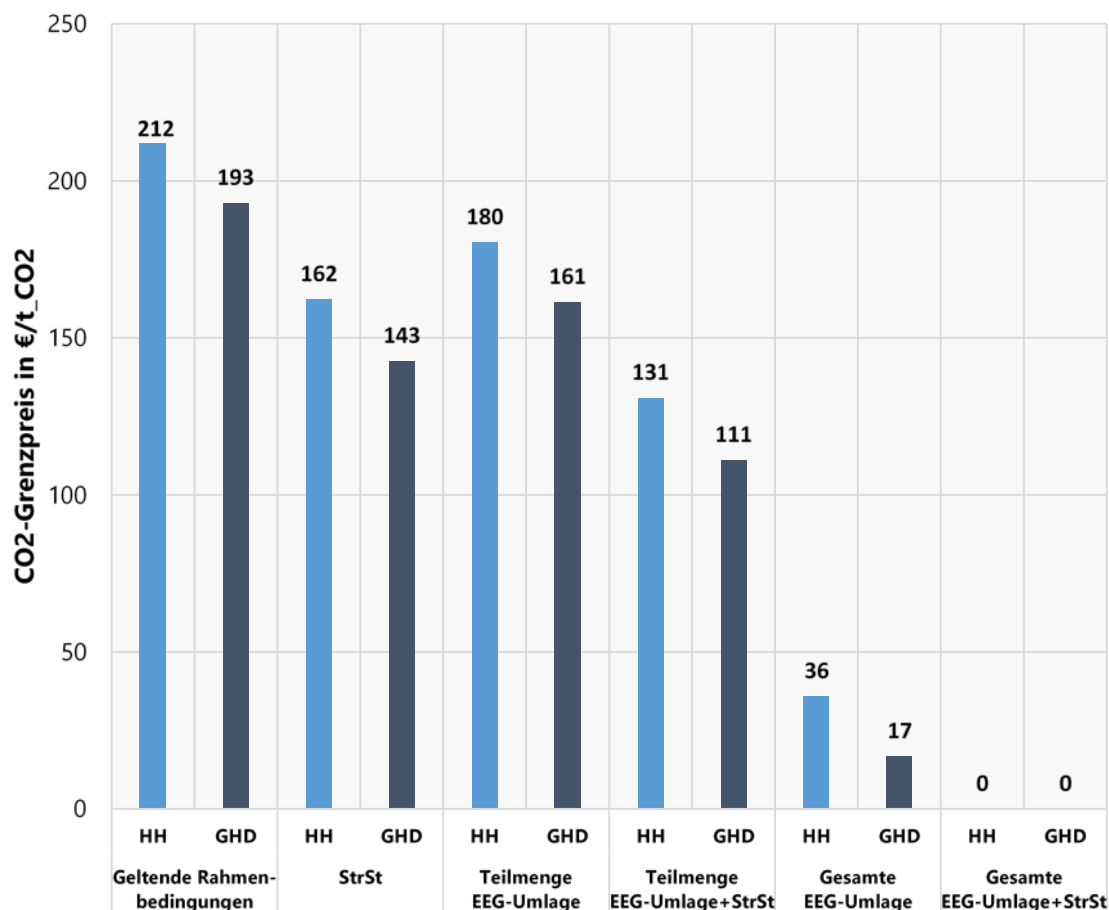
Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 8 zeigt für 2018 die unterschiedlichen Anwendungsfälle der kleinen Wärmepumpe im GHD-Betrieb oder Haushalt, inwieweit zusätzlich zu den unterschiedlichen Verlagerungsoptionen hinsichtlich EEG-Umlage und Stromsteuer eine zusätzliche Förderung notwendig ist, um die Kleinwärmepumpen wettbewerbsfähig zu machen. Die notwendigen CO<sub>2</sub>-Preise liegen zwischen 0 €/t<sub>CO2</sub> (da bei einer vollständigen Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer in beiden Sektoren keine Förderung mehr notwendig ist) und 238 €/t<sub>CO2</sub> (mit geltenden Rahmenbedingungen für Haushalte). Insgesamt ist bei einer Teilverlagerung der EEG-Umlage und einer vollständigen Verlagerung der Stromsteuer noch eine erhebliche Zusatzförderung erforderlich, um Wärmepumpen unter den derzeitigen Voraussetzungen wettbewerbsfähig zu machen.



**Abbildung 8: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwärmepumpen für Haushalte und GHD in 2018**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 15 kW thermischer Leistung

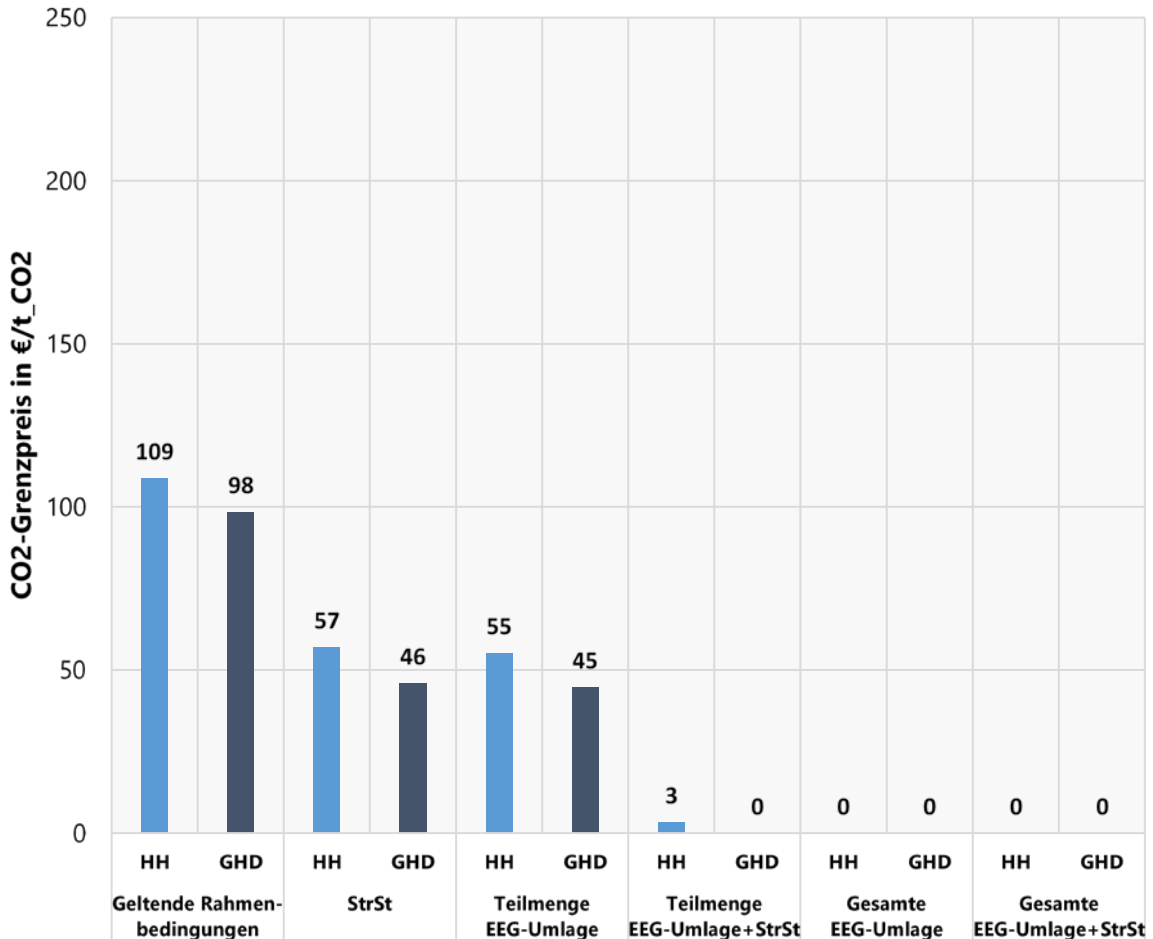


Quelle: Fraunhofer ISI

Die notwendigen CO<sub>2</sub>-Preise in den Verlagerungsoptionen für den wirtschaftlichen Einsatz der Wärmepumpe gegenüber einem Gaskessel für dezentrale Anwendungen in 2030 sind in Abbildung 9 dargestellt. Das CO<sub>2</sub>-Preisniveau zur Kostenparität der Wärmepumpe gegenüber dem Gaskessel in 2030 liegt deutlich unter jenem aus 2018. Die CO<sub>2</sub>-Grenzpreise liegen für diesen Betrachtungszeitpunkt zwischen 0 €/kWh und 109 €/kWh für Haushalte bzw. 98 €/kWh für GHD bei geltenden Rahmenbedingungen. Trotz der Verlagerungen von Stromsteuer oder der Teilmenge EEG-Umlage in 2030, bleibt in diesen Szenarien eine weitere Förderung der Wärmepumpe notwendig. Die CO<sub>2</sub>-Grenzpreise liegen für Haushalte bei 57 €/t<sub>CO2</sub> im Szenario Stromsteuer und bei Verlagerung der Teilmenge EEG-Umlage bei 55 €/t<sub>CO2</sub>. Für den GHD Sektor sind CO<sub>2</sub>-Preise in Höhe von 46 €/t<sub>CO2</sub> (Stromsteuer) sowie 45 €/t<sub>CO2</sub> zur Wirtschaftlichkeitsgrenze der Wärmepumpe erforderlich. Bei einer Kombination der beiden Szenarien (mit Ausnahme der Haushaltsverbraucher mit sehr geringem CO<sub>2</sub>-Grenzpreis von 3 €/t<sub>CO2</sub>) sowie im Fall der gesamten Verlagerung der EEG-Umlage bzw. in Kombination mit Stromsteuer sind keine zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Preise zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit notwendig.

**Abbildung 9: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwärmepumpen für Haushalte und GHD in 2030**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 15 kW thermischer Leistung



Quelle: Fraunhofer ISI

### 3.2.1.2 Großwärmepumpe

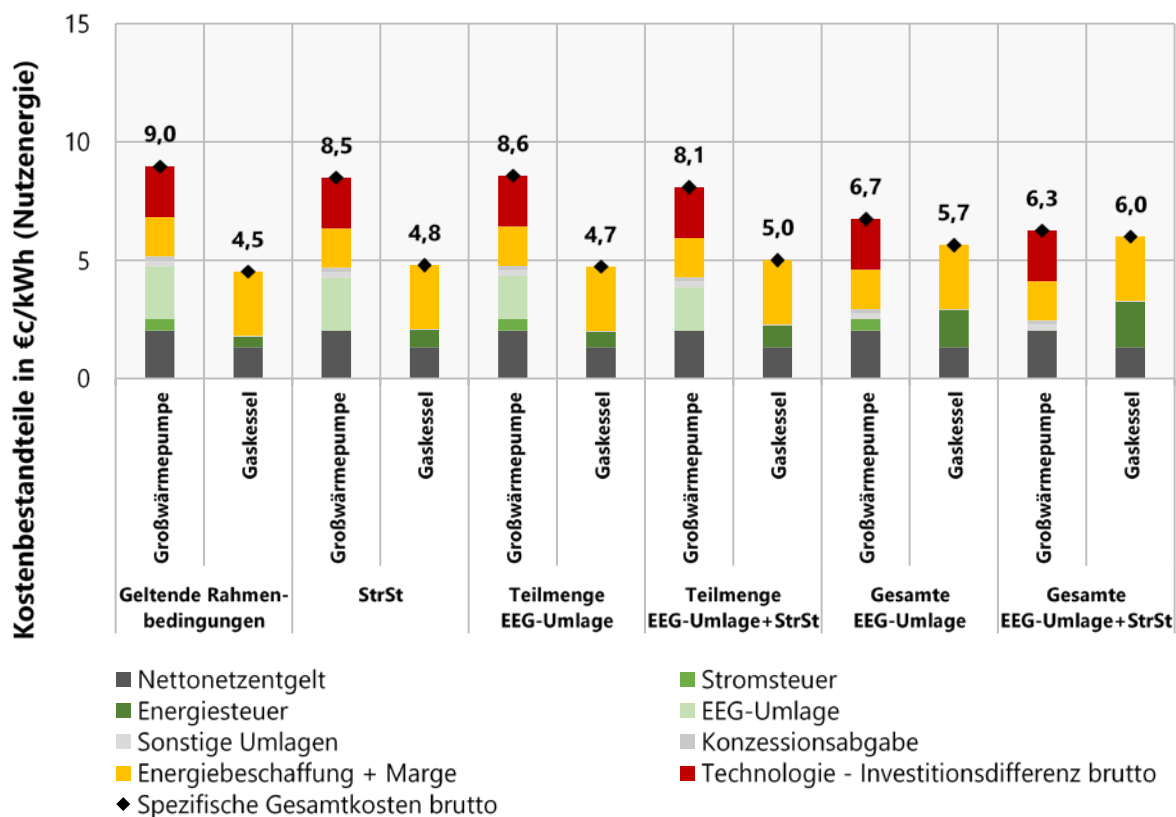
Für die Großwärmepumpe mit einer installierten Leistung von 5 MW werden ebenfalls zwei Fälle unterschieden, für ein Unternehmen mit der Energiekostenstruktur des Industriesektors und eines aus dem GHD-Bereich. Auch diese unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Kostensätze der nichtveränderten Preisbestandteile für die beiden Sektoren (siehe Kapitel 9). Im Gegensatz zu dem Vergleich der dezentralen Wärmetechnologien wird für das eingesetzte Erdgas im großen Gaskessel bzw. Strom in der Großwärmepumpe eine Steuerentlastung mit verringerten Energie bzw. Stromsteuersätzen berücksichtigt.<sup>22</sup> In beiden Verbraucherfällen führt eine vollständige Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer bereits in 2018 knapp zur Wettbewerbsfähigkeit der Wärmepumpen ggü. dem Gasbrennwertkessel (vgl. Abbildung 10 und Abbildung 11).

<sup>22</sup> Unternehmen des Produzierenden Gewerbes (u. a. des Wirtschaftszweiges der Energie- und Wasserversorgung) können nach § 54 EnergieStG bzw. § 9b StromStG einen verringerten Steuersatz auf die verwendeten Energieträger wie bspw. Erdgas oder Strom für die Wärmeerzeugung beantragen. Die verringerten Energie- bzw. Stromsteuersätze belaufen sich in den geltenden Rahmenbedingungen auf ungefähr 75 % des jeweiligen Regelsteuersatzes der entsprechenden Energieträger und wurden in den verschiedenen Verlagerungsszenarien verhältnismäßig angepasst.

Die anfängliche Differenz der Wärmegestehungskosten zwischen großer Wärmepumpe und Gasbrennwertkessel im GHD-Sektor liegt in 2018 mit 4,5 €/kWh sehr nah an der Differenz der kleinen Wärmepumpe im Vergleich zum Brennwertkessel. Die Verlagerung von Stromsteuer, der Teilmenge der EEG-Umlage und deren Kombination führt zu einer Reduktion der Kostendifferenz auf 3,7 €/kWh, 3,9 €/kWh und 3,1 €/kWh. Erst bei vollständiger Verlagerung der gesamten EEG-Umlage und Stromsteuer kann die Großwärmepumpe annähernd (Kostendifferenz 0,3 €/kWh) Kostenparität erreichen.

**Abbildung 10: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD in 2018**

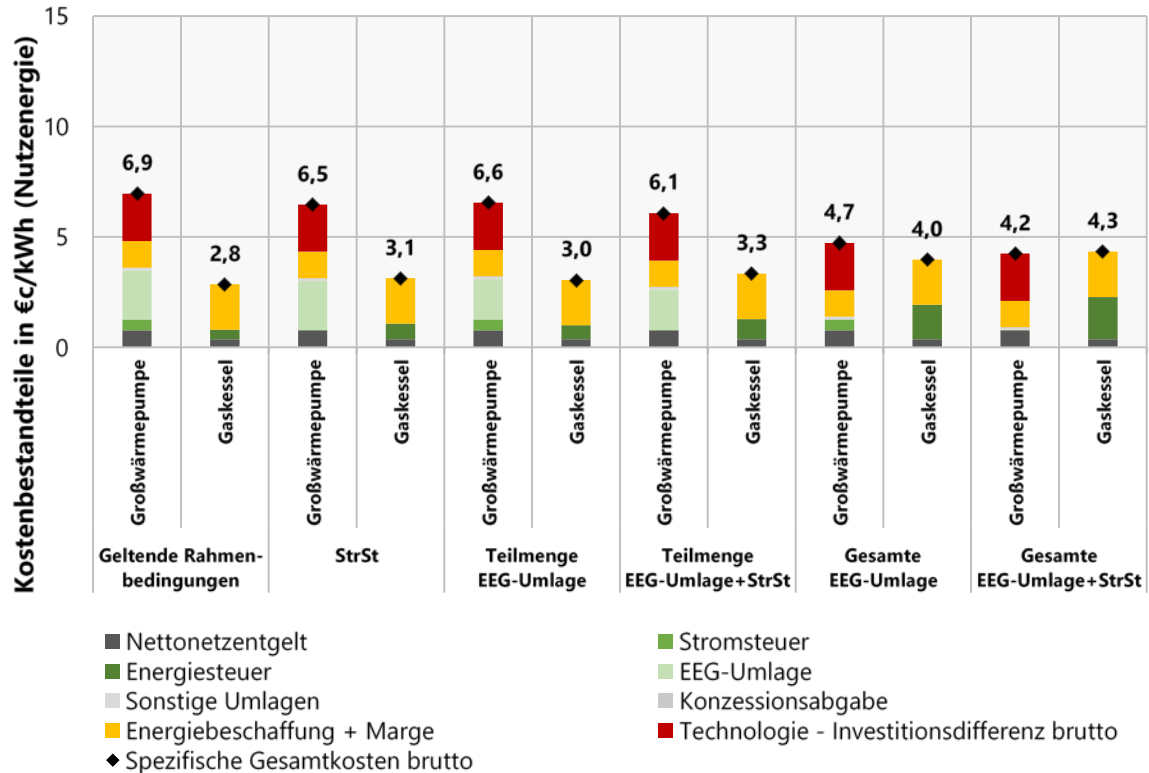
Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 5 MW thermischer Leistung



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 11: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2018**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 5 MW thermischer Leistung



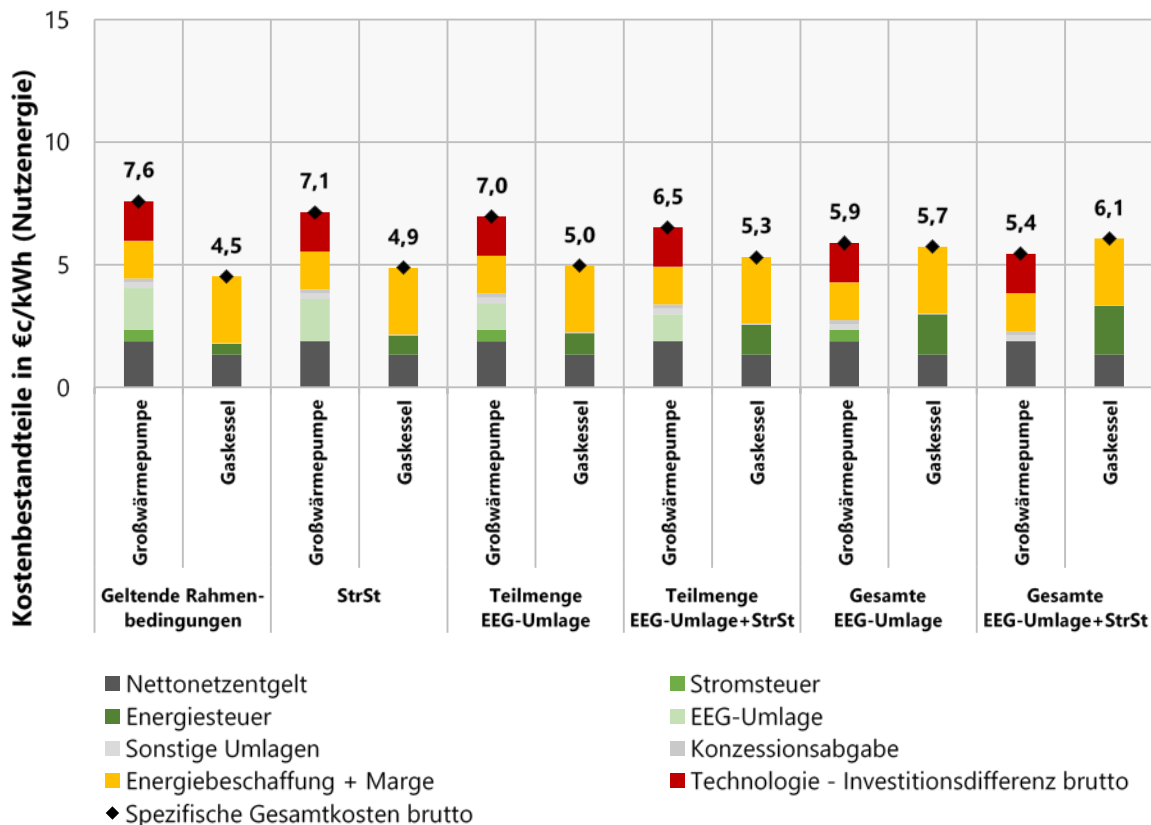
Quelle: Fraunhofer ISI

Im Fall des Industrieverbrauchers sinkt die anfängliche Differenz der Wärmegestehungskosten von 4,1 €/kWh bei geltenden Rahmenbedingungen auf 3,4 €/kWh bei einer Verlagerung der Stromsteuer, 3,6 €/kWh bei einer Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage und auf 2,8 €/kWh bei einer Kombination aus beiden Verlagerungsgrößen zum Betrachtungszeitpunkt in 2018. Eine Verlagerung der gesamten EEG-Umlage führt zu einer sehr geringen Kostenlücke von 0,7 €/kWh. Bei vollständiger Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer überschreitet die Großwärmepumpe die Wirtschaftlichkeitsgrenze.

In 2030 beträgt die Kostendifferenz für die Wärmeerzeugung in dem Technologievergleich der zentralen Anlagen mit Verbraucherpreisen des GHD Unternehmens bei den geltenden Rahmenbedingungen 3,1 €/kWh zu Gunsten des Gaskessels (vgl. Abbildung 12). Dieser spezifische Differenzbetrag verringert sich bei einer Verlagerung der Stromsteuer auf 2,2 €/kWh, für die Teilverlagerungsmenge der EEG-Umlage auf 2,0 €/kWh, für die Kombination aus den beiden letzteren Szenarien auf 1,2 €/kWh und bei der Verlagerung der gesamten EEG-Umlage bleibt noch ein minimaler Kostenunterschied von 0,2 €/kWh Nutzwärme bestehen. Im Szenario mit Verlagerung der gesamten EEG-Umlage sowie Stromsteuer erreicht die Wärmepumpe wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

**Abbildung 12: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD in 2030**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 5 MW thermischer Leistung

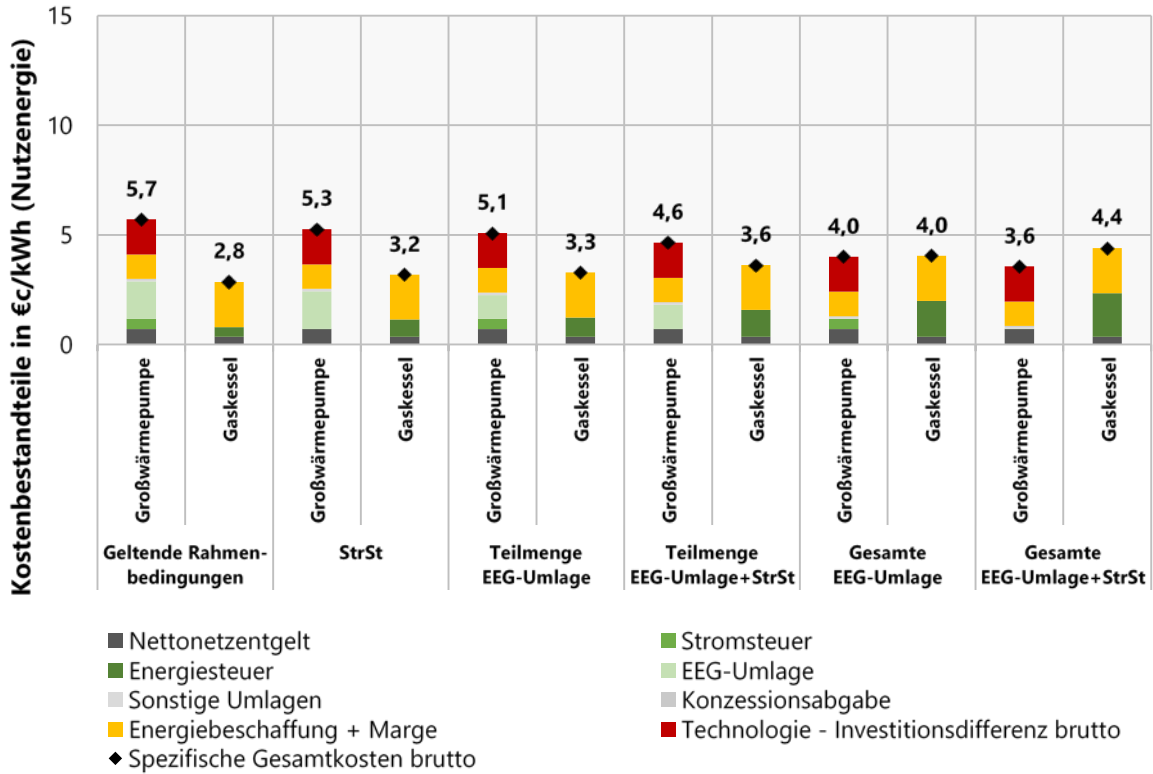


Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse des Technologievergleichs einer Großwärmepumpe im Vergleich zum Brennwertkessel ausgehend von der Verbraucherpreisstruktur eines Industrieunternehmens in 2030. Während Nutzenenergie aus dem Gaskessel 2,8 €/kWh kostet, ist die Nutzenenergie aus der Großwärmepumpe unter den beschriebenen Annahmen auch für 2030 von annähernd doppelt so hohen Kosten gekennzeichnet. Die Wirtschaftlichkeit wird bei Verlagerung der gesamten EEG-Umlage erreicht und verbessert sich leicht, wenn zusätzlich die Stromsteuer auf die Mindestbeträge reduziert wird.

**Abbildung 13: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2030**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 5 MW thermischer Leistung

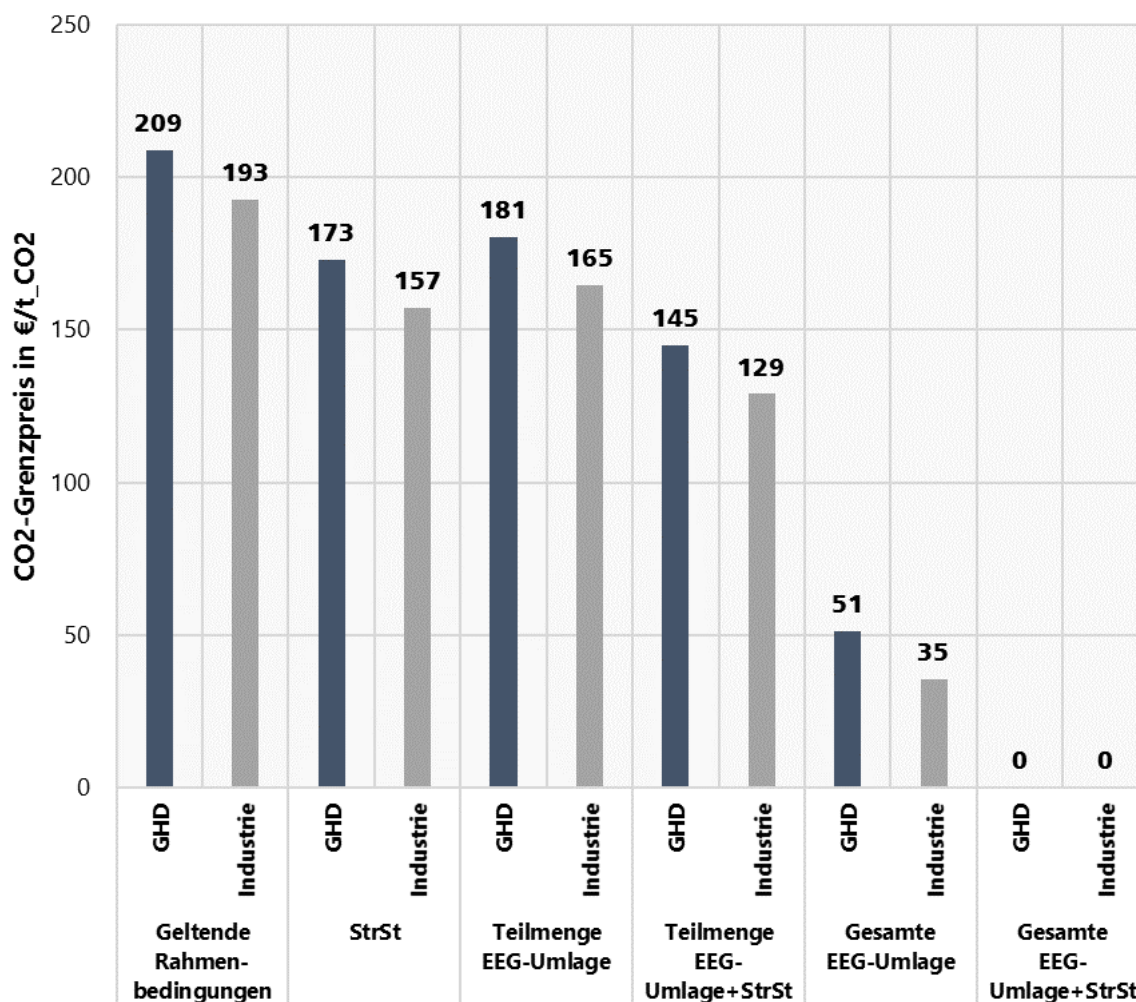


Quelle: Fraunhofer ISI

Die zusätzlich benötigte Förderung im Jahr 2018, ausgedrückt als CO<sub>2</sub>-Preis ist in Abbildung 14 dargestellt. Die CO<sub>2</sub>-Preise liegen zwischen 0 €/t<sub>CO2</sub> (bei einer vollständigen Verlagerung von EEG und Stromsteuer) und 208 €/t<sub>CO2</sub> (bei geltenden Rahmenbedingungen für GHD-Anlagen). Wenn Strom vollständig von der EEG-Umlage entlastet und auf andere Endenergieträger verlagert würde, wären die im Klimapaket angedachten CO<sub>2</sub>-Preise für die Rentabilität der Großwärmepumpe ohne weitere Förderprogramme ausreichend. Wird nur die Stromsteuer und/oder ein Teil der EEG-Umlage verlagert, ergibt sich ein deutlicher weiterer Förderbedarf auch über den geplanten Zertifikatshandel für den Nicht-ETS-Sektor hinaus.

**Abbildung 14: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen für GHD und Industrie in 2018**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 5 MW thermischer Leistung

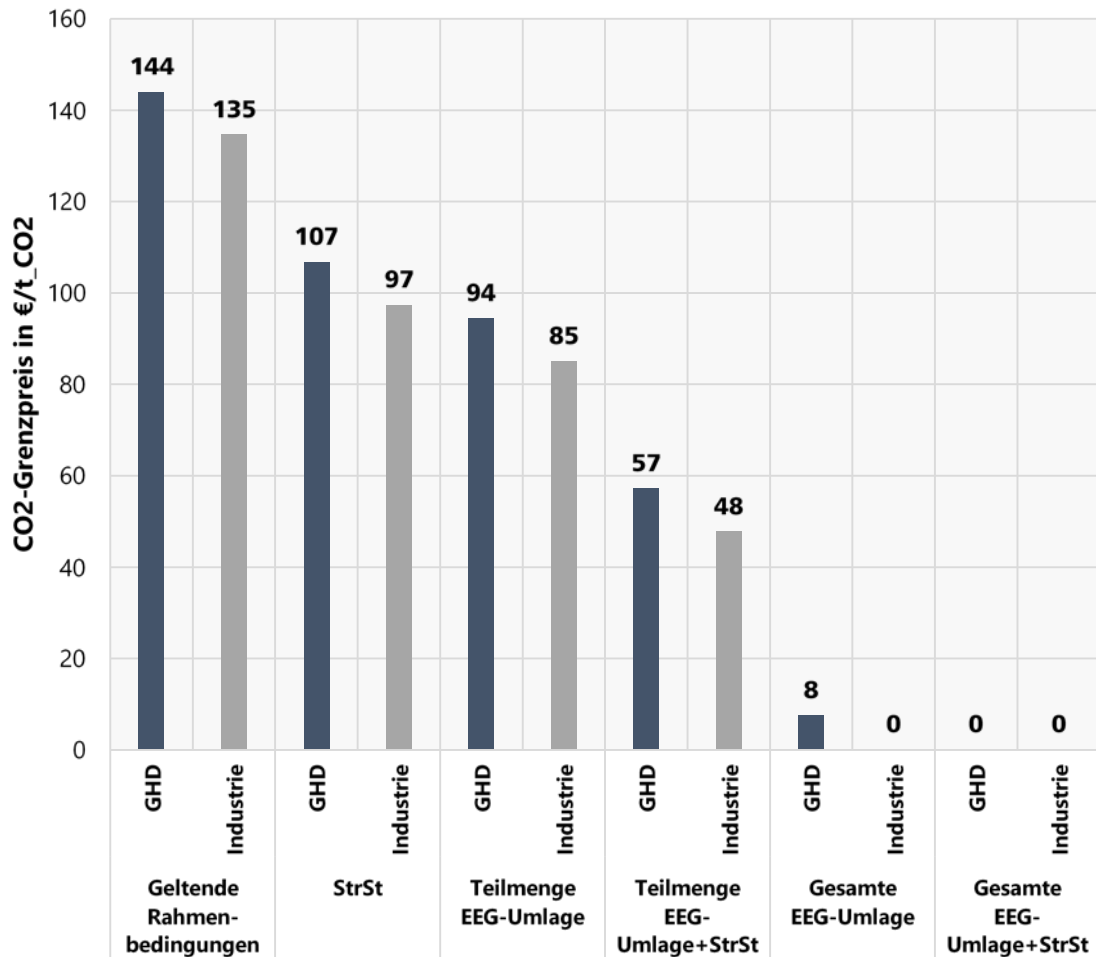


Quelle: Fraunhofer ISI

Die notwendigen CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Erreichung der Wirtschaftlichkeitsgrenze der Großwärmepumpe gegenüber einem großen Gaskessel für den Betrachtungszeitpunkt 2030 sind in Abbildung 15 dargestellt. Unter den geltenden Rahmenbedingungen wäre in 2030 die Großwärmepumpe für GHD-Verbraucher bei einem CO<sub>2</sub>-Preis in Höhe von 144 €/t<sub>CO2</sub> und für Industrieverbraucher bei 135 €/t<sub>CO2</sub> wirtschaftlich. Eine Verlagerung der Stromsteuer und Teilmenge der EEG-Umlage würde den benötigten CO<sub>2</sub>-Preis für Industriekunden unter 100 €/t<sub>CO2</sub> verringern. Für GHD-Kunden bliebe im Stromsteuer Szenario ein Grenzpreis von 107 €/t<sub>CO2</sub> und im Szenario mit verlagelter Teilmenge der EEG-Umlage bedarf es eines Preisniveaus von 94 €/t<sub>CO2</sub> für die Kostenparität der Großwärmepumpe im Wirtschaftlichkeitsvergleich zu einem großen Gaskessel. Eine Kombination aus den beiden letzteren Szenarien verringert die CO<sub>2</sub> Grenzpreise für GHD auf 57 €/t<sub>CO2</sub> und für Industrieverbraucher auf 48 €/t<sub>CO2</sub>. Erst die gesamte Verlagerung der EEG-Umlage würde in Kombination mit den erwarteten Investitionsdifferenzen der Wärmepumpentechnologie (annähernd) keine weiteren CO<sub>2</sub>-Preise für das Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze der Sektorenkopplungstechnologie ggü. der fossilen Alternative zum Betrachtungszeitpunkt 2030 erfordern.

**Abbildung 15: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen für GHD und Industrie in 2030**

Technologiealternativen Wärmepumpe und Gaskessel mit jeweils 5 MW thermischer Leistung



Quelle: Fraunhofer ISI

### 3.2.2 Auswirkungen auf Sektorkopplung Verkehr

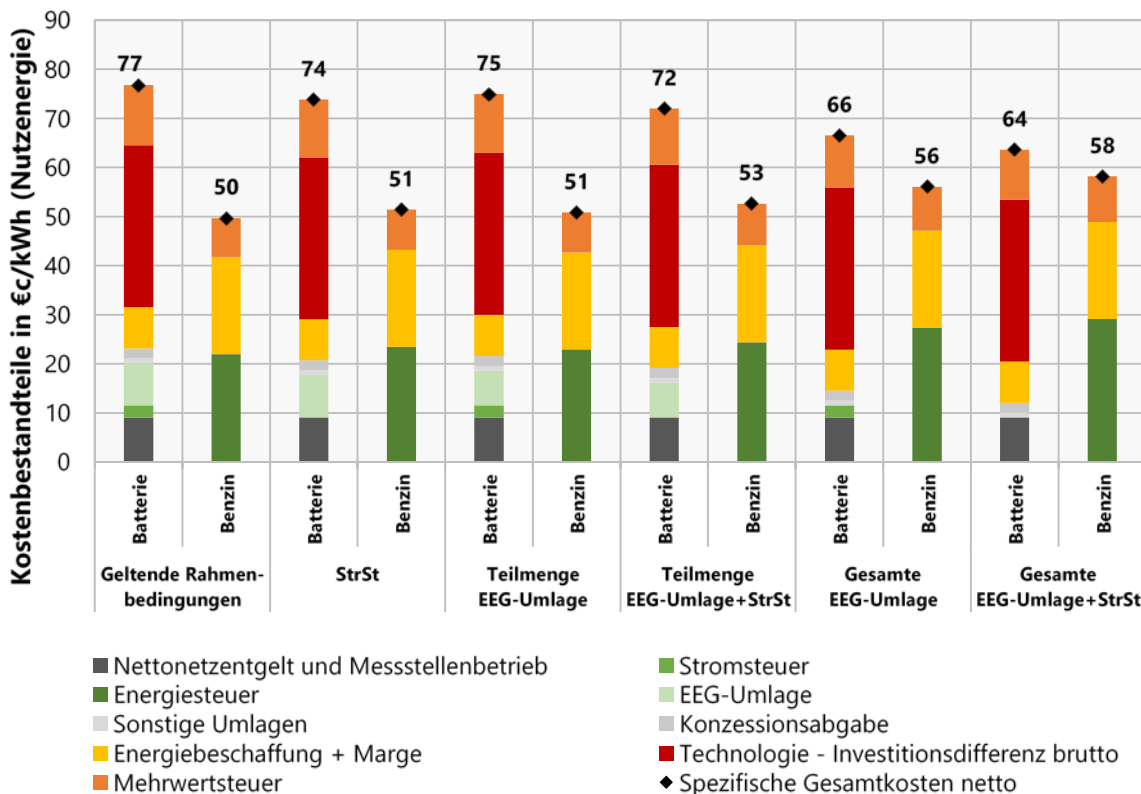
Im Verkehr werden, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben, drei Varianten für die Sektorkopplungstechnologie Elektro-PKW der Kompaktklasse analysiert.

Abbildung 16, Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit von Elektro-PKW gegenüber einem vergleichbaren Fahrzeug mit Ottomotor in den verschiedenen Verlagerungsoptionen im Jahr 2018. Im Vergleich zum Wärmebereich zeigt sich im Verkehrssektor für Autobesitzer mit durchschnittlicher Fahrleistung (Haushalte ohne Pendler) in allen Szenarien eine höhere Lücke zur Wirtschaftlichkeit. Eine Verlagerung der gesamten Stromsteuer und EEG-Umlage führt jedoch mit höherer jährlicher Fahrleistung zur Erzielung der Wettbewerbsfähigkeit (ab ungefähr 20.000 km/Jahr) des Elektro-PKW gegenüber dem Fahrzeug mit Ottomotor. Entsprechend ist für Pendler-Haushalte bereits die Gesamtverlagerung der EEG-Umlage ausreichend um die Wirtschaftlichkeit des E-PKWs zu erreichen, während im Falle eines gewerblich genutzten Fahrzeugs mit hoher Laufleistung bereits die Kombination aus Teilmenge EEG-Umlage und Stromsteuer zur Kostenparität führt.



**Abbildung 16: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte ohne Pendler in 2018**

Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor



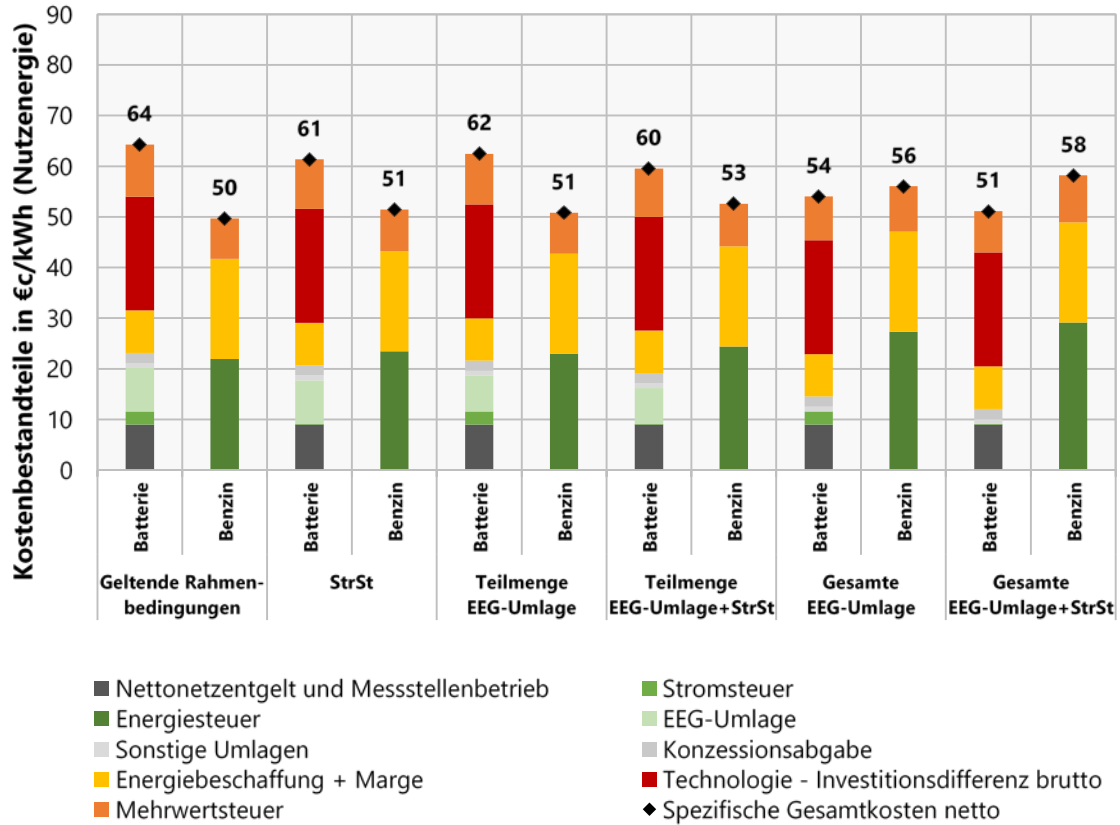
Quelle: Fraunhofer ISI

Die Höhe der Kostenunterschiede variieren stark zwischen den Fällen. So spielt unter anderem die Fahrleistung eine wichtige Rolle hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Fahrzeuge mit Elektromotor. Für einen Pendler-Haushalt ist die Nutzung eines elektrifizierten Fahrzeugs aufgrund der hohen Anfangsinvestition und im Vergleich zum Fahrzeug mit Ottomotor geringen laufenden Kosten deutlich attraktiver als für Haushalte mit einer geringen jährlichen Fahrleistung. Die Kostenlücke liegt in 2018 bei Nicht-Pendler-Haushalten unter den getroffenen Annahmen bei einer vollständigen Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer bei 6 €/kWh, während Elektromobilität für Pendler-Haushalte bereits bei Verlagerung der gesamten EEG-Umlage wirtschaftlich wird. Auch die Kostenlücke bei geltenden Rahmenbedingungen unterscheidet sich stark mit 22 €/kWh bei Nicht-Pendlern und 14 €/kWh bei Pendler-Haushalten.

Für den GHD-Sektor (siehe Abbildung 18) wird zwar ebenfalls eine hohe Fahrleistung (24.000 km/Jahr) angenommen, allerdings wird die für diese Verbraucherkategorie in dem Wirtschaftlichkeitsvergleich keine Mehrwertsteuer einbezogen. Unter den getroffenen Annahmen liegt die Kostendifferenz für geltende Rahmenbedingungen bei 6 €/kWh, erreicht jedoch bei Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage und Stromsteuer Kostenparität.

**Abbildung 17: Ergebnisse – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte mit Pendler in 2018**

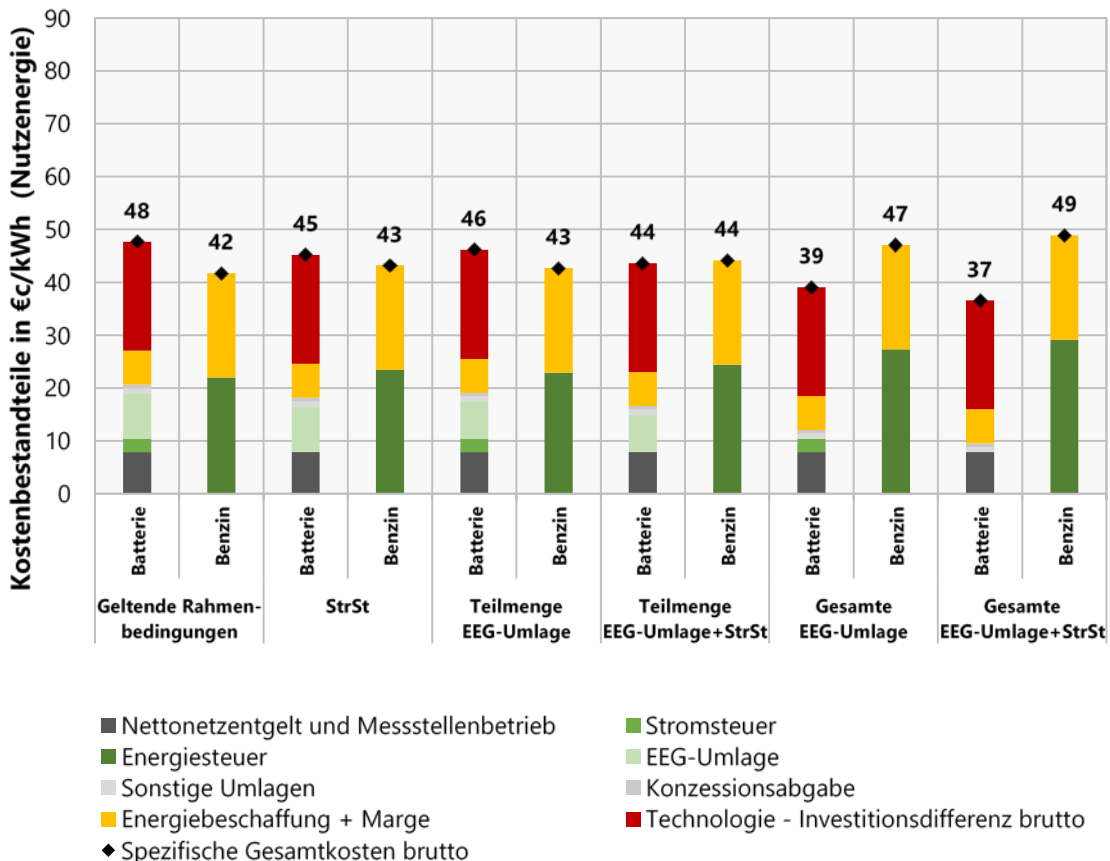
Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 18: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel GHD in 2018**

Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor

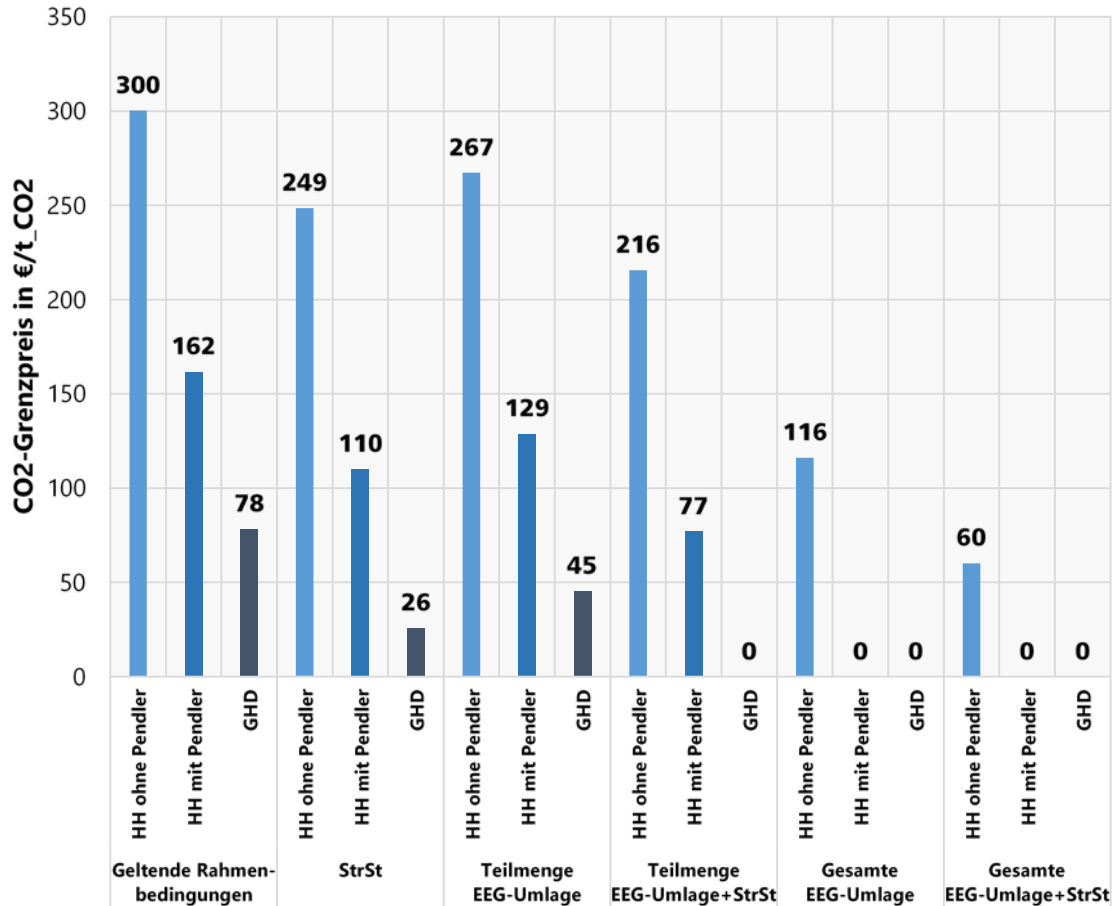


Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 19 zeigt die notwendige Zusatzförderung für Elektro-PKW in den unterschiedlichen Konstellationen und für die verschiedenen Verlagerungsoptionen in 2018. Die ermittelten Förderbedarfe, ausgedrückt in CO<sub>2</sub>-Preisen liegen zwischen 0 €/t<sub>CO2</sub> und 300 €/t<sub>CO2</sub>. Für das Verbraucherpreisniveau der Haushalte liegen die benötigten CO<sub>2</sub>-Grenzpreise in 2018 deutlich über den vergleichbaren CO<sub>2</sub>-Preisen, die die Sektorenkopplung im Wärmesektor profitabel machen sowie auch weitgehend über den CO<sub>2</sub>-Preisen, die nach dem Klimaschutzprogramm 2030 mittelfristig in Deutschland vorgesehen sind (Bundesregierung 2019). Eine zusätzliche direkte Förderung ist somit (zumindest bei aktuellen Kosten und Preisen) notwendig, um die Wettbewerbsfähigkeit von Elektro-PKW zu ermöglichen.

**Abbildung 19: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Fahrzeugen mit Elektromotor in 2018**

Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor



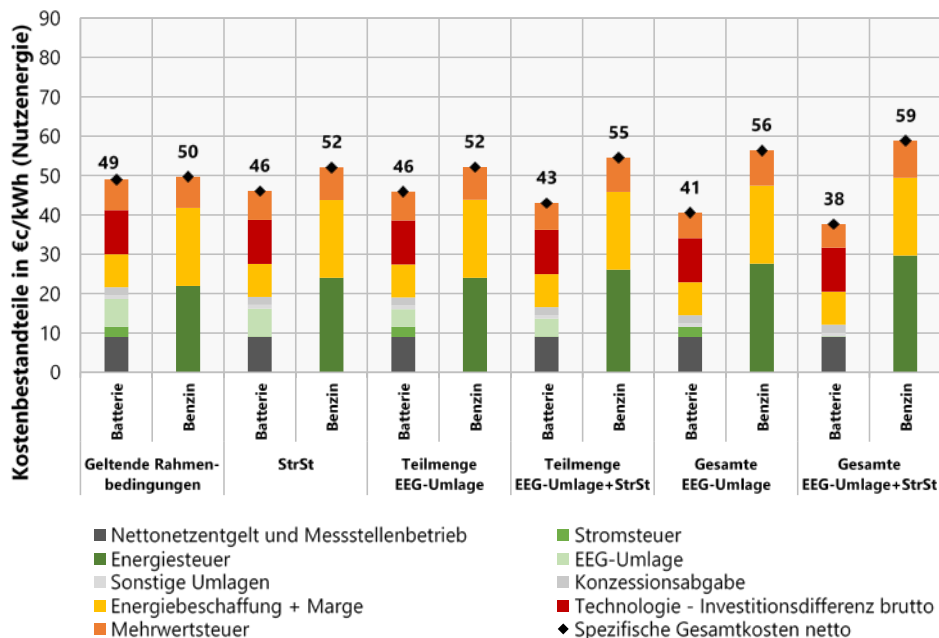
Quelle: Fraunhofer ISI

Die Situation der Wirtschaftlichkeit des Elektro-PKW verbessert sich in 2030 deutlich. Schon für einen Haushalt mit durchschnittlicher Fahrleistung (ungefähr 15.000 km/Jahr) ist ohne jegliche Notwendigkeit zur Entlastung des Strompreises die Wirtschaftlichkeit erreicht (siehe Abbildung 20, Abbildung 21, Abbildung 22 für die detaillierten Preisbestandteile der Nutzenergie). Die Kosten der Nutzenergie für Elektromobilität mit durchschnittlicher Fahrleistung (Nicht-Pendler-Haushalte) unterschreiten unter geltenden Rahmenbedingungen in 2030 (49 €/kWh) sogar das aktuelle Kostenniveau des Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor in 2018 (50 €/kWh). Entsprechend ist auch keine Förderung mit CO<sub>2</sub>-Preis notwendig. Die deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit liegt an den zu erwartenden Reduktionen der Batteriepreise und spiegelt sich in deutlich reduzierten Investitionen zur Anschaffung eines Elektro-PKWs wider.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Für weiterführende Literatur zur Abschätzung der Kostenentwicklung der Li-Ionen-Batterien siehe u. a. Schmidt, Hawkes, Gambhir, & Staffell (2017) und Joint Research Centre JRC (2012).

**Abbildung 20: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte ohne Pendler in 2030**

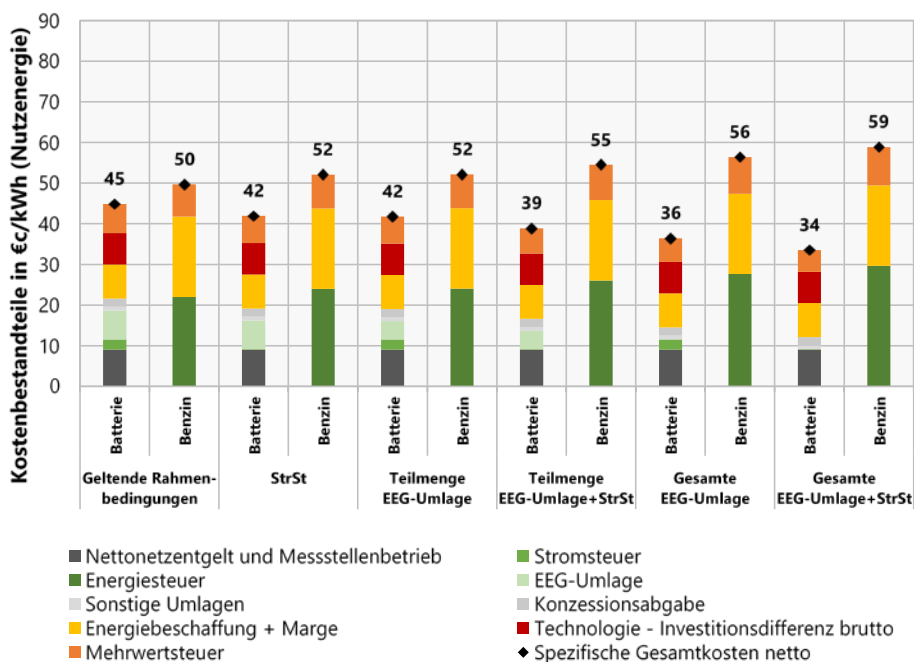
Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 21: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte mit Pendler in 2030**

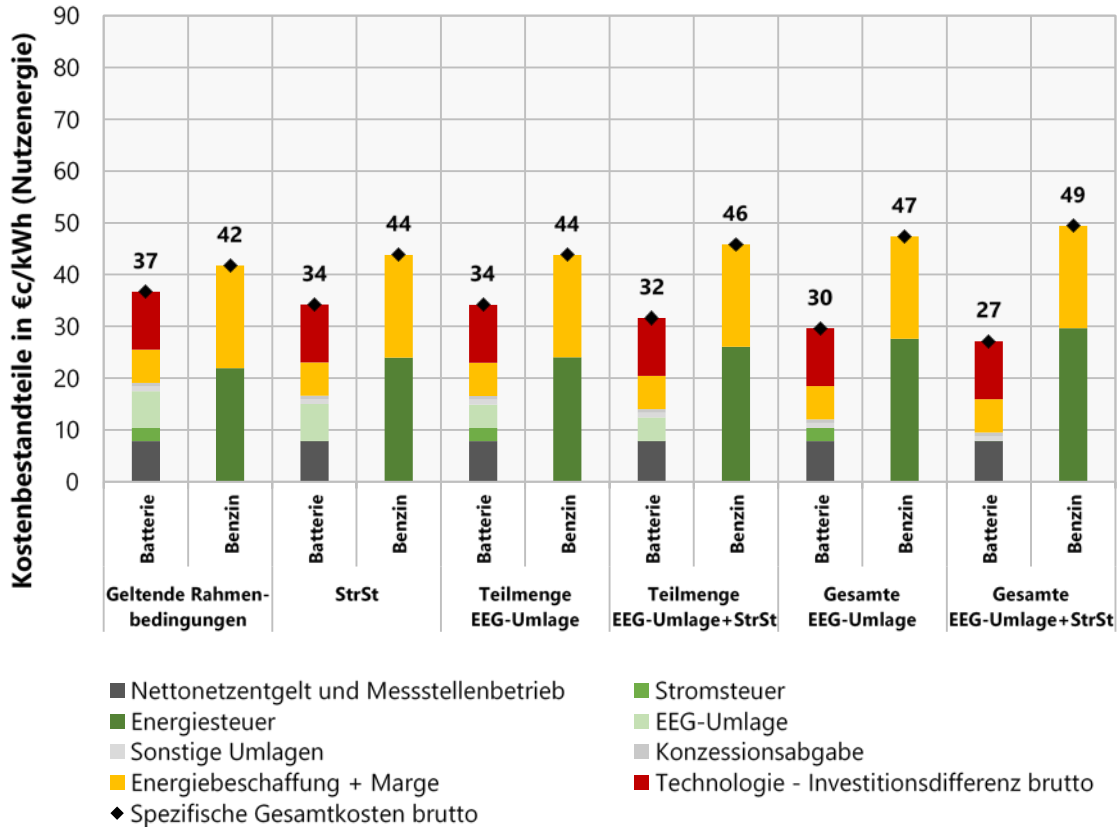
Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 22: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel GHD in 2030**

Technologiealternativen Fahrzeuge der Kompaktklasse mit Benzin und Elektromotor



Quelle: Fraunhofer ISI

Die Analysen der Wirtschaftlichkeit legen nahe, dass derzeit Entlastungen des Strompreises bei zusätzlicher Belastung des Benzinpreises zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Elektro-PKWs beitragen können. Je nach Fahrleistung ist eine zusätzliche Förderung zu Erreichung der Kostenparität notwendig. Zu erwartende Kostendegressionen für die Batterien führen in unseren Analysen dazu, dass die zusätzliche Förderung bis 2030 voraussichtlich nicht mehr erforderlich sein wird und entsprechend der Kostenentwicklung beobachtet und gegebenenfalls angepasst werden sollte.

### 3.2.3 Auswirkungen auf Technologien zur Wasserstoffgewinnung

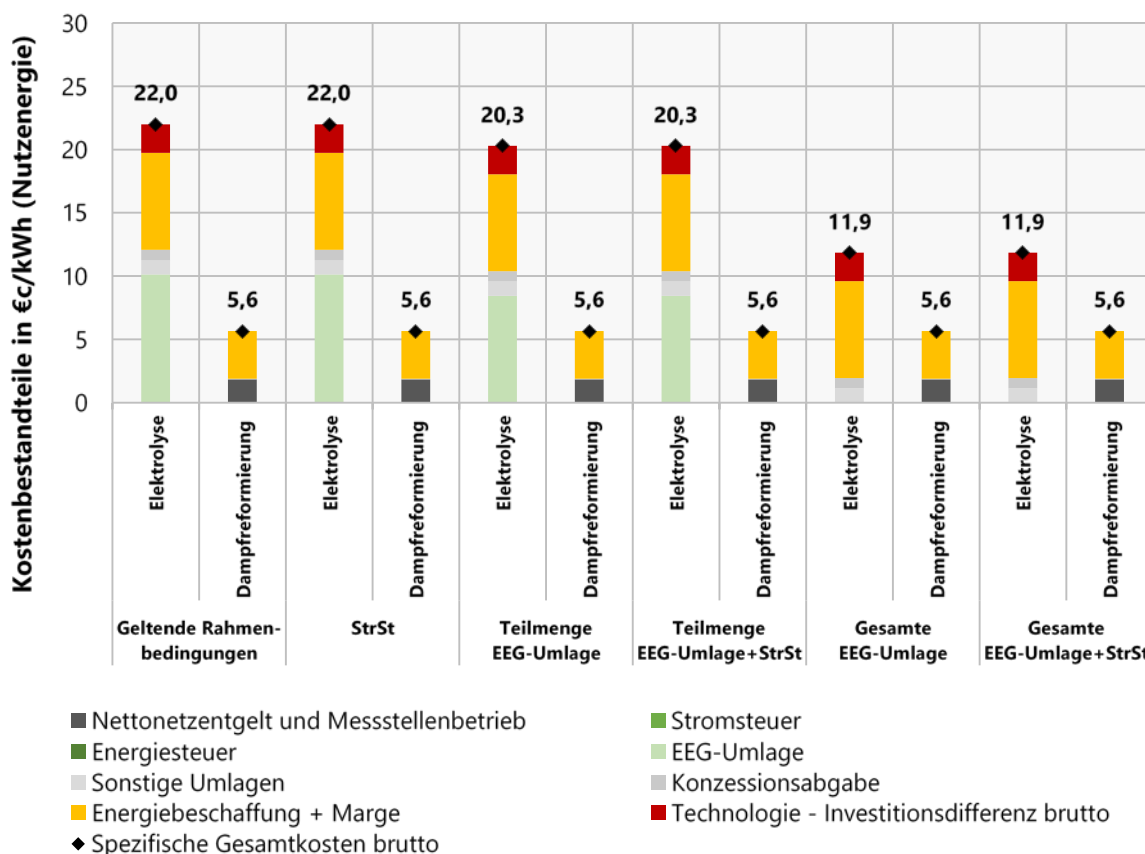
Wie einleitend in Abschnitt 3.1.3 erwähnt, wird Wasserstoff insbesondere bei ambitionierten Klimazielen eine zunehmende Rolle spielen. Wie groß diese Rolle sein wird und sein sollte, wird derzeit intensiv diskutiert. In jedem Fall sollte der in Zukunft verwendete Wasserstoff auch bei der Herstellung keine CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen. Dies ist einerseits möglich durch Elektrolyseverfahren, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden. In diesem Zusammenhang wird häufig von „grünem“ Wasserstoff gesprochen. Andererseits wird aktuell auch vermehrt das Prinzip des „blauen“ Wasserstoffs diskutiert, bei dem der Wasserstoff wie im konventionellen Verfahren (der Dampfreformierung) aus Erdgas gewonnen wird, zusätzlich aber das anfallende CO<sub>2</sub> wieder in unterirdischen Speicherstätten eingelagert wird.

Im Folgenden werden lediglich die aktuellen Kosten der Dampfreformierung aus Erdgas mit denen der Wasserstoffgewinnung aus Elektrolyse sowie die Auswirkungen der verschiedenen Verlagerungsoptionen analysiert. Für die Elektrolyse fällt grundsätzlich keine Stromsteuer an, da sie nach § 9 Abs. 1

Nr. 1 StromStG von der Stromsteuer ausgenommen ist. Diese führt auch dazu, dass eine Verlagerung der Stromsteuer keine nennenswerten Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten der Elektrolyse hat. Da die Elektrolyse als Prozess befreit ist, gilt die Ausnahmeregelung sowohl für den GHD- als auch den Industriesektor. Zudem ist derzeit nach § 118 Abs.6 EnWG die Elektrolyse für Anlagen, die bis August 2026 in Betrieb genommen werden, von Netzentgelten befreit. Die EEG-Umlage kann, je nach Verwendungsfall und Unternehmen, für den Stromeinsatz in der Elektrolyse unter die besondere Ausgleichsregelung fallen. Um diese Variante abzubilden, ist für die Beispielrechnung der Industrie der reduzierte EEG-Umlagesatz in den Verlagerungsoptionen in die Preiszusammensetzung eingeflossen. Für das verwendete Erdgas in der Dampfreformierung fällt nach § 51 Abs. 1 Nr. 1 Buchstabe c) EnergieStG keine Energiesteuer an. Unter Beibehaltung dieses Sachverhaltes wirkt sich eine Verlagerung der Stromsteuer und EEG-Umlage somit für beide Verbrauchertypen in keinem Szenario auf höhere Gestehungskosten der Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung aus. Deutliche Kostenunterschiede zeigen jedoch, dass nach den maximalen Entlastungsoptionen (gesamte EEG-Umlage und Stromsteuer) insbesondere der Großhandelsstrompreis das treibende Kostenelement für elektrolytischen Wasserstoff darstellen und somit dessen Wettbewerbsfähigkeit verhindern.

**Abbildung 23: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel GHD in 2018**

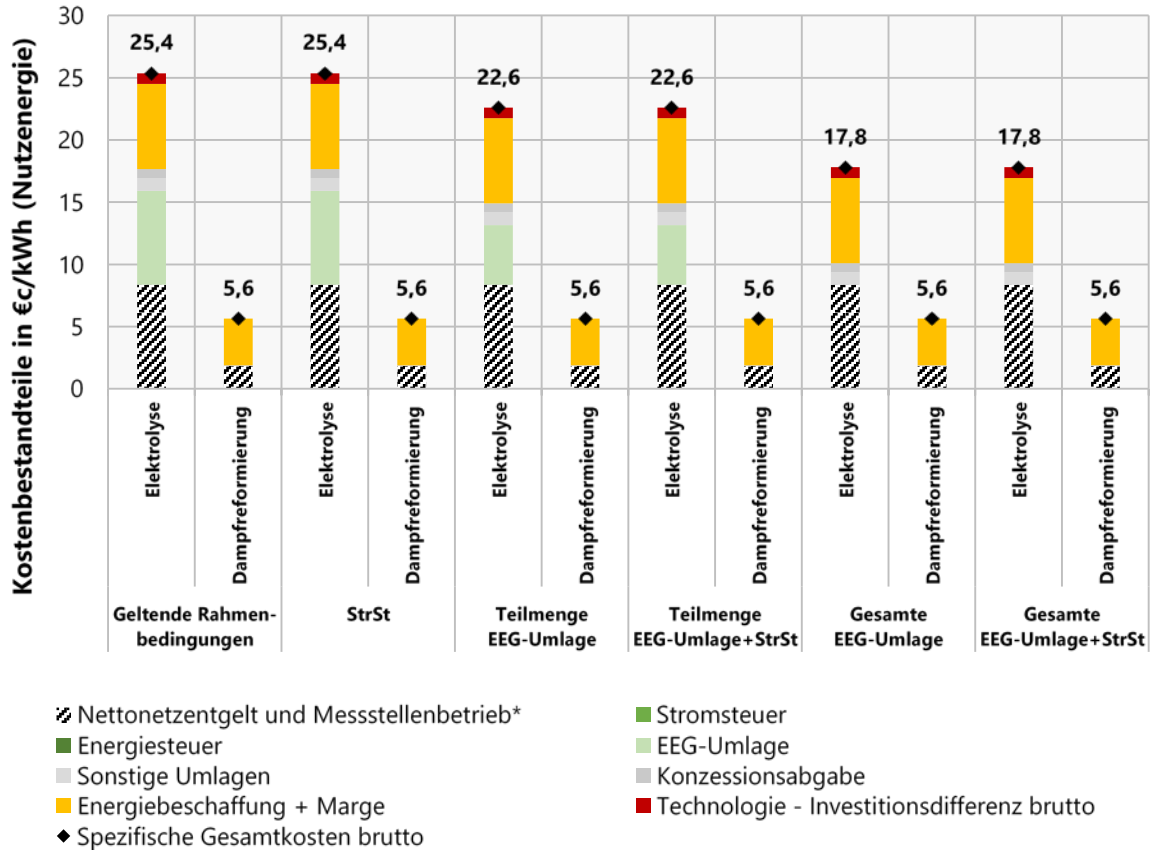
Technologiealternativen Wasserstoffelektrolyse und Dampfreformierung



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 24: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel GHD in 2030**

Technologiealternativen Wasserstoffelektrolyse und Dampfreformierung



\* Unsicherheit über die Regelung zur Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure, welche nach August 2026 in Betrieb genommen werden. (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG)

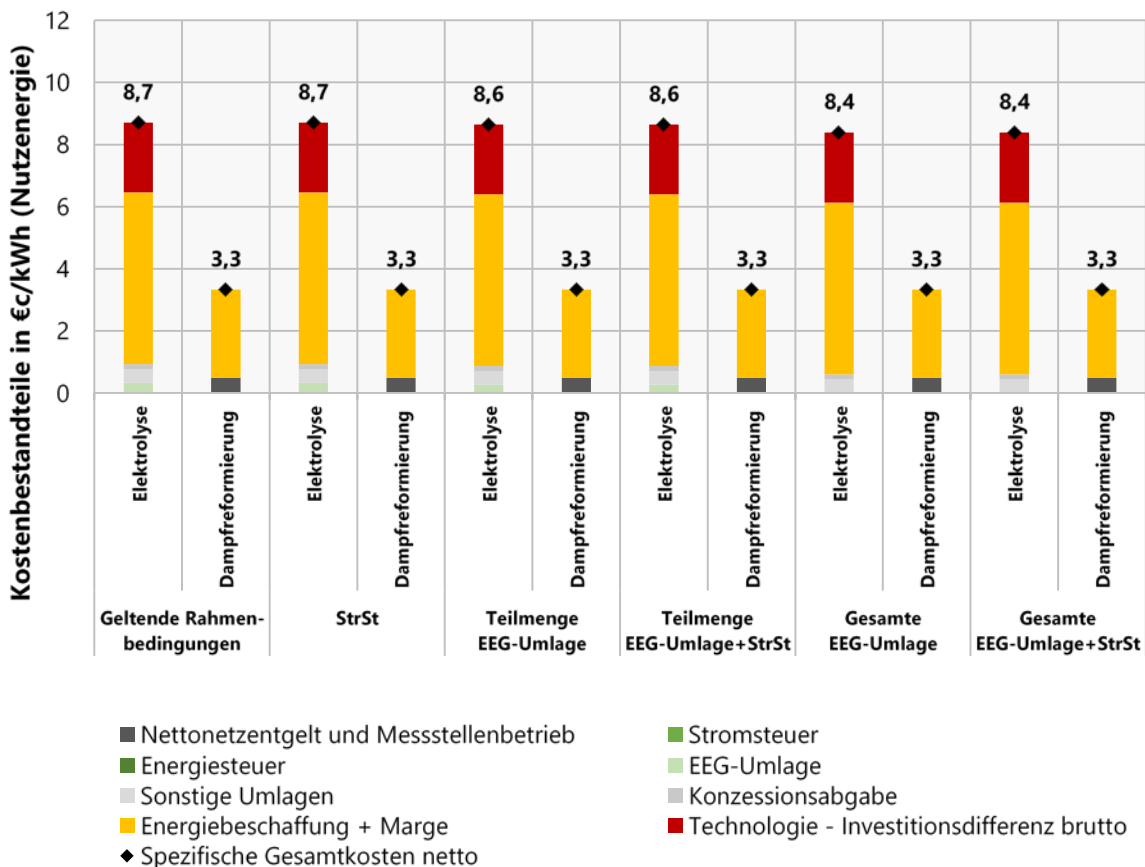
Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen die Entwicklungen der Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffelektrolyse im GHD-Sektor für das Jahr 2018 und 2030. Die Kostendifferenz zur Dampfreformierung ist sehr hoch, und zwar sowohl unter geltenden Rahmenbedingungen als auch bei einer vollständigen Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer. Dies gilt (in etwas abgeschwächter Form) auch für den Industriesektor (vgl. Abbildung 25 und Abbildung 26). Aus den Berechnungen lässt sich schließen, dass die Verlagerung von Stromsteuer und EEG-Umlage bei weitem nicht ausreicht, um eine Wettbewerbsfähigkeit der Wasserstoffelektrolyse herzustellen. Dies liegt insbesondere am Großhandelsstrompreis (im Verhältnis zu Erdgas) und an den Investitionen für den Elektrolyseur.



**Abbildung 25: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2018**

Technologiealternativen Wasserstoffelektrolyse und Dampfreformierung



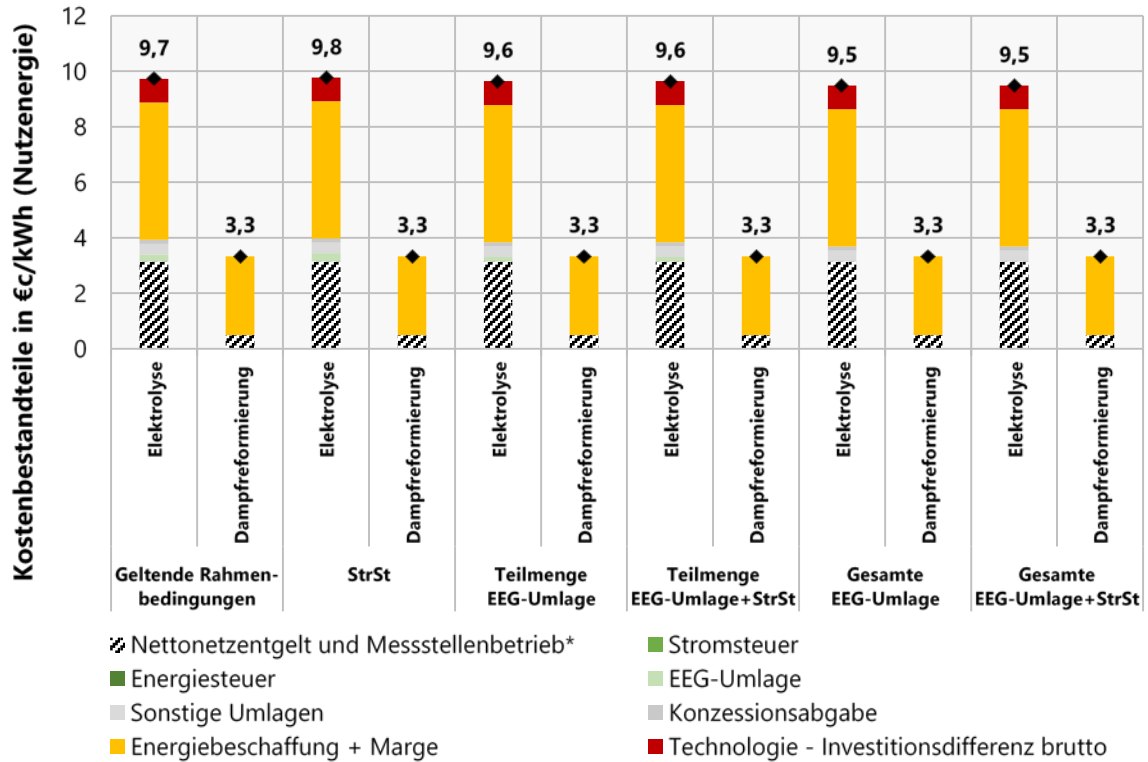
Quelle: Fraunhofer ISI

Die hohe Kostendifferenz zwischen Elektrolyse und Dampfreformierung, die auch in den Verlagerungsoptionen bestehen bleibt, zeigt sich auch an den zusätzlich notwendigen CO<sub>2</sub>-Preisen zur Herstellung der Wettbewerbsfähigkeit (siehe Abbildung 27 und Abbildung 28). Diese liegen in 2018 für die Industrie zwischen 172 €/t<sub>CO2</sub> und 183 €/t<sub>CO2</sub>, für den GHD-Sektor bei 211 €/t<sub>CO2</sub> bis 556 €/t<sub>CO2</sub>. Für das Jahr 2030 ergeben sich unter Berücksichtigung der Kostendegression für die Elektrolyse, verbesserter Effizienz des Elektrolyseurs, geringerer EEG-Umlage, jedoch je nach Entwicklung der Gesetzeslage möglicherweise zusätzlich berücksichtigter Netzentgelte für den Industriesektor CO<sub>2</sub>-Preisbedarfe von 209 €/t<sub>CO2</sub> bis 218 €/t<sub>CO2</sub> bzw. für den GHD-Sektor 413 €/t<sub>CO2</sub> bis 670 €/t<sub>CO2</sub> um Kostenparität zur Dampfreformierung zu erlangen. Trotz hoher Kostenunterschiede kann es sinnvoll sein, die Elektrolyse bereits jetzt zu fördern, um den langfristig benötigten Bedarf an Wasserstoff decken zu können<sup>24</sup>. Zudem kann eine Förderung von Forschung und Pilotprojekten erfolgen.

<sup>24</sup> Hebling et al. (2020) haben einen Bedarf an Wasserstoffkapazitäten zwischen 50-80 GW bis 2050 in ihrem Literaturreview identifiziert.

**Abbildung 26: Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2030**

Technologiealternativen Wasserstoffelektrolyse und Dampfreformierung

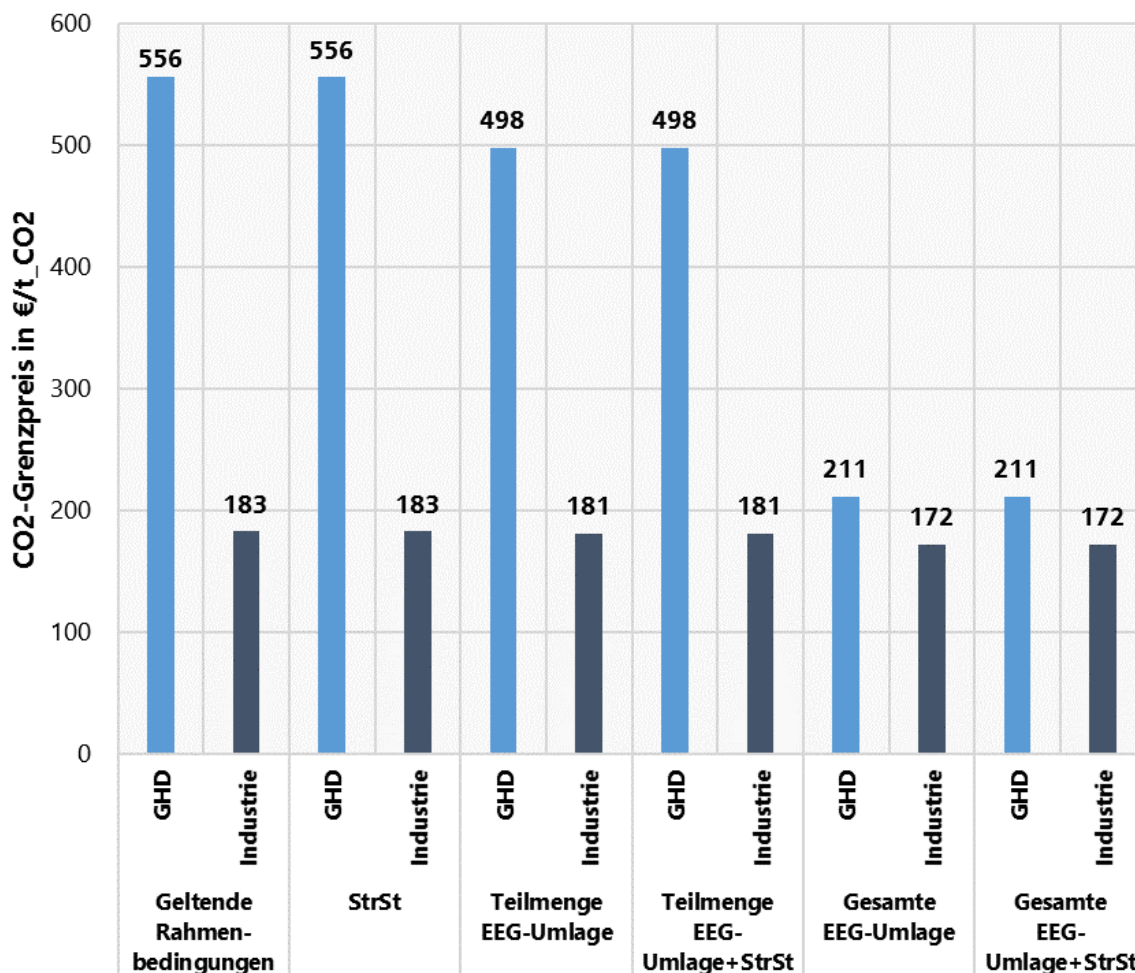


\* Unsicherheit über die Regelung zur Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure, welche nach August 2026 in Betrieb genommen werden. (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG)

Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 27: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffelektrolysen für GHD und Industrie in 2018**

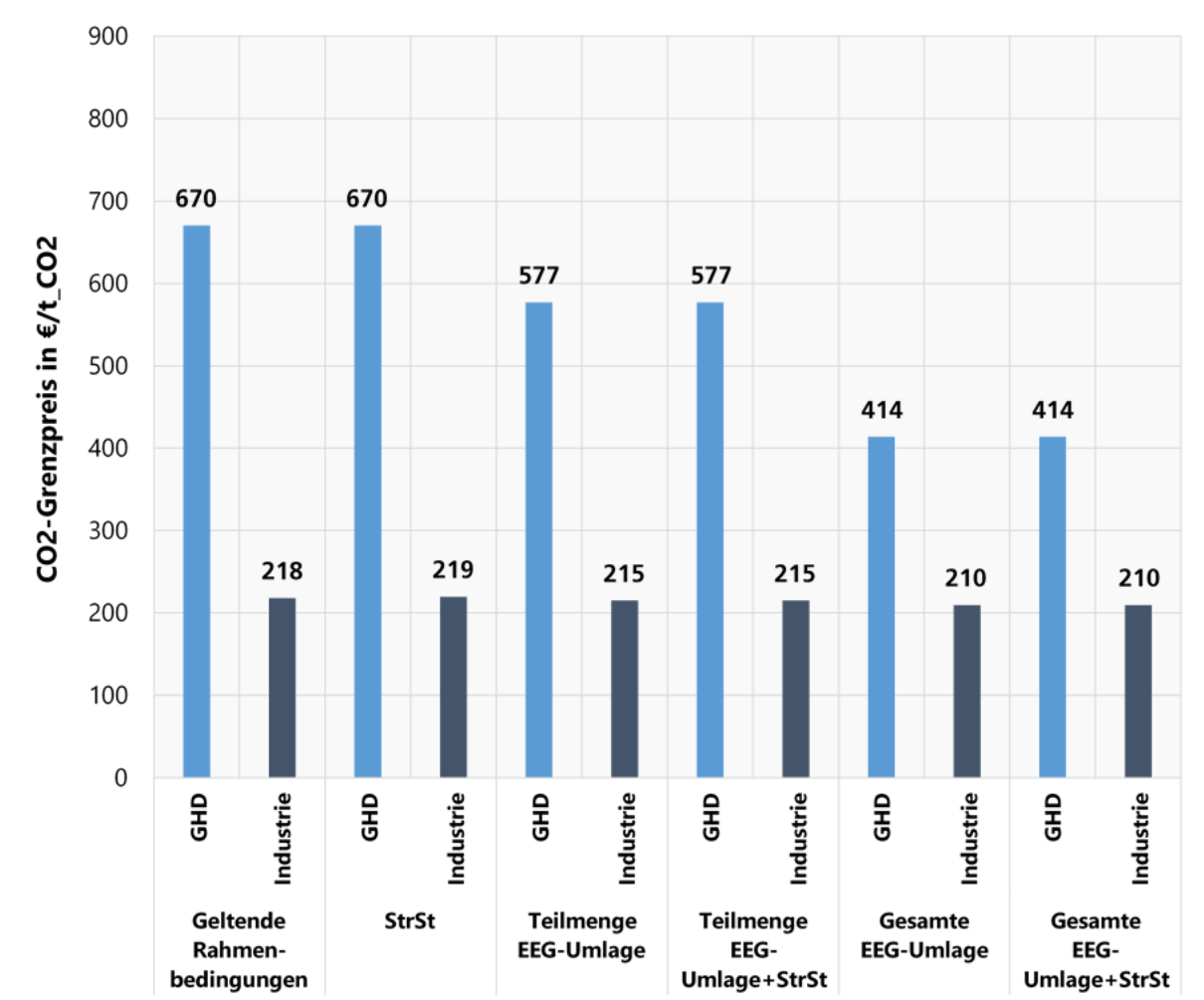
Technologiealternativen Wasserstoffelektrolyse und Dampfreformierung



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 28: Zusätzlich benötigte CO<sub>2</sub>-Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffelektrolysen für GHD und Industrie in 2030**

Technologiealternativen Wasserstoffelektrolyse und Dampfreformierung



Quelle: Fraunhofer ISI

### 3.3 Fazit

In diesem Abschnitt wurden die Auswirkungen der (teilweisen) Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer auf die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechnologien im Vergleich zu konventionellen Referenztechnologien analysiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen zu den konventionellen und Sektorkopplungstechnologien derzeit in den vielen Fällen eine erhebliche Lücke zur Wirtschaftlichkeit der Alternativtechnologien besteht. Eine Teilverlagerung der Strompreisbestandteile ist dabei gegenwärtig bei den angenommenen Technologiekosten und aktuellen Brennstoffpreisen nicht ausreichend, um einen Technologiewechsel rentabel zu machen. Dabei zeigen sich deutliche Unterschiede entsprechend der betrachteten Technologien. Während die Großwärmepumpe relativ nah an der Wirtschaftlichkeit ist, weist das Elektrolyseverfahren zur Wasserstoffgewinnung die größte Lücke zur Wirtschaftlichkeit auf. Der Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen einem mit Benzin betriebenen Fahrzeug mit konventionellem Verbrennungsmotor und der batterieelektrischen Alternative zeigt, dass die jährliche Fahrleistung einen großen Einfluss auf die Höhe der Wirtschaftlichkeitslücke der Sektorkopplungstechnologie aufweist. Bei der Interpretation und Einordnung der Ergebnisse sollte berücksichtigt werden, dass sie stark von den zugrundeliegenden Energiepreisentwicklungen abhängig sind.

Bei nahezu allen Technologien sind folglich zusätzlich Anreize und/oder Fördersysteme notwendig, um die Wirtschaftlichkeit zu erreichen. In der Analyse wurden beispielhaft CO<sub>2</sub>-Preisäquivalente zur Ermittlung des spezifischen Förderbedarfs bestimmt. So bestehen derzeit Förderprogramme (wie bspw. einen Investitionszuschuss für Elektrofahrzeuge oder die BAFA-Förderung für Wärmepumpen), die ggf. die verbleibende Lücke zur Wirtschaftlichkeit oder zumindest einen Teil der Lücke schließen. Eine umfassende Betrachtung der Wirkungen mit bestehenden Fördersystemen war im aktuellen Vorhaben nicht enthalten.

Eine dynamische Betrachtung der Technologien für das Jahr 2030 zeigt, dass marktwirtschaftliche Entwicklungen, Kostendegressionen in der Herstellung sowie Effizienzsteigerungen zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien führen. So wäre nach unseren Rechnungen bspw. die kleine Wärmepumpe bei Einsatz in einem Haushalt bereits mit der "teilweisen Verlagerung der EEG-Umlage und der Stromsteuer" wettbewerbsfähig zum Gaskessel. Eine günstige Entwicklung der Batteriekosten führt dazu, dass das Elektroauto bereits ohne Verlagerung der Strompreisbestandteile in naher Zukunft wirtschaftlich sein kann.

Im Gegensatz dazu ist die Wasserstoffelektrolyse auch bei der vollständigen Verlagerung der EEG-Umlage und der Stromsteuer im Jahr 2030 ohne zusätzliche Förderung voraussichtlich nicht wirtschaftlich im Vergleich zur konventionellen Dampfreformierung. Unter den getroffenen Annahmen wurde in dieser Studie berechnet, dass auch in dem optimistischsten Szenario im Jahr 2030 noch CO<sub>2</sub>-Grenzpreise über 200 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> notwendig wären, um die Elektrolyse gegenüber der Dampfreformierung wirtschaftlich zu betreiben.

Eine Verlagerung der staatlich induzierten Energiepreisbestandteile, die zu verringerten Strom- und erhöhten Gas-, Benzin- oder Dieselpreisen führt, kann zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Sektorenkopplungstechnologien eingesetzt werden. So kann zudem eine bestehende Verzerrung des Wettbewerbes durch im Vergleich zu den anderen Energieträgern hohe Strompreise reduziert werden und zu faireren Wettbewerbsbedingungen über die Sektoren hinweg führen.

Insbesondere basierend auf den sich ergebenden großen Unterschieden hinsichtlich der Höhe der berechneten CO<sub>2</sub>-Grenzpreise lässt sich außerdem schlussfolgern, dass für eine Umsetzung der Sektorenkopplung unter Minimierung der Förderkosten vermutlich ein technologiespezifischer Förderansatz sinnvoll ist. Eine Förderung lediglich über die CO<sub>2</sub>-Bepreisung, schließt entweder (bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Preisen) bestimmte Sektorenkopplungstechnologien, die aber für eine weitergehende Dekarbonisierung benötigt werden, aus oder führt (bei hohen CO<sub>2</sub>-Preisen) zu einer überhöhten Förderung im Vergleich zum realen Förderbedarf der entsprechenden Technologie. Eine geringe Förderhöhe kann zwar kurzfristig den notwendigen Finanzierungsaufwand geringhalten, ggf. langfristig zu höheren Förderkosten führen, wenn längerfristig auch die teureren Technologien benötigt werden. Dies liegt an den fehlenden Lerneffekten der kostenintensiveren Technologien, bei denen bei geringen CO<sub>2</sub>-Preisen keine Marktentwicklung stattfindet. Allerdings hängt die Technologieentwicklung zudem von der globalen Entwicklung hinsichtlich bestimmter Technologien ab.

## 4 Auswirkungen der Umgestaltung der Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Verteilung von Belastungen auf Sektoren und Musterverbraucher

---

Insbesondere für die Bewertung der Kriterien Sozialverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit der Industrie sind die Verteilungswirkungen der Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer auf andere Endenergieträger entscheidend. Im Folgenden werden diese sowohl auf sektoraler Ebene als auch innerhalb der Sektoren Haushalte, GHD und Industrie betrachtet. Bereits vorab lässt sich sagen, dass die Verlagerung Verbraucher entlastet, bei denen die Stromkosten einen hohen Anteil der Energiekosten einnehmen und solche Verbraucher belastet, die einen verhältnismäßig hohen Energiebedarf für Wärme oder Verkehr auf Basis fossiler Endenergieträger haben.

Im Folgenden wird zunächst die Be- und Entlastung auf Sektorebene dargestellt. Im Anschluss erfolgt eine detailliertere Betrachtung für die einzelnen Sektoren.

### 4.1 Gesamtperspektive (Sektorale Auswirkungen)

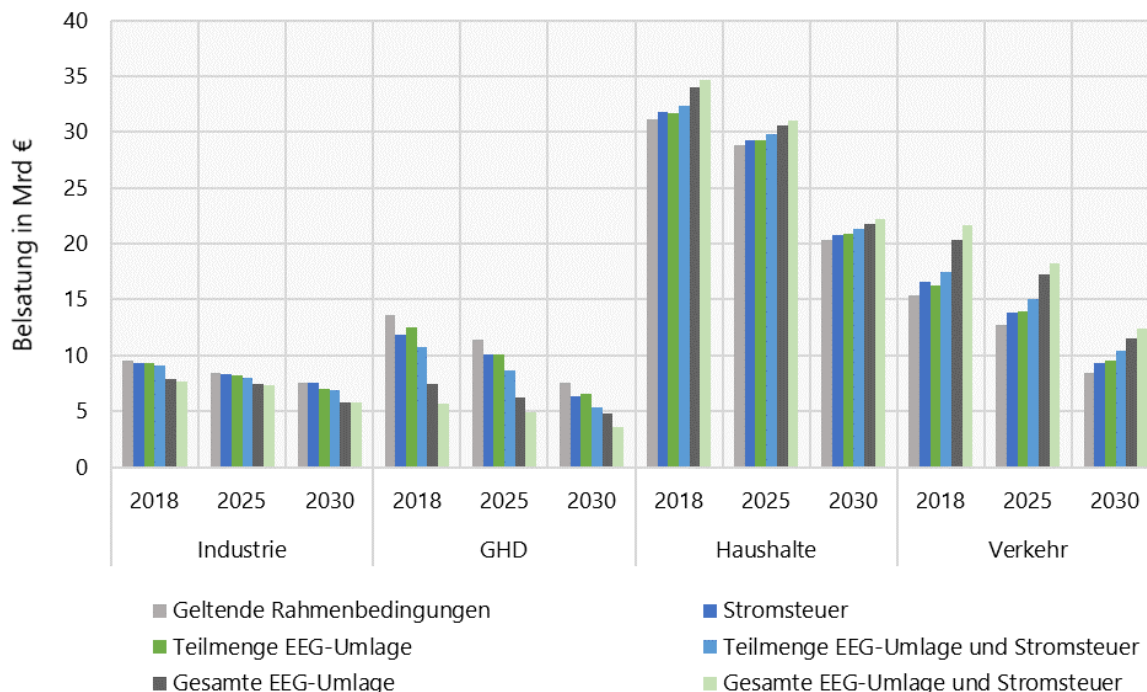
In diesem Abschnitt erfolgt eine Betrachtung der sektoralen Auswirkungen der unterschiedlichen Optionen zur Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer. Neben den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie wird dabei auch separat der Verkehrssektor betrachtet. Der motorisierte Individualverkehr (MIV) ist dabei aufgrund der privaten Nutzung den Haushalten zugeordnet.

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung der Belastung der Sektoren mit Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage im Zeitverlauf und unter den verschiedenen Verlagerungsoptionen. So wird die Gesamtmenge der Entlastung bei Stromsteuer und EEG-Umlage einer zusätzlichen Belastung über die Energiesteuer in gleicher Höhe gegenübergestellt.

In allen Szenarien sinkt die Belastung in allen Sektoren im Zeitablauf aufgrund der sinkenden Förderbedarfe für die erneuerbaren Energien im Stromsektor. Der Haushaltssektor ist in allen Szenarien und Jahren am stärksten belastet, auch im Verkehrssektor fällt eine hohe Belastung an. Der GHD-Sektor ist in den nächsten Jahren höher belastet als der Industriesektor, die Unterschiede sinken über den Zeitablauf, da die Bedeutung der Ausnahmeregelungen bei sinkendem Gesamtvolumen abnimmt, insbesondere in den Verlagerungsoptionen.

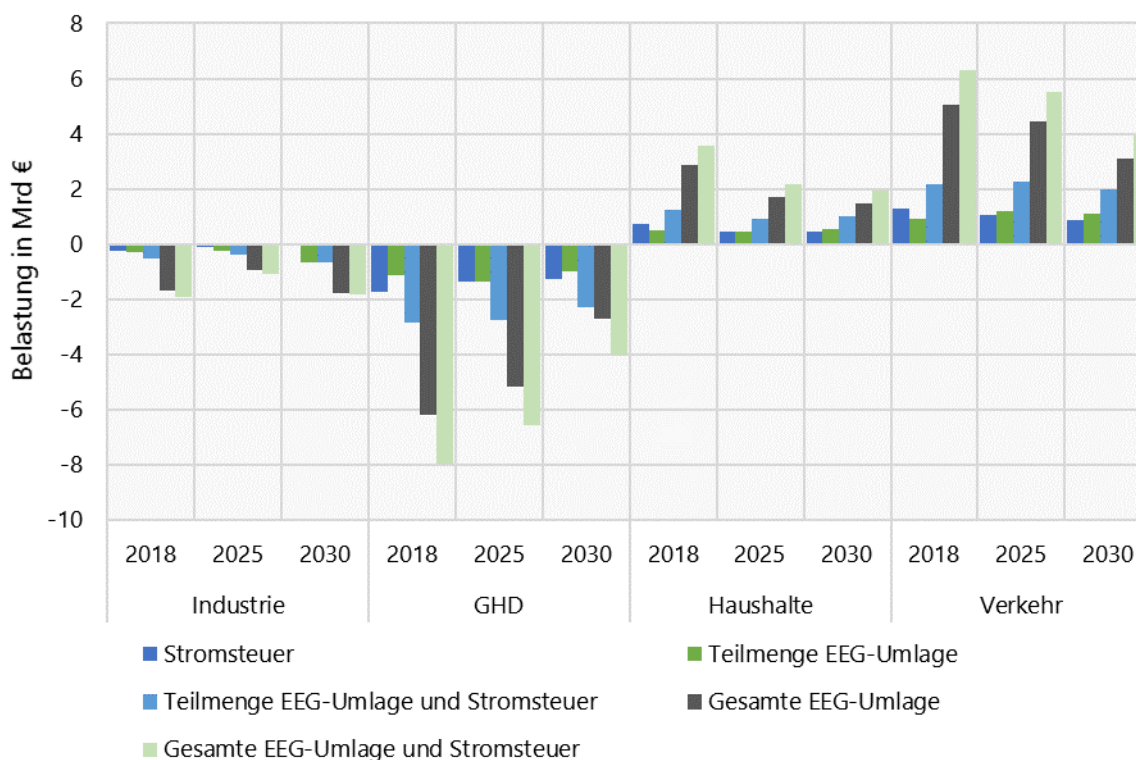
Bezüglich der Verlagerungsoptionen lässt sich festhalten, dass die Belastung des Haushalts- und Verkehrssektors mit der Höhe der Verlagerungsmengen ansteigt, während Industrie- und GHD-Betriebe davon profitieren. Zu Grunde liegt dieser Entwicklung die Zusammensetzung der Energiekosten – im Durchschnitt sind Industrie- und GHD-Sektor eher stromintensiv, während Haushalte einen hohen Wärmebedarf aufweisen und der Verkehrssektor hauptsächlich Benzin und Diesel benötigt. Da sich die individuellen Profile der Akteure in den Sektoren teilweise stark unterscheiden, kann es jedoch auch innerhalb der Sektoren zu Profiteuren und Verlierern der Umgestaltung der Belastung der Energiepreisbestandteile kommen. Individuelle Auswirkungen werden beispielhaft in Abschnitt 4.2 untersucht.

**Abbildung 29: Absolute Belastung der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen der Stromsteuer und EEG-Umlage**



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 30: Absolute Veränderung der Belastung der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen**

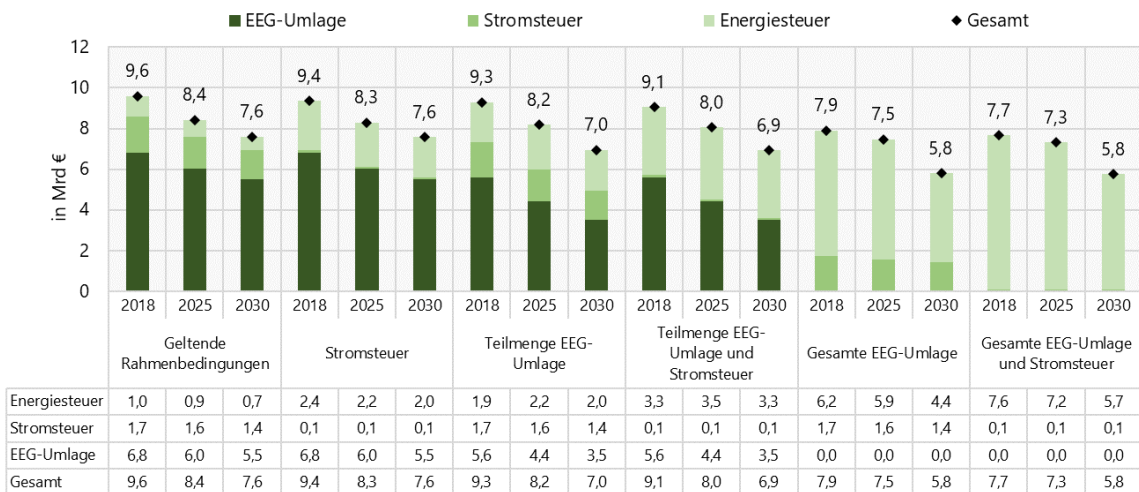


Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 30 stellt diese absolute Veränderung der Belastung der Sektoren dar. In dieser Darstellung wird deutlich, dass in Summe die Entlastung im GHD-Sektor am höchsten ausfällt und der Verkehrssektor die höchste Zusatzbelastung aufweist. Der Industriesektor zeigt etwas geringere Entlastungen in Summe, während die Haushalte insgesamt bei Reduktion der Strombelastung und Aufschlag auf fossile Energieträger insgesamt stärker belastet werden. Grund hierfür ist, dass tendenziell Ausgaben für Transport und Wärme höher sind als die anfallenden Stromkosten der Haushalte.

Eine detaillierte Aufschlüsselung der Mehr- und Minderbelastung ist in Abbildung 31, Abbildung 32, Abbildung 33 und Abbildung 34 für die einzelnen Sektoren dargestellt. Hier wird deutlich, dass bei der Nutzung fossiler Brennstoffe im Verkehrssektor vor allem die Energiesteuer relevant ist und ein Anstieg der Energiesteuer entsprechend zu einer Mehrbelastung führt (siehe Abbildung 34). Bei den anderen Sektoren sind alle betrachteten Belastungen relevant. Der hohe Anteil der EEG-Umlage und der Stromsteuer an der absoluten Belastung in den Sektoren Industrie und GHD führt zu den entsprechenden Entlastungen in Summe (siehe Abbildung 31 und Abbildung 32). Höhere Zusatzbelastungen im Industriesektor aufgrund der Energiesteuer führen in Summe zu einer geringeren Entlastung als im GHD-Sektor.

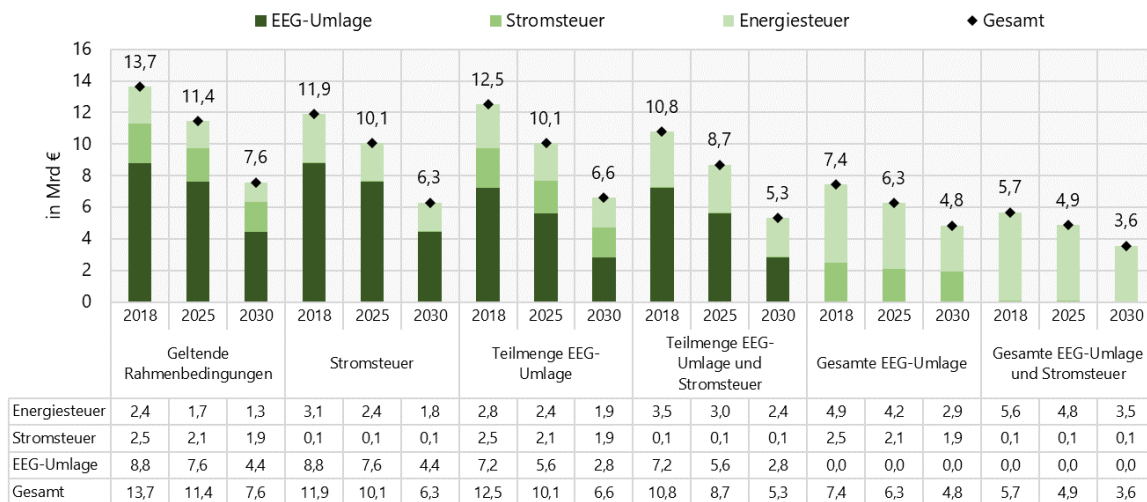
**Abbildung 31: Sektor Industrie – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen**



Quelle: Fraunhofer ISI

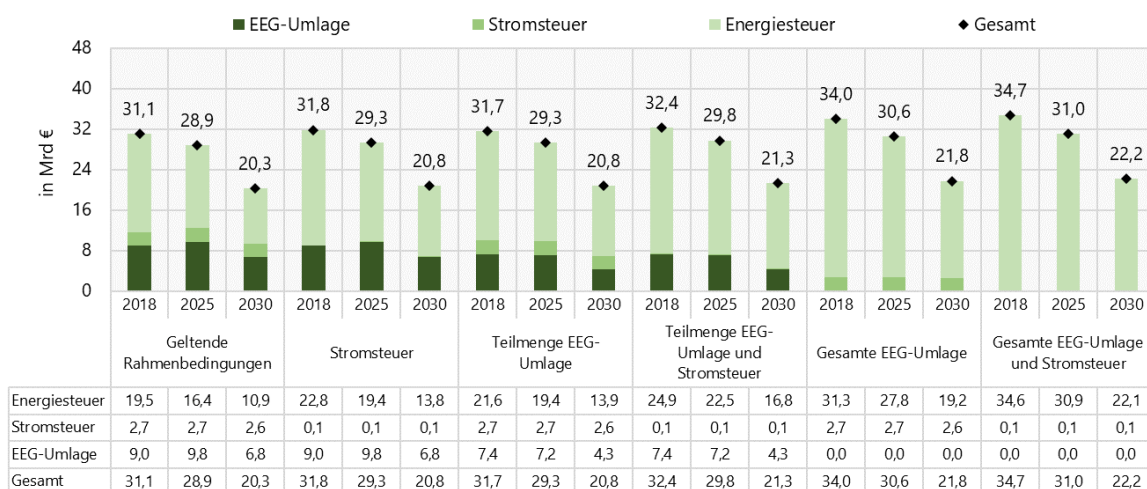


**Abbildung 32: Sektor GHD – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen**



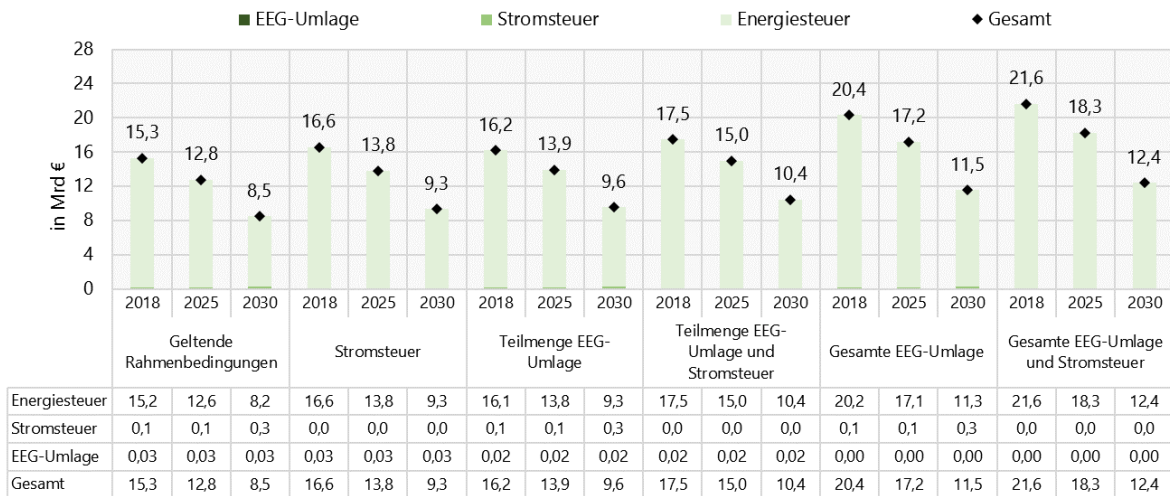
Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 33: Sektor Haushalte – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen**



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 34: Sektor Verkehr – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen**



Quelle: Fraunhofer ISI

## 4.2 Einzelperspektive (Individuelle Auswirkungen)

Die oben erfolgten Gesamtbetrachtungen sind für eine umfassende Analyse der Wirkungen einer Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer auf die Energiesteuer hinsichtlich Sozialverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit nicht ausreichend, da die keine Aussage über die Auswirkungen auf Einzelakteure aufgrund deren Heterogenität erlaubt. Im Haushaltsbereich ist beispielsweise ein Anstieg der Energiekosten insbesondere problematisch für Haushalte mit geringem Einkommen, die ohnehin schon einen relativ hohen Anteil ihres verfügbaren Einkommens für Energie ausgeben. Im GHD- und Industriebereich ist der Energieverbrauch und insbesondere dessen Zusammensetzung sehr heterogen. Auch bei einer durchschnittlichen Entlastung können einzelne Branchen und Unternehmen entsprechend des Energiebedarfsprofils stärker aber auch geringer belastet werden. Für eine abschließende Bewertung der Wirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen ist eine differenzierte Betrachtung daher unabdingbar. Die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen wird zudem insbesondere dann durch höhere Kosten eingeschränkt, wenn diese aufgrund der bestehenden Wettbewerbssituation (bspw. durch nicht belastete importierte Produkte) nicht an die Kunden weitergegeben werden können. Im Anschluss erfolgt die Analyse der Auswirkungen auf ausgewählte Akteurstypen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie.

### 4.2.1 Auswirkungen auf Haushalte

In diesem Abschnitt erfolgt eine detaillierte Analyse der Effekte der Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer auf einzelne Haushaltstypen. In einem ersten Schritt werden dazu die Auswirkungen auf Haushalte nach Einkommensklassen, die nach Nettoäquivalenzeinkommensdezilen (NÄED) unterschieden werden, untersucht. Anschließend erfolgt eine Analyse der Auswirkungen auf einzelne Musterhaushalte.

## 4.2.1.1 Auswirkungen auf Haushalte nach Nettoäquivalenzeinkommensdezilen

Im Folgenden werden zunächst die Annahmen zu den durchschnittlichen Energieverbräuchen und -kosten der Haushalte in den jeweiligen NÄED vorgestellt. Im Anschluss werden die Wirkungen auf die NÄED der Verlagerungsoptionen aufgeführt und diskutiert. Die Ergebnisse sind als monetäre Größen für absolute Änderungen der Energiekosten sowie als deren relative Veränderungen zum Einkommen der Haushalte dargestellt.

### 4.2.1.1.1 Annahmen

Für eine Betrachtung der Wirkungen auf Haushalte mit unterschiedlichen Einkommen werden Durchschnittshaushalte (äHH) für zehn äquivalenzskalagewichtete Einkommensdezile gebildet. Mittels der Äquivalenzgewichtung der neuen OECD-Skala wird das Haushaltsnettoeinkommen unter Berücksichtigung von Personenanzahl und -alter auf einen Vergleichswert, dem Nettoäquivalenzeinkommen, nivelliert. Dieser Ansatz ist eine geläufige Methode, um Synergieeffekte innerhalb eines Haushaltes und geringere Bedarfe von Kindern in einem Haushaltseinkommensvergleich zu berücksichtigen. Den so ermittelten Dezilen werden Durchschnittsverbräuche der Endenergieträger Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel zugeordnet. Die Verbräuche an Fernwärme, Biomasse wie z. B. Holz und sonstigen Endenergieträgern werden aufgrund der fehlenden Relevanz zur Beurteilung der Verteilungswirkungen nicht berücksichtigt. Die Grundlage zur Bestimmung der Durchschnittswerte für die NÄED bildet Held (2018).

Die für die Berechnungen genutzten Ergebnisse der jährlichen Haushaltsverbräuche an relevanten Endenergieträgern nach NÄED sind in Tabelle 6 aufgeführt.

**Tabelle 6: Endenergieverbräuche nach Nettoäquivalenzeinkommensdezilen**

[kWh/äHH/a]	Dezil 1	Dezil 2	Dezil 3	Dezil 4	Dezil 5	Dezil 6	Dezil 7	Dezil 8	Dezil 9	Dezil 10	Durchschnitt
Strom	1.089	1.102	1.178	1.201	1.266	1.256	1.323	1.341	1.383	1.630	1.277
Heizstrom	119	118	142	120	141	137	153	126	143	121	132
Heizöl	875	1.260	1.574	1.841	1.763	2.470	2.100	2.496	2.445	3.009	1.983
Gas	1.850	1.988	2.202	2.432	2.538	2.609	2.548	2.812	3.203	3.996	2.618
Diesel	950	1.545	1.790	2.075	3.260	3.447	3.941	4.216	6.217	7.140	3.458
Benzin	1.974	3.212	4.343	5.032	4.898	5.177	5.429	5.810	4.840	5.554	4.626

Quelle: Werte nach Held (2018). Abweichend der Studie von Held (2018) wurden in der Berechnung der Energieverbräuche der individuellen Mobilität der Haushalte kein Personenbesetzungsgrad berücksichtigt. Die resultierenden Verbräuche decken sich mit den Größen aus der Studie Mobilität in Deutschland (infas, DLR, IVT und infas 360 2017). Heizstrom separat von Energieverbrauchskategorie Strom ausgewiesen.

Die unter den geltenden Rahmenbedingungen bestimmten spezifischen Endenergieträgerpreise für Haushalte sind in Tabelle 7 aufgeführt.

**Tabelle 7: Spezifische Preise der Endenergieträger für private Haushalte unter geltenden Rahmenbedingungen in 2018**

[€/kWh]	Strom	Heizstrom	Erdgas	Heizöl	Benzin	Diesel
Spezifische Preise in	29,10	20,10	6,07	6,48	15,63	12,18

Quelle: Preise für Strom, Heizstrom und Erdgas nach Monitoringbericht (BNetzA 2018). Der Strompreis enthält eine im Modell berechnete EEG-Umlage, welche sich auf 6,15 €/kWh unter den geltenden Rahmenbedingungen beläuft. Preise für Benzin, Diesel und Heizöl basieren auf Weltbank (2018). Die spezifischen Preise enthalten alle staatlich induzierten Preisbestandteile einschließlich der Mehrwertsteuer.

Die resultierenden durchschnittlichen Energiekosten der Haushalte in den NÄED belaufen sich auf die in Tabelle 8 dargestellten Werte.

**Tabelle 8: Durchschnittliche Energiekosten der Haushalte je Nettoäquivalenzeinkommensdezil pro Jahr**

[€/äHH]	Dezil 1	Dezil 2	Dezil 3	Dezil 4	Dezil 5	Dezil 6	Dezil 7	Dezil 8	Dezil 9	Dezil 10	Durchschnitt
Energiekosten	934	1.237	1.503	1.679	1.827	1.940	2.035	2.169	2.297	2.673	1.829

Quelle: Eigene Berechnung

#### 4.2.1.1.2 Ergebnisse

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben, wird der Haushaltssektor im Durchschnitt durch eine Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer in Summe höher belastet als bei geltenden Rahmenbedingungen. Im Folgenden werden diese übergreifenden Ergebnisse für die einzelnen NÄED dargestellt. Dabei ist einerseits die absolute jährliche Mehrbelastung zu betrachten, wichtig ist jedoch insbesondere der relative Anstieg der Stromkosten sowie die Veränderung des Einkommensanteils, der für Energie aufgewendet wird. Bei Haushalten, die mehr als 10 % ihres verfügbaren Einkommens für Energie ausgeben, spricht man häufig von „energiearmen“ Haushalten. Diese verzichten häufig auf eine ausreichende Beheizung ihrer Wohnungen, was mitunter auch gesundheitliche Folgen hat.<sup>25</sup> Für eine sozialverträgliche Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer sollten insbesondere diese Haushalte einen Ausgleich für die entstehenden Mehrkosten erhalten, wobei dieser Ausgleich nicht unbedingt innerhalb des Energiesektors erfolgen muss.

Im Folgenden werden nacheinander die Auswirkungen der unterschiedlichen Verlagerungsoptionen auf die Energiekosten der Haushalte in den NÄED dargestellt. Die Darstellung erfolgt jeweils im Vergleich zu den geltenden Rahmenbedingungen. Bei der Darstellung wird von möglichen Verhaltensanpassungen aufgrund der veränderten Preisstrukturen, wie bspw. einer geringeren Heizungstemperatur oder höheren Stromverbräuchen, abstrahiert.

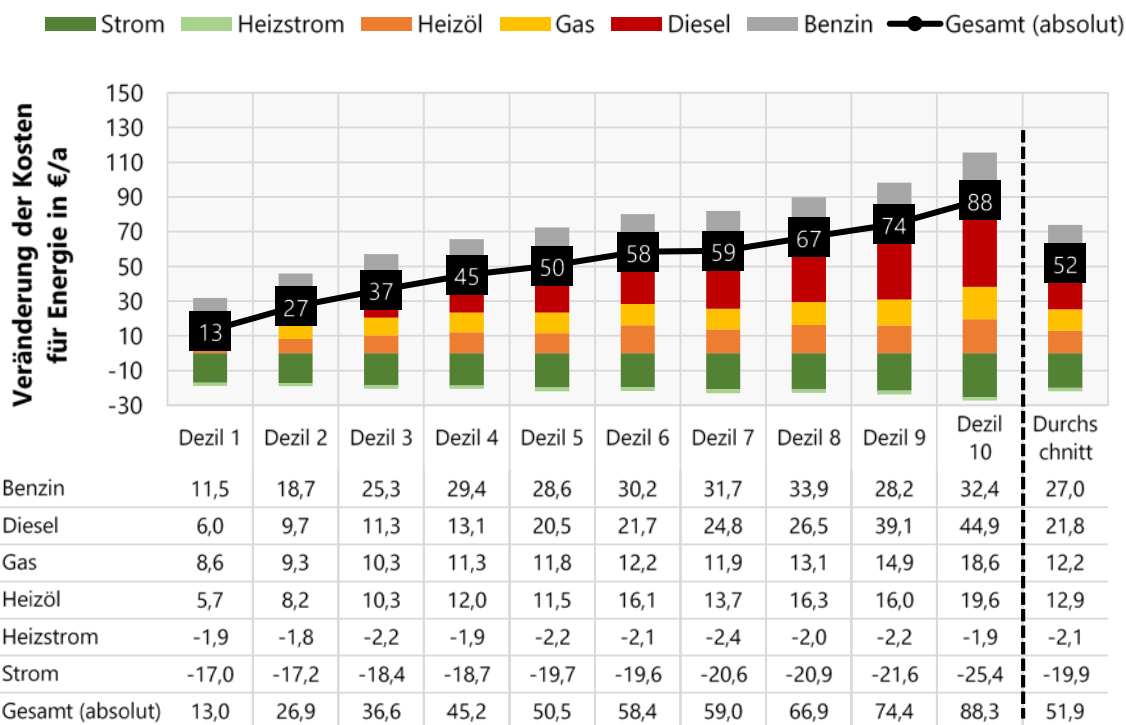
#### Verlagerung der Stromsteuer

Abbildung 35 und Abbildung 36 stellen die Auswirkungen einer Verlagerung der Stromsteuer im Vergleich zu den geltenden Rahmenbedingungen für die einzelnen Haushalte in den NÄED im Durchschnitt dar. Die absolute Mehrbelastung liegt in den einkommensstarken Haushalten aufgrund ihrer höheren Energieausgaben höher, als bei Haushalten mit geringem Einkommen. Auch relativ gesehen steigen die Energiekosten in den höheren NÄED mit 3 % stärker an als in den unteren NÄED (1 % und 2 %). Die Belastung durch die Energiekosten im Vergleich zum verfügbaren Haushaltseinkommen steigt jedoch in den unteren NÄED deutlicher als in den höheren NÄED. Insbesondere für die NÄED 2, 3 und 4 steigt durch die Verlagerung der Stromsteuer die Gefahr der Energiearmut etwas an. Bei einer Umsetzung

<sup>25</sup> In Deutschland gibt es keine offizielle Definition für Energiearmut. Schreiner (2015) orientiert sich dafür an Erkenntnissen aus der Forschung zu Energiearmut in Großbritannien (vgl. Boardman 1991). Im Vereinigten Königreich Großbritannien wird Energiearmut offiziell über verschiedene Kriterien definiert und umfangreiche Daten herangezogen (LIHC-Ansatz), um die Situation genau abzubilden. Da die für Deutschland verfügbaren Daten nur begrenzt für diese Methoden genutzt werden können, wird die ursprüngliche und einfachere Definition der Energiearmut herangezogen.

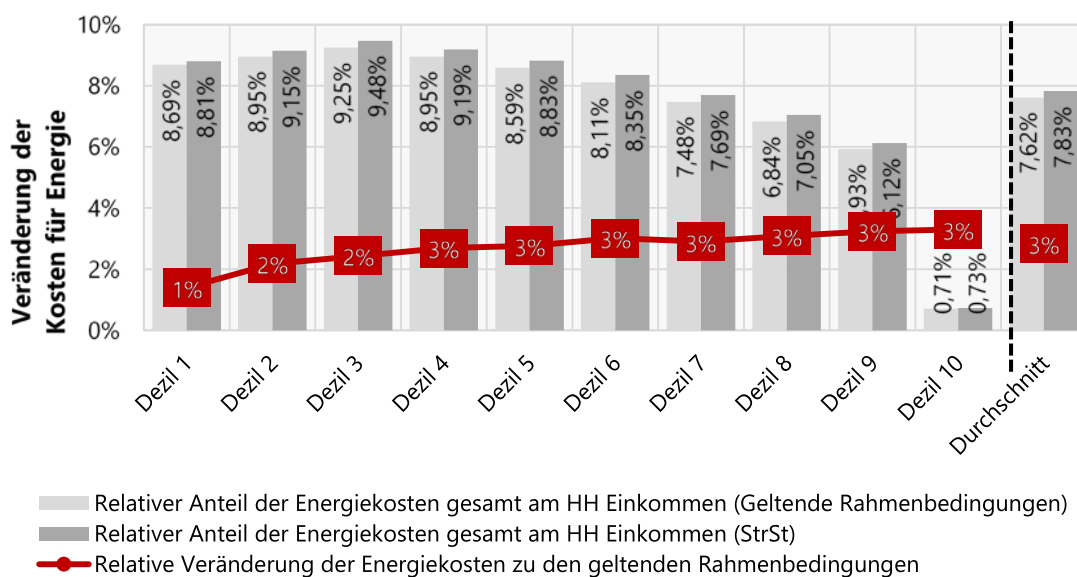
dieser Maßnahme könnte somit insbesondere für diese Haushalte ein Ausgleich erfolgen. Dabei sollte jedoch berücksichtigt werden, dass die Effekte insgesamt als geringfügig einzuschätzen sind.

**Abbildung 35: Verlagerungsoption Stromsteuer – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 36: Verlagerungsoption Stromsteuer – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil**

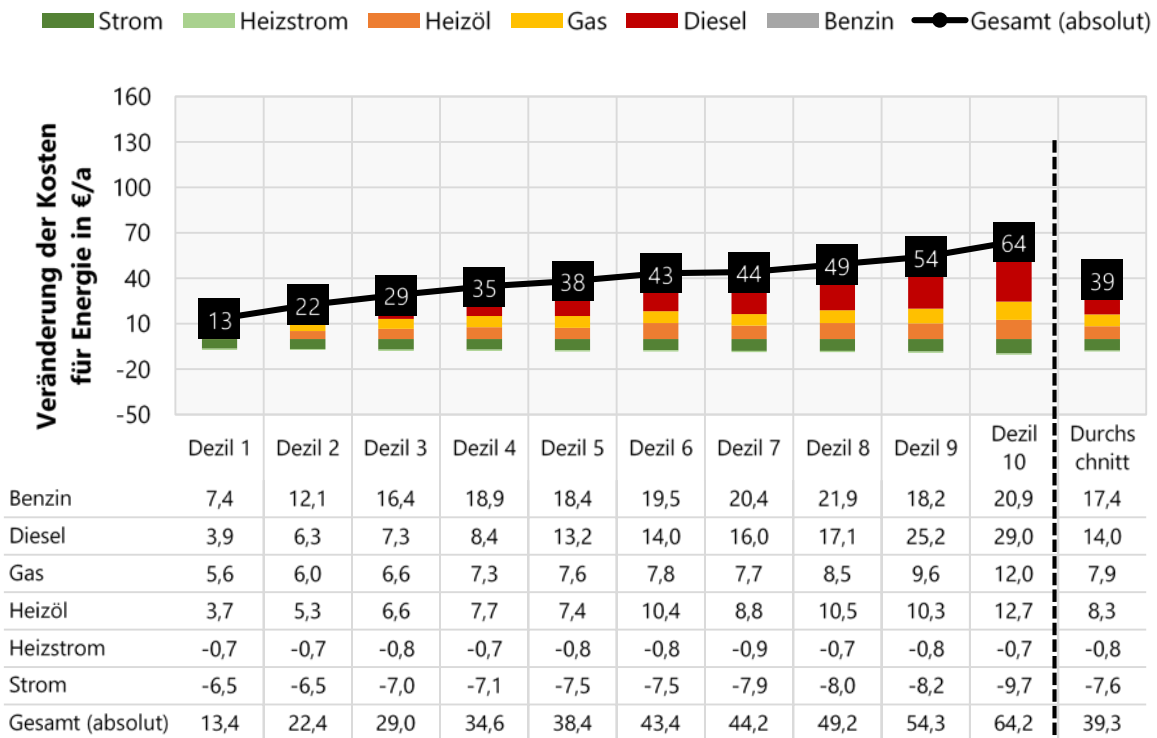


Quelle: Fraunhofer ISI

### Teilverlagerung der EEG-Umlage

Aufgrund der geringeren Verlagerungsmenge in diesem Verlagerungsszenario ergeben sich im Vergleich zur Verlagerung der Stromsteuer etwas abgeschwächte Effekte für alle Haushalte in den NÄED. Auch hier sind die absoluten Effekte in Abbildung 37, die relativen Effekte in Abbildung 38 dargestellt.

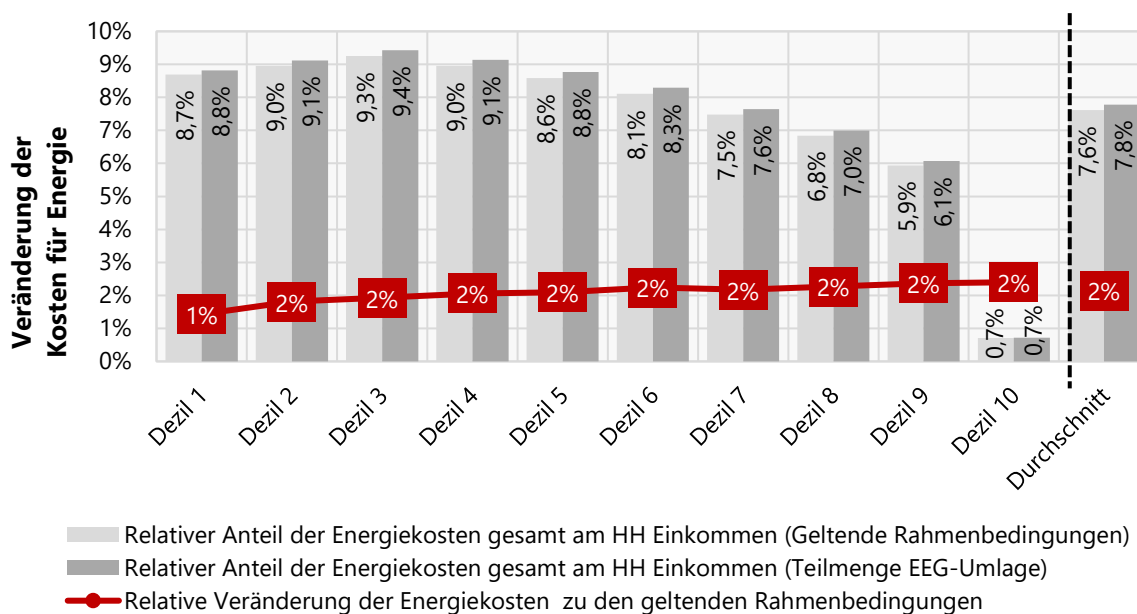
**Abbildung 37: Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage – Absolute Veränderung der Energiekosten in EUR/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



Quelle: Fraunhofer ISI

Die Energiekosten steigen hier nur um 1 % bis 2 % und auch die Gefahr der Energiearmut, die schon bei geltenden Rahmenbedingungen für die Einkommensklassen 1 bis 4 besteht, wird durch die Maßnahme nur in geringem Ausmaß erhöht.

**Abbildung 38: Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil**

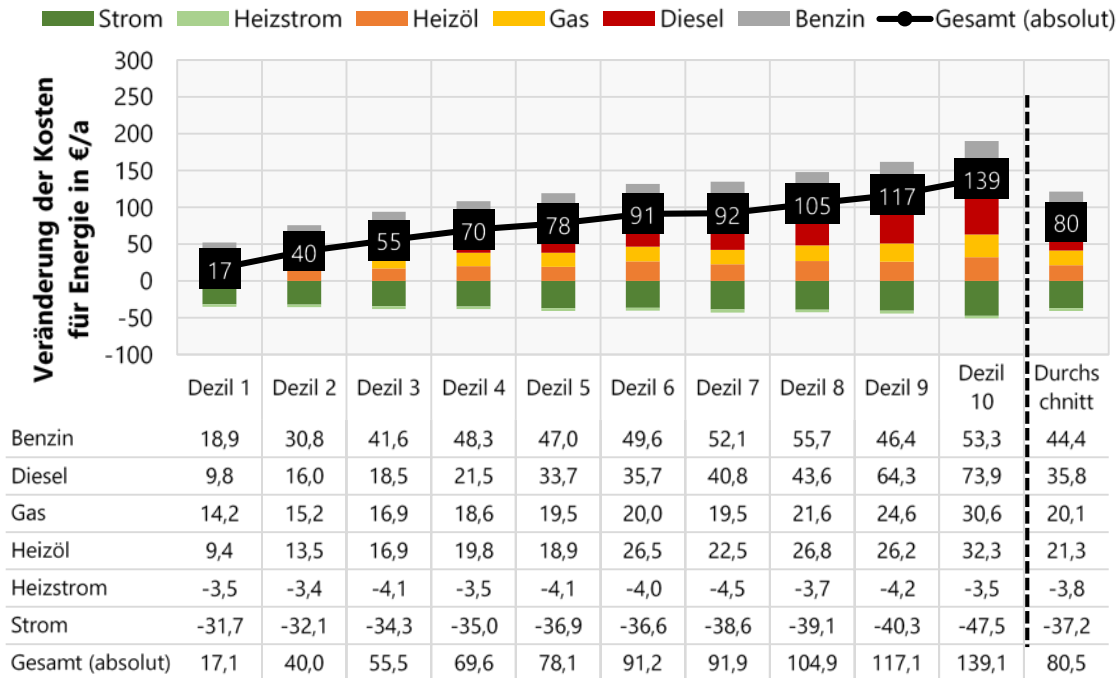


Quelle: Fraunhofer ISI

### Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage und der Stromsteuer

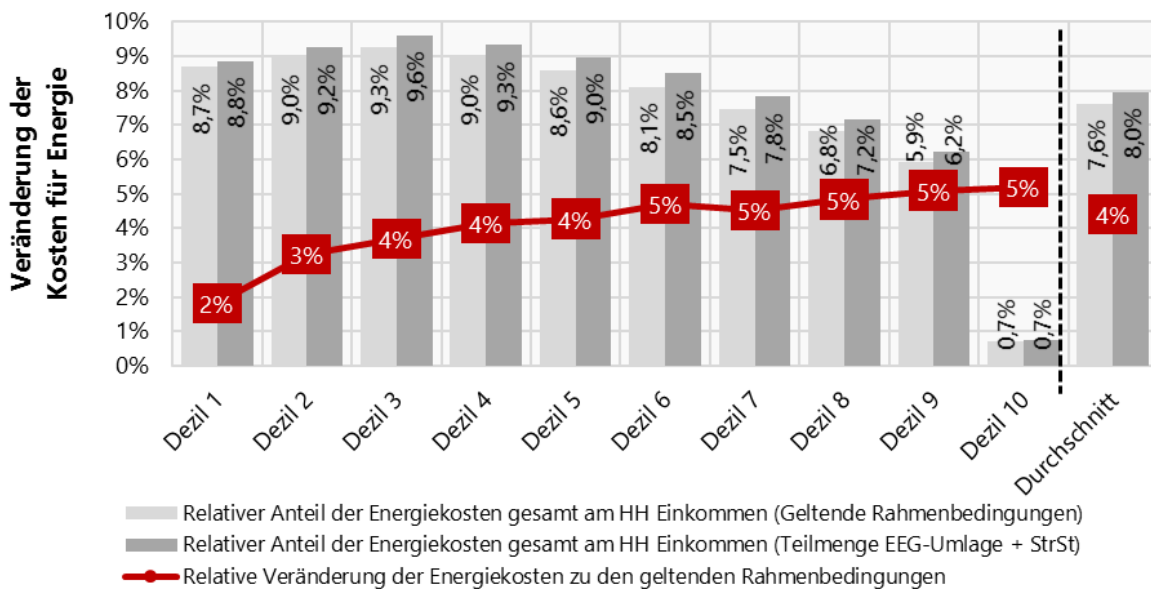
In diesem Szenario zeigt sich aufgrund des höheren Verlagerungsvolumens ein sehr deutlicher Effekt auf Energiekosten und Belastung der Haushalte (vgl. Abbildung 39 und Abbildung 40). Die absolute jährliche Belastung steigt im untersten Dezil um 17 € pro Jahr, im obersten Dezil um 139 € pro Jahr, was einer relativen Steigerung der Energieausgaben von 2 % bzw. 5 % entspricht. Im besonders vulnerablen 2. NÄED, in dem die Haushalte meist keinen Anspruch auf Sozialleistungen haben, deren Einkommen jedoch trotzdem sehr gering sind, steigen die Energieausgaben um 3 %. Die Gefahr der Energiearmut steigt in diesem Szenario etwas an, Ausgleichsmaßnahmen für geringverdienende Haushalte könnten daher bei einer Umsetzung dieser Verlagerungsoption begleitend implementiert werden. Insgesamt sind die zu beobachtenden Effekte jedoch auch für dieses Verlagerungsszenario eher gering.

**Abbildung 39: Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage und Stromsteuer – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 40: Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage und der Stromsteuer – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



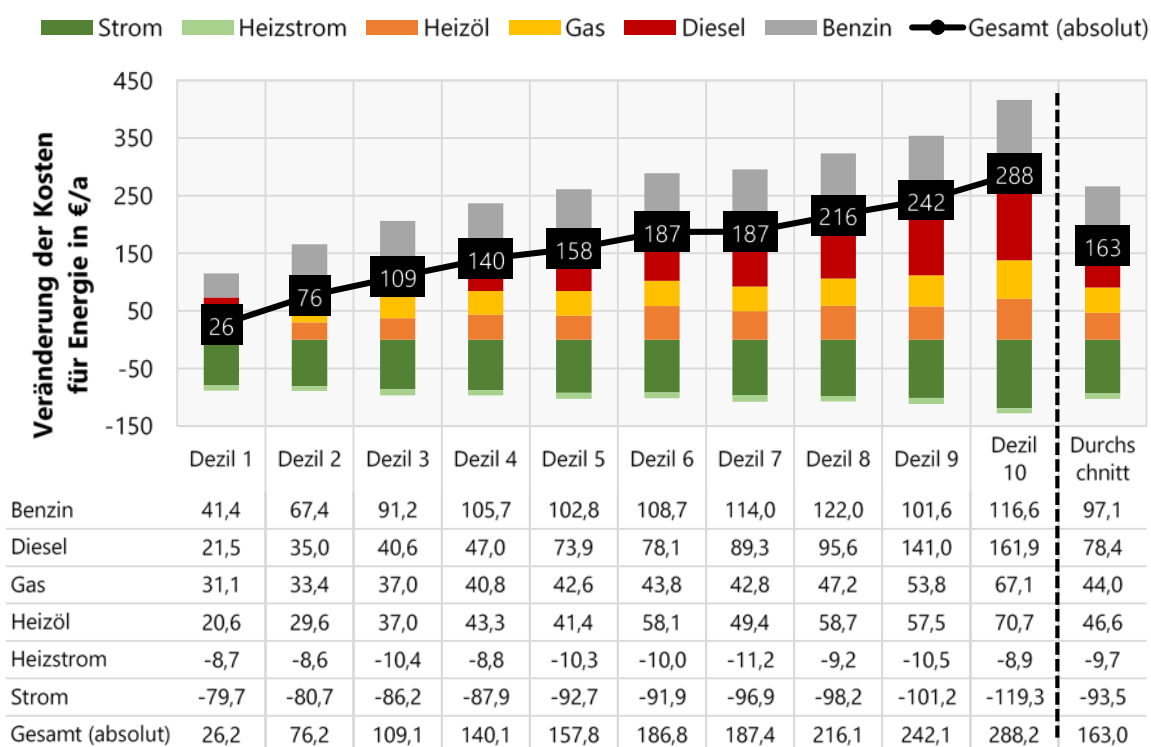
Quelle: Fraunhofer ISI



### Verlagerung der gesamten EEG-Umlage

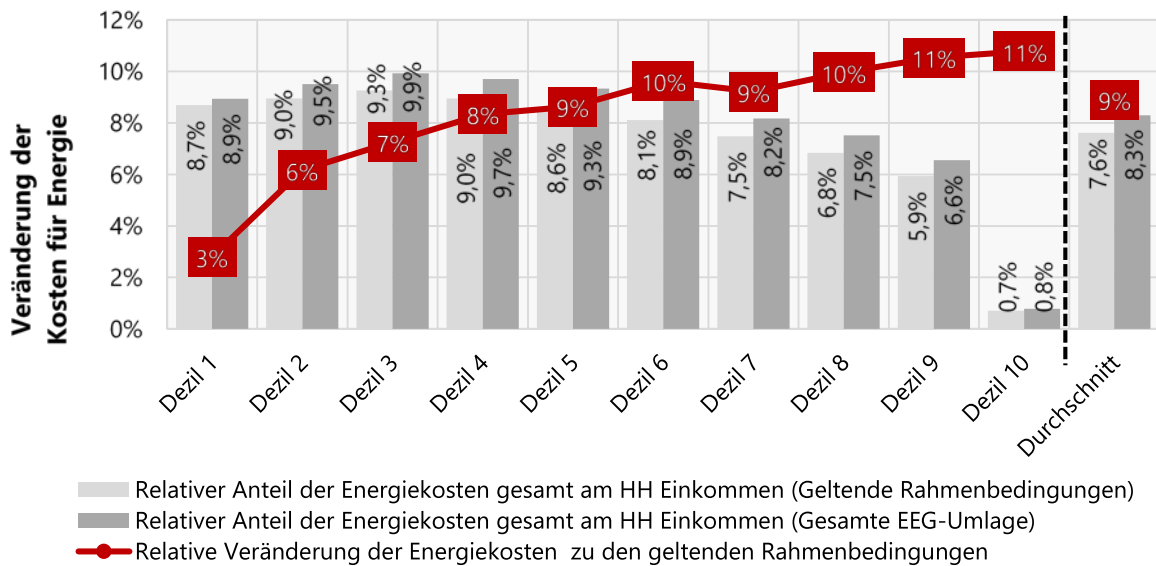
Aufgrund des höheren Umlagevolumens sind bei einer Verlagerung der gesamten EEG-Umlage die Effekte deutlich stärker als in den zuvor betrachteten Optionen. Die Energieausgaben steigen hier um 26 € pro Jahr im Dezil mit dem geringsten Einkommen bis 288 € pro Jahr im Dezil mit den höchsten Einkommen an (vgl. Abbildung 41). Prozentual kommt es zu einem Anstieg zwischen 3 % und 11 % (vgl. Abbildung 42). Die Gefahr der Energiearmut für die NÄED 2 bis 4 steigt entsprechend stärker an und ausgleichende Maßnahmen werden zunehmend wichtiger. Dennoch bleibt auch in diesem Szenario die zusätzliche Belastung im Verhältnis zum Gesamteinkommen in allen Dezilen auf einem überschaubaren Niveau, nämlich bei höchstens 0,8 %.

**Abbildung 41: Verlagerungsoption gesamte EEG-Umlage – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 42: Verlagerungsoption der gesamten EEG-Umlage – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



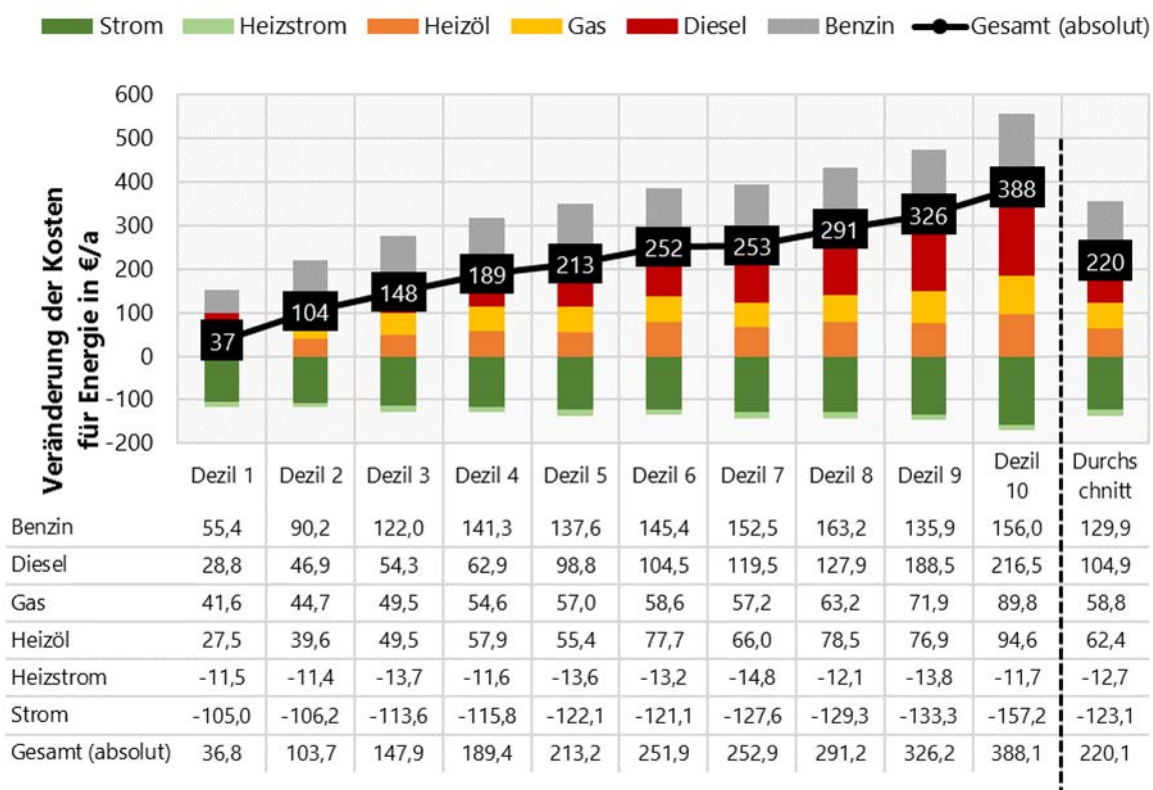
Quelle: Fraunhofer ISI

### Verlagerung der gesamten EEG-Umlage und der Stromsteuer

Die Verlagerung der gesamten EEG-Umlage und der Stromsteuer stellt das Maximalszenario dar. Hier kommt es zu einer Zusatzbelastung zwischen 37 € pro Jahr und 388 € pro Jahr (s. Abbildung 44). Die relative Belastung steigt um 4 % bzw. 15 % im geringsten bzw. höchsten Dezil (vgl. Abbildung 43).

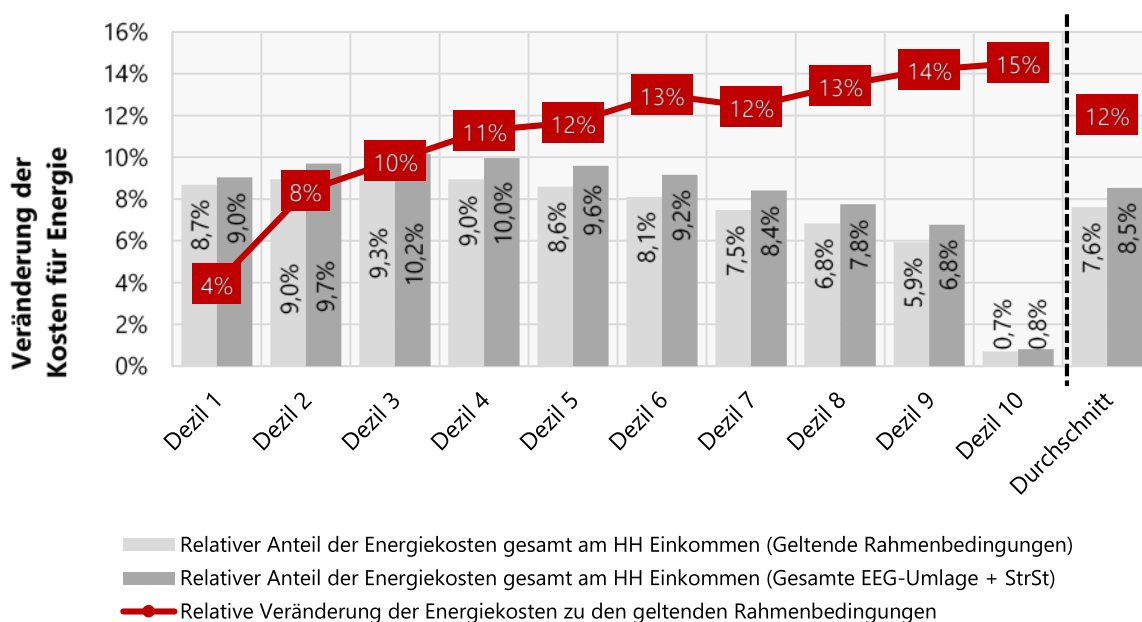
Nur in diesem Szenario steigt die relative Belastung im Verhältnis zum Einkommen in den NÄED 3 und 4 über den Schwellwert zur Energiearmut von 10 %, auch die Dezile 2 und 4 rücken sehr nahe an diesen Wert. Bei einer Umsetzung dieses Szenarios sind daher in jedem Fall begleitende Maßnahmen zur sozialen Abfederung umzusetzen, obwohl auch hier die Zusatzbelastung höchstens 1 % des Einkommens entspricht.

**Abbildung 43: Verlagerungsoption gesamten EEG-Umlage und Stromsteuer – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 44: Verlagerungsoption der gesamten EEG-Umlage und Stromsteuer – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil**



Quelle: Fraunhofer ISI

### 4.2.1.2 Auswirkungen auf individuelle Haushalte

Auch wenn die durchschnittliche Belastung durch die meisten der Verlagerungsoptionen relativ gering ausfällt, können einzelne Haushalte aufgrund der Höhe und Struktur ihres Energieverbrauchs durch die Verlagerung stärker als im Durchschnitt belastet werden. Diese Sonderfälle sollten insbesondere bei der Ausgestaltung von Ausgleichsmaßnahmen beachtet werden.

Die Heterogenität der Eigenschaften verschiedener Haushalte in Deutschland erfordert eine spezifischere Sichtweise der Verteilungswirkungen, da die durchschnittliche Betrachtung der Energieverbräuche – selbst bei einer Differenzierung nach Einkommen – nicht die individuelle Situation eines einzelnen Haushalts berücksichtigt. Der Einsatz eines Endenergieträgers steht in direktem Zusammenhang zu den im Haushalt installierten Technologien zur Wärmebereitstellung bzw. des vorhandenen Fahrzeugtyps eines Haushalts. Sofern bspw. Erdgas in einem Haushalt zur Raumwärmeerzeugung eingesetzt wird, ist keine Nachfrage nach Heizöl oder Heizstrom vorhanden. Analog gilt dies für den Endenergieträgereinsatz bei Personenkraftfahrzeugen. Dieser Aspekt legt neben der Dezihbetrachtung der Haushalte eine spezifischere Analyse nahe.

#### 4.2.1.2.1 Auswahl der individuellen Haushalte

Die individuellen Haushalte unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich deren Wohnsituation und der personellen Haushaltseigenschaften. Die Energieverbräuche werden durch die vorhandenen Energieumwandlungstechnologien für Mobilität und Wärme und den entsprechenden benötigten Endenergieträgern bestimmt.

Aus den vielfältigen Kombinationsmöglichkeiten der Wohnsituationen, Haushaltseigenschaften und vorhandenen Technologien für Wärme und Mobilität, wird in diesem Bericht der Fokus auf zwei Wohnsituationen gelegt:

(A) gemietete Wohnungen in Mehrfamilienhäusern in städtischen Gebieten

(B) Einfamilienhäuser in ländlichen Gebieten

Zur Bestimmung der Energienachfrage für Wärmeanwendungen sind die Wohnfläche, der spezifische Wärmebedarf pro Flächeneinheit sowie die vorhandene Technologie und zugehörige Endenergieträger bedeutsam.

Die Wohnfläche in  $m^2$  und der spezifische Wärmebedarf pro  $m^2$  bestimmen als entscheidende Größe die Wärmenachfrage. Zur Bereitstellung dieser Nutzenergie Wärme wird zwischen zwei Technologie- bzw. Endenergieträgerkombinationen unterschieden. Für beide Wohnverhältnisse wird ein Brennwertkessel unterstellt, im städtischen Raum mit Erdgas (A) und im ländlichen Region mit Heizöl (B) befeuert. Dem Brennwertkessel einschließlich Peripherie und Wärmeleitungen wird ein Wirkungsgrad von 90 % des Energiegehaltes der Endenergieträger Erdgas bzw. Heizöl unterstellt. Der Stromverbrauch eines Haushalts wird für elektronische Haushaltsgeräte ohne Mobilität und Wärme unterstellt.

Die Eigenschaften der Verkehrsleistung der Haushalte wird ermittelt über die Parameter Fahrleistung, Endenergieträger und dem spezifischen Energieverbrauch des Fahrzeugtyps. Die Fahrleistung ergibt sich aus ermittelten Werten der Fahrleistung der Haushalte in Abhängigkeit ihrer regionalen Wohnlage. Diese Fahrleistungen wurden aus der Studie Mobilität in Deutschland (infas, DLR, IVT und infas 360 2017) entnommen. Für die Betrachtung der individuellen Haushalte wird differenziert in ländliche Region und städtisches Gebiet. Die Fahrleistung wird unterteilt in Freizeitfahrten und die berufsbedingte Fahrleistung. Dabei wird eine Pendlerweite individuell einbezogen. Fahrzeugspezifisch werden die Verbrennungstechnologien für Benzin und Diesel mit unterschiedlichen spezifischen Verbräuchen berücksichtigt.

Die unterstellten Eigenschaften der individuellen Haushalte sind in Tabelle 9 aufgeführt.

**Tabelle 9: Eigenschaften der individuellen Haushalte in den verschiedenen Wohnsituationen A und B**

Wohnsituation		Wohnsituation A: Städtischer Raum MFH	Wohnsituation B: Ländlicher Raum EFH
<b>Spezifischer Wärmebedarf<sup>26</sup></b>	kWh <sub>th</sub> /m <sup>2</sup> /a	100	125
<b>Endenergieträger Heizung</b>		Erdgas	Heizöl
<b>Wirkungsgrad Technologie</b>	kWh <sub>Nutzenergie</sub> / kWh <sub>Endenergie</sub>	0,9	0,9
<b>Endenergieträger Mobilität</b>		Benzin	Diesel
<b>Spezifischer Energieverbrauch Mobilität</b>	l/100km	7	10

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnote 26

Für beide Wohnsituationen wurden unterschiedliche Personenkonstellationen hinsichtlich Anzahl und Alter angenommen sowie unterschiedliche Einkommen und Fahrverhalten angenommen. Tabelle 10 und Tabelle 11 geben einen Überblick über die untersuchten individuellen Haushaltseigenschaften. Die ausgewählten Haushalte sollen ein möglichst breites Spektrum möglicher Effekte abdecken, gleichzeitig aber auch die Wirkungen für besonders stark betroffene Haushaltstypen aufzeigen. Bei der Charakterisierung der Haushalte wurden nur plausible Konstellationen betrachtet. So ist beispielsweise die Kombination aus großer Pendelentfernung und geringem Einkommen sehr selten und wurde hier daher nicht betrachtet. Die Auswahl der Haushalte stellt dennoch nur einen Ausschnitt möglicher kritischer Haushaltssituationen dar und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

**Tabelle 10: Personelle Haushaltseigenschaften, Stromverbrauch und Fahrleistungen der Musterhaushalte in Wohnsituation A**

Individuelle Musterhaushalte	Einheit	Alleinlebende Person, 2. NÄED, MFH in der Stadt	Alleinerziehende Person, ein Kind, 2. NÄED, MFH in der Stadt	Zwei Erwachsene, ein Kind, 2. NÄED, MFH in der Stadt
<b>Haushaltsgröße</b>	Personen (Äquivalenzfaktor)	1 (1)	2 (1,3)	3 (2)
<b>Nettoeinkommen<sup>27</sup></b>	€/Jahr	10.380	14.954	31.664
<b>Wohnfläche<sup>28</sup></b>	m <sup>2</sup>	60	70	80
<b>Stromverbrauch<sup>29</sup></b>	kWh <sub>el</sub>	2.000	2.500	3.000

<sup>26</sup> Annahmen in Anlehnung an IWU (2015: S. 44).

<sup>27</sup> Werte angelehnt an 2. Nettoäquivalenzeinkommensdezils für alleinlebende Personen mit 10.380 €/Jahr, alleinerziehende Personen 11.503 €/Jahr und zwei Erwachsene mit Kind 15.832 €/Jahr Einkommen nach Tabelle 2.2a in Statistisches Bundesamt (2019).

<sup>28</sup> Werte angelehnt an Statistisches Bundesamt (2019), Wohnfläche zur Miete in Wohngebäude mit 3 oder mehr Wohnungen für Alleinlebende Person 55,7 m<sup>2</sup>, Alleinerziehende Person mit Kind 71,3 m<sup>2</sup> und Paar mit Kind 86,3 m<sup>2</sup>.

<sup>29</sup> Werte nach RWI und forsa (2015) Referenzjahr 2013.

Individuelle Musterhaushalte	Einheit	Alleinlebende Person, 2. NÄED, MFH in der Stadt	Alleinerziehende Person, ein Kind, 2. NÄED, MFH in der Stadt	Zwei Erwachsene, ein Kind, 2. NÄED, MFH in der Stadt
Fahrleistung privat ohne Pendeln <sup>30</sup>	km/a	7.000	10.000	15.000
Fahrleistung nur Pendeln <sup>31</sup>	km/a	0	3.000	7.000

Quelle: Eigene Annahmen unter Berücksichtigung der Fußnoten 27; 28; 29; 30

**Tabelle 11: Personelle Haushaltseigenschaften, Stromverbrauch und Fahrleistungen der Musterhaushalte in Wohnsituation B**

Individuelle Musterhaushalte	Einheit	Paar ohne Kinder, davon mindestens eine Person über 65 Jahre Median Einkommen, EFH im ländlichen Raum, nicht berufstätig	Paar mit zwei Kindern, davon ein Kind unter 14 Jahren Median Einkommen, EFH im ländlichen Raum, weite Pendelstrecke
Haushaltsgröße	Personen (Äquivalenzfaktor)	2 (1,5)	4 (2,3)
Nettoeinkommen <sup>32</sup>	€/a	30.095	52.150
Wohnfläche <sup>33</sup>	m <sup>2</sup>	125	140
Stromverbrauch <sup>34</sup>	kWh <sub>el</sub>	3.500	4.500
Fahrleistung privat ohne berufsbedingtes Pendeln <sup>35</sup>	km/a	10.000	25.000
Fahrleistung nur berufsbedingtes Pendeln <sup>36</sup>	km/a	0	25.000

Quelle: Eigene Annahmen

<sup>30</sup> Eigene Berechnungen mit Daten aus MiD 2017 Tabellen infas, DLR, IVT und infas 360 (2017).

<sup>31</sup> Werte nach MiD 2017 Ergebnisbericht infas, DLR, IVT und infas 360 (2017).

<sup>32</sup> Werte angelehnt an 5. Nettoäquivalenzeinkommensdezil, für zwei Erwachsene ohne Kind, min. einer ab 65 Jahre mit 20.063 €/Jahr des Haushaltstyps (multipliziert mit Äquivalenzfaktor 1,5 ergibt ein Haushaltseinkommen 30.095 €/Jahr); für zwei Erwachsene mit Kind(ern): 22.674 €/Jahr des Haushaltstyps (multipliziert mit Äquivalenzfaktor 2,3 ergibt ein Haushaltseinkommen von 52.150 €/Jahr) nach Tabelle 2.2a in Statistisches Bundesamt (2019).

<sup>33</sup> Werte angelehnt an Statistisches Bundesamt (2019), Wohnfläche in Einfamilienhaus für zwei Erwachsene ohne Kind: 112,3 m<sup>2</sup>; für zwei Erwachsene mit Kind(ern): 121,6 m<sup>2</sup>.

<sup>34</sup> Werte nach RWI und forsa (2015).

<sup>35</sup> Eigene Berechnungen mit Daten aus MiD 2017 Tabellen infas, DLR, IVT und infas 360 (2017).

<sup>36</sup> Werte nach MiD 2017 Ergebnisbericht infas, DLR, IVT und infas 360 (2017).

### 4.2.1.2.2 Auswirkungen auf individuelle Haushalte

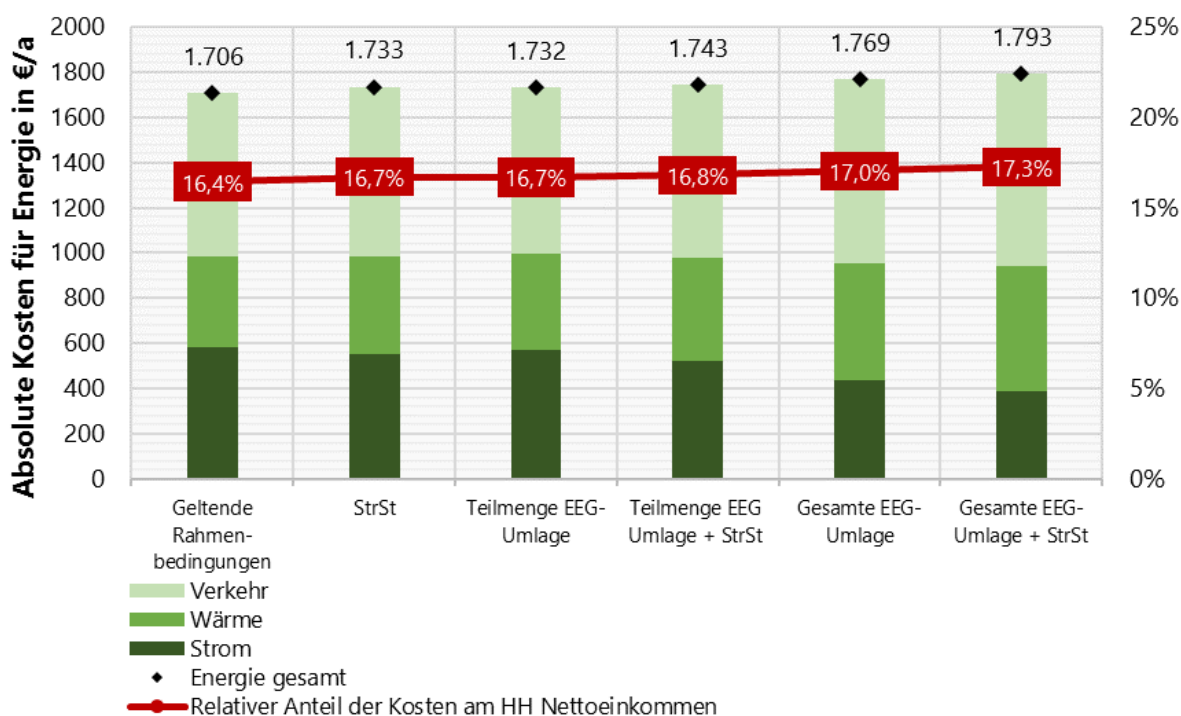
Im Folgenden werden die Auswirkungen der einzelnen Verlagerungsoptionen auf die individuellen Haushalte dargestellt.

Abbildung 45 zeigt die Ergebnisse für eine alleinlebende Person in einem städtischen Mehrfamilienhaus. Diese Person ist bereits bei geltenden Rahmenbedingungen überproportional von den Energieausgaben belastet und wäre von Energiearmut betroffen. Mit der Verlagerung steigt der Anteil der Energieausgaben am Nettoeinkommen der Person von 16,4 % auf 17,3 % im Maximalszenario an. Für einen solchen Haushalt könnten auch unter den geltenden Rahmenbedingungen bereits Ausgleichsmaßnahmen zur Reduktion der Energieausgaben erwogen werden. Die Zusatzbelastung durch die Verlagerung sollte in jedem Fall durch Begleitmaßnahmen adressiert werden.

Die in Abbildung 46 dargestellten Ergebnisse für die alleinerziehende Person in einem städtischen Mehrfamilienhaus zeigen eine noch höhere Belastung durch die Energieausgaben als im Fall der alleinlebenden Person. Auch hier sollten Ausgleichsmaßnahmen in den unterschiedlichen Verlagerungsoptionen genutzt werden.

**Abbildung 45: Beispielauswirkung auf alleinlebende Person in städtischer Wohnung (Wohnsituation A)**

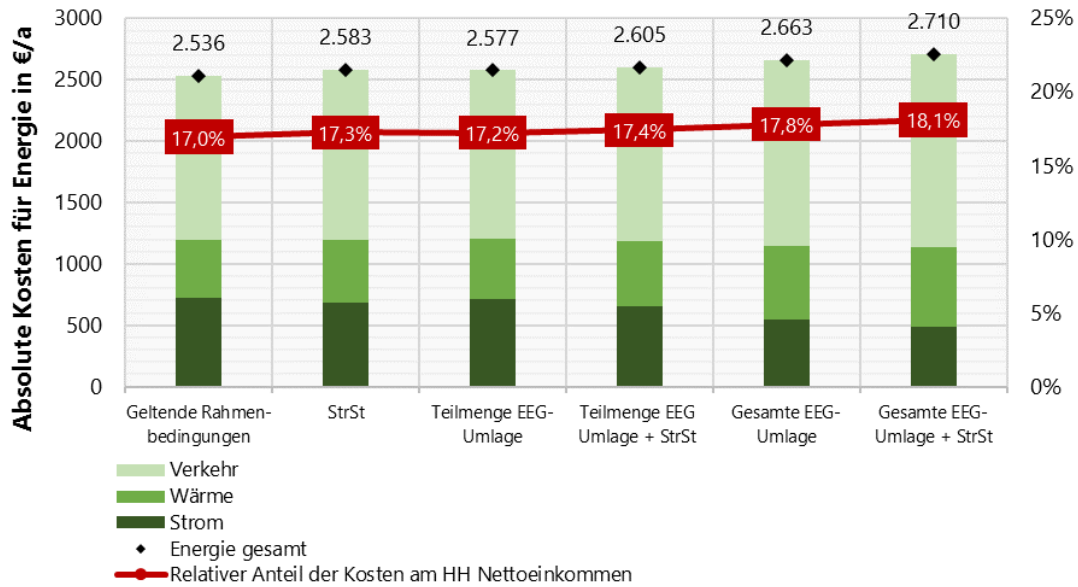
Absolute Nutzenergiekosten und relativer Energiekostenanteil am Nettoeinkommen der Verteilungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 46: Beispielauswirkung auf alleinerziehende Person in städtischer Wohnung (Wohnsituation A)**

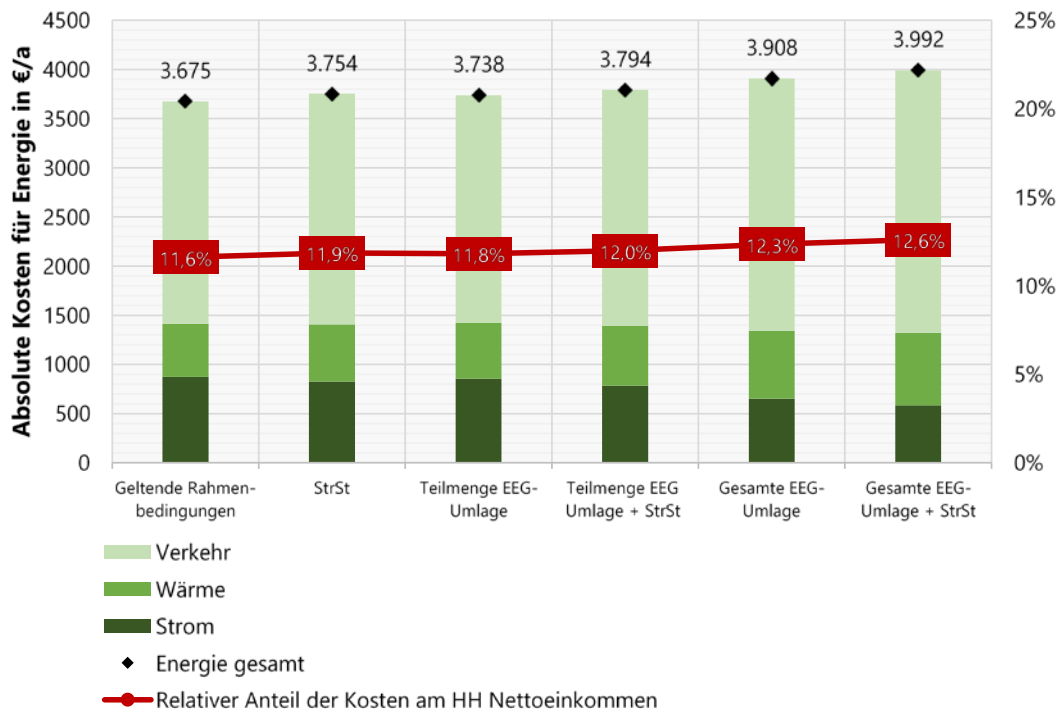
Absolute Nutzenergiekosten und relativer Energiekostenanteil am Nettoeinkommen der Verteilungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage



Quelle: Fraunhofer ISI

**Abbildung 47: Beispielauswirkung auf Familie mit einem Kind in städtischer Wohnung (Wohnsituation A)**

Absolute Nutzenergiekosten und relativer Energiekostenanteil am Nettoeinkommen der Verteilungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage



Quelle: Fraunhofer ISI

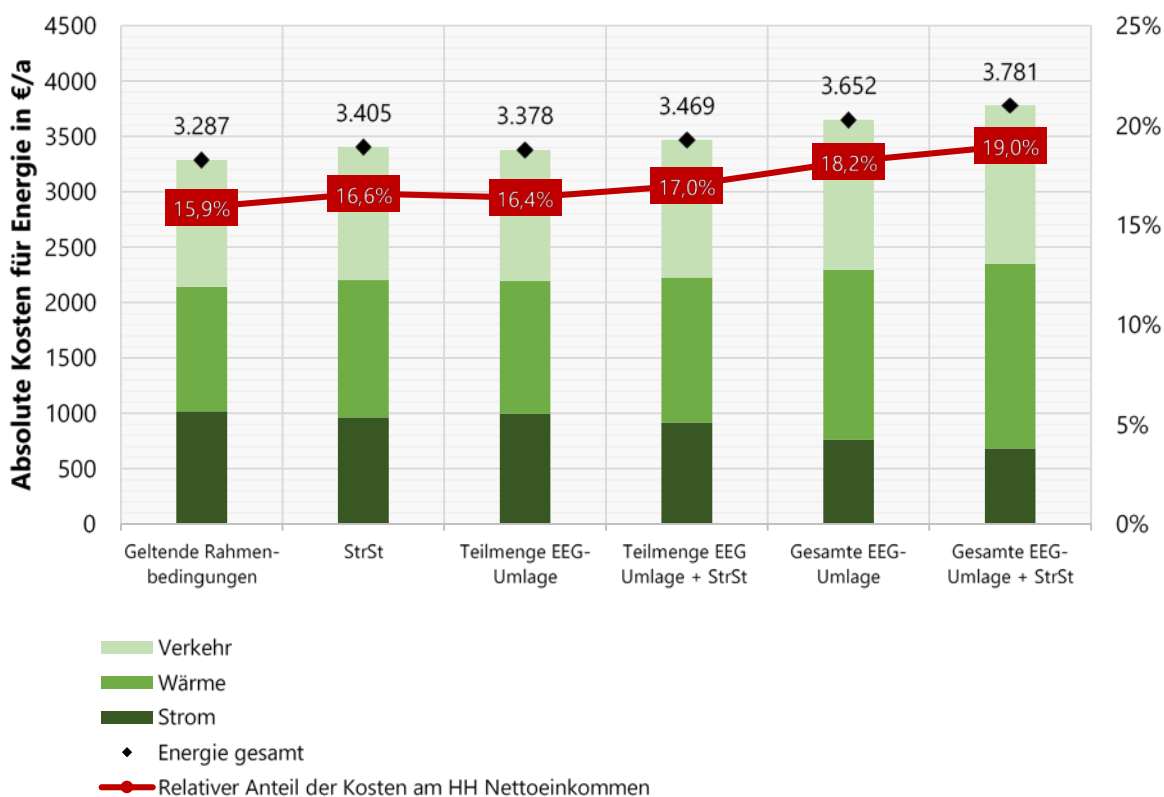


Obwohl bei dem angenommenen Paar mit Kind, das im städtischen Mehrfamilienhaus lebt, die Belastung deutlich unter der Belastung der alleinlebenden und der alleinerziehenden Person liegt, machen die Energieausgaben auch bei diesem Haushaltstyp mehr als 10 % des verfügbaren Einkommens aus (vgl. Abbildung 47). Durch die Verlagerung von Stromsteuer und EEG-Umlage ergibt sich auch hier eine weitere Zusatzbelastung in Höhe von 1 % des Einkommens. Auch für diesen Haushalt sollten in den verschiedenen Verlagerungsoptionen soziale Begleitmaßnahmen zur Minderung der Belastung durch die Energieausgaben greifen.

Abbildung 48 zeigt die Ergebnisse für ein auf dem Land lebendes Paar, wobei einer der Partner bereits im Rentenalter ist. Auch in diesem Fall ist die Belastung durch die Energieausgaben mit 15,9 % des Einkommens bereits bei geltenden Rahmenbedingungen sehr hoch. Aufgrund der hohen angenommenen Wohnfläche hat die Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer in diesem Haushalt sehr starke Auswirkungen und es kommt zu einem Anstieg der Energieausgaben auf 19,0 % des verfügbaren Einkommens. Wie in den oberen Fällen könnten auch hier ausgleichende Maßnahmen sinnvoll sein. Einschränkung ist dabei jedoch anzumerken, dass das Paar durchaus die Möglichkeit hätte, die Belastung durch die Energieausgaben zu reduzieren, insbesondere durch einen Umzug in eine Wohnung mit einer geringeren Wohnfläche. Ob dies hinsichtlich der dann möglicherweise anfallenden Miete und der Umzugskosten insgesamt zu einer Entlastung führt, ist jedoch unklar. Weiterhin ist schwer zu bewerten, inwieweit eine Veränderung der Wohnsituation eine zumutbare Maßnahme darstellt.

**Abbildung 48: Beispielauswirkung auf zwei Erwachsene, davon eine Person über 65 Jahre in ländlichem Einfamilienhaus (Wohnsituation B)**

Absolute Nutzenergiekosten und relativer Energiekostenanteil am Nettoeinkommen der Verteilungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage

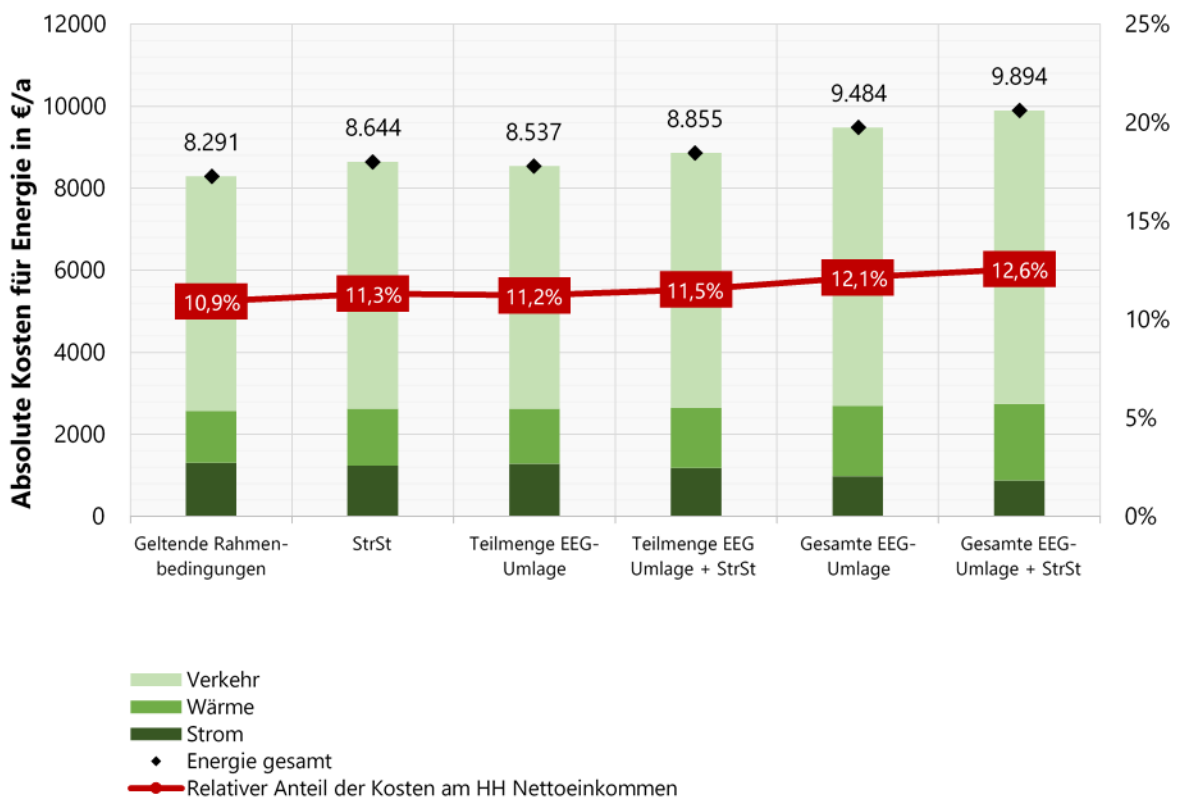


Quelle: Fraunhofer ISI

Der betrachtete Fall der Familie mit zwei Kindern im ländlichen Einfamilienhaus ähnelt dem der Familie im städtischen Mehrfamilienhaus. Auch hier liegt bereits die anfängliche Belastung durch die Energieausgaben etwas über 10 %. Im maximalen Verlagerungsszenario kommt es zu einem Anstieg auf 12,6 % (vgl. Abbildung 49). Auch für diese Familie wären demnach begleitende Maßnahmen zur Abfederung des Effekts sinnvoll, die Zusatzbelastung ist jedoch aufgrund der abweichenden Struktur der Energieausnahmen deutlich geringer als im Fall des betrachteten Paares.

**Abbildung 49: Beispielauswirkung auf zwei Erwachsene, zwei Kinder in ländlichem Einfamilienhaus (Wohnsituation B)**

Absolute Nutzenergiekosten und relativer Energiekostenanteil am Nettoeinkommen der Verteilungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage



Quelle: Fraunhofer ISI

## 4.2.2 Auswirkungen auf GHD

Im GHD-Sektor besteht ebenfalls eine große Heterogenität bzgl. der Energieverbräuche und Strukturen in einzelnen Branchen und Betrieben. In diesem Abschnitt erfolgt eine Analyse der Wirkungen der Verlagerungsoptionen auf Durchschnittsunternehmen in verschiedenen Branchen. Innerhalb einer Branche bestehen jedoch Unterschiede zwischen den Einzelunternehmen die sich insbesondere durch Mitarbeiteranzahl und der technologie- und effizienzbedingten Zusammensetzung der bezogenen Endenergieträger ergibt. Zunächst werden im folgenden Abschnitt die getroffenen Annahmen und die Branchenauswahl kurz erläutert und im Anschluss die Ergebnisse diskutiert.

### 4.2.2.1 Annahmen und Auswahl der Betriebe

Für die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Verlagerungsoptionen auf den GHD-Sektor wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber die folgenden GHD-Durchschnittsunternehmen identifiziert: Bäckereien, Fleischereien, Wäschereien, Einzelhandel Lebensmittel, Einzelhandel Nicht-Lebensmittel, Großhandel Lebensmittel, Großhandel Nicht-Lebensmittel und büroähnliche Gebäude.

Die Datenbasis zur Bestimmung durchschnittlicher Endenergieverbräuche sowie Mitarbeiterzahlen ist aus Fraunhofer ISI, Technische Universität München, IREES GmbH et al. (2015) entnommen. Datengrundlage für diese Studie ist eine empirische Breitenerhebung zu Verbräuchen aus dem Jahr 2012 bzw. einer Hochrechnung für 2013. Die Verbrauchswerte wurden dafür temperaturbereinigt auf die Bezugseinheit (BZE) "erwerbstätige Person" normiert. Diese vereinheitlichten Werte der bezogenen Endenergieträger der Branchen sind relativ je erwerbstätige Person in Tabelle 12 dargestellt.

**Tabelle 12: Jährliche Energieverbräuche der ausgewählten Betriebe des GHD Verbrauchssektors pro erwerbstätige Person für 2013**

Endenergie-träger	Einheit	Bäckerei	Fleischerei	Wäscherei	Einzelhandel Lebensmittel	Einzelhandel Nicht-Lebensmittel	Großhandel Lebensmittel	Großhandel Nicht-Lebensmittel	Büro-ähnliche Gebäude
<b>Diesel</b>	kWh/Jahr / BZE	2.332	7.306	6.283	7.848	1.308	523	392	5.678
<b>Benzin</b>	kWh/Jahr / BZE	0	0	0	2.734	456	182	137	2.412
<b>Heizöl</b>	kWh/Jahr / BZE	4.171	1.915	3.593	2.325	2.144	1.975	1.849	918
<b>Gas</b>	kWh/Jahr / BZE	5.562	5.744	5.389	5.197	4.792	4.415	4.133	3.737
<b>Kohle</b>	kWh/Jahr / BZE	0	0	0	39	36	33	31	0
<b>Fernwärme</b>	kWh/Jahr / BZE	0	0	0	254	234	216	202	541
<b>Biomasse (Holz)</b>	kWh/Jahr / BZE	1.390	0	0	117	108	100	93	71
<b>Strom</b>	kWh/Jahr / BZE	6.222	5.478	6.155	6.337	3.817	3.866	2.979	2.185
<b>Summe normiert</b>	kWh/Jahr / BZE	19.677	20.443	21.420	24.852	12.895	11.309	9.816	15.542

Quelle: Eigene Berechnungen nach Fraunhofer ISI, Technische Universität München, IREES GmbH et al. (2015).

Zur Bestimmung von Musterunternehmen für die Berechnung der Auswirkungen aus den Verlagerungsoptionen wurden die durchschnittlichen Mitarbeiteranzahlen der identifizierten Branchen herangezogen. Die Übersicht zu Beschäftigten der Branchenunternehmen sowie den zugehörigen Teilbefreiungstatbeständen der Energie- und Stromsteuer ist in Tabelle 13 ausgewiesen.

**Tabelle 13: Durchschnittliche Anzahl der Angestellten in ausgewählten GHD Betrieben**

Beschreibung	Einheit	Bäckerei	Fleischerei	Wäscherei	Einzelhandel Lebensmittel	Einzelhandel Nicht-Lebensmittel	Großhandel Lebensmittel	Großhandel Nicht-Lebensmittel	Büroähnliche Gebäude
<b>Durchschnittl. Beschäftigte pro Betrieb in 2013</b>	Personen	8,1	7,3	5,6	7,0	6,0	15,0	20,0	20,8
<b>Teilbefreiung Strom- und Energiesteuer</b>		Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein

Quelle: Fraunhofer ISI, Technische Universität München, IREES GmbH e al. (2015), § 9b StromStG § und § 54 EnergieStG.

Aus diesen Angaben ist zu erkennen, dass eine Steuerentlastung für den Bäckereibetrieb und den Fleischereibetrieb gewährt wird, da diese beiden Branchen unter die Steuerentlastung für Ernährungsgewerbe fallen<sup>37</sup> Als Fortschreibung der bestehenden Befreiungsgrößenverhältnisse werden für die Teilentlastung in den verschiedenen Szenarien vereinfacht 25 % der Steuerhöhe für Strom- sowie der Energiesteuer auf Erdgas und Heizöl vom geltenden Steuersatz reduziert.

#### 4.2.2.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse sind in Abbildung 50 dargestellt. Es zeigt sich, dass die in Abschnitt 4.1 dargestellten durchschnittlichen Entlastungen der Sektoren in den meisten Musterunternehmen der betrachteten Branchen realisiert werden. Dies ist der Fall, obwohl bei den Musterunternehmen der Branchenbetrachtung, anders als bei der sektoralen Betrachtung, aufgrund der besseren Datenlage die Verbräuche für die Fahrzeugflotten und die zugehörigen Energiekosten mitberücksichtigt werden.

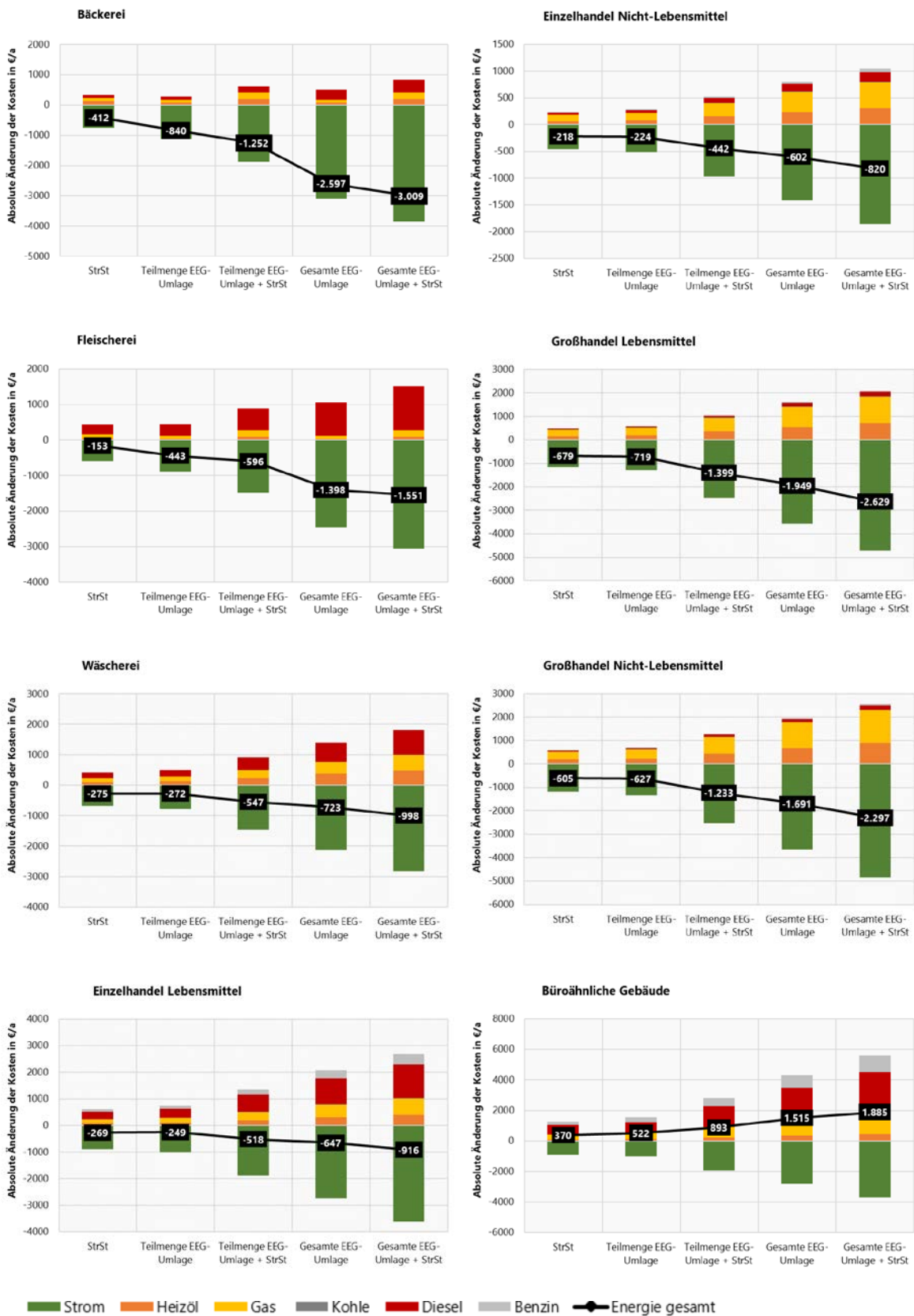
Die absolute Reduktion der Energieausgaben unterscheidet sich zwischen den Betrieben. Die höchste absolute Entlastung ergibt sich für Bäckereien, gefolgt vom Großhandel Lebensmittel, Großhandel Nicht-Lebensmittel, Fleischereien, Wäschereien, Einzelhandel Lebensmittel und Einzelhandel Nicht-Lebensmittel. Lediglich in büroähnlichen Gebäuden, in denen der Heizwärmebedarf einen relativ hohen Anteil am gesamten Energiebedarf ausmacht, führt die Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer zu einer absoluten Mehrbelastung.

Die relative Veränderung der Energieausgaben sollte in den meisten Fällen ähnlich wie im Haushaltssektor auch im GHD-Sektor gering ausfallen. Eine genaue Berechnung der relativen Veränderung ist jedoch aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit bzgl. der Kosten von Fernwärme, Kohle und Erdöl im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Aufgrund der Minderbelastung in den meisten Branchen und der relativ geringen Mehrbelastung bei den büroähnlichen Betrieben ist jedoch davon auszugehen, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen durch die Verlagerungsoptionen nicht nennenswert eingeschränkt wird.

Aufgrund der Heterogenität der Betriebe innerhalb einer Branche und möglicher Abweichungen von den Durchschnittsunternehmen sollte jedoch vor der Umsetzung der Verlagerungsoptionen eine genauere Analyse der Auswirkungen auf Betriebe im GHD-Sektor erfolgen.

<sup>37</sup> § 2 Nr. 3 des Stromsteuergesetzes bzw. § 54 Abs.1 EnergieStG erlauben eine Teilbefreiung für das verarbeitende Gewerbe (einschließlich Ernährungsgewerbe und Tabakverarbeitung) nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige, die vom Statistischen Bundesamt herausgegebene Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2003 WZ (2003).

**Abbildung 50: Absolute Veränderung der Kosten der Endenergieträger mit den Verlagerungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage für unterschiedliche Gewerbebetriebe**



Quelle: Fraunhofer ISI

### 4.2.3 Auswirkungen auf Industrie

Für die Analyse der Auswirkungen der verschiedenen Verlagerungsoptionen auf die Industrie werden in der vorliegenden Studie unterschiedliche energieintensive Produkte aus der Metall- und Chemieindustrie sowie Zement, Papier und Glas betrachtet. Die Herstellungsverfahren dieser Produkte weisen einen besonders hohen Endenergieeinsatz auf, welcher entweder nach § 51 EnergieStG und § 9a StromStG einen vollständigen Befreiungstatbestand oder einen nach § 54 EnergieStG und § 9b StromStG eine Entlastung für Energie- bzw. Stromsteuer erhält. Entgegen der Wirkungsbetrachtung auf Unternehmensebene, wie in Kapitel 4.2.2 durchgeführt, bietet sich in der Industrie entsprechend der gesetzlichen Regelungen für vollständige Steuerbefreiungen eine produktspezifische Perspektive zur Wirkungsabschätzung der Verlagerungsoptionen von EEG-Umlage und Stromsteuer an. Ferner werden Unternehmen aus stromkostenintensiven Branchen durch die besondere Ausgleichsregelung BesAR (vgl. § 61 EEG 2017) mit einer wesentlich geringeren EEG-Umlage belastet, um somit deren internationale Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten.<sup>38</sup> Entsprechend wurden für die nachfolgenden Berechnungen der Wirkungen durch die ausgewählten Verlagerungsoptionen, die entsprechenden Befreiungs- bzw. Entlastungstatbestände der Energie- und Stromsteuer sowie die EEG-Umlagesätze für die unter BesAR fallenden Unternehmen herangezogen. Auswirkungen auf die energieintensive Industrie ergeben sich für Prozesse und Verfahren die vollständig von Energie- und Stromsteuer befreit sind somit lediglich bei einer Verlagerung der EEG-Umlage. Entsprechend werden im Folgenden nur die beiden Verlagerungsoptionen "Teilmenge der EEG-Umlage" und "gesamte EEG-Umlage" vorgestellt.

Die zu Grunde liegenden Energieverbrauchsdaten der jeweiligen Produkte stammen aus unterschiedlichen vertraulichen Quellen und liegen unter anderem auch den Berechnungen zur zukünftigen Industrienachfrage in den Langfrist- und Klimaszenarien des BMWi<sup>39</sup> zu Grunde, die mit dem FORECAST-Modell<sup>40</sup> berechnet werden.

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die absoluten Kostenänderungen der unterschiedlichen Produkte bei einer Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage sowie bei der Verlagerung der gesamten EEG-Umlage. Unter den betrachteten Metallerzeugnissen ergibt sich für über die Primärroute hergestelltes Aluminium mit 34,85 €/t Aluminium (ca. 2,2 % des Gesamtpreises)<sup>41</sup> die insgesamt höchste Entlastung unter allen betrachteten energieintensiven Grundstoffen bei Verlagerung der gesamten EEG-Umlage. Die Kostenreduktionen für die Metallerzeugnisse Stahl, sowohl über die Hochofenroute als auch im Lichtbogenofen hergestellt, recyceltes Aluminium (sekundär) sowie die Kupferproduktion über primären und sekundären Rohstoffeinsatz beläuft sich im niedrigen Cent-Bereich für eine produzierte Tonne des jeweiligen Metalls. Durch die vollständige Steuerbefreiung der fossilen Endenergieträger in der Metallerzeugung entsteht durch die Verlagerung kein zusätzlicher Vorteil für Prozessvarianten, die einen höheren Stromverbrauch, aber zeitgleich weniger spezifischen Energiebedarf an fossilen Endenergieträgern insgesamt aufweisen. Dies ist insbesondere der Fall für die Stahlherstellung im Hochofen, welche im Vergleich zum Lichtbogenofen, viel Kohle bzw. Koks benötigt und dadurch hohe prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Ähnliches gilt für das Recycling von Kupfer, welches nur die Hälfte an fossilen Endenergieträgern im Vergleich zur Primärerzeugung erfordert. Es sei jedoch angemerkt, dass die Materialeigenschaften je nach gewähltem Herstellungsverfahren in ihrer Beschaffenheit und Qualität voneinander abweichen. Dieser Unterschied ist insbesondere für das Industrieerzeugnis Stahl zu beachten.

<sup>38</sup> Für eine ausführliche Auflistung der Unternehmen die von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren (vgl. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2019).

<sup>39</sup> Für weitere Informationen zu den Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland (vgl. Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu 2017).

<sup>40</sup> Mehr Information zum FORECAST-Modell findet sich hier: <https://www.forecast-model.eu/forecast-en/content/methodology.php>. Für vertiefende Informationen zu Endenergieverbräuchen in der Grundstoffindustrie vgl. u. a. Rehfeldt M., Fleiter T. und Toro F. (2017).

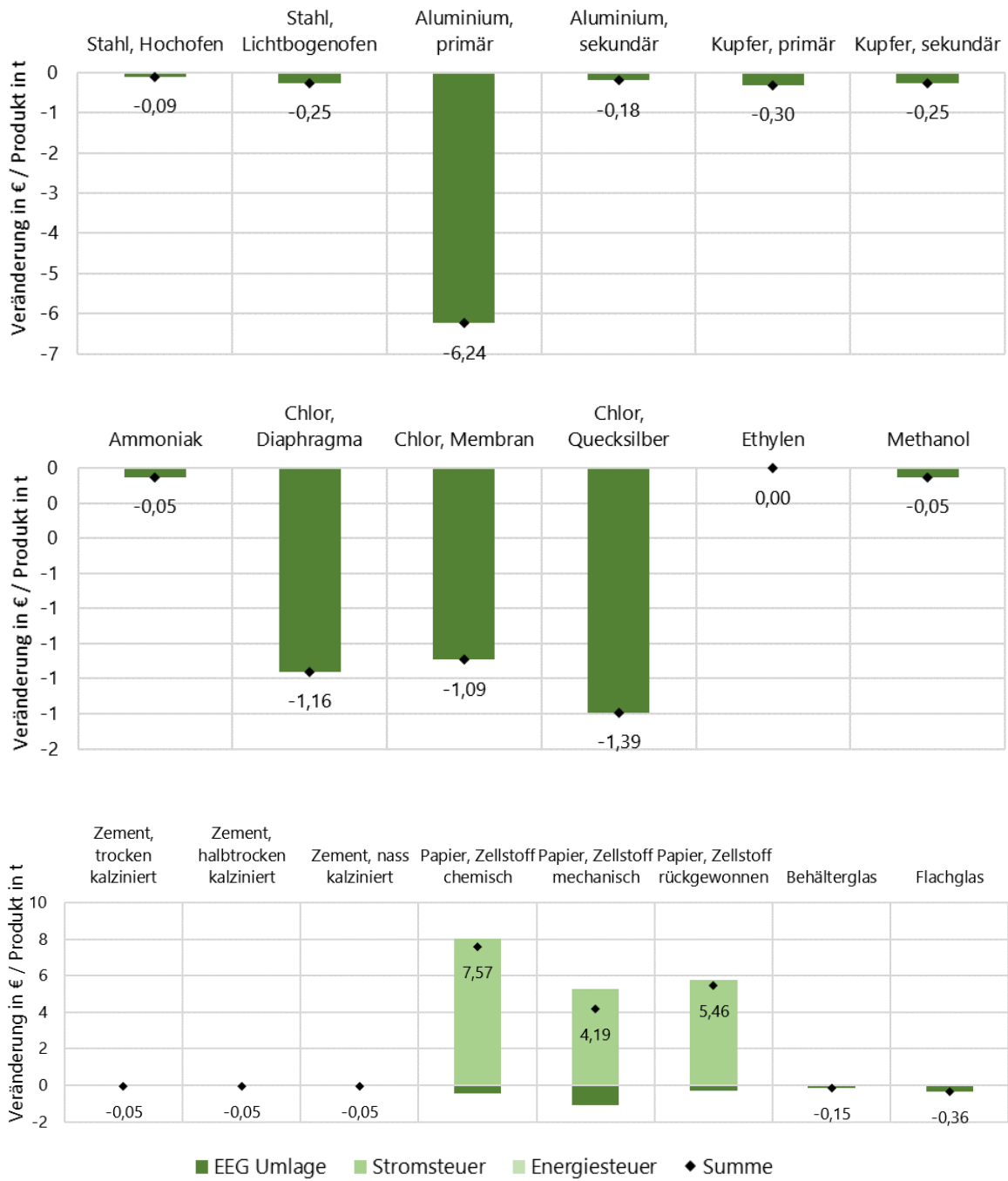
<sup>41</sup> Berechnet mit Börsenpreis für Aluminium vom 1. Oktober 2019 i. H. v. 1.591,93 €/t, siehe Börse online (2019).

Bedeutsame chemische Grundstoffe, die einen hohen Endenergieeinsatz in ihrer Herstellung erfordern, sind insbesondere Ammoniak, Chlor, Ethylen und Methanol. Die relative und absolute Zusammensetzung der Endenergieträger zur Herstellung unterscheidet sich deutlich für diese Grundchemikalien. Auf Grund der vollständigen Befreiungstatbestände für Energie- und Stromsteuer wirkt sich hauptsächlich ein hoher Stromanteil im Gesamteinsatz der Endenergieträger kostenreduzierend aus, was insbesondere die Chlorherstellung charakterisiert. In jedem Verfahren zur Herstellung von Chlor (Diaphragma, Membran oder Quecksilber) sind die Wirkungen durch Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage sowie der gesamten EEG-Umlage im Verhältnis zu den anderen energieintensiven Chemikalien deutlich höher. Für die Herstellung von Ammoniak, Ethylen und Methanol werden hauptsächlich fossile Kohlenwasserstoffe aus Erdgas und Erdöl benötigt, die auf Grund der vollständigen Energiesteuerbefreiung nicht durch die Verlagerungsoptionen von EEG-Umlage und Stromsteuer zusätzlich belastet werden.

Als weitere energieintensive Güter werden Zement, Papier und Glas in der Wirkungsanalyse betrachtet. In der Zementproduktion ist der energetisch aufwendigste Prozessschritt die Herstellung von Klinker, welches als trockenes, halbtrockenes und nasses Verfahren erfolgen kann. In jeder dieser drei Prozessrouten ist der Stromanteil an allen eingesetzten Endenergieträgern sehr gering. Auf Grund der Energiesteuerbefreiung für dieses Industrieerzeugnis, wirken sich die Verlagerungsoptionen nur geringfügig auf das fossile-Endenergieträger-intensive (insbesondere Stein- und Braunkohle) Herstellungsverfahren aus. Vergleichsweise höhere Stromverbräuche für jede produzierte Tonne weist die Papier- und Glasindustrie auf. Die Herstellung des Industrieerzeugnisses Papier fällt jedoch nicht unter die vollständige Steuerprivilegierung, sondern erhält nur eine Energie- bzw. Stromsteuerentlastung. Die Papiererzeugung unterscheidet sich ebenfalls in verschiedenen Herstellungsrouten, in denen der Zellstoff entweder chemisch, mechanisch oder rückgewonnen wird. In allen drei Verfahren, wirken die Verlagerungen der Teilmenge der EEG-Umlage sowie der gesamten EEG-Umlage kostensteigernd. Dies ist dem Regulierungstatbestand der Energie- und Stromsteuerentlastung für die Papierherstellung geschuldet, der lediglich 25 % des Steuersatzes reduziert. Die Verlagerungen der teilweisen bzw. gesamten EEG-Umlage auf die Energiesteuer nehmen entsprechend einen größeren Umfang ein, als die Reduzierung der BesAR EEG-Umlage. Das mechanische Verfahren zur Zellstoffherstellung weist den geringsten Kostenanstieg in der jeweiligen Verlagerungsoption zu den beiden Alternativen auf. Die chemische Zellstoffroute benötigt wesentlich mehr Erdgas als die beiden alternativen Varianten und wird entsprechend ungefähr doppelt so stark belastet wie im mechanischen Herstellungsprozess. Die vollständig von der Energiesteuer befreiten Prozesse zur Behälter- bzw. Flachglaserzeugung zeigen durch einen verhältnismäßig hohen Anteil an fossilen Energieträgern im Vergleich zum Stromeinsatz pro Tonne Glas nur geringe Kostenveränderungen in den Verlagerungsoptionen.

Insgesamt ist daher unter der Annahme, dass bestehende Ausnahmeregelungen nicht verändert werden, unter den getroffenen Annahmen eine eher geringe Auswirkung der Verlagerung auf die Wettbewerbsfähigkeit der Grundstoffindustrie in Deutschland zu erwarten.

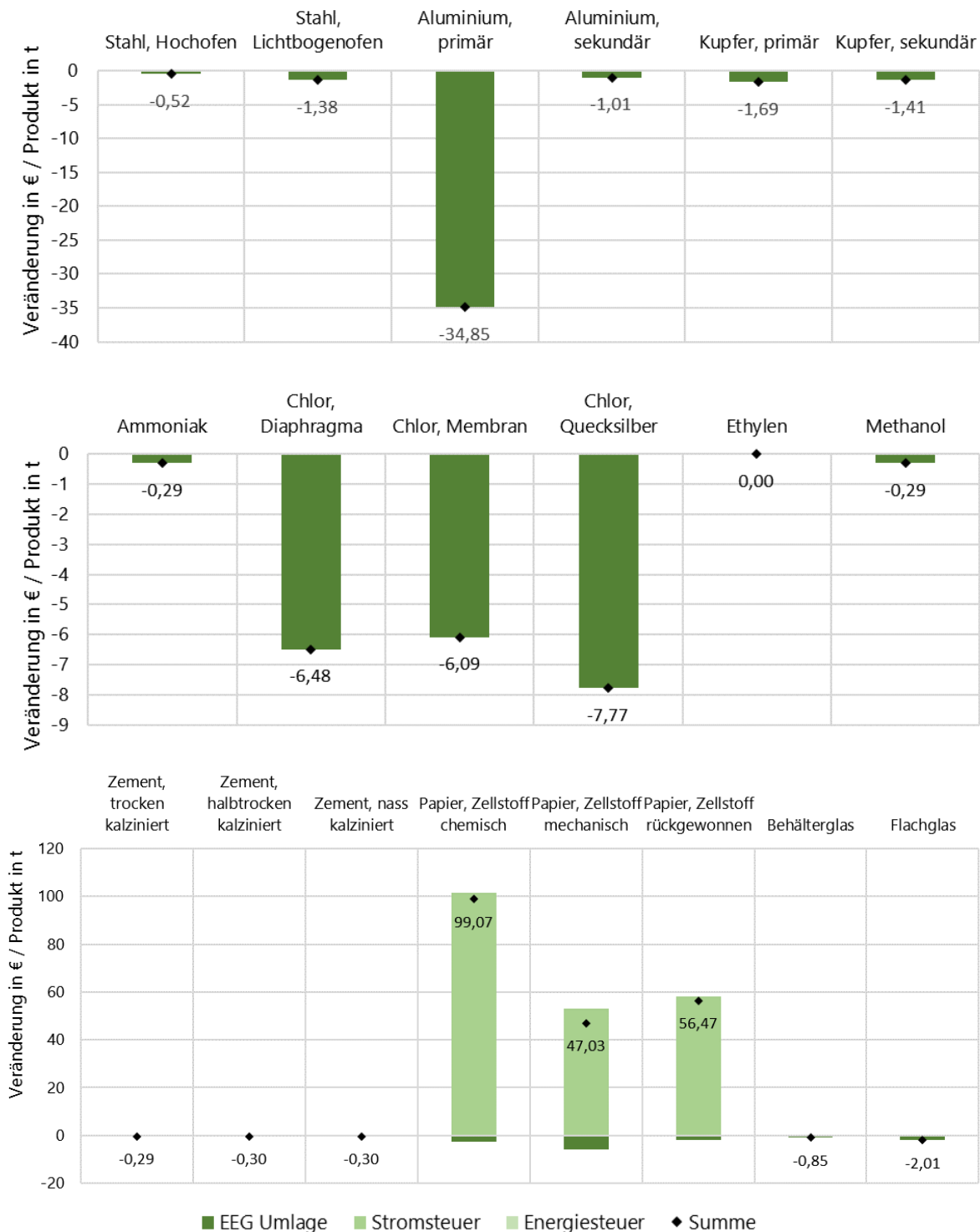
**Abbildung 51: Absolute Veränderung der Energiekosten durch Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage für energieintensive Industrieerzeugnisse**



Quelle: Fraunhofer ISI



**Abbildung 52: Absolute Veränderung der Energiekosten durch Verlagerung der gesamten EEG-Umlage für energieintensive Industrieprodukte**



Quelle: Fraunhofer ISI

### 4.3 Fazit

In diesem Abschnitt wurden die Verteilungswirkungen einer Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer und einer Refinanzierung über eine entsprechend höhere Energiesteuer auf die Sektoren Haushalte, GHD und Industrie untersucht. Nach einer Betrachtung der Gesamtwirkungen auf die Sektoren erfolgte eine detailliertere Analyse der Einzelauswirkungen. Dabei wurden beispielsweise für den Haushaltssektor sowohl Durchschnittsbetrachtungen in Abhängigkeit des Einkommens als auch Auswirkungen auf ausgewählte Musterverbraucher untersucht.

Insgesamt ergibt sich durch diese Maßnahmen in Summe eine entlastende Wirkung für Industrie und GHD, sowie eine belastende Wirkung für die Haushalte und den Verkehrssektor. Die Wirkung ist jeweils höher in den Szenarien, in denen ein höheres Volumen verlagert wird.

Die vertiefte Analyse des Haushaltssektors zeigt, dass die Energieausgaben der unteren Einkommensklassen in absoluten Werten weniger stark ansteigen als in den obersten Dezilen, die prozentuale Zusatzbelastung bezogen auf das Einkommen entwickelt sich jedoch progressiv. In einigen Einkommensklassen steigt bei höheren Verlagerungsvolumina auch die Wahrscheinlichkeit der Energiearmut. Die Betrachtung einzelner Musterhaushalte zeigt zudem, dass die zusätzliche Belastung stark durch die zu beheizende Wohnfläche und das Mobilitätsverhalten bestimmt wird. In den betrachteten Extremfällen sind die Energieausgaben jedoch auch bei geltenden Rahmenbedingungen bereits auf einem hohen Niveau. Für sehr stark belastete Haushalte sind (auch unabhängig von einer Verlagerung) soziale Ausgleichsmechanismen oder Anreize zu einem energiesparenderen Lebensstil (bspw. durch Umzug) eine mögliche Ergänzung zu Regelungen im Energiebereich.

Im GHD-Sektor zeigt die Betrachtung einzelner Branchen, dass die Entlastungen zwar je nach Energieverbrauchsstruktur der Branche unterschiedlich ausfallen, sich jedoch in allen betrachteten Branchen mit Ausnahme der büroähnlichen Betriebe eine Entlastung ergibt. Im Industriesektor erfolgte eine Analyse für ausgewählte energieintensive Grundstoffzeugnisse. Hier ergibt sich ebenfalls tendenziell eine Entlastung, die aufgrund der vollständigen Befreiung dieser Produkte, mit Ausnahme von Papier, von der Energie- und Stromsteuer sowie der Teilbefreiung von der EEG-Umlage jedoch sehr gering ausfällt. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer auf die Energiesteuer unter Beibehaltung der aktuellen Befreiungstatbestände für Energie- und Stromsteuer keine nennenswerten negativen Auswirkungen auf die betrachteten Branchen hat.

## 5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Um eine weitgehende Dekarbonisierung zu ermöglichen, ist die teilweise Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors unabdingbar. Derzeit bestehend jedoch aufgrund der überproportionalen Belastung des Strompreises durch staatlich induzierte Energiepreisbestandteile (insbesondere die Erneuerbaren-Energien-Umlage (EEG-Umlage) und die Stromsteuer) Wettbewerbsverzerrungen für strombasierte Sektorenkopplungstechnologien gegenüber fossil-basierten Technologieoptionen. Gleichzeitig berücksichtigt die aktuelle Ausgestaltung der staatlich induzierten Energiepreisbestandteile die CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Endenergieträger nur bedingt. Durch eine stärkere Belastung entsprechend der CO<sub>2</sub>-Emissionen könnten ökonomische Anreize zu einer verbesserten Marktdurchdringung emissionsarmer Sektorenkopplungstechnologien gesetzt werden.

Eine Umgestaltung der staatlich induzierten Energiepreisbestandteile kann somit dazu dienen, zum einen faire Wettbewerbsbedingungen für Sektorenkopplungstechnologien herzustellen und zum anderen die Belastung an die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu koppeln und damit gezielt zu einer stärkeren Dekarbonisierung beizutragen.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden daher unterschiedliche Szenarien zur Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer und deren Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit von Technologien zur Sektorenkopplung sowie die Belastungs- und Entlastungswirkungen auf Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr analysiert. Für die Reduzierung der EEG-Umlage und Stromsteuer wird angenommen, dass eine aufkommensneutrale Gegenfinanzierung der stromseitigen Entlastungen über den öffentlichen Haushalt erfolgt. Zur Internalisierung von Klimaschäden wurden die entgangenen Einnahmen bei EEG-Umlage und Stromsteuer in Form einer CO<sub>2</sub>-basierten Komponente bei der Energiebesteuerung aufgeschlagen. Somit werden Endenergieträger im Verkehrsbereich sowie zur Wärmebereitstellung zusätzlich belastet. Hierbei wurden die sektoralen Auswirkungen bestimmt sowie die spezifischen Belastungen für Endenergieträger je nach Akteursgruppe und unter Berücksichtigung geltender Ausnahmeregelungen bei EEG-Umlage und Strom- bzw. Energiesteuer ermittelt. Die Analysen wurden sowohl für den heutigen Zeitpunkt als auch für das Jahr 2030 durchgeführt.

Die unterschiedlichen Szenarien zur Umlage sind die Folgenden:

- Geltende Rahmenbedingungen
- Verlagerung der Stromsteuer
- Teilweise Verlagerung der EEG-Umlage
- Vollständige Verlagerung der EEG-Umlage
- Vollständige Verlagerung der EEG-Umlage und der Stromsteuer

### Wirtschaftlichkeit der Sektorenkopplungstechnologien

Die Analysen zeigen, dass in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit der untersuchten Sektorenkopplungstechnologien (kleine und große Wärmepumpen, Elektro-PKW für Pendler- und Nicht-Pendler-Haushalte und GHD-Betriebe sowie Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion) große Unterschiede je nach Technologie und Verlagerungsszenario bestehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Wirtschaftlichkeit stark von den zugrundeliegenden Technologiekosten und Brennstoffpreisen abhängt, bei denen jedoch hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung eine hohe Unsicherheit besteht. In den Wirtschaftlichkeitsanalysen wurden keine bestehenden Fördersysteme wie bspw. eine Kaufprämie berücksichtigt.

Die Detailbetrachtung zeigt, dass im Fall der kleinen und großen Wärmepumpe aktuell die Verlagerung der Stromsteuer und der gesamten EEG-Umlage unter den getroffenen Annahmen ausreichend erscheint, um die Wettbewerbsfähigkeit zwischen Wärmepumpe und Gasbrennwertkessel herzustellen. Der Förderbedarf ohne Verlagerung verringert sich bis 2030 deutlich, benötigt aber auch dann noch CO<sub>2</sub>

Preise von über 100 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, um die Kostenparität zur fossilen Alternative zu erreichen. Bei vollständiger Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer und unter Berücksichtigung der Kostendegression von Wärmepumpen wäre für das Jahr 2030 unter getroffenen Annahmen ein deutlicher Wettbewerbsvorteil für die Wärmepumpe (Kosten von ca. 6,7 € c/kWh) im Vergleich zum Gaskessel (Kosten von ca. 8,9 c/kWh) zu erwarten. Die Verlagerung einer Teilmenge des EEG und der Stromsteuer führt nach unseren Rechnungen bereits zu einem ähnlichen Kostenniveau beider Technologien für den Einsatz in Haushalten im Jahr 2030.

Die Elektromobilität weist je nach Fahrleistung und Verbraucher sehr unterschiedliche Differenzbeträge zur Wirtschaftlichkeitsgrenze im Betrachtungszeitpunkt 2018 auf. Das Batteriefahrzeug wäre gegenwärtig für einen Haushalt ohne Pendler mit durchschnittlicher Fahrleistung auch bei vollständiger Verlagerung der EEG-Umlage und Stromsteuer erst bei einem CO<sub>2</sub>-Preis ab 60 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub> wirtschaftlich. Aufgrund der erwarteten Degression der Batteriekosten bedarf es im Jahr 2030 weder einer Verlagerung von Stromsteuer und EEG-Umlage noch eines CO<sub>2</sub>-Preises, damit das Elektrofahrzeug die wirtschaftlichere Alternative im Vergleich zum benzinbetriebenen Verbrennungsmotor wird.

Die Wasserstoffelektrolyse wird auch unter optimistischen Annahmen zu Investitionsbedarf, Effizienz und Volllaststunden bei vollständiger Verlagerung der Stromsteuer und EEG-Umlage auf Energiesteuer weder in 2018 noch bei gleichbleibenden Großhandelspreisen für Erdgas im Jahr 2030 im Vergleich zur Dampfreformierung wirtschaftlich. In dem berechneten Wirtschaftlichkeitsvergleich bedarf es bei vollständiger Verlagerung der beiden Strompreiskomponenten im Jahr 2030 noch einen CO<sub>2</sub>-Preis von über 200 €/t<sub>CO<sub>2</sub></sub>, damit die Elektrolyse als Sektorenkopplungstechnologie marktwirtschaftlich zur Wasserstoffherstellung nachgefragt wird.

Zusätzliche Förderinstrumente, für die in der Studie CO<sub>2</sub>-Preis-Äquivalente berechnet wurden, sind daher notwendig, wenn eine Verbreitung der Technologien angestrebt wird und die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit der Technologien hergestellt werden soll. Die Verlagerung zumindest von Teilen der EEG-Umlage und der Stromsteuer stellt demnach einen sinnvollen Schritt dar, um Sektorenkopplung wirtschaftlich attraktiver zu machen, ist aber entsprechend der vorliegenden Analyse nicht für alle Technologien ausreichend. Die notwendige Zusatzförderung unterscheidet sich stark zwischen den Betrachtungszeitpunkten und Technologien, was als Indikator für die Notwendigkeit einer zeitlich variablen und technologie- bzw. zumindest sektorspezifischen Förderung interpretiert werden kann. Mit einem technologiespezifischen Förderansatz könnten entsprechend überhöhte Belastungen vermieden und Technologien gefördert werden, die heute noch von hohen Kosten gekennzeichnet sind, aber langfristig zur Erreichung der Klimaziele benötigt werden.

#### Sektorale Auswirkungen

Die Verlagerung von EEG-Umlage und Stromsteuer auf andere Endenergieträger über die Energiesteuer führt insgesamt zu einer Entlastung des GHD- und des Industriesektors sowie zu einer stärkeren Belastung von Haushalten und Verkehrssektor. Die Wirkung hängt dabei von der Struktur der Energieverbräuche und Energiekosten einzelner Akteure ab. Zusätzlich spielen hier auch aktuelle und zukünftige Ausnahmetatbestände eine Rolle.

#### Individuelle Auswirkungen

Auch die Untersuchungen zur Wirkung der Verlagerung auf einzelne Akteure zeigen ein ähnliches Bild. Im Haushaltsbereich zeigt sich eine Mehrbelastung, die prozentual zu den aktuellen Energiekosten relativ konstant über die Einkommensklassen verteilt ist, mit etwas höheren Zusatzausgaben bei den besser verdienenden Haushalten. Im Vergleich zum verfügbaren Einkommen sind jedoch tendenziell die gering verdienenden Haushalte stärker belastet. Insbesondere in den unteren Einkommensklassen, die

ohne staatliche Hilfen wie z. Bsp. Hartz IV auskommen müssen, steigt bei höheren Verlagerungsmengen die Gefahr der Energiearmut. Begleitende Maßnahmen zur Abfederung unerwünschter sozialer Effekte scheinen daher sinnvoll. Auch die Betrachtung individueller Haushalte bestätigt diese Schlussfolgerung. Grundsätzlich werden alle Haushalte stärker belastet, bei Haushalten mit großem Raumwärmebedarf oder hoher jährlicher Fahrleistung sind die Belastungen überproportional hoch. Insgesamt ist jedoch auch zu sagen, dass nicht nur die Zusatzbelastung problematisch ist, sondern die betrachteten Musterhaushalte aktuell bereits einen hohen Anteil ihres Einkommens für Energie ausgeben müssen.

Die detailliert untersuchten Branchen des GHD Sektor weisen in den Verlagerungsszenarien in den meisten Fällen eine Minderbelastung auf. Lediglich bei büroähnlichen Betrieben entstand eine relativ geringe Mehrbelastung. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen im GHD-Sektor durch die Verlagerungsoptionen nicht nennenswert eingeschränkt wird.

Die Verlagerung der EEG-Umlage führt für die untersuchten Industrieerzeugnisse wie Metalle, chemische Grundstoffe sowie Zement und Glas zu einer Energiekostenentlastung. Nur bei der Papierindustrie ist die Belastung nach Verlagerung höher als unter aktuellen Rahmenbedingungen. Da diese Herstellungsprozesse (mit Ausnahme von Papier) vollständig von der Energiesteuer befreit sind, hat das auf die Energiesteuer verlagerte Finanzierungsvolumen von Stromsteuer und EEG-Umlage keine Auswirkungen auf die energieintensiven Industriegüter.

Eine CO<sub>2</sub>-basierte Verlagerung zumindest von Teilen der EEG-Umlage sowie der Stromsteuer auf Kohle, Erdgas, Erdöl, Benzin und Diesel kann somit zur Reduzierung von Wettbewerbsverzerrungen von Sektorenkopplungstechnologien beitragen und CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker internalisieren. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Entlastungen immer zu Belastungen anderer Akteure oder Technologien führen. Somit sollte abgewogen werden, ob die Zusatzbelastungen für Haushalte und Verkehr akzeptabel erscheinen und gegebenenfalls mit weiteren Instrumenten zur Entlastung besonders vulnerabler Haushalte ergänzt werden. Zusätzlich zur Verlagerung der regulatorischen Preisbestandteile kann eine technologie- oder branchenspezifische Förderung von Sektorenkopplungstechnologien erfolgen.

## 6 Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1:	Preisbestandteile der Endenergieträger pro Energieeinheit für Haushalte in 2018.....	8
Abbildung 2:	Preisbestandteile der Endenergieträger pro CO <sub>2</sub> -Intensität für Haushalte .....	9
Abbildung 3:	Darstellung der Teilschritte bei der Ausgestaltung der Optionen .....	12
Abbildung 4:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für dezentrale Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Haushalte 2018.....	21
Abbildung 5:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für dezentrale Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD 2018.....	22
Abbildung 6:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur dezentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Haushalte in 2030 .....	23
Abbildung 7:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur dezentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD in 2030.....	24
Abbildung 8:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwärmepumpen für Haushalte und GHD in 2018.....	25
Abbildung 9:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Kleinwärmepumpen für Haushalte und GHD in 2030.....	26
Abbildung 10:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD in 2018.....	27
Abbildung 11:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2018.....	28
Abbildung 12:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel GHD in 2030.....	29
Abbildung 13:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur zentralen Wärmebereitstellung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2030.....	30
Abbildung 14:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen für GHD und Industrie in 2018.....	31
Abbildung 15:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Großwärmepumpen für GHD und Industrie in 2030.....	32
Abbildung 16:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte ohne Pendler in 2018.....	33
Abbildung 17:	Ergebnisse – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte mit Pendler in 2018 .....	34
Abbildung 18:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel GHD in 2018.....	35
Abbildung 19:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Fahrzeugen mit Elektromotor in 2018.....	36
Abbildung 20:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte ohne Pendler in 2030.....	37

Abbildung 21:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel Haushalte mit Pendler in 2030 .....	37
Abbildung 22:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge am Verbraucherbeispiel GHD in 2030.....	38
Abbildung 23:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel GHD in 2018 .....	39
Abbildung 24:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel GHD in 2030 .....	40
Abbildung 25:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2018 .....	41
Abbildung 26:	Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung am Verbraucherbeispiel Industrie in 2030 .....	42
Abbildung 27:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffelektrolysen für GHD und Industrie in 2018.....	43
Abbildung 28:	Zusätzlich benötigte CO <sub>2</sub> -Grenzpreise zur Herstellung der Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffelektrolysen für GHD und Industrie in 2030.....	44
Abbildung 29:	Absolute Belastung der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen der Stromsteuer und EEG-Umlage .....	47
Abbildung 30:	Absolute Veränderung der Belastung der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen.....	47
Abbildung 31:	Sektor Industrie – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen.....	48
Abbildung 32:	Sektor GHD – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen .....	49
Abbildung 33:	Sektor Haushalte – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen.....	49
Abbildung 34:	Sektor Verkehr – Zusammensetzung der absoluten Belastung durch Energiesteuer, Stromsteuer und EEG-Umlage der Sektoren zu den Betrachtungszeitpunkten 2018, 2020 und 2030 mit den Verlagerungsoptionen.....	50
Abbildung 35:	Verlagerungsoption Stromsteuer – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil .....	53
Abbildung 36:	Verlagerungsoption Stromsteuer – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil .....	53
Abbildung 37:	Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage – Absolute Veränderung der Energiekosten in EUR/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil .....	54
Abbildung 38:	Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil.....	55
Abbildung 39:	Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage und Stromsteuer – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil.....	56

Abbildung 40:	Verlagerungsoption der Teilmenge der EEG-Umlage und der Stromsteuer – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil.....	56
Abbildung 41:	Verlagerungsoption gesamte EEG-Umlage – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil .....	57
Abbildung 42:	Verlagerungsoption der gesamten EEG-Umlage – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil.....	58
Abbildung 43:	Verlagerungsoption gesamten EEG-Umlage und Stromsteuer – Absolute Veränderung der Energiekosten in €/Jahr pro Nettoäquivalenzeinkommensdezil .....	59
Abbildung 44:	Verlagerungsoption der gesamten EEG-Umlage und Stromsteuer – Relative Veränderung der Energiekosten in Prozent je Nettoäquivalenzeinkommensdezil.....	59
Abbildung 45:	Beispielauswirkung auf alleinlebende Person in städtischer Wohnung (Wohnsituation A).....	63
Abbildung 46:	Beispielauswirkung auf alleinerziehende Person in städtischer Wohnung (Wohnsituation A).....	64
Abbildung 47:	Beispielauswirkung auf Familie mit einem Kind in städtischer Wohnung (Wohnsituation A).....	64
Abbildung 48:	Beispielauswirkung auf zwei Erwachsene, davon eine Person über 65 Jahre in ländlichem Einfamilienhaus (Wohnsituation B) .....	65
Abbildung 49:	Beispielauswirkung auf zwei Erwachsene, zwei Kinder in ländlichem Einfamilienhaus (Wohnsituation B).....	66
Abbildung 50:	Absolute Veränderung der Kosten der Endenergieträger mit den Verlagerungsoptionen von Stromsteuer und EEG-Umlage für unterschiedliche Gewerbebetriebe .....	69
Abbildung 51:	Absolute Veränderung der Energiekosten durch Verlagerung der Teilmenge der EEG-Umlage für energieintensive Industrieprodukte.....	72
Abbildung 52:	Absolute Veränderung der Energiekosten durch Verlagerung der gesamten EEG-Umlage für energieintensive Industrieprodukte.....	73



## 7 Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1:	Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wärmebereitstellung dezentral .....	17
Tabelle 2:	Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wärmebereitstellung zentral .....	17
Tabelle 3:	Allgemeine Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge .....	18
Tabelle 4:	Spezifische Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen für Fahrzeuge von Haushalten und GHD .....	18
Tabelle 5:	Allgemeine Eingangsparameter – Wirtschaftlichkeitsvergleich von Technologiealternativen zur Wasserstoffgewinnung .....	19
Tabelle 6:	Endenergieverbräuche nach Nettoäquivalenzeinkommensdezilen .....	51
Tabelle 7:	Spezifische Preise der Endenergieträger für private Haushalte unter geltenden Rahmenbedingungen in 2018 .....	52
Tabelle 8:	Durchschnittliche Energiekosten der Haushalte je Nettoäquivalenzeinkommensdezil pro Jahr .....	52
Tabelle 9:	Eigenschaften der individuellen Haushalte in den verschiedenen Wohnsituationen A und B .....	61
Tabelle 10:	Personelle Haushaltseigenschaften, Stromverbrauch und Fahrleistungen der Musterhaushalte in Wohnsituation A .....	61
Tabelle 11:	Personelle Haushaltseigenschaften, Stromverbrauch und Fahrleistungen der Musterhaushalte in Wohnsituation B .....	62
Tabelle 12:	Jährliche Energieverbräuche der ausgewählten Betriebe des GHD Verbrauchssektors pro erwerbstätige Person für 2013 .....	67
Tabelle 13:	Durchschnittliche Anzahl der Angestellten in ausgewählten GHD Betrieben .....	68
Tabelle 14:	Datenbasis für Energieverbräuche und Annahmen zu den Beträgen der EEG-Umlage und Stromsteuer .....	86
Tabelle 15:	Annahmen für Ausnahmeregelungen des EEGs in Form von Eigenversorgung und besondere Ausgleichsregelung (BesAR).....	87
Tabelle 16:	Kumulierte Preisbestandteile der Endenergieträger für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Sektorenkopplungstechnologien welche nicht in den Verlagerungsoptionen verändert werden .....	88
Tabelle 17:	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren ausgewählter Endenergieträger basierend auf dem Basisszenario der Langfrist- und Klimaszenarien.....	88

## 8 Literaturverzeichnis

---

- 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2017): *Pressemitteilung EEG-Umlage 2018*.  
[https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202018/20171016\\_Pressemitteilung\\_EEG-Umlage\\_2018\\_und\\_EEG-Vorschau\\_2018-2022.pdf](https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202018/20171016_Pressemitteilung_EEG-Umlage_2018_und_EEG-Vorschau_2018-2022.pdf).
- Agora Energiewende (Abgerufen 2017): *EEG-Rechner für Excel*. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/eeg-rechner-fuer-excel/>.
- BDEW (2016): *Heizkostenvergleich Neubau 2016*. <https://www.bdew.de/energie/bdew-heizkostenvergleich-neubau-2016/>.
- BDEW (2017): *Heizkostenvergleich Altbau 2017*. <https://www.bdew.de/energie/bdew-heizkostenvergleich-altbau-2017/>.
- BNetzA (2018): *Monitoringbericht*.  
<https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2018.html>.
- Boardman, B. (1991): *Fuel poverty: From cold homes to affordable warmth*. . Cambridge: Belhaven Press.
- Börse online (2019): *Aluminiumpreise Oktober 2019*. <https://www.boerse-online.de/rohstoffe/aluminiumpreis/euro>.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2019): *Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2019 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren*.  
[https://www.bafa.de/DE/Energie/Besondere\\_Ausgleichsregelung/Hintergrundinformationen/hintergrundinformationen\\_node.html;jsessionid=9AE78338D57CA7FF327000D1369CFAE0.1\\_cid387](https://www.bafa.de/DE/Energie/Besondere_Ausgleichsregelung/Hintergrundinformationen/hintergrundinformationen_node.html;jsessionid=9AE78338D57CA7FF327000D1369CFAE0.1_cid387).
- Bundesfinanzministerium (2019): *Steuereinnahmen Kalenderjahr 2018*.  
[https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerschaetzungen\\_und\\_Steuereinnahmen/2019-01-31-steuereinnahmen-kalenderjahr-2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Steuerschaetzungen_und_Steuereinnahmen/2019-01-31-steuereinnahmen-kalenderjahr-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2018): *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung - Antragsverfahren 2017 für Begrenzung der EEG-Umlage 2018*.  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=24](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren.pdf?__blob=publicationFile&v=24).
- Bundesregierung (2019): *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*.  
<https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>.
- Buttler, A., Spliethoff, H. (2018): *Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (3), 2440-2454. . <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.
- Fraunhofer ISE, E4tech Sàrl, Fraunhofer IPA (2018): *Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. [https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie\\_v04.1.pdf](https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf).
- Fraunhofer ISI und Consentec, Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes (in Veröffentlichung): *Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung*.
- Fraunhofer ISI und Stiftung Umweltenergierecht (2016): *Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems*.

- [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-23\\_endbericht\\_netzentgelte\\_final.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/377/publikationen/2016-11-23_endbericht_netzentgelte_final.pdf).
- Fraunhofer ISI und Stiftung Umweltenergierecht (2016): *Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems*. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/anforderungen-der-integration-der-erneuerbaren>.
- Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu, Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>.
- Fraunhofer ISI, Hg. v. Umweltbundesamt (2019): *Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen*. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12\\_cc\\_03-2019\\_sektorkopplung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektorkopplung.pdf).
- Fraunhofer ISI, Technische Universität München, IREES GmbH et al., Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2015): *Schlussbericht Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013*. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/sondererhebung-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-gdh-sektor-2011-2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/sondererhebung-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-im-gdh-sektor-2011-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=6).
- Hebling et al. (2020): *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf).
- Held, B. (2018): *Auswirkungen der Internalisierung externer Kosten des Konsums - Eine empirische Analyse der sozialen Verteilungswirkungen*. <https://archiv.ub.uni-heidelberg.de/volltextserver/25200/>.
- infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017): *Mobilität in Deutschland (MiD) - Ergebnisbericht*. [http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017\\_Ergebnisbericht.pdf](http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf).
- infas, DLR, IVT und infas 360 im Auftrag des Bundesministers für Verkehr und digitale Infrastruktur (2017): *Mobilität in Deutschland (MiD) - Mobilität in Tabellen*. <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/MiD2017.html>.
- Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2015): *Deutsche Wohngebäudetypologie*. [https://www.episcope.eu/downloads/public/docs/brochure/DE\\_TABULA\\_TypologyBrochure\\_IWU.pdf](https://www.episcope.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf).
- IWU (2015): *Deutsche Wohngebäudetypologie*. [http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE\\_TABULA\\_TypologyBrochure\\_IWU.pdf](http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf).
- Joint Research Centre JRC (2012): *Technology Learning Curves for Energy Policy Support*. <https://ec.europa.eu/jrc/en/publication/eur-scientific-and-technical-research-reports/technology-learning-curves-energy-policy-support>.
- Nitsch, J. (2002): *Potenziale der Wasserstoffwirtschaft - Gutachten für den Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU)*. <https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Wasserstoffwirtschaft.pdf>.
- Öko-Institut e.V. und Fraunhofer ISI, Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2015): *Klimaschutzszenario 2050*. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>.
- Rehfeldt, M., Fleiter, T. und Toro, F. (2017): *A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry, in Energy Efficiency*. DOI 10.1007/s12053-017-9571-y.
- RWI und forsa, Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): *Erhebung des Energieverbrauchs der privaten Haushalte für die Jahre 2011-2013*. [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/bericht-erhebung-des-energieverbrauchs-private-haushalte-2011-2013.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/bericht-erhebung-des-energieverbrauchs-private-haushalte-2011-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=6).

- Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A., Staffell, I. (2017): *The future cost of electrical energy storage based on experience rates*. DOI: 10.1038/nenergy.2017.110.: In Nature Energy 2 (8), p. 964. .
- Schreiner, N. (2015): *Auf der Suche nach Energiearmut: Eine Potentialanalyse des Low-Income-High-Costs Indikators für Deutschland*. <http://hdl.handle.net/10419/129734>.
- Statistisches Bundesamt (2018): *Leben in Europa - Einkommen und Lebensbedingungen in Deutschland und der Europäischen Union (Fachserie 15 Reihe 3)*.  
[https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Lebensbedingungen-Armutsgefaehrdung/Publicationen/Downloads-Lebensbedingungen/einkommen-lebensbedingungen-2150300167004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Lebensbedingungen-Armutsgefaehrdung/Publicationen/Downloads-Lebensbedingungen/einkommen-lebensbedingungen-2150300167004.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
- Statistisches Bundesamt (Destatis) (kein Datum): *OECD-Skala*.  
<https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Soziales/Sozialberichterstattung/Glossar/oecd-skala.html>.
- Statistisches Bundesamt (2013): *Einkommens- und Verbrauchsstichprobe Wohnverhältnisse privater Haushalte*.  
[https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft\\_derivate\\_00012241/2152591139004.pdf](https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00012241/2152591139004.pdf).
- Statistisches Bundesamt (2019): *Einkommens- und Verbrauchsstichprobe - Wohnverhältnisse privater Haushalte*.  
[https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft\\_derivate\\_00048672/2152591189004.pdf](https://www.statistischebibliothek.de/mir/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00048672/2152591189004.pdf).
- Statistisches Bundesamt (2019): *LEBEN IN EUROPA (EU-SILC), Einkommen und Lebensbedingungen in Deutschland und der Europäischen Union*. [https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Lebensbedingungen-Armutsgefaehrdung/Publicationen/Downloads-Lebensbedingungen/einkommen-lebensbedingungen-2150300177004.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Einkommen-Konsum-Lebensbedingungen/Lebensbedingungen-Armutsgefaehrdung/Publicationen/Downloads-Lebensbedingungen/einkommen-lebensbedingungen-2150300177004.pdf?__blob=publicationFile).
- Wagner, U. et al. (2000): *Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung - Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 1)*.  
[https://www.ffe.de/attachments/article/721/wiba1\\_Wasserstoffbereitstellung-red.pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/721/wiba1_Wasserstoffbereitstellung-red.pdf).
- Wagner, U., Angloher, J., Dreier, T., Hg. v. wiba Koordinationsstelle der Wasserstoff-Initiative Bayern (2000): *Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung*.  
[https://www.ffe.de/attachments/article/721/wiba1\\_Wasserstoffbereitstellung-red.pdf](https://www.ffe.de/attachments/article/721/wiba1_Wasserstoffbereitstellung-red.pdf).
- Weltbank (2018): *enerdata*. <https://www.enerdata.net/publications/world-energy-statistics-supply-and-demand.html>.
- Wietschel, M. et al. (2018): *Sektorkopplung - Definition, Chancen und Herausforderungen; Working Paper Sustainability and Innovation*.  
[https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018\\_Sektorkopplung\\_Wietschel.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf).

## 9 Anhang: Methodik und Annahmen zur Abschätzung der Auswirkungen der Umgestaltung der Energiepreisbestandteile

---

Im Folgenden wird die methodische Vorgehensweise zur quantitativen Berechnung der Verlagerungsmengen und -schlüssel betrachtet. Für diese werden die Quellen und Annahmen der relevanten Energievolumina und Finanzierungsbedarfe beschrieben. Zusätzlich werden die gesetzlichen Ausnahmetatbestände berücksichtigt und in der Berechnung der Verteilungsmengen aufgenommen. Zur Wirkungsbetrachtung der Verlagerung werden sektoral die gesamten Auswirkungen für die Jahre 2018, 2020 und 2030 betrachtet. Annahmen zu einzelnen Akteuren für die individuellen Analysen finden sich im Haupttext (Abschnitt 4).

Für die Analyse der Verlagerungswirkung der untersuchten Strompreisbestandteile auf andere Sektoren sind Daten zu Energieverbräuchen, -ausgaben und -preisen der einzelnen Sektoren und Einzelakteure sowie zu den Technologiekosten notwendig. Unter anderem ist bei den Analysen auch eine Berücksichtigung der bestehenden Ausnahmetatbestände im Kontext von EEG-Umlage und Strom- sowie Energiesteuer notwendig. Für die Verlagerung nach CO<sub>2</sub>-Intensität sind zusätzliche Daten erforderlich. Im Folgenden wird die Datengrundlage der Berechnung erläutert und dargestellt.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die zugrunde liegende Datenbasis der Eingangsgrößen des Endenergieverbrauchs und der Annahmen zu den umzulegenden Gesamtbeträgen für EEG-Umlage und Stromsteuer. Dabei wird für das Jahr 2018 auf bestehende Statistiken zurückgegriffen, für die zukünftigen Jahre 2025 und 2030 wurden die Eingangsdaten basierend auf bestehenden Szenarien geschätzt. Die Endenergieverbräuche für den aktuellen Stand (2018) basieren auf den BMWi-Energiestatistiken. Die zukünftige Entwicklung lehnt sich an das Basisszenario der Langfrist- und Klimaszenarien des BMWi an. Für die Höhe des umzulegenden Gesamtbetrages der EEG-Umlage lehnt sich der Wert für 2018 mit 24 Mrd. € an die Berechnung der EEG-Umlage der Übertragungsnetzbetreiber an<sup>42</sup>. Zukünftige Entwicklungen wurden basierend auf dem Mengengerüst der Langfristszenarien mit Hilfe des Agora Umlage-Rechners geschätzt.

Entsprechend der Information des Bundesfinanzministeriums wird für das Stromsteueraufkommen in 2018 ein Umlagebetrag von 7 Mrd. € angenommen, mit Hilfe des Mengengerüsts der Langfrist- und Klimaszenarien werden die möglichen Einnahmen aus der Stromsteuer unter dem aktuellen gesetzlichen Rahmen auf 7 Mrd. € für 2025 und auf 6 Mrd. € für 2030 geschätzt<sup>43</sup>.

---

<sup>42</sup> Vgl. 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2017).

<sup>43</sup> Vgl. Bundesfinanzministerium (2019).

**Tabelle 14: Datenbasis für Energieverbräuche und Annahmen zu den Beträgen der EEG-Umlage und Stromsteuer**

Eingangsdaten	Datenbasis	Anmerkungen
<b>Energieverbräuche</b>	Aktuell: BMWi Energiestatistiken 2025, 2030: Langfrist- und Klimaszenarien	
<b>EEG-Umlage</b>	Umzulegende Gesamtbeträge 2018: 24 Mrd. € 2025: 23 Mrd. € 2030: 17 Mrd. €	Ermittlung der Gesamtbeträge basierend auf dem Agora-Umlagerechner des Ökoinstituts <sup>44</sup>
<b>Stromsteuer</b>	Umzulegende Beträge 2018: 7 Mrd. € 2025: 7 Mrd. € 2030: 6 Mrd. €	Ermittlung der Gesamtbeiträge durch Fortschreibung heutiger Steuertarife und Mengenentwicklung aus den Langfrist- und Klimaszenarien

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Die für die quantitativen Analysen verwendete Verteilung beruht näherungsweise auf Endenergieträgern. In diesen ist die Ölnutzung für mechanische Energie nicht berücksichtigt, welche relativ jedoch von geringer Relevanz ist. Die Verteilung erfolgte auch auf Fernwärme, allerdings nicht auf Kerosin in Luftfahrt sowie für die in der Schifffahrt genutzten Endenergien. Die Verlagerung wurde auch auf derzeit privilegierte Endenergieträger (bspw. Kohle) durchgeführt. Die Belastung erneuerbarer Endenergieträger im Wärme- und Verkehrssektor erfolgte einheitlich (keine Unterscheidung zwischen Biomasse- und Solarthermienutzung im Wärmebereich). Für den Wärmesektor konnte keine vollständige Berücksichtigung der dezentralen Biomassenutzung erfolgen.

Im Hinblick auf die Berücksichtigung der Ausnahmeregelungen bei EEG-Umlage, Stromsteuer und der Energiesteuer wurden für die quantitativen Berechnungen die folgenden Annahmen getroffen: Für die Ausnahmeregelungen oder Ermäßigungstatbestände für Zahlungen der Stromsteuer, EEG-Umlage oder Energiesteuer wurden die Zahlungen aus dem Jahr 2015 herangezogen. Dabei wurde im Hinblick auf die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) und die verminderte Belastung für Strom aus Eigenversorgung ein durchschnittlicher reduzierter EEG-Umlagetarif abgeschätzt, der sich aus dem Quotient der gemittelten Einnahmen aus reduzierten Tarifen und der belasteten Endenergieträgermenge ergibt. Dies stellt eine Vereinfachung im Vergleich zum EEG dar, da in der Realität unterschiedlich hohe Befreiungen bestehen. Eine Übersicht der Quellen ist in Tabelle 15 dargestellt. Für die zukünftige Entwicklung des reduzierten Tarifs bei Verlagerung der EEG-Umlage wurde angenommen, dass das Verhältnis aus reduziertem und nicht privilegiertem Tarif konstant bleibt.

<sup>44</sup> Siehe auch Agora Energiewende (abgerufen 2017).

**Tabelle 15: Annahmen für Ausnahmeregelungen des EEGs in Form von Eigenversorgung und besondere Ausgleichsregelung (BesAR)**

Eingangsdaten	Datenbasis	Anmerkungen
<b>BesAR</b>	2015-2020: Mittelfristprognose 2017  Annahme 2030: Halbierung der befreiten Mengen im Vergleich zu 2020	Keine langfristigen Prognosen, aber erheblicher Einfluss auf Ergebnis (vgl. Agora-Studie 2015)
<b>Eigenversorgung</b>	2015-2020: Mittelfristprognose 2017  2030: Zukunftswerkstatt erneuerbare Energien	

Quelle: Eigene Zusammenstellung

Für die Stromsteuer wird eine Reduzierung der Steuertarife vom nichtprivilegierten Tarif in Höhe von 2,05 €/kWh um 0,513 €/kWh nach § 9b StromStG als Teilbefreiung mit berücksichtigt. Weitere Befreiungstatbestände, wie beispielsweise der Stromsteuerspitzenausgleich nach § 10, fanden in den quantitativen Analysen aufgrund der komplexen Berechnungsweise mit Bezug auf Indikatoren außerhalb des Energiesystems keine Anwendung. Bezüglich der Verlagerungsoption Stromsteuer wurde für die Berechnung der Verteilung angenommen, dass für alle Endenergieträger die von der EU vorgeschriebenen Mindestsätze gelten und keine Ausnahmetatbestände mehr Gültigkeit finden.

Im Hinblick auf die Energiesteuer wurde nach nicht privilegierten Endenergieträgern, einer Teilbefreiung nach § 54 EnergieStG in Höhe von 25 % und einer Komplettbefreiung nach § 51 EnergieStG unterschieden. Diese Unterscheidung wurde näherungsweise für die Endenergieträger Heizöl und Gas getroffen, da hier die größten privilegierten Mengen zu erwarten sind. Für alle anderen Endenergieträger erfolgte keine Unterscheidung in privilegierte und nichtprivilegierte Tarife. Für die durch die zusätzliche Belastung aufgrund der Entlastung des Stroms durch Verteilung der EEG-Umlage und der Stromsteuer wurde angenommen, dass das Verhältnis zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Tarifen bei der Energiesteuer konstant bleibt.

Die weiteren Preisbestandteile der Endenergieträger Strom und Erdgas, welche für Wirtschaftlichkeitsberechnung der Sektorkopplungstechnologien berücksichtigt wurden, entsprechend den durchschnittlichen Angaben zu den Verbraucherprofile Haushalt, Gewerbe und Industrie des Monitoringberichts 2018 der Bundesnetzagentur. Diese setzen sich aus den Positionen der wettbewerblichen Energiebeschaffung und Marge des Lieferanten, der Nettonetzentgelte sowie Kosten für Messung und Messstellenbetrieb, der Konzessionsabgabe und zusätzlich für Strom aus den weiteren Umlagen und Abgaben<sup>45</sup> zusammen. Der wettbewerbliche Energiepreis für Benzin entstammt der enerdata Datenbank der Worldbank. Die aggregierte Sockel an Preiskomponenten ohne Mehrwertsteuer ist in Tabelle 16 aufgeführt, wobei die Werte auf die zweite Nachkommastelle gerundet wurden.

<sup>45</sup> Weitere Umlagen und Abgaben beinhalten KWKG, StromNEV, Umlage nach § 18 AbLaV sowie Offshore-Haftung.

**Tabelle 16: Kumulierte Preisbestandteile der Endenergieträger für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Sektorenkopplungstechnologien welche nicht in den Verlagerungsoptionen verändert werden**

[€/kWh]	Strom	Gas	Benzin
Haushalte	16,27	4,55	6,53
Gewerbe (GHD)	12,72	3,80	6,53
Industrie	6,47	2,26	-

Quelle: Eigene Zusammenstellung nach BNetzA (2018) und Weltbank (2018)

Die CO<sub>2</sub>-Intensität der einzelnen Endenergieträger ist die zentrale Größe zur Bemessung des Emissionsumfangs der durch die energetische Nutzung der Endenergieträger erfolgt. In Tabelle 17 sind die angenommenen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für Strom, Erdgas, Heizöl, Benzin, Diesel und Kohle aufgeführt. Für Strom und Fernwärme wurde der mittlere Emissionsfaktor des aktuellen Technologiemies zugrunde gelegt.

**Tabelle 17: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren ausgewählter Endenergieträger basierend auf dem Basisszenario der Langfrist- und Klimaszenarien**

[tCO <sub>2</sub> /MWh]	Strom	Erdgas	Heizöl	Diesel	Benzin	Kohle	Fernwärme
<b>2018</b>	0,47	0,20	0,28	0,27	0,25	0,35	0,23
<b>2025</b>	0,41	0,20	0,28	0,27	0,25	0,35	0,19
<b>2030</b>	0,30	0,20	0,28	0,27	0,25	0,35	0,20

Quelle: Eigene Zusammenstellung