



Schlussbericht

Ökonomische und rechtliche Fragen der Energiewendefinanzierung

Vorhaben: Künftige Finanzierung der Energieversorgung durch erneuerbare Energien (UM 17433160)

Laufzeit: 02/2018 bis 10/2020



Florian Zerzawy, Ann-Cathrin Beermann, Swantje Fiedler,
Lena Reuster, Isabel Schrems (FÖS)

Fabian Huneke, Matthis Brinkhaus, Michael Claußner, Si-
mon Göß, Marie-Louise Niggemeier (Energy Brainpool)

Friedhelm Keimeyer, Dirk Arne Heyen, Dr. Nele Kampff-
meyer (Öko-Institut)

Prof. Dr. Stefan Klinski

Oktober 2020

PROF. DR. JUR.
STEFAN KLINSKI
HOCHSCHULE FÜR WIRTSCHAFT UND RECHT
BERLIN



Forum
Ökologisch-Soziale
Marktwirtschaft

 **Öko-Institut e.V.**

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Forschungsvorhaben (FKZ UM 17433160) wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Auftragnehmer	Unterauftragnehmer
Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) e.V., Schwedenstraße 15a, 13357 Berlin	Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Brandenburgische Str. 86/87, 10713 Berlin Öko-Institut e.V., Borkumstraße 2, D-13189 Berlin Prof. Dr. Stefan Klinski, Am Hegewinkel 104, 14169 Berlin
Kennzeichen: UM 17433160	
Vorhabenbezeichnung: Künftige Finanzierung der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien	
Laufzeit des Vorhabens: 15.02.2018 – 14.10.2020	
Berichtszeitraum: 15.02.2018 – 14.10.2020	

Ökonomische und rechtliche Fragen der Energiewendefinanzierung – Schlussbericht zum Vorhaben „Künftige Finanzierung der Energieversor- gung durch erneuerbare Energien“ (UM 17433160)

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Ziele und Organisation des Vorhabens	6
2.1	Aufgabenstellung	6
2.2	Voraussetzungen und Rahmenbedingungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	7
2.3	Planungen und Ablauf des Vorhabens	7
3	Ergebnisse	9
3.1	Energiewendefinanzierung	9
3.1.1	Struktur der Abgaben, Umlagen und Entgelte auf Energie (Stand: Oktober 20 18)	9
3.1.2	Klimaschutzanreize im gegenwärtigen System der Abgaben, Umlagen und Entgelte (Stand: Oktober 20 18).....	11
3.1.3	Überblick über Reformvorschläge (Stand: Oktober 20 18)	13
3.1.4	Vertiefte Betrachtung von Reformoptionen bei Energiespeichern (Stand: September 20 20)	13
3.2	CO ₂ -Bepreisung: Klimaschutzorientierte Reform der Energiesteuern (Stand: bis Juni 20 19)	17
3.2.1	Varianten CO ₂ -Preis 35, 50 und 80 Euro/t, kombiniert mit Absenkung Stromsteuer und EEG-Umlage.....	18
3.2.2	Varianten mit niedrigeren CO ₂ -Preisen bzw. höheren Entlastungen bei der EEG-Umlage ..	18
3.2.3	Varianten linearer CO ₂ -Preisfad mit Einstiegspreis 35 Euro/t (20 20) und Anstieg auf 180 Euro/t (20 30), kombiniert mit Strompreisentlastung und/oder Klimaprämie	23
3.3	EEG Förderung: Finanzierung von Erneuerbaren- Energien-Anlagen ohne EEG-Vergütung (Stand: Oktober 20 20)	28
4	Erfolgte Veröffentlichungen	31
5	Literaturverzeichnis	32
	Anhang (Teilberichte)	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht Projektablauf	8
Abbildung 2:	Auswirkungen der CO ₂ -Aufschläge auf die Energiesteuersätze (in ct/kWh Primärenergie)	24
Abbildung 3:	CO ₂ -Einsparungen (Mio. t CO ₂) ggü. dem Basisjahr 2017 (statische Betrachtung)	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Umfang der staatlich regulierten Energiepreisbestandteile (2018)	10
Tabelle 2:	Bestehende tendenzielle Anreize bei Strompreisbestandteilen für einzelne Technologien. 11	
Tabelle 3:	Nettoeffekt Reformvarianten nach Haushaltsgröße und Einkommensquintilen (Euro/ Jahr) 19	
Tabelle 4:	Prozentuale Emissionsminderungen in den Jahren 2020, 2025 und 2030 (Spanne) ggü. dem Referenzszenario	24

Hinweis: Der Berichtszeitraum des Vorhabens beläuft sich auf den Zeitraum 15.02.2018 – 14.10.2020. Die Analysen erfolgten im Zeitraum von Februar 2018 bis Oktober 2020 und basieren auf dem zum jeweiligen Erstellungszeitpunkt vorhandenen Sachstand bzw. der zu diesem Zeitpunkt gültigen politischen Beschlusslage. Auf Grund von Bezugszeitpunkten in der Vergangenheit können sich somit bei dargestellten Sachständen, z. B. politischen Beschlusslagen oder Gesetzesgrundlagen, Aktualisierungen im Laufe der Zeit ergeben haben.

1 Einleitung

Deutschland hat sich ambitionierte Klimaschutzziele gesetzt. Neben dem Ziel der Treibhausgasneutralität ist im Klimaschutzgesetz eine Minderungsquote für Treibhausgasemissionen festgeschrieben. Dabei sind spezifische Jahresemissionsmengen für die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft festgelegt, die in den nächsten Jahren große Anstrengungen erfordern. Um die **Dekarbonisierung** zu erreichen, muss der Energieverbrauch stark sinken und fossile Energieträger in allen Sektoren weitgehend ersetzt werden. In den Sektoren Verkehr und Wärme soll dabei der Energieverbrauch weitgehend durch Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Erschwert werden **Sektorkopplung** sowie **Wärme- und Verkehrswende** jedoch durch eine unsystematische Gestaltung der Abgaben (insb. Steuern), Umlagen und Entgelte im Energiebereich und die ungenügende Internalisierung der Klimakosten. Mit der **CO₂-Bepreisung** als ein zentrales Element des Klimaschutzprogramms 2030 bekommen die CO₂-Emissionen von Verkehr und Wärme im Gebäudebereich nun erstmals ein Preisschild. Dennoch bleibt es notwendig, eine geeignete **Finanzierungssystematik** zu entwickeln, mit der sowohl die Infrastruktur- und Klimakosten, als auch die Kosten der Energiewende verursachergerecht und fair zwischen Sektoren und Nutzenden aufgeteilt werden und gleichzeitig Anreize für Sektorkopplung, Flexibilisierung und den sparsamen Umgang mit Energie erhalten oder geschaffen werden. Gleichzeitig muss die Finanzierungsfunktion der Abgaben, Umlagen und Entgelte im Energiebereich aufrechterhalten werden.

Auch bei der Förderung der erneuerbaren Energien stellen sich vielfältige Herausforderungen. So werden ab dem Jahr 2021 zunehmend Erneuerbare-Energien-Anlagen das Förderregime verlassen. Hier stellt sich die Frage, welche **finanziellen Anreize für den Weiterbetrieb der EE-Anlagen** benötigt werden, um zu vermeiden, dass es zu einem starken Rückbau kommt. Andererseits sollen keine Fehlanreize gesetzt werden, welche ein „Repowering“ verhindern könnten.

Neben dem Erreichen der Klimaziele ist auch die **Akzeptanz der Energiewende** von zentraler Bedeutung. Steigende Strom- und Energiepreise aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien können sich auf die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende auswirken. Als problematisch werden dabei häufig die **regressive Wirkung von Strom- und Energiepreisen** bzw. die Stromkostenbelastung einkommensschwacher Haushalte und die Ungerechtigkeit bei der Verteilung der Kosten durch Ausnahmeregelungen für die Industrie thematisiert. Aber auch die Akzeptanz vor Ort muss erhalten bleiben, um den Ausbau der erneuerbaren Energien sicherzustellen. Daher hat die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen, Möglichkeiten für eine **finanzielle Beteiligung von Kommunen** sowie Bürgerinnen und Bürgern an Windenergieanlagen zu schaffen. Im Entwurf der Bundesregierung zum EEG 2021 wurde daher die Möglichkeit der Betreibenden von Windenergieanlagen vorgesehen, Kommunen am Ertrag der Anlagen zu beteiligen.

Damit sind die Fragestellungen umrissen, mit denen sich das Vorhaben während der Laufzeit des Forschungsprojekts von Februar 2018 bis Oktober 2020 auseinandergesetzt hat. Die Bearbeitung erforderte dabei sowohl ökonomische und rechtliche als auch sozial- und politikwissenschaftliche Analysen; dies wurde durch Bereitstellung eines breit aufgestellten Projektteams im Konsortium aus Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, Energy Brainpool, Öko-Institut und Prof. Dr. Stefan Klinski sichergestellt. Die Analysen erfolgten im Zeitraum von Februar 2018 bis Oktober 2020 und basieren auf dem zum jeweiligen Erstellungszeitpunkt vorhandenen Sachstand bzw. der zu diesem Zeitpunkt gültigen politischen Beschlusslage (siehe im Einzelnen Kapitel 3).

2 Ziele und Organisation des Vorhabens

2.1 Aufgabenstellung

Zweck des Vorhabens war die wissenschaftliche und fachliche Unterstützung der Auftraggeberin bei der Analyse und Bewertung von Reformansätzen und der Entwicklung eigener Vorschläge zur Neujustierung der Finanzierung der Energiewende. Dabei wurde die Auftraggeberin insbesondere hinsichtlich der folgenden Fragestellungen beraten:

Energiewendefinanzierung

- Unterstützende Arbeiten zum Thema Abschätzung des Finanzierungsbedarfs (inkl. Sowieso-Kosten) für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, der Sektorkopplungstechnologien Elektromobilität und Wärmepumpen sowie des Netzausbaus bis 2030 zum Erreichen des 65%-Ziels.¹
- Refinanzierung des Finanzierungsbedarfs (soweit nicht von privaten Akteuren getragen) über staatlich regulierte Strompreisbestandteile sowie Zweck, Umfang und Verteilungswirkungen von weiteren Abgaben, Umlagen und Entgelten im Energiebereich.
- Analyse der Anreize und Hemmnisse von Abgaben, Umlagen und Entgelten auf Energie mit Blick auf Sektorkopplung, Flexibilisierung, Energieeffizienz und Treibhausgaseinsparungen und daraus abgeleitet Reformbedarfe bei der Finanzierungssystematik.
- Entwicklung und Bewertung von Reformoptionen bei staatlich regulierten Strompreisbestandteilen auf Energiespeicher. Dem vorangestellt erfolgte eine Analyse der rechtlichen Ausgangsbedingungen und der Auswirkungen des 4. EU-Energiepakets. Im Rahmen eines Fachworkshops mit Expert*innen aus Wissenschaft, Verbänden und Politik wurden die Rolle von Speichern im künftigen Energiesystem, weitere Hemmnisse sowie Möglichkeiten zum Abbau von Hemmnissen außerhalb der Strompreissystematik diskutiert. Vertieft wurde die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Kombinationen bei anteiliger Zahlung bzw. vollständiger Befreiung der EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch betrachtet.

CO₂-Bepreisung

- Entwicklung und ökonomische Bewertung von CO₂-Bepreisungsmodellen im Bereich Wärme und Verkehr über eine Reform der Energiesteuer und verschiedenen Rückverteilungsmechanismen:
 - Reduktion der Strompreise über die Absenkung von EEG-Umlage und/oder Stromsteuer;
 - Pauschale Pro-Kopf-Rückverteilung über die Auszahlung einer „Klimaprämie“.
- Analysiert wurden dabei insbesondere die Klimawirkungen sowie Verteilungswirkungen verschiedener Preispfade auf private Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und die Industrie.
- Maßnahmen zur Abfederung sozialer Härten sowie zur Verbesserung der Klimawirkung der CO₂-Bepreisung
- Analyse der Positionen relevanter Akteure im Diskurs zur Einführung einer CO₂-Bepreisung
- Unterstützende Arbeiten zum Thema rechtliche Fragen zur Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung und der Verwendung der eingenommenen Mittel

EEG-Förderregime

- Entwicklung und Bewertung von Optionen zur Finanzierung von EE-Anlagen nach Förderende zur Sicherstellung des Weiterbetriebs von Wind- und PV-Anlagen, die ab 2021 aus der EEG-Vergütung fallen. Dabei wurden auch Umfang und räumliche Verteilung der Anlagen, die aus der Förderung fallen, sowie die Erlössituation für Wind- und PV-Anlagen abgeschätzt.
- Unterstützende Arbeiten in Form von wissenschaftlicher Bewertung konkreter Vorschläge zur finanziellen Beteiligung von Kommunen und Bürger*innen an Windenergieanlagen sowie zu weiteren Fragestellungen (Ausbaupfade, Monitoring, Nachsteuerung der EE-Höchstwerte bei Ausschreibungen) im Rahmen der EEG-Novelle 2021.

¹ Ausbau der erneuerbaren Energien auf 65% des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 gemäß (CDU, CSU, SPD 2018)

2.2 Voraussetzungen und Rahmenbedingungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die Bearbeitung des Vorhabens erfolgte im Zeitraum Februar 2018 bis Oktober 2020. In dieser Zeit entwickelte sich zu vielen der o.g. Fragestellungen eine hohe politische und gesellschaftliche Dynamik, insbesondere zur Thematik CO₂-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr. Im Ergebnis wurde das Instrument über das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)² eingeführt. Besonders relevant sind die folgenden Voraussetzungen und Entwicklungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde:

- Der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien CDU, CSU und SPD für die 19. Legislaturperiode, der u.a. das 65%-Ausbauziel für erneuerbare Energien, eine Beteiligung von Standortgemeinden und Bürger*innen an der Wertschöpfung und den Abbau von Doppelbelastungen von Speichern vorsieht.
- „EU-Winterpaket“ 2018/2019 mit grundlegenden Neuerungen für die energiewirtschaftlichen Strukturen (neue Elektrizitätsbinnenmarkt-VO, geänderte Elektrizitätsbinnenmarkt-RL) sowie für die EE-Förderung (neue EE-RL).
- Die Humboldt-Rede von Bundesministerin Svenja Schulze zur Umweltpolitik der Bundesregierung in der 19. Wahlperiode im November 2018, in der sich das BMU öffentlich zum CO₂-Preis positionierte (BMU 2018).
- Die durch soziale Bewegungen wie Fridays for Future in der Öffentlichkeit verankerte Debatte um Klimaschutzmaßnahmen und der CO₂-Bepreisung als zentrales Element in 2018 und 2019.
- Die Verhandlungen des Klimakabinetts zu Modellen einer CO₂-Bepreisung von Kraft- und Heizstoffen im Sommer 2019, die Ende 2019 in der gesetzlichen Fixierung eines (nationalen) Brennstoff-Emissionshandels mündeten.
- Die Veröffentlichung des Eckpunktepapiers („Klimapaket“) im September 2019 (Bundesregierung 2019) und des Klimaschutzprogramms 2030 (BMU 2019).
- Der Bundesrat-Kompromiss zum Klimapaket im Dezember 2019 mit Anhebung des CO₂-Preispfades im Brennstoff-Emissionshandel.
- Die EEG-Novelle im Sommer 2020.

Die Dynamik der politischen Debatte führte dazu, dass das Vorhaben auch kurzfristig unterstützende ad-hoc-Arbeiten für die Auftraggeberin geleistet hat. Beim Thema CO₂-Bepreisung in den Sektoren Wärme und Verkehr wurde dabei in diesem Forschungsvorhaben die Ausgestaltung über eine Erhöhung der Energiesteuersätze in Kombination mit der Verwendung der Einnahmen zur Gegenfinanzierung der hoheitlich veranlassten Energiepreisbestandteile analysiert. Im Laufe der Verhandlungen rund um das Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung einigte sich die Bundesregierung dann abweichend auf eine CO₂-Bepreisung in Form eines nationalen Emissionshandels. Die im Vorhaben durchgeführten ökonomischen Analysen und Abschätzungen, etwa zu den Klima- und Verteilungswirkungen als auch zu der Bestimmung der prognostizierten Einnahmen, sind jedoch auch auf ein Emissionshandelssystem, wie es nun eingeführt wird, übertragbar.

2.3 Planungen und Ablauf des Vorhabens

Das Vorhaben gliederte sich in folgende vier Arbeitspakete:

- AP 1: Analyse des Reformbedarfs der Energiewendefinanzierung
- AP 2: Entwicklung eines Kriterienkatalogs zur Evaluierung von Reformansätzen
- AP 3: Bewertung und Entwicklung konkreter Reformansätze
- AP 4: Wissenschaftliche und juristische ad-hoc-Zuarbeiten

Die zeitliche Abfolge und die im Vorhaben erstellten Berichte zeigt Abbildung 1. Die wichtigsten Ausarbeitungen sind als Anhang diesem Schlussbericht beigefügt. Der in AP1 erstellte Bericht zum „Reformbedarf der Energiewendefinanzierung“ wurde im Oktober 2018 fertiggestellt, spätere Entwicklungen (u.a. zur CO₂-Bepreisung und zur Absenkung der EEG-Umlage) konnten nicht mehr berücksichtigt werden. Die metho-

² Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728).

disch orientierte Arbeit am Kriterienkatalog, mit dem Instrumentenvorschläge in AP3 bewertet wurden, erfolgte im Zeitraum bis Januar 20 19. Die in AP 3 geleistete unterstützende Arbeit zu juristischen Fragestellungen einer CO₂-Bepreisung im Energiesteuerrecht wurde im Juni 20 19 abgeschlossen, also vor den Verhandlungen in der Bundesregierung über das sog. Klimapaket. Der ebenfalls in AP 3 erstellte Bericht zur „Finanzierung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen ohne EEG-Vergütung“ wurde im Juni 2020 fertiggestellt, der Bericht zu „Reformoptionen bei staatlich regulierten Strompreisbestandteilen im Bereich der Energiespeicher“ Anfang September 2020. Insofern konnten auch hier aktuellere Entwicklungen (insb. der Entwurf der EEG-Novelle 2021) nicht mehr berücksichtigt werden.

In AP4 wurden mehrere ad-hoc-Papiere unterschiedlichen Umfangs erstellt. Die ökonomischen -Papiere zur CO₂-Bepreisung wurden in einem konsolidierten Bericht „Klimaschutzorientierte Reform der Energiesteuern: ökonomische Analyse“ zusammengefasst, der im Juni 20 19 fertiggestellt wurde.

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse sind daher vor dem Hintergrund ihrer zeitlichen Entstehung zu sehen.

Abbildung 1: Übersicht Projektablauf

Jahr	2018												2019												2020																															
	I Q			II Q			III Q			IV Q			I Q			II Q			III Q			IV Q			I Q			II Q			III Q			IV Q																						
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																							
Arbeitspakete																																																								
Arbeitspaket 1: Reformbedarf der Energiewendefinanzierung																																																								
Arbeitspaket 2: Kriterienkatalog zur Evaluierung der Anforderungen																																																								
Arbeitspaket 3: Bewertung & Entwicklung konkreter Reformansätze																																																								
Arbeitspaket 4: Wissenschaftliche und juristische ad-hoc Zuarbeiten																																																								
Expertengespräche																																																								
Expertengespräch Speicher																																																								
Interne Besprechungen mit Auftraggeber																																																								
Information und Abstimmung mit dem Auftraggeber per E-Mail/Telefon																																																								
Auftaktbesprechung																																																								
Weitere Besprechungen/ Termine																																																								
Abschlusstreffen																																																								
Berichte																																																								
Bericht AP 1																																																								
Arbeitspapier AP 2																																																								
Analysepapiere AP 3																																																								
ad-hoc-Papiere AP 4																																																								
Zwischenbericht 1																																																								
Zwischenbericht 2																																																								
Zwischenbericht 3																																																								
Zwischenbericht 4																																																								
Abschlussbericht																																																								

3 Ergebnisse

3.1 Energiewendefinanzierung

Die Analysen zur Finanzierungssystematik, zu Klimaschutzanreizen und zu vorliegenden Reformvorschlägen bei Abgaben, Umlagen und Entgelten wurden 2018 durchgeführt und im Oktober 2018 abgeschlossen. Die vertiefte Betrachtung von Reformoptionen bei Energiespeichern erfolgte 2020 und wurde im September 2020 abgeschlossen.

3.1.1 Struktur der Abgaben, Umlagen und Entgelte auf Energie (Stand: Oktober 2018)

Umfang und Zweck staatlich regulierter Preisbestandteile unterscheiden sich bisher stark zwischen den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Auch die Komponenten, die der Energiewendefinanzierung zugeordnet werden können, sind ungleich auf die Sektoren aufgeteilt. Im Stromsektor werden die Erzeugungs-, Infrastruktur- und Energiewendekosten auf den Strompreis umgelegt. Im Sektor Wärme werden dagegen viele Energiewendeinvestitionen aus dem Bundeshaushalt bezuschusst oder finden (noch) gar nicht statt. Im Verkehrsbereich finanziert die Energiesteuer auf Kraftstoffe unter anderem die Investitionskosten für Infrastruktur, sie ist aber nicht konsistent ausgestaltet.

Im Ergebnis zeigen sich also große Unterschiede bei den staatlich regulierten Preisbestandteilen zwischen Sektoren, Energieträgern und Anwendungsfällen:

- Auf den **Strompreis** werden EEG-Umlage, Netzentgelte, § 19 Strom-NEV-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten, Offshore-Haftungsumlage, KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe sowie die Stromsteuer aufgeschlagen. Relative Begünstigungen gibt es hierbei für den Einsatz von Strom in der Landwirtschaft, im produzierenden Gewerbe und der energieintensiven Industrie.
- Auf **Kraftstoffe** wird eine Energiesteuer erhoben, die bezogen auf den Energiegehalt wesentlich höher ist als auf Heizstoffe (also im Wärmesektor). Die Energiesteuersätze unterscheiden sich nach eingesetztem Kraftstoff. Reduzierte Sätze gelten für den Einsatz von Agrardiesel. Schiff- und Luftverkehr sind sowohl von der Energie- als auch von der Mehrwertsteuer³ befreit.
- Bei **Heizstoffen** ist ebenfalls die Energiesteuer (mit niedrigeren Sätzen als bei Kraftstoffen) zu entrichten, sowie Netzentgelte und Konzessionsabgabe, soweit es sich um leitungsgebundene Energieträger wie Erdgas und Fernwärme handelt. Reduzierte Energiesteuersätze gelten für die Landwirtschaft, das produzierende Gewerbe und energieintensive Industrieprozesse.

Der Umfang der gesamten Steuern (außer MwSt.), Entgelte und Umlagen auf Strom und Energie beträgt im **Jahr 2018 rund 100 Mrd. Euro** (s. Tabelle 1). Dabei macht die Energiesteuer mit über 40 Mrd. Euro den mit Abstand größten Anteil aus, gefolgt von EEG-Umlage (knapp 24 Mrd. Euro) und Netzentgelten (ca. 21 Mrd. Euro). Im Stromsektor werden dabei mit über 57 Mrd. Euro die meisten staatlich regulierten Preisbestandteile erhoben. Im Ergebnis werden auf den Strompreis insg. ca. 18,5 ct/kWh an staatlich regulierten Preisbestandteilen aufgeschlagen, auf Wärme zwischen 0,80 (Erdgas) und 0,86 (Heizöl) ct/kWh, auf Kraftstoffe zwischen 4,78 (Diesel) und 7,48 (Benzin) ct/kWh.

³ Bei grenzüberschreitenden Flügen.

Tabelle 1: Umfang der staatlich regulierten Energiepreisbestandteile (20 18)

Sektor	Abgabe/ Entgelt/ Umlage	Volumen (Mrd. Euro)	ct/ kWh ⁴
Strom	EEG-Umlage	23,78	6,79
	Netzentgelte	2140 *	7,30
	Umlage nach § 19 Abs. 2 Strom NEV	1,06	0,37
	Umlage abschaltbare Lasten	0,05	0,01
	KWKG-Umlage	0,97	0,34
	Offshore-Haftungsum- lage	0,18	0,04
	Konzessionsabgabe	3,5**	1,66***
	Stromsteuer	6,93	2,05
	Summe	57,87	18,56
Wärme	Energiesteuer	4,24	0,55 (Erdgas) 0,61 (Heizöl)
	Netzentgelte	k.A.	
	Konzessionsabgabe	s.o.	0,25***
	Summe	4,24	0,86 (Heizöl) 0,80 (Erdgas)
Verkehr	Energiesteuer	37,06	4,78 (Diesel) 7,48 (Benzin)
Gesamt		99,17	

Quelle: Eigene Darstellung nach ÜNB 20 17, BMF 20 18, Statistisches Bundesamt 20 18b *Schätzung für 20 15 nach Löschel u. a. 20 16**Schätzung für 20 11aus Agora Energiewende 20 13 inkl. Konzessionsabgabe für Gas***Durchschnittswert, der Tarif variiert je nach Gemeinde.

⁴ Jeweils Regelsatz, Strom: kWh Endenergie, Wärme/Verkehr: kWh Primärenergie.

3.12 Klimaschutzanreize im gegenwärtigen System der Abgaben, Umlagen und Entgelte (Stand: Oktober 2018)

Anreize für Klimaschutz sind bisher bei staatlich regulierten Abgaben, Umlagen und Entgelten nicht systematisch und angemessen berücksichtigt.

Durch die Einführung der Stromsteuer und die Erhöhung der Energiesteuersätze im Zuge der Ökologischen Steuerreform 1999-2003 wurden Anreize für Energieeffizienz geschaffen. Der Ökosteuerteil ist damit im Grundsatz eine ökologische Lenkungssteuer mit Zielsetzung Energieeinsparung.

Bei allen staatlich regulierten Preisbestandteilen im Stromsektor existieren zudem bereits erste klimapolitisch sinnvolle Anreizstrukturen für einzelne Technologien der Sektorkopplung und Flexibilisierung. Sie sind häufig jedoch zu gering, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen oder werden durch Anreize für fossile Energieträger in ihrer Wirkung geschwächt. Einen (vereinfachten) Überblick der Anreizwirkung einzelner **Strompreisbestandteile** auf zentrale Klima-/Energiewendetechnologien zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Bestehende tendenzielle Anreize bei Strompreisbestandteilen für einzelne Technologien

Technologie	Stromsteuer	EEG-Umlage	Netzentgelte	Netzzumlagen	Konzessionsabgabe
E-Pkw	Keine Anreize	Keine Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Keine Anreize	Keine Anreize
E-ÖV*	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize
Wärmepumpe	Keine Anreize	Keine Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Keine Anreize	Keine Anreize
Stromspeicher**	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Keine Anreize
Power to Heat**	Keine Anreize	Keine Anreize	Keine Anreize	Keine Anreize	Keine Anreize
Power to Gas**	Bestehende tendenzielle Anreize	Keine Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Keine Anreize	Keine Anreize
Demand Side Management	Keine Anreize	Keine Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize	Keine Anreize	Bestehende tendenzielle Anreize

✓ Bestehende tendenzielle Anreize

✗ Keine Anreize

Quelle : Eigene Darstellung * Schienenbahnen ** Netzbetrieb.

Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Regelungen:

Stromsteuer

- Elektrisch betriebene Oberleitungsbusse und Schienenbahnen unterliegen nach § 9 Abs. 2 StromStG dem ermäßigten Stromsteuersatz, was die Sektorkopplung im Personennahverkehr begünstigt.
- Die Einspeicherung von Strom in stationäre Batteriespeicher ist von der Stromsteuer befreit.
- Laut § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG wird auf Antrag eine Entlastung von der Stromsteuer für Elektrolyseverfahren bewilligt. Hiervon profitieren Power-to-Gas-Technologien, die sowohl der Flexibilisierung als auch der Sektorkopplung dienlich sind.

EEG-Umlage

- Mit der Befreiung der EEG-Umlage für den Selbstverbrauch von Strom aus eigenen PV-Anlagen und bei Einspeicherung werden Anreize gesetzt, diesen Strom auch für Wärme und Mobilität zu verwenden oder einzuspeichern, um ihn in Zeiten der Stromknappheit zu nutzen oder ins Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen
- Die Verringerung der EEG-Umlage auf 40 % bei KWK-Anlagen (§ 61c EEG) fördert den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung bei der Stromerzeugung.

Netzentgelte

- die Sondernetzentgelte für atypische Netznutzer nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und die Regelungen des § 14a EnWG für Nachtspeicherheizungen, **Wärmepumpen und Elektromobile** bieten Anreize zum Einsatz strombasierter Anwendungen im Wärme- und Verkehrsbereich. Die Nachlässe gegenüber dem Tarif für Haushaltsstrom liegen dabei zwischen 29 und 80 %. Allerdings können die Vergünstigungen an bestimmte Zeitfenster gekoppelt sein.
- **Speicher:** § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG sieht eine Befreiung von Netzentgelten für **Stromspeicher** für die Dauer von 20 Jahren vor. Dadurch ist ein Anreiz für Sektorkopplung und Flexibilisierung angelegt. Zu bedenken ist jedoch, dass bei Technologien, die einen langen Refinanzierungszeitraum haben, diese Befreiung zu Unsicherheiten führen und Investitionen ausbremsen kann. Eine andere Regelung gilt für **Pumpspeicherkraftwerke**. Diese wurden durch den Bundesgerichtshof (BGH) nicht als reine Speichertechnologien anerkannt, sondern als Stromkonsument und -produzent interpretiert. Daher erfolgte eine Entlastung von den Netzentgelten über einen Zeitraum von 10 Jahren für Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5% oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5% nach dem 4. August 2011 erhöht wurden (§ 118 Abs. 6 EnWG). Anlagen, die zwischen 2011 und 2026 ans Netz gehen, werden für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit. Sämtliche Pumpspeicherkraftwerke, die nicht von den Netzentgelten befreit sind, nutzen laut BNetzA (2015a) den Befreiungsbestand der atypischen Netznutzung (§ 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV). Hierbei ist jedoch ihre eingeschränkte Flexibilität insbesondere während der Hochlastzeitfenster zu beachten. Die Befreiungen für Stromspeicher gelten auch für **Power-to-Gas**-Anwendungen. Bei diesen wird der Betreiber bei Interpretation des erzeugten Gases als Biogas gemäß § 3 Nr. 10 c EnWG sowohl von Netzentgelten für die bezogene elektrische Energie als auch von den Entgelten für die Einspeisung des Gases befreit (§ 118 Nr. 6 EnWG). Außerdem erhält der Betreiber eine Vergütung für vermiedene Netznutzungsentgelte (FfE 2016).

KWKG-Umlage

- § 27b KWKG sieht eine begrenzte KWKG-Umlage für Stromspeicher vor. Analog zur Regelung bei der EEG-Umlage ist für Strom, der in Stromspeichern verbraucht wird, keine Umlage zu entrichten.

Konzessionsabgabe

- Die geringere Konzessionsabgabe bei Schwachlasttarifen nach § 2 Abs. 2 Nr. 1a KAV (Fraunhofer ISI/ Stiftung Umweltenergie recht 2016) setzt Anreize zur Lastverlagerung.

Trotz dieser ersten, bereits bestehenden Ansätze für einzelne Technologien der Sektorkopplung und Flexibilisierung existieren jedoch systematische Schwächen der gegenwärtigen Finanzierungssystematik mit Blick auf die Klimaziele. Zentrale Herausforderungen sind:

- **Sektorkopplung:** abweichende Preisstrukturen von Strom und fossilen Energieträgern im Wärmesektor aufgrund unterschiedlich starker Belastung mit staatlich regulierten Preisbestandteilen, sodass die Gesamtkosten strombasierter Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge über denen liegen, die fossile Brennstoffe nutzen.

- **Flexibilisierung:** Überlagerung der Preissignale am Strommarkt durch inflexible Preisbestandteile, so dass die finanziellen Anreize nicht ausreichen, um Angebot und Nachfrage kurzfristig anzupassen.
- **Energieeffizienz:** Ausnahmen für strom- und energieintensive Verbraucher*innen bei staatlich regulierten Preisbestandteilen sowie – bezogen auf den Energiegehalt – unterschiedlich hohe Belastungen der Energieträger bei Strom- und Energiesteuer sowie ein generell niedriges Niveau im Wärmesektor.
- **Treibhausgaseinsparungen:** fehlende Ausrichtung von Strom- und Energiesteuer an den Treibhausgasemissionen der Energieträger, verbunden mit geringen Preissignalen des Emissionshandels in den Jahren bis 20 18, sodass nicht genügend Anreize vorhanden sind, in emissionsarme Technologien zu investieren.

3.13 Überblick über Reformvorschläge (Stand: Oktober 20 18⁵)

Im Zuge der Diskussion um die Weiterentwicklung von Abgaben, Umlagen und Entgelten im Energiebereich sind zahlreiche Vorschläge aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft vorgebracht worden. Neben Reformen bei einzelnen Strompreisbestandteilen, die klimakompatible Anreize ermöglichen, werden auch umfassende Reformvorschläge in Betracht gezogen, mit denen die Kosten von Treibhausgasemissionen in den Sektoren Wärme und Verkehr teilweise internalisiert werden. Zur Adressierung der o.g. vier zentralen klima- und energiepolitischen Herausforderungen erscheinen vor allem folgende Reformvorschläge (Stand Oktober 20 18) diskussionswürdig:

EEG-Umlage

- Senkung der Umlage durch eine teilweise Finanzierung über Mittel aus dem Bundeshaushalt
- Reduzierung bzw. klimakompatible Modifizierung von Besonderer Ausgleichsregelung (BesAR) und Eigenstromprivileg z.B. über Produktbenchmarks
- Dynamisierung der EEG-Umlage durch Kopplung an den Börsenstrompreis
- Beteiligung der Sektoren Wärme und Verkehr an der EEG-Umlage auf Basis des Energieverbrauchs und/ oder der CO₂-Emissionen

Netzentgelte

- Anreizung von flexiblem Lastverhalten über die Einführung dynamischer (zeitvariabler) Netzentgelte
- Einheitliche Netzentgeltregelungen für Speicher in Abhängigkeit ihrer Netz- bzw. Systemdienlichkeit
- Weiterentwicklung der Regelungen zu Sondernetzentgelten nach § 19 Abs. 2 Strom NEV

Strom- und Energiesteuer

- sektorübergreifende CO₂-Bepreisung über eine Ausrichtung der Energiesteuer an den CO₂-Emissionen der besteuerten Energieträger
- Umwandlung der Stromsteuer in eine CO₂-Steuer.

Einzelne Vorschläge sind in der konkreten Ausgestaltung sehr komplex (z.B. eine stärkere zeitliche Variabilität der Strompreisbestandteile) und weisen auch andere Nachteile (z.B. bzgl. der Stabilität der Einnahmen) auf, die sorgfältig abzuwägen sind. Zwangsläufig sind mit Reformen auch Kosten- und Verteilungsfragen verbunden, die mit Blick auf die gesellschaftliche Akzeptanz beachtet werden müssen. Zudem sind bei allen Instrumenten Zielkonflikte beispielsweise zwischen klimapolitischer Effektivität, Anreizen für mehr Energieeffizienz oder Verteilungsgerechtigkeit wahrscheinlich und teilweise sogar unausweichlich.

3.14 Vertiefte Betrachtung von Reformoptionen bei Energiespeichern (Stand: September 20 20)

Die Stromspeicherung kann sowohl für die Ausbalancierung zwischen dem Angebot und dem Bedarf innerhalb des Systems der Stromversorgung als auch zur Bedarfsdeckung in den Sektoren Verkehr und Wärme wichtige Beiträge leisten. In den bisherigen energiewirtschaftlichen Strukturen spiegelt sich dies nur zum Teil wider. Das über viele Jahrzehnte entwickelte System der Stromversorgung in Deutschland geht davon aus, dass der Bedarf an Strom grundsätzlich gedeckt wird, dass also das Angebot immer der Nachfrage folgt. In der Vergangenheit basierte dieses zu einem großen Teil auf fossilen Energiequellen.

⁵ vor Verabschiedung des Klimapakets

Die Anforderungen des Klimaschutzes und die immer größere Bedeutung volatiler erneuerbarer Energien verändern das Verhältnis von Angebot und Nachfrage und damit unter anderem auch die Bedeutung der Stromspeicherung. Hinzu kommt, dass elektrische Energie, als universell einsetzbare Energieform in einem künftigen Energiesystem eine dominierende Rolle einnehmen dürfte – sei es zur direkten Verwendung oder zur Wandlung in Sekundärenergien über PtX-Technologien zur Bereitstellung von Wärme, Gase oder Kraftstoffe). In der Konsequenz ist es daher wichtig, unangemessene Hemmnisse für die Speicherung abzubauen und sicherzustellen, dass Speicherstrom diskriminierungsfrei an den verschiedenen Märkten teilnehmen kann. Hierbei ist zu betonen, dass dies nicht zu einer positiven Diskriminierung führen darf, sondern um eine gleichberechtigte, zielorientierte Teilhabe am Wettbewerb mit anderen Flexibilisierungsoptionen.

Daher wurde speziell der Frage nachgegangen, inwieweit sich für die Speicherung von Strom im **gegenwärtigen System der Abgaben, Umlagen und Entgelte Hindernisse** ergeben und auf welche Weise sie mit Blick auf die gesetzten Klimaziele abgebaut werden können. Hierzu wurden verschiedene instrumentelle Ansätze verglichen. Dabei wurde vereinfachend unterstellt, dass der Abbau von solchen Hemmnissen grundsätzlich dem Klimaschutz dienlich ist. Nicht in die Betrachtung einbezogen wurde die tiefergehende energiewirtschaftliche und energiepolitische Frage, ob es für bestimmte Aufgaben der Energieversorgung unter Gesichtspunkten wie der Kosteneffizienz oder der Versorgungssicherheit sinnvoller ist, auf zentrale als auf dezentrale Lösungen und stärker auf Transport, Effizienz und Flexibilisierung des Verbrauchs, zusätzliche Erzeugung (ggf. auch aus dem Ausland) oder auf Speicherung zu setzen. Hierzu bestehen bei den verschiedenen energiewirtschaftlichen Fachkreisen und Akteuren durchaus unterschiedliche Einschätzungen. Diese auszudiskutieren und abschließend zu bewerten, war nicht Aufgabe der Betrachtung. In dem vom Projekt durchgeführten Fachgespräch im Juni 2020 wurden hierzu unterschiedliche Auffassungen deutlich. Die im Projekt entwickelten und bewerteten Vorschläge für den Abbau von finanziellen Hemmnissen der Stromspeicherung müssen diese grundsätzliche Kontroverse ausblenden. Sie gehen von dem seit kurzem explizit im EU-Recht verankerten Ziel aus, auf der Ebene von Abgaben, Umlagen und Entgelten bestehende Hindernisse auszuräumen, um einen **diskriminierungsfreien Zugang der Stromspeicherung** zu den jeweiligen Märkten zu schaffen. Eingeschlossen sind dabei sowohl die Strom-zu-Strom-Speicherung als auch die Speicherung zur Nutzung der Energie in anderer Form (d.h. zu PtX-Zwecken).

Von diesem Ausgangspunkt ausgehend kommt die Betrachtung zu folgenden Ergebnissen:

a) Ausgangssituation

In den vergangenen Jahren wurden Belastungen für die verschiedenen Speicheroptionen größtenteils über spezielle Befreiungstatbestände abgebaut. Diese betreffen jedoch nicht einheitlich alle Optionen der Speicherung und folgen auch nicht immer der gleichen Regelungslogik (Stand: September 2020):

- Für **stationäre Stromspeicher**, d.h. **Batteriespeicher und Pumpspeicher**, die Strom aus dem Netz zwischenspeichern und anschließend wieder einspeisen, gelten meist bereits Befreiungen, so dass **im Regelfall keine Doppelbelastung** mit staatlich regulierten Strompreisbestandteilen (beim Speichervorgang und beim anschließenden Letztverbrauch) erfolgt. Sie sind ganz überwiegend von Netzentgelten, Stromsteuer und EEG-Umlage befreit. Bei den Netzentgelten gilt die Befreiung für alle nach dem 31.12.2008 bis zum 03.08.2026 errichteten Anlagen für einen Zeitraum von 20 Jahren (§ 118 Abs. 6 EnWG). Insofern fallen nur bei Inbetriebnahme vor 2009 oder nach dem 03.08.2026 von Batteriespeichern mit Netznutzung und Pumpspeichern mit Netznutzung Netzentgelte an. Bei Pumpspeichern gelten weitere Einschränkungen. Die Stromsteuerbefreiung nach § 5 Abs. 4 StromStG setzt voraus, dass es sich um stationäre Batteriespeicher handelt, d.h. sie ortsfest und mit dem Versorgungsnetz verbunden sind. Pumpspeicher sind dagegen in jedem Fall von der Stromsteuer befreit. Die EEG-Umlage wird für den eingespeicherten Strom unter bestimmten Maßgaben in dem Umfang von der EEG-Umlage verringert, in dem für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wird (Saldierung, § 61 Abs. 1 Satz 1 EEG), außerdem sind Speicherverluste nicht umlagepflichtig (§ 61 Abs. 1 Satz 3 EEG). Lediglich bei der Konzessionsabgabe gibt es keine eigenständigen Begünstigungen.
- Im Falle der Nutzung von **Stromspeichern für den Eigenverbrauch von Strom aus EE-Anlagen** bestehen speziell von der EEG-Umlage Befreiungen in bestimmten Anwendungsfällen, namentlich für kleine PV-Hausspeicher bei EE-Anlagen bis 10 kW. Erst bei Anlagengrößen über 10 kW muss 40% der EEG-Umlage gezahlt werden, unabhängig davon, ob eine Zwischenspeicherung stattfindet oder nicht.
- **Speicher, die Teile eines Fahrzeugs sind** und Netzstrom beziehen (und wieder rückspeisen), fallen dagegen nicht unter die Befreiungsmöglichkeiten bei Stromsteuer und EEG-Umlage. Bei den Netzentgelten sieht § 14a EnWG vor, dass Verteilnetzbetreiber reduzierte Netzentgelte anbieten müssen, wenn mit

ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Näheres soll durch Rechtsverordnung konkretisiert werden. Diese steht jedoch noch aus.

- Ungünstiger ist die Situation bei anderen **Sektorkopplungsanwendungen**. Lediglich bei der **Stromsteuer** und bei den Netzentgelten ist **Power-to-Gas** durch die Befreiung der Elektrolyse (§ 9a StromStG, Befreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren) **begünstigt**. PtH kann beim Speichervorgang weniger direkte spezifischen Entlastungen in Anspruch nehmen, wird allerdings – abhängig der von der jeweiligen Technologie und Standort – oft anderweitig gefördert. Entlastungen bei den Netzentgelten setzen einen **atypischen** (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) **oder stromintensiven Netzstrombezug** voraus. Ein Sonderfall ist die Teilnahme am Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“: Im Rahmen der **SINTEG-Verordnung**⁶ können sich Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger entstandene wirtschaftliche Nachteile bei bestimmten Strompreisbestandteilen (Netzentgelte und an Netzentgelte gekoppelte Umlagen, Teile der EEG-Umlage) erstatten lassen.

b) Optionen zum Abbau von Hemmnissen aus staatlich veranlassten Abgaben, Umlagen und Entgelten

Das Projekt hat sich im Weiteren wertend mit verschiedenen möglichen Vorschlägen befasst, durch die bestehende Hemmnisse auf Grund staatlich induzierter Belastungen abgebaut werden können:

- Der Sache nach am bedeutsamsten ist der **Abbau von noch bestehenden Doppelbelastungen** bei der **Abschaltbare-Lasten-Umlage** und bei der **Umlage nach § 19 StromNEV**. Diese beiden Belastungen bestehen nach geltendem Recht auch für diejenigen Speicheroptionen fort, die bereits von anderen finanziellen Lasten wie den Netzentgelten und der Stromsteuer für die Einspeicherung, sowie (unter bestimmten Voraussetzungen) von der EEG-Umlage befreit sind. Daneben ist auch eine **Prüfung mess- und eichtechnischer Hemmnisse bzgl. der Bilanzierung des Stroms** erforderlich, die es erschweren, die geltenden Befreiungen bei der Zwischenspeicherung von Strom in Anspruch zu nehmen.
- aus **Effizienzgründen** sollten die **Speicherverluste** im Grundsatz mit staatlich regulierten Strompreisbestandteilen belastet werden. Berücksichtigt werden muss dabei jedoch, dass derzeit z.B. die Umwandlungsverluste bei der Stromerzeugung nicht belastet sind und dadurch eine Benachteiligung des Speicherstroms z.B. am Regelleistungsmarkt erwachsen würde.
- Daneben wurden im Fachgespräch weitere Reformoptionen erörtert, die bestimmte Vergütungsmechanismen von Speichern betreffen. Bedeutsam erscheint hier v.a. die **Weiterentwicklung der Zuschaltbare-Lasten-Regelung** durch Integration anderer Lasten und Speichermedien (neben PtH). Die Erfahrungen mit den **Innovationsausschreibungen im EEG** bleiben abzuwarten. Des Weiteren kann der Speicherausbau auch mit den Förderprogrammen auf Ebene der Bundesländer angereizt werden. Hier sollten jedoch nutzerfreundliche Kriterien zur Netzdienlichkeit als Fördervoraussetzung sicherstellen, dass der Speicherausbau nicht belastend auf das Stromnetz wirkt.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass die neuen Vorschriften des **EU-Elektrizitätsbinnenmarktrechts** der Stromspeicherung entsprechend in den von ihnen vorgegebenen Definitionen eine spezifische Rolle als Akteur in den Märkten zuweisen, die sich mit der im deutschen Energiewirtschaftsgesetz vorgenommenen Zuordnung zu den „Letztverbrauchenden“ nicht verträglich. Nach der hier entwickelten rechtlichen Einschätzung ist die **Loslösung von der Kategorie der Letztverbrauchenden als solche zwingend EU-rechtlich erforderlich**. Die meisten in Deutschland vorgesehenen Abgaben, Umlagen und Entgelte richten sich jedoch auf Belastungen der Letztverbrauchenden. Die betreffenden Zahlungspflichten entstehen für die Einspeicherung dadurch, dass sie dem Letztverbrauch zugeordnet sind. Eine Loslösung der Einspeicherung von der Kategorie des Letztverbrauchs würde quasi automatisch zu deren Entfallen für die Einspeicherung führen. Das würde jedoch über das EU-rechtlich Erforderliche hinausgehen. Aufrechterhalten bleiben dürfen Abgaben, Umlagen und Entgelte, soweit sie nicht zu einer diskriminierenden Behandlung der Speicherung an den Märkten führen. **Das vollständige Entfallen** aller hier betrachteten **Abgaben, Umlagen und Entgelte** für sämtliche Speicheroptionen kann aber aus hiesiger Sicht **nicht als zielführend** betrachtet werden, denn dies würde zu **Fehlanreizen** in Richtung **ineffizienter Speicherung** und nicht energiewendetaugliche Spei-

⁶ Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG-V).

cherung führen, weil bspw. nicht einmal die Speicherverluste finanziell anrechenbar wären. Es ist nach hiesiger Auffassung auch nicht zwingend mit der EU-rechtlich geforderten Zuweisung einer eigenständigen energiewirtschaftlichen Rolle für die Speicherung verbunden, zugleich auch unterschiedslos alle Abgaben, Umlagen und Entgelte entfallen lassen zu müssen. Deshalb sollte in einer vertiefenden Untersuchung (an anderer Stelle) genauer betrachtet werden, welche der vorhandenen Abgaben, Umlagen und Entgelte ggf. in welchem Umfang und unter welchen Voraussetzungen für die Stromspeicherung sinnvollerweise erhoben werden können, ohne diese dadurch an den Märkten zu diskriminieren.

Auch wenn die Bewertung der vorgestellten Reformvorschläge bei vielen Kriterien positiv ausfällt, sollte anstelle weiterer spezifischer Befreiungen eine **grundlegende Reform der Systematik von Steuern, Entgelten und Umlagen auf Energie** angestrebt werden, die durch steigende CO₂-Preise im EU-ETS und Brennstoffemissionshandel mit dem Ziel der Internalisierung der Treibhausgas-Kosten flankiert werden. Dadurch würde ein Rahmen für klimafreundliche Innovationen geschaffen, anstatt kleinteilig einzelne Technologien besser zu stellen.

Solange dieses Zielmodell nicht realisiert wird, ist als „second best“-Lösung an eine temporäre Begünstigung von netzdienlichen PtG/ PtH-Anlagen, die EE-Strom beziehen, zu denken. Beim Eigenverbrauch empfehlen wir aufgrund umwelt- und verteilungspolitischer Erwägungen zusätzliche Begünstigungen nur in dem Rahmen zu schaffen, wie es bei anderen Eigenverbräuchen erfolgt.

3.2 CO₂-Bepreisung: Klimaschutzorientierte Reform der Energiesteuern (Stand: bis Juni 20 19)⁷

In den Sektoren Wärme im Gebäudebereich und Verkehr fehlt bisher ein wirksames CO₂-Preissignal. Die geltenden Energiesteuersätze differenzieren nicht nach CO₂-Emissionen der Energieträger. Gleichzeitig gehen die Treibhausgasemissionen in beiden Sektoren nur langsam zurück bzw. stagnieren sogar.

Im Rahmen des Vorhabens wurde eine Wirkungsabschätzung verschiedener Varianten für eine Reform der Energiesteuern vorgenommen. Ziel ist es, einerseits über Lenkungssteuern einen Anreiz zu Emissionsminderungen in den Sektoren Wärme und Verkehr zu schaffen, andererseits durch die Mittelverwendung eine sozialverträgliche Ausgestaltung zu gewähren sowie gezielte Anreize für Sektorkopplung (Strompreissenkung) und Klimaschutzinvestitionen in den Sektoren Wärme und Verkehr zu setzen.

Grundlage der Berechnungen ist ein Steuermodul des FÖS auf Basis der durchschnittlichen Energiesteuerzahlungen der Energieträger unter Berücksichtigung der geltenden Ausnahmeregelungen. Die Daten entstammen den Energiesteuerstatistiken des Statistischen Bundesamtes. Für die Berechnung der Verteilungswirkungen wurden Daten aus einer Sonderauswertung der Einkommen- und Verbrauchstichprobe 20 13 zu den Energieausgaben privater Haushalte (Statistisches Bundesamt 20 18b) verwendet, die auf das Jahr 20 17 fortgeschrieben wurden. Bei den Analysen zur Verteilungswirkung handelt es sich um rein statische Betrachtungen, unterstellt wird ein unveränderter Verbrauch. Die Energiepreise sind den BMWi Energiedaten (BMW 20 18) entnommen. Der Lenkungseffekt wird auf Basis von relativen Preisänderungen abgeschätzt, ohne Betrachtung weiterer Einflussfaktoren, die Einfluss auf die Nachfrage nehmen könnten. Die verwendeten Preiselastizitäten zur Abschätzung der Lenkungswirkung stammen von Prognos 20 13, Hautzinger u. a. 2004, Kletzan u. a. 2008, Rodt u. a. 20 10, Madlener u. a. 20 11, Liu 2004. Mögliche unterstützende oder gegenläufige Effekte auf der Verwendungsseite werden nicht betrachtet. Für den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) wurde vereinfacht unterstellt, dass keine Befreiungstatbestände bei staatlich regulierten Energiepreisbestandteilen greifen, so dass sich die Preise zu den privaten Haushalten nur hinsichtlich der Mehrwertsteuer unterscheiden. Für den Energieverbrauch bzw. Energieträgereinsatz in der Industrie wurden keine Einsparungen angenommen (aufgrund der fortbestehenden Ausnahmeregelungen).

Kern der Reformvarianten sind folgende Komponenten:

- Erhebung von Lenkungssteuern: CO₂-bezogene Aufschläge auf Heiz- und Kraftstoffe zusätzlich zu den geltenden Steuersätzen im Rahmen der Energiesteuer. Betrachtet werden verschiedene Einstiegspreise sowie Anstiegspfade. Angenommen wurde dabei, dass bestehende Ausnahmen bei der Energiesteuer fortbestehen.
- Mittelverwendung:
 - Strompreisentlastung durch A) Senkung der EEG-Umlage um 1,6 ct/kWh durch Herausnahme der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) aus der EEG-Umlage (d.h. Finanzierung der BesAR über Bundeshaushalt) und B) zusätzlich Senkung der Stromsteuer um 1,95 ct/kWh (Absenkung auf den Mindeststeuersatz gemäß EU-Energiesteuerrichtlinie). Nutzung des verbleibenden Überschusses für Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen zum Erreichen der Sektorziele Wärme/ Verkehr.
 - Alternativ bzw. kombiniert pauschale Rückverteilung als Klimaprämie. Bei der Klimaprämie handelt es sich um einen Ansatz der pauschalen Rückerstattung der Mehreinnahmen aus der CO₂-Bepreisung an die Verbraucher*innen. Im Ergebnis profitieren diejenigen, deren Energieverbrauch (an Heiz- und Kraftstoffen) unter dem Durchschnitt der Bevölkerung liegt. Die Rückerstattung an private Haushalte kann pro Kopf, pro Haushalt oder auch nach anderen differenzierenden Kriterien gewährt werden. Es können dafür alle Mehreinnahmen oder nur Anteile daraus, z.B. die Mehreinnahmen aus den Beiträgen der privaten Haushalte, verwendet werden. Je nach Ausgestaltung ergeben sich dadurch unterschiedliche Verteilungswirkungen.

⁷ Die nachfolgend wiedergegebenen Ergebnisse wurden im Jahr 20 18/ 20 19, vor Beschluss des Klimaschutzprogramms 20 30 erarbeitet.

3.2.1 Varianten CO₂-Preis 35, 50 und 80 Euro/ t, kombiniert mit Absenkung Stromsteuer und EEG-Umlage

- Wird neben der Herausnahme der Besonderen Ausgleichsregelung aus der EEG-Umlage auch die Stromsteuer abgesenkt, ergibt sich für Singlehaushalte im unteren Einkommensbereich bei einem CO₂-Aufschlag von 35 Euro/t eine Entlastung. Insgesamt betragen die Mehrausgaben selbst im ungünstigsten Fall lediglich ca. 2% des durchschnittlichen Haushaltseinkommens.
- Aufgrund der unterschiedlichen Verbrauchsstrukturen und der Beibehaltung der geltenden Ausnahmen bei der Energiesteuer für bestimmte Unternehmen findet in Summe eine leichte Verschiebung des Aufkommens zulasten der privaten Haushalte statt.
- Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) wird leicht entlastet, wenn neben der EEG-Umlage auch die Stromsteuer abgesenkt wird. Bei CO₂-Zuschlägen von 35 Euro/t und 50 Euro/t liegen die Entlastungen bei 2.420 Euro bzw. 1.240 Euro pro Jahr im definierten Verbrauchsfall (Beispiel). Wird nur die EEG-Umlage abgesenkt (indem die BesAR über den Bundeshaushalt finanziert wird), entstehen moderate Mehrkosten, im definierten Verbrauchsfall zwischen unter 1% und maximal ca. 7% der bisherigen Energiekosten. Der Sektor GHD weist jedoch sehr heterogene Energieträgernutzungen auf, so dass der definierte Verbrauchsfall nicht verallgemeinert werden kann.
- Die energieintensive Industrie ist von der Reform kaum betroffen, sofern geltende Ausnahmeregelungen fortbestehen und an die neuen Energiesteuersätze angepasst werden. Sie profitiert zwar nicht von einer Strompreisentlastung, zahlt aber umgekehrt aufgrund der Befreiungstatbestände im Energiesteuerrecht auch weiterhin nur in geringem Umfang Energiesteuern.

Daraus leiten sich folgende Empfehlungen ab:

- Anstelle fester CO₂-Preise sollte ein Anstiegspfad mit moderatem Einstieg angedacht werden. Eine regelmäßige Anpassung an die Inflation stellt real gleichbleibende Steuersätze und damit den Erhalt der Lenkungswirkung sicher.
- Empfohlen wird eine stufenweise Anhebung der Steuersätze von anfangs 35 Euro/tCO₂ auf z.B. 50 Euro/tCO₂ in 2025 und 80 Euro/tCO₂ in 2030, entsprechend des zentralen Kostensatzes der UBA Methodenkonvention 2.0⁸, orientiert an einem zuvor festgelegten Zielpfad für Energieverbrauch und CO₂-Emissionen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Akteuren genügend Zeit für Anpassungsreaktionen bleibt, andererseits die Erhöhungsschritte anhand an den Klimazielen orientierten Kriterien erfolgen.
- Zusätzliche gezielte soziale Flankierung für einkommensschwache Haushalte durch Maßnahmen wie Anpassungen bei Grundsicherung und Wohngeld, Förderung von Energieeffizienz in einkommensschwachen Haushalten sowie Reformen im Bereich des Mietrechts zur Lösung des Mieter*innen-Vermieter*innen-Dilemmas.

3.2.2 Varianten mit niedrigeren CO₂-Preisen bzw. höheren Entlastungen bei der EEG-Umlage

Ziel der vorgeschlagenen Varianten ist es, neben den klimapolitischen Lenkungseffekten Nettoentlastungen bei privaten Haushalten, insbesondere in den unteren und mittleren Einkommensschichten zu erzielen. Dafür wird angenommen, dass zusätzliche Mittel aus dem Bundeshaushalt zur stärkeren Senkung der Strompreise zur Verfügung gestellt werden.

Die drei untersuchten Varianten bestehen aus den folgenden Komponenten:

- Variante 1: CO₂-bezogene Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 20 Euro/ t zusätzlich zu den geltenden Steuersätzen des Energiesteuergesetzes, Strompreisentlastung durch Herausnahme der Besonderen Ausgleichsregelung aus der EEG-Umlage und Senkung der Stromsteuer auf EU-Mindeststeuersatz.

⁸ Das UBA empfiehlt in der Methodenkonvention 2.0 zur Ermittlung von Umweltkosten, 80 Euro₂₀₁₀ pro Tonne Kohlendioxid als zentralen Kostensatz für die Klimakosten von Treibhausgasemissionen zu verwenden. Aus Gründen der Vereinfachung wird der Wert hier nicht auf 2018 inflationsbereinigt. Die aktualisierte Methodenkonvention (3.0) wurde Ende November 2018 veröffentlicht (UBA 2018). Darin empfiehlt das UBA einen Wert von 180 Euro₂₀₁₈/tCO₂ als neuen zentralen Kostensatz. Dieser neue Kostensatz lag zum Zeitpunkt der Berechnungen dieser Variante noch nicht vor und konnte daher nicht berücksichtigt werden.

- Variante 2: CO₂-bezogene Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 25 Euro/t, sonst wie Variante 1.
- Variante 3: CO₂-bezogene Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 35 Euro/t, vollständige Verwendung der Einnahmen zur Absenkung der EEG-Umlage und zusätzlich Absenkung der Stromsteuer auf EU-Mindeststeuersatz.

Für diese Varianten wurden die Auswirkungen auf private Haushalte, differenziert nach Einkommen und Haushaltsgröße untersucht. Verwendet wurden dabei Daten aus der Einkommens- und Verbrauchstichprobe (Statistisches Bundesamt 20 18b). Dabei sind Anpassungsreaktionen nicht berücksichtigt, d.h. die Wirkungen werden unter Annahme eines konstanten Verbrauchs berechnet. **Zentrale Ergebnisse sind:**

- Alle drei Varianten führen zu Entlastungen oder ausgeglichenen Salden in den beiden untersten Einkommensquintilen, unabhängig von der Haushaltsgröße. Für Singles bedeutet dies, dass Haushalte bis zu einem Nettoeinkommen von 1.340 Euro pro Monat (EVS20 13) entlastet werden, bei Familien (4 Personen) geht die Entlastung bis zu einem Haushaltsnettoeinkommen von 4.260 Euro pro Monat (Tabelle 3).
- Das Haushaltsdefizit durch die weitgehenden Entlastungen beträgt ca. 5 Mrd. Euro pro Jahr in Variante 1, in Variante 2 ca. 3,4 Mrd. Euro pro Jahr und ca. 6,6 Mrd. Euro pro Jahr in Variante 3.
- Die Entlastungseffekte auf private Haushalte sind in Variante 3 jedoch geringer als in Variante 1. Dies liegt daran, dass private Haushalte einen höheren Anteil zu den Heiz- und Kraftstoffsteuern beitragen als zu EEG-Umlage und Stromsteuer. Daher kommen Entlastungen bei den beiden Strompreisbestandteilen nicht im selben Maße bei privaten Haushalten an, indem sie an CO₂-Steuern auf Heiz- und Kraftstoffe beteiligt sind.

Tabelle 3: Nettoeffekt Reformvarianten nach Haushaltsgröße und Einkommensquintilen (Euro/ Jahr)

Haushaltsgröße	1			2			3			4			5		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Q1	-41	-34	-57	-43	-27	-53	-55	-35	-68	-42	-13	-40	-43	-11	-38
Q2	-31	-21	-39	-30	-6	-25	-23	8	-8	-35	0	-24	-38	1	-25
Q3	-20	-5	-18	-20	9	-6	-22	16	-1	-26	14	-6	-51	-11	-45
Q4	-14	4	-7	-6	29	21	-16	24	10	-17	27	12	-21	28	10
Q5	1	26	23	2	43	38	6	54	50	-7	43	32	-38	14	-13

Quelle: Eigene Berechnungen *Variante 1: 20 Euro/tCO₂, BesAR + StromSt ; Variante 2 : 25 Euro/tCO₂, BesAR + StromSt ; Variante 3 : 35 Euro/tCO₂, EEG-Umlage + StromSt.

In allen drei Varianten entstehen Zielkonflikte mit finanzpolitischen Zielen (Schuldenbremse), sofern nicht Haushaltsüberschüsse⁹ genutzt werden oder neue Einnahmequellen erschlossen werden, die dann private Haushalte unter Umständen an anderer Stelle belasten. Bei Strompreisentlastungen ist auch zu bedenken, dass sinkende Strompreise ceteris paribus, d.h. wenn sich an keinem anderen Parameter der gegenwärtigen Situation – außer an dem Strompreis – etwas ändern würde, zu steigenden Stromverbräuchen führen können, auch wenn die Nachfrage in der kurzen Frist als eher unelastisch anzusehen ist.

Auswirkungen der Varianten auf besonders betroffene Gruppen

Ziel dieser Analyse war es, die Auswirkungen der o.g. Reformvarianten im Bereich der privaten Haushalte sowie bei Unternehmen näher zu untersuchen. Bei den privaten Haushalten geht es dabei darum, besonders betroffene Gruppen zu identifizieren (wer ist betroffen?), zu quantifizieren (wie viele sind betroffen?) und die Belastung bei unterschiedlichen CO₂-Preisen (wie stark sind sie betroffen?) zu ermitteln. Besonders be-

⁹ Zuletzt 5,3 Mrd. Euro, Bundeshaushalt 20 17 (BMF 20 18b)

troffene Gruppen sind dabei solche, die kurzfristig nur geringe Möglichkeiten haben, ihr Verhalten anzupassen, d.h. auf einen CO₂-Aufschlag wie gewünscht so zu reagieren, dass emissionsärmere Handlungsoptionen genutzt und damit die Zahlung eines CO₂-Preises vermieden würde.

Im Bereich der privaten Haushalte wurden folgende betroffene Gruppen identifiziert:

- **Pkw-nutzende Fernpendler*innen mit einem täglichen einfachen Arbeitsweg von über 50 km**
- **Mieter*innen in unsanierten Wohnungen mit einem Heizenergieverbrauch von über 250 kWh/m² und Jahr.**

Dabei gilt, dass eine höhere Pendeldistanz mit einem höheren Einkommen und einer höheren Wahrscheinlichkeit für Wohneigentum verbunden ist. Der Fall, dass Fernpendler zur Miete wohnen und zudem noch zu den Geringverdienern gehören, ist daher eher selten.

Für zwei typisierte Haushalte (Single und Familie) wurde als Schnittmenge dennoch die **Gruppe der Pkw-nutzenden Fernpendler*innen, die in einer unsanierten Mietwohnung mit sehr hohem Heizenergieverbrauch wohnen** als „**worst-case-Szenario**“ untersucht. Zusätzlich wurde ein „**mittleres Szenario**“ mit **durchschnittlichen Pendeldistanzen und Energieverbräuchen** untersucht. Berechnet wurden die Auswirkungen folgender Varianten, wie zuvor ohne Berücksichtigung von Lenkungseffekten:

Nicht aufkommensneutrale Varianten

- Variante 20 Euro/t CO₂, BesAR + StromSt: CO₂-bezogene Aufschläge auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 20 Euro/t zusätzlich zu den geltenden Steuersätzen des Energiesteuergesetzes, Strompreisentlastung durch Herausnahme der Besonderen Ausgleichsregelung aus der EEG-Umlage und Senkung der Stromsteuer auf EU-Mindeststeuersatz.
- Variante 25 Euro/t CO₂, BesAR + StromSt: CO₂-bezogene Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 25 Euro/t, sonst wie Variante oben.
- Variante 35 Euro/t CO₂, EEG-Umlage + StromSt: CO₂-bezogene Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 35 Euro/t, vollständige Verwendung der Einnahmen zur Absenkung der EEG-Umlage (d.h. Senkung um ca. 3,5 ct/kWh netto) und zusätzlich Absenkung der Stromsteuer auf EU-Mindeststeuersatz.

Aufkommensneutrale Variante

- Variante 35 Euro/t CO₂, BesAR + StromSt: CO₂-bezogene Steuersätze auf Heiz- und Kraftstoffe in Höhe von 35 Euro/t, Strompreisentlastung durch Herausnahme der Besonderen Ausgleichsregelung aus der EEG-Umlage und Senkung der Stromsteuer auf EU-Mindeststeuersatz.

Zentrale Ergebnisse sind:

- Alle vier Varianten führen zu (moderaten) Mehrbelastungen, da die Heiz- und Kraftstoffausgaben definitionsgemäß höher sind als im Durchschnitt aller Haushalte, so dass die Strompreisentlastungen diesen Effekt nicht kompensieren können. Die maximale Mehrbelastung im worst-case-Szenario beträgt etwa 750 Euro im Jahr, im mittleren Fall etwa 215 Euro pro Jahr.
- Die Mehrkosten bei den untersuchten Varianten liegen, bezogen auf das mittlere Haushaltsnettoeinkommen nach Einkommensquintilen, zwischen 0,5% und maximal 3% im worst-case-Szenario, und zwischen 0,1% und 0,9% im mittleren Fall. Familien sind weniger belastet als Singlehaushalte. Dabei ist zu beachten, dass neben der Strompreissenkung keine weiteren Kompensationsmaßnahmen berücksichtigt wurden.
- Die Unterschiede zwischen den Varianten sind dabei nicht besonders groß. Die nicht-aufkommensneutralen Varianten weisen daher aus dieser Perspektive keinen Vorteil auf. Sinnvoller erscheint hier eine gezielte Entlastung der betroffenen Pendler, kombiniert mit Änderungen im Mietrecht, so dass der Anreiz der CO₂-Bepreisung sowohl bei dem/ der Vermieter*in als auch bei dem/ der Mieter*in ankommt.

Im Bereich der Unternehmen wurden typische GHD-Betriebe und Industrieunternehmen untersucht, um deren Be- und Entlastungen zu ermitteln. Dabei wurden folgende Fälle berücksichtigt:

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

- Bank-/Versicherungsfiliale
- Logistikunternehmen

Industrie

- Automobilhersteller
- Chemiefabrik

- Bäckerei mit Backstube
- Stahlerzeuger

Für diese Unternehmen wurde die Nettowirkung der vier o.g. Reformvarianten (Preisbasis 2017, ohne Lenkungseffekte) berechnet. **Zentrale Ergebnisse sind:**

- Bei den GHD-Unternehmen wird das kraftstofflastige Logistikunternehmen moderat mehrbelastet, der stromlastige Bäckereibetrieb relativ stark entlastet. Die Mehrkosten für den Logistiker betragen je nach Variante zwischen 4% und 8%, die Entlastungen beim Bäckereibetrieb zwischen 6% und 12% der gesamten Energiekosten (Strom und Brennstoffe). Vor dem Hintergrund möglicher Ausweichreaktionen (Tanktourismus) im gewerblichen Güterverkehr könnte daher eine stärkere CO₂-Bepreisung bspw. über die LKW-Maut zielführender sein.
- In der Industrie werden annahmegemäß keine Preisänderungen aufgrund von CO₂-Steuersätzen unterstellt, da Ausnahmeregelungen fortbestehen. Dementsprechend kommen nur die Entlastungseffekte bei der EEG-Umlage zum Tragen. Diese sind aufgrund der schon bestehenden Begünstigungen gering und liegen, bezogen auf die gesamten Energiekosten (Strom und Brennstoffe), zwischen 2% bis 4% beim Automobilhersteller, 2% bis 3% beim Chemieunternehmen und 3% bis 7% beim Stahlhersteller.
- Für die Unternehmen wurde zudem eine Abschätzung der Entwicklung der Stromkosten bis 2030 (mit den Betrachtungsjahren 2020, 2025) vorgenommen. Dabei wurden folgende Fallkonstellationen unterschieden:
 - Fall a) die Besondere Ausgleichsregelung und Stromsteuer wird beibehalten (Referenz)
 - Fall b) die Besondere Ausgleichsregelung wird aus der EEG-Umlage herausgenommen und die Stromsteuer auf 0,1 ct/kWh abgesenkt (entsprechend der Strompreissenkung in Variante 1, 2 und 4 oben)
 - Fall c) Die EEG-Umlage wird um 3,5 ct/kWh im Vergleich zu Fall a) gesenkt und die Stromsteuer auf 0,1 ct/kWh abgesenkt (entsprechend Variante 3 oben)

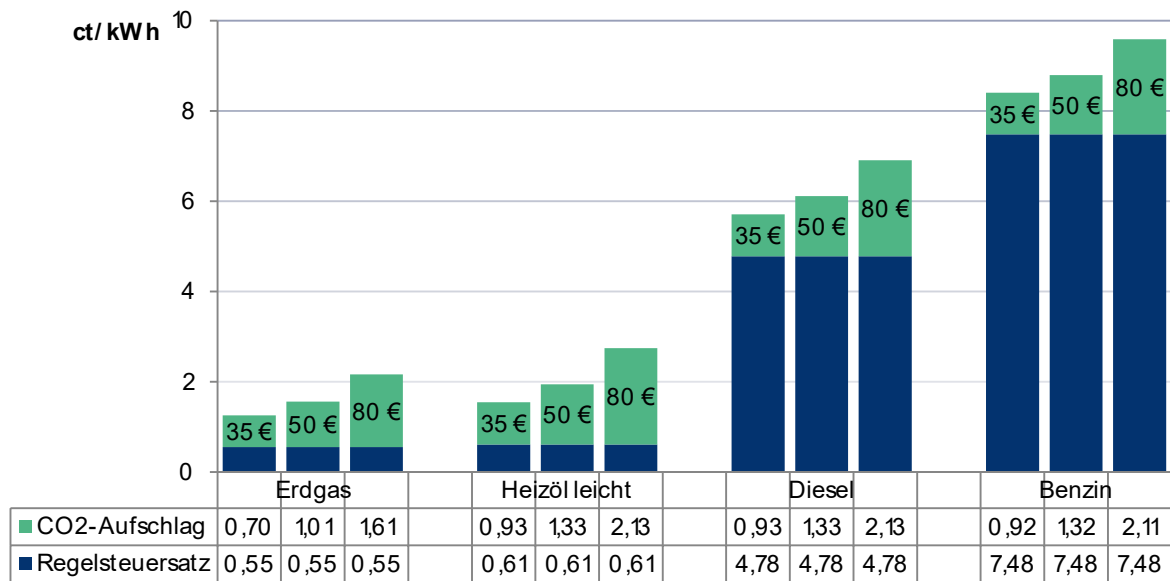
Relativ profitieren die GHD-Betriebe stärker von einer Strompreisentlastung als die Industrie (als Verhältnis eingesparter Stromkosten im Vergleich zur Referenz). Die Einsparungen liegen dort im Mittel bei ca. 14%, bei der Industrie im Mittel bei ca. 3% aufgrund der geltenden Begünstigungen. Im Fall einer stärkeren Absenkung der EEG-Umlage steigt die Entlastung bei den GHD-Betrieben im Mittel auf ca. 20%, in der Industrie auf ca. 6%.

Nicht gegengerechnet sind die Mehrkosten aus der CO₂-Bepreisung bei Heiz- und Kraftstoffen. Hier ist jedoch ein grundsätzlich ähnliches Bild wie auf Basis der Preise 2017 zu erwarten, da sowohl für Brennstoffe als auch für Strom von steigenden Preisen auch im Referenzfall ausgegangen wird. Demnach werden die Unternehmen aus dem Bereich Banken/Versicherungen und Bäckereibetriebe entlastet, Logistikunternehmen belastet. In der Industrie erfolgen definitionsgemäß keine preissteigernden Wirkungen aufgrund der geltenden Ausnahmen bzw. des anteilig geringen Kraftstoffverbrauchs.

3.2.3 Varianten linearer CO₂-Preisfad mit Einstiegspreis 35 Euro/t (2020) und Anstieg auf 180 Euro/t (2030), kombiniert mit Strompreisentlastung und/ oder Klimaprämie

Der hier betrachtete Preisfad beginnt im Jahr 2020 mit einem CO₂-Zuschlag von 35 Euro/t CO₂ auf Heiz- und Kraftstoffe. Im Folgejahr steigt der Preis auf knapp 50 Euro/t CO₂. Im vierten Jahr steigt er auf knapp 80 Euro/t CO₂. Die resultierenden Steuersätze bei 35, 50 und 80 Euro/t CO₂ zeigt Abbildung 2. Zu erkennen ist, dass bei einem CO₂-Aufschlag im Ergebnis CO₂-intensive Energieträger deutlich stärker belastet werden als bisher. Die Steuersätze steigen zwar bei allen Energieträgern an, bei Mineralölen aber aufgrund der höheren CO₂-Intensität absolut stärker als bei Erdgas. Dies führt bei einem CO₂-Aufschlag von 35 Euro/t zu einem Steuersatz von 1,25 ct/kWh bei Erdgas, 1,55 ct/kWh bei Heizöl, 5,71 ct/kWh bei Diesel und 8,40 ct/kWh bei Benzin. Bei einem CO₂-Aufschlag von 80 Euro/t steigen die Steuersätze auf 2,16 ct/kWh bei Erdgas, 2,74 ct/kWh bei Heizöl, 6,91 ct/kWh bei Diesel und 9,59 ct/kWh bei Benzin.

Abbildung 2: Auswirkungen der CO₂-Aufschläge auf die Energiesteuersätze (in ct/ kWh Primärenergie)



Quelle : eigene Darstellung.

Höhere Steuern auf Heiz- und Kraftstoffe führen aufgrund der Preisimpulse zu einem Rückgang des Energieverbrauchs und der CO₂-Emissionen. Die Änderungen können über Preiselastizitäten abgeschätzt werden.

Angegeben sind relative (prozentuale) Einsparungen gegenüber einer Referenzentwicklung und absolute Einsparungen gegenüber dem Basisjahr 2017:

- **Prozentuale (relative) Einsparungen** (Tabelle 4) basieren auf den Reaktionen auf die Preiseffekte der CO₂-Aufschläge (Elastizitäten) und sind als Einsparung gegenüber einem Referenzszenario zu verstehen, in dem sich die Energiepreise auch ohne CO₂-Aufschlag ändern.
- **Absolute Einsparungen** sind als Effekte des CO₂-Preises gegenüber dem Basisjahr 2017 angegeben, ohne dass in der Referenz ein Rückgang des Verbrauchs angenommen wird (statische Betrachtung). Dementsprechend stellen sie eine isolierte Betrachtung dar und überschätzen den Rückgang gegenüber einer Situation, in der die Verbräuche jedes Jahr zurückgehen und damit der absolute Einspareffekt im Zeitverlauf schwächer wird.

Relative Einsparung gegenüber Referenzpreisentwicklung

Tabelle 4: Prozentuale Emissionsminderungen in den Jahren 2020, 2025 und 2030 (Spanne) ggü. dem Referenzszenario

Jahr			2020		2025		2030	
			Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Haushalte	Erdgas	Raumwärme	-2,5%	-6,3%	-7,2%	-18,4%	-11,5%	-29,4%
	Erdgas	Warmwasser	-0,6%	-6,3%	-1,8%	-18,4%	-2,9%	-29,4%
	Heizöl	Raumwärme	-2,9%	-4,6%	-8,0%	-12,7%	-12,2%	-19,6%
	Heizöl	Warmwasser	-0,7%	-4,6%	-2,0%	-12,7%	-3,1%	-19,6%
GHD	Erdgas (Naturgas)	Raumwärme	-2,5%	-6,3%	-7,2%	-18,4%	-11,5%	-29,4%
	Erdgas (Naturgas)	Prozesswärme	-0,3%	-6,3%	-0,9%	-18,4%	-1,4%	-29,4%
	Heizöl leicht	Raumwärme	-2,9%	-4,6%	-8,0%	-12,7%	-12,3%	-19,6%
	Heizöl leicht	Prozesswärme	-0,4%	-4,6%	-1,0%	-12,7%	-1,5%	-19,6%
Verkehr	Benzin	Transport	-1,5%	-4,9%	-4,5%	-14,3%	-7,1%	-22,7%
	Diesel	Transport	-0,4%	-6,3%	-1,1%	-18,1%	-1,8%	-28,6%
Summe			-1,2%	-4,7%	-3,6%	-13,7%	-5,6%	-21,6%

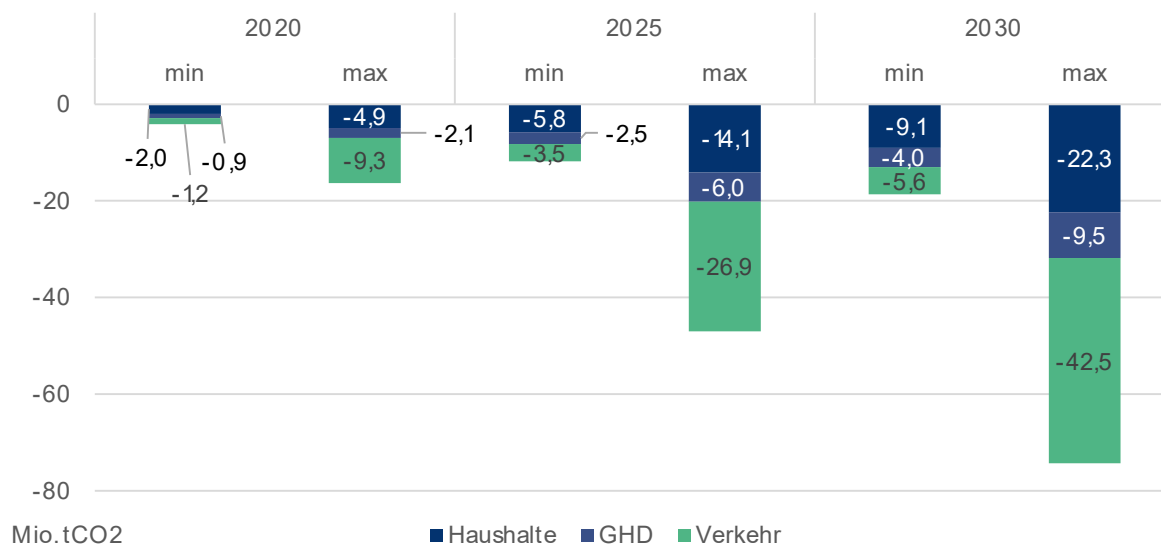
Quelle: eigene Berechnungen

Absolute Einsparung gegenüber Basisjahr 2017

Abbildung 3 zeigt die im Zeitverlauf erzielbaren CO₂-Einsparungen in Haushalten, GHD und Verkehr.

- Die im Preispfad durch die CO₂-Aufschläge ausgelösten Preisimpulse führen im Jahr 2020 zu CO₂-Einsparungen in Höhe von min. 4 Mio. t und max. 16 Mio. t und steigen auf 19 bis 74 Mio. t im Jahr 2030.
- Der Sektor Verkehr hat den jeweils größten Anteil an den erzielbaren Einsparungen. Im Jahr 2020 betragen diese min. 1 und max. 9 Mio. t. Diese Werte steigen auf min. 6 und max. 43 Mio. t im Jahr 2030. Dies stellt im Minimalszenario ca. 30%, im Maximalszenario ca. 57% der gesamten Emissionseinsparungen dar.

Abbildung 3: CO₂-Einsparungen (Mio. t CO₂) ggü. dem Basisjahr 2017 (statische Betrachtung)



Quelle : eigene Darstellung.

Verteilungswirkungen

Durch die Erhebung eines CO₂-Preises wird für den Endverbrauchenden zunächst eine Mehrbelastung geschaffen. Diese Mehrbelastung soll umweltfreundliches Verhalten anreizen. Die Einnahmen können verwendet werden, um die Verbraucher*innen an andere Stelle zu entlasten. Welche Verteilungswirkungen mit der CO₂-Bepreisung verbunden ist, hängt demnach stark davon ab, wie das Aufkommen verwendet wird.

Betrachtet werden hier die beiden Optionen zur Verwendung der Einnahmen (Strompreissenkung über Reduktion der Stromsteuer und/oder Senkung der EEG-Umlage; Klimaprämie), sowie verschiedene Varianten zur Kombination. **Beide Rückverteilungsmechanismen zeigen eine klar progressive Verteilungswirkung.**

Bei Verwendung der durch die privaten Haushalte eingezahlten Mittel aus der CO₂-Bepreisung für eine pauschale Pro-Kopf-Rückerstattung (Klimaprämie) an alle Einwohner Deutschlands ergeben sich folgende Verteilungseffekte:

- Da die Rückerstattung pro Kopf erfolgt, findet eine Umverteilung von kleinen Haushalten (Singles) zu großen Haushalten (Familien) statt.
- Die untersten zwei Einkommensquintile werden bei allen untersuchten Preispfaden über alle Haushaltsgrößen im Durchschnitt entlastet.
- Bei 3-Personen-Haushalten werden auch die mittleren Einkommen (Quintil 3 und 4) entlastet.
- Ab einer Haushaltsgröße von 4 Personen ist der Nettoeffekt des Reformmodells positiv, da die Pro-Kopf-Rückerstattung in allen Einkommensklassen die Mehrkosten durch die CO₂-Aufschläge überkompensiert.

Gegenüber der Strompreisentlastung sind die Entlastungen bei der Klimaprämie vor allem deshalb ausgeprägter, da keine Verschiebung des Aufkommens zulasten der privaten Haushalte stattfindet. Während bei der pauschalen Strompreisentlastung die privaten Haushalte weniger zurück erhalten, als sie über die CO₂-Bepreisung einzahlen, wird bei der Klimaprämie angenommen, dass die privaten Haushalte genau den Anteil

zurückerhalten, den sie aufgebracht haben. Durch die Klimaprämie würden die ärmsten Haushalte daher, auch bei ansonsten gleichen Bedingungen etwas stärker entlastet werden: Das liegt daran, dass bei der pauschalen Rückverteilung gleich viel zurückgezahlt wird, unabhängig vom Verbrauch. Bei der Strompreissenkung werden dagegen die „ärmeren“ Haushalte absolut geringer entlastet als die „reicheren“, weil sie etwas weniger Strom verbrauchen als der Durchschnitt. Eine **progressive Verteilungswirkung** ergibt sich auch bei einer **Kombination von Strompreissenkung und Klimaprämie**.

3.3 EEG Förderung: Finanzierung von Erneuerbaren- Energien- Anlagen ohne EEG-Vergütung (Stand: Oktober 20 20)¹⁰

Das Ende der EEG-Vergütungszeit ist für EE-Anlagenbetreiber ein enormer Umbruch. Sowohl Windenergie- als auch Solaranlagen erzielen künftig einen sowohl geringeren als auch weniger verlässlichen Betrag. Andererseits sind die Anlagen abgeschrieben und die technischen Weiterbetriebskosten der Anlagen sind vergleichsweise gering, so- dass der Weiterbetrieb an den Stellen, an denen ein Neubau einer leistungsfähigeren Anlage nicht möglich ist, sowohl klimapolitisch als auch volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Der Vergleich von Weiterbetriebskosten und erwartbaren Erlösen für den Zeitraum des Weiterbetriebs zeichnet ein differenziertes Bild: **Windenergieanlagen** machen den deutlich überwiegenden Teil der betroffenen Leistung aus. Die meisten Anlagen mit einer Leistung größer 1MW sowie einige der noch kleineren Anlagen hatten über weite Teile der letzten zwei Jahre eine auskömmliche wirtschaftliche Aussicht. Energieversorger und insbesondere Direktvermarkter konnten Anlagenbetreibern kostendeckende und marktgerechte Tarife anbieten, einige Stromlieferverträge mit langfristiger Strompreisbindung wurden auch abgeschlossen. Die SARS-CoV-2-Pandemie hat diese Aussicht jedoch getrübt. Die aktuelle Markterwartung der Stromhändler*innen am Terminmarkt zeigt ein geringes Strompreisniveau für die nächsten Jahre an. Das zeigt die Preisentwicklung der 5-Jahres-Fair-Values, die auf Basis der jeweils aktuellen Terminmarktnotationen der nächsten drei Jahre berechnet werden. Derzeit ist dadurch die Wirtschaftlichkeit für kaum eine Anlage gegeben und Abschaltungen drohen. Ob sich diese wirtschaftliche Situation mit steigenden Strompreisen wieder erholt ist ungewiss.

Bei den betroffenen **Solaranlagen** handelt es sich um viele sehr kleine Anlagen, häufig mit weniger als 7kW installierter Leistung. Auch die kumulierte Leistung ist bis 20 25 vergleichsweise gering. Jede einzelne Anlage produziert so geringe Strommengen, dass Fixkosten und individueller Aufwand der Anlagenbetreiber bei der Vermarktung sehr gering gehalten werden müssen, um den Weiterbetrieb attraktiv zu gestalten. Für die Erlöse zeigt sich, dass die technischen Weiterbetriebskosten häufig gering sind, lediglich der Wechselrichter muss etwa alle 10 Jahre ausgetauscht werden. Doch die Herstellung der technischen Voraussetzungen für die Direktvermarktung ist für kleine Anlagen ungleich kostenintensiver als für größerer Anlagen, da hierbei ein hoher Fixkostenanteil anfällt. Werden die Anlagen im Eigenverbrauch genutzt, ist auch nach dem Ende der EEG-Vergütung eine Wirtschaftlichkeit gegeben. Die Vermarktung des überschüssigen, nicht selbst genutzten Stroms ist hingegen eine prozessuale und wirtschaftliche Herausforderung. Der Wert des Stroms am Großhandelsmarkt ist für fast alle der kleinen Anlagen geringer, als die heutigen Kosten der Vermarktung und des Weiterbetriebs.

Für **Windenergieanlagen** können drei Instrumente den gezielten Weiterbetrieb unterstützen, die alternativ oder seriell Anwendung finden können.

- Der planbarere, regulativere Ansatz ist die Gewährung einer **besonderen Marktprämie**. Hier sind die Höhe, Dauer, der Typ der Prämie sowie die Zahlungsvoraussetzungen so festzulegen, dass ein Repowering nicht durch eine zu hohe Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs untergraben wird. Dieses Instrument hat eine besonders hohe Erfolgswahrscheinlichkeit. Die wichtigsten Nachteile sind das Ausbleiben der Marktintegration, die fortbestehende Abhängigkeit von einer Förderung und die Gefahr der Einstufung als beihilferechtlich unzulässige Förderung. Diese Risiken, insbesondere das Risiko der Über- oder Unterförderung bestimmter Anlagenklassen oder durch sich verändernde Marktbedingungen sind regulativ herausfordernd.
- Ein anderer Weg ist eine Unterstützung der sonstigen Direktvermarktung über ein Reformpaket zur **Verbesserung des Markts für Herkunftsnachweise**. Ein steigender Wert der Herkunftsnachweisqualität „Grünstrom aus ungeforderten regionalen EE-Anlagen“ kann die Direktvermarktung ohne weitere Förderung attraktiver machen. Dieses Instrument fördert die Marktintegration und birgt keine rechtlichen Risiken. Ob dieses Instrument jedoch erfolgreich ist, ist deutlich schwieriger zu prognostizieren, da der Erfolg vom sich einstellenden Preis von und damit Erlös aus bestimmten Herkunftsnachweisen abhängt. Das Beispiel der Preise für Herkunftsnachweise von bis zu 8 EUR/ MWh in den Niederlanden hat gezeigt, dass ein solcher Markt grundsätzlich möglich ist.
- Eine dritte Option ist die **Auktionierung einer befristeten Anschlussförderung** ausgeförderter Windenergieanlagen. Teilnehmen könnten entweder die WEA-Betreiber selbst, oder ihre Direktvermarkter.

¹⁰ Die nachfolgend wiedergegeben Ergebnisse wurden im Zeitraum bis Oktober 20 20 erstellt, die Veröffentlichung des Referentenentwurfs zur EEG- Novelle 20 21 konnte dabei nicht mehr berücksichtigt werden.

Für die WEA ist ein negativer Impuls auf die Bestrebungen zum Repowering weitestgehend auszuschließen, Prüfnachweise und die Beachtung von Windausbaugebieten können dabei helfen. Eine Diskriminierung von WEA-Betreibern, die sich vorsorglich bereits über marktbasierende Instrumente abgesichert haben, ist ebenfalls zu vermeiden. Als Ausschreibungsgegenstand können insbesondere eine gleitende Marktprämie, ein Contract for Difference oder eine Managementprämie für die Direktvermarktung dienen. Die ausgeschriebene Förderhöhe sollte Erlöse nahe der Weiterbetriebskosten absichern, da diese jedoch sehr heterogen und weithin unbekannt sind, ist dies schwer für alle WEA in einer Auktion zu erreichen. Eine Differenzierung der Zuschlagsregeln nach Anlagengröße kann diese Herausforderung verringern. Eine weitere, große, Herausforderung für ein funktionierendes Marktdesign besteht in der Gegensätzlichkeit zweier Zielfunktionen der Ausschreibung: Damit der für die Auktion notwendige Wettbewerb angereizt wird, ist eine Beschränkung der Zuschlagsmenge notwendig. Damit jedoch aus den weiterbetriebsfähigen Anlagen gerade die unwirtschaftlichen eben doch weiterbetrieben werden, ist diese Beschränkung möglichst weit zu fassen. Die **Ausschreibung einer Managementprämie** im wettbewerblich ausgeprägtem Marktumfeld der Direktvermarkter kann dieses Problem umschiffen und einen Anreiz für die Marktintegration setzen, wenn Mitnahmeeffekte für die Direktvermarkter verhindert werden können.

Für **Solaranlagen** teilen sich die Instrumente in zwei Teilbereiche auf, die kombiniert werden sollten.

- Zunächst sollten zur Unterstützung des Eigenverbrauchs die **Stromnebenkosten für den Eigenverbrauch** angepasst werden. Die EEG-Umlage kann im Falle des Eigenverbrauchs für einen weiter gesteckten Kreis von Kleinanlagen entfallen (bisher sind nur Anlagen mit bis zu 10 kW befreit, für bis zu 10 MWh pro Jahr). Bis zur Schwelle von Anlagen mit 30 kW Leistung ist Deutschland zur Befreiung von der Umlage durch die neue EE-Richtlinie sogar verpflichtet, so weit es sich um Strom aus Anlagen handelt, die aus der EEG-Förderung herausgefallen sind. Das EU-Recht gestattet es darüber hinaus, auch eine höhere Schwelle festzulegen oder ganz von einer Leistungsschwelle abzusehen. Diese Maßnahme erhöht die Attraktivität des Eigenverbrauchs und setzt einen wirtschaftlichen Anreiz dafür, eine Solaranlagen auf Eigenverbrauch umzurüsten und ggf. neue Anlagenkomponenten zu diesem Zweck hinzuzufügen.
- Der zweite Teilbereich betrifft die **nicht im Eigenverbrauch nutzbaren Strommengen**. Bei denjenigen Anlagen, die aufgrund des Messkonzepts (noch) nicht eigenverbrauchsfähig sind, sind dies die gesamten Strommengen. Für diese Strommengen stellt sich die Frage, wer die **Vermarktung** vornehmen soll. Dies könnte **a)** durch einen **Direktvermarkter** erfolgen oder **b)** durch den **Netzbetreiber** wie im heutigen System. Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist die Option a) aufgrund sehr geringer Strommengen der betroffenen Anlagen kostenintensiv. Diese Situation kann sich durch eine rechtlich schon heute umsetzbare, vereinfachte sonstige Direktvermarktung von Kleinanlagen prinzipiell bessern. Um wettbewerbsfähige Angebote unterbreiten zu können, sollten Direktvermarkter auf die wesentlichen Kostentreiber der heutigen Direktvermarktung (Istwertabruf, RLM-Zähler, Abschaltbarkeit) verzichten und verzichten dürfen. Im Falle der Viertelstundenbilanzierung empfehlen wir dazu eine Harmonisierung der Regelungen im EEG (Voraussetzung zur Direktvermarktung ist aktuell unabhängig von Anlagengröße) mit dem Smart-Meter-Rollout. Doch Angebote zur sonstigen Direktvermarktung von Kleinstmengen fehlen im Markt heute in der Praxis, es gibt kaum einen Anreiz für Energieversorgungsunternehmen oder Direktvermarkter, dieses kleine und unprofitable Marktspektrum zu bedienen. Die o.g. Vorschläge zur Verbesserung des Marktes für Herkunftsnachweise kann diese Situation mittelfristig verbessern, wenn auch Kleinstanlagen daran teilnehmen können. Ob dieser Anreiz ausreicht, um tatsächlich zu wirtschaftlichen Angeboten von Energieversorgern an Solaranlagenbetreiber zu führen, ist ungewiss. Option b) ist die Beibehaltung der heutigen Vermarktungssituation, die Netzeinspeisung verbleibt im EEG-Bilanzkreis und wird von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam mit den anderen EEG-Strommengen vermarktet. Die Zahlungsverpflichtung des Anschlussnetzbetreibers reduziert sich auf den Marktwert der Anlage abzüglich den zuordenbaren Vermarktungskosten des Netzbetreibers. Diese Zahlungsverpflichtung ist sehr gering, besonders im Vergleich mit der hohen Einspeisevergütung dieser Pionieranlagen (Reduktion auf weniger als 10 % der einstigen Vergütung von ca. 50 ct/kWh). Die Weiterbetriebskosten können vermutlich gedeckt werden, die Amortisation der Investition in einen neuen Wechselrichter (ca. alle 10-15 Jahre) wäre in einigen Fällen jedoch nur in Verbindung mit Eigenverbrauchskonzepten wirtschaftlich. Dieser Ansatz ist in gewisser Weise minimalinvasiv und führt zu einem sehr geringen Aufwand beim Anlagenbetreiber und einem gleichbleibenden Aufwand beim Netzbetreiber. Sehr wahrscheinlich gibt es keine rechtlichen Risiken. Dafür ist er stark regulativ und fördert die EE-Marktintegration nicht. Für den Anlagenbetreiber ergibt sich eine sehr niedrige Planungssicherheit über künf-

tige Erlöse, Investitionen in den Erhalt der Anlage werden innerhalb dieser Vermarktungsform daher voraussichtlich minimiert. Optionen a) und b) lassen sich jedoch auch kombinieren: Direktvermarkter können Solaranlagenbetreiber aus ihrem womöglich niedrigen Einspeisetarif der Netzbetreiber durch höhere Tarife abwerben.

4 Erfolgte Veröffentlichungen

Während der Vorhabenlaufzeit wurde das Hintergrundpapier „Lenkungs- und Verteilungswirkungen einer Klimaschutzorientierten Reform der Energiesteuern“ veröffentlicht, das im Rahmen der Bundespressekonferenz mit BM'in Svenja Schulze am 05. Juli 2019 vorgestellt wurde.

Link zur Veröffentlichung:

https://foes.de/pdf/2019-07-FOES_CO2Preis_Hintergrundpapier_BMU.pdf

Link zur Pressemitteilung des BMU:

<https://www.bmu.de/pressemitteilung/schulze-co2-preis-kann-sozial-gerecht-gestaltet-werden/>

5 Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2013): Reform des Konzessionsabgabenrechts. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2012/Konzessionsabgabe/Agora_Gutachten_Konzession_12092012_final_web.pdf.

BMF (2018a): Ergebnis der 153. Sitzung des Arbeitskreises „Steuerschätzungen“ vom 7. - 9. Mai 2018 in Mainz. Abrufbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzipolitik/2018/05/2018-05-09-pm-steuerschaetzung-anlage-3.pdf?jsessionid=FD7205EC6913814F0D293CDA55181FC5?__blob=publicationFile&v=2.

BMF (2018b): Monatsbericht des BMF. Januar 2018. Abrufbar unter: <https://www.bundesfinanzministerium.de/Monatsberichte/2018/01/monatsbericht-01-2018.html>.

BMU (2018): Rede von Svenja Schulze zur Umweltpolitik der Bundesregierung in der 19. Wahlperiode. Abrufbar unter: <https://www.bmu.de/rede/rede-von-svenja-schulze-zur-umweltpolitik-der-bundesregierung-in-der-19-wahlperiode/>.

BMU (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1>.

BMWi (2018): Energiedaten: Gesamtausgabe.

Bundesregierung (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Abrufbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

Bundesregierung (2019): Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975232/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1>.

CDU, CSU, SPD (2018): Koalitionsvertrag: Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Abrufbar unter: https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1.

FfE (2016): Verbundvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Abrufbar unter: https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf.

Fraunhofer ISI, Stiftung Umweltenergierecht (2016): Hemmnisse im Bereich der Umlagen, Entgelte, Abgaben, Steuern. Status quo. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-hemmnisse-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

Hautzinger, H., Mayer, K., Helms, M. (2004): Analyse von Änderungen des Mobilitätsverhaltens - insbesondere der Pkw-Fahrleistung - als Reaktion auf geänderte Kraftstoffpreise. Heilbronn.

Kletzan, D., Köppl, A., Kratena, K. (2008): Ziele und Optionen der Steuerreform: Optionen für eine Ökologisierung des österreichischen Steuersystems. Abrufbar unter: http://www.wifo.ac.at/jart/prj3/wifo/main.jart?content-id=1298017551022&publikation_id=33944&detailview=yes.

Liu, G. (2004): Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries-A Dynamic Panel Data Approach.

Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F., Ziesing, H.-J. (2016): Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

Madlener, R., Bernstein, R., González, M. Á. A. (2011): Econometric Estimation of Energy Demand Elasticities.

Prognos (2013): Endbericht: Endenergieeinsparziel gem. Art. 7 EED und Abschätzung der durch politische Maßnahmen erreichbaren Energieeinsparungen. Abrufbar unter: http://www.bfee-online.de/bfee/informationsangebote/publikationen/studien/kurzgutachten_energieeinsparziel_art_7_eed.pdf.

Rodt, S., Georgi, B., Huckestein, B., Mönch, L., Herbener, R., Jahn, H., Koppe, K., Lindmaier, J. (2010): CO₂-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland. Mögliche Maßnahmen und ihre Minderungspotenziale - Ein Sachstandsbericht des Umweltbundesamtes. Abrufbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsminderung-im-verkehr-in-deutschland>.

Statistisches Bundesamt (2018a): Energiesteuerstatistik 2017. Abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/FinanzenSteuern/Steuern/Verbrauchssteuer/Energiesteuer2140930177004.pdf?__blob=publicationFile.

Statistisches Bundesamt (2018b): Sonderauswertung: Energieausgaben privater Haushalte nach Haushaltsgröße und Einkommensquintilen des Haushaltsnettoeinkommens. Ergebnis der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe EVS2013. Abrufbar unter: n.V.

UBA (2018): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten-Kostensätze. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-19_methodenkonvention-3-0_methodische-kostensaetze.pdf.

ÜNB (2017): Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEG. Abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf.

Anhang (Teilberichte)

Teilbericht 1: Kriterienkatalog zur Evaluierung der Anforderungen einer künftigen Finanzierung der Energiewende

Teilbericht 2: Reformbedarf der Energiewendefinanzierung

Teilbericht 3: Übersichtsposter staatlich regulierte Preisbestandteile bei Strom, Wärme und Verkehr

Teilbericht 4: Staatlich regulierte Strompreisbestandteile im Bereich der Energiespeicher – geltende Regelungen und Reformoptionen

Teilbericht 5: Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern (Auswertungsbericht)

Teilbericht 6: Klimaschutzorientierte Reform der Energiesteuern: ökonomische Analyse

Teilbericht 7: Lenkungs- und Verteilungswirkungen einer klimaschutzorientierten Reform der Energiesteuern

Teilbericht 8: Finanzierung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen ohne EEG-Vergütung. Fokus: Weiterbetrieb nach Förderende