

CLIMATE CHANGE

25/2020

Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung

Abschlussbericht

CLIMATE CHANGE 25/2020

Ressortforschungsplan

Forschungskennzahl 3714411071

FB000239/1

Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung

Abschlussbericht

von

Christoph Maurer, Bernd Tersteegen
Consentec GmbH, Aachen

Anke Bekk, Anne Held, Marian Klobasa
Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI,
Karlsruhe


Dominik Greinacher, Reinald Günther
BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, Berlin


Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen

Abschlussdatum:

Oktober 2019

Fachliche Begleitung:

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen, nachhaltiger Konsum

Dr. Benjamin Lünenbürger

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie

Dr. Katja Purr

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, August 2020

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung

Strom aus erneuerbaren Energien ist nach heutigem Kenntnisstand der wichtigste und voraussichtlich am stärksten eingesetzte CO₂-freie Energieträger in einem weitgehend dekarbonisierten Energiesystem. Sektorkopplung – die Nutzung von Strom in bislang hauptsächlich durch fossile Energieträger dominierten Bereichen – ist der Schlüssel, um Strom aus erneuerbaren Energien auch in die Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr zu integrieren. Dieses Vorhaben untersucht, wie diese Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung im Hinblick auf den energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen effizient ausgestaltet werden kann.

Sektorkopplungstechniken sind gegenüber fossil-basierten Konkurrenztechniken heute benachteiligt, da auf Grund von staatlich induzierten Preisbestandteilen, wie Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern der Wettbewerb zwischen erneuerbaren und fossilen Energieträgern verzerrt ist. Der ökologische und - auf Grund der Schadenskosten durch Klimaschäden - auch der ökonomische Nutzen von Sektorkopplungstechniken kommt nicht zur Geltung. Im Rahmen des Vorhabens werden verschiedene Reformmöglichkeiten für die Erhebung von staatlich veranlassten Preisbestandteile untersucht und in ihrer Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken bewertet.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Reform der heutigen Rahmenbedingungen und die Einführung einer CO₂-Bepreisung bei einer Höhe von ca. 80 Euro/Tonne das Problem von Verzerrungen erheblich abbauen kann. Bei diesem Preis wird ein ausreichendes Finanzierungsvolumen in 2030 generiert, um die EEG-Umlage und die Stromsteuer zu ersetzen und Verzerrungen aus deren Fälligkeit deutlich zu reduzieren. Neben den wirtschaftlichen Effekten auf die Sektorkopplungstechniken werden auch die Verteilungswirkungen auf Sektorebene untersucht.

Bei einer fehlenden oder nicht ausreichenden Internalisierung von Schadenskosten sind auch ordnungsrechtliche Instrumente geeignet, um Verzerrungen zu Ungunsten von Sektorkopplungstechniken zu beseitigen. Diese Verzerrungen verlieren ihre Wirkung, wenn ordnungsrechtliche Instrumente den Einsatz von fossil-basierten Konkurrenztechniken einschränken oder verbieten bzw. Sektorkopplungstechniken begünstigen. Zusätzlich können ordnungsrechtliche Instrumente auch weitere Hemmnisse adressieren (z.B. bei hohen Transaktionskosten oder institutionellen Aspekten wie Mieter-Vermieter-Verhältnis) und damit zu einem Abbau von Verzerrungen beitragen. Bei der Ausgestaltung von ordnungsrechtlichen Instrumenten besteht ein großer politischer Gestaltungsspielraum, der umfassendes regulatorisches Wissen erforderlich macht, um Emissionsminderung dort anreizen bzw. vorgeben zu können, wo sie langfristig am kostengünstigsten sind. Das ist bei ihrer Einführung bzw. Fortführung zu berücksichtigen.

Abstract: Efficient Integration of renewable energies with sector coupling technologies

Electrical energy from renewable energy sources is based on today's knowledge the most important and presumably the most widely used CO₂-free energy source for mostly decarbonized energy systems. Sector coupling – this is the use of electrical energy in sectors that are so far dominated by fossil fuels – is the key to integrate electrical energy from renewable energy into sector such as industry, heat production and mobility. This project investigates how the integration of renewable energy by means of sector coupling is efficiently designed with respect to regulatory and legal framework.

Sector coupling technologies are at a disadvantage compared to fossil-based competing technologies, as competition between renewable and fossil energy sources is distorted due to government-induced price components such as charges, fees, levies and taxes. The ecological and - due to the damage costs caused by climate damage - also the economic benefits of sector coupling technologies do not come into play. The project therefore examines various reform options for the collection of government-induced price components and assesses their impact on the economic viability of sector coupling technologies.

The results of the study show that a reform of the current framework conditions and the introduction of carbon pricing at a level of approx. 80 euro/ton can considerably reduce the problem of distortions. At this price, a sufficient financing volume will be generated in 2030 to replace the EEG levy and the electricity tax and to significantly reduce distortions from their maturity. In addition to the economic effects on the sector coupling techniques, the distribution effects at sector level are also examined.

In the absence of or insufficient internalisation of damage costs, regulatory instruments are also suitable to eliminate distortions to the disadvantage of sector coupling technologies. These distortions lose their effect if regulatory instruments restrict or prohibit the use of fossil-based competing technologies or favour sector coupling technologies. In addition, regulatory instruments can also address further obstacles (e.g. high transaction costs or institutional aspects such as tenant-lessor relationships) and thus contribute to a reduction of distortions. When designing regulatory instruments, there is a large freedom of policy measures, which requires comprehensive regulatory knowledge in order to be able to encourage or prescribe emission reductions where they are most cost-effective in the long term. This must be taken into account when they are introduced or continued.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	9
Tabellenverzeichnis.....	11
Abkürzungsverzeichnis.....	12
Zusammenfassung.....	13
Summary.....	22
1 Fragestellung der Studie und Vorgehensweise.....	30
1.1 Hintergrund und Fragestellung.....	30
1.2 Vorgehensweise.....	34
2 Konzeptionelle Analysen und Identifikation von Hemmnissen.....	37
2.1 Wichtige Anforderungen und Zielstellungen für den energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen.....	37
2.2 Wirkungsweisen staatlich induzierter Preisbestandteile und deren Ursächlichkeit für Verzerrungen.....	42
2.2.1 Funktionen staatlich induzierter Preisbestandteile.....	42
2.2.2 Einordnung heutiger staatlich induzierter Preisbestandteile in das Funktionsschema.....	45
2.3 Positive externe Effekte als mögliches Hemmnis.....	51
2.4 Bedeutung nicht-monetärer Hemmnisse und Rolle ordnungsrechtlicher Instrumente.....	52
2.5 Schlussfolgerung aus der konzeptionellen Analyse in Bezug auf heutige Hemmnisse.....	54
3 Strukturierung von Reformoptionen.....	56
3.1 Reformoptionen für nicht-kostenreflexive Preisbestandteile.....	57
3.2 Reformoptionen für nicht vollständige/zielkonsistente Internalisierung.....	62
3.3 Reformoptionen zur Adressierung weiterer Hemmnisse.....	63
4 Bausteine für Reformen zur effizienten Entwicklung der Sektorkopplung.....	65
4.1 Reformcluster A: Reduktion der Belastung von Strom mit nicht-kostenreflexiven Preisbestandteilen und Gegenfinanzierung durch eine CO ₂ -Bepreisung.....	65
4.1.1 Baustein A.1: Finanzierung Stromsteuer aus CO ₂ -Bepreisung.....	67
4.1.2 Baustein A.2: Finanzierung der EEG-Umlage aus CO ₂ -Bepreisung.....	70
4.1.3 Baustein A.3: Anpassung der CO ₂ -Bepreisung an Minderungspfad im Falle einer Umsetzung der CO ₂ -Bepreisung im Rahmen der Energiesteuer.....	71
4.1.4 Baustein A.4: Orientierung der CO ₂ -Bepreisung an den Schadenskosten.....	71
4.1.5 Baustein A.5: Orientierung der CO ₂ -Bepreisung an den Schadenskosten nur außerhalb des EU-ETS-Sektors.....	72
4.1.6 Quantitative Auswirkungen der Reformbausteine.....	72

4.1.7	Beispielrechnungen für Sektorkopplungstechniken bei Anwendung der Reformbausteine	80
4.2	Reformcluster B: Netzentgelte kostenreflexiver gestalten und weitere Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplung abbauen.....	88
4.2.1	Baustein B.1: Deutliche Absenkung der kWh-bezogenen Netzentgelte (Arbeitspreise)	89
4.2.2	Baustein B.2: Deutliche Absenkung bis hin zum Verzicht auf Leistungspreise in heutiger Form	90
4.2.3	Baustein B.3: Kompensation geringerer Einnahmen zur Netzfinanzierung bei Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise durch anschlussbezogene Grundpreise	90
4.2.4	Baustein B.4: Kompensation geringerer Einnahmen zur Netzfinanzierung bei Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise durch Kapazitätsentgelte	91
4.2.5	Baustein B.5: Entlastung der Stromverbraucher von der Tragung durch Erzeugungsanlagen verursachter Netzkosten	92
4.2.6	Baustein B.6: Dynamisierung von Netzentgelten	93
4.2.7	Beispielrechnungen zu Auswirkungen einer Anwendung der vorgeschlagenen Reformbausteine B.1 bis B.5.....	93
4.2.8	Rechtliche Einordnung.....	98
4.3	Kombination von Reformcluster A und B	99
4.4	Reformcluster C: Flankierende ordnungsrechtliche Instrumente	103
5	Fazit zur Ausgestaltung der Rahmenbedingungen.....	107
6	Quellenverzeichnis	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Sektorkopplungsoptionen zwischen Erzeugungssektor und Anwendungssektor nach Umwandlungstechnik	13
Abbildung 2:	Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken unter heutigen Rahmenbedingungen für einzelne Anwendungsbereiche.....	14
Abbildung 3:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Verkehrsbereich	18
Abbildung 4:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Wärmebereich (Industrie).....	19
Abbildung 5:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung	20
Abbildung 6:	Sektorkopplungsoptionen zwischen Erzeugungssektor und Anwendungssektor nach Umwandlungstechnik	31
Abbildung 7:	Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken unter heutigen Rahmenbedingungen für einzelne Anwendungsbereiche.....	32
Abbildung 8:	Vorgehensweise zur Bestimmung von Reformoptionen für Sektorkopplungstechniken	34
Abbildung 9:	Wichtige Anforderungen und Zielstellungen der Klima- und Energiepolitik für einen energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen.....	38
Abbildung 10:	Finanzaufkommen aus staatlichen induzierten Preisbestandteilen im Energiesystem und deren Verwendung (Stand 2015/2017).....	40
Abbildung 11:	Funktionen staatlich induzierter Preisbestandteile	43
Abbildung 12:	Gegenüberstellung von Steuertarif der Energie- und Stromsteuer und CO ₂ -Intensität der belasteten Energieträger	48
Abbildung 13:	Belastung verschiedener Bereitstellungsformen von Nutzenergie für ausgesuchte Anwendungsfälle mit staatlich induzierten Preisbestandteilen sowie CO ₂ -Intensität der jeweiligen Bereitstellungsform.....	55
Abbildung 14:	Strukturierung der Reformoptionen anhand der Hemmnisse für Sektorkopplung und der Anwendbarkeit auf staatlich induzierte Preisbestandteile.....	57
Abbildung 15:	Anpassung der Steuern und Umlagen durch erweiterte CO ₂ -Bepreisung.....	67
Abbildung 16:	Absolutes Aufkommen an staatlich induzierten Preisbestandteilen und CO ₂ -Bepreisung	74
Abbildung 17:	Absolute Finanzierungsbeiträge der Sektoren Industrie, Gewerbe/Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr durch staatlich induzierte Preisbestandteile in 2030 (ohne Netzentgelte).....	75

Abbildung 18:	Spezifische Belastung von Energieträgern mit staatlich induzierten Preisbestandteilen 2015 und 2030 mit bzw. ohne CO ₂ -Bepreisung.....	79
Abbildung 19:	Sektorkopplung im Wärmebereich: Vergleich staatlich induzierter Preisbestandteile sowie weiterer Preisbestandteile für Gaskessel und Wärmepumpen im Haushaltsbereich in 2015 und 2030.....	82
Abbildung 20:	Auswirkungen der Reformbausteine A.2 auf staatlich induzierte Preisbestandteile für die Sektorkopplung im Verkehrsbereich durch Elektromobilität.....	84
Abbildung 21:	Auswirkungen der Reformbausteine A.2 auf staatlich induzierte Preisbestandteile für die Sektorkopplung im Wärmebereich Industrie.....	86
Abbildung 22:	Auswirkungen der Reformbausteine A.2 auf staatlich induzierte Preisbestandteile für die Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung	87
Abbildung 23:	Verteilung der zu refinanzierenden Netzkosten auf verschiedene Entgeltkomponenten über alle Netzebenen im heutigen Entgeltsystem und bei Umsetzung der Bausteine des Reformcluster B.....	89
Abbildung 24:	Höhe der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene bei Anwendung der Bausteine B.1 bis B.4 bzw. zusätzlich B.5 (differenziert nach Gebietsklassen „erzeugungsdominiert“ und „verbrauchsdominiert“) im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem	95
Abbildung 25:	Durchschnittliche Mehrbelastung durch Sektorkopplung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch	96
Abbildung 26:	Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Musterverbraucher im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem.....	97
Abbildung 27:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Verkehrsbereich	100
Abbildung 28:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Wärmebereich (Industrie).....	101
Abbildung 29:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Wärmebereich (Haushalte).....	102
Abbildung 30:	Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung	103

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Finanzaufkommen aus staatlich induzierten Preisbestandteilen im Energiesystem	39
Tabelle 2:	Einordnung heutiger staatlich induzierte Preisbestandteile in das Funktionsschema nach Abbildung 11	50
Tabelle 3:	Finanzaufkommen aus staatlichen induzierten Preisbestandteilen im Energiesystem mit (erweiterter) CO ₂ -Bepreisung	73
Tabelle 4:	Technische und ökonomische Kenndaten für die Wärmebereitstellung im Haushalt in 2030	81
Tabelle 5:	Technische und ökonomische Kenndaten für Benzin-PKW und Elektrofahrzeuge in 2030.....	83
Tabelle 6:	Technische und ökonomische Kenndaten für die Wasserstoffherstellung in 2030.....	84
Tabelle 7:	Technische und ökonomische Kenndaten für die Wasserstoffherstellung in 2030.....	86

Abkürzungsverzeichnis

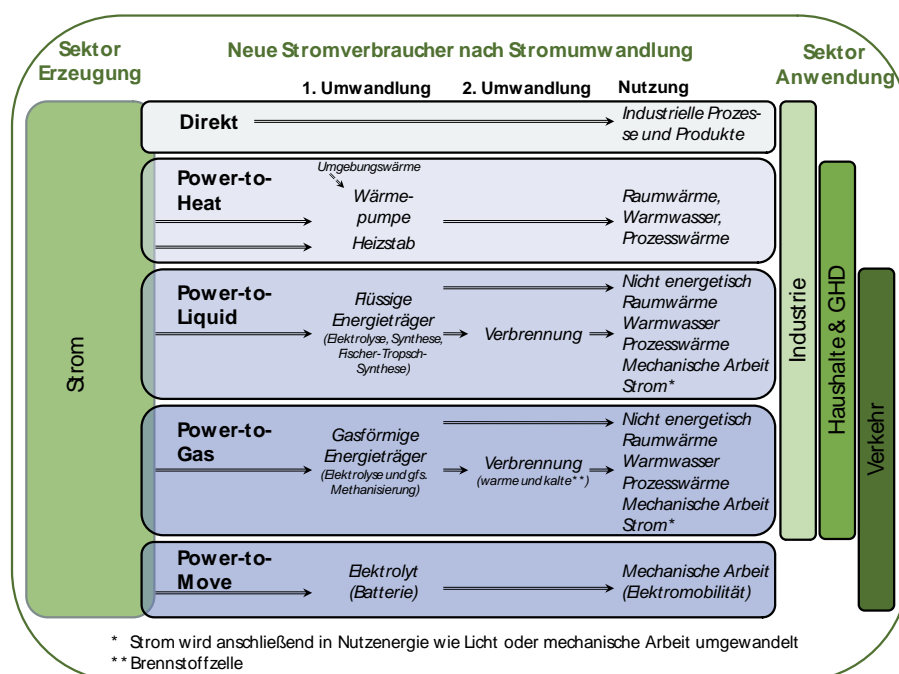
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AP	Arbeitspreis
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EKF	Energie- und Klimafonds
EU-ETS	Europäischer Emissionshandelssystem (European Emission Trading Scheme)
GHD	Gewerbe-Handel-Dienstleistung (Sektor)
GP	Grundpreis
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
LFSZ	Langfristszenarien (BMWi Studie)
LP	Leistungspreis
MS	Mittelspannung
NE	Netzebene
NS	Niederspannung
PtG	Power-to-gas
PtL	Power-to-liquid
RE	Renewable Energy
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
UBA	Umweltbundesamt

Zusammenfassung

Strombasierte Sektorkopplungstechniken sind gegenwärtig im Wettbewerb mit ihren fossil-basierten Konkurrenztechniken benachteiligt.

Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) wird nach heutigem Wissensstand zukünftig in sämtlichen Anwendungssektoren eine wichtige Dekarbonisierungsstrategie darstellen. Damit nimmt diese häufig als Sektorkopplung bezeichnete Verknüpfung eine Schlüsselstellung ein, um Klimaschutzziele zu erreichen. Unter Sektorkopplung werden sowohl sektorale als auch technologische Verknüpfungen mit dem Stromsektor verstanden (siehe Abbildung 6). Die technologischen Kopplungen umfassen Power-to-Heat (z. B. durch Wärmepumpen, Heizstäbe), Power-to-Gas/Liquid (z. B. durch Elektrolyse) und Power-to-Move (z.B. batteriebetriebene Elektromobilität). Außerdem spielt die direkte Stromnutzung in Industrieprozessen eine Rolle (z.B. Direktreduktionsanlagen in der Stahlherstellung).

Abbildung 1: Sektorkopplungsoptionen zwischen Erzeugungsektor und Anwendungsektor nach Umwandlungstechnik



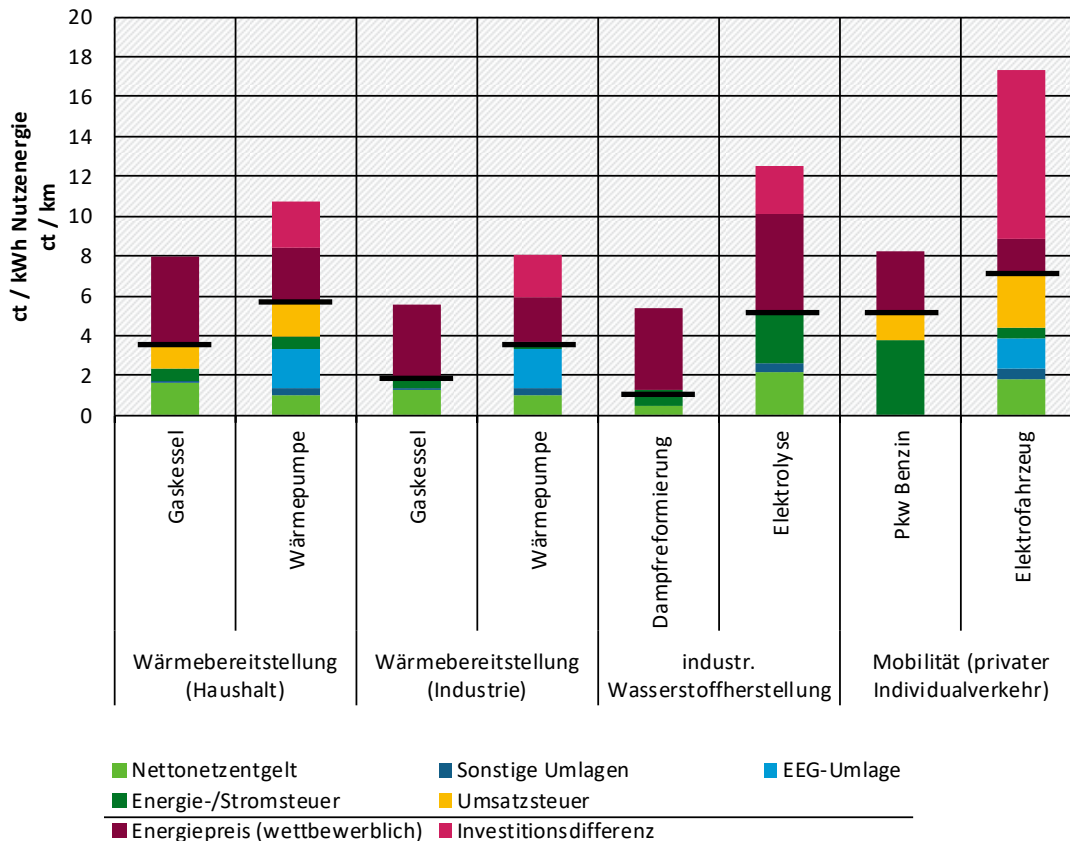
Quelle: in Anlehnung an (Fraunhofer ISI und DVGW 2015)

Unsere Analyse zeigt, dass strombasierte Sektorkopplungstechniken im Wettbewerb mit fossil-basierten Konkurrenztechniken heute benachteiligt sind. Durch eine unzureichende Internalisierung von Klimaschäden kommt der ökologische – und angesichts der Schadenskosten auch ökonomische – Nutzen, der durch eine auf erneuerbarem Strom basierende Bereitstellung von Nutzenergie mit Sektorkopplung erreicht werden kann, nicht monetär zum Ausdruck. Ökonomisch rational handelnde Akteure treffen volkswirtschaftlich ineffiziente Entscheidungen, da sie bei Nutzung fossiler Kraft- oder Brennstoffe nicht die vollen volkswirtschaftlichen Kosten ihrer Nutzungsentscheidung tragen müssen.

Auch staatlich induzierte Preisbestandteile, wie Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern, verzerren den Wettbewerb zwischen Energieträgern. Die unterschiedliche Belastung verschiedener Energieträger – genauer: Bereitstellungsformen von Nutzenergie – mit solchen Preisbestandteilen benachteiligt insbesondere Strom durch eine im Vergleich sehr hohe

Belastung. Für Sektorkopplungstechniken sind die Kosten pro kWh bereitgestellter Nutzwärme (also für den Endverbraucher) bei Power-to-Heat Anwendungen oder pro gefahrenem Kilometer bei Power-to-Move Anwendungen heute höher als bei den derzeit genutzten Referenztechniken (siehe Abbildung 7, alle nicht rötlich gefärbten Blöcke stellen staatlich induzierte Preisbestandteile dar).

Abbildung 2: Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken unter heutigen Rahmenbedingungen für einzelne Anwendungsbereiche



Quelle: eigene Abschätzungen auf Basis BNetzA 2018

Dieses Vorhaben adressiert daher die Schaffung von Voraussetzungen für eine umfassende Integration der Stromerzeugung aus EE als wichtigste CO₂-freie Energiequelle in das Energiesystem durch Sektorkopplung. Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger. Ein Co-Benefit kann durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen. Das Vorgehen in der Studie gliedert sich dabei in 5 Analyseschritte:

- ▶ Identifikation grundsätzlicher Anforderungen und Zielstellungen für den Ordnungs- und Rechtsrahmen
- ▶ Identifikation von Hemmnissen
- ▶ Strukturierung von Reformoptionen und Ableiten „richtungssicher“ Bausteine und Kombinationen aus Bausteinen für Reformen
- ▶ Quantitative Analyse für Reformoptionen

Welche Anforderungen und Zielstellungen für den Ordnungs- und Rechtsrahmen ergeben sich?

Bei der Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens sind verschiedene politische und gesellschaftliche Ziele und Randbedingungen zu berücksichtigen. Der energiewirtschaftliche Ordnungs- und Rechtsrahmen soll zu einem **klimagerechten und ökonomisch möglichst effizienten Energiesystem** beitragen und dabei auch die Erfüllung einer **Finanzierungsfunktion** sicherstellen. Neben diesen zentralen Anforderungen sind auch noch weitere Anforderungen wie Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit sowie Akzeptanz, Umsetzbarkeit und Transparenz zu erfüllen. Eine besondere Rolle nehmen auch die Aspekte **Sozialverträglichkeit** und internationale **Wettbewerbsfähigkeit** ein, die bei der Ausgestaltung besonders zu beachten sind. Sollten Reformen in der Energiewirtschaft die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen, könnte dies auch für ökologische Ziele problematisch sein, wenn es zum sogenannten Carbon Leakage käme (Produktions- und damit Emissionsverlagerung in Drittländern mit niedrigerem klimapolitischem Ambitionsniveau).

Wichtigste Hemmnisse für eine effiziente Ausgestaltung des Ordnungs- und Rechtsrahmens**► Keine ausreichende Internalisierung von Klimaschäden**

Eine verursachungsgerechte Bepreisung von CO₂-Emissionen ist heute nicht vorhanden, da weder die Energiesteuern noch der EU-ETS stringent auf die deutschen Klimaziele ausgerichtet sind. Dadurch kommt der klimabezogene Nutzen, der durch Sektorkopplungstechniken erreicht werden kann, nicht monetär zum Ausdruck. Ökonomisch rational handelnde Akteure treffen volkswirtschaftlich ineffiziente Entscheidungen, da sie bei Nutzung fossiler Kraft- oder Brennstoffe nicht die vollen volkswirtschaftlichen Kosten ihrer Nutzungsentscheidung tragen müssen.

► Staatlich induzierte Preisbestandteile verzerren den Wettbewerb

Deutlich wird in den Analysen, dass die Belastung von konventioneller zu Sektorkopplungslösung mit staatlichen Preisbestandteilen in der Regel genau entgegengesetzt zu den anfallenden CO₂-Emissionen ausfällt. Selbst bei der heute noch hohen CO₂-Intensität des deutschen Strom-Mix, ist die Sektorkopplungslösung zumeist der emissionsärmere, aber höher belastete Bereitstellungsweg. Dieses Missverhältnis verschärft sich bei zunehmender Dekarbonisierung der Stromerzeugung weiter.

► Zusätzliche Hemmnisse für Sektorkopplungstechniken durch nicht-monetäre Hemmnisse

Die Verhaltensökonomie diskutiert unter Begriffen wie „begrenzte Rationalität“ (engl. „bounded rationality“) oder „kognitive Verzerrung“ (engl. „cognitive bias“) ein vom individuellen ökonomischen Optimum abweichendes Verhalten. Hieraus können zusätzliche Hemmnisse für Sektorkopplung entstehen.

► Positive externe Effekte sind nicht eingepreist

Hemmnisse entstehen zudem beim Vorliegen positiver externer Effekte. Diese können zum Beispiel im Zusammenhang mit technologischem Lernen bei noch vergleichsweise neuen Technologien entstehen, wenn der Nutzen aus dem Erzielen von Lernkurveneffekten nicht vollständig von demjenigen „privatisiert“ werden kann, der die Kosten für das Erreichen einer Lernkurve tragen muss (z. B. durch „Wissens-Spill-Over“).

Strukturierung der Reformoptionen und mögliche Bausteine

Auf Basis der beschriebenen Hemmnisse für Sektorkopplungstechniken und der identifizierten Ursachen für Verzerrungen wurden Lösungsoptionen erarbeitet, die mögliche Bausteine für

Reformoptionen darstellen können. Die Entwicklung und Diskussion der Bausteine erfolgt in drei Reformclustern:

► Reformcluster A (**Reduktion der Belastung von Strom mit nicht-kostenreflexiven Preisbestandteilen und Gegenfinanzierung durch eine CO₂-Bepreisung**) adressiert die „per definitionem“ nicht-kostenreflexiven und die Sektorkopplung hemmenden Preisbestandteile wie insbesondere die EEG-Umlage und Stromsteuer. Dies folgt dem Gedanken, dass es möglich ist, den Hemmnisabbau in diesem Bereich mit einer verstärkten Internalisierung von Klimakosten zu verbinden und so zwei Hemmnisse gleichzeitig abzubauen. Folgende Bausteine werden dabei betrachtet:

- A.1: Finanzierung Stromsteuer aus CO₂-Bepreisung
- A.2: Finanzierung der EEG-Umlage aus CO₂-Bepreisung
- A.3: Anpassung der CO₂-Bepreisung an Minderungspfad im Falle einer Umsetzung der CO₂-Bepreisung im Rahmen der Energiesteuer
- A.4: Orientierung der CO₂-Bepreisung an den Schadenskosten
- A.5: Orientierung der CO₂-Bepreisung an den Schadenskosten nur außerhalb des EU-ETS-Sektors

Der Baustein A.3 setzt die CO₂-Bepreisung in Form einer CO₂-orientierten Komponente bei der Energiebesteuerung um. Die Internalisierung und die damit generierten Einnahmen für die öffentlichen Haushalte zur Gegenfinanzierung der Bausteine A.1 und A.2 könnten in ähnlicher Weise durch einen weiterentwickelten EU-ETS oder auch ein evtl. sektoral begrenztes nationales Emissionshandelssystem erfolgen. Unterschiede zwischen beiden Ansätzen waren nicht Gegenstand dieses Vorhabens, da sie im Hinblick auf die Wirkungen für Sektorkopplung nachrangig sind.

Eine pauschale, sozialpolitisch motivierte Rückerstattung (von Teilen) der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung wurde im Rahmen der Studie nicht untersucht. So könnten die Einnahmen z.B. auf pro Kopf-Basis an die Bürgerinnen und Bürger zurückgegeben werden („Klimaprämie“). Anders als bei der Reduktion von staatlich bestimmten Strompreisbestandteilen verändert eine pauschale Rückerstattung die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechniken nicht.

► Reformcluster B (**Netzentgelte kostenreflexiver gestalten und weitere Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplung abbauen**) fokussiert auf die Infrastrukturenfinanzierung, bei der Kostenreflexivität zwar nicht vollständig erreichbar ist, aber dennoch ein relevantes Kriterium ist. Die einzelnen Bausteine aus diesem Reformcluster sind:

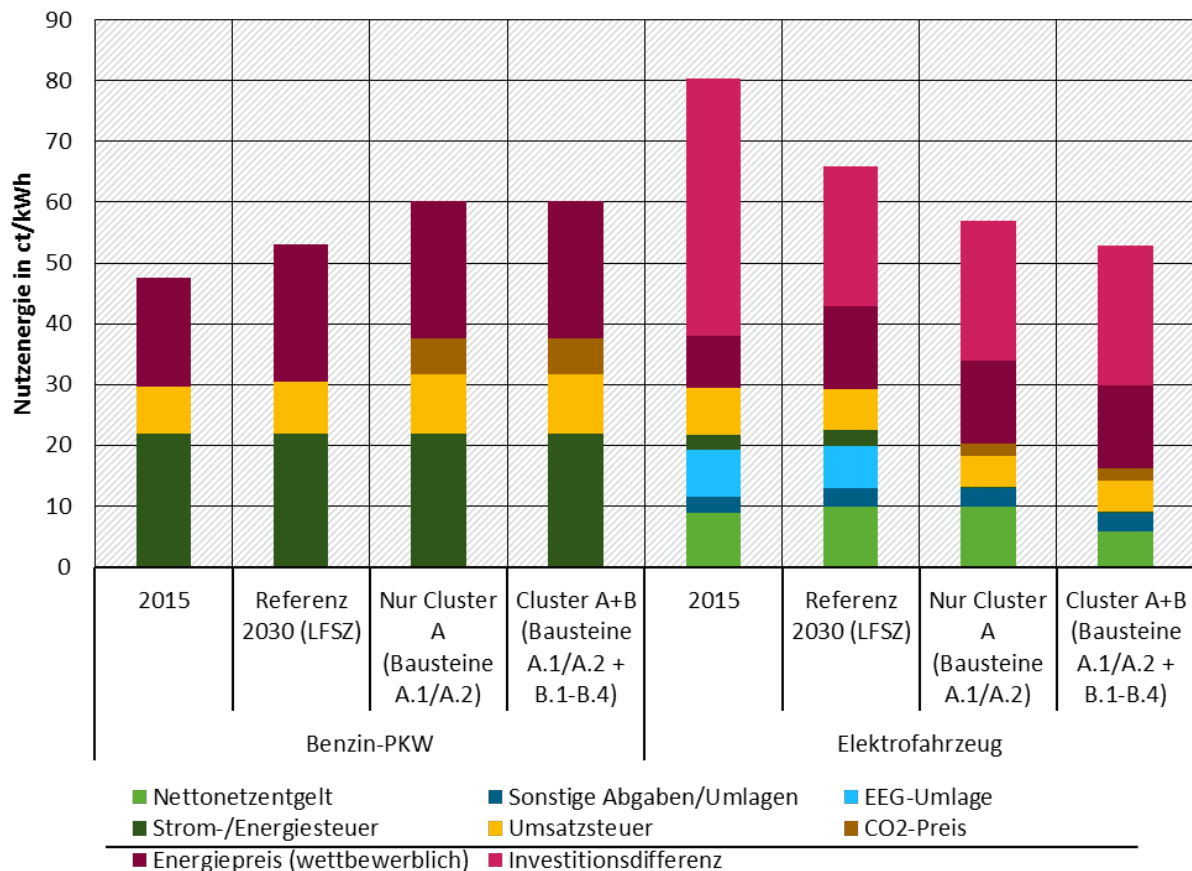
- B.1: Deutliche Absenkung der kWh-bezogenen Netzentgelte (Arbeitspreise)
- B.2: Deutliche Absenkung bis hin zum Verzicht auf Leistungspreise in heutiger Form
- B.3: Kompensation geringerer Einnahmen zur Netzfinanzierung bei Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise durch anschlussbezogene Grundpreise
- B.4: Kompensation geringerer Einnahmen zur Netzfinanzierung bei Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise durch Kapazitätsentgelte
- B.5: Entlastung der Stromverbraucher von der Tragung durch Erzeugungsanlagen verursachter Netzkosten
- B.6: Dynamisierung von Netzentgelten

- ▶ Reformcluster C (**Flankierende ordnungsrechtliche Instrumente**) beschäftigt sich mit ergänzenden, nicht preisbasierten Instrumenten, die auch die nicht-monetären Hemmnisse aufgreifen. Allen gemein ist, dass im Ergebnis Emittenten durch regulatorische / administrative Vorgaben (Gebote oder Verbote) direkt oder indirekt (z. B. durch Vorgaben für Hersteller, wie die Automobilhersteller bei den Flottengrenzwerten) dazu verpflichtet werden, Emissionen zu vermeiden bzw. emissionsarme Techniken zu nutzen. Bei der Ausgestaltung von ordnungsrechtlichen Instrumenten besteht ein erheblicher Gestaltungsspielraum, aber zugleich auch ein Gestaltungserfordernis. Dadurch können ordnungsrechtliche Instrumente mehr oder weniger stark spezifisch im Hinblick auf die regulierten Sektoren, Akteure, Anwendungen und / oder Techniken sein. Die Entwicklung konkreter Ausgestaltungsvorschläge für ordnungsrechtliche Instrumente steht jedoch nicht im Fokus dieses Vorhabens.

Die Wirkung der Bausteine aus den Reformclustern A und B auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungsanwendungen wurde exemplarisch auch quantitativ untersucht. Die Untersuchungen wurden für beispielhafte Anwendungsfälle für das Jahr 2030 und unter Annahme verschiedener Entwicklungen des Energiesystems hinsichtlich Energieverbräuchen, CO₂-Emissionen, Brennstoffpreisen, etc. vorgenommen.

Quantitative Analysen zu den Auswirkungen der Reformbausteine auf die Sektorkopplungstechniken im Verkehr

Die Wirtschaftlichkeit eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Benzin-PKW verbessert sich bei Umsetzung der Reformbausteine deutlich. Hier ist bereits ohne eine Anpassung der Netzentgelte (Reformcluster B) eine Vorteilhaftigkeit für Elektrofahrzeuge gegeben, die sich bei niedrigeren Netzentgelten verstärkt. Auf diese Weise werden die unterstellten Mehrkosten durch höhere Investitionen in das Elektrofahrzeug kompensiert. Staatlich induzierte Preisbestandteile machen dann einen deutlich geringeren Anteil an den Kosten für ein Elektrofahrzeug aus als in der Referenz (Fortschreibung des Status quo hinsichtlich der staatlich induzierten Preisbestandteile). Weiterhin relevant bleiben die erwarteten Unterschiede bei den Investitionen in ein Benzin- bzw. Elektrofahrzeug. Diese könnten durch eine gezielte Technologieförderung reduziert werden, wenn bei der neuen Sektorkopplungstechnik z. B. Wissen-Spill-Over-Effekte als Externalität erkannt werden.

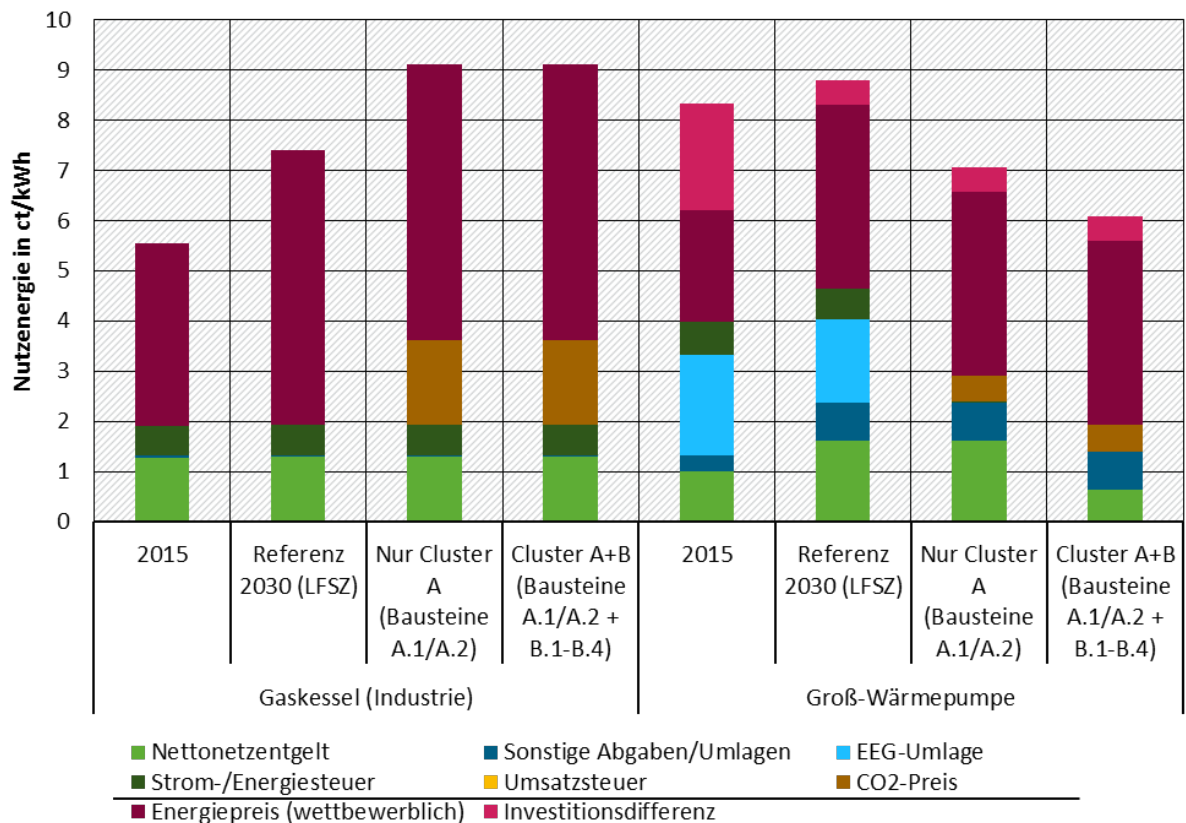
Abbildung 3: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Verkehrsbereich

Quelle: eigene Darstellung

Sektorkopplung Wärme im Industriebereich und bei Haushalten

Bei der Wärmeerzeugung im Industriebereich sind die staatlichen Preisbestandteile für einen erdgasbefeuerten Gaskessel deutlich niedriger als für eine strombetriebene Großwärmepumpe. Mit den Reformbausteinen aus dem Cluster A dreht sich dies zu Gunsten der Großwärmepumpe um. Eine zusätzliche Anpassung der Netzentgelte (Reformcluster B) senkt die Preisbestandteile nochmals weiter ab, so dass sich eine deutliche Vorteilhaftigkeit für Großwärmepumpen im Vergleich zu einem Gaskessel in 2030 ergibt.

Im Haushaltsbereich liegen die staatlich induzierten Preisbestandteile im Referenzfall (Fortschreibung des Status quo hinsichtlich der staatlich induzierten Preisbestandteile) für die Wärmepumpe als Sektorkopplungstechnologien deutlich höher als bei einem fossil betriebenen Gaskessel. Durch Umsetzung der Maßnahmen im Cluster A ändern sich die Verhältnisse, so dass die Sektorkopplungstechnologie dann niedrigere staatliche Preisbestandteile ausweist. Die Vorteilhaftigkeit bei Umsetzung der Maßnahmen aus Cluster B erhöht sich nochmals, wenn man die regulären Netzentgelte in der Niederspannung als Vergleich nimmt. Für Wärmepumpen gilt aktuell bereits eine Sonderregelung (EnWG §14a), die heute bereits ein Netzentgeltniveau ermöglicht, das vergleichbar ist mit dem Niveau bei einer Umsetzung der Maßnahmen in Cluster B. Eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ergibt sich daher nicht.

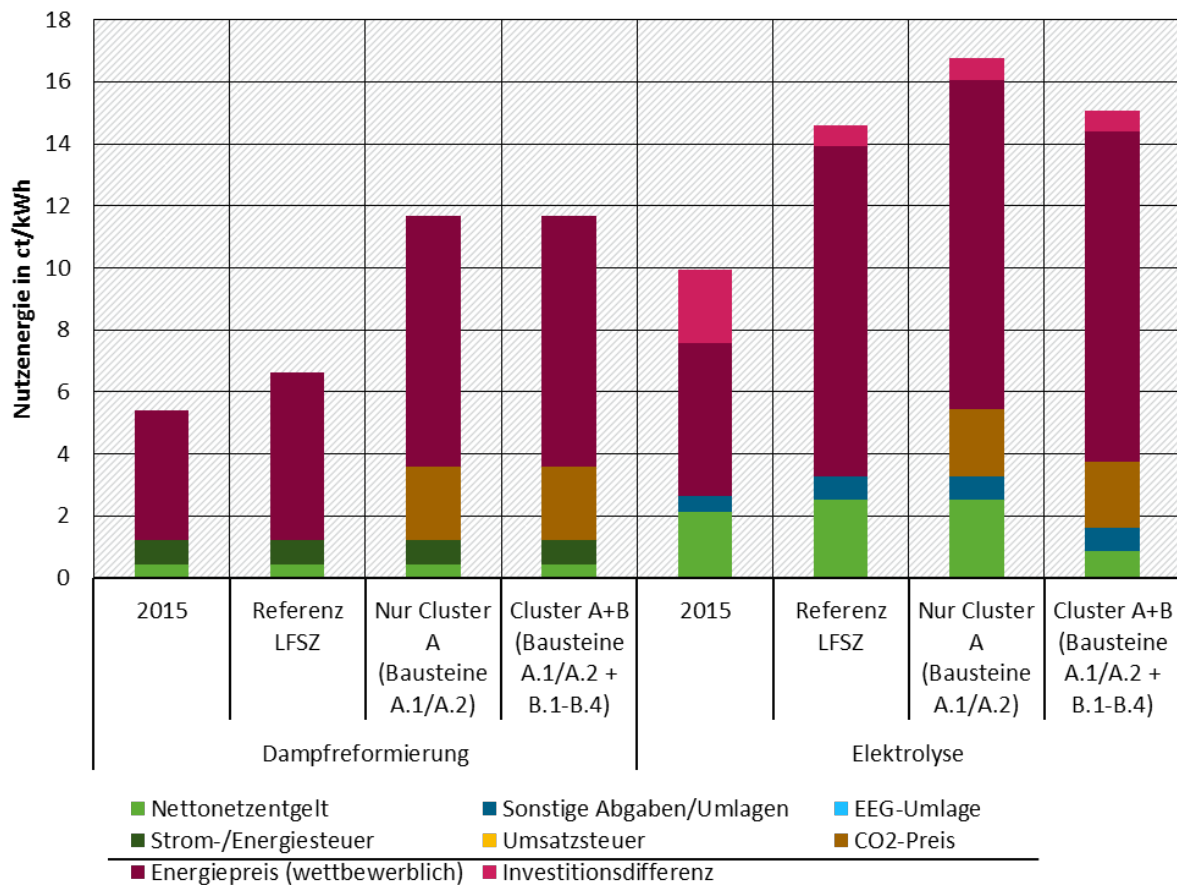
Abbildung 4: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Wärmebereich (Industrie)

Quelle: eigene Darstellung

Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung

Erdgasbetriebene Dampfreformierung ist mit deutlich geringeren staatlichen Preisbestandteilen belastet als eine strombetriebene Elektrolyse. Durch die Umsetzung der Maßnahmen im Cluster A gleichen sich die Preisbestandteile der beiden Optionen stärker an, wobei die Belastung der Elektrolyse dann immer noch höher ist als bei der Dampfreformierung. In den Beispielrechnungen ist dabei der durchschnittliche Strompreis sowie die durchschnittliche CO₂-Intensität des Stroms verwendet worden. Wird der CO₂-Preis auch im EU-ETS-Bereich deutlich erhöht, wirkt sich dies auf die Kosten für den Stromeinsatz des Elektrolyseurs aus. Bei der Verwendung von CO₂-armen Strom können sich dann auch deutlich niedrigere Kosten ergeben.

Bei einer Kombination der Reformmaßnahmen (Cluster A und Cluster B) und einer damit verbundenen Absenkung der Netzentgelte sind die staatlich induzierten Preisbestandteile bei beiden Optionen auf demselben Niveau. Die Wirtschaftlichkeit wird dann von den Preisen für die eingesetzte Energie sowie aus der Differenz der notwendigen Investition in die Anlagen bestimmt. Eine Vorteilhaftigkeit für die Sektorkopplungstechnik ist jedoch auch bei einer Kombination der Maßnahmen Cluster in 2030 noch nicht gegeben, was aber auf die höheren (wettbewerblich bestimmten) Energiepreise zurückzuführen ist.

Abbildung 5: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung

Quelle: eigene Darstellung

Fazit zur Ausgestaltung des Ordnungs- und Rechtsrahmens für Sektorkopplungstechniken

Eine Reform der heutigen Rahmenbedingungen und die Einführung einer CO₂-Bepreisung für verschiedene Energieträger, die sich möglichst weitgehend an deren Kohlenstoffgehalt orientiert, kann bei adäquater Höhe des CO₂-Preises das Problem von Verzerrungen aufgrund einer unzureichenden Internalisierung beheben. Gleichzeitig kann darüber ein Finanzaufkommen generiert werden, um den Finanzierungsbedarf für die EEG-Umlage sowie die Stromsteuer zu kompensieren. Verzerrungen, die aus diesen Preisbestandteilen heute resultieren, würden abgebaut.

Eine konkrete Umsetzung ist im Rahmen der vorgestellten Reformcluster A und B innerhalb des Vorhabens quantitativ analysiert worden. Bei einem CO₂-Preis von 80 Euro/t würde unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung insbesondere von Energieverbräuchen und Emissionen ein ausreichendes Finanzaufkommen erzielt, um damit EEG-Umlage und Stromsteuer zu finanzieren. Im Ergebnis führt die Umsetzung zu einer geringeren Verzerrung der Anreize für beispielhafte Sektorkopplungstechniken. Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Umsetzung der Reformcluster deutlich verbessert, so dass bei Wärmepumpen im Haushaltssektor, bei der Elektromobilität sowie bei einer Wärmebereitstellung in der Industrie mit Großwärmepumpen eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber fossilen Referenztechnologien gegeben sein kann,

Verzerrungsfreiere Rahmenbedingungen werden durch die Umsetzung der Reformcluster A und B mittelfristig adressiert, wobei für einige Sektorkopplungstechnologien (u.a. die Herstellung

von Wasserstoff mittels Elektrolyse) die Wirtschaftlichkeit zum Teil noch nicht gegeben. Liegt der Grund hierfür darin, dass ausreichend hohe CO₂-Preise aufgrund z. B. aufgrund der damit einhergehenden Verteilungswirkungen politisch kurzfristig nicht umsetzbar sind, dann könnten zusätzliche und bestehende ordnungsrechtliche Instrumente die Wirtschaftlichkeit verbessern und noch bestehende Verzerrungen kompensieren.

Sektorkopplungstechniken können von solchen ordnungsrechtlichen Instrumenten profitieren, da sie bei Verwendung von erneuerbarem Strom bzw. einem stark / vollständig dekarbonisierten Strommix eine emissionsarme/-freie Form der Nutzenergiebereitstellung darstellen. Heute vorhandene Verzerrungen zu Lasten der Sektorkopplung und zu Gunsten der fossil-basierten Konkurrenztechniken könnten dann ihre Wirkungen verlieren, da die ordnungsrechtlichen Instrumente den Einsatz der fossil-basierten Konkurrenztechniken verbieten oder einschränken oder aber auch Sektorkopplung begünstigen.

Ordnungsrechtliche Instrumente kommen nicht nur in Betracht, wenn ausreichend hohe CO₂-Preise kurzfristig politisch nicht umsetzbar erscheinen. Zumindest bei einem Teil der Akteure im Energiesystem selbst „theoretisch perfekte“ Preissignale nicht zu einem kosteneffizienten und mit den Klimazielen konformen Energiesystem führen würden. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Insbesondere verhalten sich Individuen in der Regel nicht entsprechend des Modells eines idealtypischen „homo oeconomicus“, verwenden zum Teil zu hohe individuelle Diskontraten; aber auch Transaktionskosten oder andere institutionelle Aspekte (z. B. Mieter-Vermieter-Verhältnis) spielen eine Rolle. Selbst bei hohen CO₂-Preisen (z. B. in Höhe der Schadenskosten) würden dann ökonomische effiziente Sektorkopplungstechniken von den Akteuren teilweise nicht eingesetzt. Hier können ordnungsrechtliche Instrumente zu einem gesamtgesellschaftlichen effizienten Ergebnis beitragen.

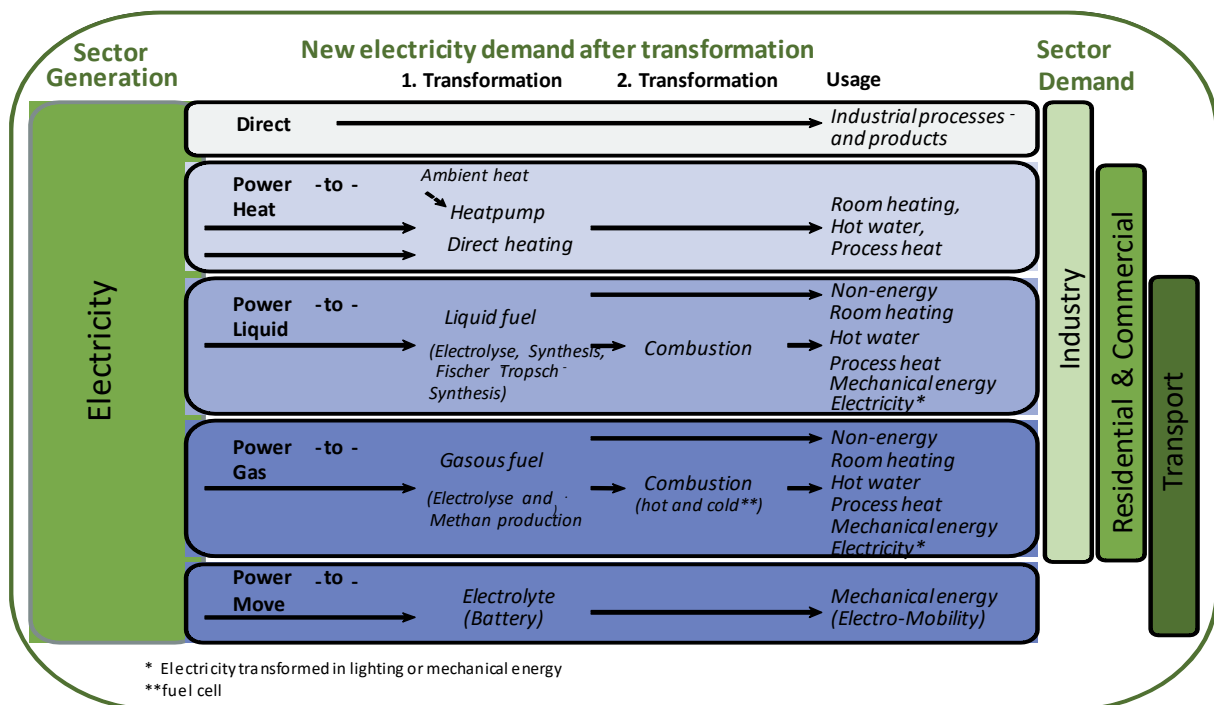
Bei der Ausgestaltung von ordnungsrechtlichen Instrumenten besteht ein immenser politischer Gestaltungsspielraum, aber zugleich auch ein Gestaltungserfordernis. Dadurch können ordnungsrechtliche Instrumente mehr oder weniger stark spezifisch im Hinblick auf die regulierten Sektoren, Akteure, Anwendungen und / oder Techniken sein. Daher ist bei solchen Instrumenten immer auch regulatorisches Wissen erforderlich, um Emissionsminderung dort anzureizen bzw. vorgeben zu können, wo sie langfristig am kostengünstigsten sind. Das ist bei ihrer Einführung bzw. Fortführung zu berücksichtigen.

Summary

Electricity-based sector coupling technologies are currently at a disadvantage in competition with their fossil-fuel based competing technologies.

The use of electricity from renewable energies (RE) will be an important decarbonisation strategy in all application sectors in the future. This link, often referred to as sector coupling, is therefore a key to achieve CO₂ reduction targets. Sector coupling refers to both sectoral and technological links with the electricity sector (see figure below). The technological link include power-to-heat (e.g. by heat pumps, direct electric heating), power-to-gas/liquid (e.g. by using electrolysis) and power-to-move (e.g. battery-powered electric mobility). In addition, the direct use of electricity plays a role in industrial processes (e.g. direct reduction plants in steel production).

Figure 1 Sector coupling options linking electricity generation sector and demand sectors



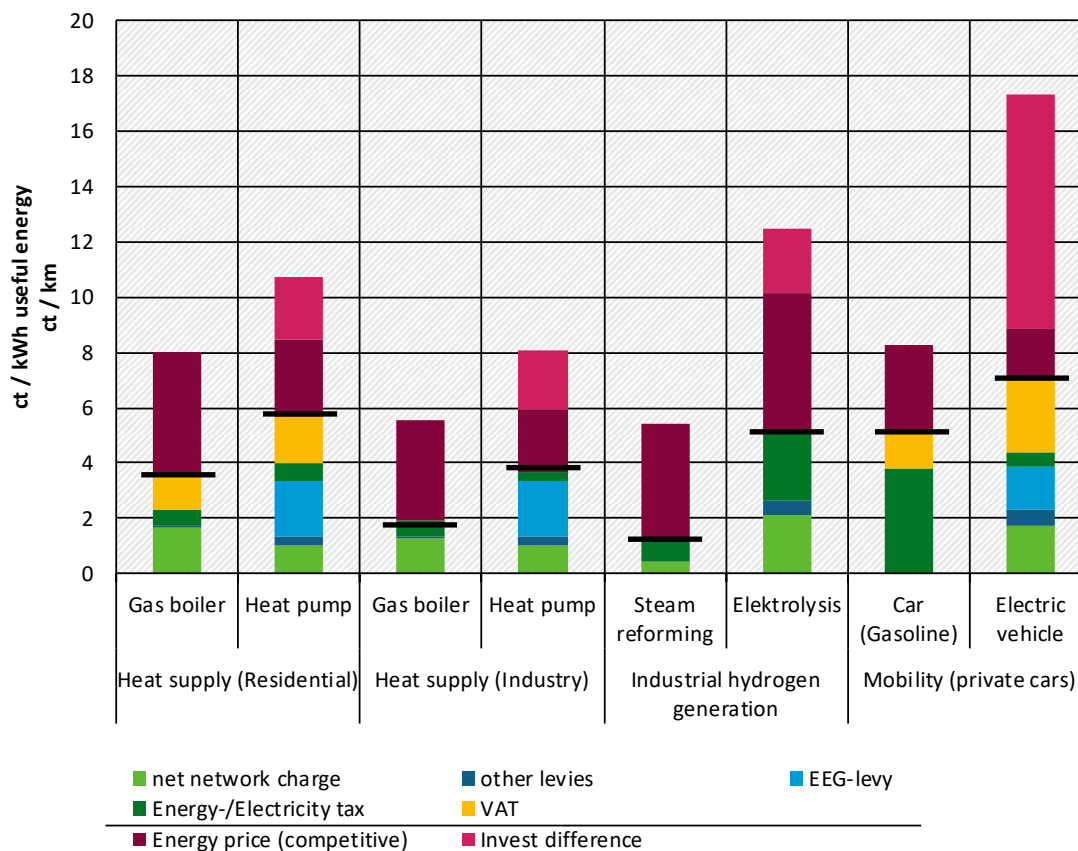
source: based on (Fraunhofer ISI und DVGW 2015)

Our analysis shows that electricity-based sector coupling techniques are at a disadvantage today in competition with fossil-fuel based competing techniques. Due to an insufficient internalisation of climate damage, the ecological - and in view of the damage costs also economic - benefit that can be achieved by providing useful energy based on renewable electricity with sector coupling is not expressed in monetary terms. Economically rational actors make economically inefficient decisions because they do not have to bear the full costs of their decision to use fossil fuels.

Government-induced price components such as charges, fees, levies and taxes also distort competition between energy sources. The different magnitude of such price components for different energy sources - more precisely: forms of supply for useful energy - puts electricity at a disadvantage due to a comparatively high magnitude of these price components. For sector-coupling technologies, the costs per kWh of useful heat provided (i.e. for the end consumer) for power-to-heat applications or per kilometre travelled for power-to-move applications are now

higher than for the reference technologies currently in use (see figure below, all bars not coloured reddish represent government-induced price components).

Figure 2 Profitability of sector coupling solutions under today's framework for different uses



source: own calculations based on BNetzA 2018

This study therefore addresses the development of prerequisites for an integration of electricity generation from renewable energy sources as the most important CO₂-free energy source into the energy system through sector coupling. The primary objective of sector coupling is to reduce greenhouse gas emissions by substituting fossil fuels. Co-benefits can be achieved by contributing to greater flexibility and increased energy efficiency. The analysis in the study is divided into five steps:

- ▶ Identification of fundamental requirements and objectives for the regulatory and legal framework
- ▶ Identification of barriers for sector coupling
- ▶ Structuring of reform options and derivation of robust modules and combinations of modules for reforms
- ▶ Quantitative analysis of reform options

What are the requirements and objectives for the regulatory and legal framework?

When designing the regulatory and legal framework for the energy sector, various political and social objectives and boundary conditions must be taken into account. The energy-related regulatory and legal framework should contribute to a climate-friendly and economically

efficient energy system and has to ensure at the same time that the financing of infrastructure is fulfilled. In addition to these primary requirements, other requirements such as security of supply, environmental protection, acceptance, practicability and transparency must also be met. The aspects of social acceptability and international competitiveness also play a special role, and these must be given special consideration in the design. Should reforms in the energy sector have a negative impact on the competitiveness of internationally engaged companies, this could also pose problems for ecological goals if carbon leakage occur (relocation of production and thus emissions in third countries with a lower level of ambition in terms of climate policy).

Main obstacles to an efficient regulatory and legal framework

- ▶ No adequate internalisation of climate damage

A damage cost-related pricing of CO₂ emissions is not in place today, as neither the energy taxes nor the EU-ETS are strictly aligned with the German climate targets. This means that the climate-related benefits that can be achieved through sector coupling techniques are not expressed in monetary terms. Economically rational actors make economically inefficient decisions because they do not have to bear the full costs of their decision to use fossil fuels.

- ▶ Government-induced price components distort competition

The burden of government-induced price components for conventional compared to sector-coupling solutions is generally exactly the opposite of the CO₂ emissions incurred. Even with the still high CO₂ intensity of the German electricity mix today, the sector coupling solution is usually the supply route with lower-emission, but higher government-induced price components. This imbalance is getting worse by the increasing decarbonisation of power generation.

- ▶ Additional barriers to sector coupling technologies through non-monetary barriers

Behavioural economics discusses behaviour that deviates from the individual's economic optimum under terms such as "bounded rationality" or "cognitive bias". This can lead to additional barriers to sector coupling.

- ▶ Positive external effects are not part of prices

Barriers also arise if positive external effects are present. These can arise, for example, in connection with technological learning in comparatively new technologies if the benefits from achieving learning curve effects cannot be fully "privatised" by the person who has to bear the costs of achieving the learning curve (e.g. through "knowledge spill-over").

Structuring of reform options and possible reform modules

On the basis of the described barriers to sector coupling techniques and the identified causes of distortions, solutions are developed that could represent possible modules for reform options. The development and discussion of modules takes place in three reform clusters:

- ▶ Reform cluster A (**reduction of the burden of electricity with non-cost-reflective price components and counter-financing through carbon pricing**) addresses the "by definition" non-cost-reflective price components that hamper sector coupling, such as in particular the EEG levy and electricity tax. This follows the idea that it is possible to combine the reduction of barriers in this area with an increased internalisation of climate costs and thus reducing two barriers simultaneously. The following modules are considered:
 - A.1: Financing electricity tax from carbon pricing
 - A.2: Financing of the EEG levy from carbon pricing

- A.3: Adjustment of carbon pricing to greenhouse gas reduction pathway (Implementation of carbon pricing within the framework of the energy tax)
- A.4: Carbon pricing based on climate damage costs
- A.5: Carbon pricing based on damage costs only outside the EU-ETS sector

Module A.3 implements carbon pricing by means of a CO₂-oriented component for energy taxes. The internalisation and simultaneous generation of revenues for the public budgets to offset the financing of modules A.1 and A.2 can similarly take place through a further developed EU-ETS or a temporary national emissions trading system possibly limited to specific sectors. Differences between the two approaches were not within the scope of this project as they are of secondary importance regarding effects on sector coupling.

A general, socio-politically motivated reimbursement (of parts) of the revenues from carbon pricing was not investigated in the study. For example, the revenues could be returned to the citizens on a per capita basis ("climate premium"). In contrast to the reduction of government-induced electricity price components, a general refund does not change the competitiveness of sector coupling technologies.

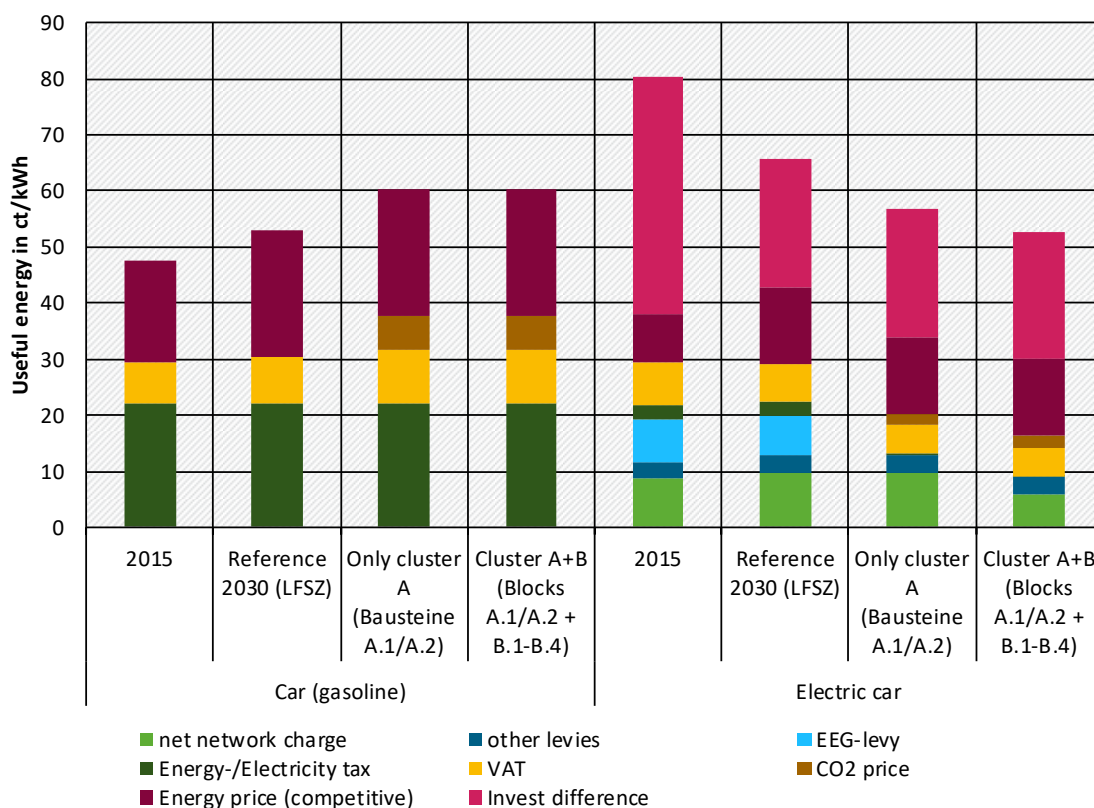
- ▶ Reform cluster B (**making network charges more cost-reflective and reducing further distortions at the expense of sector coupling**) focuses on infrastructure refinancing, where cost reflexivity is not fully achievable but is nevertheless a relevant criterion. The individual modules of this reform cluster are as follows:
 - B.1: Significant reduction in kWh-related network charges (energy prices)
 - B.2: Significant reduction or discontinuation of peak power prices in today's form
 - B.3: Connection-related prices as a compensation of lower revenues for network financing in the event of lower energy and peak power prices
 - B.4: Capacity charges as a compensation for lower revenues for network financing in the event of lower labour and service prices
 - B.5: Reducing network cost charged from electricity consumers by costs caused by generation capacity
 - B.6: Dynamic network charges
- ▶ Reform cluster C (**complementing regulatory instruments**) deals with complementary, non-price-based instruments that also address non-monetary barriers. Such instruments have in common that as a result actors are directly or indirectly obliged (e.g. by specifications for manufacturers, such as car manufacturers in the case of fleet limit values) to avoid emissions or to use low-emission technologies by means of regulatory / administrative specifications (incentives or prohibitions). There is large degree of freedom in the design of regulatory instruments, but there is also a design requirement. As a result, regulatory instruments can be more or less specific with regard to the regulated sectors, actors, applications and / or technologies. The development of detailed design proposals for regulatory instruments is not, however, the focus of this project.

The impact of the modules from the reform clusters A and B on the economic efficiency of sector coupling applications is also examined quantitatively for exemplary applications. The investigations are carried out for the year 2030 and under the assumption of different developments of the energy system with regard to energy consumption, CO₂ emissions, fuel prices, etc. The results of the study are used as a basis for the assessment of the economic efficiency of sector coupling applications.

Quantitative impact analyses of the reform modules on sector coupling techniques in the transport sector

The profitability of an electric vehicle compared to a gasoline passenger car is significantly improved when the reform modules are implemented. In the investigated case, even without an adjustment of the network charges (reform cluster B), electric vehicles already have advantages, which are even larger in the case of lower network charges. In this way, the assumed additional costs are compensated by higher investments in electric vehicles. Government-induced price components then account for a much smaller share of the costs for an electric vehicle than in the reference (continuation of the status quo with regard to government-induced price components). The expected differences in investment in a gasoline or electric vehicle remain relevant. These could be reduced by technology specific premiums if, for example, knowledge spill-over effects are recognised as externalities for new sector coupling technology.

Figure 3 Impact of the reform modules from clusters A and B on the sector coupling in transport sector



source: own illustration

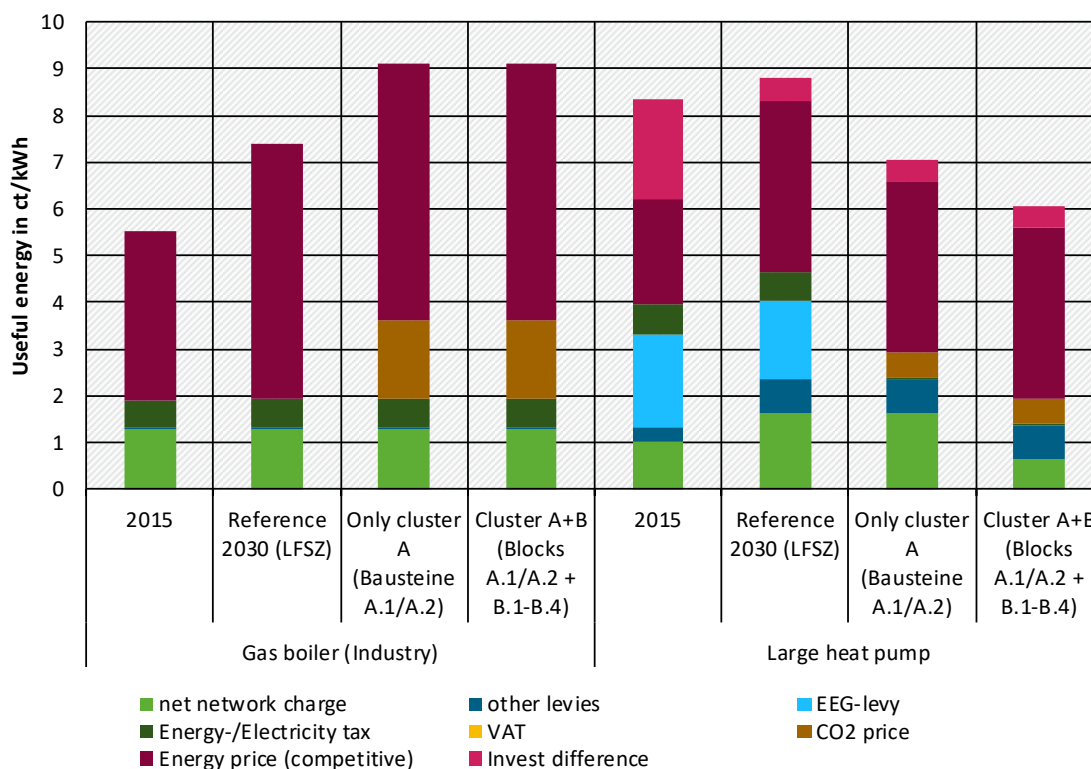
Sector coupling in industry and household heating sector

For industrial heat generation, the government-induced price components for a natural gas-fired boiler are significantly lower than for a large-scale electric heat pump. With the instruments from cluster A, this turns around in favour of the large-scale heat pump. An additional adjustment of the network charges (reform cluster B) further lowers the price components, resulting in a clear advantage for large-scale heat pumps compared to a gas boiler in 2030.

In the household sector, the government-induced price components in the reference case (continuation of the status quo with regard to the government-induced price components) are significantly higher for the heat pump as a sector coupling technology than for a fossil-fuelled

gas boiler. By implementing the measures in cluster A, the conditions change, so that the sector coupling technology then shows lower government-induced price components. The advantages of implementing the measures from cluster B are further increased if the regular grid fees for low voltage are taken as a comparison. A special regulation (EnWG §14a) currently already applies to heat pumps, which enables a network charge level today that is comparable to the level for implementing the measures in cluster B. Due to this there is no further improvement in economic efficiency.

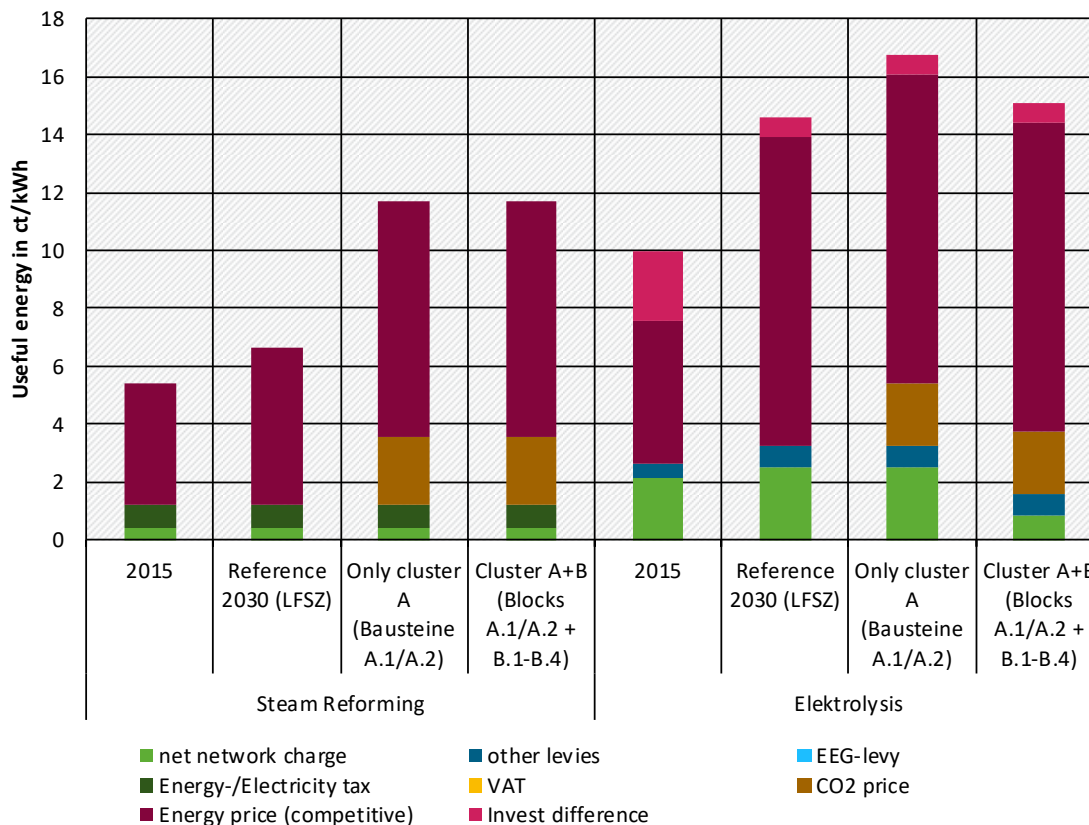
Figure 4 Impact of the reform modules from clusters A and B on the sector coupling coupling in industry and household heating sector



Sector coupling for hydrogen production

Natural gas-operated steam reforming is charged significantly lower government-induced price components than electricity-operated electrolysis. By implementing the measures in cluster A, the price components of the two options are more closely aligned, however the charges on electrolysis is still higher compared to steam reforming. In the quantitative analysis, the average electricity price and the average CO₂-intensity of the electricity are used. If the carbon price is also significantly increased in the range of the EU-ETS, this has an effect on the costs for the electrolyser's electricity input. The use of electricity with low CO₂ emissions can also result in significantly lower costs.

If the reform measures are combined (cluster A and cluster B) and the grid fees are lowered as a result, the government-induced price components are at the same level for both options. The economic efficiency is then determined by the prices for the energy used and by the difference between the necessary investments in the plants. However, even a combination of the measures in both clusters in 2030 does not yet offer an economic advantage for the sector coupling technology, which, however, is mainly related to the higher (competitively determined) energy prices.

Figure 5 Impact of the reform modules from clusters A and B on the sector coupling for hydrogen production

source: own illustration

Conclusion on the design of the regulatory and legal framework for sector coupling techniques

A reform of the current regulatory and legal framework and the introduction of carbon pricing for all energy sources, which is as largely as possible oriented on their carbon content, can solve the problem of distortions due to insufficient internalisation if the carbon price is adequate. At the same time, a financial revenue can be generated to offset the financing requirements for the EEG levy and the electricity tax. Distortions resulting from these price components today would be reduced.

Implementation options have been quantitatively analysed within the framework of the reform clusters A and B presented within the project. At a carbon price of 80 euro/t, the assumptions made on the development of energy consumption and emissions in particular would result in sufficient financial resources to finance the EEG levy and electricity tax. As a result, the implementation leads to less distortions of the incentives for exemplary sector coupling technologies. The implementation of the reform clusters will significantly improve economic efficiency, so that heat pumps in the household sector, electric vehicles and heat production in industry with large heat pumps can have an economic advantage over fossil reference technologies,

More distortion-free framework conditions can be achieved in the mid-term by the implementation of reform clusters A and B, although for some sector coupling technologies (e.g. the production of hydrogen by electrolysis) economic viability is not yet given in part. In case sufficiently high carbon prices cannot be implemented in the short term, e.g. due to acceptance

problems with respect to associated distribution effects, regulatory instruments could improve economic efficiency and could be used to compensate for existing distortions.

Sector coupling techniques can benefit from such regulatory instruments, as they represent a low-emission/free-emission form of useful energy supply when renewable electricity is used or a strongly/fully decarbonised electricity mix is used. Distortions existing today at the expense of sector coupling and in favour of fossil-based competing technologies could then lose their effects, since the regulatory instruments prohibit or restrict the use of fossil-based competing technologies or also favour sector coupling.

Regulatory instruments should not only be considered if sufficiently high carbon prices are politically not feasible in the short term. At least for some of the actors in the energy system, even "theoretically perfect" price signals would not lead to a cost-efficient energy system that complies with the climate targets. There are many reasons for this. In particular, individuals generally do not behave according to the model of an perfect "homo oeconomicus", sometimes use excessively high individual discount rates, but transaction costs or other institutional aspects (e.g. tenant-lessor relationship) also play a role. Even with high carbon prices (e.g. in the amount of the damage costs), economic efficient sector coupling techniques would then not be used by the actors in some cases. Here, regulatory instruments can contribute to an efficient result for society as a whole.

When designing regulatory instruments, there is large degree of (political) freedom in designing such instruments, but at the same time there is also a design requirement. As a result, regulatory instruments can be more or less specific with regard to the regulated sectors, actors, applications and / or techniques. For this reason, regulatory knowledge is always required for such instruments in order to be able to encourage or prescribe emission reductions where it is most cost-effective in the long term. This must be taken into account when introducing or continuing them.

1 Fragestellung der Studie und Vorgehensweise

1.1 Hintergrund und Fragestellung

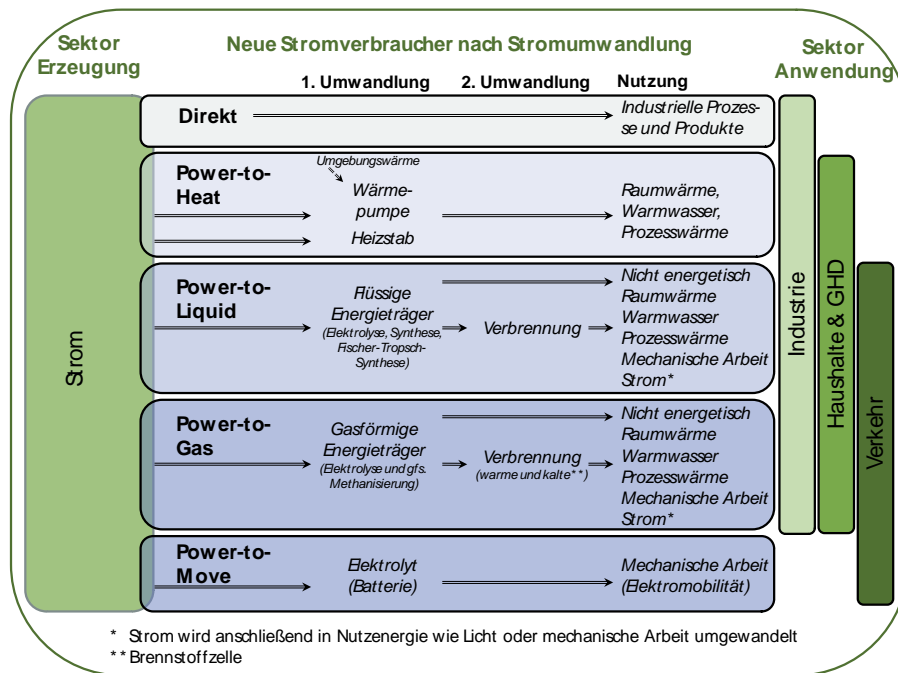
Deutschland hat sich zu den Beschlüssen der internationalen UN-Klimakonferenz 2015 (COP 21) zum 1,5°C-Ziel bekannt, das eine Begrenzung des Anstiegs der globalen Temperatur auf weniger als 2°C und möglichst sogar auf unter 1,5°C vorsieht (UN-Klimakonferenz COP 21 2015). Diese bedingt eine nahezu vollständige Dekarbonisierung nicht nur der Stromerzeugung, sondern auch des Verkehrssektors und aller anderen Anwendungssektoren (Consentec et al. 2017b). Erneuerbare Energien (EE) insbesondere auf Basis von Wind und Solareinstrahlungen stellen dabei eine wichtige Energiequelle dar, die CO₂-freien Strom in größerem Umfang zur Verfügung stellen kann (Consentec et al. 2017a). Andere EE können dazu ebenfalls einen Beitrag liefern, stehen aber auf Grund begrenzter Potenziale nur als Ergänzung zur Verfügung. Bei der Biomasse resultiert dies aus einer hohen Nutzungskonkurrenz mit der Lebensmittelproduktion und mit einer stofflichen Verwertung, bei der Solar- und Geothermie sind die kostengünstig verfügbaren Potenziale begrenzt.

Zukünftig wird die Nutzung von EE-Strom in sämtlichen Anwendungssektoren eine wichtige Dekarbonisierungsstrategie darstellen. Damit nimmt diese häufig als Sektorkopplung bezeichnete Verknüpfung eine Schlüsselstellung ein, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Dabei werden unter Sektorkopplung sowohl sektorale als auch technologische Verknüpfungen mit dem Stromsektor verstanden (siehe Abbildung 6). Die technologischen Kopplungen umfassen Power-to-Heat (z. B. durch Wärmepumpen, Heizstäbe), Power-to-Gas/Liquid (z. B. durch Elektrolyse) und Power-to-Move (z.B. batteriebetriebene Elektromobilität). Außerdem spielt die direkte Stromnutzung in Industrieprozessen eine Rolle (z.B. Direktreduktionsanlagen in der Stahlherstellung).

Dieses Vorhaben adressiert die Schaffung von Voraussetzungen für eine umfassende Integration der Stromerzeugung aus EE als wichtigste CO₂-freie Energiequelle in das Energiesystem durch Sektorkopplung. Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger. Ein Co-Benefit kann durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen.

Die Nutzung des Stroms im Zuge der Sektorkopplung erfolgt für verschiedene Anwendungen wie Raumwärme/Warmwasser, Prozesswärme oder mechanische Energie und lässt sich darüber den jeweiligen Anwendungssektoren Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) oder Industrie zuordnen. Für Power-to-Gas/Liquid (PtG, PtL) ist auch eine Umwandlung zurück in Strom möglich (z. B. mit Brennstoffzellen oder BHKWs).

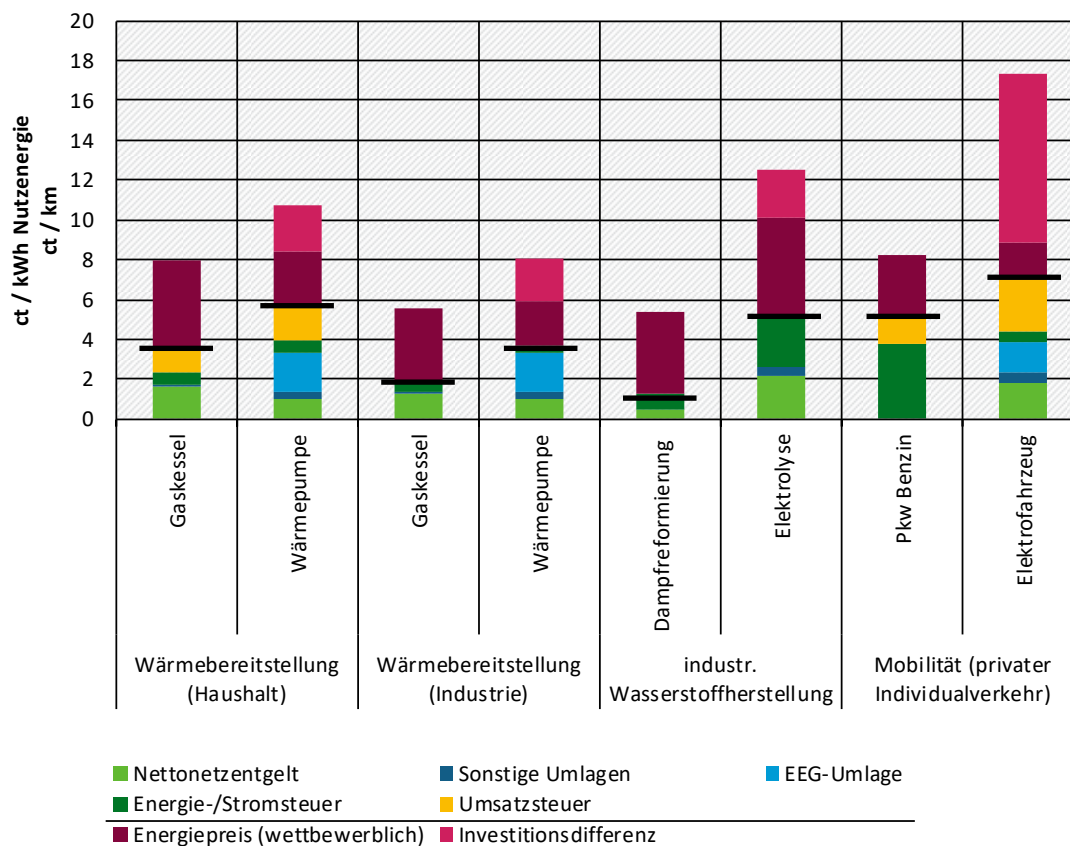
Abbildung 6: Sektorkopplungsoptionen zwischen Erzeugungssektor und Anwendungssektor nach Umwandlungstechnik



Quelle: in Anlehnung an (Fraunhofer ISI und DVGW 2015)

Diese Sektorkopplungstechniken sind unter heutigen Rahmenbedingungen einzelwirtschaftlich meist nicht konkurrenzfähig zu konventionellen (fossilen) Techniken. Dies führt dazu, dass sich Investoren oder andere Entscheider bisher meist gegen Sektorkopplungstechniken und für konkurrierende, klimaschädlichere Referenztechniken entscheiden. Denn für Sektorkopplungstechniken sind die Kosten etwa pro kWh bereitgestellter Nutzwärme (also für den Endverbraucher) bei Power-to-Heat Anwendungen oder pro gefahrenem Kilometer bei Power-to-Move Anwendungen heute höher als bei den derzeit genutzten Referenztechniken (siehe Abbildung 7). Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive ist der Vergleich bezogen auf die Nutzenergie (z. B. 1 kWh Wärme) ausschlagend, denn diese ist für den Verbraucher das eigentlich gewünschte Gut. Die häufig in anderen Studien verwendete Betrachtung bezogen auf Endenergie (Kosten für 1 kWh Strom, 1 kWh Gas, 1 Liter Benzin, etc.) kann zu Fehlinterpretationen führen, da sie die Effizienz der Umwandlung der verschiedenen Umwandlungstechniken nicht abbildet.

Abbildung 7: Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken unter heutigen Rahmenbedingungen für einzelne Anwendungsbereiche



Quelle: eigene Abschätzungen auf Basis BNetzA 2018

Es stellt sich die Frage, welche Gründe für die schlechte Wettbewerbssituation von Sektorkopplungstechniken bestehen. Sie wird in diesem Vorhaben analysiert.

- Welche Rolle spielen höhere Energie- und insbesondere Strompreise für Sektorkopplungstechniken? Sind diese durch eine besonders hohe und ggf. auch übermäßige Belastung von Strom mit staatlich induzierten Preisbestandteilen begründet?

Die Energiekosten beim Einsatz von Sektorkopplungstechniken sind eine wichtige Einflussgröße für deren Wirtschaftlichkeit. Wegen der absehbar zunehmenden Elektrifizierung kommt den Strompreisen eine Schlüsselrolle zu. Es muss geprüft werden, aus welchen Preisbestandteilen sich die Energiekosten zusammensetzen und in welchem Umfang staatlich induzierte Preisbestandteile für hohe Energiekosten verantwortlich sind. Besonders aufschlussreich und für Entscheidungen aus einzelwirtschaftlicher Perspektive ausschlaggebend ist der Bezug der Preisbestandteile auf die Nutzenergie, wie in Abbildung 7 berücksichtigt. Konzeptionelle Analysen grundlegender energiewirtschaftlicher Zusammenhänge und eine Bestandsaufnahme des Status quo sind in diesem Vorhaben Grundlage, um mögliche Reformen zu entwickeln und zu bewerten.

- Sind Sektorkopplungstechniken zu teuer? Welchen Anteil haben (aktuell noch) höhere Technologiekosten der Sektorkopplungstechniken an ihrer zu geringen Wirtschaftlichkeit?

Technologiekosten umfassen primär die Investitionen in Sektorkopplungstechniken (z. B. in Elektrofahrzeuge) bzw. in fossile Konkurrenztechniken (z. B. Benzin-Fahrzeuge) einschließlich

darüber refinanzierter Entwicklungskosten. Viele Sektorkopplungstechniken haben höhere Investitionskosten als die Referenztechniken; dies illustrieren die Investitionsdifferenzen in Abbildung 7. Es stellt sich die Frage, ob höhere Kosten für die Sektorkopplungstechniken auch zukünftig zu erwarten sind, weil die Entwicklung und Herstellung aufwändiger oder die eingesetzten Rohstoffe und Materialien wertvoller sind. Oder sind bei Sektorkopplungstechniken positive externe Effekte durch Wissens-Spill-Over oder Lernkurveneffekte auf den jeweiligen (globalen) Märkten zu berücksichtigen? Dann hätten diese Techniken einen ungerechtfertigten Wettbewerbsnachteil.

- ▶ Wer zahlt für Klimaschäden? Bilden sich die Kosten von Klimaschäden bei den Referenztechniken bereits ausreichend ab? Wird der Vorteil von Sektorkopplungstechniken für den Klimaschutz in den Kosten sichtbar?

Sektorkopplungstechniken konkurrieren heute mit Referenztechniken, die keine oder nur sehr niedrige Kosten für CO₂-Emissionen zahlen müssen, die bei der Nutzung dieser Referenztechnik entstehen. Abbildung 7 verdeutlicht dies. Es mangelt derzeit an einer klimapolitisch motivierten CO₂-Bepreisung, die CO₂-Schadenskosten internalisiert und eine spürbare Lenkungswirkung in Richtung Klimaschutz hat (Umweltbundesamt 2019a).¹ Für effiziente Investitions- und Nutzungsentscheidungen in den verschiedenen Anwendungsbereichen ist ein passender Ordnungs- und Rechtsrahmen nötig, der auch die Kosten von CO₂-Emissionen berücksichtigt. Dieser sollte die Grundlage für marktliche Suchprozesse und kostengünstige energiewirtschaftliche Lösungen schaffen. In diesem Vorhaben haben wir dazu betrachtet, wie und welche Kosten aus der Nutzung emissionsreicher Energieträger von den Anwendern getragen werden sollten bzw. welche Einsparungen bei einem Betrieb klimaschonender Sektorkopplungstechniken angerechnet werden können. Für relevante Bandbreiten von CO₂-Preisen untersuchen wir die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechniken beispielhaft. Daneben sind auch die fiskalischen Effekte verschiedener Reformoptionen für die öffentlichen Haushalte sowie für Wirtschaft und Verbraucher von Interesse.

- ▶ Sind das Verharren in gewohnten Routinen und andere aus der Verhaltensökonomie bekannte Phänomene weitere Hemmnisse für die Sektorkopplung?

Politikmaßnahmen, liegt häufig das Bild des ökonomisch vollständig rational und perfekt nutzenmaximierend agierenden Homo oeconomicus zugrunde. Preisbasierte Instrumente, wie CO₂-Preise und staatlich induzierte Energiepreisbestandteile wirken demnach effizient, wenn ökonomisch rationales Verhalten der betroffenen Akteure angenommen werden kann. Dies ist jedoch nicht oder vielfach nur mit starken Einschränkungen der Fall. Unter anderem Handlungsheuristiken und Wissensdefizite bedingen eine beschränkte Rationalität, die dazu führt, dass eigentlich ökonomisch effiziente Maßnahmen nicht umgesetzt werden. Auch nicht monetarisierte bzw. nicht-monetarisierbare Präferenzen der Nutzer können ein Hemmnis für Sektorkopplungstechniken darstellen. Im Vorhaben wird thematisiert, ob über regulatorische Instrumente diese Hemmnisse besser bzw. überhaupt adressiert werden können, um so z. B. Verhaltensänderungen zu bewirken.

Die Analyse des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens und der darin begründeten Hemmnisse für Sektorkopplungstechniken führt zur zentralen Fragestellung:

¹Auch weitere Umweltschadenskosten sind grundsätzlich zu berücksichtigen, die im Rahmen dieses Vorhabens jedoch nicht im Mittelpunkt der Analysen standen.

- Welche Reformen des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens sollten Teil einer Gesamtstrategie sein, um eine klimagerechte und ökonomisch effiziente Entwicklung der Sektorkopplung zu ermöglichen?

Unter einer (ökonomisch) effizienten Entwicklung wird verstanden, dass Sektorkopplung sich überall dort und in dem Maße durchsetzt, wo und wie ihr Einsatz kosteneffizient unter Berücksichtigung ihres Beitrags zur Erreichung der Klimaziele ist.²

Der energiewirtschaftliche Ordnungs- und Rechtsrahmen umfasst das System staatlich induzierter Preisbestandteile (EEG-Umlage, Strom- und Energiesteuern, Netzentgelte, zukünftig ggf. verstärkt CO₂-Preise etc.) sowie Möglichkeiten des Ordnungsrechts und von Förderprogrammen. Damit wird der energiewirtschaftliche Ordnungs- und Rechtsrahmen gleichermaßen durch die Klima- wie auch die Energiepolitik gestaltet.

Die Ableitung von Reformoptionen für den energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen geht zweckmäßiger Weise vom Status quo aus. Gleichmaßen ist der Zielzustand – eine langfristig vollständig dekarbonisierte Energiewirtschaft – dabei konsequent im Blick zu halten. Eine Reform des Status quo sollte diesen Zielzustand vorbereiten und ermöglichen. Status quo Analyse und Formulierung wünschenswerter Zielzustände waren daher Bestandteil dieses Vorhabens.

1.2 Vorgehensweise

Die Vorgehensweise zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragen gliedert sich in 5 Arbeitsschritte, siehe Abbildung 8.

Abbildung 8: Vorgehensweise zur Bestimmung von Reformoptionen für Sektorkopplungstechniken



Quelle: eigene Darstellung

- Konzeptionelle Analyse und Identifikation von Hemmnissen

In der oben formulierten Fragestellung an dieses Vorhaben - Welche Reformen sind erforderlich, um eine klimagerechte und ökonomisch effiziente Entwicklung der Sektorkopplung zu ermöglichen? – steht das Ziel des Erreichens der Klimaziele und zwar zu möglichst geringen

² Etwas technischer lässt sich ökonomische Effizienz auch wie folgt definieren: Im Falle preiselastischer Nutzenergienachfrage bedeutet ökonomische Effizienz, dass die Produktion von Gütern zur Bereitstellung von Nutzenergie und der anwendungs- und nutzerübergreifende Konsum von Nutzenergie derart erfolgt, dass diese zu einer Maximierung der Wohlfahrt bei gleichzeitiger Einhaltung gegebener Klimaziele führt. Im Sinne dieser Definition geht es nicht um einen ökonomischer Effizienzvergleich unterschiedlicher Klimaziele, sondern um die möglichst kostengünstige Erreichung eines vorgegebenen Klimaziels.

Kosten im Vordergrund. Zwar sind die Dekarbonisierung des Energiesystems und dessen Wirtschaftlichkeit energiepolitisch von höchster Bedeutung. Bei der Reform des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens sind aber auch weitere Ziele und Anforderungen zu berücksichtigen. Dies führt in einigen Fällen auch zu Zielkonflikten, auf die im Rahmen der konzeptionellen Analyse weiter eingegangen wird.

Staatlich induzierte Preisbestandteile beeinflussen heute maßgeblich die Wirtschaftlichkeit verschiedene Technologieoptionen und beeinflussen somit auch den zukünftigen Technologiemitx und damit auch die ökonomische Effizienz des Energiesystems. Deshalb ist es wichtig aufzuzeigen, durch welche Wirkmechanismen die staatlich induzierten Preisbestandteile einen Technologie- und Energieträgerwettbewerb verzerren können. Verzerrungen sind dabei nicht immer offensichtlich, denn die staatlich induzierten Preisbestandteile können sehr unterschiedliche Funktionen wahrnehmen – von der Sicherstellung der Refinanzierung, wie z. B. der EE-Förderung über Anreizsetzungen im Zusammenhang mit der Infrastrukturnutzung bis hin zur Internalisierung von Klimawirkungen. Inwieweit dieses Wechselspiel der verschiedenen Funktionen Verzerrungen begünstigt bzw. hervorruft, wird herausgearbeitet.

Auch die Wirkung nicht-ökonomischer Hemmnisse und die Rolle nicht monetär wirkender Instrumente wird betrachtet, wozu u. a. Ordnungsrecht und andere spezifische Förderinstrumente zählen. Ein weiterer Aspekt ist die Bewertung von unterschiedlichen Technologiekosten im Status quo sowie der Technologieentwicklung in einer dynamischen Perspektive und die Frage, welche Anforderungen sich daraus für eine klimagerechte und effiziente Sektorkopplung ergeben.

► Strukturierung von Reformoptionen

Aufbauend auf der konzeptionellen Analyse wird aufgezeigt, wie mögliche Reformoptionen ausgestaltet werden können und welche Handlungsmöglichkeiten es gibt. Dazu wird geprüft, ob es Optionen für eine Reform des Rechtsrahmens gibt, die als Grundsätze für eine effiziente Sektorkopplung genutzt werden können. Auf Grund der Vielzahl an Anforderungen und der Ausgestaltungsmöglichkeiten ist eine eindeutig zu bevorzugende Lösungsoption nicht zu erwarten, so dass immer ein Abwägen zwischen verschiedenen Zielen bzw. Anforderungen erforderlich ist. Für diese Abwägungen lassen sich wissenschaftlich basierte Wenn-Dann-Aussagen ableiten, die die politischen Entscheidungsprozesse unterstützen können. Damit ist es Ziel des Vorhabens:

- a) Wirkungszusammenhänge aufzuzeigen, damit politische Entscheidungen auf einer informierten Grundlage getroffen werden können und
- b) „richtungssichere“ Bausteine für Reformen zu erarbeiten. Diese Bausteine schließen sich weder gegenseitig aus noch bedingen sie sich. Allerdings ist zu erwarten, dass eine Kombination aus Bausteinen erforderlich ist, um sowohl die klimapolitischen Ziele zu erreichen als auch weitere Anforderungen angemessen zu berücksichtigen.

Diese Bausteine und ggf. darin enthaltene regulatorische „Stellschrauben“ erlauben es schließlich, die zum Teil konkurrierenden Ziele auszutarieren. Sie gehen aus von den Regelungen des Status quo, halten aber den langfristigen Zielzustand mit einer sehr ambitionierten Dekarbonisierung im Blick. Reformoptionen umfassen auch den Bereich der Infrastrukturfinanzierung und -bepreisung, besonders bei den Stromnetzen.

► Bausteine für Reformen und quantitative Analyse von Reformoptionen

Ziel ist die Bestimmung von Bausteinen, die zu einer effizienten Sektorkopplung und einer möglichst geringen Verzerrung beitragen. Diese Bausteine werden aus den denkbaren Lösungsoptionen der vorhergehenden konzeptionellen Analysen abgeleitet. Die möglichen Reformoptionen werden bewertet, indem quantitative Analysen für exemplarische Reformoptionen durchgeführt werden, ohne daraus bereits konkrete Parametrierungsvorschläge abzuleiten. Zur Quantifizierung bestimmter Wirkungen werden langfristige Zielpfade/-szenarien im Hinblick auf Jahr 2030 ausgewertet. Diese Festlegung verknüpft den Anspruch, Reformoptionen ausgehend vom Status quo zu entwickeln – und damit auch mittelfristige Wirkungen bis zum Jahr 2030 zu erzielen – so dass der langfristige klimapolitische Zielzustand erreichbar bleibt. Aus den grundsätzlich denkbaren Lösungsoptionen werden dann Bausteine für Reformoptionen entwickelt. Maßstab für die entwickelten Vorschläge ist, dass diese „richtungssicher“ sind, also das System aus verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteilen in Richtung effizientere Anreize im Vergleich zum Status quo bewegen. Richtungssicherheit allein ist aber als Kriterium nicht ausreichend: Einerseits erfordert das Ziel einer effizienten Entwicklung der Sektorkopplung ein bestimmtes quantitatives Maß an Veränderung und Hemmnisabbau. Hierzu liefern die quantitativen Analysen weitere Erkenntnisse. Andererseits befindet sich das Ziel der effizienten Entwicklung der Sektorkopplung im Spannungsfeld auch weiterer politischer Ziele, wie z.B. der Sozialverträglichkeit. Wie die zum Teil konkurrierenden Ziele austariert werden sollen, ist keine rein wissenschaftliche, sondern vor allem eine politisch-gesellschaftliche Frage. Die verschiedenen entwickelten Instrumente inklusive ihrer Stellschrauben betonen manche Ziele stärker und andere weniger. Dies begründet auch den verfolgten Baustein-Ansatz: Die diskutierten Instrumente sind weitestgehend additiv zu verstehen: Man kann, muss aber nicht alle umsetzen. Dies ermöglicht politischen Entscheidern das notwendige Austarieren, der verschiedenen Zielstellungen.

2 Konzeptionelle Analysen und Identifikation von Hemmnissen

Konzeptionelle Analysen und energieökonomischer Grundsatzüberlegungen bieten das Rüstzeug, um bestehende Hemmnisse für die Sektorkopplung und den Klimaschutz im heutigen energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen zu identifizieren. Dabei gilt es, bestehende Anforderungen und Zielstellungen zu berücksichtigen, da jegliche Hemmnis- und Reformanalysen u. a. den Refinanzierungsbedarf von Förderprogrammen und öffentlichen Infrastrukturen berücksichtigen müssen. So lässt sich herausarbeiten, wo gegenwärtig und für die absehbare Zukunft die wesentlichen Hemmnisse für Sektorkopplung bestehen.

2.1 Wichtige Anforderungen und Zielstellungen für den energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen

Wie im Abschnitt 1.1 definiert, bedeutet ökonomische Effizienz, dass Techniken der Sektorkopplung sich überall dort und in dem Maße durchsetzen, wo und wie ihr Einsatz zu einem möglichst kostengünstigen Energiesystem beitragen kann, welches zugleich die gesetzten Klimaschutzziele erreicht. Wie Abbildung 9 zeigt, müssen bei der Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens noch weitere politisch-gesellschaftliche Ziele und Randbedingungen berücksichtigt werden.

Abbildung 9: Wichtige Anforderungen und Zielstellungen der Klima- und Energiepolitik für einen energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen



Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Consentec 2016)

Der energiewirtschaftliche Ordnungs- und Rechtsrahmen soll nicht nur zu einem klimagerechten und ökonomisch möglichst effizienten Energiesystem beitragen, sondern stellt auch die Erfüllung einer **Finanzierungsfunktion** sicher. Diese Finanzierungsfunktion ist zweigeteilt: Einerseits ist die Refinanzierung bestimmter im Energiesystem anfallender Kosten sicherzustellen, sofern diese Kosten nicht systematisch marktlich refinanziert werden. Hierzu zählen vor allem die Kosten der Netzinfrastruktur³ und ihres Betriebs sowie derzeit auch die Kosten für die Förderung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. Andererseits werden zumindest heute von den Akteuren im Energiesystem auch Beiträge zur Finanzierung der öffentlichen Haushalte geleistet, z. B. durch Energiesteuern.

³ Der Fokus dieses Projekts liegt auf Refinanzierungsanforderungen, die im Stromsystem bestehen. Auch außerhalb des Stromsystems bestehen Refinanzierungsanforderungen, insbesondere im Zusammenhang mit öffentlich bereitgestellten Infrastrukturen, wie etwa der Gas- und Verkehrsinfrastruktur. Die Erfüllung solcher über das Stromsystem hinausgehender Refinanzierungsanforderungen wird im Weiteren aber nicht vertieft betrachtet.

Die nachfolgende Tabelle 1 quantifiziert wichtige Finanzaufkommen im Energiesystem durch staatlich induzierte Preisbestandteile.

Tabelle 1: Finanzaufkommen aus staatlich induzierten Preisbestandteilen im Energiesystem

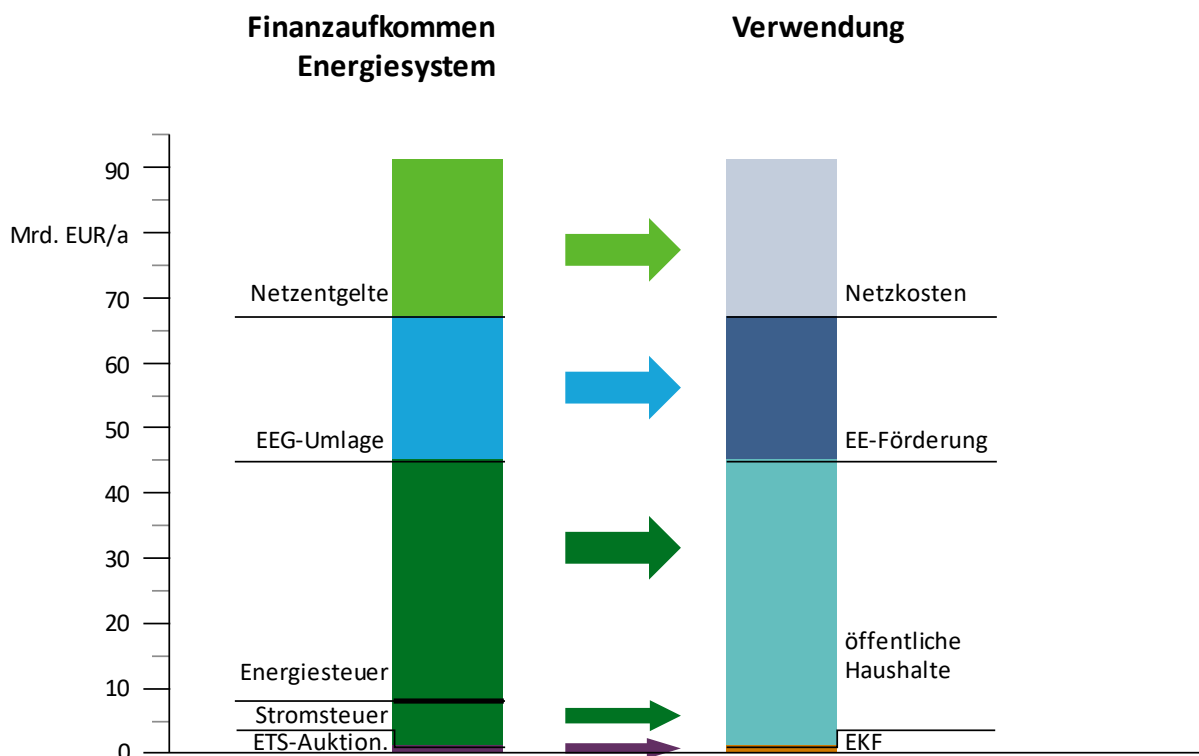
in Mrd. Euro	Heute	2030
Energiesteuer	37 Mrd. Euro	20 – 23 Mrd. Euro
Netzentgelte	24 Mrd. Euro	ca. 28 – 29 Mrd. Euro
EEG-Umlage	22 Mrd. Euro	17 – 18 Mrd. Euro
Stromsteuer	7 Mrd. Euro	6 – 7 Mrd. Euro
EU-ETS (Erlöse aus Auktionierung)	1 Mrd. Euro	3 – 5 Mrd. Euro
Ergebnis	91 Mrd. Euro	74 – 82 Mrd. Euro

Quelle: Eigene Abschätzung auf Basis angenommener Verbrauchsentwicklungen und Fortschreibung derzeitiger Steuersätze und Ausnahmetatbestände, EEG-Umlage auf Basis des erwarteten Förderbedarfs bei Annahmen zur zukünftigen EE-Stromerzeugung und der Differenzkosten, Erlöse aus EU-ETS-Auktionierung auf Basis von Annahmen zu zukünftigen CO₂-Emissionen im EU-ETS-Sektor in Deutschland und zum Preis für EU-ETS-Zertifikate. ⁴

Heute (Stand 2015/2017) beträgt das Finanzaufkommen rd. 90 Mrd. Euro. Dies ist auch in Abbildung 10 dargestellt. Diese Abbildung enthält auch eine Zuordnung des im Energiesystem erbrachten Aufkommens zu dessen Verwendung.

Auf Basis von Abschätzungen bezüglich zukünftiger Kosten der Stromnetze sowie der Differenzkosten der EE-Förderung und auf Basis von Annahmen über zukünftige Energieverbräuche und CO₂-Emissionen sowie bei der Höhe nach gleichen Energie- und Stromsteuersätze wie heute, lässt sich grob abschätzen, wie sich dieses Finanzaufkommen bis zum Jahr 2030 entwickeln würde. Dies zeigt ebenfalls Tabelle 1. Je nach unterstellter Entwicklung der Energieverbräuche sinkt das Finanzaufkommen um grob 5 bis 10 Mrd. Euro. Wichtig für die Interpretation dieser Zahlen ist: Die unterstellten Szenarien zu zukünftigen Energieverbräuchen und damit auch CO₂-Emissionen stammen aus „Zielszenarien“, mit denen eine 80- bis 95-%ige Reduktion der Treibhausgasemissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 erreicht wird. Mit welchen klimapolitischen Instrumenten diese Ziele erreicht werden können, wurde in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

⁴ Für die Verbrauchsentwicklung wurden Szenarien aus zwei Studien herangezogen: zum einem das Basisszenario der Studie „Langfristszenarien“ (Consentec et al. 2017a) von Fraunhofer ISI, Consentec und ifeu für BMWi (Zielszenario mit Treibhausreduktion von mind. 80 % bis 2050 ggü. 1990), zum anderen das UBA-Szenario „GreenEe1“ der Studie „RESCUE – Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität“ (Umweltbundesamt 2019b) (Zielszenario mit Treibhausreduktion von mind. 95 % bis 2050 ggü. 1990). Die Entwicklung der EE-Stromerzeugung stammt aus den Langfristszenarien (LFSZ), ebenso der unterstellten Preise für EU-ETS-Zertifikate (35 Euro/t in 2030).

Abbildung 10: Finanzaufkommen aus staatlichen induzierten Preisbestandteilen im Energiesystem und deren Verwendung (Stand 2015/2017)

Quelle: wie Tabelle 1

Für die Entwicklung von Reformoptionen bezüglich des Ordnungs- und Rechtsrahmens sind die durch die Finanzierungsfunktion gestellten Anforderungen eine wichtige Randbedingung. In diesem Vorhaben werden diesbezüglich verschiedene Varianten betrachtet. Denn, ob und in welchem Umfang das Energiesystem die verschiedenen Facetten der Finanzierungsfunktion auch in Zukunft wahrnehmen muss – inwieweit also Netze oder die EE-Förderung auch zukünftig durch die Akteure im Energiesystem zu refinanzieren sind oder Energieverbraucher darüber hinaus zusätzlich zur Aufbringung von Finanzmitteln für die öffentlichen Haushalte herangezogen werden sollen – ist im Wesentlichen eine politisch zu treffende Entscheidung. Solche normativen Setzungen können in diesem Vorhaben nicht abschließend erfolgen, sie begründen aber konkrete Anforderungen an Reformen. Um dem gerecht zu werden, erfolgen entsprechende Variantenbetrachtungen. So können Wirkungszusammenhänge transparent gemacht werden. Varianten bestehen zum Beispiel in der Beantwortung der Frage, ob eine Umgestaltung am Mechanismus zur Refinanzierung der EE-Förderung (heutige EEG-Umlage) derart erfolgen muss, dass die Kosten der EE-Förderung weiterhin innerhalb des Stromsystems aufgebracht werden müssen. Eine andere Variante kann darin bestehen, dass die Refinanzierung auch außerhalb des Stromsystems gewährleistet werden kann, z. B. aus dem Energiesystem insgesamt oder aus öffentlichen Haushalten. Ob eine solche Refinanzierung außerhalb des Strom- oder Energiesystems überhaupt eine sinnvolle Reformoption ist, hängt auch davon, ob dies zum Ziel der ökonomischen Effizienz beitragen würde. Berücksichtigt wird dabei außerdem, inwieweit bestimmten Lösungsansätzen rechtliche Grenzen gesetzt sind, u.a. was die eventuell europarechtlich begrenzten Möglichkeiten zur Finanzierung der Netzinfrastruktur aus öffentlichen Haushalten anbelangt.

Die **Sozialverträglichkeit** gilt zunehmend als Anforderung und Erfolgsbedingung für den Klimaschutz und für die Energiewende. Da Sektorkopplung das Energiesystem strukturell

ändert, gilt es ergänzend, auch sektorale Umverteilungseffekte innerhalb des Energiesystems frühzeitig zu erfassen und bei Reformen des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens zu berücksichtigen. In diesem Vorhaben liegt der Fokus auf den ökonomischen Auswirkungen eines veränderten Ordnungs- und Rechtsrahmens im Zusammenhang mit den Kosten der Energienutzung (Energieverbrauch und damit einhergehende CO₂-Emissionen sowie Netznutzung). Hierzu sind in diesem Vorhaben auch quantitative Analysen erfolgt. Verschiedene aktuelle Studien untersuchen auch weitere Verteilungswirkungen von klima- und energiepolitischen Instrumenten.⁵

In der Bewertung weniger greifbar ist der Aspekt der **Fairness und Gerechtigkeit**, der sich aus spezifischen Handlungsoptionen im Energiesystem ergibt. So kommen beispielsweise neben der bisher vorherrschenden nutzungsabhängigen Refinanzierung von Stromnetzen auch andere Anknüpfungspunkte grundsätzlich in Frage. Wird die aus einem bestimmten energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen resultierende Verteilung des gesamten Finanzaufkommens auf die verschiedenen Akteure im Energiesystem als fair und gerecht empfunden – zumindest in einem solchen Maße, dass dies einer Umsetzung nicht im Wege steht? Wird es als gerecht empfunden, wenn bei einem hohen pauschalen Netzentgelt (Grundpreis) zur Refinanzierung der Netzkosten Stromnetznutzer mit hohem Verbrauch den gleichen Beitrag zur Netzrefinanzierung leisten wie Stromverbraucher, die das Netz weniger in Anspruch nehmen? Ist es vermittelbar, dass die Kosten der Förderung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen auch auf Nutzer anderer Energieträger (z. B. fossiler Kraftstoffe im Verkehrssektor) umgelegt wird? Auch wenn derartige Fragen in diesem Vorhaben nicht abschließend beantwortet werden können, gilt es, auf sie hinzuweisen und mögliche Folgewirkungen im Blick zu behalten.

Die internationale **Wettbewerbsfähigkeit** von Unternehmen hängt auch vom energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen ab und hat traditionell einen großen politischen Stellenwert in Deutschland. Sollten Reformen in der Energiewirtschaft die Wettbewerbsfähigkeit beeinträchtigen, könnte dies auch für ökologische Ziele problematisch sein, wenn es zum sogenannten Carbon Leakage käme (Produktions- und damit Emissionsverlagerung in Drittländern mit niedrigerem klimapolitischem Ambitionsniveau).

Daneben spielen auch weitere politische Ziele eine Rolle, wie Abbildung 9 zeigt. Mit **Versorgungssicherheit** ist hier vor allem die Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des Strommarkts in einem zukünftig durch fluktuierende EE-Erzeugung dominierten Stromsystem gemeint. Zentral ist hierfür, dass bestehende Flexibilitätshemmnisse abgebaut und keine neuen geschaffen werden. Für die Sektorkopplung ist dies insofern relevant, als es sich dabei häufig um flexible Stromverbraucher handelt. Unter dem Begriff der **Umweltverträglichkeit** sind die über Klimaschäden hinausgehenden ökologischen Effekte und Zielen erfasst. Diese stehen in diesem Vorhaben nicht im Fokus. **Akzeptanz, Umsetzbarkeit, Transparenz** sind weitere Anforderungen, die bei der Ausgestaltung zu beachten sind. Dies betrifft die gesetzgeberische Komplexität sowie Praktikabilitätsaspekte und den mit der Umsetzung von Reformen verbundene Vollzugsaufwand. Zusätzlich spielt auch die Kompatibilität ggf. erforderlicher rechtlicher Anpassungen mit höherrangigem Recht (Verfassungsrecht, EU-Recht, insb. europäische Verträge (AEUV)) eine Rolle. Eng damit verbunden ist das Kriterium der **Skalierbarkeit** von Lösungsvorschlägen, was vor allem auf die Frage abstellt, ob es sich bei

⁵ vgl. insbesondere (Bach et al. 2018), (Bach, Harnisch, et al. 2019), (Öko-Institut e.V. et al. 2019), (Löschel et al. 2019), (Zerzawy und Fiedler 2019), (Gechert et al. 2019), (Bach, Isaak, et al. 2019), (Christoph Schmidt et al. 2019), (Edenhofer et al. 2019)

Reformen eher um eine notwendigerweise radikale Umstellung des Ordnungs- und Rechtsrahmens oder um schrittweise einführbare (skalierbare) Veränderungen handelt. Die Anforderungen in Bezug auf die **Infrastrukturregulierung** beziehen sich vor allem auf die in diesem Vorhaben nicht in Frage gestellte Annahme, dass Infrastrukturen zumeist als natürliche Monopole reguliert werden. Somit findet der Ausbau (inkl. Bestandserneuerung) in einem regulierten Umfeld statt. Bei der hier im Fokus stehenden Stromnetzinfrastuktur erfolgt dieser Ausbau unter der Annahme eines unbedingten Netzzugangsrechts für Verbraucher und grundsätzlich auch Produzenten und somit nicht auf Basis von Preissignalen.

Box 1: Rolle der Energieeffizienz

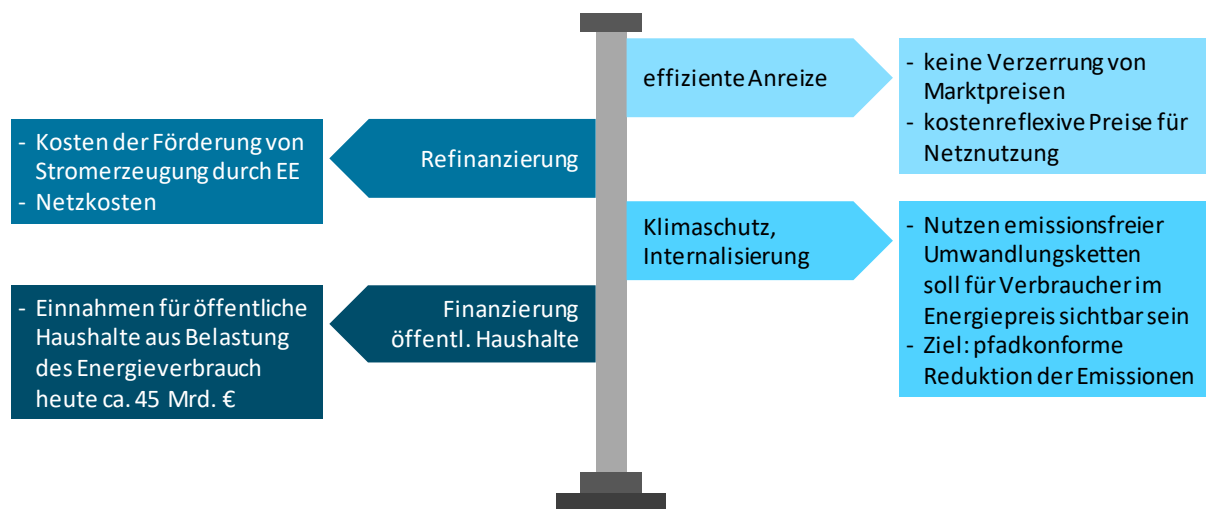
Energieeffizienz taucht bei den weiteren politisch-gesellschaftlichen Ziele und Randbedingungen, die neben der ökonomischen Effizienz bei der Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens zu berücksichtigen sind, in Abbildung 9 nicht explizit auf. Dies bedeutet nicht, dass Energieeffizienz keine Rolle spielen würde. Vielmehr ergibt sich das Ziel der Energieeffizienz aus anderen, in Abbildung 9 genannten Zielen. Insbesondere kann eine Steigerung der Energieeffizienz Kosten im Energiesystem einsparen. Sofern diese Kosteneinsparungen die Kosten für die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme übersteigen, tragen sie somit zur ökonomischen effizienten „Lösung“ bei. Ebenso tragen Energieeinsparungen zur Erreichung der Klimaziele bei, da hierdurch CO₂-Emissionen vermieden werden. Insofern ist Energieeffizienz über das Ziel „klimagerecht und kosteneffizient“ abgedeckt. Weitere positive Wirkungen der Energieeffizienz sind über das Ziel der „Umweltverträglichkeit“ adressiert.

In diesem Projekt wurden keine vertiefenden Analysen unternommen und Reformvorschläge entwickelt, die spezifisch oder ausschließlich auf die Steigerung der Energieeffizienz zielen. Gleichwohl wirken die diskutierten Reformoptionen i. d. R. auch positiv auf die Energieeffizienz.

2.2 Wirkungsweisen staatlich induzierter Preisbestandteile und deren Ursächlichkeit für Verzerrungen

2.2.1 Funktionen staatlich induzierter Preisbestandteile

Staatlich induzierte Preisbestandteile übernehmen unterschiedliche Funktionen im Energiesystem. Dies veranschaulicht Abbildung 11. Diese Funktionen stehen in engem Zusammenhang mit dem im vorhergehenden Abschnitt entwickelten Zielkanon für den energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen (vgl. Abbildung 9).

Abbildung 11: Funktionen staatlich induzierter Preisbestandteile

Quelle: eigene Darstellung

Die Funktion, **effiziente Anreize** zu vermitteln, bezieht sich auf das Ziel eines klimagerechten und ökonomisch effizienten Energiesystems und bedeutet, dass Preise bei Akteuren im Energiesystem Anreize zu einem Verhalten vermitteln, das auch gesamtwirtschaftlich kosteneffizient ist. Effiziente Anreize liegen vor, wenn

- ▶ Preise für Güter⁶, die nicht öffentlich bereitgestellt werden, frei und wettbewerblich zustande kommen (ideale Marktpreise) und dabei keine Externalitäten auftreten⁷;
- ▶ staatlich induzierte Preisbestandteile, die aus Sicht der Energieverbraucher die Marktpreise überlagern, die idealen Marktpreise nicht verzerren: Dies wäre dann der Fall, wenn sich durch die staatlich induzierten Preisbestandteile aus Sicht jedes einzelnen Akteurs die absolute Höhe der Kostendifferenzen zwischen allen sich ihm bietenden Entscheidungsalternativen nicht gegenüber einer Situation ändert, in der sich die Kosten aus Sicht des Akteurs nur aus Marktpreisen ergeben; eine der Höhe nach gleiche Belastung in ct/kWh_{Endenergie} der verschiedenen Energieträger vermeidet Verzerrungen nicht (s. Text-Box weiter unten);
- ▶ die Bepreisung öffentlich bereitgestellte Güter (in diesem Vorhaben relevant ist insbesondere die Stromnetzinfrastruktur) durch staatlich induzierte Preisbestandteile kostenreflexiv erfolgt: Dies bedeutet, dass die Größen, die mit einem Entgelt belastet werden (z. B. die aus dem Netz entnommene Strommenge, die maximale Bezugsleistung in einem bestimmten Zeitraum oder der Netzanschlusspunkt), der Höhe nach so belastet werden, dass das zu entrichtende Entgelt gerade den Kosten entspricht, die durch eine Änderung der

⁶ Mit Gütern sind in Bezug auf das Thema dieses Vorhabens (Sektorkopplung) sowohl die Umwandlungstechniken (z. B. die Sektorkopplungstechnik, wie etwa ein Elektrofahrzeug, und auch die Alternativtechnik, z. B. ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor) als auch die Energie (z. B. Strom oder Benzin) gemeint.

⁷ Dies bedeutet, dass sämtliche Kosten und der gesamte Nutzen, der bei Herstellung bzw. Verbrauch der Güter entstehen, auch beim Verursacher / Nutzer anfallen und nicht bei Dritten und damit „am Markt vorbei“. Ein besonders häufig diskutierter Fall von Externalitäten sind bspw. Schäden, die in Folge des Klimawandels entstehen, die aber von ihren Verursachern – den Emittenten von Treibhausgasen – nicht (in voller Höhe) getragen werden müssen. Auf den Umgang mit Externalitäten wird später im Zusammenhang mit der Funktion „Klimaschutz, Internalisierung“ vertieft eingegangen. Das Vorliegen von Externalitäten führt nicht zwangsläufig dazu, dass Märkte nicht mehr effizient sind.

belasteten Größe (z. B. mehr oder weniger Stromentnahme, eine höhere oder geringere maximale Bezugsleistung, ein weiterer Netzanschlusspunkt) zusätzlich an Netzkosten verursacht werden.

Diese Bedingungen sind nur unter bestimmten idealisierenden Annahmen hinreichend für das Erreichen effiziente Anreize, zum Beispiel, dass Akteure im Energiesystem vollständig ökonomisch rational handeln (Modell eines „homo oeconomicus“). Da Individuen sich aber in der Realität nur beschränkt rational verhalten, reichen effiziente Preisanreize ggf. nicht aus oder sind sogar kontraproduktiv, um das Ziel ökonomischer Effizienz zu erreichen. Dies kann dann eventuell ergänzende Instrumente erfordern. Hierauf wird später noch näher eingegangen.

Wirkung endenergiebezogener staatlich induzierter Preisbestandteile

Staatliche induzierte Preisbestandteile, die zusätzlichen zu den idealen Marktpreisen erhoben werden, wirken nur dann nicht verzerrend, wenn sie die absolute Höhe der Kostendifferenzen zwischen allen sich einem Akteur bietenden Entscheidungsalternativen nicht verändern. Häufig werden solche Preisbestandteile energiebezogen erhoben, also z. B. je bezogener kWh. Es könnte naheliegen anzunehmen, dass die Bedingung für Verzerrungsfreiheit erfüllt ist, wenn für alle (End-)Energieträger die gleiche Belastung je kWh erhoben wird. Das würde bedeuten, dass jede kWh Strom beim Letztverbraucher mit dem gleichen Wert in ct/kWh belastet wird wie eine kWh Erdgas.

Tatsächlich wirken solche Umlagen auf Endenergie verzerrend, denn sie verändern, die Kostendifferenz zwischen den Entscheidungsalternativen eines Akteurs zur Befriedigung seiner Nutzenergienachfrage. Ursache hierfür ist die Tatsache, dass die Höhe der gesamten vom Akteur zu tragenden Umlage vom Umwandlungswirkungsgrad von End- zu Nutzenergie abhängt: Da sich die Umlage aus der eingesetzten Endenergiemenge ergibt, fällt auch diese umso niedriger aus, je höher der Umwandlungswirkungsgrad des jeweiligen Bereitstellungspfads ist.

Beispiele zur Veranschaulichung dieser Zusammenhänge finden sich im ausführlichen Anhang dieses Berichts (Bericht zu Arbeitspaket 2).

Sind reale Marktpreise verzerrt, weil Externalitäten (z. B. Klimaschäden durch Treibhausgasemissionen) nicht oder nur unvollständig internalisiert werden, dann besteht eine Funktion von staatlich induzierten Preisbestandteilen in der **Internalisierung** eben dieser externen Effekte. Dies trägt zum **Klimaschutz** bei, da Verbraucher nur bei ausreichender Internalisierung den Nutzen der Vermeidung von Emissionen einbeziehen, wenn sie zwischen emissionsärmeren und emissionsärmeren Entscheidungsalternativen auswählen. Die Internalisierung erfolgt dadurch, dass Emittenten wirksam mit den Kosten ihrer Emissionen konfrontiert werden, wobei die genaue Ausgestaltung eines entsprechenden Instruments unterschiedlich sein kann. Im Hinblick auf die Frage, wann eine ausreichende Internalisierung (z. B. ein ausreichend hoher CO₂-Preis als ein mögliches Instrument) erreicht ist, gibt es unterschiedliche Sichtweisen:

- ▶ **Schadenskostenperspektive:** Internalisierung ist dann ausreichend, wenn sämtliche Kosten, die aus der Emission von Treibhausgasen resultieren, deren Verursachern angelastet werden. Eine wesentliche Herausforderung besteht in der exakten Quantifizierung der Schadenskosten. Außerdem führt ein solcher Ansatz nicht zu einem ex-ante bekannten / definierbaren Emissionsminderungspfad. Dieser ist vielmehr Ergebnis der Reaktion der Akteure auf das Preissignal.

- Perspektive „pfadkonforme Internalisierung“: Eine ausreichende Internalisierung liegt dann vor, wenn ein bestimmter, politisch-gesellschaftlich vorgegebener Emissionsminderungspfad, durch die Internalisierung, ggf. in Kombination mit anderen Instrumenten, erreicht wird. Das Internalisierungsinstrument soll dann dazu führen, dass sich unter der Vielzahl an denkbaren Emissionsvermeidungsoptionen möglichst diejenigen durchsetzen, mit denen das vorgegebene Minderungsziel zu geringsten Kosten erreicht werden kann.

Die zweite Sichtweise erweist sich als anschlussfähig zur politischen Diskussion, da klimapolitische Ziele zumeist orientiert an Emissionsreduktionspfaden-/korridoren formuliert wurden, vgl. Klimaschutzplan 2050 (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit 2016), Entwurf der Bundesregierung für das Bundesklimaschutzgesetz (Bundesregierung 2019). Auch dieser Bericht folgt im Weiteren dieser Sichtweise, wenn von Internalisierung die Rede ist.

Die in Abschnitt 2.1 diskutierte Finanzierungsfunktion als Anforderung an einen energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen lässt sich in Bezug auf die staatlich induzierten Preisbestandteile noch weiter aufgliedern. Staatlich induzierte Preisbestandteile erfüllen zum einen die Funktion der **Refinanzierung** (insb. Kosten der Netzinfrastruktur und der Förderung nach EEG) und zum anderen der **Finanzierung von öffentlichen Haushalten**. Auf beide Aspekte wurde in Abschnitt 2.1 bereits vertieft eingegangen.

2.2.2 Einordnung heutiger staatlich induzierter Preisbestandteile in das Funktionsschema

Wie lassen sich die wichtigsten heutigen staatlich induzierten Preisbestandteile im Hinblick auf das entwickelte Funktionsschema einordnen und welche Erkenntnisse lassen sich hieraus ziehen? Diese Frage wird nachfolgend für die verschiedenen Preisbestandteile diskutiert.

EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist (neben den Netzentgelten) der wichtigste Preisbestandteil mit einer **Refinanzierungsfunktion**. Durch die EEG-Umlage, die grundsätzlich auf letztverbrauchten Strom erhoben wird, werden die Kosten der Förderung der EE-Stromerzeugung nach EEG refinanziert. Die Einnahmen aus der Erhebung der EEG-Umlage werden ausschließlich zur Refinanzierung der Förderkosten eingesetzt, einen Beitrag zur **Finanzierung öffentlicher Haushalte** leistet die EEG-Umlage somit nicht.

Ebenso nimmt die EEG-Umlage in der heutigen Form keine **Internalisierungsfunktion** wahr. Zwar ist die Förderung der EE-Erzeugung klimapolitisch motiviert, wird durch eine insgesamt unzureichende Internalisierung erforderlich und gleicht diese teilweise aus. Die diese Förderung refinanzierende EEG-Umlage trägt aber nicht systematisch zu einer vollständigeren Internalisierung bei. Dies ist schon daran erkennbar, dass die Höhe der Belastung je kWh Strom durch die EEG-Umlage umso höher ist, je höher der Anteil der EE-Erzeugung am Stromverbrauch ist. Von einem Preisbestandteil mit Internalisierungsfunktion wäre aber ein gegenteiliger Wirkungszusammenhang zu erwarten: Je höher der EE-Anteil, desto geringer die CO₂-Intensität und desto geringer sollte die Belastung sein. Außerdem werden andere Energieträger (z. B. fossile Kraftstoffe) gar nicht belastet, auch wenn sie eine höhere CO₂-Intensität als die Stromerzeugung aufweisen.

Im Hinblick auf die Funktion **effizienter Anreize** ist zunächst zu klären, inwiefern über die EEG-Umlage bestimmte Kosten im Energiesystem kostenreflexiv zugeordnet werden, deren Tragung nicht über Märkte alloziert wird. Zwar wird die Stromerzeugung aus EE-Anlagen nicht wie die Stromnetzinfrastruktur im engeren ökonomischen Sinne öffentlich bereitgestellt, durch die gesetzlich geregelte Förderung bestehen aber gewisse Ähnlichkeiten. Für die EEG-Umlage ließe sich argumentieren, dass zusätzlicher Stromverbrauch auch die Kosten der EE-Förderung

erhöht, da bei höherem Stromverbrauch (z. B. durch Sektorkopplung) mehr EE-Erzeugungsanlagen benötigt werden, um ein bestimmtes EE-Ziel zu erreichen. Dann wäre es auch ökonomisch effizient, wenn ein Stromverbraucher eine umso höhere EEG-Umlage trägt je mehr Strom er verbraucht. Dem sind aber zwei Punkte entgegenzuhalten: Zum einen dürfte die Höhe der EEG-Umlage nicht den Grenzförderkosten für neue EE-Anlagen entsprechen. Zum anderen ist der Förderbedarf für emissionsfreie EE-Erzeugung darauf zurückzuführen, dass die klimaschädliche Wirkung von fossil erzeugtem Strom nicht ausreichend internalisiert wird. Der Grund dafür, dass durch zusätzlichen Strombedarf zusätzlicher Förderbedarf besteht, ist also primär auf die unzureichende Internalisierung zurückzuführen. Wenn die EEG-Umlage also keine kostenreflexiven Bestandteile beinhaltet, stellt sich in einem zweiten Schritt die Frage, ob durch die EEG-Umlage Verzerrungen von Marktpreisen im oben definierten Sinne entstehen. Das ist eindeutig zu bejahen, insbesondere im Hinblick auf die Entscheidungsalternativen, die sich im Zusammenhang mit Sektorkopplungsanwendungen stellen. So wird Strom im Vergleich zu anderen Energieträgern einseitig belastet, was den Wettbewerb systematisch zu Ungunsten der Sektorkopplung verzerrt. Aber auch zwischen Sektorkopplungstechniken kann es zu Verzerrungen kommen, da die Belastung mit der EEG-Umlage in gleicher Höhe je Endenergie- und nicht je Nutzenergiemenge erfolgt. Wie eben oben beschrieben hat dies Verzerrungen für den Wettbewerb zwischen Techniken mit unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgraden zur Folge (z. B. Wärmepumpe vs. Wärmeerzeugung mittels Heizstab / Stromdirektnutzung).

Netzentgelte

Im Hinblick auf die Refinanzierungsfunktion, die Funktion der Finanzierung öffentlicher Haushalte sowie die Internalisierungsfunktion fällt die Bewertung bei den Netzentgelten ähnlich wie bei der EEG-Umlage aus: Die Netzentgelte übernehmen eine **Refinanzierungsfunktion**, in diesem Falle für die Kosten der Netzinfrastruktur sowie teilweise für weitere durch die Netzbetreiber organisierte Systemdienstleistungen wie die Vorhaltung von Regelreserveleistung. Eine **Finanzierung öffentlicher Haushalte** findet durch die Netzentgelte nicht statt, sofern man zu den Netzentgelten nicht auch die Konzessionsabgabe zählt, die den kommunalen Haushalten zufließen. Eine **Internalisierungsfunktion** besteht bei den Netzentgelten ebenfalls nicht. Es besteht kein sachlicher Zusammenhang zwischen der Höhe der Netzentgelte und der CO₂-Intensität der Stromerzeugung.

Die Funktion des Vermittelns **effizienter Anreize** ist bei den Netzentgelten zweigeteilt zu diskutieren: Es geht nicht nur – wie bei den anderen staatlich induzierten Preisbestandteilen – um die Herausforderung, bei gleichzeitiger Erfüllung einer bestimmten Finanzierungsfunktion die Marktpreissignale möglichst nicht zu verzerren. Aufgabe des Netzentgeltsystems ist es auch selbst ein zusätzliches Preissignal zu erzeugen, um so eine effiziente Netznutzung anzureizen.

Ein vollständig effizientes Netzentgeltsystem würde erfordern, dass die Netznutzer durch das Entgeltsystem genau mit den Kosten konfrontiert werden, die ihre Einsatz- und Investitionsentscheidungen im Netz verursachen. Dann wären die Netzentgelte kostenreflexiv. Dies gilt letztlich für jede einzelne von Netznutzern getroffene Entscheidung. Unabhängig von der genauen Ausgestaltung des Entgeltsystems lässt sich zeigen, dass nur ein vergleichsweise geringer Teil der Netzkosten eindeutig Entscheidungen der Netznutzer zugeordnet werden kann. Der weitaus größte Teil der Netzkosten lässt sich aus verschiedenen Gründen nicht eindeutig zuordnen. Zu den Gründen zählt etwa die Tatsache, dass Netzbetriebsmittel durch unterschiedliche Nutzer zu unterschiedlichen Zeitpunkten genutzt werden, ohne dabei „verbraucht“ zu werden („Durchmischungseffekte“). Daraus resultiert dann eine Uneindeutigkeit bei der Zuordnung der nur einmal entstehenden Kosten des Betriebsmittels zu den vielen, über einen langen Zeitraum stattfindenden Nutzungen des Betriebsmittels. Auch die durch Standardbetriebsmittelgrößen entstehenden Unteilbarkeiten verhindern eine eindeutige

Zuordenbarkeit von Kosten. So kann ein Betriebsmittel zu einem Zeitpunkt von mehreren Nutzern gleichzeitig genutzt werden, ohne dass es zu einer Nutzungskonkurrenz kommen muss. Auch hieraus resultiert eine Uneindeutigkeit bei der Kostenzuordnung.

Ein naheliegender Lösungsansatz könnte darin bestehen, Netzentgelte ausgehend von den mittleren, genähert ermittelten Grenzkosten der Nutzung festzulegen, und die „residualen Netzkosten“, die darüber hinaus noch zur Erfüllung der Refinanzierungsfunktion aufzubringen sind, möglichst derart zu erheben, dass sie zu keiner Verzerrung der Marktpreise für Strom führen. Selbst, wenn letzteres gelänge, würde dies nicht zu effizienten Anreizen führen, denn würden nicht alle Kosten der Infrastruktur von den Nutzern der Infrastruktur aufgebracht, bestünden Anreize für eine Übernutzung der Infrastruktur, die offensichtlich zu Ineffizienzen führen. Aus diesen Überlegungen folgt unmittelbar, dass letztlich jedes Netzentgeltsystem zumindest für bestimmte Nutzungsfälle mehr oder weniger starke Verzerrungen verursacht. Eine ausführliche Diskussion zur Frage der (theoretischen) Erreichbarkeit von Kostenreflexivität vom Netzentgeltsystem findet sich in den Berichten zu den Arbeitspaketen 2 und 4 dieses Vorhabens sowie in (Consentec und Fraunhofer ISI 2018).

Im heute in Deutschland angewendeten Netzentgeltsystem kommt es durch die fast durchgängig vom Entnahmeverhalten abhängigen Entgeltkomponenten (Arbeitspreise sowie auf die individuelle Jahreshöchstbezugsleistung bezogene Leistungspreise)⁸ zu Verzerrung. Untersuchungen (vgl. (Consentec und Fraunhofer ISI 2018)) zeigen, dass ein großer Teil der Netzkosten nicht von den konkreten Entnahmeentscheidungen (Stromentnahme eines Verbrauchers aus dem Netz) abhängig ist, sondern – indikativ in einer Größenordnung von 60 % und mehr – strukturbedingt sind. Die gesamten Netzkosten sind also überwiegend von der Zahl und räumlichen Verteilung der Netzanschlusspunkte bestimmt. Der verbleibende Teil der Netzkosten ist zudem eher von der Anschlusskapazität der an das Netz angeschlossenen Anlagen als von den Entnahmeentscheidungen abhängig.

Insofern setzt das heutige Netzentgeltsystem keine Anreize zur effizienten Netznutzung. Dies gilt im Übrigen auch, wenn man das Stromnetz – in Abweichung vom heutigen Ziel des (weitgehend) bedarfsgerechten Netzausbaus – als zu bewirtschaftendes knappes Gut ansieht, denn das heutige Entgeltsystem enthält Elemente, die eine Koordination der Netznutzung in Knappheitssituationen erlaubt. Das Engpassmanagement erfolgt heute ausschließlich reguliert (vgl. hierzu auch (Neon Neue Energieökonomik und Consentec 2018)).

Darüber hinaus verzerrt das Entgeltsystem Marktpreise und zwar sowohl durch die Arbeitspreise (der Wirkungszusammenhang entspricht dem bei der EEG-Umlage) als auch durch die Leistungspreise. Einerseits wird auch hier Strom gegenüber anderen, nicht leitungsgebundenen Energieträgern benachteiligt. Andererseits entsteht auch hier eine Verzerrung zwischen verschiedenen Stromtechniken, sofern diese andere Leistung und Einsatzprofile aufweisen, da sie dann unterschiedlich stark mit dem Leistungspreis belastet werden.

Energiesteuern und Stromsteuer

Die Energiesteuer erfasst die verschiedenen Energieträger, die als Kraft- oder Heizstoff im Verkehrsbereich und zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, insb. sind dies Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel. Ausgenommen von der Energiesteuer sind Energieträger, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Stattdessen erfolgt eine Belastung von letztverbrauchtem Strom mit der Stromsteuer. Daher unterliegt auch nur ein geringer Teil der in Deutschland

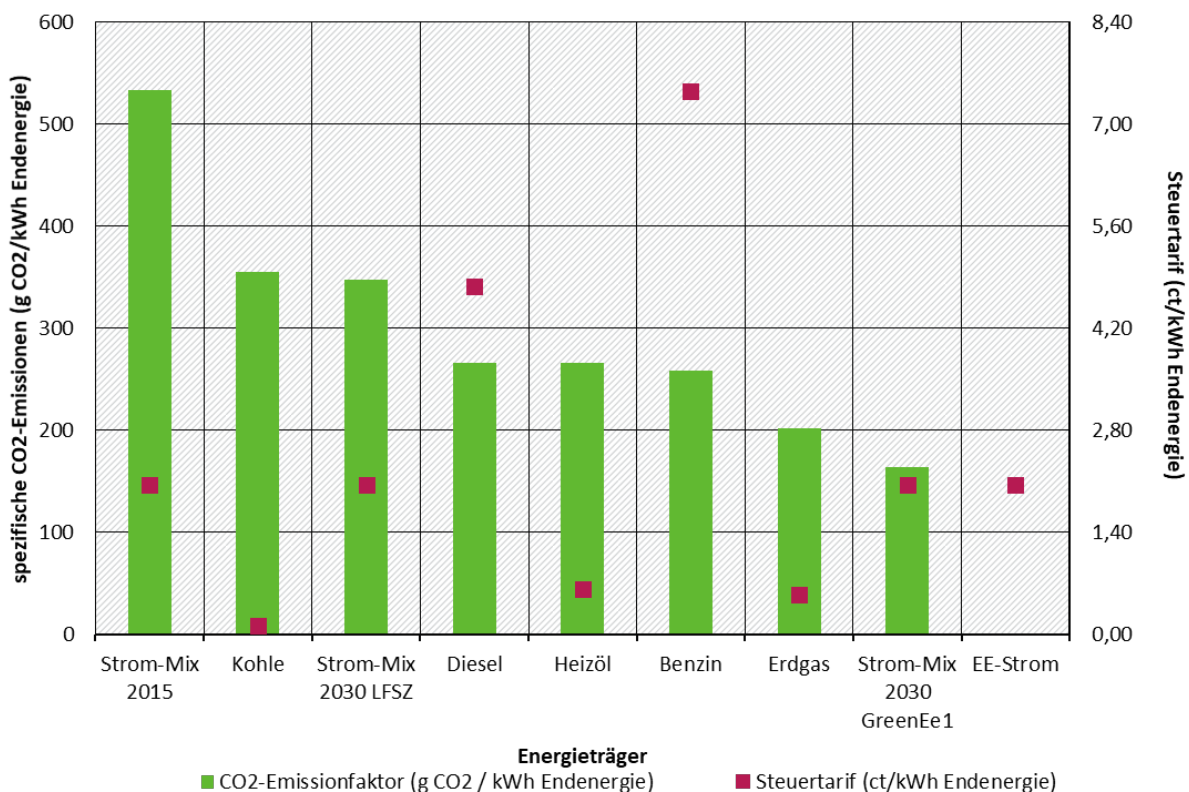
⁸ Eine gewisse Ausnahme stellen Netzkunden in der Niederspannungsebene dar, bei denen teilweise (Haushaltskunden) statt des Leistungspreises ein entnahmeunabhängiger Grundpreis erhoben wird.

verbrauchten Kohle der Energiesteuer, denn Kohle wird überwiegend in der Stromerzeugung eingesetzt. Stromerzeugungsanlagen unterliegen aber ab einer Größe von 20 MW zudem dem europäischen Emissionshandel (EU-ETS), wodurch es zu einer CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger beim Einsatz in der Stromerzeugung kommt.

Die Einnahmen der Energiesteuern und der Stromsteuer fließen dem Bundeshaushalt zu. Insofern erfüllen beide Steuern die Funktion der **Finanzierung öffentlicher Haushalte**. Sie tragen hierzu mit etwa 45 Mrd. Euro bei und sind damit nach Umsatz- und Lohnsteuer die drittgrößte Einnahmequelle des Bundes. Ein Beitrag zur **Refinanzierung** der Netzinfrastruktur oder der EEG-Förderung erfolgt derzeit nicht.

Die Energiesteuern und Stromsteuern könnten grundsätzlich geeignet sein, die Funktion der **Internalisierung** zu übernehmen. Dies würde bedeuten, dass der Steuertarif das Ausmaß der durch die Nutzung eines Energieträgers entstehenden Treibhausgasemissionen reflektieren müsste. Nachfolgende Abbildung 12 zeigt, dass bei den heutigen Steuertarifen ein solcher Zusammenhang nicht erkennbar ist.

Abbildung 12: Gegenüberstellung von Steuertarif der Energie- und Stromsteuer und CO₂-Intensität der belasteten Energieträger



Quelle: eigene Darstellung

Brennstoffe zur Wärmeerzeugung werden unabhängig von ihrem Kohlenstoffgehalt eher niedriger, Kraftstoffe für Mobilitätsanwendungen werden – selbst wenn man berücksichtigt, dass hierüber auch Beiträge zur Finanzierung des Straßennetzes erfolgen – eher hoch belastet. Neben dieser generellen Diskrepanz zwischen den Anwendungssektoren besteht auch innerhalb der Anwendungssektoren kein Zusammenhang zwischen Steuertarif und CO₂-Intensität. Die Stromsteuer und die daraus resultierende Belastung von Strom fällt in besonderer Weise „aus der Reihe“, denn die Gegenüberstellung von Steuertarif und CO₂-Intensität ist nicht eindeutig

möglich, da letztere davon abhängt, welcher Primärenergieträger bei der Erzeugung eingesetzt wurde. Dies ist in Abbildung 12 durch die Ausweisung verschiedener Emissionsfaktoren von Strom auf Basis unterschiedlicher Strom-Mixe (historisch (2015) sowie für das Stichjahr 2030 aus den oben bereits erwähnten Szenarien der Studien „Langfristszenarien“ und „Ressourcenschonendes und treibhausgasneutrales Deutschland“) sowie zusätzlich für emissionsfreien EE-Strom aufgegriffen. Bei synthetisch erzeugtem Gas (als Methan oder beigemischter Wasserstoff) besteht ein ähnliches Problem, da dieses ebenso wie fossiles Erdgas in gleicher Höhe je m³ Gas mit der Energiesteuer belegt wird. Erfolgt der Betrieb der Elektrolyseure bzw. Power-to-Gas-Anlagen mit emissionsfreiem Strom, so ist das erzeugte „grüne Gas“ in seiner Klimawirkung aber bilanzneutral.

Die Energiesteuern in der heutigen Form ist insofern zur Internalisierung von Klimawirkungen kein geeignetes Instrument, da sie die CO₂-Intensität des Energieträgers bzw. der jeweiligen Grenzerzeugungstechnik bei der Stromerzeugung nicht berücksichtigen. Der Einsatz von Sektorkopplung auf Basis von emissionsfreier/-armer Stromerzeugung bleibt benachteiligt, da der Klimanutzen der geringen Emissionen nicht in einer entsprechend niedrigeren Besteuerung zur Geltung kommt.

Aus Abbildung 12 lässt sich auch ableiten, dass die Energiesteuern auch über die (nicht erreichte) Internalisierung hinaus **effizienten Anreizen** entgegenlaufen, da sie Marktpreissignale verzerren, denn die verschiedenen Energieträger sind stark unterschiedlich belastet.

Europäischer Emissionshandel

Auch wenn in wesentlichen Teilen marktlich ausgestaltet, wird hier auch der europäische Emissionshandel (EU-ETS) bzw. der daraus resultierende Preis für Emissionsberechtigungen zu den staatlich induzierten Preisbestandteilen gezählt, da dieser Emissionshandel und die Nachfrage nach Emissionsberechtigung nur aufgrund staatlicher Regulierung existieren. Eine **Refinanzierungsfunktion** besitzt der EU-ETS heute nicht. Da ein (zunehmender) Teil der Emissionsberechtigungen durch Versteigerung ausgegeben wird, entstehen dem Staat hierdurch Einnahmen. Daher kann dem EU-ETS grundsätzlich die Funktion der **Finanzierung öffentlicher Haushalte** zugeschrieben werden, auch wenn die Einnahmen in Deutschland heute in den sogenannten „Energie- und Klimafonds“ (EKF) fließen, der ein Sondervermögen darstellt und nicht dem allgemeinen Haushalt zur Verfügung steht. Heute werden aus dem EKF klimaschutzbezogene Förderprogramme finanziert, etwa zur energetischen Gebäudesanierung. Da diese Förderprogramme je nach Einnahmesituation des EKF aus zusätzlichen Mitteln des Bundeshaushalts bezuschusst werden, erfüllen die Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionsberechtigung die Funktion der Finanzierung öffentlicher Haushalte zumindest näherungsweise.

Ansonsten ist der EU-ETS ein prototypisches, mengenbasiertes **Internalisierungsinstrument**. Das bedeutet gleichwohl nicht, dass die Internalisierung über den EU-ETS ideal funktioniert. So stellt sich die Frage, ob der über EU-ETS vorgegebene Minderungspfad für die dem EU-ETS unterliegenden Emissionen ausreichend ist, um Klimaschutzziele zu erreichen. Dies gilt nicht zuletzt im Hinblick auf die viel diskutierte Diskrepanz im Ambitionsniveau zwischen nationalen Zielvorgaben und einem europäisch organisierten Instrument wie dem EU-ETS.

Wichtig ist zudem die Tatsache, dass der EU-ETS nur einen Teil der Emittenten von Treibhausgasen abdeckt (insbesondere die Stromerzeugung, nicht aber große Teil des Wärme- und Verkehrssektors). Solange es keine übergreifende CO₂-Bepreisung gibt, ruft dies Friktionen hervor, die abzuwägen sind gegen die Gründe, die dazu geführt haben, den EU-ETS auf

bestimmte Gruppen von Emittenten zu begrenzen (z. B. Transaktionskosten bei Kleinemittenten).

Außerdem beinhaltet die Ausgestaltung des EU-ETS im Detail Regelungen, die auch unter den vom EU-ETS erfassten Emittenten zu Verzerrungen führen können. Ein Beispiel ist die Gratisallokation für im internationalen Wettbewerb stehende Industrieunternehmen (Vermeidung von „carbon leakage“). Hierunter fällt z. B. die Wasserstoffherstellung, bei der je nach eingesetztem Prozess CO₂-Emissionen entstehen. Eine technisch effiziente Anlagen zur Dampfreformierung, als heute üblichem Prozess zur Wasserstoffherstellung, erhält aktuell im Schnitt EU-ETS-Zertifikate in Höhe von rund 90% ihrer CO₂-Emissionen zugeteilt, so dass die Kosten aus dem EU-ETS bei der Investitionsentscheidung in eine solche Anlagen aus Sicht des Investors unzureichend berücksichtigt werden.⁹ Der CO₂-freie Alternativprozess (Wasserstoffelektrolyse, sofern EE-Strom zum Einsatz kommt) bekommt keine Gratisallokation, was die Anreize zur Emissionsvermeidung reduziert. Die Gratisallokation für die emissionsträchtige Technik wirkt daher faktisch wie eine Investitionsförderung zu Gunsten dieser Technik.

Da das Preissignal des EU-ETS internalisierend wirkt, gibt es keine Preisanteile, die Verzerrungen auf nachgelagerten (Strom-) Märkten hervorrufen könnten. Eine über die Internalisierungsfunktion hinausgehende Aufgabe in Bezug auf **effiziente Anreize** übernimmt der EU-ETS nicht.

Zusammenfassung zur Einordnung heutiger staatlich induzierte Preisbestandteile in das entwickelte Funktionsschema

Die Einordnung der heutigen staatlich induzierten Preisbestandteile in das Funktionsschema nach Abbildung 11 fasst Tabelle 2 zusammen.

Tabelle 2: Einordnung heutiger staatlich induzierte Preisbestandteile in das Funktionsschema nach Abbildung 11

	effiziente Anreize	Klimaschutz, Internalisierung	Refinanzierung	Finanzierung öffentlicher Haushalte
EEG-Umlage	verzerrt Wettbewerb zulasten von Strom	belastet Strom unabhängig von CO ₂ -Intensität der Erzeugung	dient zur Refinanzierung der EEG-Förderung	keine
Netzentgelte	keine kostenreflexive Bepreisung der Netznutzung	keine	dient zur Refinanzierung der Netzkosten	keine
Stromsteuer	verzerrt Wettbewerb durch ungleiche Belastung verschiedener Bereitstellungswege von Nutzenergie	keine auf CO ₂ -Intensität ausgerichteten Steuertarife	keine	heute ca. 7 Mrd. Euro
Energiesteuer				heute ca. 37 Mrd. Euro
EU-ETS	keine Verzerrungen	idealtyp. Mengeninstrument zur Internalisierung bei ausreichend ambitioniertem Minderungspfad. Verzerrungen durch Gratisallokation sind zu beachten.	keine	Versteigerungserlöse (heute ca. 2-3 Mrd. Euro) fließen in EKF

⁹ Vgl. (Deutsche Emissionshandelsstelle 2019)

Quelle: eigene Darstellung

2.3 Positive externe Effekte als mögliches Hemmnis

Externalitäten können auch als positive externe Effekte auftreten.¹⁰ Sie sind ein typisches Phänomen bei neuen, zum Teil noch im Forschungs- und oder Entwicklungsstadium befindlichen Technologien – und hierzu zählen Sektorkopplungstechniken überwiegend. Für einzelne Akteure sind Investitionen in die Entwicklung dieser Technologien oft nicht lohnend. Grund hierfür ist, dass der Nutzen aus dem technologischen Lernen, z. B. Kostensenkungen („Lernkurveneffekte“), nicht vollständig selbst genutzt werden kann. Es profitieren auch andere Akteure davon, z. B. durch sogenanntes Wissens-Spill-Over. Volkswirtschaftlich können Investitionen aber sehr wohl lohnend und sinnvoll sein. Das betrifft nicht nur Investitionen in Forschung und Entwicklung der Technologien. Positive externe Effekte spielen auch bei Nutzern dieser Technologien eine Rolle, wenn diese eine Nutzung unterlassen, weil z. B. Betrieb und Anschaffung zu teuer sind. Gerade hierdurch könnten aber auch Lernkurveneffekte erzielt werden. Langfristig würden dann vielfach (deutliche) Kostensenkungen entstehen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht könnte es also durchaus kosteneffizient sein, zunächst noch höhere Kosten in Kauf zu nehmen, um langfristig von Kostensenkungen zu profitieren. Allerdings profitieren von diesen Kostensenkungen oft nicht nur diejenigen Nutzer, die zunächst hohe Kosten in Kauf genommen haben.

Dies ist ein Hemmnis für die Sektorkopplung, wenn sich wegen solcher positiven externen Effekte Akteure gegen die Nutzung oder Entwicklung von Sektorkopplungstechniken entscheiden, obwohl dies volkswirtschaftlich eigentlich kosteneffizient wäre.

Dass positive Externalitäten vorliegen, lässt sich im konkreten Fall meist nicht eindeutig belegen. Es ist beispielsweise oft ungewiss, in welchem Umfang Lernkurveneffekte durch weitere Forschung und Entwicklung oder bei steigender Marktdiffusion noch zu erwarten sind. Auch ist unklar, ob es nicht zukünftig noch Innovationen bei anderen Technologien gibt, die noch günstigere Alternativen wären. Eine tiefe, dahingehende Analyse geht über das Ziel dieses Vorhabens hinaus. Gelangt man aber zu der Einschätzung, dass positive externe Effekte vorliegen, so könnte man daraus resultierende Hemmnisse für Sektorkopplung z. B. durch eine öffentliche Förderung von Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten adressieren. Auch ein „Anschub“ der Markteinführung bzw. Marktdiffusion bestimmter Techniken durch explizite Förderung wäre eine denkbare Maßnahme. Sowohl die Forschungsförderung als auch geförderte Markteinführungsprogramme sind grundsätzliche etablierte Förderinstrumente. Bei solchen, oft stark technologiespezifischen Förderinstrumenten besteht freilich ein nicht unerhebliches Effizienzrisiko, da ggf. die (ex-post betrachtet) falschen Techniken gefördert werden. Außerdem sind solche Instrumente oft anfällig für Lobbyeinflüsse (rent-seeking). Ihre Einführung sollte insofern nicht leichtfertig und stets verbunden mit geeigneten Evaluierungsanforderungen erfolgen.

¹⁰ Positive externe Effekte liegen vor, wenn der Nutzen, der durch eine bestimmte Handlung entsteht, auch bei anderen Akteuren als dem eigentlich handelnden Akteur anfällt. Wenn letzterer nicht den vollen Nutzen seines Handelns für sich vereinnahmen („privatisieren“) kann, kann dies dazu führen, dass Akteure bestimmte Handlungen nicht ausführen, weil die Abwägung von eigenem („privatem“) Nutzen und entstehenden Kosten negativ ausfällt, obwohl die Handlung volkswirtschaftlich positiv zu bewerten ist.

2.4 Bedeutung nicht-monetärer Hemmnisse und Rolle ordnungsrechtlicher Instrumente

Die bisherige Analyse basierte auf der Annahme, dass das Ziel eines ökonomisch effizienten und klimagerechten Energiesystems erreicht werden kann, wenn Marktpreise unverzerrt wirken können, negative wie positive Externalitäten vermieden bzw. adäquat adressiert werden und Infrastrukturnutzung effizient bepreist wird. Weder kann dies in der Realität jemals vollständig erreicht werden, noch ist davon auszugehen, dass das Erfüllen der vorgenannten Bedingungen alleine tatsächlich das gewünschte Ziel erreicht.

Ein Grund hierfür ist etwa, dass die Akteure im Energiesystem nicht wie idealtypische „*homines oeconomici*“, also insbesondere strikt nutzen-/gewinnmaximierend verhalten. Unter Begriffen wie „begrenzte Rationalität“ (engl. „bounded rationality“) oder „kognitive Verzerrung“ (engl. „cognitive bias“) zeigen Forschungen der Verhaltensökonomie, dass sich insbesondere Individuen deutlich abweichend vom Modell des „*homo oeconomicus*“ verhalten, vgl. etwa (Kahnemann et al. 1991), (Beck 2014).

Ein Beispiel hierfür ist der sogenannte „Status-quo-bias“, der besagt, dass Menschen eine Präferenz für die Beibehaltung des Status quo besitzen, auch wenn der Status quo gegenüber einer Veränderung bei einer einzelwirtschaftlichen Betrachtung eigentlich nachteilig, d. h. teurer ist. Ein dem Modell des *homo oeconomicus* folgender Akteur müsste sich dann eigentlich gegen den Status quo entscheiden. Für Sektorkopplungstechniken kann dieser Effekt zu einem Hemmnis werden, weil es sich hierbei um eher neue Techniken handelt und ihre Ausbreitung davon abhängt, ob Nutzer z. B. bei Ersatzinvestitionen bereit sind, zulasten der bisher verwendeten, herkömmlichen Technik auf eine Sektorkopplungstechnik zu wechseln. Ein Beispiel könnte der notwendige Austausch eines Heizungssystems in einem Einfamilienhaus sein. Eigentümer entscheiden sich hier aufgrund des Status-quo-bias teilweise gegen die Umstellung des Heizsystems auf eine Wärmepumpe, obwohl diese Lösung im Vergleich zur Erneuerung in der bisher verwendeten Technik (z. B. öl- oder gasbasierte Heizung) kostengünstiger ist.

Der „Endowment-Effekt“ (auch als „Besitztumseffekt“ bezeichnet) ist ein weiteres Beispiel. Dieser besagt, dass Menschen Gütern – Güter sind hier weitgefasst gemeint, auch Privilegien, etc. werden darunter verstanden – einen besonders hohen Wert zumessen, nur weil sie diese besitzen. Auch hieraus können Hemmnisse für die Entwicklung der Sektorkopplung entstehen. Im Fall der Elektromobilität ist es etwa auch nach heutigem Stand der Technik noch so, dass die Nutzung eines Elektrofahrzeugs mit gewissen Komforteinbußen für den Nutzer einhergeht, denn Elektrofahrzeuge weisen in der Regel kürzere Reichweiten und längere Aufladezeiten („Tankzeiten“) auf als Autos mit Verbrennungsmotor. Damit der Nutzer bereit ist, diesen Komfortverlust in Kauf zu nehmen, muss das Elektrofahrzeug also einen gewissen (Kosten-)Vorteil gegenüber dem herkömmlichen PKW bieten. Dies entspricht einem ökonomisch rationalen Verhalten. Der Endowment-Effekt besagt nun aber, dass der Komfortverlust, der durch den Wechsel von der herkömmlichen Verbrennungsmotortechnik auf ein Elektrofahrzeug entsteht, höher bewertet wird, als Nutzer den Komfortgewinn bewerten würden, wenn sie bisher an Fahrzeugen mit kürzerer Reichweite gewöhnt wären und nun erstmal die Möglichkeit hätten, auf eine Lösung mit größerer Reichweite umzusteigen. In der Konsequenz muss das Elektrofahrzeug einen übermäßig hohen Kostenvorteil gegenüber Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor aufweisen, damit Nutzer bereit sind, die Komforteinbußen in Kauf zu nehmen.

Auch zeitinkonsistentes Verhalten kann ein Hemmnis für Sektorkopplung bedeuten. Zeitinkonsistenz bedeutet, – vereinfacht gesprochen – dass Menschen eine Entscheidung oder

ein Ereignis anders bewerten, nur abhängig davon, wann sie diese Entscheidung treffen bzw. wann das Ereignis eintritt – und zwar obwohl sich die sonstigen Rahmenbedingungen nicht verändert haben, sie also z. B. keine neuen Informationen erhalten haben. Ein typisches Beispiel für zeitinkonsistentes Verhalten ist etwa, dass man zeitnah anfallende, als lästig empfundene Arbeiten scheut, wenn der daraus gezogene Nutzen erst später eintritt – auch wenn der Nutzen an sich größer ist als der dafür erforderliche, einzusetzende Aufwand, vgl. (Laibson 1997). Für die Sektorkopplung kann dies – insbesondere in Verbindung mit dem Status-quo-bias – zu einem Hemmnis werden, wenn z. B. bei einer Investitionsentscheidung für eine umfassende wirtschaftliche Abwägung verschiedene Informationen zusammengetragen werden müssten, dies aber als lästig empfunden und daher nicht durchgeführt wird. Stattdessen wird die herkömmliche / bekannte Lösung bevorzugt, obwohl die alternative Lösung sich eventuell langfristig als kostengünstiger herausstellen würde. Dies könnte den Effekt im oben bereits angeführten Beispiel der Ersatzinvestition bei einem Heizungssystem noch verstärken: Der Hauseigentümer müsste für eine ausgewogene wirtschaftliche Abwägung zwischen herkömmlichem Heizungssystem und Wärmepumpe unter Umständen viele Informationen zusammentragen (Heizbedarf, zukünftig erwartete Energiepreise, Auswahl der geeigneten Wärmepumpe). Obwohl er nur so die tatsächlich kostengünstigste Entscheidung treffen könnte, erscheint ihm dies aber gegebenenfalls zu lästig, weil er kurzfristig den Aufwand hat, der Nutzen sich aber erst langfristig einstellt. Bei diesem Beispiel darf aber nicht übersehen werden, dass die Informationsbeschaffung und darauf basierend durchzuführenden Berechnungen tatsächlich Aufwand – ökonomisch gesprochen: Transaktionskosten – verursachen. In ökonomischen Analysen werden solchen Transaktionskosten häufig vernachlässigt, obwohl sie in manchen Fällen eine relevante Größenordnung annehmen und damit in eine korrekte Kostenabwägung einzubeziehen wären.

Diese Abweichung zwischen dem Verhalten eines idealtypischen „homo oeconomicus“ und dem tatsächlichen Verhalten führt dazu, dass die Entscheidungen von Akteuren selbst bei Vorliegen „perfekter“ Preissignale nicht zu einem kosteneffizienten Energiesystem führen würden. Zusätzlich ist die Wirkung von Transaktionskosten zu beachten. Es sind viele Maßnahmen und Instrumente denkbar, um hierauf zu reagieren: Von Informationskampagnen über explizite Förderungen bis hin zu ordnungsrechtlichen Ansätzen (Gebote / Verbote), ist ein großes Spektrum vorstellbar. Inwieweit solche staatlichen Eingriffe in die Entscheidungsfreiheit von Individuen zu empfehlen sind, lässt sich nicht eindeutig und schon gar nicht allgemein sagen. Hier sind Abwägungen im Einzelfall erforderlich.

Ordnungsrechtliche Instrumente sind prinzipiell geeignet, bestimmte – im streng ökonomischen Sinn einzelwirtschaftlich als irrational zu bezeichnende – Verhaltensweisen zu unterbinden und zu sanktionieren und damit in der Regel die volkswirtschaftliche Effizienz des Energiesystems zu verbessern. Gleiches gilt zum Teil auch für den Umgang mit Transaktionskosten, die bei Akteuren beispielsweise für die Sammlung von Informationen für die „Gewinnmaximierung“ in nicht unerheblichem Umfang und bei einer ggf. großen Zahl von Akteuren anfallen können. Ordnungsrechtliche Instrumente können solche Transaktionskosten vermeiden oder verringern. Gleiches gilt für individualpolitische Instrumente, wie Informationskampagnen, etc.

Jedoch ist auch ein effizienter Ordnungsrahmen in der Realität schwer umsetzbar:

1. Erfordert die Gestaltung ordnungsrechtlicher Instrumente regulatorisches Wissen, um Emissionsminderung dort anreizen bzw. vorgeben zu können, wo sie langfristig am kostengünstigsten sind. Aufgrund der Begrenztheit des regulatorischen Wissens besteht daher das Risiko, dass Mehrkosten im Energiesystem entstehen.

2. Der Gestaltungsprozess ist anfällig für die Einflussnahme von Lobbygruppen, denen es primär um die Durchsetzung von Partikularinteressen geht.
3. Besteht das Risiko, dass Akteure durch geschicktes Ausnutzen von nicht auszuschließenden „Schlupflöchern“ die intendierte Wirkung des Instruments unterlaufen.

Aus wissenschaftlicher Sicht gibt es kein nachweislich bestes ordnungsrechtliches Instrument oder keine beste Kombination aus verschiedenen ordnungsrechtlichen Instrumenten und ggf. auch preisbasierten Instrumenten. Alle Instrumente und Kombinationen hieraus bieten spezifische Vor- und Nachteile, die vor dem Hintergrund der verfolgten Ziele, Einschätzung über das Verhalten und die Präferenzen von Akteuren im Energiesystem und auch weiterer Werturteile abgewogen werden müssen. Auch zu beachten ist, dass ordnungsrechtliche Instrumente zu anderen distributiven Effekten führen können als preisbasierte Instrumente. Inwiefern ordnungsrechtliche im Vergleich zu preisbasierten Instrumenten auch im Hinblick die erzielbare Akzeptanz für solche Maßnahmen Vor- oder Nachteile besitzen, wird hier nicht näher untersucht.

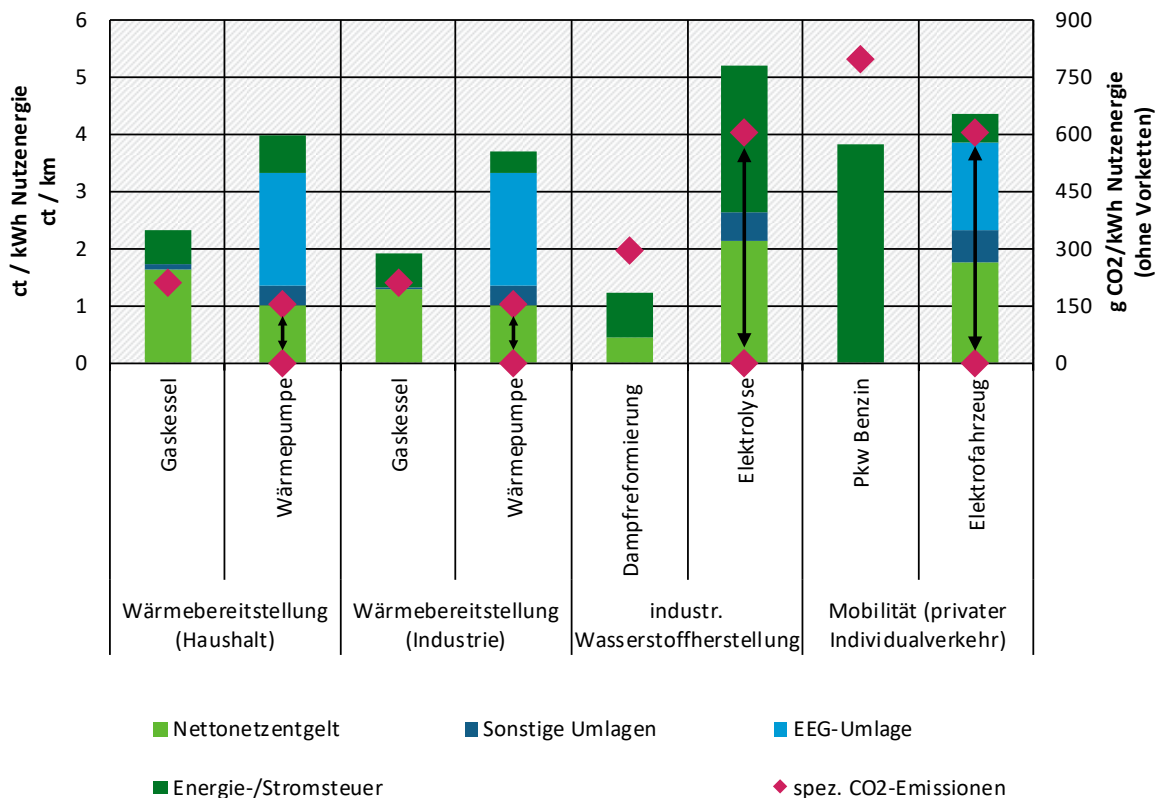
2.5 Schlussfolgerung aus der konzeptionellen Analyse in Bezug auf heutige Hemmnisse

Aus der konzeptionellen Analyse lassen sich verschiedene Schlussfolgerung in Bezug auf heute vorhandene Hemmnisse für Sektorkopplung ziehen:

1. Eine ausreichende Internalisierung von Klimaschäden (z. B. durch eine verursachungsgerechte Bepreisung von CO₂) ist heute nicht vorhanden, da weder die Energiesteuern noch der EU-ETS stringent auf die deutschen Klimaziele ausgerichtet sind. Dadurch kommt der klimabezogene – und angesichts der Schadenskosten auch ökonomische – Nutzen, der durch eine auf erneuerbaren Strom basierende Bereitstellung von Nutzenergie mittels Sektorkopplungstechniken erreicht werden kann, nicht monetär zum Ausdruck. Ökonomisch rational handelnde Akteure treffen volkswirtschaftlich ineffiziente Entscheidungen, da sie bei Nutzung fossiler Kraft- oder Brennstoffe nicht die vollen volkswirtschaftlichen Kosten ihrer Nutzungsentscheidung tragen müssen.
2. Staatlich induzierte Preisbestandteile, wie Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern verzerren in der heutigen Form den Wettbewerb zwischen Energieträgern. Die unterschiedliche Belastung verschiedener Energieträger – genauer: Bereitstellungsformen von Nutzenergie – mit solchen Preisbestandteilen benachteiligt insbesondere Strom durch eine im Vergleich sehr hohe Belastung. Dies zeigt Abbildung 13 anhand einer Gegenüberstellung der Belastung verschiedener Bereitstellungsformen von Nutzenergie für ausgesuchte Anwendungsfälle mit staatlich induzierten Preisbestandteilen. Zudem dargestellt sind die mit dem jeweiligen Bereitstellungsweg verbundenen CO₂-Emissionen. Für den auf Sektorkopplung basierenden Bereitstellungsweg ist jeweils eine Bandbreite der spezifischen, auf die Nutzenergie bezogenen CO₂-Emissionen dargestellt. Das obere Ende der Bandbreite setzt die durchschnittlichen Emissionen des deutschen Strom-Mix (Stand 2017) an. Je stärker der Strombedarf für die Sektorkopplung durch emissionsfreien Strom gedeckt wird, umso geringer fallen die CO₂-Emissionen aus. Das untere Ende der Bandbreite geht von dem Fall einer vollständigen Deckung des Strombedarfs für die Sektorkopplungsanwendung durch EE-Strom aus. Deutlich wird insbesondere, dass nicht nur die Belastung der strombasierten Bereitstellungsform deutlich höher ausfällt. Auch ist das Verhältnis der Belastung von konventioneller zu Sektorkopplungslösung in der Regel genau entgegengesetzt zu dem der CO₂-Emissionen. Selbst bei der heute noch hohen CO₂-Intensität des deutschen Strom-Mix, ist die Sektorkopplungslösung zumeist der emissionsärmere, aber

höher belastete Bereitstellungsweg. Dieses Missverhältnis verschärft sich bei zunehmender Dekarbonisierung der Stromerzeugung weiter.

Abbildung 13: Belastung verschiedener Bereitstellungsformen von Nutzenergie für ausgesuchte Anwendungsfälle mit staatlich induzierten Preisbestandteilen sowie CO₂-Intensität der jeweiligen Bereitstellungsform



Quelle: eigene Darstellung; Datengrundlage für Höhe der Belastung mit staatlich induzierten Preisbestandteilen s. Abbildung 7, spezifische CO₂-Emissionen der Energieträger

1. Die Verhaltensökonomie diskutiert unter Begriffen wie „begrenzte Rationalität“ (engl. „bounded rationality“) oder „kognitive Verzerrung“ (engl. „cognitive bias“) ein vom individuellen ökonomischen Optimum abweichendes Verhalten. Hieraus können zusätzliche Hemmnisse für Sektorkopplung entstehen – insbesondere, weil es sich dabei häufig nicht um etablierte Techniken handelt.
2. Hemmnisse entstehen zudem beim Vorliegen positiver externer Effekte. Diese können zum Beispiel im Zusammenhang mit technologischem Lernen bei noch vergleichsweise neuen Technologien entstehen, wenn der Nutzen aus dem Erzielen von Lernkurveneffekten nicht vollständig von demjenigen „privatisiert“ werden kann, der die Kosten für das Erreichen einer Lernkurve tragen muss (z. B. durch „Wissens-Spill-Over“).

3 Strukturierung von Reformoptionen

Hemmnisse für eine effizienten Entwicklung der Sektorkopplung liegen vor allem im heutigen energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmen, der zu verzerrten Wettbewerbsbedingungen zwischen Strom und anderen Energieträgern führt. Es ergeben sich verschiedene Ansatzpunkt, um dieses Problem zu adressieren und so eine möglichst kosteneffiziente Erreichung der Klimaziele zu gewährleisten.

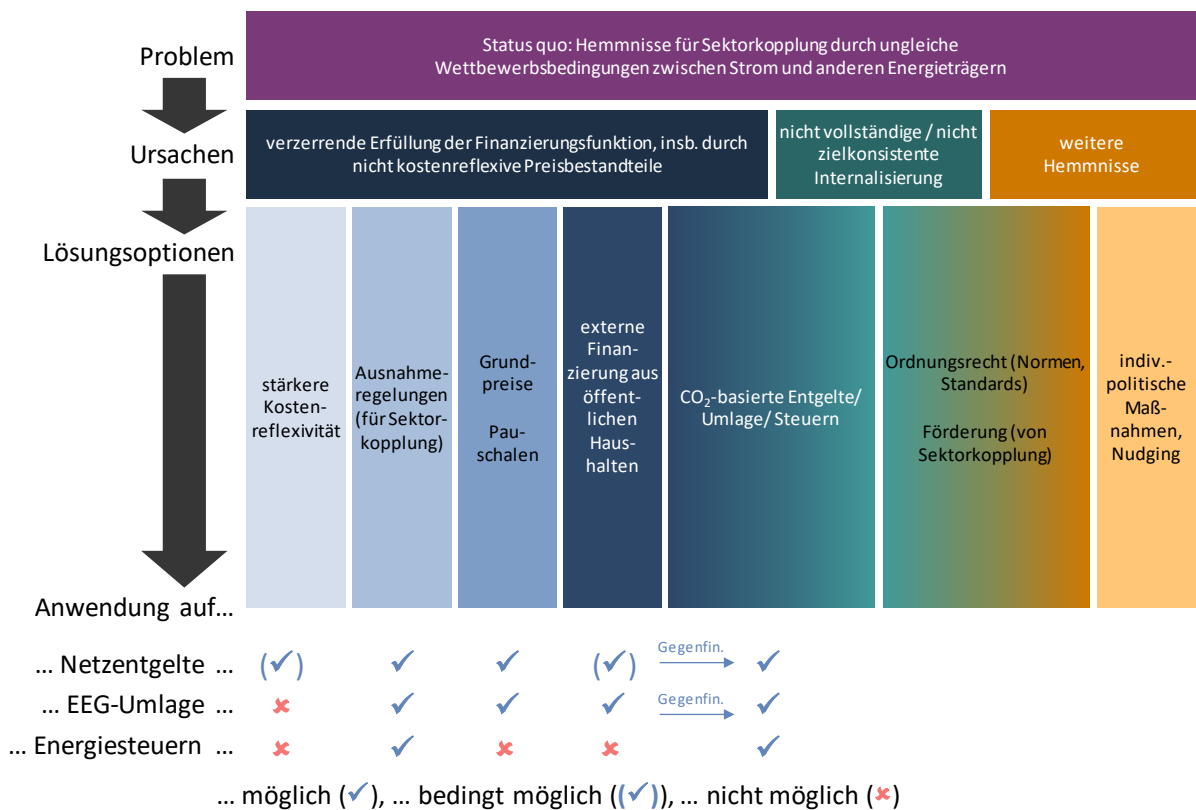
Ansatzpunkt für die Herleitung von Reformoptionen ist die Feststellung, dass Hemmnisse für Sektorkopplung zu einem wesentlichen Teil auf das Problem zurückzuführen sind, dass der Wettbewerb zwischen Strom und anderen Energieträgern zur Bereitstellung unterschiedlicher Formen von Nutzenergie aus verschiedenen Gründen verzerrt ist. Daher sind Lösungsansätze für dieses Problem meist zunächst nicht spezifisch auf Sektorkopplungsanwendungen bezogen, sondern eher übergeordnet auf die Schaffung fairer Wettbewerbsbedingungen zwischen Strom und anderen Energieträgern. Allerdings gewinnt die Schaffung eines solchen fairen Wettbewerbs insbesondere durch die Sektorkopplung immens an Bedeutung, da erst sie eine Konkurrenz zwischen Strom und anderen Energieträgern ermöglicht.

Die Reformoptionen lassen sich entlang der Ursachen für ungleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen Strom und anderen Energieträgern strukturieren (siehe Abbildung 14):

- a) Reformoptionen, die das Problem nicht kostenreflexiver, staatlich induzierter Preisbestandteile (z. B. hohe entnahmeabhängige Netzentgelte, historische Förderkosten in der EEG-Umlage, kWh-bezogene Energie- und Stromsteuer) betreffen.
- b) Reformoptionen, die das Problem einer nicht-vollständigen bzw. nicht zielkonsistenten Internalisierung von Klimaschadenskosten zum Gegenstand haben.
- c) Reformoptionen, die weitere, insbesondere nicht-monetäre Hemmnisse adressieren.

Die Reformoptionen betreffen dabei die relevantesten staatlich induzierten Preisbestandteile (Netzentgelte, EEG-Umlage und Energiesteuern), wobei sie teilweise nur für einzelne Preisbestandteile sinnvoll anwendbar sind.

Abbildung 14: Strukturierung der Reformoptionen anhand der Hemmnisse für Sektorkopplung und der Anwendbarkeit auf staatlich induzierte Preisbestandteile



Quelle: eigene Darstellung

3.1 Reformoptionen für nicht-kostenreflexive Preisbestandteile

Heutige Entgelte und Umlagen sind, wie in Abschnitt 2.2 dargestellt, nicht kostenreflexiv. Es gibt verschiedene Ansätze, um hieraus entstehende Verzerrungen zu vermeiden bzw. zu verringern.

1. Lösungsoption: Stärkere Kostenreflexivität

Die Stromnetze werden heute über die Netzentgelte von ihren Nutzern finanziert. Die derzeit noch immer angewendete Ausgestaltung des Netzentgeltsystems war bei ihrer Festlegung primär auf eine – vor dem Hintergrund der damals vorgefundenen Eigenschaften des Stromsystems¹¹ – als fair empfundene Teilung der zu refinanzierenden Netzkosten hin ausgelegt. Ein kostenreflexives, auf effiziente Nutzungsanreize ausgerichtetes Netzentgeltsystem stand nicht im Fokus. Angesichts technologischer Entwicklung und veränderter Anforderungen (insbesondere im Hinblick auf die klimapolitischen Zielen) des Strom- und Energiesystems, die dessen Transformation erforderlich, aber auch technisch möglich machen, wird die fehlende Kostenreflexivität zunehmend zu einem (kostspieligen) Problem, vor allem auch im Hinblick auf die Hemmnisse für eine effiziente Entwicklung der Sektorkopplung. Auch wenn, wie Diskussion in Abschnitt 2.2 zeigt, eine vollständig kostenreflexive Erhebung von Netzentgelten selbst

¹¹ Das heutige Netzentgeltsystem in Deutschland geht u. a. zurück auf die um das Jahr 2000 geschlossenen sog. „Verbändevereinbarungen“ und basierten u. a. auf der Annahme eines Stromsystems mit weitgehende zentralisierter Stromerzeugung in Großkraftwerken sowie unflexiblen und nur wenig preiselastischen Stromverbrauchern.

theoretisch nicht erreichbar ist, so ist jedoch eine stärker kostenreflexive Bepreisung der Netznutzung¹² möglich. Für die Energiesteuern und weitgehend auch bei der EEG-Umlage ist – wie in Kapitel 2 herausgearbeitet – Kostenreflexivität, sofern sie sich nicht auf Klimaschadenskosten bezieht, kein sinnvolles Ziel, weil dem Aufkommen aus diesen Preisbestandteilen keine, durch das Verhalten der Verbraucher beeinflussbaren Kosten gegenüberstehen.¹³

Bei den Netzentgelten kann eine Reform hin zu stärkerer Kostenreflexivität erfolgen, indem die Netznutzer die mit ihrer Netzinanspruchnahme verbundenen Kosten auch in den Netzentgelten wiederfinden. Dazu ist eine Differenzierung zwischen entnahmeabhängigen Kosten (z. B. Verlustenergiekosten) und entnahmeunabhängigen Kosten notwendig. Bei Letzteren handelt es sich um strukturbedingte Kosten der Stromnetze, die im Wesentlichen dadurch ausgelöst werden, dass ein Netzanschluss überhaupt vorhanden ist und das „Netz dorthin kommen muss“. In welchem Umfang Kostenreflexivität erreicht werden kann, muss stets anhand konkreter Ausgestaltungsvorschläge eines Netzentgeltsystems untersucht werden.

Vorteile:

Eine kostenreflexivere Bepreisung der Infrastrukturnutzung erhöht grundsätzlich die Effizienz der Anreize und kann damit auch dazu beitragen, die Kosten des Energiesystems zu verringern. Insbesondere reduzieren sich auch Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplungstechniken, da entnahmeabhängige Netzentgelte bestenfalls nur noch in dem Maße anfallen, wie tatsächlich Kosten damit verbunden sind. Durch eine stärkere Kostenreflexivität erhalten Netznutzer zudem die richtigen Anreize, um zu einem effizienten Netzbetrieb und Netzausbau beizutragen.

Nachteile:

Die erreichbare Effizienz ist grundsätzlich begrenzt, da, wie erläutert, vollständige Kostenreflexivität nicht erreichbar ist. So sind bspw. Investitionen im Netz häufig an bestimmte Standardbetriebsmittelgrößen gebunden, so dass die Investitionen bei einer größeren Anzahl von Nutzern sprunghaft ansteigen. Dadurch ist eine Zuordnung der Kosten auf einzelne Nutzer teilweise nicht eindeutig möglich. Für die Erhebung stärker kostenreflexiver Entgelte kann zudem eine mehr oder weniger starke zeitliche und räumliche Differenzierung der anfallenden Kosten notwendig sein. Bei der Ausgestaltung eines stärker kostenreflexiven Netzentgeltsystems geht es um eine Gewichtung verschiedener Ziele. Verzerrungen werden aber stets verbleiben, deren Relevanz überprüft werden muss. Eine stärkere kostenreflexive Erhebung führt außerdem zu Umverteilungen bei den Netznutzern und zu einer Schlechterstellung von Nutzern mit geringen Entnahmemengen aus dem Netz, da eine solche Umgestaltung jedenfalls mit einer geringeren kWh-bezogenen Belastung einhergehen dürfte.

2. Lösungsoption: Ausnahmeregelungen für Sektorkopplungsoptionen

Das heutige Refinanzierungssystem für die Netzinfrastuktur und EE-Förderung beruht in hohem Maße auf staatlich induzierten Energiepreisbestandteilen. Auch werden an das Energiesystem implizit gestellte Finanzierungsanforderungen für öffentliche Haushalte über staatlich induzierte Preisbestandteile, die Energiesteuern, erfüllt. Diese Preisbestandteile sind teilweise „definitorisch“ nicht kostenreflexiv und rufen daher Verzerrungen hervor (gilt

¹² Mit kostenreflexiver Bepreisung der Netznutzung ist hier sowohl gemeint, dass Nutzungsentscheidungen, die Kosten im Netz verursachen, auch mit Entgelten in entsprechender Höhe belegt werden (und Entscheidungen, die keine Kosten verursachen, nicht mit Entgelten belegt werden) als auch – im Falle einer knappen Ressource Netz (Netzengpässe) – eine effiziente Allokation der Nutzungsrechte.

¹³ Dies schließt nicht aus – wurde in diesem Vorhaben aber nicht vertieft betrachtet – dass nicht auf dem Wege der Energiebesteuerung oder auch durch andere Instrumente eine kostenreflexivere Finanzierung der Verkehrsinfrastruktur erreicht werden könnte.

insbesondere für Energiesteuern) oder nur begrenzt kostenreflexiv gestaltbar. Eine vollständige Umgestaltung dieser Preisbestandteile könnte politisch herausfordernd sein. Daher könnte eine pragmatische Lösung darin bestehen Ausnahmeregelungen zu schaffen, um Sektorkopplungstechniken zu entlasten und ihre Markteinführung so zu begünstigen. Ausnahmeregelungen für Sektorkopplungsoptionen stellen daher eine 2. Lösungsoption dar, die für alle Preisbestandteile anwendbar sind und mit überschaubaren Umverteilungseffekten verbunden sind, solange Reformen nur eine geringere Zahl an Akteuren betreffen. Ausnahmeregelungen könnten potentiell für die EEG-Umlage und die Stromsteuer gelten. Auch bei verbleibenden Netzkosten, die trotz der 1. Lösungsoption und einer stärker kostenreflexiven Refinanzierung weiterhin über Arbeitspreise finanziert werden, könnten Ausnahmeregelungen für Sektorkopplungstechniken gelten.

Vorteile:

Durch Ausnahmeregelungen zur Fälligkeit von EEG-Umlage, Netzentgelten bzw. Energiesteuern für Sektorkopplungstechnologien können heute bestehende Verzerrungen fallweise reduziert werden. Im Vergleich zu bestehenden Referenztechnologien ist für bekannte Technologien und Anwendungen die Bestimmung von Ausnahmen möglich. Durch die Eingrenzung auf Sektorkopplungstechnologien sind die Umverteilungswirkungen bei der Einführung zunächst begrenzt. Im Falle einer sehr preiselastischen Nachfrage, könnte von Ausnahmeregelungen eine erhebliche, punktuelle Lenkungswirkung in Richtung Sektorkopplung ausgehen.

Nachteile:

Die Definition von Ausnahmeregelungen erfordert ein umfassendes regulatorisches Wissen, um eine effiziente Ausgestaltung zu gewährleisten. Insbesondere werden keine oder nur sehr begrenzte Anreize für neue Technologien oder Innovationen gesetzt, da die Ausnahmen stets nur für bekannte Technologien definiert und festgelegt werden können. Außerdem erzeugt die Schaffung von Ausnahmetatbeständen oft das Risiko von Ausweichbewegungen und des Ausnutzens von „Schlupflöchern“, um in den Genuss der Ausnahmeregelungen zu kommen. Ausnahmeregelungen für Sektorkopplung reduzieren zwar die Verzerrungen zwischen der Nutzung von Strom und anderen Energieträgern. Zum Teil werden aber neue Verzerrungen zwischen der Nutzung von Strom für Sektorkopplung und anderen Zwecken geschaffen, da nur die erstere Nutzungsform entlastet wird.

3. Lösungsoption: Pauschalen und Grundpreise

Heutige Verzerrungen bei den staatlich induzierten Preisbestandteilen entstehen aus der (nicht kostenreflexiven) Finanzierungsanforderung, die EEG-Umlage und Netzentgelte erfüllen. Hinter dieser Finanzierungsanforderung stehen keine direkt beeinflussbaren Kosten. Gleiches gilt für die Erhebung der Energie- und Stromsteuer. Durch die entnahmeabhängige Erhebung führt dies aktuell jedoch zu Fehlanreizen für den Einsatz von Sektorkopplungstechniken, die durch eine pauschale Erhebung bzw. durch Grundpreise deutlich reduziert werden können. Eine solche Option kommt zumindest für die EEG-Umlage und die Netzentgelte in Frage. Pauschalen / Grundpreise haben eine positive Wirkung, wenn hierdurch primär solche Größen belastet werden, die eher preisunelastisch sind. Denn Entscheidungen zum Einsatz und über Investitionen in Techniken werden weniger von Pauschalen beeinflusst als von entnahmeabhängigen Entgelten. Dadurch kann die Effizienz des Energiesystems gesteigert werden.

Vorteile:

In Abhängigkeit von der Wahl der Bezugsgrößen für die Erhebung der Pauschale (z. B. Netzanschlusspunkt oder Zählpunkt) werden Verzerrungen zu Ungunsten von Sektorkopplungstechniken reduziert, auch wenn dies nicht unbedingt für alle denkbaren Anwendungsfälle gilt. Dabei ist die Wirkung umfassender als bei den Ausnahmeregelungen und betrifft zusätzlich auch noch nicht bekannte Technologien bzw. setzt Anreize für neue Technologien. Pauschalen und Grundpreise stellen eine Möglichkeit dar, um Ineffizienzen bei Einsatzentscheidungen bzw. Investitionsentscheidungen zu verringern und gleichzeitig Finanzierungsanforderungen aus der EEG-Umlage bzw. den Netzentgelten zu erfüllen.

Nachteile

Ähnlich wie bei einer stärker kostenreflexiven Ausgestaltung von Netzentgelten werden auch bei Pauschalen bzw. Grundpreisen für EEG-Umlage bzw. Netzentgelten größere Umverteilungswirkungen entstehen, die insbesondere Nutzer mit geringen Entnahmemengen betreffen. Bei einer Umstellung von bisher entnahmeabhängigen, staatlich induzierten Preisbestandteilen auf Pauschalen bzw. Grundpreise reduziert sich der Effizienzanzreiz für Energieverbrauch. Dies kann bei einer fehlenden bzw. nicht ausreichenden Internalisierung von Klimaschadenskosten ebenfalls zu Ineffizienzen führen (siehe dazu auch nachfolgender Abschnitt zu Reformoptionen bei fehlender Internalisierung).

4. Lösungsoption: Externe Finanzierung aus öffentlichem Haushalt

Eine Erfüllung der Finanzierungsanforderungen von EEG-Umlage und Netzentgelten kann auch durch eine externe Finanzierung aus öffentlichen Haushalten erfolgen. Für Energiesteuern ist dies keine sinnvolle Option.

Vorteile:

Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplungstechniken werden abgebaut bzw. verschwinden. Dadurch wirken Anreize für Sektorkopplungstechniken umfassender als bei Ausnahmeregelungen sowohl für bestehende als auch für neue Techniken. Gleichzeitig kann durch die Finanzierung aus dem öffentlichen Haushalt die Verteilungswirkung zielgenauer angepasst werden. Anders als bei Pauschalen oder Grundpreisen wird eine stärkere Belastung von Nutzern mit geringen Entnahmemengen vermieden.

Nachteile

Eine Finanzierung aus den öffentlichen Haushalten verringert wie auch bei Pauschalen und Grundpreisen bei einer fehlenden Internalisierung den Energieeffizienzanzreiz. Darüber hinaus ist die Finanzierung eine stärkere Belastung für öffentliche Haushalte und damit gegebenenfalls auch zusätzlichen Anforderungen unterworfen (u. a. Regelungen zur Verschuldungsquote, Beihilferegulungen der EU). Die Belastung der öffentlichen Haushalte kann – falls zur Gegenfinanzierung andere Steuern erhöht werden – mit entsprechenden distributiven Effekten einhergehen, die unter Umständen negativ auf die Akzeptanz des Instruments wirken können.

Rechtliche Einordnung

Rechtlich betrachtet sind alle vier Lösungsoptionen grundsätzlich zulässig. Dem Gesetzgeber kommt ein weiter Gestaltungsspielraum bei der Frage zu, wie er einzelne Sachverhalte regelt. Insbesondere steht es dem Gesetzgeber frei, bestimmte Sachverhalte (finanziell) zu fördern, und damit Anliegen, die er als wichtig erachtet.

Materielle Grenzen ergeben sich insbesondere aus dem allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz in Art. 3 Abs. 1 GG. Die Förderung bestimmter Sachverhalte– und damit einhergehende Benachteiligung – darf zu keiner unzulässigen Ungleichbehandlung führen. Der Gleichbehandlungsgrundsatz verpflichtet nicht zu einer absoluten Gleichbehandlung,

sondern dazu, wesentlich Gleiches gleich und wesentlich Ungleiches ungleich zu behandeln. Das bedeutet insbesondere, dass sachliche Gründe für eine etwaige Ungleichbehandlung vorliegen müssen.

Dies zugrunde gelegt, ist festzustellen, dass die vier Lösungsoptionen jeweils auf einem sachlichen Grund beruhen. Mit jeder Lösungsoption wird das Ziel verfolgt, Hemmnisse für die Sektorkopplung als einen wichtigen Baustein der Energiewende abzubauen und die Energiewende dadurch auch kosteneffizient zu gestalten.

Inwieweit eine der vier Lösungsoptionen einen Verstoß gegen den allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz in Art. 3 Abs. 1 GG bedeuten könnte, hängt maßgeblich von der genauen gesetzlichen Ausgestaltung ab. Auf dieser Abstraktionsebene verstößt keine der vier Lösungsoptionen gegen Art. 3 Abs. 1 GG.

Mit Blick auf die 1. Lösungsoption besteht ein grundsätzlicher Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG bereits deshalb nicht, weil es Ziel dieser Lösungsoption ist, die Netzentgelte kostenreflexiver und damit verursachungsgerechter zu gestalten. Den Netznutzern sollen die mit ihrer Inanspruchnahme des Netzes verbundenen Kosten jeweils konkreter zugeordnet werden. Dies entspricht letztlich dem „Grundanliegen“ des Art. 3 Abs. 1 GG. Bei der gesetzlichen Ausgestaltung ist jedoch auf eine sachgerechte Kostenzuordnung zu achten.

Bei der 2. Lösungsoption liegt diese Bewertung nicht gleichermaßen offen auf der Hand. Eine explizite Förderung von Sektorkopplungstechniken durch die Regelung von Ausnahmetatbeständen beispielsweise für die Zahlung der EEG-Umlage geht zwingend mit einer Ungleichbehandlung der Nicht-Sektorkopplungstechniken einher, soweit diese nicht gefördert werden. Für einen Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG müssten die Sektorkopplungstechniken und die Nicht-Sektorkopplungstechniken jedoch jeweils als wesentliche gleiche Sachverhalte anzusehen sein. Dies ist eine Frage, die anhand der einzelnen Nicht-Sektorkopplungstechniken zu beantworten ist. Grundsätzlich ist aber festzustellen, dass die Sektorkopplungstechniken von erheblicher Bedeutung für eine kosteneffiziente Energiewende und das Erreichen der Klimaziele sind, zu denen sich die Bundesrepublik Deutschland bekannt hat. Dieser Sachverhalt unterscheidet die Sektorkopplungstechniken von zumindest zahlreichen Nicht-Sektorkopplungstechniken, sodass insoweit von keinem Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG auszugehen ist.

Die 3. Lösungsoption ist mit Blick auf einen Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG mit der 2. Lösungsoption vergleichbar. Hier wie dort geht es um eine (ex- und implizite) Förderung von Sektorkopplungstechniken. Bei der 3. Lösungsoption stellt sich vorgelagert jedoch die Frage, ob ein Pauschal-/Grundpreissystem – zumindest hier – überhaupt einen Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG begründen könnte. So wäre die Förderung der Sektorkopplungstechniken und die damit einhergehende Benachteiligung von Nicht-Sektorkopplungstechniken zwar beabsichtigt, aber eher ein Reflex, der einem Pauschal-/Grundpreissystem innewohnt.

Die 4. Lösungsoption enthält eine Umstellung der Finanzierung von Netzentgelten und EEG-Umlage hin zu einer Finanzierung aus den öffentlichen Haushalten. Dies bedeutet jedoch, dass einzelne Marktteilnehmer gegenüber dem derzeitigen (Finanzierungs-)System weder bevorteilt noch benachteiligt werden sollen. Vielmehr sollen die Netzentgelte und die EEG-Umlage „einheitlich“ von der öffentlichen Hand getragen werden. Ein Verstoß gegen Art. 3 Abs. 1 GG steht daher grundsätzlich nicht zu befürchten. Jenseits des Art. 3 Abs. 1 GG ist aber zu beachten, dass eine solche Finanzierung aus den öffentlichen Haushalten eine Beihilfe darstellte, die insbesondere das EEG (wieder) dem europäischen Beihilfenrecht unterwerfen würde (siehe hierzu bereits oben bei der Erläuterung der 4. Lösungsoption).

3.2 Reformoptionen für nicht vollständige/zielkonsistente Internalisierung

Ein wichtiges Ziel der Diffusion von Sektorkopplungstechniken ist die Einhaltung eines zielkonsistenten CO₂-Minderungspfades, was bisher auf Grund einer nicht ausreichenden Internalisierung von Klimaschäden nicht erfolgte. Rational handelnde Akteure setzen daher nicht die volkswirtschaftlich effizientesten Maßnahmen um, da die volkswirtschaftlich relevanten Klimaschadenskosten für sie bisher (in den Preisen) nicht sichtbar sind. Nachfolgende Reformoptionen setzen hier an, um eine zielkonsistente Internalisierung der Klimaschadenskosten zu erreichen.

1. Lösungsoption: CO₂-basierte Preisbestandteile

Bei dieser Reformoption erfolgt – bei einer heute fehlenden oder unvollständigen Internalisierung – eine CO₂-basierte Festlegung der Tarife der staatlich induzierten Preisbestandteile. Die Reformoption ist für die EEG-Umlage und Energiesteuern anwendbar. Auch eine Finanzierung von Netzkosten kann grundsätzlich über eine stärker CO₂-basierte Erhebung erfolgen, wenn die Prämisse aufgegeben würde, dass für die Refinanzierung der Netzkosten nur die Stromnetznutzer herangezogen würden.

Bei CO₂-basierten Preisbestandteilen muss zwischen dem Wirkungsbereich des EU-ETS und den übrigen Bereichen differenziert werden, denn der EU-ETS stellt ein Instrument dar, das für die in seinen Wirkungsbereich fallenden Emissionen zu einer Internalisierung beiträgt. Ist diese Internalisierung nur unvollständig, so wäre auch hier ein CO₂-basiertes Instrument denkbar, um die verbleibende Internalisierungslücke im Wirkungsbereich des EU-ETS zu schließen. Bei einem solchen Instrument sind die besonderen Wechselwirkungen mit dem EU-ETS zu berücksichtigen, z. B. durch einen Mechanismus, der die Höhe der Belastung aus dem CO₂-basierten Instrument, an die Zertifikatspreise im EU-ETS periodisch anpasst. Auch Wechselwirkungen mit dem Mengenziel des EU-ETS sind zu berücksichtigen. Anstelle eines CO₂-basierten Instruments wie hier skizziert, wären aber auch Anpassungen am EU-ETS selbst denkbar, um so eine vollständige Internalisierung zu erreichen. Die Grundsatzfrage, ob eine Mengen- oder Preissteuerung oder etwa Hybrid-Ansätze vorteilhaft sind, wird im Rahmen dieses Berichtes nicht weiter betrachtet.

Vorteile:

Verzerrungen zu Ungunsten von Sektorkopplungsoptionen durch fehlende bzw. nicht zielkonsistente Internalisierung und nicht kostenreflexive Preisbestandteilen werden reduziert. Damit werden effiziente Anreize für den Einsatz von Sektorkopplungstechniken gesetzt. Zusätzlich kann die Finanzierungsfunktion der derzeitigen Entgelte durch CO₂-basierte Abgaben erfüllt werden. Dabei ist zu prüfen, in wie weit sich Finanzierungs- und Internalisierungsanforderung überschneiden.

Nachteile

Die Reformoption führt zu Umverteilungseffekten zu Lasten von unflexiblen Nutzern, die keine CO₂-Minderungsoption haben. Für industrielle Anwender besteht die Gefahr eines Carbon Leakage. Diese Nachteile können mit den im nachfolgenden Abschnitt genannten expliziten Förderungen abgemildert werden, indem hohe Kostenbelastungen für einzelne Anwender reduziert werden.

2. Lösungsoption: Ordnungsrechtliche Vorgaben

Neben der vorhergehenden Reformoption über einen preislichen Ansatz können bestehende Verzerrungen auch über ordnungsrechtliche Vorgaben weiter abgebaut werden. Dabei setzen

sie auf bestehenden etablierten Maßnahmen wie dem CO₂-Flottengrenzwert im Verkehrsbereich oder Gebäude-Effizienzstandards auf, die den Einsatz von emissionsarmen Technologien vorschreiben.

Vorteile:

Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplungstechniken werden abgebaut bzw. vermieden. Gleichzeitig ist eine Eingrenzung auf einzelne Anwender und Bereiche möglich, um größere Umverteilungseffekte, die mit fiskalischen Instrumenten verbunden sein können, zu vermeiden. Ordnungsrechtliche Vorgaben können dabei auch mit CO₂-basierten Preisbestandteilen kombiniert werden, um Verteilungswirkungen zu kompensieren bzw. gezielt auszugestalten. Dies kann erreicht werden, in dem unterschiedliche Akteure von den CO₂-basierten Preisbestandteilen bzw. den ordnungsrechtlichen Vorgaben betroffen sind (z.B. Besitzer von Gebrauchtfahrzeugen bzw. Neuwagenkäufer). Eine Kombination mehrerer Ziele ist mit Hilfe von ordnungsrechtlichen Vorgaben ebenfalls möglich (z. B. industriepolitische Ziele oder Technologieförderung). Ordnungsrechtliche Vorgaben wie z. B. Mindeststandards können zudem gezielt den Marktaustritt von fossilen Techniken, die hohe Umweltschadenskosten verursachen, adressieren.

Nachteile

Diese Reformoption erfordert eine umfassende Ausgestaltung und damit auch tiefgehende regulatorische Kenntnisse, um zielkonsistente und effiziente ordnungsrechtliche Vorgaben machen zu können, besonders wenn diese nicht nur auf den Marktaustritt von etablierten fossilen Techniken abzielen. Darüber hinaus wirken ordnungsrechtliche Vorgaben nur begrenzt bzw. gar nicht auf nicht direkt adressierte Technologien. Damit werden keine oder nur geringe Anreize für neue bzw. noch nicht bekannte Technologien gesetzt.

Zu den rechtlichen Anforderung und der Bewertung siehe Box 3.

3.3 Reformoptionen zur Adressierung weiterer Hemmnisse

Weitere Reformoptionen adressieren nicht-ökonomische Hemmnisse, die sich z. B. aus einer begrenzten Rationalität der Akteure ergeben oder bei der Einführung von neuen Technologien auftreten. Die hier genannten Maßnahmen können die vorher genannten Reformoptionen ergänzen, um spezifische Hemmnisse zu überwinden. Mögliche Lösungsoptionen sind:

Explizite Förderung von Sektorkopplungstechniken

Auch bei gegebener wirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit können sich Hemmnisse bei der Diffusion von Sektorkopplungstechniken ergeben, die z.B. aus Unkenntnis oder Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen resultieren. Um diese Risiken zu reduzieren sind explizite Förderungen ein geeignetes Instrument. Damit lassen sich bestehende Verzerrungen reduzieren bzw. können diese vollständig verschwinden. Eine Förderung ist darüber hinaus mit einer stärker CO₂-basierten Erhebung von staatlich induzierten Preisbestandteilen kombinierbar und sie kann bei einer nicht zielkonsistenten Diffusion von Sektorkopplungstechniken als nachsteuerndes Instrument dienen.

Informationskampagnen für Sektorkopplungstechniken

Informationskampagnen überwinden Hemmnisse für Sektorkopplungstechniken, die sich aus Transaktionskosten ergeben. Insbesondere bei Anwendungen im Endkundenbereich (z. B. der Auswahl von Heizungstechniken wie Wärmepumpen) können Transaktionskosten für die Technologieauswahl eine große Rolle spielen. Bei einer passgenauen und zielgerichteten Ausgestaltung von Informationskampagnen lassen sich Transaktionskosten reduzieren.

Voraussetzung ist eine möglichst genaue Kenntnis der vorliegenden Informationsdefizite bei den Anwendern. Da solches Wissen oft nur begrenzt vorhanden ist, kann auch der Nutzen von Informationskampagnen begrenzt sein.

Zu den rechtlichen Anforderungen und der Bewertung siehe Box 3.

4 Bausteine für Reformen zur effizienten Entwicklung der Sektorkopplung

In diesem Kapitel werden konkrete Reformbausteine für eine effiziente Entwicklung der Sektorkopplung entwickelt. Mögliche fiskalische Effekte werden überschlägig quantifiziert, u. a. in Bezug auf die Aufkommens- und Verwendungsseite der staatlich induzierten Preisbestandteile. Eine Quantifizierung möglicher Lenkungswirkungen von Reformoptionen erfolgt nicht, stattdessen werden Mengenentwicklungen aus klimapolitischen Zielszenarien exogen vorgegeben um zu prüfen und zu gewährleisten, dass die Refinanzierungsfunktion der jeweiligen Preisbestandteile gewährleistet bleibt.

Die Reformbausteine bauen auf den Analysen zu Wirkungszusammenhängen und zum Status quo in Kapitel 2 auf sowie auf der grundsätzlichen Strukturierung des „Lösungsraums“ in Kapitel 3. Vollständig verzerrungsfreie und optimale Anreize lassen sich theoretisch, als „akademische Übung“ und dazu unter zahlreichen idealisierenden Bedingungen teilweise noch erdenken. Außerdem spielen neben Kosteneffizienz (bei gleichzeitiger Erreichung klimapolitischer Ziele) als „Leitkriterium“ aber noch andere Kriterien eine wichtige Rolle, darunter Fragen einer praktikablen Umsetzbarkeit und vor allem der Akzeptanz. Theoretische Optimalität ist daher in der Praxis nicht erreichbar. Der Maßstab für konkrete Lösungsansätze sollte daher zumindest in einem ersten Schritt pragmatisch gewählt sein, zum Beispiel, ob bestimmte Maßnahmen weitgehend „richtungssicher“ sind, also das System aus verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteilen tendenziell in Richtung effizientere Anreize im Vergleich zum Status quo bewegen. In diesem Sinne wird in diesem Kapitel auch ein Baustein-Ansatz erfolgt. Die diskutierten Maßnahmen sind weitestgehend additiv zu verstehen: Man kann, muss aber nicht alle umsetzen.

Die Entwicklung und Diskussion der Bausteine erfolgt in drei Reformclustern:

- ▶ **Reformcluster A** (Reduktion der Belastung von Strom mit nicht-kostenreflexiven Preisbestandteilen und Gegenfinanzierung durch eine CO₂-orientierte Energiebesteuerung) adressiert die „per definitionem“ nicht-kostenreflexiven und die Sektorkopplung hemmenden Preisbestandteilen wie insbesondere die EEG-Umlage und Stromsteuer. Dies folgt dem Gedanken, dass es möglich ist, den Hemmnisabbau in diesem Bereich mit einer verstärkten Internalisierung von Klimakosten zu verbinden und so zwei Hemmnisse gleichzeitig abzubauen.
- ▶ **Reformcluster B** (Netzentgelte kostenreflexiver gestalten und weitere Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplung abbauen) fokussiert auf die Infrastrukturrefinanzierung, bei der Kostenreflexivität zwar nicht vollständig erreichbar ist, aber dennoch ein relevantes Kriterium ist.
- ▶ **Reformcluster C** (Flankierende ordnungsrechtliche Instrumente) beschäftigt sich mit ergänzenden, nicht preisbasierten Instrumenten, die auch die bereits diskutierten nicht-monetären Hemmnisse aufgreifen.

4.1 Reformcluster A: Reduktion der Belastung von Strom mit nicht-kostenreflexiven Preisbestandteilen und Gegenfinanzierung durch eine CO₂-Bepreisung

Ein erstes Reformcluster zur Anpassung der Rahmenbedingungen für eine effiziente Entwicklung der Sektorkopplung ist die Reduktion der Belastung von Strom mit nicht-kostenreflexiven Preisbestandteilen. Eine gleichzeitige Einführung einer konsequenten CO₂-

Bepreisung erlaubt eine aufkommensneutrale Gegenfinanzierung der stromseitigen Entlastungen und adressiert zudem das Problem einer heute unzureichenden Internalisierung von Klimaschäden. Die Gegenfinanzierung der Entlastungen (z.B. bei der Generierung des Aufkommens von Mitteln zur Förderung von EEG-Anlagen) erfolgt aus dem öffentlichen Haushalt. Die öffentlichen Haushalte erzeugen Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung. Diese kann in Form einer CO₂-orientierten Komponente bei der Energiebesteuerung oder durch einen weiterentwickelten EU-ETS oder auch ein vorübergehendes, evtl. sektoral begrenztes nationales Emissionshandelssystem erfolgen.

In der aktuellen politischen Debatte wird das Für und Wider einer steuerorientierten CO₂-Bepreisung und alternativen Zertifikatesystem viel diskutiert, vgl. etwa (Edenhofer et al. 2019), (Matthes 2019). Nach unserer Auffassung können beide Ansätze bei entsprechender Ausgestaltung zu einer sehr ähnlichen Wirkung führen und basieren auf weitgehend identischen Wirkmechanismen. Daher wird die Diskussion über Vor- und Nachteile beider Ansätze hier nicht vertieft geführt. In der Darstellung und zur Implementierung konkreter quantitativer Analysen unterstellen einer Umsetzung der CO₂-Bepreisung durch eine CO₂-orientierte Komponente bei der Energiebesteuerung. Der EU-ETS ist daher im Weiteren exogene Rahmenbedingung für die Analysen und es wird ein fester Preis für CO₂-Zertifikate zu Grunde gelegt. Dieser Ansatz ist rein analytisch motiviert; Variationen in der Höhe der (erweiterten) CO₂-Bepreisung können auf diese Weise unabhängig vom EU-ETS vorgenommen. Eine solche CO₂-Bepreisung könnte durch eine CO₂-Komponente in der Energiesteuer vorgenommen werden. Wirkungsgleich könnte jedoch auch von einem höheren EUA-Preis und einer entsprechend niedrigeren CO₂-Komponente in der Energiesteuer ausgegangen werden.

Bei einem solchen Ansatz ergibt sich die Höhe der CO₂-orientierten Belastung von fossilen Energieträgern zumindest zu Beginn aus dem Ziel einer insgesamt aufkommensneutralen Umschichtung der bisherigen Stromsteuern und EEG-Umlage auf die CO₂-Komponente. Für eine grobe Abschätzung hierzu wird im Folgenden betrachtet, welches Finanzaufkommen umzuschichten wäre und welche CO₂-Belastung sich hieraus unter bestimmten Annahmen zur Entwicklung der CO₂-Emissionen ergeben könnte. Das Finanzaufkommen aus EEG-Umlage, Strom- und Energiesteuer, Netzentgelte und EU-ETS-Auktionserlösen beläuft sich heute auf ca. 91 Mrd. Euro/a (Stand 2015/2017, vgl. Tabelle 2) Unterstellt man eine zielkonforme Reduktion der CO₂-Emissionen bis 2030 auf 552 Mio. t¹⁴, dann reduzieren sich in den unterstellten Zielszenarien die Energieverbräuche insbesondere auch im Verkehrsbereich. Dadurch wird in 2030 auch ein deutlich reduziertes Energiesteueraufkommen im Vergleich zu 2015 erzielt, wenn man von gleichbleibenden Energiesteuersätzen ausgeht. So könnte bis 2030 auf Grund von diesen Verbrauchsrückgängen und geringerem Förderbedarf erneuerbarer Energien trotz steigender Netzkosten das Finanzaufkommen etwa auf 74 – 82 Mrd. Euro/a sinken.

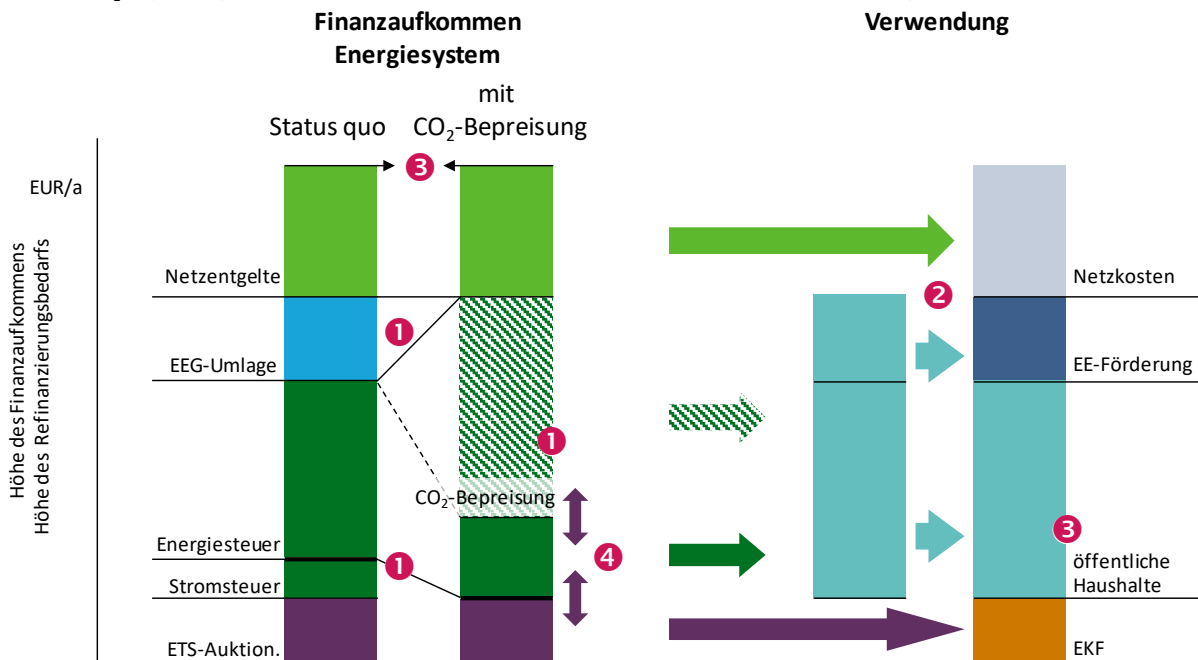
Ein erster Schritt, um eine gleichmäßige Belastung von verschiedenen Energieträgern zu erzielen, ist die Anpassung der Energiesteuersätze für Diesel an die Steuersätze von Benzin. Gleichzeitig ist es dann auch konsistent, eine Erhebung einer Energiesteuer auf Kerosin für den innerdeutschen Flugverkehr vorzunehmen. Diese Anpassungen stellen die Grundlage für die nachfolgenden quantitativen Analysen dar, sind aber als Maßnahmen in diesem Vorhaben nicht detaillierter analysiert worden. Mit dieser Angleichung der (volumenbezogenen) Steuersätze von Diesel sowie auch von Kerosin (für Inlandsflüge) auf dem Niveau des Steuersatzes für Benzin ergibt sich ein Finanzaufkommen im Energiesystem in 2030 von insgesamt 79 - 88 Mrd.

¹⁴ Annahmen auf Grundlage der BMWI Langfristszenarien (Consentec/ISI), davon ca. 62 Mio. t in der Landwirtschaft sowie 36 Mio. t in Prozessemissionen, die verbleibenden 454 Mio. t sind energiebedingt. Nicht berücksichtigt ist der internationale Flugverkehr.

Euro/a¹⁵. Das Energiesteueraufkommen steigt durch diese Anpassung um ca. 4 bis 5 Mrd. Euro/a, wenn man die Entwicklung des Energieverbrauchs aus Zielszenarien verwendet. Das Energiesteueraufkommen aus der Kerosinbesteuerung ist mit ca. 500 Mio. Euro nur ein kleiner Anteil, da die besteuerte Energiemenge nur Inlandsflüge umfasst.

Abbildung 15: Anpassung der Steuern und Umlagen durch erweiterte CO₂-Bepreisung

- 1 Verringerung der einseitig verzerrenden Belastung von Strom durch Absenkung der Stromsteuer und EEG-Umlage
- 2 Sicherstellung der Refinanzierung der Förderung von EE-Strom nach EEG trotz geringerem Aufkommen aus EEG-Umlage durch Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt
- 3 Vermeidung einer Netto-Mehrbelastung öffentlicher Haushalte durch aufkommensneutrale Umschichtung innerhalb des Energiesystems (CO₂-Bepreisung kompensiert Mindereinnahmen aus Stromsteuer und EEG-Umlage)
- 4 Die Höhe der CO₂-Bepreisung ist an den EU-ETS-Preis gekoppelt. Steigt der Preis aus dem EU-ETS, kann die weitere CO₂-Bepreisung sinken. Dies setzt voraus, dass nicht sämtliche Einnahmen der ETS-Auktionierung in den EKF fließen müssen.



Quelle: Eigene Darstellung

4.1.1 Baustein A.1: Finanzierung Stromsteuer aus CO₂-Bepreisung

Die Stromsteuer macht heute ca. 7 Mrd. Euro aus und könnte auch in 2030 bei einer Höhe von 6 bis 7 Mrd. Euro liegen, wenn man die Verbrauchsentwicklung aus Zielszenarien für 2030 unterstellt. Ein erster Baustein für eine Reform kann eine Absenkung der verzerrend wirkenden Stromsteuer auf den durch die EU vorgegebenen Mindeststeuersatz von 0,05 ct/kWh für Industriebetriebe bzw. 0,1 ct/kWh für Haushalte sein. Die Gegenfinanzierung über den öffentlichen Haushalt erfolgt durch eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung, die annahmegemäß als CO₂-Komponente auf die Energiesteuer umgesetzt werden kann. Die Energiesteuer wird dabei auch im Umwandlungssektor auf Energieträger zur Stromerzeugung und Prozesswärme erhoben, so dass auch der Strom in Abhängigkeit seiner CO₂-Intensität belastet wird.

¹⁵ Diese Angleichung der Diesel- an die Benzinbesteuerung würde bedeuten, dass das Niveau der heutigen Energiesteuersätze von Benzin in Höhe von 65,45 ct/l auch für Diesel (heute 47,04 ct/l) gilt. Bei einer Absenkung der Energiesteuersätze auf das Niveau vor ökologischer Steuerreform, würde sich ein Steuersatz von 50,107 ct/l ergeben. Dies wird als eine mögliche Option im Weiteren ebenfalls diskutiert.

Bei CO₂-basierten Preisbestandteilen, wie dem hier diskutierten Baustein, muss zwischen dem Wirkungsbereich des EU-ETS und den übrigen Bereichen differenziert werden. Da eine Reformanalyse oder Preisprognosen des Zertifikatpreises des EU-ETS nicht Forschungsgegenstand dieses Berichts sind, bildet er im Weiteren eine Rahmenbedingung der Analysen. Dies bedeutet insbesondere, dass annahmegemäß von festen EUA-Preisen ausgegangen wird, die im Jahr 2030 ein Niveau von 30 Euro erreichen.¹⁶ Eine über den EU-ETS hinausgehende CO₂-Bepreisung kann im Rahmen des Projekts über eine erweiterte CO₂-Bepreisung erfolgen. Ob diese außerhalb des EU-ETS oder auch ergänzend zum EU-ETS angewendet wird, hängt von der jeweiligen Reformoption ab.

Ausdrücklich sei darauf hingewiesen, dass aus diesem Ansatz keine Empfehlungen zur Art der CO₂-Bepreisung im Wirkungsbereich des EU-ETS folgt. Bei höheren EUA-Preisen könnte die ergänzende CO₂-Komponente entsprechend gesenkt werden oder auch ganz entfallen, je nach angestrebtem Reformbaustein, siehe weitere Bausteine in nachfolgenden Abschnitten von Kapitel 4. Auch die Grundsatzfrage, ob eine Mengen- oder Preissteuerung vorteilhaft sind oder etwa Hybrid-Ansätze, wird im Rahmen dieses Berichts nicht weiter betrachtet. Um die Aufkommens- und Verwendungsseite der CO₂-Bepreisung analysieren zu können, bedarf es im Weiteren numerischer Annahmen zur CO₂-Bepreisung.

Die Höhe der CO₂-Bepreisung lässt sich auf der Basis des Mengengerüsts z.B. aus den Langfristszenarien abschätzen. Belastet man hier die Energiemengen, die auch heute schon durch die Energiesteuer bzw. die Stromsteuer belastet sind und nimmt dabei die auch heute schon privilegierten Mengen von einer erweiterten CO₂-Bepreisung aus, so ergibt sich eine CO₂-Bepreisung von 22 Euro/t. Für die quantitative Abschätzung der von der erweiterten CO₂-Bepreisung ausgenommenen Emissionen sind dabei Teilentlastungen bei der Strom- bzw. Energiesteuer in äquivalente Vollentlastungen umgerechnet worden.

Dadurch wird nur ca. die Hälfte der Gesamtemissionen (263 Mio. Tonnen von 552 Mio. Tonnen) mit dem CO₂-Preis belastet, da die übrigen Emissionen entsprechend der Befreiungen bei der heutigen Strom- bzw. Energiesteuer nicht belastet werden. Bezieht man die bisher bei der Strom- bzw. Energiesteuer privilegierten Energiemengen mit ein, dann reduziert sich der CO₂-Preis entsprechend.

Unter den unten näher beschriebenen rechtlichen Voraussetzungen, siehe Box 3, ist diese Option rechtlich zulässig.

Box 2: Mögliche Rolle einer Stromsteuer in einem stark dekarbonisierten System

Der Baustein A.1 basiert auf der Analyse, dass die Stromsteuer heute zu einer Verzerrung zulasten von Stromanwendungen gegenüber solchen Anwendungen und Techniken führt, die andere, vor allem fossile Energieträger einsetzen. Diese Verzerrung würde durch Baustein A.1 weitestgehend eliminiert, da mit diesem Baustein diese einseitige Belastung von Strom durch Verzicht auf die Stromsteuer abgeschafft würde.

In einem stark dekarbonisierten System – etwa eine Situation, in der in Deutschland eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mehr als 80 % gegenüber dem Niveau von 1990 erreicht wurde – in dem gleichzeitig vor dem Hintergrund einer hohen Durchdringung von Sektorkopplungstechniken über alle Anwendungsbereiche hinweg überwiegende Teile des

Endenergieverbrauchs auf Strom entfallen, kann die Bewertung einer Stromsteuer jedoch anders ausfallen:

1. Während in einem noch weniger stark dekarbonisierten System eine aufkommensneutrale Entlastung des Endenergieträgers Strom mittels Absenkung der Stromsteuer durch eine im Gegenzug stärkere, z. B. kohlenstoffbasierte Belastung fossiler Energieträger möglich ist, fehlt diese Möglichkeit in einem stark dekarbonisierten System. Soll weiterhin ein Finanzaufkommen für die öffentlichen Haushalte aus dem Energiesektor generiert werden, kommt hierfür insbesondere die Stromsteuer in Frage.

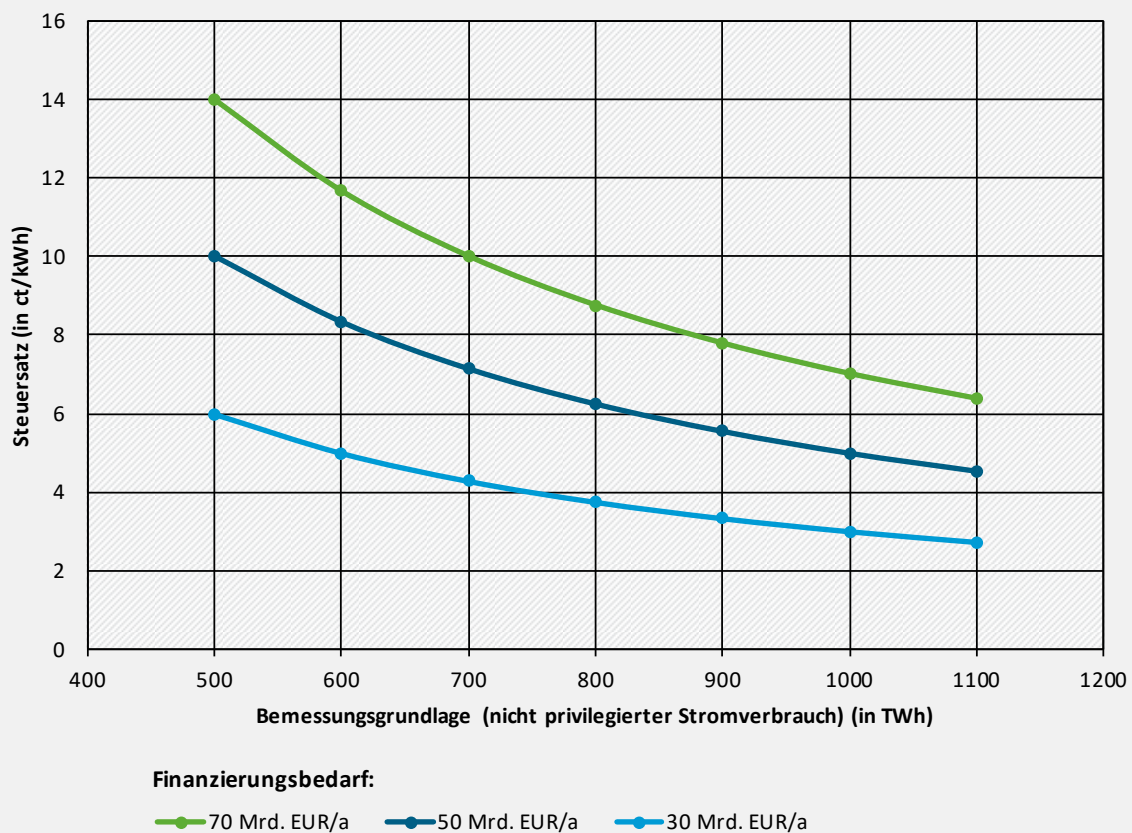
2. Ein stark dekarbonisiertes Energiesystem ist nicht gleichzusetzen mit einem Energiesystem, in dem keine Externalitäten (durch andere Umweltschäden als Klimaschäden) mehr vorliegen. Auch wenn heute Klimaschadenswirkungen die Diskussion um externe Kosten des Energiesystems dominieren, liegen auch andere relevante Externalitäten vor, zum Beispiel im Zusammenhang mit dem Verbrauch der für die Stromerzeugung aus EE-Anlagen benötigten Flächen. Insofern kann eine Besteuerung des Stromverbrauchs in einem stark dekarbonisierten Energiesystem eine energieökonomisch / ökologisch sinnvolle Lenkungswirkung entfalten.

Die Bewertung einer Stromsteuer in einem solchen stark dekarbonisierten System hängt auch von der Begründung für die Steuer ab. Geht es primär um die Generierung von Finanzaufkommen für die öffentlichen Haushalte, wirkt eine solche Steuer grundsätzlich ähnlich verzerrend wie jede andere Steuer. Dann ist die Frage zu diskutieren, warum der Strom-/Energiesektor gegenüber anderen Sektoren stärker belastet werden soll. Sofern das Ziel der Steuer nicht primär in der Generierung von Finanzierungsaufkommen liegt, sondern in der Internalisierung von Umweltschäden, kann eine ökonomische Bewertung umfassend nur erfolgen, wenn die zu internalisierenden Umweltwirkungen näher spezifiziert werden. Dies ist bislang nicht erfolgt und auch nicht Fokus dieses Vorhabens. Es wäre jedenfalls zu prüfen, ob es nicht geeignetere Steuergegenstände gibt, um eine effiziente Internalisierung zu erreichen. Wenn bspw. die Wirkung aus der Flächeninanspruchnahme durch EE-Anlagen internalisiert werden soll, könnte z.B. auch bei einer Grundsteuer angesetzt werden.

Innerhalb des Stromsektors selbst, kann eine Stromsteuer ggf. verzerrend wirken. Dies ist bei einer (Wieder-)Einführung zu berücksichtigen. Wenn z. B. unterschiedliche strombasierte Bereitstellungswege von Nutzenergie zum Teil unterschiedliche Umwandlungswirkungsgrade aufweisen, werden Bereitstellungswege mit niedrigen Umwandlungswirkungsgraden stärker mit der Steuer belastet. Geht es bei einer Stromsteuer primär um die Generierung von Haushaltsaufkommen, so kann dies zu volkswirtschaftlich ineffizienten Entscheidungen führen. Es könnten mehr Wärmepumpen auch für Anwendungsfälle mit nur geringen Einsatzstunden gebaut werden, obwohl Stromdirektheizung für diese Anwendungsfälle eigentlich ökonomisch effizient wären.

Die quantitative Relevanz solcher Verzerrungen hängt stark von Annahmen zur Höhe des geforderten Finanzierungsbedarfs sowie von der Bemessungsgrundlage ab (z. B. die Höhe des nicht privilegierten Stromverbrauchs). Hierzu sind viele Annahmen denkbar. Nachstehende Abbildung zeigt den Einfluss verschiedener Annahmen hierzu auf den resultierenden Steuersatz. Die Auswertung zeigt, dass der Steuersatz jedenfalls in keiner zu vernachlässigender Größenordnung liegt.

Abbildung: Höhe des Stromsteuersatzes in Abhängigkeit von Bemessungsgrundlage und Finanzierungsbedarf



Quelle: eigene Berechnungen und Darstellung

4.1.2 Baustein A.2: Finanzierung der EEG-Umlage aus CO₂-Bepreisung

Ein zweiter Baustein für eine Reform der Umlagen und Abgaben ist eine Entlastung des Stroms von der EEG-Umlage und eine Finanzierung aus dem öffentlichen Haushalt. Die Gegenfinanzierung erfolgt dann wiederum über eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung. Mit dem Mengengerüst aus den Langfristszenarien lässt sich auf Basis des Ausbaus erneuerbarer Energien und der erwarteten Strompreisentwicklung die Höhe der CO₂-Bepreisung abschätzen. Damit ergibt sich zunächst ein Fördervolumen durch das EEG von ca. 17 Mrd. Euro in 2030, dass über einen CO₂-Preis finanziert werden müsste. Die Höhe der CO₂-Komponente liegt dann bei ca. 57 Euro/t, wenn die Energiemengen, die heute nicht bei der EEG-Umlage bzw. der Energiesteuer privilegiert sind, belastet werden. Dies umfasst dann Emissionen von ca. 293 Mio. Tonnen, die auch im Umwandlungssektor und bei den dort eingesetzten Energieträgern anfallen. Damit werden nur ca. knapp zwei Drittel der Emissionen einbezogen, wenn man die bestehenden Privilegierungen bei der EEG-Umlage und der Energiesteuer auch bei der CO₂-Komponente weiterhin berücksichtigt. Bezieht man zusätzliche Emissionen mit ein, dann reduziert sich der CO₂-Preis entsprechend.

Die (Teil-) Finanzierung der EEG-Umlage über Steuermittel verschiebt den gesamten Umlagemechanismus allerdings in den Bereich der staatlichen Beihilfen, Art. 107 ff. AEUV. In der Konsequenz ist dann das Umlagesystem einschließlich etwaiger Privilegierungen wie der Besonderen Ausgleichsregelung bzw. späterer Änderungen an dem Umlagesystem der EU-Kommission zur Genehmigung vorzulegen. Die Genehmigung wird die Kommission nur erteilen, wenn das gesamte System den Anforderungen der Leitlinie zu Umwelt- und Energiebeihilfen gerecht wird. Es ist nicht auszuschließen, dass sich hieraus politische Forderungen der Kommission ergeben, die sich nicht allein in dem hier in Rede stehenden Zusammenhang niederschlagen.

4.1.3 Baustein A.3: Anpassung der CO₂-Bepreisung an Minderungspfad im Falle einer Umsetzung der CO₂-Bepreisung im Rahmen der Energiesteuer

Im Falle einer steuerorientierten Umsetzung der CO₂-Bepreisung ist eine Ergänzung der beiden ersten Bausteine die Anpassung der CO₂-Bepreisung an einen vorgegebenen Minderungspfad. Bei einer Umsetzung der ersten beiden Bausteine ergibt sich bereits eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung von ca. 80 Euro/t, die zu einer CO₂-Minderung beiträgt. Wenn sich nach einer gewissen Zeit abzeichnet, dass der vorgesehene Minderungspfad über- oder untererfüllt wird, erfolgt eine Anpassung der CO₂-Komponente nach oben (bei einer Untererfüllung) bzw. nach unten (bei einer Übererfüllung). Einem Emissionshandelssystem ist eine solche Anpassung grundsätzlich bereits inhärent, jedenfalls sofern dies nicht durch Ausgestaltungsmerkmale wie Maximalpreise o. ä. ausgehebelt wird.

4.1.4 Baustein A.4: Orientierung der CO₂-Bepreisung an den Schadenskosten

Eine Umschichtung der Abgaben und Umlage und Refinanzierung durch eine sektorübergreifende CO₂-Bepreisung führt durch die sich ergebenden CO₂-Komponente (von ca. 80 Euro pro Tonne in 2030, wenn 23 Mrd. Euro aus Stromsteuer und EEG-Umlage umgeschichtet werden) zu einer besseren aber nicht zu einer vollständigen Internalisierung gemessen an den externen (Schadens-)Kosten. Damit kommt der Nutzen, der durch Sektorkopplungstechnik unter Nutzung erneuerbarer Energien erzielt werden kann, nicht ausreichend und vollständig zum Ausdruck. Die vollen volkswirtschaftlichen Kosten der Nutzung fossiler Kraft- und Brennstoffe werden durch ökonomisch rational handelnde Akteure dann nicht ausreichend berücksichtigt. Die getroffenen Investitions- und Einsatzentscheidungen führen damit immer noch zu Ineffizienzen, da nur ein Teil der externen Kosten sichtbar wird.

Ein weiterer Baustein kann daher eine vollständige Internalisierung der Schadenskosten über eine CO₂-Bepreisung in allen Sektoren darstellen. Das Umweltbundesamt schätzt die Schadenskosten für das Jahr 2030 auf 205 EUR/t (steigend ausgehend von 180 EUR/t für das Jahr 2016, auf 240 EUR/t für das Jahr 2050). Die Höhe der Schadenskosten hängt dabei von mehreren normativen Annahmen ab, insbesondere zur Gewichtung heutiger vs. zukünftiger Schäden und der Gewichtung von Schäden in reichen vs. ärmeren Ländern.

Auf eine explizite Vorgabe des Minderungspfades wird bei diesem Baustein verzichtet. Eine CO₂-Bepreisung zur vollständigen Internalisierung der Klimaschadenskosten ist auf Grund seiner Höhe und im Vergleich zu den anderen Ansätzen mit der größten klimapolitischen Lenkungswirkung verbunden. Gleichwohl muss hier offenbleiben ob die deutschen Klimaziele damit erreicht werden können. Dazu bedarf es einer fundierten Quantifizierung der Minderungswirkungen einer vollständigen Internalisierung. Diese müsste auch die übrigen in Deutschland wirksamen Klimaschutzinstrumente berücksichtigen. Denkbar ist sowohl eine Untererfüllung als auch eine Übererfüllung der Klimaziele. Da davon auszugehen ist, dass eine

Minderungswirkung erst mit einer gewissen Verzögerung einsetzt, ist eine kurzfristige Übererfüllung der klimapolitischen unwahrscheinlich.

Eine Abschätzung der quantitativen Auswirkungen einer stärkeren Internalisierung von Schadenskosten mit einer Höhen 205 Euro pro Tonne ergibt Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung von ca. 59 Mrd. Euro/a, wenn man das Mengengerüst aus den Langfristszenarien unterstellt und ca. 67 Mrd. Euro/a, wenn man die Emissionsentwicklung des UBA-Szenarios GreenEe1 annimmt (Umweltbundesamt 2019a). Dabei ist eine Beibehaltung heutiger Ausnahmetatbestände in der Industrie, die bei der Stromsteuer und bei der Finanzierung der EEG-Umlage bestehen, angenommen. Das Aufkommen ist ausreichend groß, so dass eine Finanzierung von EEG-Umlage und der Stromsteuer darüber möglich ist.

Auch der Europäische Emissionshandel lässt – neben den Regelungen des Emissionshandelsrechts – weitere Instrumente, die jedenfalls faktisch an der Emission von CO₂ anknüpfen, zu. Hierzu heißt es in Erwägungsgrund 23 der EU-ETS-Richtlinie 2003/87/EG:

"Der Emissionszertifikatehandel sollte Teil eines umfassenden und kohärenten Politik- und Maßnahmenpakets sein, das auf Ebene der Mitgliedstaaten und der Gemeinschaft durchgeführt wird. Unbeschadet der Anwendung der Art. 87 und 88 des Vertrags können die Mitgliedstaaten bei Tätigkeiten, die unter das Gemeinschaftssystem fallen, die Auswirkungen von ordnungs- und steuerpolitischen sowie sonstigen Maßnahmen prüfen, die auf die gleichen Ziele gerichtet sind."

Zu fragen ist allerdings, ob die CO₂-basierte Steuer den Zertifikatepreis als Abzugsgröße berücksichtigen darf. Dies begegnet jedenfalls dann unionsrechtlichen Bedenken, wenn dadurch die energiesteuerrechtlichen Mindestsätze unterschritten werden oder es zu einer Reduzierung des Zertifikatepreises führt, es darf also keine negative Steuer als Ergebnis herauskommen.

4.1.5 Baustein A.5: Orientierung der CO₂-Bepreisung an den Schadenskosten nur außerhalb des EU-ETS-Sektors

Im EU-ETS-Sektor besteht mit dem Emissionshandel bereits ein Instrument zur Dekarbonisierung, so dass ein Reform-Baustein auch nur eine zusätzliche Internalisierung außerhalb des EU-ETS-Sektors vorsehen könnte. Geht man davon aus, dass die Emittenten, die heute bereits dem EU-ETS unterliegen, auch ohne ein zusätzliches kohlenstoffabhängiges Instrument eine ausreichende Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen in Bezug auf die angestrebten Klimaziele erreichen, dann ist eine Einbeziehung nicht zwingend erforderlich. Eine stärkere Internalisierung der Schadenskosten kann daher auch nur auf Emittenten außerhalb des EU-ETS bezogen sein. Dies würde zu einem geringen Finanzierungsaufkommen von dann ca. 47 Mrd. Euro/a aus der CO₂-Bepreisung führen, wenn man das Mengengerüst aus dem UBA-Szenario GreenEe1 als Basis verwendet (Umweltbundesamt 2019a). Insbesondere im Industriesektor bedeutet dies einen deutlichen Rückgang des Finanzierungsbeitrags, der vor allem aus einer geringeren Belastung des genutzten Stroms resultiert.

4.1.6 Quantitative Auswirkungen der Reformbausteine

Aufbauend auf Zielszenarien für die zukünftige Entwicklung der Energieverbräuche und der Emissionen können die quantitativen Auswirkungen der Reformbausteine abgeschätzt werden. Als Grundlage für die Verbrauchs- und Emissionsentwicklung dienen dabei zum einen die Langfristszenarien sowie das UBA-Szenario GreenEe1.

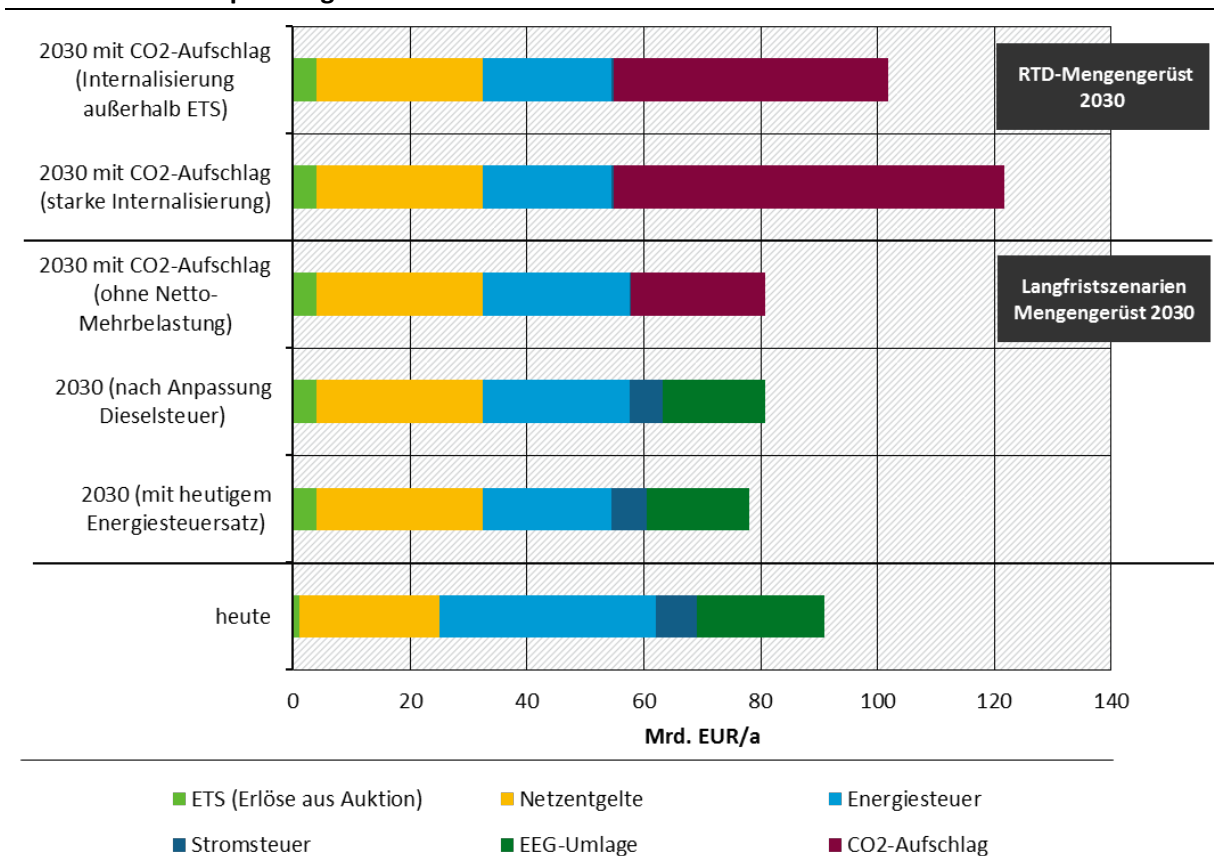
Auf Basis der Zahlen für eine aufkommensneutrale Umschichtung der EEG-Förderkosten und der bisherigen Einnahmen aus der Stromsteuer (CO₂-Bepreisung von ca. 80 Euro pro Tonne) ergeben sich ca. 23 Mrd. Euro aus der CO₂-Bepreisung. Bei einer starken Internalisierung der Schadenskosten fällt das Finanzaufkommen durch die CO₂-Bepreisung deutlich größer aus.

Tabelle 3: Finanzaufkommen aus staatlichen induzierten Preisbestandteilen im Energiesystem mit (erweiterter) CO₂-Bepreisung

in Mrd. Euro	2030 (nach Anpassung Dieselsteuer)	Bausteine A.1/+A.2 CO ₂ -Bepreisung von 80 Euro/t	Baustein A.4 CO ₂ -Bepreisung von 205 Euro/t	Baustein A.5 CO ₂ -Bepreisung von 205 Euro/t außerhalb des ETS
Netzentgelte	ca. 28 – 29 Mrd. Euro	ca. 28 – 29 Mrd. Euro	ca. 28 – 29 Mrd. Euro	ca. 28 – 29 Mrd. Euro
Aufkommen aus erweiterter CO ₂ -Bepreisung	0	23 Mrd. Euro	67 Mrd. Euro	47 Mrd. Euro
Energiesteuer	25 – 29 Mrd. Euro	25 Mrd. Euro	22 Mrd. Euro*	22 Mrd. Euro*
EEG-Umlage	17 – 18 Mrd. Euro	0	0	0
Stromsteuer	6 – 7 Mrd. Euro	0,32 Mrd. Euro	0,32 Mrd. Euro	0,32 Mrd. Euro
EU-ETS (Erlöse aus Auktionierung bei 30 Euro/t EUA-Preisannahme)	3 – 5 Mrd. Euro	3 – 5 Mrd. Euro	3 – 5 Mrd. Euro	3 – 5 Mrd. Euro
Ergebnis	79 – 88 Mrd. Euro	79 – 82 Mrd. Euro	120 – 123 Mrd. Euro	100 – 103 Mrd. Euro

* hier ist auch eine Absenkung des Sockelbetrags des Energiesteuersatzes auf das Niveau vor der ökologischen Steuerreform unterstellt

Quelle: Eigene Abschätzung, Baustein A.1/A.2 mit Mengengerüst aus LFSZ, Baustein A.4 und A.5 mit Szenario GreenEe1

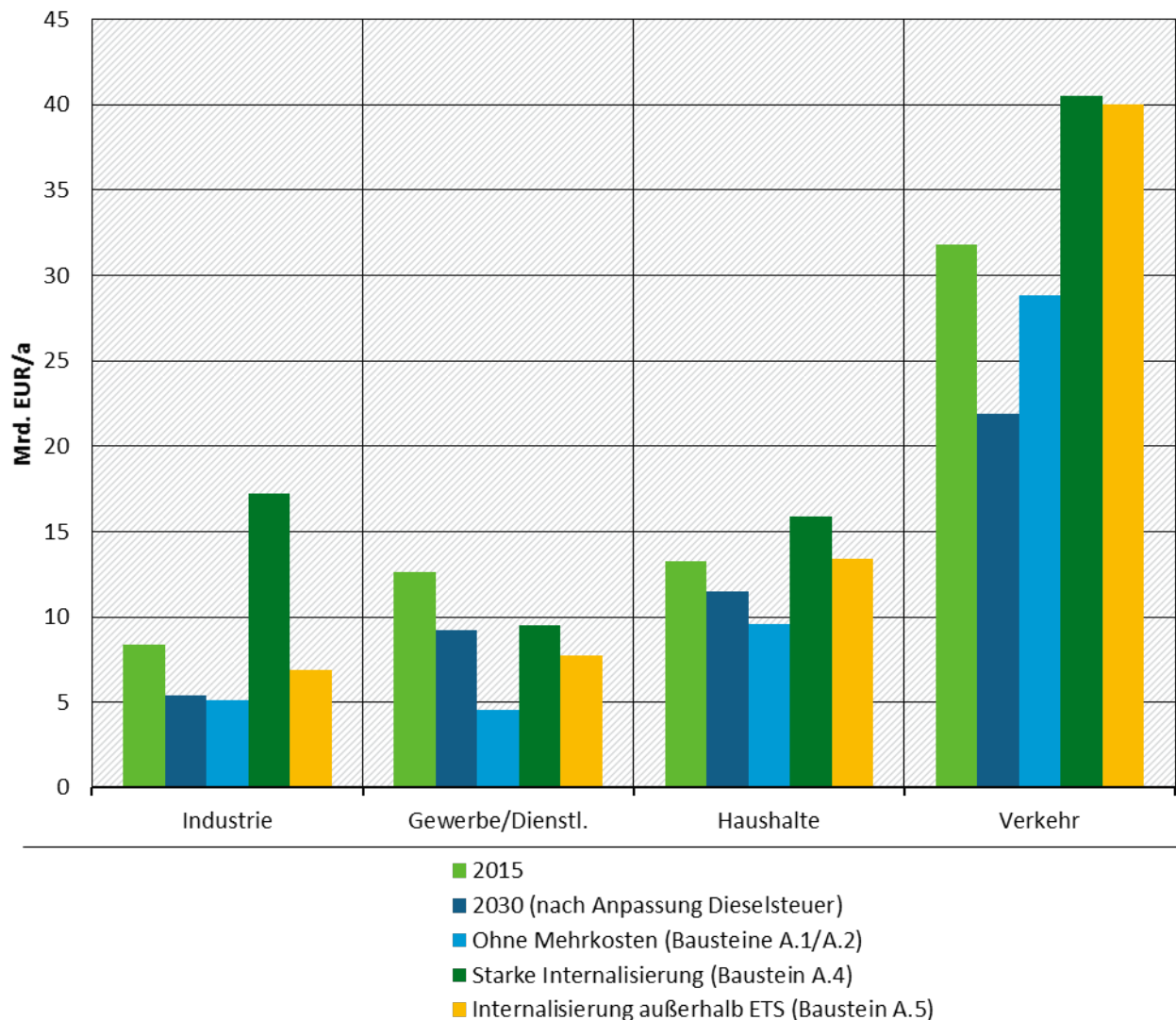
Abbildung 16: Absolutes Aufkommen an staatlich induzierten Preisbestandteilen und CO₂-Bepreisung

Quelle: Eigene Darstellung, Abschätzungen für 2030 auf Basis Langfristszenarien

Das Finanzaufkommen in 2030 wird bei Umsetzung der Bausteine A.1/A.2 im Vergleich zu einem Szenario ohne erweiterte CO₂-Bepreisung sehr viel stärker durch den Verkehrssektor getragen. Hier steigen die Belastungen um ca. 7 Mrd. Euro/a im Vergleich zu einem Szenario in 2030 ohne erweiterte CO₂-Bepreisung an. Gleichzeitig reduzieren sich die Belastungen um 2 Mrd. Euro/a im Haushaltssektor bzw. 5 Mrd. Euro/a im GHD-Sektor. Im Vergleich zu den Belastungen in 2015 sinken die Finanzierungsbeiträge in allen Sektoren jedoch auf Grund der Rückgänge bei den Energieverbräuchen zum Teil deutlich ab.

Eine CO₂-Bepreisung von 205 Euro pro Tonne hat noch größere Verteilungswirkungen und zusätzliche Belastungen zur Folge. Das erhöhte Finanzierungsaufkommen wird vor allem durch die Sektoren Industrie und Verkehr getragen. Die Belastungen steigen dabei von ca. 5 Mrd. Euro/ in der Industrie auf ca. 17 Mrd. Euro und im Verkehr von ca. 29 Mrd. Euro auf ca. 40 Mrd. Euro. In den Sektoren Gewerbe/Dienstleistungen und bei den Haushalten steigen die Belastungen ebenfalls um 5 Mrd. Euro/a bzw. 6 Mrd. Euro/a an. Bei einer vollständigen Internalisierung der Schadenskosten steigen die Finanzierungsbeiträge aus der Industrie auf ca. 17 Mrd. Euro an und liegen dann ca. 9 Mrd. Euro über dem Niveau von 2015. Findet eine Internalisierung der Schadenskosten nur außerhalb des EU-ETS statt, liegt der Finanzierungsbeitrag der Industrie unterhalb des Beitrages in 2015. In den anderen Sektoren liegen die Finanzierungsbeiträge bei einer Internalisierung der Schadenskosten auch im EU-ETS bei den Haushalten und im Verkehr über dem Niveau von 2015. Im GHD-Sektor liegen sie bei allen Reformbausteinen darunter.

Abbildung 17: Absolute Finanzierungsbeiträge der Sektoren Industrie, Gewerbe/Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr durch staatlich induzierte Preisbestandteile in 2030 (ohne Netzentgelte)



Finanzierungsbeiträge durch Strom/Energiesteuer und EEG-Umlage sowie CO₂-Preis, ohne Berücksichtigung der Beiträge aus den Netzentgelten und EU-ETS-Auktionserlöse

Quelle: Eigene Berechnungen

Box 3: Rechtliche Umsetzbarkeit einer CO₂-orientierten Energiebesteuerung

Die gesetzgeberische Gestaltung einer CO₂-orientierten Energiebesteuerung ist in dem Rahmen, den höherrangiges Recht zieht, frei. Als höherrangiges Recht sind zunächst völkerrechtliche Vorgaben zu beachten, sodann stellt das Unionsrecht gegebenenfalls zu beachtende Anforderungen und letztlich muss eine gesetzliche Regelung dem deutschen Verfassungsrecht entsprechen.

Auf völkerrechtlicher Ebene ist insbesondere das Welthandelsrecht einzuhalten, auf das sich die Mitgliedsstaaten der World Trade Organisation (WTO) geeinigt haben. In Betracht kommt soweit insbesondere das Allgemeine Zoll- und Handelsabkommen oder auch das General Agreement on Tariffs and Trade (GATT). Aus diesem Regelungswerk ergibt sich hingegen kein Verbot einer CO₂-basierten Besteuerung. Bei der Einführung einer entsprechenden Besteuerung ist jedoch auf die Diskriminierungsfreiheit zu achten. Solange also einer derartigen Steuer auf alle Marktteilnehmer in

gleicher Weise angewendet wird, ohne zwischen deren Herkunft zu unterscheiden, ist den Anforderungen des GATT Rechnung getragen.

Nach dem Unionsrecht ist es den Mitgliedsstaaten grundsätzlich ermöglicht, bestehende Steuern zu erheben und auch neue Steuern einzuführen. Der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union – AEUV – enthält nur sehr grobe Grenzen an die Besteuerung durch nationale Vorschriften in seinen Artikeln 110 ff. Nach Artikel 110 AEUV ist insbesondere wiederum ein Diskriminierungs- und Protektionsverbot zu beachten. Dem ist dadurch Rechnung zu tragen, dass nationale Abgaben gleich welcher Art nicht nach der Herkunft der Waren zu differenzieren ist. Dies gilt jedenfalls für Waren aus anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

Weitere rechtliche Leitplanken ergeben sich aus dem unionalen Sekundärrecht, also aus Verordnungen und Richtlinien. Zu nennen ist hier insbesondere die Verbrauchssteuer-Richtlinie 2008/118/EG und die Energiesteuer-Richtlinie 2003/96/EG. Diese differenzieren zum einen die Diskriminierungsfreiheit weiter aus, ohne jedoch grundsätzlich weitergehende Anforderungen zu enthalten als dies bereits nach dem Primärrecht (also dem AEUV) oder dem GATT der Fall ist. Sie stehen den hier diskutierten Vorschlägen also nicht entgegen.

Darüber hinaus ist daran zu denken, dass der tatsächliche Steuertatbestand, nämlich die Emission von CO₂ bzw. die 'Verbrennung von Stoffen und den damit verbundenen CO₂-Emissionen zum Teil auch Gegenstand des Europäischen Emissionshandels (Emissions Trading Scheme – "EU-ETS") ist. Zum Teil deswegen, weil nur die Emission von CO₂ aus bestimmten Anlagen dem EU-ETS unterfällt, was beispielsweise der gesamte häusliche Wärmebereich (nicht hingegen die Fernwärme, wenn sie aus Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung > 20 MW stammt) außen vor lässt. Ebenso ist der landgestützte Verkehr nicht Gegenstand des EU-ETS. Denn die Emissionshandels-Richtlinie gestattet ausdrücklich den Mitgliedsstaaten, weitergehende Maßnahmen zu ergreifen, die auf die Reduzierung von CO₂-Emissionen gerichtet sind. Ausdrücklich erwähnt die Richtlinie dabei "steuerpolitische Maßnahmen" (Erwägungsgrund 23).

Zu beachten ist allerdings, dass die Energiesteuer-Richtlinie Mindeststeuersätze für die meisten Energieerzeugnisse vorsieht. Diese dürfen bei der Anknüpfung einer CO₂-basierten Steuer auch für diejenigen Energieerzeugnisse nicht unterschritten werden, die man als in der Bilanz weitgehend oder vollständig ohne CO₂-Emissionen verbrennbar betrachten könnte. Die nationale CO₂-Basierung müsste dann also zu einem Aufschlag auf diese Mindeststeuersätze führen.

Im Ergebnis ist deswegen festzuhalten, dass sich sowohl auf internationaler Ebene (WTO) als auch auf Ebene der Europäischen Union dann keine Einschränkungen des steuerrechtlichen Gestaltungsspielraums bei der Einführung einer CO₂-basierten Steuer ergeben, wenn die Steuererhebung weder dem Grunde noch der Höhe nach an der Herkunft der Waren oder der Steuerpflichtigen anknüpft und somit das Diskriminierungs- und das Protektionsverbot eingehalten werden. Weitergehende Anforderungen ergeben sich auch nicht aus dem Sekundärrecht, insbesondere aus den genannten Richtlinien.

Stärker ausdifferenziert als die internationalen unionalen Vorgaben an eine CO₂-basierte Steuer sind die Anforderungen des Grundgesetzes. Regeln die Art. 105 und 106 GG vordergründig die Gesetzgebungskompetenz sowie die Verteilung des Steueraufkommens, so ist nach herrschender Meinung und insbesondere ständiger Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts der dort enthaltenen Aufzählung auch ein abschließender Katalog von Steuertypen zu entnehmen. Neue

Steuern können nur eingeführt werden, wenn sie einem dieser Typen entsprechen.¹⁷ Mit anderen Worten hat der Gesetzgeber zwar ein Steuerfindungsrecht, aber kein Steuererfindungsrecht.

Die im Zusammenhang mit der steuerlichen "Bepreisung" von CO₂-Emissionen genannten Tatbestände ließen sich allenfalls als Verbrauchssteuer, Aufwandssteuer oder Verkehrssteuer klassifizieren. Unter Verbrauchssteuern werden Abgaben verstanden, die den Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs belasten. Steuerschuldner ist derjenige, in dessen Bereich der tatsächliche Verbrauch stattfindet. Eine Aufwandsteuer knüpft an einen tatsächlichen oder rechtlichen Zustand. Gegenstand von Verkehrssteuern sind Vorgänge des Rechtsverkehrs oder des Wirtschaftslebens.

Nach diesen Definitionen fällt die CO₂-Bepreisung durch eine hoheitliche Abgabe, hier also durch eine CO₂-Steuer, am ehestens in den Bereich der Verbrauchsteuern. Nach der soeben zitierten Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts sind Verbrauchsteuern solche Abgaben,

*„die den Verbrauch vertretbarer, regelmäßig zum baldigen Verzehr oder kurzfristigen Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs belasten und die aufgrund eines äußerlich erkennbaren Vorgangs (z.B. Übergang in den Wirtschaftsverkehr) von demjenigen als Steuerschuldner erhoben werden, in dessen Sphäre sich der Vorgang verwirklicht; die Steuer wird wirtschaftlich regelmäßig nicht vom Steuerschuldner, sondern im Wege der Überwälzung vom Endverbraucher getragen.“*¹⁸

Zur Verdeutlichung verweist das Gericht auf folgende unter die Verbrauchsteuern fallenden Steuerarten: Tabaksteuer, Kaffeesteuer, Teesteuer, Zuckersteuer, Salzsteuer, Brandweinsteuer, Mineralölsteuer, Kohlenabgabe, Schaumweinsteuer, Essigsäuresteuer, Zündwarensteuer, Leuchtmittelsteuer, Spielkartensteuer und Süßstoffsteuer.

Soll eine CO₂-Steuer unmittelbar an der Emission von CO₂ anknüpfen, so wird diese vom Typus der Verbrauchsteuer nicht gedeckt. Denn CO₂ wird nicht verbraucht, sondern im Gegenteil erst durch den eigentlich inkriminierten Vorgang erzeugt. Das bedeutet jedoch nicht, dass eine Bepreisung der CO₂-Emission durch eine Steuer per se unmöglich ist. Es ist nur darauf zu achten, dass der Steuertatbestand verfassungskonform konstruiert wird. So könnte unter der Perspektive einer Verbrauchsteuer daran gedacht werden, die oxidative Verwendung kohlenstoffhaltiger Energieträger, gegebenenfalls beschränkt auf die Nutzung zur Energiegewinnung (Wärme, Strom) einer besonderen Steuer zu unterwerfen. Somit würde nicht die Herstellung von CO₂, sondern der Verbrauch von Kohlenstoff, auch in Kohlenwasserstoffverbindungen, steuerbar.

Eine derartige Steuer würde den Anforderungen der verfassungsgerichtlichen Rechtsprechung an einer Verbrauchssteuer gerecht. Sie knüpft an dem Verbrauch bestimmter kohlenstoffhaltigen Energieträger an und damit an dem Verbrauch vertretbarer, regelmäßig zum kurzfristigen Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs. Es dürfte unstrittig sein, dass die jeweiligen fossilen Energieträger nicht nur zur Stromerzeugung, der industriellen Wärmeerzeugung und dem kommerziellen Verkehr Verwendung finden, sondern in grundsätzlich gleicher Weise auch zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten oder den privaten Kfz-Verkehr eingesetzt werden. Für eine zulässige Verbrauchsteuer ist nicht erforderlich, dass das besteuerte Gut ausschließlich im privaten Verbrauch verwendet wird, vielmehr sind Verbrauchssteuern auch auf konsumtiv nutzbare Produktionsmittel zulässig, sofern diese Mittel auch privat verbraucht werden.¹⁹

¹⁷Hierzu jüngst die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts zur Kernbrennstoffsteuer, vgl. Bundesverfassungsgericht (2017)

¹⁸ s. Bundesverfassungsgericht (2017), Rn 113

¹⁹ s. Bundesverfassungsgericht (2017), Rn. 149

Ebenso erfüllt eine derartige CO₂-basierte Steuer die Voraussetzung, dass sie typischerweise wirtschaftlich nicht vom Steuerschuldner, sondern dem Letztverbraucher zu tragen ist. Denn der Steuerschuldner wird die Steuer in seiner Preisbildung berücksichtigen und sie somit auf den Letztverbraucher übertragen. Dies gilt insbesondere für den Einsatz fossiler Kohlenstoffträger in privaten Haushalten, also beim Bezug von Gas, Öl oder Kohle zur Gebäudeheizung bzw. von Mineralölprodukten für den Individualverkehr. In der Sache werden dadurch auch die Strompreise beeinflusst., Das ist ein zulässiger Lenkungszweck, weil die Erhöhung der Gestehungskosten eine Verschiebung in der Merit Order beanregt, die dazu führt kann, dass weniger fossil erzeugter Strom verkauft werden kann. Soweit er aber verkauft wird, wird die Steuerlast wirtschaftlich an den Letztverbraucher über höhere Preise weitergegeben.

An dieser Stelle kann nicht abschließend beurteilt werden, ob die verfassungsrechtlichen Anforderungen an eine Verbrauchssteuer dazu führen, dass eine CO₂-Bepreisung über Steuern nur als Teil der Berechnungsgrundlage für die Höhe einer anderen Steuer, insbesondere der Energiesteuer oder auch als eigene Besteuerung des Kohlenstoffverbrauchs geregelt werden kann.

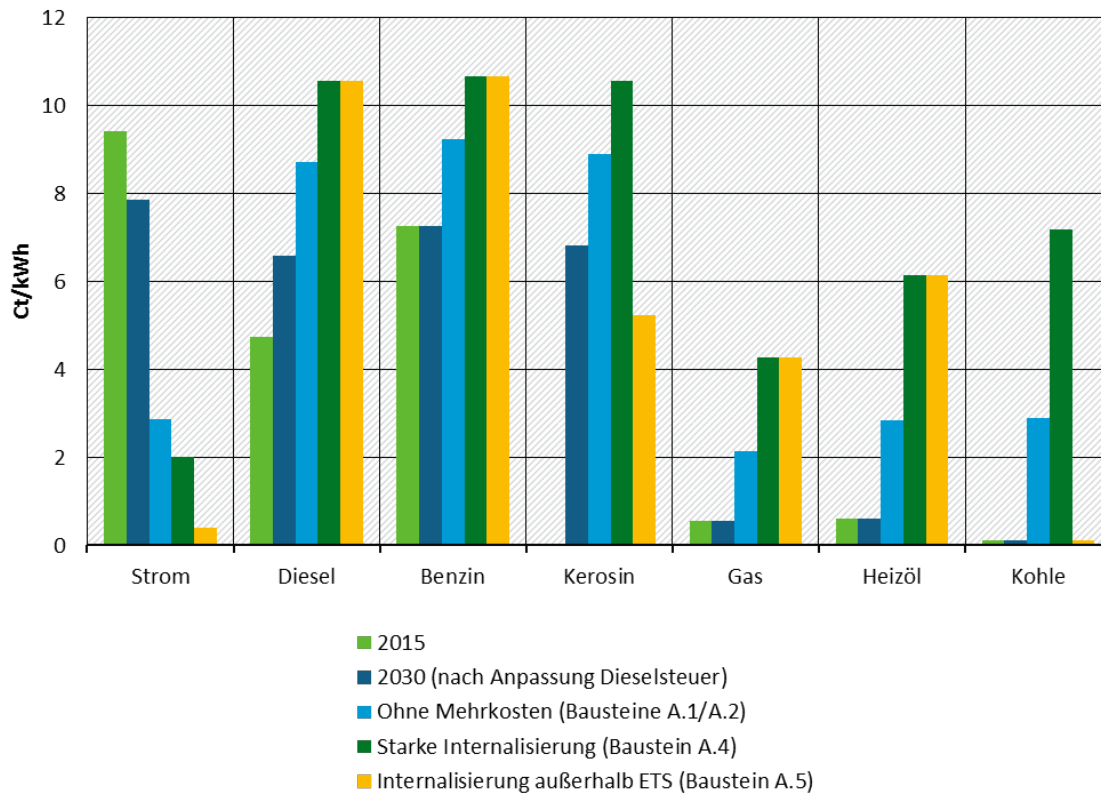
Die Umgestaltung der Energiesteuer zu einer kohlenstoffbasierten Steuer für derartige Produkte, die typischerweise oxidativ verwendet werden und durch deren Verwendung somit CO₂-frei wird, hätte auch den Vorteil, die Verwendungen zu erfassen, bei denen neben der Wärmeabgabe weitere Zwecke verfolgt werden, beispielsweise die chemische Reduktion von anderen Stoffen. Dies spielt beispielsweise im Hochofenprozess zum Erschmelzen von Roheisen eine Rolle, bei dem Kohlenstoff nicht zuletzt als Reduktionsmittel eingesetzt wird und in dieser Weise ebenfalls CO₂ freisetzt. Damit liegen sogenannte "Prozessemissionen" im emissionshandelsrechtlichen Sinne vor. Hingegen werden durch den Steuertatbestand der Verwendung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe andere Prozessemissionen, beispielsweise bei der Herstellung von Zement oder Glas, die nicht auf der oxidativen Umsetzung von Kohlenstoff beruhen, nicht erfasst. Ob das Tatbestandsmerkmal für Verbrauchsteuern von "den Verbrauch vertretbarer, regelmäßig zum baldigen Verzehr oder kurzfristigen Verbrauch bestimmter Güter des ständigen Bedarfs" etwa einer Besteuerung von nicht auf der oxidativen Verwendung von Kohlenstoff basierenden CO₂-Prozessemissionen (beispielsweise bei der Produktion von Zement oder Glas) tatsächlich entgegen steht, wäre gesondert zu prüfen. Denn sowohl Glas als auch Zement werden auch im privaten Bereich verwendet, eine CO₂-basierte Besteuerung dieser Produkte erscheint nicht von vornherein verfassungswidrig.

Materielle Anforderungen an die Besteuerung ergeben sich vor allem aus Art. 3 GG, dem Gleichheitsgrundsatz. Danach ist es geboten, wesentlich Gleiches gleich und wesentlich Ungleiches ungleich zu behandeln. Dieser Grundsatz ist vor allem bei der Differenzierung von Steuersätzen zu beachten. Will der Gesetzgeber eine differenzierte Steuerlast einführen, muss diese Differenzierung auf sachgerechten Erwägungen beruhen.

Durch die Umschichtung bei einer Umsetzung der Bausteine A.1 und A.2 verändert sich die Belastung der Energieträger mit staatlich induzierten Preisbestandteilen. Dabei reduziert sich die Belastung von Strom und erhöhen sich die Belastungen von Gas, Heizöl, Kohle, Diesel, Benzin und Kerosin. Bei Strom entfällt die Belastung durch die EEG-Umlage und gleichzeitig wird die Stromsteuer auf den Mindeststeuersatz abgesenkt. Es verbleibt lediglich die Belastung, die sich aus der erweiterten CO₂-Bepreisung auch im Stromsektor ergibt sowie der Mindeststeuersatz bei der Stromsteuer. Die Belastung aus der Stromsteuer ergibt sich durch die Einbeziehung fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung bei der Erhebung einer CO₂-Komponente. Durch die CO₂-Bepreisung gleichen sich die Belastungen bei Benzin, Diesel und Kerosin an. Auch bei Gas, Heizöl und Kohle ergibt sich in 2030 eine Angleichung der Belastung. Bei einer starken

Internalisierung der Schadenskosten insgesamt bzw. nur außerhalb des EU-ETS ändern sich die Belastungen vor allem bei Strom sowie bei Kohle und Kerosin, da diese Brennstoffe bzw. Energieträger in den EU-ETS fallen.

Abbildung 18: Spezifische Belastung von Energieträgern mit staatlich induzierten Preisbestandteilen 2015 und 2030 mit bzw. ohne CO₂-Bepreisung



Spezifische Belastung aus Energiesteuer, Stromsteuer, CO₂-Preis und EEG-Umlage ohne Netzentgelte

Quelle: eigene Darstellung

Fazit zu den quantitativen Analysen

- Zur Finanzierung von Stromsteuer und EEG-Umlage und einer Beibehaltung der heutigen Privilegierungen und der Erlöse aus der EU-ETS-Auktion ist ein CO₂-Preis von ca. 80 Euro/t in allen Sektoren erforderlich. Damit werden Einnahmen von ca. 23 Mrd. Euro erzielt. Im Vergleich zur heutigen Energiesteuer werden dadurch auch Brennstoffe im Umwandlungssektor zur Stromerzeugung und ggf. Prozesswärme durch die CO₂-Bepreisung zusätzlich zum EU-ETS belastet. Diese Maßnahme verringert die bestehenden Verzerrungen bei den Rahmenbedingungen, weil eine bessere Internalisierung externer Kosten erfolgt (bei einer CO₂-Bepreisung von 80 Euro/t) und weil heutige Verzerrungen zulasten des Stroms durch die Stromsteuer sowie die EEG-Umlage abgebaut werden.
- Bei einem CO₂-Preis von 205 Euro/t werden Einnahmen von 67 Mrd. Euro erzielt, wenn alle Sektoren einbezogen werden bzw. 47 Mrd. Euro, wenn der CO₂-Preis nur außerhalb des EU-ETS-Sektors erhoben wird. Bei einer Finanzierung von EEG-Umlage und Stromsteuer bleiben damit noch 44 Mrd. Euro bzw. 24 Mrd. Euro an Einnahmen bestehen, die ausreichen, um die komplette Energiesteuer zu ersetzen. Damit würden Verzerrungen, die sich aus der Energiesteuer ergeben, verschwinden und durch eine CO₂-orientierte Bepreisung ersetzt. ...

- Absolute Belastungen durch staatlich induzierte Preisbestandteile der Sektoren sinken von 2015 bis 2030 auf Grund von geringeren absoluten Energieverbräuchen in allen Sektoren bei einer Beibehaltung des Status Quo der Energiebesteuerung und der weiteren staatlich induzierten Preisbestandteile ohne Einführung einer CO₂-Bepreisung. Bei einer CO₂-Bepreisung von 80 Euro/t und einer Finanzierung der Stromsteuer und EEG-Umlage daraus sinken die Belastungen in allen Sektoren bis auf den Verkehrssektor weiter. Die zusätzlichen Zahlungen durch den CO₂-Preis werden durch Einsparungen bei der EEG-Umlage und der Stromsteuer kompensiert. Im Industriesektor sind darüber hinaus viele Unternehmen von einer Zahlung ausgenommen, wenn man die Privilegierungen bei der EEG-Umlage und der Stromsteuer auch bei der Erhebung eines CO₂-Preises beibehält.
- Die Maßnahmen verändern die spezifische Höhe der Belastungen bei einzelnen Energieträgern. Dabei steigt die Belastung für sämtliche fossile Energieträger deutlich an, während sich die Belastung für den Energieträger Strom deutlich reduziert. Für bisher wenig belastete Energieträger wie Kerosin, Gas, Heizöl und Kohle ergeben sich durch die vorgestellten Maßnahmen z.T. deutliche Erhöhungen bei der spezifischen Belastung. Bei aktuell schon stärker belasteten Energieträgern im Verkehr (Diesel und Benzin) steigen die Belastungen wenig stark an, erhöhen sich aber ebenfalls im Vergleich zum Status Quo.

4.1.7 Beispielrechnungen für Sektorkopplungstechniken bei Anwendung der Reformbausteine

Die Wirtschaftlichkeit der Sektorkopplungstechniken steigt im Vergleich zu den Referenztechniken bei einer Umsetzung der Reformbausteine an. Unter den bisherigen Rahmenbedingungen bestehen für die betrachteten exemplarischen Sektorkopplungstechnologien größere Wirtschaftlichkeitslücken, die durch die vorgestellten Reformbausteine bis 2030 deutlich reduziert bzw. ganz aufgelöst werden. Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich dabei zum einen aus wettbewerblichen und zum anderen aus staatlich-festgelegten Preisbestandteilen aus dem Vergleich mit den betrachteten Referenztechnologien. Mit den Beispielrechnungen kann dann abgeschätzt werden, welche Verbreitung Sektorkopplungstechnologien erfahren und welchen Beitrag sie zur Zielerreichung liefern. Auch die Auswirkungen auf zusätzliche Kosten bei den Referenztechnologien können damit abgeschätzt werden.

Sektorkopplung im Wärmebereich

Im Wärmebereich besteht der Vergleich aus der Referenztechnik Gasbrennwertkessel und der Sektorkopplungstechnik Wärmepumpe. Durch die CO₂-Bepreisung (Baustein A.1/A.2) ergibt sich eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpe, für die in Summe aus staatlich induzierten und wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen ein Betrag von unter 10 ct/kWh bezogen auf die bereitgestellte Nutzenergie (kWh Wärme) gezahlt werden müssen. Einen großen Einfluss auf die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Wärmepumpe haben jedoch auch die wettbewerblich bestimmten Energiepreise für Strom und Gas, da diese einen großen Anteil an den Preisbestandteilen haben. Die auf Endenergie bezogenen Energiepreise beinhalten dabei den Großhandelspreis sowie zusätzlich einen Anteil für den Vertrieb und die Marge für die Produzenten / Erzeuger. Die deutlich höheren Energiepreise der Wärmepumpe werden durch den deutlich höheren Wirkungsgrad kompensiert. Durch die Finanzierung der EEG-Umlage auf Basis einer CO₂-Bepreisung verändert sich die Belastung der beiden Techniken zugunsten der

Sektorkopplungstechnik, so dass diese trotz einer etwas höheren Summe aus Energiepreis und Investitionsdifferenz insgesamt günstiger ist. Die Gesamtkosten aus staatlich induzierten und wettbewerblichen Preisbestandteilen liegt mit knapp unter 10 ct/kWh bei der Wärmepumpe und etwas über 10 ct/kWh für den Gaskessel um ca. 2 ct/kWh über dem Niveau von 2015.

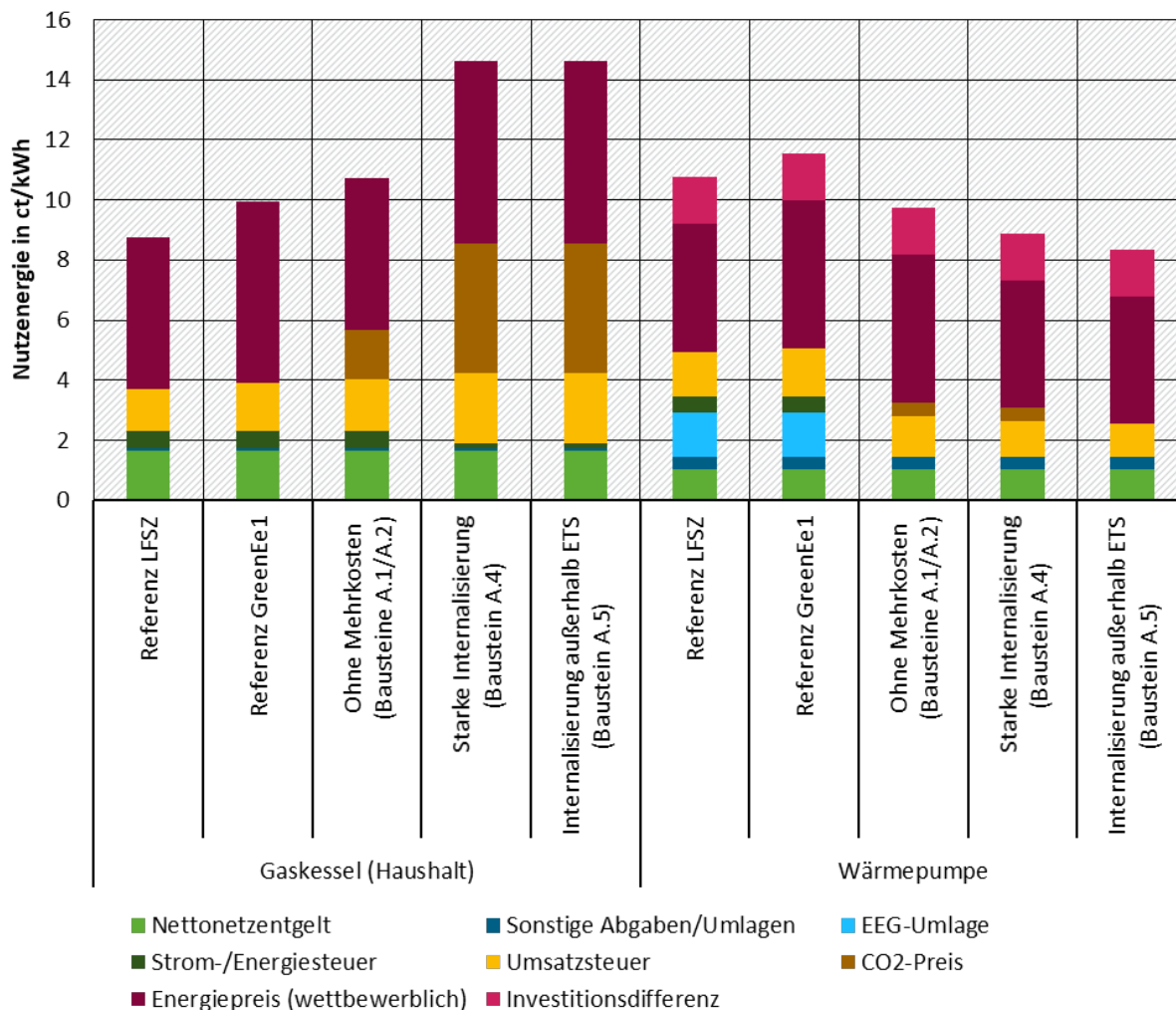
Tabelle 4: Technische und ökonomische Kenndaten für die Wärmebereitstellung im Haushalt in 2030

Annahmen 2030	Gaskessel (Haushalt)	WP
Investitionen [Euro/Anlage]	4.500	11.000
O&M [Euro/(Anlage *Jahr)]	191	150
Brennstoffkosten ¹ [ct/kWh]	6,4	11,7
Wirkungsgrad ¹	0,95	3,7
Heizleistung [kW]	15	15
Jahresverbrauch [kWh/a]	25.500	25.500
Nutzungsdauer [a]	20	20
Zinssatz	2 %	2 %

Quelle: Eigene Abschätzungen

Für die Sektorkopplung im Wärmebereich von Haushalten ist bereits bei der Umsetzung des Bausteins A.1/A.2, der einen CO₂-Bepreisung zur Finanzierung der EEG-Umlage und größerer Teile der Stromsteuer vorsieht, eine Vorteilhaftigkeit gegenüber einem Gaskessel gegeben. Bei einer starken Internalisierung der CO₂-Schadenskosten (Bausteine A.4) verstärkt sich die Vorteilhaftigkeit nochmal deutlich. Wird die (erweiterte) CO₂-Bepreisung nur außerhalb des EU-ETS-Sektors umgesetzt (Baustein A.5), ändert sich insbesondere die Belastung des Stroms. Dadurch reduziert sich die Belastung der Wärmepumpe nochmals geringfügig. Für die quantitativen Analysen wird für die Bausteine A.4 und A.5 das Szenario GreenEe1 verwendet (Umweltbundesamt 2019a), in dem bereits eine deutliche Reduktion der CO₂-Intensität des Stromsektors stattgefunden hat. Dadurch bleibt die Belastung vergleichsweise gering.

Abbildung 19: Sektorkopplung im Wärmebereich: Vergleich staatlich induzierter Preisbestandteile sowie weiterer Preisbestandteile für Gaskessel und Wärmepumpen im Haushaltsbereich in 2015 und 2030



Technische Kenndaten: 2030 unterscheiden sich die Energiepreise für Gas und Strom z.T. deutlich in den LFSZ (Grundlage für Berechnung Baustein A.1/A.2) und im Szenario GreenEe1 (Grundlage für Berechnungen Bausteine A.4/A.5)

Quelle: eigene Darstellung

Sektorkopplung im Verkehrsbereich

Durch die Umsetzung des Bausteins A.1/A.2 und die CO₂-Bepreisung (Annahmegemäß über die Einführung einer CO₂-Komponente in der Energiesteuer) ergibt sich auch im Verkehrsbereich eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit eines Elektrofahrzeugs im Vergleich zu einem Benzin-PKW. Größere Veränderungen ergeben sich vor allem durch den Wegfall der EEG-Umlage bei den Elektrofahrzeugen sowie der zusätzlichen Belastung bei den Benzin-PKW durch die CO₂-Bepreisung. Darüber hinaus wird angenommen, dass sich die Investitionsdifferenz zwischen Benzin-PKW und einem Elektrofahrzeug deutlich reduziert und in 2030 noch ca. 4.000 Euro pro Fahrzeug beträgt. Deren Höhe sowie die Nutzungsdauer (bzw. die Fahrleistung im gesamten Fahrzeugleben) haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Absolutwerte der Kosten für die Nutzenergie der Elektrofahrzeuge.

Tabelle 5: Technische und ökonomische Kenndaten für Benzin-PKW und Elektrofahrzeuge in 2030

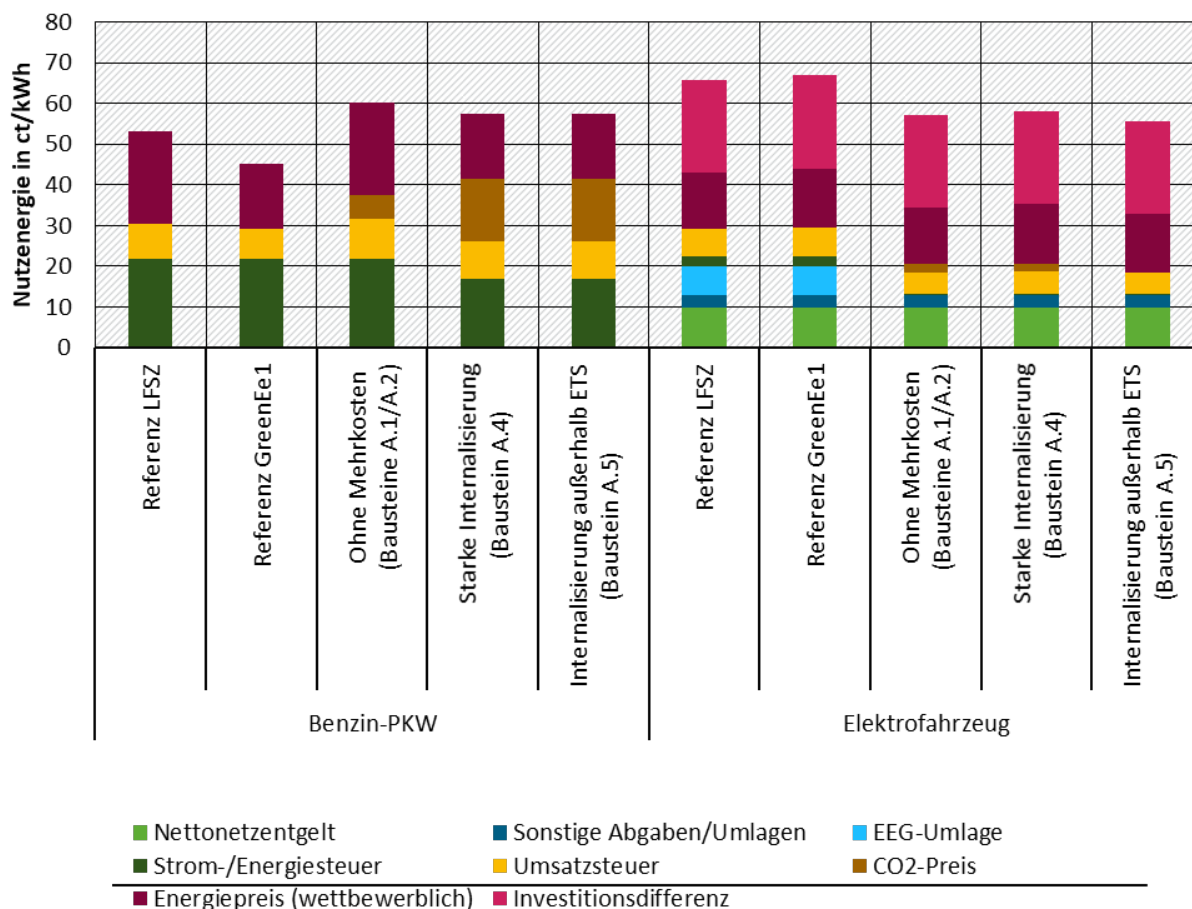
Annahmen 2030	Pkw Benzin	Elektro-fahrzeug
Investitionen [Euro/Fahrzeug]	18.970	22.950
Nutzungsdauer [a]	8	8
Fahrleistung [km/a]	15.156	15.156
Treibstoffkosten (wettbewerbliche Preisbestandteile)	0.56 Euro/l	10.9 ct/kWh
Verbrauch	5 l/ 100km (entspricht ca. 42,6 kWh Superbenzin)	19,7 kWh/ 100 km
Zinssatz	2 %	2 %

Quelle: Eigene Abschätzungen auf Basis von Hill et al. 2016

Die staatlich induzierten Preisbestandteile machen für ein Benzin-PKW dann in 2030 über 35 ct/kWh Nutzenergie aus und für Elektrofahrzeuge nur noch ca. 20 ct/kWh. Insgesamt bleibt auf Grund des Sockelbetrages für die Energiesteuer weiterhin ein vergleichsweise hoher Anteil, der aus der Benzinsteuer resultiert.

Eine CO₂-Bepreisung von 80 Euro/t (Reformbaustein A.1/A.2) führt für die Elektromobilität bereits zu einer wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit im Vergleich zu einem Benzin-PKW. Die weitergehenden Bausteine (A.4 und A.5) führen zu vergleichbaren Kosten für den Benzin-PKW, wenn eine Anpassung der Energiesteuer auf das Niveau vor der ökologischen Steuerreform mit berücksichtigt wird. Findet die CO₂-Bepreisung nur außerhalb des EU-ETS-Sektors statt, reduzieren sich die staatlich induzierten Preisbestandteile für ein Elektrofahrzeug nochmals geringfügig, da keine zusätzliche Belastung des Stroms stattfindet.

Abbildung 20: Auswirkungen der Reformbausteine A.2 auf staatlich induzierte Preisbestandteile für die Sektorkopplung im Verkehrsbereich durch Elektromobilität



Für die Energiesteuer ist im Fall starke Internalisierung und Internalisierung außerhalb des EU-ETS eine Absenkung auf das Niveau vor ökologischer Steuerreform angenommen.

Quelle: eigene Darstellung

Sektorkopplung im Industriebereich

Der Vergleich der Wärmebereitstellung im Industriebereich auf Basis eines Gaskessels als Referenztechnik und einer Groß-Wärmepumpe als Sektorkopplungstechnik zeigt auch hier eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Sektorkopplungstechnik durch die Einführung der erweiterten CO₂-Bepreisung. Für die Sektorkopplungstechnik ist dabei unterstellt, dass das Unternehmen EEG-Umlage für den Strombezug bezahlen muss. Größere Unterschiede bei den wettbewerblichen Preisbestandteilen ergeben sich durch die Investitionen in die jeweilige Technik sowie unterschiedliche Energiepreise und Wirkungsgrade.

Tabelle 6: Technische und ökonomische Kenndaten für die Wasserstoffherstellung in 2030

Annahmen 2030	Gas-Heizkessel (Industrie)	Groß-WP
Investitionen [Euro/kW]	54	500
O&M [%/a von Investitionen]	4%	4%
Brennstoffkosten [ct/kWh]	5.1	8.3
Wirkungsgrad	0,95	3,3

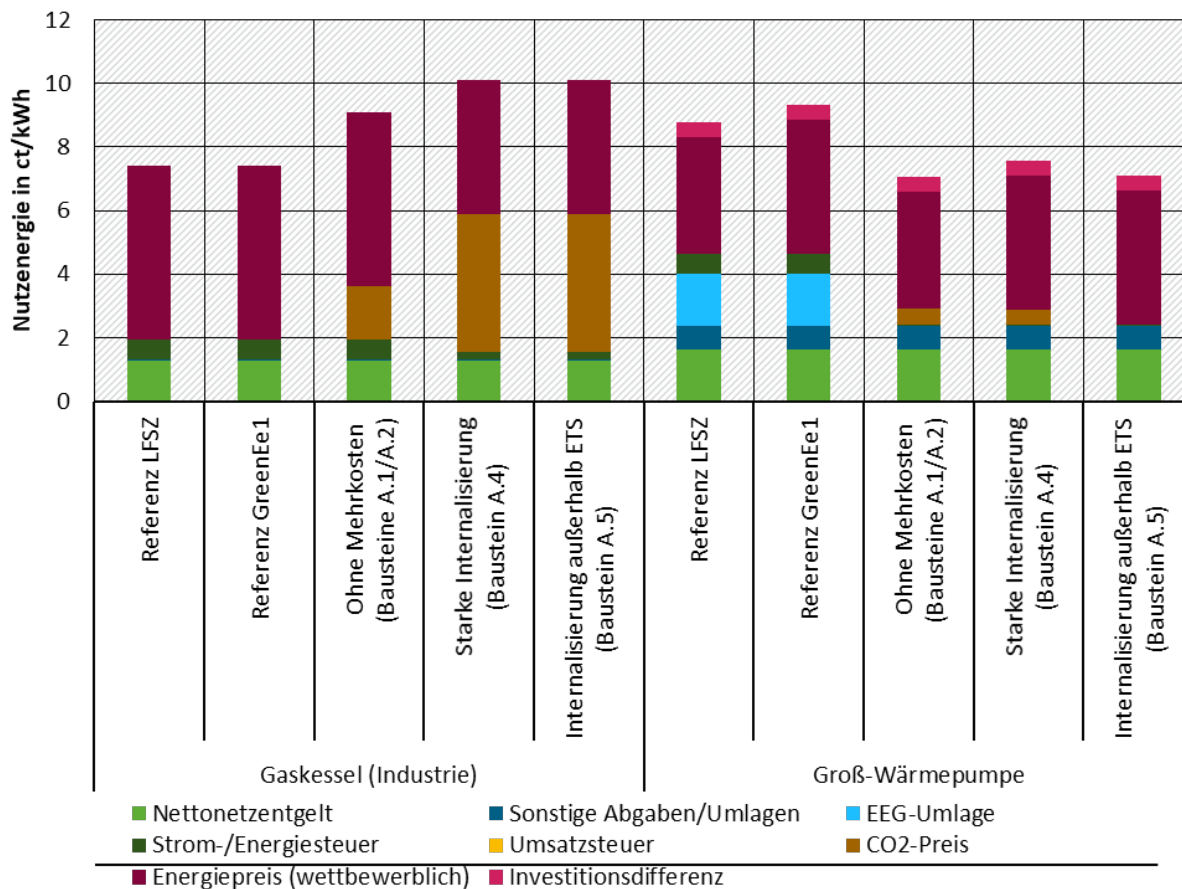
Annahmen 2030	Gas-Heizkessel (Industrie)	Groß-WP
Heizleistung [MW]	5	5
Volllaststunden [h/a]	1.700	1.700
Nutzungsdauer [a]	20	20
Zinssatz	2 %	2 %

Quelle: Eigene Abschätzungen

Die CO₂-Bepreisung (Baustein A.1/A.2) führt auch bei der Wärmebereitstellung in der Industrie dazu, dass die Sektorkopplungstechnik günstiger wird als die fossile Referenztechnik. Die staatlich induzierten Preisbestandteile sinken für die Sektorkopplungstechnik durch den Wegfall der EEG-Umlage deutlich. Gleichzeitig steigen sie beim Gaskessel um ca. 1,7 ct/kWh durch die CO₂-Bepreisung. Einen Großteil der Kosten werden jedoch auch 2030 durch die Brennstoffkosten bestimmt.

Für die Wärmeerzeugung im Industriebereich ist eine CO₂-Bepreisung von 80 Euro/t bereits ausreichend, um eine Vorteilhaftigkeit der Groß-Wärmepumpe als Sektorkopplungstechnik zu erzielen. Eine stärkere Internalisierung bzw. eine CO₂-Bepreisung von über 200 Euro/t (Baustein A.4 und A.5) verstärkt die Vorteilhaftigkeit weiter, indem die Referenztechnologien teurer werden. Eine Absenkung der Energiesteuer auf das Niveau vor der ökologischen Steuerreform, wie sie bei einer starken Internalisierung angenommen wird, ist umsetzbar, ohne dass sich die Vorteilhaftigkeit der Sektorkopplungstechnik verschlechtert. Wie bei den anderen Sektorkopplungstechniken führt eine CO₂-Bepreisung nur außerhalb des EU-ETS dazu, dass die Belastung von Strom nochmals geringfügig reduziert wird. Damit verbessert sich die Sektorkopplungstechnik ebenfalls etwas.

Abbildung 21: Auswirkungen der Reformbausteine A.2 auf staatlich induzierte Preisbestandteile für die Sektorkopplung im Wärmebereich Industrie



Quelle: eigene Darstellung

Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung

Ein Vergleich der staatlich induzierten und weiteren Preisbestandteile für die Wasserstoffherstellung mit Hilfe der gasbasierten Dampfreformierung oder über eine elektrisch betriebene Elektrolyse zeigt, dass durch die Einführung einer erweiterten CO₂-Bepreisung (Bausteine A.1/A.2) die Vorteilhaftigkeit der Sektorkopplungstechnik noch nicht erreicht wird. Dies ist vor allem in dem geringen Anteil der staatlich induzierten Preisbestandteile begründet. Auf Grund der Anlagenleistungen wird davon ausgegangen, dass Großhandelsstromkosten zugrunde gelegt werden können und eine Ausnahme von der EEG-Umlage besteht. Für diese Sektorkopplungstechnik sind die staatlich induzierten Preisbestandteile auch in 2030 noch höher als bei der Referenztechnologie.

Tabelle 7: Technische und ökonomische Kenndaten für die Wasserstoffherstellung in 2030

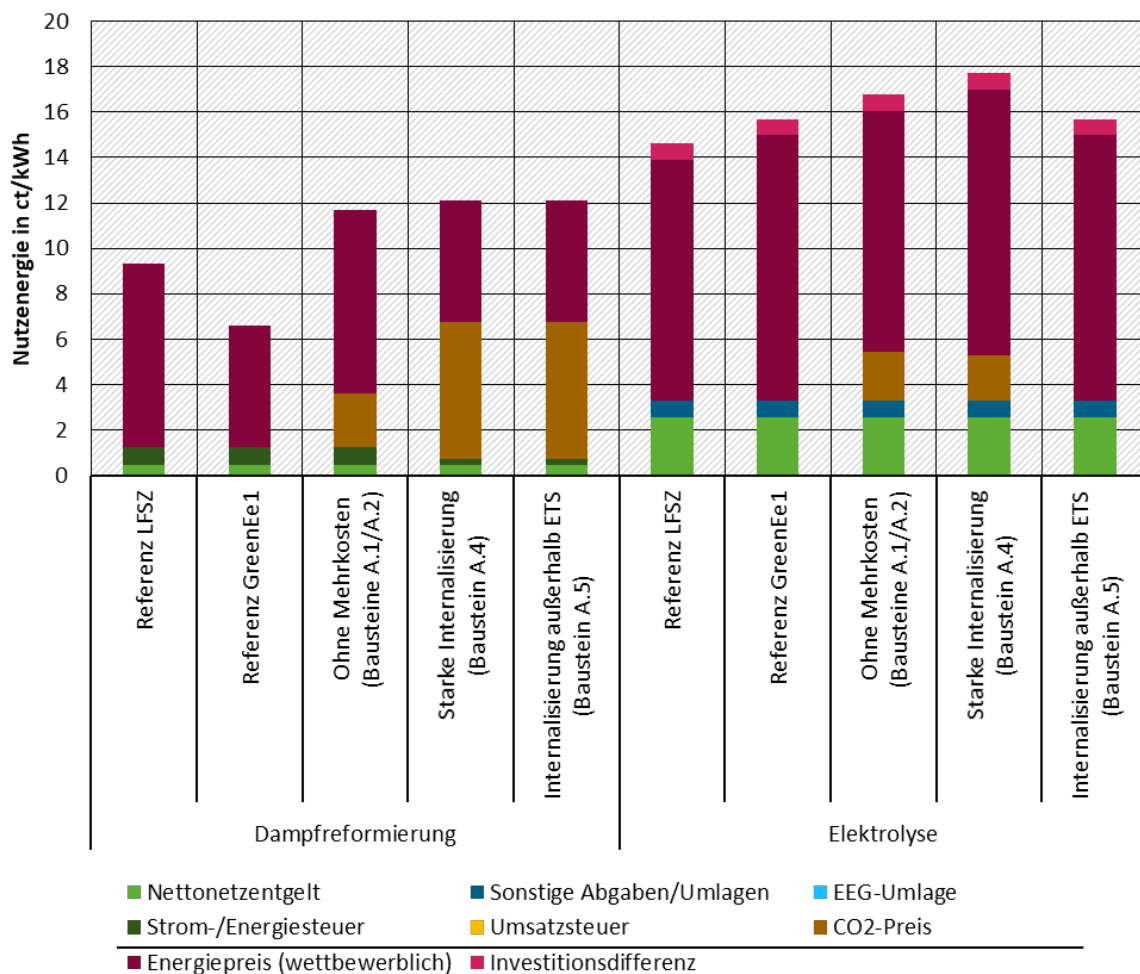
Annahmen 2030	Dampfreformierung	Elektrolyse
Investitionen [Euro/kW _{H2}]	350	900
Betriebs- und Wartungskosten [Euro/kW _{H2}]	10	70,3
Brennstoffkosten [ct/kWh]	3,4	6,8

Annahmen 2030	Dampfreformierung	Elektrolyse
Strombedarf [kWh _{El} /kWh _{H2}]	0,005	1,25
Wirkungsgrad	0,68	0,8
Anlagenleistung [MW]	300	966
Volllaststunden [h/a]	6.000	6.000
Nutzungsdauer [a]	20	20
Zinssatz	2 %	2 %

Quelle: Eigene Abschätzungen

Bei einer starken Internalisierung (Bausteine A.4 und A.5) erhöhen sich die staatlich induzierten Preisbestandteile deutlich. Die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Elektrolyse gegenüber der Referenztechnologie wird aber weiterhin nicht erreicht und ist zudem stark von den Brennstoffpreisentwicklungen abhängig.

Abbildung 22: Auswirkungen der Reformbausteine A.2 auf staatlich induzierte Preisbestandteile für die Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung



Quelle: eigene Darstellung

4.2 Reformcluster B: Netzentgelte kostenreflexiver gestalten und weitere Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplung abbauen

Ein hoher Anteil der kWh-bezogenen Belastung von Strom mit staatlich induzierten Preisbestandteilen entfällt auf die Netzentgelte. Analysen zeigen, dass sich diese Situation in den nächsten Jahren noch weiter verschärfen wird, da die Netzentgelte voraussichtlich weiter steigen. Berechnungen auf Grundlage des Basisszenarios der Langfristszenarien zeigen einen Anstieg der Netzentgelte bis zum Jahr 2030 von bundesdurchschnittlich etwa 30 % für die Netznutzer in der Niederspannungsebene und über 60 % für die Netznutzer in der Höchstspannungsebene (Übertragungsnetz).²⁰

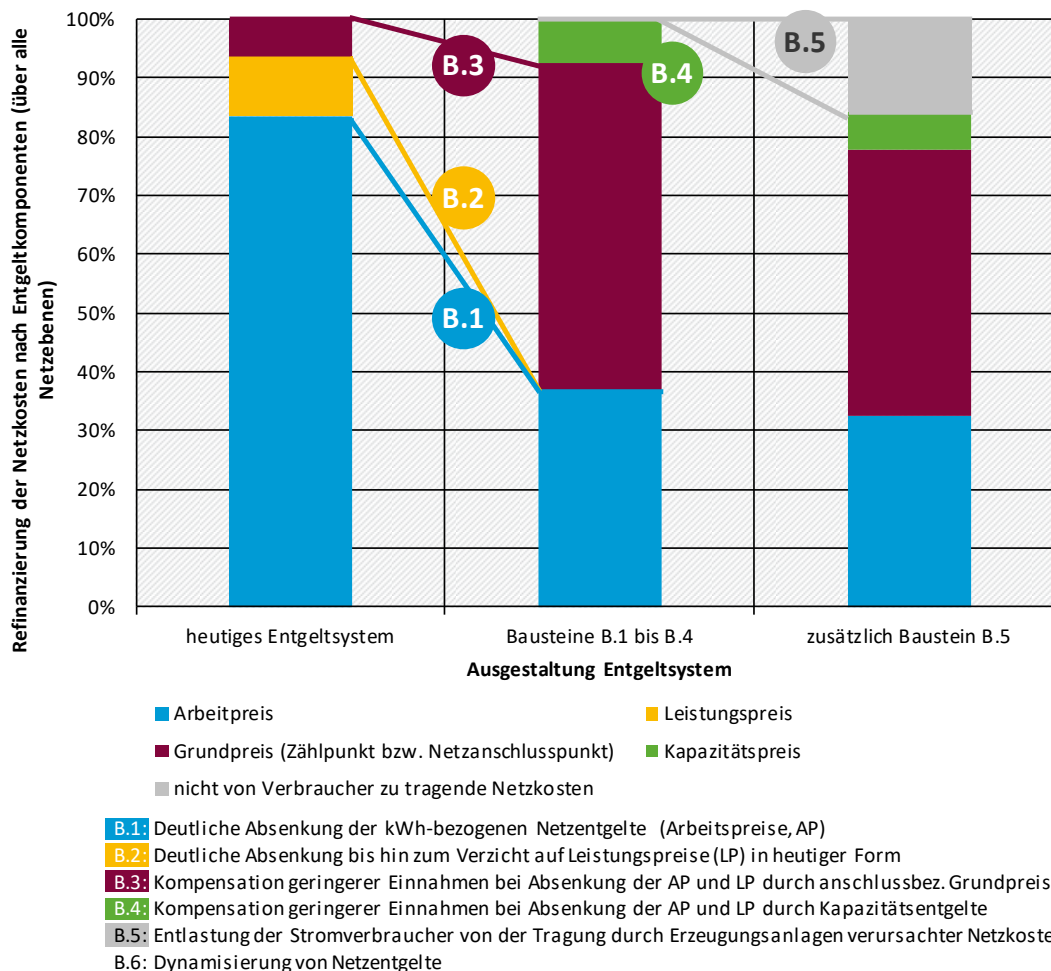
Die hohe kWh-bezogene Belastung von Strom mit Netzentgelten könnte dann zu einer effizienten Entwicklung beitragen, wenn der Entnahme einer zusätzlichen kWh Strom aus dem Netz, die mit dem Netzentgelt belastet wird, auch tatsächlich zusätzliche Netzkosten gegenüberstünden. Dies ist aber nicht der Fall – die heutigen Netzentgelte sind in weiten Teilen nicht kostenreflexiv, vgl. etwa (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Dies führt zu einer starken Verzerrung zulasten von der Grenznutzung von Strom als Energieträger und damit auch der Sektorkopplung, denn der Stromverbrauch für die Sektorkopplung wird viel höher mit Netzentgelten belastet als dieser tatsächlich (zusätzliche) Netzkosten verursacht. Die Preissignale werden damit ineffizient, dem potentiellen Nutzer der Sektorkopplung erscheint diese zu teuer.

Die Umgestaltung des Netzentgeltsystems stellt daher ein weiteres Reformcluster dar. Im Hinblick auf das Ziel effizienter Preissignale sollte dabei zunächst der Versuch im Fokus stehen, Netzentgelte möglichst kostenreflexiv zu gestalten. Aufgrund des Charakters der Netzkosten und -nutzung – hoher Fixkostenanteil, lange Nutzungsdauern der Betriebsmittel, Nutzung der Betriebsmittel durch unterschiedliche Nutzer zu unterschiedlichen Zeitpunkten („Durchmischungseffekte“) – ist Kostenreflexivität nicht vollständig erreichbar. Lassen sich nicht-kostenreflexive Bestandteile nicht vermeiden, ist zusätzliche eine Gewichtung zu adressierender Problemfelder bzw. prioritär zu vermeidender Verzerrungen erforderlich. Es ist offensichtlich, dass eine solche Priorisierung nicht eindeutig ist.

Die einzelnen Bausteine aus diesem Reformcluster fasst die folgende Abbildung zusammen anhand einer Darstellung der Auswirkungen der verschiedenen Bausteine auf die Verteilung der insgesamt zu refinanzierenden Netzkosten auf verschiedene Entgeltkomponenten.

²⁰ Diese im Anhang dieses Berichts zu netzbezogenen Instrumenten beschriebenen Untersuchungen legen die Entwicklung des Mengengerüsts und der Netzkosten entsprechend Basisszenario der Langfristszenarien zugrunde. Arbeits- und Leistungspreise sind davon gleichermaßen betroffen. Ursache für den Anstieg ist einerseits ein Anstieg der zu refinanzierenden Netzkosten infolge des notwendigen Netzausbaus. Andererseits ist im Basisszenario der Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 rückläufig, so dass die Netzentgelte auf einen geringeren Verbrauch umgelegt werden. Für einen Verbraucher mit heute und im Jahr 2030 exakt gleichem Verbrauch (im Profil und der Höhe der nach) entspricht der genannte prozentuale Anstieg genau dem Anstieg in der Höhe der gesamten von dem Verbraucher zu tragenden Netzentgelte.

Abbildung 23: Verteilung der zu refinanzierenden Netzkosten auf verschiedene Entgeltkomponenten über alle Netzebenen im heutigen Entgeltsystem und bei Umsetzung der Bausteine des Reformcluster B



Quelle: Eigene Darstellung. Zahlenwerte basieren auf Beispielrechnungen für das Jahr 2030 basierend auf dem Kosten- und Mengengerüst des Basisszenarios der Langfristszenarios sowie einer beispielhaften Parametrierung des Netzentgeltsystems

4.2.1 Baustein B.1: Deutliche Absenkung der kWh-bezogenen Netzentgelte (Arbeitspreise)

Die Arbeitspreise als Bestandteile der Netzentgelte sind heute deutlich höher als im Hinblick auf Kostenreflexivität begründbar. Dies unterstützen auch ingenieurwissenschaftliche Analysen, die zeigen, dass ein überwiegender Teil der Netzkosten nicht von der Stromentnahme aus dem Netz, sondern von der Netzstruktur (insb. räumliche Lage und Dichte der Netzanschlusspunkte) abhängig ist. Durch eine deutliche Absenkung der Arbeitspreise würde daher die Effizienz der Preisanreize erhöht. Begründbar erscheint eine Absenkung des Arbeitspreises, so dass dieser in den höheren Spannungsebenen (Mittel- bis Höchstspannungen) nur noch 10 bis 20 % der zu refinanzierenden Netzkosten deckt und in der Niederspannungsebenen bis zu 40 %. Aktuell decken die Arbeitspreise durchschnittlich bis zu etwa 65% der Netzkosten in der Niederspannungsebene und bis zu etwa 30% der Netzkosten in der Mittelspannungsebene.

Beispielrechnungen für das Jahr 2030 zeigen, dass dies zu einer Reduktion der Arbeitspreise bei den Netzentgelten um 4 bis 5 ct/kWh in den höheren Spannungsebenen (Mittel- bis Höchstspannung) und 2 bis 3 ct/kWh in der Niederspannungsebene führen könnte.

4.2.2 Baustein B.2: Deutliche Absenkung bis hin zum Verzicht auf Leistungspreise in heutiger Form

Im heutigen Entgeltsystem wird bei allen leistungsgemessenen Netznutzern ein Leistungspreis erhoben, der sich aus dem höchsten Netzbezug des Netznutzers im Laufe eines Jahres ergibt. Diese Entgeltkomponente beeinflusst das Entnahmeverhalten eines Netznutzers in einzelnen Situationen noch sehr viel stärker als der Arbeitspreis. Allerdings ist die Belastung eines Netznutzers mit dem Leistungspreis vielfach nicht kostenreflexiv (s. separater Bericht mit Anhängen im Teil zu netzbezogenen Instrumenten). Insbesondere sind für die Leistungsdimensionierung von Netzbetriebsmitteln nicht die Jahreshöchstbezugsleistungen der einzelnen, die Betriebsmittel nutzenden Netznutzer, sondern die (erwartete) höchste, zeitgleich von allen Netznutzern verursachte Belastung ausschlaggebend. Dies bildet der Leistungspreis in heutiger Form nicht ab. In der Folge kann dies zu einer erheblichen Verzerrung zulasten insbesondere neuer Verbraucher, wie z. B. Sektorkopplungsanwendungen führen.

Eine vollständige Abschaffung, zumindest aber deutliche Absenkung dieser Entgeltkomponente in heutiger Form könnte die Effizienz der Preisanreize erhöhen und Verzerrungen zulasten von Sektorkopplungsanwendungen tendenziell verringern. Um dennoch die von der Kapazitätsdimensionierung der Netze abhängenden Anteile der Netzkosten in einem Entgeltsystem abzubilden, erscheinen andere Entgeltkomponenten geeigneter (s. Baustein B.4 „Kapazitätsentgelte“ und Baustein B.7 „dynamische Netzentgelte“).

4.2.3 Baustein B.3: Kompensation geringerer Einnahmen zur Netzfinanzierung bei Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise durch anschlussbezogene Grundpreise

Die Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise führt zu Mindererlösen bei den Netzbetreibern. Diese sind auszugleichen, damit die Refinanzierung der Kosten der Netzbetreiber sichergestellt werden kann. Eine Möglichkeit hierzu besteht in der Erhebung netzanschlussbezogener Grundpreise. Damit ist eine jährlich erhobene Pauschale gemeint, die für jeden Netzanschlusspunkt – dies ist der physische Anbindungspunkt eines Netzkunden an das Netz der öffentlichen Versorgung – unabhängig vom Ausmaß der Netznutzung erhoben wird. Eine Differenzierung erfolgt nur nach der Anschlussnetzebene (z. B. Nieder- oder Mittelspannung). Pauschale Grundpreise werden heute bereits erhoben, allerdings nur bei nicht leistungsgemessenen Netznutzern in der Niederspannungsebene (sogenannte „Standard-Lastprofil-Kunden“, SLP-Kunden). Zudem bestehen seitens der Netzbetreiber erhebliche Freiheitsgrade bei der Festlegung der Höhe der Grundpreise im Verhältnis zu den Arbeitspreisen, so dass der Anteil der über Grundpreise refinanzierten Netzkosten deutschlandweit stark schwankt.

Aus ökonomischer Sicht ist eine solche Entgeltkomponente vor allem deswegen den heutigen Arbeits- und Leistungspreisen überlegen, weil mit dem Netzanschluss ein – aus heutiger Sicht – in vielen Fällen preisunelastisches Gut belastet wird. Viele Anwendungsfälle von Sektorkopplung dürften zudem einen ohnehin bestehenden Netzanschluss „mitnutzen“. Die Höhe des von einem Netznutzer zu zahlenden Grundpreises ist dann unabhängig von der Entscheidung für oder gegen Sektorkopplung – die Entscheidung für eine Sektorkopplungsanwendung wird nicht bzw. weniger durch zusätzliche Netzentgelte verteuert.

Außerdem bildet ein anschlussbezogener Grundpreis zumindest abstrakt den Zusammenhang ab, dass ein (erheblicher) Teil der Netzkosten nicht von der Netznutzung abhängig, sondern strukturbedingt ist und damit am Netzanschluss „hängt“ und z. B. nicht an der darüber bezogenen Arbeit. Zwar dürfte die resultierende Höhe der Grundpreise nicht zuletzt aufgrund in der Praxis erforderlicher Durchschnittsbildungen in der Regel im konkreten Einzelfall nicht exakt

kostenreflexiv sein. Die daraus resultierenden Verzerrungen sind aber insofern weniger kritisch als sie nur auf eine weniger kostenreflexive Bezugsgröße, den Netzanschluss, wirken (s. oben). Gleichzeitig existiert mit dem Rückgriff auf die objektivierbaren Modellnetzanalysen als Basis für die Herleitung der Grundpreise ein Begründungsapparat, der zumindest helfen dürfte, eine solche Entgeltkomponente zu erklären und als fair erscheinen zu lassen und so Akzeptanz für ein entsprechend angepasstes Entgeltsystem zu erhöhen.

Nimmt man die genannten Modellnetzanalysen als Ausgangspunkt für eine Dimensionierung der Höhe anschlussbezogener Grundpreise, so wäre begründbar etwa 50 bis 60 % der zu refinanzierenden Netzkosten über Grundpreise zu decken. In Beispielrechnungen für das Jahr 2030 ergäben sich so Grundpreise von ca. 600 Euro pro Netzanschluss in der Niederspannungsebene bis hin zu etwa 3,5 Mio. Euro für einen Netzanschluss im Höchstspannungsnetz.

Insbesondere zur Steuerung von Verteilungswirkungen und ggf. zur Erhöhung der Akzeptanz denkbar, wäre ein nach Merkmalen der Anschlusspunkte bzw. der darüber versorgten nutzerseitigen Objekte differenzierter Grundpreis. Vorstellbar (vor allem in der Niederspannungsebene) wäre etwa eine Differenzierung nach Gebäude- oder Grundstückskategorien (z. B. Ein-/Zwei-/Mehrfamilienhaus; Bürogebäude, etc.) oder nach der Länge des auf das Grundstück entfallenden Straßenabschnitts, auf dem das versorgte Objekt liegt („Frontmetermaßstab“, der z. B. bei der Umlage von Straßenreinigungskosten häufig verwendet wird).

4.2.4 Baustein B.4: Kompensation geringerer Einnahmen zur Netzfinanzierung bei Absenkung der Arbeits- und Leistungspreise durch Kapazitätsentgelte

Unter einem Kapazitätsentgelt wird eine Entgeltkomponente verstanden, die sich auf die zwischen Netzbetreiber und Netzanschlussnehmer vereinbarte Netzanschlusskapazität bezieht. Mit einer solchen Entgeltkomponente könnte grundsätzlich und zumindest abstrakt abgebildet werden, dass ein zwar nicht überwiegender, aber auch nicht vernachlässigbarer Teil der Netzkosten von der notwendigen Kapazitätsdimensionierung der Netze (Leitungen und Transformatoren) abhängt.

Ein Kapazitätsentgelt kann daher in gewisser Weise einen Leistungspreis ersetzen. Es überwindet die oben beschriebenen Probleme von Leistungspreisen teilweise. Die wesentliche Wirkung von Kapazitäts- anstelle von Leistungspreisen dürfte darin bestehen, dass nach der ex-ante Festlegung der vertraglichen Kapazität, diese Entgeltkomponente feststeht und insofern der Kapazitätspreis durch Entnahmeentscheidungen nicht mehr beeinflusst. In welchem Ausmaß dies geschieht, hängt von Details der Ausgestaltung ab, z. B. mit welchen Fristigkeiten Netznutzer ihre vertragliche Kapazität als Grundlage für die Ermittlung des zu entrichtenden Kapazitätsentgelts anpassen können und welche Freiheitsgrade die Netznutzer bei der Festlegung der Höhe der vertraglichen Anschlusskapazität besitzen. Je länger sich z. B. Netznutzer auf eine vertragliche Kapazität festlegen müssen, desto stärker der Effekt der ex-ante Festlegung.²¹ Gleichzeitig schränkt eine längere Vertragsbindung Netznutzer aber auch zunehmend stark ein. Insofern besteht hier ein Abwägungserfordernis, auf das es keine eindeutig richtige Antwort gibt und das bei geplanter Einführung eines Kapazitätsentgelts vertiefter Diskussion bedarf. Eine solch vertiefte Diskussion stand aber nicht im Fokus dieser Studie.

Ausgehend von den Überlegungen zur Dimensionierung der Arbeits- und netzanschlussbezogenen Grundpreise, für die je nach Netzebene ein Finanzierungsanteil an den

²¹ Kapazitätserhöhung sind hierbei eher unproblematisch.

insgesamt zu deckenden Netzkosten von insgesamt zwischen 60 und 70 % der Netzkosten begründbar erscheint, könnten die verbleibenden 30 bis 40 % über ein Kapazitätsentgelt gedeckt werden. Dies gilt für die Höchst- und bis zur Mittelspannungsebene. Für die Niederspannungsebene ist ein Kapazitätspreis zwar grundsätzlich denkbar aber nur beschränkt empfehlenswert, unter anderem, da die Zahl an Anschlussnehmern in der Niederspannungsebene um Größenordnungen höher als in den anderen Netzebenen. Daher wäre der mit einem auf die Netzanschlusskapazität bezogenen Entgelt verbundene Verwaltungsaufwand mit signifikanten Zusatzkosten verbunden.

In Beispielrechnungen für das Jahr 2030 ergäben sich so Kapazitätspreise je nach Netzebene zwischen ca. 13 und 30 Euro pro kW Vertragsleistung. Wie sich dies in Verbindung mit den anderen zuvor diskutierten Reformbausteinen auf die Belastung von Netznutzern auf den verschiedenen Netzebenen mit Netzentgelten auswirkt wird exemplarisch für verschiedene Musterverbraucher in Abschnitt 4.2.7 ausgewertet. Dort wird ebenfalls ausgewertet, wie sich dies auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungsanwendungen auswirkt.

4.2.5 Baustein B.5: Entlastung der Stromverbraucher von der Tragung durch Erzeugungsanlagen verursachter Netzkosten

Im heutigen Netzentgeltssystem erfolgt die vollständige Refinanzierung der Netzkosten durch die Stromverbraucher. Bei der Ermittlung der Höhe der Entgeltkomponenten gehen daher auch noch verbrauchsbezogene Größen ein. Diese schränkt das erreichbare Maß an Kostenreflexivität dadurch ein, da jedenfalls ein Teil der Netzkosten Erzeugungsanlagen zugeordnet werden kann.

Zum Beispiel ergibt sich bei ausschließlicher Berücksichtigung verbrauchsbezogener Größen die Höhe eines anschlussbezogenen Grundpreises (s. Baustein B.3) aus der Division des insgesamt durch diese Entgeltkomponente in einer Netzebene zu deckenden Kostenanteils durch die Anzahl aller Anschlusspunkte von Verbrauchern (und nachgelagerter Netze). Genau von dieser Zahl an Anschlusspunkte wird dann auch der entsprechend berechnete Grundpreis erhoben. Strukturbedingte Netzkosten entstehen aber auch für Netzanschlusspunkte, über die keine Verbraucher, sondern Erzeugungsanlagen mit dem Netz verbunden sind. Denkbar wäre daher in diesem Fall, bei Ermittlung der Höhe eines anschlussbezogenen Grundpreises auch Anschlusspunkte von Erzeugungsanlagen einzubeziehen. Ähnliches ist im Zusammenhang mit Kapazitätspreisen (s. Baustein B.4) vorstellbar, da die Kapazitätsdimensionierung der Netze nicht immer von Verbrauchlast, sondern in Gebieten mit hoher installierter Erzeugungsleistung auch durch die abzutransportierende Stromerzeugungsleistung bestimmt wird. In erzeugungsdominierten Gebieten wäre denkbar, dass Verbraucher für die betroffenen Netzebenen kein bzw. ein deutlich verringertes Kapazitätsentgelt zahlen.

Solche Ansätze führen zu einer Entlastung der Stromverbraucher von der Tragung durch Erzeugungsanlagen verursachter Netzkosten. Nicht nur kann dies Verzerrungen zulasten von Strom als Energieträger direkt reduzieren. Insbesondere schafft die Absenkung der insgesamt von Stromverbrauchern zu refinanzierenden Netzkosten Spielräume bei der Umstrukturierung des Netzentgeltssystems. Je nach Ausgestaltung können mit den Bausteinen B.1 bis B.4 vorgeschlagenen Anpassungen teilweise erhebliche Umverteilungseffekte einhergehen. Die Anpassungen führen somit zu „Gewinnern und Verlierern“, was die politische Durchsetzbarkeit derartiger Reformen unter Umständen erschweren kann. Gelingt es gleichzeitig, die Höhe der insgesamt den verschiedenen Netznutzern aufzuerlegenden Kostentragungspflichten zu reduzieren, könnte dies die Durchsetzbarkeit erleichtern. Beispielrechnungen für das Jahr 2030 zeigen, dass etwa 15 % der Netzkosten nicht mehr von Stromverbrauchern zu tragen wären, wenn man Stromverbraucher nicht mit solchen Netzkosten belastet, die bei technischer Betrachtung Erzeugungsanlagen zugeordnet werden können. Von den in dieser

Beispielrechnung insgesamt für das Jahr 2030 angenommenen Netzkosten in Höhe von 28,5 Mrd. Euro macht dies etwa 4,5 Mrd Euro aus. Verbraucher würden auf den verschiedenen Netzebenen und auch regional unterschiedlich stark von dieser Entlastung profitieren. Wie sich dies in Verbindung mit den anderen zuvor diskutierten Reformbausteinen auf die Belastung von Netznutzern auf den verschiedenen Netzebenen mit Netzentgelten auswirkt wird exemplarisch für verschiedene Musterverbraucher in Abschnitt 4.2.7 ausgewertet.

Der Bedarf zur Refinanzierung der Netzinfrastruktur bleibt aber freilich weiter bestehen. Ob die der Erzeugung zuzuordnender Kosten dann über erzeugungsseitige Entgelte oder anderweitig außerhalb der Netzsphäre – zum Beispiel aus dem öffentlichen Haushalt – finanziert werden, wird hier in diesem Vorhaben nicht im Detail betrachtet, da dies für die Bewertung der hier im Fokus stehenden Wirkungen auf Sektorkopplungsanwendungen irrelevant ist. Eine teilweise Finanzierung von „energiewendebedingten“ Netzkosten aus dem öffentlichen Haushalt könnte auch damit begründet werden, dass es sich bei der Energiewende um eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe handelt, deren Kosten nicht allein den Stromverbrauchern angelastet werden sollte – jedenfalls dann nicht, wenn Kosten nicht eindeutig, d. h. kostenreflexiv, einzelnen Verbrauchern oder wenigstens dem Kollektiv der Netznutzer zugeordnet werden können. Eine eindeutige Definition „energiewendebezogene Netzkosten“ ist zwar nicht möglich, aber die zuvor hergeleiteten, dem Ausbau der Netze zur Aufnahme zusätzlicher EE-Strommengen zuzuordnen Kosten dürften sich durchaus als solche darstellen lassen.

4.2.6 Baustein B.6: Dynamisierung von Netzentgelten

Im Zusammenhang mit den Bausteinen B.2 (Absenkung / Abschaffung Leistungspreis) und B.4 (Kapazitätsentgelt) wurde schon darauf hingewiesen, dass die Leistungspreise in der heutigen Form insbesondere deswegen problematisch sind, da sie ausschließlich auf die individuelle Jahreshöchstlast eines Netzkunden abstellen. Für die Kapazitätsdimensionierung der Netze entscheidend ist aber die höchste zeitgleich durch alle Nutzer entstehende (bzw. vom Netzbetreiber erwartete) Belastung der Betriebsmittel. Durch ein am tatsächlichen Beitrag eines Netzkunden zur Höchstlast in einem Netzgebiet orientiertes Entgelt könnte dieser Zusammenhang grundsätzlich abgebildet werden („Höchstlastbeitragspreis“).

Umsetzbar wäre eine solche am Höchstlastbeitrag orientierte Tarifierung durch die Einführung zeitvariabler (dynamischer) Entgelte, die Stromentnahmen zu Zeiten einer hohen Netzlast stärker oder ggf. auch nur zu diesen Zeiten belasten. Der Zeitpunkt der Netzhöchstlast ist naturgemäß erst ex-post bekannt. Es erscheint aber kaum praktikabel, dass Netznutzer sich nicht ex-ante über die Höhe der Kosten einer Stromentnahme im Klaren sind. Ein Ansatz könnte sein, dass Netzbetreiber aus statistischen Daten – ggf. in Abhängigkeit von bestimmten Größen wie der prognostizierten Ökostromeinspeisung, o. ä. – Zeitpunkte hoher Netzlast prognostizieren so z. B. „Hochlastzeitfenster“ ex-ante mit ausreichendem Vorlauf definieren, in dem dann die Stromentnahme höher belastet wird. Eine Kopplung der Entgelthöhe an Strommarktpreise zur Dynamisierung erscheint hingegen weniger zielführend, da Korrelationen zwischen Netzbelastung und Strommarktpreisen nur sehr bedingt und insbesondere auch räumlich sehr unterschiedlich gegeben sind.

4.2.7 Beispielrechnungen zu Auswirkungen einer Anwendung der vorgeschlagenen Reformbausteine B.1 bis B.5

Um einordnen zu können, wie sich die verschiedenen Bausteine insbesondere auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungsoptionen auswirken, aber auch, welche Umverteilungswirkungen entstehen, wurden in dieser Studie umfangreiche quantitative

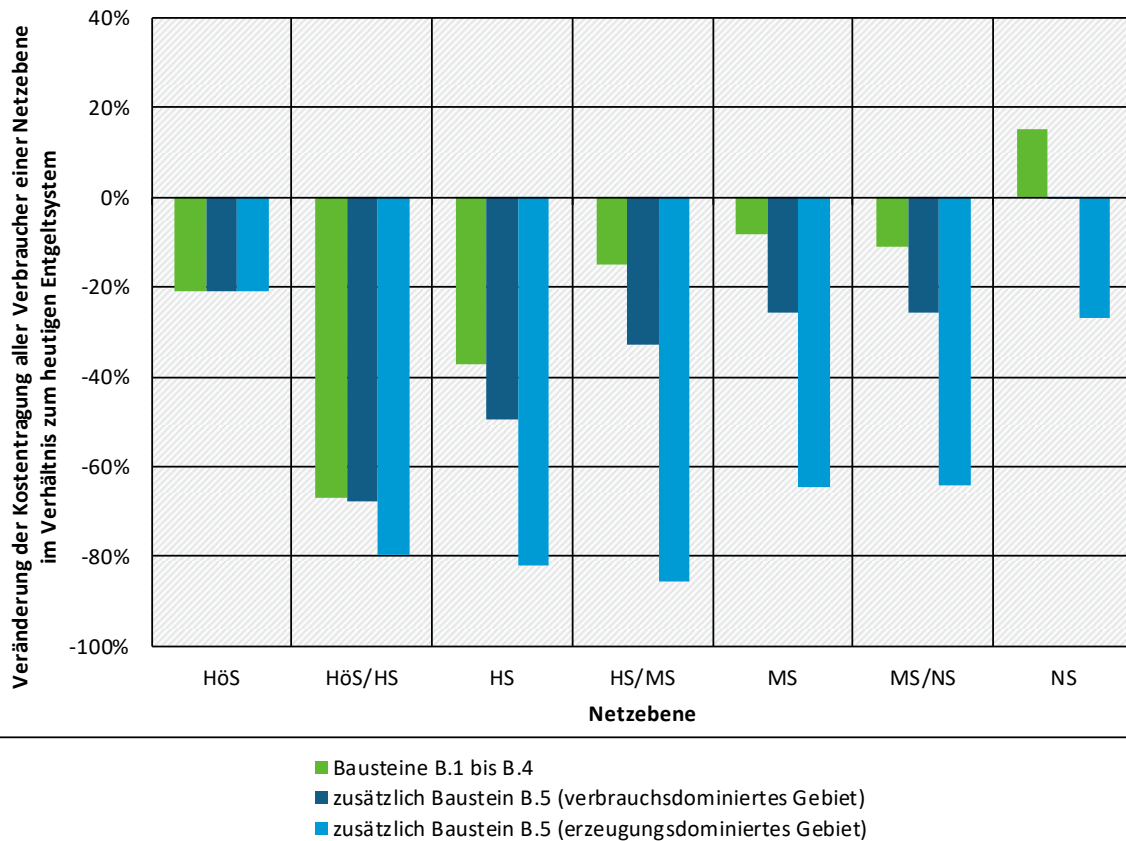
Analysen durchgeführt. Ausführlich sind diese im Anhang dieses Berichts zu netzbezogenen Instrumenten dargestellt. Nachfolgend sind die wichtigsten Analyseergebnisse zusammengefasst.

Für das Verständnis der Ergebnisse wichtige Annahmen bei den Berechnungen sind:

- ▶ Betrachtungsjahr der Berechnungen ist das Jahr 2030
- ▶ Bezüglich der Entwicklung zu refinanzierenden Netzkosten, der Energieverbräuche und sonstiger Mengengerüste wurde auf die Zahlen des Basisszenarios der Studie Langfristszenarien zurückgegriffen
- ▶ Betrachtet wurde zum einen eine Kombination der Bausteine B.1 bis B.4 mit
 - vollständiger Abschaffung von Leistungspreisen
 - Beiträgen zu Refinanzierung der Netzkosten für Arbeits-, Grund- und Kapazitätspreise wie oben im Text als grundsätzlich begründbare Größenordnung angegeben
- ▶ Zum anderen wurde zusätzlich die Hinzunahme von Baustein B.5 (Entlastung der Stromverbraucher von der Tragung durch Erzeugungsanlagen verursachter Netzkosten) untersucht. Dabei erfolgte eine Differenzierung nach erzeugungs- und verbrauchsdominierten Gebieten auf Basis der Annahmen zur regionalen Verteilung von Erzeugung und Verbrauch gemäß Langfristszenarien. Die Kriterien für die Einteilung in ein erzeugungs- bzw. ein verbrauchsdominiertes Gebiet sind an die sogenannte „Verteilernetzkomponente“ angelehnt, vgl. (Bundesnetzagentur 2019). Details der Umsetzung finden sich im separaten Bericht mit Anhängen im Teil zu netzbezogenen Instrumenten.

Anders als bei den quantitativen Analysen zu den Bausteinen aus Reformcluster A (CO₂-orientierte Energiebesteuerung) erlaubt das für die quantitativen Analysen der Netzentgeltwirkungen eingesetzte Modell keine Hochrechnung von Verteilungswirkungen auf bestimmte Kollektive von Verbrauchern, wie insb. die Verbrauchssektoren Industrie / GHD / Haushalte / Verkehr. Auswerten lässt sich aber die Kostentragung des Kollektivs aller Verbraucher einer Netzebene. Dies ist in der folgenden Abbildung für die Bausteine B.1 bis B.4 bzw. zusätzlich B.5 als Verhältnis der Höhe der Kostentragung im jeweiligen Alternativinstrument zur Höhe der Kostentragung im heutigen Entgeltsystem dargestellt.

Abbildung 24: Höhe der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene bei Anwendung der Bausteine B.1 bis B.4 bzw. zusätzlich B.5 (differenziert nach Gebietsklassen „erzeugungsdominiert“ und „verbrauchsdominiert“) im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem

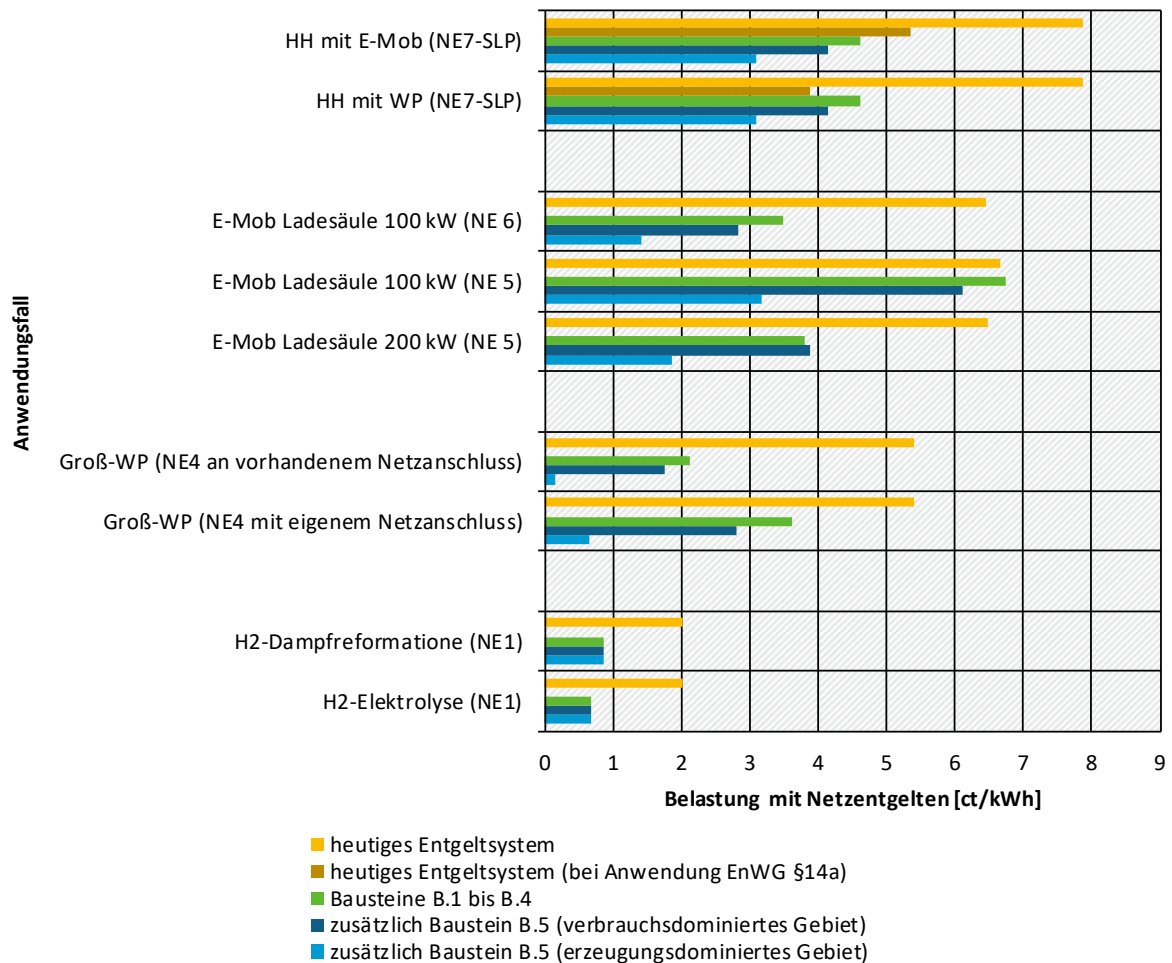


HöS: Höchstspannung, HS: Hochspannung, MS: Mittelspannung, NS: Niederspannung

Quelle: Eigene Berechnungen

Es zeigt sich eine Verschiebung der Kostentragung in Richtung der unteren Netzebenen, insbesondere Netzebene 7 (Niederspannungsebene), die ohnehin den weit überwiegenden Teil der Netzkosten trägt. Von dieser Verschiebung profitieren eher die höheren Netzebenen.

Nachfolgendes Diagramm zeigt nun die Belastung eines Stromnetznutzers mit *zusätzlichen* Netzentgelten bei Nutzung exemplarisch ausgewählter Sektorkopplungstechniken bezogen auf den Jahresstromverbrauch der Sektorkopplungsanwendung. Obwohl die dargestellten Werte somit die Einheit „ct/kWh“ besitzen, sind diese nicht als marginale Belastung einer kWh-Stromverbrauch zu verstehen. Vielmehr stellen die Werte die durchschnittliche Belastung des Sektorkopplungsverbrauchs dar.

Abbildung 25: Durchschnittliche Mehrbelastung durch Sektorkopplung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch

HH mit E-Mob (NE7-SLP): Nicht leistungsgemessener Haushaltskunde in der Niederspannungsebene mit Elektromobilität, sonstige Annahme zum Anwendungsfall Elektromobilität wie in Berechnung für Reformcluster A

HH mit WP (NE7-SLP): wie HH mit E-Mob (NE7-SLP) nur mit Einsatz einer Wärmepumpe statt Elektromobilität

E-Mob Ladesäule: Ladesäulen für Elektrofahrzeuge im öffentlichen Raum mit eigenem Netzanschluss für fünf bzw. zehn 20-kW-Ladesäulen bei 1.900 Benutzungsstunden pro Jahr und Anschluss entweder in Mittelspannungsebene (Netzebene 5, NE5) bzw. in der Umspannebene Mittel-/Niederspannung (Netzebene 6, NE6)

Groß-WP: Großwärmepumpe mit Anschluss in der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung (Netzebene 4, NE4) an vorhandenem oder eigenem Netzanschluss, sonstige Annahme zum Anwendungsfall Großwärmepumpe wie in Berechnung für Reformcluster A

H2-Dampfpreformation/H2-Elektrolyse: Industrielle Wasserstoffproduktion mit Anschluss der Stromverbrauchsanlage an das Höchstspannungsnetz (Netzebene 1, NE1), sonstige Annahme zum Anwendungsfall industrielle Wasserstoffproduktion wie in Berechnung für Reformcluster A

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Beispielrechnungen zeigen, dass durch die hier betrachteten Bausteine eines alternativen Entgeltsystems die Option des Einsatzes einer Sektorkopplungstechnik aus einzelwirtschaftlicher Sicht in den meisten Fällen attraktiver wird, da die Belastung mit Netzentgelten deutlich sinkt. Die positiven Wirkungen aus Sicht der Sektorkopplungsanwendung werden außer für in der Netzebene 1 angeschlossene Kunden, größer, wenn zusätzlich der Baustein B.5 angewendet

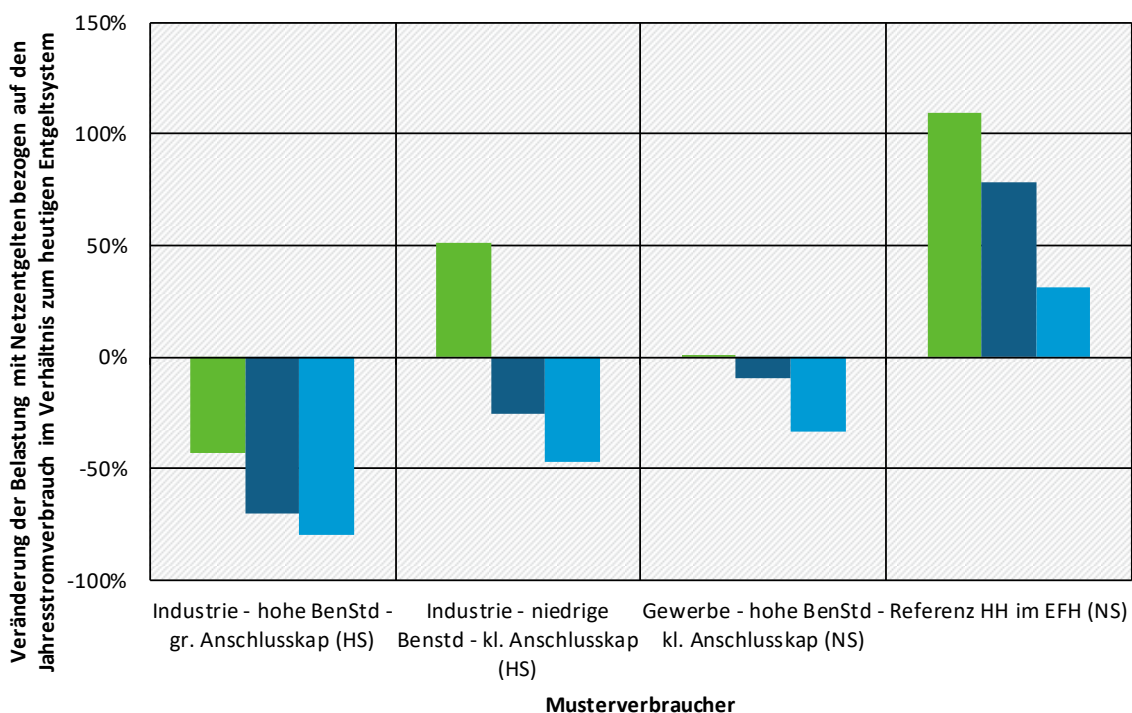
wird, wobei die positive Wirkung in erzeugungsdominierten Gebieten größer als in verbrauchsdominierten Gebieten ist.

Zusätzlich wurde die Belastung für vier unterschiedliche Musternutzer untersucht, wie sie sich zwischen den drei Varianten des Netzentgeltsystems bei unveränderter Netznutzung verändert.

Betrachtet werden vier Musternutzer:

- ▶ Industrieverbraucher mit Anschluss in der Netzebene 3 (Hochspannungsnetz), große Anschlusskapazität (25 MW, durchschnittliche Jahreshöchstleistung: 20 MW), hohe Benutzungsstundenzahl (6.600 h/a, entspricht 132 GWh Jahresverbrauch) sowie zwei Anschlusspunkten (aus Gründen der Redundanz)
- ▶ Industrieverbraucher mit Anschluss in der Netzebene 3 (Hochspannungsnetz), kleiner Anschlusskapazität (9 MW, durchschnittliche Jahreshöchstleistung: 7,2 MW), niedriger Benutzungsstundenzahl (1.600 h/a, entspricht 11,52 GWh Jahresverbrauch) sowie zwei Anschlusspunkten (aus Gründen der Redundanz)
- ▶ Gewerbebetrieb mit Anschluss in der Netzebene 7 (Niederspannung, RLM-Kunde), kleiner Anschlusskapazität (30 kW, durchschnittliche Jahreshöchstleistung: 24 kW), hohe Benutzungsstundenzahl (5.000 h/a, entspricht 120.000 kWh Jahresverbrauch) sowie einem Anschlusspunkt
- ▶ Haushaltskunde (Einfamilienhaus) in der Netzebene 7 (Niederspannung, SLP-Kunde) mit einem Stromverbrauch von 4.000 h/a.

Abbildung 26: Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Musterverbraucher im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem



- Bausteine B.1 bis B.4
- zusätzlich Baustein B.5 (verbrauchsdominiertes Gebiet)
- zusätzlich Baustein B.5 (erzeugungsdominiertes Gebiet)

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Auswertung zeigt, dass Verbraucher mit niedrigen Benutzungsstunden (hierzu zählen auch SLP-Kunden) durch die Anwendung der Bausteine aus dem Reformcluster B eher höhere Netzentgelte zahlen (insbesondere ohne Anwendung von Baustein B.5) bzw. weniger stark von der Entlastung durch eine Berücksichtigung erzeugungsseitig verursachter Netzkosten profitieren. Dies ist auch intuitiv verständlich: Höhere entnahmeunabhängige, pauschale Entgelte belasten – bezogen auf den Verbrauch – Netznutzer mit niedrigem Verbrauch stärker als solche mit hohem Verbrauch. Gleichzeitig profitieren Netznutzer mit höherem Verbrauch von der Absenkung der Arbeitspreise stärker als solche mit niedrigem Verbrauch. Insbesondere die Belastung des hier betrachteten Referenzhaushalts steigt deutlich an. So steigt die Belastung des Haushalts mit Netzentgelten bei Umsetzung der Bausteine B.1 bis B.4 auf mehr als das Doppelte an. In absoluten Beträgen zahlt der Haushalt statt rund 380 Euro im heutigen Entgeltsystem in dann 790 Euro an jährlichen Netzentgelten, wobei davon etwa 600 Euro auf den Grundpreis entfallen. Im heutigen Entgeltsystem liegt dieser nur bei rund 60 Euro. Durch Baustein B.5 kann die Mehrbelastung nur in erzeugungsdominierten Gebieten teilweise aufgefangen werden. Auch hier liegt die Mehrbelastung der Haushalte aber noch bei nahezu 25 %.

4.2.8 Rechtliche Einordnung

Der Gesetzgeber ist bei der Regelung der Netzentgelte rechtlich wesentlich freier als bei der Festlegung einer CO₂-basierten Steuer. Denn die Netzentgelte fallen nicht unter die hoheitlichen Abgaben, die in dem finanzverfassungsrechtlichen Teil des Grundgesetzes, Art. 104a ff. GG, eine detaillierte Regelung erfahren haben. Somit gelten verfassungsrechtlich allenfalls die Anforderungen der Sachgerechtigkeit als besonderer Ausfluss des Gleichheitsgebots, Art. 3 GG.

Zu beachten sind dabei allerdings die Anforderungen der Elektrizitäts-Binnenmarktverordnung (Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019²²). Danach müssen Netzentgelte "kostenorientiert und transparent sein, der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen und die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden. Die Entgelte dürfen keine damit nicht zusammenhängenden Kosten zur Unterstützung damit nicht zusammenhängender politischer Ziele umfassen", wie Art 18 Abs. 1 Unterabsatz 1 EU Elektrizitäts-Binnenmarktverordnung ausdrücklich fordert.

Darüber hinaus fordert der nachfolgende Unterabsatz 2 sogar noch ausdrücklich, dass die Methode zur Bestimmung der Netzentgelte "durch Preissignale für Kunden und Erzeuger zur Gesamteffizienz des Netzes beitragen und insbesondere so angewandt werden [sollen], dass durch sie die an die Verteilerebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen gegenüber den an die Übertragungsebene angeschlossene Erzeugungsanlagen weder bevorzugt noch benachteiligt werden."

Auch unter der Perspektive des Beihilferechts, Art. 107 ff. des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union ("AEUV"), stehen den Modellen rechtliche Bedenken nicht entgegen. Dies gilt auch in Ansehung der Entscheidung der Kommission vom 28.05.2018 zu der Netzentgeltbefreiung für energieintensive Industrien nach § 19 Abs. 2 StromNEV in der Fassung des Gesetzes vom 26. Juli 2011²³. § 19 Abs. 2 StromNEV sah vor, dass bestimmte energieintensive Unternehmen von den Netzentgelten befreit waren, wenn deren jährliche Stromabnahme aus dem Netz mindestens 7000 Benutzungsstunden erreicht und 10 GWh übersteigt. Die dadurch verbundenen Mindererlöse wurde durch ein Umlagesystem in der Weise

²² Abl. L 158/54.

²³ "Beschluss der Kommission vom 28.05.2018 über die staatliche Beihilfe SA34045 (2013/C) (ex 2012/NN) Deutschlands für Bandlastverbraucher nach Paragraph 19 StromNEV".

finanziert, dass jeder Netzbetreiber bezogen auf die Strommenge, die er direkt oder indirekt an die angeschlossenen Letztverbraucher lieferte, die gleiche finanzielle Last trug. Wegen des Einflusses staatlicher Stellen auf das Umlagesystem bewertete die Kommission diese Finanzierung als staatlich und stuft unter anderem deswegen die Netzentgeltbefreiung nach § 19 Abs. 2 StromNEV als Beihilfe ein.

Ein derartiges Umlagesystem ist hier allerdings nicht vorgesehen, ein Ausgleich zwischen Netzbetreibern findet nicht statt. Deswegen sind auch keine staatlichen Stellen eingeschaltet, so dass die genannte Entscheidung der Kommission nicht auf die hier skizzierten Bausteine zu übertragen ist.

Im Zusammenhang mit der vertraglichen Umsetzung kann die Frage aufgeworfen werden, ob eine Änderung billigem Ermessen gemäß § 315 Abs. 3 BGB entspricht. Für die privatrechtliche Angemessenheit sind die Maßstäbe der regulatorisch-hoheitlichen Vorgaben maßgeblich. So schlagen die vertikalen Vorgaben der Netzentgeltverordnung auch auf das horizontale (Vertrags-) Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Netznutzer durch und sind dort anwendbar.

Die vorstehenden Bausteine B.1 bis B.5 halten sich in dem so gezogenen rechtlichen Rahmen, weil die Vorschläge, die Netzentgelte eher verursachungsgerecht auszugestalten sowie netzdienliches Verhalten zu belohnen, sich im Rahmen für zulässig erachteter Netzentgeltregelungen bewegen.

4.3 Kombination von Reformcluster A und B

Wie die Beispielrechnungen zeigen, reduzieren sich die Belastungen für Sektorkopplungstechniken bei einer Umsetzung der Reformbausteine A und B zum Teil erheblich. Die Bausteine in den Reformclustern A und B führen zu einem Abbau bestehender Verzerrungen und erhöhen damit die Effizienz der Anreize. Daher ist auch eine Kombination der Maßnahmen aus den beiden Reformclustern sinnvoll. Setzt man die Vorschläge aus beiden Reformclustern um, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit für Sektorkopplungstechnologien nochmals.

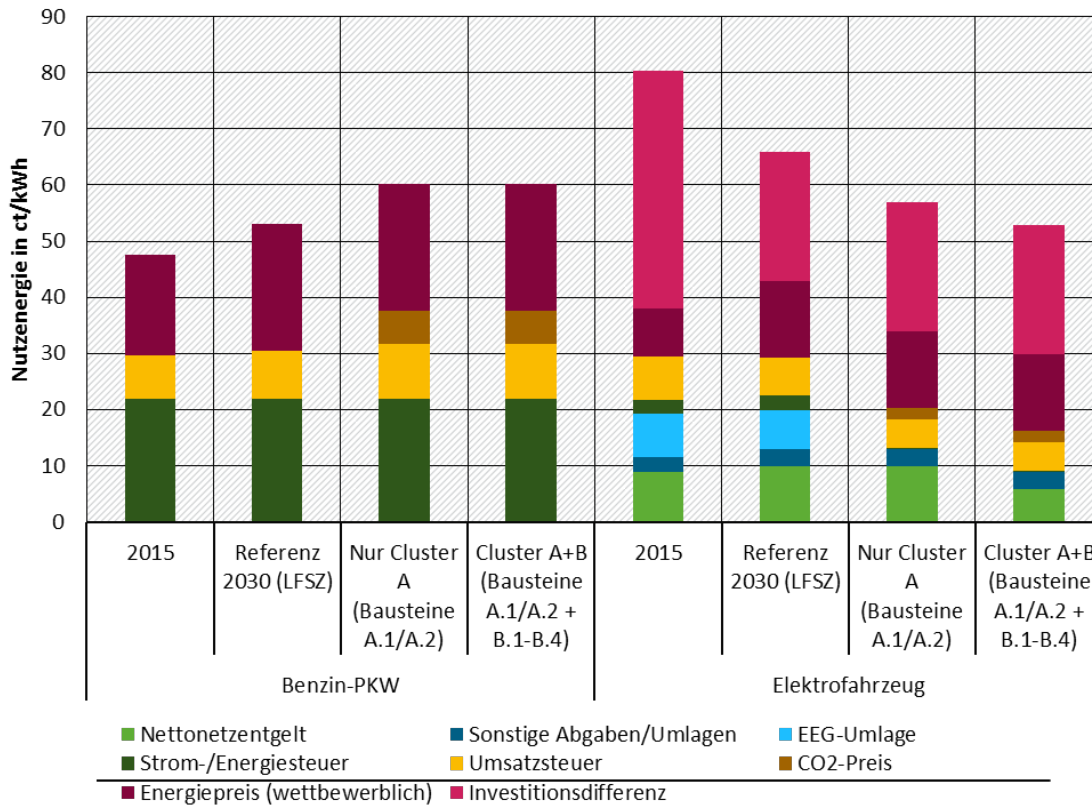
Sektorkopplung im Verkehr

Im Verkehrsbereich sind die Belastungen aus staatlichen Preisbestandteilen auf dem Benzinpreis sowie bei einem Einsatz von Strom in der Elektromobilität heute in beiden Fällen bereits sehr hoch, die sich unter den Annahmen bis 2030 auch nicht deutlich reduzieren. Durch eine Finanzierung der Stromsteuer sowie der EEG-Umlage über eine CO₂-Bepreisung reduzieren sich die staatlichen Preisbestandteile für ein Elektrofahrzeug deutlich, gleichzeitig erhöhen sich die Preisbestandteile für ein Benzin-PKW.

Die Wirtschaftlichkeit eines Elektrofahrzeugs gegenüber einem Benzin-PKW verbessert sich dadurch deutlich. Hier ist bereits ohne eine Anpassung der Netzentgelte eine Vorteilhaftigkeit für Elektrofahrzeuge gegeben, die sich bei niedrigeren Netzentgelten verstärkt. Auf diese Weise werden die unterstellten Mehrkosten durch höhere Investitionen in das Elektrofahrzeug kompensiert. Staatlich induzierte Preisbestandteile machen dann einen deutlich geringeren Anteil an den Kosten für ein Elektrofahrzeug aus. Weiterhin relevant bleiben die erwarteten Unterschiede bei den Investitionen in ein Benzin- bzw. Elektrofahrzeug. Diese könnten durch eine gezielte Technologieförderung reduziert werden, wenn bei der neuen Sektorkopplungstechnik Wissen-Spill-Over-Effekte als Externalität erkannt werden. Eine solche Förderung beinhaltet aber unter anderem das Risiko einer Verzerrung des Wettbewerbs zwischen Sektorkopplungstechniken und kann damit zu einer ineffizienten Entwicklung des

Energiesystems führen. Ein solches Förderinstrument erfordert daher vor Einführung eine vertiefte Prüfung.

Abbildung 27: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Verkehrsbereich



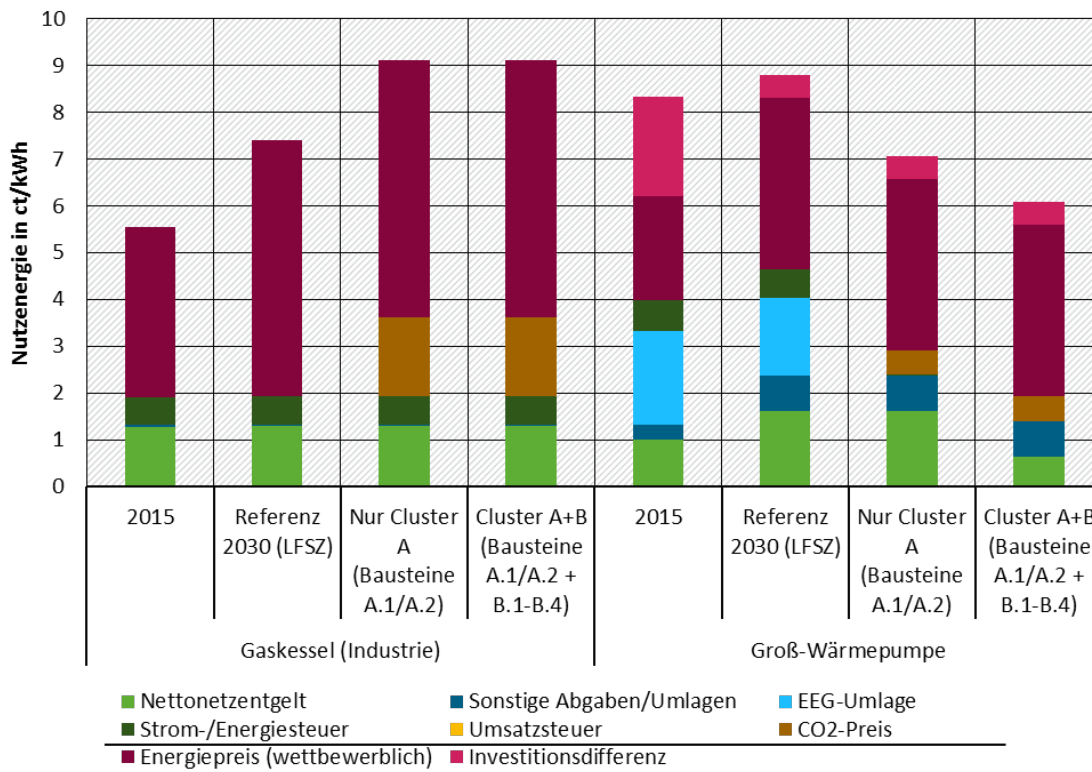
Quelle: eigene Berechnungen

Sektorkopplung Wärme im Industriebereich und bei Haushalten

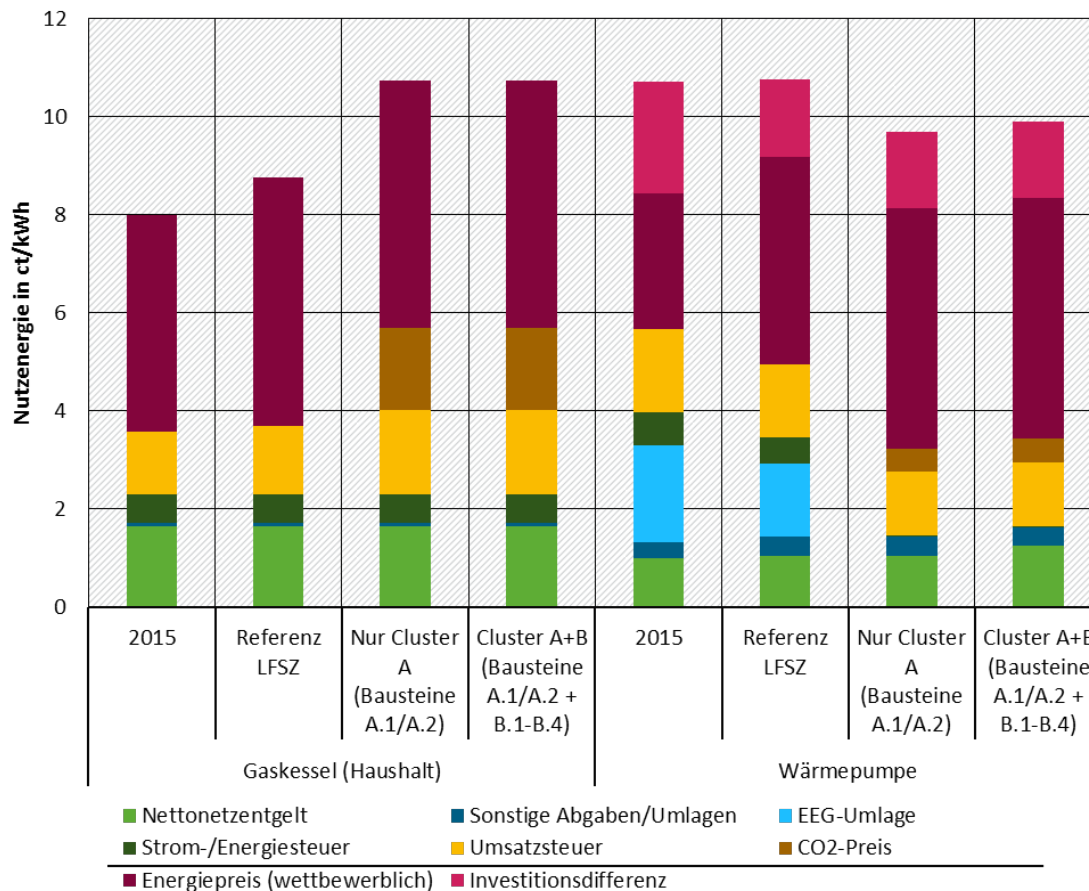
Bei der Wärmeerzeugung im Industriebereich sind die staatlichen Preisbestandteile für einen erdgasbefeuerten Gaskessel deutlich niedriger als für eine strombetriebene Großwärmepumpe. Mit den Reformbausteinen aus dem Cluster A dreht sich dies zu Gunsten der Großwärmepumpe um. Eine zusätzliche Anpassung der Netzentgelte (Reformcluster B) senkt die Preisbestandteile nochmals weiter ab, so dass sich eine deutliche Vorteilhaftigkeit für Großwärmepumpen im Vergleich zu einem Gaskessel in 2030 ergibt.

Im Haushaltsbereich liegen die staatlichen Preisbestandteile im Referenzfall für die Wärmepumpe als Sektorkopplungstechnologien deutlich höher als bei einem fossil betriebenen Gaskessel. Durch Umsetzung der Maßnahmen im Cluster A ändern sich die Verhältnisse, so dass die Sektorkopplungstechnologie dann niedrigere staatliche Preisbestandteile ausweist. Die Vorteilhaftigkeit bei Umsetzung der Maßnahmen aus Cluster B erhöht sich nochmals, wenn man die regulären Netzentgelte in der Niederspannung als Vergleich nimmt. Für WP gilt aktuell bereits eine Sonderregelung (EnWG 14a), die heute bereits ein Netzentgeltniveau ermöglicht, das vergleichbar ist mit dem Niveau bei einer Umsetzung der Maßnahmen in Cluster B. Eine weitere Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ergibt sich daher nicht.

Abbildung 28: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Wärmebereich (Industrie)



Quelle: eigene Berechnungen

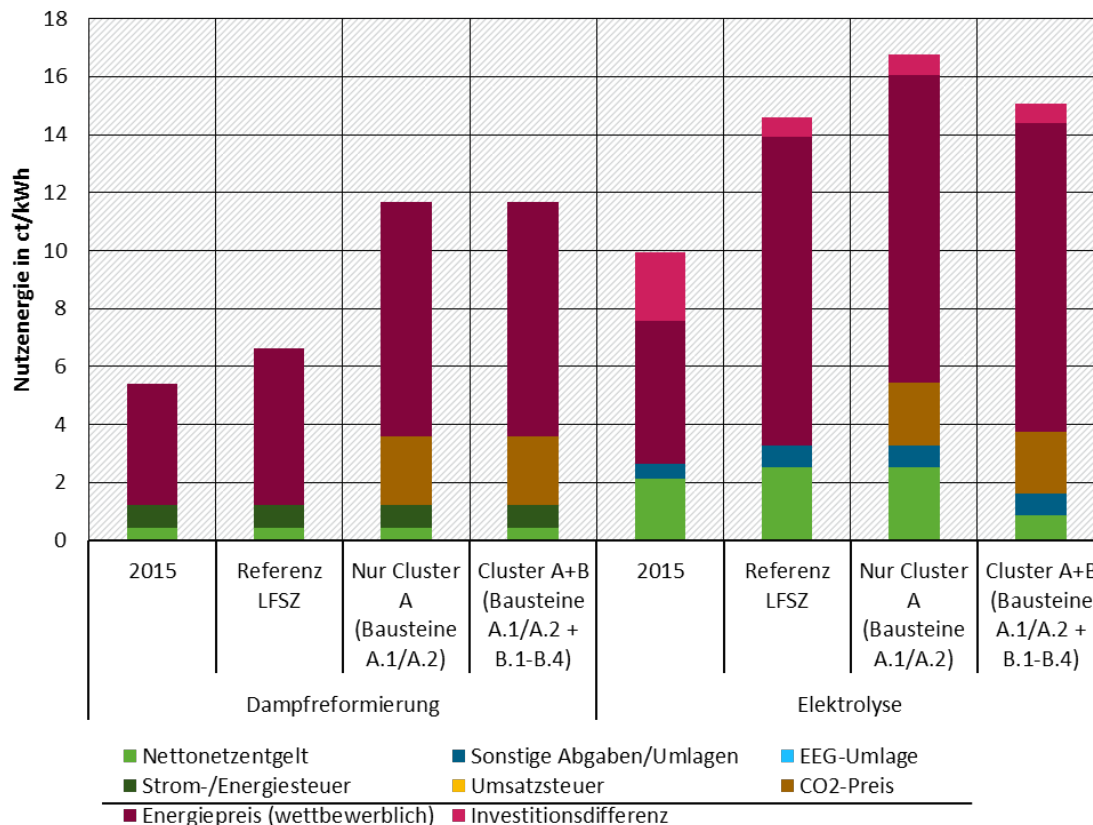
Abbildung 29: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung im Wärmebereich (Haushalte)

Quelle: eigene Berechnungen

Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung

Erdgasbetriebene Dampfpreformierung ist mit deutlich geringeren staatlichen Preisbestandteilen belastet als eine strombetriebene Elektrolyse. Durch die Umsetzung der Maßnahmen im Cluster A gleichen sich die Preisbestandteile der beiden Optionen stärker an, wobei die Belastung der Elektrolyse dann immer noch höher ist als bei der Dampfpreformierung. In den Beispielrechnungen ist dabei der durchschnittliche Strompreis sowie die durchschnittliche CO₂-Intensität des Stroms verwendet worden. Wird der CO₂-Preis auch im EU-ETS-Bereich deutlich erhöht, wirkt sich dies auf die Kosten für den Stromeinsatz des Elektrolyseurs aus. Bei der Verwendung von CO₂-armen Strom können sich dann auch deutlich niedrigere Kosten ergeben.

Bei einer Kombination der Reformmaßnahmen (Cluster A und Cluster B) und einer damit verbundenen Absenkung der Netzentgelte sind die staatlichen Preisbestandteile bei beiden Optionen auf demselben Niveau. Die Wirtschaftlichkeit wird dann von den Preisen für die eingesetzte Energie sowie aus der Differenz der notwendigen Investition in die Anlagen bestimmt. Eine Vorteilhaftigkeit für die Sektorkopplungstechnik ist jedoch auch bei einer Kombination der Maßnahmen Cluster in 2030 noch nicht gegeben.

Abbildung 30: Auswirkungen der Reformbausteine aus Cluster A und B für die Sektorkopplung zur Wasserstoffherstellung

Quelle: eigene Berechnungen

4.4 Reformcluster C: Flankierende ordnungsrechtliche Instrumente

Die bisher vorgestellten und diskutierten Reformcluster A und B enthalten Instrumente, die allesamt an Preissignalen ansetzen. Sie verfolgen das Ziel, Verzerrungen in bestehenden Preissignalen abzubauen bzw. auf Basis unterschiedlicher Formen einer CO₂-Bepreisung durch eine Internalisierung von Klimaschadenswirkungen Anreize für eine effiziente Entwicklung von Sektorkopplungstechniken als Dekarbonisierungsoption zu setzen. Die Abschätzungen zu der Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken im Vergleich zu Referenztechniken zeigen, dass sich mit den Maßnahmen aus den Clustern A und B die Vorteilhaftigkeit mittelfristig realisieren lässt. Dies ist aber nicht für alle Anwendungen gegeben und wird häufig auch erst bei hohen CO₂-Preisen und Anpassung der staatlich induzierten Preisbestandteile erreicht. Diese sind politisch ggf. erst im Zeitverlauf durchzusetzen, so dass flankierende zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein könnten, um Verzerrungen zulasten von Sektorkopplungstechniken auch kurzfristig möglichst zu kompensieren. Ein Reformcluster C umfasst daher ordnungsrechtliche Instrumente, die sehr stark in der Umweltgesetzgebung verbreitet sind und sich auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken auswirken und deren Einsatz wettbewerbsfähiger machen können. Insbesondere Flottengrenzwerte im Verkehr oder Effizienzvorgaben im Gebäudesektor stellen dabei etablierte Instrumente dar. Ordnungsrechtliche Instrumente können daher auch ein Baustein sein, um die Wettbewerbsfähigkeit von Sektorkopplungstechniken – direkt oder indirekt – zu verbessern, beinhalten aber gleichzeitig auch Risiken bei der Ausgestaltung.

Ordnungsrechtliche Instrumente kommen nicht nur in Betracht, wenn ausreichend hohe CO₂-Preise kurzfristig politisch nicht umsetzbar erscheinen. In Abschnitt 2.4 wurde bereits herausgearbeitet, dass zumindest bei einem Teil der Akteure im Energiesystem selbst „theoretisch perfekte“ Preissignale nicht zu einem kosteneffizienten und mit den Klimazielen konformen Energiesystem führen würden. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Insbesondere verhalten sich Individuen in der Regel nicht entsprechend des Modells eines idealtypischen „homo oeconomicus“, verwenden zum Teil zu hohe individuelle Diskontrate; aber auch Transaktionskosten oder andere institutionelle Aspekte (z. B. Mieter-Vermieter-Verhältnis) spielen eine Rolle. Selbst bei hohen CO₂-Preisen (z. B. in Höhe der Schadenskosten) würde dann ökonomische effiziente Sektorkopplungstechniken von den Akteuren teilweise nicht eingesetzt. Hier können ordnungsrechtliche Instrumente zu einem gesamtgesellschaftlichen effizienten Ergebnis beitragen.

Unter dem Begriff der „ordnungsrechtlichen Instrumente“ werden viele in ihrer Ausgestaltung und Wirkung sehr unterschiedliche Instrumente subsummiert. Allen gemein ist, dass im Ergebnis Emittenten durch regulatorische / administrative Vorgaben (Gebote oder Verbote) direkt oder indirekt (z. B. durch Vorgaben für Hersteller, wie die Automobilhersteller bei den Flottengrenzwerten) dazu verpflichtet werden, Emissionen zu vermeiden bzw. emissionsarme Techniken zu nutzen. Bei der Ausgestaltung von ordnungsrechtlichen Instrumenten besteht ein erheblicher Gestaltungsspielraum, aber zugleich auch ein Gestaltungserfordernis. Dadurch können ordnungsrechtliche Instrumente mehr oder weniger stark spezifisch im Hinblick auf die regulierten Sektoren, Akteure, Anwendungen und / oder Techniken sein.

Ordnungsrechtliche Instrumente erscheinen – auch im Sinne des hier verfolgten Baustein-Gedankens – als flankierende bzw. ergänzende Instrumente zu den zuvor diskutierten preisbasierten Instrumenten empfehlenswert. Dies setzt aber eine vernünftige Ausgestaltung voraus. Aus wissenschaftlicher Sicht gibt es kein nachweislich bestes ordnungsrechtliches Instrument oder keinen besten Policy-Mix aus verschiedenen ordnungsrechtlichen Instrumenten und ggf. auch preisbasierten Instrumente.

Die Entwicklung von konkreter Ausgestaltungsvorschläge für ordnungsrechtliche Instrumente stand nicht im Fokus dieses Vorhabens. Nachfolgend soll aber anhand eines Beispiels zumindest angedeutet werden, welche Rolle konkrete ordnungsrechtliche Instrumente spielen können und welche Wechselwirkungen mit preisbasierten Instrumenten entstehen und berücksichtigt werden sollten. Neben der Entwicklung neuer ordnungsrechtlicher Instrumente, ist insbesondere eine systematische Überprüfung der Vielzahl an heute bereits vorhandenen ordnungsrechtlichen Instrumente empfehlenswert, um deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungstechniken zu bewerten.

Box 4: Flottengrenzwerte im Verkehrsbereich

Im Bereich des privaten Individualverkehrs können Effekte beobachtet werden, die die Implementierung von Instrumenten begründen können, die rein preisbasierte Instrumente ergänzen. Zu diesen Effekten zählen etwa der oben bereits ausführlicher diskutierte „Endowment-Effekt“ oder auch zeitinkonsistentes Verhalten, z. B. zeitinkonsistentes Diskontieren. Hinzu kommt die Tatsache, dass CO₂-Vermeidungskosten im Verkehrsbereich derzeit deutlich höher liegen als in anderen Anwendungssektoren, vgl. etwa (Boston Consulting Group und Prognos AG 2018). Auch positive Externalitäten, z. B. in Form von Lernkurveneffekten, spielen bei der Entwicklung emissionsarmer Lösungen für den privaten Individualverkehr eine Rolle.

Als ordnungsrechtliches Instrument im Verkehr kommen heute bereits sogenannte Flottengrenzwerte zum Einsatz, durch die Automobilhersteller verpflichtet werden, im

Durchschnitt über alle neu zugelassenen Fahrzeuge ihrer Fabrikate in einem Jahr einen bestimmten CO₂-Emissionsgrenzwert nicht zu überschreiten²⁴. Der zugelassene Grenzwert wird schrittweise verschärft. Er wird nach einem festgelegten, standardisierten Verfahren ermittelt.

Für in der EU neu zugelassene Pkw ist für das Jahr 2015 ein durchschnittlicher CO₂-Emissionszielwert von 130 g CO₂/km festgelegt²⁵. Dieser Zielwert wurde bereits für das Jahr 2013 im Mittel über alle Hersteller übererfüllt (127 g CO₂/km). Ab dem Jahr 2020 gilt ein Zielwert von 95 g CO₂/km, der nach einem Phase-In (95% in 2020) vollständig ab 2021 zu erreichen ist. Verordnung (EU) 2019/631 sieht bei Pkw für 2030 eine weitere Reduktion um 37,5 % im Vergleich zu 2021 vor. Diese Zielwerte sind von Neuwagen im Mittel aller verkauften Fahrzeuge zu erfüllen. Schon die Anforderungen für 2020 bzw. 2021 werden einen signifikanten Anteil von Elektrofahrzeugen an den Neufahrzeugen erforderlich machen. Noch weitergehende Emissionsminderungen auf Basis von Flottengrenzwerten können nach aktuellen Studien (Hill et al. 2016, Krause et al. 2017) durch Elektrofahrzeuge bzw. Plug-in-Hybrid Fahrzeuge kostengünstiger erreicht werden als mit Benzin- oder Dieselmotoren. Sehr niedrige Grenzwerte sind mit Verbrennungsmotoren kaum zu erreichen. Bei den derzeitigen Regelungen zu den Flottengrenzwerten finden sogenannte „super credits“ Anwendung. Sie sehen vor, dass Fahrzeuge mit Emissionen unter 50 g CO₂/km mit einem Faktor zwischen 1 und 2 im Zeitraum 2020 bis 2023 bei der Flottengrenzwertbestimmung gewichtet werden. Voll batterieelektrische Fahrzeuge fließen hier mit dem Faktor 0 g CO₂/km ein und sind damit unabhängig vom tatsächlich verwendeten Strommix. Die Grenzwerte sind von den Fahrzeugherstellern zu erfüllen, wobei hier auch ein Pooling von mehreren Herstellern möglich ist. Eine Berücksichtigung von synthetischen Kraftstoffen, die auf erneuerbarem Strom basieren, ist bei der Erfüllung der Flottengrenzwerte in diesem Instrument bislang nicht vorgesehen.

Ein ordnungsrechtliches Instrument wie der Flottengrenzwert kann grundsätzlich die Zielerreichung verbessern und gleichzeitig die ökonomische Effizienz erhöhen, indem nicht-ökonomische Hemmnisse aus Pfadabhängigkeiten und Wissensdefiziten abgebaut werden. Auch Unsicherheiten in Bezug auf die langfristige Entwicklung von CO₂-Preisen und Technologiekosten können durch ordnungsrechtliche Vorgaben adressiert werden. Durch Flottengrenzwerte wird ein klarer Transformationsanreiz gesetzt. Die Entwicklung von CO₂-armen Antriebstechniken wird dadurch angereizt und andernfalls bestehende Risiken bei einer rein marktgetriebenen Entwicklung (ggf. auch auf Basis eines zusätzlichen CO₂-Preises) werden reduziert. Auf diese Weise können heute noch marktfernere Techniken entwickelt werden, die jedoch mittelfristig für die Einhaltung des Emissionsminderungspfads notwendig sind. Gleichzeitig macht der Flottengrenzwert herkömmliche Benzin- und Diesel-Fahrzeuge weniger attraktiv, da der Anreiz für Hersteller gemindert wird diese Fahrzeuge durch günstige Verkaufspreise „in den Markt“ zu bringen. Damit verringern Flottengrenzwerte die Wirtschaftlichkeitslücke aus Sicht der Nutzer doppelt: Sektorkopplungstechniken profitieren und konventionelle Verbrenner werden teurer.

Kritisch bei dem Instrument Flottengrenzwert ist die Ermittlung des Grenzwertes und dessen Einhaltung. So hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass verschiedene Hersteller verstärkte Anstrengungen unternommen haben, die CO₂-Anforderung nach der Genehmigung auf dem Prüfstand einzuhalten ohne die tatsächlichen CO₂-Emissionen im Betrieb nachweisen zu können. Grundsätzlich führen auch Sonderregelungen dazu, dass sich Verzerrungen ergeben. Die Festlegungen der oben erwähnten super credits, die beispielsweise für die Anrechnung von reinen Elektrofahrzeugen auf die Flottengrenzwerte genutzt werden, sind zielpfadkonform nur schwer zu parametrisieren. Hierzu ist zusätzlich auch eine Einschätzung des zukünftig auftretenden Strommixes, der durch Elektrofahrzeuge genutzt wird, notwendig. Bei den Flottengrenzwerten

²⁴ Grundlage sind die CO₂-Emissionen pro Kilometer entsprechend der Werte aus der Typgenehmigung.

²⁵ Die Verordnung (EG) 443/2009 wurde mit der Verordnung (EU) 333/2014 im März 2014 novelliert.

besteht jedoch die Möglichkeit, bei einer Nichteinhaltung des Minderungspfades die Grenzwerte regulatorisch anzupassen, um die Zielerreichung sicherzustellen. Dazu ist es notwendig ein fortlaufendes Monitoring und eine Evaluation der Wirkung des Instruments durchzuführen, um bei Bedarf Anpassungen vornehmen zu können.

Problematisch ist zudem, dass Vermeidungsoptionen, die durch den Flottengrenzwert nicht erfasst werden, durch dieses Instrument relativ betrachtet schlechter gestellt werden. Wie auch bei anderen sektoralen Klimapolitiken können durch den Flottengrenzwert daher CO₂-Minderungen angereizt werden, die in anderen Sektoren bzw. auch innerhalb des Verkehrssektors ggf. günstiger realisiert werden können. Bei enger Betrachtung nur des motorisierten Individualverkehrs betrifft dies z. B. die Nutzung von synthetischen Kraftstoffen, die real zu Emissionsminderungen führen kann, die aber in Flottengrenzwerten nicht abgebildet sind.²⁶ Hierfür wären dann zusätzliche Instrumente erforderlich, um entsprechende Verzerrungen zu verhindern.²⁷

Die Tatsache, dass sich die Flottengrenzwerte nur auf Neuzulassungen beziehen, führt außerdem zu einer Verzerrung zwischen Neufahrzeugen und dem Bestand. Da die sich im Zeitverlauf verschärfenden Anforderungen nur auf Neufahrzeuge beziehe, könnte dies Anreize zu einer – ineffizienten und im Hinblick auf die Dekarbonisierung hinderlichen – weiter ausgedehnten Nutzung des Bestands führen. Bei weiterer Betrachtung würde sich z. B. ein Umsteigen vom Auto auf das Fahrrad auf die Erfüllung des Flottengrenzwertes nicht auswirken, aber Einfluss auf die CO₂-Emissionen im Verkehrsbereich haben. Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass der Flottengrenzwert nur spezifische CO₂-Emissionen (pro gefahrenem km) berücksichtigt. Die tatsächliche Nutzung (gefahrte km) geht nicht ein. Dies reduziert grundsätzlich die Treffsicherheit des Instruments.

Allerdings sollte es sich bei einem Instrument wie dem Flottengrenzwert auch nicht um ein alleinstehendes Instrument handeln. Wichtig ist dessen Einbettung in den klimapolitischen Instrumentenmix. Flottengrenzwerte können ein ergänzender Baustein zu den oben diskutierten preisbasierten Instrumenten sein – und umgekehrt. Beide Instrumente reduzieren die Wirtschaftlichkeitslücken der Sektorkopplungstechnik Elektromobilität und fördern so die Dekarbonisierung. Mit ordnungsrechtlichen Instrumenten lassen sich außerdem Hemmnisse adressieren, die sich nicht effizient über Preissignale beheben lassen (z. B. sehr hohe individuelle Diskontraten, Informationsdefizite, etc.).

²⁶ Es gilt aber zu berücksichtigen, dass nach heutigem Wissensstand eine Dekarbonisierung des motorisierten Individualverkehrs unter Kostengesichtspunkten durch Elektromobilität (deutlich) günstiger sein dürfte als auf Basis synthetischer Kraftstoffe.

²⁷ Entsprechende Instrumente sind z. B. mit der Renewable Energy Directive und der Fuel Quality Directive in der Realität vorhanden, die eine Dekarbonisierung der bislang fossilen Kraftstoffe etwa durch den Einsatz synthetischer Kohlenwasserstoffe vorschreiben. Nachteilig daran ist, dass hierdurch regulatorisch Freiheitsgrade der Hersteller bei der Suche nach den effizientesten Dekarbonisierungsstrategien eingeschränkt werden. Gleichzeitig erhöht sich die Zahl der erforderlichen Instrumente und damit der regulatorischen Eingriffe, was zu einem insgesamt komplexeren Regulierungssystem führt.

5 Fazit zur Ausgestaltung der Rahmenbedingungen

Strombasierte Sektorkopplungstechniken sind im Wettbewerb mit fossil-basierten Konkurrenztechniken benachteiligt. Durch eine unzureichende Internalisierung von Klimaschäden kommt der ökologische – und angesichts der Schadenskosten auch ökonomische – Nutzen, der durch eine auf erneuerbaren Strom basierende Bereitstellung von Nutzenergie mittels Sektorkopplungstechniken erreicht werden kann, nicht monetär zum Ausdruck. Ökonomisch rational handelnde Akteure treffen volkswirtschaftlich ineffiziente Entscheidungen, da sie bei Nutzung fossiler Kraft- oder Brennstoffe nicht die vollen volkswirtschaftlichen Kosten ihrer Nutzungsentscheidung tragen müssen.

Auch staatlich induzierte Preisbestandteile, wie Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern verzerren den Wettbewerb zwischen Energieträgern. Die unterschiedliche Belastung verschiedener Energieträger – genauer: Bereitstellungsformen von Nutzenergie – mit solchen Preisbestandteilen benachteiligt insbesondere Strom durch eine im Vergleich sehr hohe Belastung.

Eine Reform der heutigen Rahmenbedingungen und die Einführung einer CO₂-Bepreisung für verschiedene Energieträger, die sich möglichst weitgehend an deren Kohlenstoffgehalt orientiert, kann bei adäquater Höhe des CO₂-Preises das Problem von Verzerrungen aufgrund einer unzureichenden Internalisierung beheben. Gleichzeitig kann darüber ein Finanzaufkommen generiert werden, um den Finanzierungsbedarf für die EEG-Umlage sowie die Stromsteuer zu kompensieren. Verzerrung, die aus diesen Preisbestandteilen heute resultieren, würden abgebaut.

Eine konkrete Umsetzung ist im Rahmen der vorgestellten Reformcluster A und B innerhalb des Vorhabens quantitative analysiert worden. Bei einem CO₂-Preis von 80 Euro/t würde unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung insbesondere von Energieverbräuchen und Emissionen ein ausreichendes Finanzaufkommen erzielt, um damit EEG-Umlage und Stromsteuer zu finanzieren. Im Ergebnis führt die Umsetzung zu einer geringeren Verzerrung der Anreize für beispielhafte Sektorkopplungstechniken. Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Umsetzung der Reformcluster deutlich verbessert, so dass bei Wärmepumpen im Haushaltssektor, bei der Elektromobilität sowie bei einer Wärmebereitstellung in der Industrie mit Großwärmepumpen eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit gegenüber fossilen Referenztechnologien gegeben sein kann,

Verzerrungsfreiere Rahmenbedingungen werden durch die Umsetzung der Reformcluster A und B mittelfristig adressiert, wobei für einige Sektorkopplungstechnologien (u.a. die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse) die Wirtschaftlichkeit zum Teil noch nicht gegeben. Liegt der Grund hierfür darin, dass ausreichend hohe CO₂-Preise aufgrund z. B. aufgrund der damit einhergehenden Verteilungswirkungen politisch kurzfristig nicht umsetzbar sind, dann könnten zusätzliche und bestehende ordnungsrechtliche Instrumente die Wirtschaftlichkeit verbessern und noch bestehende Verzerrungen kompensieren.

Sektorkopplungstechniken können von solchen ordnungsrechtlichen Instrumenten profitieren, da sie bei Verwendung von erneuerbaren Strom bzw. einem stark / vollständig dekarbonisierten Strommix eine emissionsarme/-freie Form der Nutzenergiebereitstellung darstellen. Heute vorhandene Verzerrungen zu Lasten der Sektorkopplung und zu Gunsten der fossil-basierten Konkurrenztechniken könnten dann ihre Wirkungen verlieren, da die ordnungsrechtlichen Instrumente den Einsatz der fossil-basierten Konkurrenztechniken verbieten oder einschränken oder aber auch Sektorkopplung begünstigen.

Ordnungsrechtliche Instrumente kommen nicht nur in Betracht, wenn ausreichend hohe CO₂-Preise kurzfristig politisch nicht umsetzbar erscheinen. Zumindest bei einem Teil der Akteure im Energiesystem selbst „theoretisch perfekte“ Preissignale nicht zu einem kosteneffizienten und mit den Klimazielen konformen Energiesystem führen würden. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Insbesondere verhalten sich Individuen in der Regel nicht entsprechend des Modells eines idealtypischen „homo oeconomicus“, verwenden zum Teil zu hohe individuelle Diskontraten; aber auch Transaktionskosten oder andere institutionelle Aspekte (z. B. Mieter-Vermieter-Verhältnis) spielen eine Rolle. Selbst bei hohen CO₂-Preisen (z. B. in Höhe der Schadenskosten) würden dann ökonomische effiziente Sektorkopplungstechniken von den Akteuren teilweise nicht eingesetzt. Hier können ordnungsrechtliche Instrumente zu einem gesamtgesellschaftlichen effizienten Ergebnis beitragen.

Bei der Ausgestaltung von ordnungsrechtlichen Instrumenten besteht ein immenser politischer Gestaltungsspielraum, aber zugleich auch ein Gestaltungserfordernis. Dadurch können ordnungsrechtliche Instrumente mehr oder weniger stark spezifisch im Hinblick auf die regulierten Sektoren, Akteure, Anwendungen und / oder Techniken sein. Daher ist bei solchen Instrumenten immer auch regulatorisches Wissen erforderlich, um Emissionsminderung dort anreizen bzw. vorgeben zu können, wo sie langfristig am kostengünstigsten sind. Das ist bei ihrer Einführung bzw. Fortführung zu berücksichtigen.

6 Quellenverzeichnis

- Bach, S., Harnisch, M. und Isaak, N. (2018), Verteilungswirkungen der Energiepolitik –Personelle Einkommensverteilung (Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie).
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilungswirkungen-der-energiepolitiken.html>.
- Bach, S., Harnisch, M., Isaak, N. und Buslei, H. (2019), Ökosteuer-Einnahmen sorgen noch heute für niedrigere Rentenbeiträge und höhere Renten. DIW Wochenbericht 2019, Nr. 13: 214–231.
- Bach, S., Isaak, N., et al. (2019), Für eine sozialverträgliche CO₂-Bepreisung. Politikberatung kompakt 138.
- Beck, H. (2014), Behavioral Economics: Eine Einführung. Springer Gabler.
- Boston Consulting Group und Prognos AG (2018), Klimapfade für Deutschland (Studie im Auftrag des BDI).
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2016), Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung.
https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- Bundesnetzagentur (2019), Festlegung der Verteilernetzausbaugebiete und der Verteilernetzkomponenten.
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/GemeinsAusschr/FestlegungVNAusbaugebiet.html?nn=742942.
- Bundesregierung (2019), Entwurf eines Gesetzes zur Einführung eines Bundes-Klimaschutzgesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften.
https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/gesetzesentwurf_bundesklimaschutzgesetz_bf.pdf. Zugriffen: 23. Oktober 2019.
- Bundesverfassungsgericht (2017), Beschluss des Zweiten Senats vom 13. April 2017.
http://www.bverfg.de/e/ls20170413_2bvl000613.html.
- Christoph Schmidt, Feld, L., et al. (2019), Aufbruch zu einer neuen Klimapolitik, (Sondergutachten des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung). https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/sg2019/sg_2019.pdf.
- Consentec (2016), Zielmodell zum Abbau der Hemmnisse im Bereich der Umlagen, Entgelte, Abgaben, Steuern. Vortrag im Rahmen der Plattform „Strommarkt“ des BMWi. Berlin.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-zielmodell.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Zugriffen: 19. März 2019.
- Consentec und Fraunhofer ISI (2018), Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende. Studie im Auftrag des

- Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html>.
- Consentec, Fraunhofer ISI und ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2017a), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Consentec, Fraunhofer ISI und ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2017b), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 10.a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95% bis 2050 Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-10-a-bericht-reduktion-der-treibhausgasemissionen-deutschlands-langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Deutsche Emissionshandelsstelle (2019), Treibhausgasemissionen 2018 - Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2018). https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2018.pdf;jsessionid=EC21E8E31C5C3985194EF520BA4BF5CD.1_cid321?__blob=publicationFile&v=3.
- Edenhofer, O., Flachsland, C., et al. (2019), Optionen für eine CO₂-Preisreform. Berlin.
https://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/B2.3_Publications/Working%20Paper/2019_MCC_Options_f%C3%BCr_eine_CO2-Preisreform_final.pdf.
- Fraunhofer ISI und DVGW (2015), Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungspotentiale (Kurzstudie).
- Gechert, S., Rietzler, K., Schreiber, S. und Stein, U. (2019), Wirtschaftliche Instrumente für eine klima- und sozialverträgliche CO₂-Bepreisung (Studie im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit).
https://www.boeckler.de/pdf/p_imk_bmu_gutachten_co2.pdf.
- Kahnemann, D., Knetsch, J.L. und Thaler, R. (1991), Anomalies: The Endowment Effect, Loss Aversion, and Status Quo Bias. *The Journal of Economic Perspectives* 5, Nr. 1: 193–206.
- Laibson, D. (1997), Golden Eggs and Hyperbolic Discounting. *Quarterly Journal of Economics* 112, Nr. 2: 443–477.
- Löschel, A., Erdmann, G., Staiß, F. und Ziesing, H.-J. (2019), Stellungnahme zum zweiten Fortschrittsbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017 (Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“).
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ewk-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Matthes, F. (2019), Ein Emissionshandelssystem für die nicht vom EU ETS erfassten Bereiche: Praktische Umsetzungsthemen und zeitliche Erfordernisse (erstellt im Auftrag von

- Agora Energiewende). https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/2019-08-ETS-fuer-Waerme-und-Verkehr/159_ETTS-fuer-Waerme-und-Verkehr_DE_WEB.pdf.
- Neon Neue Energieökonomik und Consentec (2018), Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Berlin. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zusammenspiel-von-markt-und-netz-im-stromsystem.pdf?__blob=publicationFile&v=10.
- Öko-Institut e.V., Fraunhofer ISI, et al. (2019), Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf>.
- Umweltbundesamt (2019a), Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze (Stand 02/2019). Dessau. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf.
- Umweltbundesamt (2019b), RESCUE – Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. Dessau. www.uba.de/rescue.
- UN-Klimakonferenz COP 21 (2015), ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT. <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>.
- Zerzawy, F. und Fiedler, S. (2019), Lenkungs- und Verteilungswirkungen einer klimaschutzorientierten Reform der Energiesteuern. http://www.foes.de/pdf/2019-07-FOES_CO2Preis_Hintergrundpapier_BMU.pdf.