

CLIMATE CHANGE

25/2020

Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung

Anhänge zum Abschlussbericht

Umweltforschungsplan des
Bundesministeriums für Umwelt,
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 3714411071
FB000239/1,ANH

Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuer- barer Energien durch Sektorkopplung

Anhänge zum Abschlussbericht

von

Dr. Christoph Maurer, Dr. Bernd Tersteegen
Consentec GmbH, Aachen

Dr. Anke Bekk, Dr. Marian Klobasa
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Dr. Dominik Greinacher, Dr. Reinald Günther, Sebastian Berg
BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, Berlin

Consentec GmbH, Grüner Weg 1, 52070 Aachen

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße
48, 76139 Karlsruhe

BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, Kurfürstenstraße 72-74,
10787 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.

1.1.1.1.1 Berichtskennblatt

Berichtsnummer	UBA-FB 00
Titel des Berichts	Effiziente Ausgestaltung der Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung. Anhang zum Abschlussbericht
Autor(en) (Name, Vorname)	Berg, Sebastian; Bekk, Dr. Anke; Greinacher, Dr. Dominik, Günther, Dr. Reinald; Klobasa, Dr. Marian; Maurer, Dr. Christoph; Tersteegen, Dr. Bernd
Durchführende Institution (Name, Anschrift)	Consentec GmbH, Grüner Weg 1, 52070 Aachen; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe; BEITEN BURKHARDT Rechtsanwälts-gesellschaft mbH, Kurfürstenstraße 72-74, 10787 Berlin
Fördernde Institution	Umweltbundesamt Postfach 14 06 06813 Dessau-Roßlau
Abschlussjahr	2019
Forschungskennzahl (FKZ)	3714411071
Seitenzahl des Berichts	
Zusätzliche Angaben	
Schlagwörter	

1.1.1.1.3 Report Cover Sheet

Report No.	UBA-FB 00
Report Title	Efficient integration of renewable energies by using sector coupling. Annex to final report
Author(s) (Family Name, First Name)	Berg, Sebastian; Bekk, Dr. Anke; Greinacher, Dr. Dominik, Günther, Dr. Reinald; Klobasa, Dr. Marian; Maurer, Dr. Christoph; Tersteegen, Dr. Bernd
Performing Organisation (Name, Address)	Consentec GmbH, Grüner Weg 1, 52070 Aachen; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48, 76139 Karlsruhe; BEITEN BURKHARDT Rechtsanwälts-gesellschaft mbH, Kurfürstenstraße 72-74, 10787 Berlin
Funding Agency	Umweltbundesamt Postfach 14 06 06813 Dessau-Roßlau
Report Date (Year)	2019
Project No. (FKZ)	3714411071
No. of Pages	
Supplementary Notes	
Keywords	

Kurzbeschreibung

Dieses Dokument enthält Anhänge zum Hauptbericht des UBA-Vorhabens „Effiziente Ausgestaltung der Integration Erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ (FKZ 3714411071). Die Anhänge dokumentieren Teilergebnisse und Zwischenstände des Erkenntnisprozesses aus den verschiedenen Arbeitspaketen innerhalb des Projekts. Sie besitzen zum Teil „Werkstattcharakter“. Die erzielten Ergebnisse waren eine wichtige Grundlage für die weiteren Arbeitspaketen, in denen aber auch weiterer Erkenntnisgewinn erzielt wurde. Erkenntnisse, die sich in den Anhängen niederschlagen, wurden durch neue Erkenntnisse in folgenden Arbeitspaketen nicht widerlegt, aber vor allem weiterentwickelt.

Die einzelnen Anhänge sind als separate Kapitel in diesem Dokument zusammengefügt. Enthalten sind:

- ▶ Ergebnisbericht zu Arbeitspaket 1: „Heutige regulatorische Rahmenbedingungen“
- ▶ Konzeptstudie (Arbeitspaket 2): „Zielmodellen eines Ordnungsrahmens für Sektorkopplung“
- ▶ Teilbericht zu Arbeitspaket 4: „Untersuchungen zu netzbezogenen Instrumenten“
- ▶ Untersuchungsergebnis aus Arbeitspaket 3: „Überschlagsrechnungen zur Entwicklung des Finanzierungsaufkommens aus einer CO₂-Bepreisung“

Abstract

This document contains annexes to the final report of the UBA project „Effiziente Ausgestaltung der Integration Erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ (Efficient Integration of renewable energies with sector coupling technologies) (FKZ 3714411071). The annexes reflect intermediate and preliminary results from the different workings packages of the project. Documented results were an important basis for further work in the project. Findings documented here were further developed in the course of the project. Additional findings in later stages of the project add to and further elaborate on findings documented in this annex but do not contradict.

Separate annexes are in separate chapters in this document. Following annexes are included

- ▶ results of working package 1: today's regulatory framework
- ▶ concept study (working package 2): target models for regulatory framework for sector coupling
- ▶ sub-report on working package 4: analysis of grid-related instruments
- ▶ result from working package 3: back-of-the-envelope calculations on financial contributions from a CO₂-price

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	11
Abkürzungsverzeichnis	14
1 Darstellung der heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen (Ergebnisbericht zu Arbeitspaket 1).....	17
1.1 Einleitung	17
1.2 Definitionen	19
1.3 Strukturierung und Auswahl der Sektorkopplungsoptionen	20
1.3.1 Strukturierung der Sektorkopplungsoptionen.....	20
1.3.2 Auswahl der im Forschungsvorhaben betrachteten Sektorkopplungsoptionen.....	21
1.3.2.1 Wärmeanwendungen	22
1.3.2.2 Verkehrsanwendungen	23
1.3.2.3 Sonstige industrielle Anwendungen	24
1.4 Rahmenbedingungen der Stromerzeugung	25
1.5 Grundsätze der Belastung der Stromverwendung mit und Entlastung von nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen	26
1.5.1 Belastung mit nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen	26
1.5.1.1 Umlagen	27
1.5.1.2 Netzentgelte	29
1.5.1.3 Konzessionsabgaben	29
1.5.1.4 Stromsteuer	30
1.5.1.5 Umsatzsteuer	30
1.5.1.6 Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz	30
1.5.2 Entlastung von nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen	32
1.5.2.1 Umlagen	33
1.5.2.2 Netzentgelte	36
1.5.2.3 Konzessionsabgaben	37
1.5.2.4 Stromsteuer	37
1.5.3 Sonstige (Förder-)Regelungen	39
1.5.3.1 Regelenergie	39
1.5.3.2 Abschaltbare Lasten	39

1.6	Förderung von PtG ohne Förderung der Sektorkopplung	40
1.6.1	§ 61l Abs. 1 bis 1c EEG 2017 – Vermeidung eines doppelten Anfalls der EEG-Umlage.....	40
1.6.2	§ 19 Abs. 4 EEG 2014 – Finanzielle Förderung zwischengespeicherten Stroms	41
1.6.3	§ 118 Abs. 6 EnWG – Netzentgeltbefreiung	41
1.6.4	§ 19 Abs. 4 StromNEV – Individuelles Netzentgelt für Stromspeicher	42
1.6.5	§ 27b KWKG 2017 – Begrenzung der KWKG-Umlage für Stromspeicher	42
1.7	Rahmenbedingungen der Stromverwendung nach Anwendungsart	42
1.7.1	Allgemeine Belastungen	42
1.7.2	Anwendungsfeld 1: Wärmeanwendungen	43
1.7.2.1	Nicht wettbewerblich bestimmte Preisbestandteile der Energieträger von heute genutzten Wärmeanwendungen	45
1.7.2.2	Power-to-Heat	46
1.7.2.3	Power-to-Gas	50
1.7.2.4	Konkurrenztechniken	53
1.7.3	Anwendungsfeld 2: Verkehrsanwendungen	56
1.7.3.1	Nicht wettbewerbliche bestimmte Preisbestandteile von Kraftstoffen	58
1.7.3.2	Power-to-Liquid	60
1.7.3.3	Power-to-Gas	61
1.7.3.4	Power-to-Move	62
1.7.3.5	Konkurrenztechnologie: Herkömmliche Verbrennungsmotoren	62
1.7.4	Anwendungsfeld 3: Sonstige industrielle Anwendungen	65
1.7.4.1	Direktelektrisch	65
1.7.4.2	Power-to-Gas	65
1.8	Wechselwirkungen und Verzerrungstatbeständen	66
1.8.1	Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände im Wärmebereich.....	66
1.8.1.1	Unterschiedliche Belastungen mit nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen	66
1.8.1.2	Verzerrungen durch EU- Emissionshandel	68
1.8.1.3	Vergleich der Energieträger hinsichtlich der CO ₂ -Intensität	68
1.8.1.4	Sonstige Regelungen in Bezug auf Sektorkopplungen im Wärmebereich	69
1.8.2	Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände bei Verkehrsanwendungen	70
1.8.2.1	Verzerrung bei nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen der Energieträger und durch den EU-Emissionshandel	70
1.8.2.2	Wechselwirkungen mit Befreiungstatbeständen	70

1.8.2.3	Vergleich der Energieträger hinsichtlich CO ₂ -Intensität	72
1.8.2.4	Sonstige Verzerrungstatbestände	72
1.8.3	Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände bei sonstigen Anwendungen in der Industrie.....	73
1.8.3.1	Stoffliche Nutzung von Wasserstoff	73
1.8.3.2	Direktelektrische Nutzung von regenerativen Strom als Substitut für andere Energieträger in industriellen Prozessen	73
1.8.4	Anwendungsübergreifender Vergleich der Belastungen unterschiedlicher Sektorkopplungsoptionen.....	73
2	Arbeitspaket 2: Konzeptstudie	76
2.1	Prämissen, Einflussparameter, Definition von abstrahierten Welten (Definitionsphase).....	80
2.1.1	Grundlegende Annahmen und Prämissen im Rahmen der Konzeptstudie.....	80
2.1.1.1	Märkte als effizienter Allokationsmechanismus	80
2.1.1.2	Verzerrungsfreiheit und Zusammenhang zwischen Verzerrungsfreiheit und ökonomischer Effizienz	80
2.1.1.3	Annahmen zur Bereitstellung und Nutzung der Netzinfrastruktur	82
2.1.1.3.1	Öffentliche Bereitstellung	82
2.1.1.3.2	Rolle von Netzentgelten und Prämissen	82
2.1.1.3.3	Bedarfsgerechter Netzausbau	82
2.1.1.3.4	Engpassmanagement	83
2.1.1.4	Wert von Energieeffizienz	86
2.1.2	Identifikation von Einflussparametern und Ableitung von möglichen Rahmenbedingungen und Anforderungen	87
2.1.2.1	Berücksichtigte analytische Rahmenbedingungen	87
2.1.2.2	Berücksichtigte Anforderungen	89
2.1.2.2.1	Grundlegende Anforderungen an die Zielmodelle	89
2.1.2.2.2	Weitere Anforderungen	90
2.1.3	Definition der abstrahierten Welten für die Zielmodelle entwickelt werden.....	92
2.1.3.1	Abstrahierte Welt 1 - ohne zusätzliche Anforderungen	92
2.1.3.2	Abstrahierte Welt 2 - Umlage von Finanzierungsbedarfen innerhalb des Energiesystems	93
2.1.3.3	Abstrahierte Welt 3 - Preiselastische Nachfrage als analytische Rahmenbedingung für den Ordnungsrahmen	94
2.1.3.4	Abstrahierte Welt 4 - Begünstigung von Verbrauchergruppen als Anforderung an den Ordnungsrahmen	95

2.1.3.5	Abstrahierte Welt 5 – (Unvollständige) Internalisierung von Klimaschadenskosten als analytische Rahmenbedingung für den Ordnungsrahmen	96
2.1.3.6	Abstrahierte Welt 6 - Technologieförderung als analytische Rahmenbedingung für den Ordnungsrahmen	97
2.2	Herleitung von Zielmodellen eines Ordnungsrahmens für Sektorkopplung.....	98
2.2.1	Betrachtung der abstrahierten Welt 1 ohne zusätzliche Anforderungen.....	98
2.2.1.1	Zielmodell bei Vernachlässigung von Infrastrukturkosten	99
2.2.1.2	Zielmodell unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten	100
2.2.1.3	Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt ohne zusätzliche Anforderungen	106
2.2.2	Welt 2: Welt mit Finanzierungsanforderungen.....	107
2.2.2.1	Grundsätzliche Ausgestaltungsoptionen und Bewertungsgrundlagen	110
2.2.2.2	Umlage auf Nutzenergie	110
2.2.2.3	Umlage auf Endenergie	115
2.2.2.4	Umlage auf nicht energiebezogene Systemgrößen (z. B. Leistung)	124
2.2.2.5	Nutzungsunabhängige Pauschale	125
2.2.2.6	Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt mit Finanzierungsanforderungen	125
2.2.3	Welt 3: Welt mit preiselastischer Nutzenergienachfrage.....	127
2.2.3.1	Illustrative Analyse am Beispiel Raumwärme: Abstrahierte Welt 2 als Ausgangspunkt	128
2.2.3.2	Wirkung einer preiselastischen Nutzenergienachfrage	130
2.2.3.3	Nutzungsunabhängige Pauschale	133
2.2.3.4	Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt mit preiselastischer Nachfrage	134
2.2.4	Welt 4: Begünstigung von Verbrauchergruppen	135
2.2.4.1	Verzerrende Wirkung von Begünstigungen	136
2.2.4.2	Ausgestaltung von Begünstigungen	136
2.2.4.3	Refinanzierung von Begünstigungen	138
2.2.4.4	Fazit zu Begünstigungen von Verbrauchergruppen	139
2.2.5	Welt 5: Welt mit (unvollständiger) Internalisierung von Klimaschadenskosten	140
2.2.5.1	Instrumente zur Internalisierung	140
2.2.5.2	Auswirkungen von Finanzierungsanforderungen	143
2.2.5.3	Auswirkungen international unterschiedlicher Ambitionsniveaus (Carbon Leakage)	144

2.2.5.4	Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt mit unvollständiger Internalisierung	145
2.2.6	Welt 6: Welt mit Technologieförderung zur Erzielung dynamischer Effizienz.....	145
2.2.6.1	Notwendigkeit zur Förderung von Innovationen	146
2.2.6.2	Instrumente zur Förderung von Innovationen	147
2.2.6.3	Ausgestaltung von Instrumenten zur Förderung bestimmter Technologien	148
2.2.6.4	Fazit zu den Auswirkungen technologischer Förderungen	151
2.3	Glossar zu in der Konzeptstudie verwendeten Begriffen.....	152
3	Untersuchungen zu netzbezogenen Instrumente (Bestandteil von Arbeitspaket 4)	158
3.1	Beschreibung und Funktionsweise der untersuchten netzbezogenen Instrumente	158
3.2	Abschätzung der quantitativen Wirkungen.....	165
3.2.1	Entwicklung der Höhe der Netzentgeltkomponenten	166
3.2.2	Verteilungswirkungen	174
3.2.3	Wirtschaftlichkeit ausgewählter Sektorkopplungsoptionen.....	178
3.3	Bewertung der Instrumente.....	182
3.3.1	Statische Anreize.....	182
3.3.2	Transformationsanreize	184
3.3.3	Risiko für Verzerrung durch mangelndes regulatorisches Wissen	185
3.3.4	Technischer und institutioneller Aufwand bei der Umsetzung des Instruments	185
3.3.5	Vergleichendes Fazit.....	186
4	Überschlagsrechnungen zur Entwicklung des Finanzierungsaufkommens aus einer CO ₂ -Bepreisung.....	187
5	Quellenverzeichnis.....	189

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Übersicht über Sektorkopplungsoptionen mit Umwandlungsstufen und Anwendungssektoren.....	21
Abbildung 2:	Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland nach Sektoren und Anwendungsbereichen 2017	22
Abbildung 3:	Power-to-X-Optionen nach Anwendungssektoren und Umwandlungsart.....	24
Abbildung 4:	Bestandteile durchschnittlicher Strompreise für unterschiedliche Abnahmegruppen (typische Anwendungsfälle).....	27
Abbildung 5:	Maximale Strompreisvergünstigungen für Industriekunden [in ct/kWh].....	39
Abbildung 6:	Überblick über Energieflüsse von Sektorkopplungs- und Konkurrenztechniken bei Wärmeanwendungen mit rechtlichen Rahmenbedingungen.....	45
Abbildung 7:	Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte bei Wärmeanwendungen (Nutzenergie) für unterschiedliche Bereitstellungstechniken nach typischen Abnahmefällen unter Berücksichtigung typischer Wirkungsgrade	46
Abbildung 8:	Überblick über Energieflüsse von Sektorkopplungs- und Konkurrenztechniken bei Verkehrsanwendungen mit rechtlichen Rahmenbedingungen.....	58
Abbildung 9:	Staatlich veranlasste Preisbestandteile Kraftstoffe (bezogen auf Nutzenergie).....	59
Abbildung 10:	Staatlich veranlasste Preisbestandteile Energieträger Wärmeanwendungen (bezogen auf Nutzenergie)	67
Abbildung 11:	Gegenüberstellung der CO ₂ -Äquivalenten von Wärmeanwendungen (bezogen auf Nutzenergie)	69
Abbildung 12:	Staatlich bestimmte Preisbestandteile Kraftstoffe (bezogen auf Nutzenergie).....	71
Abbildung 13:	Gegenüberstellung von CO ₂ -Äquivalenten von Kraftstoffen (bezogen auf Nutzenergie)	72
Abbildung 14:	Anwendungsübergreifende Gegenüberstellung von CO ₂ -Äquivalenten von Sektorkopplungsoptionen inkl. Gutschrift für verdrängte Brenn- bzw. Kraftstoffe (bezogen auf Nutzenergie) ..	74
Abbildung 15:	Anwendungsübergreifende Gegenüberstellung von staatlich veranlassten Preisbestandteilen bei Sektorkopplungsoptionen (bezogen auf Nutzenergie)	75
Abbildung 16:	Phasen und Bearbeitungsschritte der Konzeptstudie	77
Abbildung 17:	Rolle von Zielmodellen in der Konzeptstudie	78

Abbildung 18:	Modell des Zusammenwirkens der Ausgestaltung eines Netzentgeltsystems und Engpassmanagements sowie ökonomisch effizienter Netzausbauentscheidungen.....	86
Abbildung 19:	Auswahl an Einflussparametern	88
Abbildung 20:	Rahmenbedingungen und diesbezügliche Freiheitsgrade in den abstrahierten Welten	89
Abbildung 21:	Betrachtete Anforderungen an Zielmodelle.....	91
Abbildung 22:	Abstrahierte Welt 1 - ohne zusätzliche Anforderungen.....	93
Abbildung 23:	Abstrahierte Welt 2 - Umlage von Finanzierungsbedarfen innerhalb des Energiesystems	94
Abbildung 24:	Abstrahierte Welt 3 - Preiselastische Nutzenergienachfrage	95
Abbildung 25:	Abstrahierte Welt 4 - Begünstigung von Verbrauchergruppen	95
Abbildung 26:	Abstrahierte Welt 5 – (Unvollständige) Internalisierung ohne Carbon Leakage.....	96
Abbildung 27:	Abstrahierte Welt 6 - Technologieförderung erforderlich.....	98
Abbildung 28:	Abstrahierte Welt 1 - ohne zusätzliche Anforderungen.....	99
Abbildung 29:	Abstrahierte Welt 2 mit zusätzlichen Finanzierungsanforderungen	108
Abbildung 30:	Qualitativer Zusammenhang zwischen zu refinanzierenden Netzkosten und Finanzierungsbeiträgen aus einem Netzentgeltsystem	109
Abbildung 31:	Mögliche Differenzierung einer Umlage auf Endenergie	115
Abbildung 32:	Abstrahierte Welt 3 zur Analyse der Auswirkungen einer preiselastischen Nachfrage	128
Abbildung 33:	Konsumententscheidung eines Haushalts bei elastischer Endenergie- und unelastischer Nutzenergienachfrage.....	129
Abbildung 34:	Konsumententscheidung eines Haushalts bei elastischer Nutzenergienachfrage.....	131
Abbildung 35:	Veränderte Konsumententscheidung in der anwendungsübergreifenden Betrachtung bei einer Umlage auf Nutzenergie.....	132
Abbildung 36:	Abstrahierte Welt 4 zur Analyse der Auswirkungen einer Begünstigung von Verbrauchergruppen	136
Abbildung 37:	Abstrahierte Welt 5 zur Analyse einer unvollständigen Internalisierung und Zielmodellen mit Bepreisung von THG-Emissionen	140
Abbildung 38:	Abstrahierte Welt 6 zur Analyse der Auswirkungen von Technologieförderung	146
Abbildung 39:	Höhe der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene in Instrument Netz2 im Verhältnis zu Instrument Netz1	171

Abbildung 40:	Höhe der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene in den Instrumenten Netz1 und Instrument Netz2 (differenziert nach Gebietsklassen „erzeugungsdominiert“ und „verbrauchsdominiert“) im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem (Bezugsjahr jeweils 2030)	174
Abbildung 41:	Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Musterverbraucher im Vergleich der untersuchten Entgeltsysteme (Bezugsjahr jeweils 2030).....	176
Abbildung 42:	Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Musterverbraucher in den Instrumenten Netz1 und Instrument Netz2 (differenziert nach Gebietsklassen „erzeugungsdominiert“ und „verbrauchsdominiert“) im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem (Bezugsjahr jeweils 2030)	176
Abbildung 43:	Durchschnittliche Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Anwendungsbeispiele für Sektorkopplung bei bestimmten Musternutzern in den untersuchten Entgeltsystem (Bezugsjahr jeweils 2030); dargestellt sind die zusätzlichen, durch die Sektorkopplungsanwendung entstehenden Entgeltbelastungen	180
Abbildung 44:	Entwicklung des Finanzaufkommens einer CO ₂ -Bepreisung in Abhängigkeit vom CO ₂ -Preis und relativer Reduktion der CO ₂ -Emissionen).....	188

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AO	Abgabenordnung
AP	Arbeitspaket
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AusglMechAV	Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BauGB	Baugesetzbuch
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
cm³	Kubikzentimeter
CNG	Compressed natural gas
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
EEG 2014	Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 (Geltungszeitraum 01.08.2014 bis 31.12.2016)
EEG 2017	Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (Geltungszeitraum ab 01.01.2017 [BGBl. I 2016, S. 2258])
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EmoG	Elektromobilitätsgesetz
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EndE	Endenergieeinheit
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPM	Engpassmanagement
EStG	Einkommenssteuergesetz
ETS	Emissionshandelssystem
EU-ETS	europäischer Emissionshandel
GasE	Gaseinheit (Endenergie)
GE	Geldeinheit
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
HkNDV	Herkunftsnachweis-Durchführungsverordnung
HkNV	Herkunftsnachweisregisterverordnung
KAV	Konzessionsabgabenverordnung

KraftStG	Kraftfahrzeugsteuer
KWKG 2016	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2016 (Geltungszeitraum ab 01.01.2016)
LBauO	Landesbauordnung(en)
NE	Netzentgelte
OLG	Oberlandesgericht
Pkw-EnVKV	Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtM	Power-to-Move
StromE	Stromeinheit (Endenergie)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
StVO	Straßenverkehrs-Zulassungs-Ordnung
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
THG	Treibhausgas
WärmeE	Wärmeeinheit (Nutzenergie)
ZuV 2020	Zuteilungsverordnung 2020

1 Darstellung der heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen (Ergebnisbericht zu Arbeitspaket 1)

1.1 Einleitung

Ziel des Arbeitspakets 1 ist es, die heute bestehenden Rahmenbedingungen für die Kopplung des Stromsektors mit den Anwendungssektoren Industrie, Haushalte und GHD sowie Verkehr zu erfassen und für die jeweiligen Anwendungsbereiche Wärmeanwendungen, Verkehrsanwendungen sowie sonstige Anwendungen in der Industrie darzustellen. Dies umfasst sowohl preisliche als auch nicht preisliche Bestandteile, die bei der Nutzung von Strom oder alternativen Energieträgern in den Anwendungssektoren bzw. -bereichen anfallen, sowie weitere Rahmenbedingungen, die Einfluss auf Angebot und Nachfrage nach Strom bzw. alternativen Energieträgern ausüben können. Darüber hinaus sollen die Ziele, die mit den regulatorischen Rahmenbedingungen adressiert werden, beschrieben werden.

Weiterhin sollen die Wirkmechanismen und Wechselwirkungen der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Sektorkopplungsoptionen bestimmt werden. Sektorkopplungsoptionen bezeichnen hier technische Lösungen, die zu einer Verwendung von Strom in den oben genannten Anwendungssektoren für die ebenfalls oben genannten Anwendungsbereiche führen. Auf Basis der Analyse der Wirkmechanismen werden schließlich heute vorliegende Verzerrungstatbestände identifiziert. Der Begriff der Verzerrung zielt dabei auf die Frage ab, ob Sektorkopplungsoptionen, also die Verwendung von Strom in den verschiedenen Anwendungssektoren, in einem „fairen“ Wettbewerb zu den anderen Optionen/Energieträgern stehen, die grundsätzlich für die verschiedenen Anwendungsbereiche in den Anwendungssektoren in Frage kommen und somit in Konkurrenz zur Stromverwendung stehen. Der Fokus dieses Zwischenberichts liegt dabei auf der Identifizierung der unterschiedlichen absoluten Belastungen der Sektorkopplungsoptionen und Konkurrenztechniken. Darauf aufbauend soll in AP2 identifiziert werden, welche unterschiedlichen Be- und Entlastungen sowie sonstige Regelungen tatsächlich zu Verzerrungen in einem idealen Zielsystem führen. Hierfür ist zunächst zu definieren, was tatsächlich problematische Verzerrungen sind.

Bevor die heutigen Rahmenbedingungen der Sektorkopplung dargestellt werden, erscheint es jedoch sinnvoll, zunächst kurz das Vorgehen im Einzelnen zu erläutern.

Ausgangspunkt einer Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung – und diese steht im Zentrum der Untersuchungen in diesem Forschungsvorhaben – ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und die darauf folgende Verwendung der Strommengen zu Zwecken der Sektorkopplung. Dementsprechend werden in einem ersten Schritt die Rahmenbedingungen der Stromerzeugung (nachfolgend **Abschnitt 1.4**) und in einem zweiten Schritt dann die Rahmenbedingungen der Stromverwendung – der „eigentlichen“ Sektorkopplung – dargestellt.

Ein wichtiger Teil der für die Stromverwendung geltenden Rahmenbedingungen ist die Be- und Entlastung von verwendeten Strommengen (d. h. des Stromverbrauchs) mit nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen. Da die Systematik dieser Be- und Entlastung unabhängig von den einzelnen Sektorkopplungsoptionen, d. h. den technischen Lösungen, besteht, werden die Grundsätze dieser Be- und Entlastung den weiteren Rahmenbedingungen vorangestellt (nachfolgend **Abschnitt 1.5**). Die Be- und Entlastung von verwendeten Strommengen wurde bereits in einer Reihe von Arbeiten dargestellt und geschieht daher in diesem Bericht in der gebotenen Kürze. Der Übersichtlichkeit halber werden ebenfalls solche Tatbestände „vor die Klammer gezogen“, deren Anwendungsbereich zwar PtG, nicht jedoch die Sektorkopplung umfasst, weil der Stromsektor gerade nicht „verlassen“ werden darf. Diese Regelungen wirken sich daher (verzerrend) auf die Sektorkopplung aus (nachfolgend **Abschnitt 1.6**).

Für die Darstellung der Rahmenbedingungen, denen die einzelnen Sektorkopplungsoptionen unterliegen, werden diese den Anwendungsbereichen Wärmeanwendungen, Verkehrsanwendungen und sonstige industrielle Anwendungen zugeordnet und nach – den oben bereits genannten – Anwendungssektoren getrennt betrachtet (nachfolgend **Abschnitt 1.7**). Dabei werden jeweils die belastenden und die entlastenden Regelungen aufgeführt und erläutert. Ebenso werden – sogenannte „sonstige“ – Regelungen aufgeführt und erläutert, die nicht zu den vorgenannten Kategorien gehören, ungeachtet dessen jedoch gleichermaßen positive oder negative Auswirkungen auf die Sektorkopplungsoptionen haben.

Den Abschluss bildet eine zusammenfassende Übersicht über die wesentlichen Verzerrungstatbestände bei der Sektorkopplung (nachfolgend **Abschnitt 1.8**).

Um ein einheitliches Verständnis der Sektorkopplung und einen Überblick gewinnen zu können, sollen zunächst jedoch die verwendeten Begrifflichkeiten (nachfolgend **Abschnitt 1.2**) sowie die Strukturierung und Auswahl der in diesem Forschungsvorhaben näher betrachteten Sektorkopplungsoptionen (nachfolgend **Abschnitt 1.3**) erläutert werden.

1.2 Definitionen

Die relevanten Begrifflichkeiten, die in diesem Bericht verwendet werden, oder die bezüglich des Themenbereichs Sektorkopplung in der Literatur verwendet werden, sind nachfolgend aufgeführt und definiert.

- ▶ **Sektorkopplung** bezeichnet die Kopplung des Stromsektors mit den Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehr.
- ▶ **Power-to-X** wird in der einschlägigen Literatur häufig als Synonym für den Begriff Sektorkopplung verwendet. Der Begriff Power-to-X leitet sich aus der Umwandlung von Strom in andere Energieträger oder Nutzenergie im Rahmen der Sektorkopplung ab.
- ▶ **Sektorkopplungsoptionen** bezeichnen jegliche (gegebenenfalls auch neue) Techniken bzw. Technologien, die den Stromsektor mit den Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehr verbinden. Sie umfassen die direkte Verwendung von Strom in neuen Anwendungen sowie die mit einer oder mehreren zusätzlichen Umwandlungsstufen verbundenen Optionen PtH, PtM, PtG und PtL. Langfristige Zielsetzung ist dabei die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien.
- ▶ **Power-to-X-Optionen:** siehe Sektorkopplungsoptionen.
- ▶ **Anwendungen:** Unter Anwendungen werden im Rahmen dieses Forschungsvorhabens Nutzungsformen von Strom oder einem daraus erzeugten Energieträger im Rahmen der Sektorkopplung verstanden.
- ▶ **Anwendungsarten** bezeichnen die Anwendungsfelder Wärmeanwendungen, Verkehrsanwendungen sowie sonstige (stoffliche und direkte) industrielle Anwendungen.
- ▶ **Anwendungssektoren** sind die Sektoren, in denen Strom direkt oder in Form von anderen, umgewandelten Energieträgern (bspw. Wasserstoff oder Synthesegas) genutzt wird. In diesem Forschungsvorhaben werden die Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehr betrachtet.
- ▶ **Umwandlungstechniken** sind technische Lösungen zur Umwandlung von Strom über eine oder mehrere Umwandlungsstufen in einen anderen Energieträger oder Nutzenergie. Ein Beispiel für eine Umwandlungstechnologie ist die Elektrolyse.

1.3 Strukturierung und Auswahl der Sektorkopplungsoptionen

In diesem Kapitel werden zunächst die unterschiedlichen technologischen Optionen und Methoden zur Sektorkopplung beschrieben und strukturiert. Darauf aufbauend werden die Optionen ausgewählt, die im Rahmen des Forschungsvorhabens detailliert betrachtet werden sollen. Dabei werden neben den Techniken zur Sektorkopplung auch Konkurrenztechniken betrachtet, um im weiteren Verlauf die Verzerrungstatbestände, die zwischen der Nutzung der Sektorkopplungsoptionen in den Anwendungssektoren und möglichen Konkurrenztechniken bestehen, identifizieren zu können.

1.3.1 Strukturierung der Sektorkopplungsoptionen

Sektorkopplungsoptionen bezeichnen jegliche (gegebenenfalls neue) Techniken bzw. Technologien, die den Stromsektor mit den Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehr verbinden. Strom kann in den Anwendungssektoren direkt eingesetzt oder zur Nutzung in einen anderen Energieträger umgewandelt werden, der dann wiederum in den Anwendungssektoren genutzt wird. Aus der Kopplung der Sektoren durch die Umwandlung (unter Umständen über mehrere Umwandlungsstufen) in Nutzenergie leitet sich die oft mit dem Begriff Sektorkopplung synonym verwendete Bezeichnung Power-to-X ab.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die fünf Sektorkopplungs- bzw. Power-to-X-Optionen einschließlich der Option der direkten Stromverwendung. Dabei werden die (gegebenenfalls) unterschiedlichen Umwandlungsstufen sowie die Nutzungsarten der resultierenden Nutzenergie dargestellt. Zudem umfasst **Abbildung 1** eine Zuordnung der Sektorkopplungsoptionen zu den drei Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehr. Die Strukturierung und die im **Abschnitt 1.3.2** vorgenommene Auswahl der in diesem Forschungsvorhaben betrachteten Sektorkopplungsoptionen und Anwendungen orientiert sich an den Ergebnissen des Teilvorhabens 2 (vgl. Fraunhofer ISI und DVGW 2015).

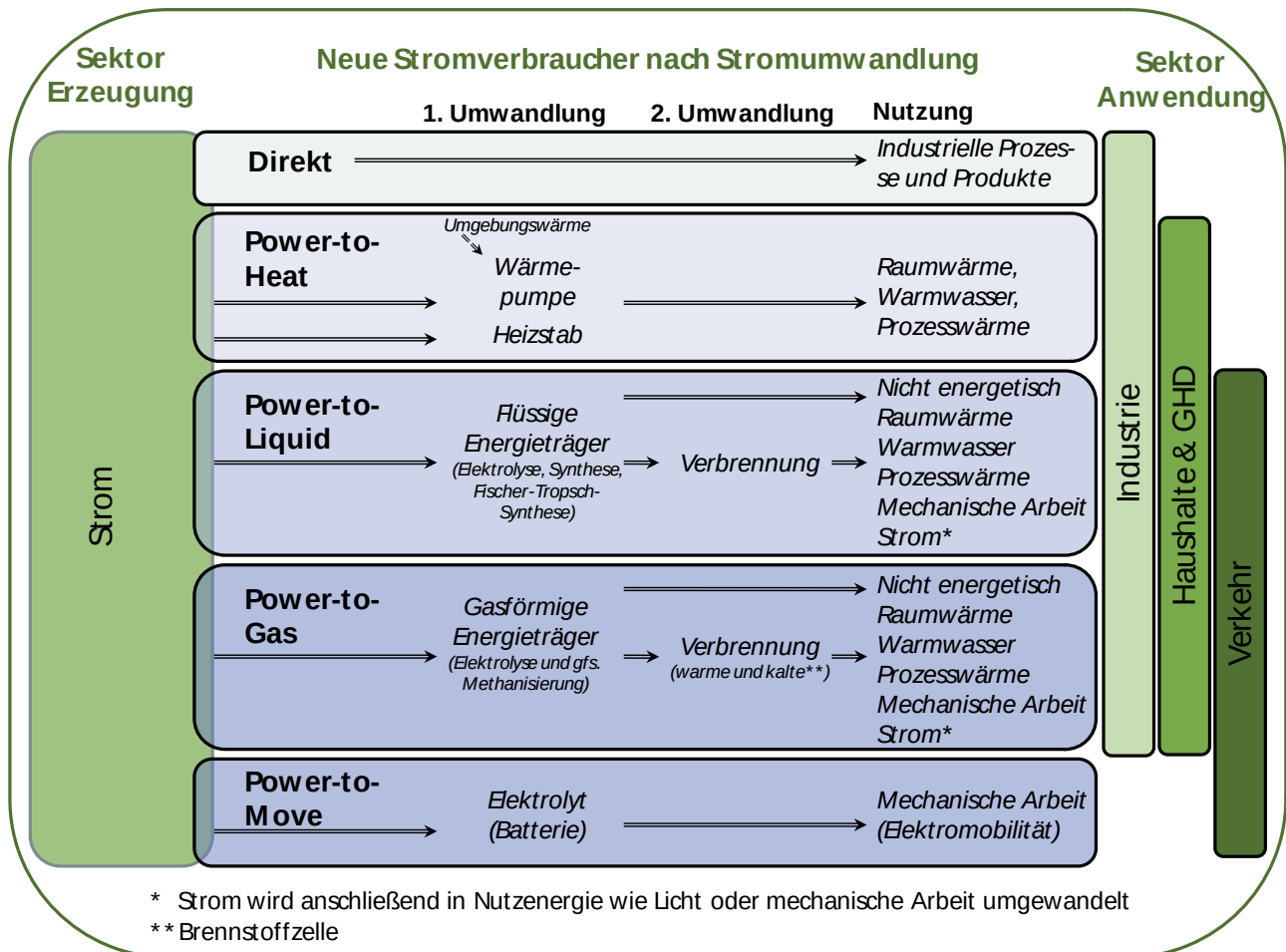
Die erste mögliche Anwendung von Strom im Rahmen der Sektorkopplung ist die direkte Nutzung von Strom im industriellen Bereich als Substitut für andere Energieträger (vgl. **Abbildung 1**). Des Weiteren kann Strom in den Anwendungssektoren Industrie sowie Haushalte und GHD genutzt werden, um durch Umwandlung mit Wärmepumpen oder Heizstäben Raumwärme, Warmwasser oder Prozesswärme/-kälte zu erzeugen (PtH). Eine weitere Sektorkopplungsoption von Strom mit nur einer Umwandlungsstufe ist die Nutzung im Verkehrssektor durch den Einsatz von Elektrofahrzeugen (PtM).

Mehrere Umwandlungsstufen umfassen hingegen die Sektorkopplungsoptionen PtG und PtL. Bei PtG wird der Strom mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt. Dieser kann ins Erdgasnetz eingespeist¹, in Brennstoffzellen zur Strom- und Wärmeerzeugung oder im Verkehrsbereich in Brennstoffzellenfahrzeugen genutzt werden. Zudem kann der Wasserstoff in industriellen Prozessen, die Wasserstoff benötigen (wie bspw. die Ammoniaksynthese), eingesetzt werden. Des Weiteren umfasst die Sektorkopplungsoption PtG die Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan, das herkömmliches Erdgas in einer Vielzahl von Anwendungen ersetzen kann. Auch bei PtL wird zunächst Wasserstoff und ein Synthesegas erzeugt, welches mittels eines weiteren Syntheseschritts in flüssige Energieträger (Kohlenwasserstoffe) umgewandelt wird. Diese können energetisch genutzt oder wie

1 Derzeit kann Wasserstoff jedoch nicht unbegrenzt ins Gasnetz eingespeist werden. Nach den Richtlinien DVGW 260 und 262 ist ein Volumenanteil von 10 % Wasserstoff im Erdgasnetz zulässig, wenn im Netzgebiet keine anderweitigen Restriktionen, wie bspw. Erdgastankstellen, existieren. Für Erdgastankstellen, die in den meisten Erdgasnetzen existieren, ist laut DIN 51624 nur ein Volumenanteil von 2 % zugelassen.

herkömmliche flüssige Kohlenwasserstoffe in Verbrennungsmotoren in Strom, Wärme und/oder mechanische Arbeit umgewandelt werden. Genau wie PtG, ist PtL für alle Anwendungssektoren relevant.

Abbildung 1: Übersicht über Sektorkopplungsoptionen mit Umwandlungsstufen und Anwendungssektoren



Quelle: angelehnt an Fraunhofer ISI & DVGW 2015

1.3.2 Auswahl der im Forschungsvorhaben betrachteten Sektorkopplungsoptionen

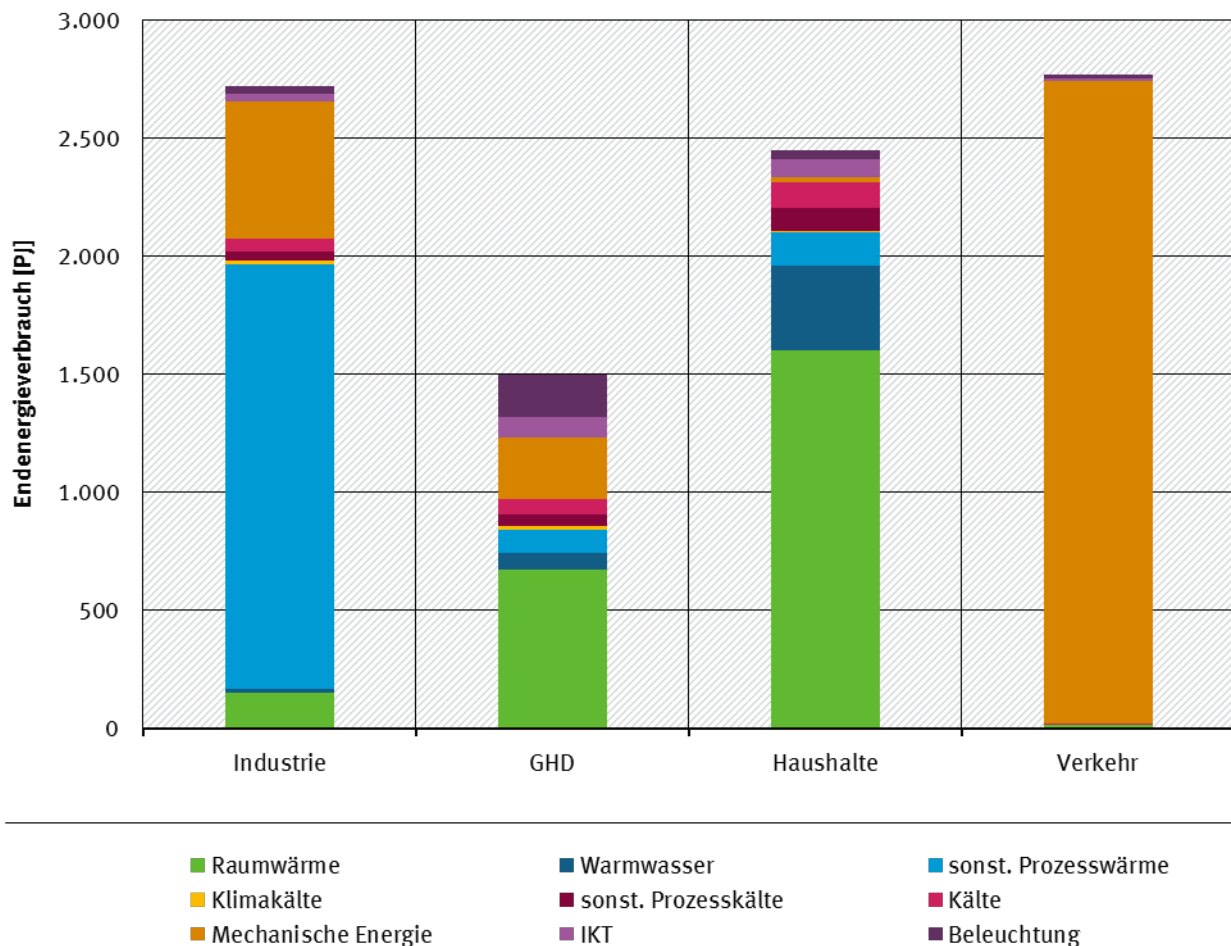
Im Folgenden werden die in diesem Forschungsvorhaben betrachteten Sektorkopplungsoptionen vorgestellt. Um eine bessere Vergleichbarkeit zu gewährleisten und Verzerrungstatbestände identifizieren zu können, werden die Sektorkopplungsoptionen nach Anwendungen zusammengefasst betrachtet. Dabei werden solche Anwendungen ausgewählt, die einen erheblichen Anteil am deutschen Gesamtendenergieverbrauch aufweisen.

Den größten Anteil am Gesamtendenergieverbrauch in Deutschland weisen – wie **Abbildung 2** darstellt – Wärmeanwendungen (Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme/-kälte) in den Anwendungssektoren Haushalte und GHD, Industrie sowie Verkehrsanwendungen auf. Die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens betrachteten Anwendungen bzw. Anwendungsbereiche umfassen daher

- ▶ Wärmeanwendungen,
- ▶ Verkehrsanwendungen sowie
- ▶ sonstige industrielle Anwendungen.

Die relevanten Sektorkopplungsoptionen je Anwendungsfeld sollen nunmehr kurz vorgestellt werden. Da es ein Ziel dieses Arbeitspakets ist, mögliche Verzerrungstatbestände zu identifizieren, werden neben den ausgewählten Sektorkopplungsoptionen auch konkurrierende Techniken zur Bereitstellung der jeweiligen Anwendung/Nutzenergieart beschrieben.

Abbildung 2: Struktur des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland nach Sektoren und Anwendungsbereichen 2017



Quelle: AG Energiebilanzen. Eigene Darstellung.

1.3.2.1 Wärmeanwendungen

Der Energiebedarf der Anwendungssektoren Haushalte und GHD sowie Industrie wird im Wesentlichen durch Raumwärme sowie Warmwasser- und Prozesswärme bestimmt. Daher kann eine verstärkte Nutzung von erneuerbarem Strom in Wärmeanwendungen einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Nachfolgend werden folgende Wärmeanwendungen betrachtet:

- ▶ Raumwärme und Warmwasser im Anwendungssektor Haushalte und GHD,
- ▶ Raumwärme in der Industrie sowie
- ▶ Prozesswärme in der Industrie.

Der Fokus bei der Auswahl der zu betrachtenden Techniken und damit auch der umweltökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen liegt auf den Bereichen mit dem höchsten Treibhausminderungspotenzial. Im Haushaltsbereich hat der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warm-

wasser einen Anteil von über 80 % und wurde 2012 zu über 65 % durch Öl- und Gasheizungen gedeckt. Auch in der Industrie ist der Anteil von Raum- und Prozesswärme am Endenergiebedarf mit über 70 % sehr hoch und wird vor allem durch fossile Energieträger wie Öl, Gas und Kohle gedeckt. Eine weitere Konkurrenztechnologie zur Bereitstellung von Wärme stellt die Fernwärme dar, durch die ca. 7 % des Endenergiebedarfs in den Bereichen Haushalte und GHD sowie Industrie gedeckt wird und die einen hohen Anteil an fossilen Energieträgern aufweist.

Die nachfolgend betrachteten Techniken zur elektrischen Bereitstellung der Nutzwärme ermöglichen eine Substitution von fossilen (bspw. Brennkessel) und erneuerbaren (bspw. Solarthermie) Wärmeerzeugungsmöglichkeiten, die damit die Konkurrenztechniken darstellen. In **Abbildung 3** sind diese den einzelnen Sektorkopplungsoptionen und Anwendungssektoren zugeordnet. Zur Raumwärmeerzeugung stehen dabei im Einzelnen folgende alternative PtH-Techniken zur Verfügung:

- ▶ Elektrokessel und Heizstäbe zur elektrischen Raumwärme und Warmwasserbereitung,
- ▶ Einzelanwendungen direktelektrischer Wärmepumpen,
- ▶ Techniken, in denen Wasserstoff/Methan als strombasierter regenerativer Brennstoff eingesetzt wird, und
- ▶ direktelektrische Wärmepumpen zur lokalen Wärmeversorgung und in Nah- und Fernwärmenetzen.

Zudem werden im Anwendungssektor Industrie mehrere alternative Prozesswärmeanwendungen betrachtet. Die wichtigsten dieser Prozesswärmeanwendungen sind

- ▶ Induktions- oder Lichtbogenschmelzöfen in der Stahl- und teilweise Nicht-Eisen-Metall- oder Glasindustrie sowie
- ▶ Elektrowärmeanwendungen bspw. in der Nahrungsmittel- oder Textilindustrie.

Dabei werden nur neue, über bestehende Anwendungen hinausgehende Anwendungen betrachtet.

1.3.2.2 Verkehrsanwendungen

Neben Wärmeanwendungen weisen Verkehrsanwendungen den höchsten Gesamtenergieverbrauch auf. Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens werden hier folgende Anwendungsbereiche unterschieden:

- ▶ Personenverkehr, inklusive leichter Nutzfahrzeuge und
- ▶ Güterverkehr bzw. (sonstige) Nutzfahrzeuge.

Der Verkehrsbereich wird bei der Endenergienachfrage stark durch den Straßenverkehr dominiert und basiert zu über 90 % auf Mineralöl. Die wichtigsten betrachteten Sektorkopplungsoptionen sind die direkte Stromnutzung durch Elektromobilität sowie der Einsatz von strombasierten Brennstoffen aus PtG- oder PtL-Umwandlungsprozessen. Daher werden folgende Techniken betrachtet:

- ▶ Elektromobilität, insbesondere vollelektrische Pkw und Hybrid-Lkw,
- ▶ Oberleitungs-Lkw,
- ▶ Brennstoffzellen-Fahrzeuge, die Wasserstoff als strombasierten regenerativen Brennstoff nutzen, oder
- ▶ Fahrzeuge mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren, die Methan oder aus regenerativem Wasserstoff hergestellte synthetische flüssige Kohlenwasserstoffe verbrennen.

Konkurrenztechniken im Bereich Verkehrsanwendungen sind Verbrennungsmotoren, die mit herkömmlichen fossilen Kraftstoffen oder Biokraftstoffen betrieben werden.

Nicht bzw. nur am Rande betrachtet werden Eisenbahnen sowie Off-Road-Anwendungen und Busse. Der Flug- und Seeverkehr verursacht global gesehen einen erheblichen Anteil der Treibhausgasemissionen; Aufgrund des geringen Anteil an den national verursachten Emissionen werden auch diese zwei Verkehrsträger nicht bzw. nur am Rande betrachtet.

Abbildung 3: Power-to-X-Optionen nach Anwendungssektoren und Umwandlungsart

		Anwendungssektoren		
		Haushalte GHD	Verkehr (Power-to-Mobility)	Industrie (Power-to-Industry)
Stromumwandlung	Power-to-Heat	• Wärmepumpe • Elektrowärme (Elektrokessel)		• Elektrische Schmelzöfen (Stahl, NE-Metalle, Glas) * • Wärmepumpe (u.a. Nahrungsmittel, Textilindustrie) • Elektrowärme * (u.a. Nahrungsmittel, Chemie, Zellstoffherstellung, Textilindustrie)
	Power-to-Liquid		• Verbrennungsmotor • Brennstoffzelle	
	Power-to-Gas	• Brennstoffzelle	• Brennstoffzelle • Verbrennungsmotor	• Elektrolyse (Ammoniak, Methanol, Raffinerie, Chemie) • Brennstoffzelle
	Power-to-Move		• Elektrofahrzeuge (Batterie) • Oberleitungs-LKWs • Leitungsgebundene * Elektrifizierung • Bahn, Busse	
	Direkt			• Elektrifizierung Betriebsmittel Gasnetz • Plasmaverfahren (u.a. Acetylen)

* Über bestehende Anwendungen hinausgehende Substitution von fossil basierten Verfahren/Antriebssystemen

Quelle: Fraunhofer ISI und DVGW 2015

1.3.2.3 Sonstige industrielle Anwendungen

Neben Wärmeanwendungen existieren sonstige Anwendungen in der Industrie, die sich zur Sektorkopplung eignen. Zum einen kann der im Rahmen der PtG-Sektorkopplungsoption erzeugte Wasserstoff stofflich genutzt werden. So kann regenerativer Wasserstoff bspw. direkt bei der Ammoniak- und Methanproduktion oder in Raffinerien eingesetzt werden.

Des Weiteren können einige industrielle Prozesse von fossilen Brennstoffen oder Biokraftstoffen auf strombasierte Anwendungen umgestellt werden (direkte Nutzung regenerativen Stroms). Hierzu zählen die Umstellung bspw. der Acetylenherstellung auf das Lichtbogen-Plasma-Verfahren oder die Elektrifizierung von bisher mit Erdgas betriebenen Betriebsmitteln des Gasnetzes.

Im weiteren Projektverlauf soll kontinuierlich geprüft werden, ob es weitere Anwendungsbereiche gibt, die ergänzt werden sollten. Hierbei wird insbesondere auf die Ergebnisse des Teilvorhabens 2 zurückgegriffen.

1.4 Rahmenbedingungen der Stromerzeugung

Die für die Stromerzeugung selbst geltenden Rahmenbedingungen betreffen drei Themen:

- ▶ Die Zulassung und (fortlaufende) Sicherheit der Erzeugungsanlage und des Erzeugungsprozesses,
- ▶ die Herstellung und (fortlaufende) Sicherheit des Netzanschlusses der Erzeugungsanlage sowie
- ▶ die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms.

Regelungen hierzu enthalten – abhängig von Leistung, eingesetzten Energieträgern und Stromerzeugungstechnik – das BImSchG, das BauGB, die LBauOen, das EnWG, das EEG 2017, das KWKG 2017, und die SysStabV. Die betreffenden Regelungen haben jedoch weder (un-)mittelbare noch spezifische Auswirkungen auf eine Sektorkopplung: Tatbestand und Rechtsfolgen der Regelungen differenzieren nicht nach der – nachgelagerten – Art der Stromverwendung. Auf diese Rahmenbedingungen der Stromerzeugung muss daher nicht weiter eingegangen werden. **Textbox 1** fasst die wichtigsten Rahmenbedingungen der Stromerzeugung nochmals zusammen.²

Die „Stromerzeugung“ ist infolgedessen eng zu verstehen und betrifft nur Errichtung und Herstellungsprozess von Erzeugungsanlage und Netzanschluss sowie den darauf folgenden Stromerzeugungsprozess. Soweit Rechtsfolgen von anderen Umständen abhängen, wird dies in den nachfolgenden Kapiteln erläutert, auch wenn – wie z. B. bei der Eigenversorgung nach den §§ 61 ff. EEG 2017 – ein Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage oder dem Erzeugungsprozess besteht.

Textbox 1: Überblick über rechtliche Rahmenbedingungen der Stromerzeugung

Rechtliche Rahmenbedingungen der Stromerzeugung	
Gesetze	Verordnungen
▶ Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) ▶ Baugesetzbuch (BauGB) ▶ Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ▶ Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG 2017) ▶ Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2017 (KWKG 2017) ▶ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) ▶ Wasserhaushaltsgesetz ▶ Bundesnaturschutzgesetz	▶ Systemstabilitätsverordnung (SysStabV)
	Landesgesetze
	▶ Landesbauordnungen (LBauOen) ▶ Landeswassergesetz

Findet die Stromerzeugung zentral in Großfeuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW statt, kommen zudem regelmäßig die den jeweiligen Anlagenbetreiber betreffenden Pflichten aus dem TEHG hinzu. Da das TEHG hinsichtlich der Sektorkopplung jedoch erst auf der

² Neben den in Textbox 1 genannten Gesetzen und Verordnungen existiert zudem eine Vielzahl an technischen Regelwerken und Normen. Da diese jedoch nicht im unmittelbaren Fokus dieses Zwischenberichts stehen, wird auf eine Auflistung an dieser Stelle verzichtet.

nachgelagerten Ebene der Stromverwendung hauptsächlich von Bedeutung ist, stellen wir sämtliche Wirkungen dort unter **Abschnitt 5.1.6** im Zusammenhang dar.

1.5 Grundsätze der Belastung der Stromverwendung mit und Entlastung von nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen

Energieträgerpreise setzen sich zusammen aus Preisbestandteilen, die sich im freien Wettbewerb von Erzeugern und Lieferanten gebildet haben, wie den Großhandelspreisen und Vertriebsmargen, und aus nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen, wie den sogenannten „Umlagen“ und Steuern. Um etwaige relevante Verzerrungstatbestände herausarbeiten zu können, werden nachfolgend zunächst die wichtigsten nicht wettbewerblich bestimmten Strompreisbestandteile identifiziert und diesen die für sie – auf der anderen Seite – geltenden Entlastungstatbestände gegenübergestellt.

1.5.1 Belastung mit nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen

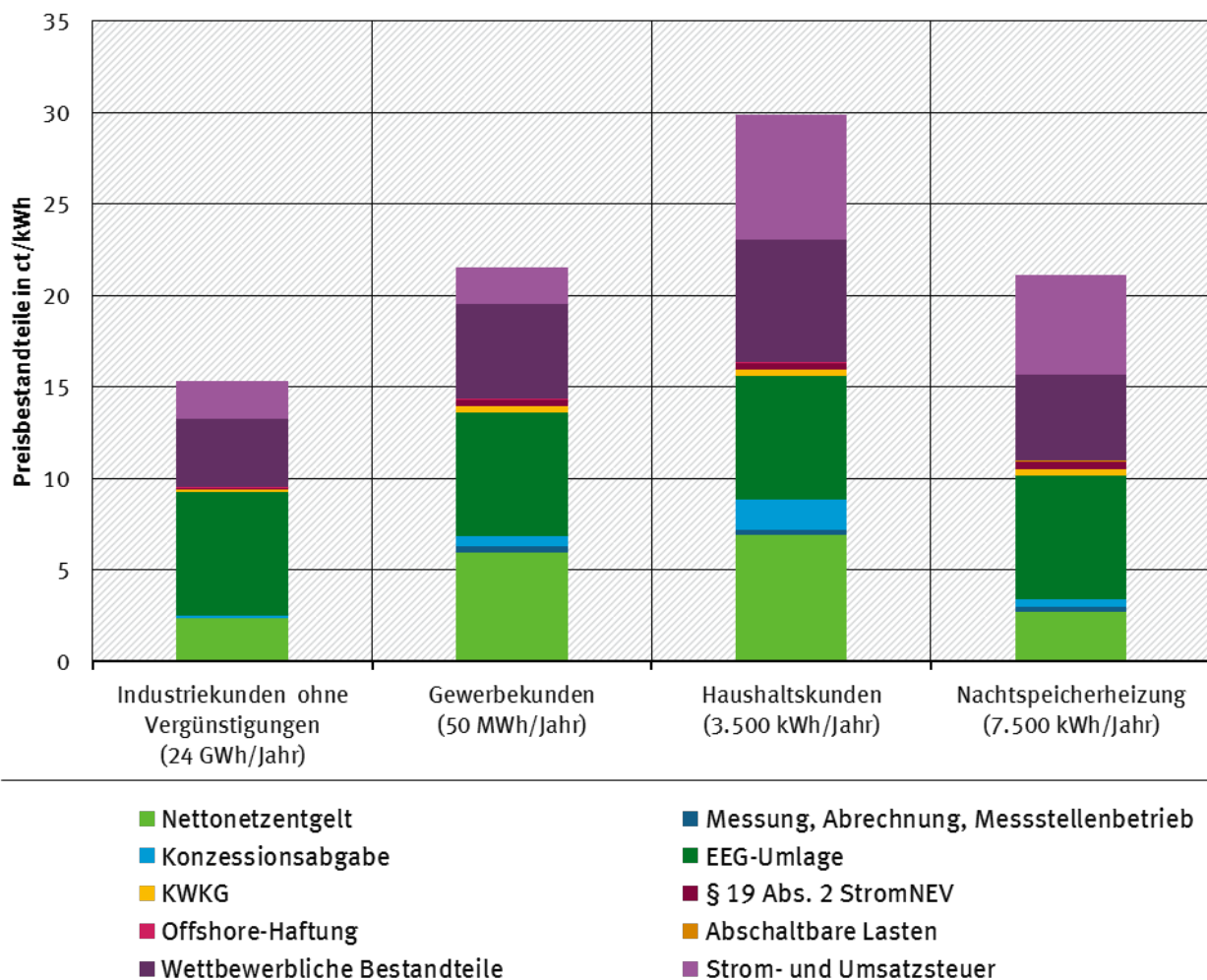
Bei den nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen ist zwischen den „Umlagen“, den Netzentgelten, den Konzessionsabgaben sowie der Stromsteuer und der Umsatzsteuer zu unterscheiden. Eine weitere Unterscheidung kann grundsätzlich zwischen der EEG-Umlage auf der einen und den übrigen Umlagen, Netzentgelten und Konzessionsabgaben auf der anderen Seite gemacht werden. **Textbox 2** fasst die rechtlichen Grundlagen der Belastungen der Stromverwendung mit nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen nach Belastungstyp getrennt zusammen.

Wirtschaftlich relevant sind dabei insbesondere die EEG-Umlage, die Netzentgelte und die Stromsteuer (vgl. **Abbildung 4**). Die übrigen nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile, wie bspw. die KWKG-Umlage, spielen dagegen derzeit eine deutlich geringere Rolle. Allerdings ist zu erwarten, dass sich das Verhältnis verschiebt: Während mittel- bis langfristig von einer Reduzierung der EEG-Umlage auszugehen ist, dürfte den Netzentgelten und den anderen Umlagen perspektivisch eine größere Relevanz zukommen.

Textbox 2: Überblick über rechtliche Grundlagen der Belastung der Stromverwendung

Rechtliche Rahmenbedingungen der Stromverwendung - Belastungen	
Umlagen	Sonstige Belastungen
▶ § 60 Abs. 1 EEG 2017 (EEG-Umlage) ▶ § 26 Abs. 1 KWKG 2017 (KWKG-Umlage) ▶ § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV (§ 19 Abs. 2-Umlage) ▶ § 17f Abs. 1 und 5 EnWG (Offshore-Haftungsumlage) ▶ § 18 Abs. 1 AbLaV (AbLaV-Umlage)	▶ §§ 21, 21a EnWG i. V. m. ARegV und StromNEV (Netzentgelte) ▶ § 48 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 2 KAV (Konzessionsabgabe) ▶ § 5 Abs. 1 StromStG (Stromsteuer) ▶ §§ 3g, 10 Abs. 1, 12 Abs. 1 UStG (Umsatzsteuer)

Abbildung 4: Bestandteile durchschnittlicher Strompreise für unterschiedliche Abnahmegruppen (typische Anwendungsfälle)



Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2018. Eigene Darstellung.

1.5.1.1 Umlagen

Bei den Umlagen handelt es sich im Einzelnen um die

- ▶ EEG-Umlage nach § 60 Abs. 1 EEG 2017,
- ▶ die KWKG-Umlage nach § 26 Abs. 1 KWKG 2017,
- ▶ die § 19 Abs. 2-Umlage nach § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV,
- ▶ die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f Abs. 1 und 5 EnWG sowie
- ▶ die AbLaV-Umlage nach § 18 Abs. 1 AbLaV.

Ihnen gemeinsam ist die Funktion, ein Volumen an aufgelaufenen (Förder-)Kosten zu verteilen. Das Instrument der Umlage bezweckt nach der zumeist ausdrücklich formulierten Zielsetzung des Gesetzgebers, dass die Verteilung solcher Kosten sowohl gleichmäßig als auch verursachungsgerecht³ erfolgt. Durch die Gleichmäßigkeit der Kostenverteilung soll zudem gewährleistet werden, dass Einzelne nicht unter einer „*übermäßigen Abwälzung*“ leiden müssen.⁴

Das – in der Vergangenheit deutlich ausgeweitete – Instrument der Umlage kann jedoch nicht losgelöst vom nationalen Finanzverfassungsrecht und insbesondere vom europäischen Beihilfenrecht betrachtet werden. Eine gleichmäßige und verursachungsgerechte Kostenverteilung kann grundsätzlich auch durch die Erhebung von Steuern und (sonstigen) Abgaben erreicht werden.⁵ Allerdings dienen die den einzelnen Umlagen zugrunde liegenden Kosten der Förderung von bestimmten Sachverhalten (Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien oder aus Kraft-Wärme-Kopplung, Stromerzeugung speziell aus Windenergieanlagen auf See, Entlastung stromintensiver Unternehmen etc.). Um eine Qualifizierung dieser Kosten als staatliche Beihilfen nach europäischem Recht und die damit verbundene jeweilige Genehmigung durch die Europäische Kommission zu vermeiden, bietet sich das Instrument der Umlage an. Denn an dieser Art der Kostenverteilung sind weder unmittelbar noch mittelbar staatliche Stellen beteiligt; ein wesentliches Merkmal einer staatlichen Beihilfe nach europäischem Recht fehlt damit.⁶

Die Höhe der Umlagen beträgt 2019 für

- ▶ die EEG-Umlage 6,405 ct/kWh,
- ▶ die KWKG-Umlage 0,280 ct/kWh,
- ▶ die § 19 Abs. 2-Umlage 0,305 ct/kWh,
- ▶ die Offshore-Haftungsumlage 0,416 ct/kWh und
- ▶ die AbLaV-Umlage 0,005 ct/kWh.⁷

1.5.1.1.1 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage nimmt aufgrund ihres Entstehungstatbestands im Verhältnis zu den sonstigen Umlagen eine Sonderstellung ein. Gemäß § 60 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 hängt die EEG-Umlage davon ab, ob Strom an Letztverbraucher geliefert wird. Schuldner der EEG-Umlage sind konsequenterweise die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, nach § 3 Nr. 20 EEG 2017 also

„jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucher liefert“.

Mit der EEG-Umlage wird im Wesentlichen⁸ der Fehlbetrag zwischen der finanziellen Förderung, die die Netzbetreiber nach dem EEG 2017 i. V. m. den Übergangsvorschriften ausgezahlt haben, und den

³ Siehe beispielsweise Begründung des Gesetzentwurfs zum KWKG 2002, BT-Drs. 14/7023, S. 13 f., nach der die Kostenverteilung vor dem Hintergrund von CO₂-Ausstoß und Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung sowohl bundesweit einheitlich als auch verursachungsgerecht erfolgen soll.

⁴ Siehe Begründung des Gesetzentwurfs zum EEG 2004, BT-Drs. 15/2327, S. 37.

⁵ Vgl. § 3 AO.

⁶ Dies stellt die Rechtsauffassung der Bundesregierung dar. Die Europäische Kommission ist hingegen der Auffassung, dass es sich bei dem EEG 2012 um eine staatliche Beihilfe handelt, die die Bundesrepublik Deutschland hätte genehmigen lassen müssen, siehe Beschluss der Europäischen Kommission vom 25.11.2014 – C(2014) 8786 final. Das Gericht der europäischen Union bestätigte die Entscheidung der Europäischen Kommission (siehe Urteil vom 10.05.2016 – T-47/15). Die Bundesregierung hat hiergegen Rechtsmittel eingelegt, die vor dem Europäischen Gerichtshof erfolgt hatten (siehe Urteil vom 28.03.2019 – C-405/16 P).

⁷ Siehe hierzu www.netztransparenz.de; angegeben ist die jeweilige Höhe ohne Ermäßigungen.

⁸ Zu den einzelnen Einnahme- und Ausgabepositionen bei der Ermittlung der EEG-Umlage siehe § 3 EEG i. V. m. § 6 EEAV.

Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber durch die börsliche Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien nach § 2 EEG auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verteilt. Diese geben die Mehrkosten in der Regel über vertragliche Vereinbarungen an „ihre“ Letztverbraucher weiter.

1.5.1.1.2 KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und AbLaV-Umlage

Anders als die an eine Belieferung von Letztverbrauchern anknüpfende EEG-Umlage, hängt die **KWKG-Umlage** von der Nutzung eines Netzes für die allgemeine Versorgung oder eines geschlossenen Verteilernetzes nach § 110 EnWG ab. Mit der KWKG-Umlage wird die Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung gegenfinanziert. Trotz dieses unterschiedlichen Anknüpfungspunktes ist der Belastungsausgleich nach § 28 KWKG 2017 dem EEG-Belastungsausgleich nicht unähnlich. Soweit die Betreiber von KWK-Anlagen einen Anspruch auf finanzielle Förderung in Form eines Zuschlags haben, richtet sich dieser gegen ihren Anschlussnetzbetreiber. Die verpflichteten Netzbetreiber können für die Zuschlagszahlungen von den ihnen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern einen Ausgleich verlangen. Nachdem die Übertragungsnetzbetreiber die Ausgleichszahlungen wiederum unter sich ausgeglichen haben, geben sie ihren „Anteil“ zurück an die ihnen nachgelagerten Netzbetreiber, die nach § 26 Abs. 1 KWKG 2017 dann berechtigt sind, diese Kosten in Form eines Aufschlags auf die Netzentgelte an „ihre“ Netznutzer weiterzureichen.⁹

Die soeben dargestellte Systematik gilt für die **§ 19 Abs. 2-Umlage**, die **Offshore-Haftungsumlage** und die **AbLaV-Umlage** durch gesetzliche Verweise entsprechend. Strommengen unterliegen infolgedessen der EEG-Umlage, wenn sie an einen dritten Letztverbraucher geliefert werden. Die übrigen Umlagen fallen „erst“ an, wenn für die Durchleitung ein Netz für die allgemeine Versorgung oder – jedenfalls bei der KWKG-Umlage – ein geschlossenes Verteilernetz in Anspruch genommen wird.

1.5.1.2 Netzentgelte

Netzentgelte fallen – derzeit – grundsätzlich nur bei der Nutzung eines Netzes für die allgemeine Versorgung¹⁰ oder gegebenenfalls eines sonstigen Netzes, wie einem geschlossenen Verteilernetz nach § 110 EnWG, an.

Die Netzentgelte sind das von den Netznutzern für die Nutzung der Netze zu zahlende Entgelt. Sie sollen die Netzbetriebskosten der Netzbetreiber decken. Die Netzentgelte unterliegen nach den §§ 21, 21a EnWG i. V. m. der ARegV und der StromNEV der Regulierung. Damit sollen die Netzbetreiber auf der einen Seite zu einem effizienten Netzbetrieb angehalten werden. Auf der anderen Seite soll sichergestellt bleiben, dass notwendige Investitionen in die Netzinfrastruktur erfolgen, sich also als amortisierbar darstellen. Bei den Netzentgelten – und übrigen Netzzugangsbedingungen – haben die Netzbetreiber nach den §§ 20 Abs. 1, 21 Abs. 1 EnWG die Grundsätze der Angemessenheit, Gleichbehandlung und Transparenz zu beachten.

1.5.1.3 Konzessionsabgaben

Ob Strommengen mit Konzessionsabgaben belastet werden, hängt gemäß § 48 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 1 Abs. 2 KAV davon ab, ob Leitungen in öffentlichen Verkehrswegen genutzt werden, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern in dem Gemeindegebiet dienen.

⁹ Eine Ausnahme besteht für die begrenzte KWKG-Umlage bei stromkostenintensiven Unternehmen und Schienenbahnen. Hier wird die KWKG-Umlage von den Übertragungsnetzbetreibern als eigenständige Umlage erhoben, siehe § 27 Abs. 2 und 2a und § 27c Abs. 2 KWKG 2017.

¹⁰ Nach § 3 Nr. 17 EnWG und § 2 Nr. 22 KWKG 2017 handelt es sich um Energieversorgungsnetze *der* allgemeinen Versorgung, während in § 3 Nr. 35 EEG 2017 von Netzen *für die* allgemeine Versorgung gesprochen wird. Inhaltliche Unterschiede sind mit den beiden Begrifflichkeiten insoweit nicht verbunden, so dass der Übersichtlichkeit halber einheitlich nur von Netzen für die allgemeine Versorgung gesprochen wird.

Dies ist die Konsequenz aus dem Umstand, dass die Konzessionsabgabe das Entgelt für die Nutzung des öffentlichen Straßenraums darstellt, den der Netzbetreiber für den Betrieb des örtlichen Netzes in Anspruch nehmen muss. Dementsprechend besteht die zugrundeliegende vertragliche Vereinbarung – der Konzessionsvertrag – zwischen der Gemeinde und dem Netzbetreiber. Letzterer gibt die zu zahlenden Konzessionsabgaben indes über den Netznutzungs- oder den Lieferantenrahmenvertrag an „seine“ Netznutzer weiter und diese sodann gegebenenfalls an von ihnen belieferte Letztverbraucher.

1.5.1.4 Stromsteuer

Die Stromsteuer entsteht gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG grundsätzlich dadurch, dass Letztverbraucher Strom aus dem Versorgungsnetz entnehmen, den ein Versorger geleistet hat. Das Leisten von Strom setzt eine rechtsgeschäftliche Verfügung aufgrund einer bestehenden schuldrechtlichen Verpflichtung voraus. Unklar ist, ob mit „Versorgungsnetz“ nur auf Netze für die allgemeine Versorgung Bezug genommen wird. Überwiegend wird wohl davon ausgegangen, dass die Versorgung Dritter ausreicht, mithin z. B. geschlossene Verteilernetze ebenfalls erfasst werden. Bei einer Eigenversorgung entsteht die Stromsteuer auch mit der Entnahme von Strom zum Eigenverbrauch.

Basis des Stromsteuergesetzes ist das Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform von 1999. Zielsetzung dieses Gesetzes war es, durch eine Verteuerung von Strom und Kraftstoffen einerseits Anreize für Energieeffizienz und Ressourcenschonung zu setzen. Andererseits bezweckte die damalige Bundesregierung, durch das zusätzliche Steueraufkommen die Sozialversicherungsbeiträge zu senken und so Arbeit in Deutschland günstiger zu machen.¹¹ Dies zeigt sich auch an der Regelung des sogenannten „Spitzenausgleichs“ in § 10 StromStG, der eine Befreiung von der Stromsteuer oder zumindest die Höhe einer Verringerung des Steuersatzes von der Höhe des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen und der Erreichung von Zielwerten bei der Energieeffizienz abhängig macht (hierzu nachfolgend **Abschnitt 5.2.4.3**).

Der Steuersatz beträgt gemäß § 3 StromStG für 1 MWh 20,50 Euro.

1.5.1.5 Umsatzsteuer

Auf den Strompreis fällt zudem die Umsatzsteuer in Höhe von – derzeit – 19 % an. Da konkurrierende Energieträger in gleicher Weise belastet werden, stellt die Umsatzsteuer eigentlich von vornherein keinen Verzerrungstatbestand dar. Allerdings hängt die absolute Höhe der Umsatzsteuer vom jeweiligen (Netto-)Endpreis ab, in den die wettbewerblich und nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile eingeflossen sind. Die von den nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen potentiell ausgehenden Verzerrungswirkungen werden durch die umsatzsteuerliche Berücksichtigung also noch einmal verstärkt.

Die Umsatzsteuer selbst verfolgt allerdings keine „lenkenden“ Zwecke, sondern dient der allgemeinen Haushaltsfinanzierung.

1.5.1.6 Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz

In die Kostenstruktur von Energieerzeugnissen (Strom, Wärme, Dampf etc.) und sonstigen Erzeugnissen sind unter Umständen auch Kosten im Zusammenhang mit der Erfüllung von Pflichten nach dem TEHG einzustellen. Dies ist der Fall, wenn die jeweilige Kombination aus gewähltem Herstellungsprozess bzw. der ausgeübten Tätigkeit und emittiertem Treibhausgas den Anwendungsbereich des TEHG eröffnet. Ist das TEHG anwendbar, trifft den jeweiligen Anlagenbetreiber u. a. die Pflicht, die entste-

¹¹ Bundestagsfraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Entwurf eines Gesetzes zum Einstieg in die ökologische Steuerreform, BT-Drs. 14/40, S. 1.

henden Emissionen nach einem sogenannten von dem Betreiber aufzustellenden „Überwachungsplan“ zu überwachen und in regelmäßigen Abständen hierüber zu berichten, siehe § 6 Abs. 1 TEHG. Zudem ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, Berechtigungen in der Höhe der durch den Anlagenbetrieb im Vorjahr verursachten Emissionen bei der zuständigen Behörde abzugeben, siehe § 7 Abs. 1 TEHG.

1.5.1.6.1 Eröffnung des Anwendungsbereichs

Gemäß § 2 Abs. 1 TEHG gilt das Gesetz für sämtliche in Anhang 1 Teil 2 zu diesem Gesetz aufgezählten Tätigkeiten vor dem Hintergrund einer Emission der dort ebenfalls genannten Treibhausgase. Ist ein dort genanntes quantitatives Element unterschritten (z. B. Feuerungswärmeleistung bis zu 20 MW, Produktionsleistung unter angegebenem Schwellenwert etc.), ist der Anwendungsbereich des TEHG nicht eröffnet.

Folgende in Anhang 1 Teil 2 zum TEHG aufgelistete Tätigkeiten sind für Belange der Sektorkopplung von Relevanz:

- ▶ Gemäß Nr. 2 wird die Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungsanlage mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr erfasst. Auf den eingesetzten Brennstoff kommt es nicht an.
- ▶ Gemäß Nr. 3 wird die Erzeugung von Strom, Dampf, Warmwasser, Prozesswärme oder erhitztem Abgas durch den Einsatz von Brennstoffen in einer Verbrennungsanlage mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW und weniger als 50 MW erfasst, soweit die dort aufgezählten Energieträger eingesetzt werden. Aufgezählt werden dabei u. a. Synthesegas und Wasserstoff.
- ▶ Neben dem Einsatz gemäß Nr. 3 wird der Einsatz von Synthesegas als Brennstoff zudem in Verbrennungsmotoranlagen (Nr. 5) und Gasturbinenanlagen (Nr. 6) mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 20 MW erfasst.
- ▶ Gemäß Nr. 28 wird zudem die nicht elektrolytische Herstellung von Wasserstoff als Tätigkeit erfasst. Zugleich werden auch Prozesse der Methanisierung erfasst. In allen Fällen bedarf es zur Eröffnung des Anwendungsbereichs einer Produktionsleistung von mehr als 25 t pro Tag.
- ▶ Erfasst sind zudem diverse Prozesse zur Herstellung von chemischen Erzeugnissen (bspw. gemäß Nr. 26 – Ammoniak)

1.5.1.6.2 Ausnahmeregelungen

Neben den begrenzenden Voraussetzungen in Anhang 1 Teil 2 zum TEHG enthält das Gesetz weitere Regelungen, die entweder die Eröffnung des Anwendungsbereichs überhaupt oder aber innerhalb des Anwendungsbereichs einzelne Betreiberpflichten entfallen lassen.

So enthält § 2 Abs. 5 Nr. 2 TEHG eine von der Feuerungswärmeleistung unabhängige Ausnahme vom Anwendungsbereich für Anlagen, deren nach § 4 Abs. 1 Satz 3 BImSchG erforderliche Genehmigung gerade den ausschließlichen Einsatz der Brennstoffe Biomasse, Biogas, Deponiegas oder Klärgas vorsieht.

Wird in Anlagen, die nicht den Voraussetzungen des § 2 Abs. 5 Nr. 2 TEHG entsprechen, (anteilig) Brennstoff aus biogenem Kohlenstoff eingesetzt, sind die Betreiber in diesem Umfang von der Pflicht

zur Abgabe von Emissionsberechtigungen befreit. Weiterhin kommt bei einem Einsatz zur Wärmezeugung auch für die Handelsperiode 2013 bis 2020 eine kostenlose Zuteilung von Berechtigungen in Betracht.¹²

Zudem kommt unter bestimmten Voraussetzungen nach § 27 TEHG eine Befreiung für Kleinemittenten in Betracht.

1.5.2 Entlastung von nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen

Gerade wegen der soeben dargestellten Belastungen gehen mit diesen Tatbeständen wiederum Entlastungstatbestände einher, die zu einem Wegfall oder zumindest zu einer Reduzierung der nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile für einzelne Kundengruppen führen. **Textbox 3** gibt eine Übersicht über die rechtlichen Grundlagen der Entlastung der Stromverwendung von nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen. In den folgenden Abschnitten werden diese sodann detailliert beschrieben.

Textbox 3: Überblick über rechtlichen Grundlagen der Entlastung der Stromverwendung von nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen

Rechtliche Rahmenbedingungen der Stromverwendung - Entlastungen	
Umlagen ▸ §§ 61a bis 61h EEG 2017 (Verringerung/Entfall der EEG-Umlage bei Eigenversorgung) ▸ §§ 63 ff. EEG 2017 (Begrenzung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen) ▸ §§ 27 ff. KWKG 2017 (Reduzierung der KWK-Umlage insbesondere bei stromkostenintensiven Unternehmen) ▸ § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV (Begrenzung der § 19 Abs. 2-Umlage für Abnahmestellen mit Jahresverbrauch von mindestens 1 GWh) ▸ § 17f Abs. 5 Satz 3 EnWG (Begrenzung der Offshore-Haftungsumlage für Abnahmestellen mit Jahresverbrauch von mindestens 1 GWh)	Netzentgelte ▸ § 19 Abs. 2 Sätze 1 und 2 StromNEV (Verringerung der Netzentgelte für stromintensive Unternehmen) ▸ § 14a EnWG (Verringerung der Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (inklusive Elektromobile))
Konzessionsabgaben ▸ § 2 Abs. 4 KAV ((mittelbare)Befreiung für Sonderkunden)	Stromsteuer ▸ § 9 Abs. 1 StromStG (Befreiung von Strom aus EE u. a. bei Eigenversorgung) ▸ § 9 Abs. 2 StromStG (ermäßigter Steuersatz für Oberleitungsomnibusse) ▸ § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG (Privilegierung von Strom für Elektrolyse im produzierenden Gewerbe) ▸ § 9b StromStG (Steuerentlastung von Strom für betriebliche Zwecke) ▸ § 10 StromStG (Erlass, Erstattung oder Vergütung in Sonderfällen – „Spitzenausgleich“)

¹² Siehe § 10 ZUV 2020.

1.5.2.1 Umlagen

1.5.2.1.1 EEG-Umlage

Eigenversorgung EEG 2017

Eine Verringerung der EEG-Umlage regeln §§ 61b bis 61d EEG 2017 für den Fall einer Eigenversorgung. Eine Eigenversorgung ist nach § 3 Nr. 19 EEG 2017

„der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz [für die allgemeine Versorgung] durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.“

Liegen diese Voraussetzungen vor, reduziert sich die EEG-Umlage gemäß § 61b oder §§ 61c Abs. 1 oder 61d Abs. 1 EEG 2017 für Strom aus EEG-Anlagen oder aus hocheffizienten (neueren) KWK-Anlagen um 60 %.

Eine (vollständige) *Befreiung* von der EEG-Umlage kommt bei *neuen Eigenversorgungen* gemäß § 61a EEG 2017 nur noch in Betracht,

- ▶ wenn der Eigenversorger weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz für die allgemeine Versorgung angeschlossen ist (Nr. 2),
- ▶ sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und hierfür keine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 in Anspruch nimmt (Nr. 3) oder
- ▶ wenn die Stromerzeugungsanlage eine installierte Leistung von höchstens 10 kW hat und dann für 10 MWh selbstverbrauchten Stroms pro Kalenderjahr (Nr. 4).¹³

Die mit dem EEG 2017 verbundene Einschränkung der Privilegierung von Eigenversorgungen (zu der für Bestandsanlagen geltenden Rechtslage sogleich) begründet der Gesetzgeber in erster Linie mit einer Verbreiterung der Basis der EEG-Umlagepflichtigen. Dies folgt einer neuen Akzentuierung bei der Umsetzung des Grundgedankens der Verursachungsgerechtigkeit: Grundsätzlich soll jeder, dem die Vorteile des Verbundsystems durch eine Einbindung in dieses zugutekommen, auch an den Transformationskosten hin zu einem auf erneuerbaren Energien basierenden System beteiligt werden.¹⁴

Für Strom aus *Bestandsanlagen* ist die EEG-Umlage gemäß §§ 61e und 61f EEG 2017 aus Vertrauensschutzgründen hingegen auf 0 % reduziert und somit faktisch weiter vollständig von der EEG-Umlage befreit. Hinsichtlich der Voraussetzungen ist zwischen Stromerzeugungsanlagen, die zwischen 01.09.2011 und 31.07.2014 in Betrieb genommen wurden (sogenannte „Bestandsanlagen“), und Stromerzeugungsanlagen, die vor dem 01.09.2011 in Betrieb genommen wurden (sogenannte „ältere Bestandsanlagen“), zu unterscheiden. Dies beruht auf dem Umstand, dass § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG 2012 Eigenversorgungen einer Standortnähe unterwarf, also zwischen Erzeugung und Verbrauch entweder ein räumlicher Zusammenhang vorliegen musste oder kein Netz für die allgemeine Versorgung in Anspruch genommen werden durfte. Eine solche Standortnähe war zuvor keine Voraussetzung gewesen und sollte gemäß der Übergangsregelung in § 66 Abs. 15 EEG 2012 auch in Zukunft nicht für vor dem 01.09.2011 in Betrieb genommene Stromerzeugungsanlagen gelten.

¹³ Die Tatbestände des § 61a EEG 2014 sind nicht abschließend, sondern nur insoweit dargestellt, wie dies hier von Interesse ist.

¹⁴ Begründung zum EEG 2014, BR-Drs. 157/14, S. 147 f.

Für Bestandsanlagen gelten die Voraussetzungen des § 37 Abs. 3 Satz 2 EEG 2012 weiter. Es bedarf somit abweichend von § 3 Nr. 19 EEG 2017 „nur“ eines räumlichen Zusammenhangs zwischen Erzeugung und Verbrauch, wenn Eigenstrommengen durch ein Netz für die allgemeine Versorgung durchgeleitet werden.

Bestandsanlagen sind nach der Definition in § 61e Abs. 2 EEG 2017 Stromerzeugungsanlagen¹⁵ – also nicht nur EEG-Anlagen und (hocheffiziente) KWK-Anlagen –, die der Letztverbraucher vor dem 01.08.2014 unter den soeben genannten Voraussetzungen als Eigenerzeuger betrieben hat (Nr. 1 lit. a). Bei einer erstmaligen Stromerzeugung nach dem 01.08.2014 gilt die Stromerzeugungsanlage ebenfalls als Bestandsanlage, wenn die Eigenversorgung – wieder unter den soeben genannten Voraussetzungen – vor dem 01.08.2015 aufgenommen wurde und die Stromerzeugungsanlage vor dem 23.01.2014 nach dem BImSchG genehmigt oder anderweitig bundesrechtlich zugelassen war (Nr. 1 lit. b). § 61e Abs. 2 Nr. 1 lit. c i. V. m. Nr. 2 EEG 2017 erweitert den Vertrauensschutz dahingehend, dass solche Stromerzeugungsanlagen ihren Bestandscharakter auch nicht bei einer Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung vor dem 01.01.2018 verlieren. Voraussetzung ist allerdings, dass die installierte Leistung dann um höchstens 30 % erhöht wurde.

Für alte Bestandsanlagen gelten mit zwei Besonderheiten die auch für Bestandsanlagen geltenden Voraussetzungen: Wie bereits oben angesprochen, sind solche Eigenversorgungen keiner Standortnähe unterworfen. Allerdings soll diese Privilegierung nach dem Willen des Gesetzgebers auslaufen. Deshalb bestimmt § 61 Abs. 3 und 4 EEG 2017, dass alte Bestandsanlagen trotz einer Erneuerung, Erweiterung oder Ersetzung nur weiterhin als Bestandsanlage gelten, wenn zwischen Erzeugung und Verbrauch ein räumlicher Zusammenhang besteht oder kein Netz für die allgemeine Versorgung in Anspruch genommen wird. Dies gilt lediglich dann nicht, wenn der Letztverbraucher bereits vor dem 01.01.2011 Eigentümer der alten Bestandsanlage war und diese auf seinem Betriebsgrundstück errichtet wurde.

U. a. die in § 61e Abs. 2 Nr. 1 lit. c EEG 2017 ausdrücklich geregelte Möglichkeit einer begrenzten Erhöhung der installierten Leistung spricht im Umkehrschluss dafür, dass eine (ältere) Bestandsanlage diesen Charakter nicht verliert, wenn es – bspw. durch die Pacht weiterer Verbrauchseinrichtungen – zu einer Erhöhung der Eigenstrommengen kommt.¹⁶ Dies könnte z. B. den zusätzlichen Einsatz eines Elektrolyseurs als Verbraucher im Rahmen einer Bestandsanlage möglich machen, mit positiven Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit einer PtG-Lösung.

§ 61g EEG 2017 lässt es zu, (ältere) Bestandsanlagen auch nach dem 31.12.2017 zu erneuern oder zu ersetzen. Eine solche Erneuerung oder Ersetzung führt jedoch zu einer Belastung der Eigenstrommengen mit 20 % der EEG-Umlage. Eine Verringerung der EEG-Umlage auf 0 % kommt nach einer Erneuerung oder Ersetzung nur noch in Betracht,

- ▶ solange die erneuerte oder ersetzte (ältere) Bestandsanlage noch der handelsrechtlichen Beschreibung oder der finanziellen Förderung nach dem EEG 2017 unterläge hätte oder
- ▶ solange die „neue“ Stromerzeugungsanlage nicht vollständig handelsrechtlich abgeschrieben ist, wenn durch die Erneuerung oder Ersetzung an demselben Standort die Stromerzeugung auf Basis von Stein- oder Braunkohle zugunsten der Stromerzeugung auf Basis von Gas oder erneuerbaren Energien abgelöst wurde.

¹⁵ Siehe die Definition in § 3 Nr. 43b EEG 2017.

¹⁶ Siehe auch Bundesnetzagentur, Leitfaden zur Eigenversorgung, Juli 2016, S. 68 ff.

Zu beachten ist, dass Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibung ermittelt wurde, nach § 27a EEG 2017 Strommengen bis auf wenige Ausnahmen nicht auch für eine Eigenversorgung nutzen dürfen.

§ 8d Abs. 1 KWKG 2017 schränkt die Möglichkeit ein, KWK-Anlagen für eine Eigenversorgung, die mit einer Reduzierung der EEG-Umlage für die Eigenstrommengen verbunden ist, zu nutzen. Gemäß §§ 8a und 8b KWKG 2017 wird die Höhe des Zuschlags bzw. der finanziellen Förderung für bestimmte KWK-Anlagen¹⁷ durch Ausschreibung ermittelt. § 8d Abs. 1 KWKG 2017 bestimmt in diesem Zusammenhang, dass die Anlagenbetreiber, die nach § 8a Zuschlagszahlungen oder nach § 8b KWKG 2017 eine finanzielle Förderung erhalten haben, nach der Beendigung dieses Anspruchs für den in ihrer KWK-Anlage erzeugten Strom, den sie selbst verbrauchen, die EEG-Umlage in voller Höhe zahlen müssen. Eine Ausnahme gilt nur, soweit der Anspruch auf EEG-Umlage nach § 61a Nr. 1 EEG 2017 – der Regelung des Kraftwerkseigenverbrauchs – entfällt.

Eine Verringerung der EEG-Umlage auf 40 %¹⁸ kommt nach § 8d Abs. 2 KWKG 2017 aber dann in Betracht, wenn die KWK-Anlage nach der Beendigung des Anspruchs nach § 8a oder § 8b KWKG 2017 modernisiert wird und die Kosten der Modernisierung mindestens 50 % der Kosten betragen, die die Neuerrichtung mit gleicher installierter KWK-Leistung nach aktuellem Stand der Technik gekostet hätte.

Besondere Ausgleichsregelung

Eine Verringerung – genauer: Begrenzung – der EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen und Schienenbahnen gewährt die Besondere Ausgleichsregelung nach den §§ 63 ff. EEG 2017. Die Besondere Ausgleichsregelung soll (bei stromkostenintensiven Unternehmen) die internationale bzw. (bei Schienenbahnen) die intermodale Wettbewerbsfähigkeit sichern.¹⁹ Dementsprechend setzt eine Begrenzung der EEG-Umlage bei stromkostenintensiven Unternehmen voraus, dass

- ▶ das Unternehmen einer der – in Anlage 4 zum EEG 2017 abschließend aufgeführten – Stromkosten- oder handelsintensiven Branchen angehört,
- ▶ die umlagepflichtige und selbst verbrauchte Strommenge im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr an einer Abnahmestelle mehr als 1 GWh betragen hat,
- ▶ eine bestimmte Stromkostenintensität besteht sowie
- ▶ das Unternehmen ein Energie- und Umweltmanagementsystem betreibt.

Dabei besteht ein Selbstbehalt dergestalt, dass für den Strommengenanteil bis einschließlich 1 GWh keine Begrenzung der EEG-Umlage möglich ist. Bei Vorliegen der Voraussetzungen wird die EEG-Umlage dann auf 15 % bzw. 20 % begrenzt. Die Begrenzung auf 15 % unterliegt dabei einem „Cap“ und einem „Super-Cap“, so dass die zu zahlende EEG-Umlage noch einmal auf einen Höhe eines bestimmten Anteil an der Bruttowertschöpfung begrenzt ist. Jedoch ist in allen Fällen trotz einer Begrenzung jedenfalls eine EEG-Umlage von 0,05 bzw. 0,1 ct/kWh zu zahlen.

Bei Schienenbahnen bedarf es an einer Abnahmestelle einer für den Fahrbetrieb selbst verbrauchten Strommenge von mindestens 2 GWh, die EEG-Umlage wird dann für die gesamte Strommenge (jeweils unter Ausschluss der rückgespeisten Energie) auf 20 % begrenzt.

¹⁷ § 8b KWKG 2017 regelt die finanzielle Förderung von „innovativen KWK-Systemen“. Der Übersichtlichkeit halber ist nachfolgend einheitlich von „KWK-Anlage“ die Rede.

¹⁸ Nach § 61c EEG 2017.

¹⁹ So § 63 EEG 2017.

1.5.2.1.2 KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2-Umlage und Offshore-Haftungsumlage

Eine Reduzierung der KWKG-Umlage ermöglichen §§ 27 und 27c KWKG 2017. Diese sehen vor, die Besondere Ausgleichsregelung des EEG 2017 auf das KWKG zu übertragen. Eine KWKG-Umlagereduzierung ist daher nur noch für Industrieunternehmen möglich, für die die EEG-Umlage nach § 63 Nr. 1 i. V. m. § 64 EEG 2017 begrenzt ist. Bezüglich der Höhe der KWKG-Umlage ist vorgesehen, dass an der entsprechenden Abnahmestelle für die über 1 GWh hinausgehende Strommenge eine Mindestumlage von 0,03 ct/kWh nicht unterschritten werden darf.

Die Systematik des KWKG 2017 hat § 17f Abs. 5 EnWG für die **Offshore-Haftungsumlage** übernommen, § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV verweist dagegen noch auf die vorherige, von der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG 2017 entkoppelten Begünstigungstatbestände in § 26 Abs. 2 KWKG 2016.

1.5.2.2 Netzentgelte

1.5.2.2.1 Individuelle Netzentgelte

Ähnlich der Besonderen Ausgleichsregelung gewährt § 19 Abs. 2 StromNEV stromintensiven Unternehmen eine Verringerung der Netzentgelte. Hierbei sind zwei Tatbestände zu unterscheiden:

- ▶ Entweder weicht der Höchstlastbeitrag des Letztverbrauchers erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der betreffenden Netz- oder Umspannebene ab, § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV,
- ▶ oder an einer Abnahmestelle erreicht die Stromabnahme aus dem Netz für die allgemeine Versorgung für den eigenen Verbrauch pro Kalenderjahr mindestens 7.000 Benutzungsstunden und der Stromverbrauch übersteigt 10 GWh, § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV.

Die sogenannten individuellen Netzentgelte betragen dann im Fall des § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV mindestens 20 % der veröffentlichten Netzentgelte und im Fall des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

- ▶ mindestens 20 % bei mindestens 7.000 Benutzungsstunden,
- ▶ mindestens 15 % bei mindestens 7.500 Benutzungsstunden und
- ▶ mindestens 10 % der veröffentlichten Netzentgelte bei mindestens 8.000 Benutzungsstunden.

Die genaue Höhe der individuellen Netzentgelte hängt von dem Beitrag des Letztverbrauchers zu einer Senkung oder zumindest Vermeidung einer Erhöhung der Kosten der betreffenden Netz- oder Umspannebene ab. Diese Voraussetzung ist notwendig, um die Vorgaben des europäischen Beihilfenrechts einzuhalten. Die maximalen Strompreisvergünstigungen für Industriekunden ergeben sich aus **Abbildung 5**.

Die Privilegierung durch die Vereinbarung individueller Netzentgelte ist vor dem Hintergrund des § 16 Abs. 1 Satz 1 StromNEV zu sehen, der den allgemeinen Grundsatz regelt, dass die Netzkostenzuordnung verursachungsgerecht zu erfolgen hat. Die Tatbestände des § 19 Abs. 2 StromNEV honorieren eine Abnahmecharakteristik, die netzstabilisierend wirkt und damit positiv für das Gesamtsystem ist.²⁰

1.5.2.2.2 Reduzierte Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen

§ 14a EnWG regelt eine Reduzierung der Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen und an die Niederspannungsebene angeschlossen sind.

²⁰ Begründung zu § 19 Abs. 2 StromNEV, BR-Drs. 245/05, S. 40.

Voraussetzung ist, dass mit dem Netzbetreiber die netzdienliche Steuerung der Verbrauchseinrichtung vereinbart wird.

Als eine steuerbare Verbrauchseinrichtung sind in § 14a Satz 2 EnWG ausdrücklich Elektromobile genannt.

1.5.2.3 Konzessionsabgaben

Nach § 2 Abs. 4 KAV dürfen Kommunen für solche Stromlieferungen an Sonderkunden keine Konzessionsabgaben verlangen, deren Durchschnittspreis im Kalenderjahr je Kilowattstunde unter dem Durchschnittserlös je Kilowattstunde aus der Stromlieferung an alle Sondervertragskunden liegt. Unmittelbar Begünstigte sind hier die Netzbetreiber als (Konzessions-)Vertragspartner der Kommunen. Allerdings ist eine vertragliche Weitergabe dieser Entlastung durch die Netzbetreiber – gegebenenfalls über die Lieferanten – an die Letztverbraucher üblich. Die Privilegierung nach § 2 Abs. 4 KAV dient dazu, Lieferungen an Sonderkunden zu entlasten, weil diese regelmäßig über Anschlüsse in höheren oder der höchsten Spannungsebene verfügen. In diesen Fällen sieht der Verordnungsgeber eine Inanspruchnahme des kommunalen Wegenetzes als wenig wahrscheinlich an.²¹

1.5.2.4 Stromsteuer

1.5.2.4.1 § 9 Abs. 1 und 2 StromStG

Stromsteuerrechtliche Befreiungs- und Ermäßigungstatbestände regelt zunächst § 9 Abs. 1 und 2 StromStG. Die *Befreiung*statbestände in § 9 Abs. 1 StromStG erfassen u. a.

- ▶ Strom aus erneuerbaren Energien, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als 2 MW erzeugt wird und mit dem sich der Anlagenbetreiber am Ort der Erzeugung selbst versorgt (Nr. 1),
- ▶ Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird (Nr. 2),
- ▶ Eigenversorgungen oder Leistungen an Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang zu der Erzeugungsanlage, wenn die elektrische Nennleistung der Erzeugungsanlage 2 MW nicht übersteigt (Nr. 3),
- ▶ sowie Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt und am Ort der Erzeugung verwendet wird, sofern die betreffende Erzeugungsanlage weder mittel- noch unmittelbar an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist und zur Stromerzeugung nachweislich versteuerte Energieerzeugnisse eingesetzt werden.

Nach § 9 Abs. 2 StromStG unterliegt Strom einem *ermäßigten* Steuersatz von 11,42 Euro/MWh, der im Verkehr mit Oberleitungsomnibussen entnommen wird.

1.5.2.4.2 §§ 9a und 9b StromStG

Eine weitere Privilegierung bei der Stromsteuer eröffnet § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG. Nach dieser Vorschrift wird die Stromsteuer in voller Höhe für Strommengen erlassen, erstattet oder vergütet, die Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnommen haben. Welche Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sind legt § 2 Nr. 3 StromStG fest:

„Unternehmen, die dem Abschnitt C (Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden), D (Verarbeitendes Gewerbe), E (Energie- und Wasserversorgung) oder F (Baugewerbe) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind [...]“.

²¹ Siehe die Begründung zur KAV, BR-Drs 686/91, S. 17.

§ 9b StromStG gewährt Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sowie der Land- und Forstwirtschaft eine Steuerentlastung für Strom, der für betriebliche Zwecke entnommen und versteuert wurde. Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft sind gemäß § 2 Nr. 5 StromStG

„Unternehmen, die dem Abschnitt A (Land- und Forstwirtschaft) oder der Klasse 05.02 (Teichwirtschaft und Fischzucht) der Klassifikation der Wirtschaftszweige zuzuordnen sind [...]“.

Keine Steuerentlastung wird jedoch für Strom gewährt, der für Elektromobilität verwendet wird. Die Steuerentlastung beträgt 5,13 Euro/MWh.

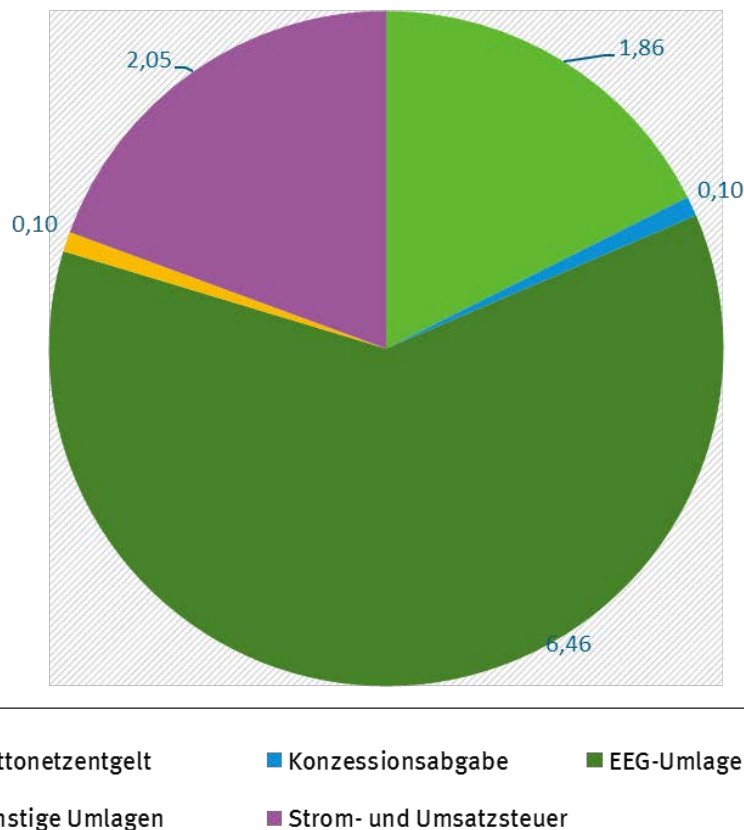
1.5.2.4.3 § 10 StromStG

§ 10 StromStG regelt den „*Erlass, Erstattung oder Vergütung in Sonderfällen*“ und damit den sogenannten „Spitzenausgleich“. Tatbestand und Rechtsfolge sind parallel zum energiesteuerrechtlichen Spitzenausgleich in § 55 EnergieStG (siehe hierzu nachfolgend unter **Abschnitt 1.7.2.4**) ausgestaltet. Die Vorschrift gewährt Unternehmen des Produzierenden Gewerbes eine über § 9b StromStG hinausgehende Steuerentlastung. Damit soll die Wettbewerbsfähigkeit solcher Unternehmen erhalten bleiben. Die Höhe der Steuerentlastung ist jedoch begrenzt, wobei diese Begrenzung von der Höhe des von den Unternehmen zu zahlenden Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen abhängt. Dabei werden bestimmte Beitragssätze unterstellt.

Durch die Verknüpfung mit der Höhe des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen soll eine doppelte Begünstigung – einmal durch § 10 StromStG und einmal durch die Senkung des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen infolge des in die Rentenversicherung fließenden Stromsteueraufkommens – verhindert werden. Daneben verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, die Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie zu erhöhen. Um dies zu erreichen, setzt die Inanspruchnahme des Spitzenausgleichs seit 2013 voraus, dass die Unternehmen ein Energiemanagementsystem betreiben, § 10 Abs. 3 StromStG.

Es ist hervorzuheben, dass die betrachteten Sektoren sehr unterschiedlich von den nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen betroffen sind. So zahlen Industriekunden, auch wenn sie keine Vergünstigungen erhalten, z. B. deutlich niedrigere Nettonetzentgelte und Konzessionsabgaben als Haushalts- und Gewerbekunden. Zudem existieren weitere Vergünstigungen, die die nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile für Industriekunden im internationalen Wettbewerb deutlich reduzieren. **Abbildung 5** zeigt die maximalen Strompreisvergünstigungen für Industriekunden. Demnach konnte sich bei Industriekunden z. B. die EEG-Umlage gemäß § 41 Abs. 3 EEG a. F. – also noch unter der bis 31.07.2014 geltenden Rechtslage – um bis zu 91,5 % reduzieren (vgl. Bundesnetzagentur 2014).

Abbildung 5: Maximale Strompreisvergünstigungen für Industriekunden [in ct/kWh]



Quelle: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2018. Eigene Darstellung.

1.5.3 Sonstige (Förder-)Regelungen

Durch bestimmte Arten der Stromverwendung können die Betreiber von Verbrauchseinrichtungen – bspw. von Elektrolyseuren – zusätzliche Einnahmen generieren.

1.5.3.1 Regelenergie

Eine solche Möglichkeit bietet zum einen die Teilnahme am Markt für Regelenergie. § 6 Abs. 5 Strom-NZV schreibt potentiellen Anbietern von Regelenergieprodukten vor, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten nachzuweisen. Dabei sind die von der Bundesnetzagentur hierzu getroffene Festlegungen zu beachten. Diese Festlegungen regeln die Vorgaben, die die Übertragungsnetzbetreiber bei der Beschaffung positiver oder negativer Regelenergie in ihren Formen der Primärregelleistung, der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve zu beachten haben. Die Vorgaben setzen – neben § 6 Abs. 5 StromNZV – wiederum den Rahmen für die Voraussetzungen, die die Erbringer von Regelenergie, auch für die notwendige Präqualifikation, erfüllen müssen. Weiter von Bedeutung sind die auf europäischer Ebene erlassenen Netzkodizes, wie die *Guideline on Electricity Transmission System Operation*.

1.5.3.2 Abschaltbare Lasten

Möglich ist darüber hinaus eine Vergütung nach der AbLaV. Auch hier handelt es sich um ein von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführte Ausschreibungen. Zudem hängt die Möglichkeit der Teilnahme wiederum von einer erfolgreichen Präqualifikation ab.

Als abschaltbare Lasten im Sinne von § 2 Nr. 1 AbLaV kommen Verbrauchseinrichtungen in Betracht, deren Stromverbrauch zuverlässig reduziert werden kann, bei denen die Stromabnahme aus einem Netz erfolgt, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist, und die im physikalischen Wirkbereich eines Höchstspannungsknotens des Übertragungsnetzes belegen sind. Mögliche Erlöse sind nach § 4 Abs. 2 AbLaV auf einen Leistungspreis in Höhe von EUR 500 pro MW an Abschaltleistung, bzw. auf einen Arbeitspreis in Höhe von EUR 400 pro MWh gedeckelt.

1.6 Förderung von PtG ohne Förderung der Sektorkopplung

Bevor auf die für die einzelnen Sektorkopplungsoptionen geltenden Rahmenbedingungen eingegangen wird, sollen zunächst Regelungen vorgestellt werden, die zwar PtG fördern, eine Sektorkopplung allerdings gerade nicht (direkt) erfassen. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass Voraussetzung der Förderung eine Rückverstromung und teilweise auch eine Wiedereinspeisung in das Netz (für die allgemeine Versorgung) ist. Der Stromsektor darf somit (zunächst) nicht „verlassen“ werden. Dies bedeutet eine Verzerrung gegenüber der Sektorkopplung. **Textbox 4** gibt einen Überblick über diese Regelungen.

Textbox 4: Überblick über Verzerrungstatbestände bei zwischengespeicherten Strom

Verzerrungstatbestände bei der Förderung von PtG	
Befreiung/Reduzierung	Förderung
▸ § 61l Abs. 1 bis 1c EEG 2017 (Vermeidung eines doppelten Anfalls der EEG-Umlage bei Zwischenspeicherung) ▸ § 118 Abs. 6 EnWG (Netzentgeltbefreiung bei Zwischenspeicherung) ▸ § 19 Abs. 4 StromNEV (individuelles Netzentgelt für Stromspeicher)	▸ § 19 Abs. 3 EEG 2017 (Förderanspruch auch bei zwischengespeicherten Strom aus erneuerbaren Energien und Speichergasen)

1.6.1 § 61l Abs. 1 bis 1c EEG 2017 – Vermeidung eines doppelten Anfalls der EEG-Umlage

§ 61l Abs. 1 bis 1c EEG 2017 regelt, dass sich die EEG-Umlage für Strom, der zwecks Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, in der Höhe reduziert, in der die EEG-Umlage für dem Stromspeicher wieder entnommenen Strom gezahlt wird. Voraussetzung ist, dass Verbrauch in und Entnahme aus dem Stromspeicher innerhalb derselben Saldierungsperiode erfolgen. Saldierungsperiode ist das Kalenderjahr; wird der dem Stromspeicher entnommene Strom nicht ausschließlich wieder in das Netz eingespeist oder selbst verbraucht, verkürzt sich die Saldierungsperiode auf einen Kalendermonat. Zudem ist die Reduzierung der EEG-Umlage in diesem Fall pro Kalenderjahr auf 500 in dem Stromspeicher verbrauchte kWh je kWh installierter Speicherkapazität begrenzt. Daneben bestehen weitere (Mess- und Mitteilungs-)Pflichten.

§ 611 Abs. 2 EEG 2017 regelt eine ähnliche Ausnahme für Strom, der für die Erzeugung von in das Erdgasnetz einzuspeisendes Speichergas eingesetzt wird. Hier ist Voraussetzung, dass aus dem Speichergas unter bestimmten Anforderungen²² wieder Strom erzeugt und hierfür die EEG-Umlage gezahlt wird.

Hintergrund des § 611 Abs. 1 bis 2 EEG 2017 und des – sogleich dargestellten – § 118 Abs. 6 Sätze 1 bis 6 EnWG ist der Umstand, dass Stromspeicher als Letztverbraucher anzusehen sind. Ohne die soeben genannten Ausnahmetatbestände käme es deshalb nicht nur zu einer doppelten Entstehung der EEG-Umlage, nämlich bei der Ein- und bei der Ausspeicherung. Auch bei den Netzentgelten bedeutete dies eine Doppelbelastung, da sowohl bezüglich der für die Einspeicherung bezogenen Strommengen als auch bezüglich der Entnahme aus gespeicherten Strommengen durch den – dann – Letztverbraucher grundsätzlich Netzentgelte anfielen, siehe § 17 Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 15 Abs. 1 Satz 2 StromNEV.

1.6.2 § 19 Abs. 4 EEG 2014 – Finanzielle Förderung zwischengespeicherten Stroms

Nach § 19 Abs. 3 EEG 2017 besteht ein Förderanspruch auch für zwischengespeicherten Strom. Entscheidend ist die in ein Netz für die allgemeine Versorgung wiedereingespeiste Strommenge. Zudem regelt die Vorschrift in Satz 4 eine Ausnahme von dem sogenannten „Ausschließlichkeitsprinzip“ nach § 19 Abs. 1 EEG 2014, indem der Förderanspruch trotz eines gemischten Einsatzes von erneuerbaren Energien und Speichergasen erhalten bleibt, obwohl es sich bei Speichergasen laut der Definition in § 3 Nr. 42 EEG 2017 nicht um eine erneuerbare Energie handelt. Damit wird insbesondere die Möglichkeit eröffnet, Strom als (methanisierten) Wasserstoff zu speichern.

Allerdings muss die Zwischenspeicherung vor der Netzeinspeisung erfolgen, so dass im Ergebnis eine Direktleitung zwischen Erzeugungsanlage und Elektrolyseur erforderlich sein dürfte.

1.6.3 § 118 Abs. 6 EnWG – Netzentgeltbefreiung

§ 118 Abs. 6 EnWG ist nur auf den ersten Blick ein auf die Sektorkopplung zugeschnittener Tatbestand. Nach § 118 Abs. 6 Sätze 1 bis 6 EnWG sind „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, die bestimmte zeitliche und/oder technische Voraussetzungen erfüllen, für einen Zeitraum von 20 Jahren bzw. von zehn Jahren (Pumpspeicherkraftwerke) hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden Strommengen von den Netzentgelten befreit. § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG setzt allerdings voraus, dass die Strommengen für die Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Netz entnommen und später wieder in dieses Netz eingespeist werden. Um ein Netz für die allgemeine Versorgung muss es sich dabei nicht handeln. Nach § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG sind die Sätze 1, 3 und 6 der Vorschrift auch auf Anlagen anzuwenden, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, soweit der erzeugte Wasserstoff oder das erzeugte Gas zur Stromerzeugung eingesetzt werden. hiervon ausgenommen. Nach § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG sind PtG-Anlagen sind zudem unbefristet von den Netzentgelten bei der (Wieder-)Einspeisung in ein Erdgasnetz befreit (hierzu nachfolgend unter **Abschnitt 1.7.2.2.1 – Entlastungen**).

Streitig war, ob die in § 118 Abs. 6 EnWG geregelte Befreiung nur die eigentlichen Netzentgelte, also Leistungs- und Arbeitspreis, oder insbesondere auch die Umlagen in Form eines Aufschlags auf die

²² Entsprechung von aus dem Erdgasnetz entnommener und in das Erdgasnetz eingespeister Gasmenge anhand des Wärmeäquivalents sowie Verwendung von Massenbilanzsystemen (siehe § 47 Abs. 6 Nr. 1 und 2 EEG 2014 (§ 44b Abs. 5 Nr. 1 und 2 EEG 2017)).

Netzentgelte erfasst. Nach dem OLG Düsseldorf erfasst § 118 Abs. 6 EnWG jedoch nur die eigentlichen Netzentgelte.²³ Der BGH hat dies bestätigt.²⁴

1.6.4 § 19 Abs. 4 StromNEV – Individuelles Netzentgelt für Stromspeicher

Nach § 19 Abs. 4 StromNEV ist nunmehr auch ein individuelles Netzentgelt für Letztverbraucher vorgesehen, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen. Das Netzentgelt besteht dabei nur aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt; der Netzbetreiber hat unter Anwendung der Gleichzeitigkeitsfunktion des oberen Benutzungsbereichs in Anlage 4 zur StromNEV den Jahresleistungspreis auf den Anteil der entnommenen Strommenge zu reduzieren, der nicht wieder in das Netz eingespeist wird. Anders als bei § 118 Abs. 6 Satz 3 EnWG muss die Rückspeisung hier jedoch nicht in dasselbe Netz erfolgen.²⁵

Die Vorschrift ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass Stromspeicher unabhängig von der für die Speicherung eingesetzten Technologie nur in dem Umfang mit Netzkosten belastet werden sollen, in dem sie den Strom dauerhaft dem Stromsystem entziehen und ihn nicht wieder in das Netz zurückspeisen. Darum soll den Speicherbetreibern ein Netzentgelt angeboten werden, bei dem lediglich die Speicherverluste – also die Differenz zwischen Ein- und Ausspeicherung – mit Netzentgelten belastet werden. Der Wegfall des Arbeitsnetzentgelts soll die Speicherbetreiber in die Lage versetzen, auch auf Preissignale zu reagieren, die geringer sind als das Arbeitsnetzentgelt zuzüglich der Kosten für den Verluststrom.²⁶

1.6.5 § 27b KWKG 2017 – Begrenzung der KWKG-Umlage für Stromspeicher

Nach § 27b KWKG 2017 wird zudem die KWKG-Umlage entsprechend § 61l EEG 2017²⁷ für Strom begrenzt, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird.

1.7 Rahmenbedingungen der Stromverwendung nach Anwendungsart

Nachfolgend wird nun auf die konkreten Rahmenbedingungen eingegangen, die für die einzelnen Sektorkopplungsoptionen in den Anwendungsfeldern Wärmeanwendungen (nachfolgend **Abschnitt 7.2**), Verkehrsanwendungen (nachfolgend **Abschnitt 7.3**) und sonstige industrielle Anwendungen (nachfolgend **Abschnitt 7.3**) gelten. Dies umfasst auch die Rahmenbedingungen, die für die mit der Stromverwendung in den Anwendungsbereichen (d. h. mit der Sektorkopplung) konkurrierenden Energieträger gelten, da diese Rahmenbedingungen im Vergleich zu den konkret für die Stromverwendungen geltenden Rahmenbedingungen gegebenenfalls zu Verzerrungen führen können.

1.7.1 Allgemeine Belastungen

Der Verwendung von Strom für eine Sektorkopplung ist – ungeachtet der Anwendungsarten und Anwendungssektoren – gemeinsam, dass der erzeugte Strom für die Sektorkopplung verbraucht wird. Dabei kann es sich bereits um den „endgültigen“ Verbrauch handeln, wie z. B. der Verbrauch in einer Wärmepumpe oder für das Aufladen der Batterie eines Elektrofahrzeugs. Es kann sich aber auch um

²³ OLG Düsseldorf, Beschluss vom 09.03.2016, Az. VI-3 Kart 17/15 (V); zustimmend *Missling*, IR 2016, S. 184 (185).

²⁴ BGH, Beschluss vom 20.06.2017, Az. EnVR 24/16.

²⁵ Begründung zu § 19 Abs. 4 StromNEV, BT-Drs. 18/8915, S. 40 f.

²⁶ Begründung zu § 19 Abs. 4 StromNEV, BT-Drs. 18/8915, S. 41.

²⁷ Siehe hierzu oben unter Ziffer 6.1.

einen „Zwischenverbrauch“ handeln, wie z. B. die Methanisierung des Stroms (mit späterer Rückverstromung und gleichzeitigen Wärmeerzeugung in einer Brennstoffzelle; vgl. **Abbildung 1** die 1. Umwandlung).

In der Regel werden der Erzeuger und der (Zwischen-)Verbraucher der Strommengen personenverschieden sein und für den Transport der Strommengen ein Netz für die allgemeine Versorgung in Anspruch genommen werden. Daher wird für die Frage der konkreten Rahmenbedingungen nachfolgend hiervon ausgegangen. Dies führt dazu, dass die Belastungen des Stroms wegen des (Zwischen-)Verbrauchs und die zugrunde liegenden Regelungen bei den einzelnen Anwendungsarten und Anwendungssektoren weitestgehend gleich sind. Infolgedessen werden diese *allgemeinen Belastungen*²⁸ vorab – und angesichts der Ausführungen oben in **Abschnitt 1.5.1** in aller Kürze – dargestellt:

Zunächst unterliegen die Strommengen dann der EEG-Umlage. Wird für die Lieferung ein Netz für die allgemeine Versorgung in Anspruch genommen, werden die Strommengen zusätzlich mit der KWKG-Umlage, der § 19 Abs. 2-Umlage, der Offshore-Haftungsumlage und der AbLaV-Umlage belastet. Aus der Inanspruchnahme eines Netzes für die allgemeine Versorgung resultieren gleichermaßen die Netzentgelte und die Konzessionsabgaben. Abschließend kommen die Stromsteuer und die Umsatzsteuer hinzu.

1.7.2 Anwendungsfeld 1: Wärmeanwendungen

Wärmeanwendungen umfassen die Sektorkopplungsoptionen PtH, PtG und PtL sowie Konkurrenztechniken der konventionellen Fern- und Nahwärmeversorgung und dezentralen Raumwärme-, Prozesswärme- und Warmwassererzeugung. **Abbildung 6** gibt einen Überblick über die wichtigsten Energieträgerflüsse und Umwandlungsschritte. (Aufgrund der auch zukünftig vergleichsweise geringen Relevanz wird aus Übersichtsgründen auf die Darstellung von PtL und der dazugehörigen Rahmenbedingungen verzichtet.) Im Folgenden werden die rechtlichen Rahmenbedingungen dieser Sektorkopplungsoptionen und Konkurrenztechniken detailliert beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf Bundesgesetzen. Einen möglichst vollständigen Überblick über alle relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen, inklusive relevanter Landesgesetze, gibt **Textbox 5**.²⁹

Textbox 5: Überblick über rechtliche Rahmenbedingungen für Wärmeanwendungen

Be- und Entlastungen	
Belastungen von Strom ▸ Vgl. Textbox 2	Entlastungen von Strom ▸ Vgl. Textbox 3
Belastungen anderer Energieträger ▸ EnergieStG (steuerliche Belastung von Erdgas und Heizöl)	
Sonstige Regelungen	

²⁸ Der Übersichtlichkeit halber werden hier die Belastungen dargestellt, die allgemein, also zunächst ohne Berücksichtigung etwaiger Spezifika der einzelnen Anwendungsfelder und etwaiger Ausnahmetatbestände, entstehen. Dies erfolgt in Abgrenzung zu den allgemeinen Belastungen sogleich in den Abschnitten 7.2 bis 7.4.

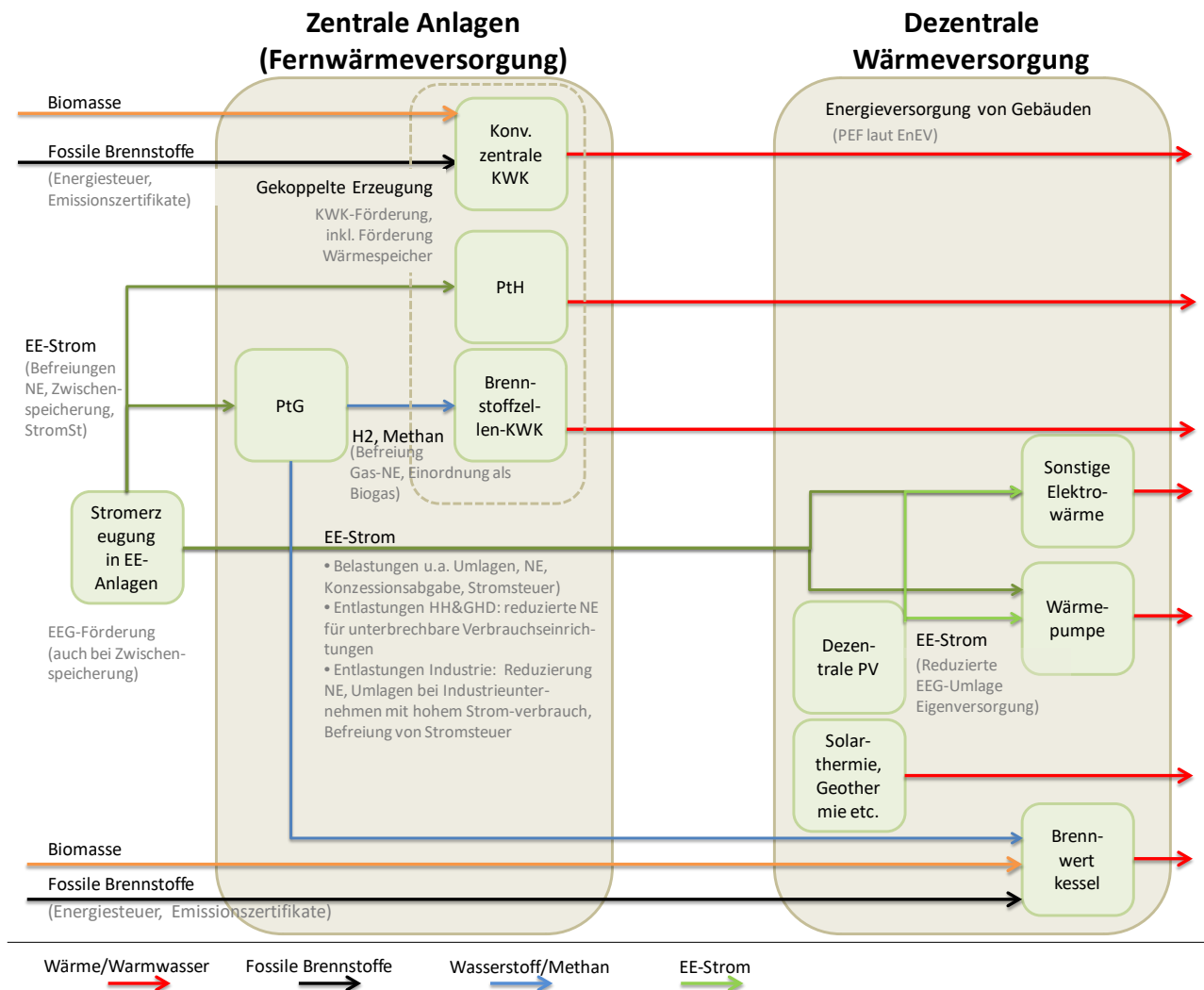
²⁹ Textbox 5 enthält nur allgemeine Rahmenbedingungen für PtG. Weitere rechtliche Rahmenbedingungen für PtG, wie insbesondere technische Regelwerke, sind in Textbox 6 zusammengefasst. Der Vollständigkeit halber sind in Textbox 5 auch Landesgesetze und Verordnungen aufgeführt. Als „untergeordnetes“ Landesrecht wurden sie für diesen Zwischenbericht jedoch nicht geprüft.

Gesetze	Verordnungen
▸ §§ 3, 4, 14 und 15 EEWärmeG (Anteil EE zur Wärmebedarfsdeckung von Gebäuden, finanzielle Förderungen bestimmter Techniken wie bspw. Wärmepumpen) ▸ §§ 18, 19, 22 und 23 KWKG 2017 (Förderung des Ausbaus von Wärmenetzen sowie -speichern)	▸ §§ 3, 4, 5, 9 EnEV (Regelung von Jahresprimärenergiebedarf von Gebäuden, Eigenversorgung, Anlagen 1 und 2: Festlegung Primärenergiefaktoren³⁰)
Landesgesetze/-verordnungen ³¹	
Landesgesetzgebung	Sonstiges
▸ BW-WärmeG ▸ RL Energetische Anforderungen an den Neubau und die Sanierung von öffentlichen Gebäuden der Freien Hansestadt Bremen ▸ LImSchG Brandenburg ▸ BremEG ▸ HmbKliSchVO ▸ HmbKliSchG ▸ Hessisches Energiezukunftsgesetz ▸ Hessen: Anforderungen des Gewässerschutzes an Erdwärmesonden ▸ Klimaschutzgesetz NRW ▸ LKSG RLP	▸ Kommunale Regeln zu Vorranggebieten / Anschlusszwang Fernwärme ▸ Anforderungen an öffentlichen Gebäuden (Bestandsgebäude) ▸ LBauOen ▸ Landesemissionsschutz-Vorschriften ▸ KoV Gas

³⁰ Primärenergiefaktoren definieren das Verhältnis von eingesetzter Energie zu abgegebener Endenergie. Je nach gewählten Werten führen sie zu einer Besserstellung bspw. von bestimmten Umwandlungstechniken in der Wärmeerzeugung.

³¹ Überblick Landesgesetze: http://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW%7CBY%7CB%7CBB%7CHB%7CHH%7CHE%7CMV%7CNI%7CNRW%7CRLP%7CSL%7CSN%7CST%7CSH%7CTH%7CD/kategorie/gesetze/auswahl/322-bauordnung/#goto_322.

Abbildung 6: Überblick über Energieflüsse von Sektorkopplungs- und Konkurrenztechniken bei Wärmeanwendungen mit rechtlichen Rahmenbedingungen³²



Quelle: angelehnt an Fraunhofer ISI & DVGW 2015

1.7.2.1 Nicht wettbewerblich bestimmte Preisbestandteile der Energieträger von heute genutzten Wärmeanwendungen

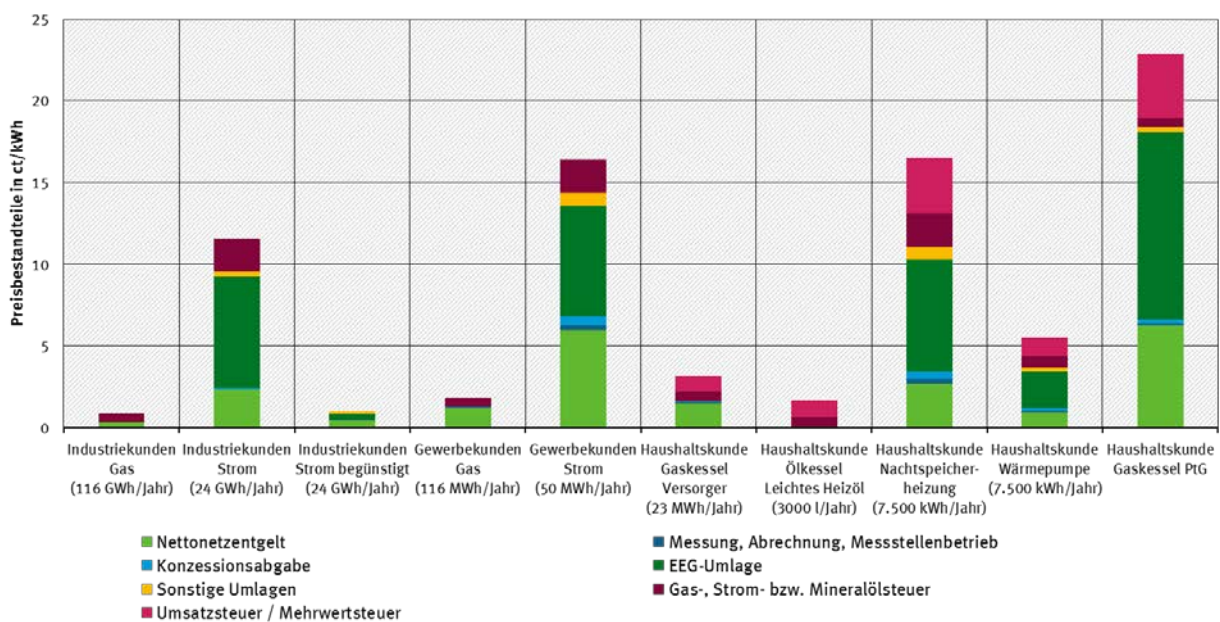
Die wichtigsten Energieträger für Wärmeanwendung sind Erdgas, leichtes Heizöl und Strom. In **Abbildung 7** sind die Preisbestandteile unterschiedlicher Energieträger für Wärmeanwendungen gegenübergestellt. Bei Heizöl und bei Strom für Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen ist ein für Haushalte typischer Abnahmefall dargestellt. Bei Gaspreisen wird nach typischen Abnahmefällen für Industrie-, GHD- und Haushaltskunden unterschieden. Wie bereits im vorherigen Abschnitt dargestellt, sind die EEG-Umlage, die Netzentgelte und die Stromsteuer die höchsten nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile von Heizstrom. Bei Erdgas sind ebenfalls die Netzentgelte sowie die

³² Langfristige Zielsetzung ist die Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung in allen Anwendungsbereichen. In der Übergangsphase bis zur Erreichung einer Sektorkopplung, die zu 100 % auf Strom aus erneuerbaren Energien beruht, wird jedoch auch konventioneller Strom zur Sektorkopplung genutzt. Im Hinblick auf die Orientierung am Zielsystem sowie der Übersichtlichkeit halber wird in dieser und der folgenden Abbildung 8 jedoch nur der Grünstrompfad dargestellt.

Energiesteuer relevant. Bei beiden Energieträgern macht bei Privatkunden zudem die Umsatzsteuer einen relevanten Preisbestandteil aus. Nicht wettbewerblich bestimmte Preisbestandteile von leichtem Heizöl sind hingegen lediglich die Energie- und die Umsatzsteuer.

Es wird deutlich, dass insbesondere die EEG-Umlage, aber auch die deutlich höheren Netzentgelte und Strom-/Energiesteuer bei Strom und synthetischem Methan (PtG) dazu führen, dass Nachtspeicherheizungen und andere Stromdirektanwendungen sowie die Nutzung von synthetischem Methan in Gaskesseln deutliche Wettbewerbsnachteile aufweisen. Bei Wärmepumpen relativiert sich der Unterschied aufgrund der höheren Jahresarbeitszahl.

Abbildung 7: Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte bei Wärmeanwendungen (Nutzenergie) für unterschiedliche Bereitstellungstechniken nach typischen Abnahmefällen unter Berücksichtigung typischer Wirkungsgrade



Quellen: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2018; Weekly Oil Bulletin 2019. Eigene Darstellung.

1.7.2.2 Power-to-Heat

1.7.2.2.1 Anwendungssektor Haushalte/GHD

Belastungen

Die Belastungen der Sektorkopplungsoption PtH in den Sektoren Haushalte/GHD und Industrie entsprechen den allgemeinen Belastungen der Stromverwendung, die in **Abschnitt 1.7.1** beschrieben werden (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuer und Umsatzsteuer).

Entlastungen

Liegen die Voraussetzungen einer Eigenversorgung nach den §§ 61 ff. EEG 2017 vor, reduziert sich die EEG-Umlage oder fällt – bei einer Bestands-Eigenversorgung – sogar gänzlich weg. Nach § 14a EnWG kommt eine Reduzierung der Netzentgelte in Betracht, sollte die Verbrauchseinrichtung für den Netzbetreiber steuerbar sein. Zudem kann es zu einer Befreiung von der Stromsteuer kommen, wenn einer der in § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3 oder 6 StromStG geregelten Tatbestände einschlägig ist (hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.1**). Dies hängt von den Umständen des Einzelfalls ab.

Sonstige (Förder-)Regelungen

i. EnWG

Nach § 13 Abs. 6a EnWG besteht die Möglichkeit, einen Überschuss von Strommengen auch durch Verbrauch von Strommengen in einem anderen Sektor „abzufedern“. Den Übertragungsnetzbetreibern steht es frei – allein – mit den Betreibern von KWK-Anlagen vertraglich zu vereinbaren, dass auf der einen Seite die Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage reduziert und auf der anderen Seite Strom aus dem Netz bezogen wird, um die Wärmeerzeugung weiter aufrechterhalten zu können. In Betracht kommen hierfür allerdings nur in Netzausbaugebieten gemäß § 36c EEG 2017 gelegene KWK-Anlagen, die technisch geeignet sind, zur Beseitigung von Netzenspässen im Übertragungsnetz „effizient“ beizutragen, vor dem 1.1.2017 in Betrieb genommen wurden und über eine installierte Leistung von mehr als 500 kW verfügen. Mittels einer Rechtsverordnung kann die Vorschrift auf andere Sektorkopplungsoptionen ausgeweitet werden.

§ 13 Abs. 6a Satz 2 EnWG enthält Vorgaben für die mit den Anlagenbetreibern für mindestens fünf Jahre zu schließende Vereinbarung. Neben der Klarstellung, dass eine Inanspruchnahme der KWK-Anlage abweichend von § 3 Abs. 2 KWKG 2017 erfolgt und es sich nicht um eine Maßnahme des Einspeisemanagements nach den §§ 14, 15 EEG 2017, sondern um eine – nachrangige – marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG handelt, sind zwingende Regelungsgegenstände die Ansprüche des Anlagenbetreibers auf eine „angemessene“ Vergütung für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung und die Erstattung der Kosten für den Strombezug sowie der Anspruch auf einmalige Erstattung der „erforderlichen“ Kosten für die Investition in die elektrische Wärmeerzeugung.

ii. KWKG

Fördernde Regelungen enthalten zunächst die §§ 18, 19, 22 und 23 KWKG 2017, auch wenn es nicht zu einer Minderung der oben unter **Abschnitt 7.1** dargestellten Belastungen kommt.

Mit 19 KWKG 2017 wird der Neu- und der Ausbau von Wärmenetzen³³ durch Zuschlagszahlungen gefördert. Die Voraussetzungen für solche Zuschlagszahlungen regelt § 18 KWKG 2017. U. a. muss das neu- oder ausgebaute Wärmenetz grundsätzlich spätestens bis zum 31.12.2022 in Betrieb genommen werden und die Abnehmenden müssen sodann innerhalb von 36 Monaten mindestens zu 75 % mit Wärme aus KWK-Anlagen oder mindestens zu 50 % mit einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme, die ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz bereitgestellt wird, versorgt werden. Der Zuschlag beträgt nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 KWKG 2017 100 Euro/laufenden Meter für neu verlegte Wärmeleitungen mit einem mittleren Nenn-durchmesser von bis zu 100 mm, wobei eine Deckelung bei 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten besteht. Für neu verlegte Wärmeleitungen mit einem mittleren Nenndurchmesser von mehr als 100 mm beträgt der Zuschlag nach Nr. 2 der Vorschrift 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Die absolute Zuschlagshöhe liegt bei 20 Mio. Euro je Projekt.

Nach § 23 KWKG 2017 wird der Neubau von Wärmespeichern mit Zuschlagszahlungen gefördert. Die Voraussetzungen für solche Zuschlagszahlungen regelt § 22 KWKG 2017. U. a. muss die Inbetriebnahme des neuen Wärmespeichers grundsätzlich bis spätestens 31.12.2022 erfolgt sein. Daneben muss die Wärme des Wärmespeichers überwiegend aus KWK-Anlagen stammen, die an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind, wobei die mittleren Wärmeverluste unter 15 W/m² Behälteroberfläche liegen müssen. Die Voraussetzung der Wärmebereitstellung überwiegend aus KWK-Anlagen kann auch dadurch erfüllt werden, dass es sich um industrielle Abwärme ohne zusätzlichen Brennstoffeinsatz oder Wärme aus erneuerbaren Energien handelt, solange der Wärmeanteil aus

³³ Siehe auch § 18 Abs. 4 KWKG 2017, der bestimmte Maßnahmen dem zuschlagberechtigten Ausbau eines Wärmenetzes gleichstellt.

KWK-Anlagen 25 % der eingespeisten Wärmemenge nicht unterschreitet. Der Zuschlag beträgt dann nach § 23 Abs. 1 KWKG 2017 250 Euro/m³ Wasseräquivalent des Wärmespeichervolumens, bei Wärmespeichern, deren Volumen 50 m³ Wasseräquivalent übersteigt, höchstens 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Die absolute Zuschlagshöhe liegt bei 10 Mio. Euro je Projekt; hierzu enthält § 23 Abs. 1 Satz 5 KWKG 2017 eine Zusammenfassungsverordnung.

Die Förderung von Wärmenetzen und -speichern soll Investitionsanreize setzen, um den nach Ansicht des Gesetzgebers stockenden Ausbau der Wärmeinfrastruktur zu stimulieren.³⁴

iii. EEWärmeG

Mit dem EEWärmeG soll insbesondere im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten – kurz: im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung – der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 % erhöht werden, siehe § 1 Abs. 1 EEWärmeG.

Hierzu bestimmt § 3 EEWärmeG i. V. m. der Anlage zu diesem Gesetz, dass der Wärmebedarf bestimmter Gebäude zu einem bestimmten Anteil aus erneuerbaren Energie gedeckt werden muss (sogenannte Nutzungspflicht). Die betroffenen Gebäude legt § 4 EEWärmeG, die Anteile erneuerbarer Energien legen die §§ 5 bis 6 EEWärmeG fest. Nach den §§ 14, 15 EEWärmeG besteht zudem die Möglichkeit einer finanziellen Förderung bestimmter Wärme- bzw. Kältetechniken.

Das EEWärmeG stellt nur für einzelne Technologieoptionen eine unmittelbare Förderung dar. Im Falle des Einsatzes direktelektrisch betriebener Wärmepumpen lässt sich die gewonnene Energie als Geothermie³⁵ und mithin als Einsatz erneuerbarer Energien im Sinne des Gesetzes einordnen. Eine solche Einordnung setzt jedoch voraus, dass die betriebene Wärmepumpe die Voraussetzungen der Nr. III. 1. der Anlage zum EEWärmeG erfüllt. Daher ist es insbesondere erforderlich, dass

- ▶ die nutzbare Wärmemenge mindestens mit der Jahresarbeitszahl von 3,5 (Luft/Wasser- und Luft/Luft-Wärmepumpen) bzw. 4,0 (sonstige Wärmepumpen) bereitgestellt wird,³⁶
- ▶ die Wärmepumpe über einen Zähler für Wärmemengen und Strom verfügt, dessen Messwerte die Berechnung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen ermöglicht, und
- ▶ ein qualifiziertes Umweltzeichen verliehen wurde. Hier kommen das gemeinschaftliche Umweltzeichen „Euroblume“, das Umweltzeichen „Blauer Engel“ oder das Prüfzeichen „European Quality Label for Heat Pumps“ in Betracht.

Eine Wärmeerzeugung über einen Elektrokessel kann im Gegensatz hierzu eine bestehende Nutzungspflicht nicht erfüllen.

Zudem kommt, vorbehaltlich von § 15 EEWärmeG, eine Förderung gemäß § 14 EEWärmeG ebenfalls nur für die Technologieoption einer direktelektrisch betriebenen Wärmepumpe in Betracht.

iv. EnEV

Ebenfalls mit Fokus auf den Gebäudebereich bezweckt die EnEV die Einsparung von Energie. Sie soll dazu beitragen, dass bis 2050 ein „nahezu klimaneutraler Gebäudebestand“ erreicht wird.³⁷ Die EnEV

³⁴ Begründung zum Entwurf der KWKG-Novelle 2012, BT-Drs. 17/8801, S. 14.

³⁵ Siehe § 2 Abs. 1 Nr. 1 EEWärmeG.

³⁶ Die Jahresarbeitszahl sinkt jeweils um 0,2, wenn auch die Warmwasserversorgung über die Wärmepumpe oder zu einem wesentlichen Anteil über sonstige erneuerbare Energien erfolgt oder wenn es sich um einen Wärmepumpeneinsatz in Bestandsgebäuden nach § 3 Abs. 2 EEWärmeG handelt.

³⁷ So § 1 Abs. 1 Satz 2 EnEV.

konkretisiert dabei das EnEG und regelt insbesondere den Wärmeschutz, der nach dem EnEG bei bestimmten neuen und – wiederum nach Maßgabe der EnEV – bestehenden Gebäuden einzubauen ist, um überflüssige Energieverluste beim Heizen und Kühlen zu vermeiden. Nach den §§ 3, 4 und 9 EnEV dient als Maßstab der Jahres-Primärenergiebedarf eines Referenzgebäudes, das Berechnungsverfahren ist in den Anlagen 1 (Wohngebäude) und 2 (Nichtwohngebäude) zur EnEV geregelt.

Soweit Strom aus erneuerbaren Energie in einem zu errichtenden Gebäude eingesetzt wird, kann sich dessen maßgeblicher Endenergiebedarf gemäß § 5 Abs. 1 EnEV entsprechend reduzieren. Dies ist der Fall, wenn der Strom in einem unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu dem Gebäude erzeugt wird und vorrangig dort (entweder unmittelbar oder nach Zwischenspeicherung) selbst genutzt wird, also nur der überschüssige Teil in ein öffentliches Netz eingespeist wird.

Dem Gebäudeeigentümer wird durch die EnEV die Pflicht auferlegt, den verbleibenden Energiebedarf auf eine Weise zu decken, dass der Jahres-Primärenergiebedarf des Referenzgebäudes in dem Fall neu errichteter Gebäude nicht überschritten bzw. in dem Fall von Änderungen an Bestandsgebäuden um nicht mehr als 40 % überschritten wird.

Ziffern 2.1 der Anlagen 1 (für Wohngebäude) und der Anlage 2 (für Nichtwohngebäude) zur EnEV verweisen für die Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs auf DIN-Vorschriften (z. B. DIN V 18599); Ziffern 2.1.1 bestimmen, dass als Primärenergiefaktoren die Werte für den nicht erneuerbaren Anteil nach den betreffenden DIN-Vorschriften zu verwenden sind. Beabsichtigt ein Gebäudeeigentümer eine Fernwärmeversorgung, fließt in den Jahres-Primärenergiebedarf somit auch der Primärenergiefaktor der Fernwärme ein.

1.7.2.2.2 Anwendungssektor: Industrie

Belastungen

Siehe oben unter **Abschnitt 7.1** (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuer und Umsatzsteuer).

Entlastungen

Die für den Anwendungssektor Industrie in Betracht kommenden Entlastungsmöglichkeiten stimmen teilweise mit denjenigen für den Anwendungssektor Haushalte/GHD (siehe oben unter **Abschnitt 7.2.1.1 – Entlastungen**) überein.

Da jedenfalls bei großen Industrieunternehmen eine Versorgung häufig nur über die Mittel- oder höhere Spannungsebenen erfolgt und – bei allen Industrieunternehmen – steuerbare Verbrauchseinrichtungen untypisch sind, wird eine Reduzierung der Netzentgelte nach § 14a EnWG der Ausnahmefall sein. Stattdessen kann eine Reduzierung der Netzentgelte hier jedoch über § 19 Abs. 2 Sätze 1 oder 2 StromNEV erfolgen. Sollten die Voraussetzungen der §§ 61 ff. EEG 2017 nicht vorliegen, käme (zumindest) eine Begrenzung der EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung nach den §§ 63 ff. EEG 2017 in Betracht. Bei großen Industrieunternehmen mit einem hohen Stromverbrauch regelt § 27 KWKG 2017 eine Reduzierung der KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV eine Reduzierung der § 19 Abs. 2-Umlage und § 17f Abs. 5 Satz 3 EnWG eine Reduzierung der Offshore-Haftungsumlage.

Hinsichtlich der Konzessionsabgaben kommt eine Begrenzung nach § 2 Abs. 4 KAV in Betracht.

Auch bei der Stromsteuer bieten sich Industrieunternehmen, soweit es um Unternehmen des Produzierenden Gewerbes handelt, mehr Möglichkeiten, hier eine – steuerrechtlich untechnisch – Befreiung oder Ermäßigung zu erlangen; in Betracht kommen dürfte insbesondere die „*Steuerentlastung für Unternehmen*“ nach § 9b StromStG (hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.2**).

Sonstige (Förder-)Regelungen

Als sonstige Förderregelungen können auch hier die §§ 22 f. KWKG 2017 Anwendung finden.

1.7.2.3 Power-to-Gas

In Textbox 6 werden die wichtigsten rechtlichen Rahmenbedingungen der Umwandlung von Strom in Wasserstoff bzw. Methan, deren Speicherung und Transport sowie deren Rückverstromung zusammengefasst.

Textbox 6: Überblick über rechtliche Rahmenbedingungen von Power-to-Gas

Rechtliche Rahmenbedingungen von Power-to-Gas (Belastungen vgl. Textbox 2)	
Gesetze	Verordnungen
▶ §§ 61 ff. EEG 2017 (Verringerung/Entfall der EEG-Umlage) ▶ § 3 Nr. 10c EnWG (Behandlung von regenerativem Wasserstoff/Methan als Biogas) ▶ § 118 Abs. 6 Sätze 6 und 7 EnWG (Befreiung von Netzentgelten und Einspeiseentgelten) ▶ § 9 Abs. 1 StromStG (Befreiung von Stromsteuer)	▶ §§ 33 f. GasNZV (Netzanschlusspflicht und Vorrang bei Gasnetzzugang) ▶ § 36 GasNZV (Qualitätsanforderungen für Biogas) ▶ § 19 Abs.1 GasNEV (Befreiung von Einspeiseentgelten) ▶ § 20a GasNEV (Anspruch auf vermiedene Netzentgelte)
	Technische Regelwerke
	▶ DVGW-Arbeitsblatt G 260 und 262 (Anforderungen an Gasqualität) ▶ ECE-Regelung Nr. 110 (Anteil Wasserstoff an Kraftstoff) ▶ DIN EN 437 (Anforderungen an Prüfgas)

1.7.2.3.1 Anwendungssektor: Haushalte/GHD

Belastungen

Im Rahmen der Betrachtung von PtG-Lösungen ist entlang des Umwandlungsprozesses zwischen den aufeinander folgenden Stadien der Energieform / des Energieträgers zu differenzieren. Für die erste Phase der Stromverwendung innerhalb des Elektrolyseurs gelten grundsätzlich zunächst die oben unter **Abschnitt 1.7.1** aufgezählten Belastungstatbestände (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuer und Umsatzsteuer).

Der als Produkt des Elektrolyseprozesses entstandene Wasserstoff kann auch ohne weitere Methanisierung einen eigenständigen weiteren Verwertungspfad haben. Gesonderte Belastungen dieses Energieerzeugnisses bestehen nicht; insbesondere fällt keine Energiesteuer an.

Wird der Wasserstoff im Anschluss methanisiert, stellt sich das nunmehr vorliegende Erzeugnis als gasförmiger Kohlenwasserstoff dar, der der Besteuerung nach dem EnergieStG unterliegt. Die Besteuerung solcher Kohlenwasserstoffe ist mit derjenigen für Erdgas identisch, siehe § 2 Abs. 1 Nr. 7, Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG.

Entlastungen

Auf der Ebene des Strombezugs zur Verwendung in einem Elektrolyseur kommt zunächst eine – teilweise oder vollständige – Entlastung von der EEG-Umlage in Betracht, soweit eine (Bestands-)Eigenversorgung gegeben ist. Dies bedeutet insbesondere, dass der Betreiber der Stromerzeugungsanlage und der Betreiber des Elektrolyseurs personenidentisch sein müssen und der Elektrolyseur mit den Eigenstrommengen gespeist wird (zu den weiteren Voraussetzungen einer Eigenversorgung siehe oben unter **Abschnitt 5.2.1.1**).

Dies gilt ebenso für eine Verringerung der Netzentgelte nach § 14a EnWG. Darüber hinaus enthält § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG hinsichtlich der Netzentgelthöhe eine Sonderregelung für PtG. PtG-Anlagen sind nach § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG zudem unbefristet von den Netzentgelten bei der (Wieder-)Einspeisung in ein Erdgasnetz befreit. Eine inhaltlich gleiche Regelung enthält § 19 Abs. 1 Satz 3 GasNEV für die Einspeisung von Biogas (siehe hierzu sogleich unter sonstige (Förder-)Regelungen), allerdings beschränkt auf das Fernleitungsnetz.

Zu einer Befreiung von der Stromsteuer kann es wiederum kommen, sollte einer der in § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3 oder 6 StromStG geregelten Tatbestände einer privilegierten Stromverwendung einschlägig sein (hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.1**).

Sonstige (Förder-)Regelungen

Sonstige Förderregelungen ergeben sich aus dem Umstand, dass nach § 3 Nr. 10c EnWG über PtG erzeugtes Gas grundsätzlich als Biogas anzusehen ist. Dort heißt es:

„Biogas [...] Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG [...] stammen“.

Eine „weit überwiegende“ Herkunft aus erneuerbaren Energien ist dabei bei einem Anteil von mindestens 80 % zu bejahen.³⁸ Die Einordnung als Biogas eröffnet den Anwendungsbereich des Teils 6 der GasNZV. Den §§ 31 ff. GasNZV liegt der Sinn und Zweck zugrunde, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz und damit die Erhöhung des Biogasantteils am Energiemix weiter zu fördern.³⁹ Um dies zu erreichen, privilegieren die §§ 31 ff. GasNZV Biogas bei der Einspeisung in das Erdgasnetz im Wesentlichen in den folgenden Punkten:

- ▶ Anschlussnehmer haben nur 25 % der Netzanschlusskosten zu tragen, Netzbetreiber 75 % (§ 33 Abs. 1 GasNZV).
- ▶ Transportkunden von Biogas haben einen privilegierten Netzzugang (§ 34 GasNZV).
- ▶ Marktgebietsverantwortliche innerhalb eines Marktgebiets haben für die Ein- und Ausspeisung von Biogas einen erweiterten Bilanzausgleich anzubieten. Dieser beinhaltet insbesondere einen Flexibilitätsrahmen von 25 % bezüglich der kumulierten Abweichung der eingespeisten von der ausgespeisten Menge innerhalb des Bilanzierungszeitraums (§ 35 GasNZV).

Abschließend regelt § 36 GasNZV die Qualitätsanforderungen, die Biogas für eine Einspeisung in das Erdgasnetz und bei der Ausspeisung erfüllen muss, und die in diesem Zusammenhang bestehenden Verantwortlichkeiten von Einspeiser und Netzbetreiber, einschließlich der zu tragenden Kosten.

Für die Qualitätsanforderungen bei der Einspeisung verweist § 36 Abs. 1 GasNZV auf die Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW. Die dort geregelten Vorgaben muss der Einspeiser sicherstellen. Damit hat er, anders als ein „normaler“ Einspeiser von sonstigem Erdgas (Transportkunde im Sinne der

³⁸ Begründung zu § 3 Nr. 10c EnWG, BT-Drs. 17/6072, S. 50.

³⁹ Vgl. Begründung zu Teil 6 der GasNZV, BR-Drs. 312/10, S. 90.

GasNZV), einen von den Gegebenheiten im Gasnetz am Einspeisepunkt unabhängigen Standard zu erfüllen. Grundsätzlich muss Erdgas jeweils spezifische Kompatibilitätsanforderungen erfüllen, § 19 Abs. 2 GasNZV. Zu beachten ist, dass eine Einspeisung des Wasserstoffs sowohl methanisiert als auch unmethanisiert erfolgen kann. Allerdings ist bei unmethanisierter Einspeisung darauf zu achten, dass der Wasserstoffanteil im Gasnetz den Anteil von 10 % nicht übersteigt.⁴⁰ Ob diese Grenze aus technischen Gründen zwingend notwendig ist oder auch ein höherer Anteil unkritisch wäre, ist derzeit umstritten.⁴¹

Für die eichrechtlichen Vorgaben, denen das Gas am Ausspeisepunkt zu entsprechen hat, verweist § 36 Abs. 3 GasNZV auf das Arbeitsblatt G 685 des DVGW.

Eine weitere, unmittelbar finanzielle Förderung regelt § 20a GasNEV. Diese Vorschrift gewährt Transportkunden von Biogas ein pauschales (vermiedenes Netz-)Entgelt von 0,007 Euro/kWh eingespeisten Biogases. Anspruchsgegner ist der Netzbetreiber des Netzes, in das der Transportkunde unmittelbar Biogas einspeist. Der Zahlungszeitraum ist begrenzt auf zehn Jahre, beginnend mit der Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Nach § 19 Abs. 1 Satz 3 GasNEV sind für die Einspeisung von Biogas in das Fernleitungsnetz keine Einspeiseentgelte zu entrichten. Der Anwendungsbereich dieser Vorschrift überschneidet sich mit dem Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 Satz 8 EnWG. Der Anwendungsbereich letzterer Vorschrift ist jedoch deutlich weiter gefasst, da er nicht auf die Einspeisung von Biogas beschränkt ist und die Einspeisung auf sämtlichen Netzebenen erfasst.

Zumindest hindernd könnte sich auswirken, dass die Vorgabe einer weit überwiegenden Herkunft des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen in § 3 Nr. 10c EnWG die Frage offen lässt, ob solcher Strom auch tatsächlich bezogen werden musste. Relevant wird diese Frage, wenn man erwägt, die weit überwiegende Herkunft des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen über den Kauf von Herkunftsnachweisen sicherzustellen. So sieht das System der Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien, geregelt in der EEV und der – die EEV insoweit konkretisierenden – HkRNDV, zum einen die Möglichkeit vor, „nur“ Herkunftsnachweise zu kaufen, ohne auch die entsprechende Menge Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen (sogenannte „entkoppelte Herkunftsnachweise“). Zum anderen ist es (selbstverständlich) möglich, Herkunftsnachweise und entsprechende Menge Strom aus erneuerbaren Energien zu koppeln, zu beiden Möglichkeiten vgl. § 16 HkRNDV. Ließe man die Möglichkeit entkoppelter Herkunftsnachweise zu, wäre es unerheblich, inwieweit es sich bei dem für die PtG-Nutzung bezogenen Strom physikalisch oder auch nur bilanziell um Strom überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen handelt. Dennoch sprechen sowohl für als auch gegen diese Möglichkeit tragfähige Argumente.⁴² Eine nähere Beschäftigung mit den Argumenten und ihre Bewertung ist indes nicht Gegenstand dieses Zwischenberichts.

1.7.2.3.2 Anwendungssektor Industrie

PtG-Anwendungen im Wärmebereich sind aufgrund des deutlich höheren Potentials vor allem im Sektor Industrie von Relevanz.

Be- und Entlastungen der Stromverwendung

⁴⁰ Derzeit kann Wasserstoff jedoch nicht unbegrenzt ins Gasnetz eingespeist werden. Nach den Richtlinien DVGW 260 und 262 ist ein Volumenanteil von 10 % Wasserstoff im Erdgasnetz zulässig, wenn keine anderweitigen Restriktionen, wie bspw. Erdgastankstellen, im Netzgebiet existieren. Für Erdgastankstellen, die in den meisten Erdgasnetzen existieren, ist laut DIN 51624 nur ein Volumenanteil von 2 % zugelassen.

⁴¹ Siehe Schäfer-Stradowski/Bodt, ZUR 2015, S. 451 (458).

⁴² Siehe hierzu von Bredow/Balzer, ET 2015, S. 72 (73) unter Verweis auf Bundesnetzagentur, Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze, S. 2, Ziffer 2. a).

Im Rahmen der Betrachtung von PtG-Lösungen in der Industrie kann auf die Beschreibung der Stromverwendung in Wärmeanwendungen für die Sektorkopplungsoption PtH in der Industrie verwiesen werden (vgl. **Abschnitt 1.7.2.2.2** – Anwendungssektor: Industrie).

Be- und Entlastungen von Wasserstoff und synthetischem Methan

Der als Produkt des Elektrolyseprozesses entstandene Wasserstoff kann auch ohne weitere Methanisierung einen eigenständigen weiteren Verwertungspfad haben. Gesonderte Belastungen dieses Energieerzeugnisses bestehen nicht; insbesondere fällt keine Energiesteuer an.

Wird der Wasserstoff im Anschluss methanisiert, stellt sich das nunmehr vorliegende Erzeugnis als gasförmiger Kohlenwasserstoff dar, der der Besteuerung nach dem EnergieStG unterliegt. Die Besteuerung solcher Kohlenwasserstoffe ist mit derjenigen für Erdgas identisch, siehe § 2 Abs. 1 Nr. 7, Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG.

Entlastungen von der Energiesteuer sind nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG sowie §§ 51, 53a, 54 und 55 EnergieStG möglich. Für eine ausführliche Diskussion dieser möglichen Entlastungen sei auf **Abschnitt 1.7.2.4.1** Konkurrenztechniken – Energiesteuer – Erdgas verwiesen.

Sonstige (Förder-)Regelungen

Hinsichtlich der sonstigen (Förder-)Regelungen sei auf die Ausführungen zu PtG in Wärmeanwendungen im Anwendungssektor Haushalte/GHD verwiesen (vgl. **Abschnitt 1.7.2.3.1**).

1.7.2.4 Konkurrenztechniken

Als Konkurrenztechniken für PtH- und PtG-Anwendungen im Wärmesektor kommen in erster Linie konventionelle Methoden zur Erzeugung von Nah- und Fernwärme unter Einsatz von fossilen Energieträgern als Brennstoff in Betracht. Im Wärmesektor sind dabei vor allem die Energieträger Erdgas und Heizöl relevant. Zudem kommt auch eine konkurrierende Nutzung solarthermischer Lösungen in Betracht.

1.7.2.4.1 Konventionelle Wärmeerzeugung mit fossilen Brennstoffen

EnEV

Die EnEV stellt an eine konventionelle Nahwärmeversorgung mittels Einsatzes eines (neu in Betrieb zu nehmenden) Heizkessels besondere Effizienzanforderungen, soweit die jeweilige Nennleistung zwischen vier und 400 kW liegt, § 13 EnEV. Den Anforderungen entsprechen grundsätzlich nur Niedertemperatur-Heizkessel oder Brennwertkessel; im Übrigen muss das Produkt aus Erzeugungsaufwandszahl und Primärenergiefaktor $\leq 1,3$ sein.⁴³ Der Primärenergiefaktor der Brennstoffe Heizöl (EL) und Erdgas (H) liegt jeweils insgesamt bei 1,1.⁴⁴

Energiesteuer

i. Erdgas

Die Energiesteuer entsteht grundsätzlich gemäß § 38 Abs. 1 EnergieStG durch die Entnahme des Erdgases zum Verbrauch aus dem Erdgasnetz. § 43 Abs. 1 Satz 1 EnergieStG regelt einen Auffangtatbestand: Die Energiesteuer entsteht „spätestens“ dadurch, dass das Erdgas als Heizstoff abgegeben oder verwendet wird. Nach § 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG beträgt der Steuersatz für 1 MWh 31,80 Euro.

⁴³ Siehe Anlage 4a zu § 13 Abs. 2 EnEV.

⁴⁴ Siehe DIN V 18599-1: 2011-12.

Eine Entlastung von der Energiesteuer ermöglicht zunächst § 2 Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG. Hierbei handelt es sich allerdings nicht um eine Steuerentlastung im steuerrechtlich technischen Sinne, also um die Entlastung von einer bereits erfolgten Versteuerung. Nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 und Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG gilt von vornherein ein niedrigerer Steuersatz (allgemein) bis 31.12.2026 (Abs. 2 Nr. 1), der (speziell) noch einmal abgesenkt ist, wenn das Erdgas entweder zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in „*begünstigten Anlagen*“ nach den §§ 3 oder 3a EnergieStG verwendet oder hierfür abgegeben wird (Abs. 3 Satz 1 Nr. 4). „*Verheizen*“ meint gemäß § 1a Satz 1 Nr. 12 das Verbrennen von Energieerzeugnissen zur Wärmeerzeugung. „*Begünstigte Anlagen*“ sind nach § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 und 2 EnergieStG grundsätzlich auch KWK-Anlagen. § 3a EnergieStG erfasst lediglich Arbeitsmaschinen und Fahrzeuge für bestimmte Tätigkeiten in Seehäfen. Der Steuersatz nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG beträgt für 1 MWh derzeit 13,90 Euro, der Steuersatz nach § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG für 1 MWh nur 5,50 Euro.

Eine vollständige oder teilweise Steuerentlastung im steuerrechtlich technischen Sinne kommt nach § 53a EnergieStG bei einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Betracht. § 53a Abs. 6 Satz 1 EnergieStG gewährt eine vollständige Steuerentlastung, wenn „*Energieerzeugnisse*“ zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme verwendet wurden. Gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 2 i. V. m. § 1a Satz 1 Nr. 14 EnergieStG ist (gasförmiges) Erdgas – Pos. 2711 21 der Kombinierten Nomenklatur – ein „*Energieerzeugnis*“. Zusätzlich verlangt § 53a Abs. 6 Satz 1 EnergieStG jedoch, dass das Energieerzeugnis nachweislich nach § 2 Abs. 1 Nr. 9 und 10, Abs. 3 Satz 1 oder Abs. 4a EnergieStG versteuert wurde. Für Erdgas ist in § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG ein besonderer Steuersatz für den Fall geregelt, dass das Erdgas zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen nach den §§ 3 oder 3a EnergieStG verwendet oder hierfür abgegeben wird (siehe hierzu die vorstehenden Ausführungen). Der Anwendungsbereich des § 53a EnergieStG kann daher eröffnet sein. Weitere Voraussetzungen des § 53a Abs. 6 EnergieStG sind, dass die KWK-Anlage hocheffizient im Sinne des § 53a Abs. 6 Satz 5 EnergieStG ist und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 % aufweist.

Nach § 53a Abs. 1 bis 5 EnergieStG kommt eine teilweise Steuerentlastung in Betracht. Die Vorschriften stellen weitgehend dieselben Voraussetzungen wie § 53a Abs. 6 EnergieStG auf. Abweichend von § 53a Abs. 6 EnergieStG muss die KWK-Anlage jedoch nicht hocheffizient sein. Zudem differenziert § 53a Abs. 1 bis 5 EnergieStG hinsichtlich der Höhe der Steuerentlastung danach, ob das Erdgas verheizt (Abs. 1) oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen verwendet (Abs. 4) wurde. Liegt ein Fall des § 53b Abs. 1 EnergieStG vor, beträgt die Steuerentlastung für 1 MWh 4,42 Euro; wenn das Erdgas von einem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder von einem Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft zu betrieblichen Zwecken verheizt wurde, beträgt die Steuerentlastung gemäß § 53a Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG 4,96 Euro. Für die Definition des „*Unternehmens des Produzierenden Gewerbes*“ verweist § 53a Abs. 3 EnergieStG auf § 2 Nr. 3 StromStG und für die Definition des „*Unternehmens der Land- und Forstwirtschaft*“ auf § 2 Nr. 5 StromStG (siehe hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.2**). Liegt ein Fall des § 53b Abs. 4 EnergieStG vor, beträgt die Steuerentlastung für 1 MWh ebenfalls 4,42 Euro.

Für Industrieunternehmen oder speziell Unternehmen des Produzierenden Gewerbes enthält das EnergieStG neben den soeben dargestellten weitere Steuerentlastungstatbestände. Nach § 51 EnergieStG wird für nachweislich nach § 2 Abs. 1 Nr. 9 und 10, Abs. 3 Satz 1 oder Abs. 4a EnergieStG versteuerte Energieerzeugnisse eine Steuerentlastung gewährt, soweit ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes diese für bestimmte energieintensive Prozesse und Verfahren verwendet. Hierzu gehören z. B. die Herstellung von Glas und Glaswaren, keramischen Erzeugnissen und Zement sowie die Metallerzeugung und -bearbeitung. Darüber hinaus sind chemische Reduktionsverfahren erfasst und der Fall, dass das Energieerzeugnis gleichzeitig zu Heizzwecken und zu anderen Zwecken als Heiz- oder Kraftstoff verwendet wird.

§ 54 EnergieStG begünstigt ebenfalls Unternehmen des Produzierenden Gewerbes und darüber hinaus auch Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft. Die betreffenden Energieerzeugnisse müssen nachweislich nach § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 oder 3 bis 5 EnergieStG versteuert worden sein, so dass wiederum auch Erdgas in den Anwendungsbereich fällt. Die Steuerentlastung beträgt für 1 MWh 1,38 Euro.

§ 55 EnergieStG regelt den sogenannten „Spitzenausgleich“. Die Vorschrift gewährt Unternehmen des Produzierenden Gewerbes eine über § 54 EnergieStG hinausgehende Steuerentlastung. Damit soll die Wettbewerbsfähigkeit solcher Unternehmen erhalten bleiben. Die Voraussetzungen stimmen mit denjenigen des § 54 EnergieStG überein. Die Höhe der Steuerentlastung ist jedoch begrenzt, wobei diese Begrenzung von der Höhe des von den Unternehmen zu zahlenden Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen abhängt. Dabei werden bestimmte Beitragssätze unterstellt.

Dies ist vor dem Hintergrund zu sehen, dass auf der einen Seite die Steuersätze für endliche Energieerzeugnisse erhöht wurden, auf der anderen Seite das Ökosteueraufkommen in die Rentenversicherung fließt und so die soziale Sicherheit erhöht. Durch die Verknüpfung mit der Höhe des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen soll eine doppelte Begünstigung – einmal durch § 55 EnergieStG und einmal durch die Senkung des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen infolge des in die Rentenversicherung fließenden Ökosteueraufkommens – verhindert werden. Daneben verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, die Energieeffizienz in der energieintensiven Industrie zu erhöhen. Um dies zu erreichen, setzt die Inanspruchnahme des Spitzenausgleichs seit 2013 voraus, dass die Unternehmen ein Energiemanagementsystem betreiben. Zudem sind in der Anlage zu § 55 EnergieStG für die einzelnen Antrags- und (Energie-)Bezugsjahre Zielwerte für die Energieeffizienz geregelt, deren Erreichung für das Antragsjahr die Bundesregierung zuvor festgestellt haben muss. Die Einzelheiten regelt die SpaEfV.

Die Steuerentlastung beträgt dann für ein Kalenderjahr 90 % des Steueranteils nach § 55 Abs. 3 EnergieStG, jedoch begrenzt durch die Verknüpfung mit der Höhe des Arbeitgeberanteils an den Rentenversicherungsbeiträgen. Der Steueranteil beträgt nach § 55 Abs. 3 EnergieStG für 1 MWh 2,28 Euro abzüglich 750 Euro. In Abhängigkeit von der Erreichung der in der Anlage zu § 55 EnergieStG geregelten Zielwerte verringert sich der Satz von 90 % noch einmal auf 80 % oder 60 %.

ii. Heizöl

Die Energiesteuer für Heizöl entsteht als Regelfall mit der Entfernung aus einem Steuerlager und damit der Entnahme in den steuerrechtlich freien Verkehr, vgl. § 8 Abs. 1 EnergieStG. § 22 EnergieStG enthält einen Auffangtatbestand: Die Energiesteuer entsteht „spätestens“ mit der Abgabe oder Verwendung als Kraft- oder Heizstoff. Der Steuersatz beträgt gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 5 EnergieStG für 1 t 130 Euro.

Die Steuerentlastungstatbestände stimmen mit den oben zu Erdgas dargestellten überein. Wiederum besteht eine Entlastungsmöglichkeit (im steuerrechtlich untechnischen Sinne) nach § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EnergieStG. Der Steuersatz beträgt dann für 1 t 25 Euro. Entlastungen von der Energiesteuer im steuerrechtlich technischen Sinne sind nach § 53a EnergieStG möglich.

Für Industrieunternehmen ist zudem eine vollständige Entlastung von der Energiesteuer nach § 51 EnergieStG möglich.

1.7.2.4.2 Solarthermie

Technologieoptionen, die solare Strahlungsenergie thermisch nutzen, stellen ebenfalls eine Konkurrenz für sektorkoppelnde Wärmeanwendungen dar.

Dabei erfahren solarthermische Lösungen sowohl mit Blick auf das EEWärmeG als auch mit Blick auf die EnEV eine Förderung.

EEWärmeG

Eine etwaig bestehende Nutzungspflicht nach § 3 Abs. 1 EEWärmeG kann gemäß § 5 Abs. 1 EEWärmeG dadurch erfüllt werden, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf des neuen Gebäudes zu mindestens 15 % aus solarer Strahlungsenergie gedeckt wird. Die öffentliche Hand kann eine ihr nach § 3 Abs. 2 EEWärmeG obliegende Nutzungspflicht gemäß § 7 Abs. 2 EEWärmeG im Wege einer Ersatzmaßnahme auch durch die Deckung des Wärme- bzw. Kältebedarfs anderer Gebäude erfüllen.⁴⁵

Soweit die Anlage nicht zur Erfüllung einer Nutzungspflicht nach § 3 EEWärmeG genutzt wird,⁴⁶ besteht daneben die Möglichkeit einer finanziellen Förderung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 2 Nr. 1 EEWärmeG.

EnEV

Solare Strahlungsenergie gilt auch als erneuerbare Energie im Sinne von § 2 Nr. 6 EnEV. Überdies sieht auch die Konfigurierung des Referenzgebäudes in den Anlagen 1 und 2 der EnEV den Einsatz von Solaranlagen mit Flachkollektoren zur Warmwasserbereitung vor.⁴⁷

1.7.3 Anwendungsfeld 2: Verkehrsanwendungen

Das Anwendungsfeld Verkehrsanwendungen umfasst die Sektorkopplungsoptionen PtL, PtG und PtM. Die relevanten Konkurrenztechnologien sind mit fossilen Kraftstoffen betriebene herkömmliche Verbrennungsmotoren. **Abbildung 8** gibt einen Überblick über die relevanten Techniken, die Energieträgerflüsse zwischen den einzelnen Umwandlungsstufen sowie die wichtigsten dabei entstehenden Be- und Entlastungen oder sonstige Privilegierungen. Einen vollständigen Überblick über alle rechtlichen Rahmenbedingungen, inklusive der relevanten technischen Regelwerke und Landesgesetzgebungen, enthält **Textbox 7**. Für einen Überblick über die für PtG geltenden Rahmenbedingungen sei auf **Textbox 6** verwiesen. Im Folgenden werden zunächst die derzeitigen nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile von Kraftstoffen gegenübergestellt. Danach werden die rechtlichen Rahmenbedingungen der Sektorkopplungsoptionen im Verkehrssektor sowie deren Konkurrenztechnologien detailliert beschrieben.

Textbox 7: Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen für Sektorkopplung und Konkurrenztechniken im Verkehrsbereich

Be- und Entlastungen von Strom und Kraftstoffen	
Belastungen Kraftstoffe ▶ EnergieStG (Belastung von Kraftstoffen (fossil/synthetisch) mit Energiesteuer)	Entlastungen Kraftstoffe ▶ § 2 Abs. 2 und 3 EnergieStG (Entlastung von synthetischen Kraftstoffen von Energiesteuer)
Belastungen Strom ▶ Vgl. Textbox 2	Entlastungen Strom ▶ Vgl. Textbox 3 und Textbox 4 ▶ § 9 Abs. 2 StromStG (Reduzierung Stromsteuer für Oberleitungsnibusse)
Sonstige Regelungen	

⁴⁵ Die Anforderungen in Ziffer I. der Anlage zum EEWärmeG sind jeweils zu beachten.

⁴⁶ Eine ausnahmsweise Doppelförderung ist aber unter den Voraussetzungen des § 15 Abs. 2 Nr. 4 EEWärmeG möglich.

⁴⁷ Siehe Zeile 6 der Tabelle 1 der Anlage 1 für Wohngebäude sowie Zeile 4.1 der Tabelle 1 der Anlage 2 für Nicht-Wohngebäude.

Bundesgesetze und Verordnungen

- ▶ §§ 37a f. BImSchG (Beimischung Biokraftstoff, gilt derzeit nicht für PtG/PtL)
- ▶ UStG
- ▶ §§ 6 und 3 EStG (Vergünstigung privater Nutzung von Elektro-Dienstfahrzeugen)
- ▶ Kraftfahrzeugsteuer (Steuerliche Bevorzugung von Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen)
- ▶ EmoG (straßenverkehrsrechtliche Bevorzugungen von Elektromobilen)
- ▶ Pkw-EnVKV (Kennzeichnung Kraftstoffverbrauch)

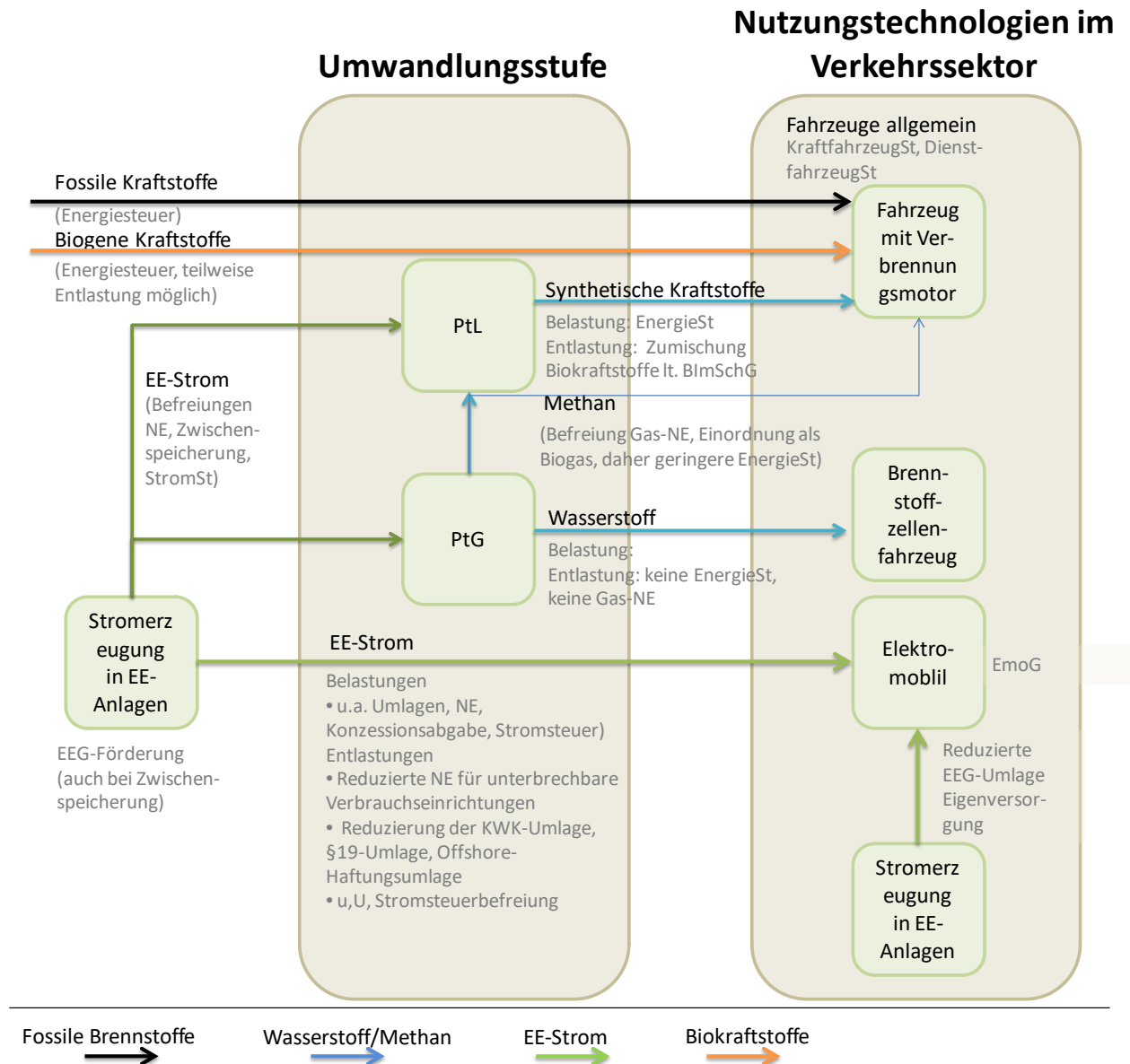
Technische Regelwerke

- ▶ DIN 51 624
- ▶ EDE-Regelung 110
- ▶ Technische Normen und Richtlinien zum Tankstellenbetrieb

Landesgesetzgebung

- ▶ Hessische Verordnung über den Bau und Betrieb von Garagen und Stellplätzen (Garagenverordnung)

Abbildung 8: Überblick über Energieflüsse von Sektorkopplungs- und Konkurrenztechniken bei Verkehrsanwendungen mit rechtlichen Rahmenbedingungen⁴⁸



Quelle: angelehnt an Fraunhofer ISI & DVGW 2015

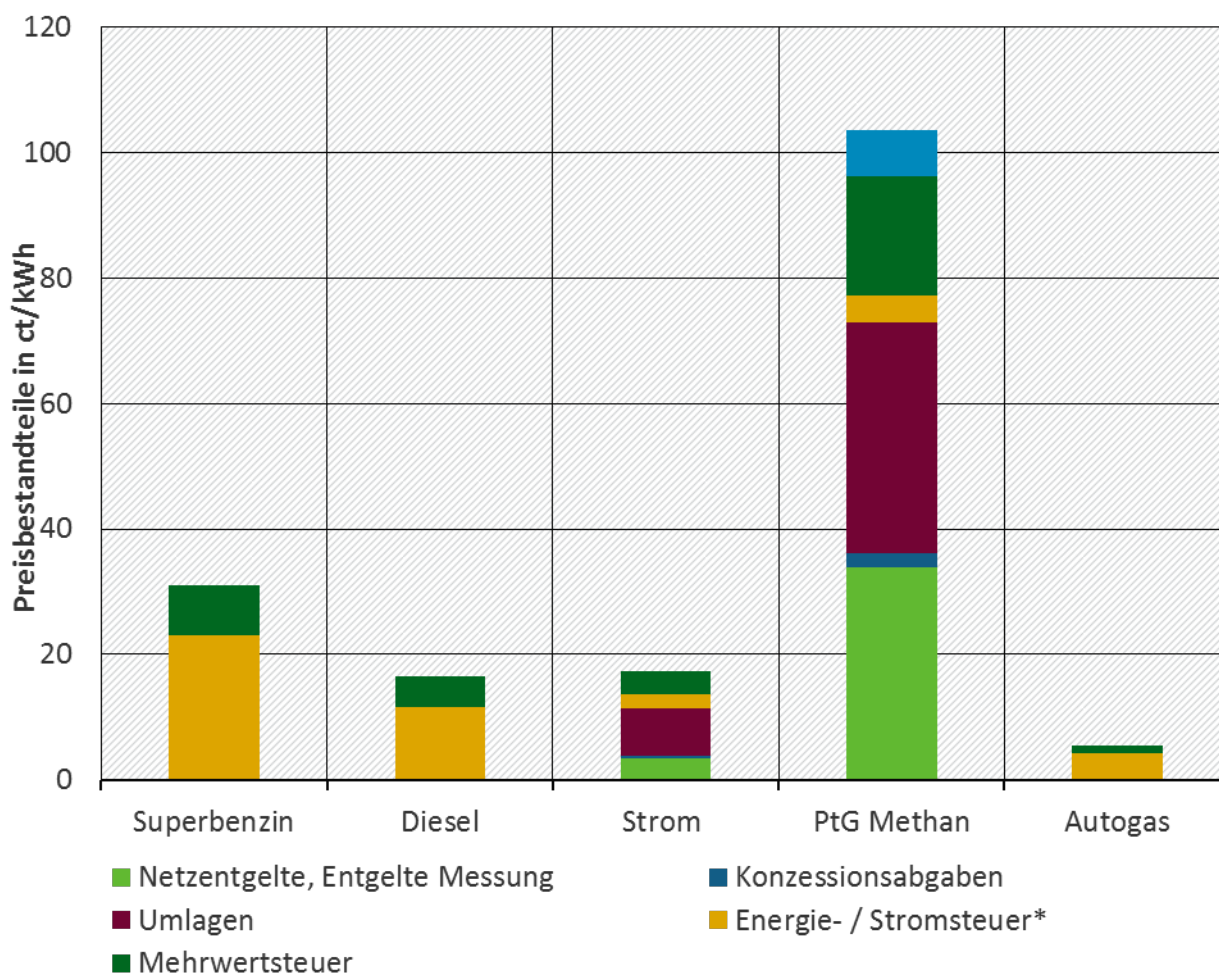
1.7.3.1 Nicht wettbewerbliche bestimmte Preisbestandteile von Kraftstoffen

Zum 01.01.2015 waren in Deutschland 62,4 Mio. Fahrzeuge zugelassen, davon 44,4 Mio. Pkw. Die am häufigsten verwendeten Kraftstoffe waren Benzin (67,2 %) und Diesel (31,2 %). Mit Flüssig- oder Erdgas betriebene Fahrzeuge hatten zusammen einen Anteil von 1,2 %. Trotz einer deutlichen Steigerung der Zulassungszahlen bei Hybrid-Fahrzeugen (Bestand + 25,9 %) und Fahrzeugen mit reinem Elektroantrieb (Bestand + 55,9 %) beträgt der Anteil von Elektrofahrzeugen derzeit lediglich 0,2 % (vgl. Kraftfahrtbundesamt 2015).

⁴⁸ In dieser Abbildung ist der Übersichtlichkeit halber lediglich der Straßenverkehr mit seinen unterschiedlichen Anwendungspfaden dargestellt. Damit fehlt die Konkurrenztechnologie Schienenverkehr mit der Nutzung von Bahnstrom.

In **Abbildung 9** sind die nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile von Superbenzin, Diesel, Strom, Erdgas (Compressed Natural Gas (CNG)) und in PtG-Anlagen hergestelltem synthetischen Methan dargestellt. Auch wenn die Energiesteuern für Diesel und Benzin deutlich über den Steuern für Strom liegen, weist Strom aufgrund der hohen Belastung durch Umlagen im Vergleich zu anderen Kraftstoffen derzeit erhebliche Wettbewerbsnachteile auf.

Abbildung 9: Staatlich veranlasste Preisbestandteile Kraftstoffe (bezogen auf Nutzenergie)



Quelle: EnergieStG, StromStG, BMWi 2015, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2018. Eigene Darstellung.

Einen deutlich geringeren Steueranteil weisen derzeit die Erdgaspreise auf, da Erdgas derzeit mit einem reduzierten Energiesteuersatz besteuert wird; bis 31.12.2026 kommt es zu einer schrittweisen Erhöhung. Synthesegase werden genau wie Erdgas besteuert, während auf Wasserstoff derzeit keine Energiesteuer erhoben wird. Die höchsten nicht staatlich veranlassten Preisbestandteile weist die Nutzung von synthetischem Methan auf. Im Vergleich zur direkten Stromnutzung ergibt sich der Unterschied aus den Wirkungsgradverlusten bei der Wasserstoffherzeugung und Methanisierung und aufgrund der niedrigeren Wirkungsgrade von Verbrennungs- im Vergleich zu Elektromotoren.

1.7.3.2 Power-to-Liquid

1.7.3.2.1 Belastungen

Zunächst ist auch hier auf die Ausführungen oben unter **Abschnitt 1.7.1** zu verweisen (EEG-Umlage, KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, AbLaV-Umlage, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Stromsteuer und Umsatzsteuer).

Zudem erfolgt eine Belastung mit der Energiesteuer. Die Energiesteuer entsteht als Regelfall mit der Entfernung aus einem Steuerlager und damit der Entnahme in den steuerrechtlich freien Verkehr, vgl. § 8 Abs. 1 EnergieStG. § 22 EnergieStG enthält einen Auffangtatbestand: Die Energiesteuer entsteht „spätestens“ mit der Abgabe oder Verwendung als Kraft- oder Heizstoff. Der Steuersatz beträgt gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG für 1 MWh 31,80 Euro.

1.7.3.2.2 Entlastungen

Aufgrund des hohen Stromverbrauchs stimmen die Entlastungsmöglichkeiten des Anwendungssektors Verkehr mit denjenigen, die im Anwendungsfeld Wärmeanwendungen bei PtH für den Anwendungssektor Industrie gelten (hierzu oben unter **Abschnitt 1.7.2.2.2 – Entlastungen**), weitgehend überein. In Betracht kommt hier ebenfalls zunächst eine (bestehende) Eigenversorgung, um die EEG-Umlage zu reduzieren oder eine Befreiung zu erreichen.

Nach § 27 KWKG 2017 kann es zu einer Reduzierung der KWKG-Umlage, nach § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV zu einer Reduzierung der § 19 Abs. 2-Umlage und nach § 17f Abs. 5 Satz 3 EnWG zu einer Reduzierung der Offshore-Haftungsumlage kommen. § 19 Abs. 2 Sätze 1 oder 2 StromNEV bietet wiederum die Möglichkeit der Vereinbarung individueller und damit reduzierter Netzentgelte.

Hinsichtlich der Konzessionsabgaben kommt eine Begrenzung nach § 2 Abs. 4 KAV in Betracht.

Bei der Stromsteuer kann es zu einer Befreiung kommen, sollte einer der in § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3 oder 6 StromStG geregelten Tatbestände einschlägig sein (hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.1**). Dies hängt von den Umständen des Einzelfalls ab.

Eine Entlastungsmöglichkeit (im steuerrechtlich untechnischen Sinne) ist nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG möglich. Der Steuersatz beträgt danach bis 31.12.2023 für 1 MWh 13,90 Euro und steigt danach schrittweise weiter an. Eine weitere solche Entlastungsmöglichkeit regelt § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG. Danach reduziert sich der Steuersatz für 1 MWh unter bestimmten Voraussetzungen auf 5,50 Euro (siehe hierzu und zu entsprechenden weiteren Entlastungstatbeständen oben unter **Abschnitt 1.7.2.4**).

1.7.3.2.3 Sonstige (Förder-)Regelungen

Eine PtL und PtG mittelbar betreffende Regelung enthalten die §§ 37a f. BImSchG. § 37a Abs. 1 i. V. m. Abs. 3 BImSchG verlangt, dass Otto- und Dieselmotoren ein bestimmter Anteil an Biokraftstoff enthalten müssen. Der Biokraftstoff-Anteil muss 2014 mindestens 2,8 % bei Ottokraftstoffen und mindestens 4,4 % bei Dieselmotoren erreicht haben. Auf die Gesamtmenge der von dem jeweiligen Verpflichteten in Verkehr gebrachten Otto- und Dieselmotoren bezogen, muss der Biokraftstoff-Anteil 6,25 % betragen. Die Biokraftstoff-Anteile beziehen sich dabei auf den Energiegehalt der Menge fossilen Otto- oder Dieselmotors zuzüglich des Biokraftstoffanteils. Die Gesamtmengen sind wiederum um diejenigen Mengen zu bereinigen, für die eine Steuerentlastung nach dem EnergieStG gewährt wurde oder wird. § 37a Abs. 4 BImSchG auferlegt den – in § 37a Abs. 2 BImSchG geregelten – Verpflichteten sicherzustellen, dass die Treibhausgasemissionen der von ihnen in Verkehr gebrachten fossilen Otto- und Dieselmotoren zuzüglich der Treibhausgasemissionen der Biokraftstoffe gegenüber dem in Satz 3 festgelegten Referenzwert gemindert werden. Die Minderungswerte betragen nach § 37a Abs. 4 Satz 2 BImSchG

- ▶ ab 2015 3,5 %,
- ▶ ab 2017 4 % und
- ▶ ab 2020 6 %.

§ 37b BImSchG regelt die Begriffsbestimmungen und inwieweit Biokraftstoffe anrechenbar sind. Für PtL und PtG ist der Grundsatz nach § 37b Abs. 1 BImSchG von Bedeutung, dem zufolge „*Biokraftstoffe*“

„[...] *Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung* [...]“

sind. Hierunter fallen jedoch nur solche Kraftstoffe die direkt im Wege eines thermochemischen Prozesses aus Biomasse entstanden sind. Mithin gelten Erzeugnisse mit zwischenzeitlichem „Stromstadium“ nicht als Biokraftstoff in diesem Sinne. Allerdings erscheint eine entsprechende Erweiterung der Definition von Biokraftstoffen um PtL und PtG nicht unwahrscheinlich. Bereits anlässlich der letzten Reform des BImSchG argumentierte der Bundesrat in einer Stellungnahme gegenüber der Bundesregierung für eine solche Erweiterung.⁴⁹ Zudem enthält § 37d Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 lit. a) BImSchG ein flexibles Instrument um mittels Rechtsverordnung durch die Bundesregierung (ohne Zustimmung des Bundesrates) den Kanon möglicher Biokraftstoffe zu erweitern.

1.7.3.3 Power-to-Gas

1.7.3.3.1 Belastungen

Zunächst ist auch hier auf die Ausführungen oben unter **Abschnitt 1.7.1** zu verweisen. Eine Belastung mit der Energiesteuer erfolgt parallel zur Belastung von Erdgas (siehe oben unter **Abschnitt 1.7.2.4**).

1.7.3.3.2 Entlastungen

Auch hier gelten zunächst die „üblichen“ Entlastungstatbestände: Hinsichtlich der EEG-Umlage kommt eine (bestehende) Eigenversorgung in Betracht, um die EEG-Umlage zu reduzieren oder eine Befreiung zu erreichen.

Nach § 27 KWKG 2017 kann es zu einer Reduzierung der KWKG-Umlage, nach § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV zu einer Reduzierung der § 19 Abs. 2-Umlage und nach § 17f Abs. 5 Satz 3 EnWG zu einer Reduzierung der Offshore-Haftungsumlage kommen. § 19 Abs. 2 Sätze 1 oder 2 StromNEV bietet die Möglichkeit der Vereinbarung individueller und somit reduzierter Netzentgelte. Zusätzlich ist hier § 118 Abs. 6 Sätze 7 und 8 EnWG und die damit verbundene Befreiung von Netz- und Einspeiseentgelten zu beachten. Zumindest § 118 Abs. 6 Satz 7 EnWG bringt durch das Erfordernis der Wiedereinspeisung in das Stromnetz jedoch keine Entlastung für die Sektorkopplung.

Eine Begrenzung der Konzessionsabgaben ist nach § 2 Abs. 4 KAV möglich.

Bei der Stromsteuer kann es zu einer Befreiung kommen, sollte einer der in § 9 Abs. 1 Nr. 1, 3 oder 6 StromStG geregelten Tatbestände einschlägig sein (hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.1**). Dies hängt von den Umständen des Einzelfalls ab. Bezüglich der Entlastungsmöglichkeiten von der Energiesteuer gelten die Ausführungen oben unter **Abschnitt 1.7.2.4**.

⁴⁹ BT-Drs 18/2709, Nr. 2 lit. c).

1.7.3.3.3 Sonstige (Förder-)Regelungen

Für die sonstigen (Förder-)Regelungen kann auf den entsprechenden Abschnitt im Anwendungsfeld Wärmeanwendungen für den Anwendungssektor Haushalte/GHD verwiesen werden (siehe oben unter **Abschnitt 1.7.2.2.1– sonstige (Förder-)Regelungen**).

1.7.3.4 Power-to-Move

1.7.3.4.1 Belastungen

Siehe oben unter **Abschnitt 1.7.1**.

1.7.3.4.2 Entlastungen

Die in Betracht kommenden Entlastungsmöglichkeiten entsprechen grundsätzlich denjenigen für PtL im Anwendungsfeld „Verkehrsanwendungen“ (hierzu oben unter **Abschnitt 1.7.3.2.2**). Allerdings regelt § 9 Abs. 2 StromStG hier einen speziellen Ermäßigungstatbestand. So unterliegt Strom, der im Verkehr mit Oberleitungsomnibussen entnommen wird und nicht bereits gemäß § 9 Abs. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit ist, einem Steuersatz von lediglich 11,42 Euro/MWh; ausgenommen hiervon sind betriebsinterne Werkverkehre.

1.7.3.4.3 Sonstige (Förder-)Regelungen

Weitere Förderregelungen enthalten das EmoG und die Pkw-EnVKV. Diese Förderregelungen sind allerdings indirekter Art: Das EmoG regelt ganz überwiegend „lediglich“ straßenverkehrsrechtliche Bevorrechtigungen. Die Pkw-EnVKV bestimmt, dass Kraftstoffverbrauch und CO₂-Emissionen von Personenfahrzeugen detailliert und verständlich darzustellen sind, um so einen Anreiz für die Anschaffung eines Elektrofahrzeugs zu setzen.

Zudem sind PtM-Techniken in Gestalt des Elektrofahrzeugs und des Brennstoffzellenfahrzeugs und des (zum Teil) Plug-in-Hybrids steuerlich bevorteilt. Elektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge sind im Hinblick auf die Kraftfahrzeugsteuer privilegiert. Nach § 3d Abs. 1 KraftStG kommt Pkw mit dieser Antriebstechnik zunächst eine vollständige Steuerprivilegierung für einen Zeitraum von zehn Jahren bei einer Zulassung bis zum 31.12.2020 Nach Ablauf dieses Zeitraums ermäßigt sich die Steuer gemäß § 9 Abs. 2 KraftStG um 50 %. Dies gilt ebenso – jedoch von vornherein – für Nutzfahrzeuge mit ausschließlichem Elektro- oder Brennstoffzellenantrieb (zur Regelbesteuerung siehe unten unter **Abschnitt 7.3.5.2 – Nutzfahrzeuge**).

Die private Nutzung betrieblicher Kfz („Dienstwagen“), die per Elektroantrieb, Brennstoffzelle oder als Plug-in-Hybrid angetrieben werden, ist zudem einkommenssteuerrechtlich privilegiert: Die als Entnahme durch den Einkommenssteuerpflichtigen geltende private Nutzung von Kfz bemisst sich in diesen Fällen an einem reduzierten Wert. So verringert sich nach § 6 Abs. 1 Nr. 4 Sätze 2 und 3 EStG der maßgebliche Listenpreis im Zeitpunkt der Erstzulassung, der normalerweise vollständig zu 1 % pro Monat in Ansatz gebracht wird, um den Wert der Batterieeinheit.⁵⁰

1.7.3.5 Konkurrenztechnologie: Herkömmliche Verbrennungsmotoren

Der Betrieb von Kfz mit konventionellem Antrieb als maßgeblicher Konkurrenztechnologie zu sektorkoppelnden Technologieoptionen unterscheidet sich von diesen insbesondere im Hinblick auf die energiesteuerrechtliche Bewertung der Kraftstoffe, die kraftfahrzeugsteuerliche Bewertung sowie auch in einkommenssteuerrechtlicher Hinsicht.

⁵⁰ Siehe für die Bestimmung dieses Anteils Bundesfinanzministerium, Schreiben vom 05.06.2014, Az. IV C 6 – S 2177/13/10002_2014/0308252.

1.7.3.5.1 Energiesteuer

Benzin

Die Energiesteuer für Benzin entsteht als Regelfall mit der Entfernung aus einem Steuerlager und damit der Entnahme in den steuerrechtlich freien Verkehr, vgl. § 8 Abs. 1 EnergieStG. § 22 EnergieStG enthält einen Auffangtatbestand: Die Energiesteuer entsteht „spätestens“ mit der Abgabe oder Verwendung als Kraftstoff. Der Steuersatz beträgt nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 EnergieStG für 1.000 l 669,80 Euro (bei einem Schwefelgehalt von mehr als 10 mg/kg) bzw. 654,50 Euro (bei einem Schwefelgehalt von höchstens 10 mg/kg).

Nach § 56 EnergieStG besteht die Möglichkeit einer Steuerentlastung für Benzine nach § 2 Abs. 1 Nr. 1 EnergieStG. Voraussetzung ist, dass das Benzin in bestimmten Kfz des Öffentlichen Personennahverkehrs Verwendung findet. Dementsprechend darf die gesamte Reichweite oder Reisedauer in der Mehrheit der Beförderungsfälle 50 km bzw. eine Stunde nicht übersteigen. Die Steuerentlastung beträgt für 1.000 l 54,02 Euro.

Diesel

Der Steuersatz beträgt gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 4 lit. b) EnergieStG für 1.000 l 470,40 Euro.

Auch hier besteht nach § 56 EnergieStG eine Entlastungsmöglichkeit, da die Vorschrift gleichermaßen Gasöle nach § 2 Abs. 1 Nr. 4 EnergieStG, also Diesel, erfasst. Die Steuerentlastung beträgt für 1.000 l ebenfalls 54,02 Euro. Zudem gewährt § 57 EnergieStG eine Steuerentlastung für Betriebe der Land- und Forstwirtschaft und dort für den Betrieb von Ackerschleppern, standfesten oder beweglichen Arbeitsmaschinen und Motoren oder Sonderfahrzeugen. Nach § 57 Abs. 5 Nr. 1 EnergieStG beträgt die Steuerentlastung für 1.000 l hier 214,80 Euro.

Erdgas (CNG und LNG)

Siehe zunächst oben unter **Abschnitt 1.7.2.4.**

CNG und LNG unterliegen einer Steuerentlastung im steuerrechtlich untechnischen Sinne. So beträgt der Steuersatz nach § 2 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG bis 31.12.2023 für 1 MWh 13,90 Euro und steigt danach schrittweise weiter an. Eine Steuerentlastungsmöglichkeit im steuerrechtlich technischen Sinne besteht wiederum nach § 56 EnergieStG für den Öffentlichen Personennahverkehr. Die Steuerentlastung beträgt hier bis 31.12.2023 für 1 MWh 1 Euro und steigt danach schrittweise weiter an.

Autogas

Der Steuersatz beträgt gemäß § 2 Abs. 1 Nr. 8 lit. a) Nr. 8 EnergieStG für 1 t 409 Euro.

Auch Autogas unterliegt einer Steuerentlastung im steuerrechtlich untechnischen Sinne. Nach § 2 Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG beträgt der Steuersatz bis 31.12.2019 nur 226,06 Euro/t und steigt bis 31.12.2022 schrittweise weiter an. Zudem besteht hier ebenso die Steuerentlastungsmöglichkeit nach § 56 EnergieStG für den Öffentlichen Personennahverkehr. Die Steuerentlastung beträgt hier bis 31.12.2019 für 1 t 16,77 Euro und erhöht sich danach ebenfalls bis 31.12.2022 weiter.

Biokraftstoffe

Es besteht die Möglichkeit, Biokraftstoffe auf die Quotenverpflichtung aus § 37a BImSchG anzurechnen (siehe zu den §§ 37a, 37b BImSchG oben unter **Abschnitt 7.3.2.3**).

1.7.3.5.2 Kraftfahrzeugsteuer

Pkw

Die Kraftfahrzeugsteuer für konventionell angetriebene Pkw bemisst sich nach Zulassungsdatum, Antriebsart, Hubraum und Emissionsklasse (Zulassung bis 30.06.2009) bzw. CO₂-Wert (Zulassung ab 01.07.2009), § 9 Abs. 1 Nr. 2 lit. a) und b) KraftStG.

i. Steuertarif für bis 31.06.2009 zugelassene Pkw

Der Steuertarif für Fahrzeuge mit fremdzündenden Kraftstoffen variiert in Abhängigkeit von der Schadstoffklassifizierung von 6,75 Euro bis 25,36 Euro pro 100 ccm Hubraum.

Für dieselgetriebene Pkw gelten ebenfalls in Abhängigkeit von der Schadstoffklassifizierung entsprechende Steuertarife von 15,44 Euro bis 37,58 Euro pro 100 ccm Hubraum.

ii. Steuertarif für ab 01.07.2009 zugelassene Pkw

Der Steuertarif für neuere Pkw setzt sich aus einem hubraumabhängigen Grundbetrag sowie einem gestaffelten Anteil in Abhängigkeit der jeweiligen CO₂-Emissionen zusammen, § 9 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) KraftStG. Der Grundbetrag beträgt pro angefangene 100cm³ jeweils 2 Euro für Fahrzeuge mit Benzinmotoren und jeweils 9,50 für Fahrzeuge mit Dieselmotoren. Unabhängig von der Antriebsart gestaltet sich der emissionsabhängige Anteil dieses Kraftfahrzeugsteuertarifs. So wird für jedes Gramm CO₂ je Kilometer, das einen zeitlich gestaffelten Schwellenwert überschreitet, ein Betrag von 2 Euro erhoben. Die Schwellenwerte sind nach Zeiträumen gestaffelt. Fällt die Erstzulassung in den Zeitraum von 01.07.2009 bis 31.12.2011 liegt der Schwellenwert nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) aa) KraftStG bei 120 g/km. Für den darauffolgenden Zeitraum bis zum 31.12.2013 beträgt der Schwellenwert nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) bb) KraftStG bei 110 g/km. Seit 01.01.2014 liegt er bei 95 g/km, § 9 Abs. 1 Nr. 2 lit. b) cc) KraftStG.

Nutzfahrzeuge

Das KraftStG differenziert nach leichten Nutzfahrzeugen (Gesamtmasse bis 3.500 kg) sowie sonstigen Nutzfahrzeugen, deren Gesamtmasse darüber liegt, § 9 Abs. 1 Nr. 3 und Nr. 4 KraftStG.

iii. Leichte Nutzfahrzeuge

Für leichte Nutzfahrzeuge mit einer Gesamtmasse bis zu 3.500 kg erfolgt die Besteuerung allein anhand des höchstzulässigen Gesamtgewichts. Bis zu einem Gesamtgewicht von 2.000 kg beträgt der Steuertarif pro angefangenen 200 kg 11,25 Euro. Im Bereich einer Gesamtmasse von über 2.000 kg bis einschließlich 3.000 kg beträgt der Steuertarif pro angefangenen 200 kg 12,02 Euro. In der Gewichtsklasse von über 3.000 kg bis einschließlich 3.500 kg beträgt der Steuertarif pro angefangenen 200 kg 12,78 Euro.

iv. Sonstige Nutzfahrzeuge

Nutzfahrzeuge mit einer zulässigen Gesamtmasse von mehr als 3.500 kg werden grundsätzlich in Abhängigkeit von Gewicht und Schadstoffklasse (mindestens S 2 oder S 1) bzw. Geräuschklasse (G 1)⁵¹ besteuert. Werden keine dieser Voraussetzungen erfüllt, gilt ein rein gewichtsbezogener Auffangsteuersatz, § 9 Abs. 1 Nr. 4 lit. d) KraftStG.

Die Steuersätze erfahren jeweils eine Deckelung. Diese liegt bei Fahrzeugen der Schadstoffklassen S 2 und besser bei 556 Euro, bei Fahrzeugen der Schadstoffklasse S 1 bei 914 Euro, bei Fahrzeugen der Geräuschklasse G 1 bei 1.425 Euro und im Übrigen bei 1.681 Euro.

Zudem gilt für Anhänger ein Höchstsatz von 373,24 Euro, § 9 Abs. 1 Nr. 5 KraftStG.

⁵¹ Siehe zu Schadstoff- und Geräuschklassen die Anlage XIV zu § 48 StVZO.

1.7.3.5.3 EStG

Die einkommenssteuerrechtliche Beurteilung des privaten Gebrauchs betrieblicher Kfz orientiert sich gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 4 Satz 1 EStG am vollen Listenpreis des Kfz.

1.7.4 Anwendungsfeld 3: Sonstige industrielle Anwendungen

Neben den Anwendungsfeldern Wärmeanwendungen und Verkehrsanwendungen werden im Rahmen dieses Projekts zum einen weitere industrielle Anwendungen betrachtet (relevante Sektorkopplungsoption: PtG). Diese umfassen u. a. die stoffliche Verwertung von Wasserstoff in der Industrie. Zum anderen werden sonstige direktelektrische Nutzungen von überschüssigem EE-Strom betrachtet.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie entsprechen den oben genannten von PtG. Für einen Überblick über diese sei daher auf **Textbox 6** verwiesen.

1.7.4.1 Direktelektrisch

1.7.4.1.1 Belastungen

Siehe oben unter **Abschnitt 1.7.1**.

1.7.4.1.2 Entlastungen

Die für den Anwendungssektor Industrie in Betracht kommenden Entlastungsmöglichkeiten stimmen weitestgehend mit denjenigen dieses Anwendungssektors im Anwendungsfeld Wärmeanwendungen bei PtH überein (hierzu oben unter **Abschnitt 1.7.2.2.2**). Eine Reduzierung der Netzentgelte nach § 14a EnWG wird der Ausnahmefall sein. Wenn überhaupt, kommt eine Reduzierung der Netzentgelte hier über § 19 Abs. 2 Sätze 1 oder 2 StromNEV in Betracht.

Sollten die Voraussetzungen der §§ 61 ff. EEG 2017 nicht vorliegen, könnte (zumindest) eine Begrenzung der EEG-Umlage nach der Besonderen Ausgleichsregelung gemäß der §§ 63 ff. EEG 2017 in Erwägung gezogen werden.

Bei großen Industrieunternehmen mit einem hohen Stromverbrauch regeln § 27 KWKG 2017 eine Reduzierung der KWKG-Umlage, § 19 Abs. 2 Satz 15 StromNEV eine Reduzierung der § 19 Abs. 2-Umlage und § 17f Abs. 5 Satz 3 EnWG eine Reduzierung der Offshore-Haftungsumlage.

Hinsichtlich der Konzessionsabgaben kommt eine Begrenzung nach § 2 Abs. 4 KAV in Betracht.

Bei der Stromsteuer dürfte wiederum insbesondere die „*Steuerentlastung für Unternehmen*“ nach § 9b StromStG eine Reduzierung ermöglichen (siehe hierzu oben unter **Abschnitt 1.5.2.4.2**).

1.7.4.1.3 (Förder-)Regelungen

Sonstige (Förder-)Regelungen bestehen hier nicht.

1.7.4.2 Power-to-Gas

Für eine Übersicht der für PtG geltenden gesetzlichen Regelungen sei auf **Textbox 6** verwiesen.

1.7.4.2.1 Belastungen

Auch hier auf die Ausführungen oben unter **Abschnitt 1.7.1** zu verweisen.

1.7.4.2.2 Entlastungen

Die in Betracht kommenden Entlastungsmöglichkeiten entsprechen denjenigen für PtG im Anwendungssektor Verkehr (hierzu oben unter **Abschnitt 1.7.3.3.2**). Hinzu kommt eine spezielle Regelung für den Erlass, die Erstattung oder die Vergütung der Stromsteuer. Nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG

wird die Stromsteuer für Strom erlassen, erstattet oder vergütet, die ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes für die Elektrolyse entnommen hat.

1.7.4.2.3 Sonstige (Förder-)Regelungen

Für die sonstigen (Förder-)Regelungen kann auf den entsprechenden Abschnitt im Anwendungsfeld Wärmeanwendungen für den Anwendungssektor Haushalte/GHD verwiesen werden (siehe oben unter Abschnitt 1.7.2.2.1 – **sonstige (Förder-)Regelungen**).

1.8 Wechselwirkungen und Verzerrungstatbeständen

In dem abschließenden Arbeitsschritt des Arbeitspakets 1 werden die Wechselwirkungen, die aus den heutigen Rahmenbedingungen für die Wettbewerbs-/Konkurrenzsituation zwischen Sektorkopplungsoptionen und alternativen Energieträgern resultieren, für die drei Anwendungsbereiche Wärmeanwendungen, Verkehrsanwendungen und sonstige Anwendungen in der Industrie analysiert. Neben unterschiedlichen Belastungen mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen, die sich auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Sektorkopplungsoptionen beziehen, werden auch Unterschiede im Hinblick auf die CO₂-Intensität der Sektorkopplungsoptionen und Konkurrenztechniken betrachtet.

Dazu werden auch alternative bzw. Konkurrenztechniken mit einbezogen, die für die Einschätzung von möglichen Verzerrungen durch die Rahmenbedingungen relevant sind. Der Fokus dieses Zwischenberichts liegt somit auf der Identifizierung der unterschiedlichen absoluten Belastungen der Sektorkopplungsoptionen und Konkurrenztechniken. Darauf aufbauend wird in AP2 identifiziert, welche unterschiedlichen Be- und Entlastungen sowie sonstige Regelungen tatsächlich zu Verzerrungen in einem idealen Zielsystem führen. In einem ersten Schritt wird hierfür in AP2 definiert, was unter problematische Verzerrungen verstanden wird.

1.8.1 Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände im Wärmebereich

1.8.1.1 Unterschiedliche Belastungen mit nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen

1.8.1.1.1 Umlagen, Steuern, Netzentgelte

Bei der Betrachtung nicht wettbewerblich bestimmter Preisbestandteile ergeben sich für die einzelnen Sektorkopplungsoptionen erhebliche Unterschiede in der Belastung mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen und Netzentgelten. Der Stromsektor weist im Vergleich zu den im Wärmebereich relevanten konkurrierenden Energieträgern (Erdgas und Mineralöl) sehr viel mehr Preisbestandteile auf (vgl. **Abbildung 10**). Dies betrifft sowohl die Anzahl als auch das quantitative Ausmaß der Preisbestandteile. Insbesondere die EEG-Umlage macht einen großen Teil der Umlagenbelastung im Stromsektor aus. Die Umsatzsteuer fällt bezogen auf die eingesetzte Kilowattstunde im Strombereich ebenfalls am höchsten aus, da sie auch auf die Umlagen an sich fällig wird.

Aufgrund dieser hohen Umlagen ergeben sich bei Wärmeanwendungen somit mögliche Verzerrungen zugunsten konventioneller gasbasierter Wärmeerzeuger bzw. KWK-Anlagen. Dies betrifft insbesondere Nachtspeicherheizungen und andere direktelektrische Wärmeanwendungen sowie die Nutzung synthetischen Methans in Gaskesseln. So liegen die staatlich veranlassten Preisbestandteile im Strombereich z. B. für Strom zum Einsatz in Nachtspeicherheizungen bei ca. 15 ct/kWh. Bei den Energieträgern Gas bzw. Mineralöl fallen diese Anteile mit weniger als 4 ct/kWh deutlich geringer aus. Anders verhält es sich bei Wärmepumpen. Diese weisen aufgrund der höheren Arbeitszahl (Wirkungsgrad) mit 5 ct/kWh eine deutliche geringere Belastung pro Kilowattstunde Nutzenergie als Nachtspeicherheizungen auf.

1.8.1.1.2 Wechselwirkungen mit Befreiungstatbeständen

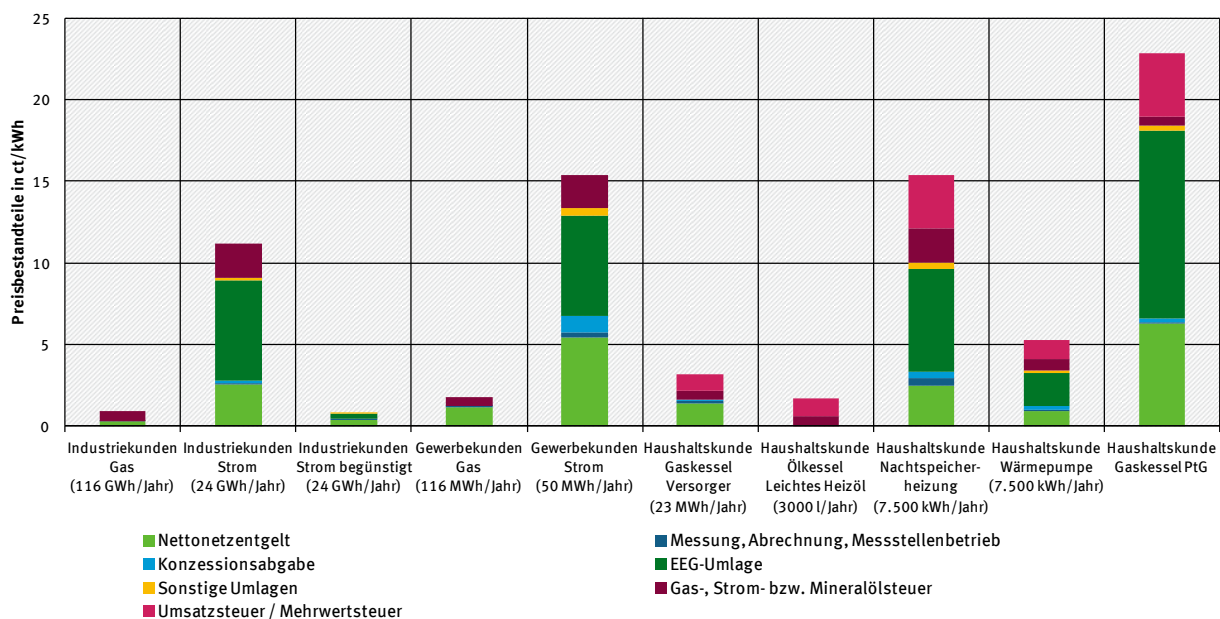
In Abhängigkeit von der Abnahmemenge und der Netzanschlusskapazität kann sich eine Vielzahl an Befreiungstatbeständen ergeben, die der vorgenannten Verzerrung zugunsten gasbasierter Wärmeerzeugung und KWK-Anlagen zumindest entgegenwirken.

Eigenversorgung

Im Falle einer Eigenversorgung ist nur eine reduzierte EEG-Umlage zu entrichten, wenn der Strom aus einer Anlage auf Basis erneuerbarer Energien oder aus einer KWK-Anlage kommt. Bei kleinen neuen Stromerzeugungsanlagen kann die EEG-Umlage auch vollständig entfallen, wie bei Bestands-Eigenversorgungen. Eine Eigenversorgung lässt zudem die Netzentgelte und die „netzgebundenen“ Umlagen entfallen, sollte kein Netz für die allgemeine Versorgung und kein geschlossenes Verteilernetz in Anspruch genommen werden. Die anfallenden nicht wettbewerblichen Preisbestandteile unterscheiden sich daher für Nutzer mit Eigenversorgungsanlagen und Nutzer, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen. Die verzerrende Wirkung der Preisbestandteile im Strombereich reduziert sich in diesem Fall gegenüber den Konkurrenztechniken.

Aber auch für die Konkurrenztechniken können sich Reduktionen der Preisbestandteile durch Befreiungstatbestände ergeben. Werden KWK-Anlagen zur Eigenversorgung eingesetzt, können sich die anfallenden Energiesteuern auf den eingesetzten Brennstoff reduzieren. Dies betrifft sowohl erdgas- als auch ölbasierte Anlagen.

Abbildung 10: Staatlich veranlasste Preisbestandteile Energieträger Wärmeanwendungen (bezogen auf Nutzenergie)



Quellen: Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2015; Weekly Oil Bulletin. Eigene Darstellung.

Energieintensive Industrie und produzierendes Gewerbe

Für energieintensive Industrien bzw. bestimmte produzierende Gewerbe gelten zum Teil umfassende Befreiungstatbestände. Im Strombereich gelten hier Reduzierungstatbestände für die EEG-Umlage, für zu zahlende Netzentgelte und für weitere Umlagen. Gleichzeitig wird diese Besserstellung von Stromanwendungen durch Befreiungstatbestände bei den anderen im Wärmebereich eingesetzten Energieträgern wieder kompensiert. So entfallen bzw. reduzieren sich auch anfallende Energiesteuern auf Erdgas oder Mineralöl für energieintensive Unternehmen.

Zusätzlich können Unternehmen auch über den sogenannten Spitzenausgleich ihre Aufwendungen für Energiesteuern reduzieren. Werden durch energieintensive Unternehmen sämtliche Befreiungstatbestände in Anspruch genommen, so verbleiben zum Großteil sowohl im Strombereich als auch im Erdgasbereich die wettbewerblichen Preisbestandteile, die Erzeugungs- bzw. Produktionskosten widerspiegeln. In 2013 waren ca. 73 TWh Strombedarf in den Branchen Chemie, Metall, Papier und Glas, Keramik, Steine/Erden nach der Besonderen Ausgleichsregelung befreit. Dies umfasst ca. 50 % des Strombedarfs in diesen Industriesektoren. Die zu zahlende EEG-Umlage dieser Unternehmen liegt dann nur bei ca. 15 % der normalen EEG-Umlage.

Power-to-Gas

Im Vergleich zu Konkurrenztechniken fällt für den Wasserstoffeinsatz im Wärmebereich keine Energiesteuer an. Dadurch fallen die nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile geringer aus. Eine weitere Methanisierung des Wasserstoffs bedingt dann jedoch, dass Energiesteuer fällig wird, da das Synthesegas laut EnergieStG wie Erdgas besteuert wird.

PtG-Anlagen können bei einem Betrieb innerhalb einer Eigenversorgung von nicht anfallenden Netzentgelten und einer Befreiung von anderen Umlagen profitieren. Auch außerhalb einer Eigenversorgungslösung sind PtG-Anlagen als Stromspeicher – also unter der Voraussetzung einer Rückverstromung und Wiedereinspeisung – von der Zahlung von Netzentgelten beim Bezug von Strom befreit. Ebenso fällt kein Netzentgelt bei der Einspeisung in das Erdgasnetz an, was zu einer Gleichbehandlung mit Biogas führt, für das ebenfalls keine Netzentgelte im Erdgasbereich anfallen. Damit erfolgt eine Gleichstellung zum Erdgas, da für den eingesetzten Strom in diesem Fall auch keine weiteren Umlagen anfallen.

1.8.1.2 Verzerrungen durch EU- Emissionshandel

Für die Sektorkopplungsoptionen im Wärmebereich ergeben sich durch den EU-Emissionshandel Verzerrungen, da die Konkurrenztechniken unterschiedlich behandelt werden. Abhängig davon, ob Konkurrenztechniken in das Regime des Zertifikatehandels fallen oder nicht, spielt die CO₂-Intensität auch bei den anfallenden Kosten der Konkurrenztechniken eine Rolle. Außerhalb des ETS-Regimes können sich daher substantielle Kostenvorteile für fossile Konkurrenztechniken ergeben.

Die Teilnahme am Zertifikatehandel hängt für Wärmeerzeuger von der Feuerungswärmeleistung ab (siehe auch **Abschnitt 5.1.6**). Für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 20 MW werden keine Zertifikate benötigt. Dies betrifft insbesondere dezentrale Heizungssysteme in Gebäuden, wohingegen wärmenetzbasierte Erzeuger in der Regel vom Zertifikatehandel betroffen sind. Für Wärmepumpen als Sektorkopplungsoption entsteht dann eine Verzerrung, wenn der eingesetzte Strom unter den Zertifikatehandel fällt, aber die alternativen Wärmeerzeuger davon ausgenommen sind.

Wird Wasserstoff oder Synthesegas als zusätzlicher Brennstoff in Erzeugern mit mehr als 20 MW eingesetzt, so fallen auch diese Anlagen unter das TEHG. Auch für diese Sektorkopplungsoptionen besteht eine Verzerrung aufgrund der Zugehörigkeit zum Zertifikatehandel gegenüber Kleinanlagen, die nicht unter das ETS-Regime fallen.

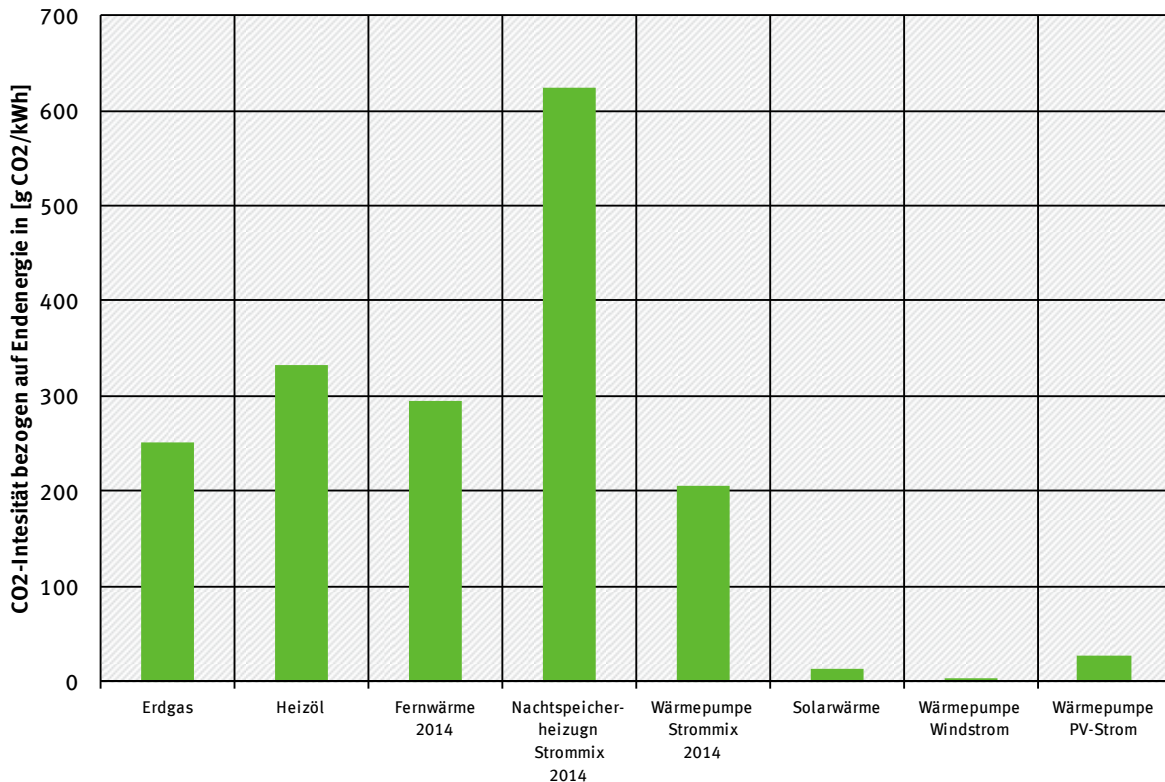
1.8.1.3 Vergleich der Energieträger hinsichtlich der CO₂-Intensität

Neben den ökonomischen Verzerrungen und unterschiedlichen Anreizen für Sektorkopplungsoptionen sind auch die resultierenden Emissionen der einzelnen Technikoptionen unterschiedlich. Diese werden insbesondere durch die eingesetzten fossilen Energieträger bestimmt. Aufgrund der höheren Anteile an Braunkohle bzw. Steinkohle im Bereich Fernwärme und Stromerzeugung liegen die spezifischen Emissionen für die bereitgestellte Wärmeenergie in diesen Bereichen höher als bei einer direkten Erdgasnutzung oder der Nutzung von erneuerbarem Strom für die Wärmebereitstellung.

Auch die direkte Solarwärmenutzung weist sehr niedrige spezifische Emissionen auf (vgl. Abbildung 11).

Hier zeigt sich deutlich, dass im Wärmebereich mit Erdgas, Heizöl und Fernwärme als Referenztechniken die Emissionswirkung bei einer Sektorkopplung mit dem Strombereich sehr stark vom eingesetzten Strommix bzw. der CO₂-Belastung des Bezugsstroms abhängig ist. Bei den zuvor diskutierten Preisbestandteilen zeigen sich diese Unterschiede jedoch nicht.

Abbildung 11: Gegenüberstellung der CO₂-Äquivalenten von Wärmeanwendungen (bezogen auf Nutzenergie)



Quelle: IWU 2014. Eigene Darstellung.

1.8.1.4 Sonstige Regelungen in Bezug auf Sektorkopplungen im Wärmebereich

Zusätzlich zu den nicht wettbewerblich festgelegten Preisbestandteilen ergeben sich Wechselwirkungen aus baulichen und Effizienzanforderungen wie sie innerhalb des EEWärmeG oder der EnEV festgelegt werden.

Das EEWärmeG schreibt bestimmte Anteile aus erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung vor. Dabei sind auch Wärmepumpen, die elektrisch betrieben werden, als Option genannt, eine direkte elektrische Nutzung über Elektrokessel jedoch nicht. Auf diese Weise profitieren einzelne Techniken einer Sektorkopplungsoption von diesen Rahmenbedingungen. Bis zur Erfüllung der vorgegebenen Anteile an erneuerbaren Energien setzt diese Regelung einen rechtlichen Anreiz, trotz Kosten nachteilen gegenüber fossilen Konkurrenztechniken diese einzusetzen. Durch die Schaffung dieses zusätzlichen Segments entsteht nur ein Wettbewerb zwischen anderen erneuerbaren Wärmetechniken und Wärmepumpen, jedoch nicht mit anderen fossilen Wärmeerzeugern. Anforderungen an die Wärmepumpe betreffen lediglich die Jahresarbeitszahl, sind aber nicht vom eingesetzten Strom abhängig. Praxiserfahrungen zeigen, dass die Erfüllung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien mit anderen Technologieoptionen, aber auch häufig mit der Wärmepumpe durchgeführt

wird. Verzerrungen zwischen den Optionen zur Erfüllung des EEWärmeG und der Wärmepumpe ergeben sich aus den Mindestanteilen, die durch die Optionen erfüllt werden müssen, und der Art des verwendeten Stroms. Ein tiefergehender Vergleich, in welcher Form die aktuellen Vorgaben und die Annahmen zum verwendeten Strom zu Verzerrungen zwischen den Optionen führen, ist für AP2 und die Diskussion des Zielsystems vorgesehen.

Im Rahmen der EnEV bestehen ebenfalls Wechselwirkungen mit einer Sektorkopplungsoption. Die EnEV setzt Effizienzstandards für den Primärenergiebedarf zur Wärmebereitstellung in Gebäuden, wobei für Wärmepumpen ein Primärenergiefaktor für den eingesetzten Strommix zugrunde gelegt wird (siehe auch DIN V 18599). Seit 2016 gilt dafür ein Wert von 1,8, der dem steigenden Anteil erneuerbarer Energie im Stromsektor Rechnung trägt (zuvor Faktor 2,4). Damit verbessert sich auch die relative Vorteilhaftigkeit von Wärmepumpen im Vergleich zu fossilen oder auch erneuerbaren Konkurrenztechniken im Wärmebereich. Auch hier zeigt sich, dass dieser Faktor für die Bewertung von Verzerrungen zwischen den Technologieoptionen relevant ist; auch diesbezüglich erfolgt eine detailliertere Betrachtung in AP2.

1.8.2 Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände bei Verkehrsanwendungen

Die wichtigsten Verzerrungstatbestände bei Verkehrsanwendungen umfassen Verzerrungen bei nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen, deren Wechselwirkungen mit Befreiungstatbeständen von einzelnen Abnahmegruppen, Verzerrungen hinsichtlich CO₂-Intensität sowie sonstige Verzerrungen. Sie werden im Folgenden nochmals kurz zusammengefasst:

1.8.2.1 Verzerrung bei nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen der Energieträger und durch den EU-Emissionshandel

Bei der Betrachtung staatlich veranlasster Preisbestandteile ergeben sich größere Verzerrungen zwischen Strom als Energieträger bei den Sektorkopplungsoption PtM und PtG sowie sonstigen Kraftstoffen. Obwohl die Stromsteuer deutlich geringer ausfällt als die Steuer auf Superbenzin und Diesel ist die Summe der nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile bei Strom aufgrund der hohen Umlagen bezogen auf die Kilowattstunden Endenergie am höchsten. Am niedrigsten sind die nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile von regenerativem Wasserstoff, auf den derzeit keine Energiesteuer erhoben wird. Dies ist jedoch nur der Fall, da der zur Elektrolyse eingesetzte Strom zur Herstellung des regenerativen Wasserstoffs weitestgehend von Umlagen und Netzentgelten befreit ist. Ist synthetisches Methan lediglich von den Netzentgelten (Strom und Gas) befreit, so ergeben sich hierfür aufgrund der Wirkungsgradverluste die höchsten Belastungen.

Somit ergibt sich bei Kraftstoffen zunächst eine Verzerrung hin zu gasförmigen Kraftstoffen, während PtM-Anwendungen mit den höchsten nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen belastet werden.

Hinsichtlich des EU-Emissionshandels entsteht bei PtM wie bei Wärmeanwendungen eine Verzerrung, wenn der eingesetzte Strom unter den Zertifikatehandel fällt.

Bezogen auf Nutzenergie relativieren sich die oben stehenden Aussagen jedoch. Da Elektrofahrzeuge einen deutlich höheren Wirkungsgrad aufweisen als Fahrzeuge mit herkömmlichem Verbrennungsmotor, liegen die spezifischen Belastungen einer Kilowattstunde Nutzenergie auf ähnlichem Niveau wie bei Dieselfahrzeugen (vgl. Abbildung 12).

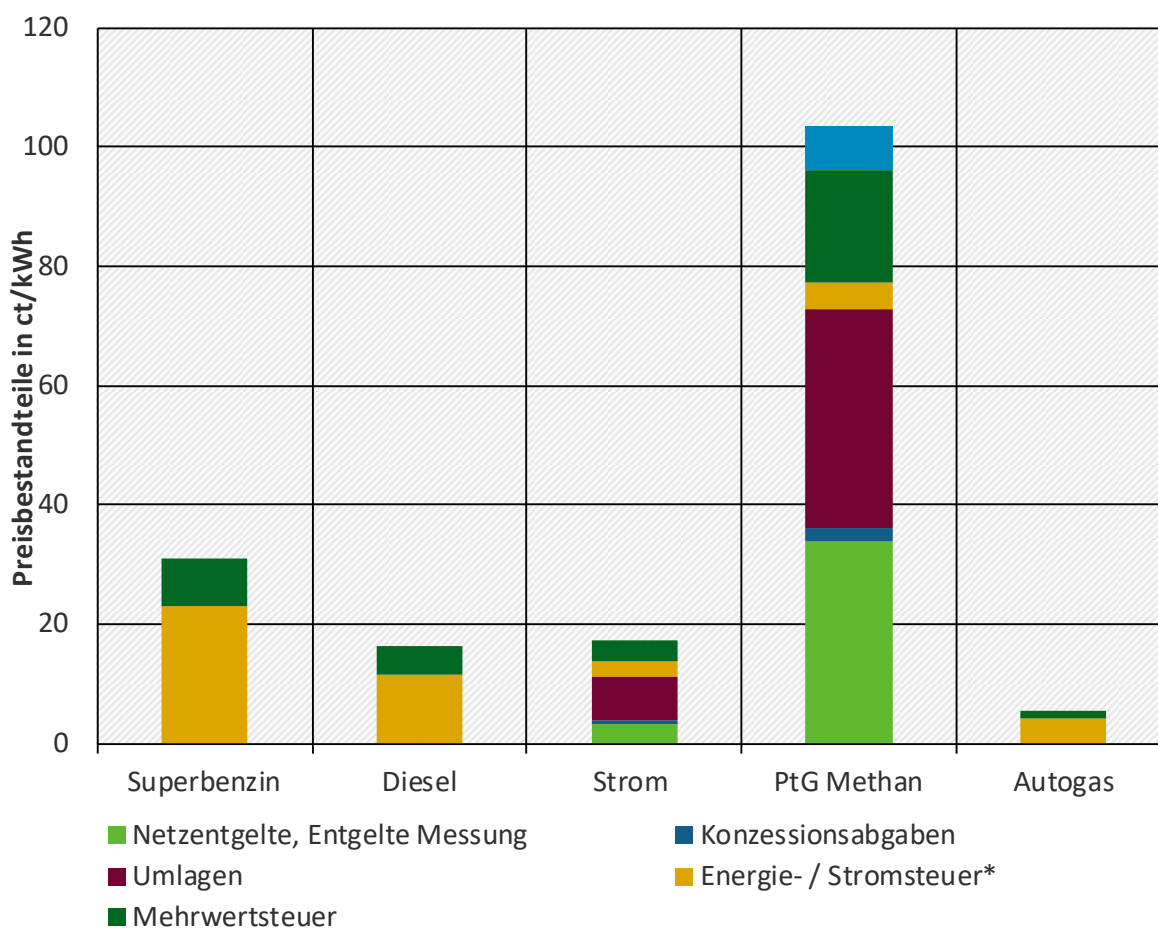
1.8.2.2 Wechselwirkungen mit Befreiungstatbeständen

Die teilweise Schlechterstellung von Strom für PtM im Vergleich zu anderen Kraftstoffen aufgrund der Umlagebelastung wird auch bei Verkehrsanwendungen teilweise durch unterschiedliche Befreiungstatbestände relativiert. Im privaten Anwendungsbereich sind insbesondere die verringerte EEG-Umlage und Befreiung von der Stromsteuer bei Eigenversorgung sowie reduzierte Netzentgelte für

steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu nennen. Im industriellen Bereich existieren zudem Möglichkeiten zur Befreiung von oder zumindest Begrenzung der nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile bei Unternehmen mit hohem Stromverbrauch (energieintensive Industrie und produzierendes Gewerbe). In 2014 lag die Strommenge, die von der besonderen Ausgleichsregelung profitiert hat, bei ca. 107 TWh. Reduzierte Netzentgelte haben Unternehmen mit einem Strombedarf von ca. 82 TWh in Anspruch genommen. Strombedarf für Verkehrsanwendungen wäre bei diesen Unternehmen nur einer geringeren Verzerrung ausgesetzt.

Weitere Befreiungstatbestände existieren für PtG- und PtL-Anwendungen im Verkehrsbereich. So kann der für die Elektrolyse verwendete Strom bei Vorliegen einer Eigenversorgung von der EEG-Umlage, dem KWK-Zuschlag, der Stromsteuer sowie den Netznutzungsentgelten befreit werden. Diese Befreiungen sind nicht an bestimmte Unternehmen, sondern an die Stromverwendung geknüpft und lassen sich daher von der Größenordnung nur schwierig einordnen.

Abbildung 12: Staatlich bestimmte Preisbestandteile Kraftstoffe (bezogen auf Nutzenergie)



Quelle: EnergieStG, StromStG, BMWi 2015, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2018. Eigene Darstellung.

1.8.2.3 Vergleich der Energieträger hinsichtlich CO₂-Intensität

Wie bei Wärmeanwendungen sind auch bei Verkehrsanwendungen neben den ökonomischen Verzerrungen und unterschiedlichen Anreizen auch die resultierenden Emissionen der einzelnen Technologieoptionen unterschiedlich. Auch bei Kraftstoffen werden diese vor allem durch die eingesetzten fossilen Energieträger bestimmt. Aufgrund der höheren Anteile an Braunkohle bzw. Steinkohle im Bereich Stromerzeugung liegen die spezifischen Emissionen für die bereitgestellte Kilowattstunde Strom (Strommix 2014) deutlich höher als bei der Nutzung von fossilen Kraftstoffen (vgl. **Abbildung 13**). Jedoch wird auch dies durch den höheren Wirkungsgrad der Elektrofahrzeuge ausgeglichen. Daher weisen Elektrofahrzeuge bezogen auf Nutzenergie spezifische CO₂-Emissionen in ähnlicher Höhe auf wie Dieselfahrzeuge.

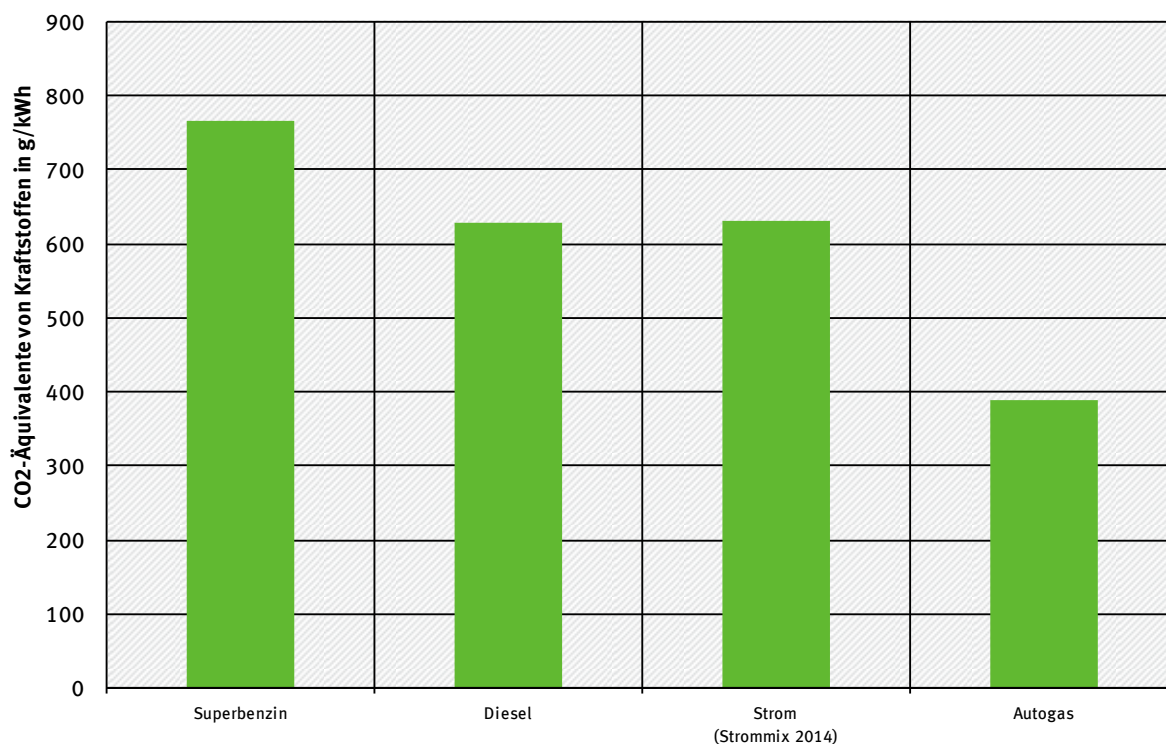
Jedoch ist zu beachten, dass sich die CO₂-Intensität der Stromversorgung mit zunehmendem Anteil EE deutlich reduziert. So ist bei einem EE-Anteil von mehr als 80 Prozent von einem CO₂-Äquivalent der Stromversorgung auszugehen, dass niedriger als das von CNG liegt.

1.8.2.4 Sonstige Verzerrungstatbestände

Sonstige Verzerrungstatbestände im Verkehrsbereich privilegieren die Nutzung von Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeugen. Zum einen sind Elektro- und Brennstoffzellenfahrzeuge für die ersten zehn Jahre von der Kfz-Steuer befreit.

Zum anderen existieren Vorteile in der Besteuerung der privaten Nutzung von elektrisch betriebenen Dienstfahrzeugen. Außerdem existieren für Elektrofahrzeuge Vorteile durch die Möglichkeit zur Nutzung von Busspuren und speziell ausgewiesenem Parkraum. Im Vergleich zu den Vorteilen bei den nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteilen und Befreiungstatbeständen kann deren Einfluss auf die Marktdurchdringung der Techniken jedoch als gering eingeschätzt werden.

Abbildung 13: Gegenüberstellung von CO₂-Äquivalenten von Kraftstoffen (bezogen auf Nutzenergie)



Quelle: UBA AT 2015. Eigene Darstellung.

1.8.3 Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände bei sonstigen Anwendungen in der Industrie

Zu den im Rahmen dieses Forschungsvorhabens betrachteten sonstigen Anwendungen in der Industrie zählen die direkte stoffliche Verwertung von Wasserstoff in industriellen Prozessen sowie die direkte Nutzung regenerativen Stroms als Substitut für andere Energieträger.

1.8.3.1 Stoffliche Nutzung von Wasserstoff

Die Wechselwirkungen und Verzerrungstatbestände der Erzeugung und stofflichen Nutzung von Wasserstoff entsprechen im Wesentlichen denen, die unter **Abschnitt 1.8.2** genannten für PtG in Verkehrsanwendungen genannt werden. Zusätzlich dazu kann Strom, der vom Produzierenden Gewerbe zum Zweck der Elektrolyse entnommen wird, von der Stromsteuer befreit werden.

Somit ist eine Sektorkopplung durch die Nutzung von regenerativem Wasserstoff in industriellen Prozessen aufgrund der höheren Steuern und Umlagen auf Strom aus wirtschaftlicher Sicht zunächst schlechter gestellt als bspw. die Herstellung von Wasserstoff aus Methan. Aufgrund der Vielzahl der o.g. Befreiungstatbestände wird diese Schlechterstellung jedoch relativiert.

Hinsichtlich der CO₂-Intensität weist die Herstellung von Wasserstoff aus EE-Strom zudem deutliche Vorteile im Vergleich zur Nutzung von Methan auf.

1.8.3.2 Direktelektrische Nutzung von regenerativen Strom als Substitut für andere Energieträger in industriellen Prozessen

Für die direktelektrische Nutzung von EE-Strom als Substitut für andere Energieträger in industriellen Prozessen gelten dieselben Verzerrungstatbestände und Befreiungen wie für PtH-Prozesse in der Industrie (vgl. **Abschnitt 1.8.1**). Dies gilt sowohl für die nicht wettbewerblich bestimmten Preisbestandteile als auch für Verzerrungen hinsichtlich der CO₂-Intensität.

Aufgrund der Vielzahl an Befreiungstatbeständen für Industrieunternehmen verbleiben auch für direktelektrische hauptsächlich die wettbewerblichen Preisbestandteile, die Erzeugungs- bzw. Produktionskosten widerspiegeln. Dies gilt sowohl für Strom als auch für die substituierten Energieträger (hauptsächlich Gas).

Hinsichtlich der CO₂-Intensität gilt auch für direktelektrische Anwendungen, dass die Emissionswirkung bei einer Sektorkopplung sehr stark vom Bezugsstrom bzw. dessen CO₂-Belastung abhängig ist.

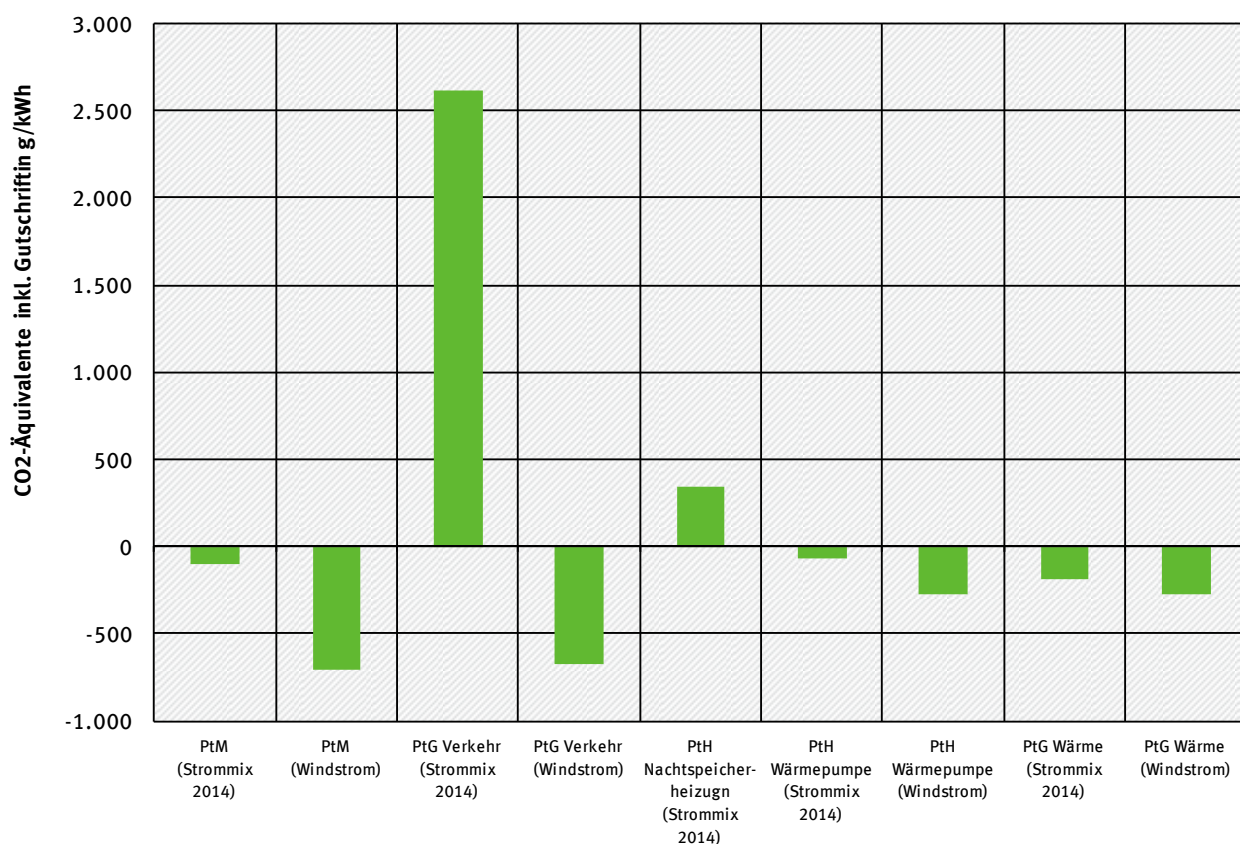
1.8.4 Anwendungsübergreifender Vergleich der Belastungen unterschiedlicher Sektorkopplungsoptionen

Im Rahmen der Transition hin zu einer von erneuerbaren Energien dominierten Energieversorgung sollten zunächst solche Sektorkopplungstechnologien eingesetzt werden, die einerseits möglichst kostengünstig sind und andererseits möglichst hohe CO₂-Einsparungen bewirken. In **Abbildung 14** sind anwendungsübergreifend die CO₂-Äquivalente (inklusive Einsparungen im Vergleich zur Referenztechnik) der vorgestellten Sektorkopplungsoptionen im Wärme und Verkehrsbereich dargestellt. Die mit den Sektorkopplungstechniken erzielbaren Einsparungen wurden durch Abzug der CO₂-Äquivalente eines Brennstoffmixes aus Gas und Öl bzw. eines Kraftstoffmixes aus Diesel und Benzin berücksichtigt. Um auch die unterschiedlichen Wirkungsgrade der Techniken zu berücksichtigen, sind die Werte auf Nutzenergie bezogen.

Es wird deutlich, dass bezogen auf den heutigen Strommix (2014) mit Wärmepumpen und Elektromobilen der höchste Einsparungseffekt realisiert werden kann. Die Nutzung von synthetischem Methan im Verkehr sowie von Nachtspeicherheizungen weisen jedoch auf einen negativen Effekt auf. Wird eine reine Windstromnutzung unterstellt, können durch PtM- und PtG-Anwendungen im Verkehr die höchsten Einsparungen realisiert werden.

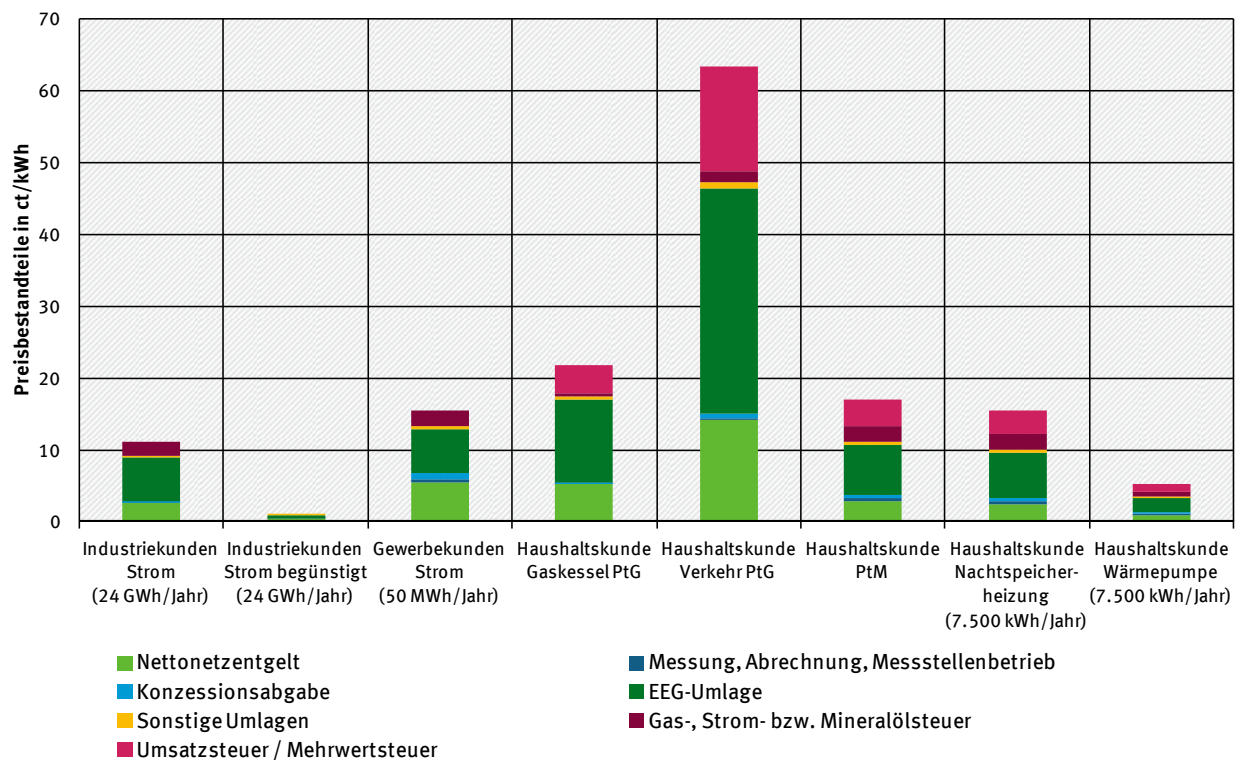
Ein Vergleich der heutigen Belastungen mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen zeigt jedoch, dass die Nutzung von synthetischem Methan im Verkehr heute die mit Abstand höchsten Belastungen aufweist (vgl. **Abbildung 15**). Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, sind im Vergleich zu Konkurrenztechniken lediglich die PtM und Wärmepumpen sowie die Nutzung von weitestgehend von staatlich veranlassten Preisbestandteilen befreitem Industriestrom konkurrenzfähig. Um eine Aussage darüber zu treffen, was derzeit und in Zukunft die wirtschaftlichsten Sektorkopplungsoptionen sind, sind jedoch weitere Analysen unter Berücksichtigung von Investitionen und Subventionen notwendig. Hierfür sei auf das zweite Teilvorhaben „Integration Erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung“ verwiesen.

Abbildung 14: Anwendungsübergreifende Gegenüberstellung von CO₂-Äquivalenten von Sektorkopplungsoptionen inkl. Gutschrift für verdrängte Brenn- bzw. Kraftstoffe (bezogen auf Nutzenergie)



Quellen: Destatis 2016, MWV 2016. Eigene Darstellung.

Abbildung 15: Anwendungsübergreifende Gegenüberstellung von staatlich veranlassten Preisbestandteilen bei Sektorkopplungsoptionen (bezogen auf Nutzenergie)



Quellen: BNetzA 2014, Weekly Oil Bulletin. Eigene Darstellung.

2 Arbeitspaket 2: Konzeptstudie

Vorbemerkung: Dieses Dokument stellt einen Zwischenstand des Erkenntnisprozesses innerhalb des Projekts dar (Stand Ende 2017) und besitzt „Werkstattcharakter“. Die erzielten Ergebnisse waren eine wichtige Grundlage für die weiteren Arbeitspaketen, in denen aber auch weiterer Erkenntnisgewinn erzielt wurde. Erkenntnisse, die sich in diesem Zwischenbericht niederschlagen, wurden durch neue Erkenntnisse in folgenden Arbeitspaket nicht widerlegt, aber vor allem weiterentwickelt. Das dem Bericht angefügte Glossar (Abschnitt 2.3) dient der Einführung und Erläuterung zentraler, in diesem Bericht genutzter Begriffe.

In dem in diesem Bericht dokumentierten Arbeitspaket 2 wird eine Konzeptstudie zur Identifikation von Grundsätzen für mögliche regulatorische Zielmodelle, basierend auf einem „Grüne-Wiese“-Ansatz durchgeführt. Sie stellt einen Zwischenschritt zwischen der Analyse der aktuellen Rahmenbedingungen und der Ableitung von Handlungsempfehlungen dar. Dieser Bericht gliedert sich in Abschnitte. Nachfolgend wird das methodische Vorgehen bei der Konzeptstudie beschrieben. Darauf aufbauend werden in Abschnitt 2.1 die abstrahierten Welten, die im Rahmen der Konzeptstudie als Grundlage für die zu entwickelnden Zielmodelle eines Ordnungsrahmens für Sektorkopplung dienen, vorgestellt. Auf Basis dieser abstrakten Welten werden in Abschnitt 2.2 die Wirkungen von Anforderungen und Rahmenbedingungen, die aus der realen Welt abgeleitet wurden, auf einen idealen Ordnungsrahmen für Sektorkopplung untersucht. Der Zwischenbericht schließt mit ersten Schlussfolgerungen hinsichtlich der Ausgestaltung eines idealen Ordnungsrahmens für Sektorkopplung.

Aufgrund der hohen Komplexität der realen Welt (hier des Energiesystems inklusive seines Ordnungsrahmens), werden im Rahmen der Konzeptstudie sogenannte **abstrahierte Welten** betrachtet. Sie sind vereinfachte Modelle der realen Welt, welche einzelne wichtige Aspekte der Energieversorgung und des Ordnungsrahmens für Sektorkopplung abbilden, während andere vernachlässigt werden, um die Komplexität zu reduzieren. Für jede dieser abstrahierten Welten wird ein sogenanntes Zielmodell des Ordnungsrahmens entwickelt.

Das methodische Vorgehen bei der Konzeptstudie gliedert sich in drei Phasen mit insgesamt sechs Bearbeitungsschritten (vgl. Abbildung 16). In einem ersten Schritt werden die grundlegenden Annahmen (**Prämissen**), die für die Konzeptstudie gelten sollen, festgelegt. Sie umfassen Annahmen, bspw. zu den betroffenen Akteuren und Gütern.

In einem zweiten Schritt werden die wichtigsten **Einflussparameter** identifiziert, die auf den Ordnungsrahmen für Sektorkopplung wirken. Sie sind aus der realen Welt abgeleitet und umfassen Aspekte wie Partikularinteressen oder Finanzierungsbedarfe, aber auch Fragen der Umsetzbarkeit der regulatorischen Handlungsoptionen.

Abbildung 16: Phasen und Bearbeitungsschritte der Konzeptstudie



Quelle: eigene Darstellung

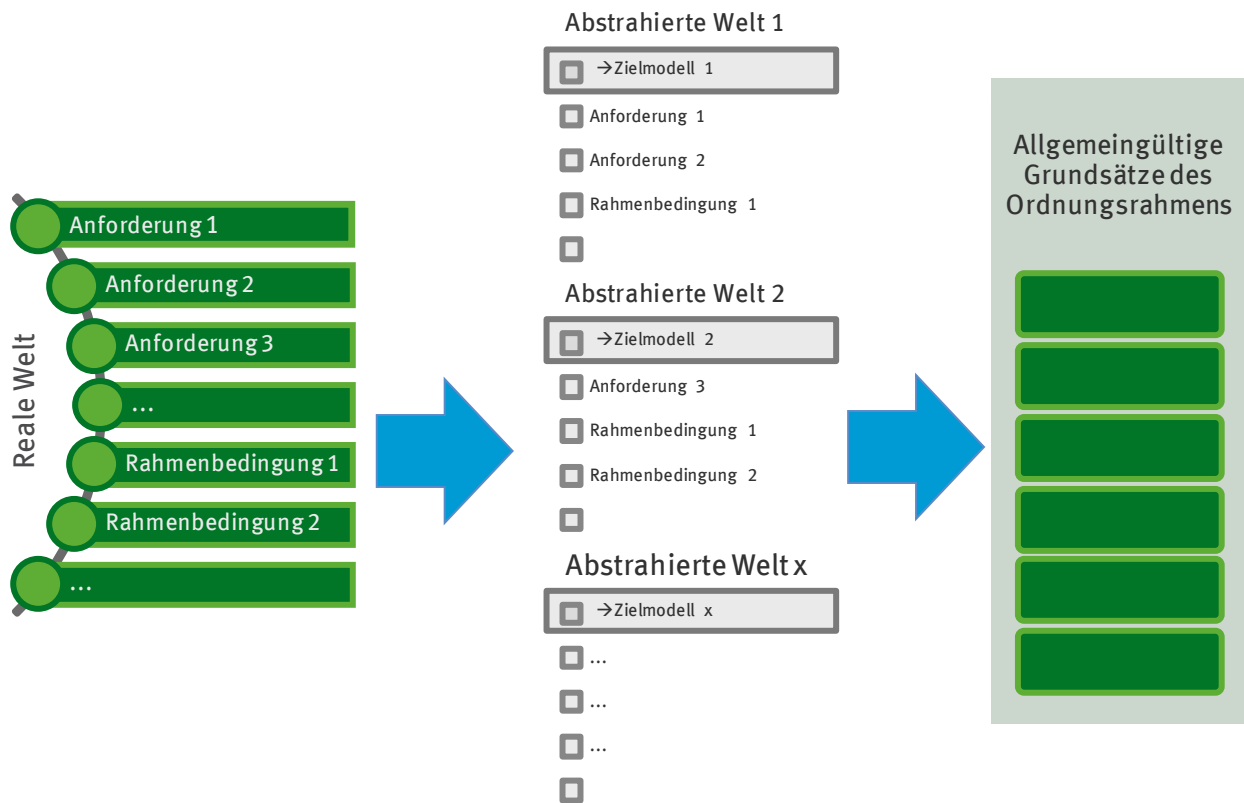
Aus diesen Einflussparametern werden zum einen die Rahmenbedingungen der Analyse abgeleitet, welche für spezifische abstrahierte Welten gelten können. Analytische Rahmenbedingungen beschreiben die Systemgrenzen für die abstrahierten Welten. Die Berücksichtigung unterschiedlicher Rahmenbedingungen dient insbesondere einer Komplexitätsreduktion bei der Entwicklung von Zielmodellen. Über die sukzessive Hinzunahme komplexitätssteigernder Rahmenbedingungen wird ein bestmöglicher Erkenntnisprozess bei der Entwicklung von Zielmodellen ermöglicht.

Zum anderen beschreiben die Einflussparameter Anforderungen, die an den Ordnungsrahmen in den Welten gestellt werden können. Anforderungen stellen politische und gesellschaftliche Wünsche bzw. regulatorische Ziele dar, die in den abstrahierten Welten erfüllt werden sollen. Sie umfassen vom Staat zu erfüllende, hoheitliche Aufgaben und bewusst gewünschte Steuerungen, um bestimmte Ziele zu erreichen.

Die **Beschreibung der abstrahierten Welten**, durch die in ihnen geltenden analytischen Rahmenbedingungen und zu erfüllenden Anforderungen, stellt den dritten Schritt der Konzeptstudie dar. Sie stellt zudem das Ergebnis der Definitionsphase dar.

Im Rahmen der Analysephase werden in einem vierten Schritt für die abstrahierten Welten **Zielmodelle** abgeleitet (vgl. auch Abbildung 3).

Abbildung 17: Rolle von Zielmodellen in der Konzeptstudie



Quelle: eigene Darstellung

Zielmodelle beschreiben Grundsätze, die für den Ordnungsrahmen in einer bestimmten abstrahierten Welt anzuwenden sind, damit

- ▶ ökologische Ziele erreicht (d.h. vollständige Internalisierung von Umweltkosten),
- ▶ Nutzernachfragen entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher gedeckt und
- ▶ ökonomische Effizienz so weit wie möglich erreicht werden.

Im Falle einer preisunelastischen Nutzernachfrage wird unter ökonomischer Effizienz die kostenminimale Bereitstellung einer über jeden Nutzer und jeden betrachteten Anwendungsbereich vorgegebenen, nicht preiselastischen Nutzernachfrage („Güterbündel“) verstanden. Dabei wird von einer vollständigen Internalisierung externer Effekte im Umweltbereich, im Sinne von Klimaschadenskosten, ausgegangen, d. h. verursachte Umweltwirkungen⁵² werden in Kosten ausgedrückt. Entsprechend werden im Falle vollständiger ökonomischer Effizienz auch die ökologischen Ziele vollständig erreicht. Um die Analyse handhabbar zu halten gilt die Annahme, dass die ökologischen Ziele stets so gesetzt sind, dass sie mit der vollständigen Internalisierung von Umweltkosten zusammenfallen. Daneben werden unter Kosten monetär bewertbare Produktionsfaktoren verstanden. Im Falle preiselastischer Nutzernachfrage bedeutet ökonomische Effizienz, dass die Produktion von Gütern zur Bereitstellung von Nutzernachfrage und der anwendungs- und nutzerübergreifende Konsum von Nutzernachfrage derart erfolgt, dass diese zu einer Maximierung der Wohlfahrt führt. Unter Wohlfahrt werden die ökonomischen Renten über alle Individuen (Produzenten und Konsumenten)

⁵² In dieser Konzeptstudie werden aus Gründen der Komplexitätsreduzierung nur Klimafolgeschäden als Umweltkosten explizit diskutiert. Von weiteren Umweltkosten, die ggf. nicht oder nur teilweise internalisiert sind, wie Luftverschmutzung und Flächenverbrauch, wird abstrahiert.

unter der Annahme vollständiger Internalisierung von externen Effekten im Umweltbereich verstanden.

Aus der Beschreibung des Zielmodells geht hervor, wie in der jeweiligen abstrahierten Welt und ggf. mit welchen Instrumenten ökonomische Effizienz (bestmöglich) erreicht wird. Ein Ordnungsrahmen, dessen Regeln dazu führen, dass ökonomische Effizienz vollständig erreicht wird, wäre als **first-best Lösung** zu bezeichnen und allen anderen denkbaren Lösungen eindeutig vorzuziehen. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass weitere, in den verschiedenen abstrahierten Welten gesetzte Rahmenbedingungen und Anforderungen dazu führen, dass eine first-best Lösung, genau wie in der Realität, nicht erreichbar ist. Dann sind möglichst effiziente **second-best Lösungen** zu suchen. Second-best Lösungen können dann insbesondere im Hinblick auf die Zielkonflikte zwischen einzelnen Anforderungen Abwägungsentscheidungen erfordern. Diese Abwägungsentscheidungen zu treffen ist nicht Teil dieser Konzeptstudie. Es wird jedoch aufgezeigt, worin die Abwägungsentscheidungen bestehen und welche Wechselwirkungen dabei relevant sind.

Die Zielmodelle werden in einem fünften Schritt zudem mit Beispielen plausibilisiert und veranschaulicht. Das Ergebnis der Analysephase ist somit ein Set aus plausibilisierten Zielmodellen für unterschiedliche abstrahierte Welten.

In einem letzten Schritt werden schließlich basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen **erste Grundsätze und Was-wäre-wenn-Beziehungen für den Ordnungsrahmen** abgeleitet.

2.1 Prämissen, Einflussparameter, Definition von abstrahierten Welten (Definitionsphase)

Dieses Kapitel beinhaltet die ersten drei Schritte, d. h. die Definitionsphase der Konzeptstudie. Das Ergebnis dieses Kapitels ist eine Definition der im Rahmen der Konzeptstudie betrachteten abstrahierten Welten. Hierfür werden zunächst die notwendigen Prämissen und darauf aufbauend Einflussparameter auf den Ordnungsrahmen sowie die wichtigsten Anforderungen und Rahmenbedingungen beschrieben.

2.1.1 Grundlegende Annahmen und Prämissen im Rahmen der Konzeptstudie

Die im Folgenden beschriebenen Prämissen umfassen Annahmen und Überlegungen, die für die weitere Beschreibung der abstrahierten Welten und die Ableitung von Zielmodellen notwendig sind.

2.1.1.1 Märkte als effizienter Allokationsmechanismus

Für in alle in dieser Konzeptstudie betrachteten Güter und Dienstleistungen – mit Ausnahme der Netzinfrastrukturen⁵³ – wird angenommen, dass Märkte einen grundsätzlich effizienten Allokationsmechanismus darstellen. Sofern keine externen Effekte vorliegen (z. B. durch unvollständige Internalisierung von Klimawirkungen) oder weitere in den abstrahierten Welten gesetzte Rahmenbedingungen bzw. gestellte Anforderungen dazu führen, dass Preise für Güter nicht frei an Märkten entstehen können, wird in dieser Konzeptstudie davon ausgegangen, dass Märkte die first-best Lösung darstellen, um eine effiziente Bereitstellung und Nutzung dieser Güter zu erreichen. Märkte gewährleisten dann auch Versorgungssicherheit effizient.

2.1.1.2 Verzerrungsfreiheit und Zusammenhang zwischen Verzerrungsfreiheit und ökonomischer Effizienz

Preissignale bzw. Anreize sind dann verzerrungsfrei, wenn sie sich unmittelbar aus den Marktpreisen der betroffenen Güter oder Dienstleistungen bei vollständiger Internalisierung von Klimawirkungen ergeben. Eine Belastung der Nutzung von Gütern oder Dienstleistung mit regulatorisch induzierten Umlagen⁵⁴ (oder Steuern bzw. Abgaben) führen zu einer Verzerrung der marktpreisbasierten Preissignale. Gleiches gilt auch für Subventionen. Auch sie stellen eine Verzerrung dar, denn die Preise aus Sicht des Akteurs entsprechen nicht mehr den Marktpreisen. Ebenso gelten Preissignale, die auf Marktpreisen bei unvollständiger Internalisierung basieren, als verzerrt. Grund ist, dass in diesem Fall die für die Höhe der Marktpreise relevanten Grenzkosten der Produktion nicht den wahren Grenzkosten entsprechen, da externe Effekte vorliegen. Der Produzent und in der Folge auch der Konsument muss die Kosten der durch die Produktion verursachten Klimawirkungen nicht (vollständig) tragen.

Für Güter oder Dienstleistungen, die öffentlich bereitgestellt werden, existieren keine Marktpreise. Vielmehr werden Entgelte von den Verbrauchern der Güter / Dienstleistungen erhoben. Deren Höhe muss wiederum den Grenzkosten entsprechen, die die Entscheidung zur Nutzung des Gutes auslöst und mit der die Entgelte im Sinne einer Bemessungsgröße verknüpft werden. Ein Entgelt, was diese

⁵³ Für Netzinfrastrukturen (Strom- und Gasnetze) wird angenommen, dass es sich um regulierte natürliche Monopole handelt (s. insb. Abschnitt 3.1.3).

⁵⁴ Unter Umlagen werden in diesem Bericht diejenigen regulatorisch induzierten Preisbestandteile verstanden, die erhoben, um Finanzierungsanforderungen zu erfüllen. Sie sind von Entgelten abzugrenzen, die von Regulator festgelegt und erhoben, wenn von ihm bereitgestellte Güter oder Dienstleistungen genutzt werden, und Anreize für eine möglichst ökonomisch effiziente Nutzung dieser Güter setzen sollen (wie dies genau erreicht werden kann, wird im Folgenden noch ausführlich erläutert).

Anforderung erfüllt, setzt beim Akteur Anreize für ein Verhalten, dass auch ökonomisch effizient ist. Solche Anreize können als verzerrungsfrei bezeichnet werden. Für diese Konzeptstudie wird angenommen, dass Energieinfrastrukturen (Energienetze) öffentlich bereitgestellt werden. Die zuvor formulierte Anforderung bedeutet daher, dass sich die Höhe der Netzkosten genau um die Höhe des Entgelts verändern müsste, wenn der Netznutzer seine Entscheidung – bei ansonsten gleichen Bedingungen – nicht umgesetzt hätte.

Verzerrte Preissignale⁵⁵ führen immer dann zu Ineffizienzen, wenn ein Akteur andere Entscheidungen trifft als er im Falle unverzerrter Preissignale getroffen hätte. Insofern spielt also immer eine Rolle, welche Entscheidungsalternativen sich dem Akteur bieten, und es ist daher auch nur im Vergleich von Entscheidungsalternativen sinnvoll, sich mit Verzerrungen zu befassen. Besitzt ein Akteur keine Entscheidungsoptionen⁵⁶, so spielen Preissignale für seine Entscheidung ohnehin keine Rolle – es bietet sich ja keine Alternative. Verzerrungen wären also irrelevant. Im Vergleich von Entscheidungsalternativen können Verzerrungen auch zu Ineffizienzen führen, wenn nicht alle Entscheidungsalternativen gleich stark von verzerrten Anreizen betroffen sind. Wenn sich die absolute Höhe der Kostendifferenz aus Sicht des Akteurs zwischen allen sich ihm bietenden Optionen durch die verzerrten Preissignale nicht ändert, dann bleibt auch die Entscheidung des Akteurs unbeeinflusst. Im Folgenden soll sich der Begriff der Verzerrung oder verzerrten Preissignale auch nur auf diesen Fall beziehen, in dem sich die Kostendifferenzen aus Sicht des Akteurs gegenüber der Situation vollständig unverzerrter Preissignale verändern. Anders ausgedrückt: Verzerrungen liegen nur vor, wenn überhaupt die Möglichkeit besteht, dass daraus eine Ineffizienz entsteht.

Mit Blick auf eine konkrete Entscheidung führt selbst dann nicht jede Verzerrung zwangsläufig zu einer Ineffizienz. Eine Ineffizienz entsteht nur dann, wenn die Verzerrung dazu führt, dass sich der Akteur tatsächlich anders entscheidet. Es könnte auch die Situation eintreten, dass sich die Kostendifferenz zwischen den Entscheidungsalternativen zwar verändert, die Entscheidung des Akteurs aber nicht „kippt“. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass verzerrte Preissignale jedenfalls auf lange Sicht auch zu ineffizienten Entscheidungen führen, denn ausgeschlossen werden können Ineffizienzen nur bei Vorliegen verzerrungsfreier Preise. Wollte man entscheiden, ob Verzerrungen im Hinblick auf die Anreizsetzung zu ökonomisch effizienten Handlungen „tolerabel“ sind, weil sie zu keinen Ineffizienzen führen, würde dies eine Kenntnis über alle den Akteuren zur Verfügung stehenden Optionen und deren Kosten aus Sicht des Akteurs erfordern. Zu diesen Kosten können auch Opportunitätskosten zählen, die dem Akteur durch entgangenen Nutzen bei einem Verzicht auf die Befriedigung seiner Nachfrage entstehen.

Zusammenfassend wird Verzerrungsfreiheit für diese Konzeptstudie wie folgt definiert:

Verzerrungsfreiheit liegt vor, wenn sich aus Sicht aller Akteure die absolute Höhe der Kostendifferenzen zwischen allen sich ihnen bietenden Entscheidungsalternativen nicht gegenüber einer Situation ändert, in der sich die Kosten aus Sicht des Akteurs für die einzelnen Entscheidungsalternativen nur aus Marktpreisen für von ihm genutzte Güter oder Dienstleistung ergeben oder – im Falle öffentlich bereit gestellter Güter – aus Entgelten, deren Höhe der Höhe der Veränderung der gesamten Systemkosten entsprechen, die die Entscheidung zur Nutzung des Gutes auslöst und mit der die Entgelte verknüpft werden.

⁵⁵ In dieser Konzeptstudie wird zur besseren Lesbarkeit auch dann der Begriff „Preissignal“ verwendet, wenn damit Anreize gemeint sind, die sich auf die Netznutzung beziehen, als auf ein Gut / eine Dienstleistung, für die es aufgrund der öffentlichen Bereitstellung keinen Markt-Preis im eigentlichen Sinne gibt.

⁵⁶ Im Fall einer preiselastischen Nutzernachfrage (s. auch Abschnitt 3.2.1) besteht eine der von den Akteuren in Betracht zuziehende Alternative bereits in der Möglichkeit des Verzichts auf die Befriedigung seiner Nachfrage

2.1.1.3 Annahmen zur Bereitstellung und Nutzung der Netzinfrastruktur

2.1.1.3.1 Öffentliche Bereitstellung

Für die Betrachtungen in dieser Konzeptstudie wird angenommen, dass Energieinfrastrukturen (d. h. Strom- und Gasnetze) regulierte Monopole sind.⁵⁷ Entscheidungen über den Ausbau⁵⁸ werden durch den Regulator oder durch von ihm regulierte und damit nach seinen Vorgaben handelnde Unternehmen getroffen. Strom- und Gasnetze werden also öffentlich bereitgestellt. Sie unterliegen damit keiner wettbewerblichen Preisbildung. Vielmehr werden Entgelte für die Netznutzung vom Regulator festgelegt.

2.1.1.3.2 Rolle von Netzentgelten und Prämissen

Die Netzentgeltsystematik beschreibt, nach welchen Kriterien und auf Basis welcher Bemessungsgrößen der Regulator die Entgelte für die Netznutzung festlegt. Dabei besitzt der Regulator in der Wahl der Bemessungsgrößen weitgehende Freiheit. So müssen sich Entgelte nicht unbedingt auf direkt mit der individuellen Nutzung des Netzes verbundene Größen, wie zum Beispiel eine entnommene oder eingespeiste kWh oder eine in einem bestimmten Zeitraum maximal bezogene und eingespeiste Leistung, beziehen. Welche Nutzungsentscheidung genau mit einem Entgelt belegt wird, ist Teil der Gestaltungsentscheidungen. Auch Grundpreise, Pauschalen o. ä. können grundsätzlich Bestandteil eines Entgeltsystems sein.

Eine Prämisse für die Ausgestaltung der Netzentgelte ist, dass Entgelte transaktionsunabhängig und punktbezogen erhoben werden. Sie können vom Ort der Entnahme, der Einspeisung, des Netzan schlusses oder auch anderen Parametern abhängen. Sie sind aber unabhängig davon festzulegen, welche Einspeisung (Entnahme) einer Entnahme (Einspeisung) gegenübersteht, auch wenn diese Zuordnung im Einzelfall denkbar wäre, bspw. bei einer bilateralen, physischen Stromliefervereinbarung zwischen einem bestimmten Einspeise- und einem bestimmten Entnahmepunkt. Diese Anforderung an das Entgeltsystem kann insbesondere damit begründet werden, dass sie wesentlich das Entstehen liquider Handelsplätze und robuster Marktpreise unterstützt. Börsenhandel ermöglicht bspw. gerade keine Zuordnung von Entnahme und Einspeisung.

2.1.1.3.3 Bedarfsgerechter Netzausbau

Im Sinne einer hohen gesellschaftlichen Wohlfahrt und um ein bestmögliches Funktionieren liquider Energiemärkte⁵⁹ zu unterstützen, sollen Netze bedarfsgerecht ausgebaut werden. Bei einem bedarfsgerechten Netz entspricht die technische Leistungsfähigkeit des Netzes den Nutzungswünschen der Netznutzer, die diese unter Berücksichtigung der Kosten / des Entgelts für die Nutzung des Netzes haben. Der Ausbauzustand eines bedarfsgerechten Netzes entspricht damit nicht dem Ausbauzustand, der sich bei einer kostenlosen Netznutzung ergäbe („Sättigungsmenge“). Ein auf diese Sättigungsmenge der Nachfrage nach Netznutzung hin ausgelegtes Netz wäre nicht als bedarfsgerecht, sondern als vollständig ausgebautes Netz zu bezeichnen. Da die Bereitstellung der Netze durch den Regulator erfolgt, beeinflusst er durch die von ihm erhobenen Netzentgelte die Nutzungswünsche der Netznutzer. Hierzu zählt auch die Entscheidung, von welchen Netznutzern überhaupt Entgelte erhoben oder von welchen ggf. nicht (heute in Deutschland z. B. Erzeugern). Auch mit der Festlegung auf

⁵⁷ Dies wird in der Regel damit begründet, dass Netze Eigenschaften natürlicher Monopole aufweisen würden und eine private, d. h. wettbewerbliche Bereitstellung zu Ineffizienzen führt.

⁵⁸ Unter „Ausbau“ wird im Folgenden auch die Bestandserneuerung zum Ende der technischen Lebensdauer von Betriebsmitteln verstanden.

⁵⁹ Zur Rolle von Märkten als Allokationsmechanismus für alle anderen energiebezogenen Güter und Dienstleistungen, s. folgenden Abschnitt 3.1.1.

unbedingte Abnahmeverpflichtungen, wie bisher bei EE-Anlagen der Fall, beeinflusst der Regulator die Nutzungswünsche der Netznutzer und damit den bedarfsgerechten Netzausbau.

Der Regulator strebt grundsätzlich einen bedarfsgerechten Netzausbau an. Hiervon weicht er aber ab, wenn ansonsten eine (erhebliche) ökonomische Ineffizienz entstehen würde.⁶⁰ Solche Ineffizienzen können entstehen, wenn Netzentgelte ineffiziente Anreize zur Netznutzung bzw. mittelbar im Hinblick auf Einsatz- und Investitionsentscheidungen setzen.⁶¹

2.1.1.3.4 Engpassmanagement

Ist ein Netz nicht bedarfsgerecht ausgebaut, können ohne weitere Maßnahmen Netzengpässe entstehen.⁶² Diese stellen Situationen dar, in denen nicht alle Netznutzungswünsche der Netznutzer befriedigt werden können. Daher ist Engpassmanagement (EPM) erforderlich. EPM beschreibt Maßnahmen, mit denen der Regulator das Auftreten tatsächlicher, physischer Netzüberlastungen verhindert. Im Rahmen des EPM wird letztlich festgelegt, welche der in Summe nicht erfüllbaren Netznutzungswünsche umgesetzt werden können. Die Maßnahmen können sowohl marktbasiert als auch administriert sein. Die heutige zonale Organisation des europäischen Strommarkts stellt eine Form eines marktbasierten EPM dar, während das Einspeisemanagement von EE-Anlage ein Beispiel für ein administriertes EPM ist.

In folgender Textbox wird das in dieser Konzeptstudie verwendete Verständnis der Begriffe und des Zusammenhangs zwischen Netzentgelten, Engpassmanagement und bedarfsgerechtem Netzausbau noch einmal näher beschrieben und illustriert.

Box 1: Zusammenhang zwischen Netzentgelten, Engpassmanagement und bedarfsgerechtem Netzausbau

Nachfolgend wird das für diese Konzeptstudie verwendete Verständnis der Begriffe und des Zusammenhangs zwischen Netzentgelten, Engpassmanagement und bedarfsgerechtem Netzausbau beschrieben. Zur Veranschaulichung dient unterstehende Darstellung (Abbildung 18), auf die sich die Erläuterung bezieht:

1. Die Wünsche der Netznutzer zur Nutzung des Netzes durch Entnahmen und Einspeisungen werden durch das Netzentgeltsystem beeinflusst, da unterschiedliche Nutzungen für die Netznutzer mit unterschiedlich hohen Entgelten verbunden sind. Netzentgelte besitzen somit eine Anreizwirkung.

⁶⁰ Als Beispiel aus der Realität kann das Instrument der „Spitzenkappung“ dienen. Es erlaubt Netzbetreibern (als regulierte Unternehmen), die Erzeugung von Wind- und PV-Anlagen zu reduzieren, sofern hierdurch die jährliche Erzeugung um nicht mehr als 3 % beschränkt wird. In den gesetzten Grenzen wird die Netznutzung von EE-Anlagen damit beschränkt. Diese Möglichkeit zur Beschränkung können die Netzbetreiber im Rahmen der Netzplanung bereits berücksichtigen. Begründet wird dies damit, dass ein vollständiger Netzausbau auf die „letzte kWh“ zu erheblichen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führen würde, da erwartet wird, dass die notwendige zusätzliche Netzkapazität zur Aufnahme der letzten kWh nur wenig genutzt wird.

⁶¹ Die genauen Zusammenhänge werden in Abschnitt 4.1 ausführlich diskutiert. Für die Diskussion an dieser Stelle ist aber die Erkenntnis wichtig, dass solche Ineffizienzen nicht per se auszuschließen sind und dieser Fall daher in die weiteren Überlegungen grundsätzlich einzubeziehen ist.

⁶² Neben der weiter oben besprochenen bewussten Entscheidung des Regulators gegen einen bedarfsgerechten Ausbau des Netzes können auch andere Gründe dazu führen, dass das Netz letztlich nicht bedarfsgerecht ausgebaut ist. Hierzu zählen u. a. vom Regulator weder beeinflussbare noch vorhersehbare Verzögerungen bei der Umsetzung des Netzausbaus (z. B. als Folge von Akzeptanzproblemen o. ä.). Sowie auch die Tatsache, dass eine Diskrepanz zwischen Vorlauf der Entscheidung zur Netznutzung (oder besser: dem Zeitpunkt, zu dem der Regulator weiß, dass der Nutzer das Netz nutzen will) und der notwendigen Vorlaufzeit zur Umsetzung des Netzausbaus gibt. Letzteres kann dazu führen, dass selbst bei einem an sich effizient ausgestalteten Netzentgeltsystem Engpässe auftreten können.

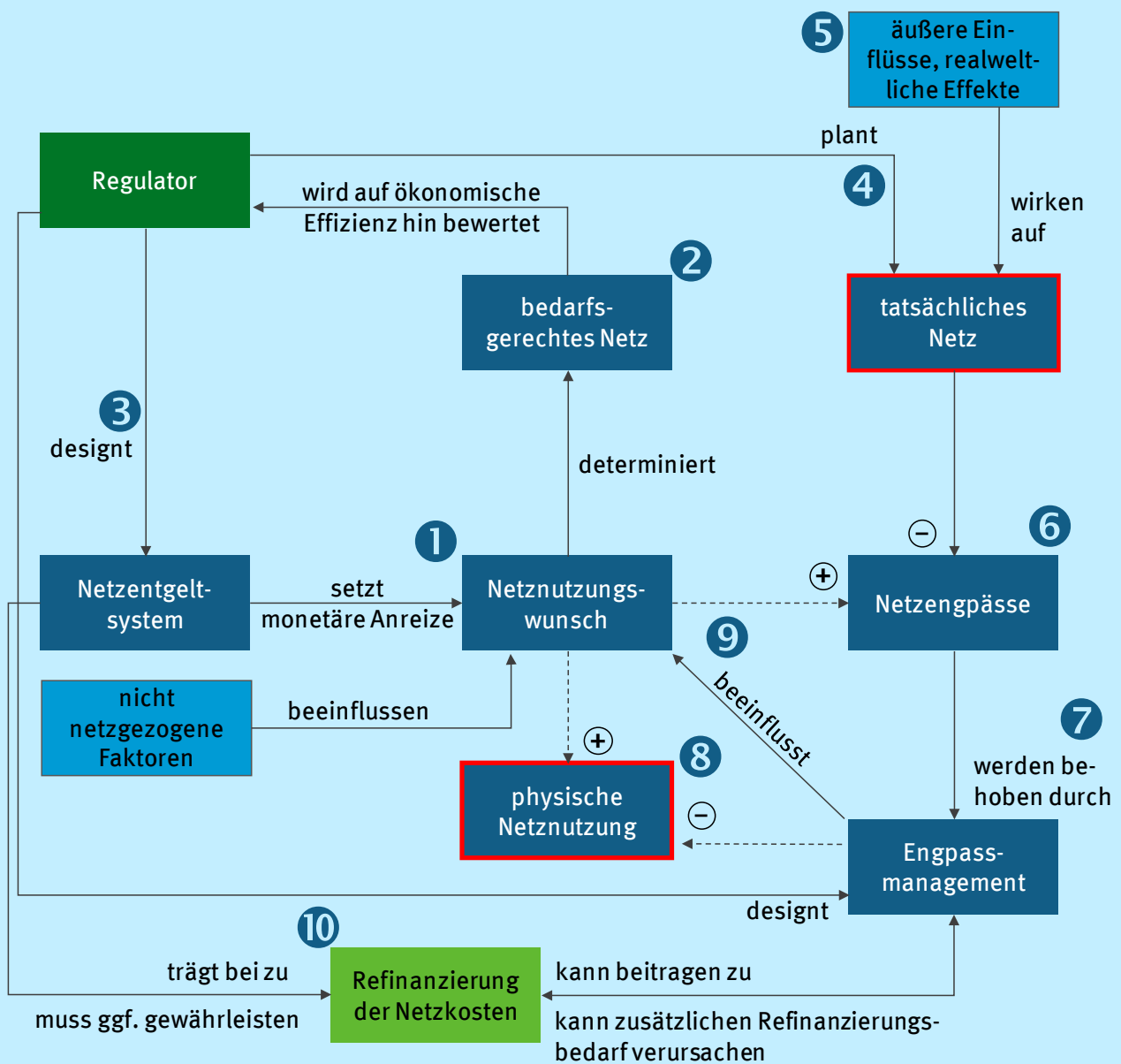
2. Definitionsgemäß determinieren die Netznutzungswünsche der Netznutzer den „Umfang“ eines bedarfsgerechten Netzes, denn ein „bedarfsgerechtes Netz“ ist gerade als ein solches Netz definiert, das so ausgebaut ist, dass es alle Netznutzungswünsche der Netznutzer bedienen kann.
3. Das Netzentgeltsystem wird durch den Regulator designt. Darüber kann der Regulator auch die Netznutzungswünsche der Netznutzer beeinflussen. Ziel des Regulators ist es grundsätzlich, das Netzentgeltsystem so zu designen, dass daraus ökonomisch effiziente Anreize entstehen. Er muss dabei die Refinanzierungsfunktion berücksichtigen. Im Idealfall würden Netznutzungswünsche resultieren, deren Umsetzung aufgrund eines bedarfsgerechten Netzausbaus möglich und ökonomisch effizient sind. Die ökonomische Effizienz bedeutet in diesem Zusammenhang: Netznutzung und der Umfang an verfügbarem Netz sind kostenoptimal – unter Berücksichtigung der Kosten, die der mit der Netznutzung verbundene Dispatch von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ansonsten im System erzeugt.
4. Bei einem Netzentgeltsystem, das vollständig effiziente Anreize zur Netznutzung erzeugt, würde der Regulator das Netz tatsächlich bedarfsgerecht ausbauen und auf diese Weise zu einem ökonomisch effizienten Gesamtsystem beitragen. Muss der Regulator aber davon ausgehen, dass das von ihm designte Netzentgeltsystem keine vollständig effizienten Anreize auslöst (mögliche Gründe werden insb. in Abschnitt 2.2.1 diskutiert), so wird er in seinen Vorgaben für den Netzausbau bewusst davon abweichen, ein vollständiges Netz zu bauen (mit einer Netznutzung bis zur Sättigungsgrenze), da er weiß, dass dies zu Ineffizienzen führen würde. Die Pläne des Regulators für das tatsächliche und bedarfsgerechte Netz können also voneinander abweichen.
5. Äußere Einflüsse können dazu führen, dass das tatsächliche Netz von dem durch den Regulator geplanten Netz abweicht. Selbst bei einem idealen Netzentgeltsystem mit effizienten Anreizen und einem Regulator, der unter diesen Umständen plant, das Netz bedarfsgerecht auszubauen, könnten somit tatsächlich vorhandenes Netz und eigentlich bedarfsgerechtes Netz voneinander abweichen. Akzeptanzprobleme bei der Umsetzung von Netzausbau sind ein Beispiel für solche äußeren Einflüsse. Daneben können auch „realweltliche Effekte“ zu solchen Diskrepanzen führen. Ein solcher Effekt ist die Tatsache, dass der Vorlauf, mit dem der Regulator ein realistisches Bild über die Netznutzungswünsche der Netznutzer gewinnen kann, deutlich kürzer ist als die Zeit, die zur Umsetzung von Netzausbau (einschließlich Planungszeiten) erforderlich ist. Das tatsächliche Netz muss also zu einem Zeitpunkt geplant werden, zu dem der Regulator im Detail noch gar nicht weiß, wie das bedarfsgerechte Netz aussehen würde.
6. Aus der Differenz zwischen bedarfsgerechtem Netz, in dem alle Netznutzungswünsche umgesetzt werden könnten, und tatsächlich vorhandenem Netz können Netzengpässe folgen. Netzengpässe beschreiben Situationen, in denen das tatsächliche Netz nicht (immer) in der Lage ist, alle Netznutzungswünsche zu bedienen.
7. Das Auftreten tatsächlicher, physischer Netzüberlastungen wird durch Maßnahmen des Engpassmanagements (EPM) verhindert. Im Rahmen des EPM wird letztlich festgelegt, welche der in Summe nicht erfüllbaren Netznutzungswünsche umgesetzt werden können.
8. Die tatsächliche, physische Netznutzung ist somit Ergebnis der Anpassung der Netznutzungswünsche der Netznutzer durch das EPM.
9. Je nach Ausgestaltung wirkt das EPM selbst zudem auf die Netznutzungswünsche der Netznutzer. Insofern muss auch die oben eingeführte Definition von „Netzengpass“ als Situation, in der das tatsächliche Netz nicht in der Lage ist, alle Netznutzungswünsche zu bedienen, erweitert werden. Denn aufgrund der bestehenden Rückkopplung von EPM auf die Netznutzungswünsche kann die Situation entstehen, dass EPM erforderlich ist, obwohl Netznutzungswünsche und tatsächliches Netz im Einklang sind. Dies ist dann der Fall, wenn das EPM die

Netznutzungswünsche der Netznutzer gerade so beeinflusst, dass sie ins Netz „passen“ (praktisches Beispiele: zonale oder nodale Marktorganisation). Die Definition von Engpass wäre also wie folgt zu erweitern: „Netzengpass ist eine Situation, in der das tatsächliche Netz nicht oder nicht ohne Engpassmanagement in der Lage ist, alle Netznutzungswünsche zu bedienen.“

10. Die Refinanzierung der Netzkosten erfolgt grundsätzlich über das Netzentgeltsystem. Das EPM beeinflusst die zu refinanzierenden Netzkosten jedoch. Es kann diese absenken, wenn durch das EPM Erlöse erzielt werden (Beispiel aus Realität: Engpasserlöse im Market Coupling) oder auch sich erhöhen, wenn durch das EPM Kosten entstehen (Beispiel aus Realität: Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber bei Einspeisemanagement).

In der Abbildung sind die beiden Größen, die letztlich die Kosteneffizienz des Netzes bestimmen, rot gekennzeichnet: Einmal das tatsächlich vorhandene Netze, dessen Errichtung und Betrieb Kosten verursachen, und zum anderen die tatsächliche Netznutzung. Dabei ist zu beachten, dass der Dispatch selbstverständlich nicht ausschließlich innerhalb der Netzsphäre bestimmt wird, da auch andere, nicht netzbezogene Faktoren den Dispatch beeinflussen, insb. die Anreize, die über den Strommarkt ausgelöst werden. Diese sind aber eben nicht allein maßgeblich für die Dispatchentscheidungen, da auch die Netzentgelte in das Entscheidungskalkül der Akteure einfließen.

Abbildung 18: Modell des Zusammenwirkens der Ausgestaltung eines Netzentgeltsystems und Engpassmanagements sowie ökonomisch effizienter Netzausbauentscheidungen



Quelle: eigene Darstellung

2.1.1.4 Wert von Energieeffizienz

Es wird angenommen, dass der Wert von Energieeffizienz bzw. von Maßnahmen zu deren Steigerung über die Definition von ökonomischer Effizienz bereits vollständig abgebildet ist. Eine Steigerung der Energieeffizienz kann Kosten im Energiesystem einsparen. Sofern diese Kosteneinsparungen die Kos-

ten für die Umsetzung der jeweiligen Maßnahme übersteigen, tragen sie somit zur ökonomischen effizienten „Lösung“ bei. Ein anderer Nutzen⁶³ durch Energieeffizienz wird im Rahmen dieser Konzeptstudie nicht explizit betrachtet.

2.1.2 Identifikation von Einflussparametern und Ableitung von möglichen Rahmenbedingungen und Anforderungen

Kombinationen aus Rahmenbedingungen und Anforderungen definieren abstrahierte Welten, die im Rahmen der Konzeptstudie als Grundlage für die Entwicklung von Zielmodellen dienen. Im Folgenden werden zunächst die wichtigsten Parameter dargestellt, die Einfluss auf die Gestaltung des Ordnungsrahmens für Sektorkopplung nehmen könnten. Danach werden die daraus abgeleiteten Anforderungen und Rahmenbedingungen beschrieben und darauf basierend schließlich die in dieser Konzeptstudie detailliert betrachteten abstrahierten Welten definiert.

Es gibt eine Vielzahl von Parametern, die in der realen Welt einen Einfluss auf die Ausgestaltung des Ordnungsrahmens für Sektorkopplung haben. Eine exemplarische Auswahl ist in Abbildung 19 dargestellt. Sie umfasst Aspekte wie Partikularinteressen oder Finanzierungsbedarfe, aber auch die gewählte Systemgrenze oder Fragen der Umsetzbarkeit der regulatorischen Handlungsoptionen.

Diese Einflussparameter bilden die Basis für die Auswahl an Rahmenbedingungen und Anforderungen. Im Folgenden werden zunächst die Rahmenbedingungen beschrieben. Eine Beschreibung der Anforderungen folgt in Abschnitt 2.1.2.2.

2.1.2.1 Berücksichtigte analytische Rahmenbedingungen

Mittels der Rahmenbedingungen werden die Systemgrenzen der abstrahierten Welten beschrieben. Die sukzessive Hinzunahme von Rahmenbedingungen dient einerseits der Abschichtung der Komplexität bei der Entwicklung von Zielmodellen. Andererseits wird ein bestmöglicher Erkenntnisprozess bei der Entwicklung von Zielmodellen angestrebt.

Insgesamt werden fünf Kategorien von Rahmenbedingungen mit jeweils zwei Ausprägungen berücksichtigt.

⁶³ So wird z. B. eine potentiell geringere Importabhängigkeit bei Rohstoffen als ein zusätzlicher positiver Effekt von geringeren Energieverbräuchen als Folge gesteigerter Energieeffizienz diskutiert.

Abbildung 19: Auswahl an Einflussparametern



Quelle: eigene Darstellung

Die erste Kategorie von Rahmenbedingungen beschäftigt sich mit der **Internalisierung von Klimaschadenskosten**. Einerseits kann eine vollständige Internalisierung, andererseits eine unvollständige Internalisierung der Klimaschadenskosten unterstellt werden. Sofern keine vollständige Internalisierung erreicht wird, sind im Ordnungsrahmen des Zielmodells explizit zusätzliche Instrumente mit ökologischer Lenkungswirkung vorzusehen, um die ökologischen Ziele zu erreichen. Zudem sind bei einer unvollständigen Internalisierung zwei Untervarianten denkbar. Sie betrifft den Zusammenhang zwischen Systemgrenze der Konzeptstudie und den unterstellten Klimaschutzzielen. Wird als System die gesamte Welt betrachtet und wird unterstellt, dass in zumindest einem anderen Land keine vollständige Internalisierung vorliegt, so besteht die Gefahr von **Carbon Leakage**. Wird als System hingegen nur Deutschland betrachtet, ist das Auftreten von Carbon Leakage per Definition ausgeschlossen. Da diese Konzeptstudie auf den Ordnungsrahmen für Sektorkopplung fokussiert, ist der Effekt des Carbon Leakage – sofern als Rahmenbedingungen berücksichtigt – nur insoweit zu diskutieren, wie er effiziente Anreize für Sektorkopplung relevant beeinflusst.

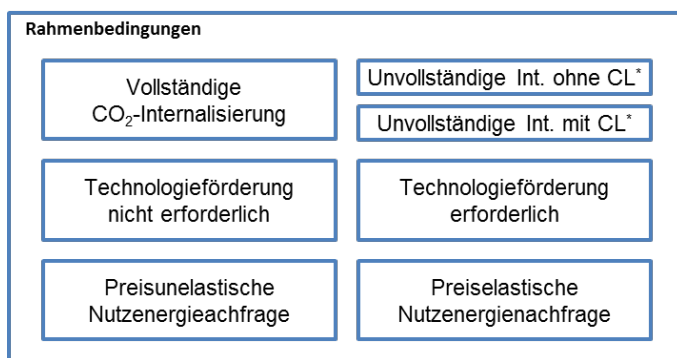
Eine weitere Kategorie von Rahmenbedingungen adressiert die Notwendigkeit von **Technologieförderung**. Der ökonomische Diskurs kommt nach Auffassung des Konsortiums zu keiner eindeutigen Aussage darüber, ob eine explizite Technologieförderung erforderlich oder zumindest besser geeignet als ein Verzicht darauf ist, um technologisches Lernen in dem Maße zu erreichen, wie es zum Erzielen dynamischer Effizienz erforderlich ist (vgl. u. a. Lehmann (2017)). Die weitere Klärung dieser Frage ist nicht Kern der Aufgabenstellung des Projekts. In diesem Projekt werden daher im Sinne eines pragmatischen Ansatzes beide Alternativen betrachtet. In jedem Fall wird davon ausgegangen,

dass Lernkurven nicht auskonvergiert sind. Sofern Technologieförderung („per definitionem“) erforderlich ist, sind im Ordnungsrahmen des Zielmodells genau wie bei unvollständiger Internalisierung zusätzliche Instrumente vorzusehen, da ansonsten die dynamische Effizienz verfehlt würde.

Die letzte berücksichtigte Kategorie von Rahmenbedingungen beinhaltet unterschiedliche Annahmen zur **Preiselastizität der Nutzenergienachfrage**. Auch wenn in der Realität Nachfragen zumindest bis zu einem gewissen Grad elastisch sind, werden im Rahmen des Projekts Welten mit preisunelastischer und preiselastischer Nachfrage betrachtet. Die Berücksichtigung von preisunelastischen Nachfragen dient dabei insbesondere der Komplexitätsreduktion. Die Unelastizität der Nutzenergienachfrage ist hierbei nutzer- und anwendungsspezifisch zu verstehen, d. h. nicht nur die insgesamt nachgefragte Nutzenergiemenge ist unelastisch, auch ist keine Verschiebung der Nachfrage zwischen Nutzern und/oder Anwendung möglich. Insofern kann auch von einem preisunelastischen Güterbündel gesprochen werden. Die Endenergienachfrage ist – sofern grundsätzlich unterschiedliche Endenergieträger zur Befriedigung einer bestimmten Nutzenergienachfrage technisch zur Verfügung stehen – stets elastisch.

Alle berücksichtigten Rahmenbedingungen und diesbezügliche Freiheitsgrade sind in Abbildung 20 zusammengefasst.

Abbildung 20: Rahmenbedingungen und diesbezügliche Freiheitsgrade in den abstrahierten Welten



*Unvollständige Int. ohne/mit CL = unvollständige CO₂-Internalisierung ohne / mit Carbon Leakage

Quelle: eigene Darstellung

2.1.2.2 Berücksichtigte Anforderungen

Neben einer Kombination aus den oben aufgeführten Rahmenbedingungen werden die analysierten Welten zudem über die an sie gestellten Anforderungen beschrieben. Es können zwei Kategorien von Anforderungen unterschieden werden. Zum einen ergeben sich Anforderungen aus den Zielen bezüglich ökonomischer Effizienz und Nachfragedeckung und den ökologischen Zielen, welches für alle Zielmodelle gilt (vgl. Kapitel 1). Zum anderen existieren weitere Anforderungen, die sich bspw. aus der regulatorischen Aufgabe des Staates bzw. aus Partikularinteressen ergeben.

2.1.2.2.1 Grundlegende Anforderungen an die Zielmodelle

Wie in Kapitel 1 dargestellt, beschreiben Zielmodelle die Grundsätze für den Ordnungsrahmen, die in einer bestimmten abstrahierten Welt anzuwenden sind, damit

- ▶ ökologische Ziele erreicht (d.h. vollständige Internalisierung von Umweltkosten),
- ▶ Nutzenergienachfragen entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher gedeckt und
- ▶ ökonomische Effizienz so weit wie möglich erreicht werden.

Diese Anforderungen sollen durch die Zielmodelle in allen betrachteten abstrahierten Welten erreicht werden. Sie sind insofern allgemein bindend und gelten in allen abstrahierten Welten.

In Abhängigkeit von den in der jeweiligen abstrahierten Welt unterstellten Rahmenbedingungen können aus den ökologischen Zielen jedoch weitere Anforderungen entstehen. Wird keine vollständige Internalisierung unterstellt, so entsteht aus der Forderung, dass die ökologischen Ziele erreicht werden, die Notwendigkeit zur Implementierung zusätzlicher, expliziter Instrumente zur Erreichung der ökologischen Ziele. In abstrahierten Welten, deren Systemgrenze über Deutschland hinausgeht und in denen Carbon Leakage auftritt, sind zudem Instrumente zur Vermeidung von Carbon Leakage erforderlich.

Des Weiteren ist beim Effizienzziel zwischen statischer und dynamischer Effizienz zu unterscheiden. Bei dynamischer Effizienz kann in Abhängigkeit von den in der jeweiligen abstrahierten Welt unterstellten Rahmenbedingungen die weitere Notwendigkeit von Technologieförderung entstehen (vgl. Rahmenbedingung „Notwendigkeit von Technologieförderung“).

In einem zukünftig stark dekarbonisierten Energiesystem wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eine dominante Rolle spielen. Die wesentlichen erneuerbaren Energiequellen Wind- und Solarenergie sind vor allem auch durch ihren fluktuierenden Charakter gekennzeichnet. Dies bedeutet, dass ein solches Energiesystem durch Phasen hoher wie auch niedriger (bis hin zu stark negativer) Residuallast⁶⁴ sowie teilweise schnellen Wechseln zwischen diesen Phasen gekennzeichnet ist. Dass ein solches Energiesystem sicher betrieben und Verbraucher bedarfsgerecht versorgt werden, ist in allen Zielmodellen sicherzustellen (vgl. den Punkt „Versorgungssicherheit“ in Abbildung 19).

2.1.2.2.2 Weitere Anforderungen

Neben den oben genannten Anforderungen werden im Rahmen der Konzeptstudie zudem weitere Anforderungen betrachtet, welche die wichtigsten regulatorischen Aufgaben und Partikularinteressen im Energiesystem beschreiben. Diese Anforderungen stellen zusätzliche „Nebenbedingungen“ für die Entwicklung der Zielmodelle dar und beschränken den „Lösungsraum“. Hieraus kann die Unerreichbarkeit von first-best Lösungen resultieren.

Die im Rahmen der Konzeptstudie berücksichtigten zusätzlichen Anforderungen sind in Abbildung 21 dargestellt und werden im Folgenden kurz beschrieben.

⁶⁴ Mit Residuallast ist hier die Differenz aus Stromnachfrage und Stromerzeugungspotential aus den installierten EE-Anlagen gemeint.

Abbildung 21: Betrachtete Anforderungen an Zielmodelle

Anforderungen	
☐	Vollständige Refinanzierung im Energiesystem (bspw. von Infrastruktur und Förderkosten)
☐	Finanzierungsbeitrag öffentliche Haushalte
☐	Begünstigung von Verbrauchergruppen

Quelle: eigene Darstellung

2.1.2.2.3 Vollständige Refinanzierung innerhalb des Energiesystems

Die Kosten der Infrastruktur des Energiesystems sind in jedem Fall, also auch ohne diese zusätzliche Anforderung, zu refinanzieren. Ohne weitere Anforderungen bestehen bei der Ausgestaltung eines Zielmodells umfassende Freiheitsgrade in der Festlegung, wie diese Refinanzierung erfolgt. So können bspw., wie heute üblich, innerhalb des Energiesystems Entgelte zur Refinanzierung der Infrastruktur erhoben werden. Denkbar sind aber auch andere Refinanzierungsmöglichkeiten, wie bspw. die Finanzierung mit Mitteln aus den öffentlichen Haushalten. Die zusätzliche, komplexitätssteigernde Anforderung „Refinanzierung innerhalb des Energiesystems“ fordert daher, dass sämtliche Infrastrukturkosten des Systems innerhalb des Energiesystems zu refinanzieren sind. Alternativen wie bspw. die Haushaltsfinanzierung (Finanzierung durch öffentliche Haushalte) sind bei dieser Anforderung nicht im Lösungsraum für das Zielmodell enthalten.

Die Kosten für die Erfüllung bereits eingegangener Förderzusagen (wie bspw. EEG-Förderung von Bestandsanlagen) sind ebenfalls immer, auch ohne diese zusätzliche Anforderung, zu refinanzieren. Retroaktive Maßnahme werden damit in jedem Fall ausgeschlossen. Gleiches gilt für „neue“ Förderkosten, d. h. solche, die aus Förderinstrumenten entstehen, die Bestandteil des Zielmodells sind. Diese könnten dort vorgesehen sein, wenn sich dies – je nach berücksichtigten Rahmenbedingungen – zur Erfüllung der ökologischen Ziele oder dynamischer Effizienz als erforderlich herausstellt. Genau wie bei der Refinanzierung von Infrastrukturkosten bestehen ohne weitere Anforderung bei der Ausgestaltung des Zielmodells umfassender Freiheitsgrade in der Festlegung, wie diese vollständige Refinanzierung erfolgt. Daher wird auch für die Refinanzierung von Förderverpflichtungen als komplexitätssteigernde zusätzliche Anforderung unterstellt, dass sämtliche Mittel innerhalb des Energiesystems zu refinanzieren sind. Haushaltsfinanzierung ist mit dieser Anforderung daher auch nicht im Lösungsraum für das Zielmodell enthalten.

2.1.2.2.4 Aufbringung von Mitteln insb. zur Generierung von Steueraufkommen

Heute werden etwa durch Energie- und Strombesteuerung die Umsatzsteuer oder auch die Konzessionsabgabe Beiträge zum allgemeinen Steueraufkommen bzw. zur Finanzierung der öffentlichen Haushalte erzielt. Da dies auch in Zukunft notwendig sein könnte, wird zudem die weitere zusätzliche Anforderung gestellt, dass weitere Mittel insb. zur Haushaltsfinanzierung innerhalb des Systems aufzubringen sind.

2.1.2.2.5 Begünstigung von Verbrauchergruppen

Als letzte zusätzliche Anforderung kann je nach betrachteter abstrahierter Welt berücksichtigt werden, dass bestimmte Verbrauchergruppe, wie bspw. einkommensschwache Haushalte, und bestimmte Wirtschaftszweige begünstigt werden. Dies bedeutet, dass sie eine kostenmäßige Entlastung erfahren. Damit sollen bspw. industrie- oder gesellschaftspolitische Ziele oder Umverteilungseffekte erreicht werden. Beispiele hierfür sind die Entlastung einkommensschwacher Haushalte oder von Industriebetrieben im internationalen Wettbewerb. Bei der Begünstigung von Verbrauchergruppen sind prinzipiell zwei Untervarianten vorstellbar:

- ▶ Untervariante 1: Die Begünstigung erfolgt nur in Bezug auf Kosten, die aus den anderen, vorgeannten Anforderungen entstehen; d. h. die Industrie würde bspw. nicht oder nur eingeschränkt an der Refinanzierung von Förderkosten, Aufbringung von Haushaltsmitteln usw. beteiligt.
- ▶ Untervariante 2: Die Begünstigung erfolgt auch in Bezug auf Kostenbestandteile, die in einem ökonomisch effizienten System von bestimmten Verbrauchern zu tragen wären; d. h. die Industrie würde bspw. von bestimmten Kosten (z. B. CO₂-Steuer oder Teilnahme an einem Emissionshandel) befreit.

Im nächsten Schritt der Konzeptstudie werden die Rahmenbedingungen und Anforderungen verwendet, um ausgewählte, repräsentative abstrahierte Welten zu beschreiben.

2.1.3 Definition der abstrahierten Welten für die Zielmodelle entwickelt werden

In den vorherigen beiden Abschnitten wurden Rahmenbedingungen und Anforderungen beschrieben, die im Rahmen der Analyse betrachtet werden sollen. Kombinationen aus diesen Rahmenbedingungen, zu denen gegebenenfalls die oben beschriebenen Anforderungen hinzugefügt werden, werden im Rahmen dieser Konzeptstudie als abstrahierte Welten bezeichnet. Eine vollständige Enumeration aller Kombinationen aus Rahmenbedingungen und Anforderungen würde über den Umfang dieser Konzeptstudie hinausgehen. Stattdessen wird ein Set abstrahierter Welten betrachtet, das einen möglichst großen Erkenntnisgewinn – auch im Vergleich der jeweils entwickelten Zielmodelle – bringt. Für jede der betrachteten abstrahierten Welten ist festzulegen, welche Rahmenbedingung bzw. Anforderungen jeweils gelten.

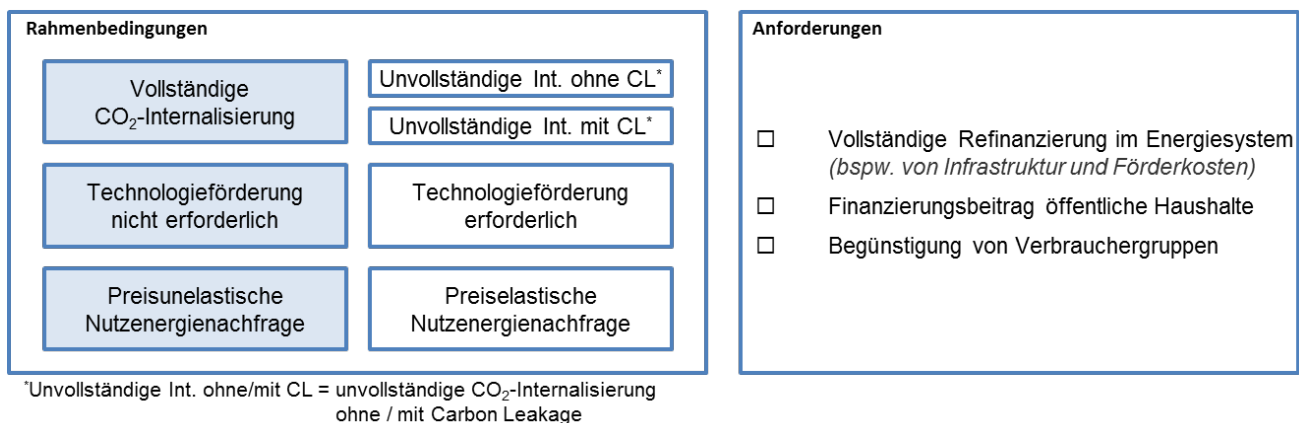
2.1.3.1 Abstrahierte Welt 1 - ohne zusätzliche Anforderungen

Die einfachste betrachtete abstrahierte Welt besteht aus einer Kombination von Rahmenbedingungen ohne zusätzliche Anforderungen. Sie ist in Abbildung 22 dargestellt. In ihr werden nur die Anforderungen der Effizienz- und Effektivitätsziele erfüllt. Die Blaufärbung einzelner Attribute der Rahmenbedingungen zeigt jeweils an, welches der beiden Attribute in der abstrahierten Welt ausgewählt wurde.

Im hier dargestellten Fall müssen die ökonomischen und ökologischen Ziele für eine abstrahierte Welt erfüllt werden, in der von einer vollständigen Internalisierung ausgegangen wird, in der Technologieförderung nicht notwendig ist, und die Nutzenergienachfrage als unelastisch angenommen wird. Da keine zusätzlichen Anforderungen gestellt werden, existieren in dieser Welt somit die größten regulatorischen Freiheitsgrade hinsichtlich der Wahl von Instrumenten zur Erfüllung der ökologischen und ökonomischen Ziele. Die Annahme einer vollständigen Internalisierung von Klima- und Umweltkosten als Rahmenbedingung ist allein dem analytischen Vorgehen geschuldet und erlaubt es bei der Diskussion der abstrahierten Welt 1 von ökologischen Zielen abzusehen. Annahmegemäß

bleiben auch denkbare öffentliche Einnahmen einer Internalisierung außen vor, denn eine Internalisierung ist nicht zwingend mit (relevanten) öffentlichen Einnahmen verbunden.⁶⁵ Wie bereits festgehalten werden in dieser Konzeptstudie aus Gründen der Komplexitätsreduzierung nur Klimafolgeschäden als Umweltkosten explizit diskutiert. Von weiteren Umweltkosten, die ggf. nicht oder nur teilweise internalisiert sind, wie Luftverschmutzung und Flächenverbrauch, wird abstrahiert.

Abbildung 22: Abstrahierte Welt 1 - ohne zusätzliche Anforderungen



Quelle: eigene Darstellung

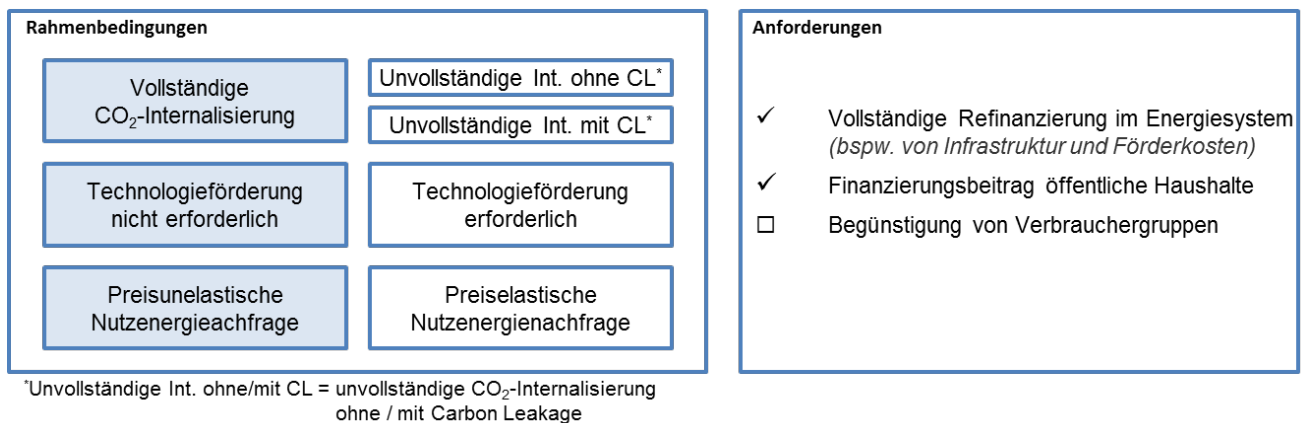
2.1.3.2 Abstrahierte Welt 2 - Umlage von Finanzierungsbedarfen innerhalb des Energiesystems

Die zweite abstrahierte Welt, für die in Kapitel 2.2 ein Zielmodell entwickelt wird, geht von derselben Ausgestaltung der Rahmenbedingungen wie oben dargestellt aus (vgl. Abbildung 23). Auch in dieser Welt sollen die ökonomischen und ökologischen Ziele für eine abstrahierte Welt erfüllt werden, in der von einer vollständigen Internalisierung ausgegangen wird, in der Technologieförderung nicht notwendig ist und die Nutzernachfrage als unelastisch angenommen wird.

Allerdings wird in dieser zweiten abstrahierten Welt zusätzlich die Umlage von Finanzierungsbedarfen innerhalb des Systems betrachtet. Für die Umlage werden verschiedene Anknüpfungspunkte untersucht, wobei grundsätzlich von der Prämisse ausgegangen wird, dass sie zeitlich und räumlich einheitlich erhoben wird (soweit nicht explizit anders im Text erwähnt). Diese Umlage von Finanzierungsbedarfen wird im Folgenden am Beispiel der Refinanzierung von Infrastruktur diskutiert. Wie in Kapitel 2.2 ausgeführt werden wird, gelten die an diesem Beispiel abgeleiteten, allgemeinen Grundsätze aber auch für andere Finanzierungsbedarfe, z. B. Förderkosten.

⁶⁵ Im Falle eines Emissionshandels ist eine kostenlose Zuteilung denkbar oder es könnte (theoretisch) auch eine weitgehende Internalisierung von Umweltkosten durch ordnungsrechtliche Instrumente erfolgen. Auch bei einer sehr weitgehenden Vermeidung von umweltschädlichen Aktivitäten kann bei einer sehr hohen marginalen Bepreisung von Umweltschäden ein geringes Aufkommen öffentlicher Einnahmen resultieren.

Abbildung 23: Abstrahierte Welt 2 - Umlage von Finanzierungsbedarfen innerhalb des Energiesystems



Quelle: eigene Darstellung

2.1.3.3 Abstrahierte Welt 3 - Preiselastische Nachfrage als analytische Rahmenbedingung für den Ordnungsrahmen

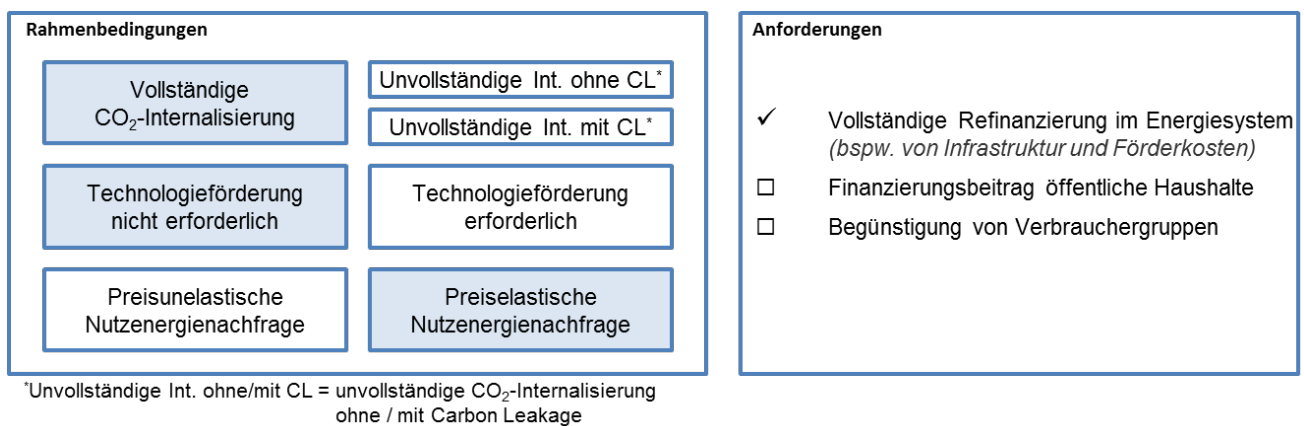
In der dritten betrachteten abstrahierten Welt wird im Gegensatz zur zweiten von anderen Rahmenbedingungen ausgegangen (vgl. Abbildung 24). So wird eine preiselastische Nachfrage unterstellt. Eine solche preiselastische Nachfrage bedeutet, dass Verbraucher eine Abwägung von Kosten und Nutzen einzelner Nutzenergien vornehmen.

Eine preiselastische Nachfrage erhöht die Komplexität zum einen dadurch, dass die Abwägung wie hoch der Nutzen z. B. einer Nutzenergieeinheit Verkehr im Vergleich zu einer Nutzenergieeinheit Wärme schon für einzelne Verbraucher schwierig ist. Zum anderen haben Nutzen individuell und unterschiedliche Nutzer unterschiedliche Preiselastizitäten, so dass sie unterschiedlich stark auf eine unterschiedlich hohe Belastung verschiedener Nutzerenergien durch z. B. Umlagen⁶⁶ reagieren.

Neben allgemeinen Erkenntnissen, die sich aus der geänderten Rahmenbedingung „preiselastische Nachfrage“ ableiten lassen, werden insbesondere die Auswirkungen auf den Umgang mit Finanzierungsbedarfen untersucht.

⁶⁶ Dabei kann die Belastung theoretisch direkt auf Ebene der Nutzenergie erfolgen oder indirekt durch eine (ggf. anwendungsspezifisch unterschiedliche) Belastung von Endenergieträgern oder Bereitstellungswegen.

Abbildung 24: Abstrahierte Welt 3 - Preiselastische Nutzenergienachfrage



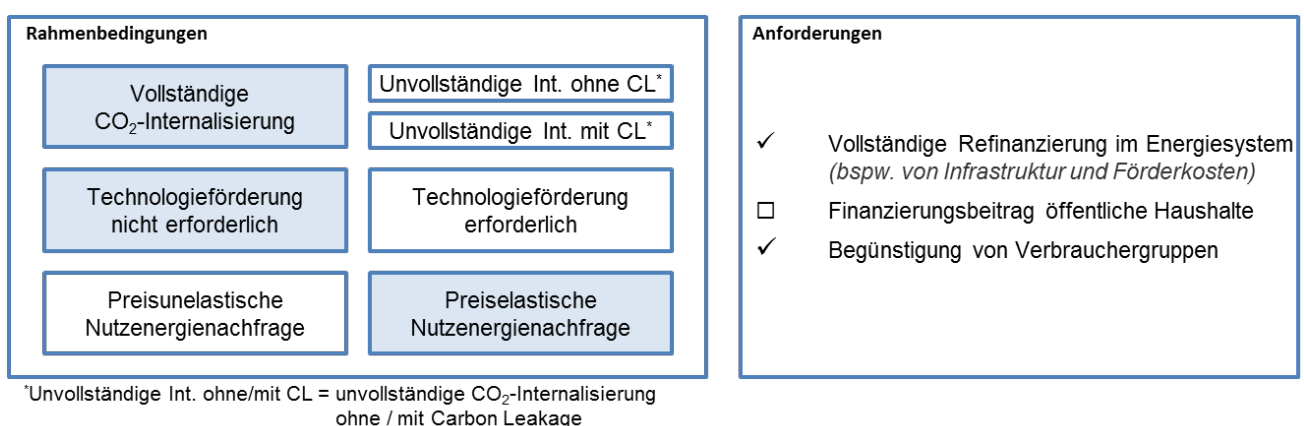
Quelle: eigene Darstellung

2.1.3.4 Abstrahierte Welt 4 - Begünstigung von Verbrauchergruppen als Anforderung an den Ordnungsrahmen

In der vierten abstrahierten Welt werden die Konsequenzen aus der Begünstigung einzelner Verbrauchergruppen analysiert (vgl. Abbildung 25). Damit eine Begünstigung von Verbrauchergruppen überhaupt einen Effekt hat, muss zusätzlich von einer preiselastischen Nachfrage ausgegangen werden. Die vierte betrachtete abstrahierte Welt ist damit eine komplexitätssteigernde Erweiterung von Welt drei (s. Abschnitt 2.1.3.3). Damit gelten in ihr auch dieselben Rahmenbedingungen wie in dieser zweiten abstrahierten Welt.

Bei der Diskussion der zusätzlichen Anforderung „Begünstigung von Verbrauchergruppen“ werden insbesondere industriepolitisch und sozial begründete Begünstigung adressiert.⁶⁷ Des Weiteren wird darauf eingegangen, welche Unterschiede sich ergeben, wenn Begünstigung nur in Bezug auf Kosten, die aus den anderen, vorgenannten Anforderungen entstehen, oder auch in Bezug auf Kostenbestandteile, die in einem ökonomisch effizienten System von bestimmten Verbrauchern zu tragen wären, erfolgt. Die Anforderung einer vollständigen Refinanzierung im Energiesystem bleibt daher auch bestehen.

Abbildung 25: Abstrahierte Welt 4 - Begünstigung von Verbrauchergruppen



⁶⁷ Unter Industriepolitik werden in Welt vier mit vollständiger Internalisierung von CO₂ explizit nicht Instrumente zur Vermeidung von Carbon Leakage gefasst.

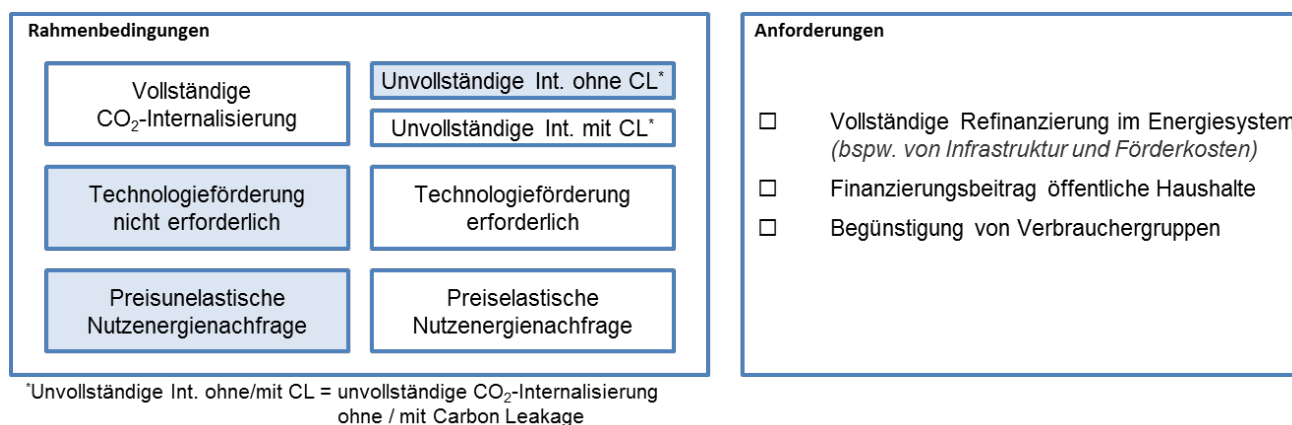
Quelle: eigene Darstellung

2.1.3.5 Abstrahierte Welt 5 – (Unvollständige) Internalisierung von Klimaschadenskosten als analytische Rahmenbedingung für den Ordnungsrahmen

Mit der abstrahierten Welt 5 nähert sich die Analyse ein Schritt weit der Realität an. Es werden die Auswirkungen einer unvollständigen Internalisierung ebenso betrachtet Instrumente zur Bepreisung von THG-Emissionen. Deshalb wird von einer unvollständigen Internalisierung ausgegangen (vgl. Abbildung 26) um Zielmodelle mit Instrumenten zur Bepreisung von THG-Emissionen analysieren zu können. In den Definitionen von ökonomischer Effizienz werden ökologische Ziele in Kosten ausgedrückt berücksichtigt. Als wichtigstes ökologisches Ziel werden Klimaschutzziele in Klimaschadenskosten ausgedrückt und in den Effizienzbegriff kostenseitig integriert.⁶⁸ Zur Gewährleistung einer größtmöglichen Effizienz ist eine vollständige Internalisierung notwendig.

Eine unvollständige Internalisierung von Klimaschadenskosten führt dazu, dass die ökologischen Ziele nicht ohne zusätzliche, explizite Instrumente erreicht werden können. Sollten hierzu keine ordnungsrechtlichpolitischen Instrumente, sondern Förderinstrumente verwendet werden, führen diese zu zusätzlichen Finanzierungsbedarfen, die entweder innerhalb des Energiesystems oder aus dem öffentlichen Haushalt refinanziert werden.

Abbildung 26: Abstrahierte Welt 5 – (Unvollständige) Internalisierung ohne Carbon Leakage



Quelle: eigene Darstellung

Des Weiteren wird in Welt 5 berücksichtigt, dass unterschiedliche Ambitionsniveaus hinsichtlich der Internalisierung von Klimaschadenskosten existieren. Wird CO₂-ärmere inländische Produktion durch CO₂-intensivere ausländische Produktion ersetzt, spricht man von Carbon Leakage. Emissionsquellen werden somit von Deutschland ins Ausland verlagert. Voraussetzung hierfür ist eine preiselastische Nachfrage für zumindest einen Teil der inländischen Nutzernachfrage.

Carbon Leakage wird im Rahmen dieser Konzeptstudie als mögliche Rahmenbedingung gesehen, bei der das klimapolitische Ambitionsniveau im Ausland geringer sein kann als in Deutschland. Vereinfachend wird in dieser Welt davon ausgegangen, dass die Klimaschadenskosten in Deutschland voll-

⁶⁸ Ob eine vollständige Internalisierung automatisch zur Erreichung der internationalen und nationalen Klimaziele führen würde, ist sicherlich eine starke Annahme und müsste in Bezug auf die reale Welt diskutiert werden. Im Rahmen dieser Konzeptstudie wird die Annahme allein aus Gründen der Komplexitätsreduktion getroffen, so dass die Ergebnisse der Analyse auch entsprechend einzuordnen sind.

ständig internalisiert werden (sollen) und im Ausland nur eine unvollständige Internalisierung gegeben ist. Zur Vermeidung von Carbon Leakage kommen zusätzliche Instrumente in Frage, die unter Umständen einen zusätzlichen, im System zu refinanzierenden Investitionsbedarf erfordern. An die Art der Refinanzierung werden in dieser Welt allerdings keine weiteren Anforderungen gestellt.

Sektorkopplungstechniken sind eine wichtige und nach heutigem Kenntnisstand die zentrale Option zur Dekarbonisierung insbesondere in den Anwendungssektoren Industrie, Wärme und Mobilität – Sektoren die heute durch die Nutzung fossiler Brennstoffe dominiert sind. Eine unvollständige Internalisierung von Klimaschadenskosten führt zu einer Benachteiligung von Sektorkopplungstechniken, da ihr Nutzen gerade darin besteht, dass sie eine emissionsfreie Energieversorgung ermöglichen können. Bei unvollständiger Internalisierung kommt dieser Nutzen nicht voll zur Geltung und im Ergebnis setzen sich Sektorkopplungstechniken ggf. nicht durch. Eine Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Ordnungs- und Rechtsrahmens, der diese Benachteiligung verhindert, steht im Fokus dieses Vorhabens. Es ist nicht Aufgabe dieses Vorhabens – und daher auch nicht Ziel dieser Konzeptstudie – die Konsequenzen einer unvollständigen Internalisierung und den Umgang damit umfassend zu diskutieren. Bei der Diskussion abstrahierter Welten mit (unvollständiger) Internalisierung steht vielmehr im Vordergrund wie diese Rahmenbedingung auf die effiziente Ausgestaltung der Sektorkopplung wirkt.

2.1.3.6 Abstrahierte Welt 6 - Technologieförderung als analytische Rahmenbedingung für den Ordnungsrahmen

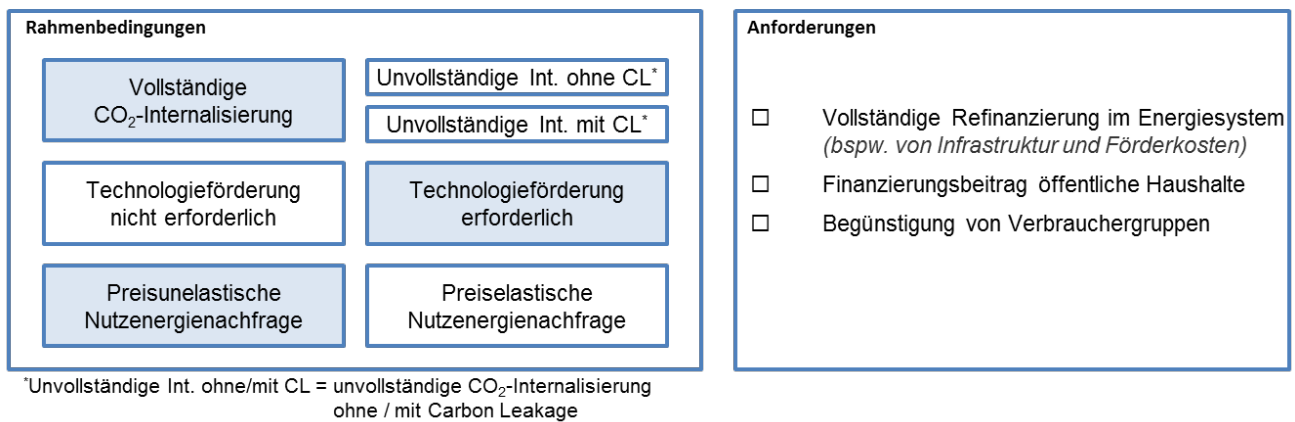
Im Rahmen der Konzeptstudie wird ein (möglichst) dynamisch effizientes Zielsystem angestrebt. Dynamische Effizienz berücksichtigt, im Gegensatz zu statischer Effizienz, einen sich „endogen“ ändernden Stand der Technik bzw. sich ändernde Technologiekosten.

In den zuvor dargestellten Welten wurde stets angenommen, dass technologisches Lernen keiner expliziten Technologieförderung bedarf⁶⁹. In der realen Welt werden jedoch häufig Förderinstrumente als notwendig erachtet, um technologisches Lernen zu forcieren.

In dieser letzten abstrahierten Welt werden die Rahmenbedingungen daher dahingehend geändert, dass Technologieförderung erforderlich ist. Wie in den vorher beschriebenen abstrahierten Welten können aufgrund des Einsatzes zusätzlicher Instrumente zusätzliche Kosten entstehen. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion wird in Welt 7 jedoch keine weitere Anforderung hinsichtlich der Refinanzierung der Fördergelder gestellt (vgl. Abbildung 27).

⁶⁹ Als Instrument zur Internalisierung von Klimawirkungen ist Technologieförderung allerdings auch in den vorher bereits betrachteten Welten eine Option.

Abbildung 27: Abstrahierte Welt 6 - Technologieförderung erforderlich



Quelle: eigene Darstellung

2.2 Herleitung von Zielmodellen eines Ordnungsrahmens für Sektorkopplung

In diesem Kapitel wird die Analysephase der Konzeptstudie (vgl. Kapitel 1) beschrieben. Für jede der sieben in Kapitel 3 definierten abstrahierten Welten werden im Folgenden Zielmodelle eines Ordnungsrahmens für Sektorkopplung entworfen, die die im Rahmen der Konzeptstudie gesetzte Zielsetzung erfüllen:

- ▶ Ökologische Ziele werden erreicht,
- ▶ Nutzenergienachfragen werden entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher gedeckt und
- ▶ ökonomische Effizienz wird so weit wie möglich erreicht.

2.2.1 Betrachtung der abstrahierten Welt 1 ohne zusätzliche Anforderungen

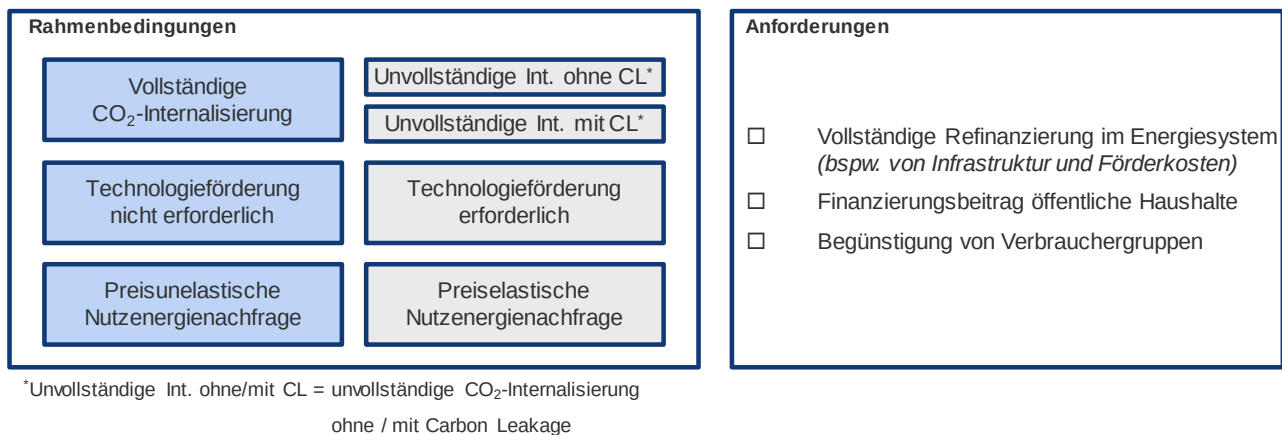
Die einfachste der in diesem Bericht betrachteten abstrahierten Welten ist wie in Abschnitt 2.1.3.1 beschrieben, die abstrahierte Welt 1 ohne zusätzliche Anforderungen (vgl. auch Abbildung 28). In der abstrahierten Welt 1 sind die oben genannten Ziele zu erreichen, wobei von einer preisunelastischen Nutzenergienachfrage ausgegangen wird. Zudem wird eine vollständige Internalisierung von Klimaschadenskosten unterstellt – die annahmegemäß jedoch nicht mit relevanten öffentlichen Einnahmen verbunden ist. Technologieförderung ist zur Erreichung dynamischer Effizienz nicht grundsätzlich erforderlich.

Da keine zusätzlichen Anforderungen gestellt werden, existieren in dieser Welt somit die größten Freiheitsgrade hinsichtlich der Wahl von Instrumenten zur Erfüllung der Ziele.

Nichtsdestotrotz bestehen aufgrund der preiselastischen Endenergienachfrage Wechselwirkungen zwischen den Netznutzungswünschen der Netznutzer (und damit der Endenergienutzung) und dem Entgeltsystem für die Infrastrukturnutzung (vgl. hierzu auch Abschnitt 2.1.1.3 und weitere Erläuterungen in Box 1 am Ende von Abschnitt 2.1.1.3). So stellt sich bereits in dieser abstrahierten Welt die Frage, wie eine effiziente Bepreisung der Infrastrukturnutzung ausgestaltet werden sollte, um das Ziel ökonomischer Effizienz zu erreichen.

Im Folgenden wird das Zielmodell für die abstrahierte Welt 1 in zwei Schritten entworfen. Um die Komplexität so weit wie möglich zu reduzieren, werden die Infrastrukturkosten zunächst vernachlässigt. Die Frage nach effizienten Netzentgelten⁷⁰ wird erst in einem zweiten Schritt in die Betrachtung mit einbezogen. Dabei wird zunächst der Frage nachgegangen, inwieweit effiziente Anreize für die Netznutzung selbst im Idealfall überhaupt möglich sind. Zudem wird diskutiert, wie mit Netzengpässen in einem solchen System umgegangen werden kann.

Abbildung 28: Abstrahierte Welt 1 - ohne zusätzliche Anforderungen



Quelle: eigene Darstellung

2.2.1.1 Zielmodell bei Vernachlässigung von Infrastrukturkosten

Blendet man zunächst die Frage effizienter Entgelte für die Infrastrukturnutzung aus (hierzu s. Abschnitt 2.2.1.2), so ist in dieser abstrahierten Welt das Entstehen effizienter Preissignale auf Basis von Marktpreisen ungehindert möglich. Es bestehen keine Anforderungen, die eine Überlagerung (Verzerrung) von Marktpreisen zwangsläufig machen, so dass diese vollständig und uneingeschränkt ihre Anreizwirkung bei den Akteuren entfalten können. Der wesentliche Grund hierfür ist, dass folgende Anforderungen nicht an diese Welt gestellt werden:

- ▶ Auf Umlagen (bzw. Steuern oder Abgaben) als Beiträge zur Finanzierung öffentlicher Haushalte, die Marktpreise verzerren und zu Nettowohlfahrtsverlusten („dead weight loss“, vgl. u. a. Wigger (2006)) führen können, wird verzichtet.
- ▶ Die Refinanzierung bereits eingegangener Förderzusagen kann vollständig durch öffentliche Haushalte und damit außerhalb des Energiesystems erfolgen, da eine Finanzierung innerhalb des Energiesystems ebenfalls keine Anforderung an diese abstrahierte Welt darstellt.

Mit einer Finanzierung außerhalb des Energiesystems ist gewährleistet, dass keine Verzerrung von Marktpreisen und damit potentielle Ineffizienzen im Energiesystem existieren. Inwieweit eine Refinanzierung auch innerhalb des Energiesystems möglich wäre, ohne dabei Ineffizienzen hervorzurufen, wird in der in Abschnitt 2.2.2 betrachteten abstrahierten Welt 2 untersucht, in der eine Refinanzierung innerhalb des Energiesystems eine Anforderung darstellt.

⁷⁰ Im Folgenden werden die Begriffe "effiziente Netzentgelte" und "effiziente Anreize für die Nutzung von Netzinfrastruktur" synonym verwendet.

Da vollständige Internalisierung von Klimawirkungen vorliegt, sind diese in den Marktpreisen reflektiert und die ökologischen Ziele können ebenfalls erreicht werden. Auch Versorgungssicherheit wird effizient erreicht.

2.2.1.2 Zielmodell unter Berücksichtigung von Infrastrukturkosten

Wie in Abschnitt 2.1.1.3 beschrieben, gelten für Infrastruktursysteme eine Reihe von Prämissen, u. a.:

- ▶ Bei Energieinfrastrukturen handelt es sich um ein reguliertes, natürliches Monopol.
- ▶ Netzentgelte werden transaktionsunabhängig und punktbezogen erhoben.

Es stellt sich die Frage, ob effiziente Anreize für die Netznutzung von Infrastruktur unter diesen Prämissen überhaupt erreichbar sind. Dies wird im folgenden Abschnitt diskutiert. Dabei werden das Auftreten von Netzengpässen und der Umgang damit zunächst vernachlässigt. Die Wirkung von Netzengpässen, die letztlich aus der – wie noch weiter hergeleitet wird – Unerreichbarkeit eines effizienten Netzentgeltsystems resultieren, wird schließlich in Abschnitt 2.2.1.2.2 diskutiert (zur hier verwendeten Abgrenzung von Netzentgeltsystem, Engpassmanagement und bedarfsgerechtem Netzausbau vgl in Box 1 am Ende von Abschnitt 2.1.1.3). Abschnitt 2.2.1.2.1 geht insofern davon aus, dass keine Engpässe auftreten. Dies erfordert eine perfekte Voraussicht des Regulators: Wenn er die Reaktion der Netznutzer auf das von ihm gesetzte Preissignal (Netzentgelt) perfekt antizipieren kann, kann er stets ein engpassfreies Netz bereitstellen.

2.2.1.2.1 Erreichbarkeit effizienter Anreize für die Nutzung von Infrastruktur

Das Ziel des Setzens effizienter Anreize durch das Entgeltsystem bedeutet zunächst, dass das aus den Entgelten für die Netznutzer resultierende Preissignal bei ihnen Anreize für ein Handeln auslösen sollte, auf das sie mit einer aus Gesamtsystemsicht⁷¹ effizienten Entscheidung reagieren. Würde dies erreicht, dann ist auch der auf diese Netznutzung hin ausgelegte, bedarfsgerechte Netzausbau effizient.

Damit ein Entgeltsystem effiziente Anreize auslöst, ist folgende Anforderung zu erfüllen, die sich auch in der Definition von Verzerrungsfreiheit wiederfindet:

Die Höhe der Entgelte für Netznutzung, die von den Netznutzern erhoben werden, muss der Höhe der Veränderung der gesamten Netzkosten entsprechen, die die Entscheidung zur Netznutzung auslöst (Grenzkosten). Diese Anforderung bedeutet, dass sich die Höhe der Netzkosten genau um die Höhe des Entgelts verändern müsste, wenn der Netznutzer seine Entscheidung bei ansonsten gleichen Bedingungen, nicht umgesetzt hätte. Damit ist ein effizientes Entgeltsystem kostenreflexiv.⁷²

Ist die Höhe der Entgelte höher oder niedriger als die Kosten, die die Entscheidung eines Netznutzers im Netz auslöst, sind die Entgelte nicht kostenreflexiv und es könnte zu ineffizienten Entscheidungen kommen. Entsprechend müssen alle Kosten der Infrastruktur von den Nutzern der Infrastruktur auf-

⁷¹ Unter Gesamtsystem wird das gesamte Energiesystem verstanden. Es umfasst insbesondere alle Umwandlungseinheiten, Infrastrukturen und sonstigen Produktionsfaktoren (einschließlich Primärenergieträger), die erforderlich sind, um die Nutzenergienachfrage zu decken. Auch die Eigenversorgung ist inbegriffen.

⁷² Denn durch das Entgeltsystem werden 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 belasteten Größe (z. B. mehr oder weniger Stromentnahme, eine höhere oder geringere maximale Bezugsleistung, ein weiterer Netzanschlusspunkt) zusätzlich an Netzkosten verursacht werden.

gebracht werden. Ansonsten bestünden Anreize für eine Übernutzung der Infrastruktur, die offensichtlich zu Ineffizienzen führen würde. Gleichsam würde eine Anlastung von Kosten, die über die tatsächlichen Kosten der Infrastruktur hinausgehen, Anreize für eine gleichsam ineffiziente „Unternutzung“ der Netze auslösen.

Zur Illustration sei das Beispiel eines Netznutzers betrachtet, der für den Strombezug einer kWh aus dem Netz mit einem Entgelt belegt wird, obwohl sich durch diesen Strombezug die Netzkosten nicht entsprechend verändern⁷³. Dies könnte dazu führen, dass der Netznutzer auf den Strombezug verzichtet und auf die aus seiner Sicht nächstbeste Alternative zur Deckung seiner Nutzenenergienachfrage zurückgreift. Das Ergebnis wären höhere Gesamtsystemkosten und ein ineffizientes Gesamtsystem.

Inwieweit Netzentgelte, die den Grenzkosten entsprechen, erhoben werden können, hängt entscheidend davon ab, ob sich alle Netzkosten eindeutig den einzelnen Entscheidungen der Netznutzer zuordnen lassen. Eine besondere Herausforderung liegt dabei in der Frage, worin die Entscheidung eines Netznutzers besteht, d. h. wie die Bemessungsgrößen eines Entgeltsystems definiert werden.

Zuordenbarkeit von Netzkosten zu Nutzungsentscheidungen

Bei näherer Betrachtung zeigt sich, dass eine Zuordnung von Netzkosten zu Entscheidungen der Netznutzer nur für einen kleinen Teil der Netzkosten eindeutig möglich ist. Eindeutig zuordenbar sind nur die Kosten exklusiv / singulär von einem Netznutzer genutzter Betriebsmittel und deren Betriebskosten. Diese lassen sich der Entscheidung des Netznutzers zum Anschluss an das Netz mit einer bestimmten Anschlusskapazität, auf die das exklusiv genutzte Betriebsmittel dimensioniert wird, zuordnen. Würde sich der Nutzer nicht für den Anschluss entscheiden, dann würde die Leitung nicht errichtet und die Kosten würden nicht entstehen. Als Beispiel hierfür können etwa Hausanschlussleitungen dienen, die teilweise ohnehin im Eigentum des Netzanschlussnehmers sind. Die Kosten exklusiv genutzter Betriebsmittel machen aber nur einen kleinen Teil der Netzkosten aus.

Alle weiteren Kosten sind nicht eindeutig zuordenbar. Dies ist eine Konsequenz bestimmter Eigenschaften der Netze und Netzbetriebsmitteln⁷⁴:

- ▶ *Nutzung durch unterschiedliche Nutzer zu unterschiedlichen Zeitpunkten („Durchmischungseffekte“)*: Ein Netzbetriebsmittel kann zu unterschiedlichen Zeitpunkten genutzt werden, ohne dass es dabei „verbraucht“ wird. Das Netzbetriebsmittel wird einmalig zu bestimmten Kosten errichtet und steht dann aber über einen längeren Zeitraum zur Verfügung. Die Nutzung hingegen findet nur zu einem bestimmten Zeitpunkt oder in einem beschränkten Zeitraum statt, der deutlich kürzer ist als die technische Nutzungsdauer des genutzten Betriebsmittels. Eine Nutzung des Betriebsmittels durch unterschiedliche Nutzer zu unterschiedlichen Zeitpunkten ist ökonomisch effizient. Daraus resultiert eine Uneindeutigkeit bei der Zuordnung der nur einmal entstehenden Kosten des Betriebsmittels zu den Nutzungen des Betriebsmittels. Überwindbar wäre dieses Problem, wenn die Nutzung stets durch den gleichen Netznutzer stattfinden würde. Dann wäre zumindest theoretisch denkbar, die gesamte Nutzung als eine Entscheidung zu definieren und mit einem Entgelt zu belegen.⁷⁵ Der größte Teil der Netzbetriebsmittel wird aber – bei effizienter Nutzung – von einer Vielzahl von Nutzern genutzt.

⁷³ Als kontrafaktische Situation wird hier die Situation betrachtet, in der die kWh nicht aus dem Netz bezogen wird.

⁷⁴ Die folgende Auflistung erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, soll aber die wesentlichsten Ursachen für Zuordnungsprobleme systematisieren.

⁷⁵ Dass auch das kritisch sein kann, wird weiter unten unter dem Aspekt der Vorlaufzeiten von Entscheidungen noch einmal aufgegriffen.

- ▶ Standardbetriebsmittelgrößen:
- ▶ Die Verwendung von Standardbetriebsmittelgrößen ist ökonomisch effizient. Dies führt dazu, dass ein Betriebsmittel sogar zu einem Zeitpunkt von mehreren Nutzern gleichzeitig genutzt werden kann, ohne dass es zu einer Nutzungskonkurrenz kommen muss. Auch hieraus resultiert eine Uneindeutigkeit bei der Kostenzuordnung.⁷⁶
- ▶ Lange Nutzungsdauern:
- ▶ Die Nutzungsdauer von Netzbetriebsmitteln ist deutlich länger als die Vorlaufzeit, mit denen Netznutzer typischerweise Entscheidungen treffen. So können typische Standardlastprofilkunden wie Haushalte ihre Entscheidung, ob sie ein Elektrogerät nutzen, praktisch ohne Vorlaufzeit treffen. Kurze Vorlaufzeiten haben in der Regel eine ökonomische Berechtigung, da Vorlaufzeiten, die auch nur annähernd in die Nähe der Nutzungsdauern von Betriebsmitteln kommen, in keiner Weise zu der Dynamik sonstiger Wirtschaftsprozesse passen.⁷⁷ Diese Dynamik ist nicht zuletzt eine Konsequenz aus der nicht vorhersehbaren Veränderung äußerer Rahmenbedingungen.
- ▶ Diese Diskrepanz zwischen der Nutzungsdauer von Betriebsmitteln und der Vorlaufzeit von Nutzungsentscheidungen verschärft die oben beschriebenen Zuordnungsprobleme. Nicht nur ist die Zuordnung zwischen mehreren Nutzungen desselben, einmalige Kosten verursachenden Betriebsmittel nicht eindeutig. Es kommt hinzu, dass die Zuordnung von Kosten zu Nutzungsentscheidungen zu einem Zeitpunkt erfolgt, zu dem noch nicht alle (zukünftigen) Nutzungen des Betriebsmittels bekannt sind.⁷⁸
- ▶ Diese Überlegungen zeigen auch, dass es bezüglich der Festlegung der Vorlaufzeit für die Nutzungsentscheidungen keine eindeutig richtige Festlegung gibt. Vielmehr ist hierbei abzuwägen zwischen den Nachteilen einer frühen Festlegung und dem damit verbundenen Verlust von Reaktionsmöglichkeiten auf unerwartete Entwicklungen (und damit potentiell einhergehenden Effizienzverlusten) und den Vorteilen einer besseren Zuordenbarkeit von Kosten, die die Effizienz des Entgeltssystems erhöht.
- ▶ Transaktionsunabhängige und punktbezogene Entgelte:

⁷⁶ Eine gleichmäßige / pro-rata Zuordnung von Kosten mag zwar naheliegend und auch fair / gerecht erscheinen, ist aber keineswegs ökonomisch zwangsläufig. Sie könnte sogar Ineffizienzen verursachen.

⁷⁷ Für einzelne Entscheidungen werden aber durchaus auch längere Vorlaufzeiten verlangt. So ist die Netzanschlussentscheidung langfristig zu treffen und die oben bereits genannten Kosten exklusiv genutzter Betriebsmittel werden dann auch vollständig (d. h. für die gesamte Nutzungsdauer) der Anschlussentscheidung zugeordnet. Dies zeigt auch, dass die Festlegung der Vorlaufzeit auch beeinflusst, welche Entscheidung / Bemessungsgrößen für die Kostenzuordnung in Frage kommen.

⁷⁸ Das zuweilen mit dem Begriff „Reihenfolgeproblematik“ beschriebene Problem, dass bestimmte Entscheidungen zwar z.B. einen Netzausbau und damit Netzkosten verursachen, das ausgebaute Netz dann aber auch von anderen genutzt wird und man diese Ausbaukosten nicht der den Ausbau auslösenden Entscheidung zuordnen will, ist auch auf die beschriebene Diskrepanz zurückzuführen, wie folgendes Beispiel veranschaulicht: Betrachtet wird ein Wohngebiet mit 10 Häusern, das über ein Umspannwerk versorgt wird. Die Kapazität des Umspannwerks ist gerade ausreichend für die Höchstlast des Kollektivs der Verbraucher in dem Wohngebiet. Nun wird das Wohngebiet um ein Haus erweitert, was auch eine Erweiterung des Umspannwerks erfordert. Nun stellt sich die Frage, wie mit den Kosten der Erweiterung umgegangen werden soll. Denkbar wäre eine Zuordnung der Kosten zu dem zusätzlichen Haus, mit der Begründung, dass dieses schließlich die Erweiterung auslöst. (Nebenbemerkung: Es ist nicht unwahrscheinlich, dass dies dazu führt, dass das Haus nicht errichtet wird, da die Kosten für Netzerweiterung für den Hauseigentümer zu hoch sind.) Denkbare wäre aber auch, die Kosten allen Häusern des Wohngebiets zuzuordnen (oder sogar einem noch größeren Kollektiv). Dies könnte damit begründet werden, dass es keinen Grund gibt, die Bestandshäuser zu bevorzugen; wäre nur eines dieser Häuser nicht errichtet worden, dann wäre die Erweiterung ebenfalls nicht erforderlich gewesen, weswegen (zumindest) ex-post jedes der nunmehr elf Häuser mit seiner Errichtungs-/Anschlussentscheidung zu dem Ausbau zum späteren Zeitpunkt beiträgt. Bei perfekter Vorausschau hätte man die Bestandshäuser auch bereits ab dem Zeitpunkt der Errichtung an den (noch nicht entstandenen) Kosten des nun notwendigen Ausbaus des Umspannwerks beteiligen können.

- Ein weiterer Grund für die Zuordnungsproblematik ist, dass Netzentgelte zwar transaktionsunabhängig und punktbezogen erhoben werden sollen (vgl. Abschnitt 2.1.1.3.2), die Netznutzung technisch jedoch immer aus einer Transaktion besteht, die mehrere Punkte verbindet. Bei Stromnetzen ist dies etwa die Einspeisung einer bestimmten Menge elektrischer Energie und deren zeitgleiche Entnahme an einem anderen Ort. Dies erfordert eine – wiederum nicht eindeutige – Zuordnung der Kosten zu beiden Seiten der Transaktion. Hinzu kommt, dass durch die transaktionsunabhängige Ausgestaltung auch keine eindeutige Zuordnung einer bestimmten Einspeisung oder Entnahme zu einer bestimmten Transaktion möglich ist. Dies ist, wie oben erläutert, aus anderen Gründen erwünscht (letztlich Voraussetzung für das Funktionieren von Märkten), erschwert aber zusätzlich die Kostenzuordnung, zumal in Energienetzen üblicherweise eine sehr große Zahl von Transaktionen, d. h. Einspeisungen und Entnahmen gleichzeitig stattfindet.

Umgang mit nicht eindeutig zuordenbaren Infrastrukturkosten

Es stellt sich die Frage, wie mit dem Teil der nicht eindeutig zuordenbaren Kosten umgegangen werden kann. Für einen Teil der nicht eindeutig zuordenbaren Kosten ist zumindest denkbar, diesen trotz der fehlenden Eindeutigkeit einzelnen Nutzern oder Nutzungsentscheidungen zuzuordnen, dann aber nur näherungsweise durch das Treffen von Annahmen und Vereinfachungen.⁷⁹ Damit verbunden sind stets Ungenauigkeiten, d. h. die daraus resultierende Kostenzuordnung wird fehlerbehaftet sein. Es ist daher abzuwägen, ob der Fehler durch eine falsche Kostenzuordnung aufgrund von falschen Annahmen oder zu starken Vereinfachungen zu kleineren Ineffizienzen führt als der Verzicht auf die Zuordnung bestimmter Teile der Kosten.

Ein anderer Teil der nicht eindeutig zuordenbaren Kosten lässt sich systematisch nicht entsprechend so zuordnen, dass sich damit die eingangs dieses Abschnitts formulierte Anforderung erfüllen ließe. Dies resultiert aus den oben beschriebenen Effekten, die aus der Nutzung von Durchmischungseffekten und Standardbetriebsmittelgrößen entstehen. Auch hier stellt sich die Frage, wie mit diesen Kosten umgegangen werden kann:

- Diese Kosten könnten einerseits in der hier betrachteten abstrahierten Welt 1 nicht zugeordnet werden und müssten extern finanziert werden. Allerdings kann dies zu Übernutzungsanreizen und damit Ineffizienzen führen.
- Andererseits könnten die Kosten nach einer anderen Regel, die nicht mit einer Kostenverursachung begründet werden kann, auf die Netznutzer umgelegt werden. Dies verringert zwar tendenziell Übernutzungsanreize, führt aber auch zu Ineffizienzen, da Entscheidungen mit Entgelten belegt werden dürften, denen keine Kosten in entsprechender Höhe gegenüberstehen.

⁷⁹ Ein Beispiel könnte sein, dass man anhand von Netz- und ggf. vorgelagerten Marktsimulationen analysiert, wie sich die Netzkosten verändern, wenn man in einem System ceteris paribus zusätzliche Mengen an Windenergieanlagen installiert. Die zusätzlichen Netzkosten (hierfür wäre der Barwert der Kostenveränderung aus über einen längeren Zeitraum reichenden Simulationen zu verwenden) könnte man auf die in den Simulationen zusätzlich installierte Leistung in Windenergieanlagen normieren und die resultierenden Kosten in €/kW als Entgelt (z. B. in Form einer einmaligen Zahlung) von neuen Windenergieanlagen erheben. Dieser Ansatz beinhaltet zahlreiche Annahmen und Vereinfachungen: Zunächst unterstellt dieser Ansatz vereinfachend, dass jede zugebaute kW Leistung die gleichen zusätzlichen Kosten verursacht. Tatsächlich dürfte der Kostenzuwachs nichtlinear sein. Außerdem wird die Wirkung zusätzlicher Anlagen zumindest regional gemittelt, während in der Realität der genaue Standort der Anlagen eine Rolle spielt. Weiterhin sind Annahmen über das „Restsystem“, also die sonstigen Erzeugungseinheiten und Verbraucher, zu treffen. Insbesondere wird unterstellt, dass die Entwicklung des Restsystems nicht beeinflussbar sei. Schließlich wird angenommen, dass sich die realen Netzkostenänderungen mit den verwendeten Modellen tatsächlich nachbilden lassen.

Im Ergebnis bleibt somit festzuhalten, dass jedenfalls ein Teil der Netzkosten nicht Nutzern oder Nutzungsentscheidungen zugeordnet werden kann. Ein vollständig effizientes Entgeltsystem ist nicht erreichbar.⁸⁰ First-best Lösungen existieren somit nicht. Stattdessen sind second-best Lösungen zu entwickeln, die Abwägungsentscheidungen erfordern – einerseits im Hinblick auf die Frage, welche Kosten noch näherungsweise zugeordnet werden sollen, und andererseits im Hinblick auf die Frage, wie vor dem Hintergrund von potentiellen Übernutzungsanreizen mit nicht zuordenbaren Kosten umgegangen werden soll. Auf abstrakter Ebene können jedoch zur Beantwortung dieser sich bei der Ausgestaltung eines konkreten Netzentgeltsystems stellenden Abwägungsfragen keine weiteren Hinweise gegeben werden, wie eine größtmögliche Effizienz erreicht werden kann. Eine Beantwortung der Abwägungsfragen ist nur im Konkreten – und dann natürlich auch vor dem Hintergrund weiterer in der Realität gegebener Anforderung – möglich.

2.2.1.2.2 Umgang mit Netzengpässen

Im vorherigen Abschnitt wurde das Auftreten von Netzengpässen zunächst vernachlässigt. In diesem Abschnitt wird nun betrachtet, welche zusätzlichen Implikationen das Auftreten von (i.d.R. zeitlich und räumlich begrenzten) Engpässen hat und wie der Ordnungsrahmen im Hinblick auf den Umgang mit Engpässen auszugestalten ist. Unter einem Engpass wird hier die Situation verstanden, in der die Netznutzungsbegehren der Netznutzer nicht vollständig befriedigt werden können, da es ansonsten zur Verletzung technischer Grenzwerte käme. Dann sind Maßnahmen des sogenannten Engpassmanagements (EPM) erforderlich, um festzulegen, welche Netznutzung zugelassen und welche Netznutzung unterbunden werden.

Grund für das Auftreten von Engpässen ist entsprechend des in Abschnitt 2.1.1.3 eingeführten Verständnisses des Zusammenhangs zwischen bedarfsgerechtem Netzausbau, Netzentgelten und Engpässen und basierend auf den Erkenntnissen aus dem vorherigen Abschnitt 2.2.1.2 insbesondere die Tatsache, dass ein vollständig effizientes Netzentgeltsystem nicht erreicht werden kann und das Netzentgeltsystem somit ohne weiteres zu einer ineffizienten Netznutzung führen würde.⁸¹ Würde der Regulator weiterhin das Netz vollständig, d. h. gemäß dieser ineffizienten Netznutzungswünsche, ausbauen, so würde daraus ein ineffizienter Netzausbau resultieren.

Daher erfolgt der Netzausbau teilweise nicht vollständig. Das dann drohende Auftreten von Engpässen erfordert EPM. Anders formuliert, Engpassmanagementmaßnahmen sollen Ineffizienzen, die aus einem nicht perfekten Entgeltsystem resultieren, entgegenwirken.

EPM-Maßnahmen lassen sich grundsätzlich nach verschiedenen Kriterien kategorisieren. Ein Unterscheidungsmerkmal besteht etwa darin, wie entschieden wird, welche Netznutzung zugelassen und welche Netznutzung unterbunden wird:

- ▶ administrativ (bspw. Einspeisemanagement, kostenbasierter Redispatch oder als Maßnahmen zur Beeinflussung von Standort und / oder Technologieentscheidungen unter anderem Hinblick auf potentielle Engpassvermeidung z. B. Referenzertragsmodell und Verteilernetzkomponente) oder
- ▶ basierend auf Marktmechanismen (bspw. zonal oder nodal Pricing).

⁸⁰ Dem liegt u. a. auch die Einschätzung zu Grunde, dass Knappheitskomponenten in einem Netzentgeltsystem nicht zeitlich und örtlich präzise einer Übernutzung entgegenwirken können und dabei ausreichend Einnahmen generiert werden um den (verbleibenden) Finanzierungsbedarf des Stromnetzes zu decken. Für den Dekarbonisierungsprozess wird zudem ein gut ausgebautes Stromnetz als günstig erachtet, so dass die Einnahmen aus einer präzisen Knappheitsbeurteilung überschaubar wären.

⁸¹ Darüber hinaus kann es auch weitere Gründe für Netzengpässe geben, wie zum Beispiel ein nicht zeitgerechter Netzausbau.

Bei den administrierten Maßnahmen ist weiterhin danach zu unterscheiden, ob die EPM-Maßnahme Marktergebnisse beeinflusst oder nicht.⁸² Bei administrierten Maßnahmen kann versucht werden, die Marktbeeinflussung zu begrenzen, in dem versucht wird, die Netznutzer bezüglich der monetären Konsequenzen, die für sie aus dem EPM resultieren, zu kompensieren. Dies setzt allerdings in unterschiedlichem Umfang regulatorisches Wissen voraus, um eine angemessene Kompensation zu bestimmen.⁸³

Es lässt sich festhalten, dass EPM-Maßnahmen je nach Ausgestaltung in unterschiedlichem Umfang und teils gewollt, teils ungewollt Marktrückwirkungen auslösen.

Auch der Netzausbau selbst kann als eine EPM-Maßnahme verstanden werden. Zwar sollte Netzausbau grundsätzlich ökonomisch effizient erfolgen. Im Sinne einer EPM-Maßnahme wäre aber denkbar, dass Netz bewusst zu „überbauen“, also vollständig, aber damit ineffizient stark auszubauen, und damit Engpässe aufzulösen. Dies könnte sinnvoll sein, wenn der Netzausbau dann zwar ineffizient wäre, aber immer noch vorzugswürdig gegenüber alternativen Maßnahmen zum Umgang mit Engpässen (z. B. wenn ineffiziente Marktverzerrung Folge eines administrierten EPM wären).

Bei der Auswahl geeigneter EPM-Maßnahmen sind – ähnlich wie bei der Ausgestaltung des Entgeltsystems – Abwägungsentscheidungen notwendig:

- ▶ Übergeordnet ist abzuwägen, welche der erkannten Ineffizienzen im Entgeltsystem und welche über das EPM gelöst werden sollen.
- ▶ Zudem muss sich zwischen marktbasieren und administrativen EPM-Maßnahmen und zusätzlichem Netzausbau entschieden werden. Marktbasierende und damit marktbeeinflussende EPM-Maßnahmen bergen die Gefahr, die Effizienz von Märkten negativ zu beeinflussen. So führt steigende Detailliertheit bei der Berücksichtigung von technischen Netzrestriktionen häufig zu einer geringeren Liquidität der betroffenen Strommärkte und das Risiko der Ausübung von Marktmacht steigt. Aufgrund der Volatilität der Netzrestriktionen kann auch die Robustheit von Preissignalen leiden. Dem gegenüber erfordern administrierte Maßnahmen regulatorisches Wissen, da Festlegungen erforderlich sind, welche Nutzer das Netz noch nutzen dürfen und welche nicht. Sollen Marktrückwirkungen vermieden werden, erfordert dies zusätzliches regulatorisches Wissen, etwa über die Höhe notwendiger Entschädigungen. Bei administrierten Maßnahmen erfolgt die Koordination der dezentralen Akteure zudem i. d. R. zentral und erzeugt Transaktionsaufwand.
- ▶ Unabhängig von der Frage, ob es sich um marktbasierende oder administrierte Maßnahmen handelt, sind Abwägungen hinsichtlich des Ausmaßes des regulatorischen Eingriffs zu treffen. So ermöglichen detailliertere Eingriffe zwar potentiell eine höhere „Treffgenauigkeit“ und höhere Effizienz der Maßnahme, allerdings erhöhen sie auch das Risiko von Regulierungsversagen. Insbesondere besteht die Gefahr, dass Wechselwirkungen mit den anderen Anreizen, etwa aus dem Entgeltsystem, übersehen werden.⁸⁴

⁸² Bei marktbasierenden Maßnahmen liegt die Beeinflussung von Marktergebnisse in der Natur der Sache und ist u. U. auch beabsichtigt.

⁸³ Eine besondere Herausforderung dürfte darin bestehen, Verbraucher, die administrativ in das EPM einbezogen werden, für Komforteinbußen, die dem Verbraucher entstehen, angemessen zu kompensieren.

⁸⁴ Ein Beispiel kann wieder in der Praxis gefunden werden. In der aktuellen Diskussion bei der Implementierung des §14a EnWG werden teilweise Modelle vorgeschlagen, die vorsehen, Netznutzer dafür zu vergüten, dass sie Engpässe auflösen und damit Netzausbau systematisch vermeiden, weil der Netzbetreiber dies in der Netzplanung berücksichtigt. Dabei ist zu beachten, dass diese Vergütung – im Zusammenhang mit einem geringen Wettbewerb / wenigen Alternativen für den Netzbetreiber, den Engpass aufzulösen – Anreize beim Netznutzer auslösen kann, den Engpass durch seine (vorgegebene) Netznutzungsabsicht überhaupt erst auszulösen. Diese Gefahr besteht insbesondere dann, wenn über das Entgeltsystem (oder anderweitig) das Erzeugen des Engpasses nicht mit Kosten für den Netznutzer belegt ist. Es

- ▶ Zudem ist zu berücksichtigen, dass ein Zusammenhang zwischen der Ausgestaltung des EPM und der Höhe der zu refinanzierenden Netzkosten besteht. Denn grundsätzlich können EPM-Maßnahmen sowohl zusätzlichen Refinanzierungsbedarf verursachen wie auch Finanzierungsbeiträge im Form sogenannter Engpassrenten liefern:
- ▶ Ein zusätzlicher Refinanzierungsbedarf kann bspw. durch Entschädigungszahlungen im Rahmen des Einspeisemanagements oder Redispatch-Kosten entstehen. Ob eine Refinanzierung dieser Kosten im Hinblick auf ökonomisch effiziente Anreize inner- oder außerhalb des Energiesystems erfolgen sollte, hängt von der genauen Ausgestaltung ab.
- ▶ Es gibt aber auch EPM-Maßnahmen, die zu zusätzlichen Erlösströmen (Engpassrenten) führen. Die heute in europäischen Strombinnenmarkt umgesetzte zonale Marktorganisation stellt ein Beispiel hierfür dar. Engpassrenten könnten zur Refinanzierung der nicht zuordenbaren Kosten genutzt werden. Allerdings stehen Höhe der Engpassrente und Höhe der zu refinanzierenden Netzkosten auch für ein ökonomisch effizient ausgebautes Netz in keinem direkten Zusammenhang. Anders als vermutet werden könnte, führt ein effizient ausgestaltetes EPM nicht (systematisch) dazu, dass eine vollständige Refinanzierung der Netze erreicht wird.

Diese Diskussion zeigt die Komplexität des Umgangs mit Netzengpässen, die zudem mit der Ausgestaltung des Entgeltsystems verknüpft ist. Wie bei der Ausgestaltung eines Netzentgeltsystems gilt: Auf abstrakter Ebene kann nur die sich stellenden Abwägungsentscheidungen aufgezeigt und auf Wirkungszusammenhänge hingewiesen werden. Eine Beantwortung der Abwägungsfragen kann nur im Konkreten, d. h. mit Bezug zu einem konkreten Anwendungsfall in der Realität erfolgen.

2.2.1.3 Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt ohne zusätzliche Anforderungen

In der abstrahierten Welt 1 in der

- ▶ vollständige Internalisierung von Klimawirkungen vorliegt und annahmegemäß keine öffentlichen Einnahmen damit verbunden sind,
- ▶ Technologieförderung zur Erreichung dynamischer Effizienz nicht erforderlich ist,
- ▶ die Nutzenergienachfrage als preisunelastisch angenommen werden kann und
- ▶ ansonsten – außer dem Ziel der Erreichung ökonomischer Effizienz, der ökologischen Ziele und einer Nachfragedeckung – keine weiteren Anforderungen erfüllt werden müssen,

lässt sich ökonomische Effizienz nicht vollständig erreichen.

Zwar können Verzerrungen von Marktpreisen und damit daraus potentiell resultierende Ineffizienzen grundsätzlich vermieden werden, in dem auf Umlagen als Beiträge zur Finanzierung öffentlicher Haushalte verzichtet wird und die ggf. erforderliche Refinanzierung bereits eingegangener Förderzusagen vollständig außerhalb des Energiesystems erfolgt (z. B. durch öffentliche Haushalte). Da vollständige Internalisierung von Klimawirkungen vorliegt, sind diese in den Marktpreisen reflektiert und auch die ökologischen Ziele können erreicht werden.

Allerdings lässt sich kein Netzentgeltsystem entwerfen, das vollständig effiziente Anreize zur Nutzung der öffentlich bereitgestellten Netze liefern kann. Hierfür wäre es erforderlich, dass sämtliche entstehende Netzkosten so den Entscheidungen der Netznutzer zugeordnet werden, dass sich die Höhe der Netzkosten genau um die Höhe des Entgelts verändert würde, wenn der Netznutzer seine

läge dann eine Asymmetrie vor, die der Netznutzer auszunutzen versucht: Der Netznutzer erhält eine Vergütung für Kosten, die im System vermieden, wenn er eine bestimmte Flexibilität zur Verfügung stellt. Stellt er diese Flexibilität nicht zur Verfügung, entstehen im Umkehrschluss Kosten im System, zu deren Tragung der Netznutzer über das Entgeltsystem aber nicht herangezogen wird.

mit dem Entgelt belegte Entscheidung nicht umgesetzt hätte. Es zeigt sich, dass nur ein (eher geringer) Teil der Netzkosten eindeutig Entscheidungen der Nutzer zugeordnet werden kann. Der größere Teil der Netzkosten kann allenfalls näherungsweise oder gar nicht den Entscheidungen der Netznutzer zugeordnet werden. Hieraus resultieren zwangsläufig Ineffizienzen: entweder, weil eine näherungsweise Zuordnung naturgemäß stets Fehler und damit Verzerrungen aufweisen wird, oder, weil aus gar nicht zugeordneten Kosten letztlich Übernutzungsanreize entstehen.

Stattdessen sind second-best Lösungen für ein Netzentgeltsystem zu entwickeln. Diese erfordern verschiedene Abwägungsentscheidungen:

- ▶ Welcher Teil der nicht eindeutig zuordenbaren Kosten soll noch näherungsweise zugeordnet werden?
- ▶ Welche der hierfür zu treffenden Annahmen und Vereinfachungen erscheinen noch vertretbar, welche könnten zu einer fehlerhaften Kostenzuordnung führen, dass die daraus resultierenden Ineffizienzen größer sind als bei einem Verzicht auf die Zuordnung bestimmter Kosten?
- ▶ Wie stark verzerrend wirkt eine potentielle Ungleichbehandlung, wenn bei der Entscheidung über eine näherungsweise Zuordnung Kosten bestimmter Netzgebiete oder Netze bestimmter Endenergieträger mehr als andere noch näherungsweise zugeordnet werden oder Kosten bestimmten Nutzergruppen oder Anwendungen mehr als andere noch näherungsweise zugeordnet werden?
- ▶ Wie sind die Übernutzungsanreize, die aus der angenommenen Finanzierung nicht zuordenbarer Kosten außerhalb des Energiesystems resultieren, im Vergleich zu den tendenziell geringeren Übernutzungsanreizen aber mit Ineffizienzen verbundenen Anreizen zu bewerten, die entstehen, wenn die nicht zuordenbaren Kosten nach einer anderen, nicht mit einer Kostenverursachung begründbaren Regel zugeordnet werden?
- ▶ Mit welcher Abweichung von einem bedarfsgerechten Netzausbau sollte der Regulator auf mögliche Übernutzungsanreize (s.o.) reagieren? Wie sind die Ineffizienzen, die aus einem dann erforderlichen und zu designenden Engpassmanagement resultieren können, im Vergleich zu Ineffizienzen aus einer Übernutzung zu bewerten? Wie sind die möglichen Vorteile marktbasierter gegenüber administrierter Engpassmanagementmethoden (marktbasierende Ansätze erfordern tendenziell weniger regulatorisches Wissen) und gegenüber einer tendenziell stärkeren Schwächung des Funktionierens der (regulären) Energiemärkte durch marktbasierende Engpassmanagementmethoden zu bewerten?

Auf der abstrakten Ebene dieser Konzeptstudie konnten diese Abwägungsfragen bei der Ausgestaltung eines Netzentgeltsystems (und des Engpassmanagement) herausgearbeitet werden. Diese gilt es in der konkreten Regulierung zu berücksichtigen, wobei dann ebenso weiterer in der Realität gegebener Anforderungen zu beachten sind, die in dieser Studie unberücksichtigt blieben.

2.2.2 Welt 2: Welt mit Finanzierungsanforderungen

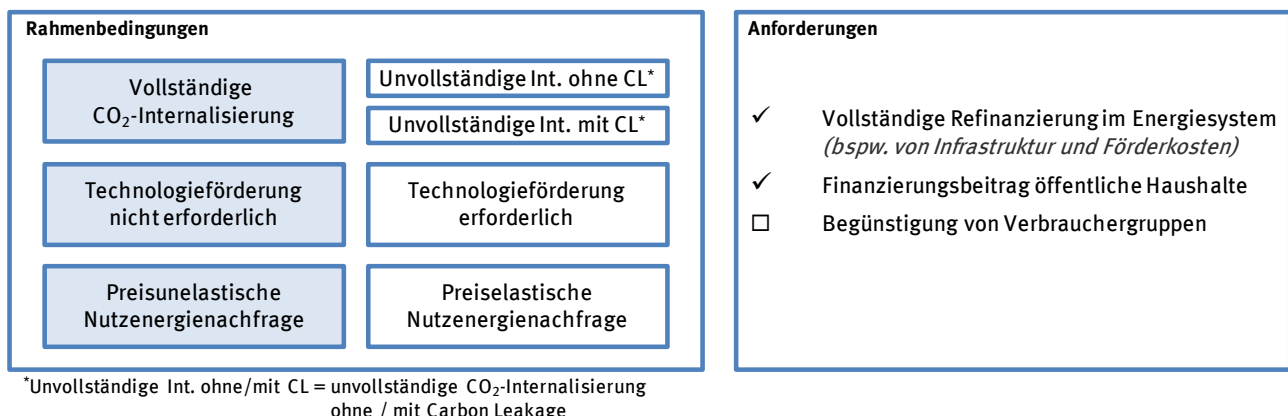
Dieser Abschnitt untersucht Finanzierungsanforderungen, die innerhalb des Energiesystems erfüllt werden sollen. Dafür wird ein Zielmodell für eine abstrahierte Welt entwickelt in der, im Unterschied zur abstrahierten Welt 1 (siehe Abschnitt 2.2.1), bestimmte Finanzierungsbedarfe vollständig innerhalb des Energiesystems aufzubringen sind. Finanzierungsbedarfe können sich ergeben aufgrund von

- ▶ Infrastrukturkosten,
- ▶ (bereits eingegangener) Förderzusagen sowie
- ▶ Finanzierungsbeiträgen für öffentliche Haushalte.

Das Zielmodell für die abstrahierte Welt 1 sah für die Refinanzierung von Infrastrukturkosten und Förderzusagen eine (Teil)Finanzierung außerhalb des Energiesystems vor. Auf die Finanzierung öffentlicher Haushalte aus dem Energiesystem wurde vollständig verzichtet. Dies ist in der nun betrachteten abstrahierten Welt 2 keine Gestaltungsoption für das Zielmodell eines Ordnungsrahmens mehr.

Ansonsten unterscheiden sich Rahmenbedingungen und Anforderungen für die abstrahierte Welt 2 nicht von denen der abstrahierten Welt 1. Es wird weiterhin von vollständiger Internalisierung von Klimakosten, der grundsätzlichen Erreichbarkeit dynamischer Effizienz auch ohne Technologieförderung sowie einer unelastischen Nutzernachfrage ausgegangen. Rahmenbedingungen und Anforderungen dieser abstrahierten Welt fasst Abbildung 29 zusammen.

Abbildung 29: Abstrahierte Welt 2 mit zusätzlichen Finanzierungsanforderungen



Quelle: eigene Darstellung

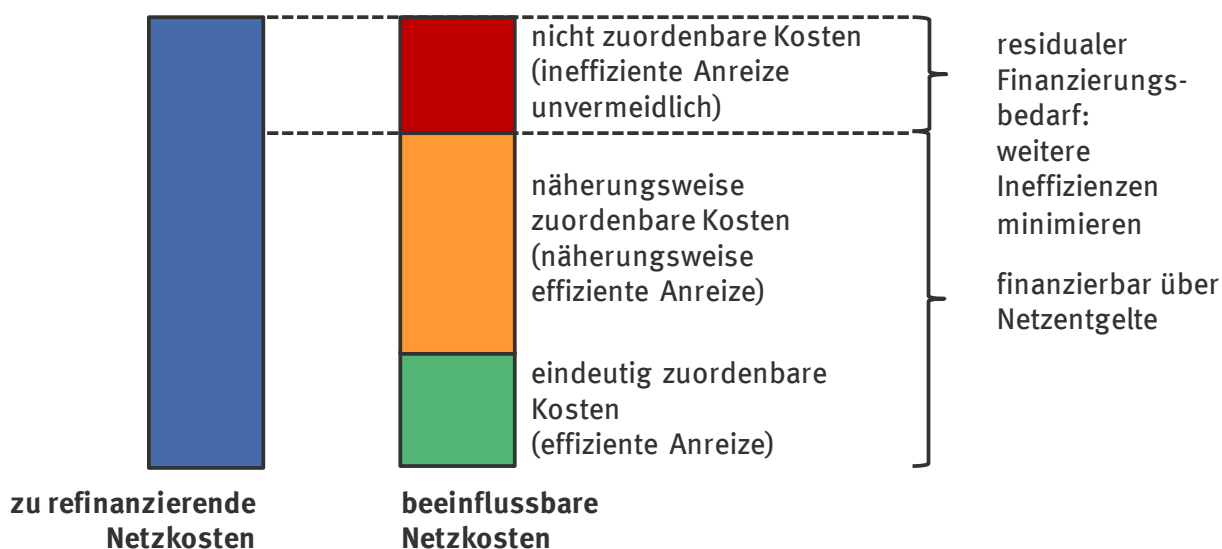
Die Refinanzierungsanforderung wird im Folgenden am Beispiel der vollständigen Refinanzierung von Infrastrukturkosten diskutiert. Die an diesem Beispiel abgeleiteten Grundsätze gelten aber auch für andere Finanzierungsbedarfe, insbesondere für bereits eingegangene Förderzusagen aber auch Beiträge zur Finanzierung öffentlicher Haushalte, was nachfolgend auch noch näher hergeleitet wird.

Wie in Abschnitt 2.2.1 gezeigt, kann ein Teil des Refinanzierungsbedarfs für Infrastruktur durch effiziente Netzentgelte gedeckt werden. Dies ist in Abbildung 30 illustriert. Die Darstellung verdeutlicht auch, dass ein grundsätzlicher Unterschied zwischen den zu refinanzierenden Netzkosten und den durch den Nutzungsentscheidungen beeinflussten Kosten besteht. Die zu refinanzierenden Kosten beziehen sich stets auf bereits entstandene (und damit versunkene) Kosten für vorhandene Netzbetriebsmittel. Versunkene Kosten können jedoch naturgemäß nicht mehr durch Anreize aus dem Entgeltsystem beeinflusst werden. Somit handelt es sich zwar bei zu refinanzierenden und beeinflussbaren Kosten um strukturell ähnliche gleichwohl aber nicht dieselben Kosten. Die zu refinanzierenden Netzkosten können daher größer oder kleiner sein als die beeinflussbaren Netzkosten.⁸⁵

Nur beeinflussbare Kosten können mit Hilfe des Entgeltsystem den Netznutzer in effizienter Weise zugeordnet werden. Es verbleibt ein Block nicht zuordenbarer Kosten, der für die hier betrachtete abstrahierte Welt einen „residualen Refinanzierungsbedarf“ darstellt und der annahmegemäß innerhalb des Energiesystems refinanziert werden soll.

⁸⁵ Nicht in der Abbildung aufgegriffen wird die in Abschnitt 4.1 erläuterte Tatsache, dass – je nach Ausgestaltung des Engpassmanagements – ggf. Engpasserlöse innerhalb des Energiesystems anfallen, die zur Refinanzierung eingesetzt werden können und so den residualen Refinanzierungsbedarf reduzieren können.

Abbildung 30: Qualitativer Zusammenhang zwischen zu refinanzierenden Netzkosten und Finanzierungsbeiträgen aus einem Netzentgeltsystem



Quelle: eigene Darstellung

Die wesentliche Frage ist damit wie der residualer Refinanzierungsbedarf mit möglichst geringen Verzerrungen gedeckt werden kann?

Im Folgenden werden verschiedene Formen von zeitlich und räumlich einheitlichen Umlagen auf den Verbrauch untersucht. Zwar könnte die Idee naheliegend erscheinen statt einer einheitlichen Umlage, die Refinanzierung der residualen Kosten – zumindest soweit sie sich auf die nicht zuordenbaren Infrastrukturkosten beziehen – so auszugestalten, dass damit ineffizienten Übernutzungsanreizen entgegengewirkt wird. Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert, führen Übernutzungsanreize durch nicht vollständige zugeordnete Netzkosten dazu, dass bereits in der einfachsten abstrahierten Welt ökonomische Effizienz nicht erreicht werden kann. Deren Vermeidung/Reduzierung durch die Anlastung bzw. Umlage von residualen Kosten ist jedoch nicht möglich. Grund für die Übernutzungsanreize sind Kosten, die aufgrund von fehlendem Wissen (oder sonstigen Anforderungen) nicht einzelnen Netznutzern zugeordnet werden können. Wüsste man, wie genau sie zu vermeiden wären, würde man dies bereits im Design der Netzentgeltsystematik verankern.

In der Frage, wie eine Refinanzierung auch der residualen Kosten erfolgen kann, ohne dass zusätzliche Ineffizienzen aufgrund einer Verzerrung von Preissignalen entstehen, besteht auch die Analogie zu anderen (Re-)Finanzierungsbedarfen: Wie die residualen Kosten, für die es keine „richtige“ Zuordnung im Sinne einer eindeutigen, individuellen Kostenverursachungsbeziehung gibt, gibt es diese für Steuern und Abgaben ebenso wenig wie für die bereits entstandenen, aber noch zu refinanzierenden Kosten aus bereits eingegangenen Förderzusagen. Letztere lassen sich schon alleine deshalb ebenfalls nicht einzelnen Akteuren oder deren Entscheidungen zuzuordnen, da es sich um Kosten handelt, die bereits unwiderruflich entstanden sind⁸⁶ (sog. versunkene Kosten), und somit auch durch zukünftige Entscheidungen von Akteuren nicht mehr beeinflusst werden können. In diesem

⁸⁶ Selbst wenn die Kosten noch nicht „hart“ entstanden sind, wie bspw. die Betriebs- oder Brennstoffkosten von geförderten Anlagen (z. B. Biomasse- und KWK-Anlagen oder Betriebs- und Instandhaltungskosten bei Windenergieanlagen), so sind sie doch in dem Sinne unwiderruflich als für diese Konzeptstudie ausgeschlossen wird, dass retroaktive Maßnahmen ergriffen, d. h. ausgesprochene Förderzusagen, auf deren Basis Investitionsentscheidungen getroffen wurden, rückgängig gemacht werden. Von Überlegungen wie etwa einem „buy-out“ solcher Förderzusagen wird abstrahiert.

Sinne ist auch der Teil des netzbezogenen, residualen Refinanzierungsbedarfs zu verstehen, der aus der oben beschriebenen Differenz aus zu refinanzierenden und noch beeinflussbaren Netzkosten entstehen. Nachfolgend aus Gründen einer besseren Verständlichkeit dieser Effekte aber wieder vernachlässigt, wird also unterstellt, dass zu refinanzierende und noch beeinflussbare Netzkosten gleich seien. Die Verallgemeinerbarkeit der nachfolgend abgeleiteten Aussage beschränkt dies aber nicht.

2.2.2.1 Grundsätzliche Ausgestaltungsoptionen und Bewertungsgrundlagen

Grundsätzlich sind folgende Optionen für die Ausgestaltung einer Umlage zur Aufbringung des residualen Refinanzierungsbedarfs denkbar:

- ▶ Option 1: Umlage auf preisunelastische Nutzenergie
- ▶ Option 2: Umlage auf Endenergie
- ▶ Option 3: Umlage auf nicht energiebezogenen Systemgrößen, z. B. (Anschluss-)Leistung
- ▶ Option 4: nutzungsunabhängige Pauschale.

Diese Optionen werden in den nachfolgenden Unterabschnitten diskutiert. Alle in Betracht kommenden Ausgestaltungsoptionen müssen der Anforderung genügen, dass sie die vollständige Deckung des residualen Refinanzierungsbedarfs innerhalb des Energiesystems ermöglichen. Bewertungsmaßstab für die Ausgestaltungsoptionen ist die Frage, inwiefern sie zu zusätzlichen Verzerrungen führen. Die Bewertung kann sich dabei an der in Abschnitt 2.1.1.2 hergeleiteten Definition von Verzerrungsfreiheit orientieren.

Bewertungsmaßstab ist also, ob durch die Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs

„die absolute Höhe der Kostendifferenzen aller sich bietenden Entscheidungsalternativen aus Sicht der Akteure unverändert bleibt.

Vergleichsbasis ist die Situation, in der sich die Kosten aus Sicht des Akteurs für die einzelnen Entscheidungsalternativen nur aus Marktpreisen für von ihm genutzte Güter oder Dienstleistung oder – im Falle öffentlich bereit gestellter Güter – aus effizienten Entgelten ergeben.“

Vergleichsbasis ist damit die Ausgestaltung des Ordnungsrahmens in der abstrahierten Welt 1, in der die nicht zuordenbaren Kosten außerhalb des Energiesystems refinanziert werden. Wie bereits in Abschnitt 2.2.2.1 ist diese Situation, die „effizientest denkbare“ Referenz. Diesen Zustand zu erreichen, ist somit der verzerrungsärmste, der für die hier betrachtete abstrahierte Welt 2 erreicht werden kann.

Schließlich sei erwähnt, dass in der abstrahierten Welt 2 stets die Befriedigung der gegebenen Nutzenergienachfrage erforderlich ist, da die Nutzenergienachfrage als preisunelastisch angenommen wird.

2.2.2.2 Umlage auf Nutzenergie

Eine Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs auf Nutzenergie bedeutet, dass jede verbrauchte kWh Nutzenergie mit einer Umlage in ct/kWh belastet wird. Vereinfachend wird nachfolgend davon ausgegangen, dass jede kWh Nutzenergie unabhängig von z. B. Anwendung oder Nutzergruppe gleich belastet wird. Die Verallgemeinerbarkeit der abgeleiteten Aussagen wird aber nicht beschränkt.⁸⁷ Die Höhe der spezifischen Umlage (in ct/kWh) ergibt sich somit aus folgender Division:

⁸⁷ Entscheidend ist aber, dass die Belastung der Nutzenergie – selbst wenn die Umlage anwendungs- oder nutzergruppenspezifisch erfolgen sollte – nicht von der Art der Bereitstellung der Nutzenergie, also z. B. davon, welche Endenergieträger oder Umwandlungstechnologien eingesetzt werden, abhängt.

$$\frac{\text{Summe Refinanzierungsbedarf}}{\text{Summe Nutzenergie}}.$$

2.2.2.2.1 Quantitatives Beispiel für eine Umlage von residualen Finanzierungsbedarf auf Nutzenergie

Anhand eines stilisierten und in der Komplexität stark reduzierten Beispiels wird nachfolgend analysiert, wie sich eine solche Umlage im Hinblick auf das Erreichen ökonomischer Effizienz auswirkt. Ausgehend von den aus der Betrachtung des Beispiels gewonnenen Erkenntnissen werden am Ende dieses Abschnitts verallgemeinerbare Schlussfolgerungen zu dieser Form der Umlage gezogen. Zudem wird die Frage erörtert, inwiefern eine Umlage auf Nutzenergie praktikabel umsetzbar wäre.

Bei der Interpretation ist zu berücksichtigen, dass die nun folgenden Überlegungen auf der für die hier betrachtete abstrahierte Welt geltenden Annahme basieren, dass die Nutzenergienachfrage preisunelastisch ist. Dies bedeutet, dass sich die Entscheidung des Akteurs zum Verbrauch einer bestimmten Nutzenergiemenge nicht in Abhängigkeit von Kosten verändert. Lediglich könnte sich seine Entscheidung darüber verändern, wie die Nutzenergiemenge bereitgestellt wird, d. h. welche Endenergieträger und Umwandlungstechnologien eingesetzt werden. Der Akteur würde seine Entscheidung dann verändern, wenn sich durch die Umlage die Kostenreihenfolge der verschiedenen Entscheidungsreihenfolge verschiebt.

Die Grundlagen für das Beispiel, das zur Bewertung aller Umlagen auf Endenergie herangezogen wird, sind in folgender Box dargestellt.

Box 2: Beispiel zur Bewertung der Umlagen auf Endenergie

Es wird ein Akteur betrachtet, der eine Nutzenergienachfrage nach Wärme in Höhe von 100 Wärmeeinheiten (WärmeE) decken will. Hierfür stehen dem Akteur zwei Alternativen zur Verfügung: Einerseits eine strombasierte Wärmepumpe und andererseits ein gasbasierter Brennwertkessel. Die für die Investitionsentscheidung des Akteurs relevanten Parameter sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Bei den aufgeführten „zuordenbaren Infrastrukturkosten“ handelt es sich um diejenigen Teile der gesamten Infrastrukturkosten, die der Regulator eindeutig oder näherungsweise zuordnen kann und als Entgelt erhebt. Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass der Regulator Kosten nur der Entscheidung „Energieentnahme aus dem Netz“ zuordnet und das Entgelt damit nur auf die aus dem Netz bezogene Endenergiemenge erhoben wird.⁸⁸ Bezüglich der Marktpreise für die Endenergie wird angenommen, dass diese eine vollständige Internalisierung der Klimawirkungen bereits enthalten.

Im Ergebnis bedeuten die Annahmen gemäß Tabelle 1, dass dem Akteur bei der Alternative Wärmepumpe Kosten in Höhe von 53 Geldeinheiten (GE) und bei der Alternative Brennwertkessel von 60 GE entstehen. Der Akteur würde sich also für die Wärmepumpe entscheiden.

Die Entscheidung ist aus Gesamtsystemsicht effizient, jedenfalls, wenn angenommen wird, dass sich die Infrastrukturkosten tatsächlich nur in Höhe der in Tabelle 1 dargestellten zuordenbaren

⁸⁸ Die nachfolgenden Überlegungen und Schlussfolgerung ändern sich aber nicht, würde der Regulator auch anderen Entscheidungen, wie z. B. der Höhe der Netzanschlusskapazität oder dem maximalen Leistungsbezug, Kosten zuordnen und damit das Entgelt auch anhand dieser Größen bemessen.

Infrastrukturkosten und ausschließlich in Abhängigkeit der Entnahme einer bestimmten Strom- oder Gasmenge aus dem jeweiligen Netz verändern.⁸⁹

Der Kostenunterschied liegt einerseits am deutlich höheren Wirkungsgrad der Wärmepumpe. Dadurch verursacht die Bereitstellung der 100 WärmeE auf dem „Strom-Weg“ geringere Kosten als auf dem „Gas-Weg“ (50 GE vs. 55 GE). Andererseits verursacht der Einsatz der Wärmepumpe lediglich 3 GE Kosten im Stromnetz und der Brennwertkessel jedoch 5 GE im Gasnetz. Aus Gesamtsystemsicht liegt der Vorteil der strombasierten Wärmebereitstellung gegenüber der gasbasierten somit bei 7 GE (5 GE aus dem Einsatz günstigerer Produktionsfaktoren und geringerer Klimawirkungen sowie 2 GE aus geringeren im Netz verursachten Kosten). Dieser Vorteil aus Gesamtsystemsicht entspricht gerade dem Vorteil, den der Akteur aus seiner Perspektive im Strom-Weg erkennt (durch Vergleich der Gesamtkosten aus Akteurssicht, s. Tabelle 1). Die Parameter des „Restsystems“ werden entsprechend Tabelle 2 angenommen.⁹⁰

Tabelle 1: Entscheidungsrelevante Parameter der Bereitstellungsoptionen „Wärmepumpe“ und „Brennwertkessel“ zur Deckung einer Nutzenergienachfrage von 100 WärmeE vor Umlage residualer Refinanzierungsbedarfe

	Wärmepumpe	Brennwertkessel
Wärmebedarf	100 WärmeE	100 WärmeE
Investitionskosten	20 GE	5 GE
Endenergiebedarf für 100 WärmeE	30 StromE	100 GasE
Marktpreis Endenergie	1 GE / StromE	0,5 GE / GasE
zuordenb. Netkosten / Netzentgelte	0,1 GE / StromE	0,05 GE / GasE
Gesamtkosten aus Akteurssicht	53 GE	60 GE

Quelle: eigene Darstellung

⁸⁹ Für dieses Beispiel ist dies die einzig hilfreiche Annahme, denn jede andere Annahme würde nur zu der Schlussfolgerung führen, dass offensichtlich die den Netzentgelten zugrundeliegende Kostenzuordnung falsch ist. Daraus resultieren dann in dem Beispiel Ineffizienzen. Aus einem derart konstruierten, fiktiven Beispiel wäre dann auch die richtige Zuordnung erkennbar. Das Problem einer „richtigen“ Kostenzuordnung ist aber hier nicht (mehr) die relevante Frage, sondern findet gewissermaßen „vor der Klammer“ statt (s. dazu ausführlich in Abschnitt 4.1.2.1). Für dieses Beispiel wird daher zur besseren Verständlichkeit von dem Problem einer richtigen Kostenzuordnung abstrahiert.

⁹⁰ Für die weiteren Überlegungen wird davon ausgegangen, dass die Dispatch- und Investitionsentscheidung im „Restsystem“ feststehen und nicht mehr verändert werden.

Tabelle 2: Parameter des „Restsystems“ als Grundlage für die Ermittlung des residualen Refinanzierungsbedarfs und der spezifischen Umlagehöhe

Anwendung	Energieart	Strom	Gas	Gesamt
Wärme	Nutzenergienachfrage	10.000.000 WärmeE	10.000.000 WärmeE	20.000.000 WärmeE
	Endenergienachfrage	3.000.000 StromE	10.000.000 GasE	13.000.000 EndE
"klassischer" Stromverbrauch	Nutzenergienachfrage	3.000.000 NutzE	n/a	3.000.000 NutzE
	Endenergienachfrage	3.000.000 StromE	n/a	3.000.000 EndE
alle	Nutzenergienachfrage	13.000.000 NutzE	10.000.000 NutzE	23.000.000 NutzE
	Endenergienachfrage	6.000.000 StromE	10.000.000 GasE	16.000.000 EndE
n/a	resid. Refinanzierungsbedarf	2.200.000 GE	300.000 GE	2.500.000 GE

Quelle: Eigene Darstellung

Das in Box 2 dargestellte Beispiel wird nun verwendet, um die Wirkung einer Umlage auf Nutzenergie zu illustrieren. Betrachtet wird ausschließlich die Entscheidung des einen Akteurs. Das Restsystem ist im Verhältnis zu einem Akteur so groß, dass näherungsweise davon ausgegangen werden kann, dass sich das Gesamtsystem, insbesondere aber auch die gesamte Nutz- und Endenergiemenge durch die Entscheidung des Akteurs nicht verändert. Damit lassen sich aus den Werten in Tabelle 2 unabhängig von der Entscheidung des betrachteten Akteurs die spezifischen Höhen der Umlagen ermitteln.⁹¹

Bei einer Umlage auf Nutzenergie ist dann also der residuale Refinanzierungsbedarf von 2,5 Mio. GE auf eine Nutzenergiemenge von 20 Mio. WärmeE und 3 Mio. NutzE aus klassischem Stromverbrauch umzulegen. Dies führt zu einer spezifischen Umlage in Höhe von 0,109 GE pro WärmeE bzw. sonstiger NutzE, wenn in die Umlage, wie eingangs als Annahme eingeführt, jede kWh Nutzenergie gleich belastet wird.

Tabelle 3 zeigt die aus Sicht des Akteurs für seine Entscheidung relevanten Parameter bei einer solchen nutzenergiebezogenen Umlage. Sowohl die Kosten für die Bereitstellung der Nutzenergie durch die Wärmepumpe wie auch durch den Brennwertkessel erhöhen sich. Da der Akteur in beiden Entscheidungsoptionen die gleiche Nutzenergiemenge nachfragt, erhöhen sich die Kosten um den gleichen Betrag, nämlich 10,9 GE. Die Kostendifferenz zwischen beiden Entscheidungsoptionen bleibt aus Akteurssicht damit aber unverändert. Die Umlage wirkt somit im Hinblick auf die Entscheidung des Akteurs nicht verzerrend im Sinne der Definition aus Abschnitt 2.1.1.2.

⁹¹ Diese Näherung vereinfacht das Beispiel, für die hieraus abgeleiteten Aussagen ist diese Näherung allerdings nicht relevant. Dies gilt insbesondere für die noch folgenden Beispiele bei einer Umlage auf Endenergie, die auch auf dem eingeführten Zahlenwertbeispiel basieren. Für die Umlage auf Nutzenergie spielt diese Annahme keine große Rolle, da die gesamte Nutzenergienachfrage – die hier die Bemessungsgröße darstellt – von der Entscheidung des Akteurs unbeeinflusst bleibt.

Tabelle 3: Entscheidungsrelevante Parameter der Alternativen „Wärmepumpe“ und „Brennwertkessel“ zur Deckung einer Nutzenergienachfrage von 100 WärmeE mit Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs auf Nutzenergie

		Wärmepumpe	Brennwertkessel
Nutzenergienachfrage		100 WärmeE	100 WärmeE
Investition		20 GE	5 GE
Marktpreise und zuordenb. Netzkosten / Netzentgelte		33 GE	55 GE
Umlage auf Nutzenergie	spezifisch	0,109 GE/WärmeE	0,109 GE/WärmeE
	gesamt	10,9 GE	10,9 GE
Gesamtkosten		63,9 GE	70,9 GE

Quelle: eigene Darstellung.

Die getroffene Annahme, dass jede Nutzenenergieeinheit gleich belastet wird, bedeutet, dass diese Form der Umlage dazu führen kann, dass z. B. die nicht zuordenbaren Kosten des Stromnetzes auch über eine Umlage auf Nutzenergiemengen getragen werden, die das Stromnetz nicht nutzen. Man stelle sich vor, dass der in Tabelle 2 ausgewiesene Refinanzierungsbedarf von 2,5 Mio. GE vollständig aus dem Stromnetz resultieren würde. Dies würde die in Tabelle 3 dargestellte Situation, insbesondere die Gesamtkosten für die Umlage für die beiden Bereitstellungswege nicht verändern. Auch auf dem „Gas-Weg“ wäre die Umlage zu entrichten, obwohl diese ausschließlich aus dem Stromnetz resultiert.

Ein solches Ergebnis bei der Kostentragung könnte als „unfair“ empfunden werden. Allerdings könnte eine anwendungsspezifische Ausgestaltung der Nutzenergieumlage dazu führen, dass der beschriebene Effekt verhindert wird. Bei ihr würden nur solche Anwendungen in die Umlage einbezogen, für die man davon ausgeht, dass (in diesem Beispiel) nur Strom als Bereitstellungsweg in Frage kommt, z. B. Haushaltsanwendungen, wie sie in Waschmaschinen oder Kühlschränken erfolgen. Für Sektorkopplungstechnologien relevante Anwendungsbereiche würden hingegen aus der Umlage ausgenommen, da gerade hier die Konkurrenz zwischen Strom und anderen Endenergieträger relevant ist. Gleichzeitig würde eine so motivierte anwendungsspezifische Ausgestaltung aber auch implizieren, dass unterschiedliche Stromanwendungen unterschiedlich belastet werden, was zwar bei preisunelastischen Nutzenergienachfragen im Hinblick auf die ökonomische Effizienz unkritisch ist, ggf. aber ebenfalls unter z. B. Gleichbehandlungsgesichtspunkten kritisch bewertet werden könnte. Solche Anforderungen sind aber nicht Teil der hier betrachteten abstrahierten Welt.

2.2.2.2 Fazit zur Umlage auf preisunelastische Nutzenergie

Bezüglich einer auf preisunelastische nutzenenergiebezogene Umlage lässt sich somit festhalten, dass diese nicht verzerrend wirkt. Grundsätzlich wäre diese Option also geeignet, die Refinanzierungsanforderung in dieser abstrahierten Welt zu erfüllen, ohne dass dadurch Ineffizienzen entstehen. Dieses Ergebnis ist intuitiv schlüssig, da die Umlage so erhoben wird, dass davon keine Entscheidungen des Akteurs beeinflusst werden. Der Verbrauch von Nutzenergie wird aus Sicht des Akteurs zwar verteuert, allerdings unabhängig vom Bereitstellungsweg. Nur bezüglich letzterem bieten sich dem Akteur Entscheidungsalternativen. Da die Umlagehöhe von der Entscheidung aber unbeeinflusst bleibt, ist die Umlage auch nicht entscheidungsrelevant. Die Kostendifferenz zwischen allen sich dem Akteur bietenden Entscheidungsalternativen bleibt unabhängig von der Höhe der spezifischen Umlage stets unverändert.

Im Falle einer preiselastischen Nutzenergienachfrage würde sich die Bewertung anders darstellen (vgl. Abschnitt 2.2.3). In diesem Fall träte der Verzicht auf den Verbrauch der Nutzenergie als Entscheidungsalternative hinzu. Damit bestünde eine Entscheidungsalternative, die nicht mit der Umlage belastet wird. Nur dann ändert sich durch diese Form der Umlage auch die Kostendifferenz zwischen den Entscheidungsalternativen des Akteurs.

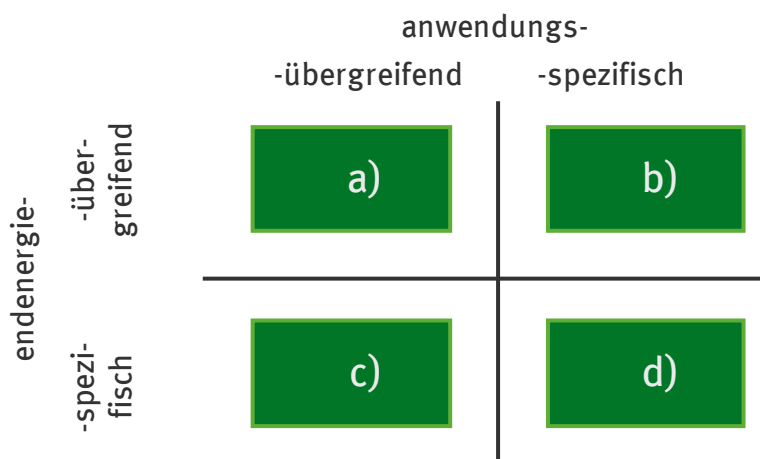
Zwar ist die Umlage auf Nutzenergie grundsätzlich effizient im Falle preisunelastischer Nutzenergienachfrage. Allerdings dürften sich bei der praktischen Umsetzung einer solchen Umlage Schwierigkeiten ergeben, da Nutzenergie in den meisten Anwendungen kaum (direkt) messbar sein dürfte.⁹²

2.2.2.3 Umlage auf Endenergie

Im Folgenden wird die Option einer Umlage auf Endenergie analysiert. Den Analysen liegt das Verständnis zugrunde, dass es sich bei Endenergie um die Energie handelt, die vor dem letzten Umwandlungsschritt in Nutzenergie vorliegt. Damit ist z. B. nicht jede dem Netz entnommene Strom- oder Gasmenge als Endenergie zu werten (bspw. Strom, der zum Laden eines Stromspeichers oder in Elektrolyseuren von Methanisierungsanlagen genutzt wird, oder Gas, das in Gaskraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt wird). Solche Strom- und Gasmengen werden für die nachfolgend betrachteten Formen der Endenergie bezogenen Umlage nicht herangezogen.⁹³

Für eine endenergiebezogene Umlage sind grundsätzlich verschiedene Untervarianten denkbar, in Abhängigkeit davon, ob die spezifische Höhe der Umlagen nach Endenergieträger und / oder Anwendung differenziert wird (vgl. Abbildung 31).

Abbildung 31: Mögliche Differenzierung einer Umlage auf Endenergie



⁹² So dürfte in der Regel nicht die Nutzenergie, sondern nur die eingesetzte Endenergiemenge zur Bereitstellung der Nutzenergie messbar sein, um dann – unter Treffen von mehr oder weniger genauen Annahmen – auf die Nutzenergiemenge zu schließen. Auch wenn die Messung von Nutzenergie technisch grundsätzlich denkbar ist, so erscheint die Messung einer Vielzahl an unterschiedlichen Nutzenergiearten zumindest extrem aufwendig, da für die unterschiedlichen Nutzenergiearten in der Regel unterschiedliche Messmethoden erforderlich wären. Auch dürfen für jede Anwendung einzelne Messung / Messvorrichtungen (und Ablesungen) erforderlich sein.

⁹³ Weiter unten wird noch auf die in diesem Zusammenhang bestehende Herausforderung im Hinblick auf die Messbarkeit / Erfassbarkeit eingegangen.

Quelle: eigene Darstellung

Ein vereinfachtes Beispiel an Hand der Endenergieträger Strom und Gas und der Anwendungssektoren Wärme und Verkehr hilft für das Verständnis der vier Optionen:

- ▶ *Option a:* Je Endergieeinheit werden Strom und Gas gleich belastet, unabhängig davon, für welche Art von Anwendung sie eingesetzt werden, also hier Wärme- und Verkehrsanwendungen. Von den heute erhobenen Umlagen im Energiebereich kommt am ehesten die i. W. bei privaten Endverbrauchern erhobene Umsatzsteuer dieser Option nahe. Allerdings ist hier die spezifische Umlage in ct pro kWh Endenergie nicht gleich, da die Umsatzsteuer als relativer Aufschlag auf den Netto-Endkundenpreis ermittelt wird.
- ▶ *Option b:* Eine in Wärmeanwendungen eingesetzte Endergieeinheit wird unabhängig davon, ob es sich um Strom oder Gas handelt, gleich belastet. Für Verkehrsanwendungen kann die Belastung der Endenergieträger (also Strom und Gas) aber von der für Wärmeanwendungen abweichen. Von den heute erhobenen Umlagen im Energiebereich kommt keine dieser Option nahe.
- ▶ *Option c:* Gas wird je Endergieeinheit anders belastet als eine Endergieeinheit Strom. Ihre Belastung ist jedoch unabhängig von der Art der Anwendung. Die heutige EEG-Umlage ist ein praktisches Beispiel für eine Umlage, die dieser Option – abgesehen von den Ausnahmetatbeständen bei der EEG-Umlage – grundsätzlich entspricht.
- ▶ *Option d:* Die Endenergieträger Strom und Gas werden für bestimmte Anwendungen (bspw. Wärmeanwendungen) unterschiedlich belastet. Zudem wird derselbe Energieträger, je nachdem für welche Anwendung er verwendet wird, unterschiedlich belastet (bspw. Gas für Wärmeanwendungen und Gas für Verkehrsanwendungen). Die unterschiedliche Belastung von Heizöl oder Diesel für Wärme- und Verkehrsanwendungen ist ein Beispiel aus der Praxis, dass dieser Option grundsätzlich entspricht.

2.2.2.3.1 Option a: Endenergie- und anwendungsübergreifende Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs

Eine endenergie- und anwendungsübergreifende Umlage bedeutet, dass jede eingesetzte kWh Endenergie – unabhängig von Endenergieträger und Anwendung⁹⁴ – gleich belastet wird. Im oben bereits eingeführten Beispiel (vgl. Box 1) der Entscheidung zwischen strom- und gasbasierter Wärmebereitstellung und residualen Refinanzierungsbedarfen im Strom- und Gasnetz bedeutet dies, dass beide Refinanzierungsbedarfe zusammengefasst und auf die gesamte Nachfrage nach den Endenergieträgern Strom und Gas umgelegt werden. Die Auswirkungen dieser Form der Umlage werden nachfolgend an diesem Beispiel näher analysiert.⁹⁵

⁹⁴ Vollständig endenergieübergreifend ist die Umlage nur dann, wenn tatsächlich alle Endenergieformen einbezogen werden, d. h. auch z. B. Strahlungsenergie in Solarthermieanlagen. Die umfassende Erfassung aller Endenergiemengen dürfte herausfordernd sein. Im hier verwendeten Beispiel der Wärmepumpe wird bspw. die aus Umgebungswärme bezogene Energiemenge nicht in den Endenergiebegriff einbezogen, was bereits eine Vereinfachung darstellt.

⁹⁵ Dabei ist zu beachten, dass das Beispiel zur besseren Nachvollziehbarkeit stark vereinfacht gewählt wurde. So betrachtet das Beispiel ein Energiesystem in dem es nur eine Anwendung (Wärme) gibt. Damit spielt der anwendungsübergreifende Charakter dieser Option für das Beispiel keine Rolle – schließlich gibt es nur eine Anwendung. Grundsätzlich ließe sich das Beispiel aber auf eine zwei Anwendung erweitern (z. B. Mobilitätsanwendung mit strom- und gasbasierten Bereitstellungswegen). Die nachfolgend an dem Beispiel mit einer Anwendung diskutierten Effekte würden sich in einem solchen Fall aber nicht grundsätzlich unterscheiden, so dass zur einfacheren Verständlichkeit auf eine Erweiterung des Beispiels verzichtet wird. Auf die Wirkungen einer anwendungsspezifischen Umlage wird später noch eingegangen (s. Abschnitt 4.2.3.2).

Quantitatives Beispiel für eine endenergie- und anwendungsübergreifende Umlage

Für das in Abschnitt 2.2.2.2 entwickelte Beispiel (vgl. Box 2) ergibt sich dann eine spezifische Umlage in Höhe von rund 0,16 GE/EndE, also 0,16 GE pro eingesetzter Endeneergieeinheit Strom und Gas.⁹⁶ Tabelle 4 zeigt, was dies für die Entscheidung aus Sicht des Akteurs bedeutet.⁹⁷

Tabelle 4: Entscheidungsrelevante Parameter der Alternativen „Wärmepumpe“ und „Brennwertkessel“ zur Deckung einer Nutzenergienachfrage von 100 WärmeE mit Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs auf Endenergie (endenergie- und anwendungsübergreifend)

		Wärmepumpe	Brennwertkessel
Nutzenergienachfrage		100 WärmeE	100 WärmeE
Endenergienachfrage		30 EndE	100 EndE
Investition		20 GE	5 GE
Marktpreise und zuordenb. Netzkosten / Netzentgelte		33 GE	55 GE
Umlage auf Endenergie	spezifisch	0,16 GE/EndE	0,16 GE/EndE
	gesamt	4,8 GE	16,0 GE
Gesamtkosten		57,8 GE	76 GE

Quelle: eigene Darstellung

Die Entscheidung des Akteurs durch diese Form der Umlage in diesem konkreten Zahlenbeispiel bleibt durch die Umlage unbeeinflusst. Er bevorzugt weiterhin die Wärmepumpe. Allerdings verändert sich die Kostendifferenz zwischen beiden Entscheidungsalternativen. Während die Kostendifferenz im unverzerrten Fall (s. Tabelle 1, Box 1) 7 GE beträgt, steigt sie in dieser Variante auf über 18 GE an.

Diskussion der Ergebnisse des Beispiels

Damit führt diese Form der Umlage im konkreten Zahlenbeispiel nicht zu einer anderen Entscheidung des Akteurs, und im Ergebnis bleibt die Entscheidung ökonomisch effizient. Eine Verzerrung liegt aber gleichwohl vor. Dies bedeutet, dass diese Form der Umlage (bei anderen Zahlenwerten) grundsätzlich zu Ineffizienzen führen kann. Würde man etwa andere Investitionskosten aus Sicht des Akteurs für Wärmepumpe und Brennwertkessel annehmen, die im unverzerrten Fall und aus Gesamtsystemsicht dazu führen, dass der Brennwertkessel die bevorzugte Option wäre, dann sich könnte durch diese Form der Umlage die Entscheidung des Akteurs zu der aus Gesamtsystemsicht ineffizienten Lösung hin verändern.

Ursache für die resultierende Verzerrung ist, dass die Höhe der Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs vom Umwandlungswirkungsgrad abhängt: Da sich die Umlage aus der eingesetzten En-

⁹⁶ Gesamter residualer Refinanzierungsbedarf (2,5 Mio. GE) / gesamte Endenergienachfrage (16 Mio. EndE) = Spezifische Umlage (0,16 GE/EndE).

⁹⁷ Zur Erinnerung: Die aus Gesamtsystemsicht ökonomisch effiziente Option bleibt von der Form der Umlage unbeeinflusst. Unabhängig von der gewählten Umlageoption bleibt die Wärmepumpe unter den gegebenen Zahlwertannahmen die ökonomische effiziente Lösung.

den Energiemenge ergibt, fällt auch diese umso niedriger aus, je höher der Umwandlungswirkungsgrad⁹⁸ auf den jeweiligen Umwandlungspfad ist. Damit erhält der Umwandlungspfad mit dem höheren Umwandlungswirkungsgrad einen Vorteil. Dem hieraus resultierenden Kostenvorteil für den technisch effizienteren Umwandlungspfad stehen aber aus Gesamtsystemsicht keine entsprechenden Kostenvorteile (d. h. kein Nutzen) gegenüber. Die Vorteile der Wärmepumpe gegenüber dem Brennkessel sind aus Gesamtsystemsicht durch die unterschiedlichen Endenergiekosten⁹⁹ (ohne Umlage, aber einschließlich im Netz verursachter Kosten) vollständig und in richtiger Höhe erfasst. Sie sind aus Gesamtsystemsicht, wie auch aus Akteurssicht, gegen die Investitionskostenunterschiede abzuwägen. Jede weitere Veränderung der Kostendifferenz führt dann zu einer Verzerrung.¹⁰⁰

Zum Ausmaß der Verzerrung lassen sich einige grundsätzliche Wirkungszusammenhänge ableiten. So ist das Ausmaß der Verzerrung abhängig von

- ▶ der Höhe des residualen Refinanzierungsbedarfs: je höher der residuale Refinanzierungsbedarf, desto höher ist die spezifische Umlage und desto stärker fällt die Verzerrung aus;
- ▶ der Höhe des gesamten Endenergiebedarfs: je niedriger der Endenergiebedarf, desto höher ist die spezifische Umlage und desto stärker fällt die Verzerrung aus;
- ▶ den quantitativen Unterschieden der Umwandlungswirkungsgrade der verschiedenen Technologien: je größer die Unterschiede, desto höher ist die aus der Umlage resultierende, zusätzliche Kostendifferenz je bereitgestellter Nutzenergiemenge und desto stärker fällt die Verzerrung aus.

Aus diesen Überlegungen lässt sich auch ableiten, dass die endenergie- und anwendungsübergreifende Umlage einen selbstverstärkenden, dynamischen Effekt aufweist: Je mehr energetisch effiziente Technologien aufgrund der Verzerrung gewählt werden, desto kleiner ist der Endenergiebedarf und desto größer wird die Verzerrung, was dazu führt, dass umso häufiger die energetisch effizienten Technologien gewählt werden. Aus Gesamtsystemsicht ist diese ökonomisch ineffiziente Lösung jedoch nicht erstrebenswert.

2.2.2.3.2 Option b: endenergieübergreifende, anwendungsspezifische Umlage

Gestaltet man eine endenergieübergreifende Umlage nicht anwendungsübergreifend, sondern anwendungsspezifisch aus, so ergeben sich grundsätzlich die gleichen Wirkungszusammenhänge wie im anwendungsübergreifenden Fall – siehe Tabelle 4.

Eine anwendungsspezifische Umlage führt dazu, dass sich das Kostenverhältnis zwischen Anwendungen systematisch verschiebt. Wird eine Anwendung stärker in die Umlage einbezogen, wird diese im Vergleich zu einer anderen aus Sicht des Akteurs teurer. Dies ist in der hier betrachteten Welt aufgrund der unterstellten preisunelastischen Nutzenergienachfrage aber unkritisch, denn aus Sicht des Akteurs besteht keine Konkurrenz zwischen Anwendungen. Durch die auch anwendungsspezifisch unbeeinflussbare Nutzenenergienachfrage wägt der Akteur also nicht ab, ob er auf eine Anwendung

⁹⁸ Wird tatsächlich nur Endenergie, d. h. die letzte Stufe vor der Umwandlung in Nutzenergie, belastet, so bezieht sich dies ausschließlich auf den letzten Umwandlungsschritt von End- in Nutzenergie. Vorherige Umwandlungsverluste spielen keine Rolle (wie z. B. diejenigen, die bei der Stromproduktion oder im Falle von Power-to-Gas bei der Methanisierung entstehen).

⁹⁹ Hierfür spielen unterschiedliche Umwandlungswirkungsgrade richtigerweise eine Rolle.

¹⁰⁰ Diese Bewertung würde sich freilich verändern, wenn Energieeffizienz ein zusätzlicher Wert beigemessen würde, der nicht in geringeren Energiekosten und ggf. Klimawirkungen zum Ausdruck kommt (vgl. Annahmen zum „Wert von Energieeffizienz“ in Abschnitt 3.1.4).

zugunsten einer anderen verzichtet, da die anderen ihm aufgrund der Kosten, die dem Akteur für diese entstehen, attraktiver erscheint als die erstere.¹⁰¹

Eine anwendungsspezifische Ausgestaltung der Umlage verschiebt aber das Ausmaß der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Wirkungen zwischen Anwendungen, da bestimmte Anwendungen stärker und andere weniger stark in die Umlage einbezogen werden können. Dies kann so weit gehen, dass die Anwendungen gar nicht in die Umlagebasis aufgenommen werden und somit keiner verzerrenden Wirkung mehr ausgesetzt sind (im Gegenzug andere aber stärker, da der gesamte Refinanzierungsbedarf unverändert bleibt).

Eine anwendungsspezifische Ausgestaltung erfordert zunächst eine Festlegung, wie die Refinanzierungsanforderung auf die Anwendungen alloziert wird, d. h. wie stark unterschiedliche Anwendungen in die Umlage einbezogen werden sollen. Es wäre vorstellbar, diesen Freiheitsgrad bei der Ausgestaltung des Ordnungsrahmens gezielt dazu einzusetzen. Bspw. könnte man solche Anwendungen, bei denen die beschriebenen Wirkungszusammenhänge zu besonders starken Verzerrungen führen, möglichst aus der Umlage gezielt ausnehmen. Dies würde bedeuten, dass man Anwendungen, für deren Nutzenergiebedarf es Bereitstellungspfade mit (deutlich) unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgraden gibt, wenig oder gar nicht in die Umlage einbezieht. Anwendungen, die für die strombasierte Sektorkopplung insbesondere im Raumwärme- und Verkehrsbereich relevant sind, dürften typischerweise zu solchen Anwendungen gehören.

Ein solches Vorgehen setzt aber entsprechendes regulatorisches Wissen voraus, nämlich darüber, welche Anwendung besonders kritisch (deutliche Unterschiede bei Umwandlungswirkungsgraden verschiedener Bereitstellungspfade) und welche eher unkritisch sind. Zudem müsste gewährleistet sein, dass sich der Endenergieverbrauch anwendungsspezifisch messen lässt, denn nur so lässt sich die Umlage nach Anwendungen differenziert abrechnen. Dies dürfte insbesondere für „offene Systeme“ eine Herausforderung darstellen, wie bspw. gewöhnliche Stromsteckdosen, über die z. B. Elektrofahrzeuge geladen aber auch andere Anwendungen betrieben werden können. Auch die Abgrenzung von Anwendungen dürfte eine Herausforderung darstellen und könnte zumindest eine hohe Regulierungstiefe erfordern.¹⁰² Dabei ist zu beachten, dass die Tatsache, dass die Umlage nach Anwendungen differenziert wird, Anreize bei den Akteuren auslöst, Ausweichmöglichkeiten zu nutzen, um in den Genuss einer möglichst niedrigen Umlage zu kommen. Auch Manipulationsanreize – die Nutzung von Endenergie für eine bestimmte, wenig belastete Anwendung wird nur vorgegeben, obwohl sie eigentlich für eine höhere belastete eingesetzt wird – steigen, was zumindest zu einem höheren Aufwand für das Verhindern manipulativen Verhaltens führen könnte.

2.2.2.3.3 Option c: endenergiespezifische, anwendungsübergreifende Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs

Eine endenergiespezifische, anwendungsübergreifende Umlage bedeutet, dass die Umlage je nach Endenergieträger unterschiedlich hoch ausfallen kann. Nach Anwendung wird nicht differenziert.

Quantitatives Beispiel für eine endenergiespezifische, anwendungsübergreifende Umlage

In dem verwendeten Beispiel (vgl. Box 1) würde eine endenergiespezifische, anwendungsübergreifende Umlage bedeuten, dass die residualen Refinanzierungsbedarfe im Strom- und Gasnetz jeweils

¹⁰¹ Dass die anwendungsspezifische Umlage das Kostenverhältnis zwischen Anwendungen verschiebt, ist nur im Falle einer preiselastischen Nachfrage nach Nutzenergie und damit nach Anwendungen relevant (diese Situation wird in der abstrahierten Welt 3 näher analysiert).

¹⁰² Beispiel: Handelt es sich bei einem Elektrofahrzeug um die Anwendung „Elektromobilität“? Handelt es sich bei einer Sauna um eine Wärmeanwendung?

separat auf die Endenergieträger Strom und Gas umgelegt werden.¹⁰³ Entsprechend der Zahlen aus Tabelle 2 ergibt sich eine spezifische Umlage in Höhe von 0,37 GE/StromE¹⁰⁴ und 0,03 GE/GasE.¹⁰⁵

Tabelle 5 zeigt, was dies für die Entscheidung aus Sicht des Akteurs bedeutet. Anders als bei der endenergieübergreifenden Umlage führt die endenergiespezifische Umlage nicht nur zu einer Verzerrung, sondern bei dem konkreten Zahlenbeispiel auch zu einer aus Gesamtsystem-sicht ökonomisch ineffizienten Entscheidung des Akteurs. In dieser Option würde der Akteur die aus Gesamtsystem-sicht ökonomisch ineffiziente Entscheidung für einen Brennwertkessel treffen.

Tabelle 5: Entscheidungsrelevante Parameter der Alternativen „Wärmepumpe“ und „Brennwertkessel“ zur Deckung einer Nutzenergienachfrage von 100 WärmeE mit Umlage des residualen Refinanzierungsbedarfs auf Endenergie (endenergiespezifisch, anwendungsübergreifend)

		Wärmepumpe	Brennwertkessel
Nutzenergienachfrage		100 WärmeE	100 WärmeE
Endenergienachfrage		30 EndE	100 EndE
Investition		20 GE	5 GE
Marktpreise und zuordenb. Netzkosten / Netzentgelte		33 GE	55 GE
Umlage auf Endenergie	spezifisch	0,37 GE/StromE	0,03 GE/GasE
	gesamt	11,1 GE	3,00 GE
Gesamtkosten		64,10 GE	63,00 GE

Quelle: eigene Darstellung

Diskussion der Ergebnisse des Beispiels

Die Gesamtverzerrung ergibt sich bei einer endenergiespezifischen, anwendungsübergreifenden Umlage aus zwei sich überlagernden Effekten:

- ▶ *Verzerrung durch Umwandlungswirkungsgrad*
Auch bei der endenergiespezifischen Umlage wirkt der im vorherigen Abschnitt 2.2.2.3.1 beschriebene Effekt einer vom Umwandlungswirkungsgrad abhängigen Umlage verzerrend zugunsten der energetisch effizienteren Technologie.
- ▶ *Verzerrung durch unterschiedliche Höhen der residualen Finanzierungsbedarfe und Endenergiebedarfe je Energieträger*
Anders als im Fall der endenergieübergreifenden Umlage führt dies dann zu unterschiedlichen spezifischen Umlagehöhen. Im diskutierten Beispiel führt dies zu einer deutlichen Begünstigung

¹⁰³ Dies wäre zumindest naheliegend, da intuitiv begründbar („Stromnetz wird Strom, Gasnetz durch Gas finanziert“), wenngleich natürlich auch jede andere Aufteilung des gesamten residualen Refinanzierungsbedarfs zwischen den Endenergieträgern denkbar wäre.

¹⁰⁴ Refinanzierungsbedarf Stromnetz: (2,2 Mio. GE) / Endenergienachfrage Strom (6 Mio. StromE) = spezifische Umlage Strom (0,37 GE/StromE)

¹⁰⁵ Refinanzierungsbedarf Gasnetz (0,3 Mio. GE) / Endenergienachfrage Gas (10 Mio. GasE) = spezifische Umlage Gas (0,03 GE/GasE).

des gasbasierten Umwandlungspfads gegenüber dem strombasierten. So ist die spezifische Umlage für Strom deutlich höher als für Gas. Dieser zusätzliche Unterschied¹⁰⁶ zwischen den Endenergieträgern bei der endenergiespezifischen Umlage stellt die zusätzliche Verzerrung bei der endenergiespezifischen Umlage dar. Das Ausmaß dieser Verzerrung ist dabei offensichtlich abhängig von der Höhe des Unterschieds des residualen Refinanzierungsbedarfs sowie der Höhe des Unterschieds im Endenergiebedarf zwischen den Endenergieträgern.

Beide verzerrende Effekte überlagern sich und können sowohl gleichgerichtet wie auch entgegengerichtet sein. Anders als bei der endenergieübergreifenden Umlage lässt sich daher keine allgemeingültige Aussage darüber treffen, ob diese Verzerrung grundsätzlich zugunsten der energetisch effizienteren Technologie wirkt. Im Vergleich zur endenergieübergreifenden Umlage kann die Verzerrung daher sowohl größer als auch kleiner sein.

Zu beachten ist, dass vermutlich jede in der Praxis umsetzbare Form der Endenergie bezogenen Umlage end-energiespezifisch sein dürfte, denn zumindest gewisse Teil des Endenergieverbrauchs dürften kaum messbar und damit in eine Umlage einbeziehbar sein (z. B. wenn die in Solarthermieanlagen umgesetzte solare Strahlungsenergie oder die in Wärmepumpen neben Strom genutzte Energie aus Umgebungswärme). Dies führt zu einer Verzerrung zugunsten der Umwandlungspfade, die nicht einbezogene Endenergiemengen nutzen.

2.2.2.3.4 Option d: endenergie- und anwendungsspezifische Umlage

Eine endenergie- und anwendungsspezifische Umlage stellt die differenzierteste Ausgestaltungsvariante dar. Diese Variante macht es erforderlich, für den gesamten residualen Refinanzierungsbedarf festzulegen, wie dieser auf Endenergieträger und Anwendung aufgeteilt werden soll. Die in den vorhergehenden Abschnitten beschriebenen Wirkungen einer endenergiespezifischen Umlage bleiben genauso erhalten, wie die sich aus einer anwendungsspezifischen Umlage ergebenden.

Die genaue Wirkung hängt freilich stark von der Ausgestaltung im Detail ab:

- ▶ Welche Anwendungen werden weniger stark in die Umlage einbezogen und unterliegen somit potentiell weniger den beschriebenen Verzerrungen, die endenergiebezogene Umlagen bei unterschiedlichen Umwandlungswirkungsraten konkurrierender Bereitstellungswege hervorrufen?
- ▶ Verstärkt die – für die gleiche Anwendung – unterschiedliche Belastung verschiedener Endenergieträger (und damit Bereitstellungspfade) eher die Verzerrung, da Endenergieträger, die auf Bereitstellungspfaden mit höheren Umwandlungswirkungsraten eingesetzt werden, geringer belastet werden, oder wirkt sie der Verzerrung eher entgegen?
- ▶ Lässt sich bezüglich letzterem keine Aussage machen, da ein Endenergieträger sowohl auf Bereitstellungswegen mit vergleichsweise hohem und vergleichsweise niedrigen Bereitstellungspfaden eingesetzt wird?

Eine sowohl endenergie- als auch anwendungsspezifisch ausgestaltete Umlage bietet die größten Freiheitsgrade und könnte gezielt genutzt werden, um potentielle Verzerrungen zu vermeiden. Dazu wären Anwendungen möglichst aus der Umlage auszunehmen, für die Bereitstellungspfade mit

¹⁰⁶ Mit „zusätzlich“ im Vergleich zu endenergieübergreifenden Umlage ist gemeint, dass wie bei der endenergieübergreifenden Umlage auch bei der endenergiespezifischen Umlage die Unterschiede in den Umwandlungstechnologien verzerrend sind. Zusätzlich wirkt bei der endenergiespezifischen Umlage nun doch der Unterschied in der spezifischen Umlagehöhe.

(deutlich) unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgraden miteinander konkurrieren.¹⁰⁷ Je nach Anwendung betrifft dies nur einen Endenergieträger, wenn nur dieser für die Bereitstellung der Anwendung relevant ist, oder mehrere Endenergieträger. Die Möglichkeit, Anwendungen aus der Umlage auszunehmen, ist aber nicht zuletzt dadurch beschränkt, dass sich der gesamte Refinanzierungsbedarf nicht reduziert. Je stärker bzw. je mehr Anwendungen ausgenommen werden, desto stärker werden die verbleibenden Anwendungen belastet. Es wäre dann also sicherzustellen, dass die potentiellen Verzerrungen für diese verbleibenden Anwendungen weniger oder gar nicht relevant sind, weil dort keine Bereitstellungspfade mit (deutlich) unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgraden miteinander konkurrieren. Die auch endenergiespezifische Ausgestaltung eröffnet grundsätzlich größte Freiheitsgrade, um die Umlage zu auszutariieren, dass möglichst wenige Verzerrungen entstehen, erfordert allerdings entsprechend umfangreiches regulatorisches Wissen darüber, wo Verzerrungen entstehen, also welche technologischen Bereitstellungspfade – insbesondere auch zukünftig – für die verschiedenen Anwendungen in Frage kommen. Oben bereits erwähnt wurden zudem die Herausforderungen bei einer anwendungsspezifisch unterschiedlichen Umlage in Bezug auf Abgrenzungsfragen, bei der Vermeidung von Ausweichbewegungen sowie Manipulationsanreizen.

2.2.2.3.5 Fazit zur Umlage auf Endenergie

Umlagen auf Endenergie wirken grundsätzlich verzerrend, denn sie verändern, unabhängig von der Ausgestaltungsform, aus Akteurssicht die Kostendifferenz zwischen den sich ihm bietenden Entscheidungsalternativen zur Befriedigung seiner Nutzenergienachfrage. Ursache hierfür ist die Tatsache, dass die Höhe der gesamten vom Akteur zu tragenden Umlage vom Umwandlungswirkungsgrad der letzten Umwandlungsstufe End- zu Nutzenergie abhängt: Da sich die Umlage aus der eingesetzten Endenergiemenge ergibt, fällt auch diese umso niedriger aus, je höher der Umwandlungswirkungsgrad auf den jeweiligen Bereitstellungspfad ist. Damit erhält der Bereitstellungspfad mit dem höheren Umwandlungswirkungsgrad einen Vorteil, dem aber keine Effizienzvorteile im Gesamtsystem gegenüberstehen. Der Nutzen der höheren Energieeffizienz wird über die wettbewerblichen Endenergiepreise und ggf. auch über dem Endenergieeinsatz zugeordnete Netzkosten vollständig erfasst.

Das Ausmaß der Verzerrung ist von verschiedenen Parametern abhängig. Betrachtet man zunächst den Fall einer endenergieübergreifenden Umlage, dann ist der Effekt umso stärker, je höher die spezifische Umlage ist. D. h. er ist umso höher, je höher der umzulegende Finanzierungsbedarf ist, und umso niedriger, je höher der Endenergiebedarf als Bemessungsgrundlage ist. Zudem ist der verzerrende Effekt umso größer, je größer die quantitativen Unterschiede der Umwandlungswirkungsgrade der Technologien auf den verschiedenen Bereitstellungspfaden ist.

Letzterer Zusammenhang könnte Ansatzpunkt für anwendungs- und endenergiespezifische Ausgestaltungsformen der endenergiebezogenen Umlage sein. Dabei werden nicht alle Anwendungen und Endenergieträger gleich in die Umlage einbezogen, sondern der gesamte Finanzierungsbedarf auf Anwendungen und Endenergieträger nach einem festzulegenden Schlüssel aufgeteilt. Um die beschriebenen Verzerrungen zu vermeiden, könnte versucht werden, Anwendungen, für deren Nutzenergiebedarf es Bereitstellungspfade mit (deutlich) unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgraden gibt, weniger oder gar nicht in die Umlage einzubeziehen. Auf eine Anwendung bezogen sollte die Belastung durch die Umlagen dann grundsätzlich endenergieübergreifend gleich erfolgen, um

¹⁰⁷ Diese Konkurrenz lässt sich auch so interpretieren, dass die Endenergienachfrage für diese Anwendung besonders preiselastisch ist. Die Elastizität entsteht durch die Substitutionsmöglichkeiten zwischen Endenergieträgern bzw. zwischen Technologien, die den gleichen Endenergieträger nutzen. Insofern weist dieser Ansatz starke Parallelen zu sog. „Ramsey-Preisen“ auf, die darauf abzielen, Refinanzierungsanforderung dadurch zu erfüllen, dass notwendige Umlagen stärker auf die preisunelastischen Teile der Nachfragekurve erhoben werden (s. dazu ausführlicher in Abschnitt 4.3).

potentielle neue Verzerrungen, die aus einer endenergiespezifisch unterschiedlichen Belastung resultieren, zu vermeiden. Eine endenergiespezifische Ausgestaltung der Umlage bieten einen zusätzlichen Freiheitsgrad und wären bei diesem Ansatz insbesondere dann relevant, wenn für bestimmte Anwendungen nur ein Endenergieträger zu deren Bereitstellung in Betracht kommt.

Dieser second-best-Ansatz zur Minimierung der Verzerrungen erfordert entsprechendes regulatorisches Wissen darüber, welche Anwendungen besonders kritisch sind, da sie deutliche Unterschiede bei den Umwandlungswirkungsgraden verschiedener Bereitstellungspfade aufweisen, und welche eher unkritisch sind. Dieses regulatorische Wissen bezieht sich nicht nur auf den Status Quo, sondern erfordert auch eine Einschätzung über die zukünftige technologische Entwicklung. Diese Notwendigkeit zur Einbringung regulatorischen Wissens birgt freilich selbst ein Effizienzrisiko, da solch umfassendes regulatorisches Wissen in der Realität nicht vorliegt. Beide Effizienzrisiken wären daher bei endenergiebezogenen Umlagen gegeneinander abzuwägen. Entscheidet man sich dagegen, entsprechendes regulatorisches Wissen einzubringen, so wäre möglichst breite Bemessungsgrundlage zu bevorzugen, da dann die Umlage spezifisch am geringsten ausfällt. Dies wäre bei einer endenergie- und anwendungsübergreifenden Umlage der Fall.

Bei anwendungs- und / oder endenergiespezifischen Umlagen ist außerdem zu beachten, dass sich durch diese Form der Umlage der gesamte, durch die Umlage zu deckende Finanzierungsbedarf natürlich nicht verändert. Anwendungs- oder endenergiespezifische Reduktionen der Umlage zur Vermeidung des Verzerrungseffekts bedeuten zwangsläufig, dass andere Anwendungen oder Endenergieträger einen größeren Teil des Finanzierungsbedarfs aufbringen müssen. Die dann für diese Anwendungen oder Endenergieträger höhere spezifische Umlage könnte den verzerrenden Effekt dort (sofern angesichts der Umwandlungswirkungsgrade relevant) verstärken.

Alle Formen der endenergiebezogenen Umlagen setzen die Messbarkeit des Endenergieverbrauchs voraus. Diese ist grundsätzlich deutlich einfacher umsetzbar als bei Nutzenergie. Allerdings wären zur Vermeidung weiterer Verzerrungen heute bestehende Probleme bei der Erfassung eigenerzeugter und selbstverbraucher Endenergiemengen (insb. Eigenversorgung Strom) zu überwinden. Auch ist eine umfassende Erfassung aller Endenergiemengen schwierig, z. B. wenn es die in Solarthermieranlagen umgesetzte solare Strahlungsenergie oder die in Wärmepumpen neben Strom genutzte Energie aus Umgebungswärme betrifft. Eine vollständig endenergieübergreifende Umlage dürfte daher kaum umsetzbar sein. Zudem ist eine stringente und bei der Erfassung / Messung umsetzbare Definition von Endenergie erforderlich, da z. B. nicht jede entnommene Strom- oder Gasmenge als Endenergie im engeren Sinne zu werten ist. Dies erfordert eine entsprechend getrennte Erfassung von Mengen, die tatsächlich Endenergie darstellen und Mengen, die noch keine Endenergie, sondern nur Sekundärenergie darstellen. Zum Teil sind hierfür auch weitergehende (i. d. R. nicht eindeutige) Annahmen erforderlich, wenn eine Energiemenge sowohl Endenergie als auch Vorstufen darstellen, z. B. Gas, das in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt wird und damit teilweise in Wärme (Nutzenergie) und teilweise in Strom (noch keine Nutzenergie) umgewandelt wird. Auch bestehen Herausforderungen bei einer anwendungsspezifisch unterschiedlichen Umlage in Bezug auf Abgrenzungsfragen, bei der Vermeidung von Ausweichbewegungen sowie Manipulationsanreizen. Um weitere Verzerrungen und (ineffiziente) Anreize zu Ausweichbewegungen und Manipulation zu vermeiden, kann eine endenergiebezogene Umlage einen hohen Messaufwand (einhergehend mit entsprechendem Transaktionsaufwand) sowie eine hohe regulatorische Eingriffstiefe erfordern.

2.2.2.4 Umlage auf nicht energiebezogene Systemgrößen (z. B. Leistung)

Bei dieser Form der Umlage wird anders als bei den bisher diskutierten Varianten keine Energiegröße zur Bemessung der Umlagehöhe herangezogen. Stattdessen wird z. B. die Leistung, als Anschlussleistung (also der maximal mögliche Endenergiebezug bei leitungsgebundenen Endenergieträgern) oder höchster Endenergiebezug oder -einsatz, herangezogen.¹⁰⁸

Diese Variante wirkt ebenfalls verzerrend, sofern die von den Akteuren zu treffenden Entscheidungen den Bemessungswert beeinflussen. Dies dürfte jedenfalls bei Verwendung des höchsten Endenergiebezugs oder -einsatzes der Fall sein, ggf. aber auch bei Verwendung der Anschlussleistung. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Entscheidung darin besteht, ob sich ein Akteur überhaupt an eine Infrastruktur anschließt (derzeit vor allem für Gas relevant, zukünftig aber auch für Strom), aber auch, wenn bestimmte Umwandlungstechniken eine Vergrößerung vorhandener Anschlusskapazitäten erfordern würden. Je stärker die Entscheidung die (Anschluss-)Leistung beeinflusst, desto stärker wirkt eine solche Umlage verzerrend.

Die Wirkungsmechanismen sind grundsätzlich ähnlich zu denen bei den verschiedenen Varianten der endenergiebezogenen Umlage, hängen allerdings stark von der genauen Ausgestaltung ab. Insbesondere die konkret herangezogene Bemessungsgröße bestimmt, wie stark die Umlage Entscheidungen der Akteure beeinflusst oder nicht. Wie stark die Wirkung ist, hängt einerseits von der sich ergebenden Höhe der spezifischen Umlage ab (d. h. vom Umfang Bemessungsgrundlage) und von der Preiselastizität der Akteure im Hinblick auf der mit der Umlage belasteten Größe. Die Preiselastizität hängt wiederum davon ab, welche Alternativen (Substitutionsmöglichkeiten) sich dem Akteur in Bezug auf diese Größe zu welchen Kosten bieten. Je nach Höhe der Umlage können sich dann Investitions- oder Einsatzentscheidungen verändern, wie nachfolgend exemplarisch am Beispiel einer Umlage auf Jahreshöchstleistung („Leistungspreis“) und Anschlusskapazität diskutiert wird.

So könnte eine Umlage auf die Jahreshöchstleistung Anreize für einen anderen Einsatz von Wärmepumpe und Brennwertkessel setzen, da der Akteur versuchen wird, seine Jahreshöchstleistung möglichst gering zu halten. Selbst bei Annahme eines unveränderten Einsatzes der Wärmepumpe und des Brennwertkessels kann sich das Kostenverhältnis zwischen beiden Bereitstellungsoptionen verändern, da die Mehrbelastung durch die zusätzliche Umlage in beiden Fällen für den Akteur unterschiedlich ausfallen kann. Dies kann dadurch entstehen, dass Wärmepumpe und Brennwertkessel andere Benutzungsstunden aufweisen und auch ein anderes Einsatzprofil im Zeitverlauf besitzen. Zudem ist für die Bemessungsgröße nicht nur das Einsatzprofil der Wärmepumpe bzw. des Brennwertkessels alleine relevant, sondern im Verhältnis zu den anderen Verbräuchen des jeweiligen Endenergieträgers beim Akteur.¹⁰⁹ Auch könnten ineffiziente Anreize für die Errichtung eines Speichers zur Reduktion von Leistungsspitzen oder zur Errichtung einer Eigenerzeugungsanlage entstehen. Ob eine Umlage auf (Jahreshöchst-)Leistung stärker oder schwächer verzerrend wirkt als eine Umlage auf Endenergie, lässt sich aber nicht allgemein sagen.

Eine Umlage auf die Höhe der Anschlusskapazität kann ebenfalls die Investitionsentscheidung beeinflussen. Eine solche Umlage dürfte eher Anreize für Maßnahmen setzen, mit der der Akteur eine dauerhafte Reduktion seiner Bezugsspitzen zu erreichen meint. Hierzu zählen etwa Investitionen in Speicher oder Eigenerzeugung. Aufgrund der typischerweise aus ökonomischen Gründen in Energiesystem eingesetzten Standardbetriebsmittelgrößen dürfte die Anschlusskapazität in der Regel keine

¹⁰⁸ Führt eine Veränderung im herangezogenen Bemessungswert zu einer Kostenveränderung bei den Netzkosten wäre diese bei der Ausgestaltung des Entgeltsystems zu berücksichtigen.

¹⁰⁹ So könnte eine Wärmepumpe die Jahreshöchstleistung des Akteurs ggf. gar nicht erhöhen, wenn der Akteur die Wärmepumpe immer dann einsetzt, wenn sein sonstiger Stromverbrauch gering ist.

kontinuierlich veränderliche Größe sein, was die (unerwünschten) Anreizwirkung einer solche Umlage tendenziell reduzieren dürfte. Allerdings können verstärkende Effekte an „Sprungstellen“ entstehen, wenn der z. B. mit dem Einbau des Brennwertkessels gerade das nächst größere Betriebsmittel benötigt und die Wärmepumpe noch die vorhandene Anschlusskapazität „passt“.

2.2.2.5 Nutzungsunabhängige Pauschale

Konstituierendes Merkmal nutzungsunabhängiger Pauschalen ist, dass zur Bemessung der Umlage Größen herangezogen werden, die nicht durch die von den Akteuren zu treffenden Entscheidungen beeinflusst werden und die Umlage insofern von der Nutzung von Gütern unabhängig ist. Da die Entscheidung der Akteure – z. B. die Entscheidung für eine Wärmepumpe oder einen Brennwertkessel – die Umlagenhöhe nicht beeinflusst, erfüllen solche Pauschalen „per Definition“ die eingangs formulierte Bedingung, dass ökonomische Effizienz dann erreicht wird, denn die Kostendifferenz zwischen allen Alternativen wird nicht verändert. Damit dürfte die Pauschale offensichtlich auch nicht end-energiespezifisch ausgestaltet sein.

Grundsätzlich sind unterschiedlichste Bemessungsgrößen denkbar, die zu nutzungsunabhängigen Pauschalen führen. Eine einfache Form wäre etwa eine Energieverbraucherpauschale, bei der jede Person, die Energie verbraucht, zur Zahlung einer Pauschale zur Aufbringung der residualen Refinanzierungsbedarfe verpflichtet wird. Unter rein wohlfahrtsökonomischen Gesichtspunkten und unter der Annahme preisunelastischer Nutzernachfragen vermeidet dies weitere Verzerrungen. In der Praxis dürfte eine solche Umsetzung jedoch im Hinblick insbesondere auf damit einhergehende Verteilungseffekte kritisch bewertet werden, die in dieser abstrahierten Welt allerdings keine Rolle spielen.

2.2.2.6 Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt mit Finanzierungsanforderungen

Die gegenüber der ersten abstrahierten Welt zusätzlich zu erfüllende Anforderung, dass das Zielmodell eine Finanzierungsfunktion innerhalb des Energiesystems gewährleisten muss, erfordert die Ausgestaltung einer entsprechenden Refinanzierung. Im Fokus der Analyse standen dabei zeitlich und räumlich einheitliche Umlagen.

Die Finanzierungsfunktion kann sich dabei auf die Infrastrukturkosten, auf Kosten, die sich aus bereits eingegangenen Förderzusagen ergeben, oder auch auf die Aufbringung von Finanzierungsbeiträgen für öffentliche Haushalte beziehen. Welchem Finanzierungsbedarf die Finanzierungsfunktion dient, ist letztlich unerheblich, jedenfalls, sofern keine weiteren Anforderungen außer dem Ziel des Erreichens ökonomischer Effizienz (einschließlich ökologischer Ziele) erfüllt werden sollen.

Die Überlegungen zu dieser abstrahierten Welt zeigen, dass die Umlage zur Vermeidung von Verzerrungen so ausgestaltet sein sollte, dass möglichst Größen zur Bemessung der Umlage herangezogen werden, die durch die Entscheidungen der Akteure, wie sie ihre Nutzernachfrage befriedigen wollen, nicht beeinflusst werden.

Nutzenergie als Bemessungsgröße für die Umlage erweist sich dabei grundsätzlich als geeignet und erscheint in einer Welt mit zunehmender Sektorkopplung vielversprechend. Dies gilt aber nur bei der – für die hier betrachtete abstrahierte Welt gültige – Annahme einer preisunelastischen Nutzernachfrage. Zudem dürfte eine nutzenenergiebezogene Umlage praktische Herausforderungen in der Umsetzung mit sich bringen, da Nutzenergie oftmals kaum (direkt) messbar sein dürfte bzw. Nutzenergie heute nicht die üblicherweise verwendete Messgröße ist. Auch wenn die Messung von Nutzenergie technisch grundsätzlich denkbar ist, so erscheint es doch angesichts der Vielzahl an unterschiedlichen Nutzenergiearten zumindest extrem aufwendig, solche Messungen durchzuführen.

Endenergiebezogene Umlagen führen hingegen grundsätzlich zu Verzerrungen. Ursache hierfür ist die Tatsache, dass die Höhe der gesamten vom Akteur zu tragenden Umlage vom Umwandlungswirkungsgrad abhängt: Da sich die Umlage aus der eingesetzten Endenergiemenge ergibt, fällt auch diese umso niedriger aus, je höher der Umwandlungswirkungsgrad auf den jeweiligen Bereitstellungspfad ist. Damit erhält der Bereitstellungspfad mit dem höheren Umwandlungswirkungsgrad einen Vorteil, dem aber keine Effizienzvorteile im Gesamtsystem gegenüberstehen. Abhilfe, im Sinne eines second-Best-Ansatzes, könnte eine anwendungs- und endenergiespezifische Ausgestaltung schaffen. Dabei werden nicht alle Anwendungen und Endenergieträger gleich in die Umlage einbezogen, sondern der gesamte Finanzierungsbedarf auf Anwendungen und Endenergieträger aufgeteilt. Anwendungen, für deren Nutzenergiebedarf es Bereitstellungspfade mit (deutlich) unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgraden gibt, könnten weniger oder gar nicht in die Umlage einbezogen werden. Auf eine Anwendung bezogen sollte die Belastung durch die Umlagen dann grundsätzlich endenergieübergreifend gleich erfolgen, um potentielle neue Verzerrungen, die aus einer endenergiespezifisch unterschiedlichen Belastung resultieren, zu vermeiden. Zu beachten ist aber, dass eine anwendungs- oder endenergiespezifische Reduktion der Umlage zwangsläufig bedeutet, dass andere Anwendungen oder Endenergieträger einen größeren Teil des Finanzierungsbedarfs aufbringen müssen. Die dann für diese Anwendungen oder Endenergieträger höhere spezifische Umlage könnte den verzerrenden Effekt dort (sofern angesichts der Umwandlungswirkungsgrade relevant) verstärken. Dieser second-best-Ansatz zur Minimierung der Verzerrungen erfordert entsprechendes regulatorisches Wissen darüber, welche Anwendungen besonders kritisch sind, da sie deutliche Unterschiede bei den Umwandlungswirkungsgraden verschiedener Bereitstellungspfade aufweisen. Diese Notwendigkeit zur Einbringung regulatorischen Wissens birgt aber selbst ein Effizienzrisiko, da solch umfassendes regulatorisches Wissen in der Realität nicht vorliegt. Beide Effizienzrisiken sind daher bei endenergiebezogenen Umlage gegeneinander abzuwägen. Entscheidet man sich dagegen, entsprechendes regulatorisches Wissen einzubringen, so wäre eine möglichst breite Bemessungsgrundlage zu bevorzugen, da dann die Umlage spezifisch am geringsten ausfällt. Dies wäre bei einer endenergie- und anwendungsübergreifenden Umlage der Fall. Wie bei der Nutzenergie ergeben sich auch bei einer endenergiebezogenen Umlage Herausforderungen im Hinblick auf Messbarkeit des bemessungsrelevanten Verbrauchs, sowie – insbesondere bei einer anwendungsspezifischen Ausgestaltung – Herausforderung aufgrund von Ausweich- und Manipulationsanreizen. Deren Vermeidung kann einen hohen Messaufwand (einhergehend mit entsprechendem Transaktionsaufwand) sowie eine hohe regulatorische Eingriffstiefe erfordern.

Nutzungsunabhängige Pauschalen erfüllen ebenfalls (per Definition) die oben genannte Anforderung, dass sie durch die von den Akteuren zu treffenden Entscheidungen nicht beeinflusst werden und damit eben auch die Entscheidung des Akteurs nicht beeinflussen. Eine einfache Form dieser Pauschale wäre eine Energieverbraucherpauschale, bei der jede Person, die Energie verbraucht¹¹⁰, zur Zahlung eines bestimmten Umlagebetrags verpflichtet wird. Unter rein wohlfahrtsökonomischen Gesichtspunkten (und unter der Annahme preisunelastischer Nutzenergienachfragen) vermeidet dies zusätzliche Verzerrungen. In der Realität dürfte eine solche Form der Umlage jedoch im Hinblick auf damit einhergehende Verteilungseffekte bei Bevölkerungs- und Einkommensgruppen kritisch bewertet werden, die in dieser abstrahierten Welt allerdings keine Rolle spielen.

Schließlich wäre noch denkbar, andere **nicht energiebezogene Systemgrößen zur Bemessung der Umlagenhöhe** heranzuziehen. Hierzu könnten etwa die Anschlussleistung/-kapazität des Netzan schlusses (und damit der maximal mögliche Endenergiebezug bei leitungsgebundenen Endenergie-trägern) oder der höchste Endenergiebezug oder -einsatz in einem bestimmten Bezugszeitraum (z. B.

¹¹⁰ Hierzu zählen auch solche Verbraucher, die Endenergie ausschließlich selbst erzeugen.

Jahreshöchstleistung) dienen. Solche Varianten dürften grundsätzlich ebenfalls verzerrend wirken, jedenfalls, sofern die von den Akteuren zu treffenden Entscheidungen den Bemessungswert beeinflussen. Dies kann je nach konkreter Ausgestaltung und Anwendung, für die der Akteur eine Entscheidung über die Form der Bereitstellung treffen muss, mehr oder weniger stark der Fall sein. Allgemeine Aussagen zur Wirkung, insbesondere im Verhältnis zu einer endenergiebezogenen Umlage sind nicht möglich.

2.2.3 Welt 3: Welt mit preiselastischer Nutzenergienachfrage

Verändert sich die Nachfrage nach einem Gut aufgrund von Preisänderungen, so wird die Nachfrage als preiselastisch bezeichnet. Wie hoch die Preiselastizität der Nachfrage eines Gutes ist, hängt unter anderem davon ab, ob es sich um ein lebensnotwendiges Gut oder ein Luxusgut handelt oder ob substitutive Güter existieren. So ist die Nachfrage nach einem lebensnotwendigen Gut wie einer geheizten Wohnung sicherlich preisunelastischer als die Nachfrage nach einem Gut wie Klimatisierung der privaten Wohnung. Substitute für kurze Autofahrten wären bspw. die Nutzung des öffentlichen Personennahverkehrs oder eines Fahrrads. Zudem ist der betrachtete Zeithorizont von Bedeutung. So weisen alle Güter mit zunehmendem Zeithorizont eine zunehmende Preiselastizität auf. Während ein Haushalt, kurzfristig in der Regel relativ unelastisch auf steigende Heizenergiekosten reagiert, könnte er sich langfristig eine besser gedämmte Wohnung suchen.¹¹¹

Die in den vorhergehenden Abschnitten getroffene Annahme einer preisunelastischen Nutzenergienachfrage stellen somit im Vergleich zur Realität eine Vereinfachung dar. Daher wird für die weitere Analyse die zusätzliche, komplexitätserhöhende, aber realitätsnähere Annahme getroffen, dass die Nachfragen nach Nutzenergie preiselastisch sind. In der Realität dürfte die Nutzenergienachfrage vor allem dann preiselastisch reagieren, wenn die Höhe der Kosten des Nutzenergieverbrauchs bei einem Akteur deutlich ins Gewicht fällt. Deskriptive Analysen deuten darauf hin, dass die Ausgaben für Raumwärme und Mobilität einen relevanten Anteil am Haushaltseinkommen aufweisen können. Dies gilt besonders für Haushalte mit geringen Einkommen.¹¹² Für andere Anwendungsfälle kann die Annahme einer preisunelastischen Nutzenergienachfrage durchaus eine zulässige Vereinfachung darstellen.

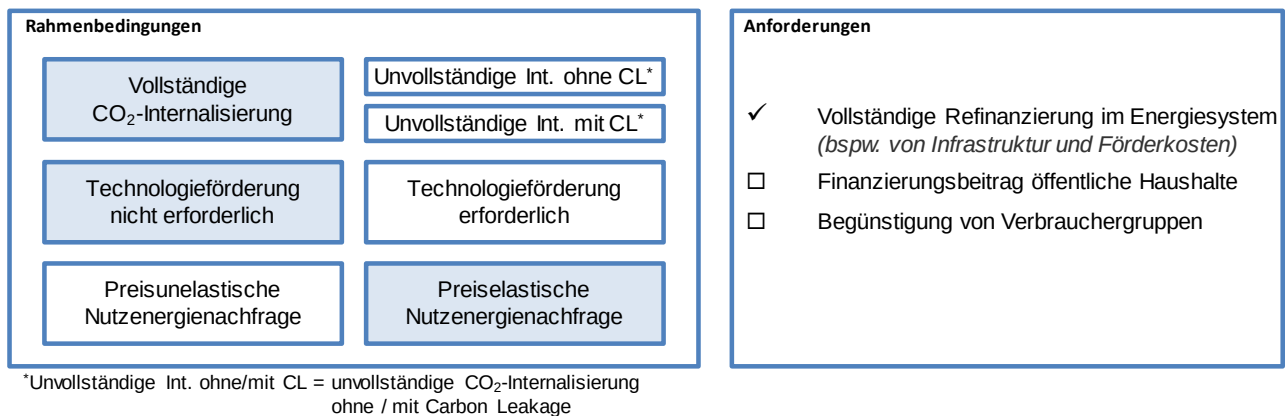
Im Folgenden werden die Wirkungen einer preiselastischen Nachfrage beschrieben. Es gelten dabei die Annahmen zu Rahmenbedingungen und Anforderungen der abstrahierten Welt 3, wie in Abbildung 32 dargestellt. Wie in Abschnitt 2.2.2 bei der abstrahierten Welt 2 werden verschiedene Formen der Umlage betrachtet, die zur Refinanzierung von Infrastruktur und Förderkosten eingesetzt werden.¹¹³ Die Analyse erfolgt mit Hilfe eines illustrativen Beispiels zur Bereitstellung von Raumwärme.

¹¹¹ Für detaillierte Ausführungen zur Elastizität der Nachfrage sei auf Mankiw (2001) oder Varian (1999) verwiesen.

¹¹² Siehe auch Bach et al.

¹¹³ Wie für Welt 2 beschrieben, sind die auf dieser Basis gezogenen Schlüsse aber prinzipiell auch für Finanzierungsbeiträge zu öffentlichen Haushalten gültig.

Abbildung 32: Abstrahierte Welt 3 zur Analyse der Auswirkungen einer preiselastischen Nachfrage



Quelle: eigene Darstellung

2.2.3.1 Illustrative Analyse am Beispiel Raumwärme: Abstrahierte Welt 2 als Ausgangspunkt

Da Konsumenten zumindest auf lange Sicht immer zwischen unterschiedlichen Substituten wählen können, ist auch im Fall einer konstanten Nutzenergienachfrage die Nachfrage nach Endenergie immer elastisch. Wie in Abschnitt 2.2.2 gezeigt, führt eine Umlage, bspw. von Infrastruktur- oder Förderkosten, auf Endenergien daher zu Verzerrungen.

Dieser Effekt soll im Folgenden, als Einführung in das Thema preiselastischer Nachfragen für end-energiespezifische Umlagen nochmals illustriert werden. Wie in Welt 2 wird hierfür das Beispiel eines Haushalts betrachtet, der vor der Wahl steht, ob er in eine Wärmepumpe oder einen Gas-Brennwertkessel nutzt.

Hinsichtlich der Technologien und Preise werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Wärmepumpe hat eine Arbeitszahl von drei.
- Der Gas-Brennwertkessel verfügt über einen Wirkungsgrad von 99 Prozent.
- Der wettbewerbliche Preis von Strom ist doppelt so hoch wie der Preis von Gas.
- Investitionen werden vernachlässigt.
- Der Haushalt hat eine unelastische Raumwärmenachfrage, die einem bestimmten Temperaturniveau entspricht.

Zudem wird hier angenommen, dass dem Haushalt ausreichend Budget zur Befriedigung der Nutzenergienachfrage zur Verfügung steht.

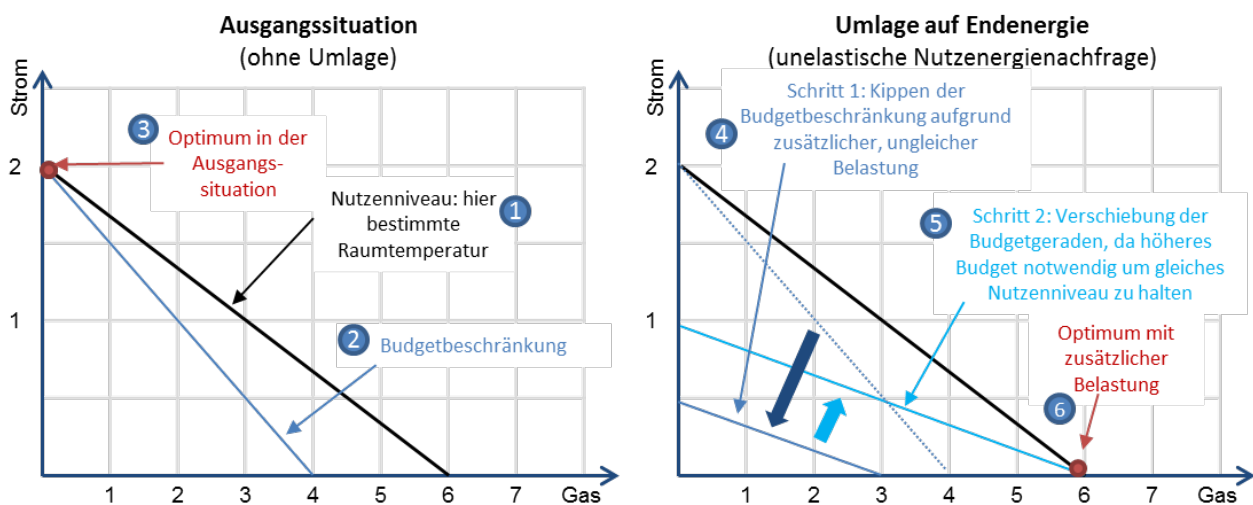
Angelehnt an die Theorie der Konsumententscheidung (vgl. Mankiw (2001), S. 481 ff.) wird diese Ausgangssituation in Abbildung 33 (links) dargestellt. Um das gewünschte Nutzenniveau im Sinne der gewünschten Raumtemperatur zu erreichen, kann der Haushalt entweder eine strombasierte Wärmepumpe oder einen Gas-Brennwertkessel verwenden. Wärmepumpe und Gas-Brennwertkessel sind dabei perfekte Substitute. Aufgrund der unterschiedlichen Wirkungsgrade der Technologien benötigt er hierfür entweder zwei Einheiten Strom oder sechs Einheiten Gas. Das Nutzenniveau wird in Abbildung 33 durch eine Indifferenzkurve dargestellt (1). Sie beschreibt diejenigen Güterbündel, die für

den Haushalt den selben Grad der Zufriedenheit bzw. Nutzen stiften.¹¹⁴ In diesem Fall entspricht das Nutzenniveau einer gewünschten Raumtemperatur.

Neben dem gewünschten (hier unelastischem) Nutzenniveau wird die Entscheidung des Endkunden durch das Budget des Haushalts bestimmt. In Abbildung 33 wird es durch die Budgetgerade (2) dargestellt. Da Gas genau doppelt so viel kostet wie Strom hat sie eine Steigung von - 0,5. Die Budgetgerade drückt aus, welche Menge Strom und / oder Gas für ein vorgegebenes Budget bezogen werden kann.

Die optimale Technologieentscheidung des Haushalts ergibt sich durch den Schnittpunkt der Indifferenzkurve mit der Budgetgeraden (3). In der hier gewählten Ausgangssituation entscheidet er sich also für die Wärmepumpe.

Abbildung 33: Konsumentenentscheidung eines Haushalts bei elastischer Endenergie- und unelastischer Nutzenergienachfrage



Quelle: eigene Darstellung

Wenn Strom und Gas mit einer Umlage belastet werden, ergeben sich zwei Effekte. Zum einen sinkt aufgrund der höheren Preise die Kaufkraft des Haushalts (Einkommenseffekt). Zum anderen verändert sich aufgrund der unterschiedlichen Belastungen und der unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgrade der Technologien deren Austauschverhältnis (Substitutionseffekt).¹¹⁵ Dies ist in der rechten Graphik von Abbildung 33 illustriert. Durch die zusätzliche, ungleiche Belastung der Endenergien mit staatlich veranlassten Preisbestandteilen kippt und verschiebt sich die Budgetgerade nach links (4). Der Haushalt kann sich nun für das gleiche Budget weniger Gas und Strom leisten. Die Steigung der Budgetgeraden verändert sich, da Strom höher belastet ist als Gas.

¹¹⁴ In der Haushaltstheorie werden alle Bündel, aus zwei oder mehr Gütern (im Sinne von Inputfaktoren), die für den Haushalt den gleichen Nutzen aufweisen über eine sogenannte Indifferenzkurve beschrieben. Für eine weitere Erklärung des Konzepts der Indifferenzkurven sei auf Mankiw (2001), S. 484ff verwiesen.

¹¹⁵ In der Konsumtheorie werden zwei sich überlagernde Effekte beschrieben, die den Einfluss von Preisänderungen auf die Wahl des Konsumenten beschreiben. Der Einkommenseffekt entspricht der Veränderung die aufgrund einer veränderten Kaufkraft eintritt. Der Substitutionseffekt ergibt sich aus einer Änderung des Tauschverhältnisses der beiden Güter. Für eine detaillierte Beschreibung der beiden Effekte sei auf Varian (1999), S. 130 ff. oder Mankiw (2001), S. 494 ff. verwiesen.

Die daraus entstehende neue Budgetgerade verfügt über keinen Schnittpunkt mehr mit der Indifferenzgeraden, die die gewünschte Raumtemperatur repräsentiert. Der Haushalt muss somit sein Budget für die Erzeugung von Raumwärme erhöhen oder auf Nutzen verzichten, um die gewünschte Raumtemperatur zu erhalten (5). Ein Verzicht auf Nutzen ist aufgrund der hier zunächst angenommenen preisunelastischen Nutzenergienachfrage nicht möglich. Die neue optimale Technologiewahl kann aus dem Schnittpunkt der neuen Budgetgerade mit der Indifferenzkurve ermittelt werden (6). Wie bereits im quantitativen Beispiel in Abschnitt 2.2.2 dargestellt, wird jedoch eine andere Technologie gewählt als in der Ausgangssituation.

Im Ergebnis bestätigt die illustrative, graphische Analyse, dass eine Belastung von Endenergien zu Verzerrungen führt. Mit geeigneten Beispielen kann ebenfalls belegt werden, dass dies auch bei einer endenergieübergreifenden Umlage der Fall ist. Da dieser Nachweis aber auch bereits in Abschnitt 2.2.2 erfolgt ist, wird an dieser Stelle darauf verzichtet.¹¹⁶

Wichtig ist zudem, dass eine Erhöhung des Budgets für Raumwärme bei einem festen, begrenzten Haushaltseinkommen zwangsläufig zu einer Verringerung der Budgets führt, das für andere Anwendungen verwendet werden kann. Hiervon wären insbesondere preiselastischere Nachfragegüter betroffen. Die Höhe des Effekts ist von den individuellen Präferenzen des Konsumenten abhängig.¹¹⁷ Zudem hängt der Energieverbrauch der privaten Haushalte auch wesentlich vom Einkommen ab. Anwendungsfälle, bei denen der Einkommenseffekt eine besonders große Rolle spielt, dürften vor allem Raumwärme und Mobilität sein, da die Haushaltsausgaben für diese Bereiche besonders bei Geringverdienern einen relevanten Teil des Budgets ausmachen.¹¹⁸

Bei preisunelastischer Nutzenergienachfrage würde eine Umlage auf Nutzenergie zu keinen Verzerrungen führen.

2.2.3.2 Wirkung einer preiselastischen Nutzenergienachfrage

Im obigen Beispiel, wie auch in Abschnitt 2.2.2 wurde erläutert, dass eine Umlage auf Endenergie selbst bei einer unelastischen Nutzenergienachfrage zu Verzerrungen führt. Des Weiteren wurde in Abschnitt 2.2.2 gezeigt, dass eine Umlage auf Nutzenergie sowie eine nutzungsunabhängige Pauschale unter Annahme einer preisunelastischen Nutzenergienachfrage nicht verzerrend wirkt. Im Folgenden wird anhand von graphischen Beispielen untersucht, inwieweit diese Aussagen unter Annahme einer preiselastischen Nutzenergienachfrage weiterhin Bestand haben.

2.2.3.2.1 Umlage auf Nutzenergie

In den nächsten Beispielen wird von einer preiselastischen Nutzenergienachfrage ausgegangen. Hierfür wird das Beispiel aus Abbildung 33 erweitert. Eine elastische Nutzenergienachfrage bedeutet für den hier betrachteten Haushalt, dass er mit einer Änderung seiner Nachfrage nach Raumwärme auf eine Änderung des Preises von Raumwärme reagiert. Steigt der Preis (über ein für ihn akzeptables Maß) so verringert er seine Nachfrage und akzeptiert auch niedrigere Raumtemperaturen, auch wenn sie einen geringeren Nutzen für ihn haben.

Graphisches Beispiel der Umlage auf eine preiselastische Nutzenergienachfrage

Diese veränderte Situation ist in Abbildung 34 (linke Seite) dargestellt. Für den Haushalt sind nun zwei parallele Indifferenzkurven dargestellt, die zwei unterschiedliche Nutzenniveaus beschreiben.

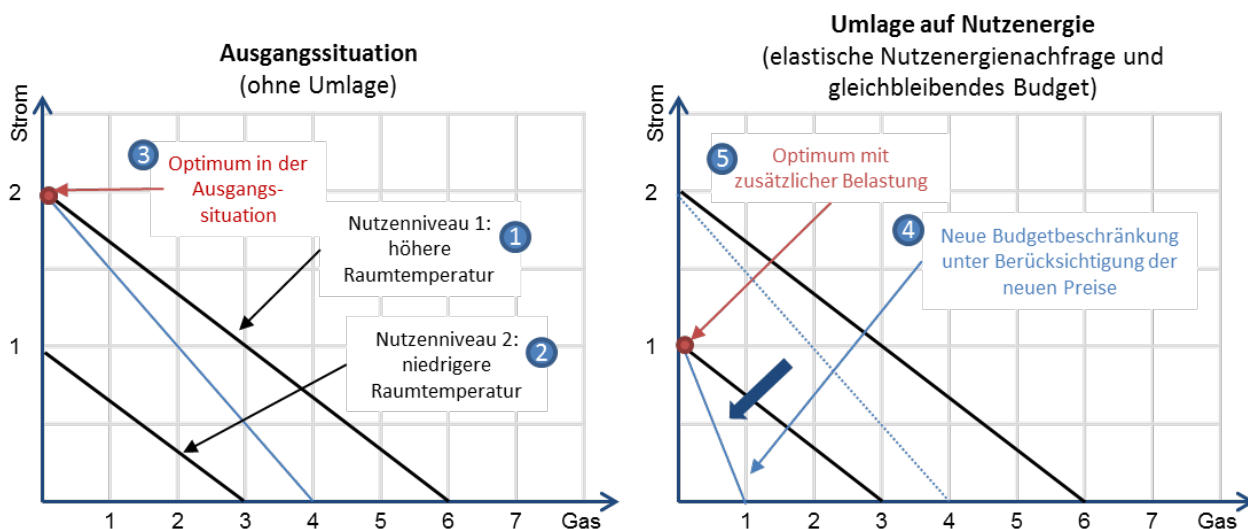
¹¹⁶ Wie in Abschnitt 3.2.3 gezeigt, wird die Entscheidung immer zugunsten der energieeffizienteren Technologie verzerrt. In diesem Beispiel ergäben sich also keine Veränderungen bei einer optimalen Technologiewahl.

¹¹⁷ Mehrere Beispiele sind in Mankiw (2001), S. 495 ff. dargestellt.

¹¹⁸ Siehe auch die Studie von Bach et al. Kap. 3 enthält eine deskriptive Statistik des Energieverbrauchs der privaten Haushalte.

Das höhere Nutzenniveau 1 (1) entspricht dabei einer höheren Raumtemperatur, das niedrigere Nutzenniveau 2 (2) einer niedrigeren Raumtemperatur. Da alle sonstigen Annahmen mit dem oben beschriebenen Beispiel übereinstimmen, ändert sich in der Ausgangssituation die optimale Technologiewahl des Haushalts nicht. Er wählt weiterhin die Wärmepumpe, da sie ihm bei gegebenem Budget den höheren Nutzen, im Sinne einer höheren Raumtemperatur, stiftet (3).

Abbildung 34: Konsumententscheidung eines Haushalts bei elastischer Nutzenergienachfrage



Quelle: eigene Darstellung

Bei einer Umlage auf Nutzenergie verändert sich der Preis, den der Haushalt für eine strombasierte oder gasbasierte Bereitstellung der Nutzenergie zu zahlen hat in gleichem Maße. Durch diese Preisänderung kann sich der Haushalt weniger Raumwärme für sein Budget leisten. Aufgrund der unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgrade von Wärmepumpe und Gas-Brennwertkessel verschiebt sich die Budgetgerade bei einer Belastung von Raumwärme (hier mit 3 GE) wie in Abbildung 34 (linke Seite) (4) dargestellt (Einkommenseffekt).¹¹⁹

Da in diesem Fall von einem fixen, zur Verfügung stehenden Budget des Haushalts für Raumwärme ausgegangen wird, ist es dem Haushalt aufgrund der Belastung der Nutzenergie nicht mehr möglich, das höhere Nutzenniveau zu halten. Seine optimale Technologiewahl ergibt sich jetzt aus dem Schnittpunkt der neuen Budgetgerade mit der niedrigeren Indifferenzkurve (5).

Diskussion der Wirkung einer Umlage auf preiselastische Nutzenergie

Die optimale Technologiewahl ändert sich in diesem Beispiel mit preiselastischer Nutzenergienachfrage durch die Belastung der Nutzwärme also nicht. Es wird aber die ökonomische Wohlfahrt reduziert, da der Haushalt nicht mehr die optimale Menge an Nutzenergie verbraucht. Die Umlage auf Nutzenergie führt also durch den Einkommenseffekt zu Ineffizienzen.

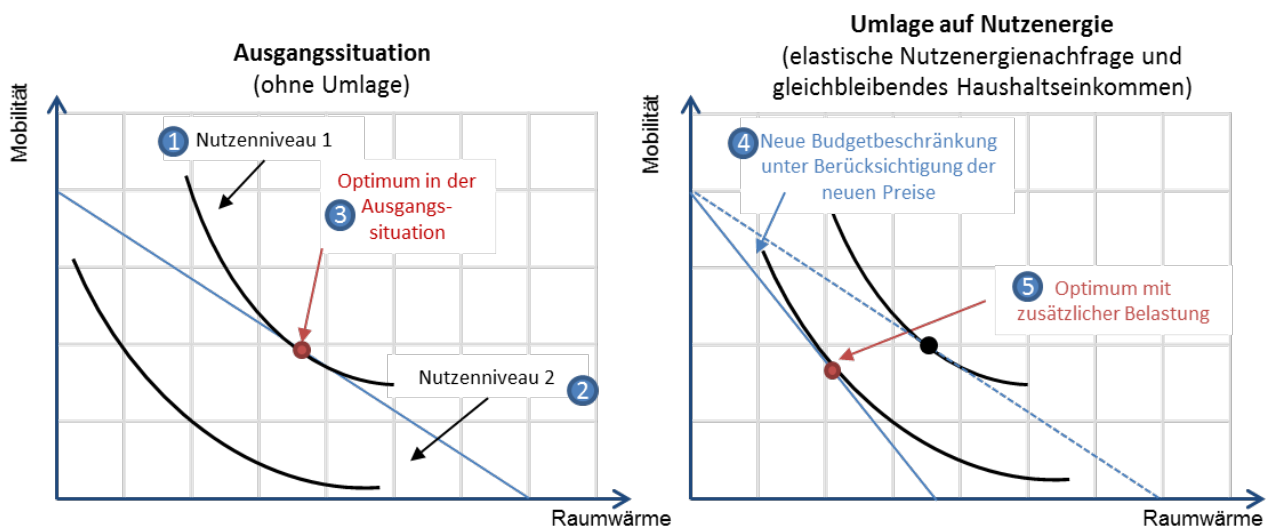
Auf Basis der in Abschnitt 2.1.1.2 eingeführten Definition von Verzerrungsfreiheit lässt sich sagen, dass die Umlage auf Nutzenergie im Falle preiselastischer Nutzenergienachfragen verzerrend wirkt. Denn durch die Nutzenergie bezogene Umlage bleibt die Kostendifferenz zwischen allen sich dem

¹¹⁹ Da sich aufgrund der Belastung von Nutzenergie das Austauschverhältnis nicht, ändert gibt es in diesem Beispiel keinen Substitutionseffekt.

Haushalt bietenden Optionen nicht mehr unverändert. Zwar bleibt durch die Belastung auf Nutzenergieebene die Kostendifferenz zwischen den Optionen Wärmepumpe und Brennwärtekessel gleich. Anders als bei einer preisunelastischen Nutzenergienachfrage bezieht der Akteur noch eine weitere Entscheidungsoption in sein Kalkül ein, nämlich den Verzicht auf Nutzenergienachfrage. Diese Option wird nicht mit der Umlage belastet und somit durch die Umlage im Vergleich zu den anderen beiden Optionen attraktiver. Hierin besteht die Verzerrung.

Zudem können sich bei einer Umlage auf Nutzenergie Verzerrungen zwischen der nun vergleichsweise teuren, belasteten Nutzenergie und anderen Anwendungen (Mobilität, Nahrungsmittel etc.) ergeben, da sich das Austauschverhältnis zwischen ihnen ändert. Dies ist in Abbildung 35 stark vereinfacht am Beispiel von Raumwärme und Mobilität illustriert. Der Haushalt wählt in der Ausgangssituation (linke Seite) das optimale Güterbündel, welches sich aus dem Schnittpunkt der Budgetgerade mit dem oberen Nutzenniveau ergibt (3). Bei einer Umlage von Infrastrukturkosten auf Raumwärme könnte sich der Haushalt jedoch wie oben dargestellt weniger Raumwärme für das gleiche Budget leisten, während er sich noch genau gleich viel Mobilität leisten kann.¹²⁰ Die Budgetgerade kippt daher im hier betrachteten Fall nach innen und das neue Optimum ergibt sich aus dem Schnittpunkt der neuen Budgetgerade mit der zweiten Indifferenzkurve. Im hier dargestellten Fall verändert sich aufgrund der individuellen Präferenzen des Haushalts sowohl seine Nachfrage nach Raumwärme als auch seine Mobilitätsnachfrage. Auch dies kann als Verzerrung angesehen werden.

Abbildung 35: Veränderte Konsumententscheidung in der anwendungsübergreifenden Betrachtung bei einer Umlage auf Nutzenergie



Quelle: eigene Darstellung

Ramsey-Pricing als second-best-Lösung

Wie bereits für Welt 2 (vgl. Abschnitt 2.2.2) beschrieben, könnte es (ähnlich der Situation bei natürlichen Monopolen, wie sie in dieser Konzeptstudie im Infrastrukturbereich angenommen werden) eine second-best-Lösung sein, insbesondere diejenigen Anwendungen und Nutzer zu belasten, bei denen

¹²⁰ Gleiches gilt für den umgekehrten Fall, d. h. wenn Mobilität mit Infrastrukturkosten belastet wird weniger Mobilität, oder wenn die sonstige Stromanwendung belastet wird.

Sollte die Infrastruktur aus öffentlichen Haushaltsmitteln bezahlt werden ist zudem davon auszugehen, dass an anderer Stelle höhere Steuern zur Finanzierung des öffentlichen Haushaltes erhoben werden, was wiederum zu einem geringeren zur Verfügung stehende Budget führt.

die Belastung zu möglichst geringen Verzerrungen führt. Im Falle einer preiselastischen Nutzernachfrage wären dies möglichst solche Nutzernachfragen und Nutzer, die möglichst wenig preiselastisch reagieren.

Ein Ansatz, der dies erfüllt, sind sogenannte Ramsey-Preise. Dabei handelt es sich um wohlfahrtsmaximierende, kostendeckende Preise. Ramsey-Preise setzen sich aus Grenzkosten und einem Aufschlag auf die Grenzkosten, der sowohl kostendeckend als auch wohlfahrtsmaximierend ist, zusammen. Die Aufschläge auf die Grenzkosten von Gütern bzw. Dienstleistungen werden dabei so gestaltet, dass sie umgekehrt proportional zur Preiselastizität des Gutes sind. Güter oder Dienstleistungen (oder hier auch Nutzer) mit einer niedrigen Preiselastizität erhalten somit höhere Aufschläge als solche mit einer hohen Preiselastizität.¹²¹

Weiterhin weisen Nutzernachfragen nicht zu jedem Zeitpunkt dieselbe Preiselastizität auf. (Auch die zeitlichen Unterschiede in der Preiselastizität können für unterschiedliche Nutzer unterschiedlich stark ausgeprägt sein.) Somit kann auch über eine dynamische, d. h. zeitlich differenzierte Ausgestaltung der Umlage nachgedacht werden.

Genau wie in Welt 2 sind bei einer solchen diskriminierenden Festlegung von Preisen Aspekte wie Verteilungseffekte und -gerechtigkeit zu beachten.

Fazit zu Umlagen auf preiselastische Nutzenergie

Es kann also festgehalten werden, dass eine Umlage auf Nutzenergie auch bei Betrachtung nur eines Anwendungstyps verzerrend wirkt. Zwar wird die Technologiewahl nicht beeinflusst, der Einkommenseffekt führt jedoch dazu, dass der Haushalt – wenn er sein Budget für Raumwärme nicht erhöht, sondern elastisch reagiert – eine niedrigere Raumtemperatur akzeptieren muss. Sein Nutzen und damit die Gesamtwohlfahrt werden also reduziert. Inwieweit dies eine Verzerrung darstellt, die zwangsläufig zur Ablehnung des Modells führt, ist zu diskutieren. Gleiches gilt für die Verzerrungen, die sich unter Umständen aus dem veränderten Tauschverhältnis zwischen der belasteten Nutzenergie und anderen Anwendungen ergeben. Ein Ansatz, um die Verzerrungen möglichst gering zu halten, wäre eine an die Theorie des Ramsey-Pricing angelehnte Belastung von preisunelastischeren Anwendungen oder Nutzern.

2.2.3.3 Nutzungsunabhängige Pauschale

Wie in Abschnitt 2.2.2.5 erläutert, ist eine nutzungsunabhängige Pauschale unter der Annahme einer preisunelastischen Nachfrage eine von zwei Optionen zur verzerrungsfreien Aufbringung von Refinanzierungsbedarfen wie Infrastrukturkosten. Geht man davon aus, dass die nutzungsunabhängige Pauschale in jedem Fall zu zahlen ist, so entsprechen die Auswirkungen einer nutzungsunabhängigen Pauschale denen eines verringerten Haushaltseinkommens, bspw. durch eine Einkommenssteuer.

Der Haushalt muss in diesem Fall abwägen, welche Ausgaben (und Konsumgüter) seines Budgets er um wie viel verringert. Er wird dabei zunächst die Nachfrage in den preiselastischen Bereichen verringern. Je nachdem wie seine Präferenzen sind, treten dabei – wie in Abschnitt 2.2.3.2.1 beschrieben – Einkommenseffekte auf, die sich aus der Parallelverschiebung der Budgetgeraden ergeben.¹²² Da die Pauschale jedoch nutzungsunabhängig erhoben wird und sich damit das Austauschverhältnis

¹²¹ Für detailliertere Beschreibung von Ramsey-Pricing sei auf Bühler und Jaeger (2002) verwiesen, S. 67f. oder Bös (1994), S. 130ff.

¹²² Für eine detaillierte Beschreibung der Auswirkung von Steuern, sei auf Varian (1999), S. 81 ff. verwiesen.

nicht ändert, ergeben sich jedoch keine Substitutionseffekte, weder zwischen Technologien im gleichen Anwendungsbereich noch zwischen Anwendungen aus unterschiedlichen Bereichen.

Somit wirkt eine nutzungsunabhängige Pauschale nicht verzerrend hinsichtlich der Technologiewahl. Jedoch führt der Einkommenseffekt auch hier dazu, dass in preiselastischen Bereichen ein niedrigeres Nutzenniveau akzeptiert werden muss. Haushalte mit geringem Einkommen sind von diesem Einkommenseffekt überproportional betroffen, da ihre anteiligen Ausgaben für Energie höher liegen als dies bei Haushalten mit durchschnittlichem oder hohem Einkommen der Fall ist.¹²³

2.2.3.4 Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt mit preiselastischer Nachfrage

In den vorherigen Abschnitten wurde anhand von Beispielen illustriert, wie eine Umlage von nicht kostenreflexiven Infrastruktur- oder EE-Förderkosten bei einer preiselastischen Nutzenergienachfrage wirkt:

- ▶ Eine **Umlage auf Endenergie** mit nicht kostenreflexiven Preisbestandteilen führt zu Verzerrungen.
- ▶ Eine **Umlage auf Nutzenergie** führt nicht zu ineffizienten Technologieentscheidungen, wenn nur eine Anwendungsart betrachtet wird. Anwendungs- und nutzerübergreifend kann auch eine Umlage auf Nutzenergie zu Verzerrungen führen.
- ▶ Eine vollkommen **nutzungsunabhängige Pauschale** führt anwendungsübergreifend zu effizienten Entscheidungen bei der Technikwahl. Unter Vernachlässigung von Einkommenseffekten kann zudem auch anwendungs- und nutzerübergreifend eine ähnlich effiziente Situation erreicht werden wie bei der Refinanzierung von Kosten außerhalb des Energiesystems, vgl. abstrahierte Welt 1. Ist jedoch eine irgendwie geartete Kopplung an die Nutzung von Energie oder des Energiesystems nicht zu vermeiden, sollte die Belastung so ausgestaltet sein, dass über das nicht vermeidbare Maß hinaus gehende, zusätzliche Verzerrungen möglichst vermieden werden. Hierfür können die Belastungen auf solche Nachfragebereiche und Akteure gelenkt werden, die nicht oder nur wenig preiselastisch reagieren. Dies entspräche auch dem Vorgehen bei Ramsey-Preisen. In der Regel sind dies Güter des täglichen Bedarfs, wie bspw. der Nutzenergie Raumwärme.
- ▶ **Negative Einkommenseffekte** führen bei (nutzungsunabhängigen) Pauschalen aber auch bei Umlagen auf Endenergie und Nutzenergie zu negativen Effekten auf die Wohlfahrt, besonders bei Haushalten mit geringem Einkommen. Dieser Effekt hängt bei Umlagen auf Nutz- oder Endenergie vom Umfang des Energieverbrauchs eines Haushalts ab.

Die illustrative Analyse unter der Annahme einer preiselastischen Nutzenergienachfrage verdeutlicht damit, dass zwischen effizienten Finanzierungsmechanismen im Energiesystem und sozialpolitisch relevanten Einkommenseffekten ein Zusammenhang bestehen kann. Bei der Bewertung konkreter Handlungsoptionen muss daher neben energiewirtschaftlichen Aspekten auch eine faire Lastenverteilung berücksichtigt werden. So könnte eine Belastung stark unelastischer Bereiche gerade Akteure wie einkommensschwache Haushalte besonders belasten, da gerade Güter des täglichen Bedarfs / zur Befriedigung von Grundbedürfnissen sehr preisunelastisch sind und solche Güter bei einkommensschwachen Haushalten einen relativ gesehen größeren Teil ihres Budgets aufzehren. Eine besondere Belastung von Haushalten mit geringem Einkommen kann zudem von Umlagen des Energiesystems resultieren, da diese einen überproportionalen Teil ihres Einkommens für ihren Energieverbrauch verwenden. Auch im Hinblick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie (vgl. hierzu auch Abschnitt 4.4) sowie zur Vermeidung von Carbon Leakage (vgl. hierzu auch Abschnitt

¹²³ Vgl. auch Bach et al. zum Zusammenhang des Energieverbrauchs und Haushaltseinkommens.

4.5), sollten Belastungen unter Umständen nicht auf solche Industriebetriebe gelenkt werden, die sich in einem intensiven internationalen Preiswettbewerb befinden.

2.2.4 Welt 4: Begünstigung von Verbrauchergruppen

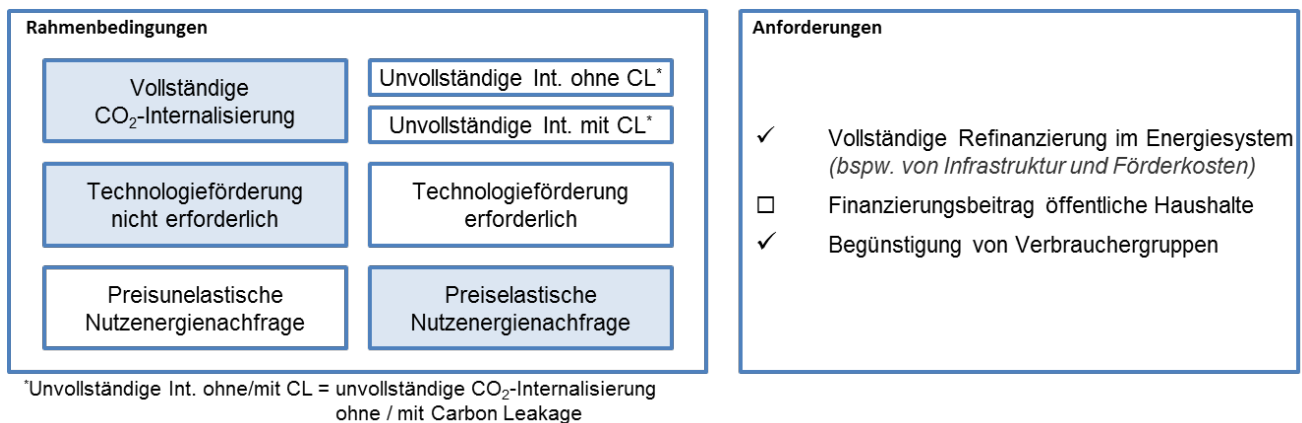
Die vierte abstrahierte Welt ist so gewählt, dass an ihr die Effekte einer Begünstigung von Verbrauchergruppen analysiert werden können. Die Begünstigung von Verbrauchergruppen ist dabei, genau wie die Forderung einer Refinanzierung innerhalb des Energiesystems, eine Anforderung, die sich nicht direkt aus den Rahmenbedingungen ableitet, sondern eine zusätzliche Komplexitätserhöhung darstellt. Die in dieser Welt geltenden Rahmenbedingungen und Anforderungen sind in Abbildung 36 dargestellt.

Bei der Wahl der Rahmenbedingungen ist insbesondere die Annahme einer preiselastischen Nutzenergienachfrage sinnvoll. Denn würden die betroffenen Verbrauchergruppen nicht mit einer elastischen Nutzenergienachfrage auf Begünstigung reagieren können, dann würden wesentliche Effekte einer Begünstigung nicht erfolgen können. Da sich die Begünstigung zudem auf einzelne Preisbestandteile (u. a. Umlagen) beziehen kann, wird betrachtet, wie sich dies auf die Anforderung einer vollständigen Refinanzierung der Begünstigung innerhalb des Energiesystems auswirkt.

Nicht betrachtet werden Begünstigungen, die sich implizit aus in den abstrahierten Welten 1 bis 3 diskutierten Instrumenten als Teil eines Zielmodells ergeben. So kann aus der Umsetzung des in der abstrahierten Welt 3 diskutierten Ramsey-Pricing die Begünstigung bestimmter Verbrauchergruppen ergeben, wenn diese aufgrund ihrer hohen Preiselastizität der Energienachfrage weniger mit Umlagen belastet werden als andere. Diese Begünstigung hat aber ihre Begründung in der effizienzsteigernden Wirkung des Ramsey-Pricing. Gleiches gilt für die bislang noch nicht diskutierten Begünstigung von Verbrauchergruppen, die auf die Kompensation von Verzerrungen aus einer unvollständigen Internalisierung (s. abstrahierte Welt 5, Abschnitt 2.2.5) bzw. eine Technologieförderung zur Erzielung dynamischer Effizienz (s. abstrahierte Welt 6, Abschnitt 2.2.6) abzielen.

Betrachtet werden also nur Begünstigungen, die nicht mit dem Ziel einer Steigerung der ökonomischen Effizienz implementiert werden. Die konkreten politischen bzw. gesellschaftlichen Ziele, die ansonsten eine Begünstigung motivieren können, sind zahlreich: So können industriepolitisch Motive (Verhinderung der Abwanderung von Unternehmen aus einem Land oder einer Region) oder auch sozialpolitische Motive (Vermeidung hoher Belastungen einkommensschwacher Haushalte) Gründe für eine Begünstigung bei den energiebezogenen Kosten der Unternehmen oder Haushalte sein. Die vielfältigen Motive und Zielstellungen für solche Begünstigungen können hier nicht umfassend diskutiert werden. Gleichwohl hängen die konkreten Anforderungen an die Ausgestaltung der Begünstigung gerade auch von der Zielstellung ab. Nachfolgend werden daher vor allem allgemeine Überlegungen zu Begünstigungen gemacht. Detailliertere Aussagen zur Ausgestaltung sind nur für den Einzelfall und in Abhängigkeit von der konkreten Zielsetzung der Begünstigung möglich.

Abbildung 36: Abstrahierte Welt 4 zur Analyse der Auswirkungen einer Begünstigung von Verbrauchergruppen



Quelle: eigene Darstellung

2.2.4.1 Verzerrende Wirkung von Begünstigungen

Prinzipiell führen die hier betrachteten Begünstigungen einzelner Verbrauchergruppen zu Verzerrungen. Preissignale sind nach der in diesem Projekt verwendeten Definition dann verzerrungsfrei, wenn sie sich unmittelbar aus den Marktpreisen der betroffenen Güter oder Dienstleistungen ergeben. Für öffentlich bereitgestellte Güter sollten kostenreflexive Entgelte gewählt werden.¹²⁴ Werden einzelne Verbrauchergruppen durch eine Befreiung von einzelnen Preis- bzw. Entgeltbestandteilen begünstigt, dann entsprechen die ihnen vermittelten Anreize nicht mehr Marktpreisen bzw. den ihrer Entscheidung zuordenbaren Kosten. Nach der verwendeten Definition können die damit gesetzten Anreize also eine verzerrende Wirkung entfalten.

Gesellschaftlich kann die Begünstigung einzelner Verbrauchergruppen trotz ihrer verzerrenden Wirkung insbesondere aus industrie- und sozialpolitischer Sicht begründet sein.

Grundsätzlich sollte vor der Durchsetzung einer Begünstigung von bestimmten Verbrauchern jedoch der z. B. industrie- oder sozialpolitisch motivierte Nutzen gegen die aus der Verzerrung resultierenden Ineffizienzen abgewogen werden, was freilich herausfordernd ist. Lässt sich der Effizienzverlust aufgrund der Verzerrung unter Umständen noch grob monetär bewerten, so dürfte sich der Nutzen der Begünstigung kaum monetär fassen lassen.

2.2.4.2 Ausgestaltung von Begünstigungen

Um unerwünschte Verzerrungen möglichst gering zu halten, sind Begünstigungen so auszugestalten, dass sie

- ▶ zielgerichtet sind und
- ▶ möglichst geringe Ineffizienzen hervorrufen, also dem fairen Wettbewerb von Technologien und Energieträgern nicht grundsätzlich entgegenstehen.

¹²⁴ Bei Stromnetzen muss z.B. die Höhe von verzerrungsfreien Entgelten der Höhe der Veränderung der gesamten Netzkosten entsprechen, die die Entscheidung zur Nutzung der Netze auslöst und mit der die Entgelte verknüpft werden.

Unter zielgerichtet wird dabei verstanden, dass die Begünstigung so ausgestaltet werden muss, dass nur solche Unternehmen von der Begünstigung profitieren, die die oben genannten Kriterien erfüllen. Wie dies erfüllt werden kann, ist im Einzelfall bei der konkreten Ausgestaltung der Umlage zu prüfen.

Eine grundsätzliche, im Folgenden aber nicht weiter betrachtete Möglichkeit zur Erreichung der Ziele von Begünstigungen wäre, die Begünstigung außerhalb des Energiesystems zu gewähren. Beispiele hierfür sind pauschalisierte Rückerstattungen an Unternehmen, bspw. auf Basis ausgeführter Güter, Steuererleichterungen oder Sozialtransfers. Solche Begünstigung führen offensichtlich nicht zu (weiteren) Verzerrungen innerhalb des Energiesystems.

2.2.4.2.1 Nutzungsabhängige Begünstigung

Nutzungsabhängige Befreiungen führen zu Verzerrungen, da begünstigte Anwendungen, Techniken oder Nutzer niedriger belastet werden als die übrigen Verbraucher. Dies entfaltet eine verzerrende Wirkung im Hinblick auf Einsatz- und Investitionsentscheidungen und gilt für nicht kostenreflexiven Umlagen und kostenreflexiven Entgelte gleichermaßen.

Umgesetzt werden können Begünstigungen einerseits nutzungsabhängig, im Sinne einer nutzer(gruppen)spezifischen Umlage. Die Begünstigung kann entweder Entgelte und Umlagen oder nur Umlagen umfassen.

Weisen die begünstigten Verbraucher eine preiselastische Nutzenergienachfrage auf, so können die Begünstigungen bei den Umlagen zur Wirkung des in der abstrahierten Welt 3 diskutierten Ramsey-Pricing führen.¹²⁵ Dann würden das ökonomisch motivierte Ziel des Ramsey-Pricing und das auf andere Weise motivierte Ziel der hier betrachteten Begünstigung (zufällig) zusammenfallen. Die Begünstigung würde dann effizienzsteigernd wirken. Dass die Ziele des Ramsey-Pricing und der Begünstigung allerdings genau zusammenfallen, ist eher unwahrscheinlich. Ob eine Begünstigung, dann effizienzsteigernd oder -mindernd wirkt lässt sich allgemein nicht beantworten. Die Gesamtwirkung hängt davon ab, wie die effizienzsteigernde Wirkung, dass aus Sicht des einzelnen Verbrauchers seine Belastung mit eigentlich verzerrend wirkenden Umlagen reduziert wird, im Verhältnis zu der effizienzmindernden Wirkung, dass es zu einer Verzerrung zwischen begünstigten und nicht-begünstigten Verbrauchern kommt, zu bewerten ist. Geht man davon aus, dass die Umlage bereits möglichst effizient im Sinne einer second-best-Lösung ausgestaltet wurde, so dürfte die Gesamtwirkung im Hinblick auf die Effizienz aber eindeutig negativ sein.

Daneben wäre auch denkbar, dass die Begünstigung auch für eigentlich effiziente Preisbestandteile (oder Entgelte) gewährt wird. Im Fall der Infrastrukturkosten wären dies Kosten, die sich eindeutig oder näherungsweise der Nutzerentscheidung zuordnen lassen und damit kostenreflexiv sind. Solche Preisbestandteile setzen, wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, jedoch effiziente Anreize. Eine Befreiung davon führt also in jedem Fall zu Verzerrungen und kann Ineffizienzen im Hinblick auf die Wahl der optimalen Technologie und auf Einsatzentscheidungen haben. Werden reine Verteilungs- bzw. Einkommenseffekte vernachlässigt, so ist eine hohe Preiselastizität die Voraussetzung dafür, dass die Begünstigung eine Wirkung entfalten kann. Eine Entlastung von eher preisunelastischen Anwendungen oder Nutzern wäre dann nicht zielführend. Dann sollte es Ziel sein, die Begünstigung möglichst so auszugestalten, dass sie zu möglichst geringen Verzerrungen führt. Insbesondere sind mit Blick auf das Energiesystem Verzerrungen, die den Wettbewerb von Technologien und Energieträger betreffen, zu vermeiden.

¹²⁵ Dies (und die folgenden Überlegungen) gelten unter der Annahme, dass die Umlagen nicht (second-best) effizient ausgestaltet sind.

Eine Lösung könnte eine Begünstigung auf Basis der Nutzenergienachfrage sein. Hierbei ändert sich, genau wie bei einer Umlage auf Nutzenergie, zwar die Gesamtwohlfahrt, jedoch wird die Technologieentscheidung nicht verzerrt. Allerdings ergeben sich auch hier dieselben Umsetzungsschwierigkeiten, u. a. bei der Messung, wie bei einer Umlage auf Nutzenergie, siehe Fußnote 92.

2.2.4.2.2 Pauschalierte Begünstigungen

Pauschalierte Begünstigungen wirken, wenn sie unabhängig von Größen aus dem Energiesystem sind, ähnlich wie nutzungsunabhängige Pauschalen. Zwar wird auch hier die Technologiewahl durch die Begünstigung nicht verzerrt. Der Einkommenseffekt verändert jedoch auch hier das Nutzenniveau, welches durch die Begünstigung steigt. Pauschale Begünstigungen wirken sich bei Unternehmen auf den Gewinn auf und verbessern (gewollt oder im Sinne eine Mitnahmeeffekts) deren Wettbewerbsfähigkeit.

Pauschalierte Begünstigungen könnten aber auch – zumindest mittelbar – Bezug zu Größen aus dem Energiesystem nehmen: Dies wäre z.B. dann der Fall, wenn die Abgrenzung der Verbrauchergruppen, die in den Genuss einer Begünstigung kommen sollen, auf Basis von Energiegrößen erfolgt, wie etwa heute bei der Definition energieintensiver Unternehmen der Fall. Zumindest für solche Verbraucher, die in der Nähe der Abgrenzungsschwelle liegen, hat eine solche Pauschale dann auch Rückwirkungen auf die Einsatz- und ggf. Investitionsentscheidungen und die Pauschale wirkt somit verzerrend.

In jedem Fall können bei pauschalierten Begünstigungen Abgrenzungsschwierigkeiten entstehen, welche Verbrauchergruppen begünstigt werden und welche nicht. Auch die Bestimmung der korrekten, möglichst effizienten Höhe der Begünstigung ist problematisch und erfordert erhebliches Wissen des Regulators. Schließlich ist zu beachten, dass es in der Natur der Pauschalierung liegt, dass die Begünstigung weniger trennscharf erfolgt. Dies könnte – je nach konkretem Ziel der Begünstigung – dazu führen, dass die pauschalierte Begünstigung selbst gerade wieder unerwünschte Verteilungswirkungen auslöst.

2.2.4.2.3 Vermeidung von Begünstigungen durch Berücksichtigung bei der Ausgestaltung von Umlagen

Grundsätzlich ist zu beachten, dass der politische bzw. gesellschaftliche Wunsch nach einer Begünstigung bestimmter Verbrauchergruppen aus den Verteilungswirkungen entstehen, die sich im Zusammenhang mit Umlagen ergeben. Entscheidet man sich bspw. basierend auf den Überlegungen aus der abstrahierten Welt 2 dafür, als näherungsweise nutzungsunabhängige Umlage pauschal Zählpunkte als Bemessungsgrundlage für eine Umlage zur Refinanzierung von Netzkosten heranzuziehen, so könnte dies zu einer vergleichsweise hohen Belastung von einkommensschwachen Haushalten kommen. Vergleichsweise meint hier, die Höhe der Belastung im Vergleich zum Haushaltseinkommen. Wird diese Belastung als zu stark empfunden, könnte der Wunsch aufkommen, dies durch Begünstigung zu kompensieren, für die dann allerdings ggf. weitere ineffiziente Verzerrungen in Kauf genommen werden müssten. Allerdings könnte der Bedarf für eine solche Begünstigung bereits von vornherein vermieden werden, wenn die potentiellen Verteilungswirkungen (und diesbezüglich gesellschaftliche Präferenzen) bereits bei der Ausgestaltung der nutzungsunabhängigen Umlagenpauschale berücksichtigt werden. Würde die Pauschale z. B. nicht Zählpunkte, sondern Netzan-schlüsse als Bemessungsgröße verwenden, so käme es zu einer anderen Verteilungswirkung, die tendenziell einkommensschwache Haushalte geringer belastet.

2.2.4.3 Refinanzierung von Begünstigungen

Aufgrund der Begünstigung von einzelnen Verbrauchergruppen werden Mindererlöse erzielt. Um eine vollständige (Re)Finanzierung, bspw. von Infrastrukturinvestitionen oder andere Finanzierungs-

bedarfe zu gewährleisten, sind diese Mindererlöse durch Mehrerlöse bei anderen Verbrauchergruppen zu kompensieren. Diese Zusatzbelastung ist nicht kostenreflexiv und damit stets mit Verzerrungen verbunden. Dabei sollte auch hier darauf geachtet werden, dass solche Bereiche belastet werden, bei denen die Preiselastizität der Nachfrage vergleichsweise gering ist (vgl. hierzu auch die Ausführungen in Abschnitt 2.2.2). Dies kann aber ggf. gerade im Widerspruch zu den Zielen der Begünstigung stehen. Wird bspw. die Belastung eher preisunelastischer Nachfragen aus sozialpolitischen Gründen als teilweise kritisch angesehen, weil dadurch z. B. einkommensschwache Haushalte vergleichsweise stark (in Bezug auf das Haushaltseinkommen) belastet werden, dann ist es gerade Ziel der Begünstigung, für diese Verbrauchergruppe, deren Belastung bei preisunelastischen Teilen der Energienachfrage zu reduzieren.

2.2.4.4 Fazit zu Begünstigungen von Verbrauchergruppen

Begünstigungen von Verbrauchergruppen führen (in einer Welt ohne Carbon Leakage) zu Verzerrungen und Ineffizienzen. Jedoch können solche Begünstigungen aus industrie- und sozialpolitischer Sicht gewünscht sein. Ist dies der Fall sind sie so auszugestalten, dass sie

- ▶ möglichst geringe Ineffizienzen im Energiesystem hervorrufen und
- ▶ Zielgerichtet in Bezug auf den verfolgten politischen Zweck sind.

Zur Ausgestaltung von Begünstigungen können folgende generalisierten Aussagen getroffen werden:

- ▶ **Nutzungsabhängige Befreiungen** führen zu Verzerrungen, da begünstigte Anwendungen, Techniken oder Nutzer niedriger belastet werden als die übrigen Verbraucher. Dies entfaltet eine verzerrende Wirkung im Hinblick auf Einsatz- und Investitionsentscheidungen und gilt für nicht kostenreflexiven Umlagen und kostenreflexiven Entgelte gleichermaßen.
- ▶ **Nutzungsabhängige Befreiungen von effizienten Entgelten** führen zu Verzerrungen. Sie sind so auszugestalten, dass die Verzerrungen möglichst geringgehalten werden, also die Technologiewahl möglichst nicht beeinflusst wird. Eine mögliche Ausgestaltungsvariante ist eine auf Nutzenergie bezogene negatives Entgelt (Entgeltbefreiung).
- ▶ **Finanzierung von Begünstigungen:** Die Begünstigung von einzelnen Verbrauchergruppen verursacht i.d.R. Mindererlöse, die durch Mehrerlöse bei anderen Verbrauchergruppen zu kompensieren sind. Diese Zusatzbelastung ist nicht kostenreflexiv und damit stets mit Verzerrungen verbunden.
- ▶ **Befreiungen an Ramsey-Pricing ausrichten?** Bei nutzungsabhängigen Befreiungen von Umlagen (im Gegensatz zu kostenreflexiven Entgelten) sind die resultierenden Ineffizienzen, wenn sie im Sinne eines Ramsey-Pricing ausgestaltet werden und preissensitive Anwendungsbereiche betreffen, vergleichsweise gering.
- ▶ **Pauschalierte Begünstigungen** wirken, wenn sie unabhängig von Größen aus dem Energiesystem ausgestaltet sind, ähnlich wie nutzungsunabhängige Pauschalen bzw. Umlagen. Die Technologiewahl durch die Begünstigung wird nicht verzerrt. Der Einkommenseffekt bei privaten Haushalten verändert jedoch das Nutzenniveau und damit die volkswirtschaftliche Wohlfahrt; bei Unternehmen verändert sich die Gewinnsituation.
- ▶ **Ungewollte Schwellenwerteffekte:** Pauschalierte Begünstigungen mit Bezug zu Größen aus dem Energiesystem können durch Schwellenwert-Effekt ähnliche oder ggf. auch stärker verzerrend sein wie nutzungsabhängige Begünstigungen und eine verzerrende Wirkung im Hinblick auf Einsatz- und Investitionsentscheidungen entfalten. Besonders Unternehmen in der Nähe der Abgrenzungsschwelle sind betroffen.
- ▶ **Begünstigungen erfordern Wissen:** (Pauschalierte) Begünstigungen erfordern erhebliches regulatorisches Wissen, da sowohl die Abgrenzung der begünstigten Verbrauchergruppen als auch die Bestimmung der optimalen Höhe der Begünstigung komplex ist.

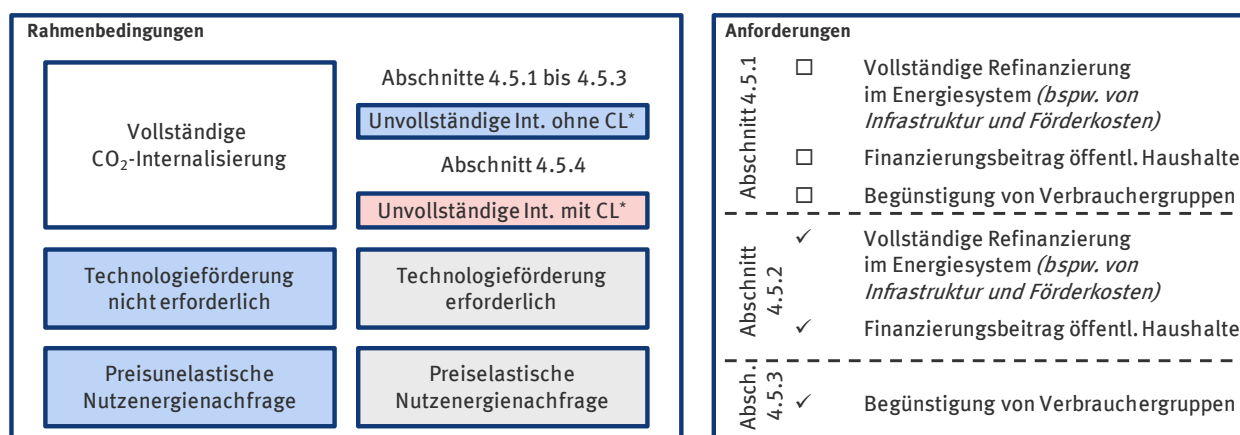
2.2.5 Welt 5: Welt mit (unvollständiger) Internalisierung von Klimaschadenskosten

Für die bisher analysierten abstrahierten Welten wurde von einer vollständigen Internalisierung von Klimawirkungen ausgegangen. Damit wurde unterstellt, dass die mit der Bereitstellung von Nutzenergie verbundenen und vom gewählten Bereitstellungspfad abhängigen Klimaschadenskosten vollständig in Marktpreisen abgebildet sind und auf diese Weise von den Verursachern getragen werden. Gleichzeitig blieben mögliche Einnahmen aus einer Bepreisung von THG-Emissionen annahmegemäß unberücksichtigt.

Mit der abstrahierten Welt 5 nähert sich die Analyse ein Schritt weit der Realität an. Es werden die Auswirkungen einer unvollständigen Internalisierung ebenso betrachtet Instrumente zur Bepreisung von THG-Emissionen. Ein zentrales Merkmal der gegenwärtigen klimapolitischen Diskussion kann damit aufgegriffen werden und in den breiteren Kontext der untersuchten Zielmodelle gestellt werden.

Ansonsten werden für diese abstrahierte Welt in einem ersten Analyseschritt keine weiteren Anforderungen betrachtet (Abschnitt 2.2.5.1). Erst im zweiten Schritt wird zusätzlich in Betracht bezogen, welche Auswirkungen Finanzierungsanforderungen haben (Abschnitt 2.2.5.2). Effekte, die durch ein im Vergleich zum nationalen Ambitionsniveau niedrigeres internationales Ambitionsniveau entstehen, werden in einem abschließenden Schritt betrachtet (Abschnitt 2.2.5.3). Die mit dieser abstrahierten Welt untersuchten Rahmenbedingungen und Anforderungen fasst Abbildung 37 zusammen.

Abbildung 37: Abstrahierte Welt 5 zur Analyse einer unvollständigen Internalisierung und Zielmodellen mit Bepreisung von THG-Emissionen



*Unvollständige Int. ohne/mit CL = unvollständige CO₂-Internalisierung
ohne / mit Carbon Leakage

Quelle: eigene Darstellung

2.2.5.1 Instrumente zur Internalisierung

Eine unvollständige Internalisierung von Klimaschadenskosten bedeutet, dass Emittenten von Treibhausgasen nicht alle Kosten tragen, die ihre Emissionen durch Klimawirkungen verursachen. Für Sektorkopplungstechniken bedeutet dies eine Benachteiligung, da fossilen Konkurrenztechniken ihre Klimaschadenskosten nicht angelastet werden und sie für den Anwender daher günstig sind. Der Klimanutzen von Sektorkopplungstechniken kommt daher nicht voll zur Geltung und sie setzen sich im Ergebnis ggf. nicht durch.

Die Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplungstechniken können behoben werden, wenn eine Internalisierung von Klimaschadenskosten stattfindet und diese Kosten den Emittenten als Verursa-

chern angelastet werden. In der Umweltökonomie werden insbesondere Mengen- oder Preisinstrumente als Möglichkeit gesehen über Mengenvorgaben (z.B. durch einen Emissionshandel) bzw. Preisvorgaben (z.B. mit Hilfe einer Besteuerung von THG-Emissionen) eine Internalisierung zu erreichen. Bei ihrer Implementierung eines solchen Instruments bestehen verschiedene Herausforderungen. Im Hinblick auf Anreize für strombasierte Sektorkopplungstechniken sind zwei Aspekte besonders relevant:

- ▶ Festlegung der vom Preis- oder Mengeninstrument abgedeckten Emissionen: Unter Effizienzgesichtspunkten wäre grundsätzlich ein (möglichst) alle Emissionen umfassendes Instrument zu bevorzugen.¹²⁶ Sind nicht alle Emissionen (bzw. Emissionsquellen / Emittenten) in ein und demselben Instrument erfasst, so sollten zumindest alle Emissionen vom Instrumentenbündel insgesamt adressiert werden. Hierbei ist sicherzustellen, dass über alle Instrumente hinweg ein vergleichbares Internalisierungsniveau (CO₂-Preis) erreicht wird. Ist dies nicht gewährleistet, können Verzerrungen entstehen, wenn für eine Anwendung unterschiedliche Bereitstellungswege für die erforderliche Nutzenergie miteinander konkurrieren, von denen manche von einem Internalisierungsinstrument erfasst sind und andere nicht bzw. zu einem anderen CO₂-Preis. Die beschriebene Konkurrenz unterschiedlicher Bereitstellungswege liegt bei Sektorkopplung vor. Ein Beispiel für die bestehenden Verzerrungen im heutigen System ist ungleiche Behandlung von Strom und Gas bei Haushaltsendverbräuchern. Während Emissionen bei der Stromerzeugung über den Kraftwerkssektor weitgehend vom EU-Emissionshandel erfasst sind und damit zumindest eine teilweise Internalisierung¹²⁷ über die Marktpreise für Strom stattfindet, ist die Verbrennung von Erdgas in privaten Heizungsanlagen nicht vom EU-ETS erfasst.¹²⁸ Wärmebereitstellung hat der Brennwertkessel folglich einen (verzerrenden) Vorteil gegenüber der Wärmepumpe. Die Einbindung der Verbrennung von Gas in ein (weiteres) Internalisierungsinstrument würde dieses Problem beheben.
- ▶ Umgang mit negativen Emissionen: Zumindest bei hohen Dekarbonisierungszielen dürften auch Optionen mit sogenannten „negativen Emissionen“ technisch und ökonomisch relevant werden. Hierzu zählen Technologien wie die CO₂-Abscheidung (Carbon-Capture-and-Storage, CCS, ggf. in Verbindung mit Biomasseeinsatz bei der Verbrennung, Bio-Energy with CCS, BECCS), aber auch – und für Sektorkopplung besonders relevant – Optionen, bei denen als Zwischenschritt zunächst CO₂ gebunden und dann bei der Verbrennung wieder freigesetzt wird. Hierzu zählen z. B. die Sektorkopplungsanwendung Power-to-Gas- bzw. Power-to-Fuel-Prozesse. Zur Vermeidung von Verzerrungen ist eine Berücksichtigung von negativen Emissionen (ggf. auch nur als Zwischenschritt) erforderlich. Dies könnte z. B. durch Gutschriften von Emissionsberechtigungen im Falle des Erzeugens negativer Emissionen erfolgen.

Durch Mengen- und Preissteuerungsinstrumenten können bei der Internalisierung gleichermaßen Einnahmen für die öffentliche Hand erzielt werden, die in Bezug auf Finanzierungsanforderungen des Energiesystems oder auch der öffentlichen Hand allgemein nutzbar sind, vgl. auch Kap. 2.2.5.2.

¹²⁶ Dies gilt bei Annahme im ökonomischen Sinne vollständig rational handelnder Akteure. Treten in der Verhaltensökonomie untersuchte Phänomene eingeschränkter Rationalität hinzu, so kann für das Erreichen ökonomischer Effizienz eine differenzierte Behandlung unterschiedlicher Emissionsquellen bzw. Emittenten erforderlich sein. In dieser Konzeptstudie wird jedoch ökonomisch rationales Verhalten für alle Akteure im Energiesystem angenommen.

¹²⁷ Zu hinterfragen wäre, ob die über den EU-ETS vorgegebenen Mengenziele einer adäquaten Internalisierung entsprechen. Dies ist aber für den grundsätzlichen, hier diskutierten Effekt unerheblich.

¹²⁸ Allerdings könnte man die Belastung von Erdgas mit der Energiesteuer als Preisinstrument für eine Internalisierung verstehen. Dieser Effekt wird hier zunächst vernachlässigt, aber in Abschnitt 4.5.2 noch einmal aufgegriffen. Die Belastung von Erdgas mit der Energiesteuer ist heute zudem vergleichsweise gering.

Es ist nicht Ziel dieses Vorhabens und dieser Konzeptstudie umfassend zu beleuchten, wie mit dem – auch jenseits der Frage einer effizienten Entwicklung der Sektorkopplung sehr relevanten – Problem einer unvollständigen Internalisierung umgegangen werden sollte. Hierzu gibt es in der Umweltökonomie eine breite und umfassende Forschung.¹²⁹ Mengen- und Preisinstrumente haben spezifische Vor- und Nachteile, die in dieser Konzeptstudie nicht weiter untersucht werden. Grundsätzlich wirken Instrumente zur Mengen- oder Preissteuerung im Hinblick auf Sektorkopplungstechniken sehr ähnlich, wenn sie zu einem wirksamen CO₂-Preis führen und Klimaschadenskosten internalisieren.

Box 3: Internalisierung jenseits von Mengen- und Preisinstrumenten?

Neben Preis- und Mengeninstrumenten besteht ein weiterer Ansatz in stärker administrierten Instrumenten, die darauf abzielen, die effizienzmindernden Effekte einer unvollständigen Internalisierung zu kompensieren. Dabei ist einerseits eine technologie- oder energieträgerspezifische Förderung denkbar, bei der CO₂-freie oder wenigstens -arme Technologien (oder Energieträger) eine Förderung in Form von Investitions- und/oder Betriebszuschüssen erhalten. Die Förderung soll Verzerrungen, die zu einem Wettbewerbsnachteil für diese Technologien oder Energieträger führen, kompensieren.¹³⁰ Andererseits sind über das Ordnungsrecht Vorgaben zu maximal zugelassenen Emissionen für Anwendungen oder Techniken denkbar. Solche Emissionsnormen besitzen stets eine mehr oder weniger starke Spezifität in Bezug darauf, welchen Akteuren, Technologien oder auch Nutzergruppen sie auferlegt werden.

In Bezug auf eine effiziente Entwicklung von Sektorkopplungstechniken sind im Zusammenhang mit diesen Instrumenten folgende Aspekte besonders relevant:

- Eine Technologieförderung kann – anders als ein Mengen- oder Preisinstrument – bereits aus theoretischen Erwägungen ökonomische Effizienz nicht vollständig erreichen. Zwar können die Wettbewerbsverzerrungen im Vergleich der verschiedenen Technologien (oder allgemeiner: Bereitstellungswege von Nutzenergie) durch eine Technologieförderung zumindest theoretisch ausgeglichen werden. Eine tatsächliche Internalisierung externer Kosten in dem Sinne, dass die Verursacher von Emissionen die dadurch entstehenden Schäden als Kosten in ihr ökonomisches Entscheidungskalkül einbeziehen, erfolgt aber weiterhin nicht. Stattdessen „verbilligt“ die Technologieförderung bestimmte Bereitstellungspfade und kann leicht zu Übernutzungsanreizen und damit Ineffizienzen führen. Auch die Festlegung von Emissionsnormen birgt Effizienzrisiken, wenn die von der Emissionsnorm erfassten Emittenten unterschiedliche Vermeidungskosten aufweisen und teurere Vermeidungsoptionen gegenüber günstigeren bevorzugt werden. Auch entstehen Effizienzrisiken aus unterschiedlichen Vermeidungskosten bei Gruppen von Emittenten, die von unterschiedlichen Normen erfasst werden. Ein Beispiel sind etwa die (mittelbar) über die Energieeinsparverordnung (EnEV) gemachten Emissionsvorgaben für Gebäude im Vergleich zu Pkw-Flottengrenzwerte. Sind Emissionsminderung im Gebäudebereich günstiger zu erreichen als im Verkehrssektor, dann würde auch dies Ineffizienzen zur Folge haben.

¹²⁹ Jedenfalls sind dies die nach heutigem Stand der Debatte in der Umweltökonomie als first-best-Lösungen grundsätzlich diskutierten Instrumente. Als theoretisches Idealmodell wird zuweilen auch die Etablierung umfassender Eigentumsrechte diskutiert (Coase-Theorem). Es herrscht aber weitgehender Konsens, dass dieses Konzepts nicht umsetzbar ist, da die hierfür erforderlichen Voraussetzungen in der Praxis nicht vorliegen (vgl. etwa Erdmann (2008)). Dieser Ansatz wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet.

¹³⁰ Hier wird eine Technologieförderung ausschließlich unter dem Aspekt der Kompensation einer unvollständigen Internalisierung betrachtet. In der Realität wird eine Technologieförderung häufig damit begründet, dass zusätzlich (oder auch insbesondere) positive Effekte im Hinblick auf die dynamische Effizienz erreicht werden. Dies wird zunächst noch ausgeblendet, dann aber als weiterer Effekt in Abschnitt 4.6 wieder aufgegriffen.

- ▶ Potentielle neue Verzerrungen resultieren auch aus der Tatsache, dass eine möglichst effiziente Technologieförderung erhebliches regulatorisches Wissen erfordert. Der Regulator muss nicht nur einschätzen können, welche Technologien überhaupt einer Förderung bedürfen, in dem Sinne, dass sie einen Wettbewerbsnachteil aufgrund der Verzerrung durch eine unvollständige Internalisierung erfahren.¹³¹ Auch die Festlegung der richtigen Höhe der Förderung erfordert umfassendes regulatorisches Wissen. Hiervon können insbesondere Sektorkopplungstechniken betroffen sein, wenn durch die Förderung ein ineffizienter Technologiemarkt beanreizt wird.
- ▶ Das hohe Maß an erforderlichem regulatorischem Wissen und die notwendige hohe Spezifität sowohl der Technologieförderung aber auch von Emissionsnormen sind aus institutionenökonomischer Sicht außerdem mit dem Risiko eines „rent-seeking“ verbunden, also des Versuchs von Akteuren, die Ausgestaltung des Instruments zu ihren Gunsten zu beeinflussen. Hierunter können auch (effiziente) Sektorkopplungstechniken leiden.
- ▶ Durch die Technologieförderung entsteht ein neuer Refinanzierungsbedarf, der wie andere nicht reflexive Kosten finanziert werden muss, siehe abstrahierte Welt 1. Ein Vorteil von Grenzwerten bzw. Normen besteht darin, dass diese keine direkten fiskalischen Wirkungen haben, d. h. kein Finanzierungsbedarf durch Förderkosten entsteht.

Es ist denkbar, dass zur Erzielung einer möglichst vollständigen Internalisierung verschiedene der zuvor diskutierten Instrumente zur Anwendung kommen. Je mehr Instrumente gleichzeitig auf eine Entscheidung (eine Anwendung, einen Nutzer, einen Sektor) wirken, desto komplexer werden die Wechselwirkungen zwischen den Instrumenten. Desto wahrscheinlicher werden damit auch Fehlparametrierungen und -anreize, die dann Verzerrungen und Ineffizienzen zur Folge haben. Insofern erscheint ein sparsamer Umgang mit der Zahl an eingesetzten Instrumenten empfehlenswert, um Ineffizienzen zu vermeiden, die aus nicht aufeinander abgestimmten Instrumenten resultieren. Auch zur Steuerung von Verteilungseffekten, was alleine schon aus Akzeptanzgründen erforderlich sein dürfte, und um verhaltensökonomisch Phänomene zu adressieren, wird aber in realen Systemen ein Instrumentenmix eine wichtige Option sein.

2.2.5.2 Auswirkungen von Finanzierungsanforderungen

Betrachtet man neben der Internalisierung auch Finanzierungsanforderung innerhalb des Energiesystems, so ermöglichen die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung (und der allgemeinen Bepreisung von THG-Emissionen auf Grund von Mengen- oder Preisinstrumenten) weitere Optionen für die Ausgestaltung eines Zielmodells. Neben Überlegungen aus dem vorherigen Abschnitt sowie den grundsätzlichen, bei der Diskussion der abstrahierten Welt 2 gewonnenen Erkenntnissen zur Wirkung von Finanzierungsanforderungen, sind folgende Aspekte relevant:

- ▶ Preisinstrumente und je nach Ausgestaltung der Erstzuteilung auch Mengeninstrumente führen zu Einnahmen für den Staat / Regulator. Diese können genutzt werden, um Finanzierungsanforderungen zumindest teilweise zu erfüllen und somit den Umfang notwendiger Umlagen im Energiesystem und damit verbundener Verzerrungen zu verringern.¹³²

¹³¹ Dies bezieht sich nicht nur auf bereits verfügbare Technologien. Auch zukünftigen Technologien muss zumindest abstrakt in Aussicht gestellt werden, dass sie eine Förderung erhielten, sobald sie in den Markt eintreten.

¹³² Allerdings lässt sich zeigen, dass idealtypische Preisinstrumente, wie eine Pigou-Steuer, nur dann nicht nur eine Pareto-effiziente Konsummenge durchsetzen, sondern auch tatsächlich eine Pareto-Verbesserung herbeiführen, wenn die Einnahmen aus der Pigou-Steuer an die Akteure ausgezahlt werden, denen der Schaden aufgrund des externen Effekts entsteht (s. etwa Wigger (2006)). Hierbei handelt es sich aber lediglich um einen Verteilungseffekt, der in Bezug auf die Bewertung ökonomischen Effizienz, wie sie in dieser Konzeptstudie verwendet wird, keine Auswirkungen hat.

- Der vorhergehende Gedanke lässt sich auch anders formulieren: Die Notwendigkeit zur Erhebung von Umlage kann genutzt werden, um implizit ein Preisinstrument zur Internalisierung von Klimawirkungen zu etablieren. Dazu müssten klimaschädliche Emissionen zur Bemessungsgrundlage der Umlage gemacht werden oder die Umlage sich an der Klimawirkung des belasteten Energieträgers orientieren. Die Umlage würde dann keine Verzerrungen erzeugen, sondern im Gegenteil Verzerrungen aus einer unvollständigen Internalisierung abbauen. Allerdings ist weder sichergestellt, dass auf diesem Wege eine vollständige Internalisierung erreicht wird – die resultierende spezifische Umlage in € pro t CO₂ kann kleiner oder auch größer als der „richtige“ Wert für z. B. eine CO₂-Steuer sein – noch ist sichergestellt, dass auf diesem Wege eine vollständige Erfüllung der Finanzierungsanforderungen erreicht wird. Der Grund hierfür ist, dass das Aufkommen bei sehr großer spezifischer Umlagehöhe aufgrund der starken Anreize zur Emissionsreduktion rückläufig sein kann.

2.2.5.3 Auswirkungen international unterschiedlicher Ambitionsniveaus (Carbon Leakage)

Unter Carbon Leakage wird die Substitution von CO₂-ärmerer inländischer Produktion durch CO₂-intensivere ausländische Produktion verstanden. Emissionsquellen werden somit von Deutschland ins Ausland verlagert. Voraussetzung hierfür ist eine preiselastische Nachfrage für zumindest einen Teil der inländischen Nutzenergienachfrage¹³³, nämlich diejenige, die ins Ausland verlagert werden kann.

Ursache für den Verlagerungseffekt ist ein im Ausland klimapolitisch geringeres Ambitionsniveau (oder eine unvollständige Internalisierung im Ausland. Daraus resultiert eine Verzerrung (und entsprechende Ineffizienzen), die vergleichbar sind zu denen, die innerhalb von Deutschland entstehen würden, wenn eine unvollständige Internalisierung dergestalt vorliegen würde, dass nur ein Teil der Emissionen (bzw. Emittenten, Anwendungen oder Energieträger) von einem Preis- oder Mengeninstrument erfasst wird. Diesbezügliche Effekte werden grundsätzlich bereits in Abschnitt 2.2.5.1 diskutiert.

Im Fall des Carbon Leakage sind per Definition Lösungsoptionen ausgeschlossen, bei denen die nicht (oder nicht in gleichem Umfang) erfassten Emissionen stärker direkt einbezogen werden. Um die ineffiziente Substitution emissionsärmerer, ökonomisch effizienterer inländischer Produktion durch ausländische Produktion zu vermeiden, kommen daher grundsätzlich zwei Optionen in Frage:

- Bestünde die Substitution darin, dass inländisch produzierte Güter, die auch im Inland nachgefragt werden, ggf. durch Importe ersetzt werden, so könnte die Verzerrung aufgrund einer unvollständigen Internalisierung im Ausland durch Zölle („border tariffs“) kompensiert werden. Diese wirken wie ein Preisinstrument. Allerdings ist die Parametrierung deutlich komplexer als bei einem Preisinstrument mit dem direkt beim Anfallen der Emission angesetzt werden könnte, da die Emissionsintensität bereits produzierter Güter ermittelt werden müsste. Die bei der Produktion angefallenen Emissionen, zumal im Ausland angefallen, dürften in vielen Fällen für einen nationalen Regulator kaum genau zu bestimmen sein.
- Bestünde die Substitution hingegen darin, dass inländisch produzierte Güter, die exportiert würden, stattdessen ggf. im Ausland produziert werden, so könnte die Verzerrung durch eine Förderung der Exportgüter kompensiert werden. Hierfür kämen insbesondere Exportsubventionen in Frage, die die Verzerrung monetär ausgleichen.

¹³³ Diese Konzeptstudie befasst sich nur mit dem Energiesystem. Von dem Effekt des Carbon Leakage betroffen sein können gleichwohl auch Emissionen in anderen Bereichen, insbesondere Prozessemissionen.

Insgesamt ist das Phänomen des Carbon Leakage für die Ausgestaltung von wirksamen und effizienten Internalisierungsinstrumenten zwar sehr relevant, eine besondere Rolle dieses Effekts im Hinblick auf die Ausgestaltung eines effizienten Ordnungsrahmens für Sektorkopplung ist allerdings nicht erkennbar.

2.2.5.4 Fazit für das Zielmodell einer abstrahierten Welt mit unvollständiger Internalisierung

Eine unvollständige Internalisierung von Klimaschadenskosten benachteiligt Sektorkopplungstechniken. Verzerrungen können behoben werden, wenn eine Internalisierung von Klimaschadenskosten stattfindet und diese Kosten den Emittenten als Verursachern angelastet werden:

- ▶ **Preis- und Mengeninstrument** sind grundsätzlich geeignet, eine vollständige Internalisierung umzusetzen. Gegenüber einer Ausgangssituation mit unvollständiger Internalisierung verbessert dies die Effizienz des Energiesystems. Wichtig sind eine umfassende Berücksichtigung von THG-Emissionen, da sonst besonders Sektorkopplungstechniken behindert werden können. Auch sind sachgerechte Regeln für negative Emissionen erforderlich, insb. in Verbindung mit Sektorkopplungstechniken, ggf. als Teil einer mehrstufigen Null-Emissions-Kette (CO₂-Bindung als negative Emission und spätere wieder Freisetzung).
- ▶ Die **Internalisierung ermöglicht Einnahmen für den Staat**, die eingesetzt werden können, um Finanzierungsanforderungen teilweise oder ggf. auch vollständig zu erfüllen. Notwendige Umlagen zur Finanzierung im Energiesystem lassen sich ebenso verringern wie die mit diesen Umlagen verbundenen Verzerrungen. Dieser Gedanken lässt sich auch anders formulieren: Die Notwendigkeit zur Erhebung von Umlage kann genutzt werden, um implizit ein Preisinstrument zur Internalisierung von Klimawirkungen zu etablieren. Dazu müssten THG-Emissionen zur Bemessungsgrundlage der Umlage gemacht werden. Es gibt jedoch keinen Automatismus, so dass eine vollständige Internalisierung und eine vollständige Erfüllung der Finanzierungsanforderungen stets gemeinsam erreicht werden. Neben der Internalisierung bedarf es also i.d.R. auch einer Umlage, die allein auf die Finanzierung ausgerichtet ist.
- ▶ **Ordnungsrecht und Förderinstrumente:** Alternativ oder – sofern mit dem Mengen- oder Preisinstrument keine vollständige Internalisierung umgesetzt wird – ergänzend sind Emissionsnormen / Grenzwerte und Technologieförderungen als Internalisierungsinstrumente denkbar. Diese Instrumententypen erfordern jedoch erhebliches regulatorisches Wissen und bergen daher Effizienzrisiken, auch wegen der Gefahr eines „rent seeking“.
- ▶ **Wechselwirkung der Instrumente:** Grundsätzlich ist zu beachten, dass die Wechselwirkungen zwischen Instrumenten umso komplexer werden je mehr Instrumente gleichzeitig auf eine Entscheidung (eine Anwendung, einen Nutzer, einen Sektor) wirken. Damit steigt auch die Wahrscheinlichkeit von Fehlparametrierungen / -anreizen, die dann Verzerrungen und Ineffizienzen zur Folge haben können.

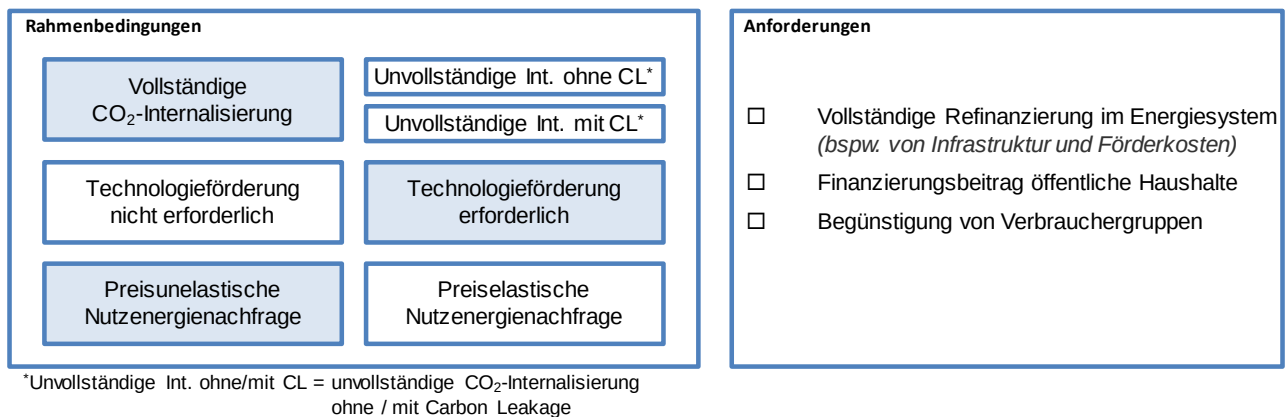
2.2.6 Welt 6: Welt mit Technologieförderung zur Erzielung dynamischer Effizienz

In den zuvor dargestellten Welten wurde stets angenommen, dass technologisches Lernen keiner expliziten Technologieförderung bedarf um dynamische Effizienz zu erreichen. Wie in Kapitel 2.1 dargestellt, ist begründbar, dass für (dynamische) Effizienz die Förderung von Technologien erforderlich ist. Ohne Technologieförderung blieben bestimmte Potentiale technologischen Lernens unerschlossen, die aber Voraussetzung für das Erreichen ökonomischer Effizienz sind. In dieser abstrahierten Welt wird deshalb die Annahme getroffen, dass auch bei einem möglichst verzerrungsfreien Wettbewerb eine Anschubfinanzierung zur Förderung von Innovationen notwendig ist.

Oftmals wird zudem argumentiert, dass eine spezifische Förderung einzelner Technologien ein geeignetes Instrument sei um die aus unvermeidbaren bzw. bestehenden Verzerrungen resultierende Hemmnisse zu kompensieren. In dem hier verfolgten Ansatz wird davon ausgegangen, dass keine historisch gewachsenen Verzerrungen existieren.

Aus Gründen der Komplexitätsreduktion wird in Welt 6 keine weitere Anforderung hinsichtlich der Refinanzierung der Fördergelder gestellt (vgl. Abbildung 38).¹³⁴

Abbildung 38: Abstrahierte Welt 6 zur Analyse der Auswirkungen von Technologieförderung



Quelle: eigene Darstellung

2.2.6.1 Notwendigkeit zur Förderung von Innovationen

Bezüglich der Notwendigkeit zur Förderung von Innovationen existieren drei Hauptgründe (vgl. UBA (2008), Lehmann et al. (2017)):

- Internalisierung von externen Effekten, bspw. zur Erreichung von Klimazielen,
- Technologiemarktversagen durch Spillovereffekte,
- Überschätzung von Investitionsrisiken durch private Investoren (Kapitalmarktversagen).

Sind die externen Kosten des Klimawandels, wie in Welt 5 beschrieben, nicht adäquat in den Marktpreisen enthalten, können sie über unterschiedliche Instrumente internalisiert werden (vgl. Abschnitt 2.2.5). In der hier betrachteten abstrahierten Welt wird jedoch vollständige Internalisierung angenommen, so dass die Erreichung von Klimazielen als Begründung für eine Förderung wegfällt.

Ein weiterer möglicher Grund für Technologieförderung können die mit technologischem Fortschritt verbundenen Lernprozesse sein, die nicht vollständig durch Patente etc. geschützt werden können. Aus privaten Anstrengungen, bspw. in der Batterieforschung, resultiert ein öffentliches Gut, von dem nicht nur das Unternehmen profitiert, dass in den Lernprozess investiert hat, sondern über Spillovereffekte auch andere Unternehmen (vgl. Lehmann et al. (2017)).

¹³⁴ Im Zusammenhang mit der abstrahierten Welt 5 wurde bereits herausgearbeitet, welche zusätzliche Abwägungsfrage sich durch eine zusätzliche Refinanzierungsanforderung in Bezug auf die Kosten der Technologieförderung stellt: Die erwarteten Vorteile aus der Technologieförderung sind gegen die Nachteile aus den – je nach Ausgestaltung – mit der Refinanzierung verbundenen Verzerrungen durch erforderliche Umlagen abzuwägen. Diese Überlegungen würden auch für eine Technologieförderung wie hier betrachtet gelten, also mit dem Ziel des Erreichens von technologischem Lernen.

Zudem wird in UBA (2008) und Lehmann et al. (2017) argumentiert, dass eine Förderung einzelner Technologien notwendig sein kann, da private (insb. risikoaverse) Investoren die tatsächlichen Investitionsrisiken, aufgrund von asymmetrischer Information und hohen Transaktionskosten, überschätzen. Dies verhindere, dass sich innovative Umwelttechnologien durchsetzen. Daher könne über die Kompensation der höheren Kapitalkosten durch staatliche Förderung einzelner Technologien der soziale Nutzen erhöht und somit Verzerrungen reduziert werden (vgl. UBA (2008) und Lehmann et al. (2017)). Bezogen auf Sektorkopplung können Risikoaufschläge bspw. aufgrund von Unsicherheiten bzgl. der zukünftigen Entwicklung Stromgroßhandelspreisen oder politischer Rahmenbedingungen auftreten. Da sich die Investitionsrisiken und deren Bewertung durch private Investoren je nach Technologie unterscheiden, plädieren Lehmann et al. (2017) für eine technologiespezifische Förderung.

Folgt man diesen Überlegungen, dann könnten durch eine Förderung der richtigen Technologien Ineffizienzen vermieden werden. Ausschlaggebend dafür ob und in welchem Maße Ineffizienzen tatsächlich vermieden werden können sind die Wahl des Instruments sowie dessen Ausgestaltung. Im Folgenden werden innovationspolitische Instrumente zur Förderung von Innovationen und deren wesentliche Ausgestaltungsmerkmale vorgestellt und im Hinblick auf potentielle Verzerrungen diskutiert.

2.2.6.2 Instrumente zur Förderung von Innovationen

Tabelle 6 gibt einen Überblick über Innovationspolitiken zur Förderung von Umweltinnovationen. Es wird zwischen marktbasierten Instrumenten zur allgemeinen Förderung des technischen Fortschritts, Instrumenten zur Förderung spezifischer Innovationen und flankierenden Maßnahmen unterschieden. Sie werden in unterschiedlichen Phasen von der Invention zur Diffusion eingesetzt.¹³⁵

Marktbasierende Instrumente zur allgemeinen Förderung des technischen Fortschritts, wirken in allen Innovationsphasen. Zu ihnen zählen Umweltabgaben und handelbare Umweltrechte, wie sie zum Teil bereits in Welt 5 beschrieben wurden. Sie werden insbesondere zur Internalisierung von externen Effekten zur Vermeidung oder Reduzierung von Verzerrungen, bspw. durch die unvollständige Internalisierung von Klimaschadenskosten, eingesetzt (vgl. UBA (2008)). Allerdings sind marktbasierenden Instrumente *"vergleichsweise grobe Instrumente um Innovationen zu fördern. Sie korrigieren zwar Preise und setzen volkswirtschaftlich richtige Signale, können jedoch auch unerwünschte ökonomische und soziale Nebenwirkungen verursachen und geben die Richtung nur grob vor."* (UBA (2008)) Die Wirkungen von marktbasierenden Instrumenten zur Internalisierung von Klimakosten auf Sektorkopplungstechniken wird in Abschnitt 2.2.5 beschrieben.

Tabelle 6: Umwelt- und Innovationspolitiken zur Förderung von Umweltinnovationen¹³⁶

Instrument/ Phase	Invention	Markteinführung	Diffusion
a) Marktbasierende Instrumente zur allgemeinen Förderung des umwelttechnischen Fortschritts			
Abgaben	Marktbasierende Instrumente wirken dezentral auf alle Innovationsphasen.		

¹³⁵ In UBA (2008) wird der Innovationsprozess (idealisiert) in die drei Phasen "Invention", "Markteinführung" und "Diffusion". In anderen Modellen werden teilweise vier Phasen, mit einer Innovationsphase zwischen Invention und Markteinführung unterschieden (vgl. bspw. Kollmann (2009)). Flankierende Maßnahmen wirken lediglich in der Diffusionsphase. Sie sind daher wenig geeignet dynamische Effizienz zu fördern. Daher werden sie hier der Vollständigkeit halber aufgeführt, werden im Folgenden aber nicht weiter diskutiert.

Handelbare Nutzungsrechte	Produktionsfaktor Umwelt wird relativ verteuert, Substitutionsprozesse zu anderen Produktionsfaktoren.		
Haftungsrecht			
b) Instrumente zur Förderung spezifischer Technologien			
Spezifische Programme zur Technologieförderung (direkte Projektförderung)	Direkte FuE-Förderung	Direkte Förderung der Markteinführung	Direkte Förderung der Diffusion
Förderung von Unternehmensnetzwerken, Technologietransfer	Inventionsförderungsnetzwerke	Netzwerke zur Markteinführung	Netzwerk zur Diffusion (insb. für KMU)
Ordnungsrecht	Technology Forcing		Festsetzung von Zielen, Standards nach dem Stand der Technik
Selbstverpflichtungen			
Staatliche Fördermaßnahmen		Förderung bestimmter Technologien (Bsp. EEG)	
c) Flankierende Maßnahmen (Diffusionsphase), bspw. Umweltmanagementsysteme o. Öko-Label			

Quelle: basierend auf UBA 2008

Zur Vermeidung von unerwünschten Nebenwirkungen werden häufig nicht-marktbasierte Instrumente zur Förderung spezifischer Innovationen bzw. Technologien eingesetzt (vgl. Tabelle 6). Beispiele solcher Förderinstrumente für Sektorkopplung sind Forschungsförderprogramme wie die Schaufenster Elektromobilität oder auch Marktanreizprogramme für Wärmepumpen. Nicht-marktbasierte Instrumente lassen sich in der Regel einfacher politisch durchsetzen als marktbasierte Instrumente. Sie umfassen unter anderen spezifische Programme zur Technologieförderung, ordnungsrechtliche Instrumente, wie die Festsetzung von Standards, oder staatliche Maßnahmen zur Förderung bestimmter Technologien, wie Investitions- und Betriebskostenzuschüsse bzw. Privilegierungen bei staatlich veranlassten Preisbestandteilen.

Das Ausmaß möglicher verzerrungsmindernden oder -erhöhenden Wirkungen insbesondere bei Instrumenten zur Förderung spezifischer Technologien hängt sehr stark von der Ausgestaltung der Förderinstrumente ab. Im folgenden Abschnitt wird daher auf die wesentlichen Aspekte, die bei der Ausgestaltung von Technologieförderinstrumenten im Hinblick auf mögliche Verzerrungswirkung relevant sind, eingegangen. Der Fokus liegt dabei auf Instrumenten zur Förderung spezifischer (Sektorkopplungs-)Technologien.

2.2.6.3 Ausgestaltung von Instrumenten zur Förderung bestimmter Technologien

Das Ausmaß der Verzerrungen, die durch Instrumente zur Förderung bestimmter Technologien entstehen, ist stark von der konkreten Ausgestaltung der Instrumente abhängig. Im Rahmen der Konzeptstudie wird zunächst auf Wirkungen eingegangen, die sich aus der Wahl bestimmter Ausprägungen von Ausgestaltungsmerkmalen ergeben. Allgemeine Aussagen, ob ein spezifisches Instrument, mit einer bestimmten Ausgestaltung stärker oder weniger stark verzerrend wirkt als ein anderes sind

daraus nicht ableitbar. Tabelle 7 fasst die wesentlichen Aspekte zusammen, die bei der Ausgestaltung von Instrumenten zur Technologieförderung zu beachten sind.¹³⁷

Tabelle 7: Ausgestaltung von Instrumenten zur Technologieförderung

Ausgestaltungsmerkmal	Mögliche Ausprägungen
Technologiespezifikation	• Technologiespezifisch • Technologieübergreifend
Bestimmung der Förderhöhe	• Administrativer Prozess • Marktbasierte Bestimmung (bspw. ausschreibungs-basierte Bestimmung von Einspeiseprämien oder -tarifen oder Zertifikats- und Strompreise)
Art der Vergütung	• Energiebasierte Förderung • kapazitätsbasierte Förderung • Pauschalen
Kostenkontrolle	• Kosten- und Mengendeckel • Überprüfung und Anpassung

Quelle: basierend auf Winkler et al. (2015)

2.2.6.3.1 Technologiespezifikation

Das erste Ausgestaltungsmerkmal der Technologieförderung betrifft die Technologiespezifikation. So ist zunächst zu definieren, welche Technologien bzw. Techniken einer Förderung bedürfen. Die Förderung kann sowohl technologiespezifisch als auch technologieübergreifend ausgestaltet sein. Wird spezifische Technologieförderung eingesetzt, ist ein erhebliches regulatorisches Wissen erforderlich, um die richtigen (Sektorkopplungs-)Technologien/ Techniken, die gefördert werden sollen, auszuwählen. Dies gilt für alle Arten technologiespezifischer Förderungen, also für staatliche Fördermaßnahmen genauso wie bspw. für ordnungsrechtliche Instrumente. In der Praxis ist solch umfangreiches Wissen jedoch z. T. schwer zugänglich, was die Festlegung erschwert und mit Unsicherheiten behaftet. Wird das Instrument für "falsche", d. h. in der dynamischen Betrachtung nicht effiziente Technologien designed, ergeben sich daraus Verzerrungen zu Gunsten ineffizienter Technologien.¹³⁸

Jedoch weisen auch technologieübergreifende Förderungen Schwächen bei der dynamischen Effizienz auf, da sich bei solchen Förderinstrumenten lediglich die statisch (d. h. insb. aktuell) günstigsten Technologien durchsetzen. Kostenreduktionen und Innovationen bei anderen Technologien werden nicht gefördert. Damit besteht bei technologieneutralen Instrumenten die Gefahr einer Verzerrung hin zur (aktuell) günstigsten Technologie (vgl. Fraunhofer ISI et al. (2014)). Würden bspw. Technologien bzw. Techniken für Sektorkopplung im Verkehrsbereich, wie bspw. Elektrofahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge/ Power-to-Gas in gleicher Höhe gefördert, würde sich wahrscheinlich die derzeit günstigere Technologie Elektrofahrzeug durchsetzen.

¹³⁷ Bei den dargestellten Merkmalen handelt es sich um eine Auswahl der in Winkler et al. (2015) genannten.

¹³⁸ Als ein Beispiel kann die Kernenergieforschung in Deutschland während der 1970er und 1980er Jahre angeführt werden. Nicht nur, dass hier in großen Umfang öffentliche Mittel für die Entwicklung von Technologien (Schneller Brüter, Hochtemperaturreaktor) eingesetzt wurden, die bis heute weltweit keine kommerzielle Anwendung gefunden haben (vgl. Erdmann 2008). Außerdem besitzt die Kernenergie für die Energieversorgung in Deutschland heute insgesamt keine (breite) gesellschaftliche Akzeptanz mehr.

Zudem unterscheiden sich sowohl Technologiemarktversagen als auch das Ausmaß der Überschätzung von Investitionsrisiken durch private Investoren je nach Technologie. Daher können technologiespezifische Förderungen, trotz des in der Realität oft nur unzureichend vorhandenen regulatorischen Wissens, zu geringeren Verzerrungen führen (vgl. Lehmann et al. (2017)) und sind in diesem Fall auch besser geeignet um bestehende Verzerrungen zu kompensieren.

2.2.6.3.2 Bestimmung der Förderhöhe

Neben der Auswahl der richtigen Technologien ist die Bestimmung der notwendigen Förderhöhe von Bedeutung. Sollen die Förderhöhen administrativ festgelegt werden, müssen technologiespezifische Kostenstrukturen genauso wie das Ausmaß bestehender Verzerrungen bekannt sein. Ähnliches gilt in dem Fall, dass über Technologieförderung die zu hohen Risikoaufschläge von Investoren ausgeglichen werden sollen. Hier muss technologiespezifisch die Höhe der Risikoaufschläge, welche sich in höheren Kapitalkosten ausdrückt, bestimmt werden. Auch hierfür ist erhebliches regulatorisches Wissen notwendig.

Besonders hoch sind das erforderliche regulatorische Wissen und damit die Gefahr von Verzerrungen bei administrativen Prozessen wie sie bspw. im Ordnungsrecht oder bei staatlichen Fördermaßnahmen zur Bestimmung der "richtigen" Technologien, Förderhöhen und Kostenkontrollen angewandt werden. Beispiele für solche staatlichen Fördermaßnahmen im Bereich Sektorkopplung sind das Förderprogramm für Elektro-Fahrzeuge oder das Marktanreizprogramm für Erneuerbaren Energien im Wärmebereich, über das auch effiziente Wärmepumpen gefördert werden. Zudem sind administrative Prozesse in der Regel anfällig für Lobbyeinflüsse, was die Gefahr von zusätzlichen Verzerrungen zugunsten von Technologien mit stärkerer Lobby erhöht.

Vor allem bei der Förderung Erneuerbarer Energien¹³⁹ wurden daher in den letzten Jahren marktba-sierte Instrumente wie Ausschreibugen eingeführt. Die erhöhte Komplexität von markt-basierten Instrumenten kann jedoch zu prohibitiv hohen Kosten führen. Zudem können noch höhere Risikoprämien die Folge sein. Sollten diese aufgrund von asymmetrischer Information überhöht sein, würden sich die Gesamtsystemkosten erhöhen.

2.2.6.3.3 Art der Vergütung

Neben der Auswahl der zu fördernden Technologie sowie der adäquaten Förderhöhe, ist zudem eine geeignete Art der Vergütung, bezogen auf den Fördergegensand, festzulegen. Insbesondere ist zu entscheiden, ob eine Förderung energie- oder kapazitätsbasiert gewährt wird, da je nach Wahl des Fördergegenstands unterschiedliche Verzerrungen resultieren können. Auch eine als Pauschale ausgestaltete Förderung wäre denkbar.

Eine kapazitätsbasierte Investitionsförderung, die sich auf die installierte Leistung bspw. einer Wärmepumpe bezieht, kann zum Beispiel Überdimensionierungsanreize auslösen. Bei Technologien mit Betriebskosten, wie bspw. Wärmepumpen, könnte das außerdem dazu führen, dass geförderte Anlagen hinterher nicht oder nur in Teillast eingesetzt werden. Orientiert sich bspw. der Netzausbau auch an diesen kapazitätsbasierten Größen, so beträfen die Überdimensionierungsanreize auch das Netz.

Eine energiebasierte (hier konkret: entnahmebasierte) Förderung, bspw. durch eine Begünstigung ausgewählter Techniken wie Wärmepumpen bei staatlich veranlassten Preisbestandteilen, könnte

¹³⁹ Zwar wird die EE-Förderung, konkret das deutsche EEG, als anschauliches Beispiel für eine in der Praxis konkret implementierte Technologieförderung herangezogen. Dabei ist zu beachten, dass dies als Beispiel für die in dieser abstrahierten Welt betrachtete Form der Technologieförderung insofern nicht in allen Belangen geeignet ist, als die EE-Förderung in Deutschland insbesondere auch Verzerrungen durch unvollständige Internalisierung kompensieren soll. Diese spielen in der hier betrachteten abstrahierten Welt annahmegemäß jedoch keine Rolle.

hingegen den Dispatch verzerren. Die Verzerrungswirkung einer Begünstigung einzelner Sektorkopplungstechnologien bspw. beim Strombezug hat dabei genau dieselbe Wirkung wie eine negative Umlage auf Endenergie (vgl. Abschnitt 4.2.2).

Bei einer pauschalen Förderung, würde die Förderung nicht an eine Dimensionierungsentscheidung oder den konkreten Einsatz der Technologie gekoppelt, sondern lediglich an deren Kauf. So könnte etwa die Installation einer Wärmepumpe mit einem pauschalen Förderbetrag gefördert werden, unabhängig von der Größe der Anlage. Die oben beschriebenen potentiellen Verzerrungen energie- und kapazitätsbasierter Förderungen könnten damit weitgehend vermieden werden. Allerdings besteht ein erhebliches Risiko für Unter- bzw. Überförderungen, da der Förderbedarf typischerweise von der Größe der Anlagen abhängen dürfte.

2.2.6.3.4 Kostenkontrolle bei den Förderkosten

Neben den oben genannten Aspekten sollte das Instrument zudem regelmäßige an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden. Im Fall von administrativen Prozessen zur Festlegung von förderungswürdigen Technologien und Förderhöhen muss dabei bekannt sein, in welchem Ausmaß und wann, d. h. bei welchen Marktentwicklungen die Förderungen angepasst werden müssen. Die Geschwindigkeit, mit der sich die Förderhöhe an unvorhersehbare Marktentwicklungen anpassen lässt, ist jedoch durch die Dauer des Evaluierungs- und Gesetzgebungsprozesses begrenzt, wodurch zumindest temporäre Verzerrungen entstehen können.

2.2.6.4 Fazit zu den Auswirkungen technologischer Förderungen

Verschiedene Gründe können für eine Technologieförderung sprechen, z.B. Verzerrungen auf Technologiemärkten und unnötig hohe Risikoprämien auf Kapitalmärkten. Die Ausgestaltung von Instrumenten zur Technologieförderung ist ausschlaggebend dafür ob und in welchem Maße Verzerrungen reduziert werden können oder sogar neue entstehen. Mit Blick auf Sektorkopplungstechniken sind besonders folgende Aspekte wichtig:

Technologiespezifikation: technologiespezifisch vs. technologieübergreifen

- ▶ Bei technologieübergreifenden Förderungen besteht die Gefahr einer Verzerrung hin zur statisch (aktuell) günstigsten Technologie. Dies kann die Weiterentwicklung von derzeit vergleichsweise teuren Technologien hemmen, bspw. von PtG.
- ▶ Die Auswahl der zu fördernden Technologien erfordert insbesondere bei technologiespezifischen Instrumenten umfangreiches Wissen, welches für den Regulator schwer zugänglich sein kann. Dadurch entsteht die Gefahr von Verzerrungen zu Gunsten nicht effizienter Technologien.
- ▶ Da das Ausmaß von Spillover-Effekten (Technologiemarktversagen) und überhöht eingeschätzten Investitionsrisiken (Kapitalmarktversagen) je nach Technologie unterschiedlich ausgeprägt sein kann, können technologiespezifische Förderungen trotzdem zu geringeren Verzerrungen aufgrund von Unter- bzw. Überförderungen als technologieübergreifende Förderungen führen. Daher erscheinen technologiespezifische Förderungen auch als potentiell geeigneter als technologieübergreifende um bestehende Verzerrungen zu Lasten von Sektorkopplung zu kompensieren.

Bestimmung der Förderhöhe: Administrative Prozesse vs. Marktbasierte Bestimmung

- ▶ Auch administrative Prozesse zur Bestimmung der Förderhöhe von Förderprogrammen, der Förderwirkung von ordnungsrechtlichen Vorgaben und der Kostenkontrolle von Förderprogrammen erfordern erhebliches regulatorisches Wissen. Zudem sind diese Prozesse in der Regel anfällig für Lobbyeinflüsse, was die Gefahr von zusätzlichen Verzerrungen zugunsten von Technologien mit stärkerer Lobby erhöht (rent-seeking).

- ▶ Marktbasierte Instrumente können je nach Ausgestaltung eine vergleichsweise hohe Komplexität aufweisen, die zu prohibitiv hohen Kosten und Risikoprämien führen können und damit die Wirksamkeit der Förderung behindern oder die Förderkosten erhöhen können.
- ▶ Daher ist abzuwägen, ob sich die Technologien/ Techniken für eine marktbasierte Ermittlung der Förderhöhe eignen oder aus Komplexitätsgründen lieber eine möglichst wenig verzerrende administrativ festgelegte Förderung gewählt werden sollte.

Art der Vergütung: Energie- vs. Kapazitätsbasierte Förderung vs. Pauschalen

- ▶ Unterschiedliche Fördergegenstände (bspw. kapazitäts- oder energiebasiert) können unterschiedliche Arten von Verzerrungen zur Folge haben.
- ▶ Kapazitätsbasierte Förderungen können bspw. Überdimensionierungsanreize setzen, während entnahmebasierte Förderungen den Anlageneinsatzentscheidungen verzerren können.

Kostenkontrolle: Überprüfung und Anpassung

- ▶ Die Geschwindigkeit, mit der sich die Förderhöhe an unvorhersehbare Marktentwicklungen anpassen lässt, ist durch die Dauer des Evaluierungs- und Gesetzgebungsprozesses begrenzt, wodurch zumindest temporäre Verzerrungen entstehen können.

2.3 Glossar zu in der Konzeptstudie verwendeten Begriffen

Begrifflichkeiten der Konzeptstudie

Abstrahierte Welt	Vereinfachte Abbildung der Realität. Abstrahierte Welten werden im Rahmen der Konzeptstudie verwendet, um einzelne Sachverhalte in Modellen mit geringer Komplexität darzustellen.
Zielmodell	Ein Zielmodell beschreibt einen idealen Ordnungsrahmen, welcher verzerrungsfreie Preissignale über alle Anwendungsbereiche und Endenergien hinweg gewährleistet. Zielmodelle beschreiben Grundsätze, die für den Ordnungsrahmen in einer bestimmten abstrahierten Welt anzuwenden sind, damit ▶ ökologische Ziele erreicht (d.h. vollständige Internalisierung von Umweltkosten; um die Analyse handhabbar zu halten gilt in dieser Konzeptstudie die Annahme, dass die ökologischen Ziele stets so gesetzt sind, dass sie mit der vollständigen Internalisierung von Umweltkosten zusammenfallen.), ▶ Nutzenergienachfragen entsprechend der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher gedeckt und ▶ ökonomische Effizienz so weit wie möglich erreicht werden. Notwendige Änderungen der heutigen Rahmenbedingungen lassen sich aus den entwickelten Zielmodellen nicht unmittelbar ableiten.
Grüne-Wiese-Ansatz	Zielmodelle werden in dieser Konzeptstudie in einem Grüne-Wiese-Ansatz entwickelt. Dies bedeutet, dass die Zielmodelle unabhängig vom heute geltenden Ordnungsrahmen entwickelt werden. Wie der heutige Ordnungsrahmen in den eines Zielmodelle überführt werden kann und welche Effekte dabei auftreten werden vernachlässigt bzw. spielen für die Ausgestaltung des Ordnungsrahmens des Zielmodells keine Rolle. Der Übergang vom Status Quo hin zu einem Zielmodell wird in einem späteren Arbeitspaket des Projekts behandelt.

Gesamtsystem / Systemgrenzen	Unter Gesamtsystem wird das gesamte Energiesystem verstanden. Es umfasst insbesondere alle Nutzenergienachfragen, unabhängig von der Art der Anwendung und der nachfragenden Nutzergruppe. Das Energiesystem umfasst alle Umwandlungseinheiten, Infrastrukturen und Produktionsfaktoren (einschließlich Primärenergieträger), die erforderlich sind, um diese Nutzenergienachfrage zu decken. Im Hinblick auf Infrastrukturen sind insbesondere Infrastrukturen für die leistungsgebundenen Energieträger Strom und Gas im Fokus der Betrachtung. Das Gesamtsystem ist dabei ggf. geographisch abgegrenzt. Dann sind Austausche mit Energiesystemen außerhalb des Betrachtungsbereichs in Form von Energie im- bzw. -exporten möglich.
Kosten und Preise	
Grenzkosten (marginale Kosten) / beeinflussbare Kosten	Grenzkosten sind die Kosten, die durch die Produktion einer zusätzlichen Einheit eines Gutes entstehen. Der Begriff der beeinflussbaren Kosten wird in diesem Bericht weitgehend synonym verwendet. Unter kurzfristigen Grenzkosten werden die marginalen Kosten (Grenzkosten) bei fixem Kapitaleinsatz verstanden. Nur die Betriebskosten sind variabel. Unter langfristigen Grenzkosten werden die marginalen Kosten (Grenzkosten) bei variablem Kapitaleinsatz verstanden; d. h. bei langfristigen Grenzkosten werden Investitionen mitberücksichtigt.
Durchschnittskosten	Durchschnittskosten sind die Gesamtkosten zur Produktion einer bestimmten Menge eines Gutes, dividiert durch diese Menge. Kurzfristige Durchschnittskosten umfassen nur die variablen Kosten (fixer Kapitalstock), langfristige Durchschnittskosten auch die Fixkosten.
Beeinflussbare Kosten	s. Grenzkosten
Marktpreise	Marktpreise sind Preise, die sich beim Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage durch freien Austausch zwischen den Akteuren einstellen. Marktpreise liegen i. d. R. zwischen den Grenzkosten und dem Grenznutzen der letzten produzierten/konsumierten Einheit. Marktpreise entsprechen nicht notwendigerweise den Endverbraucherpreisen, da Marktpreise, definitionsgemäß, durch den Ordnungsrahmen veranlasste, regulatorische Preisbestandteile wie Umlagen und Entgelte nicht umfassen. Solche regulatorisch induzierten Preisbestandteile der Endverbraucherpreise sind damit explizit nicht eingeschlossen, wenn im Kontext dieses Projekts von „Marktpreisen“ die Rede ist. Außerhalb des geographischen Betrachtungsbereichs (hier: Deutschland) entstehende Preisbestandteile, auch solche, die regulatorisch bedingt sind (z. B. ausländische Steuern oder Abgaben auf importierte Brennstoffe), sind jedoch von der Definition der Marktpreise umfasst.
Entgelte und Umlagen	

Entgelte / Umlagen	Entgelte werden vom Regulator festgelegt und erhoben, wenn von ihm bereitgestellte Güter oder Dienstleistungen genutzt werden und sollen Anreize für eine möglichst ökonomisch effiziente Nutzung dieser Güter setzen. Umlagen werden vom Regulator festgelegt und erhoben, um Finanzierungsanforderungen zu erfüllen, die keinem Nutzer direkt zuordenbar sind und damit nicht kostenreflexiv zugeordnet werden können. Im Gegensatz zu Entgelten, verfolgen Umlagen damit nicht primär das Ziel des Setzens effizienter Anreize, wenngleich das Ziel ökonomischer Effizienz auch bei der Ausgestaltung von Umlagen beachtet werden soll. Steuern und Abgaben werden im Sinne dieser Definition auch als Umlage bezeichnet.
Effiziente Netzentgelte	Effiziente Netzentgelte setzen Anreize, aus denen Netznutzungswünsche resultieren, deren Umsetzung bei bedarfsgerechtem Netzausbau möglich und ökonomisch effizient ist. Die ökonomische Effizienz reflektiert in diesem Zusammenhang ein kostenminimales Gesamtsystem, welches aus der Wechselwirkung zwischen verfügbarem Netz und preiselastischer Netznutzung resultiert. Ein effizientes Entgeltsystem ist kostenreflexiv indem die Größen, die mit einem Entgelt belastet werden der Höhe nach so belastet werden, dass das zu entrichtende Entgelt gerade den Kosten entspricht, die durch eine Änderung der belasteten Größe zusätzlich an Netzkosten verursacht werden.
Umlage	s. Entgelte / Umlagen.
Energie	
Energie	Bei den in diesem Bericht verwendeten Energiebegriffen ist zwischen Endenergie und Nutzenergie zu unterscheiden. Endenergie ist die Energie, die der Verbraucher nutzen kann. Diese kann sowohl aus Primärenergie als auch aus Sekundärenergie, die aus der Primärenergie durch Umwandlung gewonnen wird, bereitgestellt werden. Generelle Beispiele für Endenergie sind • Strom „aus der Steckdose“ für Elektrogeräte, Beleuchtung, E-Mobile oder Wärmepumpen, • Erdgas oder Holzpellets für Heizungsanlagen, • Wärmeenergie aus einem Sonnenkollektor für die Warmwasserbereitung, • Biogas aus einer Biogasanlage für Heizungsanlagen, • (EE-) Methan aus einer Power-to-Gas-Anlage für Wärme- oder Mobilitätsanwendungen. Unter Nutzenergie versteht man denjenigen Anteil der Endenergie, welcher dem Verbraucher tatsächlich zur Verfügung steht. Abgezogen sind dabei Verluste, die bei der Umwandlung von End- in Nutzenergie entstehen. Beispiele für Nutzenergie sind • die Wärmeenergie, die es ermöglicht, 1 Liter kochend heißes Wasser zu erhalten, • die Wärmeenergie, die es ermöglicht, einen 20 °C warmen Wohnraum zu erhalten,

- die Lichtenergie, die eine Glühlampe während 1 Stunde abstrahlt,
- die Energie, die es ermöglicht, einen PKW eine bestimmte Strecke mit 100 km/h zu fahren,
- die Energie, die es ermöglicht, eine Last anzuheben.

Effizienz und Verzerrungsfreiheit

Ökonomische Effizienz

Im Falle einer **preisunelastischen Nutzenergienachfrage** wird unter ökonomischer Effizienz die kostenminimale Bereitstellung einer über jeden Nutzer und jeden betrachteten Anwendungsbereich vorgegebenen, nicht preiselastischen Nutzenergiemenge („Güterbündel“) verstanden. Dabei wird von einer vollständigen Internalisierung externer Effekte im Umweltbereich ausgegangen, d. h. verursachte Umweltwirkungen werden in Kosten ausgedrückt. Daneben werden unter Kosten monetär bewertbare Produktionsfaktoren verstanden. In dieser Konzeptstudie werden aus Gründen der Komplexitätsreduzierung nur Klimafolgeschäden als Umweltkosten explizit diskutiert. Von weiteren Umweltkosten, die ggf. nicht oder nur teilweise internalisiert sind, wie Luftverschmutzung und Flächenverbrauch, wird abstrahiert.

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 führt. Unter Wohlfahrt werden die ökonomischen Renten über alle Individuen (Produzenten und Konsumenten) unter der Annahme vollständiger Internalisierung von externen Effekten im Umweltbereich verstanden.

Im Rahmen der Umweltökonomie wird ein Instrument als statisch ökonomisch effizient bewertet, welches ein bestimmtes Ziel unter deterministischen, d. h. bekannten Rahmenbedingungen zu geringstmöglichen Kosten erreicht. Dabei werden kostensenkende Innovationen nicht „endogen“ berücksichtigt (vgl. Michaelis (1996), Feess (1998)). Damit umfasst die **statische ökonomische Effizienz** neben den Einsatzentscheidungen auch Investitions- und Stilllegungsentscheidungen. Fragen im Hinblick darauf, wie potentielle Lernkurveneffekte erschlossen werden, spielen für das Konzept der statischen Effizienz hingegen keine Rolle.

Dynamische ökonomische Effizienz adressiert dahingegen zusätzlich die Anreizwirkung der Instrumente, d. h. inwieweit sie geeignet sind, technische Fortschritt und Kostensenkungspotentiale zu fördern (vgl. Michaelis (1996)). Sie umfasst damit Dispatch-, Investitions- und Stilllegungsentscheidungen bei sich änderndem, beeinflussbarem Stand der Technik bzw. Technologiekosten.

(Anmerkung: Es existieren auch andere Definitionen von statischer und dynamischer Effizienz. So differenzieren manche Autoren hinsichtlich des Zeitaspekts und definieren statische Effizienz als Effizienz "zu einem bestimmten Zeitpunkt" und dynamische Effizienz als Effizienz in der "Langzeitperspektive". (bspw. Bette (2014) S. 51)

Verzerrungsfreiheit

Preissignale bzw. Anreize sind dann verzerrungsfrei, wenn sie sich unmittelbar aus den Marktpreisen der betroffenen Güter oder Dienstleistungen bei vollständiger Internalisierung von Klimawirkungen ergeben.

Für Güter oder Dienstleistungen, für die keine Marktpreise existieren, da sie öffentlich bereitgestellt werden, muss die Höhe der Entgelte, die von den Verbrauchern erhoben werden, der Höhe der Veränderung der gesamten Netzkosten entsprechen, die die Entscheidung zur Nutzung des Gutes auslöst und mit der die Entgelte verknüpft werden (Grenzkosten). Dann gelten aus den Entgelten resultierende Anreize als verzerrungsfrei.

Eine Belastung der Nutzung von Gütern oder Dienstleistung mit regulatorisch induzierten Umlagen (einschließlich Steuern und Abgaben) oder Entgelten führt zu einer Verzerrung der marktpreisbasierten Preissignale. Ebenso gelten Preissignale, die auf Marktpreisen bei unvollständiger Internalisierung basieren, als verzerrt. Grund ist die Tatsache, dass in diesem Fall die für die Höhe der Marktpreise relevanten Grenzkosten der Produktion des jeweiligen Gutes aus Sicht der Produzenten aufgrund von externen Effekten nicht den wahren Grenzkosten entsprechen.

first-best Lösung / second-best Lösung

Zielmodelle, die es erlauben, unter den berücksichtigten Rahmenbedingungen der jeweils betrachteten abstrahierten Welt, alle Anforderungen, insbesondere ökonomische Effizienz, vollständig zu erfüllen, werden als **first-best Lösung** bezeichnet.

In den verschiedenen abstrahierten Welten gesetzte Rahmenbedingungen und Anforderungen können dazu führen, dass, wie in der Realität, first-best Lösung für Zielmodelle nicht erreichbar sind. Dann sind möglichst effiziente **second-best Lösungen** zu suchen. Second-best Lösungen können dann insbesondere im Hinblick auf die Zielkonflikte zwischen einzelnen Anforderungen Abwägungsentscheidungen erfordern. Diese Abwägungsentscheidungen zu treffen, ist nicht Teil dieser Konzeptstudie. Es kann jedoch aufgezeigt werden, worin die Abwägungsentscheidungen bestehen und welche Wechselwirkungen dabei relevant sind.

Sonstiges**Akteure und Güter**

In diesem Bericht werden im Wesentlichen zwei Arten von Akteuren unterschieden: private Akteure und der Regulator:

Private Akteure treffen freiwillige Entscheidungen über den Konsum (Haushalte) oder die Produktion (Unternehmen) von Gütern. Es wird angenommen, dass sie die Entscheidungen auf Basis einer einzelwirtschaftlichen Optimierung treffen. D. h. sie treffen ihre Entscheidungen auf Basis der ihnen vermittelten Preissignale und ihrer individuellen Nutzenfunktionen. Ferner wird angenommen, dass der Nutzen in einen monetären Wert umgerechnet werden kann.

Die in diesem Projekt betrachteten **Güter** sind Nutzenergie und die für deren Bereitstellung erforderlichen Umwandlungstechnologien, Primär- und/oder Endenergieträger und Infrastrukturen.

	Der Regulator (oder ein von ihm reguliertes Unternehmen) trifft Entscheidungen über die Produktion bzw. Bereitstellung bestimmter Güter, wie bspw. der Stromnetzinfrastruktur. Der Regulator nimmt dabei eine gesellschaftliche Perspektive ein, d. h. er versucht mit seinem Handeln explizit den Nutzen und die ökonomische Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen. Für die Nutzung der von ihm bereitgestellten Güter kann der Regulator Entgelte von den Nutzern erheben. Anders als im sonst üblichen Sprachgebrauch bezieht sich der Begriff des Regulators in diesem Bericht somit nicht ausschließlich auf die Regulierungsbehörde, sondern abstrakter auf Entscheidungsträger / Institutionen, die (demokratisch legitimiert) regulierend in Wirtschaftsprozesse eingreifen oder nach entsprechenden Vorgaben handeln (z. B. Netzbetreiber als regulierte Unternehmen). Von Effekten, die aus der Tatsache entstehen, dass diese Entscheidungsträger / Institutionen in der Realität durch reale, gewählte Regierungen bzw. Parlamente eingesetzt und beeinflusst wird, oder der Tatsache, dass z. B. mehrere föderale Ebenen bestehen, wird in dieser Konzeptstudie abstrahiert.
Bedarfsgerechter Netzausbau	Ein Netz ist bedarfsgerecht, wenn dessen technische Leistungsfähigkeit es erlaubt, alle Nutzungswünsche der Netznutzer umzusetzen. Diese Nutzungswünsche werden auch durch die Entgelte / Preise beeinflusst, die die Netznutzer für die Nutzung des Netzes zu tragen haben. Der Ausbauzustand eines bedarfsgerechten Netzes entspricht damit nicht dem Ausbauzustand, der sich bei einer kostenlosen Netznutzung ergäbe. Ein auf diese Sättigungsmenge der Nachfrage nach Netznutzung hin ausgelegtes Netz wäre als vollständig ausgebautes Netz zu bezeichnen. Eine umfassendere Einordnung des hier verwendeten Verständnisses des Begriffs „bedarfsgerechter Netzausbau“ findet sich in Box 1 am Ende von Abschnitt 2.1.1.3

3 Untersuchungen zu netzbezogenen Instrumente (Bestandteil von Arbeitspaket 4)

3.1 Beschreibung und Funktionsweise der untersuchten netzbezogenen Instrumente

Nachfolgend werden Instrumente betrachtet, die auf eine grundsätzliche Neuausrichtung der Netzentgeltstruktur abzielen, um damit Verzerrungen und Fehlanreize abzubauen, die aus dem heutigen Netzentgeltsystem resultieren. Dies soll gelingen, indem die Bezugsgrößen der Netzentgelte und die Festlegung der Höhe der Entgeltkomponenten stärker als im heutigen Entgeltsystem an langfristigen und notwendigerweise durchschnittlichen Netzkosten ausgerichtet werden. Ausgangspunkt hierfür sind modellnetzgestützte Kostentreiberanalysen. Die betrachteten Instrumente basieren auf den oben im Hauptbericht vorgestellten Bausteinen B.1 bis B.4 (nachfolgend Instrument Netz1 genannt) bzw. Bausteinen B1. Bis B.5 (nachfolgend Instrument Netz2 genannt). Kernelemente und Randbedingungen der Instrumente sind

- ▶ eine – wie im heutigen Netzentgeltsystem – vollständige Refinanzierung¹⁴⁰ der regulatorisch anerkannten Kosten / Erlösobergrenzen durch Netzentgelte;
- ▶ eine Beibehaltung des Prinzips der sog. vertikalen Kostenwälzung¹⁴¹;
- ▶ eine deutliche Erhöhung des Anteils anschlussbezogener und damit entnahmeunabhängiger Entgeltkomponenten; konkret: netzanschlussbezogene Grundpreise und Kapazitätspreise, die an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität orientiert sind;
- ▶ eine gegenüber dem Status quo deutliche Absenkung des Anteils entnahmeabhängiger Entgelte in Form von Arbeits- und Jahresleistungspreisen, wobei auf Leistungspreise vollständig verzichtet wird.

Die untersuchte Ausgestaltung der Instrumente orientiert sich dabei im Wesentlichen an folgenden Erkenntnissen und Zusammenhängen:

¹⁴⁰ Die Anforderung einer vollständigen Refinanzierung ist nicht zwangsläufig. Denkbar wäre auch, einen Teil der Netzkosten aus öffentlichen Haushalten zu finanzieren. Hierfür wäre insbesondere vorstellbar möglichst klar abgrenzbare Teile der Netzkosten im Finanzierungsmechanismus zu verändern. Hierzu zählen z. B. Kosten für die Anbindung von Offshore-Windparks. In (Consentec und Fraunhofer ISI 2018) wurden zudem Ansätze für eine Abgrenzung „energieverwendungsbezogener Netzkosten“ entwickelt. Auch für diese Kosten wäre eine Finanzierung aus öffentlichen Mitteln vorstellbar, wenn man diese Kosten als Teil einer gesamtgesellschaftlichen Aufgabe des Umbaus des Energiesystems versteht. Eine rechtliche Prüfung einer solchen Umstellung des Finanzierungsmechanismus erfolgt in diesem Vorhaben jedoch nicht.

¹⁴¹ Das Konzept der „vertikalen Kostenwälzung“ bezeichnet das heute im deutschen Netzentgeltsystem angewendete Prinzip, dass die Kosten einer Netzebene (unterschieden wird zwischen sieben Netzebenen: vier Spannungsebenen – Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung – sowie den drei Umspannebenen zwischen diesen Spannungsebenen) von den direkt an die Ebene angeschlossenen Kunden (Letztverbraucher) sowie den Betreibern der jeweils direkt unterlagerten Netze gezahlt werden. Letztere werden insofern genauso behandelt wie Letztverbraucher, d. h. Netzbetreiber zahlen für die Nutzung vorgelagerter Ebenen die gleichen Entgelte, die auch von Letztverbrauchern erhoben werden. Insbesondere beruhen die Entgelte auf den gleichen Bezugsgrößen wie diejenigen für Letztverbraucher, heute also Leistung und Arbeit. Dabei handelt es um eine „Top-down-Kostenwälzung“, denn bei der Festlegung der Kosten einer Netzebene, werden die an die Betreiber der überlagerten Netze gezahlten Entgelte hinzugerechnet und dann entsprechend von den in den unterlagerten Netzen angeschlossenen Letztverbrauchern getragen. Daher decken die Entgelte aller Netzebenen, außer der Höchstspannungsebene, auch Kostenanteile aller überlagerten Ebenen teilweise ab. Dieser Mechanismus soll (wenn auch pauschaliert) abbilden, dass für die Belieferung von Kunden auf niedrigeren Ebenen im Allgemeinen auch die überlagerten Ebenen benötigt werden. Auch wenn das erläuterte Grundprinzip beibehalten wird, führen Änderungen an der Entgeltstruktur genauso zu einer (ggf. stark) veränderten Kostenwälzung wie sich auch Änderungen bei der Kostentragung durch die verschiedenen Letztverbraucher ergeben.

- ▶ Ein kostenreflexives und damit effizientes Entgeltsystem sollte sich idealerweise an den netzseitigen Grenzkosten orientieren, die durch Entscheidungen der Netznutzer verursacht werden. Dies betrifft sowohl die Auswahl der Entgeltkomponenten, also der Größen anhand derer die Höhe der von einem Netznutzer zu zahlenden Entgelte bemessen wird, als auch die spezifische Höhe der jeweiligen Entgeltkomponenten.
- ▶ Dabei ist zu unterscheiden zwischen kurzfristigen und langfristigen Grenzkosten. Die kurzfristigen Grenzkosten betreffen diejenigen Kosten, die unmittelbar mit der Einspeisung oder Entnahme einer Strommenge in das Netz bzw. aus dem Netz verbunden sind. Hierzu zählen insbesondere die Kosten zur Deckung des lastabhängigen Teils der Netzverluste und die Kosten betrieblicher Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch und Einspeisemanagement. Im Gegensatz dazu betreffen die langfristigen Grenzkosten Kosten, die mit der Bereitstellung und Funktionserhaltung der Netzinfrastruktur zusammenhängen, also z. B. Kosten für Errichtung, Erhaltung und Betrieb von Leitungen und Transformatoren.
- ▶ Beide Instrumente basieren auf der Prämisse, dass auch die langfristigen Grenzkosten im Entgeltsystem grundsätzlich Berücksichtigung finden sollten. Dies ist keineswegs zwangsläufig, da dies insbesondere auch davon abhängt, ob weiterhin grundsätzlich ein bedarfsgerechter Netzausbau angestrebt wird. Die langfristigen Kostenwirkungen, die den Netznutzern als Kostenwirkung ihrer Entscheidungen über ein die langfristigen Grenzkosten berücksichtigendes Netzentgeltsystem vermittelt werden, treten durch eine zunehmende Netzinanspruchnahme nämlich nur dann auch tatsächlich ein. Dies wäre nicht der Fall, hielte man das Ziel eines bedarfsgerechten Netzausbaus z. B. langfristig im Hinblick auf die erreichbare Akzeptanz des Netzausbaus für nicht erreichbar. Bei einem weiterhin grundsätzlich unbedingten Recht auf Netzzugang würde dies zu einem (ggf. deutlich) steigenden Bedarf an Engpassmanagementmaßnahmen führen. Engpassmanagement sowie damit verbundene Koordinations- und Anreizmechanismen werden in dieser Studie nicht weiter vertieft. Auf das Engpassmanagement ausgerichtete Instrumente dürften aber je nach Ausgestaltung grundsätzlich anschlussfähig zu den hier diskutierten Alternativinstrumenten sein.
- ▶ Bezüglich der kurzfristigen Grenzkosten lässt sich zeigen, dass für eine zielgenaue Zuordnung kurzfristiger Grenzkostenelemente zu einzelnen Entnahmeentscheidungen geeignete Entgeltkomponenten einen hohen Differenzierungsgrad aufweisen müssten. Beide Instrumente basieren auf der Annahme, dass hierfür ein letztlich eher statistisches, weil notwendigerweise regulatorisch vergleichsweise eng eingefasstes Entgeltsystem nicht gut geeignet ist. Ein alternativer Ansatz, Entgeltkomponenten zur Abbildung kurzfristiger Grenzkosten auf Grundlage weitreichender Annahmen, Näherungen und Pauschalierungen abzuleiten, wird ebenfalls nicht verfolgt. Dahinter steht die Abwägung, dass hiermit mehr oder weniger starke Einbußen an Zielgenauigkeit verbunden wären und in der Folge Fehlanreize entstehen könnten, deren negative Folgen die positiven Effekte überwiegen. Für die Verlustkosten wäre ein solches Entgelt unter vertretbaren Näherungen zwar vorstellbar; es hätte aber quantitativ nur sehr geringe Bedeutung. Für die Engpassmanagementkosten erscheint eine hinreichend differenzierte Gestaltung ausschließlich im Entgeltsystem praktisch aber nicht umsetzbar; das Risiko, aufgrund notwendiger Annahmen und Pauschalierungen häufig das Gegenteil der gewünschten Anreizwirkung zu erreichen, wird hier als besonders hoch eingeschätzt. Insofern werden kurzfristige Grenzkosten in den beiden betrachteten Varianten für ein Netzentgeltsystem nicht berücksichtigt beziehungsweise vernachlässigt. Dies bedeutet nicht, dass diese Teile der Netzkosten nicht gedeckt würden. Sie werden nur nicht durch direkt kostenreflexive Komponenten abgebildet, sondern durch andere Komponenten mit abgedeckt.
- ▶ Hinsichtlich der Kosten für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur, auf die sich die langfristigen Grenzkosten beziehen, kann anhand von Modellnetzanalysen gezeigt werden, dass der überwiegende Teil dieser Kosten strukturbedingt ist, also von der Zahl und der räumlichen Verteilung der Netzanschlüsse abhängt, und nur zu einem geringeren Teil durch die Leistungsanforderungen

der Netznutzer determiniert ist. Der Anteil der strukturbedingten Kosten liegt je nach Netzebene in der Größenordnung von etwa 60-70 %, vgl. (Consentec und Fraunhofer ISI 2018).

- ▶ In den Instrumenten wird dementsprechend nur ein geringerer Teil der Netzkosten Entgeltkomponenten zugeordnet, die mit den Leistungsanforderungen oder Entnahme-/Einspeiseentscheidungen der Nutzer assoziiert sind. Damit soll verhindert werden, dass diese Entgeltkomponenten mit überhöhten Kostenanteilen belastet werden, was – gerade für Sektorkopplungsanwendungen – Fehlanreize auslösen würde. Bezüglich dieser leistungsbezogenen Kostenanteile wird weiter nach einem kapazitätsbezogenen und einem belastungsbezogenen Kostentreibereffekt unterschieden. Der Begriff „belastungsbezogen“ impliziert dabei, dass für diesen Kostentreibereffekt im Allgemeinen nicht allein die individuelle (verbrauchsseitige) Höchstlast, sondern die insgesamt aus verbrauchs- und erzeugungsseitigen Nutzungen resultierende Höchstbelastung des Netzes entscheidend ist. Der kapazitätsbezogene Anteil bezieht sich hingegen auf die zwischen Netzbetreiber und Netzanschlussnehmer vereinbarte Netzanschlusskapazität. Das Verhältnis des kapazitätsbezogenen zum belastungsbezogenen Kostentreibereffekt lässt sich aber nicht gleichermaßen objektiv quantifizieren wie das Verhältnis des strukturbedingten zum leistungsbezogenen Kostentreibereffekt. Hierfür sind u. a. die Planungsgrundsätze der Netzbetreiber entscheidend, für die es keine übergreifenden verbindlichen Vorgaben gibt. Allerdings dürften die kapazitätsbezogenen Anteile umso relevanter sein, desto weniger stark sich die Entnahmeprofile der für die Leistungsanforderungen an ein Netz jeweils relevanten Kundenkollektive durchmischen. Hiervon ausgehend wird für beide Instrumente in plausibler Weise angenommen, dass in den oberen Netz- und Umspannebenen die Bedeutung der Netzanschlusskapazität und in den unteren Ebenen – mit vielen Einzelverbrauchern mit sehr geringen Benutzungsstunden des einzelnen Verbrauchers – die Bedeutung der Entnahmeprofile überwiegt. Folglich wird in beiden Instrumenten die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität – ergänzend zu den heute bereits grundsätzlich vorhandenen Baukostenzuschüssen – als Entgeltkomponente eingeführt, um kapazitätsbezogene Kosteneffekte als – zumindest im Durchschnitt – möglichst kostenreflexives Preissignal an Netznutzer weiterzugeben. Für die Abbildung der verbleibenden belastungsbezogenen Kosteneffekte wird in beiden Instrumenten ausschließlich ein Arbeitspreis angewendet und auf einen Leistungspreis verzichtet. Damit soll primär Fehlanreizen aus einem auf den individuellen Jahreshöchstwert der Entnahme aus dem Netz bezogenen Leistungspreis entgegengewirkt werden. Diese entstehen heute dadurch, dass für die Netzauslegung und damit den leistungsgetriebenen Teil der Netzkosten nicht die individuellen Höchstleistungen der einzelnen Verbraucher, sondern vielmehr die kollektive Höchstbelastung der Netzbetriebsmittel ausschlaggebend ist.
- ▶ Zur Abbildung der – quantitativ besonders relevanten – strukturbedingten Kosteneffekte wird in den Instrumenten ein periodisch zu zahlender, anschlussbezogener Grundpreis in einheitlicher Höhe für alle Anschlussnehmer einer Netzebene als Entgeltkomponente eingeführt. Er unterscheidet sich damit von dem im heutigen Entgeltsystem vorgesehenen zählpunktbezogenen Grundpreis, den nur SLP-Kunden zahlen. Eine einzelfallgenaue, kostenreflexive Zuordnung des strukturbedingten Teils der langfristigen Grenzkosten erweist sich als teilweise grundsätzlich nicht möglich – aufgrund der in Arbeitspaket 2 herausgearbeiteten Eigenschaften von Netzen / Netzbetriebsmitteln wie etwa Durchmischungseffekten oder den Nutzungsdauern von Betriebsmitteln, die lang sind im Verhältnis zu den Vorlaufzeiten von Netznutzungsentscheidungen – oder als im Hinblick auf Fairnessaspekte kaum realistisch umsetzbar (Stichwort „Reihenfolgeproblematik“, vgl. Arbeitspaket 2). Daher orientiert sich die Höhe dieser Entgeltkomponente an den durchschnittlichen anstelle der einzelfallbezogenen Grenzkosten der Integration eines Netzanschlusspunktes. Dabei wird in Kauf genommen, dass diese Entgeltkomponente Anschlussnehmer fallweise mit (deutlich) niedrigeren oder höheren Kostenwirkungen konfrontieren würde als ihre Entscheidungen tatsächlich verursachen; Fehlanreize sind als Folge denkbar. Diese Entschei-

dung beruht auf der abwägenden Einschätzung, dass zum einen Fehlanreize bei dieser Entgeltkomponente weniger stark ins Gewicht fallen, da die Elastizität der Anschlussentscheidung eines Netznutzers – und auf diese Entscheidung bezieht sich diese Entgeltkomponente – in den meisten Fällen gering ist. Zum anderen wird auf diese Weise eine Verlagerung wesentlicher Teile der zu refinanzierenden Netzkosten weg von entnahmeabhängigen Entgeltkomponenten ermöglicht, was heute bestehende Fehlanreize deutlich verringert, die durch – im Hinblick auf den Anspruch der Kostenreflexivität überhöhte – Arbeitspreise entstehen. Gleichzeitig wird erhofft, dass die mit diesem Ansatz verbundene Sozialisierung der unterschiedlich hohen Kosten für die Integration von Netzanschlusspunkten von den Netznutzern als fair empfunden werden.

- Weiter wird davon ausgegangen, dass die Gestaltung der Instrumente durch Gesetz rechtlich zulässig ist. Dazu sind derzeit zwei gegenläufige Entwicklungen zu beobachten: Zum einen vertritt die Europäische Kommission in dem Vertragsverletzungsverfahren gegen die Bundesrepublik vor dem EuGH die Auffassung, dass der Bundesnetzagentur nach dem derzeit geltenden Recht ein zu geringer Entscheidungsspielraum eingeräumt ist.¹⁴² Zum anderen hat das Bundesverfassungsgericht in einem jüngeren Beschluss hervorgehoben, dass der Gesetzgeber mit dem aus dem Rechtsstaatsgebot und dem Demokratieprinzip rührenden Wesentlichkeitsgrundsatz gehalten ist, die maßgeblichen Entscheidungskriterien für grundrechtsrelevante Festlegungen selbst zu treffen.¹⁴³ Die Anforderungen der bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung sind unserer Auffassung nach auch auf das Regulierungsrecht anwendbar und laufen damit der Forderung der Europäischen Kommission diametral entgegen. Im Rahmen dieser Untersuchung kann der daraus entstehende Konflikt nur aufgezeigt, nicht jedoch abschließend bewertet werden.

Für die Ermittlung der Höhe der drei in den untersuchten Instrumenten angewendeten Entgeltkomponenten – anschlussbezogener Grundpreis, auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität bezogener Kapazitätspreis, Arbeitspreis – wird je Netzebene vorgegeben, welcher Anteil der Erlösobergrenze je Netzebene (einschließlich zugewalzter Kosten aus überlagerten Netzebenen) durch welche Entgeltkomponente gedeckt werden soll. Konkret wird für jede Entgeltkomponente zunächst der zu deckende Erlösanteil unter Anwendung der z. B. als Prozentsatz definierten Vorgabe ermittelt und anschließend dieser Erlösanteil durch die Bezugsgröße der Entgeltkomponente (z. B. bei einem Arbeitspreis die Summe des Jahresverbrauchs aller Netznutzer) dividiert. Damit die geforderte vollständige Deckung der zugestandenen Erlöse erreicht werden kann, müssen grundsätzlich zumindest einzelne Entgeltkomponenten weiterhin als Durchschnitts- im Gegensatz zu Grenzkosten ermittelt werden. Für die konkret untersuchte Ausgestaltung hier wird sogar für jede Entgeltkomponente eine Erlösvorgabe gemacht (und damit keine auf Grenzkosten basierende Vorgabe der Höhe einer Entgeltkomponente). Es könnte aber durch eine entsprechende (implizite) Vorgabe der Erlösanteile für einzelne Entgeltkomponenten zumindest näherungsweise eine Orientierung an der Höhe der (durchschnittlichen) Grenzkosten erreicht werden. Dazu wird die Vorgabe für den Erlösanteil so bemessen, dass die Entgeltkomponente zumindest im Durchschnitt über alle Netzbetreiber eine an den typischen Grenzkosten orientierte Höhe einnimmt.¹⁴⁴

¹⁴² Klage der Europäischen Kommission vom 16.11.2018 zum Aktenzeichen C-718/18.

¹⁴³ BVerfG, Beschlüsse vom 23.10.2018 zu den Aktenzeichen BvR 2523/13 und 1 BvR 595/14, NVBwZ 2019, 52 (mit Anm. Helmes) und DVBl 2019, 42 (mit Anm. Stüer).

¹⁴⁴ Da nicht auszuschließen ist, dass sich bei Vorgabe fixer Erlösanteile für die Entgeltkomponenten bei einzelnen Netzbetreibern Preiselemente ergeben, die weit von den durchschnittlich erwarteten Preisniveaus entfernt sind und zu nicht akzeptablen Entgeltbelastungen führen, wäre für solche Fälle vorzusehen, dass zusätzlich zu den Erlösvorgaben zulässige Bandbreiten für die Preiselemente oder andere vorrangig zu berücksichtigende Parameter regulatorisch vorgegeben werden können.

Tabelle 8 fasst die Parametrierung der Instrumente 5 und 6 in Bezug auf die Auswahl der Entgeltkomponenten und die vorgegebenen Erlösanteile je Entgeltkomponente und Netzebene zusammen. Die vorgegebenen Erlösanteile sind beispielhaft und insbesondere als Annahme für die später noch folgenden quantitativen Analysen zu verstehen. Auch andere Parametrierungen sind denkbar und begründbar. Im Hinblick auf diese Parameter – Entgeltkomponenten und vorgegebene Erlösanteile – unterscheiden sich beide Instrumente nicht. Der Unterschied zwischen beiden Instrumenten besteht darin, dass als Bezugsgrößen für die Ermittlung der Höhe der einzelnen Entgeltkomponenten im Falle von Instrument Netz1 ausschließlich Verbraucher einbezogen werden, während bei Instrument Netz2 teilweise auch Erzeugungsanlagen einbezogen werden. In Instrument Netz1 ergibt sich bspw. die Höhe des anschlussbezogenen Grundpreises in einer Netzebene aus der Multiplikation des vorgegebenen Erlösanteils für diese Komponente (z. B. 50 %) mit den gesamten auf diese Netzebene entfallenden Kosten (nach Wälzung) dividiert durch die Anzahl aller Anschlusspunkte von Verbrauchern und solchen, die sich durch den Anschluss nachgelagerter Netze ergeben. In Instrument Netz2 hingegen würde zusätzlich die Anzahl der Netzanschlüsse von Erzeugungsanlagen berücksichtigt. In der Folge sinkt der von Verbrauchern zu entrichtende Grundpreis (weitere Details folgen unten).

Tabelle 8: Entgeltkomponenten und vorgegebene Erlösanteile (beispielhaft und als Grundlage für die quantitativen Analysen) in den Instrumenten Netz1 und Netz2

Netzebene	Entgeltkomponente	Erlösanteil Status quo	Erlösanteil Instrument Netz1/2
HöS bis HS/MS	GP _A	-	50%
	KP	-	40%
	LP/AP	LP/AP anhand Gleichzeitigkeitsfunktion	10% nur AP
MS und MS/NS	GP _A	-	50%
	KP	-	30%
	LP/AP	LP/AP anhand Gleichzeitigkeitsfunktion	20% nur AP
NS	GP _A	-	60%
	GP _Z	nur für SLP-Kunden	-
	LP/AP	LP/AP anhand Gleichzeitigkeitsfunktion; SLP nur AP	40% nur AP

(GP_A: anschlussbezogener Grundpreis (GP); GP_Z: zählpunktbezogener GP; KP: Kapazitätspreis bezogen auf vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität; LP: Leistungspreis bezogen auf individuelle Jahreshöchstleistung; AP: Arbeitspreis; SLP: Standardlastprofil). Quelle: eigene Berechnungen

Tabelle 8 weist für den Status quo des Netzentgeltsystems keine Erlösanteile aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich im heutigen Netzentgeltsystem die Aufteilung der gesamten Entgelte auf Leistungs- und Arbeitspreise nutzerspezifisch in Abhängigkeit von der individuellen Benutzungsstundenzahl (Verhältnis von Höchstlast und jährliche Summe der Stromentnahme) in Verbindung mit der sogenannten „g-Kurve“ ergibt. Dessen Parametrierung stellt zudem – ähnlich wie die Höhe des Grundpreises für SLP-Kunden in der Niederspannungsebene – in gewissen Grenzen einen Freiheitsgrad des Netzbetreibers dar. Auswertungen von typisierten Musterverbrauchern in (Consentec

und Fraunhofer ISI 2018) zeigen, dass der auf Arbeitspreise entfallende Erlösanteil bei Haushaltskunden grob zwischen 65% und 90% liegt. Bei Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) variiert der Anteil zwischen 20% und 80%. Die geringen Werte bei den Erlösanteilen erreichen aber nur Kunden mit hohen Benutzungsstunden bei gleichzeitig relevanten Eigenerzeugungsanteilen (Annahme: keine Netzentgelte auf Selbstverbrauch). Insgesamt dürften Instrumente Netz1 und Netz2 somit zu einer zum Teil sehr erheblichen Entlastung der entnahmeabhängigen Entgeltbestandteile führen. Die stattdessen stärkere (erstmalige) Einbeziehung anschlussbezogener Größen in die Netzfiananzierung führt im Gegenzug zu einer höheren Belastung von Kunden mit geringem Verbrauch¹⁴⁵.

Für den anschlussbezogenen Grundpreis erscheint die Festlegung eines Erlösanteils in einer Größenordnung von bis zu ca. 50-60 % begründbar. Gemäß den oben angeführten, modellnetzbasierten Untersuchungen liegt der durch strukturelle Aspekte getriebene Anteil der langfristigen Grenzkosten der Netzinfrastuktur in allen Netzebenen in der Größenordnung von 60-70 %. Gleichzeitig stellt der anschlussbezogene Grundpreis die einzige Entgeltkomponente dar, die den strukturbezogenen Teil der langfristigen Grenzkosten der Netzinfrastuktur reflektiert. Es ist aber zu berücksichtigen, dass die Netzinfrastrukturkosten nur einen – allerdings sehr großen – Teil der gesamten Netzkosten darstellen. Deshalb kann dieser Wertebereich nicht unmittelbar als Vorgabe für einen Erlösanteil herangezogen werden, der sich dann aber auf die gesamten Netzkosten bezieht. Andererseits sind aber auch andere Kostenelemente wie z. B. die Kundenverwaltungskosten nicht von den Leistungsanforderungen der Kunden abhängig und wären daher ebenfalls sinnvoller durch einen Grundpreis als z. B. durch entnahmeabhängige Entgeltkomponenten abzubilden. Von diesen Überlegungen geleitet, kann die Festlegung eines Erlösanteils auf den Grundpreis in einer Größenordnung von bis zu ca. 50-60 % gerechtfertigt werden.

Dies würde jedoch zu einer sehr weitgehenden Umstrukturierung der Netzentgelte führen und – wie die quantitativen Untersuchungen zeigen – mit einer entsprechend starken Verteilungswirkung einhergehen. Die hier gewählte Parametrierung stellt insofern eher einen Extrempunkt dar, während bei einer tatsächlichen, diesen Instrumenten folgenden Anpassung des Netzentgeltsystems möglicherweise niedrige Werte gewählt würden. Hier nicht im Detail betrachtet, aber 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 gar 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).

Für den Kapazitätspreis lässt sich eine sachgerechte Dimensionierung, wie oben erwähnt, nicht eindeutig aus Kostentreiberanalysen ableiten, da hier Aspekte der Planungspraxis der Netzbetreiber eine Rolle spielen. Jedenfalls erscheint hier aber eine Abstufung nach Netzebenen sinnvoll. Was sich jedoch sagen lässt, ist, dass der Anteil der langfristigen Grenzkosten, der von der Netzanschlusskapazität der Anschlussnehmer (hierauf bezieht sich der Kapazitätspreis) und nicht von den Stromentnahmeprofilen der Letztverbraucher abhängt, umso größer ist, je kleiner die Kollektive von Netznutzern sind, deren Leistungsanforderungen die Dimensionierung der einzelnen Betriebsmittel determinieren. Hieraus wird ein alle Ebenen ab der Umspannebene Mittel-/Niederspannung aufwärts nennens-

¹⁴⁵ Präziser: Kunden mit geringem Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, denn im Fall von Kunden mit Eigenerzeugung kann der Verbrauch unter Umständen hoch sein, während der für die Netzentgelte relevante Bezug aus dem Netz niedrig ist.

werter und zu höheren Ebenen hin steigender Erlösanteil gerechtfertigt. Für die Niederspannungsebene wird kein Kapazitätspreis angewendet, da dort aufgrund der starken Durchmischung der Entnahmeprofile die tatsächlich resultierende kollektive Netzbelastung deutlich größere Bedeutung für die Netzplanung hat als die Netzanschlusskapazität der einzelnen Anschlussnehmer. Außerdem ist 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, denn den Anschlussnehmern müsste grundsätzlich Gelegenheit zur Anpassung der vertraglichen Vereinbarungen zur Netzanschlusskapazität gegeben werden. Stattdessen wird in der Niederspannungsebene daher ein höherer Erlösanteil auf die Arbeitspreiskomponente gelegt, die damit teilweise die Funktion der Kapazitätspreise bei der Abbildung der auf die Leistungsanforderungen der Netze bezogenen Kosten übernehmen. Unabhängig von der Netzebene muss die Einhaltung der Netzanschlusskapazität kontrolliert und eine vertragsverletzende Überschreitung ausreichend pönalisiert werden.

Hier nicht betrachtet, aber grundsätzlich denkbar wäre eine dynamische Ausgestaltung des Arbeitspreises.

Bei der Ermittlung der Höhe der Entgeltkomponenten werden, wie oben bereits erläutert, in Instrument Netz2 im Gegensatz zu Instrument Netz1 auch erzeugungsseitige Größen einbezogen. Ziel der Diskussion des Instruments Netz2 ist primär aufzuzeigen, welche Wirkungen die Berücksichtigung erzeugungsseitig verursachter Netzkosten auf ein Netzentgeltsystem für Verbraucher grundsätzlich haben könnte, und weniger ein konkreter Umsetzungsvorschlag. Insbesondere sind nicht alle hierbei getroffenen Entscheidungen eindeutig, vielmehr sind auch andere Ansätze zur Berücksichtigung erzeugungsseitig verursachter Netzkosten denkbar. Grundsätzliche Zusammenhänge, auch im Hinblick regionale Steuerungssignale, lassen sich hieran aber veranschaulichen. Das Vorgehen für Instrument Netz2 ist wie folgt:

- ▶ Da die strukturbedingten Netzkosten von räumlicher Verteilung und Zahl der Netzanschlüsse, nicht aber von der Art des Netzanschlusses (Verbraucher oder Erzeuger) anhängen, wird in Instrument Netz2 für die Festlegung der Höhe des Grundpreises auch die Anzahl der von Erzeugungsanlagen genutzten Netzanschlusspunkte hinzugezählt.¹⁴⁶
- ▶ Bei den Kapazitätspreisen, die i. W. die auf die Leistungsanforderungen der Netze bezogenen Kosten reflektieren sollen, ist zu unterscheiden, ob in einem Netzgebiet die Erzeugung oder der Verbrauch für die leistungsbezogene Dimensionierung des Netzes ausschlaggebend ist. In erzeugungsdominierten Gebieten – deren Festlegung nach ähnlichen Prinzipien erfolgen könnte, wie die Festlegung der sogenannten Verteilernetzausbaugebiete, s. etwa (Bundesnetzagentur 2019) – würde dann konsequenterweise für Verbraucher kein Kapazitätspreis erhoben, während in verbrauchsdominierten Gebieten ein Kapazitätspreis in gleicher Höhe wie in Instrument Netz1 erhoben würde. Anders als in Instrument Netz1 erfolgt in Instrument Netz2 insofern eine regionale Differenzierung, mit in der Folge einem geringeren Entgelt für Verbraucher in erzeugungsdominierten Gebieten.
- ▶ In Bezug auf die Arbeitspreise erfolgt keine Einbeziehung der Erzeugung. Dies folgt dem Gedanken, dass das Netz letztlich der Versorgung von Verbrauchern mit elektrischer Energie dient und

¹⁴⁶ Diese Festlegung überzeichnet den kostentreibenden Effekt von Erzeugungsanlagen jedenfalls auf die heute zu refinanzierenden Netzkosten tendenziell, denn anders als bei Netzanschlüssen von Verbrauchern, sind Erzeugungsanlagen grundsätzlich verpflichtet, die Anbindungen an einen ihnen zugewiesenen Netzverknüpfungspunkt selbst herzustellen und die Kosten hierfür zu tragen. Dennoch beeinflussen auch Erzeugungsanlagen die Netzstruktur, allerdings eher weniger stark als Verbrauchsanschlüsse.

Erzeugung insofern kein „Selbstzweck“ ist.¹⁴⁷ Der Entgeltkomponente „Arbeit“ zugeordnete Kosten werden daher auch nur den Verbrauchern zugeordnet werden. Diese Begründung trägt für die Niederspannungsebene insoweit aber nur bedingt wie der Arbeitspreis dort auch, wie oben erläutert, teilweise die Funktion des Kapazitätspreises übernimmt. Geht man allerdings davon aus, dass die Leistungsanforderungen in Niederspannungsnetzen meist nicht von Erzeugungsanlagen determiniert werden¹⁴⁸, so ist dieses Vorgehen dennoch schlüssig – denn in nicht erzeugungsdominierten Netzgebieten zahlen Verbraucher in diesem Instrumentenvorschlag einen Kapazitätspreis.

Der mit Instrument Netz2 verfolgte Ansatz, auch die unter Umständen netzkostentreibende Wirkung von Erzeugungsanlagen bei der Ermittlung der von Verbrauchern zu tragenden Netzkosten zu berücksichtigen, impliziert nicht notwendigerweise die Einführung erzeugerseitiger Netzentgelte. Es geht vielmehr lediglich darum, Verbraucher nicht mit solchen Kosten zu belasten, die im Sinne eines kostenreflexiven Entgeltssystems Erzeugungsanlagen zuzuordnen wären. Ob diese der Erzeugung zuzuordnenden Kosten dann über erzeugungsseitige Entgelte oder anderweitig außerhalb der Netz-sphäre (zum Beispiel aus dem öffentlichen Haushalt) finanziert werden, wird hier nicht weiter betrachtet und ist auch für die Bewertung der Wirkungen auf Sektorkopplungsanwendungen irrelevant. Deswegen erfolgt hier auch keine rechtliche Einordnung.

3.2 Abschätzung der quantitativen Wirkungen

Anders als bei der Bewertung der anderen Instrumente wird für die netzbezogenen Instrumente die Abschätzung der quantitativen Wirkungen vor die (qualitative) Bewertung der ökonomischen Effizienz gezogen. Grund ist, dass – wie in Kapitel 1 hergeleitet – für die Netzfinanzierung und Bepreisung der Netznutzung keine „first-best-Lösungen“ existieren und insofern stets Abwägungsentscheidungen erforderlich sind. Diese erfordern auch eine empirische Grundlage. Daher werden erst die Ergebnisse quantitativer Betrachtungen dargestellt, um dann in der Bewertung zur ökonomischen Effizienz auch darauf eingehen zu können.

Nachfolgend werden Ergebnisse quantitativer Analysen zu den beiden netzbezogenen Instrumenten dargestellt. Ziel der Analysen ist es exemplarisch aufzuzeigen, wie sich die Höhe der heutigen Entgeltkomponenten (Leistungs- und Arbeitspreis) bzw. in den Instrumenten neu eingeführten Entgeltkomponenten (anschlussbezogene Grundpreise und Kapazitätspreise) einstellen könnten und wie sich dies auf die Belastung bestimmter typischer Verbraucher mit Netzentgelten einerseits und beispielhafter Sektorkopplungsanwendungen andererseits auswirken würde.

Grundlage der Analyse ist eine Modellierung, die auch in (Consentec und Fraunhofer ISI 2018) verwendet wurde und die die Entgeltkalkulation für einen fiktiven, die Gesamtheit der deutschen Übertragungs- und Verteilungsnetze abdeckenden Netzbetreiber auf Basis realitätsnäher Kosten- und Mengendaten nachbildet. Damit wird durch diese Modellierung die regionale Verteilung der Netzentgelte nicht berücksichtigt. Vielmehr werden durchschnittliche Verhältnisse nachgebildet, die sich von den Entgelt-niveaus der einzelnen Netzbetreiber (ggf. stark) unterscheiden können. Für Instrument Netz2 wird jedoch insoweit eine regionale Differenzierung berücksichtigt, als netzebenenspezifisch zwischen Gebieten unterschieden wird, in denen die leistungsbezogene Netzdimensionierung

¹⁴⁷ Diese Argumentation könnte allgemein auf die erzeugungsseitig verursachten Netzkosten übertragen. Im Gegensatz zum Arbeitspreis, kann durch die Berücksichtigung erzeugungsseitig verursachter Netzkosten bei den anderen Entgeltkomponenten allerdings eine zusätzliche Steuerungswirkung erreicht werden (z. B. regional).

¹⁴⁸ Dies bedeutet nicht, dass nicht in der Niederspannungsebene Erzeugungsanlagen die Leistungsanforderungen überlagerter Netze determinieren können.

verbrauchs- bzw. erzeugungsdominiert ist. In erzeugungsdominierten Gebieten fallen die von den Verbrauchern zu tragenden Netzkosten konzeptgemäß geringer aus.

Ein weiteres zentrales Element der Modellierung ist die Nachbildung der vertikalen Kostenwälzung in der heute praktizierten Form. Diese bleibt in den Grundzügen auch in den alternativen Entgeltsystemen erhalten. Hierzu wird unterstellt, dass Betreiber unterlagerter an Betreiber überlagerter Netz- und Umspannebenen die gleichen Entgeltkomponenten zahlen würden wie Letztverbraucher, auch bei Einführung von anschlussbezogenen Komponenten.

Die Netzbetreiber besitzen heute Freiheitsgrade sowohl was die genaue Parametrierung der „g-Kurve“ und damit das Verhältnis von Arbeits- zu Leistungspreis anbelangt als auch was die Höhe des Grundpreises für SLP-Kunden anbelangt. Für die Untersuchungen, die wie oben beschrieben von einem einzigen fiktiven, die Gesamtheit der deutschen Übertragungs- und Verteilungsnetze abdeckenden Netzbetreiber ausgehen, wurden für die g-Kurve sowie das Verhältnis von Arbeits- zu Grundpreis in der Netzebene 7 Werte angenommen, die die (größengewichtete) durchschnittliche Situation in Deutschland heute abbilden. Hierzu wurden Tarifblätter einer den weit überwiegenden Teil Deutschlands abdeckenden Zahl deutscher Netzbetreiber ausgewertet.

Betrachtet wird (anders als in (Consentec und Fraunhofer ISI 2018)) die Situation im Jahr 2030. Hierfür sind Annahmen zur Entwicklung sowohl der zu refinanzierenden Netzkosten wie auch des „Mengengerüsts“ der zur Entgeltberechnungen verwendeten Bezugsgrößen (z. B. entnommene Arbeit, Anzahl der Netzanschlusspunkte, etc.) zu treffen. Ausgangspunkt hierfür stellen die Ergebnisse und Annahmen aus dem „Basisszenario“ der Langfrist- und Klimaszenarien dar, (Consentec et al. 2017). Dieses Szenario zeichnet sich durch folgende, für die Interpretation der Ergebnisse relevante Eigenschaften aus:

- ▶ Der Zubau an Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien ist vergleichsweise gering. So steigt die insgesamt installierte Erzeugungsleistung gegenüber dem Jahr 2017 im Basisszenario im Jahr 2030 nur um 0,5 GW bei Wind-Onshore-Anlagen, um 2 GW bei PV-Freiflächenanlagen und um 5,5 GW bei PV-Aufdachanlagen. Der geringe Anstieg – bei gleichzeitigem Erreichen einer THG-Minderung im Umwandlungssektor von 60 % gegenüber 1990 sowie eines EE-Anteils von 53 % - ist einerseits auf die in der Studie angewendete strikte Standort- und Anlagenoptimierung (im Hinblick auf Gesamtsystemkosten) zurückzuführen. Im Ergebnis erreichen die „modellendogen“ neu errichteten Anlagen im Vergleich zum heutigen Anlagenmix teilweise sehr hohe Volllaststunden. Andererseits sinkt der Stromverbrauch in dem Szenario bis zum Jahr 2030 um 50 TWh gegenüber 2017 (bzw. 15% gegenüber dem 2010). Grund hierfür sind bis dahin erreichte Energieeffizienzbemühungen bei gleichzeitig noch moderater Durchdringung des Systems mit neuen Stromverbrauchern (Sektorkopplung), insbesondere Elektromobilität.
- ▶ Wie erwähnt sinkt der Stromverbrauch in diesem Szenario bis zum Jahr 2030 vergleichsweise stark (15% gegenüber 2010). In den folgenden Dekaden steigt dieser dann durch einen zunehmenden Einsatz strombasierter Sektorkopplung an, bleibt aber auch für das Jahr 2050 – im Vergleich zu anderen Energiesystemstudien – auf einem eher moderaten Niveau.
- ▶ Die über die Entgelte zu refinanzierenden Netzkosten steigen aufgrund der veränderten Anforderungen (neue Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen) bis zum Jahr 2030 um 19 % gegenüber heute, wobei der Anstieg je nach Netzebene stark unterschiedlich ausfällt (zwischen 5 % und 50 % Anstieg).

3.2.1 Entwicklung der Höhe der Netzentgeltkomponenten

Die Darstellung der Entwicklung der Höhe der Entgeltkomponenten erfolgt nachfolgend als Vergleich zwischen dem Instrument Netz1 und dem heutigen Entgeltsystem bzw. im Vergleich der Instrumente

Netz1 und Netz2. Für das heutige Entgeltsystem wird zunächst dargestellt, wie sich die Höhe der Entgeltkomponenten (Leistungs- und Arbeitspreis, sowie Grundpreis anstelle Leistungspreis für die nicht leistungsgemessenen SLP-Kunden der Netzebene 7) angesichts der steigenden Netzkosten und des veränderten Mengengerüsts (Basisszenario 2030) entwickeln. Da sich im heutigen Entgeltsystem die Höhe der Entgeltkomponenten in Abhängigkeit von der Benutzungsstundenzahl (Verhältnis von entnommener Arbeit zu Jahreshöchstbezugsleistung) des jeweiligen Verbrauchers unterscheidet, ist für das heutige Entgeltsystem zwischen Kunden mit einer Benutzungsstundenzahl kleiner 2.500 h/a (diesem Kollektiv werden per Definition auch die SLP-Kunden zugerechnet) und solche mit einer Benutzungsstundenzahl größer 2.500 h/a zu unterscheiden. In den beiden hier untersuchten Alternativinstrumenten ist diese Unterscheidung hingegen nicht mehr erforderlich. Jedoch ist bei Instrument Netz2 eine Unterscheidung dahingehend erforderlich, ob ein verbrauchs- oder erzeugungsdominiertes Gebiet betrachtet wird (s. oben).

Die nachfolgende Tabelle zeigt zunächst, wie sich die Höhe der Netzentgeltkomponenten beim heutigen Entgeltsystem von heute (2017) bis 2030 prozentual verändert. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich das Verhältnis von Leistungs- und Arbeitspreis nicht verändert (gleiche Parametrierung der sogenannten „g-Kurve“).

Tabelle 9: Relative Entwicklung der Höhe der Entgeltkomponenten im heutigen Entgeltsystem bis 2030 (Entwicklung des Mengengerüsts und der Netzkosten entsprechend Basisszenario der Langfristszenarien)

Netzebene	Spannungsebene	Zunahme 2030 ggü. heute
NE1	HöS	+ 68 %
NE2	HöS/HS	+ 62 %
NE3	HS	+ 56 %
NE4	HS/MS	+ 52 %
NE5	MS	+ 35 %
NE6	MS/NS	+ 40 %
NE7	NS	+ 30 %

Quelle: eigene Berechnungen

Zu erkennen ist ein sehr erheblicher, zu den unteren Netzebenen aber abnehmender Anstieg der Höhe der Netzentgeltkomponenten. So würden die spezifischen Leistungs- und Arbeitspreise (€/kW/a bzw. €/kWh) für einen in der Netzebene 1 (Höchstspannungsnetz) angeschlossenen Verbraucher um 68 % ansteigen, sofern sich das Mengengerüst entsprechend Basisszenario der Langfristszenarien einstellt. Für einen Verbraucher in der Netzebene 7 (Niederspannungsnetz, z. B. Haushaltskunde) läge der Anstieg immer noch bei 30 %. Dieser Anstieg ist auf zwei Effekte zurückzuführen: Einerseits steigen die zu refinanzierenden Netzkosten infolge des notwendigen Netzausbaus zum Teil erheblich (bis zu 50 % in der Netzebene 1). Andererseits geht der Stromverbrauch zurück, so dass die Netzentgelte auf einen geringeren Verbrauch umgelegt werden. Der ausgewiesene Anstieg ließe sich für einen Verbraucher mit heute und im Jahr 2030 exakt gleichem Verbrauch (im Profil und der Höhe der nach) direkt als Anstieg der Höhe der gesamten von dem Verbraucher zu tragenden Netzentgelte interpretieren. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass ein solcher Verbraucher nicht repräsentativ wäre, da im Durchschnitt der Verbrauch über alle Verbraucher rückläufig ist. Dennoch

zeigt diese Auswertung, dass die Verzerrungen, die aus dem heutigen Entgeltsystem resultieren, zu Lasten von Sektorkopplung als „neuen“ Stromverbrauchern zukünftig möglicherweise noch weiter (spürbar) zunehmen.

Die nächste Tabelle zeigt die Höhe der Entgeltkomponenten im heutigen Entgeltsystem und einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 (Betrachtungszeitpunkt: 2030). Dargestellt sind zunächst die Entgelte für Verbraucher mit einer Benutzungsstundenzahl kleiner 2.500 h/a.

Tabelle 10: Höhe der Entgeltkomponenten im heutigen Entgeltsystem (für Kunden mit Benutzungsstunden < 2.500 h/a) und in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 jeweils für das Jahr 2030

Netzebene	heutiges Entgeltsystem		Instrument Netz1		
	Leistungspreis [€/kW]	Jahresarbeitspreis netto [ct/kWh]	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresarbeitspreis netto [ct/kWh]
NE1	12,53	3,81	3.492.540,78	18,57	0,30
NE2	24,54	4,61	1.329.724,77	21,10	0,29
NE3	20,62	5,05	428.267,77	22,52	0,37
NE4	18,30	4,32	126.489,48	29,73	0,37
NE5	21,98	5,13	11.180,83	16,26	1,09
NE6	17,25	4,28	3.146,77	13,03	1,13
NE7 (RLM)	28,68	6,77	604,62	0,00	4,62
NE7 (SLP)	GP [€/Zähl-punkt]: 62,33	7,87			

Quelle: eigene Berechnungen

Es zeigt sich vor allem der deutlich geringere Arbeitspreis in Instrument Netz1, insbesondere in den oberen Netzebenen. Aber auch in der Netzebene 7 ist der Arbeitspreis um 2,15 ct/kWh (ca. 30%) aus Sicht von heute als RLM-Kunden klassifizierten Verbrauchern bzw. 3,25 ct/kWh (ca. 40%) aus Sicht von SLP-Kunden niedriger. Der im Vergleich zu den anderen Netzebenen verhältnismäßig hohe Arbeitspreis für Netzebene 7 in Instrument Netz1 ergibt sich aus der Vorgabe für dieses Instrument, dass ein Erlösanteil von 40 % in der Netzebene 7 auf den Arbeitspreis entfallen soll.

Der Kapazitätspreis liegt – mit Ausnahme der Netzebene 7, wo definitionsgemäß kein Kapazitätspreis erhoben wird – in ähnlicher Größenordnung wie der Leistungspreis im heutigen Entgeltsystem, wobei Abweichungen sowohl nach oben wie auch nach unten vorliegen. Allerdings ist zu beachten, dass ein Kapazitätspreis anders als ein Leistungspreis wirkt. Ist die Höhe der vertraglich vereinbarten Kapazität einmal festgelegt, so stellt der Kapazitätspreis „versunkene Kosten“ dar und beeinflusst anders als der Leistungspreis die Entnahmeentscheidungen des Verbrauchers weniger stark. Wie stark die Beeinflussung noch ist, hängt unter anderem von der Frage ab, mit welcher Fristigkeit die Anschlusskapazität (und damit der Kapazitätspreis) angepasst werden kann.

Bemerkenswert ist zudem die Höhe des Grundpreises für SLP-Kunden in der Netzebene 7 im Instrument Netz1. Dieser liegt um ein Vielfaches über dem Grundpreis im heutigen Entgeltsystem und dürfte dazu führen, dass sich die Tragung der Netzkosten aus Sicht von Haushaltskunden zu deren Lasten verschiebt. Dabei ist aber zu beachten, dass es sich bei dem Grundpreis in Instrument Netz1

um einen anschlussbezogenen Grundpreis handelt, während der Grundpreis im heutigen Entgeltsystem zählpunktbezogen ist. Insofern gilt die Aussage einer Verschiebung der Kostentragung zu Lasten der Haushaltskunden insbesondere für Verbraucher in Einfamilienhäusern bzw. Mehrfamilienhäusern mit wenigen Wohneinheiten. So müsste der Verbrauch eines Einfamilienhauses bei nahezu 17.000 kWh/a liegen, um den Nachteil des höheren Grundpreises durch die geringeren Arbeitspreise zu kompensieren, was bei einem Durchschnittsverbrauch bspw. eines 4-Personen-Haushaltes von heute 4.000 bis 6.000 kWh/a unrealistisch hoch ist. Bei einem Mehrfamilienhaus mit 4 Wohneinheiten (= Zählpunkten) müsste der Verbrauch jedoch nur noch bei gut 2.500 kWh/a liegen, um im Vergleich der Entgeltsysteme von dem alternativen System finanziell zu profitieren. Allerdings handelt es sich bei der weit überwiegenden Zahl der Wohngebäude in Deutschland um Ein- bzw. Zweifamilienhäuser (> 80%, siehe (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2011)) Näheres zu den Verteilungswirkungen der Instrumente folgt noch weiter unten. Grundsätzlich ist aber darauf hinzuweisen, dass dieser vergleichsweise extreme Effekt an der konkreten, hier für die quantitativen Analysen gewählten Parametrierung des Instruments Netz1 liegt, die aber keineswegs zwangsläufig ist. Eine weitere Differenzierung des Grundpreises (z. B. nach Gebäudetyp) könnte als kritisch empfundene Verteilungswirkungen abmildern.

Die Höhe der Entgeltkomponenten aus Instrument Netz1 sind in folgender Tabelle nun noch den Entgelten im heutigen Entgeltsystem für Verbraucher mit einer Benutzungsstundenzahl größer 2.500 h/a gegenübergestellt.

Tabelle 11: Höhe der Entgeltkomponenten im heutigen Entgeltsystem (für Kunden mit Benutzungsstunden > 2.500 h/a) und in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 jeweils für das Jahr 2030

Netz-ebene	heutiges Entgeltsystem		Instrument Netz1		
	Leistungspreis [€/kW]	Arbeitspreis [€/kW]	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresar-beit netto [ct/kWh]
NE1	98,01	0,39	3.492.540,78	18,57	0,30
NE2	130,15	0,38	1.329.724,77	21,10	0,29
NE3	134,76	0,49	428.267,77	22,52	0,37
NE4	112,22	0,56	126.489,48	29,73	0,37
NE5	121,61	1,14	11.180,83	16,26	1,09
NE6	99,89	0,98	3.146,77	13,03	1,13
NE7 (RLM)	140,47	2,30	604,62	0,00	4,62

Quelle: eigene Berechnungen

Der Vergleich von heutigem Entgeltsystem und Instrument Netz1 stellt sich für Verbraucher mit hohen Benutzungsstunden insoweit anders dar, als für diese Verbraucher im heutigen Entgeltsystem der Leistungspreis deutlich höher und der Arbeitspreis deutlich niedriger ist als bei Verbrauchern mit einer Benutzungsstundenzahl kleiner 2.500 h/a. Bei den Entgeltkomponenten in Instrument Netz1 gibt es keine Differenzierung nach Benutzungsstunden. Im Vergleich liegen dann die Arbeitspreise in beiden Varianten auf ähnlichem Niveau, für RLM-Kunden in der Netzebene 7 in Instrument Netz1 allerdings spürbar höher. Dem gegenüber würden RLM-Kunden in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 kein leistungs- oder kapazitätsbezogenes Entgelt zahlen, sondern nur einen Grundpreis. Für typische Anschlussgrößen von RLM-Kunden in der Netzebene 7 (grob zwischen 30 und 100 kW)

würde dieser aber zu einer deutlich geringeren Belastung mit Netzentgelten führen als der Leistungspreis. Ansonsten liegt der Leistungspreis im heutigen Entgeltsystem deutlich über dem Kapazitätspreis in Instrument Netz1.

Im Gegensatz zu Instrument Netz1 wird in Instrument Netz2 für die Ermittlung der verbrauchsseitigen Netzentgelte berücksichtigt, dass die Netzkosten nicht ausschließlich durch Verbraucher verursacht werden. In Instrument Netz2 wird dies dadurch berücksichtigt, dass bei der Ermittlung der Höhe der anschlussbezogenen Grundpreise nicht nur die verbrauchs- sondern auch die erzeugungsseitigen Netzanschlüsse berücksichtigt werden. Dadurch sinken die Grundpreise für Verbrauchsanschlüsse, da sich die Umlagebasis erhöht.¹⁴⁹ Außerdem wird berücksichtigt, dass in bestimmten Netzgebieten die Erzeugung und nicht der Verbrauch für die leistungsbezogene Dimensionierung des Netzes ausschlaggebend ist. In diesen Gebieten verursacht zusätzlicher Verbrauch (genauer: zusätzliche Verbrauchskapazität bzw. eine steigende Höchstlast) zumindest geringere Netzkosten. Daher zahlen Verbraucher in Instrument Netz2 in diesen Netzgebieten keinen Kapazitätspreis. Dabei erfolgt nicht ausschließlich eine regionale Differenzierung, sondern auch eine Differenzierung nach Netzebene. Damit wird abgebildet, dass in einem bestimmten Gebiet für die leistungsbezogene Dimensionierung der Netzebene 2 und 3 zwar die Erzeugung ausschlaggebend sein kann, im gleichen Gebiet aber in den unterliegenden Netzebenen der Verbrauch. Dann wäre für Verbraucher in den Netzebenen 4 bis 7 ein Kapazitätspreis anzusetzen, für diejenigen in der Netzebene 2 oder 3 hingegen nicht. Dies wäre zum Beispiel in einem Gebiet mit vielen, im Hochspannungsnetz angeschlossenen Windparks, aber im Verhältnis zur Last wenig EE-Erzeugung mit Anschluss an die Mittel- oder Niederspannung der Fall. Dies wird auch bei der vertikalen Kostenwälzung berücksichtigt, so dass im zuvor beschriebenen Fall Verbraucher in den unterlagerten, grundsätzlich verbrauchsdominierten Netzebenen dann geringere Kapazitätspreise zahlen, da die Kapazitätspreise auch die „von oben zugewälzten“ Kosten enthalten, also die in den überlagerten Netzebenen von den Verbrauchern verursachten Kosten berücksichtigen. Da die überlagerten Netzebenen aber erzeugungsdominiert sind, verursacht zusätzlicher Verbrauch in unterlagerten Ebenen keine zusätzlichen (leistungsbezogenen) Kosten in den überlagerten Netzebenen, weshalb der Kapazitätspreis sinkt.

Für die quantitativen Analysen wird, wie oben erläutert, auf die Daten und Modelle sowie Annahmen aus den Langfristszenarien zurückgegriffen. Aufgrund der verwendeten Modelle ergibt sich, dass Gebiete, in denen die Netzebenen 4 und 5 erzeugungsdominiert sind, stets auch davon ausgegangen wird, dass die Netzebenen 2 und 3 erzeugungsdominiert sind. In der Realität kann freilich auch der Fall auftreten, dass zwar unterlagerte, nicht aber gleichzeitig auch die überlagerte Netzebene erzeugungsdominiert ist. Diesen Fall bilden die in den Langfristszenarien verwendeten Modelle nicht ab, was für die Ergebnisse hier bedeutet, dass bei der Ermittlung der Entgeltkomponenten im Falle von Instrument Netz2 drei Gebietsklassen zu unterscheiden sind:

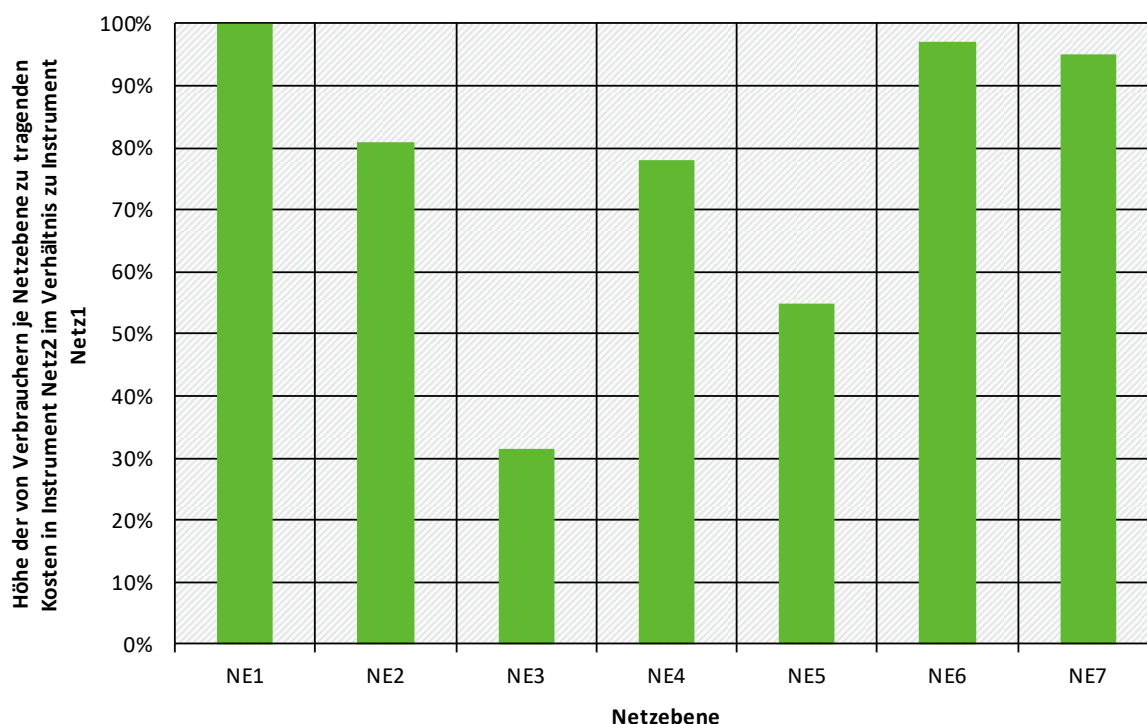
- ▶ Gebiete, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung nur auf den Netzebenen 7 und 6 determiniert,
- ▶ Gebiete, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung auf den Netzebenen 4 bis 7 determiniert und
- ▶ Gebiete, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung auf allen Netzebenen determiniert.

¹⁴⁹ Dies gilt zumindest „rechnerisch“, weil bei der Ermittlung der Höhe der Entgeltkomponenten der durch die Entgeltkomponente gemäß Vorgabe insgesamt aufzubringende Erlösanteil durch die Anzahl der Verbrauchs- und Erzeugungszählpunkte dividiert wird. Rechnerisch ist dies auch bei der Umsetzung der vertikalen Kostenwälzung berücksichtigen. Dies ist jedoch nicht so zu verstehen, dass Erzeuger zwangsläufig als Zahler in das Netzentgeltsystem einbezogen werden, wie oben bei der Beschreibung der Instrumente näher erläutert.

Der Fall, dass die Erzeugung für die leistungsbezogene Dimensionierung der Netzebene 7 ausschlaggebend ist, kann in der Realität zwar vereinzelt auftreten, wird hier aber vernachlässigt. Für die Netzebene 1 ist eine regionale Differenzierung zwischen verbrauchs- und erzeugungsdominierten Gebieten aufgrund der sehr weiträumig vermaschten Struktur nicht möglich. Deshalb wird hier stets davon ausgegangen, dass nur der Verbrauch dimensionierend wirkt.

Nachfolgendes Diagramm zeigt, wie sich die Kostentragung durch Verbraucher je nach Netzebene im Durchschnitt über alle Gebiete in Instrument Netz2 im Vergleich zu Instrument Netz1 verändert.

Abbildung 39: Höhe der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene in Instrument Netz2 im Verhältnis zu Instrument Netz1



Quelle: eigene Berechnungen

Im Schnitt über alle Netzebenen (und damit über alle Verbraucher) reduzieren sich die von Verbrauchern zu tragenden Netzkosten in Instrument Netz2 um gut 15 %. Von den insgesamt zu refinanzierenden Netzkosten in Höhe von 28,5 Mrd. € macht dies etwa 4,5 Mrd. € aus. Eine denkbare Option zur Refinanzierung dieses in Instrument Netz2 nicht durch Verbraucher (Netznutzer) aufgetragenen Betrags wäre eine Finanzierung aus dem öffentlichen Haushalt. Dies könnte wiederum durch andere Instrumente gegenfinanziert werden, zum Beispiel indem Überschüsse aus einem CO₂-basierten Instrument teilweise hierfür eingesetzt werden.

Die durchschnittliche Wirkung des Instruments Netz2 ist – zumindest für das Mengengerüst des Basissszenarios für das Jahr 2030 – aber insgesamt begrenzt. Grund hierfür ist unter anderem auch die oben genannte strikte Anlagen- und Standortoptimierung in den Langfristszenarien, die insbesondere zu einer räumlichen Konzentration des EE-Zubaus führt. Ein in der Realität flächigerer, dafür im Hinblick auf die Gesamtsystemkosten aber teurerer EE-Zubau könnte zur Folge haben, dass mehr Gebiete erzeugungsdominiert sind und mehr Verbrauchern keine leistungsbezogenen Kosten zugeordnet würden. Je nach Umfang des EE-Zubaus könnte aber zunächst auch das Gegenteil der Fall sein.

Folgende Tabelle zeigt die Höhe der Netzentgeltkomponenten in Instrument Netz2 im Vergleich zu Instrument Netz1 zunächst für den Fall eines Gebiets, in dem der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung nur auf den Netzebenen 7 und 6 determiniert.

Tabelle 12: Höhe der Entgeltkomponenten für das Jahr 2030 in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 und in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz2 in einem Gebiet, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung nur auf den Netzebenen 7 und 6 determiniert

Netzebene	Instrument Netz1			Instrument Netz2		
	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresarbeit netto [ct/kWh]	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresarbeit netto [ct/kWh]
NE1	3.492.540,78	18,57	0,30	3.492.540,78	18,57	0,30
NE2	1.329.724,77	21,10	0,29	1.276.874,02	0,00	0,29
NE3	428.267,77	22,52	0,37	175.979,87	0,00	0,26
NE4	126.489,48	29,73	0,37	43.073,74	0,00	0,14
NE5	11.180,83	16,26	1,09	5.001,79	0,00	0,54
NE6	3.146,77	13,03	1,13	1.264,36	5,28	0,46
NE7 (RLM)	604,62	0,00	4,62	372,27	0,00	3,09
NE7 (SLP)						

Quelle: eigene Berechnungen

Folgerichtig zahlen Verbraucher in Instrument Netz2 in den Netzebenen 2 bis 5 keinen und in der Netzebene 6 einen deutlich geringeren Kapazitätspreis. Auch Arbeitspreise sowie Grundpreise fallen zum Teil deutlich geringer aus. Stromverbrauch wird in solchen Gebieten somit in Instrument Netz2 mit deutlich geringeren Netzentgelten belastet als in Instrument Netz1. Dies ist auch intuitiv nachvollziehbar, da dieses Instrument auf der Annahme basiert, dass dies Gebiete sind, in denen ein größer Teil der Netzkosten durch die dort angeschlossenen Erzeugungsanlagen verursacht wird.

Die Höhe der Entgeltkomponenten in Instrument Netz2 im Vergleich zu Instrument Netz1 für den Fall eines Gebiets, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung auf der Netzebene 4 bis 7 determiniert zeigt nachstehende Tabelle.

Tabelle 13: Höhe der Entgeltkomponenten für das Jahr 2030 in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 und in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz2 in einem Gebiet, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung auf den Netzebenen 4 bis 7 determiniert

Netzebene	Instrument Netz1			Instrument Netz2		
	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresarbeit netto [ct/kWh]	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresarbeit netto [ct/kWh]

NE1	3.492.540,78	18,57	0,30	3.492.540,78	18,57	0,30
NE2	1.329.724,77	21,10	0,29	1.276.874,02	0,00	0,29
NE3	428.267,77	22,52	0,37	175.979,87	0,00	0,26
NE4	126.489,48	29,73	0,37	43.073,74	11,65	0,14
NE5	11.180,83	16,26	1,09	5.895,52	9,73	0,64
NE6	3.146,77	13,03	1,13	1.896,87	7,91	0,69
NE7 (RLM)	604,62	0,00	4,62	434,49	0,00	3,60
NE7 (SLP)						

Quelle: eigene Berechnungen

In der Tendenz bleiben die Effekte im Vergleich der Instrumente gleich, fallen im Ausmaß für verbrauchsdominierte Netzebenen 4 bis 7 allerdings geringer aus: Arbeits- und Grundpreise sind niedriger und der in diesen Gebieten in den Netzebenen 4 bis 6 von Verbrauchern erhobene Kapazitätspreis fällt auch hier deutlich geringer aus als in Instrument Netz1.

Die folgende Tabelle zeigt schließlich die Höhe der Entgeltkomponenten in einem Gebiet, in dem die leistungsbezogene Dimensionierung auf allen Netzebenen durch Verbraucher determiniert wird.

Tabelle 14: Höhe der Entgeltkomponenten für das Jahr 2030 in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 und in einem Entgeltsystem gemäß Instrument Netz2 in einem Gebiet, in denen der Verbrauch die leistungsbezogene Dimensionierung auf allen Netzebenen determiniert

Netzebene	Instrument Netz1			Instrument Netz2		
	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresar-beit netto [ct/kWh]	Grundpreis [€/Netzan-schluss]	Kapazitätspreis [€/kW]	Jahresar-beit netto [ct/kWh]
NE1	3.492.540,78	18,57	0,30	3.492.540,78	18,57	0,30
NE2	1.329.724,77	21,10	0,29	1.276.874,02	22,91	0,29
NE3	428.267,77	22,52	0,37	250.811,56	22,40	0,37
NE4	126.489,48	29,73	0,37	91.153,69	24,66	0,29
NE5	11.180,83	16,26	1,09	8.450,79	13,95	0,92
NE6	3.146,77	13,03	1,13	2.546,08	10,61	0,92
NE7 (RLM)	604,62	0,00	4,62	498,36	0,00	4,13
NE7 (SLP)						

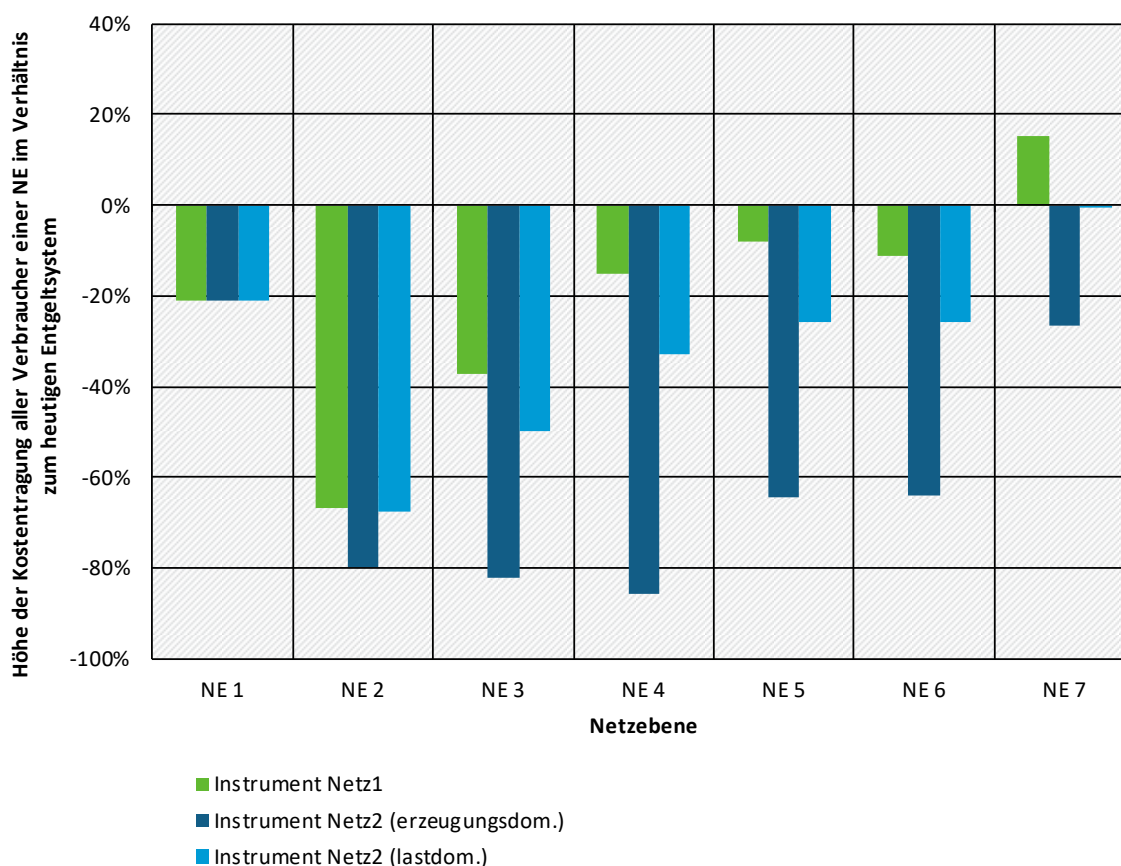
Quelle: eigene Berechnungen

Auch in diesem Fall zahlen die Verbraucher in nahezu allen Komponenten und auf allen Netzebenen geringere Netzentgelte, denn bei der Zuordnung der strukturbedingten Netzkosten wird berücksichtigt, dass diese teilweise auch durch Erzeugungsanlagen verursacht werden. Über die vertikale Kostenwälzung wirkt sich dies dann auf die Höhe der von überlagerten Netzebenen zugewälzten Kosten aus. Sind damit die von den Anschlussnehmern einer Netzebene zu tragenden Kosten geringer, reduzieren sich neben dem Grundpreis – durch die „verbreitete Umlagebasis“ (s. oben) – auch die anderen Entgeltkomponenten.

3.2.2 Verteilungswirkungen

Anders als bei den Analysen zu den CO₂-basierten Instrumenten 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 (nach Kostenwälzung) des Kollektivs aller Verbraucher einer Netzebene. Dies ist in der folgenden Abbildung für die Instrumente Netz1 und Netz2 als Verhältnis der Höhe der Kostentragung im jeweiligen Alternativinstrument zur Höhe der Kostentragung im heutigen Entgeltsystem dargestellt. Für das Instrument Netz2 werden die Ausprägungen für ein auf allen Netzebenen verbrauchsdominiertes Gebiet sowie ein nur in der Netzebene 6 und 7 verbrauchsdominiertes Gebiet betrachtet. Die dritte Variante (Netzebenen 4 bis 7 verbrauchsdominiert) liegt im Hinblick auf die Höhe der Belastung zwischen den beiden anderen Varianten.

Abbildung 40: Höhe der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene in den Instrumenten Netz1 und Instrument Netz2 (differenziert nach Gebietsklassen „erzeugungsdominiert“ und „verbrauchsdominiert“) im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem (Bezugsjahr jeweils 2030)



Quelle: eigene Berechnungen

Es zeigt sich eine Verschiebung der Kostentragung in Richtung der unteren Netzebenen, insbesondere Netzebene 7, die ohnehin den weit überwiegenden Teil der Netzkosten trägt. Von dieser Verschiebung profitieren tendenziell am stärksten die höheren Netzebenen. Die Verschiebung ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass der (statistische) Höchstlastbeitrag (als Bezugsgröße für die Bemessung der Entgelte im heutigen Entgeltsystem) pro Anschlusspunkt (als eine der Entgeltkomponenten in den alternativ Instrumenten) bei einem direkt in einer Netzebene angeschlossenen Kunden höher ist als bei den in der jeweiligen Netzebene angeschlossenen nachgelagerten Netzen, auf die Netzkosten weitergewälzt werden. Da im alternativen Entgeltsystem nach Anschlusspunkt und nicht nach statistischen Höchstlastbeiträgen gewälzt wird, wird im alternativen Entgeltsystem ein höherer Teil der von einer Netzebene zu tragenden Kosten weitergewälzt.

Bei der Einordnung des Anstiegs der Belastung der Verbraucher in der Netzebene 7 in Instrument Netz1 ist zu berücksichtigen, dass, wie weiter oben bereits dargestellt, es auch im Zeitverlauf einen Anstieg der Belastung unabhängig von einer Änderung des Entgeltsystems gibt. So würde die Belastung der Verbraucher in der Netzebene 7 bei gegenüber heute unverändertem Netzentgeltsystem aufgrund des gemäß Szenario veränderten Mengengerüsts von 17 Mrd. € auf 19 Mrd. € steigen (+12 %). Zusätzlich würde die Umstellung auf ein Entgeltsystem gemäß Instrument Netz1 die Belastung um weitere 2,9 Mrd. € auf 21,9 Mrd. € steigern (insgesamt + 28 % gegenüber auf heutigem Niveau der Kostentragung).

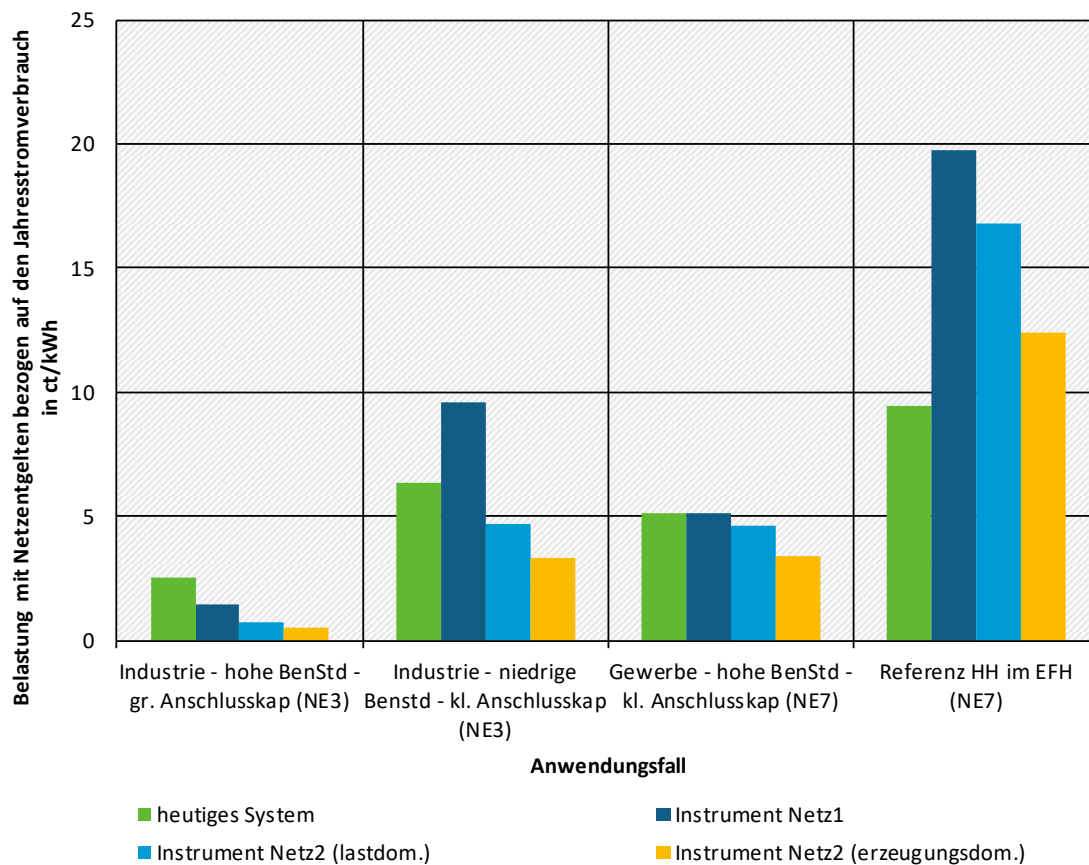
Nachfolgend wird zusätzlich exemplarisch für vier unterschiedliche Musternutzer dargestellt, wie sich deren Belastung mit Netzentgelten zwischen den drei Varianten des Netzentgeltsystems bei unveränderter Netznutzung verändert. Für das Instrument Netz2 werden wieder nur die Ausprägungen eines auf allen Netzebenen verbrauchsdominierten Gebiets sowie eines nur in der Netzebene 6 und 7 verbrauchsdominierten Gebiets betrachtet.

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.

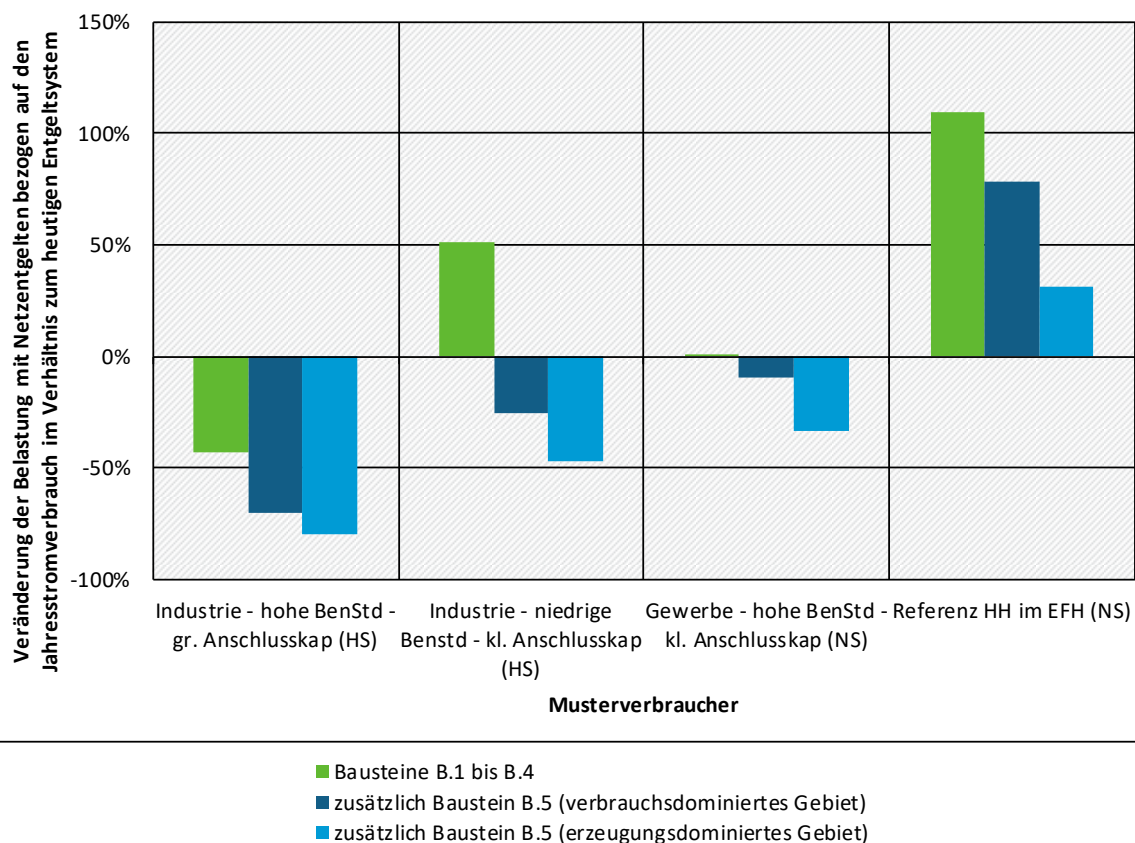
In dem folgenden Diagramm ist die Belastung bezogen auf den Jahresstromverbrauch dargestellt. Dies erlaubt eine gemeinsame Darstellung der verschiedenen, sehr unterschiedlich großen Verbraucher in einem Diagramm. Obwohl die dargestellten Werte somit die Einheit „ct/kWh“ besitzen, sind diese nicht als marginale Belastung einer kWh-Stromverbrauch zu verstehen. Diese drückt sich im Arbeitspreis aus (vgl. Tabellen weiter oben). Zusätzlich ist in einem zweiten Diagramm noch die prozentuale Veränderung der Belastung im Vergleich zum heutigen Entgeltsystem dargestellt.

Abbildung 41: Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Musterverbraucher im Vergleich der untersuchten Entgeltsysteme (Bezugsjahr jeweils 2030)



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 42: Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Musterverbraucher in den Instrumenten Netz1 und Instrument Netz2 (differenziert nach Gebietsklassen „erzeugungsdominiert“ und „verbrauchsdominiert“) im Verhältnis zum heutigen Entgeltsystem (Bezugsjahr jeweils 2030)



Quelle: eigene Berechnungen

Die Auswertung zeigt, dass Verbraucher mit niedrigen Benutzungsstunden (hierzu zählen auch SLP-Kunden) durch die Alternativinstrumente tendenziell höhere Netzentgelte zahlen (insbesondere Instrument Netz1) 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. Geht man zudem davon aus, dass die Jahreshöchstleistung sowie die vertraglich vereinbarte Anschlusskapazität in ähnlicher Größenordnung liegen, so profitieren Netznutzer mit hohen Benutzungsstunden (größer 2.500 h/a) von einem im Verhältnis zum Leistungspreis deutlich niedrigeren Kapazitätspreis.

Insbesondere die Belastung des hier betrachteten Referenzhaushalts steigt deutlich an. So steigt die Belastung des Haushalts mit Netzentgelten bei Instrument Netz1 auf mehr als das Doppelte an. In absoluten Beträgen zahlt der Haushalt statt rund 380 € im heutigen Entgeltsystem in Instrument Netz1 dann 790 € an jährlichen Netzentgelten, wobei davon etwa 600 € auf den Grundpreis entfallen. Im heutigen Entgeltsystem liegt dieser nur bei rund 60 €. In Instrument Netz2 kann die Mehrbelastung nur in erzeugungsdominierten Gebieten teilweise aufgefangen werden. Auch hier liegt die Mehrbelastung der Haushalte aber noch bei nahezu 25 %.

Vergleicht man die beiden hier betrachteten Musternutzer der Netzebene 7 sowie gleichzeitig die oben dargestellte Veränderung der Kostentragung aller Verbraucher einer Netzebene, die für Instrument Netz1 in der Netzebene 7 bei ca. 15 % liegt, so lässt sich der Schluss ziehen, dass es innerhalb des Kollektivs der Verbraucher auf der Netzebene 7 zu einer Verschiebung der Kostentragung zwischen RLM- und SLP-Kunden kommt: Denn während der hier betrachtete RLM-Kunde in Netzebene 7 (Gewerbekunde) in Instrument Netz1 nahezu die gleichen Kosten wie im heutigen Entgeltsystem

trägt und die Kostentragung in der Netzebene 7 aber insgesamt steigt, steigt die Belastung der SLP-Kunden (hier: Haushalt) deutlich überproportional. Grund hierfür ist der aus Sicht der RLM-Kunde im Vergleich zum Leistungspreis (bei typischen Anschlussleistungen) niedrige Grundpreis bzw. der aus Sicht der SLP-Kunden hohe Grundpreis, der nur bei (sehr) hohen Verbräuchen durch den niedrigeren Arbeitspreis kompensiert werden kann. Dies wurde bereits oben bei der Diskussion der Höhe der Entgeltkomponenten als erwartetes Ergebnis hergeleitet. Abhilfe gegen diese vergleichsweise starke und für die Akzeptanz möglicherweise kritische Umverteilung könnte geschaffen werden, wenn eine Differenzierung der Grundpreise nach RLM- und SLP-Kunden vorgenommen würde. Dies würde erfordern, dass der Grundpreis nicht mehr anschluss-, sondern zählpunktbezogen erhoben wird, da die Differenzierung nach RLM- und SLP-Kunden selbst zählpunktbezogen ist.

3.2.3 Wirtschaftlichkeit ausgewählter Sektorkopplungsoptionen

Ein verändertes Netzentgeltsystem wirkt sich zudem auf die Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplungsoptionen aus. Die Zusammenhänge sind dabei deutlich komplexer als bei einer Veränderung rein kWh-bezogener Steuern (z. B. Anpassung an Energiesteuersätzen), da beim Netzentgeltsystem unterschiedliche Entgeltkomponenten relevant sind. Um die Auswirkungen eines veränderten Netzentgeltsystems zu bewerten, ist es insbesondere erforderlich zu definieren, welche im Hinblick auf die Höhe der Netzentgelte relevanten Eigenschaften der jeweils betrachtete Netznutzer ansonsten aufweist und wie sich diese in Folge des Einsatzes einer bestimmten Sektorkopplungsoption verändern. Entsprechende Annahmen sind erforderlich, um die *zusätzlichen* Kosten zu ermitteln, die beim Netznutzer durch Netzentgelte in Folge der Nutzung der Sektorkopplungsoption entstehen. Nur diese zusätzlichen Kosten sind – ökonomisches rationales Verhalten vorausgesetzt – entscheidungsrelevant. Diese können deutlich unterschiedlich sein, wenn der Netznutzer z. B. zur Nutzung einer Sektorkopplungsoption einen zusätzlichen / neuen Netzanschluss benötigt und nicht nur die Nutzung eines vorhandenen Netzanschlusses verändert. Steht ein Haushaltskunde vor der Entscheidung, zur Wärmeerzeugung eine Wärmepumpe zu installieren, so würde er hierfür den ohnehin vorhandenen Netzanschluss weiter nutzen. Im Falle von Instrument Netz1 und Netz2 stellt der anschlussbezogene Grundpreis dann für die Entscheidung über die Installation der Wärmepumpe versunkene und damit nicht mehr entscheidungsrelevante Kosten dar. Anders könnte sich die Situation unter Umständen bei der Installation einer Ladesäule für Elektrofahrzeuge darstellen. Hierbei ist sowohl der Fall denkbar, dass der Betreiber einen vorhandenen Netzanschluss mit nutzt (bspw. bei E-Ladesäulen auf Supermarktparkplätzen), als auch der Fall, dass ein neuer Netzanschluss hierfür erforderlich ist (bspw. bei einer E-Ladesäule im öffentlichen Raum). Während sich die zusätzlichen Netzentgelte (bei ansonsten gleichen Parametern wie Ladeleistung und Benutzungsstunden) in beiden Varianten im heutigen Netzentgeltsystem nicht unterscheiden, würde diese in Instrumenten mit anschlussbezogenem Grundpreis einen erheblichen Unterschied machen.

Die wesentlichen, den Netznutzungsfall definierenden Parameter für die betrachteten Anwendungsfälle sind wie folgt (sonstige techno-ökonomische Parameter wie für die vorherigen Berechnungen bei den anderen Instrumenten verwendet).

- ▶ Industrielle Wasserstoffherstellung
- ▶ Dampfreformierung (konventionell): Jahreshöchstbezugsleistung und vertragliche Anschlusskapazität in Höhe der elektrischen Leistung der Anlage (ca. 440 MW), zwei Netzanschlüsse in der Netzebene 1
- ▶ Elektrolyse (Sektorkopplungstechnik): Jahreshöchstbezugsleistung und vertragliche Anschlusskapazität in Höhe der elektrischen Leistung der Anlage (ca. 1.200 MW), drei Netzanschlüsse in der Netzebene 1
- ▶ Großwärmepumpe
- ▶ Der Anschluss erfolgt an die Netzebene 4 (Umspannebene Hoch-/Mittelspannung).

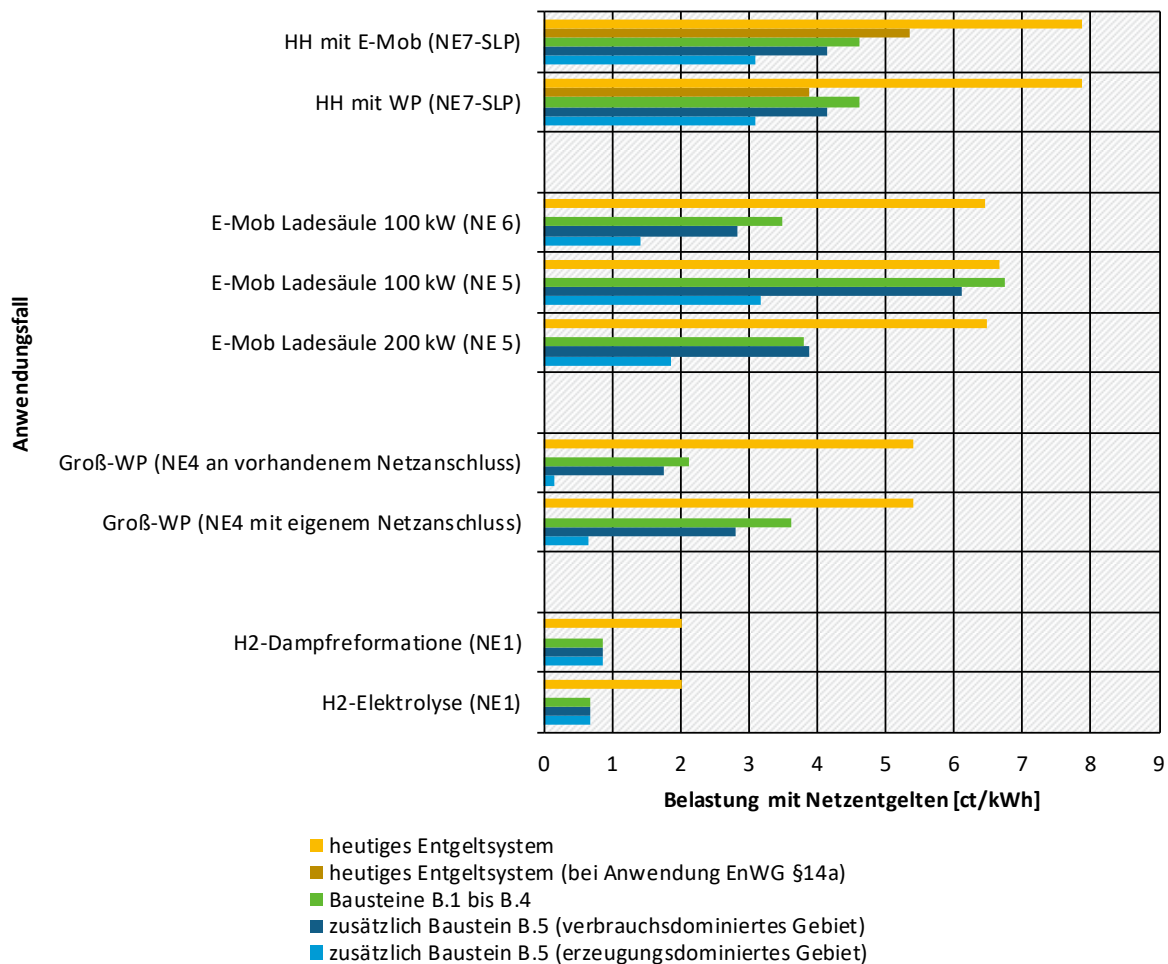
- ▶ Es werden zwei Varianten betrachtet: Zum einen eine Variante, bei der für die Großwärmepumpe ein eigener Netzanschluss errichtet wird (z. B. denkbar bei Einsatz der Wärmepumpe in einem öffentlichen Wärmenetz), zum anderen eine Variante, bei der die Großwärmepumpe bei einem Netzkunden mit bereits vorhandenem Netzanschluss installiert wird (z. B. mittelgroßer Industriebetrieb, der die Wärmepumpe zur Wärmeversorgung im eigenen Energienetz).
- ▶ Die Volllaststundenzahl der Wärmepumpe von 1.700 h/a wird auch als Benutzungsstundenzahl für die Ermittlung der Entgelthöhe im heutigen Entgeltsystem angesetzt. Dies beinhaltet die Annahme, dass im Falle der obigen zweiten Variante (Mitnutzung eines vorhandenen Netzanschlusses) für die Wärmepumpe eigener Zähler genutzt wird. Ansonsten würde für den zusätzlichen Strombezug aus dem Netz und die Erhöhung der Jahreshöchstbezugsleistung für die Wärmepumpe das aus Sicht des Anwendungsfalls „Wärmepumpe“ ungünstige Arbeits-/Leistungspreis-Verhältnis für Kunden mit hohen Benutzungsstunden angesetzt. Kunden mit hohen Benutzungsstunden werden im heutigen Entgeltsystem mit (im Vergleich zu Kunden mit niedrigen Benutzungsstunden) hohen Leistungs- und niedrigen Arbeitspreisen belastet werden. Dieser Leistungs- und Arbeitspreis würde dann auch auf die Sektorkopplungsoption angewendet, die selbst aber niedrige Benutzungsstunden besitzt.
- ▶ Der Anstieg der Jahreshöchstbezugsleistung und der vertraglichen Anschlusskapazität erfolgt in Höhe der elektrischen Leistung der Wärmepumpe (5 MW).
- ▶ Wärmepumpe (Haushalt)
- ▶ SLP-Kunde in der Netzebene 7 mit eigenem Netzanschluss
- ▶ Ein zusätzlicher Zähler wird für die Nutzung der Wärmepumpe nicht benötigt, jedoch aber zur Inanspruchnahme eines vergünstigten Netzentgelts nach EnWG §14a wie im heutigen Netzentgeltsystem vorgesehen (Annahme: Arbeitspreis dann bei 35% des vollen Arbeitspreises)
- ▶ Kosten für den zusätzlichen Zähler in heutigen Entgeltsystem (Grundpreis und Messentgelt): 77,33 EUR/a
- ▶ Elektrofahrzeug (Haushalt)
- ▶ wie Wärmepumpe Haushalt

Zusätzlich wird der Fall der Errichtung von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge als Anwendungsbeispiel betrachtet, wobei keine konventionelle Referenztechnologie zum Vergleich betrachtet wird. Es verschiedene Varianten unterschieden:

- ▶ Basisparameter
- ▶ Leistung je Ladesäule: 20 kW
- ▶ Benutzungsstunden: 1.900 h/a
- ▶ Anstieg der Jahreshöchstbezugsleistung und vertragliche Anschlusskapazität in Höhe der elektrischen Leistung der Ladesäulen
- ▶ Ein exklusiv genutzter Zähler und Netzanschluss für alle Ladesäulen
- ▶ Variante mit 10 Ladesäulen (200 kW Gesamtleistung)
- ▶ Anschluss in Netzebene 5
- ▶ Variante mit 5 Ladesäulen (100 kW Gesamtleistung)
- ▶ Untervariante: Anschluss in Netzanschluss in Netzebene 5
- ▶ weitere Untervariante: Anschluss in Netzanschluss in Netzebene 6

Nachfolgendes Diagramm zeigt die Belastung des betrachteten Stromnetznutzers mit *zusätzlichen* Netzentgelten bei Nutzung der Sektorkopplungstechnik 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 dar.

Abbildung 43: Durchschnittliche Belastung mit Netzentgelten bezogen auf den Jahresstromverbrauch verschiedener Anwendungsbeispiele für Sektorkopplung bei bestimmten Musternutzern in den untersuchten Entgeltsystem (Bezugsjahr jeweils 2030); dargestellt sind die zusätzlichen, durch die Sektorkopplungsanwendung entstehenden Entgeltbelastungen



Quelle: eigene Berechnungen

Die Beispielrechnungen zeigen, dass durch die hier betrachteten alternativen Entgeltsysteme die Option des Einsatzes einer Sektorkopplungstechnik aus einzelwirtschaftlicher Sicht in den meisten Fällen attraktiver wird, da die Belastung mit Netzentgelten deutlich sinkt. Wie auf Basis der vorherigen Analysen erwartbar, sind die positiven Wirkungen aus Sicht der Sektorkopplungsanwendung außer für in der Netzebene 1 angeschlossene Kunden in Instrument Netz2 größer als in Instrument Netz1, wobei die positive Wirkung in erzeugungsdominierten Gebieten größer als in verbrauchsdominierten Gebieten ist. Bemerkenswert sind insbesondere folgende Effekte, die sich in den Ergebnissen zeigen:

- ▶ Wasserstoffherstellung (Elektrolyseur mit Anschluss im Höchstspannungsnetz)
- ▶ Zwar liegt die Belastung der Sektorkopplungsoption (H2-Elektrolyse) mit Netzentgelten auf einem sehr ähnlichen Niveau wie bei der konventionellen Referenztechnik, die (anders als bei den anderen betrachteten Anwendungsbeispielen) auch in nennenswertem Umfang Strom verwendet. Allerdings ist der Anteil der Stromkosten an den Gesamtkosten der Option in Falle der H2-Elektrolyse deutlich höher als im Falle der H2-Dampfreformierung. Dadurch steigt die relative Wirtschaftlichkeit der H2-Elektrolyse durch stark sinkende Netzentgeltbelastung in den Instrumenten Netz1 und Netz2.

- ▶ Großwärmepumpe (mit Anschluss an der Hoch-/Mittelspannungsumspannebene)
- ▶ Für diesen Anwendungsfall führen die Alternativinstrumente zu einer deutlichen Absenkung der Belastung der Sektorkopplungsoption mit Netzentgelten. Besonders stark ist die Absenkung im Fall von Instrument Netz2 in erzeugungsdominierten Gebieten, wenn zudem ein vorhandener Netzanschluss mitgenutzt werden kann. In solchen Gebieten wird angenommen, dass die leistungsbezogene Dimensionierung unter anderem auch der Umspannebene Hoch-/Mittelspannung durch die in der Netzebene 4 oder darunter angeschlossenen Erzeugungsanlagen determiniert wird. Zusätzliche Verbrauchslast erhöht somit nicht die Leistungsanforderungen des Netzes. Folgerichtig fällt für die Wärmepumpe in diesem Fall nur ein sehr geringer Arbeitspreis an.
- ▶ Ladesäulen für Elektrofahrzeuge im Mittelspannungsnetz
- ▶ Im Fall der Variante mit 10 Ladesäulen (200 kW Gesamtleistung/-anschlusskapazität) führen alle Alternativinstrumente zu einer deutlichen Verringerung der Kosten für den Betrieb der Ladesäulen.
- ▶ Weniger eindeutig ist die Situation in der Variante mit nur 5 Ladesäulen. Würde auch hier eine Anbindung an die Netzebene 5 (Mittelspannungsnetz) erfolgen, so würden die Kosten im Falle von Instrument Netz1 gegenüber dem heutigen Entgeltsystem sogar leicht steigen und nur in erzeugungsdominierten Gebieten in Instrument Netz2 spürbar sinken. Grund ist die mit einer Anschlusskapazität von 100 kW und einer Strombezug von 190 MWh/a vergleichsweise geringe Ausnutzung des Mittelspannungsanschlusses. Daher reicht der Vorteil eines im Vergleich zum heutigen Entgeltsystem in Instrument Netz1 niedrigere Arbeits- und Kapazitäts-/Leistungspreis nicht aus, um den nur in Instrument Netz1 anfallenden hohen anschlussbezogenen Grundpreis zu kompensieren. Dabei könnte das damit verbundene Preissignal auch tatsächlich ökonomisch richtig und damit effizient sein: Die Errichtung eines zusätzlichen Netzanschlusses in der Mittelspannung verursacht grundsätzlich in erheblichem Umfang strukturbedingte, also von der kapazitäts- und arbeitsbezogenen Ausnutzung des Anschlusses unabhängige Kosten, um den neuen Netzanschluss in das Netz einzubinden. Diese Kosten sollten bei der Entscheidung über die Errichtung von Ladesäulen von dem Akteur in seine Entscheidung einbezogen werden. Allerdings dürfte in diesem Anwendungsfall häufig die Situation vorliegen, dass die strukturbedingten Kosten für die Einbindung des zusätzlichen Anschlusses eher unterdurchschnittlich sind, da Ladesäulen für Elektrofahrzeuge häufig in solchen Teilgebieten von Netzen errichtet werden dürften, die eine hohe Anschlussdichte aufweisen, und da die Ladepunkte zudem oft in unmittelbarer Nähe zu vorhandenen Mittelspannungsleitungszügen errichtet werden dürften, die meist entlang von Straßen verlaufen. Da aber der Grundpreis konzeptgemäß nur die durchschnittlichen strukturbedingten Kosten abbilden kann, dürfte die Belastung in diesem Anwendungsfall vielfach ineffizient hoch sein. Dieses Beispiel zeigt, dass die in den Instrumenten Netz1 und Netz2 angelegte und letztlich unvermeidliche Durchschnittsbildung dazu führt, dass auch in den Instrumenten Netz1 und Netz2 Fehlanreize zumindest fallweise verbleiben können, die je nach Anwendungsfall unterschiedlich schwer wiegen können.
- ▶ Allerdings ist die Frage, ob sich der Netzkunde bei einer Anschlussleistung von nur 100 kW nicht ohnehin für einen Anschluss an die Netzebene Netz2 entscheiden würde, da der Netzkunde dann im Gegensatz zu einem Anschluss in der Netzebene Netz1 nicht selbst die Errichtung eines Transformators für Umspannung Mittel- auf Niederspannung vornehmen müsste. Stattdessen wäre nur die Zuleitung zur nächstgelegenen Ortsnetzstation (Umspannebene Mittel-/Niederspannung) durch den Betreiber der Ladesäulen zu erledigen. In der Regel dürfte dies auch aus volkswirtschaftlicher Sicht kostengünstiger sein. Somit setzt die Alternativinstrumente – anders als das heutige Entgeltsystem – hier einen zumindest „in der Richtung“ ökonomisch sinnvollen Anreiz.
- ▶ Wärmepumpe und Elektromobilität bei Haushaltskunden im Niederspannungsnetz
- ▶ Die Auswertungen zeigen hier eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Sektorkopplungsoptionen durch alle Alternativinstrumente, die allerdings nur dann deutlich ausfällt, wenn mit einem

Fall verglichen wird, bei dem der Haushaltskunde die heute vorgesehenen Vergünstigung nach EnWG §14a nicht in Anspruch nimmt. Geht man davon aus, dass diese Vergünstigungen für die sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen fortbesteht, dann kann sogar der Fall eintreten, dass die Alternativinstrumente, bei denen eine solche Privilegierung zumindest in den hier betrachteten Varianten zunächst nicht abgebildet ist, zu einer (leicht) höheren Belastung der Sektorkopplungsoptionen führen. Dass Netzbetreiber heute nach EnWG §14a in Niederspannung für Wärmepumpe und Ladeeinrichtungen von Elektrofahrzeugen, die als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gewertet werden, einen vergünstigtes Netzentgelt anbieten müssen – sofern die Verbrauchseinrichtungen über einen separaten Zähler verfügen – wird grundsätzlich damit begründet, dass die Steuerbarkeit der Anlagen dazu beitragen könnte Netzkosten einzusparen. Dies würde eine geeignete Steuerung durch den Netzbetreiber voraussetzen. Allerdings gibt es heute keine klaren Regelungen nach welchen Prinzipien eine solche Steuerung erfolgen sollte. Auch fehlen Anreizmechanismen für die Netzbetreiber, die Steuerungsmöglichkeiten für einen aus Sicht des Gesamtsystems effizienten Einsatz der Anlagen einzusetzen, und es ist unklar, wie hoch tatsächlich die Einsparungen bei den Netzkosten sind. Letzteres wäre erforderlich, um die Höhe der gewährten Vergünstigung im Hinblick auf effiziente Anreize richtig zu parametrieren. Insofern könnte man das heute vorhandene Instrument des EnWG §14a zunächst eher als gezielte Privilegierung zur Förderung der Sektorkopplung interpretieren. Sind die Prinzipien der Steuerung und die Anreizsituation für Netzbetreiber zukünftig klarer geregelt – derartige Diskussion werden heute auf verschiedenen Ebenen geführt – dann könnte dieses Instrument, ggf. in angepasster Form aber durchaus zur Steigerung der Effizienz eines Entgeltsystems geeignet sein. Anpassungen könnten sich auch auf die Entgeltkomponente beziehen, auf die die Vergünstigung gewährt wird. Dann könnte ein entsprechendes Instrument aber grundsätzlich auch auf andere Entgeltsystem wie etwa die hier diskutierten Alternativinstrumente übertragen werden. Der in den hier dargestellten Auswertungen auftretende Effekt, dass die Alternativinstrumente die wirtschaftliche Situation der Sektorkopplungsanwendung teilweise verschlechtern könnten, dürfte dann nicht mehr auftreten.

3.3 Bewertung der Instrumente

Wie in Kapitel 1(Arbeitspaket 2) ausführlich herausgearbeitet, existieren in Bezug auf eine effiziente Bepreisung der Netznutzung keine First-Best-Lösungen. Für die Bewertung der Effizienz verschiedener Ausgestaltungsformen von Entgeltsystemen bedeutet dies auch, dass nicht in jedem Fall eindeutige Aussagen zur Rangfolge der Effizienz verschiedener Systeme möglich sind. Bei der Ausgestaltung eines Entgeltsystems sind zum Teil Abwägungsentscheidungen und eine Gewichtung zu adressieren der Problemfelder bzw. prioritär zu vermeidender Verzerrungen erforderlich. Dies ist dann auch bei der Bewertung der ökonomischen Effizienz verschiedener Entgeltsystem zu berücksichtigen.

3.3.1 Statische Anreize

Die deutliche Absenkung der Arbeitspreise in den beiden alternativen Entgeltsystemen führt grundsätzlich zu einer Erhöhung der Effizienz der statischen Anreize. So ist das Niveau der Arbeitspreise im heutigen Entgeltsystem deutlich oberhalb dessen, was als kostenreflexiv zu bezeichnen wäre, was also durch die Entnahme einer kWh Strom aus dem Stromnetz tatsächlich an zusätzlichen Kosten im Stromnetz verursacht wird. Allerdings dürfte auch das Niveau an Arbeitspreisen, welches sich in den Instrumenten Netz1 und Netz2 einstellt, nicht in jedem Einzelfall der Höhe nach richtig sein. Als Einzelmaßnahme aber dürfte die Absenkung der Arbeitspreise im heutigen System vorhandene Verzerrungen deutlich reduzieren, ohne für sich genommen selbst neue zu schaffen.

Zur Erfüllung der Refinanzierungsanforderung in Bezug auf die Netzkosten sind die Mindererlöse durch die Absenkung der Arbeitspreise durch andere, ggf. neue Entgeltkomponenten aufzubringen.

In den hier diskutierten alternativen Entgeltsystemen wird dafür insbesondere ein anschlussbezogener Grundpreis herangezogen. Zwar lässt sich zeigen, dass grundsätzlich ein erheblicher Teil der Netzkosten strukturbedingt ist, und ein Grundpreis, der von der Netznutzung unabhängig ist, prinzipiell zu dem Ziel der Abbildung strukturbedingter Kostenzusammenhänge passt. Wie beim Arbeitspreis dürfte aber die resultierende Höhe der Grundpreise in der Regel im konkreten Einzelfall nicht richtig sein. Bereits die Tatsache, dass die Höhe aus einer Durchschnittsbildung über viele Netz(-teil-)gebiete erfolgt, kann als Beleg hierfür dienen. Im Hinblick auf die Effizienz dürfte aber entscheidend sein, dass in vielen Fällen die Anschlussentscheidung, an die der Grundpreis geknüpft ist, weitgehend unelastisch ist, so dass - anders als bei den Entgeltkomponenten im heutigen Entgeltsystem - diese Entgeltkomponente weniger Ineffizienzen hervorruft. Dies gilt zumindest im heutigen Energiesystem und für die wesentlichen aus heutiger Sicht erwartbaren Entwicklungen. 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.

Der im heutigen Entgeltsystem vorhandene Leistungspreis, der sich auf die individuelle Jahreshöchstbezugsleistung bezieht, beeinflusst ggf. das Entnahmeverhalten eines Netzkunden in einzelnen Situationen sehr stark. Dies ist dann der Fall, wenn der Netzkunde durch eine Entnahmeentscheidung zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Höchstbezugsleistung für das laufende Jahr (voraussichtlich) erhöht. Die Grenzkosten für diese Entnahme bestehen aus Sicht des Netznutzers dann nicht nur im Arbeitspreis, sondern auch in den Kosten für die Erhöhung des zu entrichtenden Leistungspreises, die aus der Erhöhung der Jahresbezugsleistung folgt. Diese Kostenkomponente kann für die einzelne Entnahmeentscheidung deutlich höher liegen als der Arbeitspreis. Gleichzeitig dürfte diese Belastung aber vielfach nicht kostenreflexiv sein. Einerseits kann diese Entnahmeentscheidung kurzfristig wesentliche Teile der Netzkosten ohnehin nicht beeinflussen, da die Dimensionierung des Netzes nicht kurzfristig angepasst werden kann. Aber selbst langfristig ist fraglich, ob die Erhöhung des Jahreshöchstbezugsleistung des betreffenden Netzkunden zu einer anderen leistungsbezogenen Dimensionierung des Netzes führt. Denn für die Leistungsdimensionierung von Betriebsmitteln sind nicht Jahreshöchstbezugsleistungen der einzelnen, die Betriebsmittel nutzenden Netznutzer, sondern die höchste, zeitgleich von allen Netznutzern verursachte Belastung. Über die sog. Gleichzeitigkeitsfunktion („g-Kurve“) wird im heutigen Entgeltsystem zwar der Beitrag des einzelnen Netzkunden zur Netzhöchstlast in Abhängigkeit von der individuellen Jahreshöchstbezugsleistungen geschätzt. Diese Gleichzeitigkeitsfunktion basiert aber auf einem Modell, das im Wesentlichen Ende der 1990er Jahre auf Basis der empirisch näherungsweise untermauerten Annahme entwickelt wurde, dass Abnehmer mit höherer Benutzungsdauer statistisch betrachtet einen höheren Gleichzeitigkeitsgrad aufweisen als Abnehmer mit geringerer Benutzungsdauer. Auch wenn diese Annahme im statistischen Mittel auch heute noch grob gelten dürften, so wird der tatsächliche Gleichzeitigkeitsgrad (d. h. der individuelle Höchstlastbeitrag) angesichts heute – und zukünftig umso mehr – zunehmend flexibler Verbraucher von dem über die Gleichzeitigkeitsfunktion geschätzten Gleichzeitigkeitsgrad zum Teil erheblich abweichen.

Kapazitätspreise überwinden die Probleme von Leistungspreisen teilweise. In welchem Ausmaß dies geschieht, hängt jedoch von der konkreten Ausgestaltung ab, vor allem 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. Eine Frage ist etwa, ob die vertragliche Anschlusskapazität an die physische Größe der Anschlusskapazität gebunden ist oder ob die Netznutzer die Höhe weitgehend frei und damit vor allem auch geringer als z. B. die Leistung seiner Verbrauchsanlagen festlegen kann. 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 und somit nicht mehr zum Grenzkostenbestandteil werden kann.

Sofern der Netznutzer Freiheitsgrade bei der Festlegung der vertraglichen Anschlusskapazität besitzt, beeinflusst diese Festlegung aber dennoch die Entnahmeentscheidungen, denn, wenn der Netznutzer die Anschlusskapazität bewusst kleiner dimensioniert, kann der Fall eintreten, dass in einer bestimmten Situation eine die vertragliche Anschlusskapazität überschreitende Entnahme sowohl technisch möglich als auch ökonomisch sinnvoll wäre. Aufgrund der früheren Festlegung der Höhe der vertraglichen Anschlusskapazität ist die dann aber nicht zulässig. Überwunden werden könnte dieses Problem grundsätzlich, wenn statt des Kapazitätspreises eine Entgeltkomponente eingeführt würde, die am tatsächlichen Beitrag des Netzkunden zur Höchstlast in einem Netzgebiet orientiert ist.

Wie eingangs erwähnt werden Fragen des Engpassmanagements sowie damit verbundene Koordinations- und Anreizmechanismen in dieser Studie nicht vertieft behandelt. Je nachdem in welchem Ausmaß Engpassmanagement zukünftig notwendig oder vor dem Hintergrund der Kosten des Netzausbaus ökonomisch sinnvoll ist, könnten ergänzende, auf das Engpassmanagement ausgerichtete Instrumente, die Effizienz weiter steigern. Denkbar wären unter anderem die im vorherigen Absatz aufgegriffenen Höchstlastbeitragspreise oder auch vergünstigte Netzentgelte (z. B. in Bezug auf den Kapazitätspreis) für Netznutzer, die die Flexibilität ihrer Verbrauchsanlagen unter bestimmten Bedingungen dem Netzbetreiber zur Optimierung der Netzauslastung zur Verfügung stellen. Die genaue Ausgestaltung solcher Instrumente (einschließlich der Koordinations- und Anreizmechanismen bei den Netzbetreibern) ist aber komplex, wenn Fehlanreize vermieden werden sollen.

Im Vergleich zu Instrument Netz1 wird in Instrument Netz2 berücksichtigt, dass sowohl die strukturbedingten als auch teilweise die leistungsbezogenen Netzkosten nicht ausschließlich durch Verbraucher verursacht werden. Insbesondere die damit einhergehende regionale Steuerung dürfte tendenziell die Effizienz der Anreizwirkungen erhöhen, allerdings dürfte die vorzugebende regionale Differenzierung Unschärfen aufweisen, so dass im Einzelfall Fehlanreize entstehen können (zu Herausforderungen aus dynamischer Sicht s. weiter unten).

Die Betrachtung der Anwendungsbeispiele zeigt, dass aus heutiger Sicht durch ein an den Instrumenten Netz1 und Netz2 orientiertes Entgeltsystem Verzerrungen zu Lasten der Sektorkopplung deutlich gelindert werden können. Auch im Hinblick auf andere, heute im Zusammenhang mit dem Netzentgeltsystem diskutierte Problemfelder, wie insbesondere ineffizient starke Anreize zur Eigenversorgung, könnte ein angepasstes Entgeltsystem Vorteilen bringen.

3.3.2 Transformationsanreize

Die tendenziell höhere statische Effizienz in den Instrumenten Netz1 und Netz2 verbessert grundsätzlich auch die Transformationsanreize. Ansonsten bezieht sich die Diskussion von Transformationsanreizen hier insbesondere auf die Frage, inwiefern die Entwicklung der Höhe der Netzentgelte für die Netznutzer längerfristig absehbar ist und sie insofern diese Entwicklung in ihre Investitionsentscheidungen z. B. in Sektorkopplungstechniken einbeziehen.

Im heutigen Entgeltsystem ist die Vorhersehbarkeit dadurch eingeschränkt, dass Netzbetreiber bei der Netztarifizierung bestimmte Freiheitsgrade im Hinblick auf das Verhältnis von Arbeits- zu Leistungs- bzw. Grundpreis besitzen. Die Netzbetreiber müssen dabei keinen definierten Regeln folgen, so dass hierin eine grundsätzliche Unsicherheit für die Netznutzer besteht. Allerdings gibt es keinen Grund anzunehmen, dass Netzbetreiber sich hierbei „erratisch“ verhalten. Es ist eher davon auszugehen, dass Netzbetreiber diesbezüglich grundsätzlich Kontinuität anstreben.

Derartige Freiheitsgrade bestehen seitens der Netzbetreiber in den Instrumenten Netz1 und Netz2 nicht mehr, so dass sich die Vorhersehbarkeit tendenziell erhöht. Allerdings existieren bei diesen In-

strumenten insgesamt mehr Freiheitsgrade in der Parametrierung. Diese sind regulatorisch festzulegen. Insofern verschiebt sich aus Sicht der Netznutzer das Risiko lediglich auf einen anderen, die Parametrierung des Entgeltsystems beeinflussenden Akteur (vom Netzbetreiber zum Regulator).

Eine besondere Herausforderung besteht bei Instrument Netz2, da sich die Einstufung eines Gebiets als erzeugungs- oder verbrauchsdominiert im Zeitverlauf verändern kann. So kann durch zusätzlichen EE-Ausbau in einem Gebiet, dieses von einem verbrauchs- zu einem erzeugungsdominierten Gebiet werden. Genauso kann dieses Gebietes aber später wieder verbrauchsdominiert werden, z. B. wenn sich zusätzliche Verbraucher hier ansiedeln oder existierende Verbraucher ihren Strombezug ausweiten. Dies könnte möglicherweise gerade Folge der Anreize sein, die sich aus einem niedrigeren Entgelt für Verbraucher ergeben, wenn ein Gebiet als erzeugungsdominiertes Gebiet eingestuft wird. Verändert sich die Einstufung eines Gebietes als erzeugungs- oder verbrauchsdominiert, so ändert sich sprunghaft die Höhe der Entgeltkomponenten (dies gilt am stärksten für den Kapazitätspreis, über den Mechanismus der vertikalen Wälzung aber auch für die anderen Entgeltkomponenten). Für Verbraucher dürfte die Einstufung des Gebiets, in dem sie ansässig sind, nur begrenzt vorhersehbar sein. Dies gilt zumindest für bestimmte Gebiete, die nicht eindeutig der einen oder anderen Gebietsklasse zugeordnet sind.¹⁵⁰ Die Unsicherheit über die Klassifizierung und damit die Höhe der zukünftigen Netzentgelte dürfte insbesondere Investitionsanreize für Sektorkopplungsanwendungen in erzeugungsdominierten Gebieten schwächen. Eine Lösung könnte darin bestehen, die Klassifizierungsentscheidung für einen längeren Zeitraum im Voraus (z. B. 10 Jahre) und jährlich rollierend auf Basis einer Prognose zur Last und Erzeugungsentwicklung festzulegen. Dies schafft größere Sicherheit für Investitionsentscheidungen, schränkt aber zugleich die Effizienz des Instruments ein, da die tatsächliche Entwicklung von Last und Erzeugung von der vom Regulator oder Netzbetreiber prognostizierten Entwicklung – je nach Zeithorizont der Festlegung mitunter erheblich – abweichen kann.

3.3.3 Risiko für Verzerrung durch mangelndes regulatorisches Wissen

Wie oben bereits erwähnt sind bei den Instrumenten Netz1 und Netz2 Parametrierungsentscheidungen zu treffen. Hierzu zählt insbesondere die Festlegung der Höhe der Erlösanteile je Entgeltkomponente und Netzebene sowie in Instrument Netz2 zusätzlich das genaue Vorgehen zur Klassifizierung von erzeugungs- bzw. verbrauchsdominierten Gebieten. Eindeutige Kriterien für diese regulatorisch zu treffenden Festlegungen gibt es nicht. Zwar können modellbasierte Analysen Anhaltspunkte für eine ökonomisch sinnvolle Parametrierung liefern. Wie die Diskussion zur statischen und dynamischen Effizienz weiter oben zeigt, existieren aber keine eindeutig richtigen Werte. Insofern existiert sowohl in Instrument Netz1 als auch Instrument Netz2 eine relevante Anfälligkeit für eine Fehlparametrierung.

Hieraus sollte aber nicht geschlossen werden, dass das für die Ausgestaltung notwendige regulatorische Wissen im heutigen Entgeltsystem grundsätzlich geringer ist. Lediglich sind hier viele Entscheidungen bereits getroffen (und die verzerrende Wirkung, die aus Fehleinschätzungen basiert, zeigt sich nunmehr).

3.3.4 Technischer und institutioneller Aufwand bei der Umsetzung des Instruments

In den Instrumenten Netz1 und Netz2 kommen andere Entgeltkomponenten zur Anwendung als im heutigen Entgeltsystem. Allerdings beziehen sich diese Entgeltkomponenten auf Größen, die auch heute an verschiedenen Stellen für Netzbetreiber relevant sind, so dass diese Größen nicht grundsätzlich neu erhoben werden müssen. Zu berücksichtigen ist aber, dass in den Instrumenten Netz1 und

¹⁵⁰ In großen Städten bspw. dürften Verbraucher angesichts der hohen Lastdichte einerseits und geringer Flächenpotentiale für Erzeugungsanlagen andererseits mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgehen können, dass dieses Gebiet dauerhaft verbrauchsdominiert sein wird.

Netz2 anders als im heutigen Entgeltsystem zusätzlich auch der Netzanschlussnehmer (Eigentümer des Netzanschlusses) Netzentgelte zu entrichten hat. Hierfür wären entsprechende Prozesse zu etablieren und IT-seitig umzusetzen. Auch müssten Prozesse für die Erfassung und Anpassung der vertraglichen Anschlusskapazitäten geschaffen werden.

3.3.5 Vergleichendes Fazit

- ▶ Statische Effizienz: Zwar führen die Instrumente Netz1 und Netz2 nicht sicher zu effizienteren Anreizen als das heutige Entgeltsystem, im Hinblick auf die heute bestehenden Fehlanreize in Bezug auf Sektorkopplungsanwendungen dürfte mit den Instrumenten Netz1 und Netz2 Verzerrungen, die aus dem heutigen Entgeltsystem resultieren, zumindest teilweise abgebaut werden. Im heutigen Energiesystem und für die heutige Sicht zu erwartenden Entwicklungen dürfte die Effizienz durch ein an die Instrumente Netz1 und Netz2 angepasstes Entgeltsystem zumindest durchschnittlich steigen.
- ▶ Transformationsanreize: Die tendenziell höhere statische Effizienz verbessert grundsätzlich auch die Transformationsanreize. In der Bewertung für das Kriterium „Transformationsanreize“ wird dies hier allerdings nicht ein weiteres Mal als positiver Faktor berücksichtigt, um eine „Doppelzählung“ dieser Wirkung zu vermeiden. Negativ im Hinblick auf die ansonsten im Vergleich zum heutigen Entgeltsystem weitgehend unveränderten Transformationsanreize wirkt in Instrument Netz2, die beschränkte Vorhersehbarkeit der Klassifizierung von Gebieten als verbrauchs- oder erzeugungsdominiert.
- ▶ Risiko durch mangelndes regulatorisches Wissen: Durch die große Zahl an Parametrierungsentscheidungen, für deren Festlegung es keine vollständig eindeutigen Kriterien gibt, existiert sowohl in Instrument Netz1 als auch Instrument Netz2 eine relevante Anfälligkeit für eine Fehlparametrierung. Allerdings sind auch im heutigen Entgeltsystem viele Parametrierungsentscheidungen zu treffen (bzw. waren bei dessen Einführung zu treffen, heute teilweise mit verzerrender Wirkung).
- ▶ Umsetzungsaufwand: Teilweise wären bei Umsetzung der Instrumente Netz1 und Netz2 neue Prozesse zur Erhebung von Entgelten bei Netzanschlussnehmern, die heute für Abrechnungsprozesse nicht relevant sind, neu zu etablieren und IT-seitig umzusetzen.

Kritisch für die Umsetzung der Anpassungen am Entgeltsystem wie in den Instrumenten Netz1 und Netz2 vorgesehen dürften die Umverteilungswirkung sein. Es muss aber berücksichtigt werden, dass sie hier quantitativ untersuchten Ausgestaltungsvarianten der Instrumente eine bewusst sehr weitreichende Anpassung des Entgeltsystems darstellen, um so bestimmte Wirkungen durch die quantitativen Analysen möglichst herausarbeiten zu können. Auch „mildere“ Formen der Anpassung wären denkbar, die dann die Verteilungswirkungen abschwächen. Dies wiederum würde dann aber den erreichbaren Abbau von Verzerrungen verringern.

4 Überschlagsrechnungen zur Entwicklung des Finanzierungsaufkommens aus einer CO₂-Bepreisung

Die quantitativen Untersuchungen in Abschnitt 4.1 des Hauptberichts fokussieren auf das Jahr 2030. Dabei wird betrachtet, welcher CO₂-Preis erforderlich ist, um eine bestimmte Finanzierungsanforderung (Stromsteuer, EEG-Umlage) zu erfüllen.

Zusätzlich kann in einer vereinfachten und illustrativen Überschlagsrechnung abgeschätzt werden, wie sich das Finanzierungsaufkommen aus einer sektorübergreifenden und einheitlichen CO₂-Bepreisung im Zeitverlauf bis zum Jahr 2050 entwickelt, also einem Zeitraum in dem eine vollständige Dekarbonisierung erreicht werden soll. Die fortschreitende Dekarbonisierung führt dazu, dass im Laufe der Zeit die Bemessungsgrundlage für die ein CO₂-Instrument erodiert.

Damit geht die Überschlagsrechnung nicht von einem fixen Finanzierungsbedarf aus und untersucht, welcher CO₂-Preis zu dessen Erfüllung erforderlich ist, sondern betrachten welche Finanzierungsaufkommen bei gegebenem CO₂-Preis und gegebener Entwicklung der CO₂-Emissionen generiert wird.

Abbildung 44 zeigt die mögliche Entwicklung des Finanzaufkommens der CO₂-Bepreisung in Mrd. EUR/a unter der Annahme eines bestimmten Dekarbonisierungspfad. Dabei werden zwei Varianten der Entwicklung von CO₂-Preisen betrachtet. Zum einen (blaue Linien) wird als CO₂-Preis ein Preis entsprechend der Schadenskosten gemäß Methodenkonvention 3.0 des UBA unterstellt (2030: 205 EUR/t; 2050: 240 EUR/t) angenommen. Zum anderen (rote Linie) wird ein CO₂-Preis entsprechend des CO₂-Preispfades aus dem Basisszenario der LFSZ festgelegt (2030: 35 EUR/t; 2050: 100 EUR/t). Der jeweilige CO₂-Preis wird zur Ermittlung des Finanzaufkommens mit den jeweils unterstellten CO₂-Emissionen multipliziert. Für die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Zeitverlauf wurde unterstellt, dass diese bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 75 % und bis 2050 um 100 % gegenüber 1990 reduziert werden.¹⁵¹

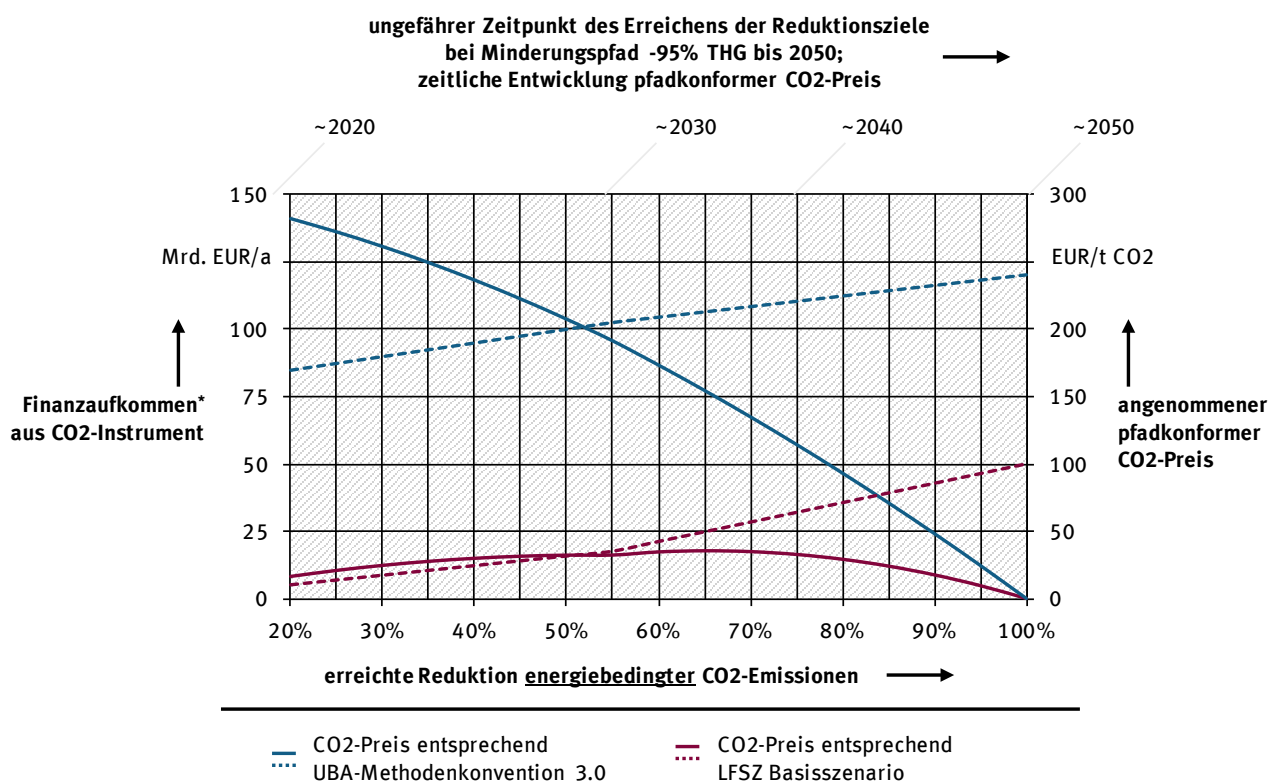
In der illustrativen Abbildung 44 unterliegen alle energiebedingten Emissionen der CO₂-Bepreisung. Die übrigen Emissionen, z.B. aus der Landwirtschaft und prozessbedingte Emissionen sind bei dieser Darstellung nicht berücksichtigt. Für das Stichjahr 2030 bedeutet dies etwa, dass bei einer 55 %-igen THG-Reduktion gegenüber 1990 und einer proportionalen Minderung der erfassten Quellen Emissionen in Höhe von 448 Mio. t der CO₂-Bepreisung unterliegen. In den Langfristszenarien liegen die gesamten deutschen THG-Emissionen für dieses Stichjahr bei 560 Mio. t.

Ausnahmen in der CO₂-Bepreisung, z.B. aus Gründen des internationalen Wettbewerbs, werden nicht betrachtet. Insofern stellt das ermittelte Finanzaufkommen tendenziell eine obere Abschätzung dar. Auch eine überproportionale Reduktion der energiebedingten Emissionen würde das Finanzaufkommen verringern. Würden prozessbedingte THG-Emission oder auch die Landwirtschaft teilweise oder vollständig berücksichtigt, fielen die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung entsprechend größer aus.

¹⁵¹ Damit wird für beide CO₂-Preispfade mit der gleichen Entwicklung der CO₂-Emissionen gerechnet. Daraus darf nicht geschlossen werden, dass angenommen würde, dass sich der angenommene Dekarbonisierungspfad unabhängig vom CO₂-Preis ergeben würde. Es geht an dieser Stelle jedoch nicht darum, eine Aussage über den zur Erreichung eines bestimmten Dekarbonisierungsziel/-pfades erforderlichen CO₂-Preis zu machen. Hierzu wurden in diesem Projekt keine Analysen gemacht. Vielmehr soll hier überschlägig aufgezeigt werden, wie sich für bestimmte vorgegebene CO₂-Preispfade und unter Annahme, dass sich durch diese (ggf. im Kombination mit weiteren, z.B. ordnungsrechtlichen Instrumenten) der vorgegebene Dekarbonisierungspfad erreichen ließe, das Finanzierungsaufkommen entwickelt. Hierfür werden zwei Varianten des CO₂-Preispfades betrachtet.

In Abbildung 44 ist zu erkennen, dass das Finanzaufkommen bei einem CO₂-Preis angelehnt an die Methodenkonvention aufgrund der sinkenden CO₂-Emissionen kontinuierlich zurückgeht. Nach 2040 liegt es unter 50 Mrd. EUR/a. Die niedrigeren CO₂-Preise der Langfristszenarien führen zu einem deutlich niedrigeren Finanzaufkommen, welches zwischen 2030 und 2040 mit knapp 20 Mrd. Euro sein Maximum erreicht und anschließend sukzessive abfällt. Unabhängig vom Niveau können die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung vor allem in der kommenden Dekade einen spürbaren Finanzierungsbeitrag zur Dekarbonisierung leisten. Im Anschluss sinken die Einnahmen und die Lenkungswirkung der CO₂-Bepreisung rückt verstärkt in den Fokus.

Abbildung 44: Entwicklung des Finanzaufkommens einer CO₂-Bepreisung in Abhängigkeit vom CO₂-Preis und relativer Reduktion der CO₂-Emissionen)



* Hinweis: Finanzaufkommen noch ohne Berücksichtigung der Anrechnung von Belastung durch EU-ETS und ohne Berücksichtigung von Ausnahmetatbeständen

Quelle: eigene Berechnungen

5 Quellenverzeichnis

- AG Energiebilanzen 2019: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017. <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html>, Aufgerufen am 02.09.2019
- Bach, S., Harnisch, M., Isaak, N.; Verteilungswirkungen der Energiepolitik – Personelle Einkommensverteilung; https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilungswirkungen-der-energiepolitik.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (abgerufen am 25.10.2019)
- Bette, Kristina Karola. (2014): Dynamische Effizienz in kumulativen Innovationsprozessen - das Beispiel Grüne Biotechnologie und Pflanzenzüchtung. Marburg: Philipps-Universität Marburg, 2014
- BMWi (2015): Bekanntmachung zur Pkw-Energieverbrauchskennzeichnungsverordnung.BAnz AT 30.06.2015 B1.
- Bös, D. (1994): Pricing and Price Regulation. Elsevier, Amsterdam, New York.
- Bühler, S. und Jäger, F. (2002): Einführung in die Industrieökonomik. Springer Verlag Heidelberg, Berlin.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014. http://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Aufgerufen am 02.09.2015
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2018): Monitoringbericht 2018. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html Aufgerufen am 02.09.2019
- Consentec, Fraunhofer ISI und ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (2017), 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 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>
- Destatis 2016, Fachserie. 5, Bautätigkeit und Wohnen. Mikrozensus-Zusatzerhebung. Heft 1, Bestand und Struktur der Wohneinheiten, Wohnsituation der Haushalte 2014, Statistisches Bundesamt, erschienen 23.12.2016, online verfügbar unter https://www.destatis.de/GPStatistik/servlets/MCRFileNodeServlet/DEHeft_derivate_00030623/2055001149005.xlsx
- Erdmann, G. und Zweifel, P. (2008): Energieökonomik, Springer Verlag, Heidelberg, Berlin
- EU (2003): Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom. ABl. EU Nr. L 283 S. 51.
- Fees, E. (1998): Umweltökonomie und Umweltpolitik. Vahlen, München.
- Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); CONSENTec GmbH; Scholka & Partner (2014): Sammlung der Beiträge der Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien. Verfügbar unter <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2015/02/2014-08-07-reader-zukunftswerkstatt.pdf> (abgerufen 13.09.2017).
- Fraunhofer ISI & DVGW (2015): Kurz- und mittelfristige Sektorkopplungsoptionen (Kurzstudie). Karlsruhe.
- IWU (2014): Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen. http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/kea.pdf. aufgerufen am 07.10.2015
- Kollmann, Tobias (2009): Gabler Kompakt-Lexikon Unternehmensgründung. 2. überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: GVV Fachverlage GmbH.
- Kraftfahrtbundesamt (2015): Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2015. http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/2015_b-jahresbilanz.html?nn=644526. Aufgerufen am 03.09.2015.

Lehmann, P. et al. (2017): Ist eine technologiespezifische Erneuerbaren-Förderung wirklich ineffizient, erschienen in „et – energiewirtschaftliche Tagesfragen“, Heft 5, S. 19-24, 2017

Mankiw, N. Gregory (2001): Grundzüge der Volkswirtschaftslehre. Schäffer-Pöschel Verlag, Stuttgart.

Michaelis, P. (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik: eine anwendungsorientierte Einführung. Physica-Verlag Heidelberg.

MWV 2016, Mineralölwirtschaftsverband, Statistiken zu Verbraucherpreise, Preiszusammensetzung, Rohölpreise in 2014 online verfügbar unter <https://www.mwv.de/statistiken/> abgerufen am 10.10.2019

Umweltbundesamt (2008): Instrumente zur Förderung von Umweltinnovationen - Bestandsaufnahme, Bewertung und Defizitanalyse. Dessau-Roßlau.

Umweltbundesamt (2015): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-1>. aufgerufen am 07.10.2015.

Umweltbundesamt AT 2015: Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger. <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.htm#Umrechner>. Aufgerufen am 07.10.2015

Varian, Hal R. (1999): Grundzüge der Mikroökonomik. R. Oldenbourg Verlag München Wien.

Weekly Oil Bulletin 2019, Bericht über die Preise für Öl und ölbasierte Produkte, Herausgegeben durch die Europäische Kommission, <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/weekly-oil-bulletin>, Aufgerufen am 02.09.2019

Wigger, B. (2006): Grundzüge der Finanzwissenschaft, Springer Verlag

Winkler, Jenny; Held, Anne; Breitschopf, Barbara (2015): Fördermechanismen in EU-Ländern und Implikationen für Projektrisiken. In: Gerhard, Markus (Hrsg.): Finanzierung Erneuerbarer Energien. 2., überarb. Aufl. Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verlag, 2015.