

Conrad Hannen

Transformationsstrategien zum CO₂-neutralen Unternehmen

**Unternehmen im Kontext von Klimawandel
und nationalen Klimaschutzzielen**

Produktion & Energie

Band 26

Herausgegeben von Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach

Conrad Hannen

Transformationsstrategien zum CO2-neutralen Unternehmen

Unternehmen im Kontext von Klimawandel und nationalen Klimaschutzzielen

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Maschinenbau der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach, Universität Kassel

Zweiter Gutachter: Prof. Dr. Matthias Finkbeiner, TU Berlin

Weitere Mitglieder der Prüfungskommission:

Prof. Dr.-Ing. Mark Junge, Universität Kassel


Prof. Dr.-Ing. Henning Meschede, Universität Paderborn

Tag der mündlichen Prüfung

25. Februar 2021



Diese Veröffentlichung – ausgenommen Zitate und anderweitig gekennzeichnete Teile – ist unter der Creative-Commons-Lizenz Namensnennung - Weitergabe unter gleichen Bedingungen International (CC BY-SA 4.0: <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>) lizenziert.

 <https://orcid.org/0000-0002-3529-346X> (Conrad Hannen)

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2021

ISBN: 978-3-7376-0946-3

DOI: <https://doi.org/doi:10.17170/kobra-202103233582>

© 2021, kassel university press, Kassel

<https://kup.uni-kassel.de>

Umschlaggestaltung: Karen Marschinke, Formkonfekt, Kassel

Druck: Print Management Logistics Solutions, Kassel

Printed in Germany

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit am Fachgebiet Umweltgerechte Produkte und Prozesse (upp) der Universität Kassel.

Bedanken möchte ich mich bei meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Jens Hesselbach für den Freiraum während der Tätigkeit und der Anfertigung dieser Dissertation. Herrn Prof. Dr. Matthias Finkbeiner danke ich für die Übernahme des Zweitgutachtens. Ebenso gilt mein Dank den Mitberichtern Herrn Prof. Dr.-Ing. Mark Junge und Herrn Prof. Dr.-Ing. Henning Meschede.

Mein weiterer Dank gilt ebenso meinen Freunden und Kollegen, die mir während meiner Zeit am upp immer zur Seite standen und mich mit Rat und Tat unterstützt haben. Einen besonderen Dank möchte ich an Antje richten, die maßgeblich zu einer gelungenen Zeit am upp beigetragen hat. Darüber hinaus möchte ich mich ganz herzlich bei Nadja, Aaron und Erik für Ihre hervorragende Unterstützung bedanken. Mein Dank gilt an dieser Stelle auch allen, die mich durch ihre Projektmitarbeit oder im Rahmen ihrer Arbeit unterstützt haben.

Ein besonderer Dank gilt meinen Eltern, Geschwistern und Großeltern, die mich stets unterstützt und in meinen Entscheidungen bekräftigt haben.

Den liebevollsten Dank möchte ich an Bianca, Linus und Matilda richten. Euch danke ich von ganzem Herzen für eure Liebe, Geduld und Verständnis sowie eure bedingungslose Unterstützung. Vielen Dank, dass Ihr mich begleitet und mein Leben mit viel Freude bereichert.

Kurzfassung

Der Klimaschutz ist nicht länger nur ein gesellschaftliches und politisches Thema, sondern durch unternehmerische Klimaneutralitätsstrategien auch in der Wirtschaft präsent. Durch steigende Anforderungen von Kunden, Mitarbeitern, Investoren und Umweltverbänden verfolgen zahlreiche Unternehmen aus allen Branchen freiwillige Klimaschutzmaßnahmen. Obwohl der Begriff Klimaneutralität nicht allgemeingültig definiert ist, ist das strategische Vorgehen mit den Schritten Minimieren, Substituieren und Kompensieren anerkannt. Die Abfolge ist nicht willkürlich gewählt, sondern repräsentiert gleichzeitig eine Priorisierung. Allerdings erfolgt die Bearbeitung aufgrund von Hemmnissen und der unterschiedlich hohen Komplexität zumeist nicht chronologisch. Zudem tragen nicht alle Umsetzungsmaßnahmen einer Klimaneutralitätsstrategie in gleicherweise zum Klimaschutz bei.

Durch nationale und globale Verpflichtungen steigt zudem die Herausforderung, allen Interessensgruppen gerecht zu werden, jedoch leisten nicht alle Emissionsverringerungsmaßnahmen einen volkswirtschaftlich relevanten Beitrag zum Klimaschutz. Um zielgerichtete Maßnahmen für ein Unternehmen abzuleiten, wird ein Emissionsaccounting erarbeitet, um darauf eine interne Emissionsbepreisung aufzubauen, die sowohl Anreize zur Emissionsreduzierung setzt als auch finanzielle Mittel für einen Fond akquiriert. Zudem werden die unterschiedlichen Maßnahmen zur Sicherstellung einer Klimaneutralität innerhalb der drei Schritte analysiert und der jeweilige Beitrag zum Klimaschutz auf Basis der Emissionsreduzierung und der spezifischen Kosten bewertet.

Das Minimierungspotenzial ist zwar nicht unbegrenzt und variiert je nach Studie und Branche, jedoch unterstützt dieser Schritt sowohl die Unternehmensziele als auch die globalen und nationalen Anstrengungen. Die Substituierungsvarianten sind vielfältig und tragen je nach Maßnahme sowohl auf unternehmerischer als auch auf globaler Ebene zum Klimaschutz bei. Ein Beitrag zu den deutschen Klimaschutzziele wird hingegen nur durch vom Unternehmen zusätzlich errichtete EE-Versorgungsanlagen erreicht. Kompensationsmaßnahmen hingegen sind grundsätzlich umstritten, da die Klimaschutzwirkung diverser Projekte zweifelhaft ist, sodass die Projektart entscheidend ist, um nicht nur kurzfristige Publicity zu betreiben, sondern eine langfristige und nachhaltige Klimaneutralität sicherzustellen. Die Strategieanalyse einer Fallstudie zeigt, dass sämtliche Ziele bereits mit einem CO₂-Preis zwischen 25 €/tCO₂ und 77 €/tCO₂ über einen Green Fond realisierbar sind. Abseits der Emissionsbepreisung kann der Fond mit einem Initialisierungsbetrag ab 20 Mio. € in die Lage versetzt werden, eine Strategie zu finanzieren, die auf unternehmenseigene EE-Anlagen setzt. Diese zusätzlich errichteten Anlagen in Kombination mit einer Elektrifizierungsstrategie reduzieren nicht nur die energiebedingten Emissionen des Unternehmens, sondern tragen außerdem zur Verringerung der globalen Emissionen bei und unterstützen die nationalen Klimaschutzziele.

Abstract

Climate protection is no longer just a social or political issue. It is also present in the economy through corporate climate-neutrality strategies. Due to increasing demands from customers, employees, investors and environmental associations, many companies from all sectors are pursuing voluntary climate protection measures. Although the concept of climate neutrality is not defined, the strategic approach with the steps minimise, substitute and compensate are universally accepted. The sequence is not chosen arbitrarily, it represents a prioritization at the same time. However, due to obstacles and varying degrees of complexity usually the processing is not done chronologically. Additionally, not all implementation procedures of a neutrality strategy contribute to climate protection in the same way.

According to national and global commitments the challenge to meet the needs of all stakeholders increase. However, not all emission reduction measures have an economically relevant contribution to climate protection. In order to derive targeted measures for a company, an emissions recording system based on established methods is being developed in order to build up an internal emissions pricing system that provides incentives for emission reduction and also acquires financial resources for a fund. In addition, the different measures to ensure climate neutrality within the three steps are analysed and the respective contribution to climate protection is assessed based on emission reduction and specific costs.

While the minimisation potential is not unlimited and varies between different studies and sectors, this step supports the corporate goals as well as the global and national efforts. The substitution variants are diverse and their contribution to climate protection at both, the corporate and global level, depends on the activity. A contribution to the German climate protection targets will only be achieved by additionally constructed renewable power plants. On the other hand, compensation measures are fundamentally controversial, as the climate protection effect of various projects is doubtful, that the project types are decisive in order to not only engage in short-term publicity but also to ensure long-term sustainable and credible climate neutrality. The strategy analysis based on a case study shows that all objectives can be realised from a price between 20 €/t_{CO₂} and 77 €/t_{CO₂} via a green fund. Besides the issue pricing, the fund can be set up in a position to finance a strategy that relies on the company's own renewable energy system with an initial amount of €20 million. These additional facilities, combined with an electrification strategy, not only reduce the company's energy-related emissions, but also contribute to a reduction in global emissions and support national climate protection targets.

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	IX
1. Einleitung	1
2. Unternehmen im Kontext von Umwelt- und Klimaschutz	6
2.1. Auslegung von Klimaneutralität	6
2.2. Klimaneutralität von Unternehmen	9
2.2.1. Emissionserfassungsbereiche	9
2.2.2. Unternehmensbeispiele	12
2.2.3. Spezifikation zum Nachweis der Klimaneutralität	13
2.3. Vergleichsstudie zum Vorgehensmodell der Klimaneutralität	15
2.3.1. CO ₂ -Accounting	15
2.3.2. CO ₂ -Bepreisung	18
2.3.3. CO ₂ -Neutralität	22
2.4. Ableitung der Forschungsfrage	28
3. Energetisches CO₂-Accounting in Unternehmen	30
3.1. Bilanzierung von Emissionen im betrieblichen Kontext	31
3.2. Vom Energiemonitoring zum Emissionsmonitoring	34
3.3. Kohlenstoffträgerrechnung	37
3.4. Allokationsverfahren	39
3.5. Emissionsfaktoren für CO ₂ -Bilanzierungsansätze	48
4. Unternehmensinterne CO₂-Bepreisung	53
4.1. Beweggründe für eine CO ₂ -Bepreisung	54
4.2. Dimensionen der unternehmensinternen CO ₂ -Bepreisung	56

4.3. Arten der internen CO ₂ -Bepreisung	58
4.3.1. Kohlenstoffsteuer	59
4.3.2. Interner Emissionshandel	59
4.3.3. Schattenpreis	60
4.3.4. Impliziter Preis	61
4.4. Auswahl des geeigneten Mechanismus	61
4.5. Zusammenspiel verschiedener Mechanismen	63
4.6. Monetarisierungsansätze	64
4.6.1. Schadenskosten	64
4.6.2. Vermeidungskosten	65
4.6.3. Weitere Möglichkeiten	66
4.6.4. Vergleich und Fazit	68
5. Klimaneutralität und die Ausprägungen der Emissionsreduktion	70
5.1. Minimieren	71
5.1.1. Bewertungsgrößen der Effizienz	72
5.1.2. Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Energieeffizienz	74
5.1.3. Grenzen der Effizienz	75
5.2. Substituieren	78
5.2.1. Europäischer Strommarkt	79
5.2.2. Herkunftsnachweise	80
5.2.3. Ökostrom-Label	87
5.2.4. Unternehmenseigene EE-Versorgungsanlagen	90
5.2.4.1. Stromversorgungsvarianten	91
5.2.4.2. Stromgestehungskosten	93
5.2.4.3. Resümee	96
5.3. Kompensieren	96
5.3.1. Emissionshandel und Zertifikate	97
5.3.2. Regulierter, staatlicher Emissionshandel	98
5.3.2.1. Kyoto-Protokoll	98
5.3.2.2. Internationaler Emissionsrechtehandel	100
5.3.2.3. Joint Implementation	102
5.3.2.4. Clean Development Mechanism	102
5.3.2.5. Pariser Übereinkommen	103
5.3.3. Unregulierter, privater Emissionshandel	105
5.3.3.1. Verified Emission Reduction	105
5.3.3.2. Kompensationsdienstleister	105
5.3.4. Emissionsverringerung innerhalb der Wertschöpfungskette	108
5.3.4.1. Metalle	109

5.3.4.2. Kunststoffe	112
5.3.4.3. Vergleich der Rohstoffbeschaffung	114
5.4. Zusammenfassung und Schlussfolgerung	115
6. Fallstudie	125
6.1. Systemgrenzen und Datenerfassung	125
6.2. Finanzierungsfonds zur Realisierung von Klimaneutralitätstrategien . .	127
6.3. Analyse auf Unternehmensebene	129
6.3.1. Emissionsaccounting auf Unternehmensebene	129
6.3.2. Emissionsbepreisung von Unternehmensbereichen	130
6.3.3. Analyse der Handlungsoptionen zur Klimaneutralstellung	132
6.3.3.1. Minimieren	132
6.3.3.2. Substituieren	135
6.3.3.3. Kompensieren	139
6.4. Green Fonds zur Finanzierung der Klimaneutralität	141
6.4.1. Vergleich mit unterschiedlichen EE-Energieanlagen	144
6.4.2. Ergebnisse der Szenarien S1 und S2	147
6.4.3. Ergebnisse der Szenarien S3 und S4	150
6.4.4. Vergleich der emissionsrel. Energie- und Emissionsmenge zwischen S1- S2 und S3-S4	152
6.5. Analyse auf Produktebene	153
6.5.1. Emissionsaccounting auf Produktebene	154
6.5.2. Produktemissionen aus der Wertschöpfungskette	161
6.6. Zusammenfassung der Fallstudie	165
7. Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen	168
7.1. Geplanter Kohleausstieg	169
7.2. Prognose des Emissionsfaktors des dt. Strommixes	170
7.3. Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung	175
7.4. Einfluss des Emissionsfaktors auf die Fallstudie	181
7.5. Diskussion und kritische Würdigung der Ergebnisse	185
8. Zusammenfassung	187
Abbildungsverzeichnis	XVI
Tabellenverzeichnis	XVII
Schrifttum	XVIII

A. Weiterführende Ergebnisse und Informationen	LIII
A.1. Anhang zu Kapitel 1	LV
A.2. Anhang zu Kapitel 2	LV
A.3. Anhang zu Kapitel 3	LV
A.3.1. Emissionsfaktoren	LVII
A.4. Anhang zu Kapitel 4	LX
A.5. Anhang zu Kapitel 5	LXII
A.5.1. Minimieren	LXII
A.5.2. Substituieren	LXII
A.5.2.1. Abkürzungen von Nationen	LXIII
A.5.2.2. Charakterisierung von Ökostromprodukten	LXIV
A.5.2.3. Unternehmenseigenen EE-Versorgungsanlagen	LXXI
A.5.3. Kompensieren	LXXVII
A.5.3.1. Emissionszertifikate	LXXVII
A.5.3.2. Kompensation in der Wertschöpfungskette	LXXXVI
A.6. Anhang zu Kapitel 6	XCI
A.6.1. Unternehmensanalyse	XCI
A.6.1.1. Ergänzende Datengrundlage für die Szenarienanalyse	XCII
A.6.1.2. Einnahmen- und Ausgabenvergleich des Green Fonds	XCIV
A.6.1.3. Green Fond Szenarien mit Onshore-WKA	XCVI
A.6.2. Produktanalyse	XCVII
A.6.2.1. Emissionsaccounting der Fallstudie für Produkte	XCVIII
A.6.2.2. Allokation der Wärmebehandlung	C
A.7. Anhang zu Kapitel 7	CII

Nomenklatur

Abkürzungen und Akronyme

Symbol	Description
AAU	Assigned Amount Units
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AfA-Tabelle	Abschreibungstabelle für Anlagegüter
AIB	Association of Issuing Bodies
BDE	Betriebsdatenerfassungssystem
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BSI	British Standards Institution
CCF	Corporate Carbon Footprint
CDM	Clean Development Mechanism
CDP	Carbon Disclosure Project

Symbol	Description
CER	Certified Emission Reductions
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	CO ₂ -Äquivalent
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
EAM	European Attribute Mix
EDL-G	Energiedienstleistungsgesetz
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
EL	Entwicklungsländer
emrSe	emissionsrelevante Stromerzeugung
EMS	Energiemonitoringsystem
EnMS	Energiemanagementssystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERU	Emission Reduction Units
ETS	Emissionshandelssystem
EU	Europäische Union
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
EUA	European Emission Allowances
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft

Symbol	Description
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
GHG	Greenhouse Gas
GK	Gemeinkosten
GS	Gold Standard
GS4GG	Gold Standard for the Global Goals
HFC	Fluorkohlenwasserstoffe
HKN	Herkunftsnachweis
HKNR	Herkunftsnachweisregister
IEA	Internationale Energie Agentur
IL	Industrieländer
JI	Joint Implementation
KLR	Kosten- und Leistungsrechnung
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCOE	Levelized Costs of Electricity
N ₂ O	Distickstoffoxid
NDC	Emissionsminderungsverpflichtungen

Symbol	Description
Nettolstg.	installierte Nettoleistung
PAS 2060	Publicly Available Specification
PCF	Product Carbon Footprint
PEE	Primärenergieeinsparung
PFC	Perfluorkohlenwasserstoffe
PPA	Power-Purchase-Agreements
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage
QES	Qualifying Explanatory Statements
RES	Regenerative Energie Systeme
RM	Residual Mix/Restmix
RW	Raumwärme
SD VISta	Sustainable Development Verified Impact Standard
SDG	Sustainable Development Goals
SF ₆	Schwefelhexafluorid
spez.	spezifische
StGK	Stromgestehungskosten
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz

Symbol	Description
TEHG	Treibhausgasemissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas/-e
TW	technische Wärme
UBA	Umweltbundesamt
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VCS	Verified Carbon Standard
VER	Verified Emission Reductions
VLh	Volllaststunden
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development
WK	Windkraft
WKA	Windkraftanlage
WRI	World Resources Institute
XDC	X-Degree Compatibility
ÖSPI	Ökostromprodukte-Inventar
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Lateinische Symbole

Symbol	Description	Einheit
A	Betriebsausgaben	€/a
Ab	durchschnittliche jährliche Abschreibung	€
AZ	statische Amortisationszeit	€
C	spezifische Kosten	€/kWh
EF	Emissionsfaktor	gCO ₂ /kWh
G	durchschnittlicher jährlicher Gewinn	€
I	Investitionsaufwendung	€
n	Nutzungsdauer	a
RW	Restwert	€
T	thermodynamische Temperatur	K
t	Periode	a
W	Arbeit	J

Griechische Symbole

Symbol	Description	Einheit
η	Wirkungsgrad	-
η_C	Carnot-Faktor	-
ν	Gütefaktor	-

Indizes

Symbol	Description
1	Ausgangsprodukt 1
2	Ausgangsprodukt 2
0	Bezugszustand zum Zeitpunkt 0
<i>amb</i>	Umgebung
<i>el</i>	elektrisch
<i>fin</i>	Finnische Methode
<i>ges</i>	Gesamt
<i>gesp</i>	Eingesparte
<i>Hist.</i>	historisch
<i>in</i>	Input/Eintritt
<i>LZ</i>	Lebenszyklus
<i>m</i>	Mittel
<i>out</i>	Output/Austritt
<i>ref</i>	Referenz
<i>Verdräng</i>	Verdrängung
<i>Zkft.</i>	zukünftig

Einleitung

Der Klimawandel wird sowohl seitens der Politik als auch der Gesellschaft als bedeutende Herausforderung wahrgenommen (vgl. EIB 2019). Politisch wurden in der Vergangenheit verschiedene Rahmenwerke geschaffen, um den Auswirkungen entgegenzuwirken. Bereits 1992 wurde mit der Klimarahmenkonvention die völkerrechtliche Basis für den globalen Klimaschutz geschaffen (vgl. UN 1992). Mit dem Kyoto-Protokoll wurde die rechtliche Verbindlichkeit zur Reduktion von Kohlenstoffdioxid (CO₂) und weiterer Treibhausgase (THG) präzisiert (vgl. UN 1997). Um der globalen Bedrohung durch den Klimawandel entgegenzuwirken, hat die Weltgemeinschaft 2015 mit dem Übereinkommen von Paris beschlossen, die Erwärmung auf unter 2 °C zu begrenzen und eine weitgehend klimaneutrale Wirtschaft zu etablieren (vgl. UN 2015b). Auf europäischer Ebene verpflichteten sich die Mitgliedstaaten, die Emissionen bis 2030 um mindestens 40 % zu reduzieren und den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) auf 27 % zu steigern (vgl. BMU 2019b). Bis 2050 soll der Ausstoß von Treibhausgasen innerhalb der Europäischen Union (EU) um 80-95 % verringert werden, um eine weitgehende Klimaneutralität zu erreichen (vgl. BMU 2019c, S. 19). Diese Ziele sind in nationale Beiträge untergliedert, die 2016 in deutsche Klimapolitik umgesetzt wurden (siehe Tabelle 1.1).

Tabelle 1.1.: Klimaziele der Bundesregierung bis 2050 (angelehnt an BMU 2019c, S. 24)

	2018	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen	-30,6 %	min. -40 %	min. -55 %	min. -70 %	weitgehend treibhausgasneutral
EE-Anteil		min.	min.	min.	min.
am Bruttostromverbrauch	37,8 %	35 %	50 %	65 %	80 %
am Bruttoendenergieverbrauch	16,6 %	18 %	30 %	45 %	60 %

Trotz dieser internationalen Konferenzen und Verpflichtungserklärungen ist die Wirksamkeit im Hinblick auf die Emissionsreduktion fraglich, da insbesondere der internationale Ausstoß von Kohlenstoffdioxid in den vergangenen Jahren weitestgehend ungebremst zugenommen hat und der Scheitelpunkt noch nicht erreicht ist (vgl. GCP 2018). Im Gegensatz dazu konnte Deutschland zwar seine CO₂-Emissionen reduzieren, jedoch liegt der Trend beruhend auf der bisherigen Reduzierung oberhalb der politischen Ziele und noch deutlicher über den Zielen des Pariser Klimaschutzübereinkommens, wie Abbildung 1.1 verdeutlicht.

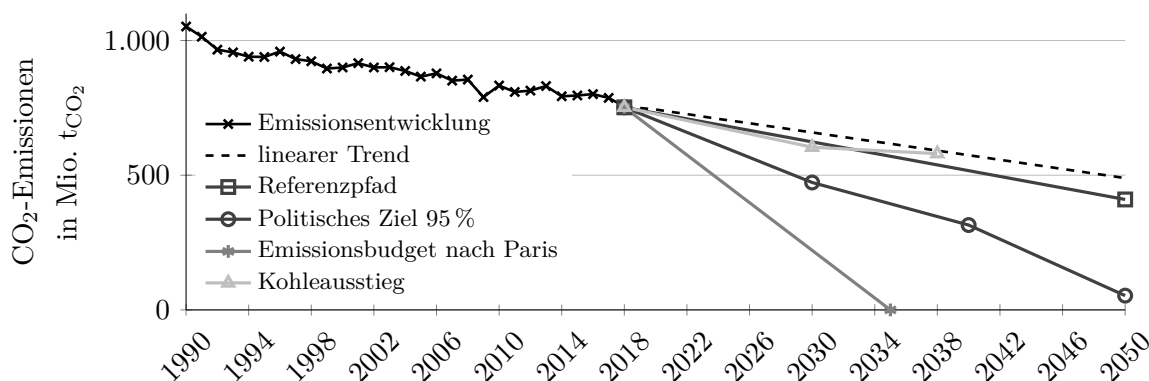


Abbildung 1.1.: Emissionsreduktion gemäß nationaler und internationaler Klimaschutzverpflichtungen für Deutschland (vgl. UBA 2020e; BMU 2019c, S. 24; SRU 2020, S. 52)

Demnach sind die staatlichen Maßnahmen bisher unzureichend, um die Emissionensminderung voranzutreiben, wie auch eine Studie von Gerbert et al. (2018, S. 6) deutlich macht. Doch abseits der staatlichen Maßnahmen steigt auch das Engagement der Wirtschaft, um den Herausforderungen des Klimawandels zu begegnen. Getrieben durch das steigende Bewusstsein der Bevölkerung für klimafreundlichen Konsum, gewinnt der Klimaschutz für Unternehmen zunehmend an Bedeutung (vgl. Rubik et al. 2019, S. 9). Darüber hinaus steigen auch die Anforderungen anderer Stakeholder¹, wie Investoren und NGOs, im Kontext des Klimawandels (vgl. DGCN 2017, S. 4) und auch das Interesse des Kapitalmarktes an nachhaltigen Anlagemöglichkeiten wächst (vgl. Arnold 2011, S. 229). Dieses Interesse steigert den Druck auf Marktakteure, was wiederum die Kursentwicklung und Profitabilität von Unternehmen beeinflusst (vgl. Bassen et al. 2016, S. 31–32). Verbunden mit dieser Entwicklung taucht der Klimawandel zudem im jährlichen Allianz Risk Barometer² regelmäßig als einer der drei größten Unternehmensrisiken auf (vgl. AGCS 2019).

¹Umfasst alle Gruppen bzw. Individuen, die einen Einfluss auf ein Unternehmen besitzen oder von dessen Tätigkeiten beeinflusst werden (vgl. Freeman 2010, S. 46).

²Basierend auf den Erkenntnissen von mehr als 2.700 Risikomanagement-Experten aus 102 Ländern und Gebieten ermittelt der Jahresbericht die wichtigsten Unternehmensrisiken für die nächsten 12 Monate (vgl. AGCS 2019).

Dementsprechend zeigt eine regelmäßige Unternehmensbefragung, dass bereits 6 von 10 Unternehmen eine Klimaneutralität erreichen wollen (vgl. EEP 2019, S. 10) und auch in der Presse sind zunehmend Meldungen zu klimaneutralen Produkten, Dienstleistungen, Fabriken und Unternehmen zu finden (vgl. EnergieAgentur.NRW 2018). Zu den Beweggründen zählen bei den meisten Unternehmen eine Umsetzung der selbst auferlegten Unternehmensphilosophie, eine allgemeine Imageverbesserung sowie das Nachkommen der Gesellschaftsverantwortung (vgl. EEP 2020, S. 5). Zwar sind die Klimaschutzprogramme der deutschen Unternehmen umfangreich, jedoch kommt die Analyse des Frankfurter Start-ups „right.based on science“, basierend auf dem wissenschaftlich anerkannten X-Degree Compatibility (XDC) Klimamodell, zu dem Schluss, dass die Erderwärmung fast 5 Grad erreichen würde, wenn alle Unternehmen so wirtschaften wie die 30 Dax-Konzerne (vgl. Heiny 2019). Dementsprechend folgen die Ziele der meisten Unternehmen weder dem Pariser Klimaschutzabkommen, noch sind diese geeignet, die deutschen Klimaszutzziele zu unterstützen. Allerdings sind die Unternehmensziele und die Datenlage nicht einheitlich, wie auch die Betrachtung der Unternehmen in Kapitel 2.2.2 aufzeigt. Zudem gibt es keine einheitliche Definition der Begriffe Klimaneutralität bzw. CO₂-Neutralität sowie der Umsetzung einer Klimaneutralitätsstrategie, sodass dies Unternehmen viel Entscheidungsspielraum bei der Auslegung bietet (vgl. Bode et al. 2007, S. 272). Trotz der fehlenden allgemeingültigen Definition für Klimaneutralität ist unbestritten, dass diese über die Schritte

1. Minimieren
2. Substituieren
3. Kompensieren

zu erreichen ist. Jedoch trägt nicht jede Maßnahme zu einer Reduzierung der globalen THG-Emissionen bei und unterstützt die deutschen Klimaszutzziele. So tendieren Unternehmen verstärkt zu Kompensationsmaßnahmen und realisieren dadurch klimaneutrale Geschäftstätigkeit (vgl. Wolters et al. 2015, S. 18). Dementsprechend steigt das Marktvolumen der freiwilligen Kompensation seit Jahren (vgl. UBA 2018, S. 12–16). Neben den Emissionszertifikaten ist der Bezug von elektrischer Energie aus regenerativen Quellen ein verbreitetes Mittel, um Emissionen zügig und signifikant zu reduzieren (vgl. Seebach et al. 2016). Jedoch ist nicht bei jeder Maßnahme ein realer Beitrag zum Klimaschutz gegeben, sodass die Reduzierungsart ein wesentlicher Faktor für die Nachhaltigkeit und Glaubwürdigkeit ist. Insbesondere die Nachhaltigkeit als Bestandteil des Umweltmanagements erfährt durch gesellschaftliche und gesetzliche Anforderungen zunehmend an Beachtung (vgl. Tiberius 2011, S. 180). In diesem Kontext ist auch die Glaubwürdigkeit der Reduktionsmaßnahme von entscheidener Bedeutung, um keinen Reputationsverlust zu riskieren, wie bspw. das Recherchepapier von Greenpeace (2020) im Bezug auf Volkswagen zeigt.

Die Reduzierung und der Ausgleich von Emissionen setzt deren detaillierte Erfassung voraus, die je nach Zielstellung auf unterschiedlichen Unternehmensebenen angewendet werden kann. Dazu wird in dieser Arbeit ein Verfahren vorgestellt, welches, angelehnt an der Kostenrechnung, sowohl eine unternehmensweite als auch eine produktbezogene Erfassung von Emissionen aus der Energienutzung ermöglicht. Das Ziel dieser Dissertation ist die Entwicklung eines methodischen Vorgehens, anhand dessen die Erfassung, Zuordnung und Bepreisung der Emissionen einzelner Organisationseinheiten erfolgen kann. Diese Schritte bilden die Basis, um eine geeignete Strategie zur Klimaneutralität abzuleiten, die im Einklang mit den gesellschaftlichen und nationalen Zielen steht. Mit dieser Zielstellung werden aktuelle Handlungsoptionen zur Verringerung der Emissionen analysiert.

Die vorliegende Dissertation ist wie folgt gegliedert:

In Kapitel 2 erfolgt ein Überblick über die für diese Arbeit relevanten Themenfelder und die wissenschaftliche Literatur. Zunächst werden die klimarelevanten Zusammenhänge und der darauf ausgerichtete Klimaschutz im unternehmerischen Kontext beschrieben sowie die damit verbundenen Anforderungen erläutert. Anschließend erfolgt ein Überblick der relevanten Vergleichsstudien mit dem Ziel, bisherige Ausarbeitungen darzustellen und die Arbeit thematisch einzuordnen. Das Kapitel schließt mit der Ableitung der Forschungsfragen und deren Formulierung sowie einer Darstellung der Methodik.

Kapitel 3 enthält die Erfassung von Emissionen aus der Energienutzung. Hierzu werden die Emissionsquellen innerhalb der definierten Organisationsgrenzen, unter Berücksichtigung der gängigen Standards, identifiziert. Die Ermittlung dieser Emissionen erfolgt angelehnt an bekannte Konzepte und Methodiken der Kostenrechnung. Dementsprechend werden die Ansätze der Kostenrechnung erläutert und die Übertragbarkeit auf eine energetische Bilanzierung und die damit verbundenen Emissionen geprüft. Die Zielstellung folgt einer Zuordnung der Emission je nach Bilanzierungsrahmen und Anspruch, um eine Allokation auf Geschäftsbereiche, Kostenstellen oder Produkte zu ermöglichen.

Die erfassten Emissionen können im Rahmen einer Klimaneutralitätsstrategie genutzt werden, um Ansätze einer unternehmensinternen CO₂-Bepreisung zu implementieren. In Kapitel 4 erfolgt dazu die Erarbeitung unterschiedlicher Elemente und Arten der Bepreisung sowie deren Effekte auf Unternehmen. Hierzu werden die Bepreisungsarten hinsichtlich des Emissionsminderungspotenzials sowie der langfristigen Ausrichtung auf regulatorische, operative und finanzielle Investitionsentscheidungen analysiert. Abschließend werden das Zusammenwirken mehrerer Bepreisungsmechanismen erörtert und Herangehensweisen zur Preisfindung miteinander verglichen.

Kapitel 5 fasst die drei aufeinander aufbauenden Schritte zum Ausgleich der CO₂-Emissionen in einer Klimaneutralitätsstrategie auf. Die Vielfältigkeit der Ausprägungen innerhalb der drei Schritte Minimieren, Substituieren und Kompensieren macht eine ausführliche Darstellung sowie eine Einordnung des jeweiligen Beitrags zum Klimaschutz erforderlich. Der Klimaschutzbeitrag der Maßnahmen wird zudem vor dem Hintergrund verschiedener Interessensgruppen analysiert. Daraus wird eine Handlungsstrategie in Bezug auf aktuelle Möglichkeiten der Emissionsminderung abgeleitet, deren Relevanz gemessen am globalen, nationalen oder bilanziellen Klimaschutz klassifiziert ist.

In Kapitel 6 wird die Methodik der vorhergehenden Kapitel aufgegriffen und in einen Anwendungsfall überführt. Die Anwendung der Methodik und die Analyse der Emissionsreduktionsmöglichkeiten erfolgen anhand eines Unternehmensstandortes der Automobilindustrie. Die Handlungsoptionen und Potenziale zur Erreichung einer Klimaneutralität, werden im Hinblick auf das Emissionsreduktionspotenzial und die entstehenden Kosten evaluiert. Zur Finanzierung der Klimaneutralitätsstrategie wird ein unternehmensinterner Green Fonds eingeführt, der mit Einnahmen aus den drei Schritten die erforderlichen Investitionen begleicht. Dabei steht die Ermittlung der Kenngrößen zur Finanzierung des Green Fonds im Vordergrund.

Kapitel 7 ist im Gegensatz zu den bisherigen Kapiteln der zukünftigen Entwicklung gewidmet. Durch die Integration absehbarer Entwicklungspfade im Bereich der energetischen Emissionen werden der Einfluss und die Komplexität auf anstehende technologische Entscheidung bedingt durch Veränderungen der Emissionsfaktoren von Energieträgern erläutert. Das Kapitel schließt mit einer Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Auswirkungen der zugrundeliegenden Parameter zur Überprüfung der getroffenen Annahmen.

Im abschließenden Kapitel 8 werden die wesentlichen Erkenntnisse und Schlussfolgerungen der Arbeit zusammengefasst.

Unternehmen im Kontext von Umwelt- und Klimaschutz

Die regelmäßige Befragung des Eurobarometer (2019, S. 3) zeigt, dass der Klimawandel von 93 % der Befragten als ein bedeutsames Problem wahrgenommen wird. Dementsprechend wird dieses Thema auch von zahlreichen Organisationen und Unternehmen aufgegriffen, um eine Führungsrolle zu übernehmen und der Herausforderung zu begegnen (vgl. EEP 2020). Derzeit sind jedoch weder das unternehmerische Handeln noch die staatlichen Bemühungen vieler Ländern geeignet, dieser Herausforderung und den damit verbundenen Erwartungen zu begegnen (vgl. UNEP 2019, S. XIV–XIX). So sind neben zusätzlichen staatlichen Maßnahmen auch weitere Anstrengungen von Unternehmen erforderlich.

2.1. Auslegung von Klimaneutralität

Im Zusammenhang mit Umweltschutz und Klimawandel tauchen zunehmend Begriffe wie CO₂-Emissionen, CO₂-Reduzierung sowie CO₂-Neutralität oder Klimaneutralität auf. Diese Ausdrücke sind im entsprechenden Kontext gängige Begriffe, die aber von Verbrauchern, Fachleuten, sowie den Medien nicht immer einheitlich verwendet werden. Dementsprechend ist eine differenzierte Auslegung der Begrifflichkeiten erforderlich.

Der Begriff CO₂-Emissionen umfasst, der Bedeutung nach, ausschließlich das Treibhausgas CO₂, jedoch werden unter dem Oberbegriff CO₂ häufig auch andere Gase sprachlich zusammengefasst. Im Rahmen des Kyoto-Protokolls ist nicht nur die rechtliche Verbindlichkeit zur Treibhausgasreduktion präzisiert, sondern auch die relevanten Treibhausgase ³ definiert (vgl.

³Diese umfassen mit CO₂, Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Fluorkohlenwasserstoffen (HFC), Perfluorkohlenwasserstoffen (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆) insgesamt sechs Treibhausgase (vgl. UNFCCC 1998, S. 19).

UN 1997). Die Gase besitzen jedoch ein unterschiedlich hohes Treibhausgaspotenzial, so dass zur Vergleichbarkeit jedes Gas hinsichtlich seiner Wirkung in CO₂-Äquivalente (CO₂e) umgerechnet werden muss. Das THG-Potenzial in CO₂e wiederum bildet eine Maßzahl für den relativen Beitrag zum Treibhauseffekt und beschreibt somit die Erwärmungswirkung der Treibhausgase über einen bestimmten Zeitraum. Demnach ist CO₂e der Beitrag einer bestimmten Masse eines Treibhausgases, im Vergleich zur identischen Masse CO₂, zur globalen Erderwärmung. Allerdings sind einige komplexe Umstände zu berücksichtigen, wie die Verweildauer in der Atmosphäre und der Einfluss des Zeithorizontes. Deshalb werden teilweise CO₂ anstelle von CO₂-Äquivalente verwendet. Das CO₂-Äquivalent für Methan beträgt beispielsweise bei einem Zeithorizont von 20 Jahren das 84-fache von Kohlendioxid, wohingegen der Wert bei einem Betrachtungshorizont von 100 Jahren auf 28 sinkt. Das bedeutet, dass ein Kilogramm Methan bei einem Betrachtungszeitraum von 100 Jahren 28-mal stärker zum Treibhauseffekt beiträgt als ein Kilogramm Kohlendioxid. Bei Distickstoffmonoxid und dem gleichen Zeithorizont liegt dieser Wert sogar bei 265 und ist damit deutlich schädlicher für das Klima. Zur Beurteilung der Schädlichkeit der Treibhausgase muss auch die Verweildauer in der Atmosphäre berücksichtigt werden. Während Kohlendioxid für einige Jahrhunderte in der Atmosphäre bleibt, wird Methan mit der Zeit zu Kohlendioxid und Wasserdampf abgebaut, sodass die höhere Treibhauswirkung des Methans durch die schwächere Wirkung des Kohlendioxids ersetzt wird. (vgl. Myhre et al. 2013, S. 731–737)

In Deutschland ist CO₂ mit einem Anteil von 88 % das wesentliche Treibhausgas (siehe Abbildung 2.1). Die weiteren im Kyoto-Protokoll genannten Gase liegen hingegen im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Der Anteil der energiebedingten Emissionen lag 2018 bei 704 Mio. tCO₂e und machte damit knapp 84 % der Emissionen in Deutschland aus (vgl. UBA 2020e).

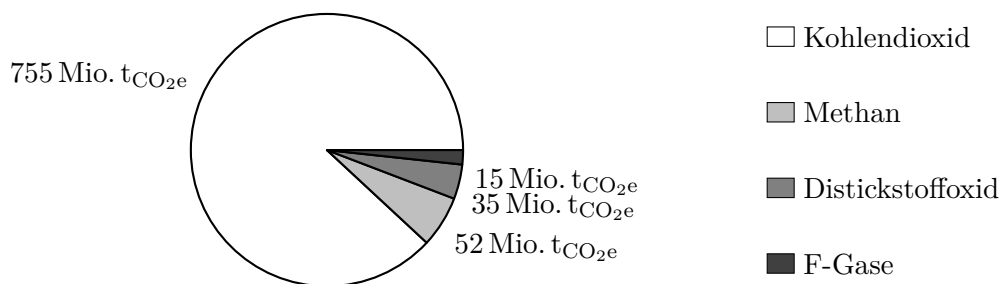


Abbildung 2.1.: Anthropogene Treibhausgase der Bundesrepublik Deutschland, 2018 (angelehnt an UBA 2020e)

Bedingt durch die Anforderungen verschiedener Stakeholder ist Klimaneutralität zu einem neuen Leitbegriff für Unternehmen geworden (vgl. EEP 2020, S. 4). Doch wird dieser Begriff in vielfältiger Art und Weise, mit unterschiedlichen Bedeutungen und Definitionen, verwendet.

Laut Paschotta (2020) bedeutet CO₂-Neutralität, dass die Verwendung von Brennstoffen oder andere menschliche Aktivitäten keinen Einfluss auf die Kohlendioxid-Konzentration der Atmosphäre haben und insofern als nicht klimaschädlich gelten. Den Ausführungen folgend, kann ein CO₂-neutraler Brennstoff sehr wohl Kohlenstoff enthalten. Jedoch werden die Emissionen des Verbrennungsprozesses derart kompensiert, dass der Atmosphäre netto⁴ kein weiteres CO₂ zugeführt wird, indem diese anderenorts absorbiert wird. Während diese Definition spezifisch Kohlendioxid einbezieht, schließen viele andere Definitionen, dem Wortlaut nach, weitere klimaschädliche Treibhausgase ein.

Die Deutsche Umwelthilfe verwendet beispielsweise die allgemein gehaltene Definition, dass die Menge an klimaschädlichen Gasen in der Atmosphäre durch Produkte oder Dienstleistungen nicht erhöht wird (vgl. DUH 2019). Gleichzeitig wird aber hervorgehoben, dass es Unterschiede in der Art der Vermeidung von klimaschädlichen Gasen gibt. Geschlussfolgert wird, dass die Reduzierung von Treibhausgasen in Form der Kompensation abseits des Ortes der Entstehung nicht die beste Variante ist, da somit Entwicklungen von CO₂-freien Produkten verzögert werden.

Das Verständnis der Klimaneutralität von ClimeLine (o. J.) folgt einer ähnlichen Definition, geht allerdings noch weiter ins Detail. Demnach dürfen Prozesse das atmosphärische Gleichgewicht nicht verändern, das heißt netto keine Treibhausgase ausstoßen. ClimeLine (o. J.) zufolge kann demnach ein Prozess als klimaneutral bezeichnet werden, wenn keine THGs entweichen oder an anderer Stelle eingespart werden.

Viele der Definitionen eröffnen im Rahmen einer Klimaneutralitätsstrategie die Möglichkeit zur Kompensation der emittierten Treibhausgase. Diese Unterstützungen müssen jedoch auch im Zusammenhang mit den Geschäftsmodellen der Anbieter betrachtet werden, die neben der Klimaneutralstellung eines Unternehmens oder einzelner Produkte/Dienstleistungen ebenfalls die Durchführung von Klimaschutzprojekten umfassen. Eine weitere Herausforderung auf dem Weg zur Klimaneutralität bleibt, unabhängig von der zugrundeliegenden Definition, die Bestimmung der Bilanzierungsgrenzen. Die Erfassung der Emissionen innerhalb der Grenzen zeigt auf, an welcher Stelle und Intensität THG-Emissionen verursacht werden. Dieser Aspekt wird in Kapitel 3 eingehender betrachtet.

⁴Netto bedeutet in diesem Zusammenhang, dass der Atmosphäre CO₂ zugeführt wird, das anderenorts absorbiert oder weniger emittiert wird (vgl. Paschotta 2020).

2.2. Klimaneutralität von Unternehmen

Der anthropogene Klimawandel stellt nicht nur die Politik, sondern auch die Wirtschaft und Unternehmen vor große Herausforderungen. Neben den unmittelbaren Folgen kommen auf Unternehmen weitere Herausforderungen durch abwartende oder inkonsequente Maßnahmen zu. Dazu zählen neben dem Verlust der Wettbewerbsfähigkeit durch die zunehmende Beachtung emissionsintensiver Produkte auch die existenzielle Gefährdung, bedingt durch die CO₂-Preisentwicklung und andere klimabezogene Regulierungen (vgl. Bellmann et al. 2019, S. 17). Der Umgang von Unternehmen mit den Herausforderungen der globalen Erwärmung wird somit immer wichtiger. Dabei bietet ein aktiver Klimaschutz auch Chancen für den unternehmerischen Erfolg, wie eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes aufzeigt (vgl. Kahlenborn et al. 2019). Neben Energie- und Kosteneinsparungen kann der Unternehmenswert durch ein ‚grünes Image‘ steigen und einem innovativen Unternehmen somit Wettbewerbsvorteile bieten. Insofern steigt die Anzahl von Unternehmen stetig, die die Bedrohung durch den Klimawandel und seine Folgen erkannt haben und daraus Schritte ableiten (vgl. EEP 2020, S. 5). Derzeit beteiligen sich 1009 Organisationen an der Science Based Targets Initiative des CDP (2020), mit der Verpflichtung, wissenschaftlich fundierte Klimaschutzmaßnahmen zu ergreifen, um den Temperaturanstieg auf unter 2 °C zu begrenzen. Die Anzahl der teilnehmenden Organisationen ist damit seit 2015 um mehr als 1000 Organisationen signifikant angestiegen.

2.2.1. Emissionserfassungsbereiche

Sämtliche Schritte einer Emissionserfassung erfordern eine definierte Bilanzgrenze. Zunächst ist der Umfang der zu berücksichtigenden Treibhausgase festzulegen, um anschließend die organisationsbezogenen Grenzen zu determinieren. Das Greenhouse Gas (GHG)-Protokoll entstand aus einer Initiative von World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) und World Resources Institute (WRI) und gilt als transnationales Standardwerk zur Bilanzierung von THG-Emissionen (Carbon Accounting) (vgl. WBCSD et al. 2004). Die Zielstellung des Protokolls ist die Entwicklung eines international anerkannten Bilanzierungs- und Berichtstandards für THG-Emissionen. Die Standards des Protokolls orientieren sich an den Grundsätzen der anerkannten Bilanzierung des Rechnungswesens unter Beachtung der Prinzipien Relevanz, Vollständigkeit, Konsistenz, Transparenz und Genauigkeit (vgl. Hickmann 2017, S. 95). Die globalen standardisierten Rahmenbedingungen umfassen, neben der Messung und Steuerung der THG-Emissionen, auch eine Klassifizierungsmethode zur Abgrenzung der direkten und indirekten Emissionsquellen.

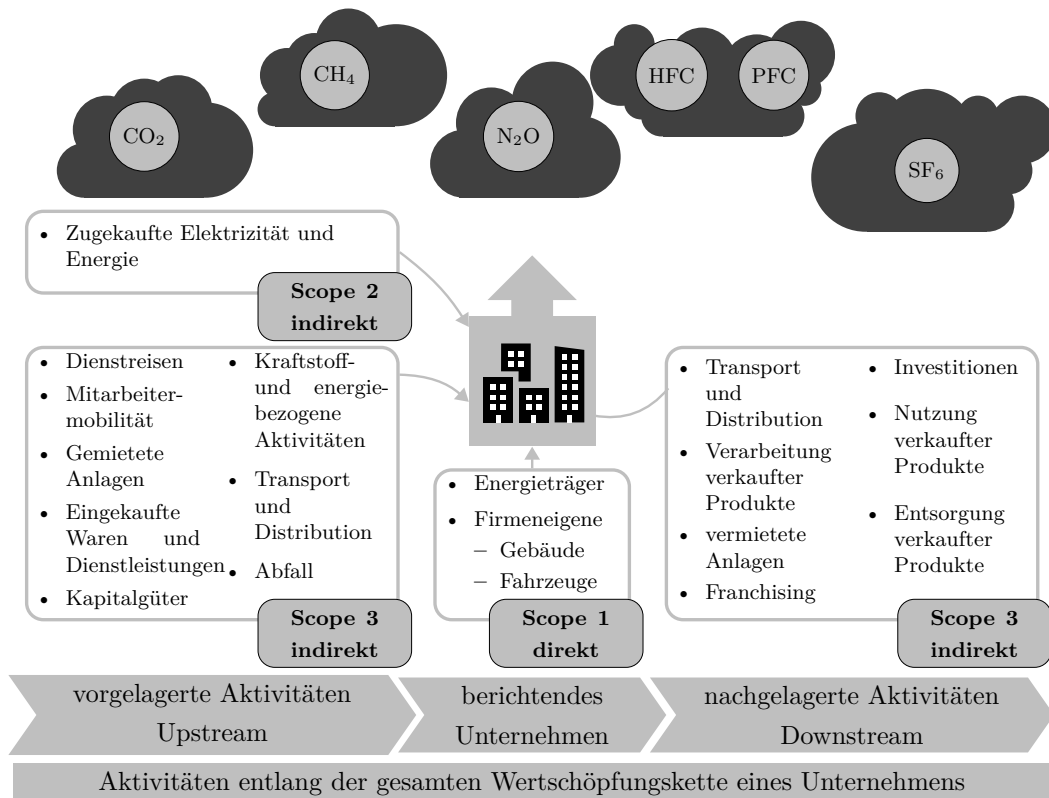


Abbildung 2.2.: THG-Emissionsquellen unterteilt in Scopes, nach der Methodik des GHG-Protokolls (angelehnt an Fortyr 2016, S. 3)

Um die Abgrenzung der THG-Emissionen entlang der Wertschöpfungskette zu erleichtern, werden die Emissionen in drei Kategorien, die als Scopes bezeichnet werden, unterteilt. Die Zuordnung der Emissionen in eine der drei Kategorien wird im Folgenden in Anlehnung an Abbildung 2.2 und das GHG-Protokoll (WBCSD et al. 2004, S. 25–31) aufgezeigt:

Scope 1 Emissionen umfassen direkte durch Geschäftstätigkeiten emittierte Treibhausgase. Ein Beispiel dieser Kategorie sind Emissionen durch einen Verbrennungsprozess, bedingt durch die internen Produktionsprozesse. Ausgenommen von Scope 1 sind neben THG-Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse, die gesondert von dieser Kategorie berichtet werden, ebenso die Gase, die nicht durch das Kyoto-Protokoll abgedeckt werden.

Emissionen, die mit dem Verkauf oder der Weiterleitung von eigenerzeugtem Strom durch ein Unternehmen an ein anderes verbunden sind, werden nicht von Scope 1 abgezogen bzw. mit diesem verrechnet. Das GHG-Protokoll sieht dazu die Berichtigung als fakultative Information vor. (vgl. WBCSD et al. 2004, S. 27)

Scope 2 beschreibt all diejenigen THG-Emissionen, die durch den Bezug von elektrischer Energie, welche in den eigenen oder kontrollierten Anlagen des Unternehmens benötigt wird, entstehen. Neben diesen Emissionen umfasst diese Kategorie zusätzlich noch die THG-Emissionen, die aus dem Erwerb von Dampf, Heiz- und Kühlenergie folgen (vgl. WRI und WBCSD 2011, S. 28). Allgemein werden diese THG-Emissionen zwar physisch am Ort der Generierung emittiert, werden jedoch als indirekte Emissionen dem konsumierenden Unternehmen angerechnet.

Scope 3 Emissionen sind alle weiteren indirekten THG-Emissionen, deren Berichterstattung optional ist. Inkludiert sind Emissionen, die aufgrund der Geschäftstätigkeiten des Unternehmens emittiert werden, jedoch nicht direkt Teil dieser sind. Beispiele dafür sind Geschäftsreisen und Emissionen bedingt durch die Extraktion von Rohstoffen. Ausgenommen sind jedoch Emissionsquellen, die im Besitz oder unter der direkten Kontrolle des Unternehmens sind. Erfolgt bspw. der Materialtransport in Fahrzeugen, die im Besitz des jeweiligen Unternehmens sind, werden diese Scope 1 zugerechnet. Die Konsolidierungsansätze Eigenkapital oder Kontrolle, unterstützen bei der Einordnung der jeweiligen Aktivitäten in die entsprechenden Scopes (vgl. WBCSD et al. 2004, S. 29–31).

Es gibt für Scope 3 keine Vorschrift, sodass jedes Unternehmen selbstständig entscheidet welche Aktivitäten und in welchem Umfang zuverlässige Daten erhoben werden (vgl. WBCSD et al. 2004, S. 29–31). Dementsprechend umfasst Scope 3 in den seltensten Fällen alle Emissionen eines Unternehmens.

Durch den großen Abdeckungsbereich von Scope 3 im Vergleich zu Scope 1 und 2, entfällt bei den meisten Unternehmen ein wesentlicher Anteil der Emissionen auf den indirekten Bereich (vgl. DGCN 2017, S. 31).

2.2.2. Unternehmensbeispiele

Laut der Umfrage des EEP (2019, S. 10) streben 6 von 10 Unternehmen in Zukunft eine bilanzielle Klimaneutralität an. Allerdings variieren die Ziele und das Bezugsjahr der ausgegebenen Zielstellung, wie der nachfolgende Auszug von Unternehmensbeispielen aufzeigt.

Tabelle 2.1.: Emissionen und -verringerungsziele beispielhafter Unternehmen (angelehnt aber aktualisiert an Heiny et al. 2019)

Unternehmen	CO ₂ -Ausstoß (in Tsd. Tonnen)	Klimaziel (Reduktion in Prozent)	Jahr
Adidas	45 ¹	30	2030
BASF	22.000 ¹	CO ₂ -neutrales Wachstum	2030
Bayer	14.435 ^{1,2}	42 ¹ /12 ²	2029
BMW	75.987 ^{1,2}	50 ³	2020
Dt. Bank	388 ^{1,4}	3 ⁵	2021
Dt. Telekom	14.565 ^{1,2}	90 ¹ /25 ²	2030
Eon	67.310 ^{1,2}	30 (eigener Betrieb)	2030
Henkel	44.874 ^{1,2}	75	2030
Linde	40.784 ^{1,2}	35 ^{1,2}	2028
RWE	314.100 ^{1,2}	klimaneutral	2040
Siemens	17.000 ^{1,2}	klimaneutral	2030
ThyssenKrupp	24.000 ^{1,2}	klimaneutral	2050
Volkswagen	451.570 ^{1,2}	klimaneutral ⁶	2050

¹ Direkte Emissionen und aus bezogener Energie

² Indirekte Emissionen und Sonstiges

³ in Europa verkaufte Neufahrzeuge

⁴ Eigenemissionen durch Kompensationsmaßnahmen neutralisiert

⁵ kein explizites CO₂-Ziel, bezieht sich auf Reduzierung des Energieverbrauchs

⁶ Unternehmen und verkaufte Fahrzeuge

Tabelle 2.1 verdeutlicht zum einen, dass die Emissionen eine breite Streuung hinsichtlich der Emissionsverteilung und des Zieljahres aufweisen, aber auch bezüglich der Minderungsziele. Während der Industriekonzern Linde hohe Scope 1 und 2 Emissionen ausweist, will das Unternehmen ausgehend vom Bezugsjahr 2018 eine pauschale Emissionsreduzierung von 35 % bis 2028 erreichen. Nur zwei Jahre später will die RWE AG die Emissionen, um bis zu 75 % reduzieren, was in Anbetracht der signifikanten Scope 1 und 3 Emissionen verwundert. Durch

den EE-Ausbau und die Abkehr von fossilen Energieträgern hat der Energieversorgungskonzern die Emissionen aus der energetischen Nutzung von fossilen Energieträgern zwischen dem Bezugsjahr 2012 und 2019 bereits um mehr als 50 % reduziert, sodass das Reduktionsziel erreichbar scheint. Bis 2040 will die RWE AG eine vollständige bilanzielle Klimaneutralität verwirklichen. Auch der Industriekonzern Siemens hat sich dazu verpflichtet eine Klimaneutralitätsstrategie umzusetzen, die bis 2030 eine vollständige Reduzierung aller Scopes vorsieht. In Anlehnung an die europaweiten Emissionsminderungsziele sieht die Strategie der Volkswagen AG eine Klimaneutralität bis 2050 vor.

Die Unternehmensbeispiele zeigen, dass eine deutliche Varianz hinsichtlich der individuellen Reduzierungsziele und des Zieljahres besteht. Auch im Vergleich zu den deutschen Klimazielen offenbaren die in Tabelle 2.1 betrachteten Unternehmen, dass nicht alle den nationalen Ziele folgen. So liegen sowohl das Ambitionsniveau der Bayer AG mit 42 % der Scope 1 und 2 Emissionen als auch von Linde mit 35 % unterhalb des Emissionsziels für 2030. Daraus folgt, dass die Existenz eines Emissionsminderungsziels nicht zwangsläufig dazu beiträgt, nationale Klimaschutzanstrengungen zu fördern.

2.2.3. Spezifikation zum Nachweis der Klimaneutralität

Die zunehmende Anzahl von Unternehmen in Verbindung mit der Komplexität der drei Schritte zur Klimaneutralität erfordert eine transparente und glaubwürdige Strategie. Dementsprechend sollte die Neutralität durch anerkannte Verfahren begleitet werden, um Bedenken gegenüber den Angaben und der Nachhaltigkeit der Maßnahmen vorzubeugen, insbesondere wenn die Klimaneutralität zu Marketingzwecken eingesetzt wird.

Einige Länder verfügen bereits über nationale Zertifizierungssysteme für Klimaneutralität, wie beispielsweise das norwegische Eco-Lighthouse Programm (vgl. ELH 2000) oder der National Carbon Offset Standard in Australien (vgl. Australian Government agency 2019). Neben nationalen Initiativen hat sich insbesondere die Publicly Available Specification (PAS 2060) zu einem internationalen Standard entwickelt. Die PAS 2060 wurde erstmalig 2010 von der British Standards Institution (BSI) veröffentlicht (vgl. BSI 2010) und erschien zudem 2014 in einer überarbeiteten Fassung. Im Rahmen der Spezifikation werden Definitionen und anerkannte Bewertungsmethoden in einen konsistenten Ansatz inklusive Maßnahmen und Anforderungen überführt. Dementsprechend gilt der Standard als das erste gültige Regelwerk für Klimaneutralität, welches auf ein breites Spektrum an Tätigkeiten, Unternehmen und Produkten angewendet werden kann. Gegenüber anderen Standards macht die PAS 2060 nicht nur Vorgaben zur Berechnung der THG-Emissionen, sondern stellt auch konkrete Anforderungen an den Nachweis der Klimaneutralität. Voraussetzung für den PAS 2060-Standard ist eine Bestandsaufnahme der aktuellen und zukünftigen Emissionen in Form eines THG-Inventars. Dies erfordert die Quantifizierung und Dokumentierung der Emissionen eines Unternehmens,

eines Produktes oder einer Dienstleistung nach festen Kriterien. Dazu zählen u.a. die Methodik zur Bestimmung der Systemgrenze sowie die Grenzen selbst, die relevanten Treibhausgase und die zu erfassenden Bereiche. Der Standard fordert darüber hinaus, jeden Ausschluss von Emissionen zu begründen. Darauf aufbauend wird ein Kohlenstoffmanagementplan zur Verringerung vermeidbarer THG-Emissionen entwickelt, der neben einer öffentlichen Verpflichtung zur CO₂-Neutralität auch die folgenden Hauptaspekte der Reduktionsstrategie enthält:

- Zeitskala
- spezifische Ziele für Reduktionen
- die geplanten Mittel zur Erzielung von Reduktionen und
- die Art und Weise, wie Restemissionen ausgeglichen werden

Der Kohlenstoffmanagementplan dokumentiert aber nicht nur konkrete Maßnahmen mit Reduktionszielen und deren Umsetzung, sondern auch Regeln zur Überwachung des Fortschritts und der Auswirkung der Maßnahmen, um im Falle einer Zielverfehlung Korrekturmaßnahmen einzuführen. Um dem konsistenten Ansatz einer CO₂-Neutralität nachzukommen und gleichzeitig die Transparenz und Glaubwürdigkeit des Standards sicherzustellen, aber auch die Nachhaltigkeit der Maßnahmen zu gewährleisten, verlangt die PAS 2060 die Veröffentlichung sogenannter Qualifying Explanatory Statements (QES). Neben dem Kohlenstoffmanagementplan als Teil der QES, führt das BSI (2010, S. 5) eine Reihe weiterer Informationen auf, die sowohl die Verpflichtung zur Klimaneutralität, als auch eine Konformitätserklärung umfassen. Die PAS 2060 fordert dazu eine standardkonforme Erklärung sowie die Offenlegung aller Unterlagen, die den Anspruch einer CO₂-Neutralität stützen. (vgl. BSI 2010)

Das zentrale Kriterium einer Klimaneutralität gemäß der PAS 2060 ist die transparente, glaubhafte und vor allem nachhaltige Reduktion der Emissionen. Dementsprechend kommt auch den Maßnahmen der Emissionseinsparung die größte Bedeutung zu. Erst im letzten Schritt dürfen verbleibende Emissionen mit Kompensationszertifikaten ausgeglichen werden. Sowohl die Komplexität, als auch die gesellschaftliche und politische Akzeptanz der Kompensation erfordert einen reglementierenden Rahmen, sodass zertifizierte Emissionsgutschriften gemäß der Spezifikation die folgenden Kriterien erfüllen müssen:

- Zulässige Kompensationsprogramme sind:
 - der Clean Development Mechanism (CDM)
 - das Joint Implementation (JI) oder
 - der Verified Carbon Standard (VCS)
- Zusätzlichkeit der Reduzierung⁵

⁵Reduzierungen, die andernfalls nicht stattgefunden hätten.

- Prüfung durch einen unabhängigen Dritten, um sicherzustellen, dass
 - die Emissionsminderungen dauerhaft sind und nicht doppelt gezählt werden
 - Leckagen vermieden werden⁶

Eine Ausnahme macht die Spezifikation im ersten Jahr der Klimaneutralität. In diesem Zeitraum ist eine Klimaneutralität ausschließlich durch Kompensation zulässig.

Basierend auf der Spezifikation werden Unternehmen motiviert effektive Maßnahmen und Emissionsreduzierungsstrategien umzusetzen. Die konsistenten Maßnahmen und Anforderungen für Unternehmen zum Managen und Verringern des THG-Ausstoßes ermöglichen eine Vergleichbarkeit der Ansprüche und helfen, Skepsis gegenüber einer CO₂-Neutralität abzubauen. Zwar bietet die Spezifikation mit diversen Richtlinien und Checklisten einen angemessenen Rahmen, es fehlen jedoch Erläuterungen der verschiedenen Emissionsausgleichsmöglichkeiten sowie eine Handlungsempfehlung. Damit gibt die PAS 2060 zwar den Rahmen für eine glaubwürdige und kommunizierbare Klimaneutralität vor, der Weg dahin wird jedoch nicht explizit beschrieben.

2.3. Vergleichsstudie zum Vorgehensmodell der Klimaneutralität

Die Möglichkeiten einer Klimaneutralität sind durch eine hohe Diversität geprägt, sodass der Aufbau der Arbeit und der Literaturvergleich derselben Struktur folgen. Dementsprechend wird im Folgenden zunächst die Ermittlung der Emissionen beschrieben, um anschließend anhand relevanter Studien den Beitrag einer unternehmensinternen Emissionsbepreisung zur Emissionsverringerung zu erläutern. Die Literaturanalyse schließt mit veröffentlichten Strategien zur Erreichung einer Klimaneutralität, deren Einzelaspekte je nach Ansatz deutlich variieren. Die relevanten Bezüge zu literarischen Quellen sind in den jeweiligen Abschnitten, bezugnehmend auf Kapitel 5, gegeben.

2.3.1. CO₂-Accounting

Ein zielgerichtetes Vorgehen setzt voraus, die THG-Menge zu kennen, die durch die eigenen Prozesse freigesetzt werden. Möglich sind verschiedene Ansätze, die, je nach Zielstellung, von der Klimaneutralstellung des gesamten Unternehmens bis zu bestimmten Produkten reichen. Entsprechend sind im ersten Schritt die Emissionen nach definierten Kriterien zu quantifizieren und zu dokumentieren. Im Rahmen der Klimastrategie sind sowohl die unternehmerische, als auch die operative Systemgrenze festzulegen.

Bei der Anwendung der Methodiken der Systemgrenze Unternehmen unterstützen die DIN EN ISO 14064-1 (2019) oder das GHG-Protokoll (vgl. Bruck 2017, S. 4). Ebenso wie die

⁶Verhindern eines Anstiegs der Emissionen in einem anderen Bereich infolge der Projektreduzierungen

DIN-Norm basieren auch andere Ansätze auf dem GHG-Protokoll (vgl. Günther et al. 2010, S. 64), sodass dieses als Basis zur weiteren Betrachtung herangezogen wird. Das Protokoll definiert drei Möglichkeiten zur Festlegung der unternehmerischen Systemgrenze.

- Der Ansatz der operativen Kontrolle schließt alle Standorte eines Unternehmens ein, über deren Geschäftspolitik und -strategie mitentschieden wird
- Der Anteil der finanziellen Kontrolle basiert auf der Beaufsichtigung des finanziellen Mittelflusses der Standorte
- Der letzte Ansatz bezieht die Emissionen eines Standortes gemäß des Anteils der Kapitalbereitstellung ein

Die operative Systemgrenze definiert welche Emissionen in der Klimastrategie berücksichtigt werden.

Die allgemeine Vorgehensweise zur Ermittlung einer THG-Bilanz zur Erfassung der unternehmensbezogenen THG-Emissionen⁷ wird durch das DGCN (2017) erläutert. Des Weiteren beschreiben Erhard et al. (2016) die vom Emissionsbericht abzuleitenden Möglichkeiten zur Entwicklung von Klimastrategien. Der Product Carbon Footprint (PCF) beschreibt die Emissionen, die im Zusammenhang mit einem bestimmten Produkt stehen. Sowohl die DIN EN ISO 14067-02 (2019) als auch die WRI et al. (2011) stellen die Vorgehensweise zur Erfassung der Treibhausgase im Zusammenhang mit der Herstellung eines Produktes entlang des gesamten Produktlebenszyklus vor. Hottenroth et al. (2014a) erläutern weitere Einzelheiten zum Product Carbon Footprint und definieren die Abgrenzung zum Corporate Carbon Footprint. Die Vorgehensweisen und Randbedingungen der THG-Bilanzierung werden zudem innerhalb der DIN EN ISO 14040 (2009) und der DIN EN ISO 14044 (2018) aufgegriffen. Anhand einer Sachbilanz werden in beiden Normen Anwendungshilfen zur Definition der Systemgrenze vorgestellt sowie die Allokation der Klimaauswirkungen auf mehrere Produkte beschrieben. Als Bezugsgröße der Allokation führt die DIN EN ISO 14044 (2018, S. 25) die physikalische Beziehung der betrachteten Produkte untereinander auf. Für den Fall, dass diese nicht anwendbar ist, sollten die Beiträge zwischen den Produkten und Funktionen so aufgeteilt werden, dass sich darin andere Beziehungen widerspiegeln (z.B. der ökonomische Wert). Eine detaillierte Beschreibung der Allokationsverfahren im Zusammenhang mit einer Ökobilanz erfolgt durch Klöpffer et al. (2009, S. 94 ff.), indem die Allokation beruhend auf den physikalischen Beziehungen in Form der Masse der Produkte konkretisiert wird. Des Weiteren wird die Thematik der Allokation von THG-Emissionen auf Kostenträger, wie beispielsweise Produkte, von Nerntinger (2015, S. 170 ff.) aufgegriffen.

⁷Wird auch als Corporate Carbon Footprint bezeichnet

Die Ausführung von Schaltegger et al. (2015) gibt eine Zusammenfassung verschiedener Artikel hinsichtlich der Rahmenbedingungen eines CO₂-Accountings und Managements. Der Fokus liegt auf dem Erfassungsrahmen sowie den finanziellen Auswirkungen durch die Emissionsfreisetzung. Im Rahmen dieses Sammelwerkes fassen Harangozó et al. (2015, S. 57–59) die existierende Literatur zum Corporate Carbon Footprint, basierend auf dem GHG-Protokoll, zusammen. Des Weiteren leiten Ortas et al. (2015, S. 79 ff.) die Bilanzierung und Berichterstattung von Emissionen aus den Grundsätzen der Finanzbuchhaltung ab. Die Ausführungen erfolgen unter Berücksichtigung der Anforderungen und Spezifika verschiedener Branchen sowie der erforderlichen Relevanz, Transparenz und Genauigkeit. Abschließend fordern Haque et al. (2015, S. 256) einen globalen Standard zur Messung und Berichterstattung von Emissionen, dessen Einhaltung transparent überprüfbar sein sollte, zur Vorbeugung von falschen Zuteilungsmengen und Doppelzählungen.

Die Literatur zeigt, dass erst auf der Basis von definierten Grenzen eine schlüssige Klimastrategie entwickelt werden kann. Die Erfassung anhand eines Carbon Accountingsystems schließt alle direkten und indirekten CO₂-Emissionen ein. Aus den aufgeschlüsselten Emissionen gilt es dann, eine Strategie mit konkreten Maßnahmen umzusetzen. Während die Erfassung und Zuordnung der Emissionen für ein gesamtes Unternehmen anhand der energetischen Bilanz, beispielsweise durch die Abrechnungsdaten des Energieversorgers, gängige Praxis ist, zeigt die Anwendung jedoch, dass die unternehmensinterne Zuordnung von Emissionen auf Produkte einen weitgehend unterentwickelten Bereich darstellt (vgl. Eitelwein et al. 2010, S. 30). Diese Zuordnung auf einzelne Verursachungsquellen dient jedoch der Verfolgung, Umsetzung und Überprüfung der gesetzten Ziele und ist somit ein wesentlicher Bestandteil jeder Strategie. Auch Kube et al. (2016) verdeutlichen die Grundelemente zur Erfassung der unternehmens-eigenen Energieverbräuche und THG-Emissionen. Das Vorgehen der Autoren orientiert sich am GHG-Protokoll und fasst zur Verdeutlichung eine Reihe von Praxisbeispielen zusammen. Jedoch fehlt ein allgemeingültiger Ansatz, der eine Übertragung auf weitere Unternehmen ermöglicht. Die diesbezüglichen Erkenntnisse sind deckungsgleich mit der Schlussfolgerung von Klein et al. (2012) und Schmidt (2010), dass mehrere Beschreibungen eines Carbon Accountings existieren, aber kein einheitliches Verständnis davon vorliegt. Mit dem Ziel dies zu ändern, erarbeiten Eitelwein et al. (2010, S. 30) ein Konzept zum Carbon Accounting, welches sich an der Methodik der betriebswirtschaftlichen Kostenrechnung orientiert. Das Ziel der Kostenrechnung besteht in der verursachungsgerechten Zuordnung der anfallenden Kosten im Unternehmen. Dabei wird zwischen Einzelkosten mit einer direkten Zurechenbarkeit und Gemeinkosten unterschieden. Die Kostenträgerrechnung wiederum versucht, die ermittelten Kosten verursacherbezogen oder anteilig auf einzelne Kostenträger wie Geschäftsbereiche, Kostenstellen oder Produkte zu verteilen. (vgl. Mumm 2019, S. 21) Brohé (2016) beschreibt dementsprechend die Relevanz dieses Instrumentes, um Organisationen in die Lage

zu versetzen, ihre THG-Emissionen zu messen und anschließend darüber zu berichten. Die Vorgehensweise einer Energiebilanzierung sowie die Integration von energiebezogenen Daten in die Kostenrechnung werden außerdem von Kals (2010) vorgestellt.

Im Rahmen eines CO₂-Accountings und -Managements existiert somit eine Verknüpfung zwischen der Emissionsbilanzierung und dem Rechnungswesen. Eine anwendungsbezogene Beschreibung beider Verfahren erfolgt durch Gogolin et al. (2015). Passend dazu beschreiben Horváth et al. (2011, S. 183) zudem die Notwendigkeit der Integration ökologischer Informationen, wie Emissionen, in das Unternehmenscontrolling und deren Zuordnung auf Produkte oder Leistungen im Rahmen der Kostenrechnung. Jedoch werden Schmidt (2010, S. 35) zufolge Gemeinkosten im Rechnungswesen selten oder nur unzureichend aufgeteilt, sodass der Autor zur Berücksichtigung einer unternehmensbezogenen „Klimaschutz-Performance“ eine Emissionsbilanz vorschlägt, welche die Emissionen der Herstellung nicht als PCF sondern auf Basis des monetären Wertes berücksichtigt. Daraus leitet Haubach (2013, S. 280 ff.) die Kennzahl der kumulierten Emissionsintensität ab, die zur Allokation der Emissionen auf den umsatzbezogenen Output eines Produktionsprozesses dient.

Laut Stechemesser et al. (2012) wird der Begriff des Carbon Accountings häufig in Zusammenhang mit Aspekten des Klimas und deren Integration in Bilanzierungen verwendet. Jedoch zeigt die Literaturrecherche der Autoren auch, dass bis zu elf Definitionen des Begriffes existieren, sodass die Autoren eine grundsätzliche Definition von Carbon Accounting vorschlagen. Die Autoren verstehen darunter die Messung, Zusammenstellung, Bewertung und Kommunikation von THG-Emissionen. Trotz der vorhandenen Veröffentlichungen zu diesem Bereich sind kaum konkrete Ansätze vorhanden. Basierend auf den beschriebenen Grundlagen der Emissionsbilanzen und den Darstellungen in der wissenschaftlichen Literatur besteht ein Bedarf hinsichtlich der Verknüpfung von unternehmensbezogenen Emissionswerten und den produktbezogenen Emissionen, die in dieser Arbeit aufgegriffen werden.

2.3.2. CO₂-Bepreisung

Die CO₂-Bepreisung auf staatlicher Ebene wird prinzipiell durch zwei Varianten umgesetzt: Erstens in Form einer CO₂-Steuer und zweitens durch ein Emissionshandelssystem (vgl. Herzig et al. 2019, S. 9). Dabei setzen laut World Bank Group et al. (2019, S. 21) insgesamt 46 Länder und weitere 28 Städte und subnationale Regionen auf eine der beiden Bepreisungsarten. Die existierenden Bepreisungssysteme gliedern sich wiederum in 28 Emissionshandelssysteme (ETS) und 29 Gebiete mit einem steuerbasierten System auf. Weltweit sind darüber ca. 11 Gigatonnen CO₂e erfasst, was etwa 20 % der globalen THG-Emissionen entspricht. (vgl. World Bank Group et al. 2019, S. 21)

Im Folgenden werden die beiden gängigen Arten der CO₂-Bepreisung erläutert, wobei zu-

nächst auf den Emissionshandel, hier beispielhaft anhand des Europäischen Emissionshandels, und anschließend auf die CO₂-Steuer eingegangen wird. Abschließend erfolgt eine Literaturübersicht zur Emissionsbepreisung.

Das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS)⁸ ist ein seit 2005⁹ bestehendes Instrument, um die THG-Emissionen der EU zu reduzieren und somit den Klimawandel zu begrenzen (vgl. European Commission 2015, S. 4). Insgesamt sind 31 Länder¹⁰ mit 11.000 Kraftwerken, industriellen Anlagen und Fluggesellschaften involviert, sodass etwa 50 % der der EU-weiten Emissionen erfasst sind (vgl. European Commission 2015, S. 4).

Innerhalb des EU-ETS wird eine Obergrenze der maximal auszustoßenden THG-Emissionen festgelegt und für jede Tonne eine Emissionsberechtigung ausgestellt. Ein Teil der Emissionsberechtigungen wird frei zugeteilt, wohingegen die übrigen im Rahmen einer Auktion erworben werden können (vgl. European Commission 2015, S. 16). Am Ende eines Jahres muss ein Unternehmen für jede emittierte Tonne eine Emissionsberechtigung vorweisen. Emittiert ein Unternehmen jedoch mehr Treibhausgase als es Berechtigungen besitzt, besteht neben dem Umsetzen von Reduktionsmaßnahmen auch die Möglichkeit, zusätzliche ungenutzte Emissionsberechtigungen anderer Unternehmen zu erwerben. Dies ist allerdings nur dann möglich, wenn diese anderen Unternehmen aufgrund einer geringeren Menge ausgestoßener Emissionen nicht alle Berechtigungen benötigen, welche ihnen zugeteilt wurden oder welche sie erworben haben. (vgl. European Commission 2015, S. 16)

Aus der Nachfrage und dem Angebot an Emissionsberechtigungen folgt der Emissionshandel, dessen Prinzip auch als Cap-and-Trade bezeichnet wird (vgl. Harpankar 2019, S. 220; Jörling et al. 2019, S. 20). Übersteigt die Menge der emittierten THGs die Anzahl der Emissionsberechtigungen, so wird dieser Überhang seit 2013 mit einer Strafe von 100 €/t_{CO₂} belegt (vgl. European Commission 2015, S. 134). Diese Strafzahlung entspricht im Durchschnitt dem Vierfachen des Handelspreises, welcher 2019 zwischen 18,35 und 29,46 €/t_{CO₂} schwankte (vgl. finanzen 2019). Folglich stellt eine Strafzahlung in dieser Höhe einen Anreiz dar, die erlaubte Menge an Emissionen nicht zu überschreiten.

Zur Erreichung der EU Klimaschutzziele wird die Obergrenze der Emissionen und somit die Anzahl der ausgestellten Emissionsberechtigungen jährlich um 1,74 % reduziert (vgl. European Commission 2015, S. 16), wodurch die Reduktionsziele kontinuierlich angehoben werden.

Jörling et al. (2019, S. 20) beschreiben das Zusammenwirken einer CO₂-Steuer und dem Emissionshandel, die sowohl eigenständig als auch ergänzend zueinander bestehen können. Der

⁸In Deutschland auch als EU-EHS bekannt.

⁹Bisher gegliedert in vier Phasen, von denen die erste den Zeitraum von 2005 bis 2007 umfasste. Die zweite Phase lief von 2008 bis 2012 und die dritte Phase von 2013 bis 2020. Die vierte Phase des EU-ETS ist für 2021 geplant. (vgl. European Commission 2015, S. 4)

¹⁰Alle EU-Länder sowie Island, Liechtenstein und Norwegen (vgl. European Commission 2015, S. 18)

World Bank Group et al. (2019, S. 13) zufolge verwenden einige Staaten, wie Argentinien und Südafrika, ausschließlich ein Steuersystem zur CO₂-Bepreisung. Daneben existieren aber auch einige Länder bzw. Gebiete, die sowohl eine CO₂-Steuer als auch ein Emissionshandelssystem eingeführt haben oder deren Implementierung planen. Als Beispiele sind neben Spanien und Frankreich auch die kanadischen Provinzen British Columbia, Alberta und Saskatchewan zu nennen.

Der Preis wird bei einer Steuer auf Basis politischer Zielstellungen festgelegt und zudem in definierten Zeitabständen erhöht (vgl. Jörling et al. 2019, S. 20). Die Einnahmen einer Steuer werden außerdem auf unterschiedliche Art und Weise genutzt. Neben dem Klima- und Umweltschutz, kann ein Teile der Steuereinnahmen nach dem Modell der Schweiz aber auch an die Steuerzahler zurückgegeben werden (vgl. Jörling et al. 2019, S. 20).

Zur strategischen Ausrichtung von Unternehmen und zur Steuerung der Emissionen kann eine Emissionsbepreisung aber auch als ein Management-Instrument eingeführt werden (vgl. Wiegand 2019). Mit diesem können Risiken, resultierend aus den emittierten Treibhausgasen, quantifiziert und gesteuert werden (vgl. Gagern et al. 2018, S. 4). Noll (2019) analysiert darüber hinaus anhand möglicher Chancen und Risiken die Effekte der differenzierten Ausprägungen einer solchen unternehmensinternen CO₂-Bepreisung.

Die interne Emissionsbepreisung findet vermehrt Beachtung durch Unternehmen aus verschiedenen Sektoren und Regionen, die einen solchen Preis nutzen, um die eigene Emissionsmenge zu reduzieren und klimabedingte Geschäftsrisiken abzumildern. Laut Barlett et al. (2017, S. 2) planen oder nutzen weltweit rund 1.400 Unternehmen eine interne Bepreisung, deren Ausgestaltung jedoch teils deutliche Unterschiede aufweist. Lam et al. (2017) und Ahluwalia (2017) führen dazu anhand von Unternehmensbeispielen unterschiedliche Ausprägungen wie die Preishöhe auf. Eine gesamtheitliche Betrachtung des Vorgehens, beginnend mit dem Vergleich der Ansätze, der Bestimmung der Elemente des internen Kohlenstoffpreises, sowie einer abschließenden Handlungsempfehlung, fehlt allerdings in allen Ausführungen.

In der Vergangenheit haben sich bereits einige Autoren und Autorinnen mit der Thematik der betriebsinternen CO₂-Bepreisung beschäftigt. Um einen entsprechenden Überblick zu erhalten, werden die unterschiedlichen Werke und die Herangehensweisen kurz erläutert, wobei Tabelle 2.2 dies übersichtlich zusammenfasst.

Tabelle 2.2.: Literaturüberblick zur Emissionsbepreisung

Literaturquelle	Bepreisungsmechanismen	Preisermittlung orientiert an	Dimensionen der Bepreisung
Abe et al. (2015b)	- Steuer - Schattenpreis		
Addicott et al. (2019)	- Steuer - Schattenpreis	- Schadenskosten	- Höhe - Zeit
Ahluwalia (2017)	- Steuer - Emissionshandel - Schattenpreis - Impliziter Preis		- Weite - Tiefe - Höhe
EPE (2016)	- Steuer - Schattenpreis - Impliziter Preis	- politische Preise - technische Analysen - Benchmarking	
Gagern et al. (2018)	- Steuer - Emissionshandel - Schattenpreis	- Vermeidungskosten - Schadenskosten - politische Preise - Benchmarking - 2°C-Ziel	- Weite - Tiefe - Höhe
Gajjar et al. (2018)	- Steuer - Emissionshandel - Schattenpreis - Impliziter Preis		
Harpankar (2019)	- Steuer - Schattenpreis - Impliziter Preis	- Schadenskosten	
Karbassi et al. (2015)	- Steuer - Schattenpreis - Impliziter Preis		
Lam et al. (2017)	- Steuer - Schattenpreis	- politische Preise - technische Analyse - Benchmarking	- Weite - Tiefe - Höhe - Zeit

Wie in Tabelle 2.2 ersichtlich ist, beschreiben diverse Autorinnen und Autoren die unterschiedlichen Mechanismen einer Emissionsbepreisung. Allerdings umfassen lediglich die Ausarbeitungen von Gajjar et al. (2018) und Ahluwalia (2017) die vier Bepreisungsmechanismen der CO₂-Steuer, des internen Emissionshandels, des Schattenpreises und des impliziten Preises. Während EPE (2016), Harpankar (2019) und Karbassi et al. (2015) jeweils nicht den betriebsinternen Emissionshandel beschreiben, werden von Abe et al. (2015b), Addicott et al. (2019) und Lam et al. (2017) lediglich die CO₂-Steuer sowie der Schattenpreis beschrieben. Zudem verweisen einigen Quellen auf das Zusammenspiel eines parallelen Einsatzes mehrere

Bepreisungsmechanismen. Addicott et al. (2019), EPE (2016), Gagern et al. (2018), Harpankar (2019) und Lam et al. (2017) beschäftigen sich zudem mit der Ermittlung einer angemessenen betriebsinternen Preishöhe. Jedoch führen lediglich Gagern et al. (2018) neben unterschiedlichen Berechnungen auch Methoden als Orientierungspunkte zur Ermittlung der Preishöhe auf. Neben der Preishöhe umfassen vier der Werke auch weitere Dimensionen einer CO₂-Bepreisung. Die Dimensionen werden in Kapitel 4.2 erläutert. Die umfangreichste Darstellung erfolgt durch Lam et al. (2017), welche auf alle Dimensionen verweisen. Neben den aufgeführten Aspekten bildet die Implementierung einer Emissionsbepreisung in einem Unternehmen in den Ausführungen von Abe et al. (2015b), Gajjar et al. (2018) und Lam et al. (2017) den Schwerpunkt.

Die Auflistung in Tabelle 2.2 macht deutlich, dass keine der Ausführungen alle Aspekte einer Emissionsbepreisung umfasst. Dementsprechend erfolgt eine umfassendere Betrachtung einer internen Emissionsbepreisung in Kapitel 4 und im Rahmen einer Fallstudie in Kapitel 6.

2.3.3. CO₂-Neutralität

Nach der Erfassung klimarelevanter Emissionen und der optionalen Implementierung einer Bepreisung können diese anhand verschiedener Ansätze verringert werden. Es existieren in der Literatur verschiedene Beschreibungen von Möglichkeiten zur Verringerung des unternehmerischen Emissionsausstoßes und des Vorgehens zur Erreichung einer Klimaneutralität. Den Quellen gemein ist die Kurzformel für ein klimaneutrales Vorgehen bestehend aus „Reduzieren - Vermindern - Kompensieren“¹¹, wie auch im Vorgehensmodell in Abbildung 2.3 verdeutlicht ist. Je nach Herangehensweise wird das allgemeingültige Vorgehen ebenfalls noch ausgebaut, wie die Übersicht in Tabelle 2.3 aufzeigt.

¹¹Dieses Vorgehen unterstützen unter anderem: EnergieAgentur.NRW (o. J.), Hölscher et al. (2013, S. 71), atmosfair (2015, S. 19), UBA (2019c, S. 3) und das BMZ (2019, S. 15).

Tabelle 2.3.: Vergleich der Vorgehensweisen zur Erreichung einer Klimaneutralität

Basisvorgehen	Bode et al. (2007, S. 266–272)	StMUGV (2007, S. 5)	Mutschler (2012, S. 19)	ZNU (2018)	First Climate (2018, S. 6)
Zielstellung	-	Definition von Zielen	Strategie angelehnt ans Untern.-ziel	-	-
Accounting	Erfassung von CO ₂ /THG	Ermittlung der Emissionen	Berechnung der CO ₂ -Emissionen	Standort-spezifische Ermittlung	Berechnung der Emissionen
Bepreisung	-	-	-	-	-
Minimieren	direkte Maßnahmen	Emissions-minderung	Vermeidung	Vermeiden/ Vermindern	Reduzierung aufgeteilt nach Scopes
Substituieren	indirekte Maßnahmen	-	Greening		
Kompensieren	Kompensation	Kompensation	Kompensation	Kompensation	
Kommunikation	Kommunikation	Dokumentation u. Kommunikation	Zukunfts-sicherung des Umweltschutzes		Klimaneutralität richtig kommunizieren

Die aufgeführten Ansätze zur Klimaneutralität verfolgen im Grundsatz alle den gleichen Aufbau, zunächst werden die Emissionen bestimmt, abhängig von den Grenzen und den relevanten Treibhausgasen. Daran anschließend folgt stets die Kurzformel für ein klimaneutrales Vorgehen, nach der der THG-Ausstoß vermieden oder mindestens reduziert werden muss. Dazu zählt neben der Minderung bzw. Vermeidung, auch die Senkung von Emissionen durch alternative emissionsärmere Technologien. Eine der Maßnahmen, die Klimabilanz eines Unternehmens auf positive Weise zu beeinflussen, ist der Bezug von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (vgl. Maaß et al. 2019, S. 6–7). Bode et al. (2007, S. 271) beschreibt die beiden Aspekte als direkte und indirekte Maßnahmen. Während direkte Maßnahmen, wie Effizienzsteigerungen, von jedem Unternehmen eigenverantwortlich durchgeführt werden, führen indirekte Maßnahmen wie der Einkauf von Ökostrom zu einer externen Vermeidung von Emissionen. Das von Mutschler (2012, S. 19) bezeichnete Greening umfasst ebenfalls den genannten Erwerb von Energie aus regenerativen Quellen. Im letzten Schritt werden die oftmals unvermeidbaren CO₂-Emissionen durch Kompensation an anderer Stelle ausgeglichen. Die finanzielle Unterstützung von Klimaschutzprojekten bietet Unternehmen, Organisationen aber auch Privatpersonen, also jedem CO₂-Verursacher, die Möglichkeit, durch den Kauf von Zertifikaten die eigenen Emissionen bilanziell auszugleichen. Der Grundgedanke ist, die Treibhausgase in einem oder mehreren Klimaschutzprojekten an anderer Stelle auszugleichen, an der die Kosten dazu am geringsten sind.

Während im Grunde alle Ansätze das Vorgehen der Kurzformel zur Klimaneutralität beinhalten, zeichnet die Vorgehensweisen von StMUGV (2007, S. 5) und Mutschler (2012, S. 19) ein stärkerer Fokus auf den unternehmerischen Kontext aus. Beide Ansätze stellen zunächst die strategische Ausrichtung der geplanten Klimaneutralität in den Vordergrund. Des Weiteren umfassen die aufgeführten Vorgehensweisen die abschließende Kommunikation der Klimaneutralität, sodass neben dem Umweltaspekt auch die Außendarstellung beachtet wird.

Minimieren

Minimieren bedeutet im verwendeten Kontext das Senken der Emissionen durch Effizienzmaßnahmen. Die Erschließung vorhandener Effizienzpotenziale ist eine wesentliche Zielstellung der nationalen und europäischen Energie- und Klimapolitik. Seit Beginn der 1990er Jahre ist der Endenergieverbrauch jedoch trotz der Vielzahl an Richtlinien und Maßgaben kaum gesunken (AGEB 2020a, vgl. 2020). Somit verhindern entweder bestehende Hemmnisse die Umsetzung von Maßnahmen, bzw. das Einsparpotenzial dieser ist nicht groß genug, um den jährlichen wachstumsbedingten Mehrbedarf auszugleichen. Demnach widmet sich dieser Abschnitt der Analyse bestehender Ausarbeitungen hinsichtlich vorhandener Hemmnisse sowie der Bestimmung von Effizienzpotenzialen.

Aufbauend auf mehreren Studien fassen Sauer et al. (2016, S. 5–7) verschiedenste Gründe in Kategorien zusammen, die die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen behindern. Als ein wesentliches finanztechnisches Hemmnis hebt die Studie eine zu lange Amortisationszeit von Effizienzmaßnahmen hervor. Auch Blesl et al. (2017, S. 30) sieht zu hohe Amortisationsanforderungen als ein wesentliches Hemmnis für die Umsetzung. Bestätigt wird dieser Hinderungsgrund unter anderem von Pehnt et al. (2011, S. 22), Lösch et al. (2015, S. 11) und Paeger (2020). Insbesondere Paeger (2020) stellt die Orientierung von Investitionsentscheidungen im Energiebereich, basierend auf der Amortisationszeit, in Frage. Da die Amortisationszeit lediglich das Investitionsrisiko beschreibt und nicht die Rentabilität berücksichtigt, führt die ausschließliche Betrachtung dieser Kennzahl zu einer signifikanten Beschränkung des Einsparpotenzials. Aus diesem Grund analysiert Paeger (2020) die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Effizienzmaßnahmen. Die Betrachtung der Methoden erfolgt jedoch rudimentär und ist beschränkt auf die Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung. Die Bewertung von Investitionsentscheidungen ist ein wesentlicher Bestandteil der allgemeinen Wirtschaftslehre. Die entsprechenden Grundlagen werden dementsprechend von Wöhe et al. (2016) oder Schlink (2019) beschrieben und sind diesen Quellen entliehen. Blesl et al. (2017) verknüpfen zudem die Wirtschaftlichkeitsrechnung mit der ökonomischen Analyse von Effizienzmaßnahmen und stellt somit eine wesentliche Quelle der weiteren Analyse dar.

Auch die Bestimmung des Energieeinsparpotenzials ist Bestandteil unzähliger Studien. Die IEA (2019b) geht im World Energy Outlook lediglich von einer geringfügigen Zunahme des Energiebedarfs der Industrie aus, trotz Steigerung der Produktionskapazitäten. Der geringe Anstieg im niedrigen prozentualen Bereich wird auf Energieeinsparung durch effiziente Technologien, die Abschaltung alter Anlagen sowie Prozess- und Systemoptimierungen zurückgeführt. Demgegenüber beziffern eine Reihe von Studien wie bspw. Fleiter (2013), Bürger et al. (2012) oder Kuder (2014) das nationale Energieeffizienzpotenzial auf 10 bis 20 %. Jedoch unterscheiden nur die wenigsten Studien zwischen unterschiedlichen Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen. Ausnahmen davon bilden unter anderem Studien von Blesl et al. (2017), Fleiter (2013) und Sauer et al. (2016). Blesl et al. (2017) berücksichtigen Effizienzmaßnahmen in strom- und brennstoffbasierten Basis- und Querschnittsprozessen und leiten grundlegende Einsparpotenziale ab. Die Studie von Fleiter (2013, S. 3–14) verfolgt das Ziel, Energie- und THG-Einsparpotenziale in Industrieprozessen zu identifizieren. Dazu werden sieben energieintensive Branchen der Grundstoff-Industrie in Deutschland untersucht, deren Anteil am industriellen Endenergiebedarf im Basisjahr 2007 bei rund 70 % lag. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden politische Maßnahmen abgeleitet, um die Realisierung der Potenziale zu ermöglichen und Hemmnisse abzubauen. Die Studie basiert auf vier Szenarien mit Variationen der Einsparoptionen. Ausgehend vom Basisjahr 2007 wird ein Szenario ohne weitere Energieeffizienzfortschritte als Baseline definiert, sodass die Studie drei weitere Potenziale ableitet. Daraus leiten die Autoren ein technisches Potenzial von 14 % ab, das nur 1,3 % über dem wirtschaftlich umsetzbaren liegt. Unter Berücksichtigung der Emissionen je nach Energieträger, Szenario und betrachteten Prozessen könnten somit bis zu 36 Mt_{CO₂e}/a in der energieintensiven Industrie vermieden werden. Die Metastudie von Sauer et al. (2016) versucht eine fundierte Arbeitsgrundlage zu schaffen, mit dem Ziel, die nationalen und internationalen Energie- und Klimakonzepte erfolgreich umzusetzen. Dazu unterzieht die Studie insgesamt 403 Veröffentlichungen von Ministerien, Forschungseinrichtungen, Fach- und Industrieverbänden, zum Thema Energieeffizienz einer kritischen Bewertung (Sauer et al. 2016, S. 19). Aufgrund der Vielzahl der Veröffentlichungen werden diese unterteilt in sektorübergreifende und sektorspezifische Studien. Dementsprechend werden nicht nur Einsparpotenziale in der Industrie aufgegriffen, sondern auch in weiteren Sektoren, wie den Haushalten oder dem Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Dem Industriesektor schreibt die Studie einen maßgebenden Einfluss auf die Energieeffizienzentwicklung zu (vgl. Sauer et al. 2016, S. 302). Das ausgewiesene Potenzial der Industriebranchen basiert auf den Ausführungen von Fleiter (2013) und wird ebenfalls in die drei Potenzialszenarien unterteilt. Je nach Szenario und Branche beziffert die Studie das Energieeinsparpotenzial auf bis zu 30 %. Doch die Metastudie geht mit der Fokussierung auf Querschnittstechnologien noch weiter. Bezugnehmend auf eine Studie von Pehnt et al. (2011) wird das realisierbare Potenzial bei Querschnittstechnologien auf bis zu 36 TWh

geschätzt. Somit liefert die Metastudie von Sauer et al. (2016) eine umfassende Analyse des Einsparpotenzials, aber auch der Effizienzgrenzen von Prozess- und Querschnittstechnologien.

Die Kombination der Betrachtung von verschiedenen Wirtschaftlichkeitskennzahlen und der Analyse des wirtschaftlichen und theoretischen Potenzials von Effizienzmaßnahmen ist bisher nicht ausführlich beschrieben worden. Im Rahmen einer vollständigen Minimierungsstrategie zur Sicherstellung einer nachhaltigen Klimaneutralität ist dies dementsprechend unberücksichtigt geblieben. Dieser Aspekt ist jedoch von Bedeutung, da keine der Studien zum Thema CO₂-Neutralität generelle Vorgaben zum Thema der Minimierung macht. Somit werden im Rahmen dieser Arbeit verschiedene Bewertungsgrößen der Minimierung dargestellt sowie die Grenzen aufgezeigt.

Substituieren

Die geringen Emissionen der erneuerbaren Energien bieten vielfältige Möglichkeiten, die energetischen Emissionen zügig zu verringern. Neben dem direkten Bezug von Energie aus regenerativen Quellen können diese auch eigens errichtet und betrieben werden. Der Energiebezug aus EE-Quellen basiert auf zwei Varianten, die auf europaweiten Regelungen bzw. auf Vorgaben der Zertifikatsgeber aufbauen. Aufgrund der spezifischen Merkmale der Varianten erfolgt die Beschreibung der Recherche im Kapitel 5.2. Während der Einkauf von regenerativ gewonnener Energie abhängig ist von externen Partnern, bieten unternehmenseigene Erzeugungsanlagen den Vorteil der direkten Einflussnahme. Allerdings unterliegt die Errichtung und der Betrieb von elektrischen Erzeugungsanlagen diversen rechtlichen Regelungen und Einschränkungen, die ebenfalls im Kapitel 5.2 aufgegriffen sind.

Eine gutachterliche Stellungnahme des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) umfasst sowohl rechtliche als auch wirtschaftliche Hintergründe der Verbrauchsvarianten nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG). Das Gutachten umfasst die möglichen Förderungen mit dem Ziel, die regenerative Erzeugung und den Eigenverbrauch stärker in den Markt zu integrieren. Basierend auf einer energierechtlichen Kostenuntersuchung sind, je nach Art und Umfang, eine Vielzahl von Kriterien in Form von Abgaben und Umlagen berücksichtigt und fallspezifisch untersucht. Aufgrund der Komplexität und der Gestaltungsmöglichkeiten kommt die Untersuchung zu keinem klaren Ergebnis, da jeder Einzelfall eine konkrete und individuelle Betrachtung erfordert. (vgl. Moench et al. 2013)

Darüber hinaus werden die rechtlichen Möglichkeiten und Grenzen der Eigenstromerzeugung zudem von Loibl (2017) analysiert, die insbesondere die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in den Vordergrund stellt. Ausgehend vom Strompreis, werden dazu die Erzeugungs- und sonstigen Kosten, die Erzeugungsarten und der -ort beschrieben. Durch die räumliche Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch, bescheinigt die Analyse bei einem Einkaufspreis von

20 ct/kWh und Erzeugungskosten von 4,23 bis 8,3 ct/kWh einen wirtschaftlichen Betrieb. Erfolgt die Versorgung hingegen am Betriebsstandort, entfallen viele der Steuern und Abgaben, sodass ein wirtschaftlicher Betrieb der Erzeugungsanlagen stets sichergestellt ist. Das Fazit der Auswertung lautet, dass die Eigenstromversorgung schwieriger und komplexer geworden ist, sodass jeder Einzelfall kalkuliert werden sollte. (vgl. Loibl 2017)

Kompensieren

Der letzte Schritt zur Klimaneutralität erfolgt über die Kompensation von Emissionen. Einer Studie des Fraunhofer Institutes zufolge werden die verbleibenden Emissionen von etwa der Hälfte der befragten Unternehmen durch Kompensationszertifikate und nur von 18% der Unternehmen durch eigene Maßnahmen ausgeglichen (vgl. Weidmann et al. 2009, S. 15–18). Laut dem Umweltbundesamt (UBA) steigt der Anteil von Kompensationsmaßnahmen im unternehmerischen Kontext zudem weiter an, getrieben von Emissionszertifikaten des freiwilligen Marktes (vgl. Wolters et al. 2015, S. 15–16). Jedoch mangelt es an qualitativen Analysen der Kompensationsthematik im Rahmen einer Klimaneutralitätsstrategie. Die UN-Klimaschutzverhandlungen beinhalten zwar verpflichtende Elemente für die internationale Staatengemeinschaft zur Reduzierung von CO₂ und weiteren THGs, diese Mechanismen sind aber bestimmt für Unternehmen bzw. Anlagenbetreiber, die gemäß des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes (TEHG) zur Teilnahme verpflichtet sind (vgl. Zenke et al. 2012, S. 155). Abseits dieser staatlichen bzw. internationalen Kontrolle existiert aber ebenfalls ein Markt mit freiwilligen, unregulierten Emissionsminderungszertifikaten zur Kompensation von klimaschädlichen Emissionen, die neben Privatpersonen zunehmend auch von Unternehmen genutzt werden.

Die bisherigen Marktanalysen im Auftrag des UBA bieten eine deutschlandweite Übersicht zu Marktverhalten, Transaktionsvolumina und –preisen der gehandelten Zertifikate, ausgehend von einer Befragung der Anbieter und Käufer (vgl. Wolters et al. 2015; UBA 2018). Losgelöst von den einzelnen Zertifikatstypen beschreiben Wolters et al. (2018b, S. 9–11) die grundlegende Funktion des Marktes der freiwilligen Kompensationen und der entsprechenden Qualitätsstandards. Die Autoren fordern zudem den Vorrang einer Emissionsvermeidung und die Transparenz der Standards, der Berechnungsmethoden und der Projektdetails der Kompensationsanbieter. Da dieser Forderung nicht nachgekommen wurde, plädiert die Studie für ein staatliches Gütesiegel.

Aufgrund der Vielzahl von existierenden Mechanismen und der hohen Komplexität des Marktes wird an dieser Stelle auf eine ausführliche Beschreibung und die damit einhergehende Literaturanalyse der Zertifikatstypen verzichtet und erst im Kapitel 5.3 aufgegriffen.

2.4. Ableitung der Forschungsfrage

Die Dissertation zielt darauf ab, eine allgemeingültige Vorgehensweise für die Erfassung und Zuordnung der unternehmensrelevanten Emissionen zu erstellen, um daraus eine belastbare Strategie zur Klimaneutralität abzuleiten. Unter Berücksichtigung der gängigen Standards wie dem GHG-Protokoll werden die Emissionsquellen innerhalb der definierten Organisationsgrenzen identifiziert. Zur Sicherstellung der Übertragbarkeit wird ein Konzept erarbeitet, welches sich an den Methodiken der Kostenrechnung orientiert. Dazu werden verschiedene Ansätze der Kostenrechnung auf die Energiebedarfe und die daraus resultierenden Emissionen übertragen sowie die Anwendungsmöglichkeiten aufgezeigt. Der Ansatz verfolgt die Zielstellung, die Emissionen je nach Bilanzierungsrahmen, Anspruch und Ansatz zuzuordnen. Die Arbeit liefert somit ein Emissionsaccounting, das eine Allokation der Emissionen auf verschiedenen Ebenen wie Geschäftsbereichen, Kostenstellen oder Produkten je nach Ausgangslage und Zielstellung ermöglicht.

Anhand der zuvor bestimmten Emissionen und deren Verteilung werden verschiedene Ansätze der unternehmensinternen CO₂-Bepreisung, inklusive von Elementen zur Preisbestimmung, erarbeitet und verglichen. Ein proaktives Handeln durch die Implementierung einer Bepreisung kann neben dem Anreiz zur Reduktion auch zur langfristigen Ausrichtung auf regulatorische, operative und finanzielle Risiken beitragen. Darüber hinaus bietet eine unternehmensinterne Kohlenstoffdioxidbepreisung einen größeren Spielraum bei Investitionsentscheidungen in Effizienzmaßnahmen und umweltfreundlichere Technologien.

Zur Verwirklichung eines klimaneutralen Unternehmens greift die Arbeit unterschiedliche Etappen der Reduktion von energiebedingten Emissionen innerhalb eines Unternehmens auf. Aufbauend auf dem Accounting und der Bepreisung von Emissionen werden verschiedene Maßnahmen zur Senkung und zum Ausgleich der THG-Emissionen eruiert. Die Bewertung der einzelnen Maßnahmen zur Minimierung, Substituierung und Kompensierung von Emissionen erfolgt unter Beachtung des Beitrags zum globalen, nationalen und unternehmerischen Klimaschutz. Daraus wird eine Handlungsstrategie in Bezug auf aktuelle Möglichkeiten der Emissionsminderung für eine nachhaltige und glaubhafte Klimaneutralität von Organisationen abgeleitet, die sich an unterschiedlichen Bewertungsgrößen orientiert.

Die Integration absehbarer Entwicklungspfade der energetischen Emissionen bedingt durch die Energieerzeugung und die damit verbundene Komplexität auf technologische Entscheidung für Unternehmen, wird in einer abschließenden Betrachtung berücksichtigt.

Die aus den Vergleichsstudien abgeleitete Forschungsfrage, die in der vorliegenden Dissertation beantwortet wird, lautet:

1. Welche Strategien können Organisationen verfolgen, um energiebedingte Emissionen zu verringern und welchen Beitrag leisten diese Maßnahmen zum globalen Klimaschutz und zu den nationalen Klimaschutzzielen?

Zur Beantwortung dieser Frage werden zudem folgende Einzelaspekte untersucht:

2. Welche Voraussetzungen eines unternehmensinternen CO₂-Accounting sind erforderlich und wie kann ein solches Accounting, ausgehend von einer bestehenden Datengrundlage, umgesetzt werden?
3. Welche Mechanismen einer unternehmensinternen CO₂-Bepreisung sind geeignet, einen Beitrag zur Reduzierung der Emissionen zu leisten?
4. Welche Mechanismen zur Senkung energiebedingter Kohlenstoffdioxidemissionen können Organisationen nutzen und wie können die einzelnen Schritte voneinander abgegrenzt werden?
5. Wie entwickelt sich der Emissionsfaktor der elektrischen Energieerzeugung in der Zukunft und welche Bedeutung kommt dieser Entwicklung bei langfristigen Geschäftsstrategien und unternehmerischen Entscheidungen, unter Berücksichtigung der klimapolitischen Zielsetzung, zu?

Die vorliegende Arbeit zielt somit darauf ab, eine nachhaltige und glaubhafte Klimaneutralitätsstrategie zu gestalten und umzusetzen.

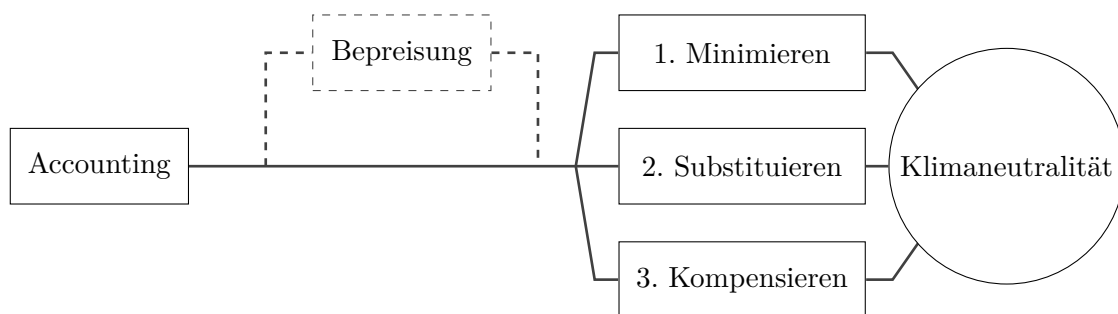


Abbildung 2.3.: Vorgehensmodell für eine nachhaltige Klimaneutralität

Im Rahmen dieser Arbeit wird, anhand der Schritte des Vorgehensmodells in Abbildung 2.3, aufgezeigt welche Möglichkeiten bestehen und welche einen dauerhaften Beitrag zur Reduzierung der THG-Emissionen liefern. Übergeordnet liefert die Arbeit somit einen branchenübergreifenden Ansatz zur Verwirklichung einer nachhaltigen und glaubwürdigen Klimaneutralität von Organisationen. Es wird zudem erläutert, welche etablierten Methoden zur Reduktion der THG-Emissionen zwar aus Unternehmensperspektive plausibel sein könnten, aber nicht zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.

Energetisches CO₂-Accounting in Unternehmen

Im vorherigen Kapitel sind die Bedeutung des Klimaschutzes sowie der Beitrag von Unternehmen zur Erreichung der gesetzten Ziele, aber auch die damit verbundenen Hürden hinsichtlich einer nachhaltigen und glaubhaften Klimaneutralität erläutert worden. Nach der Einordnung in den wissenschaftlichen Kontext umfasst dieses Kapitel die Ausgestaltung einer energetischen Emissionserfassung. Die bereits beschriebenen Einflüsse führen zu verstärkten Aktivitäten der Senkung von unternehmenseigenen Kohlenstoffemissionen. Jedoch setzen effektive Maßnahmen der Emissionsreduzierung eine Basis aus zuverlässigen und umfangreichen Daten der emittierten Emissionen und deren Umweltauswirkungen voraus. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird die Sicherstellung der validen Datengrundlagen unter Einbeziehung des Carbon Accounting beschrieben.

Aus der freien Übersetzung von Carbon Accounting zu schließen, beschreibt dieser Begriff die Bilanzierung von Kohlenstoff. Im verwendeten Kontext ist dies die Bilanzierung der emittierten THG-Emissionen eines Unternehmens. Eitelwein et al. (2010, S. 25) beschreiben das Accounting explizit als das Erfassen notwendiger Kohlenstoffdioxidemissionen für unterschiedliche Bilanzierungsobjekte und deren Bewertung zur Realisierung verschiedener Geschäftsstrategien. Im Kontext dieser Arbeit umfasst der Begriff zum einen die Sicherstellung valider Emissionsdaten als Entscheidungsgrundlage zur umweltgerechten Steuerung eines Unternehmens. Nur auf einer fundierten und transparenten Datengrundlage können konkrete Emissionsminderungsstrategien entwickelt werden, um eine glaubwürdige und nachhaltige Klimaneutralitätsstrategie zu realisieren. Des Weiteren können die Emissionsdaten ebenfalls zur externen Kommunikation in Form von Berichten oder zur Einbeziehung von Geschäftspartnern bzw. Stakeholdern genutzt werden. Aufbauend auf diesen Definitionen werden die Begriffe Kohlenstoffbilanzierung oder Carbon Accounting als Synonyme verwendet.

3.1. Bilanzierung von Emissionen im betrieblichen Kontext

Die Bilanzierung von Treibhausgasen mit der Einbeziehung von Objekten und einem komplexen Detaillierungsgrad war bisher überwiegend in der Technik- und Naturwissenschaft präsent (vgl. Schmidt 2010, S. 32). Jedoch besitzen regulatorische Anforderungen durch umweltrelevante Vorschriften oder unternehmensbezogenen Klimaschutzstrategien einen unmittelbaren Einfluss auf die Bilanzierung von Emissionen (vgl. Günther et al. 2010, S. 63). Dementsprechend ist es entscheidend, emissionsintensive Bereiche, Prozesse oder Produkte in Unternehmen zu identifizieren und zielgerichtet Maßnahmen umzusetzen. Daraus folgt ein unmittelbarer Anreiz, die CO₂-Emissionen in geschäftliche Entscheidungsprozesse einzubeziehen. Aus der transparenten Kommunikation der unternehmensbezogenen Umweltauswirkungen können zudem neue Perspektiven entstehen, wie in Kapitel 2.2 beschrieben.

Die Kohlenstoffdioxidbilanz, auch als Carbon Footprint bezeichnet, ist als Teilbereich der Ökobilanzierung jedoch auf die Emissionsauswirkungen limitiert. Der Carbon Footprint basiert auf der Erfassung von Emissionen, die durch die Geschäftstätigkeit emittiert werden. Dieses weltweit angewendete Instrument dient zur Abschätzung der Umweltaspekte und potenzieller Umweltauswirkungen. Die Methodik unterscheidet zwischen Produkten bzw. Dienstleistungen¹² oder Gesamtunternehmen¹³. Der Produktlebenszyklus umfasst die gesamte Wertschöpfungskette von der Gewinnung der Rohstoffe, bis hin zur Entsorgung¹⁴. Im Gegensatz dazu repräsentiert der Corporate Carbon Footprint die Emissionen eines gesamten Unternehmens.

Trotz der weltweiten Relevanz von Emissionsbilanzen existieren derzeit lediglich internationale Standards ohne verbindlichen Charakter. Zu den bedeutendsten zählen neben dem bereits erwähnten GHG-Protokoll auch die darauf aufbauende DIN EN ISO 14064-1 (2019). Zugrunde gelegt sind die folgenden Prinzipien, die auch dem Greenhouse Gas Protocol zugrunde liegen (vgl. WBCSD et al. 2004, S. 7) und somit analog für die Kohlenstoffbilanzierung gelten:

Relevanz

Die Grenzen der Emissionsrechnung und -berichterstattung sollten so definiert sein, dass die Emissionen des Unternehmens angemessen wiedergegeben und sowohl internen als auch externen Akteuren von Nutzen sind.

Vollständigkeit

Im Idealfall werden alle Emissionsquellen innerhalb der festgelegten organisatorischen und betrieblichen Grenzen erfasst. Nicht erfasste Emissionsquellen sind offenzulegen sowie der Ausschluss zu begründen.

¹²Product Carbon Footprint

¹³Corporate oder auch Organisational Carbon Footprint

¹⁴Cradle-to-Grave, siehe dazu Anhang A.3

Konsistenz

Eine beständige Methode kann Veränderungen im Laufe der Zeit aufdecken, Trends bestimmen und Effizienzpotenziale aufdecken. Jede Änderung der Methodik muss dokumentiert werden, um einen Vergleich zu ermöglichen.

Transparenz

Setzt voraus, dass die Informationen der berichtenden Organisation verständlich und objektiv nachvollziehbar sind. Dementsprechend müssen alle Annahmen und Einschränkungen hinsichtlich der Bilanzierungs- und Berechnungsmethode sowie der Datenquellen angegeben werden.

Genauigkeit

Die Exaktheit der Datengrundlage bestimmt die Unsicherheit und beeinflusst somit die darauf aufbauenden Entscheidungen. Durch geeignete Verifizierungsmethoden muss die Unsicherheit so weit wie möglich verringert werden.

Die praktische Ausarbeitung einer Emissionsbilanzierung orientiert sich laut Schmidt (2010, S. 34) überwiegend an den Herstellungs- und Umwandlungsprozessen innerhalb des Produktlebenszyklus. Infolgedessen ist die Bilanz zeitlich nicht variabel, sondern auf den Zeitpunkt der Analyse beschränkt. Eine nachträgliche Veränderung der Randbedingungen führt somit zu einem hohen Aufwand. Den weiteren Ausführungen zufolge werden die Bilanzen meistens punktuell für unternehmensinterne Analysen oder zur Bestandsaufnahme von Produkten eingesetzt. Sonach stellt nicht nur die Datenaktualität ein Hemmnis dar, sondern auch die Verwendung von Standardwerten oder Werten basierend auf Annahmen und Schätzungen. Brohé (2016, S. 37–39) unterteilt die Daten in zwei Kategorien. Der Definition zufolge sind Primärdaten quantitative Daten, die aus Messungen oder detaillierten Berechnungen, basierend auf Aktivitäten bzw. Prozessen, stammen. Diese Daten repräsentieren die Eigenschaften und die spezifischen Charakteristika des Bilanzierungsobjektes über einen bestimmten Zeitraum. Den Ausführungen zufolge ist der Aufwand zur Ermittlung der spezifischen Daten in der Unternehmenspraxis jedoch oft unverhältnismäßig, um den Prozess hinreichend genau zu beschreiben. Deshalb wird zumeist auf Sekundärdaten zurückgegriffen, die aus anderen Quellen abgeleitet werden. Weiterhin führt der Autor aus, dass für Bilanzierungen im Allgemeinen nur dann Primärdaten verwendet werden, wenn diese zum Zeitpunkt der Erstellung vorliegen. Demzufolge beruhen die Ergebnisse der Ökobilanz und des PCF teilweise auf Annahmen und stellen damit nicht zwangsläufig die vollständigen Umweltauswirkungen dar (vgl. Schmidt 2010, S. 35). Als Schlussfolgerung ergibt sich daraus, dass Emissionsbilanzen zumeist zwar auf der Erfassung von Treibhausgasen basieren, aber die daraus folgende Entscheidungsunterstützung nur unzureichend ist (Brohé 2016, S. 34–37). Des Weiteren existieren zumeist nur wenige systemgestützte Emissionserfassungssysteme zur unternehmensweiten, einheitlichen Datenermittlung. Das wiederum bedeutet, dass bisherige Verfahren zur Erfassung und

Berichterstattung Top-down arbeiteten und zudem auf manuellen Erfassungen beruhten (vgl. Gerdemann 2010, S. 20). Daraus wird abgeleitet, dass die korrekten Verbrauchs- und Emissionswerte Bottom-up erhoben werden müssten, sodass die Werte nicht länger auf Schätzungen oder Durchschnittswerten beruhen. Die Steuerung der Emissionen und die daraus abzuleitenden Emissionsminderungsmaßnahmen setzen neben dem Detaillierungsgrad auch eine regelmäßige Aktualisierung voraus. Dementsprechend wird im Folgenden auf die Anforderungen und die Zielstellung des Carbon Accountings eingegangen.

Der Einfluss der Datenbasis auf den Detaillierungsgrad der Gesamtbilanzierung verdeutlicht, dass die Verwendung von Primärdaten obligatorisch ist. Des Weiteren müssen die Daten regelmäßig aktualisierbar und nachvollziehbar sein. Daraus leitet sich die Aufgabenstellung eines kontinuierlichen Berichtswesens für unterschiedliche Bilanzierungsobjekte ab, mit dem Ziel, den Akteuren eine Entscheidungsgrundlage zu bieten. Damit ist die Aufgabe und das Ziel vergleichbar mit Teilbereichen der Wirtschaftswissenschaften. So ist auch Eitelwein et al. (2010, S. 25) zufolge sowohl das Carbon Accounting mit der adäquaten Emissionserfassung als auch das Controlling ein wichtiger Bestandteil zur effektiven Implementierung von Emissionsreduzierungsstrategien (Management) hinsichtlich der Unternehmensziele des Klimaschutzes. Im Gegensatz zum herkömmlichen Controlling und Management basiert dieses nunmehr nicht auf monetären Werten, sondern auf ökologischen Größen. Das Zusammenwirken der genannten Betätigungsfelder ist in Abbildung 3.1 visualisiert.

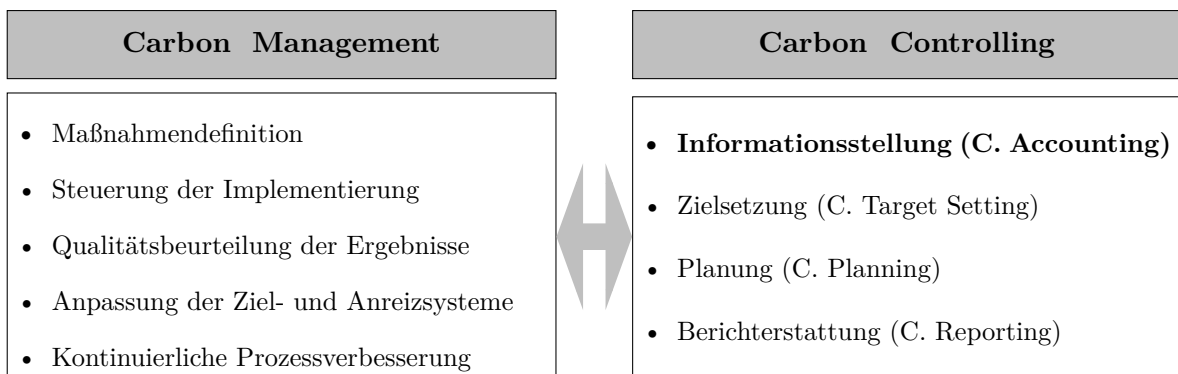


Abbildung 3.1.: Zusammenwirken von Carbon Accounting, Controlling und Management (angelehnt an Eitelwein et al. 2010, S. 25)

Das Carbon Management umfasst die Bewertung, Priorisierung und Planung von Maßnahmen sowie deren Überwachung während der Implementierung. Dieser Steuerungs- bzw. Kontrollaspekt wird auch im Rahmen des Carbon Controlling aufgefasst. Eitelwein et al. (2010, S. 25) zufolge sollte ein umfassendes Kohlenstoffcontrolling deshalb die in Abbildung 3.1 dargestellten Aufgaben vereinen.

- Das Accounting beinhaltet die Erfassung und Überprüfung der Treibhausgase, basierend auf Messungen zur Verteilung auf unterschiedlichen Ebenen.
- Die Zielsetzung umfasst das Definieren eines entsprechenden Vergleichswertes als Bewertungsgrundlage sowie die Quantifizierung der Geschäftsstrategie. Bei der Implementierung gilt es, die Ziele auf die gesamte Organisation herunterzubrechen und entsprechend zu verankern.
- Die Planung bezieht die Inhalte, Prioritäten und die Unterteilung der Emissionsminderung mit ein. Damit sind die wesentlichen Aspekte die Definition der Detaillierungstiefe und Erfassungsbereiche sowie die Gestaltung der erforderlichen Prozesse und Verantwortlichkeiten.
- Im letzten Punkt der Berichterstattung sind die Empfänger sowie deren Ansprüche an die Emissionsbilanzierung und deren Reporting festzustellen.

Eitelwein et al. (2010, S. 25) fassen zusammen, dass ein erfolgreiches Carbon Accounting als Teilbereich des Controlling eine unmittelbare Integration ins Management voraussetzt. Dieses System weist entsprechende Synergien zu Controlling und Kostenrechnung auf, jedoch müssen die üblichen Kennzahlen um ökologische erweitert werden. Des Weiteren greifen die Aufgaben ineinander und bedingen sich gegenseitig, um eine stringente CO₂-Strategie zu implementieren. Aufgrund der Analogie zur Kostenrechnung wird dieser Aspekt innerhalb der Kohlenstoffträgerrechnung in Kapitel 3.3 aufgegriffen. Zunächst werden jedoch erst die Detaillierungstiefe sowie ein möglicher systemischer Ansatz erläutert.

3.2. Vom Energiemonitoring zum Emissionsmonitoring

Die Einführung eines Energiemanagementsystems (EnMS) ist an diverse umwelt- und energiepolitische Gesetze sowie monetäre Anreize gekoppelt. Neben Instrumenten zur Realisierung von Energieeinsparungen zählen finanzielle Förderungen, Steuervergünstigungen oder ordnungsrechtlichen Maßnahmen (vgl. Fraunhofer ISI 2014, S. 44–45), aber auch internationale Abkommen und multilaterale Vereinbarungen, in Form des Kyoto-Protokolls, dem Pariser Klimaschutzabkommen oder der EU-Energieeffizienzrichtlinie dazu.

Auf der Grundlage der europ. Leitlinie „Implementing the Energy Efficiency Directive“ (vgl. EU-Kommission 2013, Artikel 8) werden Unternehmen aller Sektoren, mit Ausnahme von

KMUs¹⁵, zu Energieaudits verpflichtet. Die Audits erfordern eine systematische Untersuchung des Energieeinsatzes von Organisationen, Gebäuden und Anlagen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Zudem sind auch nationale Vergünstigungen, bspw. beim Strompreis, zumeist an ein zertifiziertes Energiemanagement gekoppelt. Entsprechend werden Organisationen zum Aufbau von Systemen und Prozessen aufgefordert, um die Energieeffizienz kontinuierlich zu verbessern. Somit sind Energieaudits nach der EN 16247-1 oder ein Energiemanagement nach der ISO 50000er Reihe ein wichtiger Bestandteil nationaler und europäischer Energieeffizienzstrategien.

Energiemanagementsysteme sind jedoch keine eigenständigen Produkte, sondern umfassen betriebsinterne und organisatorische Maßnahmen. Demnach können Energiemonitoringsysteme (EMS) ein Teil dieser Systeme sein, aber ebenso als eigenständige Einheit fungieren. EMS zeichnen sich durch eine technisch orientierte Evaluation energierelevanter Daten aus, mit denen neben elektrischen auch fluidgebundene Energiearten erfasst werden. (vgl. Hesselbach 2012, S. 90) Die Definition von Drenkelfort et al. (vgl. 2013, S. 82) bezeichnet ein Energiemonitoring als einen Prozess, der dauerhaft oder in zyklischen Zeitintervallen energierelevante Daten erhebt und an ein zentrales System übermittelt. Demnach können die Daten sowohl automatisiert über dauerhaft installierte Messsysteme erfasst werden, als auch durch manuelle zyklische Einzelmessungen, Abrechnungsdaten oder abgelesene Zählerstände. Allerdings hebt Hesselbach (vgl. 2012, S. 90) hervor, dass Einzelmessungen über kurze Zeiträume in Kombination mit der langfristigen Ausrichtung von Organisationszielen nicht zur systematischen Integration von Energieeffizienzmaßnahmen geeignet sind. Zudem sind je nach Energieart verschiedene Messverfahren mit spezifischen Eigenschaften¹⁶ erforderlich.

Große Unternehmen orientieren sich Hesselbach (2012, S. 90) zufolge bei der Erfassung der Energieströme an den folgenden 3 Ebenen:

1. Standort
2. Produktbereich (Fertigungsbereiche)
3. Einzelverbraucher

Idealerweise erfolgt die Erfassung der Fertigungsbereiche analog zur bestehenden Kostenstellenstruktur, um direkte Verantwortlichkeiten klar zu definieren. Die Einzelverbraucher-messungen können von Großverbrauchern bis hin zu einer flächendeckenden Erfassung aller Anlagen reichen, je nach Altersstruktur der bestehenden Technik. Die Energiebedarfe von

¹⁵Kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sind gemäß Kommissionsempfehlung 2003/361/EG definiert mit weniger als 250 Beschäftigten, einem jährlichen Umsatz von höchstens 50 Mio. € und/oder einer Jahresbilanzsumme von höchstens 43 Mio. € (vgl. EU-Kommission 2003, 2003/361/EC, Artikel 2).

¹⁶Weiterführende Informationen zu den Messverfahren werden bspw. von Hesselbach (2012, S. 59–89) erläutert.

Produktionsanlagen mit einem signifikanten Energiebedarf sollten nach Möglichkeit einzeln messtechnisch erfasst werden, um die Relevanz zu berücksichtigen. Bei Anlagen mit einem geringen Energiebedarf können auch kumulierte Messungen oder einzelne, repräsentative Verbrauchermessungen durchgeführt werden, deren Ergebnisse auf andere Anlagen übertragen werden. (vgl. Hesselbach 2012, S. 59)

Weiterhin folgt die Energiedatenbeschaffung grundsätzlich der Top-down oder Bottom-up Methode aus dem Bereich des Projektmanagements. Beim Top-down Ansatz werden allgemeine, übergeordnete Energiedaten schrittweise konkretisiert, um diese anschließend einzelnen Bereichen und Abschnitten zuzuordnen. Die Bottom-up Methode bezeichnet die umgekehrte Vorgehensweise, wobei mit der Erhebung von Daten einzelner Bereiche angefangen wird und deren Zusammenfassung die Gesamtwerte liefert. In vielen Unternehmen kommt es aufgrund der zuvor erläuterten Datenerfassung zu einer Mischung dieser beiden Datenbeschaffungsstrategien. (vgl. Meyer et al. 2016, S. 133–134)

Mithilfe der Energiedaten können die energetischen Emissionen abgeleitet werden. Eine solche Kennzahlbildung innerhalb eines EMS ist nicht ungewöhnlich und kann zum Nachweis der energetischen Verbesserung angewendet werden. Die Einbeziehung von zusätzlichen Informationen aus sonstigen vorhandenen Datensystemen, wie bspw. Betriebsdatenerfassungssystemen (BDE), bietet zudem eine Verbesserung des Detaillierungsgrades der Kennzahlen (vgl. Hesselbach 2012, S. 92). In Anlehnung daran kann aus der Zusammenführung der erfassten Energiearten und -werte mit den jeweiligen CO₂-Emissionsfaktoren ein Emissionsmonitoring abgeleitet werden. Abhängig von der Vollständigkeit der Energieerfassung repräsentiert ein solches System die emittierten, energetischen Emissionen. Zur Steigerung der Datenerfassung und zur Überprüfung der berechneten Emissionswerte können zudem Emissionsmessungen implementiert werden. Somit können auch kontinuierliche Messungen von Emissionen bspw. für Berichte analog zur Energiemessung im Monitoringssystem erfasst werden (vgl. UBA 2007a, S. 37–38). Damit entsteht aus der energetischen Datenerhebung und der Kopplung der Emissionsfaktoren unter Berücksichtigung der Energieart ein Emissionsmonitoring, welches, je nach Erfassungsebene, eine Zuordnung der Emission auf Organisationsebenen und Bereiche bis hin zu einzelnen Produkten erlaubt. Auf dieser Grundlage können außerdem weitere Schritte wie eine Emissionsbepreisung (siehe Kapitel 4) oder Maßnahmen zur Verringerung der energiebedingten THG-Emissionen (in Kapitel 5) erfolgen.

3.3. Kohlenstoffträgerrechnung

Die Zuordnung und Aufteilung der Emissionen kann in Anlehnung an die Strukturen des Rechnungswesen erfolgen (vgl. Eitelwein et al. 2010, S. 28–29). Dies umfasst neben dem Energie- und dem daraus abgeleiteten Emissionsmonitoring auch die weitere Verteilung der Emissionen. Der Ansatz einer kostenrechnungskonsistenten Methodik erlaubt es zudem, auf bestehenden Systemen aufzubauen sowie Herausforderungen, wie fehlende Akzeptanz, inhaltliche Komplexität und Problematiken hinsichtlich der Erfassung und internen Verrechnung, zu minimieren. Die Analogie zwischen Carbon Controlling und betrieblichem Rechnungswesen ist begründet durch die Erfassung, Steuerung, Kontrolle und Dokumentation der ermittelten Daten. Während die Methoden des Rechnungswesens dazu dienen, die mengen- und wertmäßigen Geld- und Güterströme zu erfassen und zu verarbeiten, ist das Kohlenstoffrechnungswesen auf Emissionen ausgerichtet (vgl. Horsch 2018, S. 2).

Mumm (2019, S. 1–4) unterteilt das interne Rechnungswesen in vier Bereiche mit jeweils spezifischen Aufgaben. Im Zusammenhang mit der vorliegenden Arbeit wird ausschließlich die Kosten- und Leistungsrechnung (KLR)¹⁷ mit dem Fokus auf relevante Übertragungsspekte betrachtet. Die KLR umfasst unter anderem die kontinuierliche, systematische und verbrauchsbezogene Erfassung und Zuteilung der Kosten, die dem Betriebszweck dienen. Um dies angemessen darstellen zu können, unterscheidet die KLR die Kostenarten-, Kostenstellen- und Kostenträgerrechnung. Die Kostenartenrechnung bildet den Ausgangspunkt der Kostenrechnung und stellt die Datenbasis bereit (vgl. Mumm 2019, S. 25). In der vorliegenden Ausarbeitung umfassen die relevanten Kosten alle energiebedingten Bedarfe und die dadurch bedingten Emissionen.

Gemäß der beschriebenen Synergien ordnet die Kostenstellenrechnung anfallende Transaktionen nach dem Verursachungsprinzip den betrieblichen Funktionsbereichen zu. Aufgrund der unternehmensbedingten Strukturen und der Aufgabenbereiche werden die Werte der Kostenartenrechnung auf Haupt- und Hilfskostenstellen verteilt. (Mumm 2019, S. 98 ff.)

- Die Hauptkostenstellen sind direkt am Produkt beteiligt, sodass die Emissionen diesen Bereichen unmittelbar über das Monitoringssystem zugeordnet werden können. Dies erlaubt eine direkte Verknüpfung der Emissionen mit dem jeweiligen Verursacher. Erfolgt die Datenerhebung der Produktbereiche deckungsgleich mit den Kostenstellen, können diese Daten ebenfalls uneingeschränkt verwendet werden. Anderenfalls müssen Anpassungen der Emissionswerte vorgenommen werden, um die Diskrepanz zwischen Erfassungsbereich und Kostenstelle auszugleichen. (Mumm 2019, S. 98 ff.)

¹⁷Weiterführende und ergänzende Beschreibungen können in Mumm (2019), Horsch (2018) oder anderen Literaturquellen mit einem Fokus auf dem Rechnungswesen eingesehen werden.

- Die Hilfskostenstellen sind indirekt am Produkt beteiligt, aber unterstützen die Prozesse der Hauptkostenstellen. Die entsprechenden Kosten werden nicht direkt übernommen, sondern mit Hilfe der innerbetrieblichen Leistungsverrechnung anderen Kostenstellen zugerechnet. (Mumm 2019, S. 98 ff.)

Die nicht unmittelbar mit der Wertschöpfung verbundenen Emissionen werden darum auch als Gemeinkosten (GK) bezeichnet. Dabei erfolgt die Verteilung zunächst auf die zugeordnete Kostenstelle, um anschließend gemäß der Beanspruchung verursachungsgerecht auf die Kostenträger verteilt zu werden. Konkret umfasst dies zumeist Infrastrukturanlagen, wie bspw. Beleuchtung und Klimatisierung. Diese allgemeinen Versorgungsanlagen werden zwar üblicherweise erfasst, aber nicht verursacherbezogen, sondern als Gesamtwert. Um die Gemeinkosten entsprechend aufzuschlüsseln, kommen in der Kostenrechnung unterschiedliche Schlüssel zum Einsatz. Diese werden laut Horsch (2018, S. 99) in Mengen- und Wertschlüssel unterteilt, wovon jedoch die zuletzt genannten aufgrund der Ausrichtung der Arbeit nicht weiter beachtet werden. Anhand der Schlüssel erfolgt eine anteilige Fraktionierung der Gemeinkosten auf die Abrechnungsbereiche.

Tabelle 3.1.: Mengenschlüssel zur Kostenverrechnung (Auszug aus Horsch 2018, S. 99)

Mengenschlüssel	Beispiel
Zählgrößen	Hergestellte Produktionseinheiten
	Angestellte
	Unterstellte Mitarbeiter
Zeitgrößen	Stunden
Raumgrößen	Fläche
	Volumen
Gewichtsgrößen	Materialmasse
Technische Größen	Installierte Leistung
	Fahrtstrecke

Tabelle 3.1 stellt die Schlüssel zur innerbetrieblichen Verrechnung von Kostenstellen auf Kostenträger als Rechengrößen dar. Aufgeführt sind beispielhafte Verteilungsschlüssel, die je nach Notwendigkeit durch weitere ergänzt werden können. Dazu ist jede Kostenstelle und betrachtete Technologie individuell zu beurteilen, um den geeigneten Schlüssel zu finden. So kann die Verteilung der Emissionen, bedingt durch die Beleuchtung einer Halle auf Basis der Fläche sinnvoll sein. Die Klimatisierung der selben Halle hingegen weist eine stärkere Abhängigkeit

vom Volumen auf. Die Kostenstellenrechnung bildet dementsprechend das Bindeglied zwischen Kostenarten- und Kostenträgerrechnung. In Kapitel 6 folgt eine Anwendung der hier beschriebenen theoretischen Grundlagen.

Die Kostenträgerrechnung als dritter Bereich der KLR, beinhaltet die Zuordnung der THG-Emissionen, die durch die Kostenartenrechnung abgedeckt sind und in der Kostenstellenrechnung verteilt werden. Die Trägerrechnung dient damit der Kalkulation von selbstständigen Leistungseinheiten eines Betriebes. Dementsprechend bildet dieser Bereich die Basis, um die Emissionen von Kostenstellen, die mehrere Produkte oder Dienstleistungen verantworten, auf diese zu verteilen, um somit die exportierten Kohlenstoffemissionen zu ermitteln. (vgl. Mumm 2019, S. 135–137)

Die erfolgreiche Umsetzung einer zielgerichteten CO₂-Strategie setzt insbesondere eine angemessene Datenbasis auf der operativen Entscheidungsebene voraus. Die Herausforderung besteht dabei in der Konzeptionierung und Implementierung der Emissionsdatenerfassung, bedingt durch die inhaltliche Komplexität sowie die zielgerichtete Erfassung und Verteilung der Emissionen. Die Kostenrechnung bietet für die beschriebenen Herausforderungen probate Herangehensweisen. Unter Einbeziehung eines Monitoringsystems wird die Methodik der Kohlenstoffträgerrechnung abgebildet. Dieses Verfahren ermöglicht es, die energiebedingten Emissionen eines Unternehmens auf verschiedenen Stufen zu erfassen und zu verteilen. Die Anlehnung der Kohlenstoffträgerrechnung an bestehende Systeme ermöglicht eine unkomplizierte Umsetzung, hohe Akzeptanz und bietet zudem die Integration in bestehende Systeme.

3.4. Allokationsverfahren

Das Verursacherprinzip kennt zahlreiche Auslegungen, vom politischen Rahmen bis hin zum Umweltschutz. Das Prinzip dahinter ist stets das gleiche. Die Aufwendungen der notwendigen Maßnahmen werden demjenigen als Kosten auferlegt, der als Verursacher ausgemacht wird. Dies gilt auch für den Grundsatz des Umweltschutzes, nach dem die Kosten umweltrechtlicher Maßnahmen durch wirtschaftliche Aktivitäten von demjenigen zu tragen sind, der die Umweltschäden verursacht hat. Im Rahmen der vorliegenden Thematik beruht neben der Kohlenstoffträgerrechnung auch eine faire und verhältnismäßige Emissionsbepreisung auf diesem Prinzip.

Unter bestimmten Voraussetzungen ist jedoch eine Abweichung vom Verursacherprinzip angebracht, um dem Grundsatz der Fairness nachzukommen. Ein solcher Fall liegt beispielsweise vor, wenn ein Prozess die Abwärme eines anderen Prozesses nutzt, der wiederum zu THG-Emissionen führt. Dem Verursacherprinzip nach werden alle Emissionen des Brennstoffes

dem ersten Prozess zugerechnet und der zweite Prozess erhält emissionsfreie Wärme. Bei einer internen CO₂-Bepreisung führt dies somit zu einer Bevorteilung. Gleiches gilt auch für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), wenn der Strom und die Wärme für separate Abnehmer bestimmt sind. Anders als die Abwärmenutzung basiert die KWK-Technologie entsprechend auf dem Ansatz von gekoppelten Produkten, sodass dort eine Allokation als Stand der Technik gilt. Im Rahmen der Allokation gilt es dementsprechend, die Summe der Energieaufwendungen und insbesondere die Emissionen des Inputs auf die Outputs, bestehend aus unterschiedlichen Produkten aus dem gleichen Produktionsprozess, aufzuteilen.

Allerdings gibt es keine standardisierten Berechnungsvorschriften sondern verschiedenste Berechnungsarten (vgl. Mauch et al. 2010, S. 12). In der Vergangenheit haben sich bereits diverse Ausarbeitungen mit den Methodiken des Allozierens von CO₂-Emissionen beschäftigt, wie in Kapitel 2.3 dargelegt ist, jedoch bietet keine davon einen Gesamtüberblick.

In diesem Abschnitt werden deshalb die Methoden dargestellt sowie die Berechnung der Emissionen für Koppelprodukte oder weitergenutzte Energieströme erläutert. Anhand dessen wird aufgezeigt, wie unterschiedlich die Bewertung der Emissionen der jeweiligen Anteile in Abhängigkeit der genutzten Allokationsmethode sein kann. Daran wird die Auswirkung der Methodik auf die interne Verteilung verdeutlicht. Der nachfolgende Abschnitt beruht auf der Zusammenstellung der Allokationsmethoden von Buchenau et al. (2021).

Kategorisierung der Methoden

Grundsätzlich werden die Allokationsmethoden von Brautsch et al. (2013, S. 29) in zwei Bereiche unterteilt, denen im Rahmen dieser Aufstellung ein weiterer hinzugefügt wird (siehe Tabelle 3.2). Die Kategorisierung erfolgt zum einen nach der bereitgestellten Energiemenge und zum anderen ausgehend von der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.

Tabelle 3.2.: Kategorisierung der Allokationsmethoden (angelehnt an Brautsch et al. 2013, S. 29)

	Allokationsmethoden	Internationale Bezeichnung
Kategorie 1	- Energiemethode	energy method
	- Wirkungsgrad-/ Effizienzmethode	efficiency method
	- Arbeitswert-/ Stromreduktionsmethode	electricity reduction method
	- Exergiemethode	exergy method
	- Dresdner Methode	Dresden method
Kategorie 2	- Exergieverlustmethode	exergy loss method
	- Restwert-/ Substitutionsmethode	remainder value and substitution method
	- Verdrängungsmix	displacement mix method
	- Finnische Methode	Finnish method
	- THG-Methode	GHG method
Kategorie 3	- Kostenallokation	economic values method

Der ersten Kategorie werden die Energie-, die Effizienz-, die Stromreduktions- und die Exergiemethode zugeordnet. Des Weiteren ist die Dresdner Methode in diese Kategorie einzusortieren, da diese auf der exergetischen Berechnung beruht, allerdings ergänzt um einen Qualitätsfaktor (vgl. Hertle et al. 2016, S. 131–132). Die zweite Kategorie mit dem Fokus auf der getrennten Erzeugung umfasst die Exergieverlust-, die Restwert-, die Substitutions-, die Verdrängungsmischmethode und die Finnische Methode. Darüber hinaus ist auch die THG-Methode dieser Kategorie hinzuzufügen. Als Erweiterung der Finnischen Methode umfasst diese alle THG-Emissionen entlang des Lebenszyklus des Produktionsprozesses (vgl. Fritsche et al. 2008, S. 9). Von Brautsch et al. (2013) unbeachtet ist eine weitere Kategorie mit Methoden, die nicht auf physikalischen Eigenschaften beruhen. Diese Kategorie umfasst, neben der Zuordnung aller Emissionen auf die Strom- oder Wärmeproduktion, auch die Zuteilung auf der Grundlage von wirtschaftlichen Werten. Die nachfolgende Methodenbeschreibung der Allokationsrechnungen erfolgt beispielhaft anhand einer KWK-Anlage.

Die IEA-Methode oder **energetische** (kalorische) **Methode** aus der ersten Kategorie ist, aufgrund der einfachen Anwendung, die am häufigsten verwendete Methode für die Zuordnung

von THG-Emissionen (vgl. Tereshchenko et al. 2015, S. 7–8). Die unkomplizierte Berechnung resultiert daraus, dass beide Produkte gleichermaßen nach ihrem Wirkungsgrad im Verhältnis zum Gesamtwirkungsgrad bewertet werden (vgl. Rösch et al. 2017, S. 13–14). Dies bedeutet, dass das Produkt mit dem höheren Wirkungsgrad und damit dem höheren Anteil am Output folglich auch den höheren Anteil an den Emissionen erhält (vgl. Mauch et al. 2010, S. 12–13). Damit wird jedoch nur die Quantität, nicht aber die Qualität der Outputs berücksichtigt (vgl. Dittmann et al. 2009, S. 2–4). Dadurch ergibt sich Dittmann et al. (2009) zufolge eine vorteilhafte Bewertung der Elektrizität, da die unterschiedlichen Fähigkeiten von Wärme und Strom, Arbeit zu verrichten, nicht berücksichtigt werden (vgl. Brautsch et al. 2013, S. 29).

$$\text{spez. } CO_{2,1} = \frac{\text{spez. } CO_{2,in} \cdot \frac{\eta_1}{\eta_1 + \eta_2} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.1)$$

$$\text{spez. } CO_{2,2} = \frac{\text{spez. } CO_{2,in} \cdot \frac{\eta_2}{\eta_1 + \eta_2} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.2)$$

Bei der Energie Methode werden die spezifischen (spez.) CO₂-Emissionen eines Produktes ermittelt, die durch die Nutzung des eingesetzten Energiemediums emittiert werden (spez. CO_{2,in}). Dazu wird dieses mit einem Allokationsfaktor und der Energiemenge des Inputs W_{in} multipliziert. Das Ergebnis wird dann der generierten Energiemenge des jeweils betrachteten Produktes $W_{out,1}$ oder $W_{out,2}$ gegenübergestellt. Der Allokationsfaktor wird dabei durch das Verhältnis des Wirkungsgrades des betrachteten Produktes η_1 bzw. η_2 zum Gesamtwirkungsgrad, welcher sich aus der Addition der beiden Wirkungsgrade ergibt, bestimmt.

Die **Wirkungsgradmethode** ist der IEA-Methode sehr ähnlich, mit dem Unterschied, dass die Zuteilung genau umgekehrt erfolgt (vgl. Mauch et al. 2010, S. 12). Die konträre Bewertung ordnet dementsprechend die Wirkungsgrade von Wärme und Strom nicht dem eigenen, sondern dem jeweils anderen Produkt zu. Damit ergibt sich für das Produkt mit dem geringeren Wirkungsgrad der entsprechend höhere Emissionsanteil (vgl. Mauch et al. 2010, S. 14).

$$\text{spez. } CO_{2,1} = \frac{\text{spez. } CO_{2,in} \cdot \frac{\eta_2}{\eta_1 + \eta_2} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.3)$$

$$\text{spez. } CO_{2,2} = \frac{\text{spez. } CO_{2,in} \cdot \frac{\eta_1}{\eta_1 + \eta_2} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.4)$$

Auch im Rahmen dieser Methode werden die CO₂-Emissionen durch die Multiplikation der entstehenden spez. CO₂-Emissionen mit einem Allokationsfaktor versehen, der aus der entsprechenden Energiemenge W_{in} und der anschließenden Gegenüberstellung mit der jeweiligen Energiemenge des Produktes $W_{out,1}$ bzw. $W_{out,2}$ bestimmt wird. Anders als bei der Energiemethode beschreibt der Allokationsfaktor allerdings das Verhältnis des Wirkungsgrades des jeweils anderen Produktes zum Gesamtwirkungsgrad.

Die **Exergiemethode** berücksichtigt nicht nur die Quantität, sondern auch die Qualität der erzeugten Energien (vgl. Aldrich et al. 2011, S. 1074–1075). Dementsprechend werden Exergie und Energie in Beziehung zueinander gesetzt. Insofern ist das Verhältnis von Exergie zur elektr. Energie eins, gegenüber der Wärme jedoch geringer (vgl. Abusoglu et al. 2009, S. 1528–1529), da die Exergie der Wärme von den thermischen Umgebungsbedingungen abhängig ist, was über den Carnot-Faktor beschrieben wird (vgl. Dittmann et al. 2009, S. 5).

$$\eta_C = 1 - \frac{T_{amb}}{T_m} \quad T_m = \frac{T_{kalt} - T_{heiß}}{\ln \frac{T_{kalt}}{T_{heiß}}} \quad (3.5)$$

$$spez. CO_{2,1} = \frac{spez. CO_{2,in} \cdot \frac{\eta_1}{\eta_1 + \eta_C \cdot \eta_2} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.6)$$

$$spez. CO_{2,2} = \frac{spez. CO_{2,in} \cdot \frac{\eta_C \cdot \eta_2}{\eta_1 + \eta_C \cdot \eta_2} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.7)$$

Bei der Exergiemethode ergeben sich die spezifischen CO₂-Emissionen eines Produktes durch die Multiplikation der inputbedingten Emissionen mit dem Allokationsfaktor und der eingebrachten Energiemenge W_{in} und der anschließenden Division durch die jeweilige ausgegebene Energiemenge $W_{out,1}$ bzw. $W_{out,2}$. Der Allokationsfaktor beschreibt im Rahmen dieser Methode das Verhältnis des Wirkungsgrades des betrachteten Produktes zum Gesamtwirkungsgrad, wobei der Wärmewirkungsgrad η_2 jeweils mit dem Carnot-Faktor η_C multipliziert wird. Dieser wiederum ergibt sich aus dem von 1 subtrahierten Verhältnis der Umgebungstemperatur T_{amb} zur thermodynamischen Mitteltemperatur T_m . Diese wird durch das Verhältnis der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf zum natürlichen Logarithmus des Verhältnisses von Vor- und Rücklauftemperatur bestimmt.

Die exergetische Berechnung dient der **Dresdner Methode** als Grundlage, aber im Gegensatz zur Exergiemethode wird der Wärme ein zusätzlicher Gütefaktor zugewiesen, der spezifische Verluste berücksichtigt (vgl. Hertle et al. 2016, S. 131–132). Anhand des Faktors wird allerdings impliziert, dass das Zielprodukt Strom ist und die Wärme als Nebenprodukt anfällt. Daraus resultiert, dass der Wärme geringere CO₂-Emissionen zugeordnet werden als bei der Exergiemethode.

$$spez. CO_{2,1} = \frac{spez. CO_{2,in} \cdot \frac{W_{out,1}}{W_{out,1} + W_{out,2} \cdot \eta_C \cdot \nu} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.8)$$

$$spez. CO_{2,2} = \frac{spez. CO_{2,in} \cdot \frac{W_{out,2} \cdot \eta_C \cdot \nu}{W_{out,1} + W_{out,2} \cdot \eta_C \cdot \nu} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.9)$$

Die Bestimmung der spezifischen CO₂-Emissionen der Produkte nach der Dresdner Methode erfolgt ebenfalls durch die Multiplikation der spez. CO₂-Emissionen des Inputs mit dem Allokationsfaktor und der eingesetzten Energiemenge sowie der anschließenden Division durch die generierte Energiemenge des betrachteten Produktes. Im Rahmen der Dresdner Methode beschreibt der Allokationsfaktor jedoch das Verhältnis der Energiemenge des betrachteten Produktes $W_{out,1}$ bzw. $W_{out,2}$ zur insgesamt vorhandenen Energiemenge. Dabei wird die Wärmeenergiemenge $W_{out,2}$ sowohl mit dem Carnot-Faktor η_C als auch mit einem zusätzlichen Gütefaktor ν beaufschlagt.

Bei der **Restwertmethode** aus der zweiten Kategorie wird einem der beiden Produkte eine bestimmte Menge an Emissionen zugeordnet, während dem anderen die verbleibenden Emissionen zugeordnet werden (vgl. VDI 4660 2017, S. 13–14). Die Richtlinie VDI 4608-2 (2012) sieht einen Einsatz vor, wenn auf Grund von vertraglichen Regelungen eine bestimmte Menge der Brennstoffenergie für ein Produkt vorgegeben wird. Sind solche vertraglichen Verpflichtungen nicht gegeben, werden zunächst die Emissionen einer ausgekoppelten Strom- oder Wärmeerzeugung ermittelt (vgl. Brautsch et al. 2013, S. 30). Die verbleibenden Emissionen werden dann dem jeweils anderen Produkt zugeordnet, das somit die geringere Emissionsmenge erhält. Aufgrund der Ähnlichkeit der Substitutions- und der Restwertmethode setzen Brautsch et al. (2013, S. 30) die Stromrestwert- und die Wärmesubstitutionsmethode gleich, jedoch in umgekehrter Konstellation.

Stromrestwertmethoden/Wärmesubstitutionsmethode

$$\text{spez. CO}_{2,1} = \frac{\text{spez. CO}_{2,in} \cdot W_{in} - \text{spez. CO}_{2,2} \cdot W_{out,2}}{W_{out,1}} \quad (3.10)$$

$$\text{spez. CO}_{2,2} = \frac{\text{spez. CO}_{2,2,ref}}{\eta_{2,ref}} \quad (3.11)$$

Wärmerestwertmethoden/Stromsubstitutionsmethode

$$\text{spez. CO}_{2,1} = \frac{\text{spez. CO}_{2,1,ref}}{\eta_{1,ref}} \quad (3.12)$$

$$\text{spez. CO}_{2,2} = \frac{\text{spez. CO}_{2,in} \cdot W_{in} - \text{spez. CO}_{2,1} \cdot W_{out,1}}{W_{out,2}} \quad (3.13)$$

Nach der Restwertmethode bzw. der Substitutionsmethode werden die spez. CO₂-Emissionen des Produktes durch das Verhältnis der Emissionen der entsprechenden Referenztechnologie spez. CO_{2,2,ref} zu dem Wirkungsgrad dieser Technologie $\eta_{2,ref}$ gebildet. Das Ergebnis wird

dann mit der Energiemenge des zweiten Produktes $W_{out,2}$ multipliziert und von dem Ergebnis der Multiplikation des Eingangsmediums, bestehend aus den spezifischen CO₂-Emissionen und der Energiemenge, subtrahiert. Analog erfolgt die Berechnung nach der Restwertmethode für Produkt 2 bzw. nach der Substitutionsmethode für Produkt 1 mit dem Unterschied, dass die spezifischen Emissionen mit der jeweils anderen Berechnungsmethode ermittelt werden.

Die **Verdrängungsmix-Methode** repräsentiert eine Variante der Gutschriftenmethoden, die die Definition eines Verdrängungsmixes der Stromerzeugung erfordert. Zumeist erfolgt die Anwendung aufgrund der stundengenauen Kraftwerksplanung, die durch den Einsatz von KWK-Anlagen verdrängt werden. Durch die Verwendung von spezifischen Kennwerten und Faktoren kann der Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes berechnet werden. (vgl. Mauch et al. 2010, S. 13)

$$spez. CO_{2,1} = \frac{spez. CO_{2,Verdräng}}{\eta_{Verdräng}} \quad (3.14)$$

$$spez. CO_{2,2} = \frac{spez. CO_{2,in} \cdot W_{in} - spec. CO_{2,1} \cdot W_{out,1}}{W_{out,2}} \quad (3.15)$$

Bei der Verdrängungsmixmethode werden die spez. CO₂-Emissionen des ersten Produktes ermittelt, indem das Verhältnis der Emissionen des Verdrängungsmix $spez. CO_{2,Verdräng}$ zu dessen Wirkungsgrad $\eta_{Verdräng}$ gebildet wird. Das Ergebnis wird anschließend mit der Energiemenge des ersten Produktes multipliziert und vom Produkt der Multiplikation der spezifischen Eingangsemissionen $spez. CO_{2,in}$ mit der dazugehörigen Energiemenge subtrahiert. Das Ergebnis wird dann ins Verhältnis zur abgegebenen Energiemenge des zweiten Produktes $W_{out,2}$ gesetzt, woraus die spezifischen Emissionen dieses Produktes resultieren.

Die **Finnische Methode** berücksichtigt die eingesparte Primärenergie einer gekoppelten Bereitstellung im Vergleich zu einem Referenzsystem mit getrennter Strom- und Wärmeproduktion (vgl. Brautsch et al. 2013, S. 30). Dieses Referenzsystem muss laut European Parliament and Council (2004) die beste am Markt verfügbare und wirtschaftlich vertretbare Technologie darstellen, so dass keine Überschätzung der eingesparten Treibstoff- und Emissionsmengen erfolgt (vgl. Mauch et al. 2010, S. 14). Die Emissionen werden anschließend den Produkten entsprechend den Verbrauchsmengen der Referenztechnologien zugeordnet (vgl. VDI 4660 2017, S. 12–13).

$$PEE = 1 - \frac{1}{\frac{\eta_1}{\eta_{1,ref}} + \frac{\eta_2}{\eta_{2,ref}}} \quad (3.16)$$

$$\text{spez. CO}_{2,1} = \frac{\text{spez. CO}_{2,in} \cdot (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_1}{\eta_{1,ref}} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.17)$$

$$\text{spez. CO}_{2,2} = \frac{\text{spez. CO}_{2,in} \cdot (1 - PEE) \cdot \frac{\eta_2}{\eta_{2,ref}} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.18)$$

Bei der Finnischen Methode wird zunächst die Primärenergieeinsparung (PEE) ermittelt. Diese ergibt sich aus den Verhältnissen der Wirkungsgrade beider Produkte zu dem Wirkungsgrad ihrer jeweiligen Referenztechnologie $\eta_{1,ref}$ bzw. $\eta_{2,ref}$. Anschließend wird der Quotient von 1 durch die Summe der Verhältnisse gebildet und dieser wiederum von 1 subtrahiert, wodurch sich letztendlich die PEE ergibt. Danach werden die spezifischen CO₂-Emissionen des Inputs mit 1 abzüglich der PEE mit dem Verhältnis des Wirkungsgrades des betrachteten Produktes zu dem Wirkungsgrad der entsprechenden Referenztechnologie $\eta_{1,ref}$ bzw. $\eta_{2,ref}$ und mit der eingesetzten Energiemenge multipliziert. Das Ergebnis wird ins Verhältnis zur Energiemenge des betrachteten Produktes $W_{out,1}$ bzw. $W_{out,2}$ gesetzt, wodurch sich schließlich die jeweiligen spezifischen CO₂-Emissionen ergeben.

Die Erweiterung der Finnischen Methode wird von Fritsche et al. (2008, S. 9) als Methodik der **THG-Emissionsfaktoren** bezeichnet, die die letzte Methode der zweiten Kategorie darstellt. Demzufolge wird das Verhältnis der THG-Emissionsfaktoren einer KWK-Anlage und des Referenzsystems berechnet und anschließend die Einsparungen in Bezug auf die Emissionsfaktoren ermittelt.

$$CO_{2,gesp} = 1 - \frac{1}{\frac{\text{spez. CO}_{2,1,fin}}{\text{spez. CO}_{2,1,ref}} + \frac{\text{spez. CO}_{2,2,fin}}{\text{spez. CO}_{2,2,ref}}} \quad (3.19)$$

$$\text{spez. CO}_{2,1} = \frac{\text{spez. CO}_{2,in,LZ} \cdot (1 - CO_{2,gesp}) \cdot \frac{\text{spez. CO}_{2,1,fin}}{\text{spez. CO}_{2,1,ref}} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.20)$$

$$\text{spez. CO}_{2,2} = \frac{\text{spez. CO}_{2,in,LZ} \cdot (1 - CO_{2,gesp}) \cdot \frac{\text{spez. CO}_{2,2,fin}}{\text{spez. CO}_{2,2,ref}} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.21)$$

Bei der THG-Methode wird in einem ersten Schritt die Emissionsersparnis ($CO_{2,gesp}$) ermittelt. Dafür wird das Verhältnis der spez. CO₂-Emissionen der Produkte, die über die Finnische Methode ermittelt worden sind ($\text{spez. CO}_{2,1,fin}$ bzw. $\text{spez. CO}_{2,2,fin}$), zu den Emissionen der jeweiligen Referenztechnologie $\text{spez. CO}_{2,1,ref}$ bzw. $\text{spez. CO}_{2,2,ref}$ gebildet. Anschließend wird der Quotient von 1 durch die Summe beider Verhältnisse gebildet und von 1 subtrahiert. Die so ermittelte CO₂-Ersparnis wird wiederum von 1 abgezogen und mit den spezifischen lebenszyklusweiten Emissionen der Input Nutzung ($\text{spez. CO}_{2,in,LZ}$) mit dem Verhältnis der spez. Emissionen des betrachteten Produktes aus der Finnischen Methode zu den spezifischen CO₂-Emissionen der entsprechenden Referenztechnologie sowie mit der genutzten Input Energiemenge W_{in} multipliziert. Das entsprechende Ergebnis wird dann ins Verhältnis zur Ener-

giemenge des betrachteten Produktes gesetzt, wodurch sich letztendlich die spez. Emissionen ergeben.

Laut Abusoglu et al. (2009, S. 1529) kann eine Zuteilung gestützt durch **wirtschaftliche Werte** sinnvoll sein, wenn der Strom und die Wärme getrennt voneinander vermarktet werden. Ausgangsbasis dieser Methode der dritten Kategorie kann entsprechend der Verkaufswert der Produkte sein. Ebenso kann der wirtschaftliche Wert pro Einheit auch auf bestimmten Kenngrößen, wie Energie oder Exergie, basieren.

$$\text{spez. } CO_{2,1} = \frac{\text{spez. } CO_{2,in} \cdot \frac{C_1 \cdot W_{out,1}}{C_1 \cdot W_{out,1} + C_2 \cdot W_{out,2}} \cdot W_{in}}{W_{out,1}} \quad (3.22)$$

$$\text{spez. } CO_{2,2} = \frac{\text{spez. } CO_{2,in} \cdot \frac{C_2 \cdot W_{out,2}}{C_1 \cdot W_{out,1} + C_2 \cdot W_{out,2}} \cdot W_{in}}{W_{out,2}} \quad (3.23)$$

Innerhalb der Kostenallokation werden die CO₂-Emissionen des Inputs mit einem Allokationsfaktor und der genutzten Energiemenge W_{in} multipliziert und anschließend ins Verhältnis zur umgewandelten Energiemenge des jeweils betrachteten Produktes gesetzt. Der Allokationsfaktor wird ermittelt, indem die gewonnene Energiemenge des betrachteten Produktes $W_{out,1}$ bzw. $W_{out,2}$ ins Verhältnis zur gesamten Energiemenge gesetzt wird. Dabei werden die Energiemengen der beiden Produkte jeweils mit ihren spezifischen Kosten C_1 bzw. C_2 multipliziert.

Eine weitere Zuteilungsmethode, die nicht auf physikalischen Eigenschaften basiert, bildet die vollständige Emissionszuordnung zu einem der Produkte. Darüber hinaus gibt es einige weitere Zuordnungsmethoden, wie die Gleichverteilung (vgl. Strangmeier et al. 2011, S. 30–31), die jedem Produkt 50 % der Emissionen zuweist oder die Zuteilung durch vertragliche Vereinbarung (vgl. Strickland et al. 2004, S. 3–4).

Einen Überblick sowie die Anwendung, der Methoden auf eine exemplarische KWK-Anlage wird von Buchenau et al. (2021) beschrieben. Die Anwendung der unterschiedlichen Methoden sowie die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen sind in der Fallstudie in Kapitel 6 dargestellt.

3.5. Emissionsfaktoren für CO₂-Bilanzierungsansätze

Neben der Kohlenstoffträgerrechnung und den Allokationsmethoden setzen noch weitere Anwendungsbereiche auf den Einsatz von Emissionsfaktoren¹⁸. Die Faktoren werden unterschieden je nach berücksichtigten Treibhausgasen und der Berücksichtigung bzw. Vernachlässigung der Vorkette. Die Kennzeichnung als CO₂ bzw. CO₂e macht deutlich, welche Gase berücksichtigt sind. Die Vorkette beeinflusst zusätzlich die Höhe des Emissionsfaktors, aufgrund der Förderung, der Aufbereitung und des Transports. Des Weiteren ist der Emissionsfaktor für jedes Energiemedium unterschiedlich, sodass die Variation der Faktoren je nach Energieträger ein simples Instrument darstellt, die Emissionsbilanz zu verbessern. Während fossil erzeugte Energie zumeist mit hohen Emissionen verbunden ist, verursachen regenerative Energiequellen während der Nutzung kaum Emissionen. Allerdings werden Treibhausgase in der Vorkette und im Umfeld, wie dem Bau oder der Wartung der Anlage, emittiert. Dennoch wird die Energie aus regenerativen Quellen in der gesetzlichen Stromkennzeichnung pauschal mit null Emissionen berücksichtigt. Durch den Bezug von Energie aus emissionsarmen Energiequellen können somit insbesondere die Scope 2 Emissionen verbessert werden. (vgl. BMJV et al. 2005a, §42)

Im Folgenden wird der Fokus auf den dt. Emissionsfaktor des Energiemixes gelegt, obwohl der grenzüberschreitende europäische Handel mit der Liberalisierung der Strommärkte stetig an Bedeutung gewonnen hat. Dementsprechend ist der Markt längst nicht mehr national fokussiert, sondern als Teil des europäischen Binnenmarktes grenzüberschreitend zu betrachten und somit muss die Analyse des Emissionsfaktors auch die Verhältnisse auf europäischer Ebene berücksichtigen. Dies geschieht separat in Kapitel 5.2, welches neben den Mechanismen des Ökostrommarktes auch die Auswirkungen auf nationale Emissionsbilanzen und den Klimaschutz erläutert.

Der dt. EE-Ausbau beruht fast ausschließlich auf dem EEG, wie Abbildung 3.2 verdeutlicht. Den Daten zufolge wurden 2018 in Deutschland über 95 % aller regenerativen Energieerzeugungsanlagen staatlich gefördert. Da die EEG-Umlage jedoch von den Stromkunden finanziert wird, kann diese Energie auch nicht ausschließlich von einzelnen Abnehmern genutzt werden. Dementsprechend sind diese Anlagen auch nicht geeignet, die energetischen Emissionen von Unternehmen zu senken.

¹⁸Allgemein beschreibt dieser Faktor, wie viele Emissionen eines Stoffes oder Stoffgemisches bezogen auf eine Bezugsgröße, in der Regel der Energiegehalt in kWh, emittiert werden (VDI 3790 2015, S. 5).

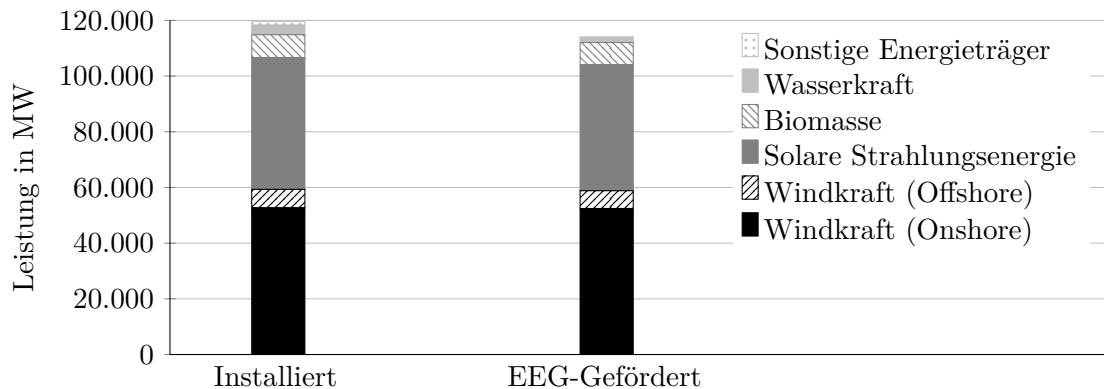


Abbildung 3.2.: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien 2018 in Deutschland (BNetzA 2019b, Übersicht D; statista 2018)

Ausgenommen davon sind eigenständig errichtete Anlagen, die nicht ins öffentliche Netz einspeisen, nicht gefördert werden, somit deren elektrische Energie unmittelbar genutzt wird. Gleichwohl gibt es erste Erzeugungsanlagen, die ohne staatliche Förderung errichtet werden, um der beschriebenen Herausforderung zu begegnen. Deren Anteil ist jedoch noch gering, wie die Abbildung 3.2 ebenfalls zeigt.

Doch damit wird zunächst nur die nationale Erzeugungsstruktur beschrieben, da der Emissionsfaktor noch weiteren Einflüssen unterliegt. Die Stromgestehung aus erneuerbaren Energiequellen ist nicht gleich verteilt, sondern differiert je nach Ort. Entsprechend existieren geografische Regionen mit einem hohen bzw. niedrigen Anteil an erneuerbaren Energieanlagen. Damit besteht die methodische Herausforderung, die regional unterschiedlichen Emissionsfaktoren anzuwenden.

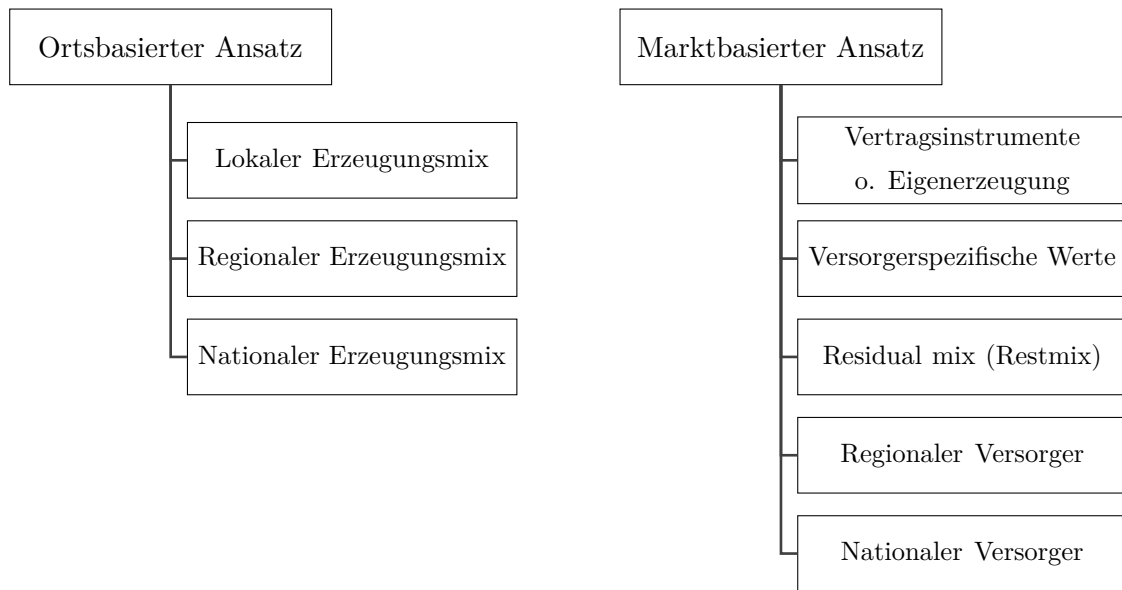


Abbildung 3.3.: Anwendbare Emissionsfaktoren je nach Methodiken (angelehnt an CDP 2019, S. 17)

Die erforderlichen Herangehensweisen werden in mehreren Leitfäden und Standards aufgegriffen, jedoch mit zum Teil abweichenden Vorgaben. Zu den Standards gehören neben einschlägigen ISO-Richtlinien (Seebach et al. 2016, S. 46) auch das GHG-Protokoll als Leitfaden, der auch methodische Vorgaben enthält (WRI 2015). Die Leitfäden differenzieren zwischen ortsbasierten und marktbasieren¹⁹ Faktoren. Die erste Methode quantifiziert die Emissionen auf Basis der lokalen oder nationalen Erzeugungsstrukturen und beschreibt damit den durchschnittlichen Emissionsfaktor der zugrundeliegenden geografischen Region. Der zweite Ansatz berücksichtigt spezifische Faktoren, bspw. die Angaben des Energieversorgers. Damit sind zwar zwei grundsätzliche Ansätze definiert, die aber wiederum eine breite Auswahl unterschiedlicher Emissionsfaktoren aufweisen, wie in Abbildung 3.3 dargestellt ist.

Durch die regional unterschiedliche Stromerzeugung und die Wahl eines darauf beruhenden Emissionsfaktors werden zwar die Anforderungen des GHG-Protokolls erfüllt, aber es erschwert unter Umständen eine interne Weiterverarbeitung. Die Verwendung von lokalen Emissionsfaktoren macht zudem den Standort zum wettbewerbsrelevanten Faktor, auch innerhalb eines Unternehmens, da der Bezug von spezifischen Ökostromprodukten nicht beachtet wird und ortsbezogene Werte von äußeren Einflüssen abhängig sind, auf die die einzelnen Geschäftseinheiten in der Regel keinen Einfluss haben. Dem gegenüber lässt der marktbasierende Ansatz nationale Gegebenheiten unberücksichtigt und repräsentiert demnach nur die Beschaffungsstrategie. Bedingt durch vertragliche Vereinbarungen, wie die Laufzeit, kann es jedoch auch zu kurzfristigen Änderungen des Emissionsfaktors kommen. Unternehmen, die

¹⁹lokation-based und market-based

nach dem GHG-Protokoll und gegenüber dem Carbon Disclosure Project (CDP)²⁰ berichten, wird empfohlen, die Scope 2 Emissionen nach beiden Methoden zu ermitteln. Die in Abbildung 3.3 dargestellten Ansätze repräsentieren auch eine vom GHG-Protokoll vorgeschlagene Hierarchie, deren Anwendung durch die Empfehlungen von Sotos (2015, S. 45–48) unterstützt wird. Die Empfehlungen sind jedoch ausschließlich auf die Datenverfügbarkeit in Kombination mit Hinweisen zur Genauigkeit der Daten ausgerichtet. Dies liefert jedoch kaum Hinweise auf die tatsächlichen Umweltauswirkungen des Energiebezugs, wie zusätzlich in Kapitel 5.2 erläutert wird. Nach der Anwendung beider Berechnungsansätze stellt das Protokoll zusätzlich frei welche Ergebnisse für die Festlegung von Zielen und Benchmarks eingesetzt werden.

Unabhängig von der Wahl der Methode dient diese vorrangig dazu, die Emissionsmenge zu bestimmen. Damit folgen sowohl der ortsbasierte als auch der marktbezogene Ansatz grundsätzlich einem Zurechnungsansatz, aber ohne Berücksichtigung eines ökologischen Mehrwertes. Beide Alternativen haben gleichwohl entscheidenden Einfluss darauf, wie der Bezug von Ökostrom berücksichtigt wird und ob eine Anreizwirkung zur weiteren Energieeinsparung oder zum zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Energien gegeben ist. Die Problemstellung in Zusammenhang mit der Verwendung dieser beiden Ansätze wird anhand eines kurzen Fallbeispiels angelehnt an Seebach et al. (2016, S. 46) erläutert.

- Ein Unternehmen *A* in einem Land mit vielen regenerativen Energiequellen und einem entsprechend niedrigen nationalen Emissionsfaktor verwendet den ortsbezogenen Ansatz. Die Verwendung dieses Werts führt dazu, dass Maßnahmen zur Energieeinsparung im Vergleich zur Emissionsminderungswirkung hohe Kosten ausweisen, woraus ein geringer Anreiz zur Umsetzung folgt.
- Ein deutsches Unternehmen *B* folgt hingegen dem marktbezogenen Ansatz. Mit dem Ziel, die Emissionen zu senken, verwendet das Unternehmen nunmehr ein emissionsfreies Ökostromprodukt. Auch daraus folgen für Effizienzmaßnahmen unendlich hohe Kosten, da der zugrundeliegende Emissionsfaktor 0 gCO₂/kWh beträgt.

In beiden Fällen führt die Verwendung eines geringen Emissionsfaktors dazu, dass das Unternehmen in Bezug auf den elektrischen Energiebedarf bilanziell klimaneutral ist. Wie im Beispiel ersichtlich ist, resultiert aus der Wahl des Emissionsfaktors kein Anreiz, in Minderungsmaßnahmen zu investieren oder einen zusätzlichen Ausbau der EE-Quellen zu fördern.

Die Zulässigkeit der parallelen Verwendung der ortsbasierten und marktbezogenen Methodik durch die Scope 2 Guidance des GHG-Protokolls führt zudem zu einer Doppelzählung der Emissionen. Um dies zu verdeutlichen, hilft das aufgeführte Fallbeispiel.

²⁰CDP ist eine gemeinnützige Organisation, die ein globales Umweltoffenlegungssystem für Unternehmen, Städte, Bundesstaaten und Regionen betreibt, um diese bei der Messung und Steuerung von Risiken und Chancen in Bezug auf Klimawandel, Wassersicherheit und Entwaldung zu unterstützen.

- Unternehmen *A* in einem Land mit einem hohen Anteil regenerativer Energie und einem entsprechend geringem Emissionsfaktor wird dazu neigen, den ortsbasierten Ansatz zu verwenden.
- Unternehmen *B* hingegen bietet der ortsbasierte Ansatz den vergleichsweise hohen nationalen Emissionsfaktor, weshalb dieses auf ein Ökostromprodukt aus dem Land von Unternehmen *A* umstellt.

Aufgrund des grenzüberschreitenden Stromhandels und des geringen Anteils nicht geförderter EE-Leistung in Deutschland findet sowohl ein physikalischer als auch ein bilanzieller Energieaustausch statt. Während der erste Austausch unter anderem die Netzstabilität sicherstellt, umfasst der zweite Teil den Handel mit der grünen Eigenschaft der Energie, deren Aspekte in Kapitel 5.2 näher erläutert sind. Bedingt durch diesen Energieaustausch, fließt der identische Grünstrom sowohl in die Bilanz von Unternehmen *A* über den ortsbasierten Ansatz, als auch von Unternehmen *B* durch den marktbasieren Ansatz ein. Damit führt die zeitgleiche Zulässigkeit beider Ansätze aufgrund der Ausprägungen des Stromhandels zur Doppelzählung in den Emissionsbilanzen von Unternehmen. Zu diesem Ergebnis kommt auch die Ausarbeitung von Seebach et al. (2016, S. 47). Somit ist der Einsatz der elektrischen Emissionsfaktoren mit einigen Beeinträchtigungen hinsichtlich einer glaubwürdigen und nachhaltigen Klimaneutralitätsstrategie verbunden. Aufgrund der Komplexität der Aspekte des Stromhandels und dessen Ausprägungen werden diese in Kapitel 5.2 weiter gefasst beschrieben.

Unternehmensinterne CO₂-Bepreisung

Der Fokus des Kapitels liegt auf der betriebsinternen Ausgestaltung einer Kohlenstoffdioxid (CO₂)-Bepreisung. Anders als eine externe Bepreisung erfolgt die interne Kostenverteilung freiwillig. Dementsprechend bilden die im Folgenden vorgestellten Maßnahmen einen optionalen Aspekt auf dem Weg zur Klimaneutralität.

Der Grundgedanke einer unternehmensinternen CO₂-Bepreisung ist es, die ökologischen Kosten der THG-Emissionen, die mit den Geschäftstätigkeiten in Verbindung stehen, einzubinden (vgl. Gajjar et al. 2018, S. 6). Mithilfe dieser Bepreisung können ökonomische Anreize geschaffen werden, um THG-Emissionen im Einflussbereich des Unternehmens zu reduzieren (vgl. Jörling et al. 2019, S. 20). Der CO₂-Preis kann allerdings nur dann zur Zielerreichung beitragen, wenn alle Dimensionen der Bepreisung adäquat darauf ausgerichtet sind. Dazu werden zunächst ausführlich die grundlegenden Dimensionen einer CO₂-Bepreisung erläutert, um im Anschluss verschiedene Ansätze zur Berücksichtigung, der durch die CO₂-Emissionen, verursachten Kosten darzustellen. Teile der nachfolgenden Ausarbeitungen sind durch die Arbeit von Buchenau (2020) unterstützt.

Daten des CDP (2017, S. 6) zufolge verfügten 2017 bereits 607 Unternehmen weltweit über einen internen CO₂-Preis. Weitere 782 Unternehmen planten zu diesem Zeitpunkt, innerhalb der nächsten zwei Jahre, einen solchen einzuführen. In Relation dazu besaßen 2014 lediglich 150 Unternehmen einen Preis auf CO₂-Emissionen.

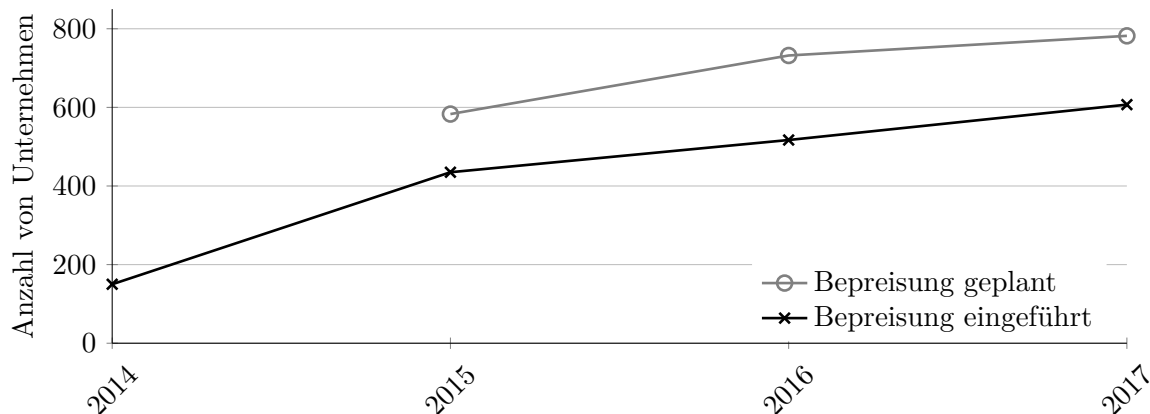


Abbildung 4.1.: Zeitliche Entwicklung der Unternehmensanzahl mit CO₂-Bepreisung (angelehnt an CDP 2017, S. 6)

Abbildung 4.1 zeigt die vom CDP (2017) jährlich erhobenen Daten zur unternehmensinternen CO₂-Bepreisung. Die signifikante Steigerung dieser Zahlen innerhalb von wenigen Jahren zeigt deutlich die Relevanz einer unternehmensinternen Emissionsbepreisung.

4.1. Beweggründe für eine CO₂-Bepreisung

Die Motivationen zur Einführung eines unternehmensinternen CO₂-Preises sind vielfältig. Gajjar et al. (2018, S. 3) beschreiben verschiedene Beweggründe die vom Sektor und dem politischen bzw. gesellschaftlichen Umfeld, in dem das Unternehmen tätig ist, abhängig sind. Neben den äußeren Einflüssen spielen aber auch der Standort und mögliche interne Ziele eine entscheidende Rolle bei der Einführung einer betriebsinternen CO₂-Bepreisung (vgl. Gajjar et al. 2018, S. 7).

Die einzelnen Beweggründe (vgl. Gajjar et al. 2018, S. 3) sind im Folgenden aufgelistet und werden anschließend näher erläutert:

1. Management klimabedingter Risiken
 - 1.1. Minderung (finanzieller) Belastungen, bspw. resultierend aus einer Umweltsteuer
 - 1.2. Absicherung gegen eine zukünftige Kostensteigerung (bspw. für Energieträger)
2. Schaffen von Kapitalflüssen, um Gelder zu akquirieren
 - 2.1. Vorantreiben technologischer Innovation
 - 2.2. Investition in kohlenstoffarme Alternativen
 - 2.3. Erreichen von Effizienzzielen und Zielen bezüglich erneuerbarer Energien
3. Erreichen der Klimaneutralität
4. Einnahme einer Vorreiterposition im Bereich des Klimaschutzes

Die möglichen Beweggründe bauen teilweise aufeinander auf, sodass diese sich gegenseitig bedingen. Um diese Wechselwirkung darzustellen sind die Aspekte entsprechend unterteilt. Die Vorbereitung auf zukünftige Kostensteigerungen und die Minderung daraus resultierender (finanzieller) Belastungen können als Teil des Managements klimabedingter Regulierungen verstanden werden. Neben diesen Aspekten kann das Management klimabedingter Risiken aber auch langfristige Unwägbarkeiten einbeziehen, die einen direkten Einfluss auf die Wertschöpfungskette besitzen (vgl. Gajjar et al. 2018, S. 9).

Neben der Berücksichtigung äußerer Einflüsse kann die CO₂-Bepreisung auch dazu dienen unternehmensintern Impulse zu setzen. Die betriebsinterne Akquise von Geldern aus der Bepreisung ermöglicht Investitionen in emissionsenkende Maßnahmen. Somit können Innovationen vorangetrieben, Effizienzmaßnahmen umgesetzt oder Investitionen in Substituierungsmaßnahmen ermöglicht werden. Die genannten Aspekte dienen der Emissionsverringerung und damit dem Ziel der Klimaneutralität. Es wird deutlich, dass die Beweggründe (nach Gajjar et al. 2018) nicht nur direkte, sondern auch indirekte Beiträge zur Verringerung der betriebsinternen CO₂-Emissionen berücksichtigen.

Nicht explizit ausformuliert sind allerdings Beweggründe, die aus Anforderungen verschiedener Stakeholder resultieren. Wie in Kapitel 2 erläutert, steigt der Anspruch von Kunden und Investoren an klimaneutrale Produkte stetig. Analog kann dieser Anspruch auch auf eine CO₂-Bepreisung übertragen werden. So fordern laut UN Global Compact (2015, S. 6) verschiedene Interessensgruppen verstärkt die Einbeziehung des Klimaschutzes in unternehmerische Entscheidungen. Bezugnehmend auf die Beweggründe nach Gajjar et al. (2018) sind diese Aspekte in den Punkten Klimaneutralstellung des Unternehmens und dem Einnehmen einer Vorreiterposition im Bereich des Klimaschutzes zusammengefasst. Eine Verbindung dieser Punkte besteht insofern, dass ein Unternehmen eine Vorreiterrolle im Klimaschutz erst dann einnehmen kann, wenn es die eigenen Aktivitäten zur Klimaneutralität bereits weit vorangetrieben hat. Diese Punkte wiederum sind eng verflochten mit den Forderungen von Kunden und Investoren.

Über die bereits genannten Gründe hinaus wird die Bepreisung von Addicott et al. (2019, S. 8) außerdem als Beitrag zur sozialen Verantwortung des Unternehmens hervorgehoben. So können die Einnahmen einer CO₂-Bepreisung nicht nur in umweltbezogene, sondern auch in soziale Projekte außerhalb des Unternehmens investiert werden. Entsprechend unterstreicht dieser Punkt die Vereinbarkeit von Unternehmensmaßnahmen und den Zielen für nachhaltige Entwicklung (Sustainable Development Goals (SDG)) der UN (2015a, S. 14). Ergo lassen sich sowohl unternehmenseigene Anforderungen als auch Kunden- und Investorenanforderungen zum Klimaschutz und Ansprüche über diesen hinaus miteinander vereinen.

Des Weiteren führen Addicott et al. (2019, S. 8) zukünftige Wettbewerbsvorteile auf, die sich aus einer rechtzeitigen Bepreisung ergeben. Ein entsprechender CO₂-Preis kann auf Hürden vorbereiten, die sich aus einer Umstellung zur kohlenstoffarmen Wirtschaft ergeben.

4.2. Dimensionen der unternehmensinternen CO₂-Bepreisung

Laut Lam et al. (2017, S. 6) erstreckt sich die unternehmensinterne CO₂-Bepreisung über vier Dimensionen. Diese setzen sich, wie in Abbildung 4.2 dargestellt, aus der Höhe und der Weite des Preises zusammen sowie aus dessen Tiefe und der zeitlichen Ausdehnung.

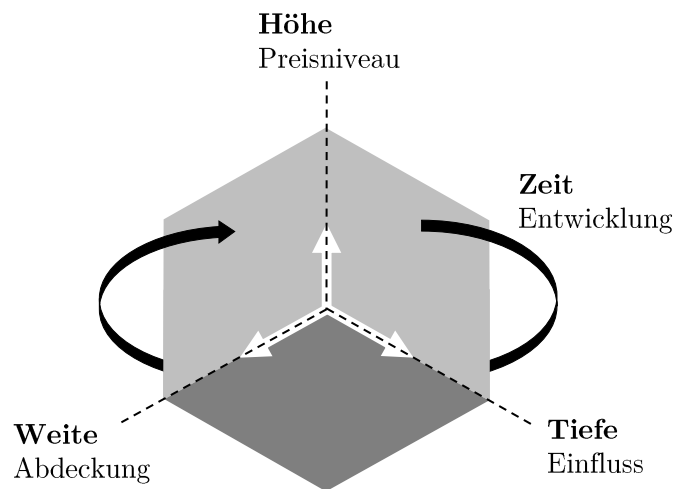


Abbildung 4.2.: Vier Dimensionen der Bepreisung (angelehnt an Lam et al. 2017, S. 6)

Die vier dargestellten Dimensionen der CO₂-Bepreisung nach Lam et al. (2017, S. 6 ff.) werden im Folgenden näher erläutert.

Tiefe

Im ersten Schritt ist es erforderlich den gewünschten Einfluss eines CO₂-Preises auf Geschäftsentscheidungen des Unternehmens und ggf. auch auf bestimmte Geschäftspartner zu definieren und auszurichten. Ziel sollte es sein der Emissionsbepreisung einen weitreichenden Einfluss einzuräumen, sodass diese bei allen mit THG-Emissionen belasteten Geschäftsentscheidungen einbezogen wird. Um dies zu gewährleisten, ist laut Gagern et al. (2018, S. 4) insbesondere die Unterstützung durch die Geschäftsführung notwendig.

Neben internen Treibern können aber auch externe Einflüsse durch verschiedene Akteursgruppen Antreiber für einen CO₂-Preis sein. Gagern et al. (2018, S. 4) stellen fest, dass der Finanzmarkt zunehmend eine interne CO₂-Bepreisung einfordert. Aber auch der gesellschaftliche Druck bzw. die politischen Anforderungen in Form verschärfter Anforderungen an Unternehmen werden als Auslöser einer Bepreisung aufgeführt.

Somit umfasst die Tiefe neben der internen Zielstellung in Form des Einflusses der Bepreisung innerhalb des Unternehmens auch äußere Blickwinkel.

Weite

Zur Einführung einer unternehmensinternen CO₂-Bepreisung sind im zweiten Schritt die zu erfassenden THG-Emissionen zu definieren. Außerdem ist zu definieren in welchem Umfang die Emissionen einbezogen werden sollen, innerhalb des Unternehmens oder über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg (siehe Kapitel 2.2.1). Ziel einer vollumfänglichen Bepreisung sollte es sein möglichst alle THG-Emissionen abzudecken, die in der gesamten Wertschöpfungskette des Unternehmens auftauchen. Dies erfordert in der Regel aber ein hohes Maß an Detaillierungstiefe und ist aufwändig umzusetzen (siehe Kapitel 3), was dazu führt, dass laut Gajjar et al. (2018, S. 21) oftmals lediglich Kohlenstoffdioxid in der Betrachtung einbegriffen ist. Bei den vom CDP (2017) aufgeführten Unternehmen ist davon auszugehen, dass die Bepreisung mitunter nicht nur CO₂-Emissionen umfasst, allerdings wird bei der Darstellung häufig darauf verzichtet, dies entsprechend zu kennzeichnen.

Höhe

Die dritte Dimension bezieht sich auf die Höhe des CO₂-Preises. Die Bestimmung einer angemessenen Preishöhe ist anspruchsvoll. Zum einen sollte der Preis hoch genug sein, sodass die Emissionsminderungsziele des Unternehmens erreicht werden, aber nicht zu hoch, sodass Belastungen in Form von ökonomischen Hürden aufgebaut werden (vgl. Addicott et al. 2019, S. 9).

Ist die Preishöhe angemessen gewählt, kann die CO₂-Bepreisung dazu beitragen, die Klimaneutralitätsstrategie eines Unternehmens zu unterstützen und klimabedingte Risiken einzudämmen (vgl. Harpankar 2019, S. 223). Damit bilden insbesondere die Weite und die Höhe die Grundlage, um sowohl die Kosten aus klimabedingten Transitionsrisiken, als auch den Nutzen als entsprechende Chancen zu formen.

Zeit

Der letzte beschriebene Punkt zur Einführung einer Bepreisung umfasst die zeitliche Entwicklung sowie eine ggf. erforderliche Anpassung der anderen Dimensionen. Dies inkludiert eine regelmäßige Evaluation der Geschäftsstrategien entsprechend der Zielstellung, der Preisgestaltung und der äußeren sich verändernden Einflüsse (vgl. Lam et al. 2017, S. 7). Die Zeitintervalle für eine solche Evaluation sind keine fest definierte Größe, sondern obliegen der Entscheidung jedes Unternehmens (vgl. Addicott et al. 2019, S. 10). So kann die Überprüfung sowohl in festgelegten Intervallen erfolgen, als auch in unregelmäßigen Abständen, bspw. aufgrund bestimmter Ereignisse wie externer Preisvorgaben. Zu beachten ist dabei, dass der Aufwand und die Kosten der Evaluation in einem angebrachten Verhältnis zu den potenziellen Änderungen durch die Prüfung stehen (vgl. Abe et al. 2015a, S. 22).

Neben der Evaluation der CO₂-Bepreisung definiert der zeitliche Rahmen auch die Intervalle, in denen die Abgaben zu leisten sind bzw. grenzt die Handelszeiträume ein. Analog zur Höhe

der Bepreisung sollte auch die zeitliche Dimension innerhalb eines zweckmäßigen Bereiches liegen, um entsprechende Veränderungen hin zu einer klimafreundlichen Unternehmensgestaltung zu steuern und damit die Erreichung der eigenen Ziele zu gewährleisten. (vgl. Addicott et al. 2019, S. 10)

4.3. Arten der internen CO₂-Bepreisung

Die Einführung einer unternehmensweiten CO₂-Bepreisung kann in Form von verschiedensten Mechanismen erfolgen. In Abbildung 4.3 sind diese hierarchisch dargestellt.

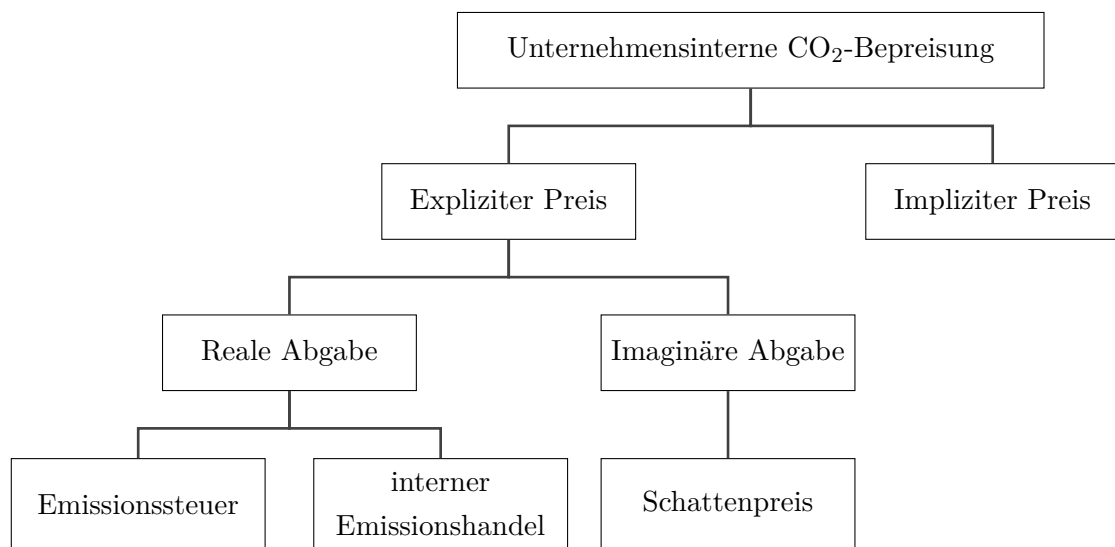


Abbildung 4.3.: Darstellung verschiedener Bepreisungsmechanismen

Die Einteilung erfolgt zunächst zwischen einem expliziten und einem impliziten Preis. Der explizite Preis kann unterteilt werden in eine real zu leistende Abgabe und eine fiktive Einpreisung von Emissionskosten.

Eine reale Abgabe wird sowohl bei einer internen CO₂-Steuer als auch bei einem internen Emissionshandel geleistet und bietet damit unmittelbar die Möglichkeit, eine monetäre Bewertung der sektoralen Emissionen vorzunehmen. Der Schattenpreis als imaginäre Abgabe hingegen beruht auf einer fiktiven Einbettung als Finanzinstrument, das die Kapitalkosten kohlenstoffarmer Technologien reduziert oder umgekehrt die Kosten von emissionsintensiven anhebt (vgl. Harpankar 2019, S. 220).

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die realen Abgaben, anschließend der Schattenpreis und zuletzt der implizite CO₂-Preis näher erläutert. Abschließend wird betrachtet welche Faktoren dazu beitragen, dass Unternehmen bestimmte Bepreisungsmechanismen bevorzugen.

4.3.1. Kohlenstoffsteuer

Die Kohlenstoffsteuer (CO₂-Steuer) kann als niederschwellige Art der Bepreisung angesehen werden. Zunächst sind die bereits benannten Dimensionen zu berücksichtigen und die Zahlungsmodalitäten innerhalb des Unternehmens auszugestalten.

In Abhängigkeit der Ausgestaltung der Dimensionen wird den entsprechenden Emissionen je Unternehmenseinheit ein realer monetärer Wert zugeordnet. Im Regelfall werden sowohl Scope 1 als auch Scope 2 Emissionen von einer solchen Abgabe erfasst. Scope 3 Emissionen werden oftmals nicht betrachtet, da diese vergleichsweise schwierig zu identifizieren sind (siehe Kapitel 2.2.1). Ausgenommen davon sind Scope 3 Emissionen im direkten Einflussbereich des jeweiligen Unternehmens, wie beispielsweise Geschäftsreisen. (vgl. Ahluwalia 2017, S. 3) Die Höhe der internen Kohlenstoffsteuer muss nicht zwingend unternehmensweit einheitlich sein (vgl. EPE 2016, S. 23), sondern kann zwischen Standorten, Unternehmenseinheiten oder auch Abteilungen variieren (vgl. Lam et al. 2017, S. 26). Laut Gagern et al. (2018, S. 3) kann es unter Umständen sinnvoll sein, den internen Preis an dem externen Preis auszurichten. Darüber hinaus kann der Preis auch je nach Geschäftstätigkeiten variieren und damit beispielsweise zwischen produktgekoppelten Emissionen und Geschäftsreisen unterscheiden. Von zentraler Bedeutung ist jedoch, dass das Unternehmen in der Lage ist, die THG-Emissionen der einzelnen Bereiche zu überwachen und die Steuer eine angemessene Höhe besitzt, um zu einer tatsächlichen Emissionsverringerung beizutragen. Die Einnahmen aus der Kohlenstoffsteuer werden an eine bestimmte Abteilung entrichtet und verbleiben somit innerhalb des Unternehmens (vgl. Ahluwalia 2017, S. 18). Diese Gelder können dann emissionsverringern reinvestiert werden, beispielsweise in energieeffizientere Technologien, um so die THG-Emissionen zu reduzieren (siehe Kapitel 5.2). Ebenso können damit aber auch Betriebsausgaben in klimafreundliche Projekte getätigt werden, um mittels Kompensation (siehe Kapitel 5.3) die CO₂-Emissionen des Unternehmens bilanziell zu verringern (vgl. Ahluwalia 2017, S. 4).

4.3.2. Interner Emissionshandel

Der interne Emissionshandel erfolgt grundsätzlich äquivalent zum externen Emissionshandel, wie in Kapitel 5.3 beschrieben wird. Das Hauptunterscheidungsmerkmal zur CO₂-Steuer besteht darin, dass kein fester Preis für eine emittierte Emissionseinheit (bspw. tCO₂) festgelegt wird (vgl. BMU 2019a, S. 2). Jedes Unternehmen legt die Gesamtmenge der auszustoßenden THG-Emission fest und distribuiert eine dementsprechende Menge an internen Emissionsberechtigungen. Die Zuteilung der Berechtigungen erfolgt dann auf Basis eines initialen CO₂-Accountings (siehe Kapitel 3). Das Preisniveau für eine Emissionseinheit ergibt sich in einem funktionierenden Handelssystem aus dem Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage von Emissionsberechtigungen (vgl. Jörling et al. 2019, S. 20). In Übereinstimmung mit den gesetzten Zielen ist es erforderlich, die Menge der zuteilungsfähigen Emissionsberechtigungen in gewissen Zeitintervallen zu reduzieren, um den Preis der Berechtigungen im gewünschten

Preisintervall zu halten und damit Anstrengungen zur Emissionsminderung zu fördern. Die Reduzierung der auszustoßenden Emissionsmenge erfordert jedoch ein hohes Maß an Sensibilität, wie das Beispiel des EU-ETS zeigt. Innerhalb dieses Systems fiel die zweite Handelsperiode (2008-2012) zusammen mit der Wirtschaftskrise 2008. Bedingt durch den darauf folgenden Wirtschaftseinbruch entstand ein Überangebot an Zertifikaten auf dem Markt (vgl. DEHSt 2015a, S. 5), was dementsprechend zu sinkenden Preisen führte (vgl. finanzen 2019, Zeitraum ab 2008). Ein solches Szenario kann ebenfalls innerhalb eines internen Handels auftreten und sollte durch Anpassungsmechanismen regulatorisch berücksichtigt werden.

Da der interne Handel grundsätzlich identisch zum externen Emissionshandel erfolgt, haben einige Unternehmen in der Vergangenheit die Möglichkeit genutzt, um sich auf die Umsetzung eines externen Emissionshandelssystems vorzubereiten und das Bewusstsein für die Bedeutung einer Emissionsbepreisung zu stärken (basierend auf Webinar der CPLC 2016, in Ahluwalia 2017, S. 7). Überdies kann das System dazu beitragen, ein besseres Verständnis für die Grenzvermeidungskosten von Emissionsreduktionsmaßnahmen zu entwickeln. In diesem Zusammenhang beschreiben die Grenzvermeidungskosten zusätzliche Kosten für Technologien, die dem Zweck der Emissionsverringerung dienen (vgl. Pindyck et al. 2018, S. 769).

4.3.3. Schattenpreis

Anders als die bisher beschriebenen Mechanismen ist der Schattenpreis nicht an eine finanzielle Transaktion innerhalb des Unternehmens gebunden, sondern fließt als fiktiver Wert in Finanzkalkulationen ein (vgl. EPE 2016, S. 16). Dementsprechend dient dieses häufig eingesetzte Instrument vermehrt der Risikobewertung von Investitionen und ist geeignet Emissionen im Rahmen einer Langfriststrategie zu verringern. Laut Ahluwalia (2017, S. 4) kann der imaginäre Preiszuschlag zusätzlich genutzt werden, um die Geschäftsstrategie auf zukünftig aufkommende externe CO₂-Emissionseinschränkungen vorzubereiten. Analog zur CO₂-Steuer muss auch der Schattenpreis nicht unternehmensweit einheitlich sein, jedoch wird dieser Preis in der Regel deutlich höher angesetzt aufgrund der langfristigen Ausrichtung dieses Mechanismus (vgl. Ahluwalia 2017, S. 4, 12).

Die Grundlage des Bepreisungsmechanismus bilden zum einen bestehende CO₂- oder Rohstoffpreise sowie Prognosen für diese. Zum anderen sollten aber auch technologische Faktoren in die Preisbildung eingeflochten werden, um auf zukünftige Änderungen, wie in Kapitel 7 beschrieben, vorbereitet zu sein.

Der Schattenpreis wird dementsprechend bei jeder Geschäftsentscheidung als Beschlussunterstützung einbezogen, um Investitionen zugunsten kohlenstoffarmer Alternativtechnologien wirtschaftlich zu ermöglichen. Auch wenn diese zum Zeitpunkt der Investition möglicherweise noch nicht ökonomisch oder ökologisch sinnvoll sind, können die alternativen Technologien unter Berücksichtigung eines Schattenpreises auf Basis erwartbarer Entwicklungen doch dazu beitragen, die THG-Reduktionsziele des Unternehmens zu erreichen (vgl. EPE 2016, S. 18).

4.3.4. Impliziter Preis

Abschließend bleibt der implizite Preis, welcher die Grenzvermeidungskosten sämtlicher Maßnahmen und Projekte des Unternehmens beschreibt, die dem Zweck dienen, die THG-Emissionen zu reduzieren (vgl. Ahluwalia 2017, S. 4). Das grundsätzliche Ziel dieser Bepreisung ist die Schaffung eines besseren Verständnisses des unternehmerischen CO₂-Fußabdruckes und damit das Aufzeigen der Auswirkungen des eigenen Handelns.

Da die Kalkulation dieses Preises auf der Basis von umgesetzten Emissionsminderungsmaßnahmen und -projekten erfolgt, ist laut EPE (2016, S. 21) die Schlussfolgerung zulässig, dass jedes Unternehmen mit einem Emissionsverringerungsziel über einen solchen Bepreisungsmechanismus verfügt. Auch wenn dieser nicht ausdrücklich aufgeführt wird, stellen doch die zusätzlichen Kosten der Emissionsverringerung einen impliziten Kohlenstoffpreis dar.

Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Mechanismen wird der implizite Preis retrospektiv kalkuliert (vgl. Ahluwalia 2017, S. 4). Weiterhin führt EPE (2016, S. 21) aus, dass die später erfolgende Kalkulation dieses Preises das Hemmnis begünstigt, divergente Anreize im Vergleich zu den expliziten Bepreisungsmechanismen zu schaffen. Jedoch ist ein definierter impliziter Preis geeignet als Benchmark für eine zukünftige explizite Bepreisung zu dienen. Darüber hinaus können unternehmensintern mehrere implizite Kohlenstoffpreise nebeneinander bestehen.

4.4. Auswahl des geeigneten Mechanismus

Laut EPE (2016, S. 21–23) ist die Entscheidung, welcher Mechanismus implementiert wird, insbesondere abhängig vom Sektor, in dem das Unternehmen tätig ist. Demnach tendieren Unternehmen aus emissionsintensiven Branchen, wie beispielsweise dem Energie- oder Chemiesektor, verstärkt dazu, den Schattenpreis einer realen Abgabe vorzuziehen. Umgekehrt favorisieren Unternehmen mit einem vergleichsweise geringen Emissionspotenzial eine CO₂-Steuer. Die Studie verweist darauf, dass die Verbindung von realen Abgaben und hohen THG-Emissionen dazu führt, dass neben den zu entrichtenden Zahlungen auch der Transaktionsaufwand zunimmt, was wiederum zu einer sinkenden Akzeptanz führt. Während dies insbesondere für die reale Abgabe in Form einer CO₂-Steuer gilt, wird der Emissionshandel auf betrieblicher Ebene häufig verwendet, um das Unternehmen auf ein kommendes externes Handelssystem vorzubereiten.

Die Autoren Gajjar et al. (2018, S. 17–18) koppeln die Entscheidung zu einem der Bepreisungsmechanismen an die Unternehmensstrategie und die entsprechenden Ziele. Sonach sollte die Kostensicherheit der Abgabe einer CO₂-Steuer dazu genutzt werden, Emissionen sowohl bei aktuellen als auch zukünftigen Investitionsentscheidungen zu reduzieren. Steht hingegen der Umfang der Emissionsreduktion im Vordergrund, ist der interne Emissionshandel der

geeignete Mechanismus. Ein Schattenpreis eignet sich dazu, den Einfluss zukünftiger Emissionsregulierungen auf die eigenen Geschäftstätigkeiten zu verstehen und zu berücksichtigen. Der implizite Preis eruiert vornehmlich die Effektivität der Emissionsminderungsmaßnahmen bezüglich der unternehmerischen Umweltauswirkungen und des Klimawandels.

Tabelle 4.1 stellt die wichtigsten Unterscheidungsmerkmale mit dem Ziel dar, die Entscheidungsfindung je nach individueller Kriteriumsgewichtung zu unterstützen.

Tabelle 4.1.: Effekte der Bepreisungsmechanismen auf den Geschäftsbetrieb (Kombination von Abe et al. 2015a, S. 14; UNFCCC 2016, S. 12)

Preisart	Auswirkungen auf				
	zeitlicher Einfluss	strategische Ausrichtung	Investitionen in Anlagen	Emissionsreduzierung	finanzielle Mittel
Implizit	Mittel- bis Langfristig	Organisatorisch/ Strategisch	Neue/ Bestand	Zukünftig	Capex
Imaginär	Mittel- bis Langfristig	Strategisch	Neue	Zukünftig	Capex
Real	Kurz- bis Langfristig	Organisatorisch	Bestand	Aktuell	Opex

Erkennbar wird dadurch, dass lediglich dem realen Preis eine kurzfristige Emissionsminderung zugesprochen wird. Die weiteren Bepreisungsarten sind durch deren strategische Ausrichtung mit einem langfristigen Zeithorizont versehen. Anhand deren Wirkungsweise auf Neuinvestitionen stellen diese beiden Preismechanismen jedoch eine liquiditätswirksame Ausgabe dar. Die anzuschaffende Technologie kann durch die Einbeziehung des Preisaufschlages mitunter teurer sein als eine vergleichbare, aber emissionsintensivere Technologie. Demgegenüber verbleiben die finanziellen Mittel sowohl der CO₂-Steuer als auch des Handels innerhalb des Unternehmens und können wiederum für emissionsenkende Maßnahmen eingesetzt werden, die langfristig zu Kosteneinsparungen führen (siehe Kapitel 5.1).

4.5. Zusammenspiel verschiedener Mechanismen

Bezugnehmend auf die vorherigen Kapitel der unterschiedlichen Bepreisungsarten sowie der unterschiedlichen Zielbeschreibungen, wird in diesem Kapitel auf die Kombinationsmöglichkeiten unterschiedlicher Mechanismen eingegangen inklusive einer Betrachtung des Zusammenspiels aus betriebsinternen und -externen Bepreisungsmechanismen.

Mehrere interne Mechanismen

Innerhalb eines Unternehmens können zwei oder mehr Bepreisungsmechanismen koexistieren, auch wenn sie prinzipiell unterschiedliche Ziele verfolgen. Alle genannten Quellen stimmen darin überein, dass sich verschiedene Bepreisungsmechanismen ergänzen können und anhand der unterschiedlichen zeitlichen Wirkungsweisen (siehe Tabelle 4.1) auch genutzt werden sollten. So können kurzfristig die Emissionen eines Unternehmens durch die Einführung eines realen Kohlenstoffpreises reduziert werden, während die parallele Nutzung eines Schattenpreises langfristig ausgerichtet ist (vgl. EPE 2016, S. 23). Anhand dieser beiden Mechanismen können sowohl kurzfristige, als auch langfristige Unternehmensziele erreicht werden. Die gemeinsame Nutzung mehrerer expliziter Preismechanismen ist demnach möglich und sollte je nach strategischem Unternehmensziel in Betracht gezogen werden.

Die Implementierung der expliziten Bepreisung und der Berechnung des impliziten Preises stellt ebenfalls keinen Widerspruch dar. Da diese die Grenzvermeidungskosten der Emissionsreduzierungsmaßnahmen abbildet, kann eine Abhängigkeit zu den anderen Bepreisungen bestehen. Insbesondere wenn, mittels der Einnahmen einer realen Abgabe, Investitionen in Umweltschutzprojekte erfolgen oder aufgrund eines Schattenpreises für emissionsarme Technologien genutzt werden. Anhand dessen kann geschlussfolgert werden, dass die Nutzung von expliziten und impliziten Kohlenstoffbepreisungen sich gegenseitig beeinflussen und damit keine unabhängige Berechnung des letzteren zulassen.

Die Beschreibung der Bepreisungsarten und deren Charakteristika verdeutlicht, dass die spezifischen Eigenschaften des Unternehmens und die Zielstellung der Bepreisung für die Implementierung mehrerer Mechanismen von Relevanz sind. Entscheidende Eigenschaften sind in diesem Zusammenhang beispielsweise die Unternehmensgröße, die klimabedingten Ziele oder der Sektor.

Externe und interne Mechanismen

Entsprechend der Zielsetzung kann eine interne Emissionsbepreisung auch als Vorbereitung auf oder in Kombination mit einer externen Regulierung verwendet werden. Außerhalb eines Unternehmens existieren reale Abgaben in Form einer Steuer oder eines Handels (vgl. Herzig et al. 2019, S. 9). Aus diesem Grund erfolgt die Kombination der internen Abgaben, basierend auf den vier vorgestellten Bepreisungsmechanismen, stets in Kombination mit einem externen realen Preis.

Ein bestehender externer CO₂-Preis verleitet laut Harpankar (2019, S. 222) Unternehmen dazu, die Höhe des internen CO₂-Preises an den äußeren Einflüssen auszurichten. Unterliegen Unternehmen dahingegen mehreren Regulierungen oder keiner äußeren Beeinflussung, führt dies zu divergenten Preishöhen (siehe Kapitel 4.6). Betriebsinterne und externe CO₂-Preise schließen sich folglich nicht aus, sondern können bei einer entsprechenden Preishöhe einander fördern. Ebendiese Förderung entsteht, wenn die Ankündigung einer externen Bepreisung Unternehmen dazu veranlasst, einen eigenen Preis einzuführen, um auf die induzierte Veränderung vorbereitet zu sein (vgl. Ahluwalia 2017, S. 7). In gleicher Weise gilt dies für eine Verschärfung des externen Preises, der in der Lage ist, analog eine interne Anhebung durchzusetzen. Auf der anderen Seite kann eine ansteigende Anzahl von Unternehmen mit einer internen Bepreisung externe Anreize schaffen, einen solchen Preis einzuführen. (vgl. Gagern et al. 2018, S. 4)

4.6. Monetarisierungsansätze

In den vorangegangenen Abschnitten wurden allgemeingültige Aspekte einer Kohlenstoffbepreisung zur Erreichung der unternehmerischen Emissionsminderungsziele anhand der Dimensionen sowie der verschiedenen Mechanismen erläutert. Während die Dimensionen Weite, Tiefe und Zeit unmittelbar an die Unternehmensziele gekoppelt bzw. darauf ausgerichtet sind, ist die Dimension Höhe je nach Bepreisungsart oftmals an äußeren Einflüssen ausgerichtet (siehe Abschnitt 4.5). Des Weiteren ist die angemessene Höhe eines CO₂-Preises in Verbindung mit den zeitlich terminierten Zielen von essentieller Bedeutung, um zur geplanten Emissionsreduzierung beitragen zu können.

Zur Ermittlung der Höhe einer CO₂-Bepreisung existieren verschiedenste Möglichkeiten, die im Folgenden erläutert und verglichen werden. Danach wird ein Überblick über die verschiedenen Höhen gegeben, was einen Benchmark des jeweils geplanten Preises ermöglicht.

4.6.1. Schadenskosten

Ein grundsätzlicher Ansatz zur Designation einer Bepreisungshöhe sind die Schadenskosten, auch als social cost of carbon bezeichnet. Dieser Ansatz berücksichtigt die Schäden einer bestimmten Menge emittierter THG-Emissionen auf Gesellschaft und Umwelt (vgl. Bünger

et al. 2018, S. 35–36). Ergo wird den Auswirkungen der THG-Emissionen, wie beispielsweise Ertragsausfällen der Landwirtschaft, ein monetärer Wert zugeordnet. Dabei wird auch berücksichtigt, dass der Zeitpunkt heutiger Entscheidungen und deren Umsetzung, insbesondere bei ökonomischen Projekten, direkten Einfluss auf die Kosten und den Nutzen hat (vgl. Matthey et al. 2019, S. 30). Bezogen auf ein Unternehmen sind es folglich die Schäden, die aufgrund der Emissionen der Geschäftstätigkeiten auftreten.

Jedoch werden die Schadenskosten in Kategorien unterteilt was die Preishöhe variieren lässt (vgl. Gagern et al. 2018, S. 2). Die vom UBA ermittelten Kosten lagen 2016 bei 180 €/t_{CO_{2e}} und steigen der Prognose nach bis 2030 auf 205 €/t_{CO_{2e}} an (vgl. Matthey et al. 2019, S. 9). Dieser Preis liegt damit sowohl über dem europäischen Emissionshandelspreis (EU-ETS)²¹ von 20-25 €/t_{CO_{2e}} (vgl. finanzen 2019) als auch über dem, im geplanten Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)²², festgelegten Preis von 25 €/t_{CO_{2e}} (2021) bzw. 65 €/t_{CO_{2e}} (2026) (vgl. BMJV et al. 2019)²³. Dementsprechend ergibt sich eine eklatante Lücke zwischen umgesetzten Bepreisungshöhen und den ermittelten Folgekosten.

4.6.2. Vermeidungskosten

Zur Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten wird die gewählte Technologie zur Emissionsreduzierung einer zuvor festgelegten Referenztechnologie gegenübergestellt (vgl. Beer 2009, S. 12). Auf Unternehmensebene entsprechen die Vermeidungskosten demnach den anfallenden Kosten für eine oder mehrere umgesetzte Maßnahmen zur Emissionsminderung (vgl. Gagern et al. 2018, S. 2–3).

Die Berechnung der Vermeidungskosten erfolgt nach Gagern et al. (2018, S. 2–3) über die anfallenden Kosten abzüglich der Kosteneinsparung. Dabei sind in den durch eine Maßnahme entstehenden Kosten sowohl die Investitions- als auch die Betriebskosten zu inkludieren (vgl. Beer 2009, S. 12). Die aus der Kostenberechnung folgende Differenz wird durch die eingesparten THG-Emissionen dividiert.

$$\text{Vermeidungskosten} = \frac{(\text{Investitionskosten} + \text{Betriebskosten}) - \text{Kosteneinsparung}}{\text{THG} - \text{Reduzierung}} \quad (4.1)$$

Mithilfe der Vermeidungskosten können Maßnahmen hinsichtlich ihres Einsparungspotenzials verglichen, aber auch verschiedenste Maßnahmen innerhalb eines Unternehmens sortiert und somit für eine Umsetzung priorisiert werden.

Entsprechend der Gleichung 4.1 kann das Ergebnis auch negativ sein, was bedeutet, dass die berechnete Maßnahme eine größere Kosteneinsparung zur Folge hat, als diese zum aktuellen Zeitpunkt kostet. Je nach Zielstellung der Emissionseinsparung können anhand der Vermeidung

²¹Berücksichtigt neben CO₂, zwei weitere Treibhausgase: Distickstoffmonoxid und Perfluorkohlenwasserstoffe.

²²Berücksichtigt alle Treibhausgase des Kyoto-Protokolls.

²³Nicht angepasst nach Kompromiss im Vermittlungsausschuss. Kompromiss mit Festpreisen für 2021 von 25 € und Anstieg bis 2026 auf mindestens 55 € und höchstens 65 €.

dungskosten die Anzahl der umzusetzenden Maßnahmen bestimmt werden. Dabei gilt: Je höher die gesetzten Ziele liegen, umso mehr Maßnahmen sind erforderlich.

Die Kombination von verschiedenen Maßnahmen liefert zudem eine unternehmensspezifische Höhe der Vermeidungskosten und kann somit genutzt werden, die Kosten zur Einsparung einer Emissionseinheit innerhalb des Unternehmens aufzuzeigen. Der CO₂-Vermeidungskostenpreis ermöglicht es folglich, transparent darzustellen, was die Reduzierung einer definierten Menge Kohlenstoffdioxid kostet. (vgl. Gagern et al. 2018, S. 3)

4.6.3. Weitere Möglichkeiten

Neben den bereits genannten Möglichkeiten zur Bestimmung eines angemessenen Preisniveaus bestehen weitere Möglichkeiten für Unternehmen, die Höhe eines internen Preises festzulegen. Im Folgenden werden diese dargestellt.

Politische Preise

Wie bereits im Zusammenspiel verschiedener Bepreisungsmechanismen vorgestellt, gibt es eine Beeinflussung von internen und externen Preisen. Dementsprechend bieten diese auch die Möglichkeit, die Preishöhe an bereits bestehenden Preismodellen auszurichten. Dabei muss das jeweilige Unternehmen nicht unmittelbar von diesem externen Preis betroffen sein, sondern kann diesen auch aus anderen Ländern zur Orientierung verwenden.

Die im Anhang dargestellte Abbildung A.5 nach Daten der World Bank Group et al. (2019, S. 26) zeigt allerdings eine sehr breite Streuung für Kohlenstoffsteuern von unter 1 US\$/tCO_{2e} in Mexiko bis zu 127 US\$/tCO_{2e} in Schweden. Die Auswertung zeigt aber auch, dass das Preisniveau des europäischen Handelssystems bereits die Obergrenze der Kosten je Zertifikat innerhalb eines Emissionshandelssystems darstellt. Zum anderen wird ersichtlich, dass weniger als 5% der externen CO₂-Preise über dem Niveau liegen, das nötig wäre, um die Erderwärmung nach dem Pariser Abkommen zu begrenzen (vgl. World Bank Group et al. 2019, S. 22). Demgegenüber steht etwa die Hälfte der Bepreisungen mit einer Höhe geringer als 10 US\$/tCO_{2e}, die einen kaum nennenswerten Emissionseinfluss haben dürfte.

Die breite Streuung der Preishöhen zeigt, dass es für Unternehmen äußerst schwierig ist, sich an externen Preisen zu orientieren. Es sollten stets die Rahmenbedingungen verglichen werden, um zu entscheiden, ob der jeweilige Preis im eigenen Kontext angemessen ist.

Benchmarking

Zur Preisermittlung eignet sich ebenfalls ein Benchmarking, also der Vergleich mit anderen Unternehmen (vgl. Gagern et al. 2018, S. 3). Die regelmäßigen Berichte des CDP (2017, S. 8) bieten dazu eine Grundlage. Diese fassen Auskünfte von rund 1.389 Unternehmen aller Kontinente und Branchen bezüglich des jeweiligen Status der unternehmensinternen CO₂-Bepreisung zusammen. Damit haben Unternehmen die Option, den eigenen Preis nach der

Lokalisierung oder dem gemeinsamen Sektor auszurichten.

Gleichwohl zeigt der Vergleich nach Sektoren in Abbildung 4.4 eine starke Variation der Preishöhe. Demzufolge lautet die Empfehlung für ein Benchmarking zur Festlegung der internen CO₂-Preishöhe, trotz erhöhten Aufwandes, zusätzliche unternehmensspezifische Kriterien in den Vergleich einzubeziehen. Dies gewährleistet eine Orientierung an vergleichbaren Unternehmen.

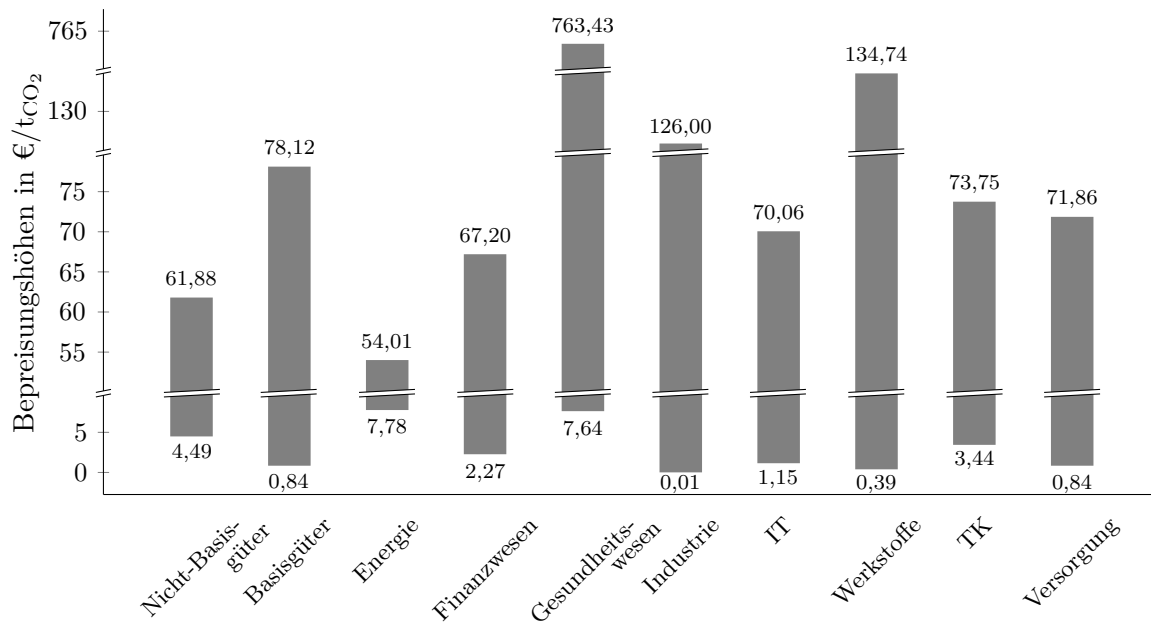


Abbildung 4.4.: Preisrange in Abhängigkeit der Branchen (angelehnt an CDP 2017, S. 30 ff.)

Laut Gagern et al. (2018, S. 3) zeigt die Auswertung der CDP (2017) Daten eine dominierende CO₂-Preishöhe von rund 30 €/tCO₂e.

2 °C-Ziel

Die Zielstellung des Pariser Klimaabkommens mit der Begrenzung des weltweiten Temperaturanstieges auf maximal 2 °C kann in Verbindung mit einem monetären Wert ebenfalls als preisliche Orientierung für Unternehmen dienen. Dazu hat die Carbon Pricing Leadership Coalition (CPLC 2017, S. 50) einen Preis von 40–80 US\$/tCO₂ bis 2020 und 50–100 US\$/tCO₂ bis 2030 ermittelt. Allerdings wirkt dieser Preis nur dann, wenn er weltweit unterstützt und auch eingeführt würde. Ansonsten wäre die Wirkung nicht ausreichend und würde, um das 2 °C-Ziel dennoch zu erreichen, für die Unterstützer deutlich höher ausfallen müssen. Gleichwohl ist anzumerken, dass die vom CPLC ermittelte Preishöhe auf Kohlendioxid beschränkt ist, sodass andere Treibhausgase mit einem ungemein höheren Emissionsfaktor nicht berücksichtigt werden. Demzufolge liegt der Preis, der sowohl alle THGase berücksichtigt als auch die Zielstellung des Pariser Klimaabkommens verfolgt, deutlich oberhalb dieses Niveaus.

4.6.4. Vergleich und Fazit

Die Darstellung der Preiskorridore und der Durchschnittswerte in Abbildung 4.5 zeigt, dass die Preise nicht nur innerhalb eines Ansatzes zur Ermittlung der Höhe, sondern auch insgesamt stark variieren.

Die Höhe der politischen Preise und des Benchmarkings zeigen zwar eine breite Verteilung, aber die Kennwerte des vorherrschenden Preisniveaus liegen im unteren Bereich der Spanne. Die Kennwerte bilden die Preishöhe ab, unter der sich mehr als die Hälfte aller in dem Preismechanismus berücksichtigten Unternehmen befinden (vgl. World Bank Group et al. 2019, S. 22). Ein Grund dafür ist die Sicherstellung der Akzeptanz eines Bepreisungsmechanismus. Da von den Dimensionen insbesondere die Preishöhe einen merklichen Einfluss auf alle Stakeholder ausübt, führt dies dazu, dass die Höhe in der Regel niedrig angesetzt wird. Die hohen Preise innerhalb der Daten des CDP (2017) stellen im Rahmen der unternehmensinternen Bepreisung eine Ausnahme dar. So liegt der höchste Wert um das sechsfache über dem darauf folgenden Wert.

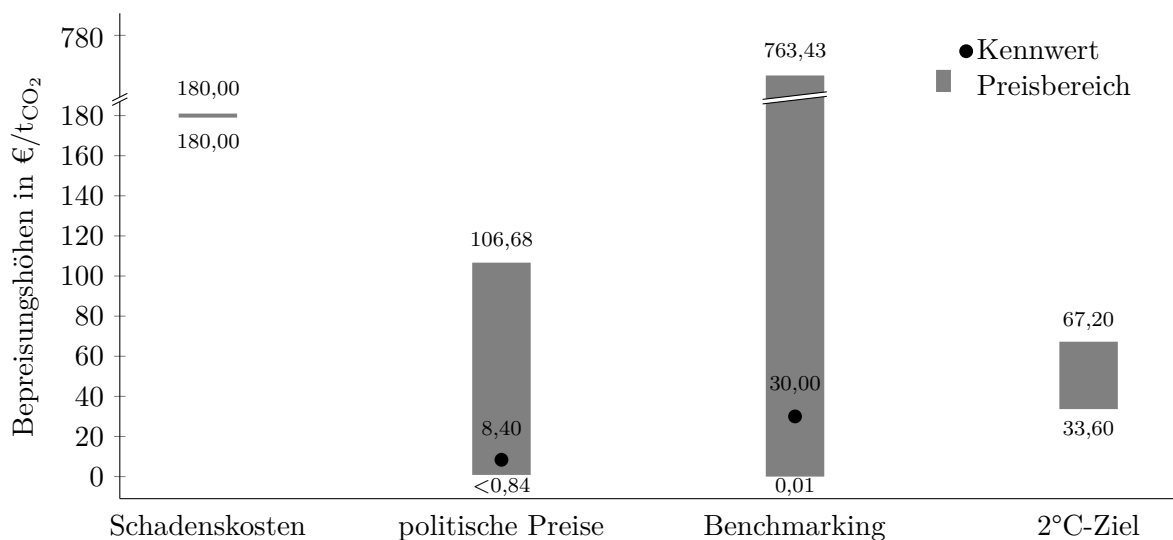


Abbildung 4.5.: Vergleich der Preishöhen

Die Vermeidungskosten können an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden, da die entsprechende Preishöhe abhängig von den Maßnahmen sowie der Referenztechnologie ist und damit nur individuell bestimmt werden kann, auch wenn laut Gagern et al. (2018, S. 3) die Vermeidungskosten die von Unternehmen am häufigsten eingesetzte Methode sind.

Kommt es jedoch verstärkt auf die Wirksamkeit einer Bepreisung zur Verringerung der Emissionen an, so sind die Preishöhe des 2°C-Ziels oder der Ansatz der Schadenskosten aus ökologischer Sicht zu favorisieren. Die Grundlage dieser Preishöhen bilden definierte Ansätze und Ziele, sodass eine Sensibilisierung der negativen Auswirkungen der emittierten THG-Emissionen erfolgen kann.

Die wesentlichen Faktoren bei der Ermittlung einer angemessenen Preishöhe sind zunächst unabhängig von den Bepreisungsmechanismen. Im Rahmen der Entscheidungsfindung sollten neben den Zielen auch der Umfang der dadurch beeinflussten Emissionen berücksichtigt werden. Der Zielaspekt beschreibt, ob die Kohlenstoffbepreisung mit einem hohen Preis die Emissionsreduzierung befördern soll oder der Vorbereitung auf externe Regulierungen mit einem niedrigeren Preis dienen soll. Ist das Ziel eine Verbesserung der unternehmerischen Umweltauswirkungen, aber werden nicht alle Treibhausgase innerhalb des Einflussbereiches erfasst, sollte der Preis höher ausfallen. Der Detaillierungsgrad der erfassten Emissionen trägt damit ebenso zur Ermittlung der Bepreisungshöhe bei. Damit wird deutlich, dass es kein allgemeingültiges Vorgehen zur Definition der angemessenen Preishöhe gibt. Vielmehr muss individuell festgelegt werden, welche Faktoren bei der Preisermittlung eine Rolle spielen und wie diese priorisiert werden.

Klimaneutralität und die Ausprägungen der Emissionsreduktion

Der Weg zur Klimaneutralität basierend auf den drei etablierten Stufen ist zwar allgemein anerkannt, aber der Begriff der Reduzierung ist uneindeutig, da dieser lediglich aussagt, dass Emissionen vermindert werden sollen, aber nicht beschreibt, was der Grenzwert für eine ausreichende Emissionsreduktion ist. Dementgegen trifft der Begriff „Minimieren“ mit der Definition, etwas auf ein Minimum zu senken, den wesentlichen Kern dieses Schrittes. Um bestimmte Produkte oder Dienstleistungen als klimaneutral zu kennzeichnen, sind demnach zuerst vorhandene Einsparpotenziale voll auszuschöpfen und erst nach der Minimierung des Energiebedarfs unvermeidbare CO₂-Emissionen auszugleichen. Dies geschieht zunächst über den Einsatz emissionsarmer Energieträger basierend auf regenerativen Quellen. Erst wenn sich die Emissionen nicht weiter minimieren oder substituieren lassen, sollten diese durch Klimaschutzprojekte kompensiert werden. Die Reihenfolge der Aufzählung stellt gleichzeitig eine Prioritätenverteilung dar, deren Abfolge verdeutlicht, dass der Hauptanteil der Treibhausgasreduzierung über Minimierung und Substitution erfolgt und lediglich ein kleiner unvermeidlicher Rest anschließend über Kompensationsmaßnahmen abgedeckt wird. Wie jedoch in Kapitel 2 dargelegt, verfolgen die meisten Organisationen die Strategie den überwiegenden Teil ihrer Emissionen zu kompensieren.

Eine glaubwürdige Kommunikation der unternehmerischen klimaneutralen Aktivität setzt vor allem darauf, dass die Prozesse zur Realisierung der Klimaneutralität transparent und nachvollziehbar dargestellt werden (vgl. Reinmuth 2006, S. 58). Die Qualität einer Maßnahme zur Klimaneutralität muss sich an der ökologischen Integrität, ihrem Beitrag zur unternehmerischen Gesellschaftsverantwortung und schlussendlich an der politisch gefassten Zielsetzung

messen lassen (vgl. Zimen 2008, S. 27). Ein Mittel zur Stärkung der Glaubwürdigkeit, in Bezug auf die Umweltfreundlichkeit und Nachhaltigkeit des Unternehmens, liegt damit in der Art der ergriffenen Maßnahmen und den angewandten Qualitätsstandards. Da jeder der drei Schritte auf dem Weg zum klimaneutralen Unternehmen diverse mögliche Maßnahmen umschließt, wird in diesem Kapitel eine Übersicht erfolgen. Neben der Darstellung der Handlungsoptionen wird die Nachhaltigkeit der Maßnahmen analysiert sowie deren Beitrag zum globalen Klimaschutz und den nationalen Minderungsverpflichtungen eingeordnet.

Die nachfolgende Auswertung der Emissionsverringerungsmaßnahmen ist auf den elektrischen Energiebedarf beschränkt. Aufgrund des höheren Emissionsfaktors dieses Energieträgers im deutschen Strommix ist der Beitrag zum Klimaschutz wesentlich höher als beispielsweise der von Erdgas zur Wärmeerzeugung. Somit sind im Jahre 2020 Technologien basierend auf der Nutzung von Erdgas aus ökologischer Sicht besser. Erst durch den zunehmenden Ausbau der erneuerbaren Energien kommt es zu einer Verschiebung dieses Verhältnisses, sodass der Zeitpunkt und die relevanten Faktoren in Kapitel 7 weitergehend analysiert werden.

5.1. Minimieren

Bezogen auf den Klimaschutz sollten alle THG-Emissionen konsequent durch Optimierungs- und Investitionsmaßnahmen vermieden bzw. minimiert werden. Solche Maßnahmen können in vielfältiger Weise realisiert werden. Die wesentlichen Energieeinsparpotenziale bieten Investitionen in energieeffiziente Gebäude, Maschinen, Geräte und Technologien, aber auch Verhaltensänderungen sind probate Methoden ohne direkten Einsatz finanzieller Mittel. Energieeffizienzmaßnahmen und der damit verbundene sinkende Energieverbrauch fördern außerdem nicht nur den Klimaschutz, sondern können auch zu geringeren Energiekosten, zu einer Steigerung des Unternehmenswertes und einer Erhöhung von Marktanteilen beitragen (vgl. Zimen 2008, S. 8).

Während die Daten des BMWi (2019b, S. 15) bei der Verringerung der THG-Emissionen noch mäßige Erfolge hinsichtlich der nationalen Klimaschutzziele ausweisen, beläuft sich die Reduzierung des Energieverbrauchs auf einem niedrigen einstelligen Prozentsatz. Trotzdem errechnen Pehnt et al. (2011, S. 21) für die Industrie ein Einsparpotenzial von 50,3 TWh bis 2020 und für den Gewerbe, Handel und Dienstleistungs (GHD)-Sektor von rund 26 TWh. Dieses Potenzial soll bis 2030 durch technologische Entwicklungen auf 71,7 TWh bzw. 39,2 TWh ansteigen. Jedoch haben diese Potenziale in der Vergangenheit nicht ausgereicht, wie der Energiebedarf zwischen 1990 und 2018 mit einem Rückgang von lediglich 5 % aufzeigt (vgl. UBA 2020a).

Trotz der Relevanz der Minimierung und der langfristigen Ausrichtung von Energieeffizienzmaßnahmen werden in vielen Unternehmen nur Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz realisiert, deren Amortisationszeit höchstens drei Jahre beträgt (vgl. Blesl et al. 2017, S. 30). Laut der Analyse von Gackstatter et al. (2013, S. 17) berechnen rund 63 % der befragten Unternehmen die Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen anhand der Amortisationszeit, die jedoch kein Maß der Rentabilität, sondern der Risikobewertung darstellt. Somit kann die alleinige Verwendung der Methodik zur Wirtschaftlichkeitsberechnung ein Hindernis darstellen, welches die Umsetzung von rentablen Maßnahmen der Energieeffizienz ausschließt. Des Weiteren ist aufgrund der wachstumsorientierten, politischen und wirtschaftlichen Ausrichtung nicht mit einer drastischen Reduzierung des Energiebedarfs in den kommenden Jahren zu rechnen, wie die realen Entwicklungen bestätigen. Sauer et al. (2016, S. 5–7) zufolge führen vorrangig finanztechnische Hemmnisse, durch die zeitliche Diskrepanz zwischen Kosten und Nutzen, sowie die teilweise geringen Einsparungen und langen Amortisationszeiten, bedingt durch viele kleine Projekte und Handlungsfelder, zu einer Limitierung der Maßnahmen. Ebenso ergeben sich aus der globalen Aufstellung, der Fragmentierung von Geschäftsfunktionen, den hierarchischen Verhältnissen in Unternehmen und der unterschiedlichen Ausrichtung hinsichtlich einer wirtschaftlichen bzw. technischen Betrachtung sowohl organisatorisch-formale Hemmnisse als auch Hindernisse aufgrund der Priorisierung. Dementsprechend zeigt die reale Entwicklung, dass Reduzierungen durch eine steigende Nachfrage von Waren und Dienstleistungen sowie den damit einhergehenden erhöhten Energiebedarf im Produktionsprozess, dem Transport und den Verkauf ausgeglichen werden. Dies wird durch die Auswertung der IEA (2019a, S. 27) bestätigt. Somit werden Investitionen in Energieeffizienz durch die Komplexität sowie die verhältnismäßig schlechte Darstellung und Wahrnehmung nicht der entsprechende Stellenwert beigemessen, obwohl dies der zentrale Teil der Minimierung ist. Demgegenüber sind die meisten Möglichkeiten der beiden Schritte der Substituierung und Kompensation verhältnismäßig einfach umzusetzen, sodass diesen in der Regel eine deutlich höhere Priorität beigemessen wird.

5.1.1. Bewertungsgrößen der Effizienz

Die folgenden Abschnitte bieten einen Vergleich der Wirtschaftlichkeitsberechnungen im Bereich Energie. Dies dient der Ableitung einer geeigneten Strategie zur Erfüllung der Minimierungsverpflichtung im Zusammenhang mit einer glaubhaften und nachhaltigen Klimaneutralität sowie einer generellen Bestimmung des Effizienzpotenzials. Die nachfolgenden Grundlagen der Wirtschaftlichkeitsberechnung entstammen, sofern nicht anders gekennzeichnet, dem betriebswirtschaftlichen Lehrbuch von Wöhe et al. (2016, S. 470–510).

Im unternehmerischen Kontext stehen sämtliche Investitionen im Wettbewerb zueinander, so auch Investitionen in Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Da finanzielle Mittel

endlich sind, werden Investitionen mit der besten Rentabilität üblicherweise getätigt, sodass eine Gewinnmaximierung gegeben ist. Dementsprechend weist die Rentabilität das Verhältnis von erwirtschaftetem Gewinn zu eingesetztem Kapital aus.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Energieeffizienzmaßnahmen wird zunächst nach der Zielstellung beurteilt. Die relative Wirtschaftlichkeit setzt voraus, dass zwei oder mehr Investitionsalternativen miteinander verglichen werden. Die absolute Wirtschaftlichkeit wiederum basiert auf festgelegten Grenzen für das eingesetzte Kapital. Beide Varianten können als Bewertungskriterium für Investitionsentscheidungen eingesetzt werden. (vgl. Paeger 2020) Neben der Zielstellung werden die Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung hinsichtlich der zeitlichen Betrachtung in statische und dynamische Verfahren unterteilt.

Ein häufig angewendetes Verfahren ist die statische Amortisationszeit. Diese Kennzahl beschreibt die Zeitspanne, bis das eingesetzte Kapital einer Investition wieder in die Unternehmung zurückgeflossen ist. Die statische Amortisationszeit beschreibt demnach lediglich die Kapitalrücklaufzeit und ist primär als Risikoindikator geeignet.

$$AZ = \frac{I_0(-RW)}{G + Ab} \quad (5.1)$$

Die statische Amortisationszeit (AZ) in Gleichung 5.1 setzt sich zusammen, aus dem Anschaffungswert (I_0) abzüglich eines eventuell verbleibenden Restwertes (RW) dividiert durch den durchschnittlichen Rückfluss der Investitionen. Der Rückfluss berechnet sich wiederum aus dem jährlichen Gewinn (G) zuzüglich der Abschreibung (Ab). Dabei gilt: Je kürzer die Amortisationszeit, desto geringer ist das Risiko.

Statische Verfahren, wie die Kosten-, Gewinnvergleichsrechnung, die statische Amortisationsrechnung und die Rentabilität vernachlässigen weitestgehend zeitliche Effekte. Somit sind diese Verfahren generell nur bei kurzen Betrachtungszeiträumen angebracht. Im Rahmen von industriellen Energieeffizienzprojekten werden zwar kurze Amortisationszeiten gefordert, aber die Nutzungsdauer von Maschinen und Anlagen beträgt dabei oft viele Jahre und die Energiepreise sind nicht konstant, sodass Veränderungen innerhalb der Nutzungsdauer nur durch dynamische Verfahren abgebildet werden. Dazu zählen laut Blesl et al. (2017, S. 27) unter anderem die in Tabelle 5.1 aufgeführten Methoden.

Tabelle 5.1.: Übersicht zur wirtschaftlichen Bewertung von Effizienzmaßnahmen

Methoden	Beschreibung
Kapitalwertmethode	zinst die Zahlungen zeitlich auf den Anschaffungszeitpunkt ab ²⁴ , sodass die Summe der Zahlungen den Kapitalwert der Investition bildet
Interner Zinsfuß	ermittelt die effektive Verzinsung einer Investition
Annuitätenmethode	rechnet eine Investition in eine gleichbleibende jährliche Auszahlung um
dyn. Amortisationsrechnung	ermittelt die Zeitdauer bis zur Wiedergewinnung des eingesetzten Kapitals unter Berücksichtigung von Zinsen, Nutzungsdauer und weiteren Einflüssen wie Kostensteigerungen

5.1.2. Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Energieeffizienz

Die statischen Methoden berücksichtigen keine Veränderungen innerhalb der Nutzungsdauer und geben somit nicht den exakten Sachverhalt wieder. Diese Verfahren sind geeignet, eine überschlägige Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Energieeffizienzmaßnahmen zu liefern, während dynamische Verfahren hingegen deutlich genauer, aber auch komplexer in der Anwendung sind.

Investitionen in Energieeffizienzmaßnahmen können sowohl bei langer Nutzungsdauer als auch bei Amortisationszeiten von über drei Jahren noch attraktive interne Verzinsungen bieten, wie Tabelle 5.2 zeigt. Demnach kann eine Anlage mit einer Nutzungsdauer von fünfzehn Jahren bei einer Amortisationszeit von vier bis fünf Jahren eine interne Verzinsung von rund 20 % aufweisen.

²⁴Ermittelt das Anfangskapital aus einem gegebenen Endkapital.

Tabelle 5.2.: Interne Verzinsung von Investitionen in Energieeffizienz als Funktion von geforderter Amortisationszeit und Nutzungsdauer (angelehnt an Jochem et al. 1996, S. 480)

Statische Amortisationszeit in Jahren	Anlagennutzungsdauer in Jahren												
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20	25
	Interne Verzinsung in %												
1	62	84	93	97	98	99	100	100	100	100	100	100	100
2	0	23	35	41	45	47	48	49	49	50	50	50	50
3	neg.	0	13	20	24	27	29	30	31	32	33	33	33
4	neg.	neg.	0	8	13	16	19	20	21	23	24	24	24
5	neg.	neg.	neg.	0	5	9	12	14	15	17	18	19	19
6	neg.	neg.	neg.	neg.	0	4	7	9	11	13	14	15	15
7	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.	0	3	5	7	9	11	12	12
8	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.	0	2	4	7	9	10	10

Rentable Investition
 Investition mit einer internen Verzinsung zwischen 0% und <10%
 Nicht rentable Investition

Somit sollte mindestens die interne Verzinsung als zusätzliches Kriterium zur Bewertung der Rendite herangezogen werden, um diese wirtschaftlichen Investitionsmöglichkeiten zu erschließen. Jedoch setzen viele Unternehmen eine Amortisationszeit von 3 Jahren voraus, was insbesondere im Produktionsbereich mit langen Nutzungsdauern einer Verzinsung von 50 % oder aber mindestens 30 % Prozent entspricht. Demnach sind zu hohe Amortisationsanforderungen ein wesentliches Hemmnis bei der Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen trotz hoher Renditen (vgl. Paeger 2020). Darüber hinaus fordern auch die gesetzten Regulierungen der ISO 50001, bei der Kriterienauswahl zur Beschaffung von Produkten und Einrichtungen solche mit einem wesentlichen Einfluss auf die energiebezogene Leistung innerhalb der Nutzungsdauer zu berücksichtigen. Gleiches gilt für das Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G). Dieses fordert mindestens eine Methode der Kapitalwertberechnung zu berücksichtigen.

5.1.3. Grenzen der Effizienz

Das Potenzial von Energieeffizienzmaßnahmen ist durch technische und wirtschaftliche Grenzen limitiert. Technische Restriktionen resultieren unter anderem aus Investitionszyklen, der

technischen Optimierung und der Marktreife der jeweiligen Technologien. Wirtschaftliche Grenzen bleiben trotz einer Ausdehnung der Amortisationszeit vorhanden. Selbst unter Berücksichtigung einer neutralen Verzinsung können nicht sämtliche Effizienzpotenziale erschlossen werden, da Kombinationen von kurzer Nutzungsdauer und längerer Amortisationszeit eine negative Verzinsung aufweisen. Die Grundlage zur Bestimmung der Grenzen energetischer Effizienzmaßnahmen bildet ein Forschungsvorhaben des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung im Auftrag des Umweltbundesamtes zur Bestimmung von Potenzialen, Hemmnissen und Instrumenten mit dem Ziel, den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen in diversen industriellen Branchen zu senken (vgl. Fleiter 2013). Der Analyse zugrunde gelegt sind die energieintensiven Branchen, aufbauend auf den Angaben der AGEB (2020b). Im Gegensatz zu den 14 Branchen der AGEB ist die Studie an industriellen Prozesstechnologien aus sieben überdurchschnittlich energieintensiven Branchen²⁵ ausgerichtet (vgl. Fleiter 2013, S. 43–45). Zur Bestimmung der Effizienzpotenziale werden in den Branchenanalysen die einzelnen Produkte bzw. Prozesse unterschieden und das jeweilige Einsparpotenzial untersucht. Außerdem fließen die Energiepreise, bestehend aus angenommener Preisentwicklung für verschiedenste Energieträger sowie für Emissionszertifikate im europäischen Emissionshandel, als exogene Parameter in die Berechnung ein. Somit stellen die Identifizierung des differenzierten Energiebedarfs einzelner Prozessverbraucher, dessen Anteil und die anschließende Ableitung von Einsparoptionen einen wesentlichen Aspekt der Studie dar. Die zugrundeliegende Studie basiert auf mehreren Szenarien mit unterschiedlichen wirtschaftlichen Anforderungen. Das erste aufgeführte Szenario gibt das Marktpotenzial wieder. Dabei wird unterstellt, dass durch bestehende Hemmnisse nur rund die Hälfte des wirtschaftlichen Potenzials bis 2035 realisiert wird. Demgegenüber prognostiziert das wirtschaftliche Szenario, dass alle bestehenden wirtschaftlichen Einsparpotenziale und -technologien eingesetzt werden, um Effizienzmaßnahmen umzusetzen. Als wirtschaftliche Einsparoptionen gelten im Rahmen der Studie alle Maßnahmen, die über eine Zeitspanne von fünf bis zehn Jahren und mit einem Zinssatz von mindestens 12% zu verwirklichen sind (vgl. Fleiter 2013, S. 62–63). Damit liegt die geforderte Diskontrate noch deutlich über dem Kapitalmarktzins für risikoarme Anleihen. Das verbleibende Szenario weist das technische Potenzial ohne wirtschaftliche Restriktionen aus. Jedoch werden im Rahmen dieses Szenarios die üblichen Anlagenlebensdauern beibehalten, sodass ein vorzeitiger Anlagentausch ausgeschlossen ist. Im Gegengenzug zur wirtschaftlichen Betrachtung fällt das Einsparpotenzial mit 13,6 % nur ein Prozent höher aus. (vgl. Fleiter 2013, S. 26–27)

Die Studie verbindet die Energieeinsparungen zudem direkt mit der Vermeidung von Treibhausgasen. Die Verknüpfung erfolgt durch eine Modellierung der Prozesse, aufgeteilt nach direkten und indirekten energetischen Emissionen und direkten prozessbedingten Emissionen (vgl. Fleiter 2013, S. 52).

²⁵Grundstoffchemie; Metallerzeugung; NE-Metalle, -gießereien; Papiergewerbe; Verarbeitung von Steinen/Erden; Glas und Keramik; Ernährung und Tabak.

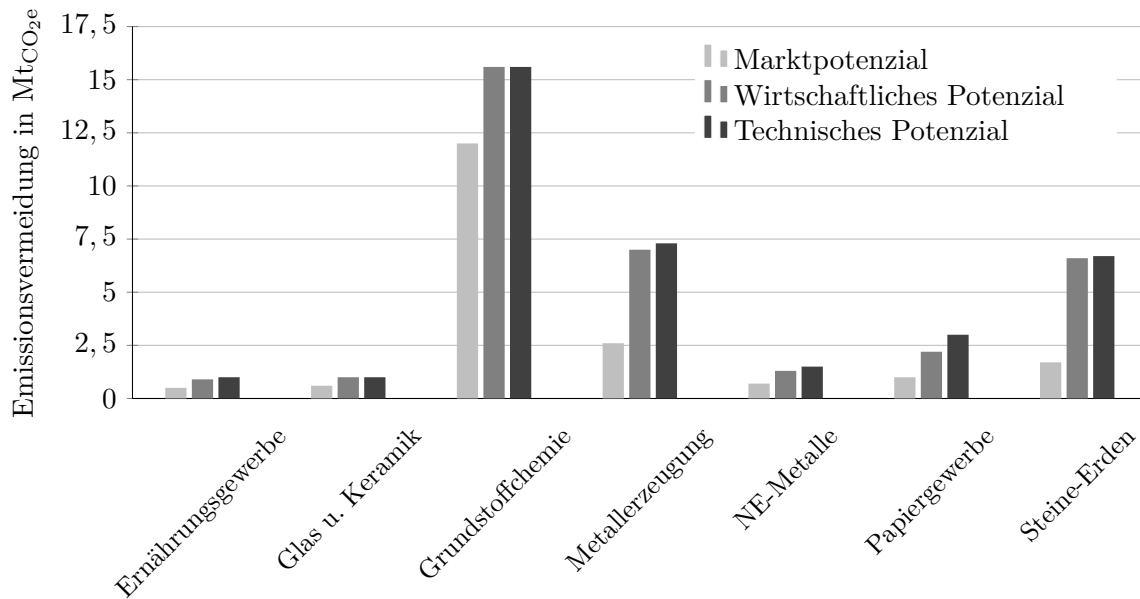


Abbildung 5.1.: Vermeidung von THG-Emission nach Sektoren bis 2035 (angelehnt an Fleiter 2013, S. 56)

Bedingt durch den vergleichsweise hohen Energiebedarf der Grundstoffchemie, der Metallherzeugung und des Papiergewerbes sind sowohl die energetischen als auch die emissionsbedingten Einsparpotenziale in diesen Sektoren entsprechend groß, wie Abbildung 5.1 verdeutlicht. Insgesamt stellt die Studienanalyse ein technisches Emissionseinsparpotenzial von 36 Mt_{CO_{2e}} bzw. 25 % fest, das im Wesentlichen wirtschaftlich umsetzbar ist (vgl. Fleiter 2013, S. 52).

Die Disaggregation der elektrischen Einsparpotenziale auf einzelne Maßnahmen und Subsektoren innerhalb des Verbundvorhabens von Pehnt et al. (2011, S. 56) verdeutlicht, dass der Großteil des Potenzials auf Querschnittstechnologien zurückzuführen ist. Zu diesen Querschnittstechnologien zählen unter anderem motorische Anwendungen wie Druckluftsysteme, Pumpen, Ventilatoren, Kältekompressoren und Beleuchtungseinrichtungen. Je nach Branche beträgt der Anteil der Querschnittstechnologien am Strombedarf sechzig bis deutlich über neunzig Prozent (vgl. Sauer et al. 2016, S. 140). Dies unterstreicht zusätzlich die Relevanz dieser Einsparpotenziale über die aufgeführten Branchen hinaus.

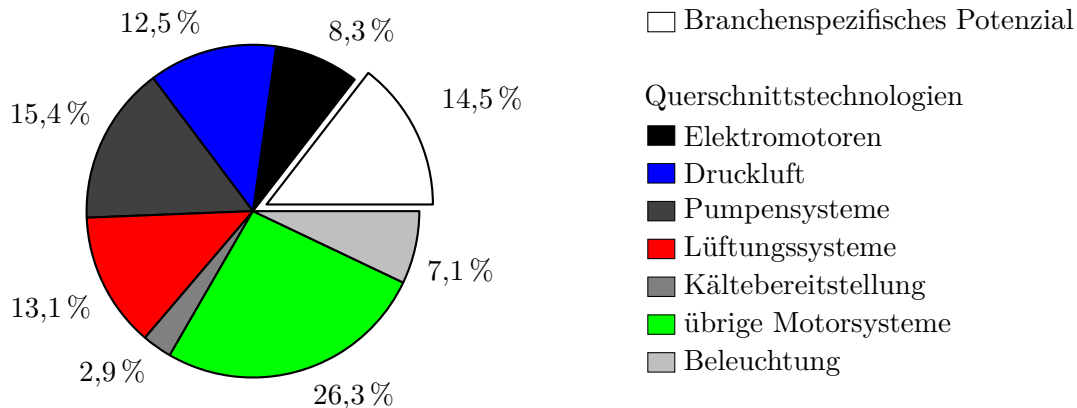


Abbildung 5.2.: Strom-Einsparpotenzial in den Jahren 2020 und 2030 (angelehnt an Peht et al. 2011, S. 56)

Das Einsparpotenzial für Pumpensysteme ist laut Peht et al. (2011, S. 56) zwar am zweitgrößten, der Strombedarf dieses Anwendungsbereiches liegt jedoch nur bei 12 % des Industriesektors. Im Gegensatz dazu beträgt das Einsparpotenzial für Beleuchtungssysteme sieben Prozent bis 2030, jedoch macht die Beleuchtung nur rund fünf Prozent des elektrischen Energiebedarfs des Industriesektors aus. (vgl. Rohde 2019, S. 73) Somit ist nicht nur das relative Einsparpotenzial zu beachten, sondern auch die individuelle Bedeutung der Anwendungsgebiete bezogen auf den elektrischen Energiebedarf in einem Unternehmen.

Insgesamt folgt aus den Studien der analysierten Branchen bis 2030-2035 ein Einsparpotenzial zwischen zehn und fünfzehn Prozent, je nach Ausprägung der Anforderungen. Dabei sind sowohl kurzfristige Optimierungspotenziale der Prozesse als auch langfristige Maßnahmen durch den Einsatz neuer Technologien und Verfahren berücksichtigt. Sauer et al. (2016, S. 161) zufolge sind Effizienzverbesserungen häufig in Zeiten starken Produktionswachstums zu beobachten, wenn verstärkt in neue Maschinen und Anlagen investiert wird und damit die Effizienz des gesamten Anlagenbestandes steigt. Übertragen auf die daraus resultierenden Emissionen dokumentieren die Studienanalysen eine Verringerung zwischen zwanzig und fünfundzwanzig Prozent, wie die der Abbildung 5.1 zugrundeliegenden Daten zeigen.

5.2. Substituieren

Eine weitere Maßnahme, die Klimabilanz einer Organisation auf positive Weise zu beeinflussen, ist der Bezug von elektrischer Energie mit niedrigeren Emissionen. Dies sind im Wesentlichen erneuerbaren Energiequellen, welche laut der gesetzlichen Stromkennzeichnung pauschal mit null Emissionen berücksichtigt werden (vgl. BMJV et al. 2005a, §42). Dementsprechend trägt die Substituierung des Strombezuges durch EE-Quellen grundsätzlich dazu bei, die unternehmensbezogenen Emissionen bilanziell zu verringern. Jedoch sind nicht alle Maßnahmen

der Substituierung im gleichen Maße geeignet, eine glaubwürdige und nachhaltige Klimaneutralitätsstrategie zu vermitteln.

Das folgende Bewertungsschema dient dazu, den Umweltnutzen eines Energieproduktes und dessen Effekt auf den Klimaschutz einzuordnen:

Lenkungswirkung	Besteht trotz des Ökostromproduktes weiterhin ein Anreiz, Maßnahmen zur Energieeffizienz und -einsparung im Zuge der Klimaneutralitätsstrategie umzusetzen?
Zusätzlichkeit	Fördert das Ökostromprodukt den zusätzlichen Ausbau der EE-Stromerzeugung?
Nutzung	Werden der Standort des Unternehmen und der Ursprung des Ökostromproduktes berücksichtigt, sodass Intransparenzen und Doppelzählung vermieden werden?

Die im Folgenden beschriebenen Handlungsoptionen der Substituierung sind hinsichtlich der Anreizstrukturen und gemäß der Dimensionen zu betrachten.

5.2.1. Europäischer Strommarkt

Der Strommarkt ist als Bestandteil des europäischen Binnenmarktes grenzüberschreitend reguliert und organisiert. In gleicherweise gilt dies für die erneuerbaren Energien. Die europäische Richtlinie 2009/28/EG bildet die Grundlage des europäischen Klima- und Energiepakets, um die politischen Ziele²⁶ zur Deckung des Bruttoendenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien innerhalb der EU sicherzustellen. Die Richtlinie umfasst jedoch nicht nur den Stromsektor, sondern erstmals den Wärme-/Kälte- und Verkehrssektor.

Die konkrete Ausgestaltung zur Erreichung der Ziele und Förderung regenerativer Energiequellen bleibt jedoch den Mitgliedsstaaten selbst überlassen. Ziffer 30 der Richtlinie verpflichtet die Mitgliedsstaaten zur Veröffentlichung der festgesetzten Aktionspläne zur Steigerung des EE-Anteils (European Parliament and Council 2018). Die Richtlinie berücksichtigt gleichwohl die unterschiedlichen nationalen Maßnahmen, Potenziale und Förderregelungen. Dadurch entstehen aber auch gesamtwirtschaftliche Nachteile in Bezug auf den europäischen Energiebinnenmarkt. Die nationalen Ziele führen dazu, dass nicht die EU-weit besten Standorte für EE-Anlagen gewählt werden. Damit erfolgt der Ausbau nicht unbedingt auf die kosteneffizienteste Art, insbesondere, da auch die Fördersysteme zumeist auf das nationale Hoheitsgebiet beschränkt sind. Um deren uneingeschränkte Funktionsfähigkeit zu erhalten, aber dennoch eine grenzüberschreitende Förderung von Energie aus EE-Quellen sicherzustellen, sieht die Richtlinie ein 3-stufiges System vor:

²⁶EU-Ziel: 20 % bis 2020 und 32 % bis 2030 der Energie aus erneuerbaren Quellen bezogen auf den Bruttoendenergieverbrauch (vgl. European Parliament and Council 2018, Artikel 3).

1. Erlöse aus dem Stromverkauf
2. Erlöse aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen (HKN)
3. Staatliche Förderung

Darüber hinaus beinhaltet die erneuerbare Energien-Richtlinie weitere Möglichkeiten der Flexibilität der Mitgliedsstaaten bei der Einhaltung der nationalen Verpflichtungen. Um die Verwirklichung des Unionsziels mit der Möglichkeit der Kostensenkung zu verbinden, umfasst die Richtlinie neben einer statistischen Mengenübertragung (Artikel 8) auch die Einführung gemeinsamer Projekte zwischen Mitgliedstaaten (Artikel 9 und 10) und mit Drittländern (Artikel 11 und 12). Alle aufgeführten Mechanismen dienen dazu, eine bestimmte produzierte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen auf den Anteil eines anderen Mitgliedstaates anzurechnen. Die Wirkungen und erforderlichen Voraussetzungen sind in den jeweiligen Artikeln ausgeführt.

Diese flexiblen Kooperationsmechanismen ermöglichen es, damit EE-Anteile auf freiwilliger Basis zwischen den Staaten zu transferieren. Dementsprechend sollen die aufgeführten Möglichkeiten die kosteneffizienteste Form der EU-weiten Energieerzeugung fördern.

5.2.2. Herkunftsnachweise

Herkunftsnachweise im Rahmen der Richtlinie und der Stromkennzeichnung bilden ein elektronisches Dokument, um nachzuweisen, dass ein Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie die grüne Eigenschaft der erneuerbaren Energien besitzt. Ein solcher Nachweis kann prinzipiell unabhängig von der Energiemenge gehandelt werden, aber auch optional daran gekoppelt werden²⁷. Eine Doppelzählung oder doppelte Ausweisung von HKN ist der Richtlinie nach zu vermeiden. Entsprechend ist Strom aus regenerativen Quellen, dessen Herkunftsnachweis separat von der Energiemenge verkauft wird, gegenüber dem Endkunden nicht länger als Energie aus EE-Quellen zu vermarkten. (vgl. European Parliament and Council 2018, Ziffer 55)

Um eine Doppelvermarktung auszuschließen und die elektronischen Dokumente zu verwalten, betreibt jeder Staat ein Register. In Deutschland wurde dazu 2013 das Herkunftsnachweisregister (HKNR) in Betrieb genommen. In diesem werden die Konten verwaltet, die Nachweise ausgestellt, ausländische Nachweise geprüft und die Entwertung vorgenommen (siehe Abbildung 5.3).

²⁷1 HKN = 1 MWh aus erneuerbaren Energiequellen

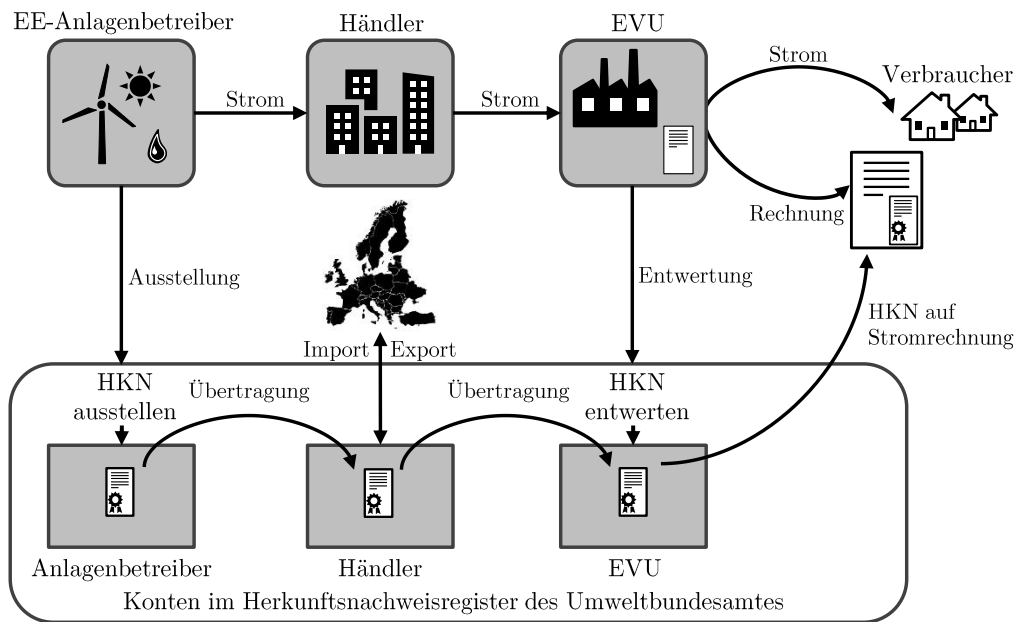


Abbildung 5.3.: Funktionsweise des Herkunftsnachweisregisters (angelehnt an UBA 2014)

Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien in Deutschland

Die deutsche Förderung durch das EEG basiert auf der stromkundenbasierten Finanzierung der regenerativen Quellen, sodass der ökologische Mehrwert dieser Stromerzeugung gegenüber dem Letztverbraucher ausgewiesen wird. Diese Kennzeichnung erfolgt durch den Zusatz „Erneuerbare Energien, finanziert durch die EEG-Umlage“. EE-Anlagen, die eine vollständige Förderung nach dem EEG § 19 oder § 50 erhalten, sind jedoch von der Ausstellung der Herkunftsnachweise ausgenommen. Andernfalls würde es zu einer Doppelvermarktung kommen. Diese Regelung erfolgt im Einklang mit der erneuerbare Energien-Richtlinie, die vorsieht, dass der Marktwert der Herkunftsnachweise in den Förderregelungen berücksichtigt wird (vgl. European Parliament and Council 2018, Artikel 19, Ziffer 2). Wie bereits in Abbildung 3.2 dargestellt, wurden im Jahre 2018 jedoch über 95 % der installierten Leistung nach dem EEG gefördert. Daraus folgt, dass in Deutschland keine HKN in nennenswerter Höhe ausgestellt werden.

Herkunftsnachweise für erneuerbare Energien der europäischen Staaten²⁸

Nachdem die Methodik und die rechtliche Einordnung der Herkunftsnachweise erläutert wurden, wird im Folgenden zunächst eine Einordnung bezüglich der Förderung des EE-Ausbaus vorgenommen sowie anschließend der Einsatz von Herkunftsnachweisen im Zusammenhang einer glaubwürdigen und nachhaltigen Klimaneutralität als Beitrag zum Klimaschutz von Unternehmen diskutiert.

²⁸20 Mitgliedstaaten der EU, der Europäischen Wirtschaftsgemeinschaft (EWG), Vertragsparteien zur Gründung der Energiegemeinschaft sowie der Schweiz (vgl. Hauser et al. 2019, S. 79).

Da in Deutschland kaum HKN ausgestellt werden, muss der europäische Markt genauer betrachtet werden. Zunächst bietet Abbildung 5.4 eine Übersicht des Angebotes und der Nachfrage nach Herkunftsnachweisen.

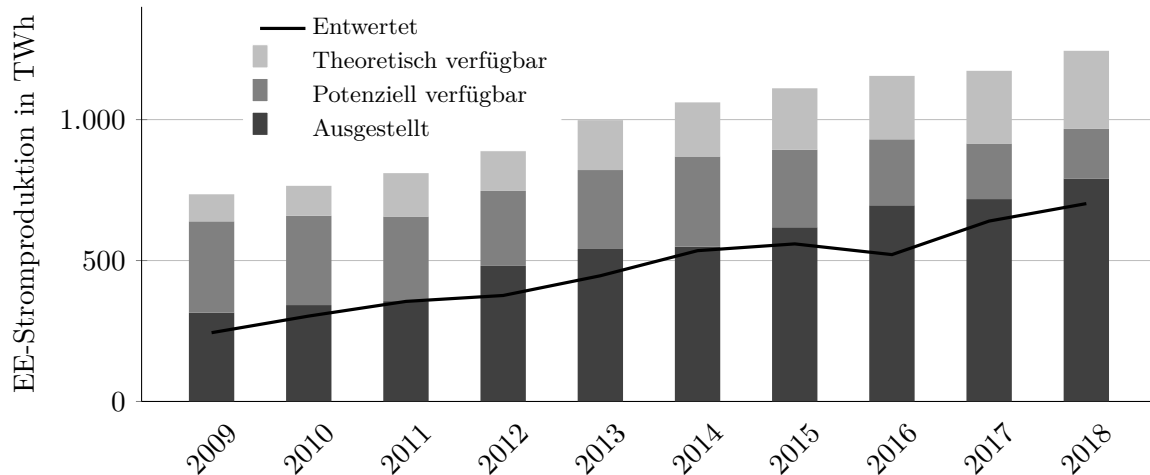


Abbildung 5.4.: Marktentwicklung für Herkunftsnachweise (angelehnt an David et al. 2019, S. 8; basierend auf AIB 2019b, Statistiken 2019)

Aus den Daten geht hervor, dass die Summe der jährlich entwerteten HKN konstant niedriger ist als die ausgestellte Menge. Ebenso folgt aus der Darstellung, dass das Potenzial an EE-Anlagen, welche zur Vermarktung der Nachweise geeignet wären, wesentlich größer ist. Demnach liegt die explizite Nachfrage der Verbraucher nach Ökostrom basierend auf Herkunftsnachweisen deutlich niedriger als das Angebot. Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass die tatsächliche Kundennachfrage nochmals geringer ausfällt, da die HKN auch für Standardprodukte von Stromanbietern genutzt werden, ohne dass die Verbraucher explizit ein Ökostromprodukt wählen.

Dem Marktgleichgewicht zufolge muss der Preis für einen HKN bedingt durch das höhere Angebot sinken. Um das Verhältnis zu analysieren, wird die mengenmäßig dominierende Wasserkraft (vgl. AIB 2019b, S. 6) aus skandinavischen Ländern im Vergleich zu den Börsenpreisen gesetzt. Laut ECOHZ (2019) lagen die Großhandelspreise 2018 für nordische Hydro-HKN bei 2,29 €/MWh, während der Durchschnittspreis aller HKN 1,30 €/MWh betrug. Im Vergleich dazu betragen die Strombörsenpreise der skandinavischen Regionen gemittelt über das Jahr 2018 rund 45 €/MWh (vgl. Nordpool 2019, Elspot Prices 2018). Damit erhalten die Betreiber skandinavischer Wasserkraftwerke für die grüne Eigenschaft einen Preiszuschlag von rund 5 % des Großhandelspreises. Bezogen auf den Durchschnittspreis betrug das Verhältnis lediglich 2,9 %. Übertragen auf das deutsche Fördersystem, welches 2018 für Windkraftanlagen an Land einen mengengewichteten Zuschlagswert von 57,2 €/MWh gewährte (vgl. BNetzA 2019a, Ausschreibungen 2018), machen die Zusatzlöse der skandinavischen HKN nur gut 4 % der Förderung aus. Dies unterstreicht zum einen, dass der Markt für HKN von einem

deutlichen Überangebot geprägt ist und zum anderen, dass die derzeitigen Markterlöse aus HKN keinen relevanten Anreiz zum Ausbau der regenerativen Energiequellen darstellen.

Nach der monetären Betrachtung und der Schlussfolgerung, dass der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung im Wesentlichen auf Basis nationaler Förderinstrumente (siehe CEER 2018, S. 12–15) und des Stromhandels erfolgt, wird im Folgenden der ökologische Wert der Herkunftsnachweise analysiert. Dazu ist eine detaillierte Betrachtung des multilateralen Handels zwischen Import- und Exportländern erforderlich, um den Zusatznutzen beurteilen zu können.

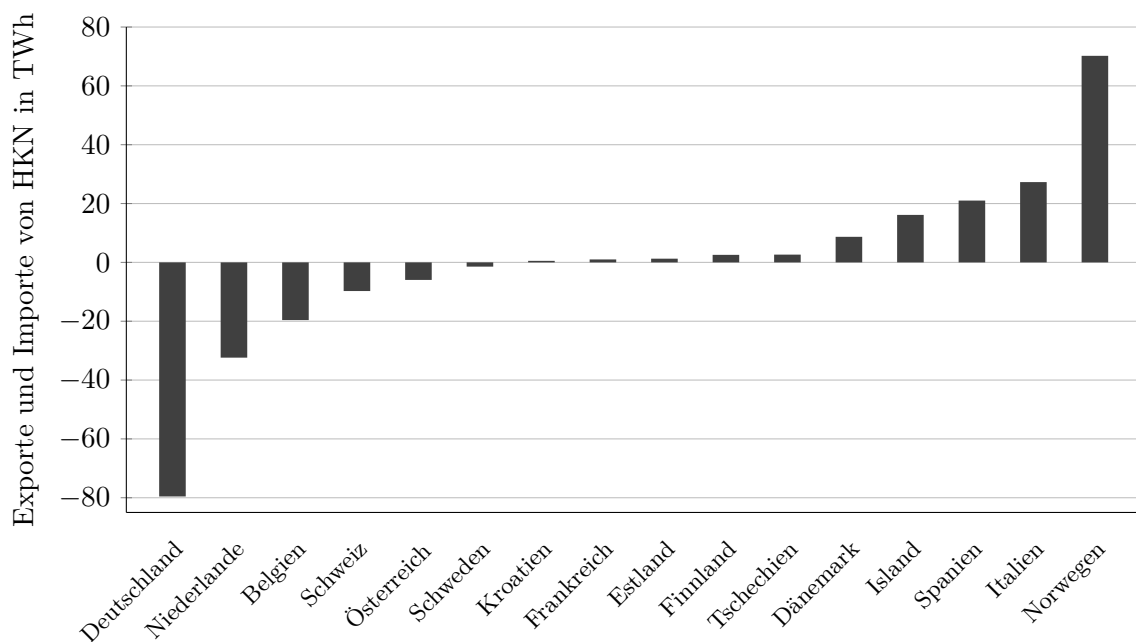


Abbildung 5.5.: Ungleichgewicht beim HKN-Handel (vgl. AIB 2019a, 2018 Import/Export)

Abbildung 5.5 zeigt den Nettoexport als Handelsdifferenzen zwischen Export und Import. Der Import wird als negativer Wert und der Export als positiver dargestellt. Daraus geht hervor, dass Deutschland mit Abstand die meisten HKN importiert, während Norwegen der größte Exporteur ist. Da die beiden Länder die größten Akteure im Handel mit Herkunftsnachweisen darstellen, werden deren energetischen Bilanzen näher betrachtet.

Um die bilanzielle Betrachtung zu vereinfachen und die daraus folgenden Umweltauswirkungen erläutern zu können, wird im Folgenden angenommen, dass Deutschland sämtliche HKNs aus Norwegen importiert. Unterstützend dazu sind in Tabelle 5.3 die wesentlichen Angaben für die folgende Analyse dargestellt.

Tabelle 5.3.: Länderspezifischer Energiehaushalt in TWh/a (vgl. Laenderdaten 2018)

Länder	Energieproduktion	Eigenverbrauch	HKN Handelsdifferenz
Norwegen	148	122	70
Deutschland	613	537	-80

Den Angaben zufolge betrug der physikalische Stromüberschuss in Norwegen rund 25 TWh/a, während hingegen im gleichen Zeitraum über 70 TWh/a Bescheinigungen in Form von Herkunftsnachweisen exportiert wurden. Somit wurde zwar die erneuerbare Eigenschaft verkauft, die erzeugte elektrische Energie jedoch im Wesentlichen innerhalb des Landes benötigt. Bilanzell folgt daraus, dass die produzierte Strommenge abzüglich der exportierten HKN keine grüne Eigenschaft mehr aufweist und dementsprechend nicht länger als klimaneutral bewertet werden kann.

$$E_{\text{ökol.rel.Rm}} = E_{\text{HKN,Nettoexport}} - (E_{\text{ges}} - E_{\text{Bedarf}}) \quad (5.2)$$

Damit ergibt sich für Norwegen eine Restmenge von 44,71 TWh mit unklarer Herkunft und damit ungewisser Umweltbilanz. Angenommen, Deutschland importiert die 70 TWh der norwegischen HKNs, erhält diese Restmenge die Eigenschaften des deutschen Strommixes. Dieser wiederum ist aber durch diverse fossile Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet und verfügt über einen dementsprechend hohen Emissionsfaktor. Der bilanziellen Betrachtung zufolge erhält Norwegen damit gemäß Formel 5.2 deutsche Emissionen in Höhe der exportierten Nachweise und der Differenz zwischen nationaler Energieproduktion und Verbrauch.

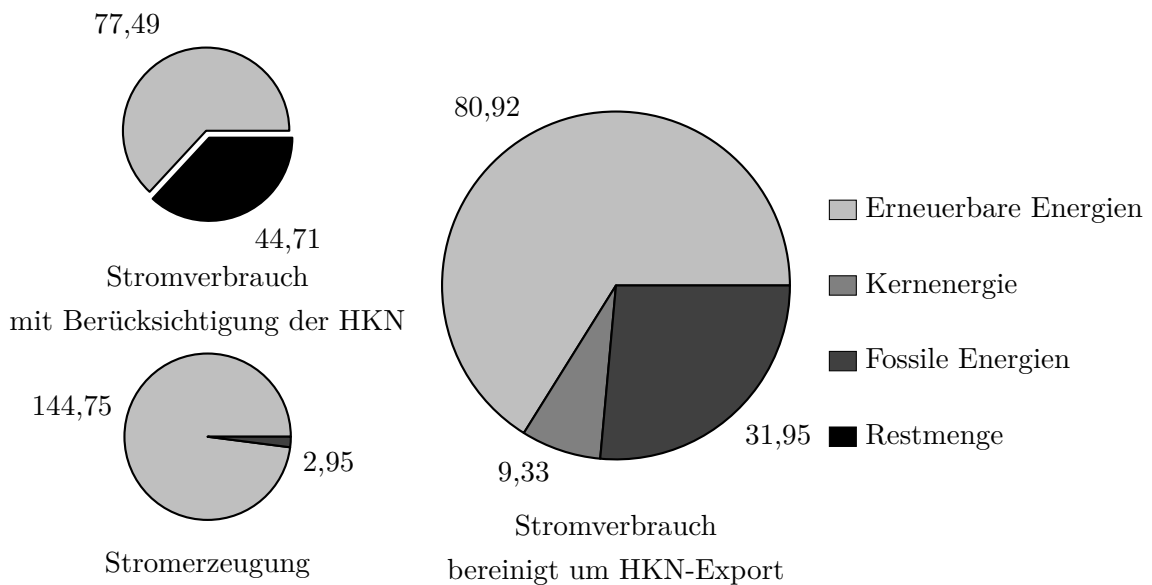


Abbildung 5.6.: Norwegischer Versorgungsmix unter Berücksichtigung der exportierten erneuerbaren Eigenschaften in TWh (2018)

Abbildung 5.6 zeigt für Norwegen die Zusammensetzung der nationalen Stromerzeugung sowie den Bedarf unter Berücksichtigung des Nettoexportes der Herkunftsnachweise auf. Daraus ergibt sich eine Diskrepanz zwischen dem Strommix auf der Erzeugungs- und der Verbrauchsseite. Das Resultat dieser Differenz ist auf der rechten Seite der Abbildung dargestellt. Bedingt durch den bilanziellen Austausch der Stromeigenschaften verändert sich der norwegische Strommix durch den entsprechenden Graustromanteil aus Deutschland. Der deutsche Strommix, der in der Handelsbilanz berücksichtigt werden kann, wird durch den nationalen Erzeugungsmix abzüglich der EEG-geförderten Menge repräsentiert. Durch die Ausweisung der EEG-geförderten Energie gegenüber den Endverbrauchern in Deutschland ist die grüne Eigenschaft bereits vergeben und wird in der Betrachtung nicht berücksichtigt. Dementsprechend verfügt der Verbrauchermix in Norwegen durch den HKN-Handel über einen entsprechend höheren Anteil an fossilen Energieträgern, während der deutsche Verbrauchsmix deutlich weniger fossile Energieträger enthält.

Durch den Export der regenerativen Eigenschaften erhält die norwegische Versorgung bilanziell einen Anteil unseres Strommixes basierend auf der fossilen und atomaren Stromerzeugung. Durch den Import von HKN wird der deutsche Strommix grüner. Abbildung 5.7 stellt den nationalen Strommix beeinflusst durch den Handel mit Herkunftsnachweisen dar. Verglichen mit der offiziellen Stromkennzeichnung liegt der Anteil der erneuerbaren Energien damit 12 % höher, während der Anteil fossiler und atomarer Energieträger abnimmt.

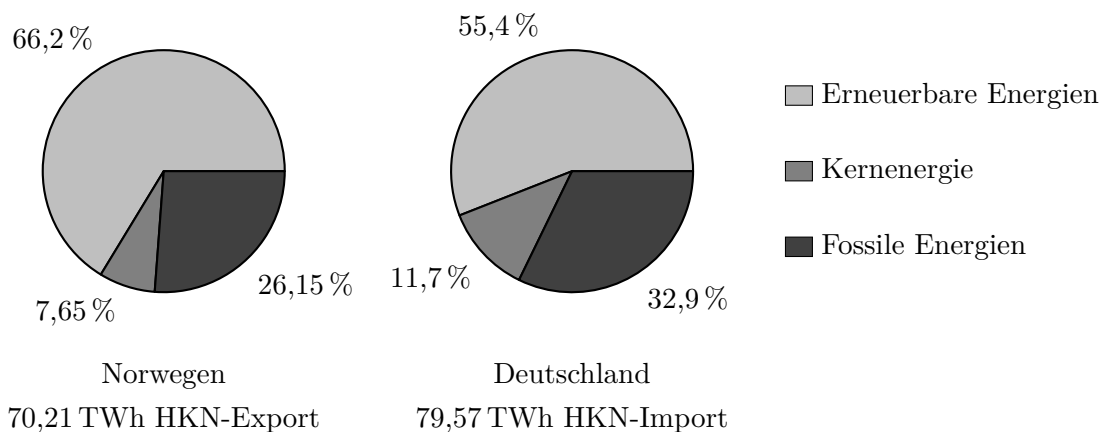


Abbildung 5.7.: Versorgungsmix mit Anerkennung der exportierten und importierten HKN (2018)

Das geschilderte Beispiel der Herkunftsnachweise dient der Verdeutlichung eines Sachverhaltes, der auf zwei Problemstellungen hindeutet. Diese betreffen den gesamten Handel mit Herkunftsnachweisen, unabhängig vom Export- oder Importland und sind damit nicht spezifisch für das betrachtete Fallbeispiel.

Zum einen werden die Diskrepanzen zwischen Stromkennzeichnung und Handel in der nationalen Stromkennzeichnung nicht berücksichtigt, da offizielle Berechnungen nur die Erzeugungsseite einbeziehen, nicht aber den Bedarf. Dementsprechend erfolgt durch die Angabe des Erzeugungsmixes von staatlichen Stellen keine Doppelzählung der HKN. Doch wenn Unternehmen die Nachweise erwerben, um Scope 2 Emissionen zu verringern, erfolgt dadurch eine Doppelzählung, zum einen in den nationalen und zum anderen in den unternehmerischen Bilanzen. Diese Problemstellung geht auf den ortsbasierten und marktbasieren Ansatz zurück und wurde bereits in Kapitel 3.5 diskutiert.

Zum anderen verdeutlicht das Fallbeispiel aber auch Komplikationen bezüglich des Umweltnutzens der HKN. Die bilanzielle Betrachtung zeigt auf, dass zwar die grüne Eigenschaft der norwegischen Energie nach Deutschland importiert wird, aber damit einhergehend die fossile Eigenschaft des dt. Energiemixes nach Norwegen exportiert wird. Zudem kann die regenerative Eigenschaft genutzt werden, fossil erzeugte Energie aus Kohlekraftwerken zu vergrünen. Vor dem Hintergrund einer nachhaltigen und glaubhaften Klimaneutralität ist dieser Tauschhandel nicht zu empfehlen, da die Emissionen bilanziell nur an einen anderen Ort verlagert werden, aber kein realer Beitrag zum Klimaschutz erfolgt.

Erzeugungs- und Verbrauchsmix

In der Erzeugungsbilanz sind HKN weitestgehend bedeutungslos, da der Anteil der erneuerbaren Energien und damit die Eigenschaften der Stromerzeugung innerhalb der staatlichen Grenzen relevant ist. Durch die Einbeziehung der Nachweise in unternehmerische Emissionsreduzierungsstrategien erhalten diese Nachweise zur Stromkennzeichnung aber eine andere Bedeutung.

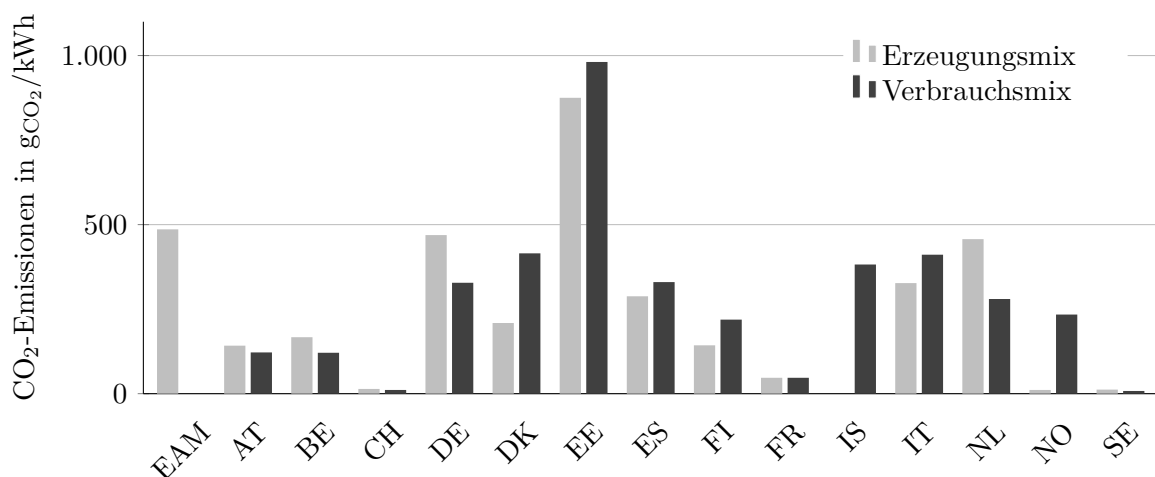


Abbildung 5.8.: CO₂-Emissionen des Erzeugungsmixes und Verbrauchsmixes (angelehnt an AIB 2019c, S. 14)

Die Betrachtung des Verbrauchsmixes berücksichtigt diesen Umstand und ordnet der genutzten Energie die entsprechenden Eigenschaften zu. Die Verwendung der regenerativen Attribute wirkt sich damit auch auf den Emissionsfaktor des Strommixes aus.

Der Erzeugungsmix, mit Berücksichtigung der exportierten und importierten Stromattribute, führt zu dem Versorgungsmix in Abbildung 5.8. Der Emissionsfaktor des jeweiligen Verbrauchsmixes variiert in Abhängigkeit des Erzeugungsmixes und der Nettoexporte der erneuerbaren Nachweise. In Übereinstimmung mit Abbildung 5.5 fällt der Verbrauchsmix dementsprechend niedriger aus als der Erzeugungsmix, wenn Herkunftsnachweise importiert werden. Aus diesem Grund weist Beispiel Deutschland einen geringeren Emissionsfaktor auf. Entgegengesetzt ist der norwegische Emissionsfaktor des Verbrauchsmix deutlich höher als der Erzeugungsmix. Die Menge der Importe oder Exporte von Herkunftsnachweisen wirkt sich dementsprechend auf die Höhe der Differenzen beider Ansätze aus. Eine Ausnahme davon bildet Estland. Zum einen ist das Erzeugungssystem von einem hohen Anteil fossiler Energieträger geprägt und zum anderen exportiert das Land den wesentlichen Anteil seiner Herkunftsnachweise (AIB 2019a, vgl.). Sowohl dadurch, als auch durch den insgesamt geringen Energiebedarf, wirkt sich die Handelsdifferenz der HKN besonders prägnant auf den Emissionsfaktor aus.

5.2.3. Ökostrom-Label

Ökostrom ist kein geschützter Begriff im Sinne einer definierten Kriterienauswahl, sodass die Ausgestaltung der Produkte und die Definition im allgemeinen Sprachgebrauch variiert. Das Umweltbundesamt beschreibt Ökostromlabel als Produkte, welche nicht von staatlicher Stelle kontrolliert werden, sondern anhand von labelspezifischen Anforderungen und Zusatzmerkmalen durch eine unabhängige und freiwillige Zertifizierung geprüft und ausgezeichnet werden (vgl. Hauser et al. 2019, S. 67).

Doch da bereits der Begriff Ökostrom nicht definiert ist, gilt allgemein, dass die elektrische Energie auf ökologisch vertretbare Weise gewonnen wird. Angenommen wird darunter üblicherweise die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Laut Hauser et al. (2019, S. 67) wird die Definition ökologischer Erzeugung jedoch unterschiedlich weit gefasst.

Die zunehmende Nachfrage nach Ökostrom-Produkten und die Vermarktung von regenerativen Erzeugungsanlagen haben zur Entwicklung unterschiedlichster Tarife und Gütesiegel für Ökostrom geführt. Deren Ziele basieren darauf, die Zubauwirkung zu erhöhen anstelle der bisher erläuterten Umverteilung durch den ausschließlichen Handel mit Herkunftsnachweisen. Dem Ökostromprodukte-Inventar (ÖSPI) zufolge gab es 2017 insgesamt 1.157 Anbieter von Ökostromprodukten und 15 Ökostromlabel (vgl. Hauser et al. 2019, S. 90, 99). Analysen, wie die beauftragte Studie des Umweltbundesamtes (Hauser et al. 2019) oder der Verbraucher-

zentrale Niedersachsen (Kalinka et al. 2016) zeigen jedoch, dass viele Tarife aufgrund von mangelnden verbindlichen Standards keinen garantierten Nutzen für die Umwelt bieten.

Der Literaturanalyse einer Studie im Auftrag des UBA zufolge ist das maßgebliche Kriterium für Verbraucher, neben einem Bewusstsein für Umweltprobleme, durch den Bezug von Ökostrom einen Beitrag zu deren Reduzierung zu leisten (vgl. Hauser et al. 2019, S. 232). Diesem Verbraucherwunsch wollen die Labelgeber mit dem zusätzlichen Umweltnutzen der Produkte nachkommen. Demnach gilt die zusätzliche Förderung der erneuerbaren Energien als wichtigstes Merkmal von Ökostrom. Wie bereits im vorherigen Kapitel gezeigt wurde, bringt der Handel mit Herkunftsnachweisen und der erzeugte Strom aus bereits vorhandenen Anlagen keinen weiteren positiven Umwelteffekt. Im Gegensatz zur bilanziellen Verschiebung von Strom oder der regenerativen Attribute trägt die Investition in neue EE-Anlagen zur Verdrängung von konventionellen Kraftwerken bei. Jedoch trägt das Kriterium der Zusätzlichkeit nur dann zum Ausbau der erneuerbaren Energien bei, wenn durch die Nachfrage von Ökostromprodukten auch zusätzliche Anlagen errichtet werden. Entscheidend für den ökologischen Zusatznutzen ist indes die Frage, welche Daten als Vergleich des zusätzlichen Ausbaus herangezogen werden.

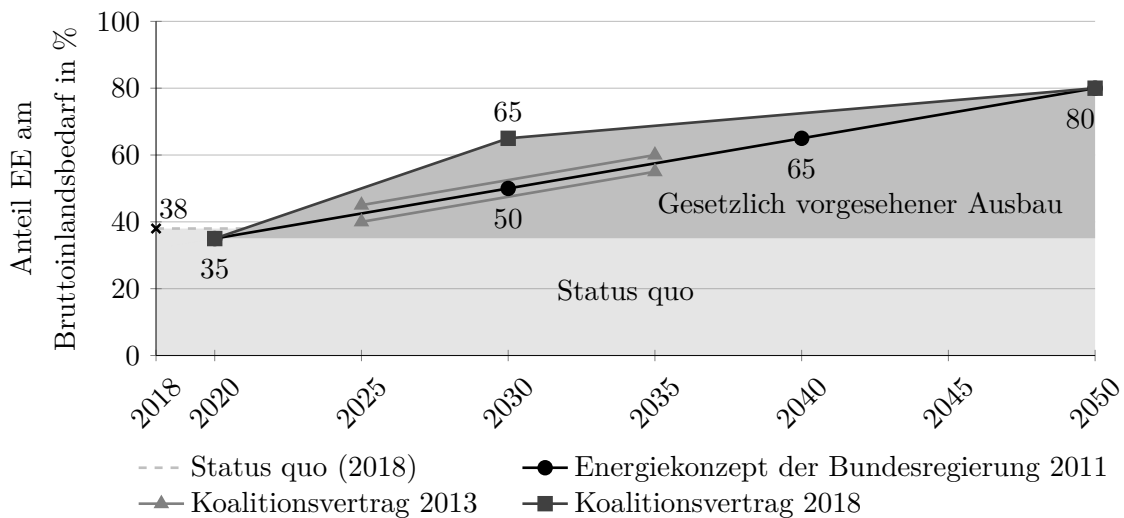


Abbildung 5.9.: Anteil des Stroms aus regenerativen Energiequellen (angelehnt an BDEW 2019b, S. 3)

Durch die nationale Förderung der erneuerbaren Energien ändert sich die Zusammensetzung der Stromerzeugung jedes Jahr, sodass auch der Status quo einer permanenten Änderung unterliegt. Bei Beachtung dieser politischen Ziele und der nationalen Fördermechanismen ist jedoch strittig, ob eine zusätzliche Ausbauwirkung von regenerativen Anlagen auch unterhalb dieses Pfades gegeben ist. Doch, wie in Abbildung 5.9 dargestellt, haben sich die politisch gesetzten Ausbaukorridore in diesem Jahrzehnt bereits zum dritten Mal geändert. Dement-

sprechend unwägbar ist der Einfluss auf die Planung. Während der Status quo den aktuellen Anteil der erneuerbaren Energien wiedergibt, stellt der gesetzlich vorgesehene Ausbau politische Ziele dar. Ebenfalls wird deutlich, dass der EE-Anteil am Bruttoinlandsstromverbrauch bereits deutlich über dem Planungsziel für 2020 liegt, sodass eine weitere Anpassung zu erwarten ist.

Dass der Strom aus regenerativen Quellen stammt wie im Status quo, ist im Sinne der Nachhaltigkeit und Zusätzlichkeit nicht ausreichend, um die Umwelt zu schützen und die Kundenanforderungen zu erfüllen. Auch die Labelgeber stimmen darin überein und versuchen mit Altersgrenzen oder einer gezielten Förderung von Neuanlagen Abhilfe zu schaffen. Die Ökostrom-Label können zwar anhand eines oder mehrerer Umsetzungsmodelle kategorisiert werden, jedoch definiert jeder Labelgeber die Kriterien anders und diese werden immer wieder überarbeitet. Gemein ist den Modellen und den Kriterien jedoch, dass eine kontinuierliche Ausbauwirkung auf EE-Anlagen durch den Förderbetrag oder die Altersgrenzen erreicht wird. Die Analyse einer Auswahl an Ökostrom-Labels in Tabelle 5.4 zeigt deutliche Unterschiede bei der Ausgestaltung und Kombination der Modelle. Insbesondere betrifft dies die Höhe des Förderbetrags sowie die Anlagenquoten. Die Auswertung zeigt, dass diverse Labelherausgeber mehrere Umsetzungsmodelle verwenden oder auch mehrere Zertifizierungsstufen anbieten.

Annähernd jeder Energieversorger hat inzwischen ein oder mehrere zertifizierte Ökostromprodukte im Angebot. Bedingt durch die Vielzahl an Angeboten vertreiben die Versorger teilweise nicht nur Ökostrom- sondern auch herkömmliche Graustromprodukte. Dadurch ergibt sich ein weiteres Unterscheidungsmerkmal der Label und zwar, wie restriktiv Beteiligungen an Atom- oder Kohlekraftwerken bewertet werden. Die Zertifizierung des Grüner Strom-Labels oder des ok-power Labels schließt die unmittelbare Beteiligung an den genannten Kraftwerksarten aus (Grüner Strom-Label 2015, S. 7; ok-power-Label 2020, S. 10–11).

Tabelle 5.4.: Label und Kriterien zur Sicherstellung des zusätzlichen Umweltnutzens

Ökostrom-Label	Kriterien, basierend auf den Umsetzungsmodellen
Grüner Strom	- Diverse Fördermöglichkeiten der Energiewende - Förderbetrag: 0,1 - 0,5 ct/kWh
ok-power	- Neuanlagenquote - Initiierung von Neuanlagen - Förderbetrag: 0,2 - 0,3 ct/kWh
TÜV Nord	- Neuanlagenquote - Förderbetrag: 0,1 - 0,25 ct/kWh
TÜV Süd	- Neuanlagenquote - Technologiemic - Förderbetrag: 0,2 ct/kWh
EKOenergy	- Nachhaltigkeitskriterien - Förderbetrag: 0,01 ct/kWh
Greenpeace energy	- Neubauförderung und EE-Einbindung - Förderbetrag: 1 ct/kWh (Solarstrom plus)

Die zugrundeliegenden Informationen sowie die Literaturangaben sind in den Tabellen A.6 bis A.10 aufgeführt.

Ökostrom-Label sollen durch definierte Standards eine Orientierung im regenerativen Stromsegment geben. Jedoch birgt die Menge an Labeln mit verschiedensten Anforderungen und Kriterien die Herausforderung, zwischen Stromprodukten mit einem realen ökologischen Mehrwert oder lediglich basierend auf der regenerativen Eigenschaft zu differenzieren. Da die Varianz groß ist und die Forderungen spezifisch sind, ist eine allgemeine Aussage zu den Labeln nicht möglich.

5.2.4. Unternehmenseigene EE-Versorgungsanlagen

Da es aufgrund der Regelungen in Deutschland derzeit annähernd unmöglich ist, ausreichend Strom aus nicht geförderten EE zu erwerben, um die Emissionsbilanz des elektrischen Energiebedarfes im Vergleich zum deutschen Strommix zu reduzieren, stellt sich für Unternehmen die Frage, durch welche Substituierungsmaßnahmen der zusätzliche Umweltnutzen sichergestellt werden kann. Eigene erneuerbare Energieerzeugungsanlagen sind eine weitere Variante, die Emissionsreduzierung sicherzustellen und gleichzeitig den Umweltnutzen an den unternehmerischen Zielstellungen auszurichten.

Obwohl dem Umweltschutz eine steigende Relevanz zukommt, ist der ökonomische Aspekt weiterhin der wesentliche Treiber für viele Unternehmen. Dementsprechend gilt auch für die Substituierung, dass sich diese durch ein angemessenes Verhältnis von Kosten und Nutzen auszeichnen sollte. Die bisherigen Maßnahmen weisen zwar geringe Kosten auf, sind aber nicht geeignet, im Rahmen einer langfristigen Strategie auch Planungssicherheit zu gewährleisten. Die Aufwendungen für HKN müssen jedes Jahr getätigt werden, um die Emissionsreduzierung sicherzustellen und Ökostromprodukte stellen einen Ausgleich zum herkömmlichen fossilen Strommix eines beliebigen Versorgers dar. Im Gegensatz zu den bisherigen Substituierungsmaßnahmen, die durch die Aufpreise gekennzeichnet sind, muss die Errichtung von Anlagen durch Unternehmen mit dem Bezugspreis für Strom verglichen werden, da neben dem regenerativen Attribut der Strom direkt genutzt werden kann. Ausschließlich in dieser Kombination ist der ökologische Zusatznutzen gewährleistet, in allen anderen Fällen entspricht die Konstellation den Herkunftsnachweisen. Der Strompreis wird im Wesentlichen durch staatliche Belastungen wie Steuern und Umlagen beeinflusst, sodass im Rahmen der Analyse verschiedene Versorgungsvarianten der Eigenerzeugung den finanziellen Rahmenbedingungen gegenübergestellt werden. Die nachfolgende Analyse und der Vergleich wurden bereits durch Hannen et al. (2020) veröffentlicht. Die Strompreisbestandteile und die rechtliche Einordnung sind zudem im Kapitel A.5.2.3 gegeben.

5.2.4.1. Stromversorgungsvarianten

Im Folgenden sind die verschiedenen Stromversorgungsvarianten erläutert und mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen kombiniert, um den jeweiligen Kostenanteil der Steuern und Umlagen in Tabelle 5.5 zu ermitteln. Aufgrund einer Vielzahl von Sonderregelungen wird davon ausgegangen, dass die Versorgung ausschließlich durch erneuerbare Energieanlagen mit einer Leistung größer als 2 MW erfolgt, für welche keine Förderung in Anspruch genommen wird. Die Auswertungen sind gültig für Unternehmen mit dem jährlichen Energiebedarf basierend auf den Daten des BDEW (2019a, S. 25) und den im Folgenden aufgeführten Vergünstigungen. Individuell abweichende Strompreise können durch Anpassung des Vergleichsszenarios berücksichtigt werden.

Der **Fremdbezug** stellt das Ausgangs- und Vergleichsszenario dar, in welchem ein Unternehmen den Strom von einem beliebigen Anbieter bezieht. Die gesetzlichen Umlagen des Strompreises sind vom Energieversorger an den Staat abzuführen und werden dementsprechend über den Strompreis an den Verbraucher weitergegeben.

Die EEG-Umlage, die Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)-Umlage, die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) und die Offshore-Netzumlage sind unabhängig von der Unternehmensart und des Energiebedarfs in voller Höhe zu entrichten. Die Konzessionsabgabe hingegen ist für Sondervertragskunden gesetzlich festgelegt. Als Unternehmen des produzie-

renden Gewerbes, der Letztverbrauchergruppe C, zahlt das Unternehmen nach der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) für den über 1 GWh hinausgehenden Strombedarf maximal 0,025 ct/kWh (vgl. Netztransparenz 2018). Ebenso überschreitet der Entlastungsbetrag der Stromsteuer 250 €, sodass das betrachtete Unternehmen von einer reduzierten Steuer profitiert. Die Spanne der Netzentgelte für Industriekunden reicht von unter 1,2 ct/kWh bis über 3,7 ct/kWh und ist lokal sehr unterschiedlich. (vgl. BNetzA 2019c, Verteilung der Netzentgelte für Industriekunden)

Die **Eigenversorgung** mit EE bietet die Möglichkeit, Emissionen zu senken und gleichzeitig die Nachhaltigkeit der Minderungsmaßnahme selbstständig zu definieren. Das Unternehmen verfügt über ausreichend Fläche in der Umgebung der Produktionsstätte, sodass die EE-Anlagen in unmittelbarer räumlicher Nähe zum Standort des Unternehmens errichtet werden. Das Unternehmen nutzt nicht nur den erzeugten Strom unmittelbar vor Ort, sondern ist gleichzeitig auch Betreiber der Anlagen. Demnach sind Betreiber und Letztverbraucher personenidentisch, womit ein entscheidendes Kriterium zur Reduzierung der EEG-Umlage erfüllt ist. Laut BMJV et al. (2017, §61b und j) verringert sich die EEG-Umlage auf 40 %, wenn es sich um Strom aus EE handelt und eine Personenidentität vorliegt. Eine gänzliche EEG-Befreiung ist wirtschaftlich nicht zu realisieren, da die erforderliche Erzeugungsleistung zur vollständigen Inselversorgung aufgrund der fluktuierenden Erzeugung unverhältnismäßig hoch wäre. Damit einhergehend ist das Unternehmen jedoch mit dem öffentlichen Versorgungsnetz verbunden und entsprechend auch die EE-Anlagen. Aufgrund der vollständigen Verwendung der generierten Elektrizität werden weder öffentliche Wege noch das Netz genutzt, sodass alle weiteren damit verbundenen Kosten und Umlagen entfallen.

Nicht jedes Unternehmen verfügt jedoch über die notwendigen Flächen oder die optimalen Gegebenheiten zur Errichtung ausreichender Erzeugungskapazitäten in Nähe zum Produktionsstandort, weshalb die Anlagen in räumlicher Entfernung zum Unternehmensgelände errichtet werden. Damit ähnelt das Versorgungskonzept dem von Ökostrom, jedoch betreibt das Unternehmen die Anlagen selbst, um die Nachhaltigkeit der Emissionsminderungsmaßnahme im Rahmen einer glaubwürdigen Klimaneutralitätsstrategie verwenden zu können. Ist der räumliche Zusammenhang zwischen den EE-Anlagen und dem Verbraucher nicht gegeben, sind aber Betreiber und Letztverbraucher personenidentisch, wird von sonstigem **selbsterzeugten Letztverbrauch** gesprochen (vgl. BNetzA 2016, S. 18–19). Auf Grund der räumlichen Trennung wird der Strom mit Hilfe des öffentlichen Netzes weitergeleitet, weshalb alle Umlagen anfallen. Lediglich die Kosten für Beschaffung und Vertrieb entfallen für den durch die EE-Anlagen erzeugten Strom.

In der abschließenden Stromversorgungsvariante erfolgt die Energieversorgung zwar in unmittelbarer Nähe, jedoch durch eine **Betreibergesellschaft**. Im Gegensatz zu den vorherigen Konstellationen ist damit eine Personenverschiedenheit von Betreiber und Letztverbraucher gegeben (vgl. Moench et al. 2013, S. XVI). Aufgrund der Belieferung durch Dritte ist die volle EEG-Umlage zu zahlen (vgl. BNetzA 2016, S. 14), aber andere Abgaben entfallen da keine Nutzung öffentlicher Verkehrswege vorliegt und die Energie direkt genutzt wird (DIHK 2017, S. 43–44).

Tabelle 5.5.: Gegenüberstellung der Strombezugsvarianten in ct/kWh (in Anlehnung an BDEW 2019a, S. 25)

	Fremdbezug	Eigenversorgung	Letztverbrauch	Betreiberges.
EEG-Umlage	6,405	2,562	6,405	6,405
KWK-Umlage	0,280	0	0,280	0
Konzessionsabgabe	0,110	0	0,110	0
AbLaV	0,005	0	0,005	0
StromNEV	0,200	0	0,200	0
Offshore Netzumlage	0,416	0	0,416	0
Stromsteuer	1,537	0	1,537	0
Zwischensumme	8,953	2,562	8,953	6,405
Netzentgelte	2,330		2,330	
Beschaffung & Vertrieb	7,130			
Gesamt	18,413	2,562	11,283	6,405

Tabelle 5.5 stellt die Stromversorgungsvarianten und die relevanten Strompreisbestandteile gegenüber. Ausgehend von der geringen Belastung durch Steuern und Umlagen stellt die Eigenversorgung die kostengünstigste Variante dar.

5.2.4.2. Stromgestehungskosten

Eine Aussage bezüglich der Vorteilhaftigkeit einer der Varianten gegenüber dem Fremdbezug erfordert den adäquaten Vergleich untereinander. Die Vergleichsvariante beinhaltet bereits die Kosten der Stromerzeugung, dementsprechend sind diese für die Unternehmensversorgung auf Basis regenerativer Energiequellen zu berücksichtigen. Diesbezüglich erfolgt die Integration der Stromgestehungskostenberechnung in die Versorgungsvarianten, welche anschließend mit der Differenz zum Fremdbezug verglichen werden. Anhand dessen wird abgeleitet, ob die

EE-Anlagen in der jeweiligen Strombezugsvariante wirtschaftlich betrieben werden können. Während die Entscheidungsfindung unterstützt wird, sind die Stromgestehungskosten jedoch nicht dazu geeignet, eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit der konkreten Anlagen zu treffen. Dazu wäre eine standortabhängige Analyse erforderlich (Kost et al. 2018, S. 31).

Die Stromgestehungskosten (StGK) beschreiben die Aufwendungen, die bei der Umwandlung von einer Energieform in eine andere anfallen. Berechnet werden diese aus den Kosten über die Lebensdauer, inklusive der Errichtung und des Betriebs der Anlage sowie aus der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer (Kost et al. 2018, S. 31). Darauf basierend können verschiedene Technologien hinsichtlich ihrer Kosten miteinander verglichen werden. Die Berechnung der Stromgestehungskosten basiert auf der Levelized Costs of Electricity (LCOE) Methode.

$$LCOE = StGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W_{el}}{(1+i)^t}} \quad (5.3)$$

Nach Formel 5.3 werden die Stromgestehungskosten (vgl. Konstantin 2017, S. 33) aus der Summe der jährlichen Gesamtkosten (A), dividiert durch den Diskontierungsfaktor ausgehend vom Jahr der Nutzung (t) bis zum Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer (n), zuzüglich der Investitionskosten (I_0) durch die Summe der produzierten Strommenge (W_{el}) im identischen Zeitraum berechnet.

Eine Studie des Fraunhofer ISE (Kost et al. 2018) hat die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien in Abbildung 5.10 untersucht. Diese Untersuchung dient zur Absicherung der in Formel A.1 und A.3 errechneten Stromgestehungskosten, die im weiteren verwendet werden. Die Darstellung der Studie zeigt, dass die EE-Stromgestehungskosten an geeigneten Standorten unter denen der fossilen Energieträger liegen. Demzufolge sind EE-Anlagen nicht nur aus ökologischer Sicht von Bedeutung, sondern auch aus ökonomischer Sicht.

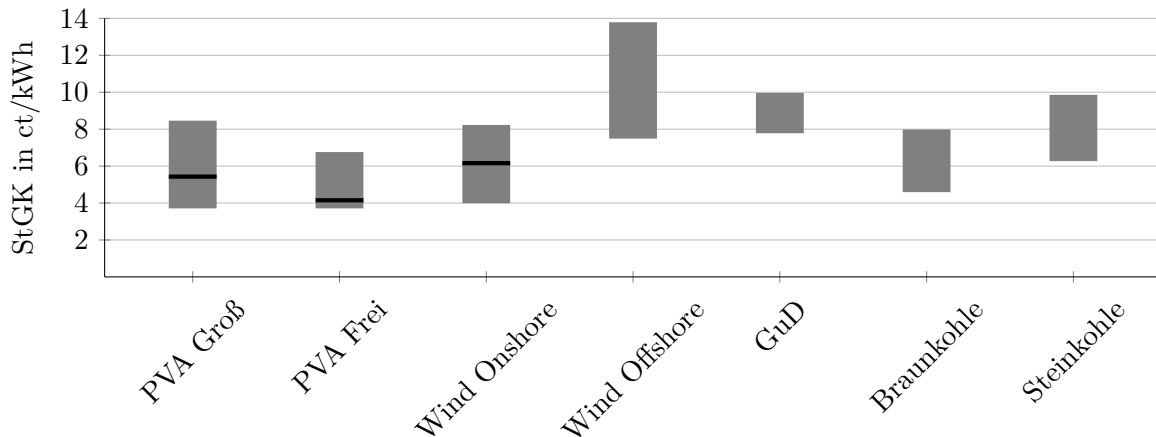


Abbildung 5.10.: Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerksarten in Deutschland (angelehnt an Kost et al. 2018, S. 2)

Ausgehend von den Versorgungsvarianten und den Gestehungskosten, stellt Tabelle 5.6 die Ersparnisse der verschiedenen Varianten gegenüber dem Fremdbezug dar. Der Vergleich dient der Ermittlung des monetären Handlungsspielraumes, der zum Betrieb der EE-Anlagen genutzt werden kann.

Tabelle 5.6.: Kosten und Ersparnis ggü. dem Fremdbezug je Strombezugsvariante sowie die Stromgestehungskosten für Photovoltaik (PV)- und Windkraft (WK)-Anlagen in ct/kWh

Strombezugsvarianten	Kosten	Ersparnis
Fremdbezug	18,413	
Eigenversorgung	2,562	15,851
Sonstiger selbsterzeugter Letztverbrauch	11,283	7,13
Betreibergesellschaft	6,405	12,008
Stromgestehungskosten		
Photovoltaik-Dach-Großanlage (PVA Groß)	5,43	
Photovoltaik-Freiflächenanlage (PVA Frei)	4,15	
Onshore-Windkraftanlage (WKA)	6,16	

Ausgehend von der Berechnung weist die Photovoltaikanlage (PVA) geringere Stromgestehungskosten auf und ist somit wirtschaftlich gesehen vorteilhafter als die Windkraftanlage (WKA). Diese wiederum bietet den höheren Energieertrag bezogen auf die installierte Leistung. Die Kostenersparnis erlaubt die Deckung der Stromgestehungskosten in allen Bezugsvarianten. Die Verwendung der oberen Grenzwerte für eine Onshore WKA würde jedoch,

beim sonstigen selbsterzeugten Letztverbrauch verglichen mit dem Fremdbezug zu höheren Kosten führen (vgl. Abbildung 5.10). Jedoch sind individuelle Kosten für die Unterhaltung eines eigenen Stromverteilungsnetzes nicht berücksichtigt und müssen im Einzelfall ergänzt werden.

5.2.4.3. Resümee

Die wirtschaftliche Beurteilung der Substituierung des elektrischen Energiebedarfes eines Unternehmens mit eigenen EE-Erzeugungskapazitäten, ausgehend von den gesetzlichen Regelungen, ist grundsätzlich für jede Versorgungskonstellation zukunftsfähig. Die umfangreichen Ausnahme- und Sonderregelungen für eine Vielzahl der Strompreisbestandteile bedingen jedoch eine individuelle Betrachtung der Stromkosten je nach Standort und Unternehmen.

Obwohl keine der Varianten eine vollständige Ausnahme von allen Steuern zulässt, stellt die Analyse auf Basis der vom BDEW ermittelten Durchschnittspreise für Industrieunternehmen (BDEW 2019a, S. 25) für alle betrachteten Stromversorgungsvarianten einen wirtschaftlichen Betrieb in Aussicht. Kann ein Unternehmen die Anlagen in örtlicher Nähe zum Produktionsstandort errichten und betreibt diese selbst, ist lediglich die reduzierte EEG-Umlage zu zahlen und somit die Eigenversorgung die ökonomisch interessanteste Versorgungsvariante.

Jedoch ist festzuhalten, dass der wirtschaftliche Betrieb vom Standort abhängig ist und trotz unmittelbarer örtlicher Nähe die Kosten für ein eigenes Versorgungsnetz zu berücksichtigen sind. Ebenso gilt für Unternehmen mit einem geringen Strompreis unter 8 ct/kWh, dass die regenerative Versorgung aufgrund der erhobenen EEG-Umlage und der angenommenen Stromgestehungskosten unwirtschaftlich ist.

5.3. Kompensieren

Die Kompensation unvermeidbarer Emissionen eines Unternehmens durch den Handel mit Emissionszertifikaten kann genutzt werden, um die eigene Klimabilanz zu verbessern und dient damit der Erreichung der Klimaneutralität (vgl. Weidmann et al. 2009, S. 5). Unvermeidbare Emissionen resultieren unter anderem aus der Nutzung fossiler Energieträger, wenn diese nicht durch andere weniger emissionsintensive Energieträger ersetzt werden können. Der Ausgleich mit Emissionsminderungszertifikaten ist laut PAS 2060 erst als letzter Schritt der Emissionsverringerung zulässig (vgl. BSI 2014, S. 22–25). Jedoch ist der Markt für Emissionszertifikate komplex und die Spezifikation gibt keine detaillierten Einblicke in die Möglichkeiten, Zusammenhänge und Problemstellungen im Hinblick auf den globalen und nationalen Klimaschutz. Da energiebedingte CO₂-Emissionen zumeist durch die Verwendung fossiler Energieträger verursacht werden, liegt in diesem Kapitel der Schwerpunkt auf der Kompensation dieser Emissionen.

5.3.1. Emissionshandel und Zertifikate

Der Handel mit Emissionszertifikaten findet grundsätzlich auf zwei Ebenen statt, dem regulierten und dem freiwilligen Markt. Der regulierte Markt basiert auf dem Kyoto-Protokoll und wird nach international anerkannten Standards zertifiziert. Der freiwillige Markt ist außerhalb des Protokolls angesiedelt und unterliegt dementsprechend auch keiner staatlichen Überwachung und Anerkennung. (vgl. Stehmeier 2011, S. 2)

Grundsätzlich kommen alle auf dem Markt verfügbaren Zertifikate für die Kompensation von THG in Frage. Die Glaubwürdigkeit der Aktivität zur Klimaneutralität ist jedoch im Wesentlichen von den Qualitätskriterien der geförderten Klimaschutzprojekte abhängig. Dementsprechend werden Emissionsminderungsprojekte in der Regel nach internationalen Standards geprüft, um die Sicherstellung der ökologischen Integrität zu gewährleisten. Eine der wesentlichen Forderungen der internationalen Klimapolitik gemäß der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen ist die „Zusätzlichkeit“. Im verwendeten Kontext wird darunter zum einen die ökologische aber auch die wirtschaftliche Zusätzlichkeit verstanden. Die so geförderten Projekte sind rein wirtschaftlich betrachtet nicht ideal, sodass diese Minderungsprojekte ohne den Verkauf der Emissionszertifikate nicht realisierbar wären. Erst die Förderung durch den Zertifikatehandel ermöglicht das Überwinden von technischen Hemmnissen. Auf der ökologischen Seite werden durch das Projekt zusätzliche Emissionsminderungen im Vergleich zu einem vorher definierten Referenzszenario (Baseline) erzielt. Aufgrund der aktuell noch verhältnismäßig geringen Kosten stellt der Handel mit Emissionszertifikaten für Großverbraucher die wirtschaftlichste und vor allem unkomplizierteste Möglichkeit dar (vgl. UBA 2018, S. 17). Zertifikate aus freiwilligen Klimaschutzprojekten außerhalb des Kyoto-Protokolls sind nicht als nationale Minderungsziele anrechenbar (UBA 2019c). Laut einer Umfrage des UBA (2018, S. 12) wurden 2016 über 90 % der Zertifikate außerhalb des Protokolls erworben und stillgelegt. Demnach trägt ein großer Teil der unternehmerischen Kompensationsmaßnahmen nicht zur Erreichung der politischen Zielstellung bei.

Abbildung 5.11 stellt den komplexen Mechanismus der unterschiedlichen Zertifikatstypen des Emissionshandelsmarktes dar. Die Projekttypen des europäischen und weltweiten Kompensationsmarktes werden gemäß den Anerkennungsmechanismen und Zertifikaten in Abbildung 5.11 nachfolgend eingeteilt und erläutert.

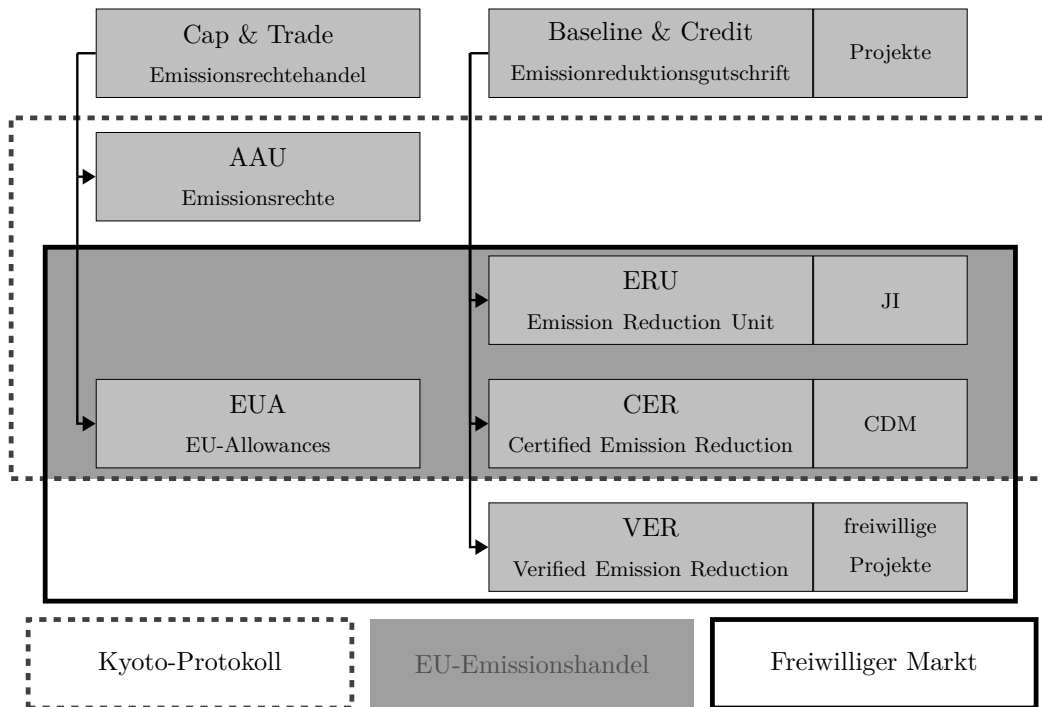


Abbildung 5.11.: Übersicht der Zertifikatstypen im Emissionshandelmarkt (vgl. Zimen 2008, S. 16)

5.3.2. Regulierter, staatlicher Emissionshandel

Die UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung 1992 in Rio de Janeiro gilt mit der Vereinbarung der Klimarahmenkonvention, als Meilenstein für die Umwelt- und Entwicklungsbestrebungen. Ausgehend von dieser jährlichen Vertragsstaatenkonferenz der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) wurde 1997 in Kyoto, Japan, erstmals ein verbindliches Ziel für den Klimaschutz vereinbart. Aus diesem Protokoll leitet sich zum einen der staatliche Handel mit Emissionszertifikaten ab, aber auch der EU-Emissionshandel auf Anlagenebene. Dieser regulierte Emissionsmarkt wird von zentralen Stellen gesteuert und kontrolliert.

5.3.2.1. Kyoto-Protokoll

Die völkerrechtliche Wirksamkeit²⁹ des Kyoto-Protokolls trat erst 2005 mit der Ratifizierung durch Russland ein. Grundsätzlich wird darin zwischen Entwicklungsländern (EL)/ Schwellenländern und Industrieländern (IL)³⁰ unterschieden, jedoch haben nur letztere konkrete Emissionsminderungsverpflichtungen.

²⁹Die Klimarahmenkonvention verlangt, dass mindestens 55 Staaten, die zusammen für 55% der CO₂-Emissionen aller Industrieländer des Jahres 1990 verantwortlich waren, das Protokoll ratifizieren.

³⁰Teilnehmende Industrienationen werden auch als Annex-B-Staaten bezeichnet.

Das Protokoll verpflichtet die teilnehmenden Industriestaaten dazu, ihre Emissionen gegenüber 1990 um insgesamt 5,2 % zu senken (vgl. Rahmstorf et al. 2007, S. 99). Außerdem sieht das Übereinkommen individuelle Vorgaben für die einzelnen Länder vor, die innerhalb sogenannter Verpflichtungsperioden umgesetzt werden müssen. Die EU ist für diesen Zeitraum eine Reduktionsverpflichtung von 8 % eingegangen, welche im Rahmen der EU-internen Lastenverteilung auf die damals 15 Mitgliedstaaten aufgeteilt wurden. Sowohl das internationale Ziel als auch das EU-Ziel und der deutsche Beitrag wurden in der ersten Verpflichtungsperiode übererfüllt. (vgl. BMU 2017b)

Auf der achtzehnten Vertragsstaaten-Konferenz (COP 18) in Doha, Katar, einigten sich die Vertragsstaaten auf eine Verlängerung des Kyoto-Protokolls bis 2020 und damit auf eine zweite Verpflichtungsperiode im Zeitraum von 2013 bis 2020. Das Emissionsreduktionsziel des zweiten Verpflichtungszeitraums beträgt 18 % gegenüber 1990, wobei das europäische Ziel mit 20 % ambitionierter ausfällt. (vgl. BMU 2017b)

Trotz der grundsätzlichen Einigung haben bisher nur 137 Staaten das sogenannte Doha Amendment offiziell ratifiziert, jedoch sind für das Inkrafttreten 144 Ratifizierungen notwendig (vgl. UNFCCC 2020). Auch Deutschland hat das Doha Amendment erst 2017 ratifiziert (vgl. BMU 2017a). Das deutsche Reduktionsziel für 2020 liegt mit 40 % deutlich über der vom BMU (2018, S. 18) prognostizierten Reduktion von rund 32 %.

Das Kyoto-Protokoll umfasst zur kosteneffizienten Erfüllung der Zielvorgaben und zur Sicherstellung einer nachhaltigen Wirtschaft und Gesellschaft verschiedene Flexibilisierungsmechanismen (vgl. Zenke et al. 2012, S. 139). Die flexiblen Mechanismen unterliegen dem Grundgedanken, dass emissionsenkende Maßnahmen dort durchgeführt werden, wo eine Realisierung am kostengünstigsten ist. Aufgrund des globalen Wirkungscharakters von Treibhausgasen entfaltet die Emissionsvermeidung an jedem beliebigen Ort die gleiche Wirkung.

Die flexiblen Mechanismen zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls umfassen den Emissionsrechtehandel zwischen Industriestaaten, Klimaschutzprojekte zwischen Industrieländern (JI) sowie Projekte zwischen Industrieländern und Entwicklungsländern (CDM), wie in Abbildung 5.12 ersichtlich ist. Je nachdem, in welchem Land oder mit welchem Mechanismus das Klimaschutzprojekt umgesetzt wird, werden unterschiedliche Zertifikate generiert. Jedes dieser Zertifikate stellt eine Währung dar, deren Wertigkeit einer Tonne CO₂e entspricht.

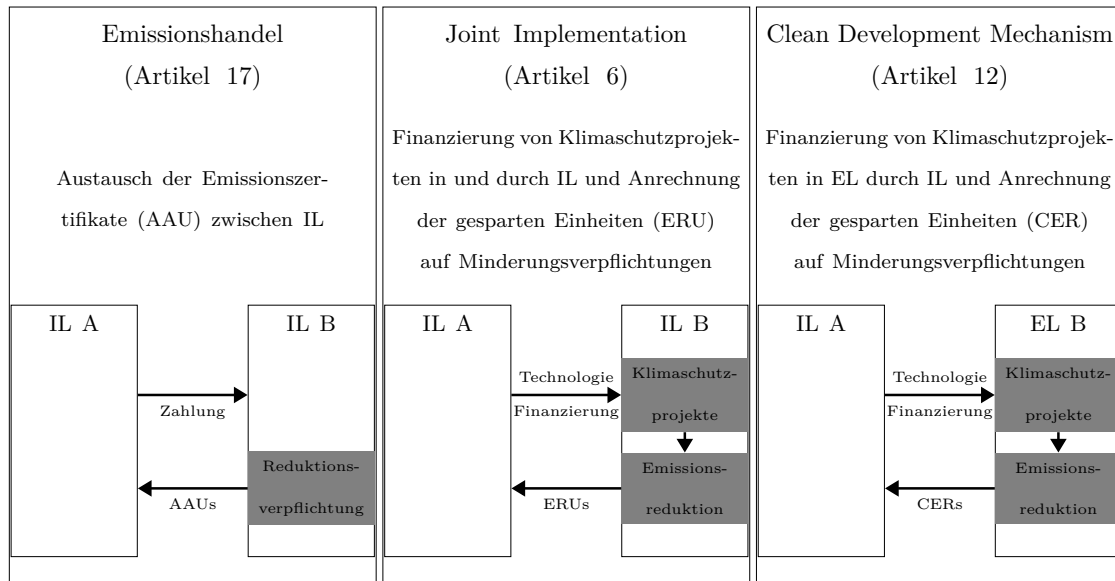


Abbildung 5.12.: Flexible Mechanismen des Kyoto-Protokolls (vgl. UBA 2020c)

Die Umsetzungsmechanismen und die dazugehörigen Emissionsminderungszertifikate sind in Abbildung 5.11 und 5.12 dargestellt und werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

5.3.2.2. Internationaler Emissionsrechtehandel

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls werden jedem Industrieland sogenannte Assigned Amount Units (AAU) als Emissionsrechte zugeteilt. Die Zuteilung entspricht dabei der festgelegten Emissionsobergrenze gemäß Annex B des Kyoto-Protokolls (vgl. DEHSt 2015b, S. 8–9).

Durch den Handel der AAUs können Industrieländer ihre nationalen Verpflichtungen nach Artikel 3, Abs. 1 des Kyoto-Protokolls erfüllen. Kann ein Staat die Emissionen stärker senken, als es die Verpflichtungen des Kyoto-Protokolls vorsehen, kann dieser Staat die darüber hinausgehenden Emissionsberechtigungen an andere Industriestaaten verkaufen. Somit sollen zum einen die Emissionen global verringert werden, aber gleichzeitig auch dort eingespart werden, wo dies am kostengünstigsten ist.

Neben dem Handelsmechanismus beinhaltet das Protokoll weitere Elemente, um die Zielerreichung zu vereinfachen. Artikel 4 eröffnet die Möglichkeit, Ländergruppen zu bilden, um die Verpflichtungen gemeinsam zu erfüllen. Diese Möglichkeit haben die Länder der Europäischen Union genutzt. Seit 2005 ist der EU-ETS das zentrale Klimaschutzinstrument der EU. Jedoch ist der Handel mit AAU-Emissionsrechten zwischen Annex-B-Staaten vom europäischen Emissionshandel mit Emissionsberechtigungen European Emission Allowances (EUA) zu unterscheiden, obwohl ein enger Zusammenhang besteht (vgl. DEHSt 2015b, S. 9).

Mit dem Beginn der Verpflichtungsperiode wurden die global anerkannten AAUs durch Änderung des Einheitentyps in EUAs umgewandelt. Damit sind zwei Emissionszertifikate in einem

vereint. Zu unterscheiden ist der Emissionshandel zwischen Staaten auf Basis des Kyoto-Protokolls und der Emissionshandel zwischen Unternehmen im Rahmen des EU-ETS. Innerhalb der EU werden die Emissionszertifikate zwischen Unternehmen bestimmter Branchen³¹ gehandelt. Die am Emissionshandel beteiligten Unternehmen erhalten von den nationalen Regierungen entsprechende Zertifikate, wodurch ein absolutes Limit an THG-Emissionen gesetzt wird. Ein Teil der Zertifikate wird kostenlos zugeteilt, der weit größere Anteil jedoch wird hauptsächlich über eine Auktionierung an die teilnehmenden Unternehmen ausgegeben (DEHSt 2015a, S. 15). Die kostenlose Zuteilung der Emissionsberechtigungen erfolgt über branchenspezifische Standards, die einen Benchmark repräsentieren. In Deutschland sind in der aktuellen Handelsperiode über 1.900 Energie- und Industrieanlagen zur Teilnahme am Emissionshandel verpflichtet. Die Zahl der verpflichteten Energieanlagen liegt dabei kaum höher als der Anteil an Industrieanlagen, wobei jedoch die Energieerzeugung für rund Dreiviertel der im nationalen Handel erfassten Emissionen verantwortlich ist (vgl. DEHSt 2015a, S. 11). Zur Einhaltung der Obergrenze stehen drei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Umsetzung von Effizienzmaßnahmen zur THG-Reduktion
- Einsparung von Emissionen und Verkauf der überschüssigen Zertifikate an andere Marktteilnehmer
- Ankauf von Emissionszertifikaten von Unternehmen, die das Emissionsziel übererfüllt haben

In den Jahren 2014 bis 2016 wurden insgesamt 900 Millionen EUAs von den Auktionen zurückgehalten. Dieses Backloading dient dazu, einen Überschuss an Zertifikaten abzubauen, indem die überschüssigen Zertifikate in eine Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt werden. Die MSR wird ab 2019 genutzt, um die Auktionsmengen jedes Jahr um 24 % zu reduzieren, solange zu viele EUAs³² im Umlauf sind. Umgekehrt können zusätzliche Emissionsberechtigungen aus der MSR versteigert werden, sollten in den nachfolgenden Jahren zu wenige Emissionsberechtigungen³³ im Umlauf sein. (vgl. DEHSt 2019, S. 2)

Sogar in der aktuellen Handelsperiode mit jährlicher Verminderung der verfügbaren EUAs ist die Emissionsreduktion nur minimal. Im derzeitigen Emissionshandel wird das Cap nicht überschritten, sodass folglich mehr Berechtigungen als Emissionen vorhanden sind. Der Anreiz zu Investitionen in klimafreundlichere Technologien ist demnach nicht groß genug, um eine deutliche Emissionseinsparung zu bewirken. Dafür müsste das jährliche Cap deutlich stärker verringert und die Berechtigungen teurer auktioniert werden.

³¹Dazu gehört die Energiewirtschaft und die energieintensive Industrie (Verarbeitung oder Herstellung von Erzen, Roheisen, Zement, Kalk, Glas, Keramik, Zellstoff und Papier).

³²Überschuss größer 833 Millionen

³³Überschuss kleiner 400 Millionen

Während die europaweiten Emissionen unterhalb des Caps liegen, ist der Ausstoß der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland zumeist oberhalb des rechnerischen nationalen Cap-Anteils. Deutsche Anlagenbetreiber konnten die Verpflichtungen durch Projektgutschriften aus den weiteren flexiblen Mechanismen CDM und JI erfüllen, sodass diese nicht auf den Kauf von Emissionsberechtigungen aus dem Ausland angewiesen waren. (vgl. DEHSt 2015a, S. 16–17)

5.3.2.3. Joint Implementation

Das zweite Instrument zur Sicherstellung der Reduktionsverpflichtungen ist nach Artikel 6 des Kyoto-Protokolls der JI-Mechanismus. Dabei handelt es sich um einen projektbezogenen Mechanismus, der es Industriestaaten bzw. Unternehmen erlaubt, emissionsreduzierende Projekte in anderen Annex B-Ländern durchzuführen. Der Mechanismus folgt dem Baseline³⁴ und Credit³⁵ Ansatz (vgl. Garske 2013, S. 49). Die erzielten Emissionsreduktionen werden dem Gastland von seinem AAU-Kontingent abgezogen und dem investierenden Land im gleichen Umfang als zusätzliche Emissionsrechte in Form von Emission Reduction Units (ERU) angerechnet.

Der JI-Mechanismus ist besonders auf Transformationsländer ausgerichtet, in denen der technische Klimaschutz meist schlechter und dementsprechend das Emissionsminderungspotential hoch ist. Somit soll nicht nur der globale Ausstoß von Treibhausgasen reduziert werden, sondern durch die zusätzlichen Finanzmittel und den Technologietransfer gleichzeitig eine klimafreundliche Modernisierung vorangetrieben werden. (vgl. WWF 2013)

JI-Projekte sind jedoch laut Garske (2013, S. 141 ff.) aufgrund hoher Transaktionskosten, der notwendigen Expertise, einer zumeist kurzfristigen Projektlaufzeit sowie einer aufwendigen Dokumentation und Berichterstattung nicht für alle Unternehmen geeignet. Dementsprechend erfolgt die Durchführung dieser Projekte vermehrt von großen Unternehmen. Um den Dokumentationsaufwand und die Transaktionskosten zu senken und somit die Projekte auch für KMUs attraktiver zu gestalten, können im Rahmen des Programme of Activities (PoA) mehrere Kleinprojekte zu einem registrierten Projekt gebündelt werden. (Garske 2013, S. 141–143)

5.3.2.4. Clean Development Mechanism

Der zweite projektbezogene und dritte flexible Mechanismus des Kyoto-Protokolls ist der CDM, welcher es Industrie- und Transformationsstaaten sowie deren Unternehmen ermög-

³⁴Die Baseline repräsentiert die Höhe der Emissionen, die ohne Durchführung des Klimaschutzprojektes erreicht würden.

³⁵Vergabe von Emissionsgutschriften (Credits) auf Grund der Emissionsminderungen der Projekte.

licht, Maßnahmen zur Emissionsreduzierung durchzuführen. Anders als bei JI-Projekten ist das Gastgeberland ein Entwicklungs- oder Schwellenland und damit ohne verbindliche Reduktionsziele. Nach erfolgreicher Zertifizierung des Investitionsprojektes erhalten die Annex-B-Länder die bescheinigten Certified Emission Reductions (CER)-Emissionsgutschriften, die wiederum auf das nationale Emissionsbudget des Heimatlandes angerechnet werden. Voraussetzung ist die Zusätzlichkeit und der Beitrag zu einer nachhaltigen Entwicklung des Gastgeberlandes. (vgl. Haensgen 2002, S. 21) Dementsprechend ist das ausdrückliche Ziel von CDM nicht nur die THG-Reduzierung, sondern auch Industrienationen mehr Flexibilität beim Erreichen der Reduktionsziele zu ermöglichen und EL durch den Technologietransfer, die ökologischen Verbesserungen oder die Verringerung einer Abhängigkeit von Brennstoffen zu unterstützen (vgl. Betz et al. 2005, S. 15 ff.).

Auch der CDM-Mechanismus baut auf dem Baseline und Credit Ansatz auf. Liegen die tatsächlichen Emissionen des Projektes unterhalb der Baseline, kann die Differenz als Emissionsminderung geltend gemacht und als CER-Emissionsgutschrift ausgegeben werden. Dieses Zusätzlichkeitskriterium soll verhindern, dass Emissionsreduktionen zertifiziert werden, die auch ohne CDM-Projekte eingetreten wären (vgl. Exner 2016, S. 79). Jedoch geben weder das Kyoto-Protokoll noch die COP-Beschlüsse konkrete Anforderungen an den Nachweis der Zusätzlichkeit.

CDM-Projekte werden nach dem Minderungsumfang der Maßnahmen unterschieden. Wie schon beim JI-Mechanismus können auch im CDM kleinere Projekte realisiert werden, die Regeln dafür sind jedoch nur anwendbar, wenn die jeweiligen Maßnahmen nicht zu einem der Standard-Projekte zählen (vgl. Exner 2016, S. 52–53). Diese Projekttypen dienen grundsätzlich der Emissionsminderung an Quellen, darüber hinaus können mit Aufforstungs- bzw. Wiederaufforstungsprojekten (A/R-Projekte) auch bereits freigesetzte THG-Emissionen gespeichert werden. Seit der zweiten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls werden zudem Maßnahmen zur Abscheidung und Speicherung (CCS) von Kohlenstoffdioxid als CDM-Projekt anerkannt. (vgl. Exner 2016, S. 55, 191)

5.3.2.5. Pariser Übereinkommen

Auf der UN-Klimakonferenz (COP 21) einigten sich 197 Staaten auf ein neues, globales Klimaschutzabkommen, bekannt als Übereinkommen von Paris. Die Vereinbarung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen regelt den Klimaschutz als Nachfolge des Kyoto-Protokolls. Mit der Ratifizierung durch 55 Staaten, die mindestens 55 % der globalen Treibhausgase emittieren, trat das Abkommen 2016 in Kraft. (vgl. BMWi 2019a) Bis zum Jahre 2020 haben 189 der 197 Vertragsparteien das Abkommen ratifiziert (vgl. UN 2020).

Das Abkommen von Paris verfolgt laut BMWi (2019a) drei grundsätzliche Ziele:

- Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur soll auf deutlich unter 2 Grad Celsius begrenzt werden, mit Anstrengungen einer Beschränkung auf 1,5 Grad Celsius
- Anpassungsfähigkeit an den Klimawandel soll gestärkt werden und ist neben der Minderung der THG-Emissionen als gleichberechtigtes Ziel etabliert
- Finanzmittelflüsse sollen mit den Klimazielen in Einklang gebracht werden

Das Pariser Übereinkommen verpflichtet erstmals alle Staaten zum Vorantreiben eines völkerrechtlich verbindlichen Klimaschutzes. Die Staaten sind dazu verpflichtet, in regelmäßigen Abständen nationale Klimaschutzziele (Emissionsminderungsverpflichtungen (NDC)) zu definieren, den Vereinten Nationen mitzuteilen und Maßnahmen umzusetzen, um die selbstgesteckten Ziele zu erreichen. Jedoch entscheidet jedes Land individuell über das Ambitionsniveau der Ziele. Als Grundsatz gilt, dass jedes folgende Klimaschutzziel ambitionierter ausfallen muss als das vorherige. (vgl. BMU 2016)

Eine rechtliche Verbindlichkeit zur Erreichung der selbst gesteckten Ziele besteht jedoch nicht. Vielmehr soll die Verbindlichkeit über einen internationalen Transparenzmechanismus erreicht werden. Im Rahmen dieses Mechanismus werden die Klimaschutzbemühungen einer regelmäßigen internationalen Begutachtung unterzogen, sodass eine Verfehlung der Ziele zu einem Reputationsverlust der betroffenen Staaten führt. Außerdem sieht die Vereinbarung vor, alle fünf Jahre eine internationale Bilanz zu ziehen, um die öffentliche und politische Wahrnehmung des Klimaschutzes zu kanalisieren. (vgl. BMU 2016)

Internationale Kooperation nach Artikel 6

Ebenso wie das Kyoto-Protokoll sieht auch das Übereinkommen von Paris in Artikel 6 eine Kooperation zur Erreichung der Klimaschutzziele vor. Im Gegensatz zu den vorherigen Kooperationsmechanismen soll die Zusammenarbeit nicht nur die Umsetzung bestehender Klimaschutzziele erleichtern, sondern auch zu einer Ambitionssteigerung zukünftiger Ziele beitragen. Damit bildet Artikel 6 die rechtliche Basis für marktbasierende Klimaschutzinstrumente. (vgl. BMU 2016)

Dieser noch offene Punkt im Regelwerk des Pariser Klimaabkommens konnte auch auf der COP 25, 2019 in Madrid nicht geschlossen werden. Während die Verhinderung einer doppelten Anrechnung von Emissionsminderungen noch einen weitgehenden Konsens fand, scheiterte die Verhandlung unter anderem an dem Übertrag von Gutschriften aus dem Kyoto-Protokoll auf die nationalen Beiträge (NDCs). (vgl. Duyck et al. 2020)

Die Verhandlungen zur Nachfolge möglicher globaler Emissionshandelssysteme sollen auf der COP 26 (2020) fortgeführt werden, welche jedoch infolge der globalen Einschränkungen durch

die COVID-19 Pandemie vertagt wurde. Dementsprechend ist die weitere Ausgestaltung des Emissionshandels mit dem Auslaufen des Kyoto-Protokolls ungewiss.

5.3.3. Unregulierter, privater Emissionshandel

Neben dem regulierten, staatlichen Markt gibt es einen unregulierten Handel mit Emissionszertifikaten aus Klimaschutzprojekten abseits des Kyoto-Rahmenwerkes. Dieser unregulierte Emissionshandel bildet den freiwilligen Markt zur Kompensation von THG-Emissionen. Eine freiwillige Kompensation setzt voraus, dass diese nicht getätigt wird, um ein bestimmtes verbindliches Emissionsziel zu erreichen. Dementsprechend können die Emissionsreduktionen nicht zur Erreichung von Emissionsminderungszielen des Kyoto-Protokolls oder gemäß des EU-Emissionshandels genutzt werden.

5.3.3.1. Verified Emission Reduction

Im Gegensatz zu den zertifizierten Emissionsreduktionen des regulierten Emissionshandels werden die Projekte auf dem freiwilligen Markt von einem unabhängigen Dritten verifiziert und dementsprechend als Verified Emission Reductions (VER) bezeichnet. Zwar können die höherwertigen Zertifikate des regulierten Marktes auch zur freiwilligen Kompensation verwendet werden, gleiches gilt aber umgekehrt nicht für die VERs. Diese können ausschließlich zur freiwilligen Kompensation eingesetzt werden und tragen dementsprechend auch nicht zur Erreichung nationaler Verpflichtungen bei. Um eine ähnliche Projektqualität wie im verpflichtenden Markt sicherzustellen, haben sich mehrere übergreifende Qualitätsstandards etabliert, die sich weitgehend an den Anforderungen des Kyoto-Rahmenwerkes orientieren. Die führenden Standards für VERs werden nachfolgend erläutert.

5.3.3.2. Kompensationsdienstleister

Diverse Organisationen wie First Climate, Primaklima, atmosfair, South Pole Group, myclimate oder Klima-Kollekte bieten Kompensationsdienstleistungen auf dem freiwilligen Markt sowohl für Unternehmen als auch für Dienstleistungen, Produkte, Events oder Privatpersonen an³⁶. Diese privatwirtschaftlichen Institutionen prüfen den Nutzen und die Qualität der Projekte und zertifizieren diese. Die Zertifizierung von Klimaschutzprojekten erfolgt durch Ausstellung definierter Qualitätsstandards unter Einhaltung der darin festgelegten Kriterien, wie bspw. der Sicherstellung, dass die Zertifikate tatsächlich aus wirksamen Klimaschutzprojekten stammen und nicht mehrfach verkauft werden.

Das UBA teilt die gängigsten Standards in drei Kategorien ein (siehe Tabelle 5.7). Die verbreitetsten internationalen Standards auf dem unregulierten Markt sind der VCS und der Gold

³⁶Eine umfassende Übersicht inklusive Informationsblättern zu vielen Kompensationsanbietern und Projektentwicklern, werden von Allianz für Entwicklung und Klima (o. J.) zusammengestellt.

5. Klimaneutralität und die Ausprägungen der Emissionsreduktion

Standard (GS) (vgl. UBA 2018, S. 12). Die Kriterien beider Standards orientieren sich an den Mechanismen für umweltverträgliche Entwicklungen des Kyoto-Protokolls und erfüllen somit auch die dort geforderten Kriterien und Auflagen. Die Preise variieren deutlich und sind abhängig von der Menge der zu kompensierenden Emissionen, dem Standard und der Projektart.

Tabelle 5.7.: Wesentliche Qualitätsstandards freiwilliger Emissionszertifikate (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 23)

Internationale Standards	
Clean Development Mechanism (CDM)	5 - 60 €/tCO ₂
Verified Carbon Standard (VCS)	5 - 23 €/tCO ₂
Plan Vivo	15 - 22 €/tCO ₂
Gold Standard (GS, GS4GG)	5 - 23 €/tCO ₂
Nationale Standards	
MoorFutures	35 - 80 €/tCO ₂
Zusatzstandards	
Social Carbon Standard	Keine Einzelpreise da Zusatzstandards
Climate, Community and Biodiversity Standard (CCBS)	
Gold Standard (GS)	

Die Zusatzstandards beziehen neben der Klimawirksamkeit auch weitere positive und negative Auswirkungen auf die Biodiversität, Menschenrechte und die Beteiligung der lokalen Bevölkerung sowie andere Aspekte mit ein. Die Zusatzstandards werden zur Bewertung von Nachhaltigkeitsaspekten vor allem bei Waldprojekten eingesetzt und sind nur in Kombination mit einem internationalen Standard erhältlich (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 23). Durch die Berücksichtigung einer ganzheitlichen Betrachtung der nachhaltigen Entwicklung folgen diesem Ansatz inzwischen auch diverse andere Qualitätsstandards. Die Standards beziehen dazu die 17 Nachhaltigkeitsziele (SDG) der UN-Generalversammlung mit ein. Einige Beispiele dafür sind der Gold Standard for the Global Goals (GS4GG) und der Sustainable Development Verified Impact Standard (SD VISTa) des Verified Carbon Standard (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 24). Daneben existieren in vielen Ländern nationale Initiativen und Standards, wie Moor Futures zur Renaturierung von Mooren in Deutschland. MoorFutures steht für regionale CO₂-Zertifikate, generiert durch die Wiedervernässung von Mooren in Deutschland (vgl. MoorFutures 2019, S. 2).

Das Grundprinzip der Kompensation beruht darauf, dass es für das Klima unerheblich ist, an welchem Ort die Treibhausgase ausgestoßen und vermieden werden. Daher können verursachte Emissionen auch in einem anderen Land oder einer weiter entfernten Stelle eingespart werden. Somit folgt die Grundidee dem Ansatz, Finanzmittel möglichst effektiv für Klimaschutzprojekte einzusetzen. In den allermeisten Fällen ist es günstiger, in einem weniger entwickelten Land die THG-Emissionen zu reduzieren. Dementsprechend stammt ein essenzieller Anteil an Zertifikaten aus solchen Regionen, wie die Marktanalyse des UBA (2018, S. 10) aufzeigt. Nachfolgend ist eine Übersicht über die weltweiten Projekttypen und die Häufigkeit aufgeführt.

Tabelle 5.8.: Gängige Typen der Kompensationsprojekte (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 23)

Projektarten	Projekttypen	Häufigkeit
Energieprojekte	Erneuerbare Energien	36 %
	Energieeffizienz	19 %
	Brennstoffwechsel	2 %
	Reduzierung/Einbindung von CO ₂	
	Landwirtschaft	17 %
	Wälder und Forstwirtschaft	17 %
	Moore	<1 %
	Abfall und Deponiegas	2 %
	Industrie	1 %
	Transport	1 %
Entwaldung und Waldschädigung		
	vermiedene Entwaldung	4 %

Mit dem Zertifikatskauf zur Kompensation unvermeidbarer Emissionen werden diverse Projekte in Schwellen- und Entwicklungsländern finanziert, die ohne die Zertifikatserlöse nicht hätten durchgeführt werden können. Zu den häufigsten Projekten nach Tabelle 5.8 gehören die Förderung zum Bau von alternativen Energieanlagen sowie die Produktion und Verteilung des Stroms, aber auch zur Steigerung der Energieeffizienz. Neben den energetischen werden zumeist Projekte zur Reduzierung oder zur Bindung von CO₂ gefördert. Solche Klimaschutzprojekte umfassen die Aufforstung und nachhaltige Waldbewirtschaftung. Aber auch

der Schutz und die Renaturierung von Mooren zählen zu diesen Projektarten. Intakte Moore binden Kohlenstoff in organischen Sedimenten (Torf) und können laut Wolters et al. (2018a, S. 14) doppelt so viel Kohlenstoff speichern wie in den weltweiten Wäldern enthalten ist.

5.3.4. Emissionsverringderung innerhalb der Wertschöpfungskette

Wie in Kapitel 2.2.1 erläutert und in Abbildung 5.13 präzisiert, umfasst Scope 3 in den meisten Sektoren den wesentlichen Anteil der Gesamtemissionen. Ausnahmen davon bilden der Energie- und der Transportsektor, deren direkte Emissionen durch die Verbrennung fossiler Energieträger beeinflusst sind.

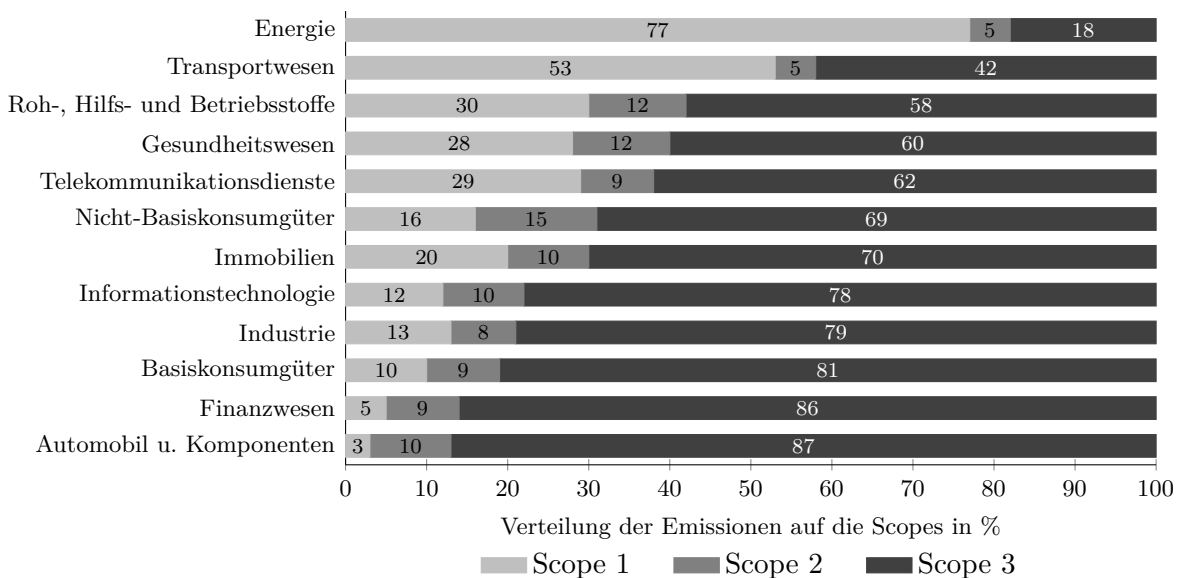


Abbildung 5.13.: Verteilung der Scope 1, 2 und 3 Emissionen nach Sektoren (angelehnt an CDP 2014, S. 14)

Abbildung 5.13 verdeutlicht, dass der Anteil der Scope 3 Emissionen in den meisten Sektoren deutlich über 50 % der Emissionen ausmacht. Die Daten des CDP (2014) ergeben zudem, dass das Verhältnis der Scope 1 und Scope 3 Emissionen korreliert. Je größer der Anteil der Scope 3 Emissionen ist, umso geringer ist der Anteil der Scope 1 Emissionen.

Aus der Verteilung der Emissionen auf die drei Scopes der beiden Sektoren Energie und Transport geht hervor, dass die direkten Emissionen dieser Branchen gleichzeitig auch die indirekten Emissionen der anderen Sektoren sind. Die Scope 1 Emissionen des Energiesektors sind entsprechend die Scope 2 Emissionen der anderen Sektoren. Die direkten Emissionen des Transportsektors stellen einen Teil der Scope 3 Emissionen aller anderen Sektoren dar. Somit trägt eine Verringerung der Emissionen in Scope 1 und 2 gleichzeitig zu einer Senkung der Scope 3 Emissionen anderer Sektoren oder eines anderen Unternehmens bei.

Zwar weisen die Daten in Abbildung 5.13 darauf hin, dass Scope 3 den größten Einfluss auf die

Reduktion von Emissionen hat, jedoch liegen die Scope 3 Emissionen in der Regel außerhalb des Einflussbereiches, während jedes Unternehmen die anfallenden Emissionen in Scope 1 und 2 direkt beeinflussen und somit unmittelbar verbessern kann. Dennoch bietet auch Scope 3 Möglichkeiten zur Verringerung der Emissionen. Laut den Daten des CDP (2014, S. 15) stellen die bezogenen Güter und Dienstleistungen mindestens 70 % der Scope 3 Emissionen in allen Sektoren dar. Demnach bietet insbesondere die Beschaffung von vermeintlich umweltfreundlicheren Vorprodukten ein umfassendes Potenzial zur Emissionsreduktion. Im Rahmen dieser Arbeit sollen anhand von verbreiteten Materialien, wie Metallen und Kunststoffen, die einen wesentlichen Anteil in produzierenden Branchen haben, die Emissionen und die Beschaffungskosten je nach Herkunftsland oder Region analysiert werden. Anhand dessen ergibt sich aus der Beschaffung von umweltfreundlicheren Materialien, die aber unter Umständen mit höheren Kosten verbunden sind, eine Option zur Verringerung der Emissionen innerhalb der eigenen Wertschöpfungskette. In dieser Arbeit wird die Emissionssenkung durch die Beschaffung von emissionsärmeren Vorprodukten als eine Kompensationsoption angesehen, da somit die Scope 3 Emissionen reduziert werden. Je nach Standpunkt der Betrachtung, kann diese Option gleichwohl aber auch als Substituierungsmaßnahme angesehen werden, da die Emissionen nicht ausgeglichen, sondern durch Produkte mit einem geringeren Emissionsanteil ersetzt werden.

5.3.4.1. Metalle

Die Metalle Aluminium, Blei, Kupfer, Nickel, Zink und Zinn zählen zu den wichtigsten Industriemetallen (vgl. SMH 2017).

Tabelle 5.9.: Wichtigste Industriemetalle und deren weltweite Nachfrage in 1.000 t

Metalle	Aluminium	Blei	Kupfer	Nickel	Zink	Zinn	Stahl
Weltweite Nachfrage	69.300	11.886	24.290	2.522	13.684	359	1.717.000

Laut den Statistiken zu Basismetallen von statista (2020) in Tabelle 5.9 sind Aluminium und Stahl die am häufigsten eingesetzten Materialien. Nickel und Zinn sind hingegen im direkten Vergleich nicht von großer globaler Bedeutung, sodass diese beiden Materialien in der nachfolgenden Betrachtung nicht weiter berücksichtigt werden.

Abbildung 5.14 zeigt die Emissionsfaktoren und die Handelspreise für ausgewählte Metalle in Abhängigkeit der Herkunftsländer bzw. -regionen. Davon ausgehend kann ermittelt werden in welchen Ländern bei der Metallproduktion geringere Emissionen entstehen. Um eine Vergleichbarkeit zwischen herkömmlichen Verschmutzungsrechten und der Beschaffung von klimafreundlicheren Vorprodukten herzustellen, ist der Preis ein weiterer Faktor. Ausgehend

von den veranschlagten Kosten aus Handelsbilanzen kann die Kostendifferenz zwischen unterschiedlichen Herkunftsländern bestimmt werden. Diese Analyse dient damit der Beurteilung der Emissionseinsparung und den damit verbundenen Aufwendungen zwischen den klimaschädlicheren Produktionsstätten und den klimafreundlicheren. Somit ist die Kompensation innerhalb der individuellen Wertschöpfungskette durch die Beschaffung von klimafreundlichen Vorprodukten eine alternative Möglichkeit zur Emissionsreduzierung der indirekten Emissionen. Diese Alternative ermöglicht außerdem eine direkte Einflussnahme auf die ansonsten kaum beeinflussbaren Scope 3 Emissionen. Die Betrachtung erfolgt unabhängig von der tatsächlichen Produktionsmenge der einzelnen Herkunftsregionen. Dementsprechend ist keine Aussage darüber möglich, wie hoch die Produktionsmenge ist und ob Lieferverträge möglich sind oder ob die klimafreundlicheren Produktionskapazitäten bereits durch bestehende Verträge gebunden sind. Ebenso sind keine Emissionen für den Materialtransport berücksichtigt. Diese können insbesondere bei geringen Differenzen einen entscheidenden Einfluss haben. Des Weiteren basieren die ermittelten Kosten auf Handelsbilanzen zwischen diversen Nationen, die jedoch verschiedensten Einflüssen, wie Wechselkurs, Zollbeschränkungen und weiteren politischen Vorgaben unterliegen. Die Handelspreise bieten jedoch die alleinige Option, den Produktwert, ausgehend von dem Gewicht und dem Wert der Ein- und Ausfuhrmenge von und nach Deutschland, für viele Länder bestimmen zu können. Die Handelsdaten von Destatis (2020a) liegen in gerundeter Form vor, sodass weitere Unsicherheiten hinzukommen. Aufgrund dessen ist die Analyse geeignet den Einfluss einer Produktbeschaffung zwischen zwei Ländern zu bestimmen und auch einen Differenzpreis festzulegen, der jedoch nicht zwangsläufig gleichzusetzen ist mit den realen Beschaffungskosten für ein Unternehmen.

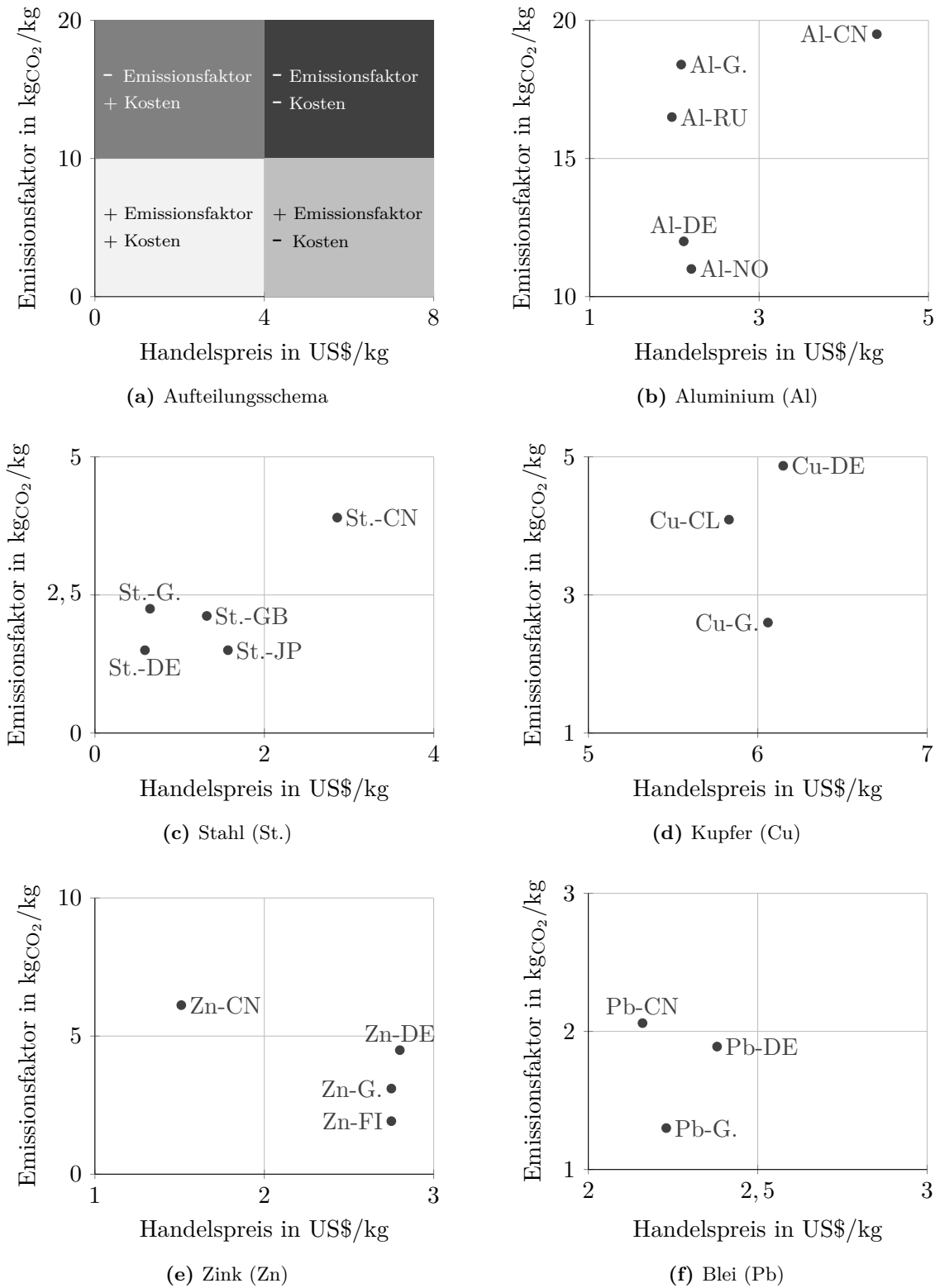


Abbildung 5.14.: Beurteilung der Bandbreite der Umweltauswirkungen und Kosten der gängigsten Metalle je nach Herstellungsregion

Abbildung 5.14a stellt den grundlegenden Aufbau sowie die Unterteilung der Analyse zur Beurteilung der Bandbreite der betrachteten Metalle je nach Herstellungsregion dar. Das dargestellte Schema unterteilt die Abbildung in vier Bereiche, die entsprechend der Wertigkeit der beiden Parameter bestimmt werden. Im ersten Quadranten, oben rechts, sind sowohl der Preis als auch der Emissionsfaktor hoch, sodass dieser ungünstige Beschaffungsregionen repräsentiert. Demgegenüber sind beide Parameter im dritten Quadranten, unten links, als verhältnismäßig gut zu bezeichnen. Dieses Aufteilungsschema steht stellvertretend für die Darstellung innerhalb der Abbildungen 5.14 und 5.15, sodass die Achsskalierung der Abbildungen entsprechend angepasst ist und zwischen den Darstellungen variiert. Der globale Wert dient als Referenzpunkt zu den nationalen Angaben.

Die Analyse für Aluminium in Abbildung 5.14b zeigt, dass sowohl Deutschland als auch Norwegen im dritten Quadranten liegen und dementsprechend klimafreundlich produzieren und kostengünstig sind. Demgegenüber ist die Aluminiumproduktion in China mit hohen Emissionen und einem hohen Handelspreis verbunden. Jedoch ist das Handelsvolumen im Vergleich zu den weiteren betrachteten Ländern gering, wodurch die Rundung der Ausgangsdaten einen signifikanten Einfluss haben kann. Die Handelsbilanz für Aluminium zwischen den USA und China ist deutlich höher und der Handelspreis fällt mit 2,87 US\$/kgCO₂ geringer aus als die Bilanz zwischen Deutschland und China. Gleiches gilt auch für die Daten zur Stahl- und Kupferherstellung in Abbildung 5.14c und 5.14d. Da jedoch nur die Daten von Destatis (2020a) auf alle Materialien und Länder anwendbar sind, dienen diese trotzdem als Grundlage zur weiteren Betrachtung. Ähnlich wie bei Aluminium ist, den Daten zufolge, die Stahlherstellung in China mit hohen Emissionen verbunden, aber auch mit einem hohen Handelspreis. Basierend auf den Daten der beiden Materialien ist der Bezug aus China damit sowohl klimatisch als auch preislich ungünstig. Die Datengrundlage für Zink und Blei aus China ergibt einen hohen Emissionsfaktor bei geringen Handelspreisen, sodass die Herstellungsbedingungen aus Emissionssicht negativ, aber wirtschaftlich interessant sind.

5.3.4.2. Kunststoffe

Kunststoffe stellen in vielen Bereichen und Branchen ein wichtiges Vorprodukt dar, sodass im Weiteren relevante Kunststoffe der Analyse des Emissionsfaktors und der Handelspreise unterzogen werden, um einen Vergleich zwischen unterschiedlichen Produktionsstandorten zu ermöglichen. Die drei betrachteten Kunststoffarten machen in Summe 6.860 kt der jährlichen verarbeiteten Kunststoffe in Deutschland aus. Damit werden in der nachfolgenden Berechnung 62 % der Kunststoffe abgedeckt. Alle weiteren Sorten machen jeweils nur eine niedrige einstellige Prozentzahl des Gesamteinsatzes aus und stellen demnach keine wesentlichen Gruppen dar. (vgl. Conversio 2017, S. 13)

Auch hier findet das Schema der Quadrantenteilung aus Abbildung 5.14a Anwendung. Auf-

grund der verfügbaren Daten dient eine Gruppe europäischer Nationen, bestehend aus den EU27 inklusive Großbritannien, der Schweiz und Norwegen, aber ohne Kroatien, als Referenz der Betrachtung von Kunststoffen aus unterschiedlichen Ländern.

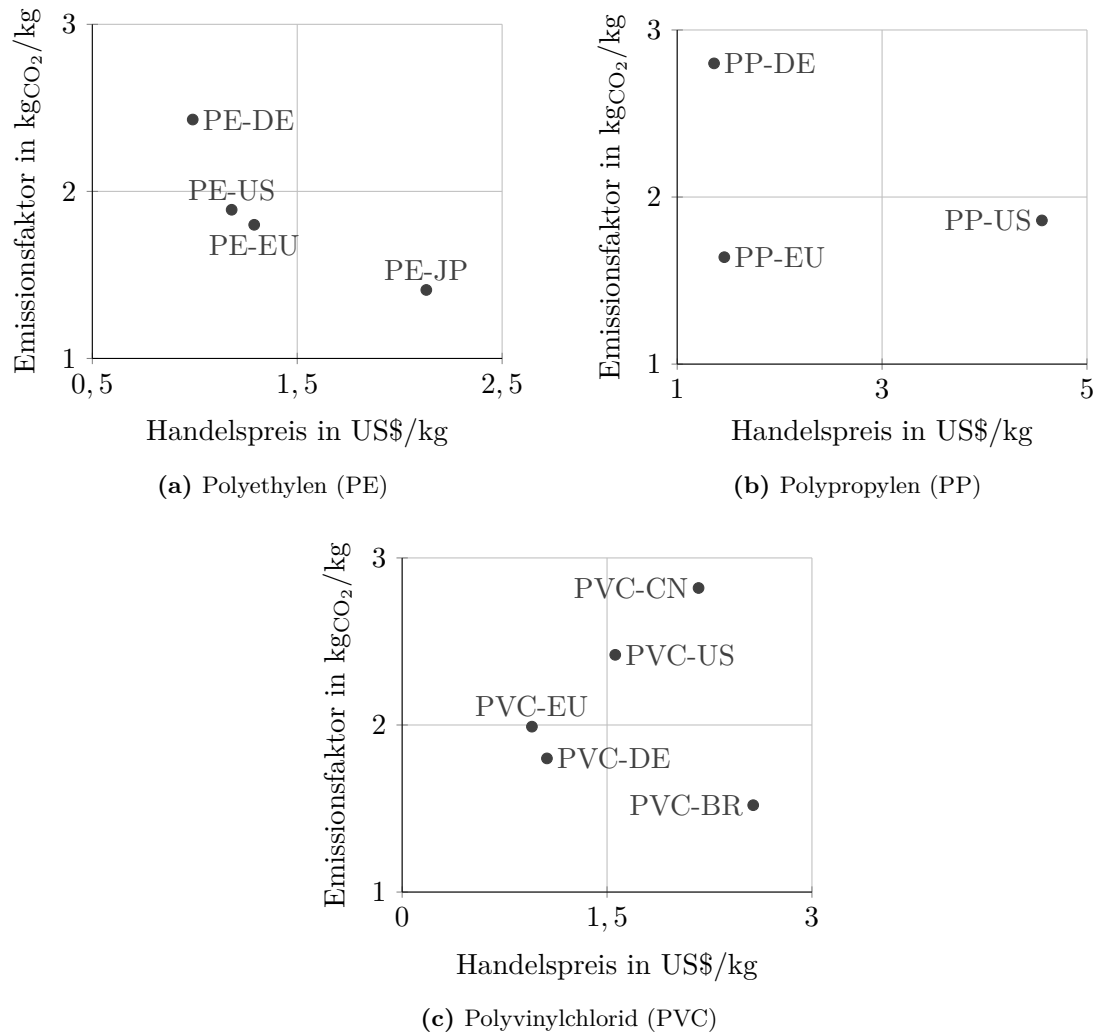


Abbildung 5.15.: Bandbreite der Umweltauswirkungen und Kosten der gängigsten Kunststoffe je nach Herstellungsregion

Polyethylen aus Japan weist den geringsten Emissionsfaktor der betrachteten Länder und Regionen auf, dessen Handelspreis aber am höchsten liegt. Die Daten aus Deutschland, den USA und dem gemittelten Wert der europäischen Länder liegen eng beieinander. Während Polypropylen aus Deutschland zwar preislich günstig ist, fällt der Emissionsfaktor in Abbildung 5.15a innerhalb des Vergleichs schlecht aus. Die Daten der PP-Herstellung in den USA sind dem genau entgegengesetzt, sodass durch die dort vorherrschenden Produktionsbedingungen weniger Emissionen emittiert werden. Abbildung 5.15c zeigt eine breite Streuung bei den Handelspreisen und Emissionsfaktoren für Polyvinylchlorid. Laut wissenschaftlicher

Quellen emittiert die PVC-Herstellung in Brasilien die wenigsten THG-Emissionen, jedoch ist der Preis ausgehend von der Handelsbilanz am höchsten. Die Herstellung in Deutschland verursacht kaum mehr Emissionen zu einem deutlich geringeren Preis, sodass der Bezug von PVC aus Deutschland sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch sinnvoll ist.

5.3.4.3. Vergleich der Rohstoffbeschaffung

Tabelle 5.10 fasst die Emissionsreduktion und die zusätzlichen Kosten bzw. die Einsparung für den Bezug der bekannten Materialien zusammen. Dabei wird das Land mit den geringsten Emissionen im Herstellungsprozess in den Vergleich zu dem Land mit dem höchsten Emissionsfaktor der entsprechenden Vorprodukte gesetzt. Kosten im positiven Wertebereich stehen für höhere Kosten im Rahmen der Beschaffung, während negative Werte dementsprechend geringere Kosten kennzeichnen. Da die Verschmutzungsrechte auf einer Tonne basieren, weist die letzte Spalte ebenfalls die Kosten zur Reduktion einer Tonne CO₂ aus, um einen direkten Vergleich mit den Emissionszertifikaten zu ermöglichen.

Tabelle 5.10.: Beschaffungsdifferenzkosten zwischen klimafreundlichster und -schädlichster Produktion von Vorprodukten

Material	Vergleichs- länder	Emissions- einsparung in kgCO ₂ /kg	Kostendifferenz in US\$/kg	Kosten, zur Einsparung einer tCO ₂ in US\$/tCO ₂
Aluminium	NO - CN	8,5	-2,19	-257,65
Stahl	DE - CN	2,4	-2,27	-945,83
Kupfer	G. - DE	2,27	-0,09	-41,12
Zink	FI - CN	4,2	-0,68	-161,9
Blei	DE - CN	0,17	0,22	1274,76
Polyethylen	JP - DE	1,02	1,14	1117,65
Polypropylen	US - DE	1,02	3,2	3137,25
Polyvinylchlorid	BR - CN	1,3	0,4	307,69

Die ausgewiesenen Kosten in Tabelle 5.10 zeigen, dass die Beschaffung von Metallen aus Ländern mit einem geringen Emissionsfaktor teilweise nicht nur Emissionen, sondern auch Kosten einspart. Laut der Analyse der Handelspreise können bei der klimafreundlicheren Beschaffung von Aluminium, Stahl und Zink die Kosten gesenkt werden. Wie aber bereits im Abschnitt 5.3.4.1 erläutert, variieren die ausgewiesenen Handelsmengen und deren Wert zwischen den betrachteten Ländern deutlich. Dementsprechend führen die Rundungen der Destatis (2020a)

bei kleineren Mengen zu einer deutlich größeren Unsicherheit als bei großen Handelsmengen. Eine weitere Datenquelle mit umfassenden Werten zu Rohstoffpreisen aus unterschiedlichen Ländern basiert auf amerikanischen Daten des USGS (2020). Die Verwendung dieser Daten ergibt einen Kostenmehraufwand von 0,39 US\$/kg für die Beschaffung von Zink. Für die Metalle Aluminium und Stahl sind keine Werte für die analysierten Ländern gegeben.

Die weiteren Metalle Kupfer und Blei sowie die Kunststoffe können zwar aus Herkunftsländern mit einem geringeren Emissionsfaktor beschafft werden, dies ist jedoch mit deutlichen Mehrkosten von mehreren Hundert bis zu über Tausend US\$ respektive Euro verbunden. Im Vergleich zu den Preisspannen für Emissionszertifikate³⁷ liegen die Kosten zur Beschaffung von emissionsärmeren Vorprodukten teils deutlich darüber.

Somit ermöglicht die Beschaffung von Vorprodukten aus Ländern mit einem geringeren Emissionsfaktor zwar die Option die eigenen Scope 3 Emissionen zu reduzieren, aber auch zu deutlich höheren Kosten, ausgehend von den Daten der Handelsbilanz. Im Gegensatz zur herkömmlichen Kompensation mit Klimaschutzprojekten kann somit aber sichergestellt werden, dass die Maßnahme zu einer tatsächlichen Emissionssenkung führt. Die erfolgte Auswertung berücksichtigt jedoch nicht die Produktionskapazitäten innerhalb der betrachteten Länder, sodass keine Aussagen über die verfügbaren Rohstoffe getroffen werden können. Die zunehmende Relevanz der Klimaschutzes in Verbindung mit Marktanreizen durch die Beschaffung von emissionsarmen Vorprodukten kann dazu führen, dass andere Hersteller ebenfalls die Emissionen der Herstellungsprozesse senken und somit das Angebot an klimafreundlicheren Materialien steigt. Zur Sicherstellung der Emissionsreduzierung ist es aus Sicht eines angehenden klimaneutralen Unternehmens indes unerlässlich, die realen Emissionsfaktoren der Vorprodukte in Zusammenarbeit mit dem jeweiligen Produzenten zu ermitteln. Die vorliegende Analyse soll somit Optionen aufzeigen und erste Anhaltspunkte einer alternativen Investitionsstrategie gegenüber den Emissionszertifikaten und den damit verbundenen Unsicherheiten bieten.

5.4. Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Das anerkannte Vorgehen zur Erreichung einer Klimaneutralität besteht aus den drei aufeinander aufbauenden Schritten Minimieren, Substituieren und Kompensieren. Der Schritt Minimieren umfasst die Reduzierung der THG-Emissionen eines Unternehmens durch Effizienzmaßnahmen. Der darauffolgende Schritt der Substituierung verfolgt den Ansatz einer Emissionsreduzierung durch den Einsatz emissionsärmerer Medien. Der letzte Schritt dient dem Ausgleich unvermeidbarer Emissionen.

³⁷siehe Steckbriefe ausgewählter Standards zur freiwilligen Kompensation in Kapitel A.5.3

Das wichtigste Ziel jeder Emissionsminderungsmaßnahme ist der jeweilige Beitrag zum Klimaschutz. Bedingt durch die staatlichen Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien und der Verringerung der THG-Emissionen sind die Maßnahmen in zwei Kategorien zu unterscheiden:

Kategorie 1 Maßnahmen, die einen Klimaschutzbeitrag gegenüber dem Status quo erbringen, nicht aber gegenüber dem gesetzlich vorgesehenen Ausbau

Kategorie 2 Maßnahmen, die einen zusätzlichen Beitrag zum Klimaschutz sowohl gegenüber dem Status quo als auch gegenüber den staatlichen Ausbauzielen leisten

Folglich führen Maßnahmen der ersten Kategorie zwar zu einer Reduktion der unternehmerischen Emissionsbilanz, jedoch ohne einen zusätzlichen Beitrag zum globalen Klimaschutz. Ausgehend von der Annahme, dass dieser Beitrag aufgrund der Ziele ohnehin erfolgt. Indes leisten Maßnahmen der zweiten Kategorie neben der Verbesserung der eigenen Emissionsbilanz, ebenfalls einen Beitrag zum globalen Klimaschutz.

Minimieren

Ziel von Minimierungsmaßnahmen ist die wirtschaftliche Ausschöpfung von Energieeinsparpotenzialen und die damit verbundene Reduzierung der Emissionen der entsprechenden unternehmerischen Tätigkeiten. Die betrachteten Studien zeigen allerdings, dass die Effizienzpotenziale begrenzt sind. Demnach liegt der Beitrag dieses Schrittes zur Reduzierung der Gesamtemissionsmenge eines Unternehmens, je nach Branche und wirtschaftlichen Anforderungen, bis zum Jahr 2035 zwischen 11 und 25 %. Eine Reduzierung der Emissionsmenge von mehr als 20 % kann nur dann erreicht werden, wenn alle Maßnahmen umgesetzt werden. Branchenunabhängig beträgt das Einsparpotenzial im Bereich der Querschnittstechnologien rund 50 TWh. Der wesentliche Anteil entfällt dabei auf Motorsysteme wie Pumpen oder Lüftungen. Ein wesentliches Hemmnis zur Erschließung der Potenziale ist die Amortisationszeit, die in vielen Unternehmen verwendet wird, um die Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen zu ermitteln. Zwar bedingen lange Amortisationszeiten aufgrund der ungewissen Zukunftsentwicklung in der Regel ein höheres Risiko, aber auch Effizienzmaßnahmen mit Amortisationszeiten von über drei Jahren können eine gute interne Verzinsung haben, wodurch eine entsprechende Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen gegeben ist. Neben Sauer et al. (2016) stellen auch Blesl et al. (2017) fest, dass die Verwendung der Amortisationszeit als zentrale Kennzahl für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Effizienzmaßnahmen die Umsetzung einschränkt. Darüber hinaus liefert die Methodik keinen Aufschluss darüber, wie die Wirtschaftlichkeit nach der Amortisation ausfällt, wodurch langfristige Investitionen unterbewertet sind. Mithilfe der Amortisationszeit können Entscheidungen für eine Investition unterstützt werden, die Kennzahl ist aber nicht geeignet, eine glaubhafte und nachhaltige Klimaneutralität zu bekräftigen, da eine Vielzahl der Potenziale aufgrund der wirtschaftlichen Grenzwerte nicht umgesetzt wird.

Minderungsmaßnahmen stellen nichtsdestoweniger den ersten und zudem wesentlichen Aspekt innerhalb einer Klimaneutralitätsstrategie dar. Dementsprechend sollten alle wirtschaftlich vertretbaren Energieeinsparpotenziale realisiert sein, bevor die nachgelagerten Maßnahmen zur Substituierung und Kompensation angegangen werden. Analog zu dem von Hesselbach (2012, S. 15) beschriebenen Zwiebelschalenmodell, mit dem Ansatz einer Effizienzverbesserung ausgehend vom Kernprozess, gilt auch für die Schritte der Klimaneutralität eine Beeinflussung von innen nach außen, die in Abbildung 5.16 dargestellt ist.

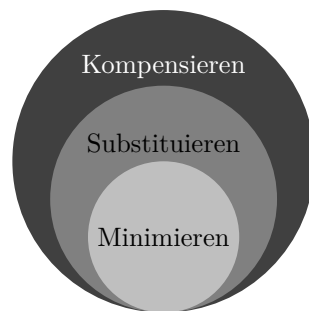


Abbildung 5.16.: Übertragung des Denkansatzes der Energieeffizienz auf die Schritte der Klimaneutralität (angelehnt an Hesselbach 2012, S. 15)

Nicht beachtete Minimierungsmaßnahmen erhöhen die verbleibende Emissionsmenge und haben somit direkten Einfluss auf die weiteren Umsetzungsschritte der Klimaneutralität. Effizienzpotenziale, die zunächst nicht realisiert werden, führen zu einem erhöhten Energiebedarf, was wiederum zu einem vergrößerten Substituierungs- oder Kompensationsaufwand führt. Je nach Beschaffungsstrategie können im Fall von unternehmenseigenen EE-Versorgungsanlagen daraus direkte wirtschaftliche Mehrkosten entstehen. Dementsprechend setzen ausbleibende Aktivitäten im Bereich der Effizienz eine prekäre Priorität auf die weiteren Schritte.

Substituieren

Die Substituierung, als zweiter Schritt einer Klimaneutralität, umfasst diverse Ausprägungen der Beschaffung von Energie aus regenerativen Quellen. Neben dem Handel mit Herkunftsnachweisen und den darauf aufbauenden Ökostrom-Labeln bietet die Installation eigener EE-Versorgungsanlagen eine Alternative, um die Klimaschutzwirkung der Maßnahme direkt steuern zu können.

Herkunftsnachweise dienen ausschließlich der quantitativen Stromkennzeichnung und stellen somit keine qualitative Kennzeichnung dar, solange der Nachweis und die Energiemenge nicht aneinander gekoppelt sind. Die Analyse offenbart zum einen, dass die Kapazität des HKN-Marktes noch nicht ausgeschöpft ist und die Kosten dieser Maßnahme gering sind. Aber zum anderen zeigt sie auch, dass die Nachweise in vielen Ländern zumeist aus alten Bestandsanlagen stammen (vgl. David et al. 2019, S. 14). Infolgedessen sind Herkunftsnachweise allgemein

der ersten Kategorie zuzuordnen.

Zwar enthält jeder HKN die Kenndaten der Erzeugungsanlage, jedoch ist aus Abnehmersicht kaum prüfbar, woher der einzelne Nachweis stammt, und somit bleibt auch das Anlagenalter unbekannt. Damit ist bereits der erste Aspekt des Bewertungsschemas in Kapitel 5.2 nicht erfüllt. Gleiches gilt für die Punkte zwei und drei, wie die Betrachtung des orts- und des marktbasierten Ansatzes in Kapitel 3.5 zeigt und aus der Beschreibung der HKN folgt. Auch die Lenkungswirkung sowie die Umweltentlastung basierend auf HKN ist aufgrund des geringen Preisniveaus, des dominierenden Anlagenalters der Marktteilnehmer und der pauschalen Berücksichtigung eines Emissionsfaktors von Null für EE-Bestandsanlagen kritisch zu beurteilen. Demzufolge eignen sich HKN zwar grundsätzlich zur Emissionsverringerung, jedoch sollte die Kommunikation des dadurch erfolgten Klimaschutzes gegenüber der Öffentlichkeit oder anderen Interessensgruppen mit Bedacht erfolgen, da ein nachhaltiger Beitrag zum Klimaschutz realistisch kaum zu gewährleisten ist.

Eine ergänzende Möglichkeit zur Strombeschaffung aus erneuerbaren Quellen bieten langfristige Stromlieferverträge (Power-Purchase-Agreements (PPA)), die nicht nur mit dem Auslaufen der EEG-Förderung von EE-Anlagen eine Option für Betreiber darstellen, sondern auch für Neuanlagen eine wirtschaftliche Option bieten (vgl. Hilpert 2018, S. 7). Somit ergeben sich kalkulierbare Strompreise und ein ökologisches und innovatives Unternehmensimage. PPAs repräsentieren Verträge zwischen einem Abnehmer und einem Erzeuger von erneuerbaren Energien, sodass der Abnehmer direkt oder indirekt Strom zu einem vorab vereinbarten Preis bezieht. Dabei wird neben vertraglichen Vereinbarungen wie dem Preisniveau, üblicherweise auch die Übertragung der Herkunftsnachweise mit abgedeckt. Somit sind auch PPAs faktisch als Ableger der Herkunftsnachweise zu betrachten, deren Ausprägung je nach Unterteilung variiert. PPAs werden grundsätzlich unterteilt in Corporate PPAs, die die Handelsbeziehung zwischen Anlagenbetreiber und verbrauchenden Unternehmen abdecken oder Merchant PPAs zwischen Anlagenbetreibern und Händlern. Während PPAs für Unternehmen eine Preissicherheit bieten, besteht für Deutschland die Chance, die Kosten der Energiewende teilweise in den Markt zu verlagern. Da allgemein nur die Gebiete mit den wirtschaftlichsten Potenzialen für PPAs relevant sind, bleibt jedoch eine Förderung für weniger rentable Standorte weiterhin notwendig. Andererseits bieten solche Stromlieferverträge Optionen, ausgeforderte Bestandsanlagen, die nicht erneuert werden dürfen, in den Markt zu integrieren, aber auch die Dekarbonisierung der el. Energieversorgung zu fördern, sofern der hinzukommende Ausbau nicht auf die EE-Mengenziele angerechnet wird. (vgl. next o. J.)

Zu beachten ist allerdings, dass diese Verträge grundsätzlich eine gesetzliche Förderung und gleichzeitige Veräußerung der el. Energie zulassen. Da rechtlich die gleichzeitige Förderung und Ausstellung von HKN für die selbe Energiemenge unzulässig ist, darf bei einer solchen Konstellation die Menge nicht länger als Grünstrom vermarktet werden (vgl. Hilpert 2018,

S. 5–6). Somit unterscheiden sich PPAs nicht wesentlich von HKN und sind entsprechend nicht uneingeschränkt als Substitutionsmaßnahmen empfehlenswert. Vor dem Grundsatz der Zusätzlichkeit gilt dies außerdem für Anlagen die nach Förderende, ohne die zusätzliche Förderungsmöglichkeit und Vermarktung der grünen Eigenschaft, nicht wirtschaftlich sind.

Die fehlende Ausbauwirkung des HKN-Handels hat unter anderem zur Entstehung verschiedener Ökostromlabel beigetragen. Allerdings basieren auch die Label grundsätzlich auf Herkunftsnachweisen, sodass zunächst auch die Einschätzung der Nachweise für die Label gilt. In Abgrenzung zu den HKN versuchen die Labelgeber jedoch, mit unterschiedlichen Anforderungen und Förderbeträgen den Ausbau der erneuerbaren Energien zu unterstützen. Bedingt durch die Förderbeträge der Ökostromprodukte führen diese zu einer Verbesserung gegenüber dem Status quo. Durch die Förderung außerhalb des EEGs und des überwiegenden Anteils von Projekten in Deutschland sind Ökostromlabel grundsätzlich geeignet, sowohl den nationalen als auch den globalen Klimaschutz zu unterstützen. Ausgehend von der Umsetzung des politisch vereinbarten Ausbaupfades der erneuerbaren Energien ist eine zusätzliche Ausbauwirkung über diese hinaus zweifelhaft. Demnach hängt die Einordnung der Ökostromprodukte in eine der beiden Kategorie davon ab, ob der Betrachter davon ausgeht, dass der definierte Ausbaupfad mit allen Mitteln verfolgt wird.

Da die Label auf HKN basieren, können die ersten drei Punkte des Bewertungsschemas nicht uneingeschränkt eingehalten werden, wie die Analyse der Anrechnung regenerativer Attribute zeigt. Die Lenkungswirkung durch die Ökostromlabel besteht ansatzweise, bedingt durch die Altersgrenzen für zusätzliche Neuanlagen ist der Neubau in bestimmten Intervallen erforderlich. Jedoch sind die Altersgrenzen in der Regel großzügig ausgelegt (siehe Tabellen A.6 bis A.10). Die Verteilung des Alterskriteriums, in Verbindung mit der generellen Anerkennung von Nullemissionen jeder EE-Anlage, führt bei der Betrachtung der Umweltentlastung aber auch der Lenkungswirkung zu Komplikationen. Die vollständige Substituierung des Strombezuges begünstigt, dass aufgrund der nicht länger vorhandenen Emissionen hohe Vermeidungskosten resultieren und somit Emissionsminderungsmaßnahmen vernachlässigt werden. Demzufolge sollte die Minderungswirkung der Anlagen in der Ausweisung der Emissionen, anhand eines Gewichtungsfaktors in Abhängigkeit des Anlagenalters, eine angemessene Berücksichtigung finden. Die von Pehnt et al. (2008, S. 10–11) angestoßene Ausweisung orientiert sich am Anlagenalter und ordnet diesem einen emissionsmindernden Faktor zu. Demnach werden Neuanlagen, die nicht älter als sechs Jahre sind, vollständig für die Ermittlung des Emissionsfaktors berücksichtigt. Bestandsanlagen zwischen sechs und zwölf Jahren wird eine Minderungswirkung von 50 % beigemessen. Altanlagen über zwölf Jahren werden dem Vorschlag nach nicht länger als emissionsmindernd berücksichtigt. Anstelle dessen wird der verbleibende Anteil mit dem durchschnittlichen Netzemissionsfaktor bewertet.

Die letzte betrachtete Substituierungsmaßnahme in Form der Versorgung mit eigenen Erzeugungsanlagen bietet Unternehmen die Möglichkeit, zusätzliche Energieversorgungsmaßnahmen zu errichten. Diese Maßnahmen führen zu einer Verbesserung gegenüber dem Status quo, aber nicht zwangsläufig gegenüber dem Ausbaupfad. Wie schon bei den Labels muss der gleiche Maßstab auch für die eigenen Erzeugungsanlagen gelten. Laut European Parliament and Council (2018, Artikel 7, Absatz 1 und 2) schließt die Berechnung des Anteils der Energie aus erneuerbaren Quellen Eigenversorger im Bereich erneuerbare Energie mit ein. Demnach findet die Berücksichtigung der Erzeugungskapazitäten in den nationalen Bilanzen unabhängig von der Versorgungskonstellation statt und der nationale Ausbau wird abseits der EEG-Förderung unterstützt. Ein zusätzlicher Ausbau über den festgelegten Pfad hinaus kann jedoch erst erfolgen, wenn das Ausbauziel erreicht ist. Demzufolge ist auch diese Maßnahme zunächst Kategorie 1 zuzuordnen und erst nach Erreichen des Ausbauziels kann ein zusätzlicher Ausbau bezüglich Kategorie 2 erfolgen. Die örtliche Nähe von Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie entlastet die Stromnetze, wodurch die Energiewende an dieser Stelle zusätzlich gefördert wird.

Da die Anlagen im unmittelbaren Einflussbereich des Unternehmens sind, kann die Maßnahme individuell ausgestaltet werden und auch der Umweltnutzen dem Unternehmen zugeschrieben werden. Durch die Berücksichtigung der Eigenversorgung im Bruttoendenergieverbrauch nach Artikel 7 der Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (European Parliament and Council 2018) besteht auch hierbei die Herausforderung der Anrechnung sowohl in der nationalen Bilanz als auch der unternehmerischen. Da die Anlagen ausschließlich und zusätzlich zur Versorgung des Energiebedarfes eines Unternehmens errichtet werden, ist die dadurch bedingte Umweltentlastung dem Unternehmen als Initiator zuzuschreiben. Auch eigene EE-Anlagen bedingen unter Umständen eine falsche Lenkungswirkung wie schon die Ökostromlabel, wenn die Rangfolge der Klimaneutralitätsschritte nicht eingehalten wird. Bedingt durch den gängigen Emissionsfaktor für regenerative Energiequellen werden Investitionen in Minderungsmaßnahmen wirtschaftlich unrentabel, sodass auch bei diesen Maßnahmen die Berücksichtigung des gewichteten Emissionsfaktors sinnvoll ist. Im Gegensatz zu den initiierten Anlagen der Label bilden die Energieerzeugungsanlagen jedoch nicht das Kerngeschäft eines produzierenden Unternehmens, sodass eine alternative Altersgrenze zu wählen ist. Die Nutzungsdauer nach Maßgabe der Abschreibungstabelle für Anlagegüter (AfA-Tabelle) bietet einen Ansatzpunkt zur Bestimmung der Altersgrenze (vgl. BMF 2000, Windkraftanlage). Alternativ kann für ökologisch anspruchsvolle Unternehmen auch die eigene Wirtschaftlichkeitsberechnung als Grundlage zur Bewertung des CO₂-Minderungspotenzials dienen.

Kompensieren

Zur Kompensation unvermeidbarer Emissionen stehen Unternehmen neben dem regulierten, staatlichen Emissionshandel auch der unregulierte private Zertifikatshandel³⁸ zur Verfügung. Der regulierte Handel basiert noch bis Ende 2020 auf den internationalen Verträgen des Kyoto-Protokolls. Dieses umfasst mit den flexiblen Mechanismen des Emissionshandels und dem Joint Implementation den Handel zwischen Industrieländern³⁹. Auch der Clean Development Mechanism ist Teil des Protokolls, im Gegensatz zu den anderen Mechanismen reglementiert dieser Klimaschutzprojekte zwischen Industrieländern und Entwicklungsländern ohne Emissionsminderungsverpflichtungen. Der unregulierte private Handel mit Emissionszertifikaten aus Klimaschutzprojekten abseits des Kyoto-Rahmenwerkes ermöglicht allen Unternehmen, Kommunen oder Privatpersonen, abseits der gesetzlichen Verpflichtung Emissionen auszugleichen. Im Gegensatz zum verpflichtenden Markt, unterliegt dieser nicht der internationalen Kontrolle. Die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) spricht dementsprechend von einer durch Dritte verifizierten Emissionsreduktion (vgl. DEHSt Mai 2018). Gemein ist beiden Systemen der Grundgedanke, Emissionen dort zu vermeiden, wo dies am kostengünstigsten ist. Jedoch weist insbesondere das europäische Emissionshandelssystem seit vielen Jahren ein Übermaß an Emissionsrechten auf, sodass der Überschuss an Zertifikaten zu günstigen Preisen führt und damit die Notwendigkeit einer Emissionsreduzierung gehemmt wird.

Die Emissionskompensation ist mit diversen Herausforderungen und Unwägbarkeiten verbunden. Eine der wesentlichen Herausforderungen liegt in der Berechnungsmethode und dem korrekten Nachweis wie viele Emissionen ein Projekt einspart oder vermeidet. Ein wesentlicher Kritikpunkt ist, dass die freiwilligen Kompensationsmaßnahmen einer strukturellen Verhaltensänderung oder im unternehmerischen Kontext den vorgelagerten Schritten zur Klimaneutralität vorgezogen werden. Entsprechend priorisiert auch das UBA die Emissionsvermeidung gegenüber der Kompensation (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 6), aber simultan weist eine beauftragte Studie darauf hin, dass zumeist deutsche Unternehmen die verhältnismäßig günstigen Zertifikate des freiwilligen Marktes nutzen (vgl. UBA 2018, S. 12–17). Dies wird durch eine Studie von Weidmann et al. (2009, S. 15) im Auftrag des Fraunhofer IAO bestätigt.

Eine weitere Herausforderung besteht in der Doppelzählung der Emissionsreduktion von Klimaschutzprojekten. Das Risiko soll minimiert werden, indem die ausgegebenen Zertifikate eines Projekts zentral in Datenbanken registriert werden und die Stilllegung öffentlich zugänglich ist. Bedingt durch das Risiko der Doppelzählung sind die Projektstandorte fast ausschließlich in Entwicklungsländern. Da diese aktuell keine Reduzierungsverpflichtungen haben, besteht im Grunde kein Risiko einer doppelten Anrechnung. Aufgrund der NDCs bei-

³⁸Gilt nur für Unternehmen, die nach dem TEHG nicht verpflichtet sind, am regulierten Handel teilzunehmen.

³⁹Der Begriff Industrieländer meint in diesem Zusammenhang die im Annex B des Protokolls aufgeführten Staaten mit konkreten Emissionsminderungsverpflichtungen

nahe aller Staaten nimmt die Problematik erheblich zu, sodass diese Aufteilung zukünftig nicht mehr tragfähig ist.

Ein zentrales Kriterium bei der Bewertung von Klimaschutzprojekten ist die *Zusätzlichkeit* (Additionality). Das bedeutet, dass Projekte nur aufgrund der zusätzlichen Finanzierung durch die Veräußerung der Emissionsgutschriften umgesetzt werden. Im Umkehrschluss bedeutet eine fehlende Zusätzlichkeit, dass diese wirtschaftlich sind und deshalb ohnehin durchgeführt worden wären, wodurch keine zusätzliche Reduktion stattfindet. Der Nachweis erfolgt durch ein Referenzszenario und den Vergleich mit den zu erwartenden Projektemissionen. Die Baseline prognostiziert, wie hoch die THG-Emissionen im hypothetischen Fall ohne das Projekt gewesen wären, dem dann die Projektemissionen gegenübergestellt werden. Die Differenz beider Szenarien ergibt die erwartete Emissionseinsparung und damit die Menge der Emissionsgutschriften, die veräußert werden können. (vgl. Heinrich-Böll-Stiftung 2017)

Die Zusätzlichkeit eines Klimaschutzprojektes ist jedoch nicht verifizierbar, denn die Berechnung beruht auf dem Vergleich der Emissionen des Projektes mit einem hypothetischen Referenzszenario. Laut der Heinrich-Böll-Stiftung (2017) belegen zahlreiche Studien, dass mehr als 80 % der CDM-Projekte und weitere Projekte des freiwilligen Marktes nicht auf zusätzlichen Reduzierungen beruhen. Unter der Voraussetzung, dass die Zusätzlichkeit einer Emissionsreduktionsmaßnahme nicht gegeben ist, aber die generierten Zertifikate gleichzeitig Emissionen über einen vorherigen Grenzwert hinaus rechtfertigen, führt der Handel mit Emissionsgutschriften jedoch zu einem weiteren Anstieg von Treibhausgasen in der Atmosphäre.

Laut *atmosfair* (o. J.) kann ein Projekt in einem Entwicklungsland bis zu zehnmal mehr Emissionen einsparen als in der EU, sodass diese bisher in der Mehrzahl in einem solchen Land realisiert wurden. Wie in Tabelle 5.8 dargestellt ist, unterscheiden sich die Projekttypen deutlich voneinander, in gleicherweise variiert auch der jeweilige Beitrag zum Klimaschutz. Entwaldung und Waldverlust stellen zwar aus Sicht der Klimaerwärmung und des Artenschutzes eine weltweite Herausforderung dar, jedoch ist die Dauerhaftigkeit (Permanence) der Bindung von Kohlenstoff in Wäldern nicht sichergestellt. Wälder müssen viele Jahrzehnte wachsen, um die CO₂-Ersparnis sicherzustellen und somit die Emissionsreduktion dauerhaft geltend zu machen. Dieser lange Zeitraum kann aufgrund des Spannungsfeldes von Landnutzungsentscheidungen und Interessensabwägungen zwischen Bevölkerung, Landwirtschaft und Industrie nicht garantiert werden. Darüber hinaus sind Wälder Risiken wie Waldbränden und Raubnutzung ausgesetzt und damit der ungewollten Freisetzung des gespeicherten Kohlenstoffs unterworfen.

Die Häufigkeit der Projekttypen in Tabelle 5.8 zeigt, dass der wesentliche Anteil der Kompensationsprojekte im Bereich der erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz durchgeführt

wird. Die weltweite Umstellung der Energiesysteme hat zu einer stetig anwachsenden Marktdurchdringung der erneuerbaren Energien geführt, einhergehend mit einer Kostendegression. Diverse Studien, wie bspw. von der IRENA (2020), kommen zu dem Schluss, dass die Kosten vieler EE-Projekte bereits niedriger sind als das Kostenspektrum für die Stromerzeugung aus der günstigsten fossilen Alternative. Gibt es jedoch eine Kostenparität zwischen der erneuerbaren und der fossilen Energieerzeugung, widerspricht dies dem Ansatz der Zusätzlichkeit. Darüber hinaus entfällt ein nicht unerheblicher Anteil der EE-Klimaschutzprojekte auf Wasserkraftwerke, deren tatsächlicher Nutzen aus Umweltaspekten ebenfalls zweifelhaft sein kann. Oberflächlich betrachtet ist die Energie durch die Nutzung der Wasserkraft bilanziell emissionsfrei, werden für einen Stausee aber Wälder überflutet kann dies sogar zu einem Anstieg der THG-Emissionen führen (vgl. Deshmukh et al. 2016, S. 1928–1929).

Zu den Betroffenen des Klimawandels zählen vor allem die Menschen in den Entwicklungsländern, sodass der Fokus durch die Integration der SDGs richtigerweise nicht nur auf die Klimaveränderungen, sondern auch auf eine Verbesserung der Lebenssituation insgesamt gelegt wird. Ähnlich wie beim Waldschutz ist jedoch auch die Dauerhaftigkeit von Projekten, die zum Beispiel auf den Einsatz von effizienten Kochstellen oder das Filtern zur Wasseraufbereitung ausgelegt sind, zweifelhaft, da die Klimaschutzwirkung abhängig ist von der Akzeptanz und der Nutzung durch die Bevölkerung. Aus globaler Sicht sind solche Entwicklungsprojekte richtig und notwendig, da die Emissionsreduzierung jedoch nicht sichergestellt werden kann, ist dementsprechend auch die Eignung im Rahmen einer glaubwürdigen und nachhaltigen Klimaneutralitätsstrategie für Unternehmen fragwürdig.

Für die globale Klimaveränderung ist es grundsätzlich unerheblich, an welchem Ort Emissionen vermieden werden. Allerdings sind die nationalen Verpflichtungsziele zur Emissionsreduzierung teilweise mit Sanktionen verbunden. Damit entsteht neben der globalen auch die Relevanz einer nationalen Betrachtung.

Die beiden internationalen Klimaschutzübereinkommen sehen grundsätzlich keine finanziellen Sanktionierungsmechanismen vor. Während das geplante Pariser Klimaschutzübereinkommen lediglich auf einen Vermittlungsausschuss setzt, sieht das Kyoto-Protokoll bei Verstößen eine Reduzierung der zugeteilte Emissionsrechte, die Entwicklung eines Einhaltungssanktionsplanes der betroffenen Vertragsstaaten oder die Aussetzung der Erlaubnis zur Teilnahme am Emissionshandel vor. (vgl. WD 2018, S. 1) Dahingegen resultieren aus der Nichteinhaltung von EU-Emissionsvorgaben signifikante finanziellen Einbußen (vgl. WD 2019, S. 4). Mehrere Zeitungen berichten übereinstimmend, dass die jährlichen Strafzahlungen bis zu 100 Millionen € betragen könnten (Schlandt 2019; Koch 2019). Dementsprechend ist für den globalen Klimaschutz der Ort der Emissionsverringerung nicht relevant, auf nationaler Ebene hat dieser Aspekt jedoch eine große Bedeutung. Dieser ist insbesondere bei der freiwilligen Kompen-

sation entscheidend, da Zertifikate aus Klimaschutzprojekten außerhalb des Rahmenwerkes des Kyoto-Protokolls nicht auf nationale Minderungsziele anrechenbar sind (vgl. UBA 2019c). Darüber hinaus ist die CO₂-Kompensation allein nicht ausreichend, um den globalen Klimawandel zu bewältigen.

Zwar suggeriert das Vorgehensmodell zur Klimaneutralität eine Priorisierung der einzelnen Schritte, die Umsetzung in vielen Unternehmen offenbart jedoch, dass den Schritten zwei und drei in der Regel die größte Bedeutung zukommt. Dies resultiert aus der verhältnismäßig einfachen und günstigen Umsetzung dieser.

Fallstudie

In diesem Kapitel erfolgt zunächst das Emissionsaccounting des gesamten Unternehmens zur Ermittlung des energetischen Corporate Carbon Footprint (CCF), basierend auf den relevanten Energiemedien. Darauf aufbauend erfolgt die unternehmensinterne CO₂-Bepreisung zur Bildung eines Green Fonds, um die Klimaneutralitätsstrategie zu finanzieren. Anschließend werden die vorher erläuterten Emissionsverringermöglichkeiten auf das beispielhafte Unternehmen angewendet. Der Vergleich der einzelnen Reduktionspfade erfolgt anhand des spezifischen Reduktionspotenzials sowie der dazu erforderlichen monetären Ressourcen. Abschließend erfolgt eine Analyse unterschiedlicher Realisierungsszenarien mit Betrachtung der Auswirkungen auf die Kapitalisierung des Green Fonds. Dazu werden verschiedene interne Umsetzungsstrategien miteinander verglichen, mit dem Ziel, den notwendigen CO₂-Preis zu ermitteln, sodass im Fonds keine Schulden gebildet werden. Die Auswertung wird durch die Arbeit von Schümann (2020) unterstützt.

Aufbauend auf dem energetischen CCF und unter Einbeziehung der Daten eines EMS wird der exemplarische PCF für verschiedene Produkte innerhalb einer Fertigung ermittelt. Somit folgt nach der Top-Down-Betrachtung des gesamten Unternehmens die Bottom-Up-Aufteilung mit einer Emissionszuordnung eines Produktionsbereiches auf die entsprechenden Produkte.

6.1. Systemgrenzen und Datenerfassung

Die energetische Emissionsanalyse des gesamten Unternehmens basiert auf den Unternehmensbereichen und der Produktionsstruktur des Automobilunternehmens. Die Systemgrenze der Emissionsbilanzierung ist durch die geografischen Abgrenzungen des Produktionsstandortes in Abbildung 6.1 gegeben.

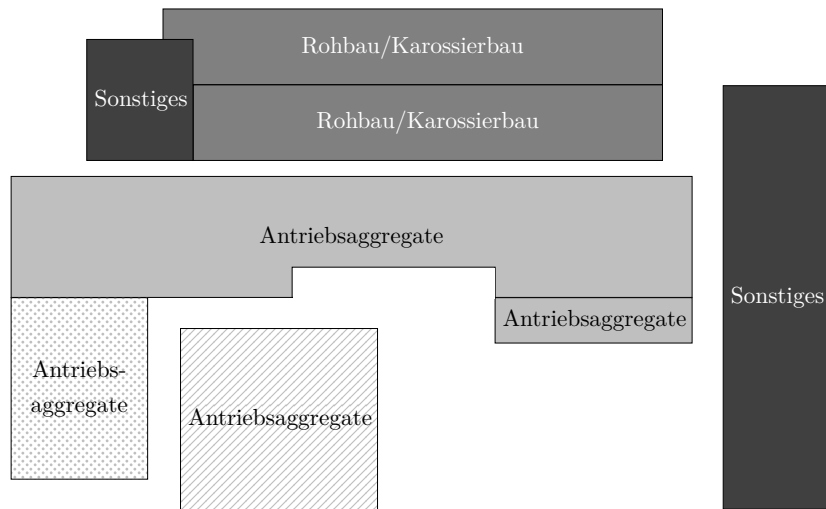


Abbildung 6.1.: Systemgrenzen und Umfang der Betrachtung

Angelehnt an das GHG-Protokoll umfasst die Betrachtung auf Unternehmensebene ausschließlich die Scopes 1 und 2. Damit werden sowohl die direkten Emissionen aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern am Standort als auch die indirekten Emissionen aus der externen Energiebereitstellung erfasst. Aufgrund der erforderlichen Datenmenge, der Systemgrenzen und der Zielsetzung einer internen Emissionsaufteilung werden die vor- und nachgelagerten Emissionen des dritten Scopes in der Unternehmensanalyse nicht berücksichtigt. Ebenso ist die Erfassung der Emissionen auf CO_2 reduziert, da dieses Gas den wesentlichen Anteil ausmacht, wie in Kapitel 2.1 bereits dargestellt wurde. Die vorgestellte Methodik eignet sich jedoch grundsätzlich dafür, auch weitere THGs zuzuordnen, wenn die erforderliche Messtechnik vorhanden ist. In die anschließende Analyse des PCFs der drei exemplarischen Produkte werden zudem die Emissionen aus der Rohstoffbeschaffung des dritten Scopes einbezogen.

Die automatisierte Erfassung des el. Energiebedarfs ist innerhalb der Messbezirke und auf Kostenstellenebene gegeben, jedoch nicht auf Maschinenebene. Eine detaillierte Erfassung von Maschinen erfolgt nur, wenn diese als Hauptverbraucher identifiziert wurden, sodass eine detaillierte Erfassung von einzelnen Maschinen nur partiell gegeben ist. Die Fertigung der Antriebsaggregate kann zwar in mehrere Produkte untergliedert werden, aber der Maschinenpark des betrachteten Unternehmens ist jeweils nur auf ein spezifisches Produkt ausgerichtet.

Innerhalb der Produktion wird Erdgas hauptsächlich zur Beheizung von Industrieöfen zum Härten eingesetzt. Die Erfassung erfolgt zunächst über vier Hauptverteilstationen, an denen 55 Anlagen angeschlossen und ebenfalls mit Zählern ausgestattet sind. Im Rahmen dieser Betrachtung wird vereinfacht von einer vollständigen Verbrennung ausgegangen, sodass bei der Verbrennung des fossilen Gases nur CO_2 freigesetzt wird. Der verwendete Emissionsfaktor

für Erdgas beträgt $0,202 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$ ohne die Vorkette⁴⁰ (vgl. UBA 2019b, S. 16).

Des Weiteren wird Energie in Form von Raumwärme (RW) und technischer Wärme (TW) verwendet. Die Differenzierung der Wärme erfolgt lediglich anhand der Temperatur. Die Orientierungstemperatur für das Raumwärmenetz beträgt 110°C und für das technische Wärmenetz bei 130°C . Die gesamte Zuordnung der Wärme erfolgt bisher auf den Bereich der Werktechnik, der für die Infrastruktur des Standortes verantwortlich ist. In den einzelnen Hallen sind dennoch Durchflusszähler installiert, sodass ein detailgetreues Accounting möglich ist. Zur Verallgemeinerung und Übertragbarkeit wird der Emissionsfaktor für Fernwärme mit $0,280 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$ angenommen (vgl. BAFA 2019, S. 3).

Neben den energiebedingten Emissionen sind weitere Emissionsquellen hinsichtlich der Relevanz bezogen auf die Gesamtemissionen zu prüfen. Angelehnt an die Datenerfassung einer Ökobilanzierung nach DIN EN ISO 14044 (2018, S. 18) wird auch für das Emissionsaccounting eine Geringfügigkeitsschwelle definiert. Dementsprechend werden Emissionsquellen mit einem geringen prozentualen Anteil im Vergleich zu den Gesamtemissionen vernachlässigt. Der geforderte Genauigkeitsgrad für das Abschneidekriterium ist in der Norm üblicherweise auf 5% festgelegt. Emissionen durch die Freisetzung von Schweißschutzgasen, Kältemitteln oder weiteren emissionsrelevanten Prozessgasen machen wenige Prozent der Emissionen aus und werden aufgrund der Geringfügigkeitsschwelle nicht betrachtet. Die interne Logistik erfolgt überwiegend mit elektrisch betriebenen Fahrzeugen, deren Bedarf in den Messbezirken berücksichtigt ist. Weitere Emissionen durch fossil angetriebene Fahrzeuge werden aufgrund des geringen Anteils nicht separat einbezogen.

6.2. Finanzierungsfonds zur Realisierung von Klimaneutralitätsstrategien

Jede Klimaneutralitätsstrategie erfordert umfangreiche finanzielle Mittel. Um sowohl interne Anreize zur Emissionsverringerung zu setzen als auch externe Maßnahmen zur Emissionsvermeidung zu finanzieren, kann ein Green Fonds gebildet werden. Dieser Fonds kann zum einen durch eine interne CO_2 -Steuer oder alternativ durch eine Startfinanzierung gefüllt werden. Während die initiale Anschubfinanzierung des Green Fonds einen einmaligen Kostenfaktor darstellt, kann eine interne Emissionsbepreisung verursachergerecht erhoben werden und ist zudem geeignet, Emissionsminderungsanreize zu setzen. Zum anderen können auch unterlassene Zahlungen für HKN oder Ökostrom-Label sowie Kompensationsmaßnahmen zur Kapitalbildung des Fonds genutzt werden. Aufgrund der zweifelhaften Nachhaltigkeit und

⁴⁰Vorgelagerte Stufen, wie die Brennstoffgewinnung und -transport als indirekte Emissionen, sind nicht enthalten.

Zusätzlichkeit solcher Maßnahmen sind diese im Rahmen einer glaubwürdigen Klimaneutralitätsstrategie nicht zu empfehlen. Trotzdem werden diese Instrumente von vielen Unternehmen genutzt und sind dementsprechend im Vorgehen berücksichtigt, jedoch nicht als Kapitalabflüsse, sondern als vermiedene Zahlungen, die unternehmensintern genutzt werden. Die im Folgenden verwendeten Preise beruhen auf den durchschnittlichen Werten des Kapitels 5.2.3.

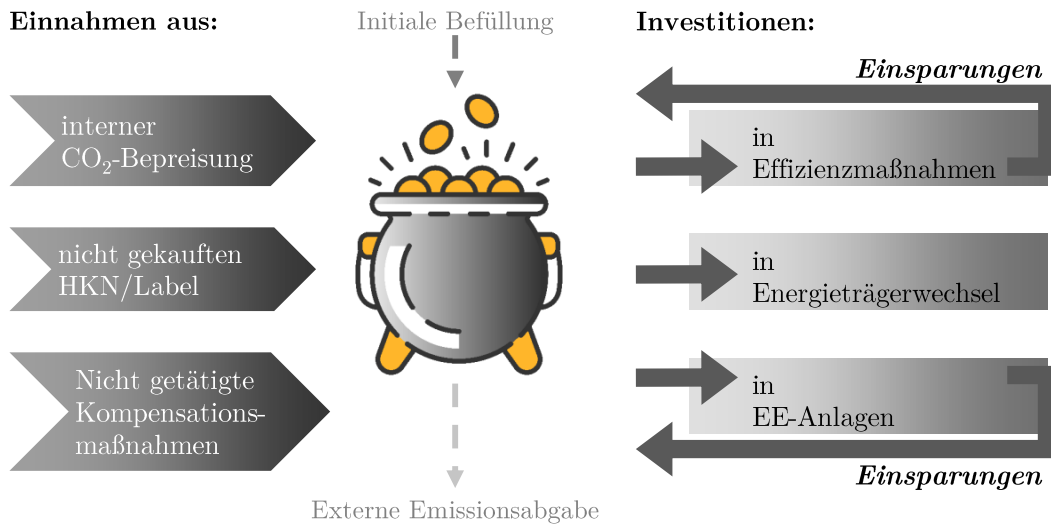


Abbildung 6.2.: Monetäre Flüsse eines unternehmensinternen Green Fonds zur Finanzierung einer Klimaneutralitätsstrategie

Der Green Fonds in Abbildung 6.2 kann genutzt werden, um die erforderlichen Investitionen in Effizienzmaßnahmen, Technologieumstellungen mit einem Energieträgerwechsel und Regenerative Energie Systeme (RES) mit dem Ziel zu finanzieren, die energetischen Emissionen zu senken. Die Höhe der dafür erforderlichen Parameter wird im Kapitel 6.4 anhand von verschiedenen Szenarien untersucht. Mit einem solchen Green Fonds ist es möglich, auch hohe Investitionsausgaben zur Energie- und Emissionsreduzierung zu finanzieren. Doch nicht alle Investitionen sind ausschließlich als Ausgaben zu bewerten. Aus Effizienzmaßnahmen resultieren üblicherweise nicht nur Kosten, sondern auch Einsparungen aufgrund des geringeren Energiebedarfes. Da die Kosten durch den Fonds getragen werden, stellen die monetären Einsparungen wiederum Rückflüsse in den Topf dar. Gleiches gilt für RES, die je nach Versorgungskonstellation geringere Energiekosten aufweisen und somit einen Kapitalrückfluss darstellen. Dementsprechend sind diese Investitionen nicht nur Ausgaben für den Fonds, sondern finanzieren sich letztendlich selbst. Der Fonds kann ebenfalls genutzt werden, um externe Emissionsabgaben zu finanzieren. Diese Abgabe gilt allerdings nicht für die gesamten Emissionen aus Abbildung 6.3, sondern nur für solche aus der Nutzung von Erdgas und Wärme. Emissionen durch die el. Energie sind hingegen bereits im EU-ETS erfasst. Eine Betrachtung dieser Emissionsabgabe wird jedoch nicht durchgeführt, da die Energienutzung im Rahmen der Klimaneutralitätsstrategie sukzessive auf erneuerbare Quellen umgestellt wird und die

Relevanz dementsprechend abnimmt.

6.3. Analyse auf Unternehmensebene

Zur Ermittlung des CCFs werden die energetischen Emissionen basierend auf den Abrechnungsdaten des Controllings und den Energiedaten eines vorhandenen Monitoringsystems, erhoben. Die eingesetzten Energiemedien umfassen elektrische Energie, Erdgas und Wärme. Aufbauend auf der folgenden Emissionserfassung werden Möglichkeiten der Emissionsbepreisung analysiert und eine Klimaneutralitätsstrategie entwickelt. Die Strategien werden hinsichtlich der Auswirkungen auf den Finanzierungsfonds betrachtet.

6.3.1. Emissionsaccounting auf Unternehmensebene

Ausgehend von den definierten Systemgrenzen stellt Abbildung 6.3 zunächst den Energiebedarf und die daraus resultierenden Emissionen des gesamten Unternehmensstandortes dar. Die prozentuale Aufteilung erfolgt nach der Gesamtenergiemenge und den dadurch verursachten Emissionen der vier Medien elektrische Energie, Erdgas, technische Wärme und Raumwärme.

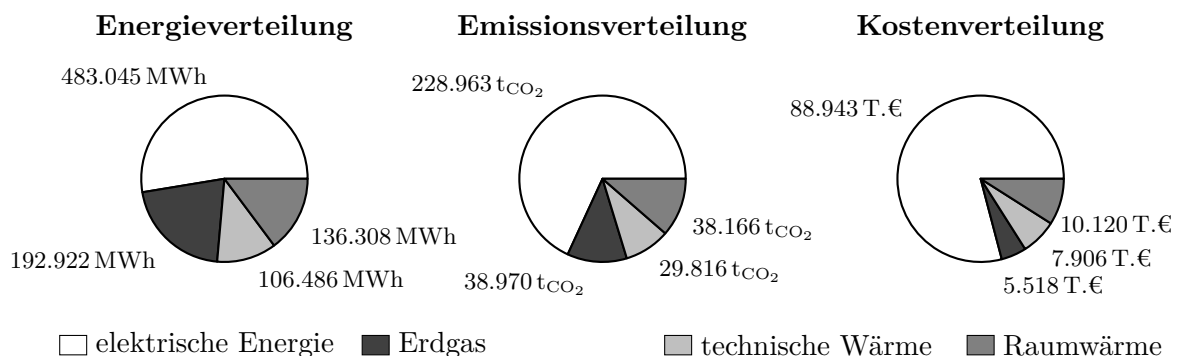


Abbildung 6.3.: Verteilung des Energiebedarfs, der Emissionen und der Energiekosten je nach Medium des Unternehmensstandortes pro Jahr

Die unternehmensweite Analyse des Energiebedarfs in Abbildung 6.3 zeigt, dass der elektrische Energiebedarf mit über 480 GWh den größten Anteil einnimmt. Im Ausgangsszenario deckt das Unternehmen den elektrischen Energiebedarf mit dem durchschnittlichen Versorgungsmix. Bedingt durch den vergleichsweise hohen Emissionsfaktor des deutschen Strommixes liegt der Anteil der CO₂-Emissionen bei 68%. Somit ist der Emissionsanteil der el. Energie beinahe 16% höher als der Anteil am Energiebedarf. Durch die Energieträgersubstituierung in Verbindung mit der Umstellung der Energieversorgung auf regenerative Energiequellen wird diese Differenz kleiner. Die vollständige EE-Versorgung führt letztendlich zu einem Absenken

des durch el. Energie verursachten Emissionsanteils auf Null.

Das Unternehmen ist in die Bereiche der Antriebsaggregate, den Karosseriebau und Sonstiges aufgegliedert, deren örtliche Verteilung in Abbildung 6.1 dargestellt ist. Die Bereiche Antriebsaggregate und Karosseriebau repräsentieren die zwei Fertigungsbereiche des Standortes. Der Bereich Sonstiges umfasst die Verwaltung, die Qualitätssicherung, den Bereich der Werktechnik sowie weitere Abteilungen, die nur indirekt am Produktionsprozess beteiligt sind. Ausgehend von den drei Hauptbereichen erfolgt die Emissionszuordnung in Abbildung 6.4 anhand der Abrechnungsdaten.

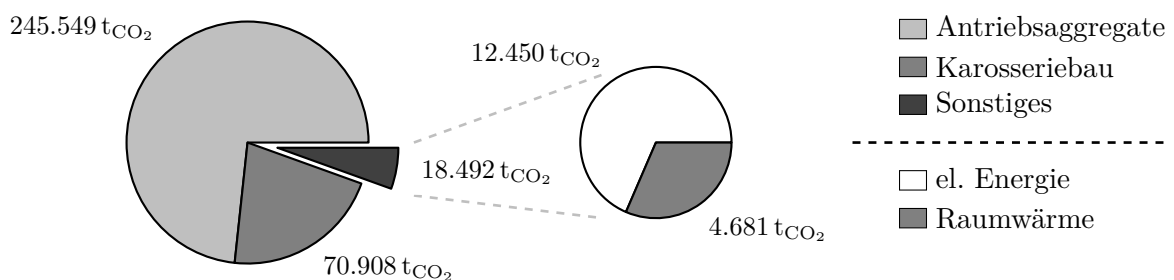


Abbildung 6.4.: Verteilung der jährlichen CO₂-Emissionen auf die Unternehmensbereiche

Gemäß der unternehmensinternen Kostenabrechnung werden 94 % der Emissionen den beiden produktbezogenen Unternehmensbereichen zugeordnet. Dabei ist der Bereich der Antriebsaggregate, bedingt durch den hohen Produktionsanteil in Verbindung mit einem vergleichsweise hohen elektrischen Energiebedarf, für 73 % der Emissionen verantwortlich. Lediglich 6 % der Emissionen werden dem Bereich Sonstiges zugeordnet, da dieser Bereich nur indirekt an der Produktion beteiligt ist.

6.3.2. Emissionsbepreisung von Unternehmensbereichen

Anhand der Ergebnisse des CO₂-Accountings kann die Klimaneutralstellung der Geschäftsaktivitäten eines Unternehmens durch eine betriebsinterne CO₂-Bepreisung unterstützt werden. Eine interne Emissionsbepreisung kann Anreize zur Energie- und Emissionsreduzierung schaffen sowie zur Vorbereitung auf eine externe politische Emissionsabgabe dienen. Ausgehend von der Emissionsbepreisung in Kapitel 4 und den Emissionswerten des vorherigen Kapitels 6.3.1, wird zunächst die Emissionsbepreisung auf die Fertigungsbereiche des Unternehmens angewendet. Anhand dieser Auswertung wird das Finanzvolumen ermittelt. Die angenommenen Preisgrenzen ergeben sich aus dem Vergleich der Emissionspreise in Abbildung 4.5.

Das Finanzvolumen der Emissionsbepreisung wird ausgehend von den Schadenskosten, üblichen politischen Preisen, dem Ansatz zur Erreichung des 2 °C-Ziels sowie einer CO₂-Steuer

gemäß der dt. Abgabe für 2021 mit 25 €/tCO₂ ermittelt. Aufgrund der geringen Preishöhe der unteren Schwelle des politischen Preises wird anstelle dessen der Kennwert des vorherrschenden Preisniveaus verwendet, der in Abbildung 4.5 separat gekennzeichnet ist. Ausgehend von diesen Spannen ist annähernd das gesamte Spektrum der weltweiten Preishöhen abgedeckt, mit Ausnahme der oberen Grenze des Benchmarkpreises, der jedoch selten angewendet wird.

Entsprechend des Emissionsaccountings ist die finanzielle Belastung für die Aggregatefertigung aufgrund des hohen Energiebedarfs am größten, gefolgt vom Karosseriebau.

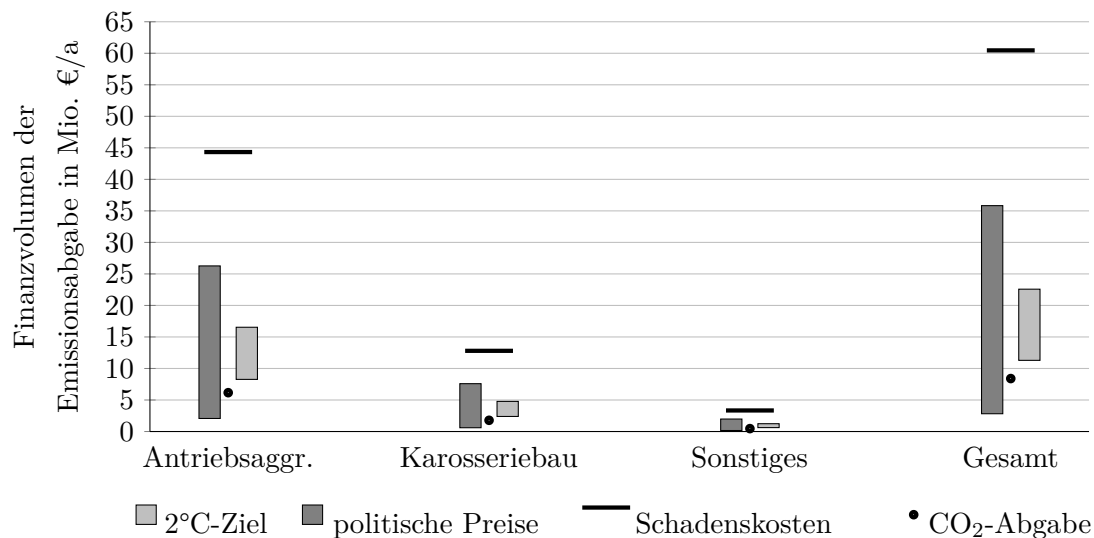


Abbildung 6.5.: Finanzielle Aufwendungen einer internen Emissionsbepreisung für die Unternehmensbereiche

Dem Bereich Sonstiges sind lediglich 6 % der Emissionen zugeordnet, weshalb der finanzielle Beitrag zwischen 0,2 und 3,3 Mio. € liegt. Abbildung 6.5 zeigt deutlich, dass die Verwendung des Schadenkostenansatzes, bedingt durch das deutlich höhere Preisniveau, mit einer Gesamtsumme von 60,5 Mio. € pro Jahr für das gesamte Unternehmen deutlich über den anderen Bepreisungsansätzen liegt. Die breite Preisspanne der vom CDP (2017) ermittelten politischen Preise führt zu einer entsprechenden Streuung. Das darauf ausgelegte Finanzvolumen einer Emissionsbepreisung variiert je nach Grenzwert zwischen 2,8 Mio. €/a und 35,8 Mio. €/a. Legt das Unternehmen beispielsweise die 2021 eingeführte deutsche CO₂-Abgabe mit 25 €/tCO₂ zugrunde, betragen die daraus resultierenden unternehmensweiten Einnahmen 8,4 Mio. €/a. Demgegenüber liegt die Spanne der Emissionsabgaben beruhend auf den Preisen des CPLC (2017, S. 50) zur Begrenzung des weltweiten Temperaturanstieges auf maximal 2°C zwischen 11,3 und 22,6 Mio. €/a für das gesamte Unternehmen.

Eine Emissionssteuer trägt im Ausgangszustand und je nach Bepreisungshöhe zwischen 2,8 und 60,3 Mio. €/a zum Green Fonds bei.

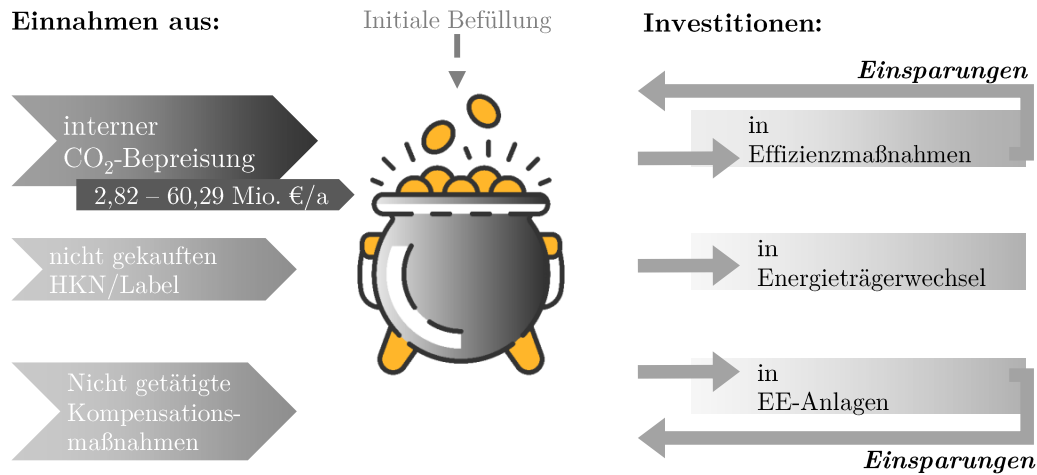


Abbildung 6.6.: Potenzielle Einnahmen des Green Fonds aus der Emissionsbepreisung

Dieser Betrag ist auf alle Energieträger verteilt, also auch auf Emissionen aus der Nutzung von el. Energie mit dem letzten offiziell vom UBA (2019b, S. 16) bestätigten Emissionsfaktor des deutschen Strommixes für 2018. Die el. Energie ist gemäß des Emissionsaccountings in Abbildung 6.3 mit knapp 70 % der wesentliche Energieträger. Aufgrund des signifikanten Anteils und des hohen Emissionsfaktors ist auch der Kostenanteil mit 1,9 bis 41,2 Mio. € im Vergleich der Energieträger am größten.

6.3.3. Analyse der Handlungsoptionen zur Klimaneutralstellung

Im Folgenden werden die drei aufeinander aufbauenden Schritte zur Klimaneutralität für das Unternehmen analysiert. Die nachfolgenden Schritte und Berechnungen basieren auf den Ausführungen des Kapitels 5 und werden auf das Unternehmen der Fallstudie angewendet, um die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen und Grenzen aufzuzeigen.

6.3.3.1. Minimieren

Ausgehend von der in Abbildung 6.3 und Tabelle A.21 vorgestellten Energieverteilung wird das Effizienzpotenzial ermittelt. Aufgrund der übergeordneten Analyse und der unbekanntenen Prozesse auf Unternehmensebene werden die Potenziale anhand von Literaturdaten gemäß des Technologieanteils und der einzelnen Anwendungsgebiete zugeordnet. Laut Sauer et al. (2016, S. 140) ist im Bereich des Fahrzeugbaus die Prozesstechnologie für rund 16 % des el. Energiebedarfs verantwortlich. Die verbleibenden 84 % entfallen auf die Querschnittstechnologien, die zudem etwa 87% des el. Einsparpotenzials aufweisen (vgl. Sauer et al. 2016, S. 140).

Davon ausgehend wird die durchschnittliche Energieverteilung der Querschnittstechnologien in der Industrie basierend auf der Auswertung von Pehnt et al. (vgl. 2011, S. 57) ermittelt.

Tabelle 6.1.: Unternehmensweite Betrachtung der Energieverteilung innerhalb der Querschnittstechnologien

	Elektromotoren	Druckluft	Pumpensysteme	Lüftungssysteme	Kältebereitstellung	Motorsysteme	Beleuchtung
Prozentuale Verteilung [%]	27	8	12	10	3	35	5
Energiebedarf [MWh/a]	109.555	32.461	48.691	40.576	12.173	142.015	20.288

Die Einsparpotenziale werden dementsprechend auf den Energiebedarf bezogen, um daraus die erforderlichen wirtschaftlichen Aufwendungen abzuleiten. Während die Einsparpotenziale der Querschnittstechnologien ein hohes Übertragungspotenzial bieten, variieren die prozess- und branchenspezifischen Potenziale jedoch deutlich und erfordern somit eine detaillierte Betrachtung der Anlagen eines jeden Unternehmens, sodass daraus keine Ableitung für andere Unternehmen und Branchen möglich ist. Aufgrund der Individualität und des hohen Detaillierungsgrades dieses Potenzials wird auf eine detaillierte Betrachtung verzichtet, um die Übertragbarkeit der Fallstudie sicherzustellen. Aus der Kombination der Daten des energetischen Emissionsaccountings und der Potenzialauswertung von Energieeffizienzmaßnahmen durch Lösch et al. (2015, S. 36) und Sauer et al. (2016, S. 141) können Rückschlüsse auf die umsetzbare durchschnittliche Energie- und Kosteneinsparung, die Emissionsreduzierung sowie die wirtschaftlichen Kenngrößen gezogen werden.

Tabelle 6.2.: Einsparoptionen im Bereich der Querschnittstechnologien basierend auf der Energieverteilung und den Auswertungen von Lösch et al. (2015, S. 36, 120)

	Elektromotoren	Druckluft	Pumpensysteme	Lüftungssysteme	Kältebereitstellung	Motorsysteme	Beleuchtung	Summe
Einsparpotenziale [%]	8,3	12,5	15,4	13,1	2,9	26,3	7,1	
Einsparpotenziale [MWh]	9.093	4.058	7.498	5.315	353	37.350	1.440	65.108
Emissionsreduzierung [tCO ₂]	4.310	1.923	3.554	2.520	167	17.704	683	30.861
Investitionssumme [Mio. €]	7,2	1,8	5,9	4,5	0,4	33,01	1,33	54,2
Eingesparte Kosten [Mio. €]	1,67	0,75	1,38	0,98	0,06	6,88	0,27	11,99
Interne Verzinsung [%]	23,5	41,7	23,5	21,8	16,0	23,5	20,0	24,3
Amortisationszeit (stat.) [a]	4,3	2,4	4,3	4,6	6,3	4,8	5	4,5

Durch Minimierungsmaßnahmen können im Bereich der Querschnittstechnologien bis zu 65,1 GWh eingespart werden. Allerdings haben diverse Maßnahmen eine Amortisationszeit größer 3 Jahren. Wie die interne Verzinsung in Abbildung 6.2 zeigen, ist die Umsetzung dennoch wirtschaftlich.

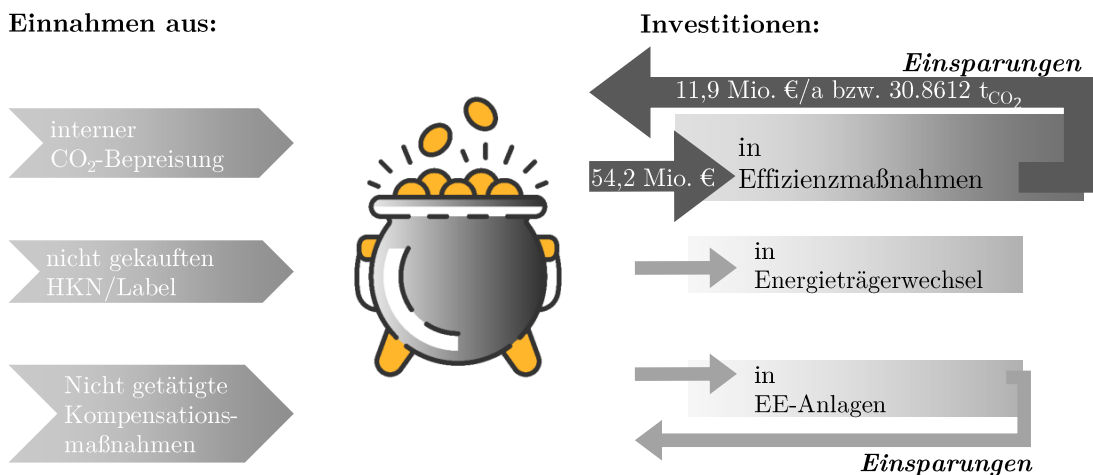


Abbildung 6.7.: Einfluss der Minimierung auf den unternehmensinternen Green Fonds

Die Gesamtheit der Energieeffizienzmaßnahmen führt zudem zu einer jährlichen Kostenein-

sparung von fast 12 Mio. €, der eine Investition von 54 Mio. € entgegensteht. Durch die Maßnahmen kann der Energieeinsatz am Standort um durchschnittlich 7,09 % reduziert werden, sodass die Emissionen um 30.861 t_{CO₂} zurückgehen. Da die Investitionen in die Effizienzmaßnahmen aus dem Green Fonds finanziert werden, stellen auch diese Einsparungen einen monetären Rückfluss dar und tragen somit langfristig zur Finanzierung weiterer Maßnahmen bei. Da Minimierungsmaßnahmen die beiden anderen Klimaneutralitätsschritte durch die Absenkung des Energiebedarfes beeinflussen, sollte dieser Schritt als erstes umgesetzt werden.

6.3.3.2. Substituieren

Der Schritt der Substituierung folgt in dieser Fallstudie der Struktur und den Grundlagen aus Kapitel 5.2. Dementsprechend werden die umweltbezogenen und monetären Aspekte der Emissionssenkung sowohl durch Herkunftsnachweise, Ökostrom-Label als auch durch die Errichtung von eigenen Energieerzeugungsanlagen geprüft.

Anders als im vorherigen Abschnitt werden nachfolgend nur die Kosten betrachtet, da der Energiebezug aus regenerativen Quellen gemäß der offiziellen Stromkennzeichnung mit null Emissionen berücksichtigt wird. Zwar sind RES mitnichten emissionsfrei, werden aber gemäß der Erläuterung in Kapitel 5.2 in diversen Statistiken entsprechend bewertet.

Die nachfolgenden Substituierungsmaßnahmen werden ausschließlich auf den el. Energiebedarf des Unternehmens angewendet. Die in Abschnitt 6.3.3.1 ermittelten Einsparpotenziale werden zunächst nicht berücksichtigt. Im zusammenfassenden Vergleich in Kapitel 6.4 werden die finanziellen Aufwendungen und Einsparungen zeitlich eingeordnet und daran die Auswirkungen auf das Finanzierungsvolumen eines unternehmensinternen Green Fonds aufgezeigt.

Herkunftsnachweise

Der Handel mit HKN von regenerativen Anlagen und die Preisgestaltung unterliegen verschiedenen Einflussfaktoren, sodass die verfügbare Datenlage unübersichtlich und wenig valide ist. Zu den Einflüssen zählen unter anderem das Herkunftsland sowie das Anlagenalter.

Eine umfassende Marktanalyse von Hauser et al. (2019, S. 209–215) im Auftrag des UBAs ermittelt eine Preisspanne von 0,8 bis 1,6 €/MWh für deutsche Wasserkraftwerke im Lieferjahr 2018. Demnach ist ein deutlicher Preisanstieg zum Vorjahr zu beobachten, der sich voraussichtlich auch in den Folgejahren fortsetzt. Auch die Preise für HKN aus modernisierten skandinavischen Kraftwerken lagen 2018 mit 1 bis 1,9 €/MWh in einem ähnlichen Preissegment. Während für Nachweise aus Altanlagen nur 0,31-0,9 €/MWh gezahlt werden, liegen die Preise für Neuanlagen mit 2-2,9 €/MWh mehr als doppelt so hoch. Nachweise aus der Schweiz stellen zwar einen Nischenmarkt dar, aber durch die Einführung der Vollkennzeichnung⁴¹ werden mit 1,5 bis 3,0 €/MWh die mit Abstand höchsten Preise gezahlt. In Spitzen steigt der aufgerufene

⁴¹Die Vollkennzeichnung schreibt Elektrizitätsversorgern vor, gegenüber Endkunden auch die Anteile von konventionellen Kraftwerken auszuweisen, für welche Herkunftsnachweise ausgestellt werden.

Preis auf bis zu 4,0 €/MWh.

Die in Abbildung 6.8 dargestellten Kosten beziehen sich auf die in Deutschland üblichen Preisspannen, sowie die oberen und unteren Grenzwerte für Kraftwerke in Skandinavien und der Schweiz. Der elektrische Energiebedarf der Fertigung kann unmittelbar durch Energie aus regenerativen Quellen gedeckt werden.

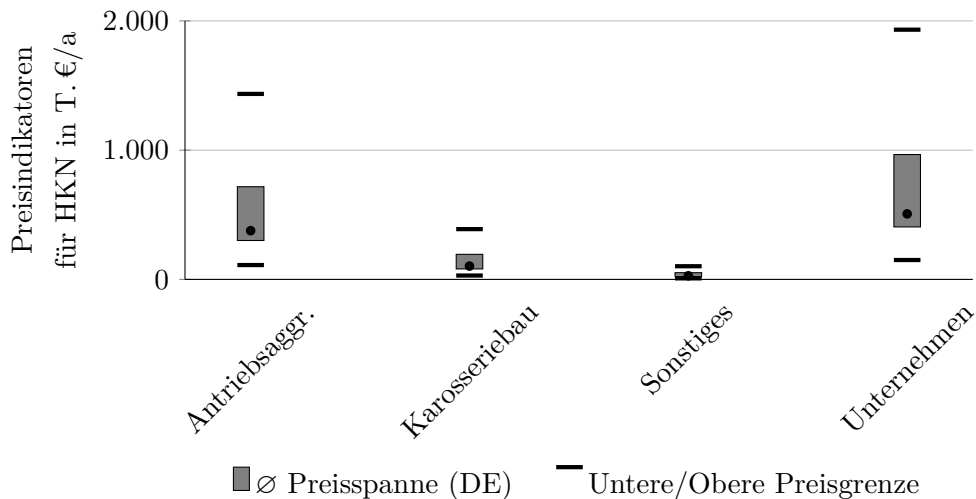


Abbildung 6.8.: Substituierung mit Herkunftsnachweisen auf Unternehmensebene

Die Auswertung in Abbildung 6.8 zeigt, dass zur Substituierung des el. Energiebedarfs beim Bezug von Nachweisen aus alten skandinavischen Kraftwerken lediglich 0,15 Mio. €/a notwendig sind. Kauft das Unternehmen diese aber aus Schweizer Anlagen, sind die Kosten um den Faktor 13 höher. Anhand dessen wird deutlich, dass die Herkunft und damit der Preis für die Nachweise zu signifikanten Differenzen führt, zumal in Abbildung 6.8 nur die Mehrkosten der Nachweise dargestellt sind. Dementsprechend sind diese zuzüglich der Energiekosten zu betrachten. Die Versorgungskosten für das Unternehmen liegen jedoch um ein Vielfaches über den Substituierungskosten. Zudem zeigt der Durchschnittswert aus den üblichen Marktkosten für HKN, dass für das gesamte Unternehmen Mehrkosten in Höhe von 507 T. €/a entstehen. Dieser Kostenansatz wird auch in der Auswertung des Kapitels 6.4 weiterverwendet.

Ökostrom-Label

Die nachfolgende Analyse erfolgt aufbauend auf den Ausführungen in Kapitel 5.2.3. Rund 85 % der Preisaufschläge für den weiteren EE-Ausbau liegen Hauser et al. (2019, S. 92) zufolge zwischen 0 und 1,5 ct/kWh. Obwohl auch die Label mit HKN arbeiten, fällt der Preisaufschlag damit wesentlich höher aus im Vergleich zu den Kosten für HKN. Dies ist unter anderem durch den zusätzlichen Förderbetrag der Label zu erklären, die darüber einen Ausbau der erneuerbaren Energien versprechen.

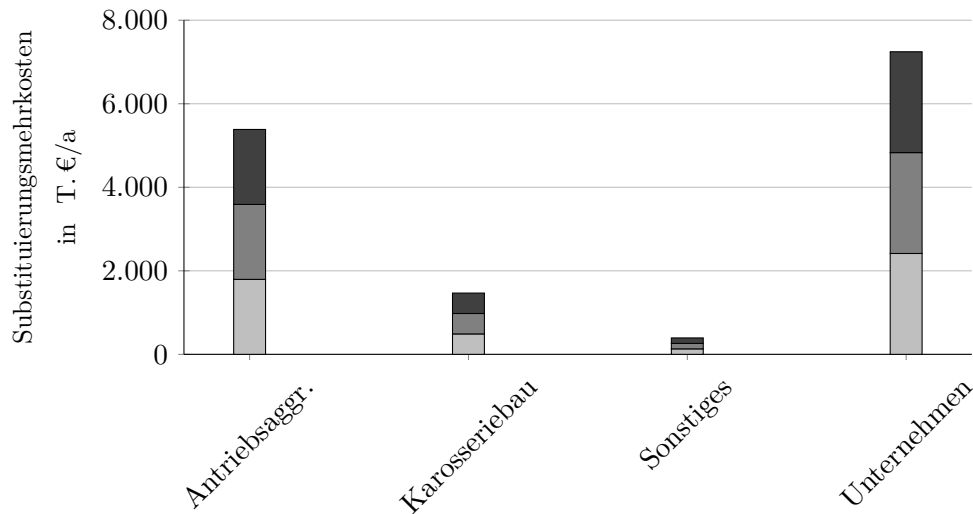


Abbildung 6.9.: Substituierung mit Ökostromlabeln auf Unternehmensebene

Die wesentlich höheren Kosten der Labelprodukte führen mit einem Faktor zwischen 10 und 20 zu einem signifikanten Anstieg der Substituierungsmehrkosten verglichen mit den HKN-Kosten. Dementsprechend betragen die Substituierungsaufwendungen für Ökostrom-Label mit einem Preisaufschlag kleiner als 0,5 ct/kWh unternehmensweit knapp 2,4 Mio. €/a. Durch die Verdreifachung des Preisaufschlages auf 1,5 ct/kWh steigen auch die Kosten um den gleichen Faktor auf insgesamt 7,2 Mio. €/a. Der Vergleich der Mehrkosten für HKN in Abbildung 6.8 zeigt die Kostendifferenz zwischen den Produkten deutlich auf. Obwohl grundsätzlich beide Varianten auf den Nachweisen beruhen, sind Ökostrom-Label doch um ein Vielfaches teurer.

Unternehmenseigene EE-Versorgungsanlagen

In beiden vorherigen Varianten ist der Abnehmer auf den entsprechenden Versorger bzw. Handelspartner angewiesen und hat dementsprechend auch keine direkte Kontrolle über die Nachhaltigkeit der Versorgungsanlagen. Die Analyse unternehmensfinanzierter Energieversorgungsanlagen ist unmittelbar auf die Energieerzeugung bezogen, sodass die Kosten der Energiebeschaffung bereits inkludiert sind. Aufgrund dieser ungleichen Bezüge kann ein Vergleich mit den beiden bisher vorgestellten Substituierungsmaßnahmen nur unter Berücksichtigung der Versorgungskosten und der Substituierungsaufwendungen erfolgen.

Die nachfolgende Berechnung basiert auf der Gegenüberstellung der Strombezugsvarianten aus Kapitel 5.2.4 und der in Gleichung A.1 bis A.3 ermittelten Stromgestehungskosten. Die nachfolgende Berechnung erfolgt sowohl für die Versorgung mittels Onshore-Windkraftanlagen als auch für PV-Anlagen zur Deckung des Gesamtenergiebedarfs. Die Versorgung des Unternehmens mit eigenen EE-Anlagen ist eine theoretische Betrachtung, da die Bilanzierung jährlich erfolgt und somit keine Zeitgleichheit von Erzeugung und Bedarf sichergestellt ist.

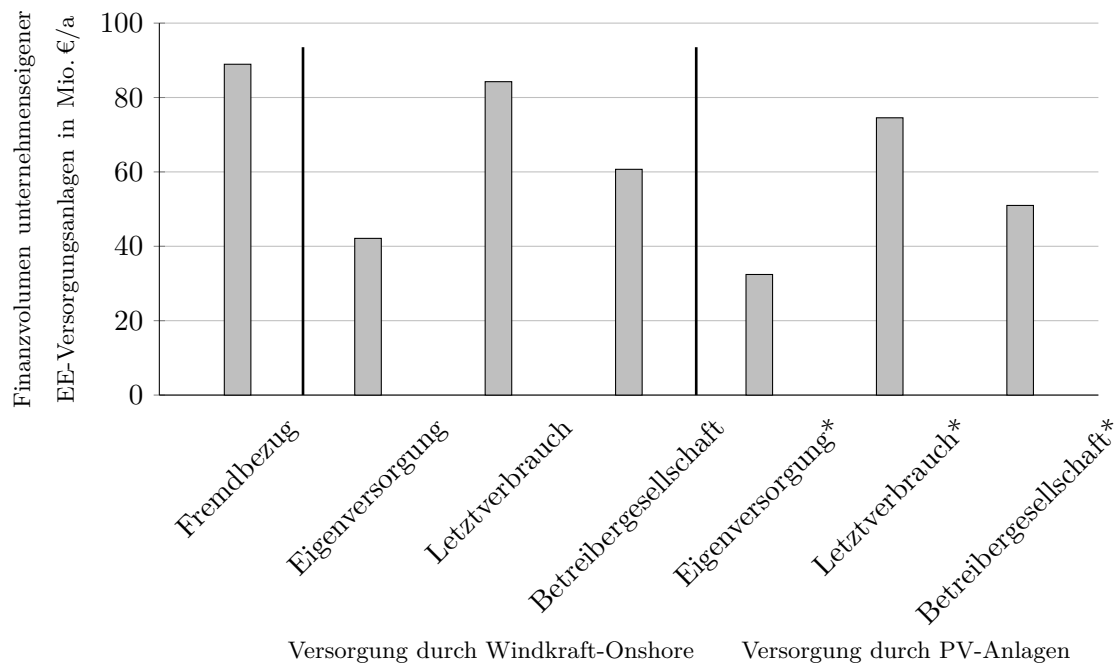


Abbildung 6.10.: Substituierung mit EE-Versorgungsanlagen und unterschiedlichen Strombezugsvarianten auf Unternehmensebene

Die unterschiedlichen Aufwendungen der Strombezugsvarianten führen zu einer breiten Spanne bei den Versorgungskosten. Der Energiebezug von einem Versorger, ausgehend von dem deutschen Strommix, stellt das Ausgangsszenario dar. Unter Verwendung des durchschnittlichen Strompreises des BDEW (2019a, S. 25) sind dazu jährlich 89 Mio. €/a aufzuwenden. Dieser Betrag kann bei der Eigenversorgung durch den Wegfall von Steuern und Abgaben um 46,8 Mio. €/a (WKA) bzw. 56,5 Mio. €/a (PV) deutlich gesenkt werden, wie Abbildung 6.10 verdeutlicht. Dieser Vergleich berücksichtigt zudem die notwendigen Erzeugungskosten sowie die Steuern und Abgaben. Aufgrund des hohen Anteils der Steuern und Abgaben von 30,9 Mio. €/a ist die Energiebereitstellung durch eine Betreibergesellschaft in unmittelbarer Nähe zum Fertigungsstandort, ausgehend vom Kostenaspekt, teurer als die Eigenversorgung. Obwohl der Letztverbrauch mit EE-Versorgungsanlagen in örtlicher Entfernung zum Unternehmensstandort eine geringe Differenz zum Fremdbezug ausweist, sind alle Versorgungskonstellationen wirtschaftlicher, unabhängig von der Bezugsvariante. Der Fremdbezug beruht auf einem Energiepreis von 18,413 ct/kWh, sodass das Verhältnis bei geringeren Energiebezugskosten anders oder auch unwirtschaftlich werden kann. Emissionsverringernsmaßnahmen wie der Kauf von HKN sollten im Sinne des Green Fonds unterlassen werden, um dieses Geld nachhaltiger zu nutzen und damit die Finanzierung des Fonds zu stärken. Basierend auf dem durchschnittlichen Kaufpreis der Nachweise wächst das Kapital des Fonds im Ausgangszustand somit um 0,5 Mio. €/a.

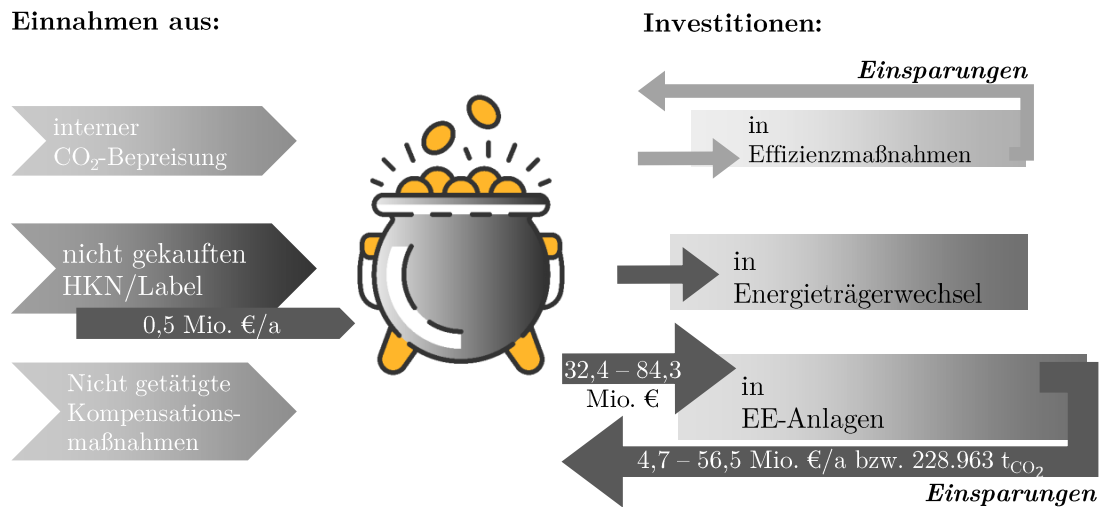


Abbildung 6.11.: Einfluss der Substituierung auf den unternehmensinternen Green Fonds

Der Fonds kann nach ausreichender Kapitalbildung genutzt werden, um Investitionen in unternehmenseigene Energieanlagen zu finanzieren. Dazu sind zwischen 32,4 und 84,3 Mio. € erforderlich. Mit dieser Investition können die gesamten Emissionen bedingt durch den el. Energiebedarf nachhaltig und selbstbestimmt vermieden werden. Diese Maßnahme ist nicht nur wirtschaftlich, sondern ermöglicht dem Unternehmen zudem eine glaubwürdige Kommunikation der Zusätzlichkeit. Die Einsparungen aus den geringen Energiebezugskosten im Vergleich zum Fremdbezug werden wiederum genutzt, um die Kapitalbildung des Fonds zu stärken.

6.3.3.3. Kompensieren

In Abbildung 6.12 ist die Kompensation der Emissionen aus der Nutzung von fossilen Energieträgern basierend auf der Analyse in Kapitel 5.3 dargestellt. Die Zertifikatspreise zur Ermittlung der Kompensationskosten basieren auf der von Wolters et al. (2018a, S. 33–40) erhobenen Preisspanne.

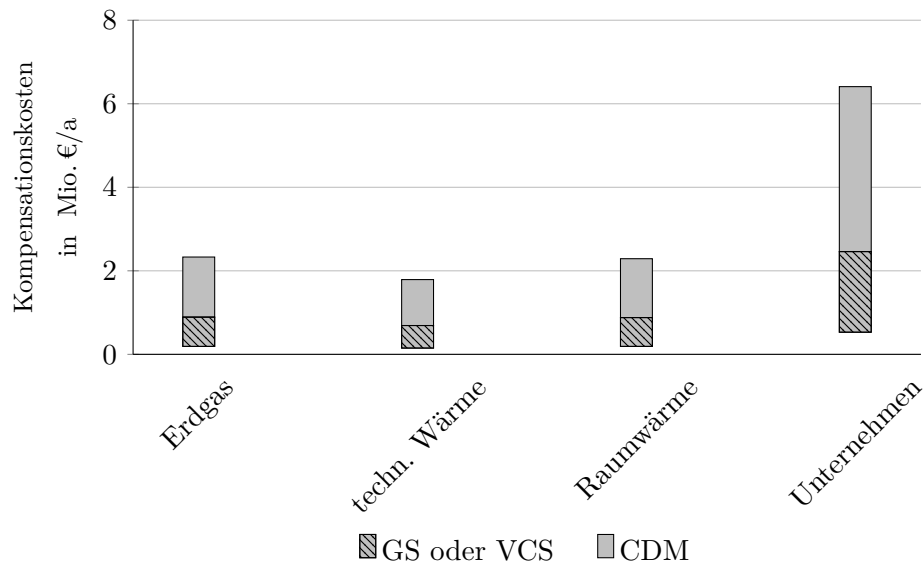


Abbildung 6.12.: Kompensationskosten aller Energieträger des betrachteten Unternehmens

Einer der einfachsten Wege für Unternehmen, eine bilanzielle Klimaneutralität zu erreichen, ist der Kauf von Emissionszertifikaten zur Kompensation. Dieser Weg wird zusätzlich befördert durch die verhältnismäßig geringen Preise. Die Auswertung der Zertifikatskosten in Abbildung 6.12 offenbart, dass mit Zertifikaten des GS oder VCS-Standards bei einem Preis von 5 €/t_{CO₂} bereits für 0,5 Mio. €/a alle fossilen Emissionen des Unternehmens bilanziell neutralisiert werden können. Selbst der Einsatz von teureren Zertifikaten aus dem CDM-Handelssystem führt lediglich zu Kompensationskosten von etwas mehr als 6,4 Mio. €/a. Die Summe der Kosten liegt damit immer noch weit unterhalb der anderen Klimaneutralitätsschritte. Jedoch ist dieser Ausgleich nicht nachhaltig, da die Ausgaben jedes Jahr anfallen, um den Status aufrechtzuerhalten. Außerdem ist der Nutzen der Emissionskompensation mit Zertifikaten in vielen Fällen zweifelhaft, wie in Kapitel 5.3 ausgeführt. Trotzdem ist die Emissionskompensation nicht zuletzt aufgrund der geringen Kosten ein vielfach eingesetztes Mittel zum Ausgleich der Emissionen.

Aufgrund der eingeschränkten Emissionsreduzierung von Kompensationsmaßnahmen sollte das Geld ebenfalls unternehmensintern zur Finanzierung der Klimaneutralitätsstrategien genutzt werden.

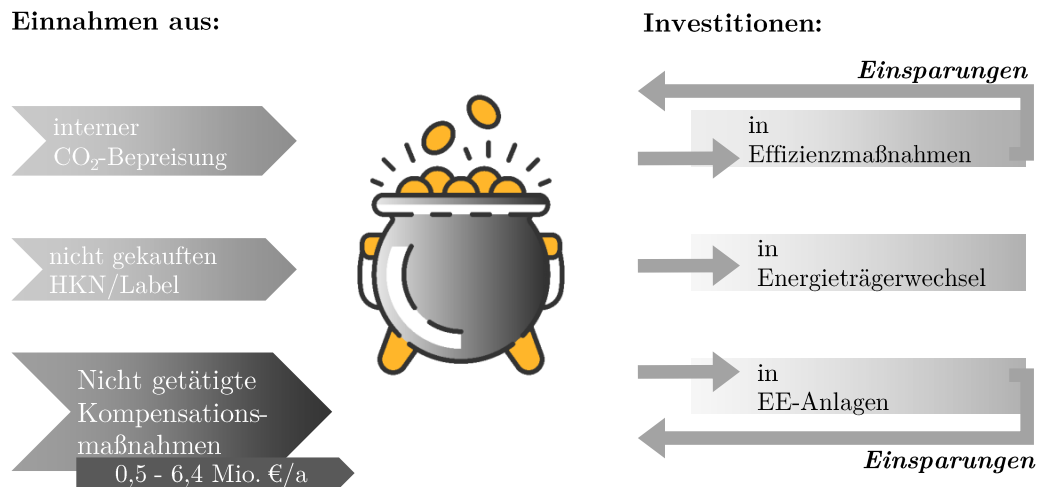


Abbildung 6.13.: Einfluss der Kompensierung auf den unternehmensinternen Green Fonds

Somit fließen im Ausgangszustand je nach Zertifikat und Preishöhe zwischen 0,5 und 6,4 Mio. € pro Jahr in den Green Fonds.

6.4. Green Fonds zur Finanzierung der Klimaneutralität

In der nachfolgenden Analyse werden verschiedene Strategien und Handlungsoptionen hinsichtlich der Auswirkungen auf die Kapitalentwicklung des Green Fonds zur Finanzierung der unternehmensbezogenen Klimaneutralität betrachtet. Die Szenarienanalyse erfolgt mit der Zielstellung, den Fonds im finanziell positiven Bereich zu halten und dabei gleichzeitig den internen Finanzbedarf möglichst gering zu halten. Die Handlungsoptionen einer Klimaneutralität innerhalb von 15 Jahren werden nachfolgend durch verschiedene Szenarien ermittelt und miteinander verglichen. Zur Sicherstellung einer weitestgehend identischen Datenbasis wird 2018 als Bezugsjahr verwendet.

Der Weg zur Klimaneutralität ist mit den drei priorisierten Schritten allgemeingültig vorgegeben. Dazu stehen dem Unternehmen die folgenden Stellhebel zur Verfügung:

Minimieren	Effizienzmaßnahmen, Realisierung in unterschiedlicher Geschwindigkeit
Substituieren	Technologische Veränderungen verbunden mit einem Energieträgerwechsel
	Deckung des Energiebedarf aus regenerativen Quellen
Kompensieren	Emissionszertifikate aus unterschiedlichen Projektarten und von verschiedenen Anbietern

Diese grundlegenden Schritte umfassen jedoch vielfältige Möglichkeiten der zeitlichen Umsetzung, die zudem zu einer gegenseitigen Beeinflussung führen. Beispielsweise kann die Errichtung von unternehmenseigene Energieversorgungsanlagen zeitgleich mit der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen dazu führen, dass diese Anlagen überdimensioniert sind. Andersherum kann eine Elektrifizierung von Prozessen dazu führen, dass der Energiebedarf ansteigt und die Anlagen unterdimensioniert ausfallen. Demzufolge ist die zeitliche Abfolge der Schritte von Bedeutung, um eine gegenseitige Beeinflussung mit eventuellen ökonomischen oder ökologischen Folgen zu vermeiden. Deshalb werden unterschiedliche Szenarien definiert, die sowohl eine zeitliche Flexibilität der Maßnahmenumsetzung berücksichtigen als auch das Ziel einer zügigen Emissionsreduzierung unter Beachtung der Wechselwirkung verfolgen. Zur ökonomischen Betrachtung gehört neben der Vermeidung von Wechselwirkungen verschiedener Maßnahmen auch die Finanzierung von Investitionen. Das erforderliche wird durch einen interne Green Fonds bereitgestellt, der wiederum durch verschiedenste Einnahmen und Rückflüsse finanziert wird. Davon ausgehend sind die nachfolgend aufgelisteten Punkte bei der Szenarienerstellung zu beachten.

- Zeitinvarianz der Effizienzmaßnahmen (3 oder 5 Jahre)
- Energetische Versorgung durch PVA oder WKA mit mehreren Realisierungsphasen
- Finanzierung der EE-Anlagen durch eine vollständige (100 %) oder anteilige (20 %) Eigenkapitalfinanzierung
- Fonds-Finanzierung durch einen CO₂-Preis oder einen Initialisierungsbetrag

Aufgrund der höchsten Priorität des Schrittes Minimieren steht die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen unbestritten an erster Stelle einer Klimaneutralitätsstrategie. Das überschlägige Effizienzpotenzial ist basierend auf diversen Studien bekannt, aber die Geschwindigkeit der Umsetzung kann variieren. Aus diesem Grund werden zwei Szenariengruppen gebildet, deren unterschiedliches Umsetzungstempo mutmaßlichen Einfluss auf die Emissionen haben könnte und somit im Rahmen der Auswertungen untersucht wird.

Der Energiebezug aus EE-Quellen kann auf vielfältige Arten erfolgen. Der Kauf von HKN oder Ökostrom-Labeln ist mit ökologischen Einschränkungen behaftet, während die Errichtung von unternehmenseigenen Anlagen hingegen eine direkte Kontrolle über die Substituierungsmaßnahme ermöglicht. Die Eigenversorgung ist zwar die wirtschaftlichste Variante, aber aufgrund der geeigneten Flächen am Produktionsstandort können nur knapp 92 GWh/a über PV-Anlagen bereitgestellt werden. Diese Maßnahme wird unmittelbar nach dem Abschluss der Effizienzmaßnahmen umgesetzt.

Nach der erfolgten Realisierung der Effizienzpotenziale wird zunächst die Wärmeversorgung durch el. Energie substituiert, sodass in der Folge der el. Energiebedarf ansteigt. Die Versorgung wird über unterschiedliche Zeiträume auf Wärmepumpen umgestellt. Die Raumwärmeversorgung ist nicht direkt produktionsrelevant, weshalb diese Umstellung innerhalb des

Jahres 2024 erfolgt. Die technische Wärme hingegen betrifft die Produktion und ist somit wertschöpfungsrelevant, sodass dazu drei Jahre, von 2024 bis 2026, veranschlagt sind. Ausgehend von der Annahme, dass bedingt durch die Produktion ausreichend industrielle Abwärme zur Verfügung steht, um diese als el. Energie weiterzuverwenden, beträgt die gemittelte Jahresarbeitszahl 3. Aufgrund des ähnlichen Temperaturniveaus gilt diese Annahme sowohl für die RW als auch die TW. Die weiteren Daten zur Berechnung der Wärmepumpen und die damit verbundenen Investitionskosten sind im Anhang A.6.1.1 beschrieben. Die Umstellung der Wärmeversorgung ist nur dann ökologisch sinnvoll, wenn die Versorgung des erhöhten el. Energiebedarfes zeitnah auf regenerative Quellen umgestellt wird. Daher wird die Versorgung anschließend, durch eine groß angelegte Investition, auf RES in räumlicher Entfernung zum Unternehmensstandort umgestellt. Dadurch wird eine Wechselwirkung vermieden und trotzdem die Emissionen der Energienutzung zeitnah auf Null gesenkt.

Die Umstellung der Energieversorgung bewirkt, dass keine Emissionen aus der Nutzung von el. Energie zugerechnet werden. Jedoch verursacht das Unternehmen auch weiterhin Emissionen durch die Nutzung von fossilem Erdgas in den Härteprozessen. Diese Anlagen werden über Ersatzbeschaffungen aufgrund des Anlagenalters erneuert. Diese Investitionen wären ohnehin erforderlich und werden somit nicht über den Fonds finanziert. Bedingt durch die Unternehmensstrategie werden anstelle der erdgasbetriebenen Anlagen aber Vakuumhärteanlagen beschafft, die mit el. Energie betrieben werden. In der nachfolgenden Analyse wird von einem identischen energetischen Bedarf der Härteprozesse ausgegangen. Auch diese Anlagen sind produktionsrelevant, sodass die Anlagenumstellung über einen längeren Zeitraum erfolgt.

Der Energieträgerwechsel der Härteanlagen führt zwar zu einer sukzessiven Reduzierung des fossilen Erdgasbedarfes, jedoch steigt der emissionsrelevante el. Energiebedarf⁴² in gleicher Weise, da die Leistung der bisher finanzierten EE-Anlagen nicht länger ausreicht. Der gestiegene Energiebedarf macht eine weitere Investition 2031 in erneuerbare Energieanlagen notwendig (EE-2). Auch für diese Anlagen stehen keine geeigneten Flächen in räumlicher Nähe zur Verfügung, sodass zum Energietransport das Versorgungsnetz genutzt wird und dementsprechend die Steuern und Abgaben des Letztverbrauchs aus Tabelle 5.5 anfallen. Durch diese abschließenden Substituierungsmaßnahmen wird der gesamte emissionsrelevante Energiebedarf durch EE-Versorgungsanlagen abgedeckt, sodass die energetische Emissionsbilanz des Unternehmen ab diesem Zeitpunkt ausgeglichen ist.

Der letzte Schritt der Kompensation ist in seiner Wirkung umstritten und zudem für die Fallstudie nicht von Bedeutung, da alle Prozesse elektrifiziert werden können.

Die beschriebenen Szenarien sind in Tabelle 6.3 zusammengefasst und mit einer Kennzeichnung versehen.

⁴²Als emissionsrelevanter Energiebedarf wird in dieser Arbeit sämtliche Energie basierend auf fossilen Energieträgern (dt. Strommix, Erdgas) verstanden. Ausgenommen davon ist Energie aus regenerativen Quellen, die aufgrund der offiziellen Stromkennzeichnung mit Null Emissionen bewertet wird.

Tabelle 6.3.: Szenarienübersicht mit den entsprechenden Parametern

EE-Versorgungsart	Umsetzung von Effizienzmaßnahmen	Fonds-Finanzierung, durch	
		CO ₂ -Preis	Initialbetrag
PV-Anlage	über 3 Jahre	S1-100	S2-100
		S1-20	S2-20
	über 5 Jahre	S3-100	S4-100
		S3-20	S4-20
Wind-onshore	über 3 Jahre	S5-100	S6-100
		S5-20	S6-20
	über 5 Jahre	S7-100	S8-100
		S7-20	S8-20

S1 - S8 kennzeichnet die Szenarienummer. Die zweite Zahl repräsentiert den Eigenkapitalanteil zur Finanzierung der EE-Anlagen in %.

Unter der Voraussetzung, dass der Green Fonds zu keinem Zeitpunkt eine negative Kapitalsumme aufweisen soll, stehen dem Unternehmen abseits der zeitlichen Umsetzung der Emissionsminderungsmaßnahmen mit der Höhe des Emissionspreises oder des Initialisierungsbetrags zwei Steuerungskonzepte zur Verfügung. Eine Anschubfinanzierung ist notwendig, wenn ein Unternehmen nicht plant, einen internen CO₂-Preis einzuführen. Andernfalls verzögert sich der Zeithorizont für die Umsetzung der Klimaneutralitätsstrategie deutlich, da der Fonds erst im dritten Jahr ausreichend Kapital durch die sonstigen Einnahmequellen aufweist. Dazu zählen unter anderem nicht gekaufte HKN/Ökostrom-Label und Kompensationsmaßnahmen.

Zinsen, Inflation und die damit in Verbindung stehenden Effekte werden im Rahmen der Analyse nicht betrachtet. Zudem erfolgt diese mit der Annahme, dass die Investitionskosten und die Umsetzung der Maßnahmen im selben Jahr erfolgen. Eine Verschiebung dieser beiden Punkte hätte anderenfalls auch Auswirkungen in Form einer zeitlichen Diskrepanz zwischen dem Energie-/Emissionsverlauf und dem Kapitalvolumen des Green Fonds.

6.4.1. Vergleich mit unterschiedlichen EE-Energieanlagen

Abbildung 6.14 zeigt die finanziellen Transaktionen der Szenarien, deren Differenzierungsmerkmal in der unterschiedlichen EE-Versorgungsart besteht. Szenario 1 basiert auf den durchschnittlichen Werten einer PV-Freifläche mit den im Anhang A.5.2.3 aufgeführten Pa-

rametern. Im zweiten Szenario setzt das Unternehmen auf Windkraftanlagen, die wie auch im Szenario 1 nicht in unmittelbarer örtlicher Nähe zum Produktionsstandort errichtet werden. Die Darstellung zeigt darüber hinaus die Investitionszeitpunkte und die Realisierungsdauer ebenso wie die daraus resultierende Entwicklung des Finanzvolumens des Green Fonds. Das Finanzvolumen des Fonds zeigt das Kapital aus den unterschiedlichen Einnahmequellen abzüglich der Ausgaben für die erforderlichen Investitionen. Rückschlüsse auf die Einnahmen des Fonds ergeben sich somit aus dem Finanzvolumen des Fonds zuzüglich der Investitionskosten.

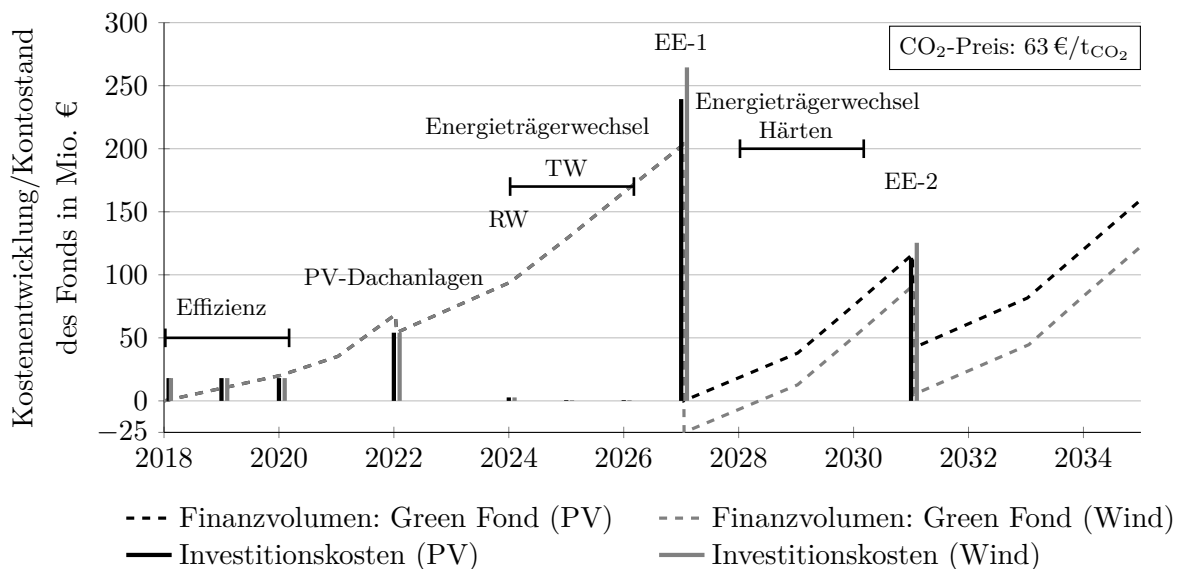


Abbildung 6.14.: Finanzielle Transaktionen im Vergleich von S1-100 und S5-100 mit identischem internen CO₂-Preis

Der Auswertung in Abbildung 6.14 nach kann eine eigenfinanzierte und nachhaltige Klimaneutralität innerhalb einer verhältnismäßig kurzen Zeitspanne realisiert werden, vorausgesetzt der intern angesetzte Emissionspreis für CO₂ hat eine angemessene Höhe. Die vorgeschlagene Strategie setzt auf eine vollständige Elektrifizierung in Verbindung mit einer erneuerbaren Energieversorgung, sodass der jährliche energetische Bedarf und die Erzeugung bilanziell ausgeglichen sind. Im Szenario S1 kann eine solche Strategie mit einem Emissionspreis von 63 €/tCO₂ bis Anfang 2032 realisiert werden. Zudem zeigt die Strategiebewertung, dass nach erfolgter Umsetzung aller Maßnahmen durch die Kostendifferenz aus EE-Versorgungsanlagen und dem ursprünglichen Energiebezug der Fonds weiterhin Gewinne erzielt. Das Kapital kann anschließend genutzt werden, um Ersatzinvestitionen für den bestehenden Anlagenpark zu finanzieren, was wiederum zu einer generellen Energiereduzierung beiträgt. Die Relevanz des CO₂-Preises nimmt im Zeitverlauf durch den geringer werdenden emissionsrelevanten Energiebedarf aus el. Energie und fossilen Energieträgern stetig ab. Auf den wachsenden Anteil der Energie aus EE-Quellen wird keine Abgabe erhoben, sodass die Einnahmen von anfänglich

rund 20 Mio. €/a auf 3,5 Mio. €/a sinken. Dementsprechend ist eine Verringerung der CO₂-Abgabe zwar möglich, jedoch hat dies weniger Einfluss.

Der Vergleich von S1-100 und S5-100 verdeutlicht zudem, dass der CO₂-Preis je nach Art der EE-Versorgungsanlagen und der damit verbundenen Investitionskosten nicht identisch sein kann, da sonst die Forderung, dass im Fonds immer genügend Kapital vorhanden ist, nicht erfüllt wäre. Daraus kann geschlussfolgert werden, dass der CO₂-Preis oder der alternativ anwendbare Initialisierungsbetrag für Szenarien mit Investitionen in Windkraftanlagen über dem Preisniveau der Auswertungen mit PV-Anlagen liegen muss, um den Fonds im positiven Bereich zu halten. Ausgehend von dieser Erkenntnis werden nachfolgend die Szenarien, die auf PV-Anlagen zu den Substituierungszeitpunkten EE-1 und EE-2 basieren, zusammengefasst. Gleiches gilt für die Energiegewinnung mit Windkraftanlagen. Diese Auswertungen bieten keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn außer der Preishöhe und werden deshalb im Anhang A.6.1.3 dargestellt.

Abbildung 6.15 zeigt den emissionsrelevanten Energiebedarf und die dadurch verursachte Emissionsmenge, basierend auf dem el. Energiebedarf mit dem Emissionsfaktor des deutschen Strommixes und den weiteren Energiemedien, deren Rahmenbedingungen in Kapitel 6.1 beschrieben sind. Der Energiebedarf wird zunächst durch die Effizienzmaßnahmen reduziert und stagniert dann zwischen 2020 und 2021, bevor der emissionsrelevante Energiebedarf durch die PV-Anlage 2022 um insgesamt 135 GWh sinkt. Auch durch die weiteren Maßnahmen sinkt oder stagniert der Energiebedarf in der zeitlichen Entwicklung. Die Umstellung der Energieversorgung (EE-1) führt dazu, dass nur noch fossiles Erdgas mit knapp 40 T. tCO₂ für klimaschädliche Emissionen am Standort verantwortlich ist.

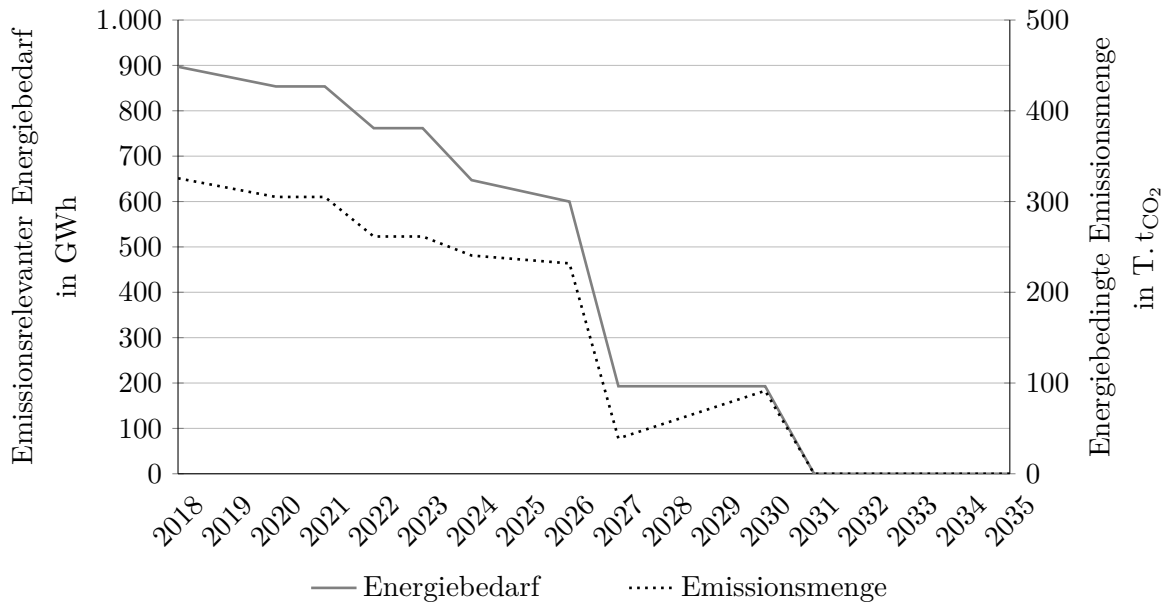


Abbildung 6.15.: Klimarelevante Energie- und Emissionsmenge der Szenarien

Während der Energiebedarf kontinuierlich sinkt, gilt dies ebenfalls für den Emissionsverlauf, allerdings nur bis zur Umstellung der Härteprozesse. Durch den Energieträgerwechsel von Erdgas auf el. Energie und den dementsprechend höheren Emissionsfaktoren steigt die Emissionsmenge zwischen 2029 und 2030 kontinuierlich an. Im Folgejahr des Energieträgerwechsels ist jedoch wieder genug Geld im Green Fonds, um auch diesen Energiebedarf und die entstehenden Emissionen bis 2031 vollständig klimaneutral zu substituieren.

6.4.2. Ergebnisse der Szenarien S1 und S2

Die Szenarien dieses Abschnittes umfassen die vollständige energetische Versorgung durch Photovoltaikanlagen mit literaturbasierten Kosten und einem durchschnittlichen Energieertrag für Deutschland gemäß den im Anhang A.5.2.3 aufgeführten Daten für PV-Anlagen. Die in Kapitel 6.3.3.1 erläuterten Effizienzpotenziale werden vollständig innerhalb der ersten 3 Jahre realisiert, sodass die Investitionskosten und die Einsparungen aus Tabelle 6.2 über diesen Zeitraum verteilt sind.

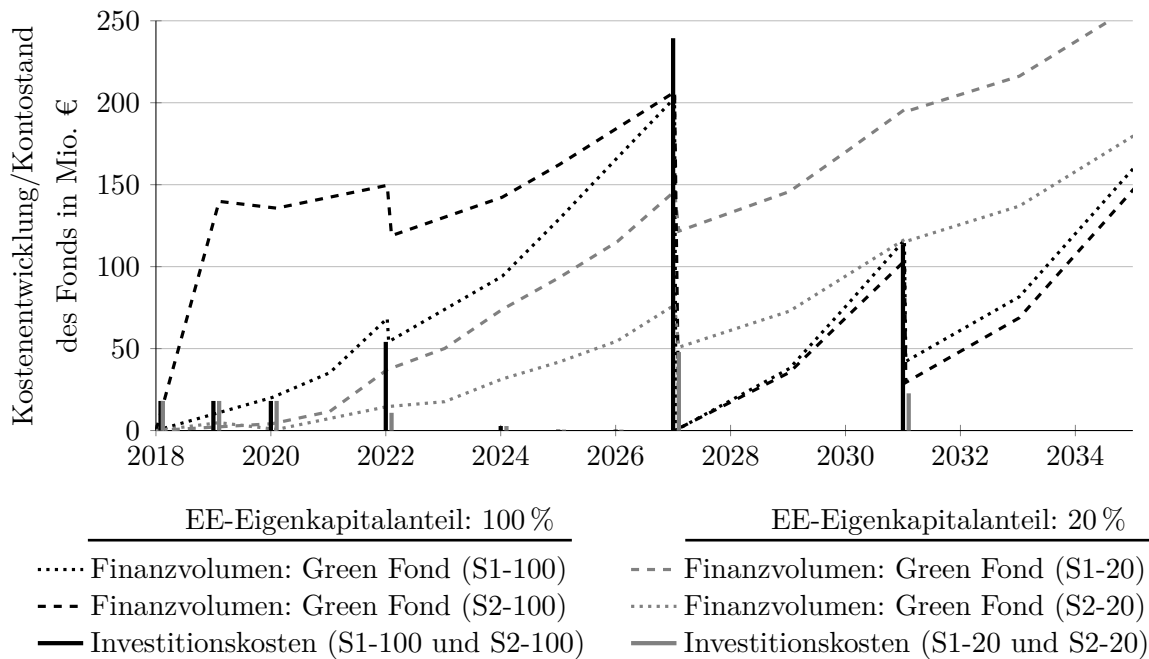


Abbildung 6.16.: Umsetzungsanalyse von Effizienzmaßnahmen in den ersten drei Jahren und mit einer energetischen Photovoltaikversorgung (S1 und S2)

Die Szenarienauswertung in Abbildung 6.16 zeigt, dass sowohl ein CO_2 -Preis als auch der Initialisierungsbetrag geeignet sind, die erläuterte Klimaneutralitätsstrategie über einen Green Fonds zu finanzieren. Allerdings unterscheidet sich der finanzielle Anteil je nach Szenario deutlich. Die hohen Investitionskosten einer kompletten Eigenfinanzierung der EE-Versorgungsanlagen in den Szenarien S1-100 und S2-100 führen auch zu hohen unternehmensinternen Kosten von $63 \text{ €/t}_{\text{CO}_2}$ oder einer einmaligen Einlage von 160 Mio. € als Anschubfinanzierung des Fonds. Dieses Startkapital kann jedoch in der Anfangsphase der Strategie nicht investiert werden, da zunächst die Effizienzpotenziale umgesetzt werden, die wiederum durch die Verringerung des Energiebedarfs eine Auswirkung auf die weiteren Schritte haben. Durch das anfänglich hohe Finanzvolumen des Green Fonds im Szenario S2-100 ist es prinzipiell möglich, bereits vor 2022 in eine PV-Dachanlage zu investieren, die durch die begrenzt nutzbaren Flächen 22 % des jährlichen el. Energiebedarfs abdeckt. Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund des hohen Bedarfs und der verhältnismäßig geringen Anlagenleistung die gesamte Energie genutzt wird. Dadurch würde jedoch der Fonds aufgrund der hohen Investitionskosten von EE-2 negativ werden. Demzufolge würde dieses Vorgehen 2027 eine weitere Kapitaleinlage seitens des Unternehmens erfordern, andernfalls würde der Green Fonds nicht über die ausreichenden finanziellen Mittel verfügen. Insbesondere der Initialbetrag kann demnach auch in mehrere Einlagen aufgeteilt werden.

Tabelle 6.4.: Finanzielle unternehmensinterne Aufwendungen der Szenarienkombinationen S1 und S2

Szenarien	Höhe des CO ₂ -Preises	Szenarien	Höhe des Initialbetrages
S1-100	63 €/tCO ₂	S2-100	160 Mio. €
S1-20	38 €/tCO ₂	S2-20	25 Mio. €

Der Vergleich der Szenarienauswertung zwischen der vollständigen (S*-100)⁴³ und teilweisen (S*-20) Eigenkapitalfinanzierung offenbart, dass der Green Fonds in den ersten Jahren über ein hohes Kapital verfügt. Die hohe Investition von 239 Mio. € im Jahre 2027 führt aber dazu, dass fast das gesamte Kapital des Fonds benötigt wird. Die zweite Investition (EE-2) wirkt sich hingegen weniger ausgeprägt auf das Finanzvolumen des Fonds aus.

Die vollständige Eigenfinanzierung von EE-Anlagen ist jedoch unüblich. Aus diesem Grund erfolgt im Szenario S2 die Finanzierung mit einem Eigenkapitalanteil von 20 % der Investitionssumme. Dementsprechend fällt die durch den Fonds zu tragende Investition mit rund 48 Mio. € und 27 Mio. € wesentlich geringer aus als im ersten Szenario. Durch die Fremdfinanzierung erfolgen die Rückflüsse in den Fonds erst nach der Amortisationszeit der Anlagen. Trotzdem kann die Höhe des CO₂-Preises bzw. des Initialbetrages durch diese Finanzierungsoption deutlich gesenkt werden. Durch die überwiegende Fremdfinanzierung ist nicht nur die unternehmensinterne Kostenbelastung geringer, sondern auch das Finanzvolumen des Fonds bis einschließlich 2027. Durch die geringeren EE-Investitionskosten sinkt das finanzielle Volumen des Fonds verhältnismäßig gering, sodass der CO₂-Preis von 38 €/tCO₂ lediglich in den ersten vier Jahren erforderlich ist, damit die Bilanz zwischen Einnahmen und Ausgaben des Fonds positiv bleibt. Diese Erkenntnis wird auch durch das Szenario S2-20 in Abbildung 6.16 bestätigt. Der Initialisierungsbetrag ist mit 25 Mio. € um mehr als den Faktor 6 kleiner als in S2-100. Dieses Kapital wird nur zur Finanzierung der anfänglichen Investitionen in Effizienzmaßnahmen benötigt. Anschließend finanziert sich das Konzept des Green Fonds aus Abbildung 6.2 selbst aus den getätigten Investitionen und den dadurch erzielten Einsparungen.

Der zeitliche Verlauf des emissionsrelevanten Energiebedarfs und die daraus resultierende Emissionsmenge entsprechen für alle vier erläuterten Szenarien der Darstellung in Abbildung 6.15. Der Verlauf repräsentiert die Szenarienkombinationen S1 und S2 mit den jeweiligen

⁴³Das Sternsymbol kennzeichnet in diesem Zusammenhang eine beliebige Szenarienummer. Diese Kennzeichnung legt den Fokus auf den Eigenkapitalanteil zur Finanzierung der EE-Anlagen, unabhängig vom Szenario.

Variationen. Dementsprechend gelten die dort getroffenen Aussagen und Schlussfolgerungen für alle vier Szenarien und den Emissionsvergleich in Kapitel 6.4.1.

6.4.3. Ergebnisse der Szenarien S3 und S4

Im vorherigen Abschnitt 6.4.2 wurden, neben einer Finanzierung der Energieversorgungsanlagen, insbesondere die Effizienzmaßnahmen in der Startphase des Fonds als Preistreiber identifiziert. Die zeitliche Streckung der Umsetzung bietet eine Möglichkeit, die erforderlichen Investitionen anders zu verteilen und somit den internen Kostenanteil zu verringern. Dementsprechend sind die Variationen S3 und S4 an die ersten Szenarien angelehnt, aber die Effizienzmaßnahmen werden über einen Zeitraum von 5 Jahren verteilt realisiert. Auf der einen Seite sinken zwar die jährlichen Investitionskosten, aber die Einnahmen aus der Emissionsbepreisung des el. Energiebedarf steigen durch das geringere realisierte Einsparpotenzial. Auf der anderen Seite entwickeln sich die Einsparungen durch die Effizienzmaßnahmen langsamer, sodass die dadurch generierten Einnahmen des Fonds in den ersten Jahren geringer sind. Anders ausgedrückt erreichen die hier betrachteten Szenarien erst 2 Jahre später das gleiche Einsparpotenzial wie die Szenarien S1 und S2. Die detaillierte Betrachtung der Einnahmen des Green Fonds im Kapitel 7.4 offenbart, dass die geringen Investitionskosten und die Mehreinnahmen aus der CO₂-Steuer die verzögerten Einnahmen der Effizienzmaßnahmen nicht aufwiegen. Dementsprechend sind sowohl der erforderliche CO₂-Preis als auch der Initialisierungsbetrag größer als im entsprechenden Pendant mit den sonst gleichen Randbedingungen, wie aus dem Vergleich der Tabellen 6.4 und 6.5 sowie der Abbildungen 6.16 und 6.17 hervorgeht. Diese Analogie gilt ebenfalls für die Szenarien S2-100 und S4-100. Der Mehrkostenbeitrag zwischen den genannten Szenarien liegt bei rund 4 €/t_{CO₂} bzw. 15 Mio. € aufgrund der geringeren Einnahmen. Damit ist für diese Konstellationen die Schlussfolgerung zulässig, dass die geringeren Investitionskosten eine verlangsamte Umsetzung weder ökologisch noch ökonomisch rechtfertigen.

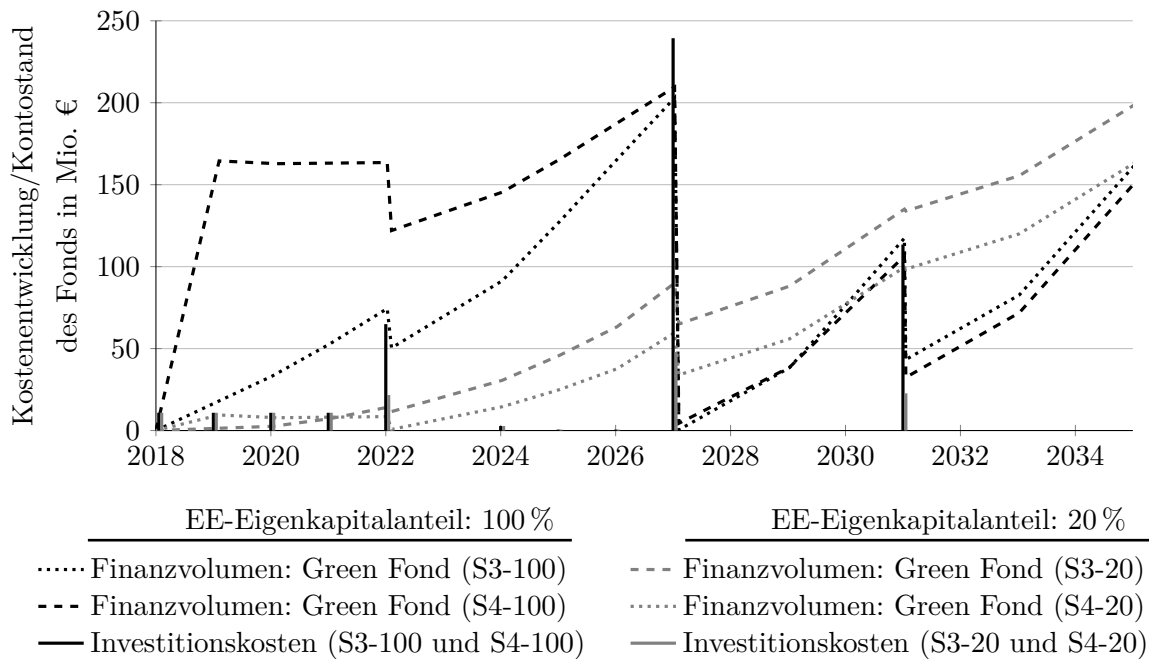


Abbildung 6.17.: Umsetzungsanalyse von Effizienzmaßnahmen in den ersten fünf Jahren und mit einer energetischen Photovoltaikversorgung (S3 und S4)

Bedingt durch den höheren Emissionspreis bzw. den größeren Initialisierungsbetrag wächst das Finanzvolumen des Fonds in den Szenarien S3-100 und S4-100 schneller als in den Szenarien S1-100 und S2-100 aufgrund der Kostendifferenzen im einstelligen Millionenbereich. Die höheren Einnahmen entstehen bis zur umfangreichen Investition EE-1 im Jahre 2027. Danach entwickelt sich das Finanzvolumen der Szenarien S1-100 und S3-100 weitestgehend identisch, da die Strategie ab diesem Zeitpunkt ebenfalls parallel verläuft und die Preiskalkulation darauf ausgelegt ist, dass das Kapital und die Investitionssumme deckungsgleich sind. Dies gilt ebenfalls im Vergleich der Szenarien S2-100 und S4-100.

Tabelle 6.5.: Finanzielle unternehmensinterne Aufwendungen der Szenarienkombinationen S3 und S4

Szenarien	Höhe des CO ₂ -Preises	Szenarien	Höhe des Initialbetrages
S3-100	67 €/tCO ₂	S4-100	175 Mio. €
S3-20	20 €/tCO ₂	S4-20	20 Mio. €

Im Gegensatz zu den bisherigen Szenarien können sowohl der CO₂-Preis als auch der Initialisierungsbetrag für die Auswertungen S3-20 und S4-20 gegenüber den vergleichbaren Szenarien

S1-20 und S2-20 nochmals deutlich gesenkt werden. Wie in Tabelle 6.5 dargestellt ist liegt der notwendige Emissionspreis bei 20 €/tCO₂ und somit 5 €/tCO₂ unter dem Vergleichsszenario. Der Initialbetrag zur Finanzierung der Klimaneutralitätsstrategie kann, um rund 5 Mio. € auf 20 Mio. € gesenkt werden. Daraus folgt, dass eine zeitlich verlangsamte Effizienzumsetzung zu einer geringeren unternehmensinternen Kostenbelastung führt, ohne dabei den Zeitpunkt der Klimaneutralität zu verzögern. Aus ökonomischer Sicht sind die Szenarien S3-20 und S4-20 die geeignetsten Szenarien, um eine nachhaltige Klimaneutralitätsstrategie zu verwirklichen, die einen realen und unternehmensgesteuerten Beitrag zum Klimaschutz leistet.

6.4.4. Vergleich der emissionsrel. Energie- und Emissionsmenge zwischen S1-S2 und S3-S4

Neben den ökonomischen sind gerade die ökologischen Aspekte von Bedeutung. Deshalb werden in der nachfolgenden Analyse in Abbildung 6.18 der emissionsrelevante Energiebedarf und die klimarelevante Emissionsmenge betrachtet. Die Szenarien sind zwar hinsichtlich der finanziellen Entwicklung äußerst unterschiedlich, der Verlauf der Energie und der Emissionen ist hingegen nur bei den Szenarien mit einem anderen zeitlichen Ablauf der Effizienzmaßnahmen unterschiedlich. Dementsprechend ist die Darstellung in Abbildung 6.18 auf diese beiden Varianten beschränkt, lässt aber gleichzeitig Schlussfolgerungen für alle Szenarien zu.

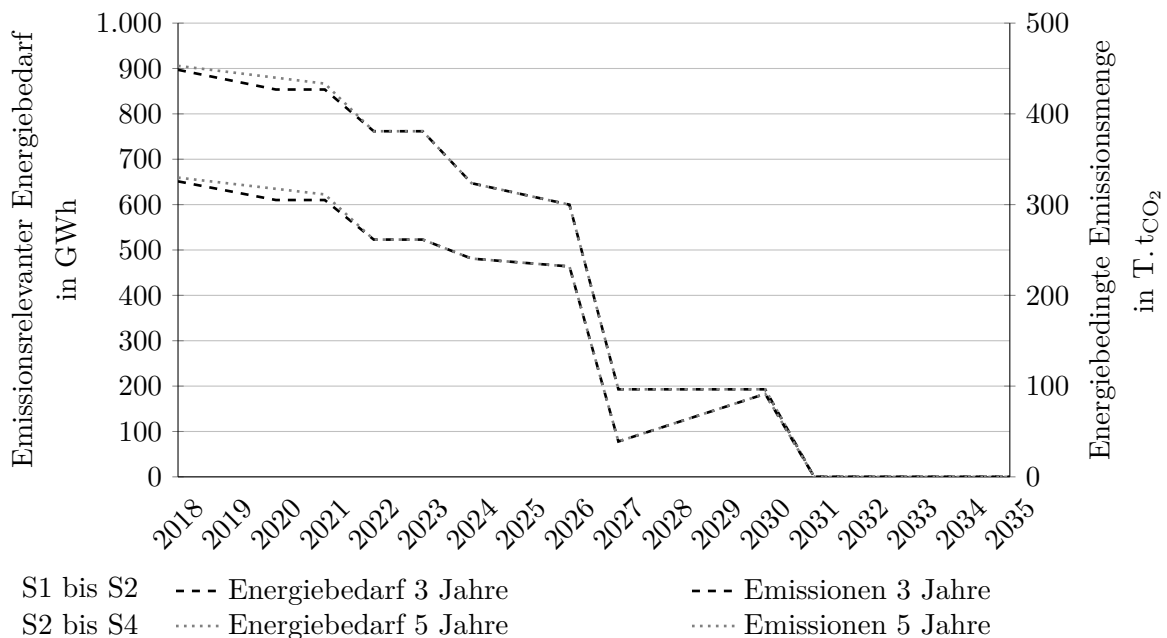


Abbildung 6.18.: Szenarienbetrachtung des Energie- und Emissionsverlaufs bei unterschiedlichen Umsetzungsgeschwindigkeit von Effizienzmaßnahmen

Der Energie- und Emissionsverlauf ist weitestgehend identisch, im Gegensatz zu den Kosten der bisherigen Diagramme. Die Differenzen der Verläufe sind durch die unterschiedlichen Geschwindigkeiten bei der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen begründet. Durch die verzögerte Realisierung der Potenziale beläuft sich die emissionsrelevante Energiedifferenz bis 2022 auf über 56 GWh. Integral betrachtet liegt der Mehrbedarf an el. Energie bei 65 GWh für die Szenarien S3 bis S4. Dieser zusätzliche Energiebedarf wird durch den dt. Energiemix abgedeckt, sodass die dadurch verursachte Differenz der Emissionsmenge bei mehr als 31 T. t_{CO₂} liegt.

Tabelle 6.6.: Integrale Untersuchung der Energie- und Emissionsmenge

Szenarienkombinationen	Eff.	ges. Energiebedarf	ges. Emissionsmenge
S1 - S2	3 a	7.645 GWh	2.743 T. t _{CO₂}
S3 - S4	5 a	7.710 GWh	2.774 T. t _{CO₂}

Demnach kann eine Umsetzung von Effizienzmaßnahmen über einen längeren Zeitraum zwar zu sinkenden internen Kosten führen, aber der kumulierte emissionsrelevante Energiebedarf und damit auch die klimaschädliche Emissionsmenge nehmen zu.

6.5. Analyse auf Produktebene

Zur Bewertung der Klimawirksamkeit eines Produktes ist es nicht ausreichend, nur die Emissionen des Produktgebrauchs zu berücksichtigen, sondern auch die oftmals nur ungenau berücksichtigten direkten und indirekten Emissionen während des Herstellungsprozesses (vgl. Hottenroth et al. 2014b, S. 7–8). Die Emissionen der Herstellungs- und Nutzungsphase insbesondere im Mobilitätssektor sind im Vergleich zum Lebenszyklusende eines Fahrzeugs signifikant größer (vgl. Bothe et al. 2020, S. 30), sodass die Emissionen der Entsorgung im Folgenden nicht weiter berücksichtigt werden. Das beschriebene Vorgehen zur Ermittlung und Zuordnung von Emissionen auf Unternehmensbereiche ist ebenso auf weitere Teilbereiche der Organisationsstruktur anwendbar, sodass darüber auch die Emissionen den jeweiligen Antriebsaggregaten zugeordnet werden. Dementsprechend bietet die Methodik eine Möglichkeit, die Emissionen den jeweiligen Produkten zuzuordnen und die Herstellung zu bilanzieren. Dies ist erforderlich, wenn nicht das Unternehmen oder der Produktionsstandort bilanziert werden soll, sondern das Fahrzeug. Darüber hinaus können die produktspezifischen Emissionsbilanzen genutzt werden, um die entsprechenden Umweltkosten zu berücksichtigen oder auszuweisen. Aber auch unternehmensintern können die Daten für ein an Produktionsbereichen oder Kostenstellen orientiertes Bonus/Malus-System verwendet werden, das wiederum an ein spezifisches Ziel der Effizienz- und Emissionsreduzierung gekoppelt ist, um interne Anreize zur Verringerung zu setzen.

Dazu wird das Vorgehen exemplarisch anhand des schraffierten Produktionsbereiches in Abbildung 6.1 durchgeführt. Innerhalb dieser Halle werden drei ähnliche Produkte gefertigt, die als Antriebsaggregate A, B und C kenntlich gemacht sind. Direkte Emissionen werden im Betrachtungsbereich nicht freigesetzt und mögliche Emissionen aus Leckagen werden vernachlässigt. Ausgehend von der Ermittlung der energetischen Emissionen der Produktionshalle werden diesen den unterschiedlichen Produkten zugeordnet. Die Fertigung der drei Produkte findet zwar innerhalb der räumlich abgetrennten Produktionshalle statt, jedoch sind auch andere Bereiche in-/direkt an der Produktion beteiligt. Dementsprechend werden auch die anteiligen Emissionen dieser Bereiche im nachfolgenden Abschnitt berücksichtigt.

In der Fallstudie stimmen, aufgrund von historischen Veränderungen der Produktionsstruktur, die Messbereiche und das Layout der Produktionsbereiche nicht exakt überein. Damit die energiebedingten Emissionen der Produktherstellung bestimmt werden können, ist eine Korrektur erforderlich. Aufgrund von Überschneidungen der Erfassungs- und Produktionsbereiche, erfolgt die Zuordnung der Emissionen auf die drei Antriebsaggregate mit einer gewissen Ungenauigkeit.

Zudem erfordert eine detailliertere Zuordnung der energiebedingten Emissionen eine zusätzliche anteilige Aufteilung der Emissionen aus indirekten Bereichen, wie der Energiebereitstellung oder -umwandlung, die unerlässlich für die Produktion sind. Laut Bothe et al. (2020, S. 14) werden diese Infrastrukturemissionen teilweise vernachlässigt, können aber einen Anteil von fast 10 % erreichen. Dementsprechend dürfen diese Emissionen nicht vernachlässigt werden und sind in einer Analyse zu berücksichtigen.

6.5.1. Emissionsaccounting auf Produktebene

Die Erfassung des Energiebedarfs innerhalb der Produktionshalle erfolgt in sieben Messbezirken, welche in Abbildung A.15 dargestellt sind. Innerhalb der Produktionshalle stellt die elektrische Energie mit 44.678 MWh den wesentlichen Energieträger dar. Dementsprechend werden durch den Bezug dieses Energieträgers aus dem deutschen Stromnetz 21.088 t_{CO₂} emittiert. Demgegenüber sind die Emissionen der Raumwärme mit 368 kg_{CO₂} und der technischen Wärme mit 988 kg_{CO₂} nahezu vernachlässigbar. Trotz des geringen Emissionsanteils werden diese ebenfalls betrachtet, um eine Übertragung auf andere Bereiche mit größerer Relevanz zu ermöglichen.

Ausgehend von den Messbezirken und Produkten ergibt sich die in Abbildung 6.19 dargestellte Emissionsverteilung.

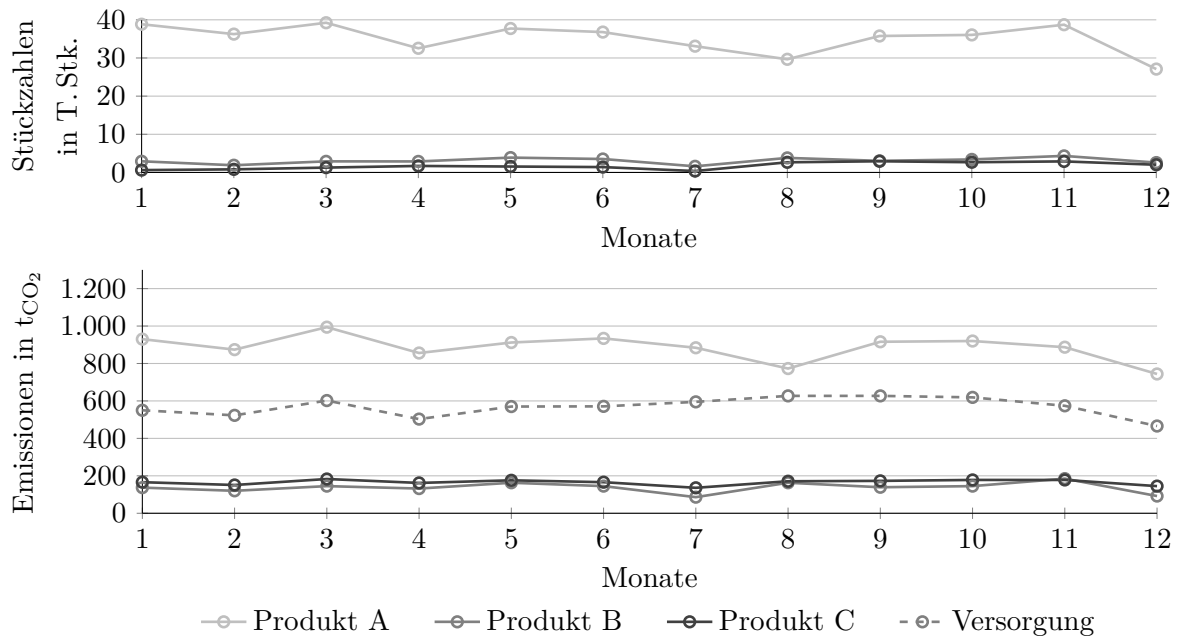


Abbildung 6.19.: Gefertigte Stückzahlen und Emissionen aus der Nutzung von el. Energie in der Produktionshalle (angelehnt an Schümann 2020, S. 63–64)

Aufgrund der hohen Stückzahlen des Antriebsaggregates A wird diesem rund die Hälfte der Emissionen zugeordnet. Zudem ist die Abhängigkeit der produktionsbedingten Emissionen von den Stückzahlen im Vergleich der beiden Graphen zu erkennen. Den anderen beiden Produkten werden folglich nur geringe Emissionsmengen zugeordnet.

Wie Abbildung 6.19 zudem verdeutlicht, werden der Versorgungsinfrastruktur ebenfalls ein hoher Energiebedarf und dementsprechend hohe Emissionen zugeordnet. Dies ist zum einen durch die Menge und Anschlussleistung der Versorgungsanlagen zu erklären und zum anderen durch die Betriebsstunden. Während die Anlagen der Produktion je nach Bedarf abgeschaltet werden, gilt für die Versorgungstechnik eine erhöhte Betriebsbereitschaft, die auch gewährleistet sein muss, wenn nur ein Antriebsaggregat gefertigt wird.

Emissionszuordnung der Produktionshalle auf Produkte

Die Versorgungsinfrastruktur ist zur Aufrechterhaltung der Produktion notwendig, aber nur indirekt am Produktionsprozess beteiligt. Somit ist eine Aufteilung der Emissionen auf die einzelnen Produkte erforderlich. Zur Verteilung der Emissionen müssen die Rahmenbedingungen der Fertigung betrachtet werden, um daraus geeignete Mengenschlüssel abzuleiten. Im vorliegenden Fallbeispiel bestehen keine signifikanten Unterschiede zwischen den drei Antriebsaggregaten, sodass sowohl die Massen als auch die monetären Werte vergleichbar sind. Dementsprechend hätten diese Verteilschlüssel eine Gleichverteilung der Emissionen zur Folge. Da

die Stückzahlen von Antriebsaggregat A jedoch um das Zehnfache über dem Volumen von Antriebsaggregat B und C liegen, führt die Gleichverteilung zu einer Verzerrung. Der monatliche Emissionsverlauf der Versorgungsanlagen in Abbildung 6.19 weist insgesamt eine Abhängigkeit zu den Stückzahlen auf, sodass dieser Parameter zur Verteilung der Emissionen herangezogen wird. Die Stückzahlen schwanken im Jahresverlauf deutlich, weshalb die Jahressumme der gefertigten Teile verwendet wird. Des Weiteren werden zur Plausibilitätsprüfung und Beachtung zusätzlicher Mengenschlüssel, in Anlehnung an Tabelle 3.1, zusätzlich sowohl die Fläche als auch die durchschnittlichen Mitarbeiterzahlen verwendet. Während die relevante Fläche die Messbezirke zur Energieerfassung aus Abbildung A.15 repräsentiert, ist die Mitarbeiterzahl der Jahresdurchschnittswert der eingesetzten Arbeitskräfte.

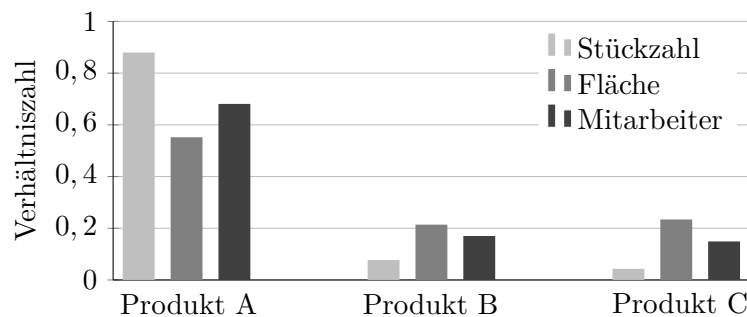


Abbildung 6.20.: Parameter Bestimmung der Mengenschlüssel (angelehnt an Schümann 2020, S. 65)

Abbildung 6.20 stellt das Verhältnis zwischen den Mengenschlüsseln und den Produkten dar. Trotz der Ähnlichkeit der Produkte sind Antriebsaggregat A im Verhältnis zur Produktionsmenge sowohl weniger Mitarbeiter als auch ein niedriger Flächenanteil zugeordnet. Das Verhältnis von Stückzahlen zu Mitarbeitern und Fläche der Antriebsaggr. B und C ist im Gegensatz dazu umgekehrt. Trotz wesentlich geringerer Stückzahlen erfordert die Fertigung der beiden Produkte mehr Arbeitskräfte und Platz als Produkt A. Auffällig ist, dass der Flächenanteil von Antriebsaggr. C höher ist als bei B, während die Stückzahlen jedoch niedriger ausfallen.

Der Vergleich der Produktionsfläche und der zugeteilten Messbezirke offenbart allerdings eine Abweichung, die auch die Anomalie der Verhältniszahlen in Abbildung 6.20 erklärt. Bedingt durch historische Produktionsänderungen stimmen die Messbezirke nicht immer mit den realen Produktionsstrukturen überein. Zum Ausgleich der Diskrepanz in der Flächenzuordnung wird die Aufteilung der Messbezirke mit der aktuellen Produktionsstruktur im Anhang A.6 in Tabelle A.27 abgeglichen. Im Anschluss an die Flächenkorrektur und unter Verwendung der monatlichen Werte des Fertigerungsverhältnisses wird die Emissionsmenge in Abbildung 6.21 produktspezifisch zugeordnet. Als Verteilschlüssel für die Versorgungsinfrastruktur dienen die

monatlichen Stückzahlen aus Abbildung 6.19, basierend auf den Daten der Tabelle A.28 und aus Abbildung A.16.

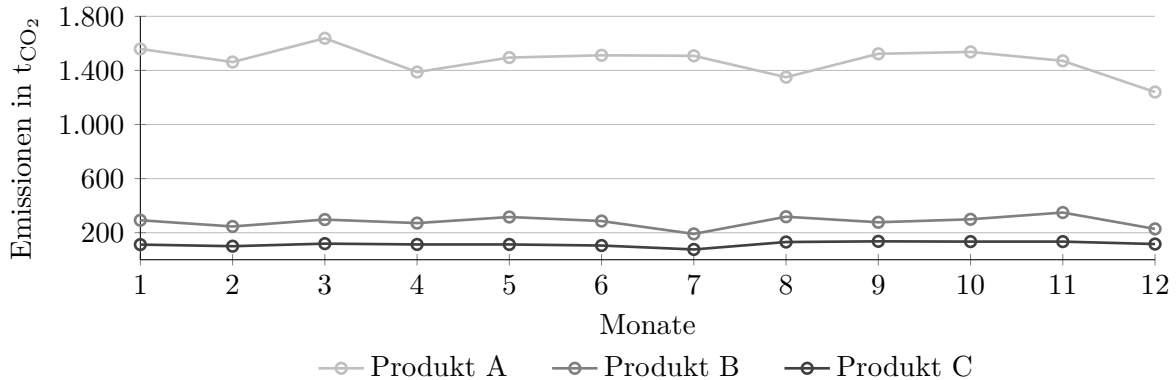


Abbildung 6.21.: Emissionen aus der Nutzung von elektrischer Energie in der Produktionshalle (angelehnt an Schümann 2020, S. 67)

Im Vergleich zur Abbildung 6.19 wird dem Antriebsaggr. A aufgrund der hohen Stückzahlen ein höherer Emissionsanteil zugeordnet. Durch die Korrektur der Emissionsumverteilung von Antriebsaggr. C ist die Differenz zu Antriebsaggr. B nun deutlich größer. Der grundlegende monatliche Emissionsverlauf aller Produkte ist weitestgehend identisch, da der Anteil an Raum- und technischer Wärme verhältnismäßig gering ist. Der gesamte Wärmeeinsatz wird mittels Zählern monatlich erfasst, die jedoch keine räumliche Überführung ermöglichen, sodass die Wärme, aufgrund des Flächenbezuges, anhand dieser verteilt wird. In den Sommermonaten ist der Raumwärmebedarf gesenkt, sodass auch keine Emissionen verursacht werden. Der Verlauf ist zudem ähnlich, da die Wärmesenken gleichmäßiger über die Halle verteilt sind und die Signifikanz der Produktionsflächen, verglichen mit den Stückzahlen, weniger ausgeprägt ist.

Berücksichtigung von Emissionen außerhalb des Produktionsbereiches

In diesem Abschnitt erfolgt die Aufteilung der Emissionen von Prozessen, die außerhalb der betrachteten Produktionshalle anfallen, aber einen unmittelbaren Bezug zu mindestens einem der drei Antriebsaggregate aufweisen. Wie Abbildung A.15 zeigt, findet in zwei Produktionsbereichen eine Wärmebehandlung der Produkte statt. Bedingt durch die vergleichbaren Produkttypen wird auch Antriebsaggregat C einer Wärmebehandlung unterzogen, die jedoch aufgrund der Platzkapazität nicht in der betrachteten Produktionshalle stattfindet, sondern in einer benachbarten Halle. Im Gegensatz zu den beiden anderen Produkten findet die Wärmebehandlung von Antriebsaggr. C nicht mit elektrischer Energie, sondern mit Erdgas statt.

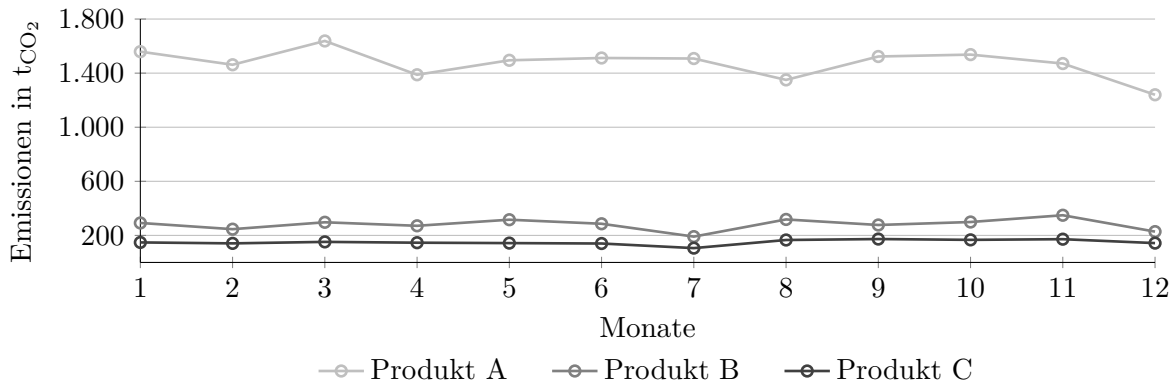


Abbildung 6.22.: CO₂-Emissionen der Produkte einschließlich externer Produktionsprozesse

Durch die anteiligen Emissionen der ausgelagerten Wärmebehandlung steigt das Emissionsniveau von Antriebsaggr. C um monatlich 35 tCO₂ an, sodass die Differenz zu Antriebsaggr. B kleiner wird.

Allokation der Wärmebehandlung

Ausgehend von diesem ausgelagerten Prozess wird die Nutzung der Abwärme für die betrachtete Halle analysiert. Die Abwärme des Wärmebehandlungsprozesses kann bspw. genutzt werden, um die RW und TW bereitzustellen und andere Energieträger zu substituieren.

Der Prozess benötigt eine Energiemenge von 8.183 MWh/a (Erdgas) das gemäß der vorherigen Beschreibung für die Wärmebehandlung von zwei Produkten genutzt wird. Antriebsaggr. C werden aufgrund der Stückzahlen anteilig 2.014 MWh/a zugeordnet (siehe Anhang A.6.2.1). Die restliche Energie wird dem anderen Produkt zugeordnet, das hier nicht weiter relevant ist. Die erforderliche Berechnung basiert auf den Formeln der Allokationsmethoden in Kapitel 3.4 sowie den Parametern aus Abschnitt A.6.2.2.

Methoden die auf nicht einschlägigen Berechnungen basieren, sind im weiteren unberücksichtigt. Dazu zählen unter anderem Methoden,

- die alle Emissionen einem Produkt zuordnen,
- auf einer Gleichverteilung
- oder auf Vereinbarungen beruhen.

Die Berechnung der Exergieverlustmethode wird im Rahmen dieser Analyse ebenfalls nicht durchgeführt, da zur Durchführung eine Vielzahl an Informationen erforderlich sind. Damit sind abseits eines konkreten Anwendungsfalles viele Annahmen erforderlich. Der Ergebnisvergleich der Allokationsmethoden in Abbildung 6.23 zeigt die Emissionsfaktoren für die Energiemedien der beiden Prozessanteile.

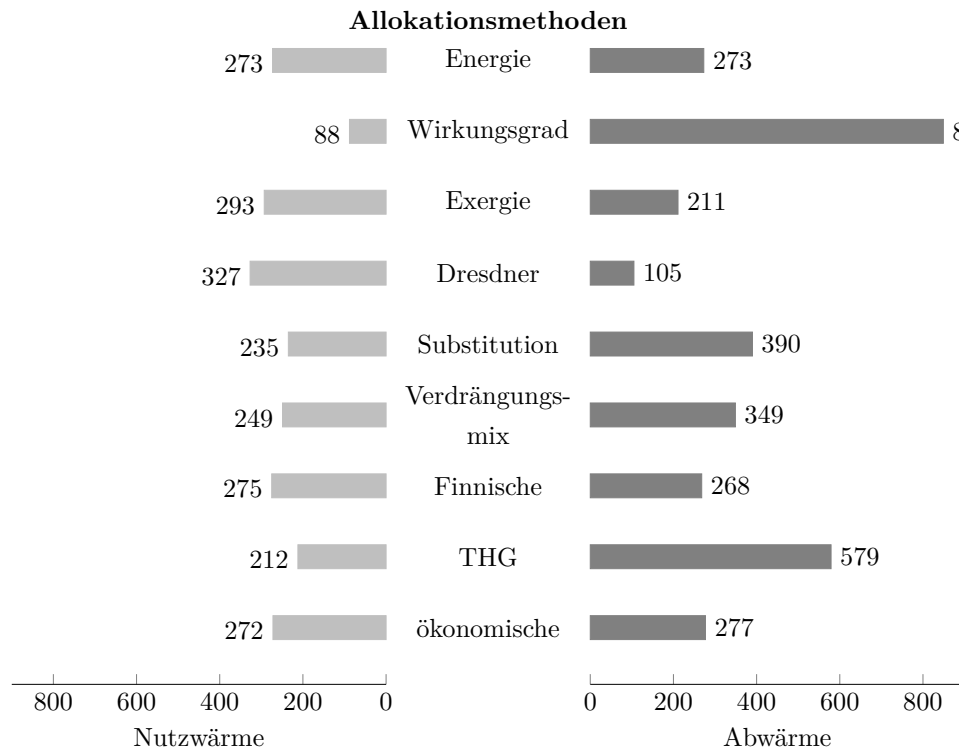


Abbildung 6.23.: Vergleich von Allokationsmethoden zur Bewertung der Wärmenutzung eines Produktionsprozesses in gCO_2/kWh

Ein Großteil der Allokationsmethoden tendiert dazu, die geringere Emissionsmenge der Nutzwärme zuzuordnen. Diese Wärme repräsentiert die gewollte Energieform und wird dementsprechend durch die meisten Methoden als die höherwertige angesehen. Die Wirkungsgradmethode weist der Abwärme, bedingt durch die reziproke Verwendung des Wirkungsgrads, die weitaus höheren Emissionen zu. Umgekehrt ist es bei der Exergiemethode, die der Nutzwärme die höheren Emissionen zuordnet. Dabei wird, entgegen der Exergiegleichung im Abschnitt 3.4, zur Berechnung der spezifischen Emissionen der Nutzwärme (spez. $\text{CO}_{2,1}$) ebenfalls der Carnot-Faktor berücksichtigt. Das daraus resultierende Produkt der Wirkungsgrade im Nenner ist entsprechend hoch, sodass auch die höhere Energiemenge diese nicht mehr ausgleichen kann und in der Folge die höheren Emissionen der Nutzwärme zuzuordnen sind. Da die Dresdner Methode auf der Exergiemethode aufbaut, werden auch bei dieser Allokationsmethode die höheren Emissionen der Nutzwärme zugeordnet. Obwohl auch die THG-Methode auf der finnischen Methode aufsetzt und auch die Summe der Emissionen in etwa gleich ist, fallen die spezifischen Emissionen aufgrund der höheren Nutzenergiemenge geringer aus als bei der zweitgenannten Methode.

Der Vergleich der Emissionsfaktoren in Abbildung 6.23 und der Fernwärme von $280 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$ zeigt, dass lediglich die Verwendung der Exergie- und der Dresdner Methode zu einer Ver-

besserung des Emissionsfaktors führt. Dadurch wird aber auch der Faktor der Nutzwärme entsprechend verschlechtert, wodurch die Emissionen lediglich umverteilt werden. Dennoch ist die Abwärmenutzung eine Effizienzmaßnahme die zur Verdrängung anderer Energieträger führt. Wird eine solche Wärmenutzung implementiert, können die Allokationsmethoden helfen, bspw. die Kosten einer Emissionsbepreisung intern aufzuteilen.

Zusammenfassung

Aus den Zuordnungen der CO₂-Emissionen folgen die prozentualen Zusammensetzungen der produktbezogenen Emissionen der Abbildung 6.24.

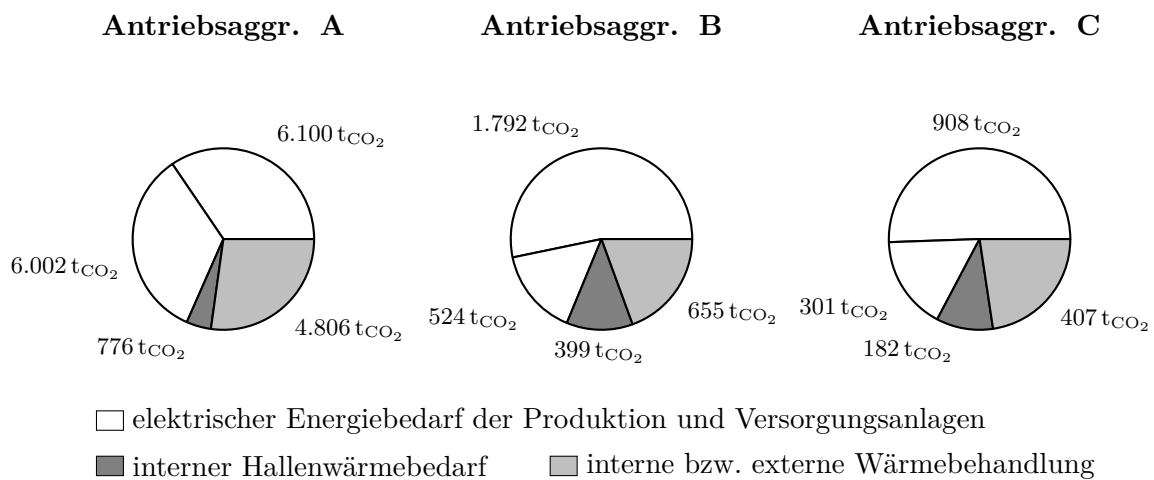


Abbildung 6.24.: Aufteilung der Emissionen nach Energiemedium und Produkten

Im Produktvergleich ist erkennbar, dass bei allen drei Antriebsaggregaten die Emissionen durch die Nutzung von el. Energie den größten Anteil ausmachen. Aufgrund der hohen Stückzahlen von Antriebsaggr. A ist die Zuteilungsmenge aus dem Bereich Versorgung entsprechend höher, verglichen mit den anderen beiden Produkten.

Zur besseren Vergleichbarkeit mit der ausgelagerten Wärmebehandlung ist der Emissionsanteil des halleninternen Prozesses ergänzend dargestellt. Gemäß der Auswertung in Abbildung 6.24 liegt der Emissionsanteil der Wärmebehandlung, aufgrund der Energieintensität des Prozesses, zwischen 19 und 27 % bezogen auf die Gesamtemissionen. Der Anteil der Raum- und technischen Wärme fällt entsprechend gering aus.

Die Emissionen der indirekten Prozesse machen rund ein Viertel der Gesamtemissionen der Produkte aus. Daraus ist die Relevanz einer Emissionsbetrachtung auch über die direkten produktbezogenen Bereiche abzuleiten. Die Vorgehensweise der produktbezogenen Aufteilung der energetischen Emissionen ist grundsätzlich auch auf andere Produkte und Produktionsprozesse vieler Unternehmen übertragbar. Dazu müssen zunächst die Emissionen des

relevanten Fertigungsbereiches ermittelt sowie der Einfluss indirekter Bereiche auf die Produkte geprüft werden. Je nach Anteil und vorliegenden Messwerten der indirekten Bereiche sind die Emissionen einzelnen Produkten zuzuordnen oder anhand von Verteilungsschlüsseln auf mehrere Produkte umzulegen. Die Art des Produktes und der Produktionsablauf können dabei Einfluss auf die Wahl des Verteilungsschlüssel haben. Bedingt durch unterschiedlichste Fertigungsprozesse sind geeignete Kennzahlen individuell zu ermitteln. Auch Produkte mit Fertigungsschritten in unterschiedlichen Bereichen können durch die anteilige Ermittlung der Emissionen berücksichtigt werden.

6.5.2. Produktemissionen aus der Wertschöpfungskette

Sowohl das Vorgehen der Emissionsbepreisung als auch der Klimaneutralitätsoptionen ist bereits auf der Unternehmensebene detailliert analysiert und beschrieben. Das Vorgehensmodell auf der Produktebene und die Ausgangsdatenbasis sind identisch, sodass kein weiterer Erkenntnisgewinn zu erwarten ist, abseits veränderter Zahlengrößen. Aus diesem Grunde wird auf eine detaillierte Aufschlüsselung der Emissionsbepreisung sowie der Handlungsoptionen zur Klimaneutralstellung der Produkte verzichtet. Stattdessen werden die Hauptrohstoffkategorien der Produkte betrachtet und der entsprechende Emissionsanteil ermittelt.

Der Anteil der Emissionen aus verwendeten Rohstoffen als ein Bestandteil des dritten Scopes ist bei der Produktbetrachtung von Bedeutung, um eine produktspezifische Emissionsdarstellung zu gewährleisten. Je nach Herkunftsland der Rohstoffe fallen die dadurch verursachten Emissionen unterschiedlich aus. Dadurch haben Unternehmen die Option eines Emissionsverringierungspotenzials in der eigenen Wertschöpfungskette, die direkt beeinflussbar ist. Die Beschaffung emissionsärmerer Rohstoffe ist teilweise jedoch mit Mehrkosten verbunden, wie die Auswertung in Kapitel 5.3.4 aufzeigt. Bedingt durch die verfügbaren Produktdaten werden ausschließlich die wesentlichen metallischen Werkstoffe betrachtet. Zudem liegen die unmittelbaren Zulieferer und die Emissionswerte der einzelnen metallischen Rohstoffe im Rahmen der Fallstudie nicht vor, sodass als Referenz die globalen Werte aus Kapitel 5.3.4 verwendet werden. Daraus werden die in Tabelle 6.7 aufgeführten Differenzen ermittelt. Die Ausgangswerte werden mit den emissionsgünstigsten Herstellungsregionen verglichen, um daraus Rückschlüsse auf Emissionseinsparmöglichkeiten und die Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung zu ziehen.

Tabelle 6.7.: Emissions- und Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung aus Ländern mit den geringsten Emissionen

Rohstoffe	Herkunftsland	Emissionsdifferenz [kgCO ₂ /kg]	Beschaffungskostendifferenz [US\$/kg]
Aluminium	Norwegen	11	2,2
Stahl	Japan	1,5	1,57
Zink	Finnland	1,92	2,74
Kupfer u. Blei	Der globale Wert weist die geringsten Emissionen auf.		

Die globalen Daten für Kupfer und Blei haben den geringsten Emissionsanteil im Vergleich der Herkunftsregionen. Da auch die Masse dieser Stoffe gering ist, werden diese beiden Metalle in der Auswertung nicht weiter berücksichtigt.

Rohstoffdaten der Produkte

Die eingesetzten Metalle und das jeweilige Gewicht ist in der nachfolgenden Tabelle 6.8 aufgeschlüsselt.

Tabelle 6.8.: Rohstoffaufschlüsselung der drei betrachteten Antriebsaggregate

Hauptkategorie	Unterkategorie	Gewichte der Antriebsaggr. in g		
		A	B	C
Stahl/Eisenwerkstoffe	Stahl	49.705,8	46.857,3	37.102,0
Leichtmetalle	Aluminium	17.640,5	18.682,1	33.377,0
Buntmetalle	Kupfer	129,8	1.139,5	6.979,0
	Zink	7,4	1,3	-
	sonstige Buntmetalle	480,8	5,6	-
Sonstiges	-	1.470,0	2.671,0	4.399,0

Die wesentlichen Rohstoffe des Antriebsaggregates A sind Stahl und Aluminium mit einem Anteil von knapp 97%. Als weitere Metalle werden Kupfer und Zink in geringen Mengen eingesetzt. Die weiteren Rohstoffanteile sind im Verhältnis dazu vernachlässigbar gering.

Aluminium und Stahl sind auch beim Antriebsaggregat B mit rund 95% die wesentlichen Rohstoffe. Zusätzlich steigt der Gewichtsanteil von Kupfer auf knapp 1,14kg. Ähnlich wie beim ersten Produkt entfallen auf die sonstigen Rohstoffe und Vorprodukte weniger als 4% der Gesamtmasse.

Aufgrund der Ähnlichkeit der Produkte machen Stahl und Aluminium auch beim Antriebsaggregat C rund 86 % der Gesamtmasse aus. Der Kupferanteil liegt mit knapp 9 % der Masse nochmals höher als beim vorherigen Produkt. Alle weiteren Vorprodukte machen zusammengefasst lediglich 5 % des Gewichtes aus.

Emissionseinsparpotenziale der einzelnen Produkte

Basierend auf der Auswertung der Produktdaten und den kombinierten Emissions- und Kostensätzen der Rohstoffbeschaffung sind die nachfolgenden Emissions- und Kostendifferenzen, ausgehend von den globalen Werten, abgeleitet.

Tabelle 6.9.: Emissions- und Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung pro Stück

	Emissionsreduzierungs- potenzial [kgCO ₂ /Teil]	Mehrkosten [US\$/Teil]
Antriebsaggr. A	167,8	50,8
Antriebsaggr. B	173,4	48,2
Antriebsaggr. C	274,8	40,4

Durch die Beschaffung der Metalle aus Ländern, mit den geringsten Emissionswerten können die Bilanzen der jeweiligen Produkte um bis 274 kgCO₂ pro Produkt gesenkt werden. Die mögliche Emissionseinsparung der Antriebsaggregate A und B liegt mit rund 170 kgCO₂ pro Produkt deutlich darunter, beide Produkt sind aber über 12 kg leichter als Produkt C.

Emissionsverteilung der Produkte gemäß den Quellen

Ausgehend von den bisherigen Auswertungen und Erkenntnissen ergibt sich die in Abbildung 6.25 dargestellt Emissionsverteilung, geordnet nach Scopes. Demnach entfallen auf die Scopes 1 und 2 für die betrachteten Produkte zwischen 70 % und 80 % der gesamten Emissionsmenge. Da die Betrachtung allerdings nur die in Tabelle 6.7 aufgelisteten Metalle umfasst, ist die Betrachtung unvollständig und lässt keine Rückschlüsse auf den gesamten PCF zu. Somit dient die Auswertung dem Aufzeigen von Handlungsoptionen und nicht zur Ermittlung einer vollständigen produktspezifischen Emissionsbilanz.

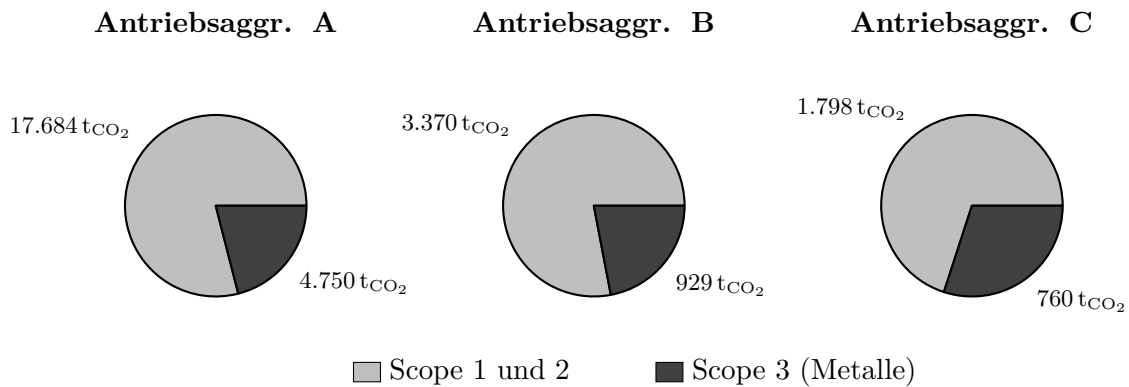


Abbildung 6.25.: Aufteilung der Emissionen nach Produkten und Scopes

Jährliches Emissionseinsparpotenziale aller Produkte

Die jährlichen Stückzahlen der Produkte sind unterschiedlich, wie bereits in Abbildung 6.19 dargestellt ist. Antriebsaggregat A macht mit einer Stückzahl von 17.684 den größten Teil der Produktion aus, sodass auch die Emissionsreduzierung in Tabelle 6.10 dementsprechend groß ist. Demgegenüber sind die Stückzahlen mit 3.370 Stk. (B) und 1.798 Stk. (C) bedeutend geringer, ebenso wie auch die dadurch realisierbare Emissionsreduzierung.

Tabelle 6.10.: Emissions- und Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung der jährlichen Produktionssumme

	Emissionsreduzierungs- potenzial [tCO ₂]	Mehrkosten [US\$]	Mehrkosten [€]
Antriebsaggr. A	2.968	898.851	737.058
Antriebsaggr. B	584	162.306	133.091
Antriebsaggr. C	494	72.577	59.513

Dies gilt in gleicher Weise auch für die Mehrkosten, die mit der emissionsärmeren Beschaffung einhergehen. Den Auswertungen zufolge, variieren die Summen zwischen 70 und 900 T. US\$. Bei einem US-Dollar-Euro-Kurs von 1 US\$ zu 0,82 €, liegen die Beschaffungsmehrkosten demnach zwischen 60 und 737 T. €. Damit liegen die Kosten der Emissionsvermeidung durch die Rohstoffbeschaffung zwischen 120 €/tCO₂ (Antriebsaggr. C) und 248 €/tCO₂ (Antriebsaggr. A) wesentlich höher als sämtliche Preiselemente aus der Emissionsbepreisung in Kapitel 4.

6.6. Zusammenfassung der Fallstudie

Der Aufbau der Fallstudie basiert auf den Produktions- und Energiedaten eines Unternehmens der Automobilbranche und folgt der bisherigen Struktur der vorliegenden Arbeit. Die Analyse erfolgt im ersten Schritt für das gesamte Unternehmen und wird davon ausgehend auf die verschiedenen Unternehmensbereiche verteilt. Anschließend wird das Vorgehen exemplarisch auf eine Produktionshalle und die dort gefertigten Produkte angewendet. Sowohl das unternehmensweite CO₂-Accounting als auch die Zuordnung auf Unternehmensbereiche erfolgt auf Basis jährlicher Energiedaten eines vorhandenen Energiemonitoringsystems und verschiedener Energieträger.

Nach der Realisierung üblicher Effizienzpotenziale erfolgt ein sukzessiver Energieträgerwechsel von fossilen Energieträgern zu elektrischer Energie. Bedingt durch die Substituierung in Kombination mit einem strategischen Aufbau unternehmenseigener EE-Versorgungskapazitäten, kann der klimarelevante Energiebedarf verringert werden. Durch die offizielle Bewertung von Energie aus regenerativen Quellen mit einem Emissionsfaktor von Null, wird die gesamte Emissionsmenge reduziert bis diese schließlich nicht mehr relevant ist. Die EE-Versorgungskonzepte umfassen eine Betrachtung von PV- als auch Windkraftanlagen unter Berücksichtigung der Strombezugsvariante und der dabei entstehenden Steuern und Abgaben. Der Vergleich berücksichtigt neben den entstehenden Kosten, vorrangig das jeweilige Energie- und Emissionsreduktionspotenzial der Maßnahmen.

Ausgehend von dieser Strategie werden mehrere Szenarien definiert, um einem gewissen Spektrum möglicher Realisierungen gerecht zu werden. Die betrachteten strategischen Maßnahmen beinhalten:

- Zeitszenarien zur Umsetzung von Effizienzpotenzialen
- Energetische Versorgung durch regenerative Energiequellen (PV oder WKA)
- Finanzierungskonzepte der EE-Anlagen (Eigenkapitalanteil)
- Energieträgerwechsel von fossiler zu el. Energie

Ausgehend von diesen Szenarien wird eine Finanzierungsstrategie mit einem zentralen Green Fonds abgeleitet, der zur Deckung der erforderlichen Investitionskosten einer Klimaneutralitätsstrategie dient. Dieses Kapital ist erforderlich, damit die oben genannten Maßnahmen zügig mit dem Ziel einer Klimaneutralität in spätestens 15 Jahren ausgehend vom Bezugsjahr 2018 realisiert werden können.

Die dabei berücksichtigten Kapitalflüsse setzen an den bisher üblicherweise getätigten Ausgaben für Herkunftsnachweise oder Ökostrom-Labeln sowie für Kompensationsmaßnahmen an und verwenden diese. Allerdings werden diese Gelder nicht länger genutzt um eine kurzfristige

Klimaneutralität zu erkaufen, sondern zur Finanzierung einer langfristig ausgerichteten und selbstdefinierten Strategie in den Fonds integriert. Die Finanzierung des Fonds erfolgt durch nachfolgend genannte Quellen:

- Unterlassener Kauf von HKN oder Ökostrom-Labeln
- Nicht getätigte Ausgaben für Kompensationsmaßnahmen
- Einführung eines unternehmensinternen CO₂-Preises oder eines Initialbetrags
- Rückflüsse durch geringere Kosten aufgrund von Effizienzmaßnahmen
- Kostendifferenz zwischen Fremdbezug und unternehmenseigener EE-Versorgung

Da die Kosten für HKN und Zertifikate bisher gering waren, reichen die Einnahmen nicht aus um die Strategie im geplanten Zeitraum zu realisieren. Zur Wahrung des Klimaneutralitätsziels kann ein Unternehmen zusätzlich einen internen CO₂-Preis einführen oder wahlweise den Fonds mit einem Initialisierungsbetrag als Anschubfinanzierung versehen. Neben diesen unmittelbaren Einnahmen werden weitere finanzielle Aspekte aus Einsparungen von Effizienzmaßnahmen und der Energieversorgung aus erneuerbare Quellen berücksichtigt. Durch diese Maßnahmen entstehen üblicherweise geringere Folgekosten, sodass die Preisdifferenzen ebenfalls als Einnahmen in den Fonds zurückfließen. Ausgehend von diesen Einnahmen und der Zielstellung werden die Szenarien mit einer Umsetzung der Maßnahmen zu unterschiedlichen Zeiten erstellt. Ziel der Szenarienanalyse ist es, den geringsten internen CO₂-Preis bzw. Initialisierungsbetrag zu ermitteln. Neben der zeitlichen Zielstellung wird vorausgesetzt, dass der Green Fonds nach erfolgtem Start keine weiteren finanziellen Mittel abseits der genannten benötigt und somit auch keinen negativen Kapitalstand aufweisen darf.

Die Szenarien auf Unternehmensebene, zusammengefasst in Tabelle A.26, zeigen, dass die Unterschiede der notwendigen Preishöhen zwischen den Szenarien groß sind.

Tabelle 6.11.: Finanzielle Parameter der Szenarien mit PV-basierter Energieversorgung

Eff.-Umsetzung	3 Jahre	Höhe des	S1-100	S1-20	S2-100	S2-20
		CO ₂ -Preises	63 €/tCO ₂	38 €/tCO ₂		
		Initialbetrages			160 Mio. €	25 Mio. €
	5 Jahre	Höhe des	S3-100	S3-20	S4-100	S4-20
		CO ₂ -Preises	67 €/tCO ₂	20 €/tCO ₂		
		Initialbetrages			175 Mio. €	20 Mio. €

Aufgrund der hohen Investitionssummen durch eine vollständige Eigenfinanzierung in den Szenarien S1-100 bis S4-100 muss sowohl der CO₂-Preis als auch der alternative Initialisierungsbetrag hoch angesetzt werden, um die Zielstellungen einzuhalten. Demgegenüber kann dieses Niveau durch die Senkungen des Eigenkapitalanteils an der Investitionssumme deutlich reduziert werden. Wie die Gegenüberstellung der Preise in Tabelle A.26 deutlich aufzeigt, ist die Realisierung einer Klimaneutralität mit einer anfänglichen Effizienzumsetzung innerhalb von 5 Jahren und einem Eigenkapitalanteil von 20 % mit der geringsten internen Kostenumlage verbunden. Dieses Konzept entspricht zudem auch der marktüblichen Finanzierung von EE-Anlagen.

Auf Produktebene wird zudem ein weiteres Emissionsaccounting durchgeführt, um daraus Emissionsverringerungsmaßnahmen durch die Beschaffung von Rohstoffen oder Vorprodukten aus Ländern mit einem geringeren Carbon Footprint aufzuzeigen. Diese Handlungsoptionen werden im Kontext von drei exemplarischen Produkten hinsichtlich des Emissionseinsparpotenziales und der damit verbundenen Mehrkosten untersucht. Aus der Auswertung der Rohstoffbeschaffung auf Produktebene ergibt sich ein Reduzierungspotenzial von 4.046 t_{CO₂}, dass mit zusätzlichen Mehrkosten von knapp 1 Mio. €/a verbunden ist. Daraus ergeben sich durchschnittliche Kosten der Emissionsvermeidung aus einer emissionsarmen Rohstoffbeschaffung von 230 €/t_{CO₂}. Bezogen auf die gemittelte Emissionsdifferenz der drei Antriebsaggregate aus Tabelle 6.10 und der produzierten Gesamtstückzahl von 3.300.000 Stk./a folgt ein Emissionspotenzial von 677.639 t_{CO₂}. Die Mehrkosten dieser Emissionsverringerung betragen 125 Mio. €/a, vorausgesetzt das Unternehmen kann die erforderlichen Rohstoffmengen mit den aufgeführten Emissionsfaktoren erwerben.

Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen

Nachdem in den vorhergehenden Kapiteln insbesondere aktuelle Maßnahmen zur Verringerung der energiebedingten Emissionen betrachtet wurden, soll in diesem Kapitel eine mögliche zukünftige Entwicklung einbezogen werden. Mit dem geplanten Kohleausstieg ist eine signifikante Änderung des Emissionsfaktors (EF) des deutschen Strommixes zu erwarten. Diese Veränderung führt dazu, dass insbesondere erdgasbasierte Technologien in Zukunft nicht mehr zur Senkung der CO_2 -Emissionen beitragen werden. Das Kapitel gliedert sich diesbezüglich in die Beschreibung des vorgeschlagenen Kohleausstieges, die Ermittlung des voraussichtlichen EF und die Ermittlung einer sich verändernden Stromnachfrage, bevor es mit der Diskussion der Ergebnisse schließt. Anhand des geplanten Zeitablaufes für den Ausstieg aus der Kohleverstromung wird eine Fallstudie erstellt. Das Ziel ist es, den durchschnittlichen Emissionsfaktors für den zukünftigen deutschen Strommix zu ermitteln. Anschließend wird daran für einige fossile Technologien exemplarisch abgeleitet, zu welchem Zeitpunkt diese unter ökologischen Gesichtspunkten nicht mehr zu einer Verbesserung der Umweltbilanz beitragen. Anhand dieser Untersuchung lässt sich bereits heute abschätzen, wie sich bestimmte Technologien, je nach eingesetztem Energieträger und der zu erwartenden Lebensdauer auf den ökologischen Fußabdruck eines Unternehmens auswirken. Ebenso kann die Analyse des Emissionsfaktors auch für zukünftige Investitionen in Anlagen und Maschinen genutzt werden. Zusätzlich kann ein Schattenpreis eine mögliche Kostendiskrepanz zwischen Investitionszeitpunkt und der Anlagenlebensdauer ausgleichen, um Investitionsprojekte zukunftsfähig zu gestalten. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in verkürzter Form der Veröffentlichung von Hannen et al. (2019, S. 35–37) zu entnehmen.

7.1. Geplanter Kohleausstieg

Zur Schaffung eines tragfähigen gesellschaftlichen Konsens über die Ausgestaltung des energie- und klimapolitisch begründeten Strukturwandels hat die deutsche Bundesregierung am 6. Juni 2018 den Beschluss gefasst, die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“⁴⁴ einzuberufen. Zu den wesentlichen Aufgaben zählten die Ausgestaltung einer Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung, verbunden mit einer sicheren und bezahlbaren Versorgung mit Strom und Wärme. Zur Wahrung der gesellschaftlichen Akzeptanz ist der Vorschlag an die Erhaltung und Schaffung tarifvertraglich abgesicherter Arbeitsplätze in den betroffenen Regionen gekoppelt. (BMWi 2019c, S. 2)

Die Kommission hat mit der Übergabe des Abschlussberichts im Januar 2019 ihre Arbeit beendet und einen konkreten Zeitplan für den deutschen Ausstieg aus der Kohleverstromung vorgelegt. Der Plan dient dazu, die Sektorziele der Energiewirtschaft zu erreichen und eine nachhaltige Senkung der THG-Emissionen zu gewährleisten. Entscheidend ist hierfür, den Anteil an Energieträgern mit einem hohen CO₂-Emissionsfaktor zu reduzieren und gleichzeitig den Anteil an Energieträgern mit niedrigerem CO₂-Emissionsfaktor zu steigern.

Tabelle 7.1.: Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe und des Strommixes in gCO₂/kWh (UBA 2019b, S. 16 (Stand 2018))

	CO ₂ -Emissionsfaktoren ⁴⁵ bezogen auf den		
	Brennstoffeinsatz	Stromgestehung ⁴⁶	deutscher Strommix
Erdgas	201	374	
Steinkohle	336	815	472
Braunkohle	407	1.142	

Die Stromgestehung in deutschen Kohlekraftwerken (Stand 2018) beträgt 36 % (UBA 2019b, S. 19) ist dabei aber für 76 % des CO₂-Ausstoßes der deutschen Stromgenerierung verantwortlich (UBA 2019b, S. 25). Aus den Daten in Tabelle 7.1 wird deutlich, dass ein Ende der Kohleverstromung unmittelbar zu einer deutlichen Senkung der CO₂-Emissionen innerhalb der Energiewirtschaft führt und damit auch zu einer Reduzierung der CO₂-Bilanz von Produkten.

⁴⁴Auch bekannt als Kohlekommission

⁴⁵In den Angaben sind die indirekten Emissionen aus vorgelagerten Stufen, wie Gewinnung und Transport, nicht enthalten.

⁴⁶Die angenommenen netto Brennstoffausnutzungsgrade betragen für Erdgas: 54 %, Steinkohle: 41 % und Braunkohle: 36 %.

Vorgeschlagener Zeitplan des Ausstiegs

Laut dem Fraunhofer ISE (2018) waren 2018 insgesamt 21,11 GW Braunkohle und 23,78 GW Steinkohle am Netz. Der Vorschlag der Kohlekommission (BMWi 2019c, S. 62–63) in Abbildung 7.1 sieht vor, bis 2022 die Stromumwandlungskapazitäten für Braun- und Steinkohle auf jeweils 15 GW zu reduzieren. Die Reduzierung der Kraftwerksleistung beträgt damit 12,5 GW und soll zu einer geplanten CO₂-Minderung von 45 % im Vergleich zu 1990 beitragen. Zusätzlich empfiehlt der Abschlussbericht die weitgehende Umstellung von Kohle auf Gas für die Netzreserve und Sicherheitsbereitschaft.

Um das geplante Emissionsminderungsziel für 2030 von 61 bis 62 % zu erreichen, ist ein weiterer Rückgang der installierten Leistung von Kohlekraftwerken erforderlich. Der Entwurf sieht deshalb vor, bis 2030 die am Markt agierenden Kraftwerkskapazitäten auf 9 GW für Braunkohle bzw. 8 GW für Steinkohle abzusenken. Als Abschlussdatum für die Kohleverstromung in Deutschland wird 2038 genannt. Sofern die energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen es zulassen, sieht der Entwurf der Kohlekommission die Option vor, den Ausstieg auf 2035 vorzuziehen. Die Bewertung des vorzeitigen Kohleausstiegs soll nach dem Willen der Kommission 2032 erfolgen. (BMWi 2019c, S. 64) Aufgrund des ebenfalls beschlossenen Atomenergieausstieges und des stockenden Ausbaus der erneuerbaren Energien wird in den folgenden Berechnungen mit einem endgültigen Kohleausstieg erst 2038 gerechnet.

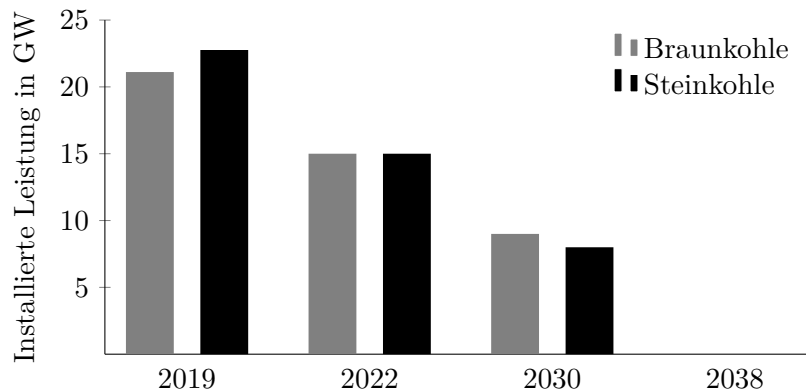


Abbildung 7.1.: Geplanter Ablauf des Kohleausstiegs (Hannen et al. 2019, S. 37)

7.2. Prognose des Emissionsfaktors des dt. Strommixes

Der Emissionsfaktor des deutschen Strommixes wird aus den direkten CO₂-Emissionen der Stromgestehung sowie dem Endverbraucher zur Verfügung stehenden Strom berechnet (UBA 2019b, S. 11). Die Berechnung des Umweltbundesamtes berücksichtigt unter der emissionsrelevanten Stromerzeugung (emrSe) die CO₂-Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle,

Steinkohle, Erdgas, Mineralölen, Müll und sonstigen Energieträgern.

$$EF = \frac{CO_2 - Emissionen}{W_{el}} \quad (7.1)$$

Ausgehend von den historischen Daten der Stromgestehung können über Formel 7.2 Rückschlüsse auf einen Zusammenhang zwischen Kohlendioxidemissionen der fossilen Brennstoffe und der installierten Nettoleistung gezogen werden. Damit ist es möglich, aus dem Verhältnis der historischen Emissionen (*Hist.*) und der installierten Nettoleistung (Nettolstg.) unter Einbeziehung der zukünftig zu erwartenden Nettoleistung (*zkft.*) auf die zukünftigen CO₂-Emissionen pro Jahr zu schließen.

$$CO_2 - Em_{zkft.} = \sum_{emrSe} \frac{Emissionen_{Hist.}}{Nettolstg_{Hist.}} \cdot Nettolstg_{zkft.} \quad (7.2)$$

Die zukünftig installierte Leistung der Kohlekraftwerke leitet sich aus den Vorschlägen der Kohlekommission ab. Eine Prognose des BDEW (2018a, S. 18) zur installierten Leistung von Gaskraftwerken sieht diese mittelfristig auf einem nahezu identischem Niveau. Alle weiteren emissionsrelevanten Kraftwerke werden vereinfacht als konstant angenommen.

Um den Emissionsfaktor nach Formel 7.1 zu berechnen, ist neben den CO₂-Emissionen der Strombedarf relevant. Der genehmigte Szenariorahmen der Netzbetreiber prognostiziert für verschiedene Rahmenbedingungen eine ungefähr gleichbleibende Stromnachfrage (BNetzA 2018, S. 4). Eine Studie des Öko-Institut et al. (2015, S. 267) kommt zu einem ähnlichen Ergebnis, weshalb der Stromverbrauch zunächst vereinfacht bis 2038 als konstant angenommen wird. Diese Prognosen werden durch die verhältnismäßig geringen Schwankungen der Verbrauchswerte der vergangenen Jahre unterstrichen (UBA 2019b, S. 9). Ebenso ist ein Anstieg des Bedarfs durch die zunehmende Elektrifizierung der Mobilität und weiterer Branchen möglich und wird dementsprechend innerhalb der Szenarien in Kapitel 7.3 berücksichtigt. Unsicherheiten ergeben sich weiterhin durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien, schwankende Emissionspreise, technologische Fortschritte und wirtschaftliche Entwicklungen. Die Deckung des Strombedarfs erfolgt durch umweltfreundliche EE-Quellen, denen gemäß der gesetzlichen Stromkennzeichnung keine Emissionen zugeschrieben werden. Dabei ist es im Rahmen der Berechnung zunächst unerheblich, ob die installierte Leistung national bereitgestellt wird oder der Strombedarf durch EE-Anlagen innerhalb des europäischen Verbundnetzes gedeckt wird. Die vollständigen Daten zur Berechnung des Emissionsfaktors des deutschen Strommixes sind in Kapitel A.7 im Anhang dargestellt.

Daraus lässt sich eine Entwicklung des Emissionsfaktors bis zum Enddatum des Kohleausstiegs 2038 ableiten.

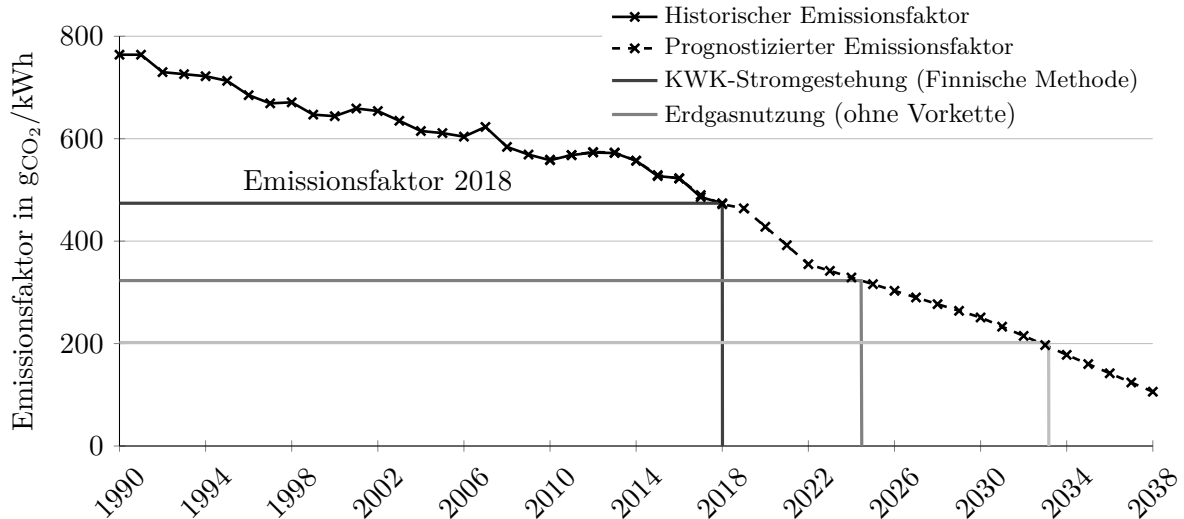


Abbildung 7.2.: Zeitliche Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors (angelehnt an Hannen et al. 2019, S. 37)

Abbildung 7.2 zeigt eine mutmaßliche Entwicklung des abgeleiteten Emissionsfaktors bis zum Enddatum des Kohleausstiegs 2038. Zur Einordnung der Ergebnisse sind neben dem aktuellen Emissionsfaktor für 2018 von 474 gCO₂/kWh (UBA 2019b, S. 16) auch die Emissionen verschiedener erdgasbasierter Technologien dargestellt. Aus der Berechnung lässt sich ableiten, dass die Stromgestehung mittels KWK auf Basis von Erdgas mit einem Emissionsfaktor von 323 gCO₂/kWh (Mauch et al. 2010, S. 13), im Jahre 2024/25 unter Umweltgesichtspunkten nicht mehr sinnvoll ist. Auch die Emissionen von 202 gCO₂/kWh (WD 2007, S. 23, ohne Vorkette) durch die direkte Erdgasnutzung bspw. zur Wärmeerzeugung sind bereits 2032/33 klimaschädlicher als die Nutzung von strombasierten Technologien.

Verifizierung des prognostizierten Emissionsfaktors

Um die Prognose zu bestätigen, ist es notwendig, die Berechnungsmethode zu überprüfen. Die Verifikation dient dem objektiven Nachweis, dass die Berechnung des zukünftigen Emissionsfaktors des dt. Strommixes wahr ist und mit einer tolerierbaren Abweichung bestimmt werden kann (DIN EN ISO 9000 2015, S. 49).

Dazu werden zunächst anhand von Formel 7.3 die Volllaststunden (VLh) der Braun- und Steinkohlekraftwerke für die vergangenen Jahre bestimmt. Diese Zeit beschreibt, wie lange die Kraftwerke bei Nennleistung betrieben werden müssten, um die jährliche Stromgestehung laut Fraunhofer ISE (2018) zu erreichen, ohne Betriebspausen oder einen Teillastbetrieb zu berücksichtigen.

$$VLh = \frac{\text{Stromgestehung}}{\text{Nettolstg.}} \quad (7.3)$$

Die resultierenden Volllaststunden, verglichen mit den Emissionen in Abhängigkeit der installierten Leistung, zeigen in Abbildung 7.3 einen deutlichen Zusammenhang. Allerdings bilden die Jahre 2014-2016 für die Stromgestehung aus Steinkohle eine Ausnahme. In diesen Jahren steigen die berechneten Volllaststunden an. Die Analyse zeigt eine sinkende Stromgestehung bei einer gleichzeitig höheren installierten Leistung, wodurch es mathematisch zu höheren Volllaststunden kommt, wie auch die Daten des Fraunhofer ISE (2018) aufzeigen. Ein Vergleich mit den vom BDEW (2018b, S. 2) erhobenen Volllaststunden zeigt, dass diese in der Realität gesunken sind. Das bedeutet, dass die Steinkohlekraftwerke in diesen Jahren über einen größeren Zeitraum in einem Teillastbetrieb gelaufen sind oder abgeschaltet waren.

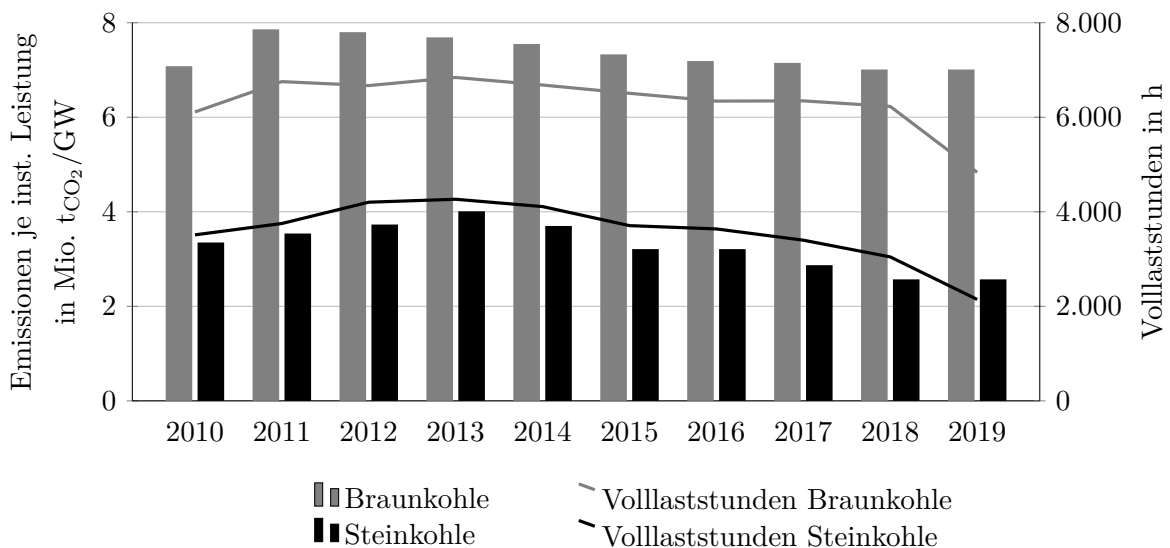


Abbildung 7.3.: Emissionen je inst. Leistung und Volllaststunden von Kohlekraftwerken (angelehnt an Hannen et al. 2019, S. 36)

Das Abschalten von Kohle- und Kernkraftwerken verläuft bis 2022 parallel, zeitgleich ist aber nicht damit zu rechnen, dass der Bedarf an elektrischer Energie in Deutschland signifikant sinkt. Dementsprechend können die Volllaststunden der Kohlekraftwerke auch für die weiteren Jahre als nahezu konstant angenommen werden. Gleichmaßen ist im Rahmen des Ausstiegs aus der Kohleverstromung nicht mit weiteren Neubauten oder Investitionen in Effizienzsteigerungen dieser Kraftwerksart zu rechnen. Die Berechnung unterstellt außerdem, dass es nicht zu der von Pahle et al. (2019, S. 31) erläuterten Wechselwirkung durch eine Verlagerung der Emissionen in andere Sektoren oder auf Kohlekraftwerke in den europäischen Nachbarländern kommt. Es muss ausgeschlossen werden, dass Verschiebungen durch freiwerdende Emissionszertifikate aus den stillgelegten Kohlekraftwerken innerhalb des Mark-

tes auftreten. Diese Entwicklung wäre aus Umweltgesichtspunkten kontraproduktiv und sollte bei den gesetzlichen Rahmenbedingungen beachtet werden.

$$CO_2 - Em. = \sum_{emrSe} VLh \cdot Nettolstg.Hist. \cdot spez.CO_2 \quad (7.4)$$

Formel 7.4 stellt damit eine weitere Möglichkeit zur Verifikation des zukünftigen Emissionsfaktors dar. Wie allerdings in Abbildung 7.3 zu sehen ist, sind die Volllaststunden der Braun- und Steinkohlekraftwerke nicht konstant.

Tabelle 7.2.: Datengrundlage der Emissionsfaktorberechnung

	Einheit	Braunkohlekraftwerke	Steinkohlekraftwerke
EF: höchste Volllaststunden	h	6.842	4.265
EF: geringste Volllaststunden	h	4.834	2.145
EF: gemittelte Volllaststunden	h	6.332	3.578
spez. CO ₂ -Emissionsfaktor	gCO ₂ /kWh	1.142	815

In Tabelle 7.2 sind drei Werte möglicher Volllaststunden zur Berechnung des zukünftigen Emissionsfaktors dargestellt. Als Basis dazu dienen die zuvor ermittelten Volllaststunden seit 2010, die Erzeugungstunden davor waren teils deutlich höher, sodass eine Einbeziehung dieser Daten das Ergebnis verfälschen würde. Darum wurde die Berechnung auf Basis der jährlichen Volllaststunden der vergangenen zehn Jahre durchgeführt. Auf der Grundlage dieser zehn Werte sind das Minimum, das Maximum und der Mittelwert zur Berechnung des Emissionsfaktors aus Formel 7.4 für Abbildung 7.4 relevant.

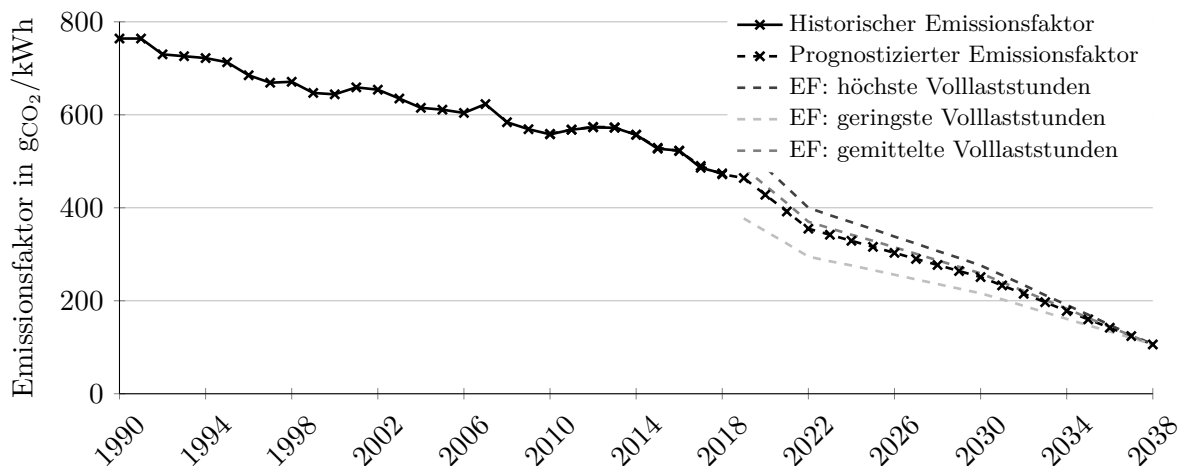


Abbildung 7.4.: Verifikation des CO₂-Emissionsfaktors

Aus der Variation ergibt sich in Abbildung 7.4 ein Korridor. Wie sich dort zeigt, liegt der zuvor in Abbildung 7.2 ermittelte Emissionsfaktor im Bereich zwischen höchsten und geringsten Volllaststunden. Ebenso liegt der aus dem Mittelwert der Volllaststunden resultierende Emissionsfaktor in Reichweite der zuvor ermittelten Werte. Anhand dessen kann geschlussfolgert werden, dass der zuvor in Kapitel 7.2 ermittelte Faktor hinreichend genau ist.

Da die Stromgestehung durch Kohlekraftwerke im Jahr 2019 drastisch zurückgegangen ist, stellt der Wert der geringsten Volllaststunden eine Besonderheit dar (siehe Abbildung 7.3). Die geringe Energieerzeugung ist im Wesentlichen auf einen deutlich höheren EE-Anteil und eine weitere Preissteigerung für Emissionszertifikate im europäischen Handel zurückzuführen. Lässt man das Jahr 2019 bei der Betrachtung außen vor, liegt das Minimum der Volllaststunden bei Braunkohlekraftwerken fast 1.300 Stunden höher und bei Steinkohle beträgt die Differenz gut 900 Stunden. Damit bestätigt die Berechnung anhand der Volllaststunden das erste Ergebnis, zeigt aber auch, dass durch Sondereffekte der tatsächliche Emissionsfaktor abweichen kann und damit geeignet ist, eine Tendenz aufzuzeigen.

7.3. Szenarien der energiewirtschaftlichen Entwicklung

Die bisherige Ermittlung des Emissionsfaktors erfolgt mit der Annahme, dass sowohl die Gaskraftwerksleistung als auch die Energienachfrage auf einem identischen Niveau bleiben. Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist gering und stellt demnach eine idealisierte Annahme dar. Zur Berechnung eines realitätsnahen Wertes ist deshalb eine Einbeziehung von Prognosen zur Entwicklung des Energiesystems erforderlich.

Variation der installierten Gaskraftwerksleistung

Aufgrund des deutschen Ausstiegs aus der Atomkraft und Kohleverstromung, sowie der fluktuierenden EE-Erzeugung, ist ein Ausgleich der entfallenden Versorgungsleistung erforderlich. Dieser Ausgleich kann international durch das europäische Verbundnetz erfolgen oder national durch eine Steigerung der installierten Leistung. Gaskraftwerke sind eine flexible Möglichkeit auftretende Differenzen zwischen Bedarf und Erzeugung auszugleichen. Dementsprechend wird nachfolgend der Einfluss der Gaskraftwerksleistung auf den Emissionsfaktor, ausgehend von Entwicklungen basierend auf unterschiedlichen Studien, analysiert.

EU Reference Scenario (EU-Ref):

Die Trendprognose bietet eine modellbasierte Simulation, basierend auf der Annahme, dass die Klimaziele für 2020 eingehalten werden. Die Studie möchte aufzeigen, wohin die beschlossene Politik führen könnte, um daraus weitere Handlungsempfehlungen abzuleiten. (vgl. European Commission 2016, S. 26–45)

Energiemarkt 2030 und 2050 (EM-Rev und EM-Evo):

Das Energiesystemmodell der Studie untersucht den Beitrag bestehender Gas- und Wärmenetze zu einer effizienten THG-Minderung. Im Szenario Revolution wird eine Elektrifizierung politisch forciert, sodass die Netze zunehmend an Bedeutung verlieren. Das Szenario Evolution beschreibt eine technologische Offenheit, sodass bestehende Gas- und Wärmenetze unter wirtschaftlichen Aspekten weiter genutzt werden. (vgl. Hecking et al. 2017, S. 13–14, 18, 44)

Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose (ERP-Trend und ERP-Ziel):

Ziel ist es, eine Prognose für die Entwicklung der Energiemärkte durchzuführen und diese bis 2050 zu prognostizieren. Das Trendszenario prognostiziert die erwarteten Umfeldbedingungen und führt diesen Pfad bis 2050 fort. Da in diesem Szenario die Ziele des Energiekonzeptes weitestgehend nicht erreicht werden, ergänzt das Zielszenario die Untersuchung. (vgl. Prognos et al. 2014, S. 45–74, 233–266)

Kohleausstieg 2035 (Ausstieg 2035):

Die Studie des Öko-Instituts und der Prognos AG im Auftrag des WWF richtet die Analyse eines Kohleausstiegs an den CO₂-Budgetgrenzen des Pariser-Klimaabkommens aus. Dargelegt wird ein Ausstieg aus der Kohleverstromung, der die heruntergebrochenen Emissionsbeschränkungen berücksichtigt, gleichzeitig aber ein nationales Energiesystem ohne Versorgungengpässe sicherstellt. (vgl. Matthes et al. 2017, S. 43–58)

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems (LK-Ref und LK-Basis):

Das Projekt unterzieht den Transformationsprozess zu einem weitgehend treibhausgasneutralen Energiesystem in Deutschland einer wissenschaftlichen Analyse. Im Referenzszenario sind keine energie- und klimapolitischen Ziele hinterlegt, dementsprechend dient die Analyse dem Erkenntnisgewinn und dem Vergleich mit anderen Szenarien. Das Basisszenario bildet das zentrale Langfristszenario, in dem die Ziele möglichst kosteneffizient erreicht werden sollen. (vgl. Pfluger et al. 2017, S. 144–151)

Die Prognose der installierten Erdgasleistung der ausgewählten Studien deckt ein breites Spektrum möglicher Entwicklungen ab. Beide Szenarien der Studie von Hecking et al. (2017) schlussfolgern, dass die Kraftwerksleistung von etwa 30 GW (2019) bis 2038 auf fast 95 GW (Revolution) bzw. 65 GW (Evolution) ansteigen wird. Damit repräsentieren die Szenarien der Studie die obere Grenze der betrachteten Kraftwerksleistung. Die untere Grenze der Leistung ist durch die Analysen von Pfluger et al. (2017) gegeben. Die beiden Szenarien Referenz und Basis diagnostizieren, dass die inst. Kraftwerksleistung bis 2035 mit 13 bzw. 21 GW rückläufig ist. Die weiteren ausgewählten Studien bilden damit den Zwischenraum der beiden anderen Studien ab. Die relevanten Daten sind im Anhang A.7 gegeben.

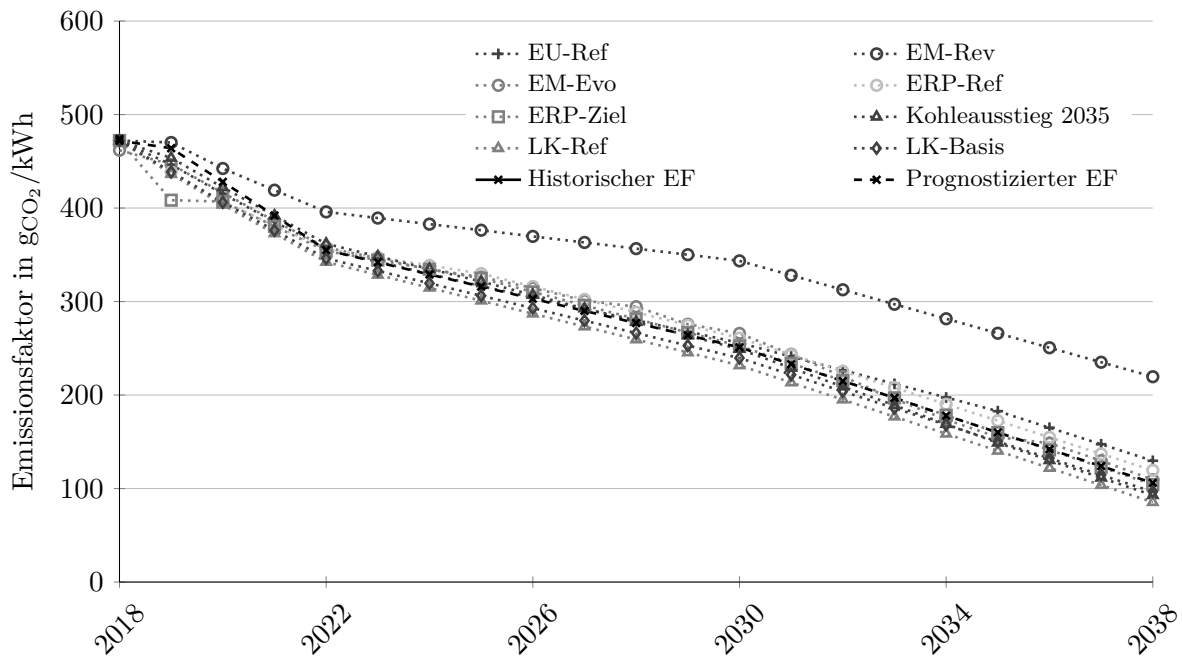


Abbildung 7.5.: Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors mit Gaskraftwerksvariation

Basierend auf den Daten der ausgewählten Studien und der Berechnungsmethodik aus Kapitel 7.2 ist der daraus resultierende Emissionsfaktor in Abbildung 7.5 dargestellt. Bedingt durch die hohe Gaskraftwerksleistung im Szenario EM-Rev ist auch der Emissionsfaktor der el. Energieerzeugung signifikant höher im Vergleich zu den weiteren Szenarien. Somit bleibt in diesem Szenario die direkte Erdgasnutzung aus ökologischen Aspekten auch über 2038 hinaus relevant. Die Ergebnisse der anderen Studien liegen im Bereich der vorherigen Ermittlung (Prognostizierter EF) und bestätigen diese mit einer Varianz von weniger als zwei Jahren (zum Vergleich siehe Abbildung 7.2). Selbst die Verdopplung der Leistung im Szenario EM-Evo führt lediglich zu einem um $2 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ erhöhten Faktor bzw. einem, um 1 bis 2 Jahre verzögerten Verlauf. Daraus folgt, dass der Einfluss der Gaskraftwerke auf den Emissionsfaktor des deutschen Strommixes bei einer moderaten Erhöhung der installierten Leistung gering ist.

Variation der elektrischen Energienachfrage

Als Grundlage dienen zwei Studien zum langfristigen Klimaschutz in Deutschland (Öko-Institut et al. 2015; dena 2018). Beide Studien untersuchen den Zeithorizont bis 2050 und fassen dazu wiederum mehrere Szenarien mit unterschiedlichen methodischen Ansätzen aus anderen Studien zusammen. Damit sollen die Auswirkungen von verschiedenen klimapolitischen Ambitionsniveaus wiedergegeben und somit ein breites Spektrum möglicher Entwicklungen abgedeckt werden. In beiden Studien erfolgt eine gesamtwirtschaftliche und sektorenübergreifende Simulation, um alle relevanten Emissionsquellen und verschiedenste Minderungsstrategien und Handlungsoptionen in den jeweiligen Sektoren detailliert abzubilden.

Ebenso wie die bisherige Analyse in diesem Kapitel basieren auch die Szenarien der Studien auf Annahmen zu relevanten Basisdaten.

Im Folgenden werden die Studien und die daraus ausgewählten Szenarien beschrieben. Aufgrund der Szenarienausprägungen und der gegebenen Aktualität besteht die Auswahl aus einem Referenzszenario (basierend auf Prognos et al. 2014) und drei Klimaschutzszenarien (basierend auf Öko-Institut et al. 2015):

Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose (ERP-Ref):

Die Studie bietet eine konservative Perspektive, in der unterstellt wird, dass die notwendigen Maßnahmen zum Erreichen der Klimaschutzziele nicht ergriffen werden und somit die nationalen Ziele verfehlt werden.

Aktuelle-Maßnahmen-Szenario (KSZ-AMS):

Das Szenario bildet den Ist-Stand der energie- und klimapolitischen Gesetzgebung ab. Dementsprechend werden ausschließlich Maßnahmen berücksichtigt und fortgeschrieben, die bis Oktober 2012 ergriffen worden sind.

Klimaschutzszenario 80 (KSZ-KS80):

Die im Energiekonzept der Bundesregierung festgelegten Ziele für THG-Emissionen, EE und Energieeffizienz sollen erreicht werden, wobei das weniger ambitionierte Emissionsminderungsziel von 80 % bis 2050 (gegenüber 1990) verwendet wird.

Klimaschutzszenario 95 (KSZ-KS95):

Das Ziel ist analog zum Klimaschutzszenario 80, aber mit dem ambitionierteren Treibhausgasziel von 95 % bis 2050.

Die Analyse der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena 2018, S. 22-25, Teil B) basiert auf einem Referenzszenario und vier Zielszenarien. Wie schon in der ersten Studie, basiert auch dieses Referenzszenario auf einer Fortsetzung der aktuellen Politik- und Technologieentwicklungen. Die vier Zielszenarien unterteilen sich zum einen in zwei verschiedene Ambitionsniveaus in Einklang mit den THG-Minderungszielen von 80 bis 95 %, aber auch in zwei grundsätzlich verschiedene Entwicklungen mit einer weitreichenden Elektrifizierung und einer Varietät von Technologien und Energieträgern in den Endenergiesektoren.

Referenzszenario (REF):

Ziel ist es, eine Referenzentwicklung darzustellen, die von einer unveränderten Fortsetzung aktueller Entwicklungen ausgeht. Das Referenzszenario wird trotz Verfehlung der THG-Reduzierungsziele als durchaus ambitioniert beschrieben.

Elektrifizierungsszenarien (EL80/EL95):

Es unterstellt eine maximale Elektrifizierung in allen Bereichen, um auch die Zwischenziele für 2030 und 2040 zu erreichen. Der angenommene Minderungspfad entspricht

grundsätzlich den nationalen Klimazielen, lässt aber die sektoralen Ziele des Klimaschutzplans unberücksichtigt.

Technologiemixszenarien (TM80/TM95):

Es werden innovative Verfahren und Technologien in allen Bereichen eingesetzt und eine hohe Umsetzung von Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen unterstellt. Es werden ebenso die Zwischenziele berücksichtigt, allerdings werden andere Ziele wie beispielsweise die Senkung der Primärenergie nicht einbezogen.

Die ausgewählten Szenarien stellen eine breite Basis aus verschiedensten Entwicklungen dar. Damit kann aus den Studien eine realistische Ableitung der zukünftigen Stromnachfrage erfolgen. Zusammen mit der prognostizierten Entwicklung der deutschen Energieversorgungsstruktur erfolgt schlussendlich eine Abschätzung des Emissionsfaktors bei verändertem Bedarf an elektrischer Energie (siehe Abbildung 7.6).

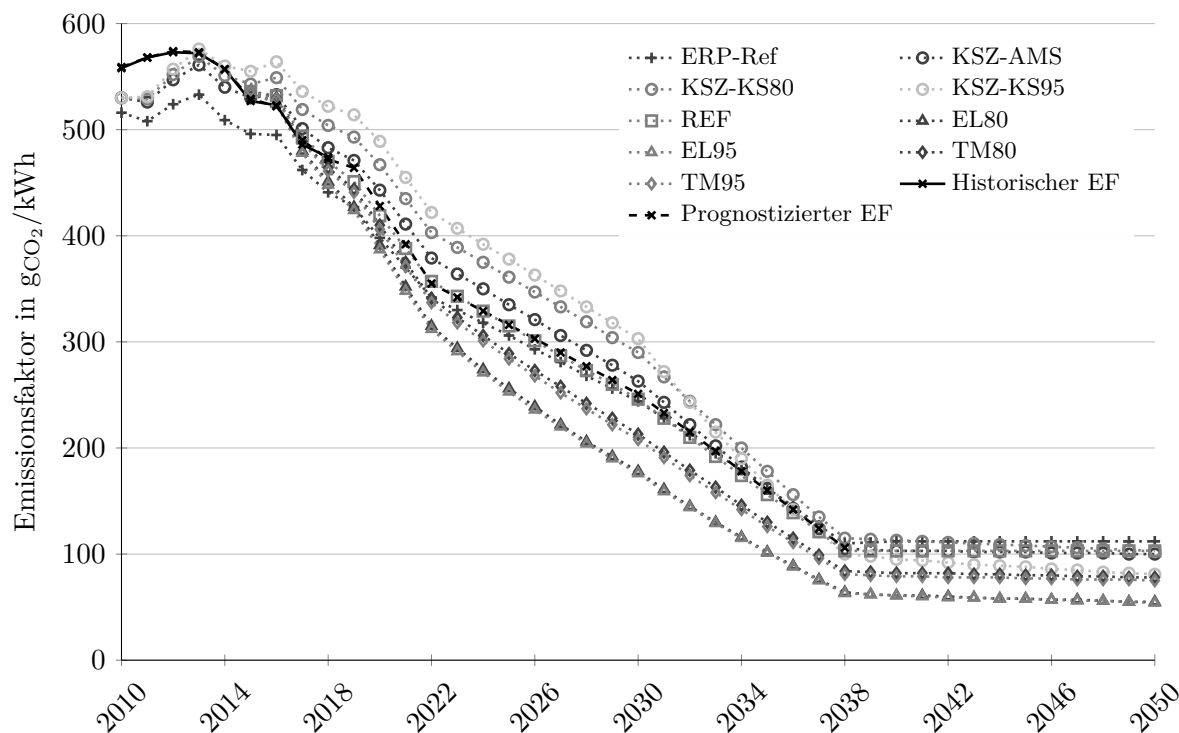


Abbildung 7.6.: Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors mit Strombedarfsszenarien

Die Betrachtung des zeitlichen Verlaufs des Emissionsfaktors zeigt, dass die Daten aus der Studie des Öko-Institut et al. (2015) zu einer Unterschätzung des Faktors führen (siehe Abbildung 7.6). Obwohl die Studie im Jahre 2015 veröffentlicht wurde, liegt die Ursache in einer geringeren THG-Menge im Vergleich zu den historischen THG-Emissionen (Öko-Institut et al. 2015, S. 24). Die zu geringe Prognose der Emissionen führt damit auch zu einem niedrigeren Emissionsfaktor, insbesondere vor 2013. Nachfolgend wird diese Einschätzung durch eine

zu geringe Prognose des Strombedarfs (Öko-Institut et al. 2015, S. 85) ausgeglichen bzw. überkompensiert, sodass der berechnete Emissionsfaktor deutlich über den ursprünglichen Berechnungen liegt (siehe Prognostizierter Emissionsfaktor). Aus dem zeitlichen Verlauf der erwarteten Emissionsminderungen innerhalb der Szenarien leitet sich ab, dass der Gradient des Emissionsminderungsverlaufes über den Betrachtungszeitraum hinweg abnimmt. Den Studienautoren zufolge kann daraus geschlossen werden, dass je weniger Emissionen ausgestoßen werden, desto anspruchsvoller wird die Umsetzung der verbleibenden Emissionsminderungsmaßnahmen. Daraus folgern die Autoren, dass die Zwischenziele für die Jahre 2020 bis 2040 nicht ambitioniert genug sind und es somit insbesondere für eine angestrebte Emissionsminderung von 80 % zu einer Übererfüllung der Zwischenziele kommt. Diese Korrelation ist grundsätzlich nicht zu beanstanden, steht jedoch in deutlichem Widerspruch zum heutigen Emissionsausstoß. Die aktuelle Entwicklung der THG-Emissionen ist 2018 mit einer Differenz von 115 Millionen t_{CO_2e} deutlich entfernt von der angestrebten Emissionsminderung für 2020. Das lässt den Schluss zu, dass weitere politische Maßnahmen folgen müssen, um die Prognose der Szenarien zu erfüllen.

Die Studienszenarien zur Stromnachfrage der dena (2018, S. 195, Teil B) starten 2015. Zudem berücksichtigt die zweite ausgewählte Studie die realen Daten zwischen Betrachtungsbeginn (2015) und Veröffentlichungsdatum (2018). Dementsprechend sind die reale und die vorhergesagte Stromnachfrage in diesem Zeithorizont nahezu identisch. Daraus folgt, dass es keine gravierenden Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem aus der Studie abgeleiteten Emissionsfaktor gibt. Im zeitlichen Verlauf erwartet die dena-Studie allerdings eine deutliche Zunahme des Strombedarfs, insbesondere in den beiden Elektrifizierungsszenarien. Verglichen mit den Szenarien der ersten Studie kommt es annähernd zu einer Verdoppelung der Nachfrage für diese beiden Szenarien. Aus der Kombination hoher Stromnachfrage und geringem Anteil an fossilen Energieträgern zur Stromgestehung folgt ein niedriger Emissionsfaktor, der damit auch unter dem ursprünglich prognostiziertem Faktor liegt.

Die Szenarienanalyse ergibt allerdings ein breites Spektrum an möglichen Emissionsfaktoren je nach Betrachtungsweise. Zum einen liefert eine jährliche Betrachtung, beispielsweise für das Jahr 2030, einen Faktor zwischen 303 und 176 g_{CO_2}/kWh und führt damit, abhängig des eintretenden Szenarios, zu einer ökologischen Verdrängung oder auch zu einer Stärkung der unmittelbaren Erdgasnutzung. Wird der Sachverhalt anhand von Abbildung 7.6 andersherum untersucht, ergibt sich für die direkte Erdgasverbrennung ein ökologisches Zeitfenster von rund fünf Jahren. Je nach Szenario unterschreitet der berechnete Emissionsfaktor den Wert für Erdgas von 202 g_{CO_2}/kWh zwischen den Jahren 2028/29 und 2033/34. Die Einbeziehung unterschiedlicher Strombedarfe zeigt darüber hinaus, dass der prognostizierte Emissionsfaktor bereits einen soliden Kompromiss aller Szenarien liefert, da der ursprüngliche Wert im Mittelfeld der Szenarien liegt.

Nach Abschaltung des letzten Kohlekraftwerks ergibt sich für den Zeithorizont bis 2050

kaum eine Änderung des Emissionsfaktors. Bedingt durch die verbleibende emissionsrelevante Stromumwandlung aus Gas- und Abfallverbrennung sowie sonstige Energieträger wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass es bei der installierten Leistung dieser Kraftwerke zunächst zu keiner nennenswerten Veränderung kommt und damit auch die Emissionen im Wesentlichen bestehen bleiben. Gestützt wird diese Annahme durch die weiterhin bestehende Grundlast und die fluktuierende Stromproduktion der erneuerbaren Energien.

7.4. Einfluss des Emissionsfaktors auf die Fallstudie

Ausgehend von den bisherigen Erkenntnissen und der erläuterten Entwicklung des Emissionsfaktors werden die Auswirkungen auf die Klimaneutralitätsstrategie der Fallstudie untersucht. Die Betrachtung hat weder Auswirkungen auf die Investitionen, die Umsetzungszeitpunkte oder den Energiebedarf, sodass keine erneute Betrachtung dieser Größen durchgeführt wird. Die CO₂-Einnahmen des Green Fonds, aus der Nutzung der el. Energie sind dagegen direkt vom sinkenden *EF* des Strommixes betroffen. Dementsprechend werden diese in Abbildung 7.8 und 7.9 detaillierter betrachtet. Zudem hat der sinkende *EF* auch Einfluss auf die klimarelevante Emissionsmenge des Unternehmens.

Um das Spektrum möglicher Varianten abzudecken, erfolgt der Vergleich der emittierten Emissionen anhand der Szenarien mit der geringsten und der höchsten CO₂-Steuer. Dies trifft auf die Szenarien S3-20 und S3-100 zu. Da dieser Vergleich aufgrund des identischen Emissionsverlaufes aber keine zusätzlichen Erkenntnisse bringt, wird anstelle dessen in Abbildung 7.7 das Szenario S1-100 verwendet.

Tabelle 7.3.: Übersicht der veränderte Notation im Vergleich zu Kapitel 6

Vorherige Notation	Neue Notation	
	Festem EF	Sinkender EF
S1-100	S1	S1var
S3-20	S3	S3var

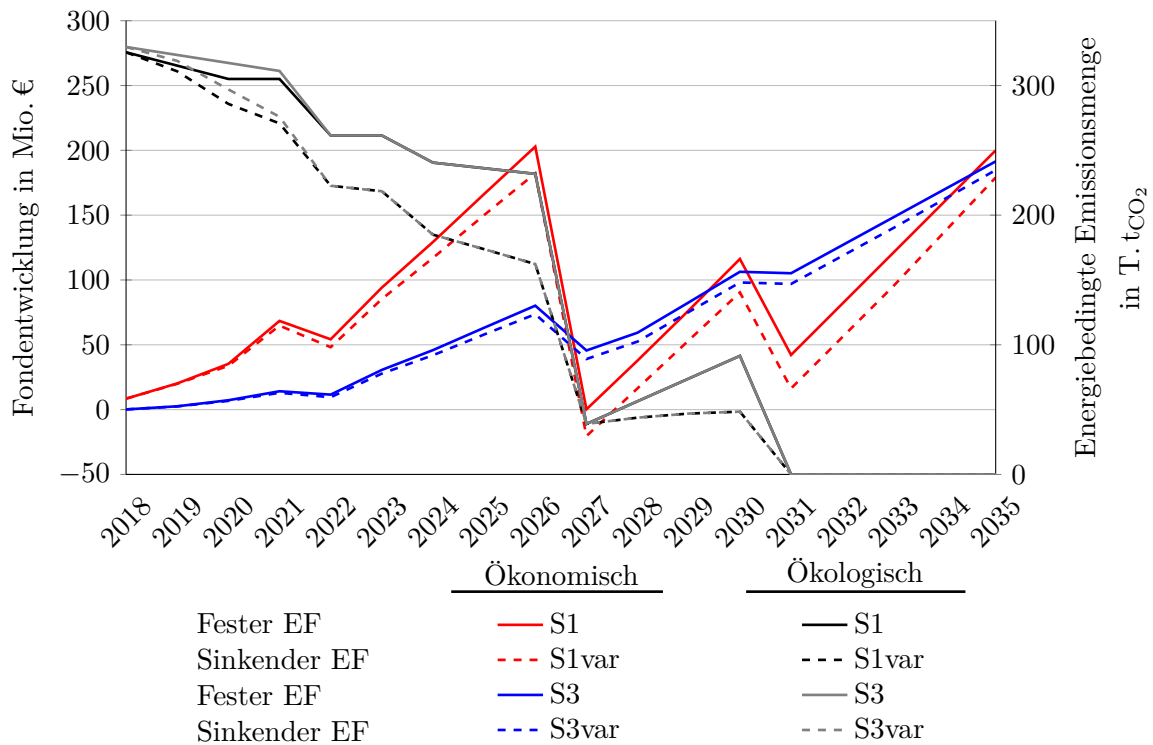


Abbildung 7.7.: Vergleich von Szenarien mit festem und sinkendem Emissionsfaktor

Abbildung 7.7 verdeutlicht den zu erwartenden Einfluss des jährlich geringer werdenden Emissionsfaktors aus Abbildung 7.2. Bis zum Jahre 2027 liegt der Emissionsverlauf (S1var und S3var) deutlich unterhalb des Verlaufes mit einem festen EF von $474 \text{ gCO}_2/\text{kWh}$. Diese Differenz wird noch deutlicher, wenn die emittierte Emissionsmenge kumuliert betrachtet wird.

Tabelle 7.4.: Vergleich der kumulierten Energie- und Emissionsmenge mit variablem EF

Szenarienkombinationen	Emissionsfaktor des dt. Strommixes	ges. Emissionsmenge
S1	Fester EF	2.743 T. $t\text{CO}_2$
S1var	Sinkender EF	2.333 T. $t\text{CO}_2$
S3	Fester EF	2.774 T. $t\text{CO}_2$
S3var	Sinkender EF	2.362 T. $t\text{CO}_2$

Eine Beeinflussung des Energiebedarfs erfolgt zwar durch die unterschiedlichen Strategien innerhalb der Szenarien, nicht aber durch den geringer werdenden Emissionsfaktor. Die Emissionsmenge hingegen ist unmittelbar vom EF abhängig, sodass die emittierte Menge rund

410 T. t_{CO₂} geringer ausfällt. Da der Emissionsfaktor beide Szenarienkombinationen in gleicherweise beeinflusst, ist auch die Emissionsdifferenz der zeitlichen Analyse in Tabelle 7.4 annähernd identisch.

Zwar werden die Emissionen insgesamt reduziert, dies führt aber auch zu sinkenden Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung und der Fonds fällt bei gleichem zeitlichen Ablauf mit über 20 Mio. € (S1var) in den negativen Bereich. Dementsprechend muss entweder die zeitliche Umsetzung der Maßnahmen verschoben oder der Emissionspreis auf 73 €/t_{CO₂} angehoben werden, um die Bedingung des Fonds einzuhalten.

Die Finanzierung mit geringerem Eigenkapital ist von dieser Entwicklung weniger deutlich betroffen. Zwar sinken auch im Szenario S3var die CO₂-Steuer abhängigen Einnahmen und die eingesparten Kosten der EE-Versorgung werden erst nach der Amortisationszeit berücksichtigt, aber durch die geringeren Investitionsausgaben sind diese Differenzen weniger ausgeprägt und der Fond weist zu jedem Zeitpunkt ein Guthaben auf.

Ab 2027 sind nur noch die Emissionen aus der Nutzung von fossilem Erdgas klimatisch relevant. Danach führt der Energieträgerwechsel der Härteprozesse wieder zu einem Anstieg der Emissionen in den Szenarien mit festem Emissionsfaktor, aufgrund der *EF*-Differenz von 272 g_{CO₂}/kWh. Durch die Integration des variablen *EF* ist der Emissionsanstieg ab 2027 nur noch gering, da dies ebenfalls auf die Differenz der Emissionsfaktoren zutrifft. Nach erfolgter Elektrifizierung wird der verbleibende el. Energiebedarf durch regenerative Quellen gedeckt, sodass kein emissionsrelevanter Energiebedarf mehr verbleibt und die damit verbundenen Emissionen auf Null fallen.

Tabelle 7.5.: Kumulierte Emissionsmenge zum Szenarienvergleich in Abbildung 7.7

Szenarienkonstellation	S1		S3	
	Fix	Variabel	Fix	Variabel
Emissionen	2.743.402	2.333.406	2.774.263	2.361.828

Aus Abbildung 7.7 wird der Emissionsausstoß des Unternehmens bis zur Realisierung der energetischen Klimaneutralität in Tabelle 7.5 abgeleitet. Bedingt durch die unterschiedliche zeitliche Realisierung von Effizienzpotenzialen sind sowohl die ökonomischen als auch die ökologischen Ergebnisse der Szenarienkombinationen S1 und S3 unterschiedlich.

Auf der ökologischen Seite reduziert der sinkende *EF* die gesamte Emissionsmenge bis 2031 um 409.996 t_{CO₂} (S1), bzw. um 412.435 t_{CO₂} (S3). Die Emissionsreduktion fällt in den Szenarien 3 und 4 aufgrund der langsameren Effizienzumsetzung und dem Einfluss des höheren Emissionsfaktors ebenfalls größer aus als in den Szenarien 1 und 2.

Wie bereits in Abbildung 7.7 ersichtlich, hat der sinkende *EF* unmittelbare Auswirkungen

auf die wirtschaftlichen Aspekte des Green Fonds. Während die Ausgaben ausschließlich vom Szenario abhängen und somit unbeeinflusst von der zeitlichen Verringerung sind, werden die Einnahmen durch die jeweiligen Emissionen bestimmt, die wiederum vom entsprechenden Emissionsfaktor abhängen.

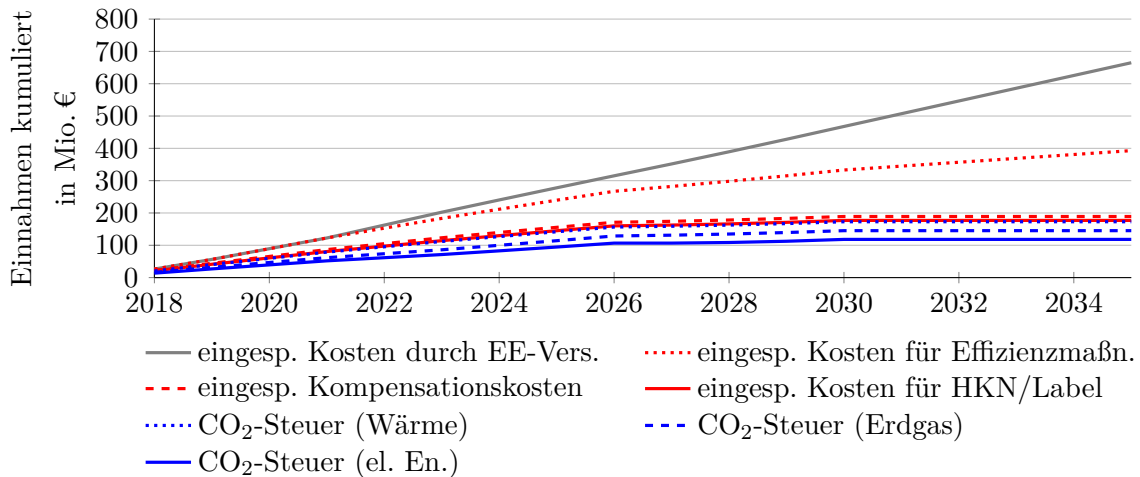


Abbildung 7.8.: Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds im Szenario S1

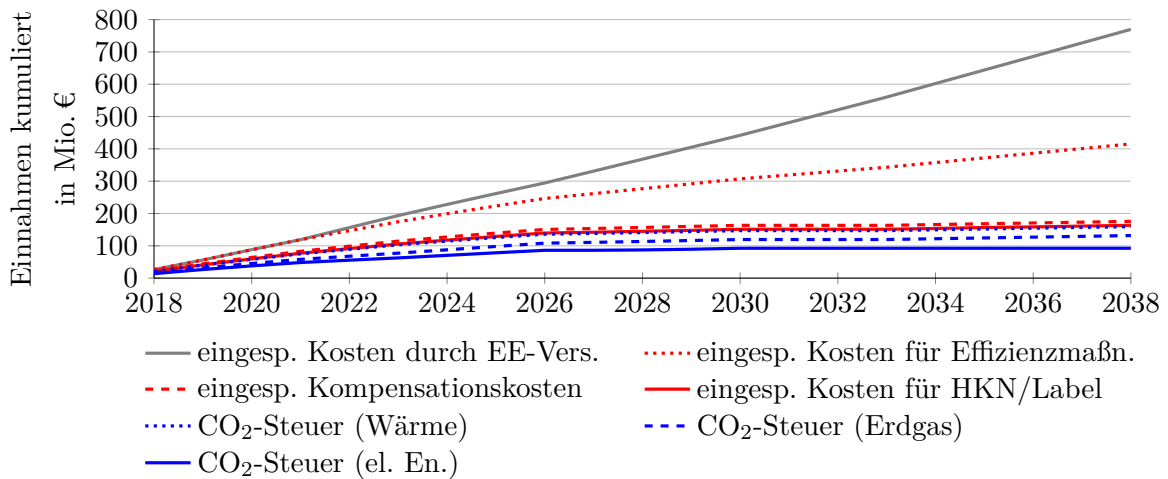


Abbildung 7.9.: Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds mit sinkendem Emissionsfaktor im Szenario S1var

Die Verwendung des höheren Emissionsfaktors in Kombination mit dem hohen el. Energiebedarf des Unternehmens und die Eigenfinanzierung der EE-Anlagen führen dazu, dass die Differenz bis zur ersten hohen EE-Investitionsausgabe (EE-1) auf fast 22 Mio. € bzw. 7 Mio. € angewachsen ist. Ausgehend von dem Vergleich der Einnahmen in Abbildung 7.8 und 7.8, liegt das Finanzvolumen des Green Fonds 2031 zum Zeitpunkt der Zielerreichung bei rund

42 Mio. € (S1) bzw. 16 Mio. € (S1var), obwohl der Fond in diesem Szenario einen zwischenzeitlichen Schuldenstand von rund 20 Mio. € aufwies. Unter der Voraussetzung, dass diese Differenz mit einer einmaligen Einlage in den Fond finanziert würde, wäre die weitere Fondentwicklung beider Szenarien ab diesem Zeitpunkt weitgehend identisch. Dies liegt begründet in dem nicht länger vorhandenen emissionsrelevanten Energiebedarf, sodass der CO₂-Preis nicht länger von Bedeutung ist.

7.5. Diskussion und kritische Würdigung der Ergebnisse

Eine rein ökologische Bewertung der Energieträger verleitet aktuell dazu, die direkte Erdgasverbrennung einer strombasierten Technologie vorzuziehen, um die Emissionen zu reduzieren. Die anhaltende Reduzierung des Emissionsfaktors des deutschen Strommixes lenkt Technologieentscheidungen jedoch zunehmend zur Elektrifizierung der Maschinen und Anlagen. Insbesondere durch den geplanten Kohleausstieg kommt es zu einer signifikanten Abnahme der Emissionen durch die Stromgestehung. Dementsprechend sollten umweltorientierte Unternehmen bei aktuellen Investitionen in Anlagen diese abhängig der eingesetzten Energieträger und der Lebensdauer bewerten. Bei diesen Investitionsentscheidungen kann beispielsweise eine Kohlenstoffbepreisung in Form eines Schattenpreises (siehe Kapitel 4.3) helfen, zukünftige Entwicklungen in der Kalkulation zu berücksichtigen. Mit diesem Fokus können frühzeitig die Auswirkungen von energieträgerabhängigen Kohlenstoffdioxidemissionen auf die unternehmerische Emissionsbilanz betrachtet werden.

Die erste Auswertung in Abbildung 7.2 zeigt, dass etwa 2033 die el. Energienutzung weniger Emissionen verursacht als die direkte Erdgasnutzung. Allerdings unterliegen die dazu getroffenen Annahmen einiger Unsicherheiten. Der Kohleausstieg kann, je nach politischen Vorgaben, auch zu einer Produktionssteigerung der noch am Markt verbleibenden Kohlekraftwerke führen. Durch die Einbeziehung einer variablen Kraftwerksauslastung kommt es bereits zwischen 2031 und 2033 zu einem Schnittpunkt der Emissionsfaktoren, sodass die Erdgasverbrennung bereits früher zu einem vermehrten Emissionsausstoß führt. Als größter Unsicherheitsfaktor der Kalkulation kann die erwartete Stromnachfrage gesehen werden. Deshalb dienen mehrere ausgewählte Strombedarfsszenarien zur Absicherung der Berechnung. Die Berücksichtigung verschiedener Entwicklungen in Abbildung 7.6 ergibt einen Zeitkorridor für die ökologisch nachhaltige Nutzung von 2028 bis 2034.

Aus der Zusammenfassung der Ergebnisse ergibt sich ab etwa 2028 ein maximales ökologisches Zeitfenster von fünf bis sechs Jahren für die direkte Nutzung von Erdgas. Die Stromgestehung mittels Erdgas trägt unter diesem Aspekt bereits in wenigen Jahren nicht mehr zu einer Verbesserung der Emissionsbilanz bei. Daraus folgt ein Zeitpunkt, ab dem eine gänzliche Elektrifizierung von Maschinen und Anlagen unter Berücksichtigung der Emissionen sinnvoll ist. Jedoch steigert dies den Bedarf an elektrischer Energie und erfordert deren Bereitstellung

aus Energiequellen mit einem geringen Emissionsfaktor. Diese Substituierung kann in vielfältiger Weise erfolgen. Gleichwohl sind nicht alle Maßnahmen nachhaltig und tragen zu einer Reduzierung der Emissionen bei, wie in Kapitel 5.2 dargestellt.

Im Hinblick auf die Ergebnisse der Fallstudie durch die Beeinflussung des sinkenden Emissionsfaktors lässt sich festhalten, dass auch bei der Einführung einer internen Emissionsbepreisung und der darauf aufbauenden Kalkulation der Einnahmen mögliche zeitnahe Entwicklungen zu berücksichtigen sind. Andernfalls deuten die Ergebnisse in Abbildung 7.7 darauf hin, dass der sinkende Emissionsfaktor zwar die Gesamtmenge der Emissionen reduziert, dabei aber auch das Finanzvolumen des CO₂-Preises beeinflusst. Dies hängt insbesondere von der Finanzierungsform der unternehmenseigenen EE-Versorgungsanlagen ab. Durch die geringeren Investitionskosten bei einer Eigenkapitalfinanzierung von 20% der Investitionskosten kann die CO₂-Preishöhe geringer ausfallen und gleichzeitig ist der Einfluss im Verhältnis zu den anderen Einnahmequellen geringer.

Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit steht im Kontext des globalen und nationalen Klimaschutzes sowie des Beitrages von Unternehmen zur Erreichung der gesetzten Ziele. Die Folgen des Klimawandels, wie das Abschmelzen der Polkappen, steigende Meeresspiegel und extreme Wetterereignisse sind bereits heute spürbar und betreffen sämtliche Weltregionen. Zwar gilt das Pariser Abkommen als Meilenstein der internationalen Klimaschutzbemühungen, doch reicht das staatliche Handeln bisher nicht aus, die gesetzten Klimaziele einzuhalten und den Klimawandel zu begrenzen. Durch die Geschäftstätigkeiten eines Unternehmens entstehen unweigerlich THG-Emissionen, sodass auch die Wirtschaft unter anderem Wertschöpfungsketten und Dienstleistungen verändern muss, um regulatorischen Maßnahmen und den Erwartungen einer sensibilisierten Öffentlichkeit gerecht zu werden. Zunehmend achten Verbraucher auf klimafreundliche Produkte und Dienstleistungen, Arbeitnehmer erwarten, dass die unternehmerische Gesellschaftsverantwortung wahrgenommen wird und Investoren achten auf geschäftliche Klimarisiken. Somit werden Unternehmen von mehreren Seiten zu einer Veränderung motiviert und effektiver Klimaschutz wird damit nicht nur ökologisch notwendig, sondern eröffnet auch ökonomische Chancen. Einen Beitrag zum Klimaschutz kann jedes Unternehmen leisten und durch entschlossenes Handeln die Wettbewerbsposition gegenüber Mitbewerbern stärken. Durch vorausschauendes Handeln kann regulatorischen Veränderungen, wie höhere Abgaben für Emissionen, Energieverbrauch oder Klimaschutz, frühzeitig begegnet werden.

Das beschriebene Konzept, basierend auf einem Energiemonitoringsystem in Kombination mit verbreiteten Methodiken der Kostenrechnung, ermöglicht eine breite Anwendung für Unternehmen aus allen Sektoren. Die Nutzung der Energiedaten mit den jeweiligen Emissionsfaktoren ermöglicht eine übergeordnete Betrachtung und Bilanzierung des gesamten Unternehmens, sodass eine unternehmensweite Strategie entwickelt werden kann. Ausgehend vom Detaillierungsgrad des Energieerfassungssystems und unter Einbeziehung von Mengenschlüsseln der Kostenrechnung können weitere Emissionskennzahlen für Bereiche, Kosten-

stellen und Produkte erhoben werden. Somit reduziert dieses Vorgehen nicht nur Hemmnisse, sondern senkt auch Kosten durch die Nutzung bestehender Strukturen und etablierter Methoden. Darauf aufbauend kann eine Klimaneutralitätsstrategie entwickelt werden mit einer Emissionsbepreisung als optionalem Bestandteil. Eine CO₂-Bepreisung kann unter anderem als Instrument der Emissionsreduzierung dienen, aber auch als Vorbereitung auf externe Regulierungen. Aufgrund der Vielzahl an existierenden Mechanismen und der Varianz der Preishöhe, die je nach Branche und Ansatz zwischen 0,01 €/tCO₂ und bis zu 763,43 €/tCO₂ variiert, umfasst diese Arbeit unterschiedliche Verfahren zur betriebsinternen CO₂-Bepreisung. Bedingt durch die vielfältigen Ausprägungen existierender Emissionsbepreisungen sind bei einer Umsetzung die unternehmensspezifischen Eigenschaften und die Zielstellung zu berücksichtigen, sodass kein eindeutiges Ergebnis formuliert werden kann. In einer Fallstudie werden deshalb verschiedene Mechanismen und Preishöhen angewendet, um den jeweiligen Beitrag im Rahmen einer Klimaneutralitätsstrategie aufzuzeigen.

Aufgrund der Bedeutung des Umweltschutzes ist Klimaneutralität der neue Leitbegriff für Unternehmen, Kommunen und sonstige Einrichtungen. Doch nicht alle Maßnahmen innerhalb der drei Klimaneutralitätsschritte sind in gleichem Maße geeignet, eine nachhaltige Klimaneutralitätsstrategie zu unterstützen. Aus diesem Grund sind die vielfältigen Maßnahmen in der vorliegenden Arbeit erläutert und hinsichtlich des Beitrags zum globalen, nationalen und unternehmensbezogenen Klimaschutz bewertet. Zur Beurteilung der möglichen Klimaneutralitätsmaßnahmen sind diese in Tabelle 8.1 gemäß des globalen, deutschen und bilanziellen Beitrags zur Zielerreichung bewertet.

Tabelle 8.1.: Klimaschutzbeitrag der einzelnen Neutralitätsmaßnahmen

Emissionsverringderung durch:	Klimaschutz:	Global	National (DE)	Bilanziell
	Minimieren			
Effizienzmaßnahmen		+	+	+
Substituieren				
Herkunftsnachweise		○	○	+
Ökostrom-Label		○	○	+
Eigenversorgung		+	+	+
Letztverbrauch		+	+	+
Betreibergesellschaft		+	+	+
Kompensieren				
Regulierter, staatlicher Emissionshandel		○	○	○
Unregulierter, privater Emissionshandel		○	—	○
Wertschöpfungskette		+	○	+
+		○		—
Positiver Beitrag		Eingeschränkter Beitrag		Kein Beitrag

Die **Minimierung** ist geprägt durch Effizienzmaßnahmen, die ungeachtet der drei Bewertungsgrundlagen stets einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Dies bedeutet, dass die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen sowohl dem globalen als auch dem nationalen Klimaschutz dient und gleichzeitig sowohl einen positiven ökologischen als auch ökonomischen Beitrag für Unternehmen darstellt.

Der zweite Schritt umfasst mit der **Substituierung** den Ersatz von emissionsintensiven Energieträgern. Zur Emissionsverringderung stehen prinzipiell verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Die Ausstellung von HKN erfolgt beinahe vollständig im europäischen Ausland, da bedingt durch die EEG-Förderung keine Nachweise in Deutschland ausgestellt werden. Somit trägt diese Substituierungsmaßnahme auch nicht zur Erreichung der deutschen Klimaziele bei, wenn die Anlagen gleichzeitig durch das EEG gefördert werden. Durch die zusätzlichen Kosten für HKN soll ein Anreiz zum Ausbau von EE-Quellen entstehen, der jedoch aufgrund der Preishöhe gering ausfällt und somit der Nutzen für den globalen Klimaschutz zweifelhaft ist. Vor dem Hintergrund weltweiter EE-Ausbauziele ist ein Beitrag zum Klimaschutz nur ober-

halb dieser ohnehin vorhandenen Ziele gegeben. Trotzdem kann die Vermarktung der HKN dazu führen, dass bestehende EE-Anlagen weiterbetrieben werden. Da HKNs allerdings eine quantitative Stromkennzeichnung darstellen, mit deren Hilfe fossile oder nukleare Energieerzeugung umdeklariert werden kann, haben sich zunehmend Ökostrom-Label etabliert. Zwar basieren auch diese Label auf dem Prinzip der HKN und die Mehrkosten sind ebenfalls gering, jedoch versuchen die Zertifizierer von Ökostrom und Biogas, durch zusätzliche Anforderungen, den Klima- und Umweltschutz voranzubringen. Dementsprechend ist sowohl ein globaler als auch nationaler Beitrag zum Klimaschutz je nach Projekt möglich und individuell zu prüfen. Die letzten drei betrachteten Aspekte der Substituierung umfassen EE-Anlagen, die einen unmittelbaren Bezug zum Unternehmen ausweisen und durch dieses oder eine unternehmensnahe Organisation errichtet und betrieben werden. Sowohl global als auch national betrachtet fördern alle drei EE-basierenden Versorgungsvarianten den Klimaschutz. Allerdings ist der nationale Beitrag differenziert zu betrachten. Die Eigenversorgung und die Betreuung durch eine Betreibergesellschaft erfolgen im Gegensatz zum Letztverbrauch ohne Nutzung des öffentlichen Netzes, sodass die Stromgestehung nicht als Teil der offiziellen Bilanzen ausgewiesen wird. Ausgehend von der Annahme, dass die Anlagen bilanziell dem jährlichen Energiebedarf des Unternehmens entsprechen, kommt es durch alle drei Versorgungsvarianten entweder zu einer Verringerung des nationalen Energiebedarfs, wenn das öffentliche Netz nicht genutzt wird, oder andernfalls zu einer Erhöhung der nationalen EE-Erzeugung. Formal kommt es jedoch bei der Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes zu einer doppelten Anerkennung der EE-Energie, durch die Ausweisung in den Unternehmensbilanzen und der offiziellen Statistik zur deutschen Stromerzeugung. Da die Errichtung und der Betrieb der Anlagen jedoch wirtschaftlich vom Unternehmen getragen werden, ist diese Emissionsminderung somit eigentlich auch dem Unternehmen zuzuordnen. Aus Unternehmenssicht sind somit prinzipiell alle Substituierungsmaßnahmen geeignet, eine bilanzielle Emissionsminderung sicherzustellen. Dabei ist allerdings zu beachten, dass durch die Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes die installierte Leistung parallel in der offiziellen, nationalen Statistik auftauchen.

Der Bereich der **Kompensation** ist in der vorliegenden Arbeit unterteilt in den regulierten und den unregulierten Emissionshandel sowie die Beschaffung von emissionsärmeren Rohstoffen. Der international organisierte Emissionshandel ermöglicht zwar, die Projekte national anzuerkennen, jedoch ist, wie in Kapitel 5.3.2 erläutert, der Beitrag zum Klimaschutz zweifelhaft. Gleiches gilt für den freiwilligen Kompensationshandel mit der Einschränkung, dass Emissionsminderungen aus diesen Projekten nicht auf nationale Klimaschutzziele anrechenbar sind. Der Beitrag zum Klimaschutz beider Emissionshandelsvarianten hängt jedoch insbesondere von der Projektart ab, da die Nachhaltigkeit der Emissionsminderung zwischen Energie- und Waldprojekten kaum miteinander verglichen werden kann. Die Emissionsverringerung in der Wertschöpfungskette hingegen hilft grundsätzlich dem globalen Klimaschutz, unter der Voraussetzung, dass ausreichend Rohstoffe mit geringerem Emissionspotenzial verfügbar sind.

Ein nationaler Beitrag ist gegeben, sofern die Rohstoffe und Materialien im Inland hergestellt werden. Zur bilanziellen Klimaneutralstellung von Unternehmen sind grundsätzlich alle Kompensationsmaßnahmen geeignet, jedoch ist dabei die Art der Zertifikate und der Projekte von Bedeutung. Gemäß der Prioritätenverteilung sind Kompensationsmaßnahmen aber erst im letzten Schritt einer Klimaneutralitätsstrategie umzusetzen.

Die relevanten Größen der verschiedenen Maßnahmen einer Klimaneutralitätsstrategie werden für ein Fallbeispiel ermittelt, um die Möglichkeiten miteinander vergleichen zu können. Anhand der Auswertungen wird deutlich, dass die Substituierung mittels HKN oder Ökostrom-Labels und die Kompensation kurzfristig betrachtet die einfachste und kostengünstige Variante einer Emissionsreduzierung darstellen. Langfristig jedoch bietet die Beachtung der Prioritätenverteilung der Klimaneutralitätsschritte und die Versorgung mit unternehmenseigenen EE-Versorgungsanlagen sowohl einen finanziellen als auch umweltbezogenen Vorteil gegenüber der kurzfristigen Ausrichtung. Durch eine nachhaltige und langfristig orientierte Strategie kann innerhalb von 15 Jahren die Summe der emittierten Emissionen, um fast 31.000 t_{CO₂} reduziert werden. Diese Reduzierung basiert auf der zügigen Realisierung von Effizienzpotenzialen in Verbindung mit einer stufenweisen Investition in RES. Die Effizienzumsetzung innerhalb der ersten 3 Jahre führt darüber hinaus zu einer Senkung des emissionsrelevanten Energiebedarfes von 65 GWh. Aufgrund des großen Energiebedarfes sind auch die Investitionskosten für EE-Versorgungsanlagen entsprechend hoch. Diese Kosten können durch einen Green Fonds getragen werden, der von verschiedenen emissions- und energieabhängigen Einnahmen gespeist wird. Dabei tragen insbesondere eine unternehmensinterne CO₂-Bepreisung oder ein Initialisierungsbetrag zum Kapitalaufbau bei. Die unternehmensinternen Kosten zur Realisierung einer Klimaneutralität mittels eines Green Fonds und PV-Anlagen liegen bei einer vollständigen Eigenkapitalfinanzierung bei 63 €/t_{CO₂} bzw. 160 Mio. €. Durch die Absenkung der Eigenkapitalanteils auf 20 % können diese Kosten auf 38 €/t_{CO₂} bzw. 25 Mio. € reduziert werden.

Sind hingegen nicht die ökologischen Faktoren, sondern die ökonomischen Aspekte im Unternehmensfokus kann die zeitliche Streckung der Effizienzumsetzung und einer überwiegenden Fremdfinanzierung der EE-Versorgungsanlagen die interne Kostenbelastung auf 20 €/t_{CO₂} oder auch 20 Mio. € reduziert werden. Dadurch steigt jedoch sowohl der emissionsrelevante Energiebedarf als auch die kumulierte Emissionsmenge bis zur Realisierung einer Klimaneutralität.

Einen wesentlichen Einfluss auf die technologische Umsetzung einer Klimaneutralität hat die Entwicklung der energiebedingten THG-Emissionen. Bisher liegt der Emissionsfaktor des deutschen Strommixes deutlich oberhalb des Faktors von fossilem Erdgas. Bedingt durch regulatorische Veränderungen wie den Kohleausstieg kommt es zu einer absehbaren Verän-

derung des Verhältnisses der Emissionsfaktoren und die Wahl des Energieträgers rückt bei zukünftigen Investitionsentscheidungen in den Vordergrund. Je nach Entwicklung der Randbedingungen wie die Auslastung der fossil betriebenen Kraftwerke, dem Zubau von fossilen Erzeugungskapazitäten auf der Basis von konventionellem Erdgas und der Entwicklung der Energienachfrage durch eine zunehmende Elektrifizierung liegt der Schnittpunkt der Emissionsfaktoren etwa zwischen 2028 und 2033. Aufgrund des üblicherweise langen Lebenszyklus von Anlagen in produzierenden Unternehmen ist diese Entwicklung bereits in den kommenden Jahren von Bedeutung, um diese frühzeitig zu berücksichtigen und die Auswirkungen in die Strategie einzubinden. Insbesondere da der sinkende Emissionsfaktor zwar die Gesamtmenge der Emissionen reduziert, dabei aber auch das Finanzvolumen des Green Fonds und damit die Finanzierungsgrundlage einer Klimaneutralitätsstrategie beeinflusst.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass grundsätzlich alle betrachteten Emissionsverringerungsmaßnahmen für Unternehmen geeignet sind, eine bilanzielle Klimaneutralität zu verwirklichen. Die Nachhaltigkeit einer solchen Klimaneutralität ist jedoch eingeschränkt, da nicht alle Maßnahmen einen realen Klimaschutzbeitrag aufweisen. Dementsprechend sollte auch die Kommunikation einer bilanziellen Klimaneutralität ohne vorhandenen Klimaschutzbeitrag mit Bedacht erfolgen. Um nicht nur eine formale Klimaneutralität zu erreichen, sondern diese auch glaubwürdig und nachhaltig zu gestalten, ist der entsprechende Beitrag zum globalen und nationalen Klimaschutz zu beachten. Andernfalls kann eine gutgemeinte Klimaneutralitätsstrategie auch zu einem Imageverlust führen, wenn die Strategie einer Prüfung durch Umweltverbände, NGOs, Investoren oder anderen Stakeholdern nicht standhält. Aber auch der nationale Beitrag ist von Bedeutung, da die Verfehlung der Ziele mit finanziellen Sanktionen verbunden ist, die wiederum auf die jeweiligen Sektoren umgelegt werden könnten.

Abbildungsverzeichnis

1.1. Emissionsreduktion gemäß nationaler und internationaler Klimaschutzverpflichtungen für Deutschland (vgl. UBA 2020e; BMU 2019c, S. 24; SRU 2020, S. 52)	2
2.1. Anthropogene Treibhausgase der Bundesrepublik Deutschland, 2018 (angelehnt an UBA 2020e)	7
2.2. THG-Emissionsquellen unterteilt in Scopes, nach der Methodik des GHG-Protokolls (angelehnt an Fortyr 2016, S. 3)	10
2.3. Vorgehensmodell für eine nachhaltige Klimaneutralität	29
3.1. Zusammenwirken von Carbon Accounting, Controlling und Management (angelehnt an Eitelwein et al. 2010, S. 25)	33
3.2. Installierte Leistung der erneuerbaren Energien 2018 in Deutschland (BNetzA 2019b, Übersicht D; statista 2018)	49
3.3. Anwendbare Emissionsfaktoren je nach Methodiken (angelehnt an CDP 2019, S. 17)	50
4.1. Zeitliche Entwicklung der Unternehmensanzahl mit CO ₂ -Bepreisung (angelehnt an CDP 2017, S. 6)	54
4.2. Vier Dimensionen der Bepreisung (angelehnt an Lam et al. 2017, S. 6)	56
4.3. Darstellung verschiedener Bepreisungsmechanismen	58
4.4. Preisrange in Abhängigkeit der Branchen (angelehnt an CDP 2017, S. 30 ff.)	67
4.5. Vergleich der Preishöhen	68
5.1. Vermeidung von THG-Emission nach Sektoren bis 2035 (angelehnt an Fleiter 2013, S. 56)	77

5.2. Strom-Einsparpotenzial in den Jahren 2020 und 2030 (angelehnt an Pehnt et al. 2011, S. 56)	78
5.3. Funktionsweise des Herkunftsnachweisregisters (angelehnt an UBA 2014)	81
5.4. Marktentwicklung für Herkunftsnachweise (angelehnt an David et al. 2019, S. 8; basierend auf AIB 2019b, Statistiken 2019)	82
5.5. Ungleichgewicht beim HKN-Handel (vgl. AIB 2019a, 2018 Import/Export)	83
5.6. Norwegischer Versorgungsmix unter Berücksichtigung der exportierten erneuerbaren Eigenschaften in TWh (2018)	84
5.7. Versorgungsmix mit Anerkennung der exportierten und importierten HKN (2018)	85
5.8. CO ₂ -Emissionen des Erzeugungsmixes und Verbrauchsmixes (angelehnt an AIB 2019c, S. 14)	86
5.9. Anteil des Stroms aus regenerativen Energiequellen (angelehnt an BDEW 2019b, S. 3)	88
5.10. Stromgestehungskosten für verschiedene Kraftwerksarten in Deutschland (angelehnt an Kost et al. 2018, S. 2)	95
5.11. Übersicht der Zertifikatstypen im Emissionshandelsmarkt (vgl. Zimen 2008, S. 16)	98
5.12. Flexible Mechanismen des Kyoto-Protokolls (vgl. UBA 2020c)	100
5.13. Verteilung der Scope 1, 2 und 3 Emissionen nach Sektoren (angelehnt an CDP 2014, S. 14)	108
5.14. Beurteilung der Bandbreite der Umweltauswirkungen und Kosten der gängigsten Metalle je nach Herstellungsregion	111
5.15. Bandbreite der Umweltauswirkungen und Kosten der gängigsten Kunststoffe je nach Herstellungsregion	113
5.16. Übertragung des Denkansatzes der Energieeffizienz auf die Schritte der Klimaneutralität (angelehnt an Hesselbach 2012, S. 15)	117
6.1. Systemgrenzen und Umfang der Betrachtung	126
6.2. Monetäre Flüsse eines unternehmensinternen Green Fonds zur Finanzierung einer Klimaneutralitätsstrategie	128
6.3. Verteilung des Energiebedarfs, der Emissionen und der Energiekosten je nach Medium des Unternehmensstandortes pro Jahr	129
6.4. Verteilung der jährlichen CO ₂ -Emissionen auf die Unternehmensbereiche	130
6.5. Finanzielle Aufwendungen einer internen Emissionsbepreisung für die Unternehmensbereiche	131
6.6. Potenzielle Einnahmen des Green Fonds aus der Emissionsbepreisung .	132
6.7. Einfluss der Minimierung auf den unternehmensinternen Green Fonds .	134
6.8. Substituierung mit Herkunftsnachweisen auf Unternehmensebene	136

6.9. Substituierung mit Ökostromlabeln auf Unternehmensebene	137
6.10. Substituierung mit EE-Versorgungsanlagen und unterschiedlichen Strombezugsvarianten auf Unternehmensebene	138
6.11. Einfluss der Substituierung auf den unternehmensinternen Green Fonds	139
6.12. Kompensationskosten aller Energieträger des betrachteten Unternehmens	140
6.13. Einfluss der Kompensierung auf den unternehmensinternen Green Fonds	141
6.14. Finanzielle Transaktionen im Vergleich von S1-100 und S5-100 mit identischem internen CO ₂ -Preis	145
6.15. Klimarelevante Energie- und Emissionsmenge der Szenarien	147
6.16. Umsetzungsanalyse von Effizienzmaßnahmen in den ersten drei Jahren und mit einer energetischen Photovoltaikversorgung (S1 und S2)	148
6.17. Umsetzungsanalyse von Effizienzmaßnahmen in den ersten fünf Jahren und mit einer energetischen Photovoltaikversorgung (S3 und S4)	151
6.18. Szenarienbetrachtung des Energie- und Emissionsverlaufs bei unterschiedlichen Umsetzungsgeschwindigkeit von Effizienzmaßnahmen	152
6.19. Gefertigte Stückzahlen und Emissionen aus der Nutzung von el. Energie in der Produktionshalle (angelehnt an Schümann 2020, S. 63–64)	155
6.20. Parameter Bestimmung der Mengenschlüssel (angelehnt an Schümann 2020, S. 65)	156
6.21. Emissionen aus der Nutzung von elektrischer Energie in der Produktionshalle (angelehnt an Schümann 2020, S. 67)	157
6.22. CO ₂ -Emissionen der Produkte einschließlich externer Produktionsprozesse	158
6.23. Vergleich von Allokationsmethoden zur Bewertung der Wärmenutzung eines Produktionsprozesses in g _{CO₂} /kWh	159
6.24. Aufteilung der Emissionen nach Energiemedium und Produkten	160
6.25. Aufteilung der Emissionen nach Produkten und Scopes	164
7.1. Geplanter Ablauf des Kohleausstiegs (Hannen et al. 2019, S. 37)	170
7.2. Zeitliche Entwicklung des CO ₂ -Emissionsfaktors (angelehnt an Hannen et al. 2019, S. 37)	172
7.3. Emissionen je inst. Leistung und Volllaststunden von Kohlekraftwerken (angelehnt an Hannen et al. 2019, S. 36)	173
7.4. Verifikation des CO ₂ -Emissionsfaktors	174
7.5. Entwicklung des CO ₂ -Emissionsfaktors mit Gaskraftwerksvariation	177
7.6. Entwicklung des CO ₂ -Emissionsfaktors mit Strombedarfsszenarien	179
7.7. Vergleich von Szenarien mit festem und sinkendem Emissionsfaktor	182
7.8. Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds im Szenario S1	184

7.9. Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds mit sinkendem Emissionsfaktor im Szenario S1var	184
A.1. Entwicklung und Ziele der deutschen THG-Emissionen nach Sektoren (vgl. UBA 2020b)	LIV
A.2. THG-Emissionen entlang der Lieferkette mit möglichen Bilanzgrenzen (angelehnt an BSI 2014, S. 13)	LVI
A.3. Instrumente des Energiemanagements (angelehnt an Kießling 2017, S. 17)	LVI
A.4. Vergleich der Emissionsfaktoren zur Stromgenerierung in Abhängigkeit der Datenquelle	LVII
A.5. Preishöhen internationaler Kohlenstoffbepreisungen (in Anlehnung an World Bank Group et al. 2019, S. 26)	LXI
A.6. Schnittkosten des Energiebezugspreises in Abhängigkeit der Versorgungskonstellation für eine PV Großanlage	LXXIV
A.7. Schnittkosten des Energiebezugspreises in Abhängigkeit der Versorgungskonstellation für eine PV Freiflächenanlage	LXXV
A.8. Schnittkosten des Energiebezugspreises in Abhängigkeit der Versorgungskonstellation für eine Windkraftanlage-Onshore	LXXVI
A.9. Einnahmen- und Ausgabenvergleich im Szenario S1-100	XCIV
A.10. Einnahmen- und Ausgabenvergleich im Szenario S3-20	XCIV
A.11. Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds im Szenario S1-100	XCIV
A.12. Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds im Szenario S3-20	XCIV
A.13. Finanzielle Transaktionen der Szenarien S5 und S6	XCVI
A.14. Finanzielle Transaktionen der Szenarien S7 und S8	XCVI
A.15. Aufteilung der Messbezirke in der exemplarischen Produktionshalle (angelehnt an Schümann 2020, S. XVII)	XCVII
A.16. Aufteilung der technischen Wärme und Raumwärme auf die drei betrachteten Produkte (angelehnt an Schümann 2020, S. XVIII)	XCIX

Tabellenverzeichnis

1.1. Klimaziele der Bundesregierung bis 2050 (angelehnt an BMU 2019c, S. 24)	1
2.1. Emissionen und -verringerungsziele beispielhafter Unternehmen (angelehnt aber aktualisiert an Heiny et al. 2019)	12
2.2. Literaturüberblick zur Emissionsbepreisung	21
2.3. Vergleich der Vorgehensweisen zur Erreichung einer Klimaneutralität	23
3.1. Mengenschlüssel zur Kostenverrechnung (Auszug aus Horsch 2018, S. 99)	38
3.2. Kategorisierung der Allokationsmethoden (angelehnt an Brautsch et al. 2013, S. 29)	41
4.1. Effekte der Bepreisungsmechanismen auf den Geschäftsbetrieb (Kombination von Abe et al. 2015a, S. 14; UNFCCC 2016, S. 12)	62
5.1. Übersicht zur wirtschaftlichen Bewertung von Effizienzmaßnahmen	74
5.2. Interne Verzinsung von Investitionen in Energieeffizienz als Funktion von geforderter Amortisationszeit und Nutzungsdauer (angelehnt an Jochem et al. 1996, S. 480)	75
5.3. Länderspezifischer Energiehaushalt in TWh/a (vgl. Länderdaten 2018)	84
5.4. Label und Kriterien zur Sicherstellung des zusätzlichen Umweltnutzens	90
5.5. Gegenüberstellung der Strombezugsvarianten in ct/kWh (in Anlehnung an BDEW 2019a, S. 25)	93
5.6. Kosten und Ersparnis ggü. dem Fremdbezug je Strombezugsvariante sowie die Stromgestehungskosten für PV- und WK-Anlagen in ct/kWh	95
5.7. Wesentliche Qualitätsstandards freiwilliger Emissionszertifikate (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 23)	106

5.8. Gängige Typen der Kompensationsprojekte (vgl. Wolters et al. 2018a, S. 23)	107
5.9. Wichtigste Industriemetalle und deren weltweite Nachfrage in 1.000t . .	109
5.10. Beschaffungsdifferenzkosten zwischen klimafreundlichster und -schädlichster Produktion von Vorprodukten	114
6.1. Unternehmensweite Betrachtung der Energieverteilung innerhalb der Querschnittstechnologien	133
6.2. Einsparoptionen im Bereich der Querschnittstechnologien basierend auf der Energieverteilung und den Auswertungen von Lösch et al. (2015, S. 36, 120)	134
6.3. Szenarienübersicht mit den entsprechenden Parametern	144
6.4. Finanzielle unternehmensinterne Aufwendungen der Szenarienkombinationen S1 und S2	149
6.5. Finanzielle unternehmensinterne Aufwendungen der Szenarienkombinationen S3 und S4	151
6.6. Integrale Untersuchung der Energie- und Emissionsmenge	153
6.7. Emissions- und Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung aus Ländern mit den geringsten Emissionen	162
6.8. Rohstoffaufschlüsselung der drei betrachteten Antriebsaggregate	162
6.9. Emissions- und Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung pro Stück . .	163
6.10. Emissions- und Kostendifferenzen der Rohstoffbeschaffung der jährlichen Produktionssumme	164
6.11. Finanzielle Parameter der Szenarien mit PV-basierter Energieversorgung	166
7.1. Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe und des Strommixes in g_{CO_2}/kWh (UBA 2019b, S. 16 (Stand 2018))	169
7.2. Datengrundlage der Emissionsfaktorberechnung	174
7.3. Übersicht der veränderte Notation im Vergleich zu Kapitel 6	181
7.4. Vergleich der kumulierten Energie- und Emissionsmenge mit variablem EF	182
7.5. Kumulierte Emissionsmenge zum Szenarienvergleich in Abbildung 7.7 .	183
8.1. Klimaschutzbeitrag der einzelnen Neutralitätsmaßnahmen	189
A.1. Treibhausgase und deren THG-Potenzial relativ zu CO_2 laut Myhre et al. (2013, S. 731–737)	LV
A.2. Werte und Quellen der Emissionsfaktoren zur Abbildung A.4	LVIII
A.3. Verteilung des Energiebedarfes auf unterschiedliche Technologien	LXII
A.4. Datengrundlage zur Bewertung der Minimierungspotenziale	LXII
A.5. Länderkürzel nach ISO (2013)	LXIV
A.6. Ökostrom-Label: Grüner Strom	LXV
A.7. Ökostrom-Label: ok-power	LXVI

A.8. Ökostrom-Label: TÜV Nord	LXVII
A.9. Ökostrom-Label: TÜV Süd	LXVIII
A.10.Ökostrom-Label: EKOenergie	LXIX
A.11.Ökostrom-Label: Greenpeace energy	LXX
A.12.Parameter zur Berechnung der StGK pro kW _p einer PV Großanlage	LXXIV
A.13.Parameter zur Berechnung der StGK pro kW _p einer PV Freiflächenanlage	LXXV
A.14.Parameter zur Berechnung der StGK pro kW einer Onshore Windkraftanlage	LXXVI
A.15.Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Emissionsfaktoren der gängigsten Metalle zu Abbildung 5.14	LXXXVI
A.16.Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Handelspreise der gängigsten Metalle zu Abbildung 5.14	LXXXVIII
A.17.Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Emissionsfaktoren einiger Kunststoffe zu Abbildung 5.15	LXXXIX
A.18.Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Handelspreise der gängigsten Kunststoffe zu Abbildung 5.15	XC
A.19.Emissionsfaktoren und Energiepreise der Fallstudie	XCI
A.20.Kosten für das unterlassen von Emissionsausgleichsmaßnahmen	XCI
A.21.Energiebedarf in Abhängigkeit der Unternehmensbereiche und Energiemedien in MWh	XCII
A.22.Substituierung durch eine PV-Anlage am Unternehmensstandort	XCII
A.23.Fallstudie: Substituierung EE-1	XCIII
A.24.Fallstudie: Substituierung EE-2	XCIII
A.25.Datengrundlage der Wärmepumpe zur Wärmesubstituierung	XCIII
A.26.Bepreisungsparameter der Szenarien mit einer Windkraft-basierten Energieversorgung	XCVII
A.27.Flächenbelegung des Antriebsaggr. C im Vergleich zum Messbezirk (vgl. Schümann 2020, S. 66)	XCVIII
A.28.Fertigungsverhältnis der monatlichen Stückzahlen (angelehnt an Schümann 2020, S. XVIII)	XCIX
A.29.Anteiliger Erdgasbedarf zweier wärmebehandelter Produkte in kWh	C
A.30.Wirkungsgradkennzahlen verschiedener Technologien	CI
A.31.Spezifische CO ₂ -Emissionen verschiedener Technologien	CII
A.32.Merkmale der KWK-Anlage	CII
A.33.Emissionsrelevante Stromerzeugung (Fraunhofer ISE 2018; UBA 2019b, S. 26–27)	CIII
A.34.CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung nach Energieträgern in Mio. Tonnen (UBA 2019b, S. 25)	CIV

A.35.Studiendaten der installierten Gaskraftwerksleistung bis 2050 in GW . .	CVII
A.36.Szenarienvergleich der Stromnachfrage bis 2050 in TWh/a	CVIII

Schrifttum

- Abe, T., J. L. Bravinder, S. S. Goodrich, S. Lavos, A. Leiser (2015a). *Emerging Practices in Internal Carbon Pricing. A Practical Guide*. Hrsg. von World Business Council for Sustainable Development. Genf. URL: <https://www.wbcsd.org/Projects/Education/Resources/Emerging-Practices-in-Internal-Carbon-Pricing-A-Practical-Guide> (besucht am 16.12.2019).
- Abe, T., J. L. Bravinder, S. S. Goodrich, S. Lavos, A. Leiser (2015b). *Emerging Practices in Internal Carbon Trading. A Practical Guide*. Hrsg. von World Business Council for Sustainable Development. Genf. URL: https://docs.wbcsd.org/2015/12/Leadership-2015-Emerging_Practices_in_Internal_Carbon_Pricing.pdf (besucht am 21.05.2019).
- Abusoglu, A., M. Kanoglu (2009). „Allocation of Emissions for Power and Steam Production Based on Energy and Exergy in Diesel Engine Powered Cogeneration“. In: *Energy & Fuels* 23.3, S. 1526–1533. ISSN: 0887-0624. DOI: 10.1021/ef800841w.
- Addicott, E., A. Badahdah, L. Elder, W. Tan (2019). *Internal Carbon Pricing. Policy Framework and Case Studies*. URL: <https://cbey.yale.edu/sites/default/files/2019-09/Internal%20Carbon%20Pricing%20Report%20Feb%202019.pdf> (besucht am 06.11.2019).
- AGCS (2019). *Allianz Risk Barometer. Top Business Risk for 2019*. Hrsg. von Allianz Global Corporate & Specialty. München. URL: <https://www.agcs.allianz.com/content/dam/onemarketing/agcs/agcs/reports/Allianz-Risk-Barometer-2019.pdf> (besucht am 30.07.2019).
- AGEB (2020a). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018*. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html> (besucht am 13.07.2020).

- AGEB (2020b). *Bilanzen 1990 - 2018*. Hrsg. von Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. Berlin. URL: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html> (besucht am 08.07.2020).
- Agora Energiewende (2019). *Agorameter. Dokumentation Version 9.1*. Hrsg. von Agora Energiewende, Öko-Institut. Berlin. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/Agorameter/Hintergrunddokumentation_Agorameter_v36_web.pdf (besucht am 27.03.2020).
- Ahluwalia, M. B. (2017). *The Business of Pricing Carbon. How Companies are Pricing Carbon to Mitigate Risks and prepare for a Low-Carbon future*. Hrsg. von Center for Climate and Energy Solutions. Arlington. URL: <https://www.c2es.org/site/assets/uploads/2017/09/business-pricing-carbon.pdf> (besucht am 31.07.2019).
- AIB (2019a). *Activity statistics*. Hrsg. von Association of issuing bodies. Brüssel. URL: <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/activity-statistics-all-aib-members> (besucht am 08.03.2020).
- AIB (2019b). *Annual Report 2018*. Hrsg. von Association of issuing bodies. Brüssel. URL: https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/news-events/annual-reports/AIB%20Annual%20Report%202018_web20191021.pdf (besucht am 08.08.2019).
- AIB (2019c). *European Residual Mixes. Results of the calculation of Residual Mixes for the calendar year 2018*. Hrsg. von Association of issuing bodies. URL: <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix> (besucht am 30.07.2019).
- Aldrich, R., F. X. Llauro, J. Puig, P. Mutjé, M. A. Pèlach (2011). „Allocation of GHG emissions in combined heat and power systems: a new proposal for considering inefficiencies of the system“. In: *Journal of Cleaner Production* 19.9-10, S. 1072–1079. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2011.02.014.
- Allianz für Entwicklung und Klima (o. J.). Hrsg. von Allianz für Entwicklung und Klima, Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung. Bonn und Eschborn: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. URL: <https://allianz-entwicklung-klima.de/kompensationspartner/> (besucht am 08.06.2020).
- Alvarenga, R. af, J. Dewulf, S. de Meester, A. Wathélet, J. Villers, R. Thommeret, Z. Hruska (2013). „Life cycle assessment of bioethanol-based PVC“. In: *Biofuels, Bioproducts and Biorefining* 7.4, S. 386–395. ISSN: 1932104X. DOI: 10.1002/bbb.1405.
- Arnold, Jens (2011). „CSR-Kommunikation am nachhaltigen Kapitalmarkt“. In: *uwf Umwelt-WirtschaftsForum* 19.3-4, S. 229–236. ISSN: 0943-3481. DOI: 10.1007/s00550-012-0233-4.

- atmosfair (2015). *Anforderungen an und Grenzen von CO₂-Kompensation für den Klimaschutz. Analyse, Kriterien und Leitfaden für sinnvolle Kompensation*. Hrsg. von atmosfair gGmbH. URL: https://www.atmosfair.de/wp-content/uploads/studie-grenzen-und-anforderungn-an-co2-kompensation_092015.pdf (besucht am 16.10.2019).
- atmosfair (o. J.). *Unsere Klimaschutzprojekte*. Hrsg. von atmosfair gGmbH. Berlin. URL: https://www.atmosfair.de/de/faqs/unsere_klimaschutzprojekte/ (besucht am 08.06.2020).
- Australian Government agency (2019). *National Carbon Offset Standard (NCOS)*. Australien, Phillip ACT. URL: <https://www.ipaustralia.gov.au/tools-resources/certification-rules/1369520> (besucht am 13.05.2020).
- BAFA (2019). *Merkblatt zu den CO₂-Faktoren. Energieeffizienz in der Wirtschaft – Zuschuss und Kredit*. Eschborn. URL: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_merkblatt_co2.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (besucht am 18.07.2019).
- Barlett, N., H. Cushing, S. Law, R. Kiadeh, C. Lyngsby (2017). *Putting a price on carbon. Integrating climate risk into business planning*. Hrsg. von Carbon Disclosure Project. New York. URL: <https://b8f65cb373b1b7b15feb-c70d8ead6ced550b4d987d7c03fcdd1d.ssl.cf3.rackcdn.com/cms/reports/documents/000/002/738/original/Putting-a-price-on-carbon-CDP-Report-2017.pdf?1507739326> (besucht am 07.08.2019).
- Bassen, A., T. Busch, S. Lewandowski, F. Sump (2016). *Wesentlichkeit von CO₂-Emissionen für Investitionsentscheidungen*. Hrsg. von Union Investment. Hamburg: Universität Hamburg. URL: <https://www.wiso.uni-hamburg.de/fachbereich-sozoek/professuren/bassen/forschung/forschungsprojekte/wesentlichkeit-von-co2-emissionen-fuer-investitionsentscheidungen.html> (besucht am 04.07.2019).
- BDEW (2018a). *Fakten und Argumente - Kraftwerkspark in Deutschland*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/20180427_Fakten-Argumente-Kraftwerkspark-Deutschland.pdf (besucht am 15.05.2019).
- BDEW (2018b). *Jahresvolllaststunden 2010 bis 2017 Tabelle*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden-2010_2017_o_online_jaehrlich_Ba_26042018.pdf (besucht am 15.05.2019).
- BDEW (2018c). *Umsetzungshilfe zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2016*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20180601_BDEW-Umsetzungshilfe_KWK-G-2016.pdf (besucht am 10.08.2019).

- BDEW (2019a). *BDEW-Strompreisanalyse Juli 2019. Haushalte und Industrie*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf (besucht am 10.08.2019).
- BDEW (2019b). *Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland*. Hrsg. von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. URL: https://www.bdew.de/media/documents/PI_20181102_Bruttostromverbrauch-uerzeugung.pdf (besucht am 20.03.2020).
- Beer, M. (2009). *CO₂-Verminderung in Deutschland. Endbericht*. Unter Mitarb. von R. Corradini, T. Gobmaier, L. Köll, R. Podhajsky, M. Zotz. 2., überarb. Aufl. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). ISBN: 978-3-941802-02-5.
- Bellmann, E., P. Zimmermann (2019). *Klimaschutz in der Industrie. Forderungen an die Bundesregierung für einen klimaneutralen Industriestandort Deutschland*. Hrsg. von WWF Deutschland. Berlin. URL: <https://mobil.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Klimaschutz-in-der-Industrie.pdf> (besucht am 04.05.2020).
- Betz, R., K. Rogge, J. Schleich (2005). *Flexible Instrumente im Klimaschutz. Emissionsrecht, Clean Development Mechanism, Joint Implementation*. Eine Anleitung für Unternehmen. Hrsg. von Umweltministerium Baden-Württemberg. Stuttgart: Fraunhofer ISI u. a. URL: <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-31322.html> (besucht am 30.07.2019).
- Blesl, M., A. Kessler (2017). *Energieeffizienz in der Industrie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-55998-7. DOI: 10.1007/978-3-662-55999-4.
- BMF (2000). *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle "AV")*. Vorschrift. Hrsg. von Bundesministerium der Finanzen. Berlin. URL: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_AV.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (besucht am 01.04.2020).
- BMJV, BfJ (1992). *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas. KAV*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/kav/> (besucht am 06.07.2019).
- BMJV, BfJ (1999). *Stromsteuergesetz. StromStG*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/> (besucht am 06.07.2019).
- BMJV, BfJ (2005a). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). EnWG*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bun-

-
- desamt für Justiz. Berlin. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/ (besucht am 06.07.2019).
- BMJV, BfJ (2005b). *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung). StromNEV*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/> (besucht am 06.07.2019).
- BMJV, BfJ (2016a). *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. KWKG*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/ (besucht am 06.07.2019).
- BMJV, BfJ (2016b). *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten. AbLaV*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/ablav_2016/index.html (besucht am 10.08.2019).
- BMJV, BfJ (2017). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien. Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ (besucht am 06.07.2019).
- BMJV, BfJ (2019). *Gesetz über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen. (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG)*. Hrsg. von Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, Bundesamt für Justiz. Berlin. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html#BJNR272800019BJNG000100000> (besucht am 15.02.2020).
- BMU (2016). *Das Übereinkommen von Paris und dessen Artikel 6*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: <https://www.carbon-mechanisms.de/einfuehrung/das-uebereinkommen-von-paris-und-dessen-artikel-6/> (besucht am 03.06.2020).
- BMU (2017a). *Deutschland ratifiziert zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: <https://www.bmu.de/pressemitteilung/deutschland-ratifiziert-zweite-verpflichtungsperiode-des-kyoto-protokolls/> (besucht am 26.05.2020).
- BMU (2017b). *Verpflichtungsperioden*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: <https://www.bmu.de/themen/klima->

- energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/kyoto-protokoll/verpflichtungsperioden/
(besucht am 26.05.2020).
- BMU (2018). *Klimaschutzbericht 2018*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: <https://www.bmu.de/download/klimaschutzbericht-2018/> (besucht am 26.05.2020).
- BMU (2019a). *Ergebnisse der UN-Klimakonferenzen. Etappen des Klimaverhandlungsprozesses*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/un-klimakonferenzen/ergebnisse-der-un-klimakonferenzen/> (besucht am 31.07.2019).
- BMU (2019b). *EU-Klimapolitik. Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/eu-klimapolitik/> (besucht am 08.08.2019).
- BMU (2019c). *Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik - Ausgabe 2019*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2019_broschuere_bf.pdf (besucht am 05.03.2020).
- BMWi (2019a). *Abkommen von Paris*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html> (besucht am 03.06.2020).
- BMWi (2019b). *Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2019*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=72 (besucht am 08.01.2020).
- BMWi (2019c). *Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“*. *Umweltbewusstsein in Deutschland 2018*. Abschlussbericht. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf> (besucht am 15.05.2019).
- BMZ (2019). *Klimaneutrales BMZ 2020. Vermeiden. Reduzieren. Kompensieren*. Hrsg. von Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung. Bonn. URL: https://www.bmz.de/de/mediathek/publikationen/reihen/infobroschueren_flyer/infobroschueren/sMaterialie470_bmz_klimaneutral_2019.pdf (besucht am 14.05.2020).

- BNetzA (2016). *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (besucht am 28. 11. 2019).
- BNetzA (2018). *Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030*. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: https://www.netzausbau.de/bedarfsermittlung/2030_2019/szenariorahmen2019-2030/de.html (besucht am 15. 05. 2019).
- BNetzA (2019a). *Beendete Ausschreibungen. Ergebnisse und Hintergrundinformationen zu Ausschreibungen für Windenergie-Anlagen an Land*. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html (besucht am 08. 03. 2020).
- BNetzA (2019b). *EEG in Zahlen 2018*. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html (besucht am 28. 11. 2019).
- BNetzA (2019c). *Netzentgelt. Was ist ein Netzentgelt (auch als Netznutzungsentgelt bezeichnet)?* Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/Netzentgelt.html> (besucht am 13. 07. 2019).
- BNetzA (2019d). *Umlage für abschaltbare Lasten. Was ist der Grund für diesen Teil des Strompreises?* Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/umlage_abschaltbare_lasten.html (besucht am 13. 07. 2019).
- BNetzA (2019e). *Wie setzt sich der Strompreis zusammen?* Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bonn. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html> (besucht am 12. 08. 2019).

- BNetzA, BKartA (2020). *Monitoringbericht 2019*. Bericht. Hrsg. von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt. Bonn. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (besucht am 24.03.2020).
- Bode, S., F. Lüdeke (2007). „CO₂-neutrales Unternehmen – was ist das?“ In: *wuf Umwelt-WirtschaftsForum* 15.4, S. 265–273. ISSN: 0943-3481. DOI: 10.1007/s00550-007-0046-z.
- Bosse, M. (2013). *Koksloser Kupolofen. Der energieeffiziente Gießereibetrieb 2.0*. Hrsg. von BREF Gießerei. Düsseldorf. URL: http://effguss.bdguss.de/?wpfb_dl=78.
- Bothe, D., T. Steinfort (2020). *Cradle-to-Grave-Lebenszyklusanalyse im Mobilitätssektor. Metastudie zur CO₂-Bilanz alternativer Fahrzeugantriebe*. Hrsg. von Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e.V. Frankfurt am Main: Frontier Economics Ltd. URL: https://www.fvv-net.de/fileadmin/user_upload/medien/materialien/FVV_LCA_Lebenszyklusanalyse_Frontier_Economics_R595_final_2020-06_DE.pdf (besucht am 02.12.2020).
- Brautsch, M., R. Lechner (2013). *Effizienzsteigerung durch Modellkonfiguration in BHKW-Anlagen. Abschlussbericht*. Bd. 2840. Forschungsinitiative Zukunft Bau F. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag. ISBN: 978-3-8167-8932-1.
- Brohé, A. (2016). *The Handbook of Carbon Accounting*. 1st ed. Saltaire: Taylor & Francis Group. ISBN: 978-1-78353-316-9.
- Bruck, P. (2017). *Instrumente zur Erstellung von CO₂-Bilanzen*. Hrsg. von TARA Ingenieurbüro GmbH & Co. KG. Bremen. URL: https://www.energiekonsens.de/media/05_Vortraege/2017/Vortrag%20CO-2-Bilanzierung%20Philipp%20Bruck%20TARA%20online.pdf (besucht am 16.08.2019).
- BSI (2010). *PAS 2060:2010. Specification for the demonstration of carbon neutrality*. London. ISBN: 978-0-580-66752-7.
- BSI (2014). *Product Carbon Footprinting for Beginners. Guidance for smaller businesses on tackling the carbon footprinting challenge*. Hrsg. von British Standards Institution. London. URL: <https://www.bsigroup.com/LocalFiles/en-GB/standards/BSI-sustainability-guide-product-carbon-footprinting-for-beginners-UK-EN.pdf> (besucht am 19.02.2020).
- Buchenau, N. (2020). „Ausgestaltung von Verfahren zur betriebsinternen CO₂-Bepreisung“. Bachelorarbeit. Kassel: Universität Kassel.

- Buchenau, N., C. Hannen, P. K. R. Holzapfel, M. Finkbeiner, J. Hesselbach (2021). „Allocation of CO₂ emissions to the by-products of CHP plants. A methodological review“. Manuscript submitted for publication. In: *Journal of Cleaner Production*. ISSN: 09596526.
- Bünger, B., A. Matthey (2018). *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Methodische Grundlagen*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-11-12_methodenkonvention-3-0_methodische-grundlagen.pdf (besucht am 30.07.2019).
- Bürger, V., C. Rohde, W. Eichhammer, B. Schlomann (2012). *Energieeinsparquote für Deutschland? Bewertung des Instruments der Energieeinsparquote (Weiße Zertifikate) auf seine Eignung als Klimaschutzinstrument für Deutschland*. Endbericht. Hrsg. von Öko-Institut e.V., Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI) im Auftrag der KfW Bankengruppe und des WWF Deutschland. Freiburg. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/1530/2012-088-de.pdf> (besucht am 13.07.2020).
- Castro Molinaire, J. (2013). *Sustainability analysis of copper extraction and processing using LCA methods*. Hrsg. von Imperial College London. London. DOI: 10.25560/24781.
- CDP (2014). *Die Zukunft der globalen Wertschöpfung. Wettbewerbsfaktor Management der Scope-3-Emissionen der Lieferkette Analyse der 350 größten börsennotierten Unternehmen in der DACH-Region*. Hrsg. von Carbon Disclosure Project, Systain Consulting GmbH. Berlin, Hamburg. URL: http://www.ccf.nrw.de/_database/_data/datainfopool/management_der_scope-3-emissionen_der_lieferkette.pdf (besucht am 19.06.2020).
- CDP (2017). *Putting a Price on Carbon. Integrating climate risk into business planning*. URL: <https://b8f65cb373b1b7b15feb-c70d8ead6ced550b4d987d7c03fcdd1d.ssl.cf3.rackcdn.com/cms/reports/documents/000/002/738/original/Putting-a-price-on-carbon-CDP-Report-2017.pdf?1507739326> (besucht am 06.11.2019).
- CDP (2019). *CDP Technical Note: Accounting of Scope 2 emissions. CDP Climate Change Questionnaire 2019*. Hrsg. von Carbon Disclosure Project. URL: https://b8f65cb373b1b7b15feb-c70d8ead6ced550b4d987d7c03fcdd1d.ssl.cf3.rackcdn.com/cms/guidance_docs/pdfs/000/000/415/original/CDP-Accounting-of-Scope-2-Emissions.pdf?1479752807 (besucht am 02.03.2020).
- CDP (2020). *Science Based Targets. Driving ambitions corporate climate action*. Hrsg. von Carbon Disclosure Project. URL: <https://sciencebasedtargets.org/companies-taking-action/> (besucht am 12.10.2020).
- CEER (2018). *Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2016 and 2017*. Public report. Hrsg. von Council of European Energy Regulators. Brüssel. URL: <https://www.ceer.eu/~/media/CEER/Files/2018/Status-Review-of-Renewable-Support-Schemes-in-Europe-for-2016-and-2017.pdf>

- [//www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed](http://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/80ff3127-8328-52c3-4d01-0acbdb2d3bed) (besucht am 08.03.2020).
- ClimeLine (o. J.). *Klimaneutral. Der Klimawandel ist die größte Herausforderung der Menschheit*. Hrsg. von Climateline by Zukunftswerk. Starnberg. URL: <https://www.climateline.org/prinzip.html> (besucht am 05.05.2020).
- Conversio (2017). *Stoffstrombild Kunststoffe in Deutschland 2017*. Kurzzusammenfassung. Hrsg. von ConversioMarket & StrategyGmbH. Mainaschaff. URL: <https://www.plasticseurope.org/de/resources/publications/543-kurzfassung-studie-stoffstrombild-kunststoffe-deutschland-2017> (besucht am 05.08.2020).
- CPLC (2017). *Report of the High-Level Commission on Carbon Prices*. Hrsg. von High-Level Commission on Carbon Prices. Washington, DC: World Bank Group. URL: https://static1.squarespace.com/static/54ff9c5ce4b0a53deccfb4c/t/59b7f2409f8dce5316811916/1505227332748/CarbonPricing_FullReport.pdf (besucht am 25.07.2019).
- David, L., C. Feng (2019). *Development of the Guarantees of Origin Market 2009-2018*. Report. Hrsg. von RECS International, VaasaETT. Hertogenbosch, Niederlande und Helsinki, Finnland. URL: http://reco.org/assets/doc_4465.pdf (besucht am 07.03.2020).
- DEHSt (2015a). *Emissionshandel in Zahlen*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Berlin: Deutsche Emissionshandelsstelle. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Broschuere_EH-in-Zahlen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 16.08.2019).
- DEHSt (2015b). *Emissionszertifikate. Aktualisierte Fassung für die EU-Handelsperiode und Kyoto-Verpflichtungsperiode 2013-2020*. Hrsg. von Deutsche Emissionshandelsstelle. Berlin. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/register/REG_Emissionszertifikate-2013-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 27.05.2020).
- DEHSt (2019). *Europäischer Emissionshandel 2013-2020*. Factsheet. Hrsg. von Deutsche Emissionshandelsstelle. Berlin. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Factsheet_EH-2013-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (besucht am 28.05.2020).
- DEHSt (Mai 2018). *Freiwillige Kompensation*. Hrsg. von Deutsche Emissionshandelsstelle. Umweltbundesamt. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/Factsheet_Freiwillige-Kompensation.pdf?__blob=publicationFile&v=8 (besucht am 24.07.2019).

- dena (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur GmbH. Berlin. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261__dena-Leitstudie__Integrierte_Energiewende_lang.pdf (besucht am 21.01.2020).
- Deshmukh, C., F. Guérin, D. Labat, S. Pighini, A. Vongkhamsoo, P. Guédant, W. Rode, A. Godon, V. Chanudet, S. Descloux, D. Serça (2016). „Low methane (CH₄) emissions downstream of a monomictic subtropical hydroelectric reservoir (Nam Theun 2, Lao PDR)“. In: *Biogeosciences* 13.6, S. 1919–1932. DOI: 10.5194/bg-13-1919-2016.
- Destatis (2020a). *GENESIS-Online. 51000-0010: Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Ware (4-/6-Steller), Länder*. Hrsg. von Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=table&code=51000-0010&bypass=true&levelindex=0&levelid=1592472283473#abreadcrumb> (besucht am 19.06.2020).
- Destatis (2020b). *GENESIS-Online. 51000-0016: Aus- und Einfuhr (Außenhandel): Deutschland, Jahre, Ware (8-Steller), Länder*. Hrsg. von Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. URL: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=find&suchanweisung=language=de&query=51000-0016#abreadcrumb> (besucht am 19.06.2020).
- DGCN (2017). *Einführung Klimamanagement. Schritt für Schritt zu einem effektiven Klimamanagement in Unternehmen*. Hrsg. von Deutsches Global Compact Netzwerk. Berlin: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. URL: http://www.sustainable.de/wp-content/uploads/2019/05/DGCN-Publikation_Einf%C3%BChrung-Klimamanagement_DE_screen.pdf (besucht am 20.02.2020).
- DIHK (2017). *Faktenpapier Strompreise in Deutschland 2017*. Hrsg. von Deutscher Industrie- und Handelskammertag. Berlin und Brüssel. URL: <https://www.karlsruhe.ihk.de/blueprint/servlet/resource/blob/3616266/aed5a8ba48f48c2ee01ef959107a21c8/faktenpapier-strompreise-in-deutschland-2017-data.pdf> (besucht am 28.11.2019).
- DIN EN ISO 14040, Hrsg. (2009). *Umweltmanagement - Ökobilanz*. Deutsches Institut für Normung (DIN). Berlin: Beuth Verlag GmbH.
- DIN EN ISO 14044, Hrsg. (2018). *Umweltmanagement - Ökobilanz*. Deutsches Institut für Normung (DIN). Berlin: Beuth Verlag GmbH. DOI: 10.31030/2761237.
- DIN EN ISO 14064-1, Hrsg. (2019). *Treibhausgase*. Deutsches Institut für Normung (DIN). Berlin: Beuth Verlag GmbH.
- DIN EN ISO 14067-02, Hrsg. (2019). *Treibhausgase - Carbon Footprint von Produkten*. Deutsches Institut für Normung (DIN). Berlin: Beuth Verlag GmbH. DOI: 10.31030/2851769.

- DIN EN ISO 9000, Hrsg. (2015). *Qualitätsmanagementsysteme*. Deutsches Institut für Normung (DIN). Berlin: Beuth Verlag GmbH. DOI: 10.31030/2325650.
- Dittmann, A., T. Sander, G. Menzler (2009). *Die ökologische Bewertung von Wärme und Elektroenergie ein Instrument zur Erhöhung der Akzeptanz der Kraft-Wärme-Kopplung*. Sonderdruck. Hrsg. von Verband der industriellen Energie- & Kraftwirtschaft. Dresden, Essen: Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik. URL: https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/ressourcen/dateien/veroeffltg/sonder_vik?lang=de (besucht am 27.02.2020).
- Drenkelfort, G., T. Pröhl, K. Ereik, F. Behrendt, R. Zarnekow (2013). „Energiemonitoring im IKT-Umfeld Standards und Trends“. In: *IT-gestütztes Ressourcen- und Energiemanagement*. Hrsg. von J. Marx Gómez, C. Lang, V. Wohlgemuth. Bd. 27. Berlin, Heidelberg: Springer, S. 81–91. ISBN: 978-3-642-35029-0. DOI: 10.1007/978-3-642-35030-6_8.
- DUH (2019). „Klimaneutral – was bedeutet das eigentlich?“. In: *Pressemitteilung Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH)*. URL: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/klimaneutral-was-bedeutet-das-eigentlich/> (besucht am 24.10.2019).
- Duyck, S., E. Lennon (2020). *COP25 in Madrid – ein scheiternder Prozess trifft auf eine Welt in Bewegung*. Hrsg. von Heinrich-Böll-Stiftung e.V. Berlin. URL: <https://www.boell.de/de/2020/01/03/cop25-madrid-ein-scheiternder-prozess-trifft-auf-eine-welt-bewegung> (besucht am 03.06.2020).
- ECOZH (2019). *New milestone: Demand for renewable electricity surpasses 500 TWh in Europe*. Oslo, Norwegen und Nyon, Schweiz. URL: <https://www.ecohz.com/press-releases/new-milestone-demand-for-renewable-electricity-surpasses-500-twh-in-europe/> (besucht am 08.03.2020).
- EcoTopTen (2019). *EcoTopTen-Kriterien für Stromangebote*. Hrsg. von Öko-Institut. Freiburg. URL: https://www.ecotopten.de/sites/default/files/ecotopten_kriterien_oekostrom.pdf (besucht am 19.03.2020).
- EEP (2019). *Der EnergieeffizienzIndex der deutschen Industrie. Auswertungsergebnisse EEI 2019 2. Halbjahr*. Hrsg. von Universität Stuttgart- Institut für Energieeffizienz in der Produktion. Stuttgart. URL: https://www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/EEI-Winter-2019_20/2019_II_Ausgewaehlte-Ergebnisse_Pressemitteilung.pdf (besucht am 27.10.2020).
- EEP (2020). *Der Energieeffizienz-Index der deutschen Industrie. Ausgewählte Ergebnisse EEI 2020 1. Halbjahr*. Hrsg. von Universität Stuttgart- Institut für Energieeffizienz in der Produktion. Stuttgart. URL: https://www.eep.uni-stuttgart.de/dokumente/EEI-Sommer-2020/2020_I_Ausgewaehlte_Ergebnisse.pdf (besucht am 12.10.2020).

- EIB (2019). *Zweite Umfrage der EIB zum Klimawandel (1/3). Wie nehmen die Menschen den Klimawandel und dessen Auswirkungen auf ihr Leben wahr?* Hrsg. von Europäische Investitionsbank, BVA Group. Luxemburg. URL: <https://www.eib.org/de/surveys/2nd-citizen-survey/climate-change-impact.htm> (besucht am 20. 10. 2020).
- Eitelwein, O., L. Goretzki (2010). „Carbon Controlling und Accounting erfolgreich implementieren. Status Quo und Ausblick“. In: *Controlling & Management* 54.1, S. 23–31. ISSN: 1864-5410. DOI: 10.1007/s12176-010-0010-6.
- EKOenergy (2013). *Network and label*. Hrsg. von EKOenergy Network. Helsinki, Finnland. URL: <http://www.ekoenergy.org/wp-content/uploads/2013/06/EKOenergy-text-english.pdf> (besucht am 06. 04. 2020).
- ELH (2000). *Eco-Lighthouse - Zertifizierungssystem*. Hrsg. von Eco-Lighthouse Foundation. Norwegen. URL: <https://eco-lighthouse.org/certification-scheme/> (besucht am 13. 05. 2020).
- EnergieAgentur.NRW (2018). *Beispiele für die Klimaneutralität von Unternehmen*. Hrsg. von EnergieAgentur.NRW GmbH. Düsseldorf. URL: <https://www.energieagentur.nrw/klimaschutz/klimaneutralitaet/beispiele-fuer-die-klimaneutralitaet-von-unternehmen> (besucht am 13. 05. 2020).
- EnergieAgentur.NRW (o. J.). *Klimaneutralität durch freiwillige Kompensation*. Hrsg. von EnergieAgentur.NRW GmbH. Düsseldorf. URL: <https://www.energieagentur.nrw/klimaschutz/klimaneutralitaet/klimaneutralitaet-durch-freiwillige-kompensation> (besucht am 14. 05. 2020).
- EPE, I4CE (2016). *Internal carbon pricing. A growing corporate practice*. Hrsg. von Entreprises pour l'Environnement (EpE) und Institute for Climate Economics. URL: <https://www.i4ce.org/download/internal-carbon-pricing-an-increasingly-widespread-corporate-practice/> (besucht am 06. 11. 2019).
- Erhard, J., M. Kopp, S. Dräger, M. Wolfrum, A. Faupel, S. Klages, T. Kretzschmar, B. Wieler (2016). *Vom Emissionsbericht zur Klimastrategie. Grundlagen für ein einheitliches Emissions- und Klimastrategieberichtsweisen*. Hrsg. von WWF Deutschland, Carbon Disclosure Project. Berlin: pwc – PricewaterhouseCoopers AG. URL: <https://www.pwc.de/de/nachhaltigkeit/assets/leitfaden-vom-emissionsbericht-zur-klimastrategie.pdf> (besucht am 23. 07. 2019).
- Eurobarometer (2019). *Special Eurobarometer 490. Climate Change*. Report. Hrsg. von European Commission. URL: <https://ec.europa.eu/commfrontoffice/publicopinion/index.cfm/ResultDoc/download/DocumentKy/87643> (besucht am 21. 10. 2019).

- European Commission (2015). *EU ETS Handbook*. URL: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf (besucht am 06. 11. 2019).
- European Commission (2016). *EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050*. Luxembourg: Office for official publications of the european communities. ISBN: 978-92-79-52373-1. DOI: 10.2833/9127.
- European Parliament and Council, Hrsg. (2004). *Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates*. Richtlinie 2004/8/EG (EN:EC). Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32004L0008&from=DE> (besucht am 01. 03. 2020).
- European Parliament and Council, Hrsg. (2018). *Richtlinie 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates*. Richtlinie 2018/2001. Brüssel: Amtsblatt der Europäischen Union. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE> (besucht am 06. 03. 2020).
- Exner, A.-K. (2016). *Clean Development Mechanism und alternative Klimaschutzansätze*. Dissertation. Bd. Band 20. Beiträge zur sozialwissenschaftlichen Nachhaltigkeitsforschung. GutachterIn: Ekardt, F.; Schomerus, T. Marburg: Metropolis-Verlag. ISBN: 978-3-7316-1205-6.
- FfE (2010). *Basisdaten zur Bereitstellung elektrischer Energie*. Hrsg. von Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München. URL: https://www.ffe.de/download/wissen/186_Basisdaten_Energietraeger/Basisdaten_von_Energietraegern_2010.pdf (besucht am 27. 02. 2020).
- finanzen (2019). *CO₂-European Emissions Allowances*. Hrsg. von finanzen.net GmbH. Karlsruhe. URL: <https://www.finanzen.net/rohstoffe/co2-emissionsrechte/chart> (besucht am 31. 07. 2019).
- First Climate (2018). *Wege zur Klimaneutralität. CO₂-Kompensation und Grünstrombeschaffung für Unternehmen*. Hrsg. von First Climate Markets AG. Bad Vilbel und Frankfurt am Main. URL: https://www.firstclimate.com/wp-content/uploads/2017/05/How-to-go-Green_06-2018_Screen_DEUTSCH_v1.01_-1.pdf (besucht am 14. 05. 2020).
- Fleiter, T., Hrsg. (2013). *Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale". Stuttgart: Fraunhofer-Verl. ISBN: 978-3-8396-0515-8.
- Fortyr, P. (2016). *Corporate Carbon Footprint. Bundesstiftung Magnus Hirschfeld*. Hrsg. von Bundesstiftung Magnus Hirschfeld. Bonn: CO2OL Nature Carbon Collection. URL: <https://www.bundesstiftung-magnus-hirschfeld.de/~/media/Dateien/2016/Corporate-Carbon-Footprint-2016.pdf>

-
- [//mh-stiftung.de/wp-content/uploads/bmh-langzeitdokumentation-corporate-carbon-footprint.pdf](http://mh-stiftung.de/wp-content/uploads/bmh-langzeitdokumentation-corporate-carbon-footprint.pdf) (besucht am 20.02.2020).
- Franklin Associates (2011). *Cradle-to-Gate life cycle inventory of nine plastic resins and four polyurethane precursors*. Hrsg. von Franklin Associates, A division of eastern research group, inc. Prairie Village, Kansas, USA. URL: <https://plastics.americanchemistry.com/Reports-and-Publications/#Life%20Cycle%20Studies> (besucht am 23.06.2020).
- Fraunhofer ISE (2018). *Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland*. Hrsg. von Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. URL: https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm (besucht am 07.01.2020).
- Fraunhofer ISI (2014). *Kosten-/Nutzen-Analyse von Instrumenten zur Realisierung von Endenergieeinsparungen in Deutschland. Ausgestaltungsoptionen und Bewertung von Instrumenten und möglicher Instrumentenkombinationen für Deutschland*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesstelle für Energieeffizienz. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung.
- Freeman, R. E. (2010). *Strategic Management. A Stakeholder Approach*. New York: Cambridge University Press. ISBN: 978-0-521-15174-0.
- Fritsche, U. R., L. Rausch (2008). *Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: Öko-Institut. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3476.pdf> (besucht am 27.02.2020).
- GaBi (2020). *GaBi Software und Datenbanken 2020 Edition*. Hrsg. von thinkstep GmbH. Leinfelden-Echterdingen.
- Gackstatter, J. R., W. Fichter (2013). *Energieeffizienz - Das Zauberwort der Energiewende*. Hrsg. von Rationalisierungs- und Innovationszentrum der Deutschen Wirtschaft e.V. (RKW) Baden-Württemberg GmbH. Stuttgart: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL: <http://www.rkw-energieeffizienz.de/energiesparpotenziale/lastmanagement/impulsgespraech/> (besucht am 03.07.2020).
- Gagern, S. von, J. Erhard, J.-M. Krebs (2018). *Internal carbon pricing in companies. Preparing for future regulation and designing the transition to a*. Hrsg. von Global Compact Network Germany. URL: <https://www.globalcompact.de/wAssets/docs/Umweltschutz/Publikationen/Discussion-Paper-Internal-Carbon-Price-screen.pdf> (besucht am 22.05.2019).
- Gajjar, C., V. Adhia (2018). *Reducing Risk, Addressing Climate Change through Internal Carbon Pricing: A Primer for Indian Business*. Diskussionspapier. Hrsg. von World Resources

- Institute. URL: <https://www.wri.org/publication/internal-carbon-pricing-primer> (besucht am 02.01.2020).
- Garske, B. (2013). *Joint Implementation. Ökonomische Klimaschutzinstrumente und Technologiediffusion in Transformationsstaaten*. Bd. 11. Beiträge zur sozialwissenschaftlichen Nachhaltigkeitsforschung. Marburg: Metropolis-Verlag. ISBN: 9783731610533.
- GCP (2018). *Global Carbon Atlas. CO₂-Emissions*. Hrsg. von Global Carbon Project. URL: <http://www.globalcarbonatlas.org/en/CO2-emissions> (besucht am 09.08.2019).
- Gerbert, P., P. Herhold, J. Burchardt, S. Schönberger, F. Rechenmacher, A. Kirchner, A. Kemmler, M. Wunsch (2018). *Klimapfade für Deutschland*. Hrsg. von The Boston Consulting Group, Prognos AG. München. URL: <https://web-assets.bcg.com/e3/06/1c25c60944a09983526ff173c969/klimapfade-fuer-deutschland.pdf> (besucht am 02.11.2020).
- Gerdemann, R. (2010). *Effizientes Carbon Accounting bei Deutsche Post DHL*. Unter Mitarb. von R. Heinzemann, C. op de Hipt, K. Hufschlag. DOI: 10.1007/s12176-010-0009-z.
- Gogolin, M., T. Klaas-Wissing (2015). *"GreenTool" als Grundlage für das CO₂-Management*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-45520-3. DOI: 10.1007/978-3-662-45521-0.
- Gores, S., L. Emele, R. Harthan, W. Jörß, C. Loreck, V. Cook (2015). *Methodenpapier zur Bewertung von KWK-Anlagen in mittelfristiger Perspektive bis 2030*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2328/2015-497-de.pdf> (besucht am 27.02.2020).
- Greenpeace (2020). *VWs Bluff mit der Klimaneutralität. Wie Volkswagen sich mit einem wirkungslosen Kompensationsprojekt vor möglichen CO₂-Einsparungen drückt*. Recherche-papier. Hrsg. von Greenpeace e.V. Hamburg. URL: https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/s03221_gp_suv_id4_studie_09_2020_dt_fly_04.pdf (besucht am 20.10.2020).
- Greenpeace e.V. (2017). *Kriterien von GREENPEACE für sauberen Strom*. (Besucht am 30.07.2019).
- Grüner Strom-Label (2015). *Grüner Strom Kriterienkatalog 2015*. Hrsg. von Grüner Strom Label e.V. Version Version 1.2. Bonn. URL: https://www.gruenerstromlabel.de//fileadmin/user_upload/Infomaterial/Gruener_Strom-Label/GruenerStrom-Kriterienkatalog2015_V1.2.pdf (besucht am 20.03.2020).
- Günther, E., K. Stechemesser (2010). „Carbon Controlling“. In: *Controlling & Management* 54.1, S. 62–65. ISSN: 1864-5410. DOI: 10.1007/s12176-010-0016-0.

- Haensgen, T. (2002). *Das Kyoto-Protokoll. Eine ökonomische Analyse unter besonderer Berücksichtigung der flexiblen Mechanismen*. Bd. 40. BERG working paper series on government and growth. Bamberg: Univ. Bamberg Economic Research Group on Government and Growth. 155 S. ISBN: 3-931052-32-X. URL: <http://hdl.handle.net/10419/39711>.
- Hannen, C., S. Langer, J. Hesselbach (2019). „Auf die richtige Technologie setzen. Einfluss des Emissionsfaktors des künftigen deutschen Strommixes auf Anlageentscheidungen“. In: *BKW Das Energie-Fachmagazin der VDI Fachmedien GmbH & Co. KG* 11.71, S. 35–37.
- Hannen, C., L. Rahlwes, J. Hesselbach (2020). „Nachhaltige Emissionsreduzierung durch Eigenstromerzeugung“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 04.70, S. 15–18.
- Haque, S., M. Azizul Islam (2015). „Carbon Emission Accounting Fraud“. In: *Corporate Carbon and Climate Accounting*. Hrsg. von S. Schaltegger, D. Zvezdov, I. Alvarez Etxeberria, M. Csutora, E. Günther. Cham: Springer International Publishing, S. 243–257. ISBN: 978-3-319-27716-5. DOI: 10.1007/978-3-319-27718-9_11.
- Harangozó, G., A. Széchy, G. Zilahy (2015). „Corporate Sustainability Footprints. A Review of Current Practices“. In: *Corporate Carbon and Climate Accounting*. Hrsg. von S. Schaltegger, D. Zvezdov, I. Alvarez Etxeberria, M. Csutora, E. Günther. Cham: Springer International Publishing, S. 45–76. ISBN: 978-3-319-27716-5. DOI: 10.1007/978-3-319-27718-9_3.
- Harpankar, K. (2019). „Internal carbon pricing: rationale, promise and limitations“. In: *Carbon Management* 10.2, S. 219–225. DOI: 10.1080/17583004.2019.1577178.
- Harthan, R., H. Hermann (2018). *Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen*. Arbeitspapier. Hrsg. von Öko-Institut. Berlin. URL: <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/sectorale-abgrenzung-der-deutschen-treibhausgasemissionen-mit-einem-schwerpunkt-auf-die-verbrennungsbedingten-co2-emissionen> (besucht am 27. 03. 2020).
- Haubach, C. (2013). *Umweltmanagement in globalen Wertschöpfungsketten. Eine Analyse am Beispiel der betrieblichen Treibhausgasbilanzierung*. Zugl.: Heidelberg, Univ., Diss., 2013 u.d.T.: Haubach, Christian: Die Initialisierungsproblematik bei der Einführung eines Systems kumulierter Emissionsintensitäten. Springer-Gabler Research. Wiesbaden: Springer-Gabler. ISBN: 978-3-658-02486-4.
- Hauser, E., S. Heib, J. Hildebrand, I. Rau, A. Weber, J. Welling, J. Guldenberg, C. Maaß, J. Mundt, R. Werner, A. Schudak, T. Wallbott (2019). *Marktanalyse Ökostrom II. Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung*. Abschlussbericht. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: IZES gGmbH.

- He, X., H. C. Kim, T. J. Wallington, S. Zhang, W. Shen, R. de Kleine, G. A. Keoleian, R. Ma, Y. Zheng, B. Zhou, Y. Wu (2020). „Cradle-to-gate greenhouse gas (GHG) burdens for aluminum and steel production and cradle-to-grave GHG benefits of vehicle lightweighting in China“. In: *Resources, Conservation and Recycling* 152, S. 104497. ISSN: 09213449. DOI: 10.1016/j.resconrec.2019.104497.
- Hecking, H., M. Hintermayer, D. Lencz, J. Wagner (2017). *Energiemarkt 2030 und 2050. Der Beitrag von Gas- und Wärmeinfrastruktur zu einer effizienten CO₂-Minderung*. Hrsg. von Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln. Köln. URL: https://www.ewi-research-scenarios.de/cms/wp-content/uploads/2017/11/ewi_ERS_Energiemarkt_2030_2050.pdf (besucht am 28.09.2020).
- Heinrich-Böll-Stiftung (2017). *Kompensieren ist besser als gar nichts zu tun*. Hrsg. von Heinrich-Böll-Stiftung e.V. Berlin. URL: <https://www.boell.de/de/2017/07/09/kompensieren-ist-besser-als-gar-nichts-zu-tun> (besucht am 08.06.2020).
- Heiny, L. (2019). „So effektiv sind die Klimaziele der Dax-Riesen wirklich“. In: *manager magazin* Online. URL: <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/artikel/klimawandel-so-effektiv-sind-die-ziele-der-dax-konzerne-wirklich-a-1298415.html> (besucht am 02.11.2020).
- Heiny, L., D. Palan (2019). „Die Klimaversprechen der Dax-Konzerne“. In: *manager magazin* Online. URL: <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/die-klimaversprechen-der-dax-konzerne-a-88a328b9-2463-459e-ba59-5b585611c8d3> (besucht am 02.11.2020).
- Held, C., T. Tennigkeit, G. Techel, M. Seebauer (2010). *Analyse und Bewertung von Waldprojekten und entsprechender Standards zur freiwilligen Kompensation von Treibhausgasemissionen*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Version 11/2010. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/3966.pdf> (besucht am 04.06.2020).
- Hertle, H., A. Jentsch, L. Eisenmann, J. Brasche, S. Brückner, C. Schmitt, C. Sager, M. Schurig (2016). *Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO₂-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050*. Endbericht. Hrsg. von Umweltbundesamt. Berlin. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-nutzung-von-exergiestromen-in-kommunalen-strom> (besucht am 27.02.2020).
- Herzig, L., O. Caspar (2019). *CO₂-Preise: eine Idee, deren Zeit gekommen ist. Bestehende Instrumente und aktuelle Debatten in Europa und den G20*. Hrsg. von Germanwatch e.V. Bonn. URL: https://germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/Germanwatch-CO2-Preise-EU-G20_0.pdf (besucht am 19.11.2019).

-
- Hesselbach, J. (2012). *Energie- und klimaeffiziente Produktion*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag. ISBN: 978-3-8348-0448-8. DOI: 10.1007/978-3-8348-9956-9.
- Hickmann, T. (2017). „Voluntary global business initiatives and the international climate negotiations: A case study of the Greenhouse Gas Protocol“. In: *Journal of Cleaner Production* 169, S. 94–104. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.06.183.
- Hilpert, J. (2018). *Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien*. Entstanden im Rahmen des Vorhabens „NEW 4.0 Norddeutsche EnergieWende – Rechtliche Aspekte der Transformation des Energiesystems (FKZ 03SIN427)“. Hrsg. von Stiftung Umweltenergierecht. Würzburg. URL: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2019/02/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_12_PPA.pdf (besucht am 29.10.2020).
- Hölscher, L., F. J. Radermacher (2013). *Klimaneutralität - Hessen geht voran*. Dordrecht: Springer. ISBN: 978-3-8348-2609-1. DOI: 10.1007/978-3-8348-2610-7.
- Horsch, J. (2018). *Kostenrechnung. Klassische und neue Methoden in der Unternehmenspraxis*. 3., überarbeitete Auflage. Wiesbaden: Springer-Gabler. ISBN: 978-3-658-20030-5. DOI: 10.1007/978-3-658-20030-5.
- Horváth, P., J. Isensee, M. Seiter (2011). „Megatrends als Treiber der Zukunftssicherung des Controllings“. In: *Zukunftsorientierung in der Betriebswirtschaftslehre*. Hrsg. von V. Tiberius. Wiesbaden: Gabler, S. 171–188. ISBN: 978-3-8349-2474-2. DOI: 10.1007/978-3-8349-6642-1_7.
- Hottenroth, H., B. Joa, M. Schmidt (2014a). *Carbon Footprints für Produkte. Handbuch für die betriebliche Praxis kleiner und mittlerer Unternehmen*. MV-Wissenschaft. Münster: Monsenstein und Vannerdat. ISBN: 978-3-95645-191-1.
- Hottenroth, H., B. Joa, M. Schmidt (2014b). *Carbon Footprints für Produkte. Handbuch für die betriebliche Praxis kleiner und mittlerer Unternehmen*. Hrsg. von Institut für Industrial Ecology der Hochschule Pforzheim. Pforzheim: Hochschule Pforzheim, Fachhochschule Bingen und Hochschule Darmstadt. URL: https://www.hs-pforzheim.de/fileadmin/user_upload/uploads_redakteur/Forschung/INEC/Dokumente/Hottenroth_et_al_Carbon_Footprints_fuer_Produkte_web.pdf (besucht am 02.12.2020).
- IEA (2019a). *Energy Efficiency 2019*. Hrsg. von International Energy Agency. Paris. URL: https://webstore.iea.org/download/direct/2891?fileName=Energy_Efficiency_2019.pdf (besucht am 25.06.2020).
- IEA (2019b). *World Energy Outlook 2019*. Hrsg. von International Energy Agency. Paris. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (besucht am 13.07.2020).

- IRENA (2020). *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-244-4.
- ISO (2013). *ISO 3166-1:2013. Codes for the representation of names of countries and their subdivisions*. Hrsg. von Internationale Organisation für Normung. Geneva, Switzerland. URL: <https://www.iso.org/obp/ui/#search>.
- Jochem, E., H. Bradke (1996). „Rationelle Energieanwendung in der deutschen Industrie. Erreichtes, bestehende Hemmnisse und Perspektiven“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 08.46, S. 478–482.
- Jörling, K., T. Sach (2019). *Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik*. Ausgabe 2019. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Frankfurt am Main. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2019_broschuere_bf.pdf (besucht am 06. 11. 2019).
- Kahlenborn, W., M. Oehlmann, M. Linsenmeier, K. Bacher, K. Töpfer, J. Blazejczak, D. Eder, U. Lehr, C. Lutz, A. Nieters, M. Flaute, R. Büchele, G. Wolgam, P. Andrä (2019). *Wirtschaftliche Chancen durch Klimaschutz. Kurzbericht*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau: adelphi u. a. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-07_texte_15-2019_chancen-klimaschutz_kurzbericht_de.pdf (besucht am 19. 08. 2019).
- Kalinka, C., C. Peitz (2016). *Ökostrom: Labels und Tarife. Marktuntersuchung zu niedersächsischen Tarifen und Bewertung gängiger Labels*. Hrsg. von Verbraucherzentrale Niedersachsen e.V. Hannover. URL: <https://www.marktwaechter-energie.de/untersuchungen/ueberblick-oekostrom-labels/> (besucht am 09. 08. 2019).
- Kals, J. (2010). *Betriebliches Energiemanagement. Eine Einführung*. 1. Aufl. s.l.: Kohlhammer Verlag. ISBN: 978-3170211339.
- Karbassi, L., J. Park, E. Metzger (2015). *Executive Guide to Carbon Pricing Leadership. A Caring for Climate Report*. Hrsg. von United Nations Global Compact, World Resources Institute. URL: <https://www.unglobalcompact.org/library/3711> (besucht am 21. 05. 2019).
- Kießling, L. (2017). „Analyse bestehender Softwaremodule im Rahmen des betrieblichen Energiemanagements und Bewertung des Integrationsgrads des PDCA Zyklus“. Bachelorarbeit. Mittweida: Hochschule Mittweida. URL: [https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/deliver/index/docId/9356/file/BACHELORARBEIT_Lea_Kie% c3 % 9 f l i n g _ E U 1 3 w 1 - b . p d f](https://monami.hs-mittweida.de/frontdoor/deliver/index/docId/9356/file/BACHELORARBEIT_Lea_Kie%c3%9fing_EU13w1-b.pdf) (besucht am 21. 02. 2020).

- Kikuchi, Y., M. Hirao, K. Narita, E. Sugiyama, S. Oliveira, S. Chapman, M. M. Arakaki, C. M. Capra (2013). „Environmental Performance of Biomass-Derived Chemical Production: A Case Study on Sugarcane-Derived Polyethylene“. In: *Journal of Chemical Engineering of Japan* 46.4, S. 319–325. DOI: 10.1252/jcej.12we227.
- Klein, A., A. Krimpmann, Hrsg. (2012). *Entwicklungen in der Rechnungslegung*. Unter Mitarb. von Gleich, Klein. Bd. 24. Der Controlling-Berater. Freiburg: Haufe. ISBN: 978-3-648-03315-9.
- Klimscheffskij, M., M. Lehtovaara, M. Aalto (2016). *The Residual Mix and European Attribute Mix Calculation. Methodology Description of the RE-DISS II Project*. Hrsg. von Grexel Systems Ltd. o. O. URL: http://www.reliable-disclosure.org/upload/234-D7.2_RMCalculation.pdf (besucht am 10.03.2020).
- Klöpffer, W., B. Grahl (2009). *Ökobilanz (LCA). Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf*. Weinheim: Wiley-VCH. ISBN: 978-3-527-32043-1. DOI: 10.1002/9783527627158.
- Koch, H. (21. März 2019). „Klimalücke kostet Steuergeld. Strafen wegen zu hoher Emissionen“. In: *taz*. URL: <https://taz.de/Strafen-wegen-zu-hoher-Emissionen/!5579463/>.
- EU-Kommission (2003). *Official Journal of the European Union. Legislation*. Hrsg. von European Commission. Brüssel. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2003:124:FULL&from=EN> (besucht am 23.02.2020).
- EU-Kommission (2013). *Implementing the Energy Efficiency Directive. Communication from the Commission to the European Parliament and the Council*. Commission Guidance. Hrsg. von European Commission. Brüssel. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013DC0762&from=EN> (besucht am 23.02.2020).
- EU-Kommission (2020). *Eurostat*. Hrsg. von Europäische Kommission. Luxemburg. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/de/search?p_auth=kebMqhju&p_p_id=estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet_theme=empty&_estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet_action=search&_estatsearchportlet_WAR_estatsearchportlet_collection=empty&text=W%C3%A4rme (besucht am 12.08.2020).
- Konstantin, P. (2017). *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-49822-4. DOI: 10.1007/978-3-662-49823-1.
- Kost, C., S. Shammugam, V. Jülch, H.-T. Nguyen, T. Schlegl (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Hrsg. von Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/>

- studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf (besucht am 23. 08. 2019).
- Kube, M., J.-M. Rhiemeier, F. Stern, J. Erhard, S. Dräger (2016). *Unternehmerisches Klimamanagement entlang der Wertschöpfungskette. -eine Sammlung guter Praxis-*. Hrsg. von WWF Deutschland, Carbon Disclosure Project. Ecofys und Global Compact Network Germany. URL: http://www.sustainable.de/wp-content/uploads/2017/08/gute-praxis-sammlung_klimamanagement.pdf (besucht am 23. 07. 2019).
- Kuder, R. (2014). *Energieeffizienz in der Industrie : modellgestützte Analyse des effizienten Energieeinsatzes in der EU-27 mit Fokus auf den Industriesektor*. de. DOI: 10.18419/opus-2288.
- Kuramochi, T. (2016). „Assessment of midterm CO2 emissions reduction potential in the iron and steel industry: a case of Japan“. In: *Journal of Cleaner Production* 132, S. 81–97. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.02.055.
- Laenderdaten (2018). *Energiehaushalt*. Hrsg. von Laenderdaten.info. Oldenburg. URL: <https://www.laenderdaten.info/Europa/index.php> (besucht am 08. 03. 2020).
- Lam, L., N. Klein, M. Quant, M. Neelis, G. Eddy, D. Saltzman, H. Cushing, N. Bartlett (2017). *How-to Guide to Corporate Internal Carbon Pricing. Four Dimensions to Best Practice Approaches*. Hrsg. von generation foundation, Ecofys, Carbon Disclosure Project. URL: <http://b8f65cb373b1b7b15feb-c70d8ead6ced550b4d987d7c03fcdd1d.r81.cf3.rackcdn.com/cms/reports/documents/000/002/740/original/cpu-2017-how-to-guide-to-internal-carbon-pricing.pdf?1521554897> (besucht am 06. 11. 2019).
- Loibl, H. (2017). *Eigenstromerzeugung. Rechtliche Möglichkeiten und Grenzen*. Regensburg. URL: https://www.paluka.de/fileadmin/user_upload/Eigenstromerzeugung_WS_16.pdf (besucht am 19. 08. 2019).
- Lösch, O., F. Idrissova, E. Jochem, M. Mai, M. Schön, F. Reitze, F. Toro (2015). *Klimaschutz durch Energieeffizienz: Konzept zur Erhöhung der Energieeffizienz, insbesondere durch die Weiterentwicklung der Energiebesteuerung sowie flankierender Maßnahmen („Klimaschutz durch Energieeffizienz“)*. Endbericht. Hrsg. von Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (IREES) im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Karlsruhe und Berlin. URL: <https://www.bmu.de/download/klimaschutz-durch-energieeffizienz/> (besucht am 03. 07. 2020).
- Maaß, C., R. Werner, S. Häsel, J. Mundt, J. Güldenbergh (2019). *Ökostrommarkt 2025. Wie eine intelligente Steuerung des Ökostrommarktes die Energiewende beschleunigt*. Hrsg. von HIC Hamburg Institut Consulting GmbH. Hamburg: LichtBlick SE. URL: <https://www.>

-
- hamburg-institut.com/images/pdf/studien/1904__Studie__HAMBURG__INSTITUT__Oekostrommarkt__2025.pdf (besucht am 23.07.2019).
- Matthes, F. C., L. Emele, H. Hermann, C. Loreck, F. Peter, I. Ziegenhagen, V. Cook (2017). *Kohleausstieg 2035. Vom Ziel her denken*. Stand Januar 2017. WWF Studie. Berlin: WWF Deutschland. ISBN: 978-3-946211-07-5.
- Matthey, A., B. Bünger (2019). *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze Stand 02/2019*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf (besucht am 30.07.2019).
- Mauch, W., R. Corradini, K. Wiesemeyer, M. Schwentzek (2010). „Allokationsmethoden für spezifische CO₂-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 9.55, S. 12–14.
- Meyer, H., H.-J. Reher (2016). *Projektmanagement. Von der Definition über die Projektplanung zum erfolgreichen Abschluss*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-07568-2. DOI: 10.1007/978-3-658-07569-9.
- Moench, C., J. Wagner, M. Schulz, J. Wrede (2013). *Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen“*. Hrsg. von Gleiss Lutz Hootz Hirsch. Berlin. URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/pv_anlagen_bf_langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (besucht am 10.08.2019).
- MoorFutures (2019). *MoorFutures – regional. wirksam. sinnvoll*. Hrsg. von Akademie für Nachhaltige Entwicklung MV, MoorFutures. Klimaschutz trifft Biodiversität. Güstrow. URL: https://www.moorfutures.de/app/download/32603692/MoorFutures_Flyer.pdf (besucht am 04.06.2020).
- Mumm, M. (2019). *Kosten- und Leistungsrechnung. Internes Rechnungswesen für Industrie- und Handelsbetriebe*. 3. Auflage. ISBN: 978-3-662-58098-1. DOI: 10.1007/978-3-662-58098-1.
- Mutschler, B. (2012). *Klimaneutralität in der Unternehmenskommunikation: Grundlagen zu einer glaubwürdigen CO₂-Kompensation*. 1. Auflage. Diplomica Verlag GmbH. ISBN: 978-3-8428-8380-2.
- Myhre, G., D. Shindell, F.-M. Bréon, W. Collins, J. Fuglestvedt, J. Huang, D. Koch, J.-F. Lamarque, D. Lee, B. Mendoza (2013). „Anthropogenic and Natural Radiative Forcing“. In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment*. Cambridge, England und New York, Vereinigte Staaten: Cambridge

- University Press. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf (besucht am 29. 04. 2020).
- Nertinger, S. (2015). *Carbon and Material Flow Cost Accounting. Ein integrierter Ansatz im Kontext nachhaltigen Erfolgs und Wirtschaftens*. Bd. 31. Hallesche Schriften zur Betriebswirtschaft. Wiesbaden: Springer Gabler. ISBN: 978-3-658-08130-0. DOI: 10.1007/978-3-658-08130-0.
- Netztransparenz (2018). *Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV für 2019*. Hrsg. von Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. URL: <http://dnn9.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht/-19-StromNEV-Umlage-2019> (besucht am 25. 03. 2020).
- Netztransparenz (2020). *Offshore-Netzumlage*. Hrsg. von Übertragungsnetzbetreiber. o. O. URL: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Offshore-Netzumlage/Offshore-Netzumlagen-Uebersicht> (besucht am 23. 03. 2020).
- next (o. J.). Hrsg. von Next Kraftwerke GmbH. Köln. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa> (besucht am 29. 10. 2020).
- Noll, C. (2019). *Eine sinnvolle CO₂-Bepreisung – auch zur Steigerung Energieeffizienz?* Diskussionspapier. Hrsg. von Deutsche Unternehmensinitiative Energieeffizienz (DENEFF) e.V. Berlin. URL: https://www.deneff.org/fileadmin/downloads/200227_DENEFF-Diskussionspapier_CO2-Preis.pdf (besucht am 05. 08. 2019).
- Nordpool (2019). *Historical Market Data. Elspot Prices 2018 Hourly EUR*. Lysaker, Norwegen. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- Northey, S., N. Haque, G. Mudd (2013). „Using sustainability reporting to assess the environmental footprint of copper mining“. In: *Journal of Cleaner Production* 40, S. 118–128. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.09.027.
- Nuss, P., M. J. Eckelman (2014). „Life cycle assessment of metals: a scientific synthesis“. In: *PloS one* 9.7, e101298. DOI: 10.1371/journal.pone.0101298.
- Öko-Institut, Fraunhofer ISI (2015). *Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht*. Hrsg. von Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung. Berlin und Karlsruhe. URL: <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf> (besucht am 15. 05. 2019).
- Ortas, E., I. Gallego-Álvarez, I. Álvarez, J. M. Moneva (2015). „Carbon Accounting: A Review of the Existing Models, Principles and Practical Applications“. In: *Corporate Carbon and Climate Accounting*. Hrsg. von S. Schaltegger, D. Zvezdov, I. Alvarez Etxeberria, M.

-
- Csutora, E. Günther. Cham: Springer International Publishing, S. 77–98. ISBN: 978-3-319-27716-5. DOI: 10.1007/978-3-319-27718-9_4.
- Paeger, J. (2020). *Wirtschaftlichkeitsberechnung im Bereich Energie – wie Sie Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz berechnen*. Hrsg. von VOREST AG. Pforzheim. URL: <https://blog.vorest-ag.com/energiemanagement/wirtschaftlichkeitsberechnung-energie-energieeffizienz-berechnen/> (besucht am 03.07.2020).
- Pahle, M., O. Edenhofer, R. Pietzcker, O. Tietjen, S. Osorio, C. Flachsland (2019). „Die unterschätzten Risiken des Kohleausstiegs“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 6.69, S. 31–34.
- Paraskevas, D., K. Kellens, a. van de Voorde, W. Dewulf, J. R. Duflou (2016). „Environmental Impact Analysis of Primary Aluminium Production at Country Level“. In: *Procedia CIRP* 40, S. 209–213. ISSN: 22128271. DOI: 10.1016/j.procir.2016.01.104.
- Paschotta, R. (2020). *CO₂-neutral*. Hrsg. von RP-Energie-Lexikon. Bad Dürkheim: Ursprüngliche Erstellung: 2010, letzte Änderung: 2020. URL: https://www.energie-lexikon.info/co2_neutral.html (besucht am 30.04.2020).
- Pehnt, M., M. Arens, M. Duscha, W. Eichhammer, T. Fleiter, A. Gerspacher, F. Idrissova, F. Jessing, E. Jochem, F. Kutzner, U. Lambrecht, U. Lehr, C. Lutz, A. Paar, F. Reitze, B. Schlomann, F. Seefeldt, N. Thamling, F. Toro, R. Vogt, B. Wenzel, M. Wünsch (2011). *Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative*. Endbericht. Hrsg. von Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH. Heidelberg u. a.: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Prognos AG und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. URL: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/NKI_Endbericht_2011.pdf (besucht am 10.07.2020).
- Pehnt, M., D. Seebach, W. Irrek, D. Seifried (2008). *Umweltnutzen von Ökostrom. Vorschlag zur Berücksichtigung in Klimaschutzkonzepten*. Diskussionspapier. Hrsg. von Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Öko-Institut, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Ö-Quadrat. Heidelberg, Freiburg und Wuppertal. URL: <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/umweltnutzen-von-oekostrom-vorschlag-zur-beruecksichtigung-in-klimaschutzkonzepten> (besucht am 30.03.2020).
- Pfluger, B., B. Tersteegen, B. Franke (2017). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, Consentec GmbH, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, TU Wien, M-Five, TEP Energy GmbH. Berlin. URL: <https://www.>

- bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html (besucht am 28.09.2020).
- Pindyck, R. S., D. L. Rubinfeld (2018). *Mikroökonomie*. 9., aktualisierte Auflage. Hallbergmoos: Pearson Deutschland GmbH. ISBN: 978-3-86894-352-8.
- PlasticsEurope (2016a). *Eco-profiles and Environmental Product Declarations of the European Plastics Manufacturers. High-density Polyethylene (HDPE), Low-density Polyethylene (LDPE), Linear Low-density Polyethylene (LLDPE)*. Hrsg. von PlasticsEurope Deutschland e.V. Brüssel. URL: <https://www.plasticseurope.org/en/resources/eco-profiles> (besucht am 23.06.2020).
- PlasticsEurope (2016b). *Eco-profiles and Environmental Product Declarations of the European Plastics Manufacturers. Polypropylene (PP)*. Hrsg. von PlasticsEurope Deutschland e.V. Brüssel. URL: <https://www.plasticseurope.org/en/resources/eco-profiles> (besucht am 23.06.2020).
- PlasticsEurope (2016c). *Eco-profiles and Environmental Product Declarations of the European Plastics Manufacturers. Vinyl chloride (VCM) and Polyvinyl chloride (PVC)*. Hrsg. von PlasticsEurope Deutschland e.V. Brüssel. URL: <https://www.plasticseurope.org/en/resources/eco-profiles> (besucht am 23.06.2020).
- ok-power-Label (2020). *Kriterien für das Gütesiegel "ok-power" für Ökostromprodukte*. Hrsg. von EnergieVision e.V. Version Version 9.2. Hamburg. URL: https://www.ok-power.de/files/ok_power_theme/PDF-Downloads/2020_ok-power%20Kriterien%20V9.2.pdf (besucht am 20.03.2020).
- ProBas (2020). *Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme*. Hrsg. von Umweltbundesamt, Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php> (besucht am 19.06.2020).
- Prognos, EWI, GWS (2014). *Entwicklung der Energiemärkte. Energiereferenzprognose*. Hrsg. von Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (besucht am 27.01.2020).
- Qi, C., L. Ye, X. Ma, D. Yang, J. Hong (2017). „Life cycle assessment of the hydrometallurgical zinc production chain in China“. In: *Journal of Cleaner Production* 156, S. 451–458. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.04.084.

- Rahmstorf, S., H.-J. Schellnhuber (2007). *Der Klimawandel. Diagnose, Prognose, Therapie*. Originalausgabe, 6. Auflage. Bd. 2366. Beck'sche Reihe C.-H.-Beck-Wissen. München: Verlag C. H. Beck. ISBN: 978-3406508660.
- Rausch, L., U. R. Fritsche (2014). *Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe*. Hrsg. von Öko-Institut. Freiburg. URL: http://iinas.org/tl_files/iinas/downloads/bio/oeko/2012_LCA-EE-BMU.pdf (besucht am 27.03.2020).
- Regett, A., C. Heller (2015). „Relevanz zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren für die Bewertung tages- und jahreszeitlich schwankender Verbraucher“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 07.65, S. 46–50. URL: https://www.ffe.de/download/article/570/Artikel%20et%2007_2015.pdf (besucht am 27.03.2020).
- Reinmuth, M. (2006). „Vertrauen schaffen durch glaubwürdige Unternehmenskommunikation. Von Geschäftsberichten und den Möglichkeiten und Grenzen einer angemessenen Sprache“. Dissertation. Düsseldorf: Heinrich-Heine-Universität Düsseldorf. URL: <https://docserv.uni-duesseldorf.de/servlets/DerivateServlet/Derivate-3547/1547.pdf> (besucht am 08.08.2019).
- Rohde, C. (2019). *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2017*. Hrsg. von Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung. Karlsruhe: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=8&archiv=5&year=2019 (besucht am 10.07.2020).
- Rösch, K., B. Richter (2017). „Entscheidungshilfe für die Kostenschlüsselung bei Kraft-Wärme-Kopplung“. In: *Kursbuch Stadtwerke*, S. 13–15. URL: <https://www.roedl.de/de-de/de/medien/publikationen/newsletter/kursbuch-stadtwerke/documents/kursbuch-stadtwerke-maerz-2017.pdf> (besucht am 27.02.2020).
- Rubik, F., R. Müller, R. Harnisch, B. Holzhauser, M. Schipperges, S. Geiger (2019). *Umweltbewusstsein in Deutschland 2018. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/ubs2018_-_m_3.3_basisdatenbroschuere_barrierefrei_02_cps_bf.pdf (besucht am 01.08.2019).
- Sauer, A., T. Bauernhansl (2016). *Energieeffizienz in Deutschland - eine Metastudie*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. ISBN: 978-3-662-48882-9. DOI: 10.1007/978-3-662-48883-6.

- Schaltegger, S., D. Zvezdov, I. Alvarez Etxeberria, M. Csutora, E. Günther, Hrsg. (2015). *Corporate Carbon and Climate Accounting*. Cham: Springer International Publishing. ISBN: 978-3-319-27716-5. DOI: 10.1007/978-3-319-27718-9.
- Schlandt, J. (17. Mai 2019). „Versäumter Klimaschutz wird noch teurer für Deutschland“. In: *Der Tagesspiegel*. URL: <https://www.tagesspiegel.de/politik/eu-strafen-in-milliardenhoehe-versaeumter-klimaschutz-wird-noch-teurer-fuer-deutschland/24351844.html> (besucht am 05.06.2020).
- Schlink, H. (2019). *Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure. Grundlagen für die Entwicklung technischer Produkte*. 3. Aufl. 2019. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden. 619 S. ISBN: 978-3-658-22406-6. DOI: 10.1007/978-3-658-22407-3.
- Schlosser, F., M. Jesper, J. Vogelsang, T. G. Walmsley, C. Arpagaus, J. Hesselbach (2020). „Large-scale heat pumps: Applications, performance, economic feasibility and industrial integration“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 133.110219. ISSN: 13640321. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110219.
- Schmidt, M. (2010). „Carbon Accounting zwischen Modeerscheinung und ökologischem Verbesserungsprozess“. In: *Controlling & Management* 54.1, S. 32–37. ISSN: 1864-5410. DOI: 10.1007/s12176-010-0011-5.
- Schümann, J. (2020). „Strategien zur betriebsinternen Allokation von CO₂-Emissionen am Beispiel der Automobilindustrie. Masterarbeit“. Kassel: Universität Kassel.
- Seebach, D., C. Timpe (2016). „Herausforderungen bei der Anrechnung von erneuerbarem Strombezug in Klimabilanzen“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 8.66.
- Seppälä, J., S. Koskela, M. Melanen, M. Palperi (2002). „The Finnish metals industry and the environment“. In: *Resources, Conservation and Recycling* 35.1-2, S. 61–76. ISSN: 09213449. DOI: 10.1016/S0921-3449(01)00122-7.
- Serrenho, A. C., Z. S. Mourão, J. Norman, J. M. Cullen, J. M. Allwood (2016). „The influence of UK emissions reduction targets on the emissions of the global steel industry“. In: *Resources, Conservation and Recycling* 107, S. 174–184. ISSN: 09213449. DOI: 10.1016/j.resconrec.2016.01.001.
- SMH (2017). *Industriemetalle. In vielen Bereichen der Industrie von großer Bedeutung*. Hrsg. von SMH Schweizerische Metallhandels AG Deutschland. Wiesbaden. URL: <https://smhag.com/industriemetalle-in-vielen-bereichen-der-industrie-von-grosser-bedeutung/> (besucht am 05.08.2020).

- Sotos, M. (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. Unter Mitarb. von P. Bhatia, C. Cummis, M. Didden, A. Kovac, J. Ryor, A. Stevens. Washington, DC und Conches-Geneva: World Resources Institute und World Business Council for Sustainable Development. ISBN: 978-1-56973-850-4.
- SRU (2020). *Pariser Klimaziele erreichen mit dem CO₂-Budget*. Hrsg. von Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin. URL: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2016_2020/2020_Umweltgutachten_Kap_02_Pariser_Klimaziele.html (besucht am 20. 10. 2020).
- statista (2018). *Installierte Leistung Erneuerbarer Energien in Deutschland nach Energieträger im Jahr 2018*. Hrsg. von Statista GmbH, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt. o. O. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/434357/umfrage/installierte-leistung-erneuerbarer-energien-in-deutschland-nach-energietraegern/> (besucht am 02. 03. 2020).
- statista (2020). *Statistiken zu Basismetallen*. Hrsg. von Statista GmbH. Hamburg. URL: https://de.statista.com/themen/4783/basismetalle/#dossierSummary__chapter4 (besucht am 05. 08. 2020).
- Stechemesser, K., E. Guenther (2012). „Carbon accounting: a systematic literature review“. In: *Journal of Cleaner Production* 36, S. 17–38. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.02.021.
- Stehmeier, A. (2011). *CO₂-Kompensationsanbieter. Klimaneutrales Wirtschaften*. CO₂-Factsheet. Hrsg. von Bremer Energie-Konsens GmbH. Bremen. URL: https://www.energieagentur.nrw/content/anlagen/11_02_25_CO2-Factsheet_CO2-Kompensationsanbieter.pdf (besucht am 06. 08. 2019).
- Stiftung Deutscher Nachhaltigkeitspreis (2020). *Wirkungsvolle Klimastrategien für Unternehmen. right. based on science im Interview*. Düsseldorf. URL: 10.11.2020 (besucht am).
- StMUGV (2007). *Wegweiser zur Klimaneutralität. Klimabewusstes Handeln in Unternehmen*. Hrsg. von Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz. URL: http://digital.bib-bvb.de/view/action/singleViewer.do?dvs=1573659336573~139&locale=de&VIEWER_URL=/view/action/singleViewer.do?&DELIVERY_RULE_ID=31&frameId=1&usePid1=true&usePid2=true#? (besucht am 13. 11. 2019).
- Strangmeier, R., M. Fiedler (2011). *Lösungskonzepte zur Allokation von Kooperationsvorteilen in der kooperativen Transportdisposition*. Hrsg. von FernUniversität Hagen. Hagen. URL: <https://www.fernuni-hagen.de/wirtschaftswissenschaft/download/beitraege/db464.pdf> (besucht am 27. 02. 2020).

- Strickland, C., J. Nyboer (2004). *A Review of Existing Cogeneration Facilities in Canada*. Hrsg. von Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Center. Burnaby, Kanada. URL: http://northwestchptap.org/NwChpDocs/Canadian_CHP_rpt_Update_2003_March_2004.pdf (besucht am 27. 02. 2020).
- Sun, W. Y., X. Z. Gong, B. X. Sun, Q. Ding (2019). „Life Cycle Assessment of Lead Production in China“. In: *Materials Science Forum* 944, S. 1123–1129. DOI: 10.4028/www.scientific.net/MSF.944.1123.
- Svoboda, P. (2013). „Betriebskosten als Werttreiber von Windenergieanlagen - aktueller Stand und Entwicklungen“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)* 05.63, S. 34–38.
- Tereshchenko, T., N. Nord (2015). „Uncertainty of the allocation factors of heat and electricity production of combined cycle power plant“. In: *Applied Thermal Engineering* 76, S. 410–422. ISSN: 13594311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.11.019.
- Tiberius, V. (2011). *Zukunftsorientierung in der Betriebswirtschaftslehre*. 1. Aufl. Wiesbaden: Gabler Verlag und Springer Fachmedien GmbH. ISBN: 978-3-8349-2474-2. DOI: 10.1007/978-3-8349-6642-1.
- TÜV Nord (2014). *Kriterienkatalog „Geprüfter Ökostrom“ nach dem TÜV NORD CERT Standard A75-S026-1*. Hrsg. von TÜV Nord AG. Hannover. URL: https://www.tuev-nord.de/fileadmin/Content/Global/TUEV_NORD_Archiv/pdf/kriterienkatalog-oekostrom.pdf (besucht am 03. 04. 2020).
- TÜV Süd (2019a). *Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit Förderkomponente. Produkt EE01*. Hrsg. von TÜV Süd Industrie Service GmbH. Version Version 01/2019. München. URL: <https://www.tuvsud.com/de-de/-/media/de/industry-service/pdf/broschueren-und-flyer/is/energie/standard-ee01-tuvsud-is-ut.pdf?la=de&hash=7587AD0400B3E51EFA8DC547114CDF58> (besucht am 06. 04. 2020).
- TÜV Süd (2019b). *Zertifizierung von Stromprodukten aus Erneuerbaren Energien mit zeitgleicher Produktion. Produkt EE02*. Hrsg. von TÜV Süd Industrie Service GmbH. Version Version 02/2019. München. URL: <https://www.tuvsud.com/de-de/-/media/de/industry-service/pdf/broschueren-und-flyer/is/energie/standard-ee02-tuvsud-is-ut.pdf?la=de&hash=1316DD8356E3B2F2D5F46979F7B32442> (besucht am 06. 04. 2020).
- UBA (2007a). *Langfristige Perspektiven von CDM und JI*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Version 11/07. Dessau.
- UBA (2007b). *Potenziale und Erfordernisse der Stromkennzeichnung*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau: Öko-Institut. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3252.pdf> (besucht am 10. 03. 2020).

- UBA (2014). *Das Herkunftsnachweisregister (HKNR) im Umweltbundesamt. für Strom aus erneuerbaren Energien*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- UBA (2018). *Umfrage 2017 zur freiwilligen Kompensation von THG-Emissionen in Deutschland. Auswertung & Ergebnisse*. Hrsg. von Umweltbundesamt, sustainable AG und adelphi. URL: https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/projektmechanismen/FreiwilligerMarkt_Marktumfrage.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (besucht am 23.07.2019).
- UBA (2019a). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf (besucht am 27.03.2020).
- UBA (2019b). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2018*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-5> (besucht am 15.05.2019).
- UBA (2019c). *Kompensation von Treibhausgasemissionen*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/umwelttipps-fuer-den-alltag/mobilitaet/kompensation-von-treibhausgasemissionen#textpart-2> (besucht am 16.08.2019).
- UBA (2020a). *Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegeren-sektoren> (besucht am 09.07.2020).
- UBA (2020b). *Indikator: Emission von Treibhausgasen*. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/indikator-emission-von-treibhausgasen#die-wichtigsten-fakten> (besucht am 02.11.2020).
- UBA (2020c). *Internationale Marktmechanismen*. Hrsg. von Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/internationale-marktmechanismen#flexible-mechanismen> (besucht am 26.05.2020).
- UBA (2020d). *Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Energiesystem*. Hrsg. von Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/kraft-waerme-kopplung-kwk-im-energiesystem#KWK> (besucht am 11.08.2020).

- UBA (2020e). *Treibhausgas-Emissionen in Deutschland*. Dessau-Roßlau. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung-1990-bis-2018> (besucht am 07.09.2020).
- UN (1992). *Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen*. Hrsg. von United Nations. New York. URL: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf> (besucht am 30.07.2019).
- UN (1997). *Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen*. Hrsg. von United Nations. URL: <https://www.bmu.de/gesetz/protokoll-von-kyoto-zum-rahmenuebereinkommen-der-vereinten-nationen-ueber-klimaaenderungen/> (besucht am 30.07.2019).
- UN (2015a). *Transforming our world. The 2030 Agenda for Sustainable Development*. Hrsg. von United Nations. New York. URL: https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=E (besucht am 11.02.2020).
- UN (2015b). *Übereinkommen von Paris*. Hrsg. von United Nations. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf (besucht am 30.07.2019).
- UN (2020). *7. d Paris Agreement*. Hrsg. von United Nations (UN) Treaty Collection. New York, USA. URL: https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en (besucht am 03.06.2020).
- UN Global Compact (2015). *IMPACT: Transforming Business, Changing the World*. Hrsg. von The United Nations Global Compact. URL: https://www.globalcompact.de/wAssets/docs/Nachhaltigkeits-CSR-Management/impact-transforming_business_changing_the_world.pdf (besucht am 22.10.2019).
- UNEP (2019). *The Emissions Gap Report 2018*. Nairobi: United Nations Environment Programme (UNEP). ISBN: 978-92-807-3726-4.
- UNFCCC (1998). *Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change*. Hrsg. von United Nations Framework Convention on Climate Change. URL: <https://unfccc.int/sites/default/files/kpeng.pdf> (besucht am 09.08.2019).
- UNFCCC (2016). *The social and economic value of carbon and the promotion of efficient public transport and energy efficiency of vehicles. Mitigation benefits and co-benefits of policies, practices and actions for enhancing mitigation ambition and options for supporting their implementation*. Technical paper by the secretariat. Hrsg. von United Nations Framework Convention on Climate Change. Bonn. URL: <https://unfccc.int/>

-
- resource/climateaction2020/media/1267/161010_mitigation_tp_final.pdf (besucht am 17.02.2020).
- UNFCCC (2020). *The Doha Amendment*. Hrsg. von United Nations Framework Convention on Climate Change. o. O. URL: <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol/the-doha-amendment> (besucht am 26.05.2020).
- USGS (2020). *National Minerals Information Center. Statistics and Information*. Hrsg. von United States Geological Survey. Reston, U.S. URL: <https://www.usgs.gov/centers/nmic> (besucht am 19.06.2020).
- van Ruijven, B. J., D. P. van Vuuren, W. Boskaljon, M. L. Neelis, D. Saygin, M. K. Patel (2016). „Long-term model-based projections of energy use and CO₂ emissions from the global steel and cement industries“. In: *Resources, Conservation and Recycling* 112, S. 15–36. ISSN: 09213449. DOI: 10.1016/j.resconrec.2016.04.016.
- VDA (2019). *VDA-Emissionsfaktoren 2019. Emissionsfaktoren für Strom, Fernwärme und Kraftstoffe*. Hrsg. von Verband der Automobilindustrie, thinkstep. Berlin. URL: <https://www.vda.de/de/services/Publikationen/Publikation.~1597~.html> (besucht am 27.03.2020).
- VDI 3790, Hrsg. (2015). *Umweltmeteorologie*. Richtlinie. Version Blatt 1. Berlin: Beuth Verlag.
- VDI 4608-2, Hrsg. (2012). *Energiesysteme Kraft-Wärme-Kopplung*. Richtlinie. Version Blatt 2. Berlin: Beuth Verlag.
- VDI 4660, Hrsg. (2017). *Ermittlung zielenergiebezogener Emissionen bei der Energieumwandlung*. Richtlinie. Version Blatt 2. Berlin: Beuth Verlag.
- Vogel, T., G. Oeljeklaus, T. Polklas, C. Frekers, K. Görner (2016). „Vergleichende Studie von Gasmotoren und Gasturbinen in der Kraft-Wärme-Kopplung am Beispiel eines typischen öffentlichen Wärmeversorgungsnetzwerks“. In: *VGB PowerTech* 3.
- WBCSD, WRI (2004). *The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and reporting Standard*. Revised Edition. Washington D.C. und Geneva, Switzerland: World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) und World Resources Institute (WRI). ISBN: 1-56973-568-9.
- WD (2007). *CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich. Zur Klimafreundlichkeit von fossilen Energien, Kernenergie und erneuerbaren Energien*. Ausarbeitung. Hrsg. von Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. Berlin. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/406432/c4cbd6c8c74ec40df8d9cda8fe2f7dbb/WD-8-056-07-pdf-data.pdf> (besucht am 15.05.2019).

- WD (2018). *Sanktionsmöglichkeiten bei Klimaschutzabkommen*. Kurzinformation. Hrsg. von Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. Berlin. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/567688/4c3296c478c79b6afef76498add9b471/WD-7-172-18-pdf-data.pdf> (besucht am 05.06.2020).
- WD (2019). *Zu finanziellen Einbußen durch Nichteinhaltung von klima- und umweltbezogenen Verpflichtungen*. Dokumentation. Hrsg. von Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. Berlin. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/673910/1bde1df842b5338652aa36efc0eb3627/WD-8-074-19-pdf-data.pdf> (besucht am 05.06.2020).
- Weidmann, M., T. Renner, S. Reiser (2009). *Klimaneutrale Unternehmen in Deutschland. Motivation, Methoden und Meinungen ; eine Unternehmensbefragung*. 2., erw. Aufl. Stuttgart: Fraunhofer-Verlag. ISBN: 978-3-8396-0086-3.
- Wiegand, D. (2019). *Interner Preis auf CO₂ – Einführung und Grundlagen*. Hrsg. von DFG – Institute for Energy – Ecology – Economy. URL: <https://dfge.de/interner-preis-auf-co2/> (besucht am 30.07.2019).
- Wirth, H. (2020). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Hrsg. von Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> (besucht am 26.03.2020).
- Wöhe, G., U. Döring, G. Brösel (2016). *Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. 26., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. München: Verlag Franz Vahlen. 991 S. ISBN: 978-3-8006-5000-2.
- Wolters, S., K. Nett, D. Tänzler, K. Wilkening, M. Götz, J.-M. Krebs, D. Vogel (2015). *Aktualisierte Analyse des deutschen Marktes zur freiwilligen Kompensation von Treibhausgasemissionen*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/aktualisierte-analyse-des-deutschen-marktes-zur> (besucht am 23.07.2019).
- Wolters, S., S. Schaller, M. Götz (2018a). *Freiwillige CO₂-Kompensation durch Klimaschutzprojekte*. Hrsg. von Umweltbundesamt. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/ratgeber_freiwillige_co2_kompensation_final_internet.pdf (besucht am 18.07.2019).
- Wolters, S., S. Schaller, D. Tänzler (2018b). *Potenziale des freiwilligen Marktes für die Kompensation von Treibhausgasemissionen in Deutschland*. Hrsg. von adelphi. Berlin. URL: <https://www.adelphi.de/de/publikation/potenziale-des-freiwilligen-marktes-f%C3%BCr-die-kompensation-von-treibhausgasemissionen> (besucht am 25.07.2019).

- World Bank Group, Ecofys (2019). *State and Trends of Carbon Pricing 2019*. Washington D.C. URL: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31755> (besucht am 15.02.2020).
- Wörner, P., A. Müller, D. Sauerwein (2019). „Dynamische CO₂-Emissionsfaktoren für den deutschen Strom-Mix. Möglichkeiten zur realistischen Bewertung zukünftiger Energieversorgungskonzepte auf Gebäudeebene“. In: *Bauphysik* 41.1, S. 17–29. ISSN: 0171-5445. DOI: 10.1002/bapi.201800034.
- WRI (2015). *GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard*. Executive Summary. Hrsg. von World Resources Institute. Washington D.C. und Geneva, Switzerland. URL: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/Scope2_ExecSum_Final.pdf (besucht am 02.03.2020).
- WRI, WBCSD (2011). *Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard*. Greenhouse Gas Protocol. Hrsg. von World Resources Institute, World Business Council for Sustainable Development. Washington D.C. und Geneva, Switzerland. URL: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Product-Life-Cycle-Accounting-Reporting-Standard_041613.pdf (besucht am 22.04.2020).
- WWF (2013). *Die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls*. Hrsg. von WWF Deutschland. Berlin. URL: <https://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/un-klimakonferenzen/1997-kyoto/flexible-mechanismen/> (besucht am 28.05.2020).
- Ye, L., C. Qi, J. Hong, X. Ma (2017). „Life cycle assessment of polyvinyl chloride production and its recyclability in China“. In: *Journal of Cleaner Production* 142, S. 2965–2972. ISSN: 09596526. DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.10.171.
- Zenke, I., R. Schäfer, Hrsg. (2012). *Energiehandel in Europa. Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate*. Unter Mitarb. von G. Abwerzger. 3. Auflage. München: Beck. ISBN: 9783406632372.
- Zimen, M. (2008). *Handbuch für Klimaneutralität*. Hrsg. von First Climate (Germany) GmbH. Berlin.
- ZNU (2018). *ZNU goes Zero. Wir wird dieses Ziel erreicht und überprüft?* Hrsg. von Zentrum für Nachhaltige Unternehmensführung (ZNU) an der Universität Witten/Herdecke, Fakultät für Wirtschaftswissenschaft. Witten/Herdecke. URL: <https://www.znu-goes-zero.de/> (besucht am 19.11.2019).
- Zschernig, J., T. Sander (2007). „KWK-Strom - Was ist das?“ In: *Euroheat & Power, Fernwärme International* 36.6, S. 26–36.

Weiterführende Ergebnisse und Informationen

Das XDC Modell besteht laut den Verantwortlichen aus drei Schritte:

1. Ermittlung der Emissionen, die ein Unternehmen emittiert, um eine Bruttowertschöpfung von einer Million € zu erreichen.
2. Übertragung der Emissionen auf die gesamte Weltwirtschaft.
3. Berechnung der daraus folgenden Erderwärmung bis 2050.

Aus diesen Prozessschritten ergibt sich eine Zahl in Grad Celsius, die vom Unternehmen als XDC bezeichnet wird. Anschließend wird der sektorspezifische Temperaturwert als sogenannter Ziel-XDC ermittelt. Diese repräsentiert den Zielwert mit welchem das entsprechende Unternehmen mit den Zielen der Pariser Klimakonferenz kompatibel ist. (vgl. Stiftung Deutscher Nachhaltigkeitspreis 2020)

A.1. Anhang zu Kapitel 1

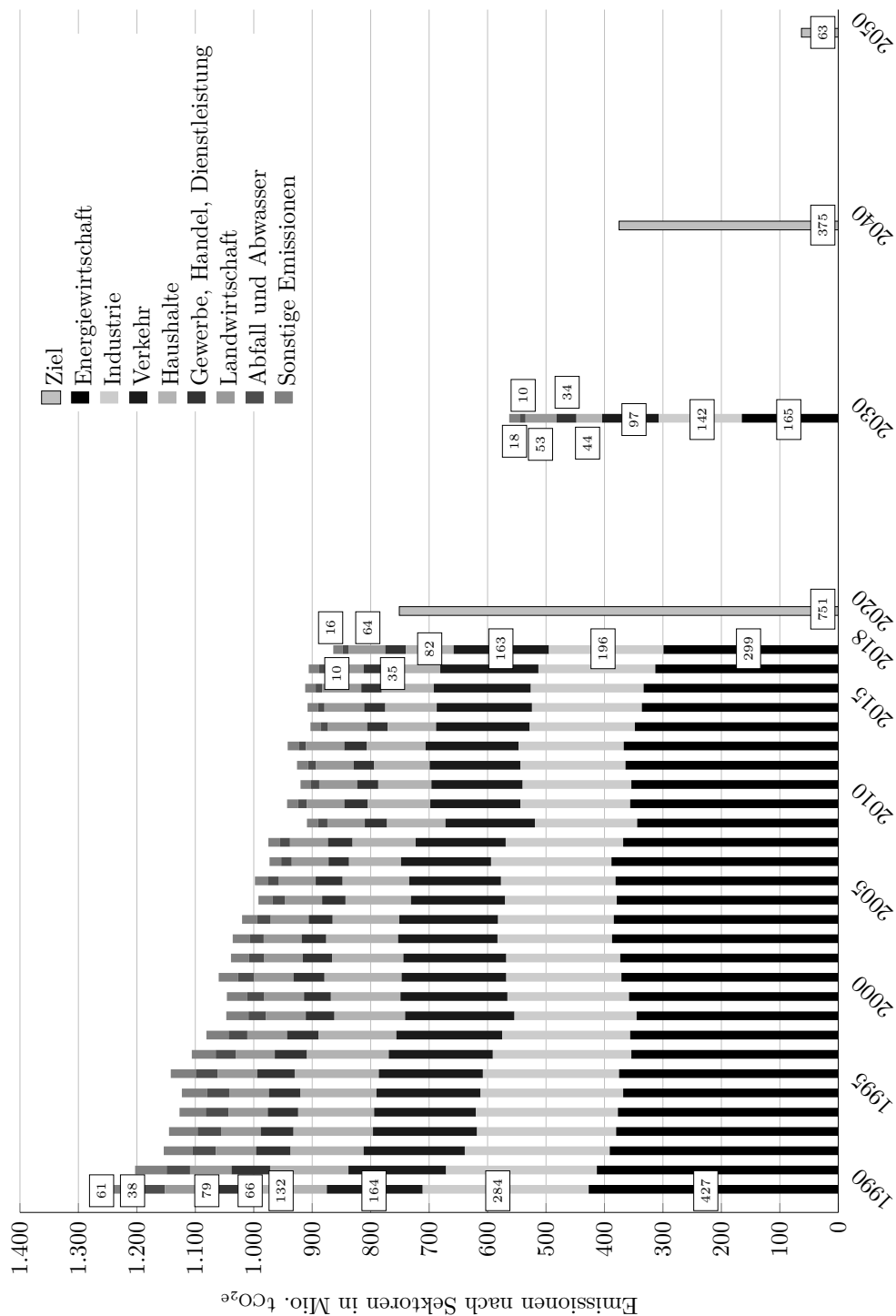


Abbildung A.1.: Entwicklung und Ziele der deutschen THG-Emissionen nach Sektoren (vgl. UBA 2020b)

A.2. Anhang zu Kapitel 2

Die nachfolgende Tabelle A.1 zeigt das Treibhausgaspotenzial und die Lebensdauer der Gase des Kyoto-Protokolls.

Tabelle A.1.: Treibhausgase und deren THG-Potenzial relativ zu CO₂ laut Myhre et al. (2013, S. 731–737)

Treibhausgase	Treibhauspotenzial bezogen auf		Atmosphärische
	20 Jahre	100 Jahre	Lebensdauer in Jahren
Kohlendioxid	1	1	-
Methan	84	28	12,4
Distickstoffoxid	264	265	121
Fluorkohlenwasserstoffe	<1 - 10.800	<1 - 12.400	2,1 Tage - 242
Perfluorkohlenwasserstoffe	<1 - 17.500	<1 - 23.500	1,1 Tage - 50.000
Schwefelhexafluorid	17.500	23.500	3.200

A.3. Anhang zu Kapitel 3

Systemgrenzen zur Erstellung eines Footprint

Da es keine verpflichtende Methode zur Berechnung und Darstellung des Carbon Footprint gibt, haben sich diverse Möglichkeiten zur Definition der Systemgrenzen etabliert (siehe Abbildung A.2). Demzufolge werden Bilanzen, welche nur die direkten Emissionen des herstellenden Unternehmens berücksichtigen als Gate-to-Gate bezeichnet. Es liegt damit im Ermessen des berichtenden Unternehmens welche Systemgrenze gewählt wird.

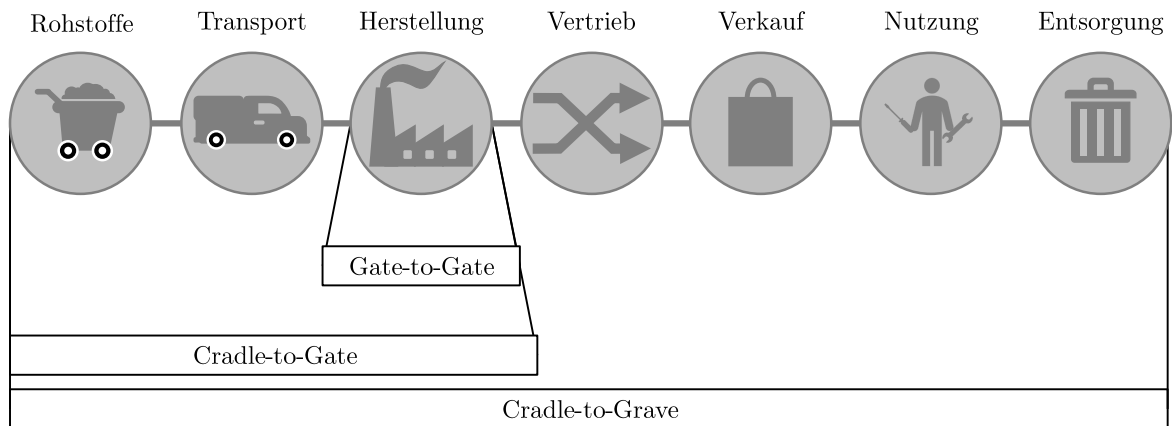


Abbildung A.2.: THG-Emissionen entlang der Lieferkette mit möglichen Bilanzgrenzen (angelehnt an BSI 2014, S. 13)

Instrumente des Energiemanagements

Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale des Energiemanagements sind bedingt durch die Instrumente. Das Energiemonitoring zeichnet sich durch die technische Evaluierung der energierelevanten Daten aus, anhand dessen energieintensive Prozesse identifiziert und analysiert werden. Das Energiecontrolling hingegen sichert den kontinuierlichen Informationsfluss für Korrekturmaßnahmen und bildet die Basis für weitere Entscheidungen. Abbildung A.3 soll diese Unterscheidung veranschaulichen. (vgl. Kießling 2017, S. 16–17)

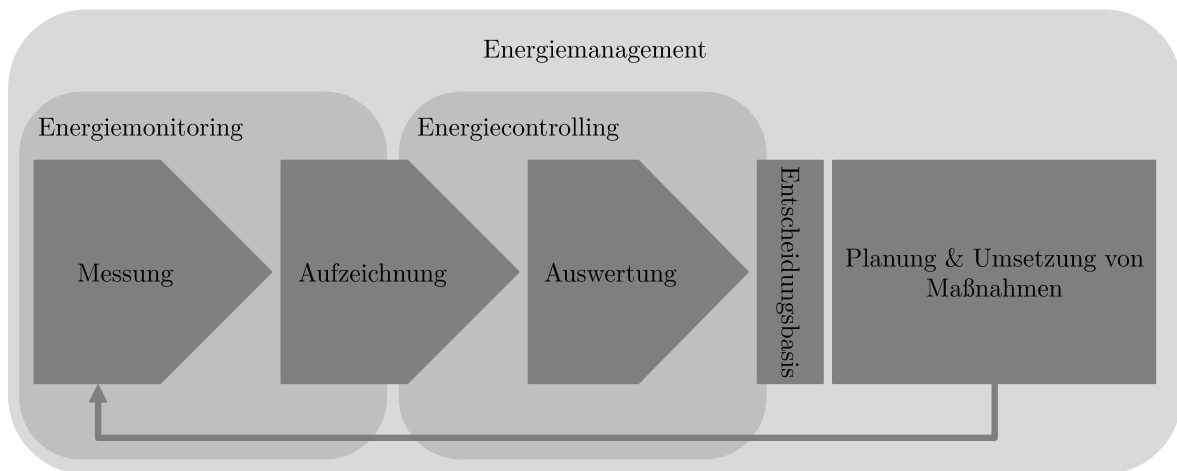


Abbildung A.3.: Instrumente des Energiemanagements (angelehnt an Kießling 2017, S. 17)

A.3.1. Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für Energieträger variieren je nach Quelle und Bilanzraum. Trotz der offiziellen Kennzeichnung von regenerativen Energiequellen mit null Emissionen, werden innerhalb des Lebenszyklus diese Anlagen trotzdem Emissionen emittiert. Die Höhe der Emissionen ist dabei sehr unterschiedlich, wie Abbildung A.4 aufzeigt.

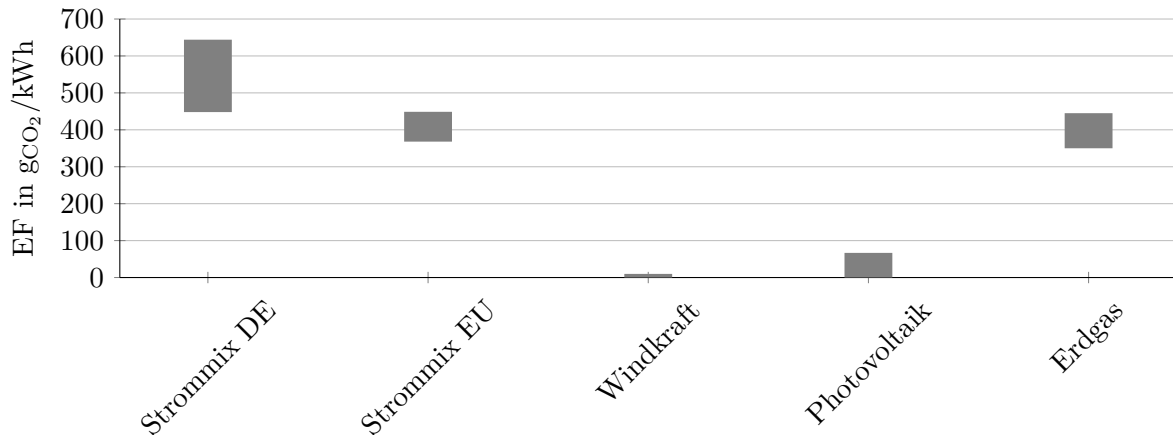


Abbildung A.4.: Vergleich der Emissionsfaktoren je Energieträger in Abhängigkeit der Datenquelle⁴⁷

Die Auswertung der Emissionsfaktoren zur Stromerzeugung in Abbildung A.4 zeigt, dass sich die Werte der fossilen Energieträger je nach Datenquelle, den genannten Unterteilungen in Kapitel 3.5 und unter Berücksichtigung der zeitlichen Entwicklung nicht gravierend verändern. Schlussfolgernd verändern sich die Emissionswerte nur marginal, wenn ein und die selbe Datenquelle verwendet wurde und die Werte mit und ohne Vorkette unterschieden werden. Eine Ausnahme davon bildet der Emissionsfaktor des deutschen Strommixes. Aufgrund der stetigen Veränderung des nationalen Kraftwerksparks, ausgelöst durch den steigenden Anteil von erneuerbaren Energiequellen, sinkt der Emissionsfaktor fortwährend. Dieser Trend wird sich voraussichtlich auch in der Zukunft fortsetzen, wie die Analyse in Kapitel 7 zeigt.

⁴⁷Die Quellen der Abbildung sind aus Gründen der Übersichtlichkeit, im Anhang in Tabelle A.2 aufgelistet.

Tabelle A.2.: Werte und Quellen der Emissionsfaktoren zur Abbildung A.4

Energieträger	Emissionsfaktor in gCO ₂ /kWh	Vorkette	THG	Quelle
Strommix DE	538	Mit		
Strommix EU	368	Mit		
Windenergie	0	Ohne	CO ₂	VDA (2019, S. 180–186, 198)
Photovoltaik	0	Ohne		
Erdgas	380	Ohne		
Strommix DE	644	Ohne		
Strommix DE	474	Ohne	CO ₂	UBA (2019b, S. 10, 16)
Strommix DE Strominlandsverbrauch	518	Ohne		
Erdgas	374	Ohne		
Strommix DE	474	Ohne	CO ₂	Agora Energiewende (2019, S. 13)
Erdgas	350	Ohne		
Strommix DE	513,39	Mit		ProBas (2020, Strom-Mix 2010)
Strommix EU	448,71	Mit		
Windenergie	9,83	Mit	CO ₂ e	ProBas (2020, Strom-Mix 2015)
Photovoltaik	69,3	Mit		
Erdgas	416,15	Mit		
Strommix DE	538	Mit		
Strommix EU	375	Mit		
Windenergie	9,83	Mit	CO ₂	GaBi (2020)
Photovoltaik	62,6	Mit		

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.2.: Werte und Quellen der Emissionsfaktoren zur Abbildung A.4 (*Fortsetzung*)

Energieträger	Emissionsfaktor in gCO ₂ /kWh	Vorkette	THG	Quelle
Erdgas	445	Mit		
Strommix DE	448	Ohne		
Strommix DE	507	Mit	CO ₂ e	Wörner et al. (2019, S. 19–23)
Strommix DE Strominlandsverbrauch	525	Ohne		
Strommix DE Strominlandsverbrauch	594	Mit		
Windenergie	9,7	Mit		
Photovoltaik	66,73	Mit	CO ₂ e	UBA (2019a, S. 46, 49)
Strommix DE	635	k.A.	CO ₂ e	Regett et al. (2015, S. 47)
Windenergie	9,78	Mit	CO ₂ e	Rausch et al. (2014, S. 27, 33)
Photovoltaik	56,76	Mit		
Erdgas	354,36	Ohne	CO ₂	Harthan et al. (2018, S. 27)

A.4. Anhang zu Kapitel 4

Die nachfolgende Grafik stellt verschiedene internationale Preishöhen sowohl für Emissionssteuern als auch Handelssysteme dar. Außerdem dargestellt ist die laut World Bank Group et al. (2019) notwendige minimale Preisspanne bis 2020, um das Erreichen des Temperaturziels der Klimarahmenkonvention des Pariser Abkommens sicherzustellen.

Die Höhe des Preises befindet sich demnach in einem breite Bereich von unter 1 US\$/tCO_{2e} in Mexiko bis zur 127 US\$/tCO_{2e} in Schweden.

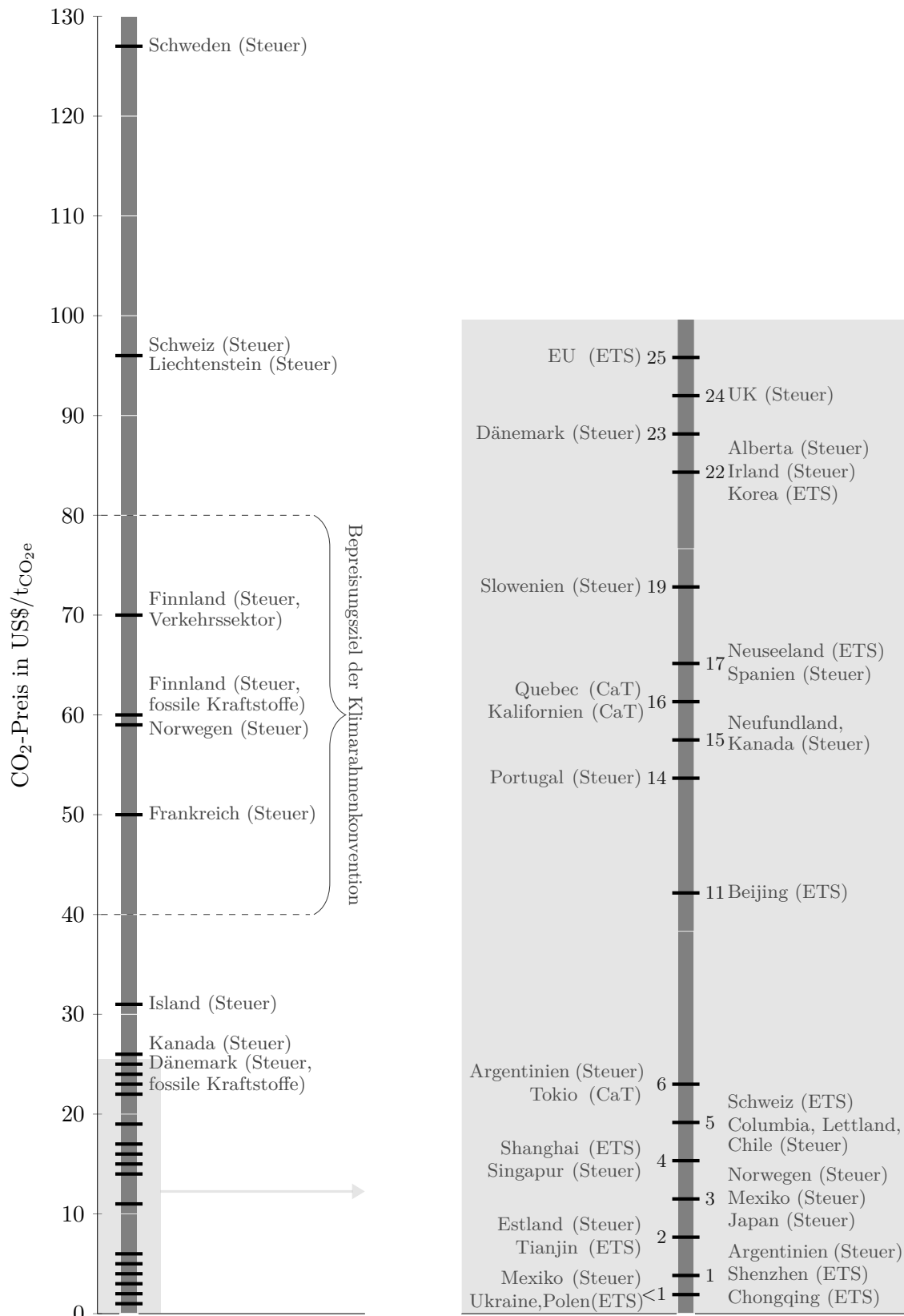


Abbildung A.5.: Preishöhen internationaler Kohlenstoffbepreisungen (in Anlehnung an World Bank Group et al. 2019, S. 26)

A.5. Anhang zu Kapitel 5

A.5.1. Minimieren

Tabelle A.3.: Verteilung des Energiebedarfes auf unterschiedliche Technologien

	Prozesstech.	Querschnittstech.	Literaturquelle
Energetische Verteilung	16 %	84 %	Sauer et al. (2016, S. 140)

Tabelle A.4.: Datengrundlage zur Bewertung der Minimierungspotenziale

	Prozentuale Verteilung [%]	Einsparpotenzial [%]	Interne Verzinsung [%]	Amortisationszeit (stat.) [a]
Elektromotoren	27	8,3	23,5	4,3
Druckluft	8	12,5	41,7	2,4
Pumpensysteme	12	15,4	23,5	4,3
Lüftungssysteme	10	13,1	21,8	4,6
Kältebereitstellung	3	2,9	16,0	6,3
Motorsysteme	35	26,3	23,5	4,8
Beleuchtung	5	7,1	20,0	5
Quelle	Pehnt et al. (2011, S. 57)	Sauer et al. (2016, S. 141)	Lösch et al. (2015, S. 36)	

A.5.2. Substituieren

Restmix und nationaler Emissionsfaktor

Hervorgehend aus dem europäischen Projekt Reliable Disclosure (RE-DISS) findet teilweise auch der sogenannten Residual Mix (RM) oder auch European Attribute Mix (EAM) Anwendung. Um die Herausforderung der unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen und Bilanzierungsansätze zu harmonisieren, werden jährlich von der Association of Issuing Bodies (AIB) die nationalen Bilanzen erstellt. Der Grundgedanke der Residual Mixes folgt der Herausforderung der Doppelzählung kohlenstofffreier Attribute von Ökostrom.

Der Restmix ist vergleichbar mit dem nationalen Emissionsfaktor. Der Unterschied ist, dass der Residual Mix die Nutzung verfolgbare Stromzertifikate wie Herkunftsnachweise umfasst. Dazu berücksichtigt die implizite Bilanzierung des Restmixes die entwerteten Stromeigenschaften der Nachweise, sodass diese von den durchschnittlichen Netzemissionen ausgeschlossen werden. Durch die Möglichkeit der direkten Zuordnung eines HKNs zu einer spezifischen Anlage kann der Restmix eines lokalen oder nationalen Energiesystems bestimmt werden. Dazu werden zunächst die nationalen Erzeugungsstatistiken um die Strommengen und die zugehörigen Attribute bereinigt, die bilateral gehandelt wurden. Darin eingeschlossen sind importierte und exportierte Nachweise, unabhängig davon, ob dies separat oder gekoppelt an eine physikalische Stromlieferung erfolgte. (vgl. UBA 2007b, S. 27–29) Danach sind die Angaben der physikalischen Stromlieferungen zu berücksichtigen, inklusive der Attribute Erneuerbar, Nuklear oder Fossil. Andernfalls kommt es zu einer Bilanzdifferenz zwischen den verfügbaren Attributen und der Bedarfsmenge der Endverbraucher. Auftretende rechnerische Differenzen werden anschließend mit dem EAM verbunden, der damit unerlässlich für die zuverlässige Restmixberechnung ist (vgl. Klimescheffskij et al. 2016, S. 5). Dieser Wert wiederum resultiert aus einem Überschuss an verfügbaren Attributen im Vergleich zum Verbrauch der eingeschlossenen Länder. Jedoch ist, bedingt durch die Berechnungsart, der Attribute Mix durch einen Anteil von über 60 % fossiler Energieträger geprägt, sodass Länder mit einem rechnerischen Defizit von Stromattributen einen hohen Anteil an fossilen Energieträgern zugewiesen bekommen, wie in Abbildung 5.8 dargestellt ist. Darüber hinaus berücksichtigt die Berechnung des RM nur den Verbrauch, der mit expliziten Nachverfolgungsinstrumenten wie Herkunftsnachweisen oder auf Vertragsebene offengelegt wurde.

Der Berechnung zufolge, entspricht der Emissionsfaktor des dt. Residual Mix $742 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ und liegt damit deutlich über dem Erzeugungs- und dem Verbrauchsmix. Ebenso zeigt die Analyse der Defizitländer, dass der nicht nachverfolgbare Verbrauch in vielen davon bei deutlich über 50 % liegt (vgl. AIB 2019c, S. 7–9). Deshalb erfolgt die Beschreibung an dieser Stelle ausschließlich der Vollständigkeit wegen und Ausführungen sowie Analysen sind AIB (2019c) zu entnehmen.

A.5.2.1. Abkürzungen von Nationen

Die folgende Tabelle A.5 ordnet die Kürzel den entsprechenden Ländern zu. Anhand der Tabelle können die Länder in Abbildung 5.8 sowie in Abbildung 5.14 und 5.15 identifiziert werden.

Tabelle A.5.: Länderkürzel nach ISO (2013)

Kürzel	Land	Kürzel	Land
AT	Österreich	FI	Finnland
BE	Belgien	FR	Frankreich
CH	Schweiz	IS	Island
DE	Deutschland	IT	Italien
DK	Dänemark	NL	Niederlande
EE	Estland	NO	Norwegen
ES	Spanien	SE	Schweden
BR	Brasilien	G.	Globaler Wert
CL	Chile	JP	Japan
CN	China	RU	Russland
EU	Gruppe europäischer Staaten	US	Vereinigte Staaten von Amerika

A.5.2.2. Charakterisierung von Ökostromprodukten

Zunächst können Ökostromprodukte durch die zugrundeliegenden Umsetzungsmodelle beschrieben werden. Dabei kann grundlegend zwischen den Ansätzen des Händler-, Fonds- und des Initiierungsmodell unterschieden werden, mit denen die Anbieter erwarten, einen Beitrag zur Energiewende sicherzustellen. Dazu zählen die Anbieter insbesondere den Ausbau von Anlagen für el. Energie aus erneuerbaren Quellen und zumeist auch hocheffizienter KWK über die bestehenden Erzeugungskapazitäten hinaus. Die Umsetzungsmodelle der Label sind, angelehnt an die aus Herstellerangaben abgeleiteten ökologischen Spitzenprodukte der EcoTopTen (2019, S. 5–7) des Öko-Instituts, beschrieben.

Ökostrom-Label

Die folgenden Tabellen stellen Auszüge aus den jeweiligen Kriterienkatalogen der Labelgeber dar, um diese miteinander vergleichen zu können. Neben einigen allgemeinen Informationen wird insbesondere die Förderung sowie die Unternehmenspolitik der Label dargestellt.

Tabelle A.6.: Ökostrom-Label: Grüner Strom

Produkt	Grüner Strom
Labelgeber	Grüner Strom Label e.V.
Ökostrommodell	Fondsmodell
Stromquellen	100% EE (EE bzw. KWK)
Stromquellennachweis	Kopplung von HKN und Stromlieferung, parallele Förderung möglich
Förderung	
- Förderbetrag	0,1 - 0,5 ct/kWh
- Fördermöglichkeiten	Regenerative Stromerzeugung Zukunftsorientierte, neue Technologien Energieeffizienz- und Umweltverträglichkeitsmaßnahmen Grünstrom-Direktversorgung sonstige Fördermaßnahmen Entwicklungszusammenarbeit
Energiebilanzausgleich	Kalenderjahr
Unternehmenspolitik/ Beteiligungen	Keine mittelbare/unmittelbare Beteiligung an Kernkraftwerken Keine neue Beteiligung an Kohlekraftwerken
Prüfung	Zweijährlich, auf Dokumentenbasis
Literaturnachweis	Grüner Strom-Label (2015)

Tabelle A.7.: Ökostrom-Label: ok-power

Produkt	ok-power
Labelgeber	EnergieVision e.V.
Ökostrommodell	Modellmischung
Stromquellen	100 % EE
Stromquellennachweis	HKN, sonstige Förderung ausgeschlossen
Förderung	Pflichtkriterien: - Beteiligungsverhältnisse des Ökostromanbieters - Verbraucherschutz - Ökologische Anforderungen an Ökostrom-Erzeugungsanlagen
- Fördermöglichkeiten	Wahlpflichtkriterien: <ul style="list-style-type: none"> • Förderung zusätzlicher neuer Anlagen <ul style="list-style-type: none"> Beschaffung HKN, 33 % aus zusätzlichen Neuanlagen <ul style="list-style-type: none"> Wasserkraft, Geothermie: 8 Jahre Altersgrenzen: Windkraft, Biomasse: 4 Jahre Photovoltaik: 5 Jahre - Initiierung und Betrieb: <ul style="list-style-type: none"> Jahr 1-4 Anerkennung 100 % Jahr 5-10 Anerkennung 66 % - Initiierung ohne Betrieb: Jahr 1-4 Anerkennung 100 % • Weiterbetrieb ehemals geförderter Bestandsanlagen <ul style="list-style-type: none"> – Wirtschaftlicher Betrieb nach Ende der staatlichen Förderung nicht möglich • Förderung innovativer Energiewendeprojekte, Förderbetrag: 0,2 - 0,3 ct/kWh
Energiebilanzausgleich	Kalenderjahr
Unternehmenspolitik/ Beteiligungen	Keine mittelbare/unmittelbare Beteiligung an Kern- und Kohlekraftwerken Upstream- und Downstream-Beteiligungsregelungen
Prüfung	Jährlich, auf Dokumentenbasis
Literaturnachweis	ok-power-Label (2020)

Tabelle A.8.: Ökostrom-Label: TÜV Nord

Produkt	TÜV Nord	
Labelgeber	TÜV Nord Cert GmbH	
Ökostrommodell	Händlermodell und Fondsmodell	
Stromquellen	100 % EE	
Stromquellennachweis	HKN, parallele Förderung möglich	
Förderung	Händlermodell	Fondsmodell
- Fördermöglichkeiten	indirekte Förderung 33 % aus Anlagen nicht älter als 6 Jahre	direkte Förderung Förderbetrag je nach Liefermenge: 0,1 - 0,25 ct/kWh
Energiebilanzausgleich	12 Monate	
Unternehmenspolitik/ Beteiligungen	Keine Vorgaben	
Prüfung	Jährlich, beim Energieversorger	
Literaturnachweis	TÜV Nord (2014)	

Tabelle A.9.: Ökostrom-Label: TÜV Süd

Produkt	TÜV Süd		
Labelgeber	TÜV Süd Industrie Service GmbH		
Ökostrommodell	Händlermodelle und Fondsmodell		
Stromquellen	100 % EE		
Stromquellennachweis	HKN, sonstige Förderung ausgeschlossen		
Förderung	Zwei Produktkategorien mit mehreren Optionen		
	Produkt EE01 Option 1 u. 3	Produkt EE01 Option 2	Produkt EE02
	Händlermodell	Fondsmodell	Händlermodell
	indirekte Förderung	direkte Förderung	optionale direkte Förderung
- Fördermöglichkeiten	- Neuanlagen: 30% Altersgrenze: 10 a	Förderbetrag: 0,2 ct/kWh	Ökostromaufpreis zur Förderung regenerativer oder innovativer Energieprojekte
	- Technologiemix: Wasserkraft: 15 % o. Windkraft: 20 % o. weitere EE 5 %		
Energiebilanzausgleich	12 Monate		15 Minuten
Unternehmenspolitik/ Beteiligungen	Keine Vorgaben		
Prüfung	Jährlich, beim Energieversorger		
Sonstiges	weitere Zertifizierungsmöglichkeit: Energiewendeunternehmen (EWU) Kriterien: - sämtliche Grünstrom-Tarife mit Qualitätslabel - EE-Anteil um 1/3 höher, als der nationale Durchschnitt		
Literaturnachweis	TÜV Süd (2019a,b)		

Tabelle A.10.: Ökostrom-Label: EKOenergie

Produkt	EKOenergie
Labelgeber	EKOenergie Netzwerk
Ökostrommodell	-
Stromquellen	100% EE (EE bzw. KWK ohne Biomasse)
Stromquellennachweis	HKN
Förderung	Ökostrom aus naturverträglichen Anlagen mit speziellen Nachhaltigkeitskriterien
- Förderbetrag	0,01 ct/kWh in Umweltfonds
- Fördermöglichkeiten	Anlagen dürfen nicht: - in Naturschutzgebieten, - Natura-2000-Gebieten, - Vogelschutzgebieten oder - UNESCO-Welterbestätten stehen und die Natur darf nur geringfügig verändert werden.
Energiebilanzausgleich	keine Angaben
Unternehmenspolitik/ Beteiligungen	Keine Vorgaben
Prüfung	Jährlich, auf Dokumentenbasis und beim Energieversorger
Literaturnachweis	EKOenergy (2013)

Tabelle A.11.: Ökostrom-Label: Greenpeace energy

Produkt	Greenpeace energy
Labelgeber	Greenpeace Energy eG
Ökostrommodell	-
Stromquellen	100% EE (EE bzw. KWK) Zulässige sind: - EE: Photovoltaik, Windkraft, Windgas, Wasserkraft, Bioenergie, Solarthermie und Geothermie - KWK: Gasmotoren, Gasturbinen oder Brennstoffzellen. (Vorgaben zum Gesamtjahresnutzungsgrad bei Erdgasbetrieb)
Stromquellennachweis	HKN
Förderung	
- Förderbetrag	Solarstrom plus, 1 ct/kWh
- Fördermöglichkeiten	Aufbau einer EE-Infrastruktur: - Förderung des EE-Ausbaus durch: - Strombezug aus neuen Anlagen (nicht älter als 5 Jahre), - Realisierungsbeitrag bei Projektierung, Finanzierung oder Vermarktung. - Förderung des Ausgleichs der EE-Fluktuation durch - Lastverschiebung, Virtuelle Kraftwerke, Speicher, Kurzfrist-Märkte Energiepolitischer Einsatz für: - Energiewende-freundliche Rahmenbedingungen - die Nutzung von Anlagen oder Versorgungskonzepten - das Gelingen der weltweiten Energiewende
Energiebilanzausgleich	keine Angaben
Unternehmenspolitik/ Beteiligungen	- Geschäftspolitik darf nicht den energiepolitischen Zielen von Greenpeace e.V. widersprechen - keine Beteiligungen in der Braunkohle- und Atomindustrie
Prüfung	Regelmäßige Überwachung durch unabhängige Gutachter
Literaturnachweis	Greenpeace e.V. (2017)

A.5.2.3. Unternehmenseigenen EE-Versorgungsanlagen

Strompreisbestandteile

In Deutschland gibt es keinen einheitlichen Strompreis für große Betriebe oder Industriekunden, sodass der Strompreis stellvertretend verwendet wird. Eine individuelle Analyse für jedes Unternehmen erfordert eine genaue Kenntnis über die Strompreiszusammensetzung, wird aber anhand der folgenden Analyse ebenfalls ermöglicht.

Die Spreizung des Strompreises liegt an vielen Faktoren, wie dem Verteilnetzgebiet, der Strombezugsmenge, der Benutzungsdauer, der Spannungsebene sowie weiteren Ausgleichs- und Sonderregeln (vgl. DIHK 2017, S. 7–8). Durch die individuelle Höhe der Strompreisbestandteile basiert die folgende Analyse auf dem durchschnittlichen Strompreis für die Industrie, herausgegeben vom BDEW (2019a, S. 24–25). Der angegebene Preis beruht auf einer mittelspannungsseitigen Versorgung mit einem Jahresverbrauch zwischen 0,16 und 20 TWh. Zunächst werden die zugrundeliegenden Gesetze genannt und anschließend die Höhe der einzelnen Steuern und Umlagen in Tabelle 5.5 zusammengefasst.

Das EEG regelt die bevorzugte Einspeisung und garantiert feste Einspeisevergütungen von elektrischer Energie aus regenerativen Quellen, um eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen (BMJV et al. 2017, §1). Speisen die Betreiber solcher Anlagen den Strom in das öffentliche Versorgungsnetz ein, erhalten sie dafür eine festgelegte Vergütung. Durch Sonderregelungen kann eine Ermäßigung oder sogar ein Wegfall der Umlage beantragt werden (BMJV et al. 2017, § 74a). Auch Eigenerzeuger, die Strom zum Selbstverbrauch generieren, zahlen grundsätzlich die gesamte Höhe der Umlage, allerdings gilt für EE-Anlagen, die nach der Gesetzesnovelle 2014 in Betrieb genommen wurden, u.U. ein reduzierter Betrag der regulären EEG-Umlage. Während die Höhe der Reduzierung je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie der Anlagenart variiert, ist die Befreiung bspw. möglich für Inselanlagen, die weder unmittelbar noch mittelbar mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden sind. (BNetzA 2016, S. 9–19).

Die KWKG-Umlage dient zur Erhaltung, Modernisierung und zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (vgl. BMJV et al. 2016a). Aufgrund regional verteilter Anlagen und Einspeisung, ungleicher Förderzahlungen sowie verschiedener Letztverbraucherstrukturen gewährleistet die KWKG-Umlage die bundesweit einheitliche Verteilung der Kosten (BDEW 2018c, S. 66). Zur Zahlung der Umlage sind alle verpflichtet, ausschlaggebend ist nur die Nutzung des öffentlichen Netzes (Loibl 2017).

Die Konzessionsabgabe umfasst Zahlungen an Gemeinden und Landkreise für das Recht der Nutzung öffentlicher Verkehrswege. In diesem Fall ist damit die Einräumung des Rechts zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen einbegriffen. Die Verordnung regelt die Rahmenbe-

dingungen und Höchstbeträge, die von dem Energieversorgungsunternehmen (EVU) gezahlt werden müssen. (BMJV et al. 1992, §2) Der Höchstbetrag ist gesetzlich festgelegt und richtet sich nach der Energieart, der Einwohnerzahl der Gemeinde, der Energiemenge sowie der Kundengruppe. Sondervertragskunden, wie größere Organisationen und Industrieunternehmen, zahlen hingegen eine einheitliche Konzessionsabgabe von 0,11 ct/kWh für elektrische Energie (BMJV et al. 1992, §3). Die vollständige Befreiung von der Konzessionsabgabe ist nur für Großverbraucher möglich und muss jährlich geprüft und beantragt werden.

Die AbLaV regelt die Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für sogenannte Abschaltleistung zur Wahrung der Netzstabilität und somit einer erhöhten Versorgungssicherheit (BMJV et al. 2016b). Sind Nachfrage und Angebot in einem Übertragungsnetz nicht im Gleichgewicht, werden die Abschaltleistungen von Unternehmen genutzt, um den elektrischen Energiebedarf kurzfristig und für ein vereinbartes Zeitintervall zu reduzieren. Dafür erhalten die Anbieter eine Vergütung. Die Summe wird von den ÜNB untereinander ausgeglichen und auf alle Letztverbraucher umgelegt (BNetzA 2019d).

Auf der Grundlage des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde die StromNEV erlassen (BMJV et al. 2005a, §24, 29). Diese legt unter anderem die Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsübertragungs- und -verteilernetzen fest (BMJV et al. 2005b, §1). Paragraf 19 der Verordnung beschreibt die Sonderformen der Netznutzung und somit auch die Bestimmung eines individuellen Netzentgeltes. Relevant wird dies, wenn der vorhersehbare Höchstlastbetrag eines Letztverbrauchers erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast in der entsprechenden Netz- oder Umspannebene abweicht (vgl. BMJV et al. 2005b, §19). Ist aufgrund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten zu erwarten, dass ein Unternehmen eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 h/a und einen Stromverbrauch von mehr als 10 GWh/a aufweist, kann das Netzentgelt durch den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen stufenweise reduziert werden.

Mit den Einnahmen der Offshore-Netzzumlage werden neben Entschädigungszahlungen für den verspäteten Anschluss von Offshore Anlagen ebenfalls die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der Netzanbindung beglichen (Netztransparenz 2020).

Das Stromsteuergesetz (StromStG) regelt die Besteuerung von elektrischer Energie und ist zudem an die Entnahme aus dem Versorgungsnetz gekoppelt. Der reguläre Steuertarif beträgt 20,50 €/MWh (vgl. BMJV et al. 1999, §3). Unter anderem können Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf Antrag eine Steuerentlastung von 5,13 €/MWh erhalten, sofern der Strom nachweislich für betriebliche Zwecke bezogen wird und der Entlastungsbetrag im Kalenderjahr 250 € übersteigt (BMJV et al. 1999, §9b). Des Weiteren gilt eine Steuerbefreiung

für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt und für Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem Netz oder einer Leitung entnommen wird, die ausschließlich durch regenerative Energien gespeist wird (BMJV et al. 1999, §9).

Die Netzentgelte sind eine an die Nutzung der öffentlichen Versorgungsnetze gekoppelte Gebühr. Die Höhe des Netznutzungsentgeltes ist unter anderem durch das EnWG und die StromNEV staatlich reguliert. Jedoch ist die Höhe regional unterschiedlich und vom jeweiligen Jahresverbrauch abhängig (BNetzA 2019c). Aus diesem Grund wird für den folgenden Vergleich der konstatierte Mittelwert der Bundesnetzagentur von 2,33 ct/kWh verwendet⁴⁸. Dieser Wert gilt für Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von bis zu 24 GWh jedoch ausgenommen einer Reduktion nach § 19 Abs. 2 StromNEV. (vgl. BNetzA et al. 2020, S. 27–28)

Die Kosten für die Strombeschaffung werden vom jeweiligen Stromanbieter festgesetzt. Die Höhe der Auslagen bildet den wettbewerbsrelevanten Anteil des Strompreises ab, da dieser Kostenpunkt nicht durch den Gesetzgeber beeinflusst wird (BNetzA 2019e). Die Strombeschaffung beinhaltet den Einkauf bzw. die Erzeugung, den Vertrieb und die Gewinnmarge des Stromversorgers.

Die zuvor erläuterten Strompreisbestandteile sind in Tabelle 5.5 unter Fremdbezug zusammengefasst. Demzufolge beträgt der Einfluss rechtlicher Rahmenbedingungen auf den Strompreis mehr als 60%. Dadurch bedingt, erfordert die Analyse der Stromversorgungsvarianten eine eingehende Prüfung der jeweils relevanten Strompreisbestandteile.

Stromgestehungskosten für die Eigenstromerzeugung

Die in Kapitel 5.2.4 verwendeten Stromgestehungskosten berechnen sich für die Anlagenarten PV Großanlage, PV Freiflächenanlage und die Onshore WKA nach den im Folgenden aufgeführten Parametern und Formel A.1 bis A.3.

⁴⁸Gewerbekunden mit einem Jahresverbrauch von 50 MWh zahlen demzufolge im Mittel 6,31 ct/kWh und damit deutlich mehr, was sich dementsprechend auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt.

Stromgestehungskosten für PV Großanlagen

Tabelle A.12.: Parameter zur Berechnung der StGK pro kW_p einer PV Großanlage

Bezeichnung	Wert	Einheit	Quelle
Investitionsausgaben	850	€/kW	Kost et al. (2018, S. 10)
Betriebskosten	1%/a vom Invest		Wirth (2020, S. 9)
produzierte Strommenge	1105	kWh/a	Kost et al. (2018, S. 12)
Nutzungsdauer	25	a	Kost et al. (2018, S. 11)
kalkulatorischer Zinssatz	3,5	%/a	Kost et al. (2018, S. 11)

$$StGK_{PV-Gro\beta} = \frac{850 \text{ €/kW} + \sum_{t=1}^{25} \frac{8,5 \text{ €/kW}}{(1+0,035)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{1.105 \text{ kWh}}{(1+0,035)^t}} = 5,43 \text{ ct/kWh} \quad (\text{A.1})$$

Die Abbildungen A.6 bis A.8 stellen die Energiebezugskosten, basierend auf der Versorgungskonstellation, den möglichen Fremdbezugskosten für el. Energie gegenüber.

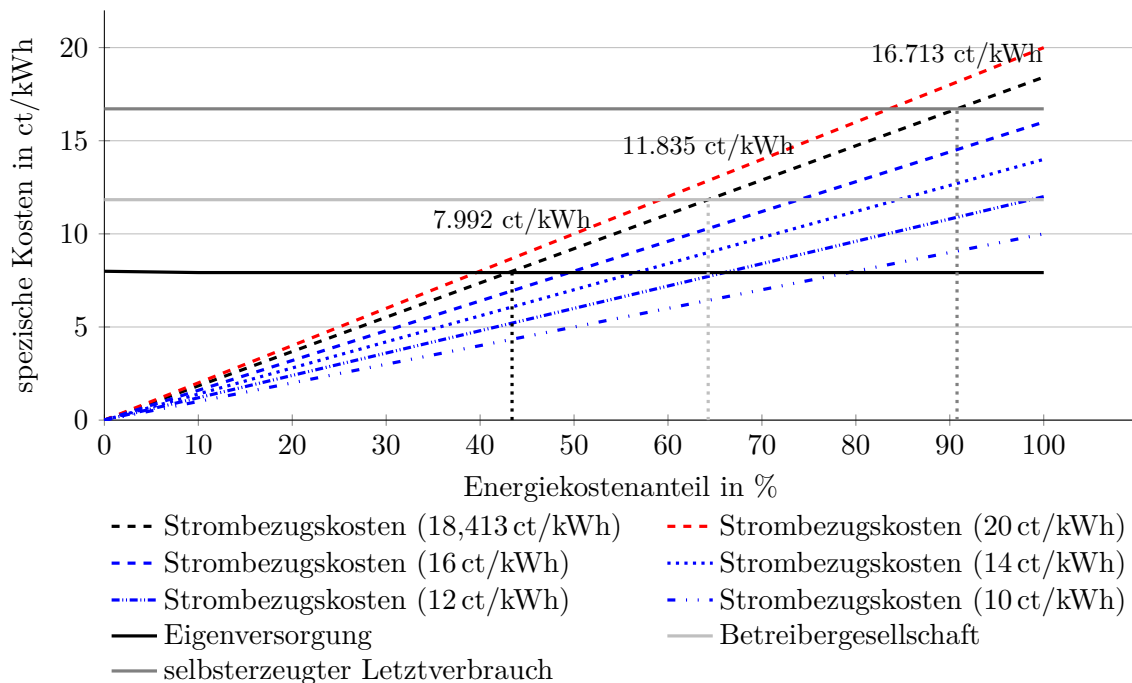


Abbildung A.6.: Schnittkosten des Energiebezugspreises in Abhängigkeit der Versorgungskonstellation für eine PV Großanlage

Stromgestehungskosten für PV Freiflächenanlage

Tabelle A.13.: Parameter zur Berechnung der StGK pro kW_p einer PV Freiflächenanlage

Bezeichnung	Wert	Einheit	Quelle
Investitionsausgaben	650	€/kW	Kost et al. (2018, S. 10)
Betriebskosten	1%/a vom Invest		Wirth (2020, S. 9)
produzierte Strommenge	1105	kWh/a	Kost et al. (2018, S. 12)
Nutzungsdauer	25	a	Kost et al. (2018, S. 11)
kalkulatorischer Zinssatz	3,5	%/a	Kost et al. (2018, S. 11)

$$StGK_{PV_{\text{Frei}}} = \frac{650 \text{ €/kW} + \sum_{t=1}^{25} \frac{6,5 \text{ €/kW}}{(1+0,035)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{1105 \text{ kWh}}{(1+0,035)^t}} = 4,15 \text{ ct/kWh} \quad (\text{A.2})$$

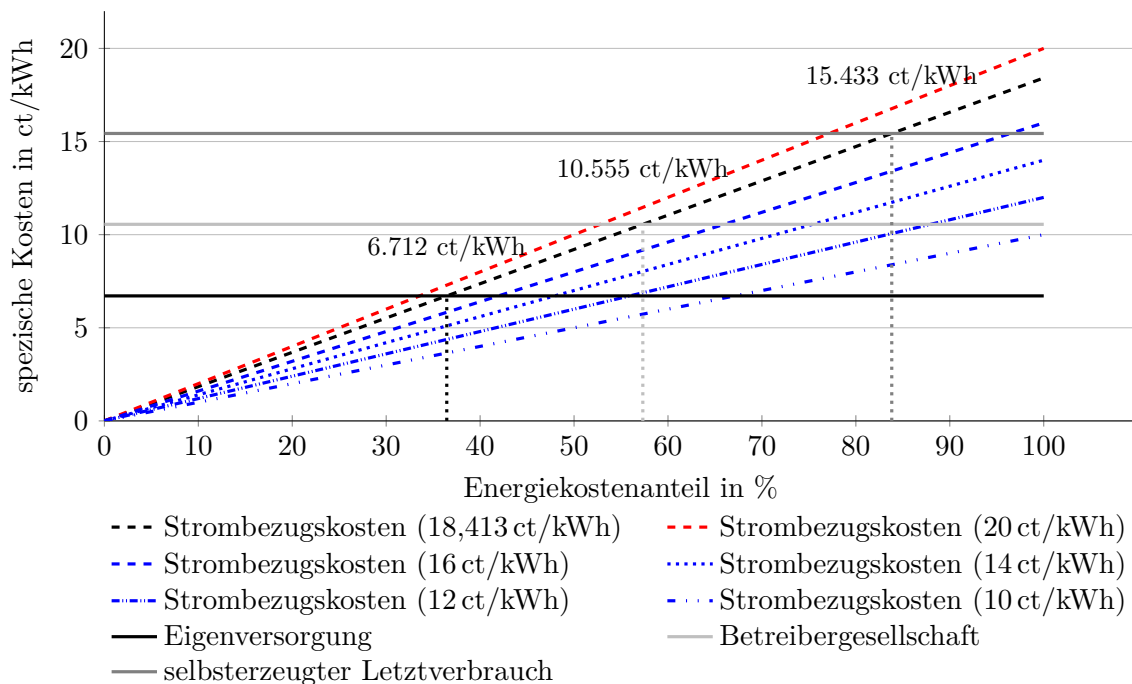


Abbildung A.7.: Schnittkosten des Energiebezugspreises in Abhängigkeit der Versorgungskonstellation für eine PV Freiflächenanlage

Stromgestehungskosten für Onshore Wärmekraftanlagen

Tabelle A.14.: Parameter zur Berechnung der StGK pro kW einer Onshore Windkraftanlage

Bezeichnung	Wert	Einheit	Quelle
Investitionsausgaben	1300	€/kW	Svoboda (2013, S. 35)
Betriebskosten	40	€/kW	Svoboda (2013, S. 34)
produzierte Strommenge	2000	kWh/a	Kost et al. (2018, S. 24)
Nutzungsdauer	25	a	Kost et al. (2018, S. 11)
kalkulatorischer Zinssatz	4	%/a	Kost et al. (2018, S. 11)

$$StGK_{WKA-Onshore} = \frac{1.300 \text{ €/kW} + \sum_{t=1}^{25} \frac{40 \text{ €/kW}}{(1+0,04)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{2000 \text{ kWh}}{(1+0,04)^t}} = 6,16 \text{ ct/kWh} \quad (A.3)$$

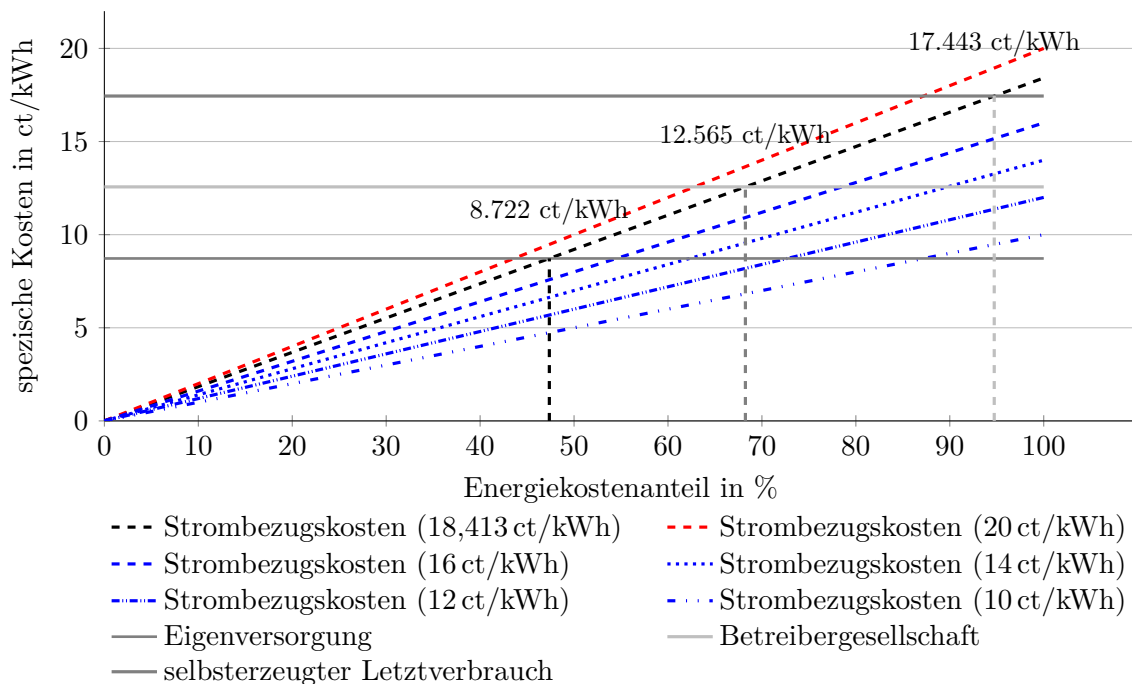


Abbildung A.8.: Schnittkosten des Energiebezugspreises in Abhängigkeit der Versorgungskonstellation für eine Windkraftanlage-Onshore

A.5.3. Kompensieren

A.5.3.1. Emissionszertifikate

Unterteilung der Vertragsstaaten gemäß UNFCCC und Kyoto-Protokoll

Die Vertragsstaaten werden in vier Gruppen aufgeteilt.

Annex I gemäß UNFCCC	Industrie und Schwellenländer, die sich zur Emissionsminderung verpflichtet haben.
Annex II gemäß UNFCCC	Industrieländer, die sich zu bestimmten Leistungen verpflichtet haben, wie z.B. der finanziellen Unterstützung von Entwicklungsländern.
Non-Annex gemäß UNFCCC	Alle nicht Annex I Staaten, welche die Klimarahmenkonvention ratifiziert haben.
Annex B gemäß Kyoto	Alle Vertragsstaaten mit einem verbindlichen Ziel zur Emissionsbegrenzung oder -reduzierung.

Im Rahmen dieser Arbeit werden Annex-B-Staaten als Industrieländer und Non-Annex-Staaten als Entwicklungsländer bezeichnet.

Emissionsreduktionszertifikate werden gemäß der folgenden beiden Prinzipien eingeteilt, zum einen nach dem ‚Cap and Trade‘ Ansatz und andererseits nach dem ‚Baseline and Credit‘ Ansatz (siehe Abbildung 5.11).

- Gemäß des Cap and Trade Ansatzes, werden Emissionsreduktionsgutschriften ausgehend von einem Ziel (Cap) an Staaten bzw. Unternehmen ausgegeben und untereinander gehandelt (Trade).⁴⁹
- Der Baseline und Credit Ansatz umfasst handelbare Gutschriften, die aus bereits umgesetzten Klimaschutzprojekten generiert werden. Die Anzahl der generierten Zertifikate wird aus der Differenz zwischen Baseline und Projektmissionen (Credit) ermittelt. Die Baseline entspricht dabei der Emissionssituation ohne das Klimaschutzprojekt.

Die Unterschiedlichkeit der Projektarten wirkt sich entsprechend auch auf die Emissionszertifikate aus.

⁴⁹Neben den Emissionsrechten des Kyoto-Protokolls zählt dazu auch der EU-Emissionshandel mit den entsprechenden EUA.

Steckbriefe ausgewählter Qualitätsstandards zur freiwilligen Kompensation

Im Folgenden sind die wichtigsten Merkmale, der Marktanteil und die Preisspanne verschiedener Qualitätsstandards gemäß der Analyse von Wolters et al. (2018a) im Auftrag des Umweltbundesamtes dargestellt. Die Marktanteile ergeben sich aus der stillgelegten Zertifikatsmenge basierend auf der Marktumfrage des UBA (2018). Die angegebene Preisspanne bildet den niedrigsten und den höchsten Zertifikatspreis für Privatpersonen ab. Die Preise unterliegen deutlichen Schwankungen, bedingt durch die Qualität und die Größe der Klimaschutzprojekte sowie das Alter der Zertifikate und das jeweilige Handelsvolumen. Darüber hinaus sind weitere Angaben zu den Charakteristika der Standards aufgelistet. Die Aufstellung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern dient zur Übersicht einiger der gängigsten Standards.

Die Klimaschutzprojekte des unregulierten Marktes sowie die daraus erzeugten Kompensationsleistungen können anhand von zwei grundlegenden Merkmalen klassifiziert werden (laut Held et al. 2010, S. 16).

Ex-ante-Zertifikate	Künftige Emissionsreduktionen. Prognose einer gespeicherten CO ₂ -Menge über einen Projektzeitraum. Finanzierung der Klimaschutzprojekte bereits zum Projektstart.
Ex-post-Zertifikate	Erfolgte Emissionsreduktionen. Vermeidung des Risikos falscher Prognosen über künftige Emissionsreduktionen. Projektfinanzierung durch Vorleistung.

Clean Development Mechanism (CDM)

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 2001
- Gründer/Überwachung: Vertragsstaaten des Kyoto-Protokolls
- Verwaltung: CDM Sekretariat
- Organisationstyp: Öffentlich

Preis & Marktanteil

- Preisspanne: 5 - 59,90 €/tCO₂
- Marktanteil DE: 4,2%

Kurzbeschreibung

Die Emissionszertifikate des CDM beruhen auf den Regulierungen des Kyoto-Protokolls. Zur Wahrung der Qualität wird dieser Standard durch einen unabhängigen Aufsichtsrat (Executive Board) überwacht. Sowohl Regierungen als auch Unternehmen und Privatpersonen können die zertifizierten Gutschriften erwerben, wodurch dieser Mechanismus mit Abstand das relevanteste Instrument zur Generierung und zum Handel von Emissionsgutschriften aus Klimaschutzprojekten darstellt.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: In Entwicklungsländern weltweit
- Projekttypen:
 - Erneuerbare Energien, Energieeffizienz & Brennstoffwechsel
 - Landwirtschaft, Wälder & Forstwirtschaft
 - Abfall & Deponie, Industrie, Transport
 - Sonstiges
- Projektanzahl: 7.797 Projekte
- Eingesparte Emissionen: 1,91 Mrd. tCO_{2e} entspricht den jährlichen Emissionen von ca. 389,9 Mio. Menschen (im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- Unabhängiger Aufsichtsrat entscheidet über Projekte und die Ausstellung von CERs.
- Vereinfachte Regelungen für Klein- und Kleinstprojekte und Bündelung durch PoAs

Verified Carbon Standard (VCS)

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 2005
- Gründer/Überwachung: Climate Group, International Emissions Trading Association und das World Economic Forum
- Verwaltung: 10 Vorstandsmitglieder
- Organisationstyp: Gemeinnützig

Preis & Marktanteil

- Preisspanne: 5-23 €/tCO₂
- Marktanteil DE: 20%

Kurzbeschreibung

VCS gehört weltweit zu den bedeutendsten freiwilligen Standards zur Kompensation von THG-Emissionen. 2015 entfielen über die Hälfte der globalen Transaktionen des freiwilligen Emissionshandels auf VCS, dem daher eine große Marktrelevanz, besonders im Bereich vermiedene Entwaldung, zukommt.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: In Entwicklungsländern weltweit
- Projekttypen:
 - Erneuerbare Energien, Energieeffizienz & Brennstoffwechsel
 - Landwirtschaft, Wälder & Forstwirtschaft
 - vermiedene Entwaldung
 - Abfall & Deponie, Industrie, Transport
- Projektanzahl: 1.385 Projekte (2017)
- Eingesparte Emissionen: 130,1 Mio. tCO_{2e} entspricht den jährlichen Emissionen von ca. 26,5 Mio. Menschen (im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- VSC gehört zur Organisation Verra, die verschiedene Standards und Programme vereint und die Umwelt- und Nachhaltigkeitsaspekte prüft.
- Der Sustainable Development Verified Impact Standard (SD VISta) berücksichtigt insbesondere die Ziele der nachhaltigen Entwicklung.

Plan Vivo

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 1994
- Gründer/Überwachung: Edinburgh Centre for Carbon Management (ECCM), University of Edinburgh, El Colegio de la Frontera Sur und lokale Partner
- Verwaltung: Plan Vivo Foundation

Preis & Marktanteil

Preisspanne: 15 - 22 €/tCO₂
Marktanteil DE: <1 %

Kurzbeschreibung

Plan Vivo wurde 1994 in Chiapas, Mexiko, mit dem Ziel gegründet, die Situation der lokalen Bevölkerung durch gemeinschaftliche Land- und Forstwirtschaftsprojekte zu verbessern. Der Standard unterstützt Dorfgemeinschaften durch Zahlungen für Ökosystemleistungen zur Sicherung der nachhaltigen Nutzung natürlicher Ressourcen, dem Schutz von Klima, Ökosystemen und der lokalen Lebensgrundlage.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: Mexico, Bolivien, Nicaragua, Uganda, Mosambik, Tansania, Malawi, Sri Lanka, Indien, Nepal, Vanuata, Indonesien, Mongolei
- Projekttypen:
 - Landwirtschaft, Wälder & Forstwirtschaft
 - vermiedene Entwaldung
- Projektanzahl: 15 Projekte (2017)
- Eingesparte Emissionen: 3,1 Mio. tCO_{2e} entspricht den jährlichen Emissionen von ca. 632.700 Menschen (im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- Fairer Handel und die Förderung von ländlichen Gemeinden stehen im Vordergrund. Involvierung der lokalen Bewohner/innen bei Planung und Durchführung von Klimaschutzprojekten.

Gold Standard (GS)

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 2003
- Gründer/Überwachung: World Wide Found for Nature (WWF), SouthSouthNorth, Helio International
- Verwaltung: Gold Standard Sekretariat

Preis & Marktanteil

Preisspanne: 5-23 €/tCO₂
Marktanteil DE: 72,7 %

Kurzbeschreibung

Der vom WWF und anderen Umweltverbänden entwickelte Gold Standard berücksichtigt neben dem Umweltschutz auch weitere soziale Aspekte. Der Standard kommt sowohl in registrierten Projekten als Zusatzstandard (Gold Standard CER) sowie auch im freiwilligen Markt (Gold Standard VER) zur Anwendung.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: In 80 Entwicklungsländer weltweit
- Projekttypen:
 - Erneuerbare Energien
 - Landwirtschaft, Wälder & Forstwirtschaft
 - Abfall & Deponie
 - Sonstiges
- Projektanzahl: 1.500 Projekte
- Eingesparte Emissionen: 46 Mio. tCO_{2e} entspricht den jährlichen Emissionen von ca. 9,4 Mio. Menschen (im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- Entwicklung eines neuen Standards (GS4GG) ausgerichtet auf die UN-Nachhaltigkeitsziele (SDGs).

Social Carbon Standard

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 2000
- Gründer/Überwachung: Ecológica Institute
- Organisationstyp: Gemeinnützig

Preis & Marktanteil

- Preisspanne: Kein Einzelpreis
da Zusatzstandard
- Marktanteil DE: <1 %
(Kombiniert mit VCS)

Kurzbeschreibung

Der Zusatzstandard zertifiziert nicht ausschließlich die CO₂-Einsparung der Projekte, sondern überprüft außerdem den Beitrag einer langfristigen und nachhaltigen Entwicklung der Projektregionen. Zu den sechs Bewertungskriterien gehört unter anderem die Beurteilung der Auswirkungen auf die Biodiversität, auf finanzielle und natürliche Ressourcen sowie die soziale Nachhaltigkeit. Als Zusatzstandard kann der Social Carbon Standard nur mit gängigen Standards, wie dem VCS, kombiniert werden.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: Brasilien, Türkei, Chile
- Projekttypen:
 - Erneuerbare Energien, Energieeffizienz & Brennstoffwechsel
 - Landwirtschaft, Wälder & Forstwirtschaft, Moore
 - vermiedene Entwaldung
 - Abfall & Deponie, Industrie, Transport
- Projektanzahl: 59 Projekte (2016)
- Eingesparte Emissionen: ca. 1 Mio. t_{CO₂e} entspricht den jährlichen Emissionen von ca. 204.100 Menschen (im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- Da der Standard nur in Kombination mit anderen Standards angewendet wird, existiert keine eigene Methodologie zur Emissionsberechnung.
- Stellt keine Mindestanforderungen, sondern fordert eine kontinuierliche Verbesserung der sozialen und ökologischen Auswirkungen.
- Bedingt durch den Zusatzstandard erhält das Emissionszertifikat eine zusätzliche und permanente Kennung.

Climate, Community and Biodiversity (CCB) Standard

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 2012/13
- Gründer/Überwachung: Climate, Community and Biodiversity Alliance, Verwaltet durch Verified Carbon Standard
- Organisationstyp: Gemeinnützig

Preis & Marktanteil

- Preisspanne: Kein Einzelpreis
da Zusatzstandard
- Marktanteil DE: 2%
(Kombiniert mit VCS)

Kurzbeschreibung

Der Climate, Community and Biodiversity Standard ist ein häufig genutzter Zusatzstandard im unregulierten Markt, der allerdings mit anderen internationalen Standards kombiniert werden muss. Der Fokus der zertifizierten Projekte liegt auf dem Erhalt der Artenvielfalt und der sozialen Auswirkungen innerhalb der Projektregionen. Der Standard wurde gemeinsam von Forschungsinstituten, Unternehmen und Umweltgruppen entwickelt und kommt vor allem bei forst- und landwirtschaftlichen Projekten zur Anwendung.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: In Entwicklungsländern weltweit
- Projekttypen: - Landwirtschaft, Wälder & Forstwirtschaft, Moore
- vermiedene Entwaldung
- Projektanzahl: 100+ Projekte
- Eingesparte Emissionen: 12,7 Mio. tCO_{2e} entspricht den jährlichen Emissionen von ca. 2,6 Mio. Menschen (im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- Der CCB-Standard wird in der Regel mit dem VCS angewendet und hat daher keine eigenständige Methodologie zur Emissionsberechnung.
- Bedingt durch den Zusatzstandard erhält das Emissionszertifikat in seinem einmaligen Registrierungscode eine zusätzliche und permanente Kennung.
- Die Kennzeichnung kann nur bei der Ausschüttung erfolgen und nicht nachgeholt werden, da die Zertifikate in einem entsprechenden Register aufgenommen werden.

MoorFutures

Gründung & Trägerschaft

- Umsetzungsregeln: 2011
- Gründer/Überwachung: Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Verbraucherschutz Mecklenburg-Vorpommern, Ministerium für Ländliche Entwicklung, Umwelt und Landwirtschaft, Flächenagentur Brandenburg GmbH, Ausgleichsagentur Schleswig-Holstein GmbH
- Organisationstyp: Gemischt

Preis & Marktanteil

Preisspanne: 35 - 80 €/tCO₂
Marktanteil DE: <1 %

Kurzbeschreibung

MoorFutures ist eine deutsche Initiative zur Renaturierung von Mooren in drei Bundesländern. Durch die Wiedervernässung von Mooren können THG-Emissionen vermieden werden, aber auch weitere positive Nebeneffekte für lokale Ökosysteme erzielt werden. MoorFutures verfügt über ein eigenes Regelwerk bestehend aus Standards, Methodologie und Monitoring. Zusätzlich werden die Projekte durch einen wissenschaftlichen Beirat geprüft und begleitet.

Klimaschutzprojekte

- Projektstandorte: Deutschland (Brandenburg, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern)
- Projekttypen: - Moore (Renaturierung)
- Projektanzahl: 3 Projekte (2017)
- Eingesparte Emissionen: 15.000 tCO_{2e} entspricht den jährlichen Emissionen
geplant 61.000 tCO_{2e} von ca. 3.000 Menschen
(im weltweiten Durchschnitt)

Besonderheiten

- Nationaler Standard, an dessen Entwicklung und Verwaltung mehrere Landesregierungen beteiligt sind.
- Ausstellung von Emissionszertifikaten auch für noch nicht erfolgte Minderungen (ex ante).
- Verfahrensregeln wie Planfeststellung und Naturschutz für die Wiedervernässung von Mooren sollen die zukünftige sukzessive Minderung der THG-Emissionen sicherstellen.

A.5.3.2. Kompensation in der Wertschöpfungskette

Metalle

Die nachfolgenden Tabellen A.15 und A.16 geben die verwendeten Quellen der Abbildung 5.14 wieder. Aufgrund der Vielfalt der Quellen und der einzelnen Parameter innerhalb der verwendeten Datenbank sind die Quellangaben zur besseren Übersicht in tabellarischer Form aufbereitet.

Tabelle A.15.: Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Emissionsfaktoren der gängigsten Metalle zu Abbildung 5.14

Metalle	Nation	Quelle
Aluminium (Al)	Russland	ProBas (2020, MetallAluminium-RU-2020)
	Norwegen	ProBas (2020, MetallAluminium-NO-2020)
	China	He et al. (2020, S. 7)
	Deutschland	ProBas (2020, MetallAluminium-DE-2020)
	Global	Paraskevas et al. (2016, S. 212)
Stahl (St.)	Großbritannien	Serrenho et al. (2016, S. 181)
	Japan	Kuramochi (2016, S. 92)
	China	He et al. (2020, S. 7)
	Deutschland	ProBas (2020, MetallStahl-mix-DE-2020)
	Global	van Ruijven et al. (2016, S. 30)
Kupfer (Cu)	Chile	Castro Molinaire (2013, S. 143)
	Deutschland	ProBas (2020, MetallKupfer-DE-primär-2020)
	Global	Northey et al. (2013, S. 127)
Zink (Zn)	Finnland	Seppälä et al. (2002, S. 70)
	China	Qi et al. (2017, S. 7)
	Deutschland	ProBas (2020, MetallZink-DE-2020)
	Global	Nuss et al. (2014, S. 5)
Blei (Pb)	China	Sun et al. (2019, S. 1126)
	Deutschland	ProBas (2020, MetallBlei-DE-primär-2020)
	Global	Nuss et al. (2014, S. 5)

Die Emissionsfaktoren stammen aus vielfältigen Quellen, die allerdings mit unterschiedlichen Bezugszeiträumen arbeiten. Alle verwendeten Quellen betrachten die Vorketten und berücksichtigen mehrere Treibhausgase, sodass die Werte in CO₂e ausgewiesen werden. Datenunsicherheiten treten des Weiteren auf durch nicht oder unklar beschriebene Systemgrenzen, wie bspw. von van Ruijven et al. (2016) und Kuramochi (2016), oder durch die Allokation von Co-Produkten beim Rohstoffabbau und der Weiterverarbeitung. Ebenso berücksichtigt ProBas (2020) eine Gutschrift für Schwefelsäure bei der Kupferherstellung, welche sich auf den Emissionsfaktor auswirkt. Weitere Differenzen entstehen durch die unterschiedliche Inkludierung von Recyclingmaterialien. Während He et al. (2020) explizit die Verwendung von Recycling einbezieht, machen die anderen Quellen der Aluminiumproduktion keine Angaben. Bei der Analyse der Zinkproduktion, verwendet Nuss et al. (2014) keine Recyclingprodukte aber Seppälä et al. (2002) bezieht solche mit ein. Durch die genannten ungleichen Ausgangsbasen und Daten entstehen Unsicherheiten, die eine exakte Ermittlung der Emissionsfaktoren erschweren. Es ist nicht das Ziel dieser Datenerhebung eine exakte Berechnung darzustellen, sondern eine Abschätzung der Möglichkeiten zur Beschaffung von möglichst klimafreundlich hergestellten Rohstoffen zu ermöglichen.

Tabelle A.16.: Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Handelspreise der gängigsten Metalle zu Abbildung 5.14

Metalle	Nation	Quelle
Aluminium (Al)	Global, Deutschland, China, Norwegen, Russland	Destatis (2020a, WA7601, Aluminium in Rohform)
Stahl (St.)	Global, Deutschland, China, Japan, Großbritannien	Destatis (2020a, WA7206, Eisen und nichtlegierter Stahl in Rohblöcken)
Kupfer (Cu)	Global, Deutschland, Chile	Destatis (2020a, WA7403, Raffiniertes Kupfer)
Zink (Zn)	Global, Deutschland, Finnland China	Destatis (2020a, WA7901, Zink in Rohform) USGS (2020, Lead Statistics and Information)
Blei (Pb)	Global, Deutschland, China	Destatis (2020a, WA7801, Blei in Rohform)

Die Handelspreise in Tabelle A.16 bilden den Außenhandel bestehend aus den Aus- und Einfuhr Daten von Deutschland ab. Die angegebenen Handelspreise können unter anderem beeinflusst werden durch Wechselkurse, Zollbeschränkungen und weitere politische Einflussnahmen. Dementsprechend bilden die Preise nicht zwangsläufig die tatsächlichen Einkaufspreise ab, zu welchen Unternehmen die Materialien einkaufen. Sie sind aber geeignet, um die Differenzkosten zwischen verschiedenen Ländern wiederzugeben.

Kunststoffe

Die Analyse der betrachteten Kunststoffe ist analog zur Parameterermittlung der verschiedenen Metalle aufgebaut. Entsprechend gelten auch die gleichen Annahmen und Einschränkungen. Die beiden nachfolgenden Tabellen A.17 und A.18 dienen dem Quellennachweis zur Darstellung der Emissionsfaktoren und der Handelspreise unterschiedlicher Kunststoffe in Abhängigkeit zur Herstellungsregion.

Tabelle A.17.: Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Emissionsfaktoren einiger Kunststoffe zu Abbildung 5.15

Kunststoffe	Nation	Quelle
Polyethylen (PE)	Japan	Kikuchi et al. (2013, S. 321)
	USA	Franklin Associates (2011, S. 2–7)
	Deutschland	ProBas (2020, Chem-OrgHDPE-DE-2020)
	EU	PlasticsEurope (2016a, S. 40)
Polypropylen (PP)	USA	Franklin Associates (2011, S. 5–7)
	Deutschland	ProBas (2020, Chem-OrgPP-DE-2020)
	EU	PlasticsEurope (2016b, S. 33)
Polyvinylchlorid (PVC)	USA	Franklin Associates (2011, S. 9–8)
	Brasilien	Alvarenga et al. (2013, S. 390)
	China	Ye et al. (2017, S. 2969)
	Deutschland	ProBas (2020, Chem-OrgPVC(Suspens)-DE-2020)
	EU	PlasticsEurope (2016c, S. 4)

Als Referenzregion der betrachteten Kunststoffe dient eine Gruppe von europäischen Staaten, die jedoch nicht deckungsgleich mit der EU ist. Im Gegensatz zum aktuellen Staatenverbund umfasst die Gruppe zusätzlich das Vereinigte Königreich, die Schweiz und Norwegen. Dafür ist aber Kroatien nicht mit berücksichtigt. Diese Einschränkung ist auf die Datenbasis der relevanten Quelle zurückzuführen. Die dort getroffene Auswahl ist dementsprechend auch bei der Preisbildung berücksichtigt, um eine Verzerrung der Bilanzgrenzen zwischen Emissionsfaktoren und Handelspreisen zu vermeiden.

Tabelle A.18.: Quellennachweis und Datengrundlage zur Darstellung der Handelspreise der gängigsten Kunststoffe zu Abbildung 5.15

Metalle	Nation	Quelle
Polyethylen (PE)	EU, Deutschland, Japan, USA	Destatis (2020b, WA39012010, Polyethylen)
Polypropylen (PP)	EU, Deutschland, USA	Destatis (2020b, WA39021000, Polypropylen in Primärformen)
Polyvinylchlorid (PVC)	EU, Deutschland, China, Brasilien, USA	Destatis (2020b, WA39041000, Polyvinylchlorid in Primärformen)

Das Ziel der Differenzermittlung aus Emissionsfaktoren und Handelspreisen zwischen klimaschädlicheren und klimafreundlicheren Produkten kann sichergestellt werden, da der direkte Vergleich zur bisher gängigen Kompensationsmethode mit Emissionszertifikaten ausschlaggebend ist.

A.6. Anhang zu Kapitel 6

Die nachfolgenden Tabellen stellen die der Fallstudie zugrunde liegenden Emissionsfaktoren, die Energiepreise sowie den verwendeten Kostendurchschnitt für den vermiedenen Kauf von HKN/Ökostrom-Label und freiwilligen Emissionszertifikaten dar.

Tabelle A.19.: Emissionsfaktoren und Energiepreise der Fallstudie

Energieträger	Emissionsfaktoren [kgCO ₂ /kWh]	Energiepreise [ct/kWh]
el. Energie	0,474	18,413
Erdgas	0,202	2,86
Fernwärme (TW/RW)	0,28	7,424

Die verwendeten Preise beruhen auf den durchschnittlichen Kosten, basierend auf den Analysen der entsprechenden Kapitel. Da HKN keinen weiteren EE-Ausbau sicherstellen, werden die Mehrkosten für Labelprodukte verwendet.

Tabelle A.20.: Kosten für das unterlassen von Emissionsausgleichsmaßnahmen

	verwendeter Preis
HKN/Ökostrom-Label	10 €/MWh
Zertifikate	14 €/tCO ₂

A.6.1. Unternehmensanalyse

Tabelle A.21 stellt die Energieverteilung der Unternehmensbereiche dar. Aus diesen Werten multipliziert mit der Preishöhen und den Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Bereiche und Energiemedien werden das Finanzvolumen und die Emissionsmenge berechnet.

Tabelle A.21.: Energiebedarf in Abhängigkeit der Unternehmensbereiche und Energiemedien in MWh

	el. Energie	Erdgas	tech. Wärme	Raumwärme	Summe
Antriebsaggregate	358.998	145.457	74.618	92.239	504.455
Karosseriebau	97.781	46.753	31.511	23.173	144.535
Sonstiges	26.265	712	357	20.896	269.772
Summe	483.054	192.922	106.486	136.486	918.762

A.6.1.1. Ergänzende Datengrundlage für die Szenarienanalyse

Fallstudie: Versorgung mit erneuerbaren Energien

Die erforderlichen Daten zur Berechnung der EE-Versorgungsanlagen sind dem Kapitel A.5.2.3 des Anhangs zu entnehmen. Die erste Substituierung des el. Energiebedarfes erfolgt durch PV-Anlagen in unmittelbarer Nähe zum Produktionsstandort. Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können 22 % des el. Energiebedarf nach erfolgter Minimierung im jährlichen Mittel abgedeckt werden. Dementsprechend sind die zugrundeliegenden Investitionskosten in allen Szenarien identisch. Da die Anlage am Standort durch das Unternehmen erreicht werden kann, entfällt die Nutzung der öffentlichen Infrastruktur, sodass eine Eigenversorgung vorliegt.

Tabelle A.22.: Substituierung durch eine PV-Anlage am Unternehmensstandort

	Parameter
Deckungsanteil des Energiebedarfs	22 %
Investitionskosten	650 €/kWh
Energiemenge	1105 kWh/(a · kW)
Energiebedarf	91.946 MWh/a
Investitionskosten	54,086 Mio. €

Auch die weitere Errichtung von EE-Anlagen, wahlweise PV- oder Windkraftanlagen, folgt den Auswertungen in Kapitel A.5.2.3.

Tabelle A.23.: Fallstudie: Substituierung EE-1

	PV-Anlage	Windkraftanlage
Investitionskosten	650 €/kW	1300 €/kW
Energieertrag	1105 kWh/(a · kW)	2000 kWh/(a · kW)
Energiebedarf	406.922 MWh/a	
Investitionskosten	239,366 Mio. €	264,499 Mio. €

Tabelle A.24.: Fallstudie: Substituierung EE-2

	PV-Anlage	Windkraftanlage
Investitionskosten	650 €/kW	1300 €/kW
Energieertrag	1105 kWh/(a · kW)	2000 kWh/(a · kW)
Energiebedarf	192.922 MWh/a	
Investitionskosten	113,484 Mio. €	125,399 Mio. €

Parameter der Wärmesubstituierung

Im vorliegenden Fall wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf gleichmäßig über das gesamte Jahr verteilt ist und ausreichend nutzbare Wärmequellen vorhanden sind, um den Betrieb der Wärmepumpen sicherzustellen.

Tabelle A.25.: Datengrundlage der Wärmepumpe zur Wärmesubstituierung

	Parameter	Literaturquelle
gemittelte Jahresarbeitszahl	3	Schlosser et al. (2020, S. 10)
durchschnittliche Investitionskosten	420 €/kW	
Raumwärme	136.308 MWh/a	spezifischer Wert
Technische Wärme	106.485 MWh/a	

A.6.1.2. Einnahmen- und Ausgabenvergleich des Green Fonds

Sie nachfolgenden Abbildungen zeigen exemplarisch die zeitliche Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben des Green Fonds für zwei ausgewählte Szenarien. Die Auswahl stellt zwei grundlegend verschiedene Szenarien dar, sowohl hinsichtlich der Ausgangsparameter als auch der erforderlichen Bepreisungshöhe.

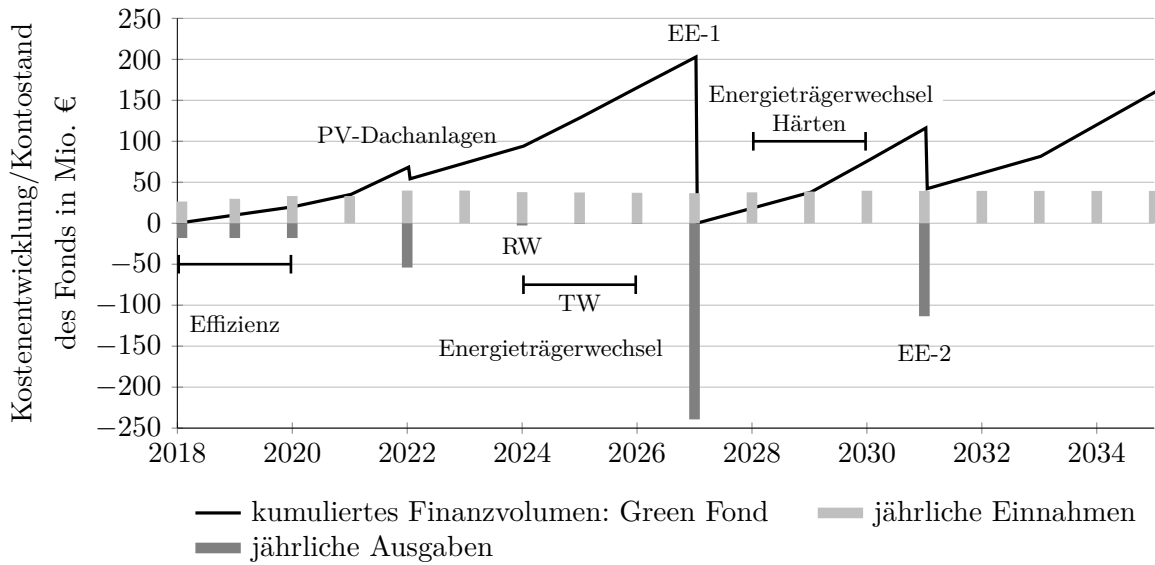


Abbildung A.9.: Einnahmen- und Ausgabenvergleich im Szenario S1-100

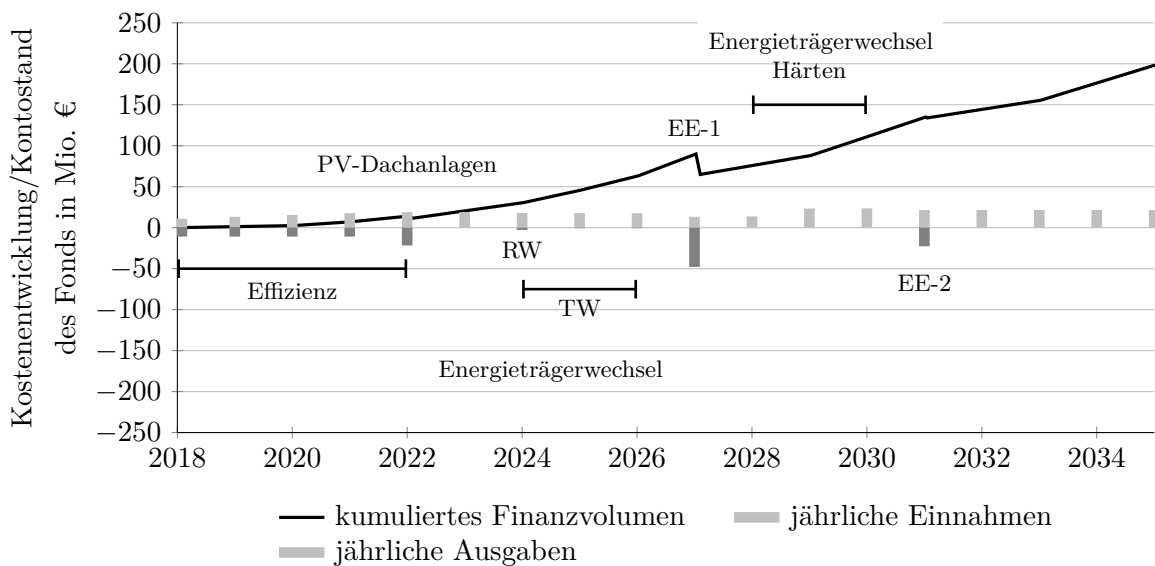


Abbildung A.10.: Einnahmen- und Ausgabenvergleich im Szenario S3-20

Detailbetrachtung der Fondeinnahmen

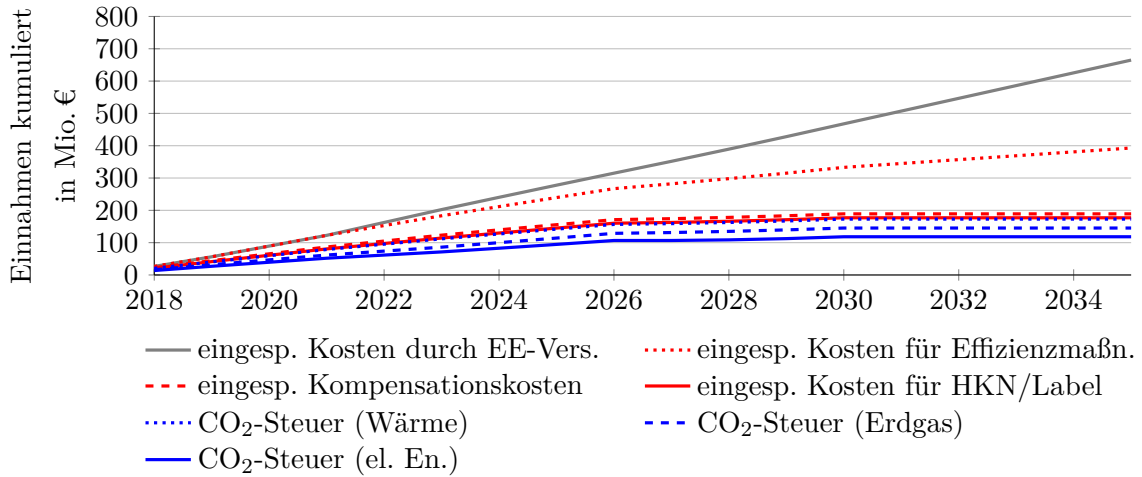


Abbildung A.11.: Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds im Szenario S1-100

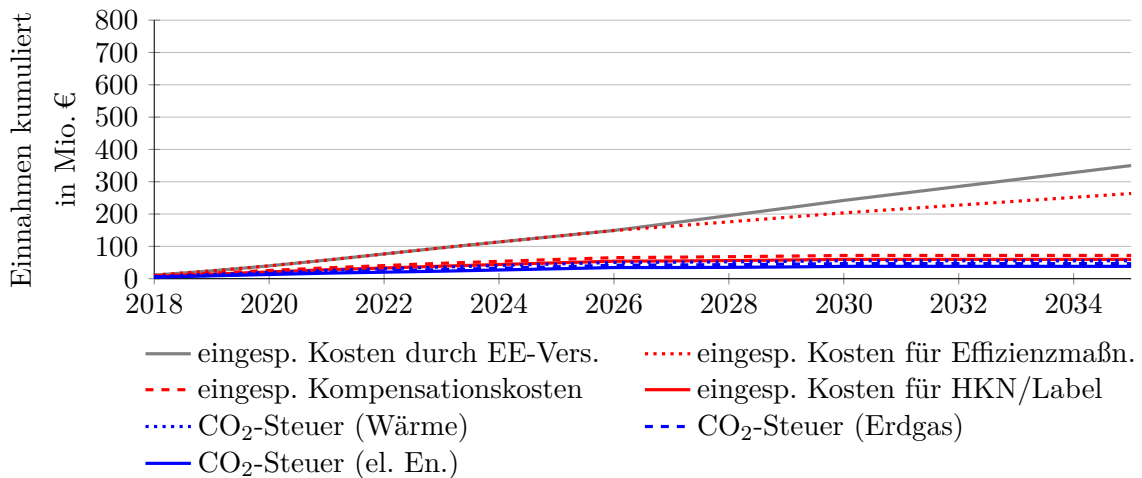


Abbildung A.12.: Aufsummierte unternehmensinterne Einnahmen des Green Fonds im Szenario S3-20

A.6.1.3. Green Fond Szenarien mit Onshore-WKA

Nachfolgend sind die identischen Auswertungen wie in Kapitel 6.4 für die Nutzung von WKA für EE-1 und EE-2 anstelle von PV dargestellt.

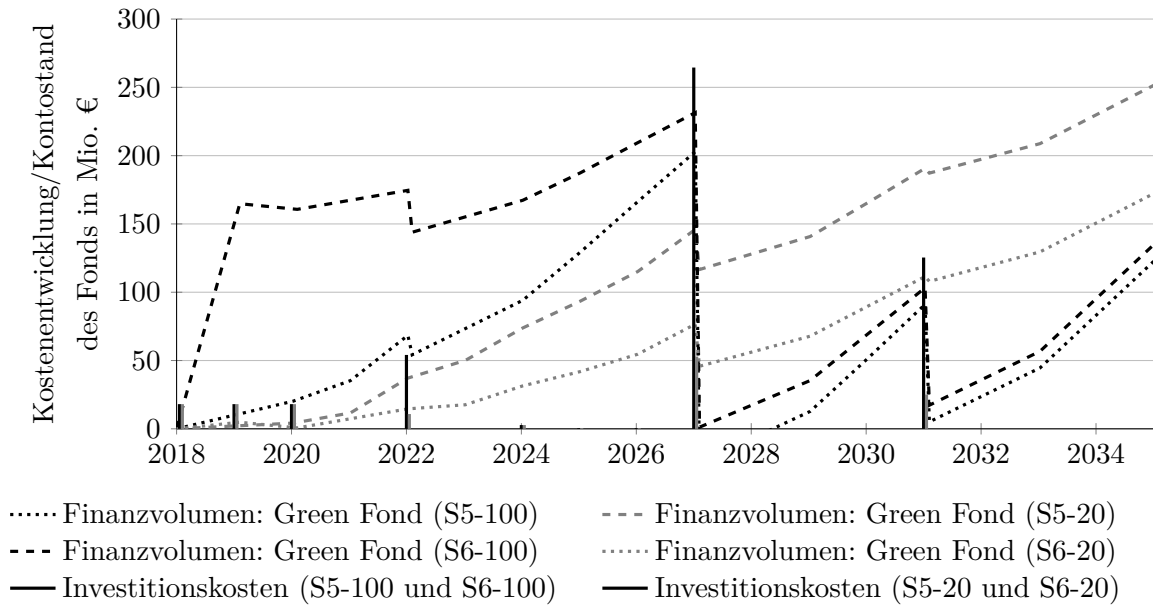


Abbildung A.13.: Finanzielle Transaktionen der Szenarien S5 und S6

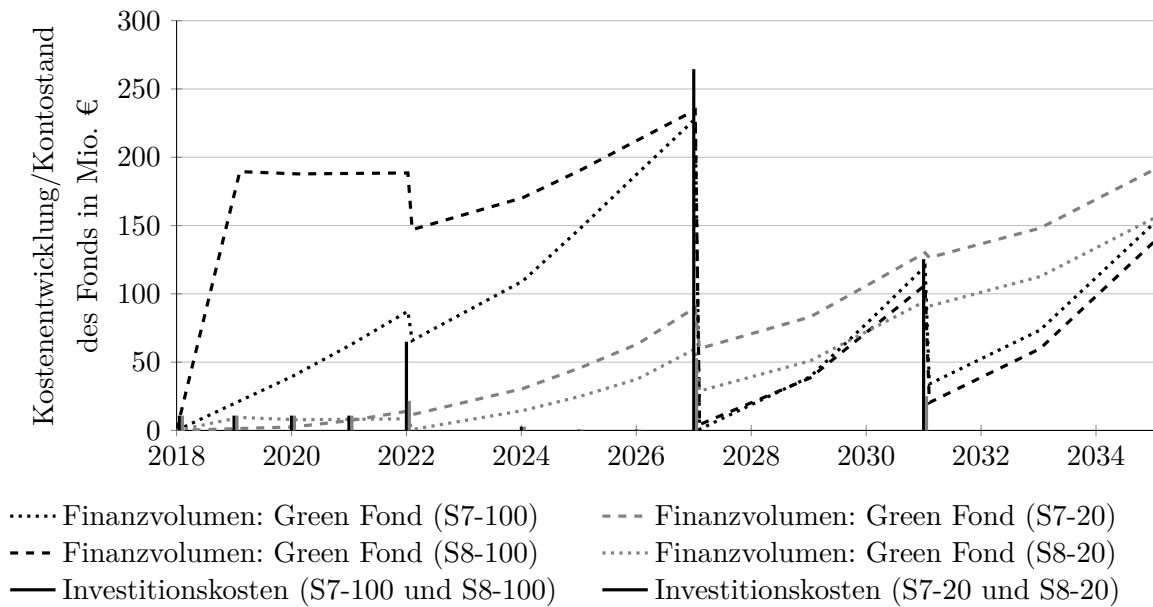


Abbildung A.14.: Finanzielle Transaktionen der Szenarien S7 und S8

Wie bereits bei den PV-Anlagen wird auch für die Windkrafanlagen davon ausgegangen, dass keine geeigneten Standorte in unmittelbarer Nähe zum Produktionsstandort vorhanden sind. Demzufolge fallen auch diese Anlagen unter den selbsterzeugten Letztverbrauch mit den dementsprechenden Steuern und Abgaben.

Tabelle A.26.: Bepreisungsparameter der Szenarien mit einer Windkraft-basierten Energieversorgung

Eff.-Umsetzung	3 Jahre	Höhe des	S5-100	S5-20	S6-100	S6-20
		CO ₂ -Preises	73 €/tCO ₂	38 €/tCO ₂		
		Initialbetrages			185 Mio. €	25 Mio. €
	5 Jahre	Höhe des	S7-100	S7-20	S8-100	S8-20
		CO ₂ -Preises	77 €/tCO ₂	20 €/tCO ₂		
		Initialbetrages			200 Mio. €	20 Mio. €

A.6.2. Produktanalyse

Abbildung A.15 stellt die Produktionshalle innerhalb des betrachteten Unternehmens dar. Ausgehend von dieser Halle und den drei Antriebsaggr. A bis C wird ein Emissionsaccounting auf Produktebene durchgeführt.

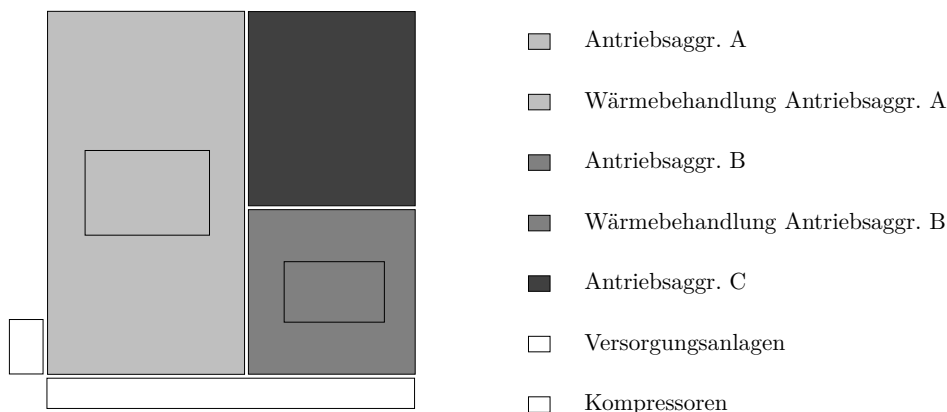


Abbildung A.15.: Aufteilung der Messbezirke in der exemplarischen Produktionshalle (angelehnt an Schümann 2020, S. XVII)

Neben den direkten produktionsrelevanten Flächen ist auch die indirekte Versorgungsinfrastruktur eingezeichnet. Im Bereich der Kompressoren links außen wird die Druckluftversor-

gung der Produktionshalle sichergestellt. Im weiteren Bereich der Versorgungsanlagen ist bspw. die Lüftungstechnik und die Kühlung angesiedelt.

A.6.2.1. Emissionsaccounting der Fallstudie für Produkte

Emissionszuordnung der Produktionshalle auf Produkte

Zur Korrektur der Zuordnungsdiskrepanz zwischen den Messbezirken und der eigentlichen Produktionsfläche müssen die Daten bereinigt werden. In Tabelle A.27 wird sowohl die absolute als auch die prozentuale Fläche von Antriebsaggr. C und der gesamten Produktion aufgelistet.

Tabelle A.27.: Flächenbelegung des Antriebsaggr. C im Vergleich zum Messbezirk (vgl. Schümann 2020, S. 66)

Bereich	Bezugsfläche	Einheit	Antriebsaggr. A	Antriebsaggr. B	Antriebsaggr. C
Antriebsaggr. C	Messbezirk	m ²	0	0	13.440
		%	0	0	100
	Produktion	m ²	1.920	5.376	6.144
		%	14	40	46
Gesamte Produktion	Messbezirk	m ²	31.680	12.288	13.440
		%	55	21	23
	Produktion	m ²	33.600	17.664	6.144
		%	58	30	10

Anhand der Flächenaufteilung wird deutlich, dass Antriebsaggr. C einem kompletten Messbezirk zugeordnet ist, obwohl dieses Produkt lediglich 46 % der Fläche umfasst. Somit kommt es zu einer fehlerhaften Zuordnung, durch welche dem Antriebsaggr. C auch Emissionen der anderen beiden Strukturen zugerechnet werden. Auf Grund dessen wird die Fläche von C, basierend auf der Produktionsstruktur, neueingeteilt.

Ausgehend von der Flächenbelegung werden Antriebsaggr. A nunmehr 14 % und Antriebsaggr. B 40 % des elektrischen Energiebedarf des Messbezirkes von Antriebsaggr. C angerechnet. Somit betragen die Emissionen von Antriebsaggr. C nur 46 % der Emissionen des zugehörigen Messbezirks. Damit steigt der Emissionsanteil von Antriebsaggr. A auf 58 %.

Die Anpassung der Emissionszuteilungsmenge der Versorgungsanlagen erfolgt anhand des prozentualen Verhältnisses der monatlichen Stückzahlen der Produkte. Die Bildung des Ver-

teilschlüssels basiert auf den Produktionsmengen des jeweiligen Monats aus Abbildung 6.19. Ausgehend von den Werten in Tabelle A.28 kann die Emissionsmengen des Versorgungsgebietes jeweils zum Emissionswert der drei Antriebsaggr. addiert werden.

Tabelle A.28.: Fertigungsverhältnis der monatlichen Stückzahlen (angelehnt an Schümann 2020, S. XVIII)

Antriebsaggr.	Monate	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
A		0,92	0,93	0,90	0,88	0,87	0,88	0,94	0,82	0,86	0,86	0,84	0,85
B		0,07	0,05	0,07	0,08	0,09	0,08	0,05	0,11	0,07	0,08	0,09	0,08
C		0,01	0,02	0,03	0,05	0,04	0,03	0,01	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06

Die Erfassung des Wärmebedarfs erfolgt über Zähler mit einer monatlichen Datenerfassung. Die daraus resultierenden CO₂-Emissionen sind in der nachfolgenden Abbildung A.16 dargestellt. Für den Einsatz der technische Wärme wird von einem gleichverteilten Bedarf in allen drei Produktionsbereichen ausgegangen, weshalb die energetischen Emissionen auf der Grundlage der Fläche zugeordnet werden.

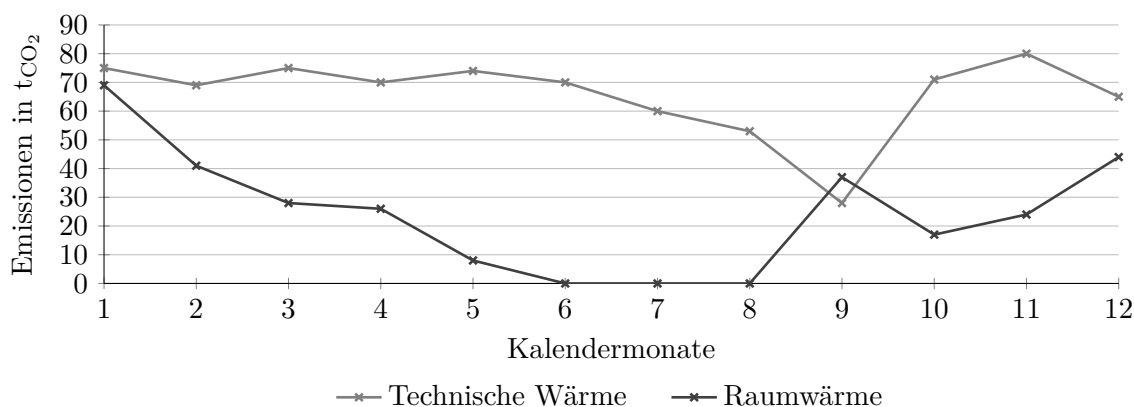


Abbildung A.16.: Aufteilung der technischen Wärme und Raumwärme auf die drei betrachteten Produkte (angelehnt an Schümann 2020, S. XVIII)

Wie Abbildung A.16 verdeutlicht, ist insbesondere in den Sommermonaten, bedingt durch die produktionsbedingte Wärmeabgabe der Anlagen, kein Raumwärmebedarf vorhanden.

Berücksichtigung von Emissionen außerhalb des Produktionsbereiches

Aufgrund der geringen Stückzahlen von Antriebsaggr. C wird die Wärmebehandlung nicht exklusiv für Antriebsaggr. C genutzt. Im Gegensatz zu den Antriebsaggr. A und B wird die Wärmebehandlung im externen Bereich für zwei Produkte genutzt, sodass der Energiebedarf und die davon ausgehenden Emissionen anteilig zugeordnet werden.

Tabelle A.29.: Anteiliger Erdgasbedarf zweier wärmebehandelter Produkte in kWh

Monate	Antriebsaggr. C	Produkt X
1	180.060	490.906
2	202.377	580.523
3	163.909	564.642
4	162.608	517.695
5	145.252	462.193
6	177.587	536.155
7	148.136	358.233
8	171.868	561.071
9	180.582	538.587
10	162.529	520.783
11	185.630	556.187
12	133.254	482.187

Relevant für die Emissionsbilanzierung sind zunächst nur die energetischen Daten von Antriebsaggr. C. Mit Hilfe des Emissionsfaktors von Erdgas können die energetischen Emissionen aus Tabelle A.29 berechnet werden.

A.6.2.2. Allokation der Wärmebehandlung

Die nachfolgend aufgelisteten Parameter und Randbedingungen dienen zur Berechnung der Wärmenutzung innerhalb des Anwendungsbeispiels in Kapitel 6. Grundlage der Fallstudie bildet die ausgelagerte Wärmebehandlung in Abbildung 6.1 mit einem jährlichen Energiebedarf von 3.065 MWh Erdgas (W_{in}) im Jahr. Die gemittelte Temperatur des Wärmebehandlungsprozesses liegt bei 1223,15 K (T_1) und die abgeführte Luft hat eine Temperatur (T_2) von 655,45 K. Das nutzbare Wärmepotenzial wird gegenüber der Umgebungstemperatur von 25 °C ermittelt.

Tabelle A.30.: Wirkungsgradkennzahlen verschiedener Technologien

	Abkürzung	Wert	Quelle	
Wirkungsgrad	gesamt	η_{ges}	0.74	
	Nutzwärme	η_1	0.56	
	Abwärme	η_2	0.18	
	Wärmereferenztechnologie	$\eta_{2,ref}$	0.58	UBA (2020d)
	Wärme Verdrängungsmixes	$\eta_{Verdräng}$	0.87	eigene Berechnung nach UBA (2019a, S. 83–84)
Carnot Faktor Nutzwärme	$\eta_{C,1}$	0.76	eigene Berechnungen aus Anlagendaten	
Carnot Faktor Abwärme	$\eta_{C,2}$	0.55		
Gütefaktor Nutzwärme	ν_1	0.74	eigene Berechnung nach Zschernig et al. (2007)	
Gütefaktor Abwärme	ν_2	0.33		

Der Wirkungsgrad der Anlagen (η_{ges}) beträgt 0,74, der aus den aufgeteilten Wirkungsgraden der Nutzwärme (η_1) mit 0,56 und der Abwärme (η_2) mit 0,18 hervorgeht. Diese und alle weiteren relevanten Wirkungsgradkennzahlen sind in Tabelle A.30 zusammengefasst.

Durch die Verbrennung von Erdgas emittiert die Anlage 202 g_{CO₂}/kWh bzw. 223 g_{CO₂}/kWh, unter Berücksichtigung der vorgelagerten Kette (vgl. FfE 2010, S. 3). Als Vergleichstechnologie dient ein Dampfkessel (spec. CO_{2,2,ref}) mit einem Emissionsfaktor von 224 g_{CO₂}/kWh (vgl. Gores et al. 2015, S. 31). Die relevanten Emissionsfaktoren sind in Tabelle A.31 zusammengefasst.

Unter Berücksichtigung der im Heizkraftwerk erzeugten Energiemengen und bezogen auf die jeweiligen Wirkungsgrade ergibt sich eine Leistung von 0,598 MW des deutschen Strommixes und eine Leistung von 0,652 MW des Dampfkessels. Dies wiederum führt zur Erzeugung von 14,34 MWh elektrischer Energie und 15,64 MWh thermischer Energie durch den Einsatz der Referenztechnologien.

Tabelle A.31.: Spezifische CO₂-Emissionen verschiedener Technologien

Spezifische CO ₂ -Emissionen	Symbol	Wert	Quelle
Erdgas	$spec.CO_{2,in}$	202 gCO ₂ /kWh	FfE (2010, S. 3)
Erdgas (mit Vorkette)	$spec.CO_{2,in,LZ}$	223 gCO ₂ /kWh	
Dampfkessel	$spec.CO_{2,2,ref}$	224 gCO ₂ /kWh	Gores et al. (2015, S. 31)
Wärme Verdrängungsmix	$spec.CO_{2,Verdräng}$	216 gCO ₂ /kWh	UBA (2019a, S. 32)

In Tabelle A.32 sind die gemittelten Temperaturen des Wärmebehandlungsprozesses basierend auf Messwerten hinterlegt. Des Weiteren sind die Kosten zur Berechnung der Kostenallokation zusammengefasst.

Tabelle A.32.: Merkmale der KWK-Anlage

Merkmale	Symbol	Wert	Quelle
Umgebungstemperatur	T_U	298.15 K	Vogel et al. (2016, S. 49)
Vorlauftemperatur	T_1	1223.15 K	Messungen
Rücklauftemperatur	T_2	655.45 K	Messungen
Stromkosten	$C_{el}/(C_1)$	0.0285 €/kWh	EU-Kommission (2020, Eurostat)
Wärmekosten	$C_{th}/(C_2)$	0.029 €/kWh	

Mithilfe der Parameter in Kombination mit den Berechnungsmethoden in Kapitel 3.4 können die Emissionsfaktoren der Nutzwärme und der Abwärme des Prozesses bestimmt werden. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Abbildung 6.23 dargestellt.

A.7. Anhang zu Kapitel 7

Tabelle A.33 und A.34 zeigen die zur Berechnung der Emissionen erforderlichen Daten. Anhand der historischen Daten der installierten Leistung und der Emissionen der fossilen Stromerzeugung können mittels Formel 7.2 die zukünftigen Emissionen abgeleitet werden. In Verbindung mit dem ebenfalls dargestellten Strombedarf kann daraus der Emissionsfaktor abgeleitet werden.

Außerdem wird die installierte Leistung zur Verifikation des prognostizierten Emissionsfaktors

benötigt. Aus der Stromerzeugung der Kohlekraftwerke werden zunächst die Volllaststunden abgeleitet, um anhand derer die CO₂-Emissionen über Formel 7.4 zu berechnen und darüber den Emissionsfaktor der emissionsrelevanten Stromerzeugung zu bestimmen.

Tabelle A.33.: Emissionsrelevante Stromerzeugung (Fraunhofer ISE 2018; UBA 2019b, S. 26–27)

Jahr	installierte Netto-Leistung				erzeugt Strommenge		Strombedarf TWh
	in GW				in TWh		
	Braun- kohle	Stein- kohle	Mineralöle	Gase	Braun- kohle	Stein- kohle	
2002	20,3	28,3	5,3	20,3	141	111	517
2003	20,9	28,7	5,1	19,5	142	122	536
2004	20,8	30,4	5,6	19,4	142	117	542
2005	20,7	27,6	5,5	20,6	138	113	545
2006	20,5	27,0	5,5	21,2	135	116	563
2007	21,2	27,5	5,4	21,3	139	119	564
2008	21,1	27,8	5,4	22,8	135	106	565
2009	21,1	27,3	5,2	23,1	131	92	528
2010	21,3	28,4	5,9	23,8	130	100	564
2011	19,9	25,7	4,2	27,3	134	97	546
2012	21,3	25,2	4,1	27,4	142	106	559
2013	21,2	26,0	4,1	28,4	145	111	569
2014	21,1	26,2	4,2	29,0	141	108	560
2015	21,4	28,7	4,2	28,4	139	106	578
2016	21,3	27,4	4,6	29,7	135	100	581
2017	21,2	25,1	4,3	29,9	134	82	584
2018	21,2	24,2	4,3	29,6	131	73	576
2019	19,7	21,9	4,3	29,6	122	73	576
2020	18,1	19,6	4,3	29,6	112	66	576
2021	16,6	17,3	4,3	29,6	103	58	576
2022	15,0	15,0	4,3	29,6	93	50	576

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.33.: Emissionsrelevante Stromerzeugung (Fraunhofer ISE 2018; UBA 2019b, S. 26–27) (*Fortsetzung*)

Jahr	installierte Netto-Leistung				erzeugt Strommenge		Strombedarf TWh
	in GW				in TWh		
	Braun- kohle	Stein-	Mineralöle	Gase	Braun- kohle	Stein-	
2023	14,3	14,1	4,3	29,6	88	47	576
2024	13,5	13,3	4,3	29,6	84	44	576
2025	12,8	12,4	4,3	29,6	79	42	576
2026	12,0	11,5	4,3	29,6	74	39	576
2027	11,3	10,6	4,3	29,6	70	36	576
2028	10,5	9,8	4,3	29,6	65	33	576
2029	9,8	8,9	4,3	29,6	60	30	576
2030	9,0	8,0	4,3	29,6	56	27	576
2031	7,9	7,0	4,3	29,6	49	23	576
2032	6,8	6,0	4,3	29,6	42	20	576
2033	5,6	5,0	4,3	29,6	35	17	576
2034	4,5	4,0	4,3	29,6	28	13	576
2035	3,4	3,0	4,3	29,6	21	10	576
2036	2,3	2,0	4,3	29,6	14	7	576
2037	1,1	1,0	4,3	29,6	7	3	576
2038	0,0	0,0	4,3	29,6	0	0	576

Die nachfolgende Tabelle A.34 stellt die Entwicklung der jährlichen CO₂-Emissionen der emissionsrelevanten Kraftwerke zur Stromerzeugung dar. Diese werden zur Berechnung der zukünftigen Emissionen in Kapitel 7 herangezogen.

Tabelle A.34.: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung nach Energieträgern in Mio. Tonnen (UBA 2019b, S. 25)

Jahr	Braun- kohle	Stein-	Gase	Mineralöle	Abfall	Sonstige Energieträger
1990	200	118	18	9	4	17
1991	187	126	18	11	4	17
1992	180	120	15	10	4	16
1993	171	123	15	8	3	14
1994	168	122	18	8	4	16
1995	162	124	19	7	6	17
1996	159	128	21	7	6	16
1997	155	120	21	6	6	17
1998	149	127	22	6	7	18
1999	148	119	22	6	6	17
2000	157	118	22	6	6	17
2001	166	115	22	7	7	18
2002	170	113	23	7	6	20
2003	167	115	24	8	8	17
2004	165	111	25	9	7	17
2005	162	109	28	10	8	17
2006	159	116	29	8	9	19
2007	164	118	29	8	10	22
2008	158	102	33	8	9	20
2009	153	89	30	8	9	12
2010	151	95	32	7	10	20
2011	156	91	30	5	9	19
2012	166	94	27	6	9	19
2013	163	104	24	5	9	21
2014	159	97	22	5	10	19

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle A.34.: CO₂-Emissionen der emissionsrelevanten Stromerzeugung nach Energieträgern in Mio. Tonnen (UBA 2019b, S. 25) (*Fortsetzung*)

Jahr	Braun- kohle	Stein-	Gase	Mineralöle	Abfall	Sonstige Energieträger
2015	157	92	22	4	9	20
2016	153	88	29	4	10	20
2017	151	69	29	4	10	21
2018	148	61	28	4	10	21
2019	137	55	30	4	10	21
2020	126	50	30	4	10	21
2021	116	44	30	4	10	21
2022	105	39	30	4	10	21
2023	99	36	30	4	10	21
2024	94	34	30	4	10	21
2025	89	32	30	4	10	21
2026	84	30	30	4	10	21
2027	79	27	30	4	10	21
2028	73	25	30	4	10	21
2029	68	23	30	4	10	21
2030	63	21	30	4	10	21
2031	55	18	30	4	10	21
2032	47	15	30	4	10	21
2033	39	13	30	4	10	21
2034	31	10	30	4	10	21
2035	24	8	30	4	10	21
2036	16	5	30	4	10	21
2037	8	3	30	4	10	21
2038	0	0	30	4	10	21

Die Entwicklungsszenarien in Tabelle A.36 und A.35 dienen dazu, der Imponderabilität der Stromnachfrage und der wesentlichen fossilen Kraftwerke zu begegnen. Durch die ausgewähl-

A. Weiterführende Ergebnisse und Informationen

ten Studien sollen sowohl verschiedene Entwicklungen als auch ein breites Spektrum abgedeckt werden. Die Studien prognostizieren für jede Dekade den Strombedarf. Aus diesen Stützstellen wird mithilfe einer linearen Interpolation der Bedarf für jedes Jahr abgeleitet.

Tabelle A.35.: Studiendaten der installierten Gaskraftwerksleistung bis 2050 in GW

	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Quelle
EU-Ref	21,9	23,0	27,0	39,1	42,0	43,3	41,4	European Commission (2016, S. 26–45)
EM-Rev	38	-	79	-	98	-	107	Hecking et al. (2017, S. 13–14, 18, 44)
EM-Evo	38	-	60	-	66	-	75	
ERP-Trend	17	31	30	-	36	-	48	Prognos et al. (2014, S. 45–74, 233–266)
ERP-Ziel	17	28	25	-	26	-	35	
Ausstieg 2035	26	23	19	19	19	19	19	Matthes et al. (2017, S. 43–58)
LK-Ref	14	-	12	-	15	-	13	Pfluger et al. (2017, S. 144–151)
LK-Basis	16	-	17	-	22	-	21	

Der Startpunkt für die Prognosen der älteren Studie (Öko-Institut et al. 2015) ist das Jahr 2010. Im Vergleich mit den realen Daten zeigt sich eine Abweichung in beiden Richtungen, je nach Szenario. Grundsätzlich sehen die Szenarien der Studie jedoch tendenziell eine moderate Zunahme des Strombedarfes vor.

Die aktuellere Studie (dena 2018) hingegen rechnet mit einer Steigerung der Stromnachfrage. Lediglich das Referenzszenario kalkuliert eine weitestgehend konstanten Bedarf.

Wie in Kapitel 7.3 beschrieben, können anhand dieser Szenarien mögliche Entwicklungen des Emissionsfaktors der deutschen Stromerzeugung berechnet werden.

Tabelle A.36.: Szenarienvergleich der Stromnachfrage bis 2050 in TWh/a

	2010	2015	2020	2030	2040	2050	Quelle
ERP-Ref	609	-	618	612	565	561	
KSZ-AMS	593	-	555	566	610	630	Öko-Institut et al. (2015, S. 14, 85)
KSZ-KS80	593	-	527	514	558	609	
KSZ-KS95	593	-	503	492	661	779	
REF	-	567	587	606	612	612	
EL80	-	567	628	840	1029	1150	dena (2018, Teil B S.195)
EL95	-	567	600	699	764	809	
TM80	-	567	635	849	1035	1156	
TM95	-	567	605	717	796	837	

Der Klimaschutz ist nicht länger nur ein gesellschaftliches und politisches Thema, sondern durch unternehmerische Klimaneutralitätsstrategien auch in der Wirtschaft präsent. Zahlreiche Unternehmen aus allen Branchen verfolgen freiwillige Klimaschutzmaßnahmen.

Obwohl der Begriff Klimaneutralität nicht allgemeingültig definiert ist, ist das strategische Vorgehen mit den Schritten Minimieren, Substituieren und Kompensieren anerkannt. Jedoch leisten nicht alle Emissionsverringerungsmaßnahmen in gleicherweise einen relevanten Beitrag zum Klimaschutz. Deshalb werden die unterschiedlichen Maßnahmen zur Sicherstellung einer Klimaneutralität innerhalb der drei Schritte analysiert und der jeweilige Beitrag auf Basis der Emissionsreduzierung und der spezifischen Kosten bewertet.

Anhand einer Fallstudie wird eine nachhaltige Klimaneutralitätsstrategie ausgearbeitet, deren Finanzierung unternehmensintern durch einen Fonds erfolgt. Die Ergebnisse zeigen, dass bereits moderate CO₂-Preise ausreichen die Strategie innerhalb einer realistischen Zeitspanne zu realisieren.

ISBN 978-3-7376-0946-3



9 783737 609463 >