

TEXTE

95/2023

# Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises für fossile Energieträger (im EU-ETS und nEHS) auf die Biomassenachfrage

von: Florian Lehnert, Thomas Wenzel, Nico Steyer,  
Patrick Heinrich

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Herausgeber:  
Umweltbundesamt



TEXTE 95/2023

Projektnummer 170650

FB001011

# **Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises für fossile Energieträger (im EU-ETS und nEHS) auf die Biomassenachfrage**

von

Florian Lehnert, Thomas Wenzel, Nico Steyer,  
Patrick Heinrich  
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

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

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

### Durchführung der Studie:

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig  
Karl-Heine-Straße 109/111  
04229 Leipzig

### Abschlussdatum:

September 2022

### Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien  
Dr. Katja Hofmeier, Jan Seven, Stefan Rother

Publikationen als pdf:

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

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Juni 2023

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

### **Kurzbeschreibung: Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises für fossile Energieträger (im EU-ETS und nEHS) auf die Biomassenachfrage**

Für das Erreichen der nationalen und europäischen Klimaziele ist es notwendig, dass politische Instrumente implementiert werden, um den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Über die dynamische Entwicklung des EU-Emissionshandel (EU-ETS) werden die Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Flugverkehr und Industrie langfristig teurer und lagen zuletzt Anfang Januar 2022 bei 85 €/t CO<sub>2</sub> [1].

Zusätzlich dazu verpflichtet das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) alle Inverkehrbringer von Heiz- und Kraftstoffen, die nicht vom EU-ETS erfasst sind, die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu tragen, sodass auch die Sektoren Wärmeerzeugung und Verkehr mit einem CO<sub>2</sub>-Preis belegt sind. Das vorliegende Gutachten soll daher genau an diesem Punkt wissenschaftlich ansetzen. Es hat zum Ziel, für definierte Fallbeispiele zu beurteilen, wo aus dem Zusammenspiel zwischen dem CO<sub>2</sub>-Preis des nEHS von 35 €/t CO<sub>2</sub> (nationalen Emissionshandelssystem) und möglichen Preisvorteilen des Biomasseeinsatz Kostenvorteile entstehen, die einen Energieträger-Switch aus ökonomischen Gründen bewirken. Zu diesem Zweck wird für jedes Fallbeispiel die Kostenstruktur für den Betrieb mit fossilen Brenn- oder Kraftstoffen sowie für deren Umstellung auf biomasse-basierte Energieträger aufgestellt und der Einfluss der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem nEHS untersucht. Im Ergebnis kann ein CO<sub>2</sub>-Preis bestimmt werden, der zum Kostengleichgewicht zwischen beiden Optionen führt. Das Sachverständigen-Gutachten soll darüber hinaus mögliche Sensitivitäten auf diesen Effekt prüfen.

Daher werden im Rahmen der Analysen verschiedene Optionen für die Emissionsbemessung untersucht:

- ▶ Null-Emissionen (mit Nachhaltigkeitszertifikaten)
- ▶ realen Emissionen (brennstoffbezogene Emissionen)
- ▶ RED II-Emissionen

Neben der Emissionsbewertung stellen die spezifischen Brennstoffkosten für die Energieträger eine wesentliche Einflussgröße für die Analysen dar. Die Auswirkungen der aktuell (Stand: August 2022) hoch dynamische Energiepreisentwicklung wird abschließend im Rahmen einer Preissensitivitätsanalyse bestimmt.

**Abstract:**

In order to achieve national and European climate targets, it is necessary that political instruments are implemented to reduce greenhouse gas emissions. Via the dynamic development of the EU Emissions Trading System (EU-ETS), emissions in the energy, aviation and industry sectors will become more expensive in the long term and were last at 85 €/t CO<sub>2</sub> at the beginning of January 2022 [1].

In addition to this, the national emissions trading system (nEHS) obliges all distributors of heating and fuels not covered by the EU-ETS to bear the cost of CO<sub>2</sub> emissions, so that the heat generation and mobility sectors are also subject to a CO<sub>2</sub> price. This report therefore aims to address this point scientifically precisely. It aims to assess, for defined case studies, where the interaction between the CO<sub>2</sub> price of the nEHS of €35/t CO<sub>2</sub> (national emissions trading system) and possible price advantages of biomass use give rise to cost advantages that cause an energy content switch for economic reasons. For this purpose, the cost structure for operation with fossil fuels or fuels and for their conversion to biomass-based energy sources is set up for each case study and the influence of CO<sub>2</sub> pricing under the nEHS is examined. As a result, a CO<sub>2</sub> price can be determined that leads to the cost equilibrium between both options. The expert report will also examine possible sensitivities to this effect.

Therefore, various options for emissions measurement are examined as part of the analyses:

- ▶ zero emissions (with sustainability certificates)
- ▶ real emissions (fuel-related emissions)
- ▶ RED II emissions

In addition to the emissions assessment, the specific fuel costs for the energy sources represent a key influencing variable for the analyses. The effects of the currently (as of August 2022) highly dynamic energy price development is finally determined within the scope of a price sensitivity analysis.

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
1 Hintergrund und Zielstellung des SV-Gutachten.....	10
1.1 Hintergrund.....	10
1.2 Zielsetzung.....	10
1.3 Vorstellung der Fallbeispiele (laut Angebot).....	11
1.4 Optionen der Emissionsbewertung der Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe.....	11
1.4.1 Option A: Bewertung mit Null-Emissionen für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe.....	11
1.4.2 Option B: Bewertung der realen CO <sub>2</sub> -Emissionen für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe.....	12
1.4.3 Option C: Bewertung nach der europäischen Richtlinie RED II für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe.....	12
1.5 Einordnung der Ergebnisse im Zuge der aktuellen Energiepreisentwicklung.....	12
2 Vergleichende Analyse der Gestehungskosten der fossilen und biomasse-basierten Alternative.....	13
3 Einfluss des CO <sub>2</sub> -Preises auf die Brennstoffwahl.....	30
3.1 Einfluss des CO <sub>2</sub> -Preises.....	30
3.2 Einfluss von konkreten Fördermaßnahmen auf die Brennstoffwahl.....	32
3.3 Einfluss der Brennstoffpreissensitivitäten auf die Brennstoffwahl.....	34
4 Fazit.....	43
5 Quellenverzeichnis.....	44
A Optionen der Emissionsbewertung der Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe.....	46
A.1 Option A: Bewertung mit Null-Emissionen für die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe.....	46
A.2 Option B: Bewertung mit realen CO <sub>2</sub> -Emissionen für die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe.....	46
A.3 Option C: Bewertung nach der europäischen Richtlinie RED II für die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe.....	47

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 1 .....	15
Abbildung 2:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 2 .....	16
Abbildung 3:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 3 .....	19
Abbildung 4:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 4 .....	21
Abbildung 5:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 5 .....	23
Abbildung 6:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 6 .....	26
Abbildung 7:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 7 (Preisszenario Mittelwert) .....	28
Abbildung 8:	Kostenstruktur für das Fallbeispiel 8 (Preisszenario Mittelwert) .....	29
Abbildung 9:	Kostenstruktur des Fallbeispiel 5 inkl. Förderung .....	32
Abbildung 10:	Kostenstruktur des Fallbeispiel 6 inkl. Förderung .....	33
Abbildung 11:	Brennstoffpreissensitivitäten Steinkohle und Holzpellets .....	35
Abbildung 12:	Brennstoffpreissensitivitäten Erdgas und Biomethan.....	36
Abbildung 13:	Brennstoffpreissensitivitäten Steinkohle und Holzpellets .....	37
Abbildung 14:	Brennstoffpreissensitivitäten Erdgas und Biomethan.....	38
Abbildung 15:	Brennstoffpreissensitivitäten Erdgas und Biomethan.....	39
Abbildung 16:	Brennstoffpreissensitivitäten Heizöl und Holzpellets .....	40
Abbildung 17:	Brennstoffpreissensitivitäten Benzin und Bioethanol.....	41
Abbildung 18:	Brennstoffpreissensitivitäten Diesel und Biodiesel.....	42

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ableitung des fallspezifischen CO <sub>2</sub> -Preis für das Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biomasse- basierten Alternative .....	30
------------	---	----

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Erklärung</b>
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEG	Bundesförderung für effiziente Gebäude
CAPEX	Capital Expenditures
CARMEN e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.
EEX	European Energy Exchange - Europäische Energiebörse
EFH	Einfamilienhaus
EU-ETS	EU-Emissionshandel
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
MFH	Mehrfamilienhaus
nEHS	nationales Emissionshandelssystem
OPEX	Operational Expenditures
RED II	Renewable Energy Directive II

# 1 Hintergrund und Zielstellung des SV-Gutachten

## 1.1 Hintergrund

Für das Erreichen der nationalen und europäischen Klimaziele ist es notwendig, dass politische Instrumente implementiert werden, um den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Über die dynamische Entwicklung des EU-Emissionshandel (EU-ETS) werden die Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Flugverkehr und Industrie langfristig teurer und lagen zuletzt Anfang Januar 2022 bei 85 €/t CO<sub>2</sub> [1].

Zusätzlich verpflichtet das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) alle Inverkehrbringer von Heiz- und Kraftstoffen, die nicht vom EU-ETS erfasst sind, die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu tragen, sodass auch die Sektoren Gebäude (Wärme) und Mobilität mit einem CO<sub>2</sub>-Preis belegt sind. Aktuell sind ausgewählte fossile Brennstoffe wie Benzin, Diesel, Heizöl, Flüssiggas und Erdgas einbezogen. Darüber hinaus ist auch die Biomasse Teil der Brennstoffe im nationalen Emissionshandelssystem. Davon ausgenommen sind jedoch alle Emissionen von biogenen Brenn- und Kraftstoffen, die Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Ab dem Jahr 2023 wird die Liste der Brennstoffe um die Kohlen (Stein- und Braunkohle) erweitert. Dieses Vorgehen inkl. der festen Preissetzung je Tonne CO<sub>2</sub> macht es notwendig, die Auswirkungen der Bepreisung auf den Einsatz von Brenn- und Kraftstoffen fortlaufend zu prüfen. Eine Auswirkung ist, dass der nationale Emissionshandel stärker seine Wirkung in den Sektoren Wärme und Mobilität entfaltet und Anreize für den Umstieg auf THG-Emissionsarme, inkl. der als solche eingestuft biogene Brennstoffe, setzt, da diese wirtschaftlicher werden [2].

## 1.2 Zielsetzung

Das vorliegende Gutachten soll daher genau an diesem Punkt wissenschaftlich ansetzen und hat zum Ziel, für definierte Fallbeispiele zu beurteilen, wo aus dem Zusammenspiel zwischen dem CO<sub>2</sub>-Preis des nEHS von 35 €/t CO<sub>2</sub> (nationalen Emissionshandelssystem) und möglichen Preisvorteilen des Biomasseeinsatz Kostenvorteile entstehen, die einen Energieträger-Switch aus ökonomischen Gründen bewirken. Das SV-Gutachten soll darüber hinaus mögliche Sensitivitäten auf diesen Effekt prüfen.

Neben dem Gutachten ist ein Werkzeug für die Berechnung (Excel-Tool) der definierten Fallbeispiele zu entwickelnden und zu beschreiben. Die Ausführungen sollen die Anlagenkonstellation, Erläuterungen zu den preisbildenden Elementen, verwendete Datenquellen, eine Diskussion zu den Auswirkungen der Preisspannen sowie die Angabe des CO<sub>2</sub>-Preises für das Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biogenen Brennstoffanwendung enthalten. Es dient als Unterstützung zur Nachvollziehbarkeit des Excel-Tools und gibt spezifische Ergebnisse in Textform wieder. Die Arbeiten sind in zwei aufeinanderfolgende Arbeitspakete unterteilt.

Arbeitspaket 1 hat die vergleichende Analyse der Gesteungskosten der fossilen und biomassebasierten Alternative zum Ziel. Im Zentrum der Arbeiten steht eine Literaturrecherche zu den preisbildenden Elementen, die Definition der Anlagenkonstellation sowie die Berechnung der Gesteungskosten.

Arbeitspaket 2 beinhaltet die auf den Ergebnissen des Arbeitspakets 1 basierende notwendige Berechnung des Einflusses des CO<sub>2</sub>-Preises auf die Brennstoffwahl und die Abschätzung verschiedener Sensitivitäten zum Ziel (zum Beispiel: Anwendung verschiedener Emissionsfaktoren, Förderung & Brennstoffpreisentwicklung).

### 1.3 Vorstellung der Fallbeispiele (laut Angebot)

Die Berechnungen, die Inhalt der Arbeitspakete 1 und 2 sind, wurden für folgende acht Beispiele angestellt [1]:

Anlage bzw. Anwendung	Betrachtungsebene	Fossiler Brenn-/Kraftstoff	Biomasse-Brenn-/Kraftstoff
Kraftwerk	Kraftwerksbetreiber	Steinkohle	Holzpellets
Heizkraftwerk	Kraftwerksbetreiber	Erdgas	Biomethan
Heizwerk (für Wärmenetz)	Kraftwerksbetreiber	Erdgas	Holz hackschnitzel
Hochtemperatur-Prozesswärme	Industrieanlagenbetreiber	Erdgas	Biomethan
Raumwärme (Einfamilienhaus)	Endverbraucher	Erdgas	Biomethan
Raumwärme (Mehrfamilienhaus)	Eigentümer/ Hausgemeinschaft	Heizöl	Holzpellets
Pkw	Inverkehrbringer	Benzin	Bioethanol
Lkw	Inverkehrbringer	Diesel	Biodiesel

Im folgenden Kapitel 2 werden die einzelnen Fallbeispiele vorgestellt sowie die Ergebnisse des Arbeitspaket 1 und 2 vorgestellt.

### 1.4 Optionen der Emissionsbewertung der Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe

Im vorliegenden Gutachten werden drei voneinander unterschiedliche Emissionsberechnungen sowohl für die fossilen als auch die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe verwendet. Zur besseren Nachvollziehbarkeit werden diese im Folgenden kurz vorgestellt und erläutert. Dabei wird im Wesentlichen auf die Unterschiede in der Anrechnung der Emissionen eingegangen.

#### 1.4.1 Option A: Bewertung mit Null-Emissionen für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe

Die Option A bewertet die Brenn- und Kraftstoffe mit den Emissionen, wie sie aktuell im nationalen Emissionshandel (nEHS) gelten. Das heißt, dass für die fossilen Einsatzstoffe die Emissionen, die bei der Verbrennung anfallen, angerechnet werden und für die unter Einhaltung vorgeschriebener Nachhaltigkeitskriterien erzeugten biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe der Fall der Null-Emissionen unterstellt wird. Demnach stellt Option A für am Emissionshandel Teilnehmende einen maximalen Vorteil bei der Nutzung nachhaltiger Biomasse gegenüber den fossilen Optionen dar. Für die Option A werden für alle acht Fallbeispiele die Kostenstrukturen vergleichbar der Aufgabenstellung bestimmt. Ferner wird für die Bewertung der CO<sub>2</sub>-Kosten der CO<sub>2</sub>-Preis des nationalen Emissionshandelssystem in Höhe von 35 €/t CO<sub>2</sub> einheitlich angerechnet [2, 3]. Vor dem Hintergrund das einige Fallbeispiele nicht dem nEHS, sondern dem EU-ETS unterliegen, wird an dieser Stelle die abweichende Methodik bzw. die getroffene Festlegung nochmal explizit ausgewiesen.

#### **1.4.2 Option B: Bewertung der realen CO<sub>2</sub>-Emissionen für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe**

Die Option B bewertet die Brenn- und Kraftstoffe mit den Emissionen unter der Annahme, dass auch für die Nutzung von Biomasse mit Nachhaltigkeitszertifikaten Emissionsberechtigungen nötig wären. In diesem Fall werden in Näherung die nachrichtlich angegebenen brennstoffbezogene Emissionsfaktoren für die biogenen Brennstoffe genutzt und auf die jeweilige Endenergie umgerechnet. Für die Anrechnung der fossilen Brenn- und Kraftstoffe werden die gleichen Werte aus Option A angesetzt [3].

#### **1.4.3 Option C: Bewertung nach der europäischen Richtlinie RED II für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe**

Die Option C stellt eine weitere Sensitivität in der Anrechnung von Emissionen für die biogenen Brenn- und Kraftstoffe dar. In dieser Option werden die aus der europäischen Richtlinie RED II (Anhang V bzw. VI D) angegebenen „Standardwerte“ genutzt [4]. Im Unterschied zu den bisherigen Optionen A und B beinhaltet diese auch die spezifischen Vorketten sowie nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen. Mittels dieser drei Unterscheidungen sollen mögliche Konstellationen für den CO<sub>2</sub>-Preis, der zum Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biogenen Anwendung führt, analysiert und ausgewertet werden.

### **1.5 Einordnung der Ergebnisse im Zuge der aktuellen Energiepreisentwicklung**

Das durchgeführte Sachverständigengutachten hat zum Ziel den Einfluss der CO<sub>2</sub>-Zertifikatsbepreisung auf einen möglichen Energieträger-Switch von fossil auf biogen zu evaluieren. Eine wesentliche Einflussgröße für die Analyse, ab welchem Zeitpunkt sich Akteure für einen Wechsel und damit eine (Neu-)Investition entscheiden, sind die spezifischen Brennstoffkosten für die Energieträger. Daher liegt in der vorliegenden Berechnung eine hohe Sensitivität der Brennstoffpreise auf den CO<sub>2</sub>-Preis, der zu einem Kostengleichgewicht führt, vor. Die aktuell (Stand: August 2022) hoch dynamische Energiepreisentwicklung lässt eine 1:1 Übertragung der Ergebnisse auf die Realität nicht zu. Die vorliegenden Berechnungen nutzen zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse Energiepreise aus dem Jahr 2022 insbesondere der Monate April, Mai und Juni. Sofern auf ältere Daten (u.a. Biomethan) nur auf Studien des Jahres 2021 zurückgegriffen werden konnte, sind pauschale Preissteigerungen, sofern möglich, im Rahmen der Bearbeitung des Gutachtens abgeschätzt worden. Dennoch kann die aktuelle Preisdynamik im Bericht nicht abgebildet werden und stellt nur eine Momentaufnahme der CO<sub>2</sub>-Preisabschätzung dar. Ferner sollen die Ergebnisse nicht als Investitionsempfehlung verstanden werden. In jedem Falle ist immer eine konkrete Einzelfallbetrachtung nötig.

## 2 Vergleichende Analyse der Gesteungskosten der fossilen und biomasse-basierten Alternative

Im Kapitel 2 werden die gewählten Anlagenkonstellationen sowie die preisbildenden Elemente aus der Literatur oder Annahmen kurz und prägnant vorgestellt.

### Fallbeispiel 1: Umstellung eines Kraftwerkes von Steinkohle auf Holzpellets

Anlagenkonstellation [5, 6]:

- ▶ elektrische Leistung: 800 MW
- ▶ elektrischer Wirkungsgrad: 46 %
- ▶ elektrischer Wirkungsgrad (neu): 36 %
- ▶ Volllaststunden: 5.000 h
- ▶ erzeugte jährliche Strommenge: 4.000 GWh<sub>el</sub>/a

Im Fallbeispiel 1 wird die theoretische Umstellung eines mit Steinkohle befeuerten Kraftwerks auf die Nutzung von Holzpellets untersucht. Zu diesem Zweck werden die verschiedenen spezifischen Kostenparameter aus der einschlägigen, zeitaktuellen Literatur für die Bewertung herangezogen. Im Ergebnis können anhand verschiedener wissenschaftlicher Studien die folgenden Kostenparameter identifiziert und für die Berechnung ausgewählt werden. Als **Capital Expenditures (CAPEX)**, zu Deutsch passend mit Investitionsausgaben übersetzt, werden alle notwendigen Investitionen in ein Steinkohlekraftwerk zusammengefasst. Für die Berechnung im vorliegenden Excel-Tool wird ein durchschnittlicher Wert von 1.537 €/kW installierter Leistung angenommen. Es sei darauf hingewiesen, dass in der Literatur diese Angaben der spezifischen Investitionskosten für Steinkohlekraftwerke zwischen 1.500 und 2.000 /kW schwanken und demnach einen nicht zu vernachlässigbaren Einfluss auf die Ergebnisse der vorliegenden Rechnung haben. Die hier gewählten konkreten Werte stellen demnach eine definierte Auswahl dar und können im Einzelfall von den realen spezifischen Investitionskosten abweichen. [5, 7]

Neben den CAPEX, fallen darüber hinaus beim Betrieb des Kraftwerks weitere Kostenbestandteile wie die **Operational Expenditures**, zu Deutsch: OPEX oder Betriebskosten an. Unter dem Begriff der OPEX-Kosten verstehen sich wiederkehrende Ausgaben, die entweder monatlich oder jährlich beim Betrieb von zum Beispiel Kraftwerken gezahlt werden. Die OPEX-Kosten werden in fixe und variable OPEX Kosten unterteilt. Als spezifischer Parameter für die fixen jährlichen OPEX-Kosten werden für das Steinkohlekraftwerk 22 €/kW angesetzt [5]. Darüber hinaus fallen noch variable Kosten in Abhängigkeit der erzeugten jährlichen Strommenge des Steinkohlekraftwerks an. Diese werden auf Basis der vorliegenden Literatur mit rund 0,004 €/kWh<sub>el</sub> angenommen. Im Zuge der Ermittlung der jährlichen Gesamtkosten werden die zu tätigenen Investitionskosten in jährliche Kosten über den sogenannten Abschreibungs- oder Nutzungszeitraum überführt. Im Zuge dieser Rechnung wird von einer Zeitspanne von 30 Jahren und einem Zinssatz von 6,2 % ausgegangen [5].

Die zum Betrieb der Anlage notwendigen Brennstoffkosten für den Bezug von Steinkohle werden basierend auf der EWI-Kurzanalyse zum Strompreis mit durchschnittlich 30 €/MWh festgelegt [8].

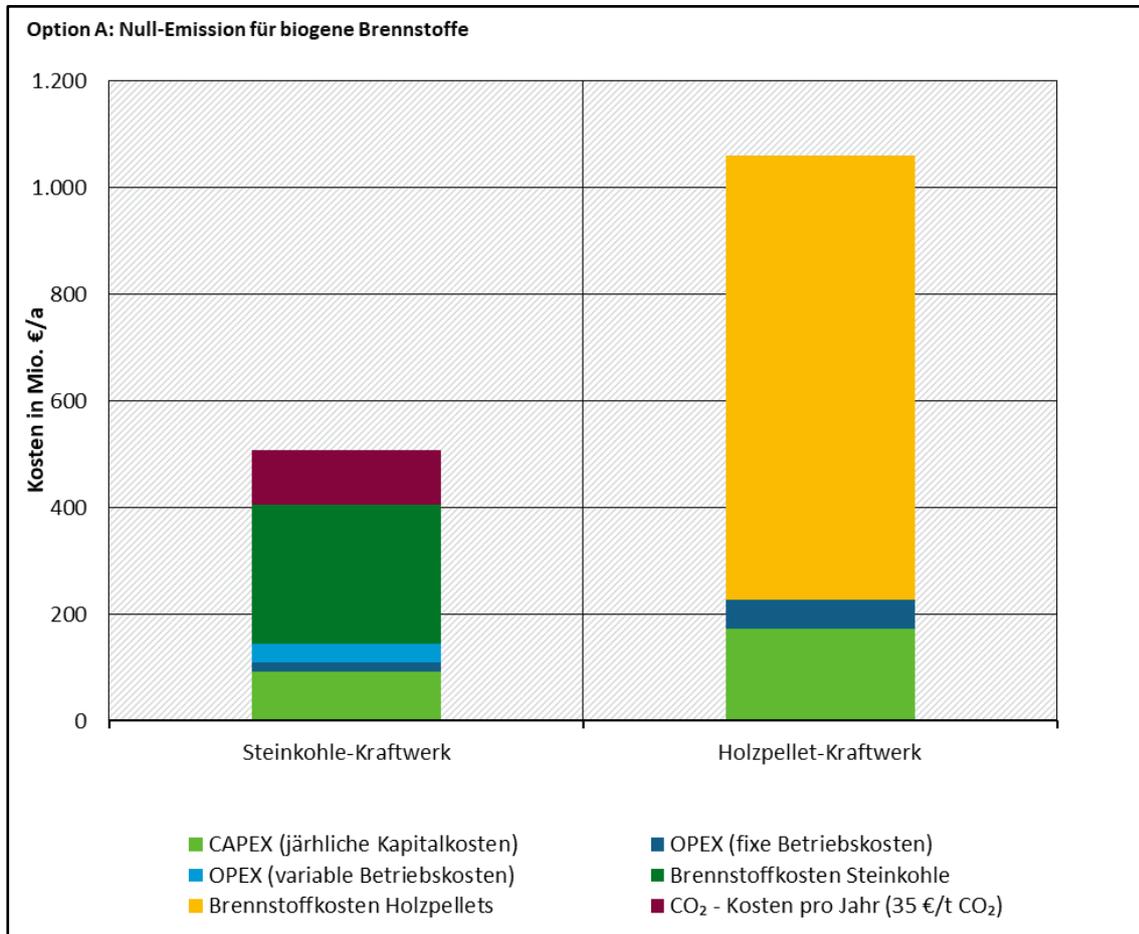
Bei einer Umstellung des Steinkohlekraftwerks auf die Brennstoffnutzung von Holzpellets müssen weitere Annahmen für die Berechnung getroffen werden. Die Anlagenkonstellation und die jährlich erzeugte Strommenge werden zum Zwecke der Vergleichbarkeit konstant gehalten. Lediglich der elektrische Wirkungsgrad von großen Biomasse-Kraftwerke ist im Vergleich zur Ausgangssituation geringer und wird basierend auf Quellenangaben des belgischen Stromkonzerns Electrabel bei rund 36 % angesetzt [6]. Für biomasse-basierte Anlagen gilt bei Leistungen größer 2 MW, dass sie das gleiche Grundprinzip, nämlich den Dampfturbinenprozess, wie bei der Kohlestromerzeugung nutzen. Die Investitionskosten solcher Anlagen hängen von verschiedenen Faktoren ab, die in jedem Einzelfall variieren. Als Wert für die spezifischen Investitionskosten werden durchschnittlich 2.898 €/kW angenommen [7]. In der untersuchten Literatur sind vergleichbare Größenordnungen angegeben. Jedoch existieren große Schwankungsbreiten bei den Literaturangaben, weshalb diese im Berechnungstool durch den Anwender variiert werden können. Zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit werden für die Übertragung der spezifischen Investitionskosten in die jährlichen Kosten, über den sogenannten Abschreibungs- oder Nutzungszeitraum, die gleichen Parameter wie bei der Gestehungskostenrechnung für das Steinkohlekraftwerk angesetzt.

Die fixen Kosten des Holzpellet-Kraftwerks werden über pauschale Annahmen der Studienersteller sowie in Anlehnung an Literaturquellen angenommen. Insgesamt umfassen die fixen Betriebskosten bei der Umstellung Personalkosten von 50 Mitarbeitenden, sowie Wartungskosten, Ascheentsorgungskosten und sonstige Kosten (2,3 % der Investitionskosten). [9]

Die zum Betrieb der Anlage notwendigen Brennstoffkosten für den Bezug von Holzpellets werden basierend auf der CARMEN e.V.-Marktübersicht für biogene Brennstoffe mit durchschnittlich 75 €/MWh festgelegt (Stand April/Mai 2022) [10].

Die folgende Abbildung 1 zeigt die sich aus den getroffenen Annahmen berechneten Gesteungskosten getrennt für die fossile und die biogene Brennstoffanwendung.

**Abbildung 1: Kostenstruktur<sup>1</sup> für das Fallbeispiel 1**



spezifische THG-Emissionen für Steinkohle: 337 g CO<sub>2</sub>/kWh [3]

Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [5, 6]

Aus der Abbildung kann entnommen werden, dass die Gesteungskosten des Steinkohlekraftwerkes, unter den vorliegenden gewählten Parametern, rund 127 €/MWh betragen. Im Gegensatz dazu liegen die Gesteungskosten des Holzpellet-Kraftwerks bei rund 220 €/MWh. Es zeigt sich, dass das Steinkohlekraftwerk zum zeitaktuellen Stand und der Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> noch große Kostenvorteile gegenüber der Nutzung von Holzpellets hat. Zum einen sind die spezifischen Investitionskosten von derartigen Leistungen (> 100 MW-Bereich) für Holzpellet-Kraftwerke sehr groß im Vergleich zu fossilen Anwendungen. Der viel wesentlichere Faktor sind die unterschiedlichen Brennstoffpreise der Steinkohle mit angenommenen 30 €/MWh und der Holzpellets von 75 €/MWh.

<sup>1</sup> Fallbeispiel fällt unter den EU-ETS wird aber zu Vergleichszwecken der Fallbeispiele mit dem festen CO<sub>2</sub>-Preis von 35 €/t CO<sub>2</sub> nach nEHS bemessen.

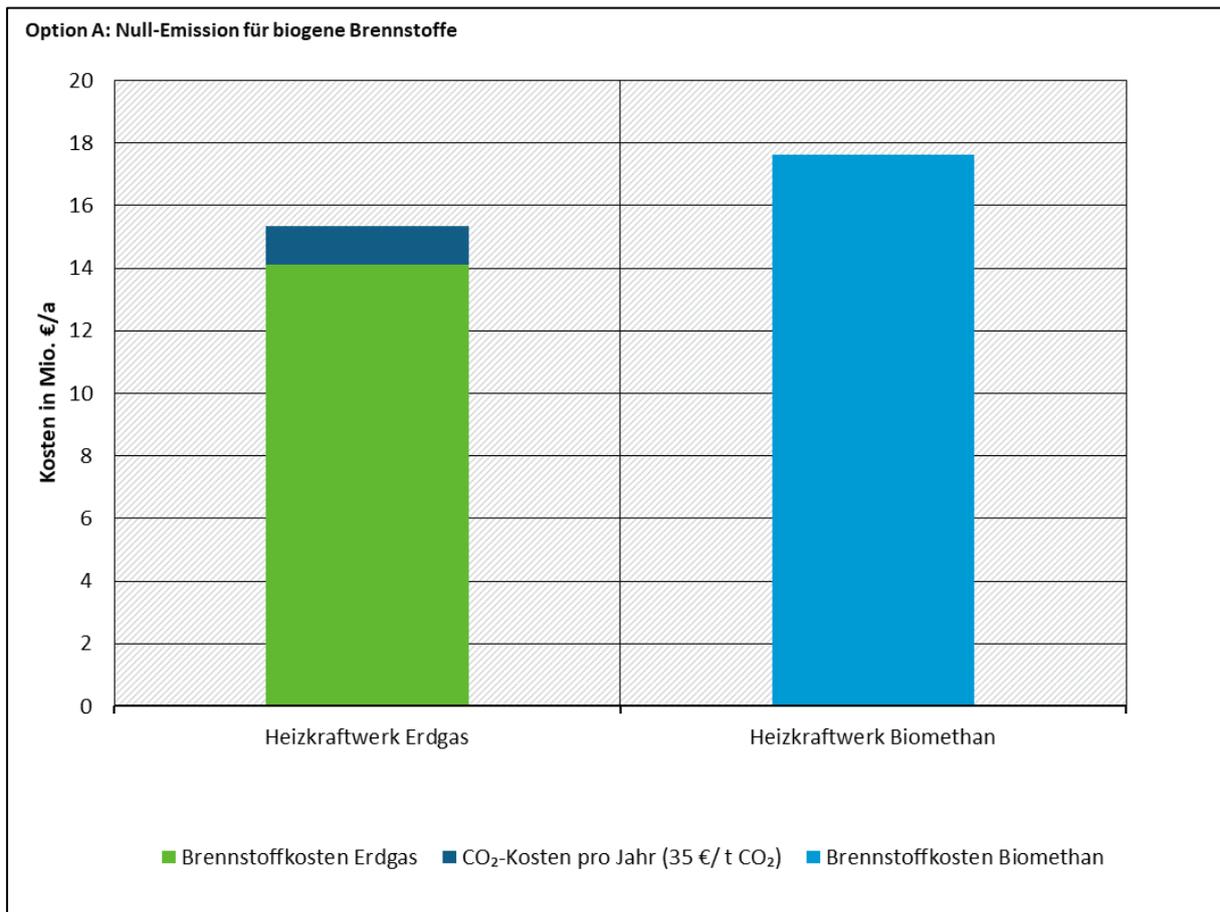
### Fallbeispiel 2: Umstellung eines Heizkraftwerkes (KWK-Anlage) von Erdgas auf Biomethan

Anlagenkonstellation [11 bis 13]:

- ▶ elektrische Leistung der KWK-Anlage: 10 MW
- ▶ elektrischer Wirkungsgrad der KWK-Anlage: 34 %
- ▶ Volllaststunden der KWK-Anlage: 6.000 h

Im Fallbeispiel 2 wird die reine Brennstoffumstellung eines mit Erdgas betriebenen Heizkraftwerks auf die Nutzung von Biomethan untersucht. Zu diesem Zweck werden die verschiedenen spezifische Kostenparameter aus der einschlägigen, zeitaktuellen Literatur für die Bewertung herangezogen. Darüber hinaus sind verschiedene Zielparameter in enger Abstimmung mit der Projektbegleitung des Auftraggebers festgelegt worden. Im Falle einer reinen Umstellung des Brennstoffes können im Vergleich zum Fallbeispiel andere Kostenstrukturen angesetzt werden. Im vorliegenden Fall hängt der CO<sub>2</sub>-Preis, für den sich ein Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biogenen Anwendung ergibt, nur noch von den verbrauchsgebundenen Kosten in Abhängigkeit der Brennstoffkosten ab. Die spezifische Kostenstruktur wird in der folgenden Abbildung 2 dargestellt.

**Abbildung 2: Kostenstruktur für das Fallbeispiel 2**



spezifische THG-Emissionen für Erdgas: 201 g CO<sub>2</sub>/kWh [3]

Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [11 bis 13]

Es zeigt sich, dass die verbrauchsgebundenen Kosten für die Nutzung von Biomethan teurer als die Nutzung von Erdgas inklusive der CO<sub>2</sub>-Kosten sind. Die Brennstoffkosten von Erdgas sind basierend auf den veröffentlichten Daten des EEX 2022 Spotmarkt vom 21.06.2022 angesetzt. Die Preise werden dabei als Mittelwert des Monats Mai gebildet und mit 80 €/MWh angenommen [14]. An dieser Stelle sei explizit erwähnt, dass sich die Studierersteller der aktuellen Preisdynamik, gerade des Energieträgers Erdgas, bewusst sind. Im Zuge der Bearbeitung des vorliegenden Gutachtens ist ein Zeitpunkt der Analyse gesetzt worden, ab welchem die Preise in das Tool implementiert worden sind. Die hier vorgestellten Ergebnisse sind demnach eine Momentaufnahme und bilden einen bestimmten Zeitpunkt der Bearbeitung ab, der von der zeitaktuellen Preisbildung am Spot Markt abweichen kann. Neben den verbrauchsgebundenen Kosten durch den Brennstoff Erdgas, fallen seit 2022 bei der Verbrennung zusätzlich die CO<sub>2</sub>-Kosten für den Kraftwerksbetreiber an [2]. Diese Kosten werden basierend auf den atmosphärischen Emissionen der Berichtserstattung des Umweltbundesamt, in Höhe von 201 g CO<sub>2</sub>/kWh angewendet und betragen für das Fallbeispiel 2 in Summe rund 1,24 Mio. € (CO<sub>2</sub>-Preis von 35 €/t CO<sub>2</sub> nach nEHS bemessen). [3]

Für den Brennstoffbezug von Biomethan wird in Anlehnung an das Branchenbarometer Biomethan der dena ein Preis von 100 €/MWh angesetzt. Da die dena-Studie aus dem Jahr 2021 stammt, wird in dieser Studie von einer durchschnittlichen Preissteigerung von rund 20 % (Annahme DBI) im Vergleich zum Vorjahr ausgegangen [15]. Das Branchenbarometer weist einen durchschnittlichen Biomethanpreis von 75 – 90 €/MWh aus [15]. Im Ergebnis wird sich auf den eingangs gelisteten Preis von 100 €/MWh entschieden, um eine näherungsweise Vergleichbarkeit zur aktuellen Preisentwicklung von Erdgas zu erhalten.

### Fallbeispiel 3: Umstellung eines Heizwerks (für ein Wärmenetz) von Erdgas auf Holzhackschnitzel

Anlagenkonstellation [9, 11]:

► thermische Leistung Erdgaskessel (alt): 1.000 kW

► thermische Leistung Biomassekessel: 800 kW

○ Gas-Kessel für Spitzenlast: 1.000 kW

► Volllaststunden Erdgaskessel (alt): 4.000 h

► Volllaststunden Biomassekessel: 4.000 h

○ Volllaststunden Spitzenlast: 800 h

► Ausnutzungsgrad Erdgaskessel: 90 %

► Ausnutzungsgrad Biomassekessel: 85 %

► erzeugte jährliche Wärmemenge: 4.000 MWh/a

Im Fallbeispiel 3 wird die Umstellung eines mit Erdgas betriebenen Heizwerks für ein Wärmenetz auf die Nutzung von Holzhackschnitzel untersucht. Zu diesem Zweck werden die verschiedenen spezifische Kostenparameter aus der Literatur für die Bewertung herangezogen. Im konkreten Fall wird zuerst die Nutzung des fossilen Erdgases als Fallbeispiel modelliert. Es wird ein Heizwerk von einer thermischen Leistung von 1 MW unterstellt, welches in Summe 4.000 h im Jahr im Volllastbetrieb läuft. Der Ausnutzungsgrad des Brennstoffs liegt bei

derartigen Aggregaten laut Literatur bei 90 % und wird somit auch für die vorliegende Modellrechnung angenommen. [9]

Eine Investition in ein solches Erdgas-Heizwerk wird einerseits mit spezifischen Parametern sowie andererseits mit pauschalen Annahmen berechnet. Basierend auf dem Leitfaden feste Biobrennstoffe der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. können die spezifischen Investitionskosten mit 51,4 €/kW angesetzt werden. [9]

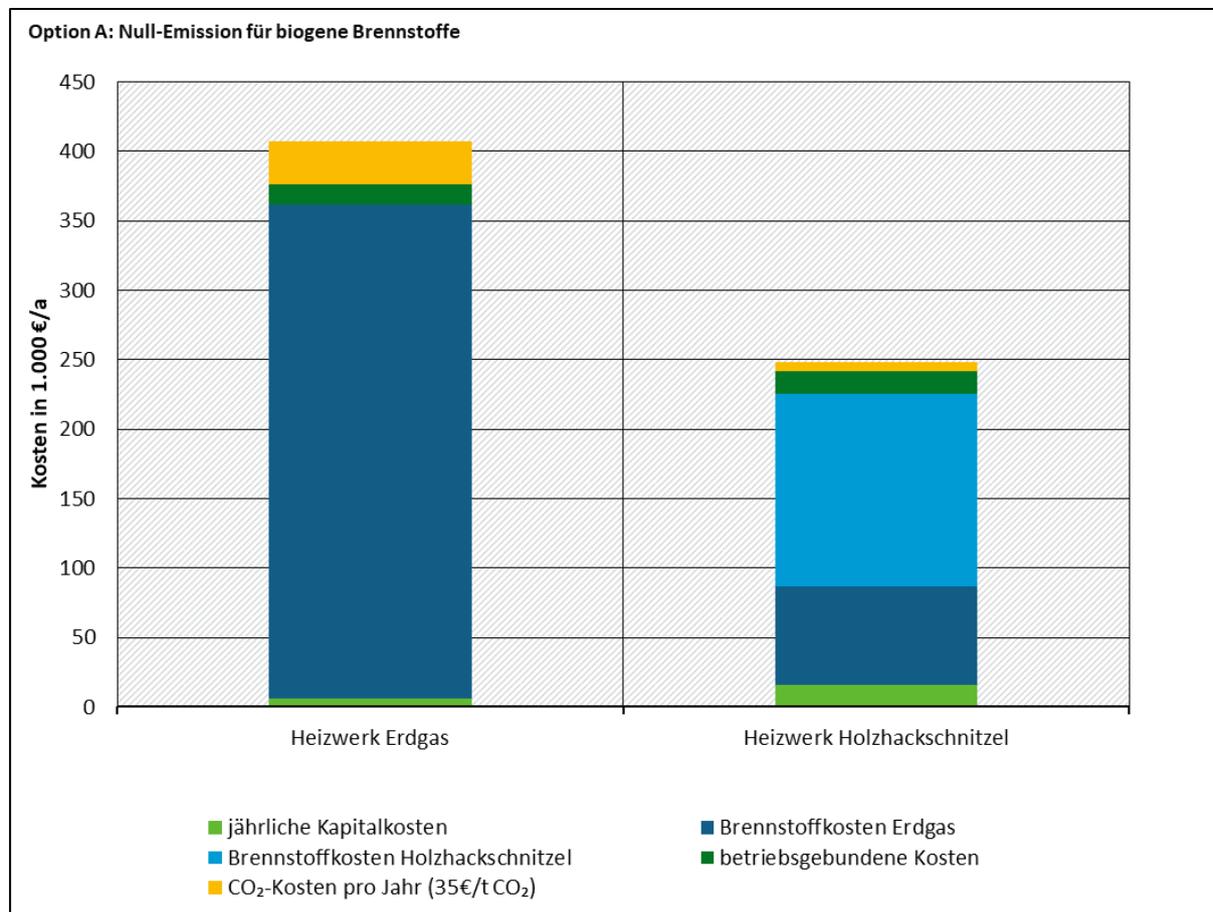
Zusätzlich werden pauschal weitere 40 % der Investitionskosten für die gesamte Bautechnik der Energieerzeugung aufgewendet. Diesen Wert umfassen sämtliche Ausgaben für die zu tätigen baulichen Maßnahmen wie dem Kessel- und Maschinenhaus und dem Brennstofflager. Ferner werden auch alle technischen Maßnahmen und zugehörigen Außenanlagen unter diesem Begriff aufsummiert. Die Investitionen in die Elektro- und Leittechnik des Erdgas-Heizwerks werden mit 20 % pauschal, bezogen auf die Kosten der Bautechnik, bemessen. Darüber hinaus anfallende Zahlungen für beispielsweise die Bauleitung, Versicherungen und Baunebenkosten werden mit 10 % auf die Summe der Investitionskosten berechnet. [9]

Die Summe der Investitionskosten wird im Folgenden mittels der Annuität in jährliche Kapitalkosten überführt. Als Abschreibungszeitraum werden 20 Jahre mit einem Zinssatz von 4 % gewählt. Neben den kapitalgebundenen Kosten fallen noch die verbrauchsgebundenen Kosten in Abhängigkeit der Brennstoffkosten sowie die betriebsgebundenen Kosten an. Die Brennstoffkosten von Erdgas werden, basierend auf den veröffentlichten Daten des EEX 2022 Spotmarkt vom 21.06.2022 angesetzt. Die Preise sind als Mittelwert des Monats Mai gebildet und mit 80 €/MWh angenommen worden. Die betriebsgebundenen Kosten werden als Summe der Personalkosten in Form von 0,275 Personenjahre (Vollzeitgehalt von 44.000 € brutto), Wartungskosten in Höhe von 6,5 % der Baukosten sowie Ascheentsorgungskosten & sonstige Kosten mit 1,3 % auf die Investitionskosten berechnet [9]. Aus den vorliegenden Daten werden die Wärmegestehungskosten für den Betrieb des Wärmenetzes mittels Erdgas-Heizwerk bestimmt. [9]

Bei einer geplanten Umstellung des Erdgas-Heizwerks auf die Nutzung von Holzhackschnitzel sind weitere Investitionskosten zu tätigen. Aus der obenstehenden Textbox kann die gewählte Anlagenkonstellation nachvollzogen werden. Es wird deutlich, dass neben der Investition in einen neuen Biomassekessel auch ein neuer Erdgaskessel angeschafft werden soll. Dieser Erdgaskessel wird für die Abdeckung auftretender Spitzenlasten benötigt und wird primär in den Wintermonaten eingesetzt. Der Erdgaskessel kann im Gegensatz zum Biomassekessel sehr schnell hochgefahren werden und die benötigte Wärmeleistung bereitstellen. Im konkreten Fall umfasst die Investition in einen Biomassekessel mit 800 kW (spezifische Investitionskosten: 143 €/kW) sowie einen Erdgaskessel mit 1.000 kW (spezifische Investitionskosten: 51,4 €/kW). Vergleichbar der Berechnung der Investitionen im Ausgangszustand werden erneut die Anteile für die Bautechnik, die Elektro- und Leittechnik sowie sonstige Kosten mit pauschalen Annahmen in Anlehnung an den Leitfaden feste Biobrennstoffe angenommen. Die Kosten der Bautechnik fallen mit 20 % der Investitionskosten an. Der geringe Prozentsatz im Vergleich zum Ausgangsfall eines reinen Erdgasbetriebs lässt sich in der Nutzung bestehender Gebäude und Grundstücke begründen. Für die Elektro- und Leittechnik werden die gleichen Prozentsätze wie im Ausgangsbeispiel genutzt. Die Summe der Investitionskosten wird im Folgenden mittels der Annuität in jährliche Kapitalkosten überführt. Als Abschreibungszeitraum werden erneut 20 Jahre mit einem Zinssatz von 4 % gewählt. Die verbrauchsgebundenen Kosten setzen sich anteilig durch die Volllaststunden aus dem Erdgaspreis zu 80 €/MWh sowie aus dem recherchierten Preis für Holzhackschnitzel von 36,84 €/MWh zusammen [10, 14]. Der Holzhackschnitzelpreis ist der Marktübersicht von CARMEN e.V. übernommen worden. Er stellt

den durchschnittlichen Preis, den Käufer im Juni 2022 zahlen mussten dar. Die betriebsgebundenen Kosten fallen vergleichbar den obigen Annahmen in gleich Höhe an. Die Kostenstruktur für das Fallbeispiel 3 ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

**Abbildung 3: Kostenstruktur<sup>2</sup> für das Fallbeispiel 3**



spezifische THG-Emissionen für Erdgas: 201 g CO<sub>2</sub>/kWh [3]  
 Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [9, 11]

Die in Abbildung 3 dargestellte Kostenstruktur zeigt, dass sich erstmals, unter den gewählten Rahmenbedingungen, ein Energieträger-Switch von dem fossilen zum biogenen Brennstoff zum aktuellen Stand lohnen würde. Besonders deutlich wird die aktuelle Energiepreiskrise am vorliegenden Fallbeispiel. Bei einem angenommenen Erdgaspreis von 80 €/MWh ergeben sich sehr hohe verbrauchsgebundene Kosten. Der Kostenanteil der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> nimmt eine untergeordnete Rolle hinter den verbrauchsgebundenen Kosten ein. Der große Preisunterschied zwischen dem Bezug von Holz hackschnitzeln und Erdgas bewirkt, dass sich eine Umstellung auf den neuen Energieträger bereits unter aktuellen Bedingungen lohnt. Die notwendigen jährlichen Kapitalkosten der Ersatzinvestition stellen keine große Belastung dar. Ferner wird deutlich, dass zur Abdeckung der Spitzenlast, trotz der verringerten Volllaststunden von nur 800 h/a, ein signifikanter Kostenanteil entsteht. Im Ergebnis stehen den spezifischen Wärmegestehungskosten des erdgasbetriebenen Heizwerks von 10,19 ct/kWh die der biomasse-basierten Anwendung in Höhe von 6,21 ct/kWh gegenüber.

<sup>2</sup> Fallbeispiel fällt unter den EU-ETS wird aber zu Vergleichszwecken der Fallbeispiele mit dem festen CO<sub>2</sub>-Preis von 35 €/t CO<sub>2</sub> nach nEHS bemessen.

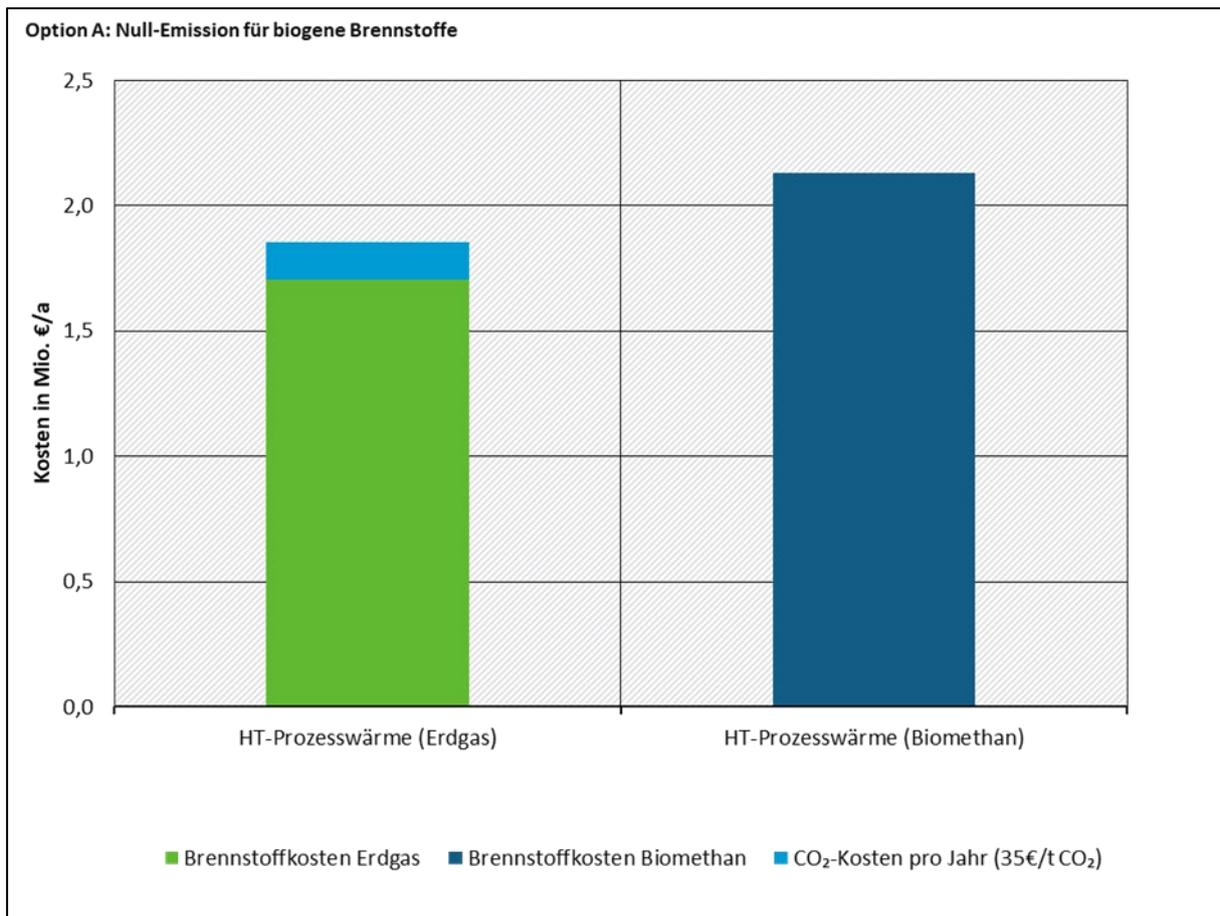
#### Fallbeispiel 4: Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme: Switch von Erdgas auf Biomethan

Anlagenkonstellation [9, 11, 16]:

- ▶ thermische Leistung Erdgaskessel: 3.200 kW
- ▶ jährlich erzeugte Wärmemenge: 19.200 MWh
- ▶ Volllaststunden: 6.000 h

Im Fallbeispiel 4 wird die Umstellung eines Industriebetriebs, der Hochtemperaturprozesswärme benötigt, von Erdgas auf Biomethan untersucht. Da sich viele der potenziellen biomasse-basierten Systeme nicht oder nicht effizient für einen Technologie-Switch eignen wird das Fallbeispiel zu einem reinen Brennstoffwechsel betrachtet. Um einen konkreten Projekthintergrund für die zu vergleichende Kostenstruktur aufstellen zu können, soll der Brennstoffwechsel an einem konkreten Praxisbeispiel bestimmt werden. Zu diesem Zweck wird die vorliegende Anlagenkonstellation in Anlehnung das Projekt „Lauffen am Neckar“ der Firma Schmidmeier erstellt [16]. Auf Basis der für den Prozess zu erzeugenden jährlichen Wärmeleistung wird die Anlagenkonstellation vergleichbar dem Fallbeispiel 2 konstant gehalten. Prozessbedingt wird überhitzter Dampf mit 300 °C erzeugt und intern genutzt. Im Ergebnis hängt der notwendige CO<sub>2</sub>-Preis nur von den verbrauchsgebundenen Kosten ab und die Analyse der betriebs- und kapitalgebundenen Kosten entfällt.

**Abbildung 4: Kostenstruktur<sup>3</sup> für das Fallbeispiel 4**



spezifische THG-Emissionen für Erdgas: 201 g CO<sub>2</sub>/kWh [3]

Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [9, 11, 16]

Die dargestellte Option A der Bewertung der biogenen Energieträger mit Null-Emissionen zeigt, dass Erdgas trotz aktueller CO<sub>2</sub>-Bepreisung einen Kostenvorteil gegenüber dem Bezug von Biomethan hat. Die Brennstoffkosten von Erdgas sind, vergleichbar dem Fallbeispiel 2, basierend auf den veröffentlichten Daten des EEX 2022 Spotmarkt vom 21.06.2022 angesetzt. Die Preise werden dabei als Mittelwert des Monats Mai gebildet und mit 80 €/MWh angenommen. Für den Brennstoffbezug von Biomethan wird in Anlehnung an das Branchenbarometer Biomethan der dena ein Preis von 100 €/MWh angesetzt. Da die dena-Studie aus dem Jahr 2021 stammt, wird in dieser Studie von einer durchschnittlichen Preissteigerung von rund 20 % im Vergleich zum Vorjahr ausgegangen. Das Branchenbarometer weist einen durchschnittlichen Biomethanpreis von 75 – 90 €/MWh aus. Im Ergebnis wird sich auf den eingangs gelisteten Preis von 100 €/MWh entschieden, um eine näherungsweise mögliche Vergleichbarkeit zur aktuellen Preisentwicklung von Erdgas zu erhalten. Der zum Kostengleichgewicht führende CO<sub>2</sub>-Preis ist vergleichbar dem Ergebnis des 2. Fallbeispiels und wird im Arbeitspaket 2 detailliert ausgewertet.

<sup>3</sup> Fallbeispiel fällt unter den EU-ETS wird aber zu Vergleichszwecken der Fallbeispiele mit dem festen CO<sub>2</sub>-Preis von 35 €/t CO<sub>2</sub> nach nEHS bemessen.

### Fallbeispiel 5: Umstellung der Beheizung im Einfamilienhaus (EFH) von Erdgas auf Biomethan

Anlagenkonstellation [17]:

- ▶ Heizlast EFH: 10 kW
- ▶ Wohnfläche: 150 m<sup>2</sup>
- ▶ Jahresendenergiebedarf Erdgas-Altessel: ≈39.000 kWh<sub>HS</sub>
- ▶ Jahresendenergiebedarf Erdgas-Neugerät: ≈33.000 kWh<sub>HS</sub>

Im Fallbeispiel 5 wird der Energieträger-Switch in einem Einfamilienhaus mit einem Gas-Altessel auf Biomethan untersucht. Die Analyse stützt sich dabei auf zwei mögliche Optionen. Zum einen den reinen Energieträgerwechsel unter Beibehaltung des Gas-Altessel und zum anderen einer Anlagenmodernisierung hin zu einem neuen Gas-Brennwertsystem mit der 100 %-igen Biomethannutzung. Ausgangspunkt der Bearbeitung nach der Literaturrecherche ist die Studie des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

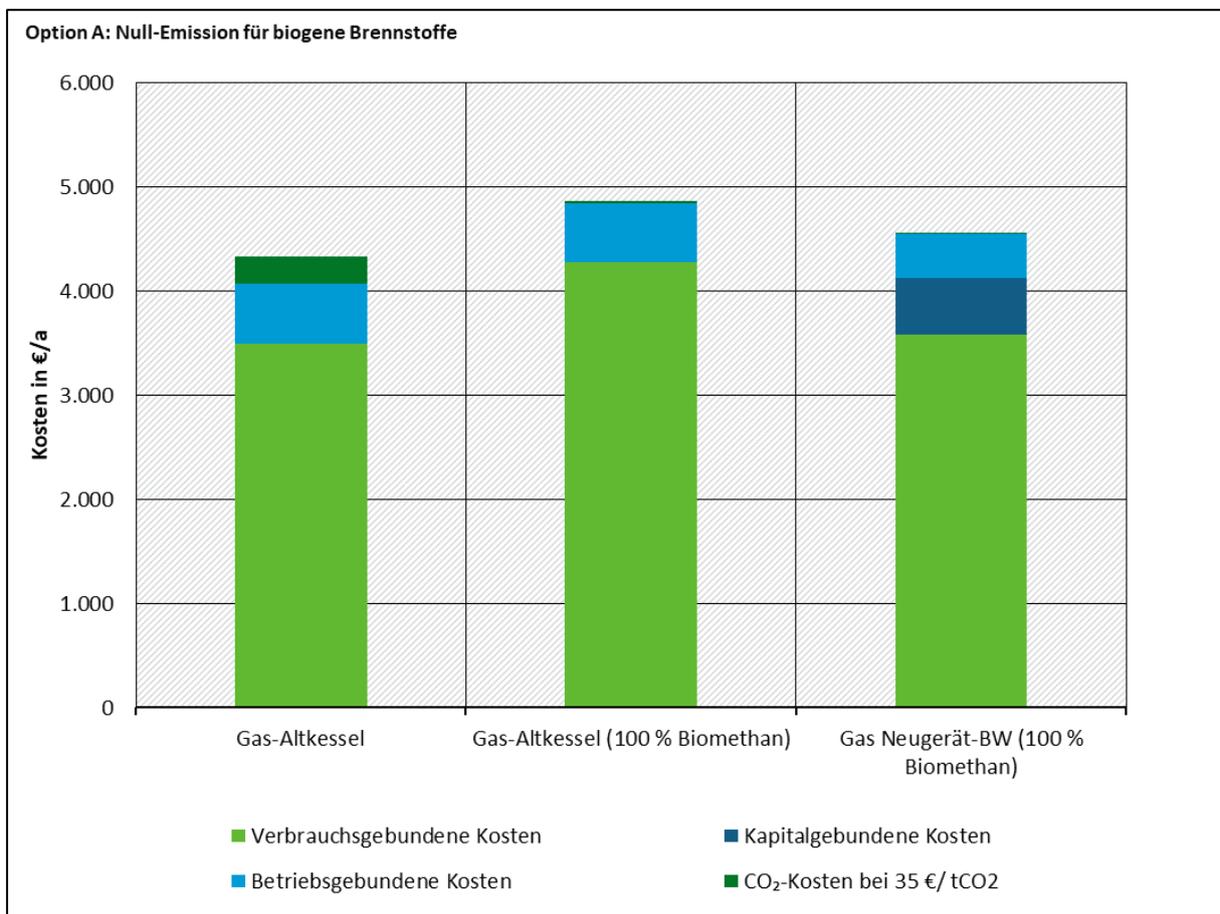
„Heizkostenvergleich Altbau 2021“. In der Abhandlung werden die Kosten und Investitionen für diverse Heizungssystem miteinander verglichen. Basierend auf den dortigen Daten werden diese, mit den für das Sachverständigen-Gutachten getroffenen Annahmen, beispielweise zur Energiepreisgestaltung, in Einklang gebracht. Im Folgenden soll die Anlagenkonzeption des BDEW kurz vorgestellt werden [17]. Ferner werden die methodischen und inhaltlichen Änderungen für dieses Gutachten erläutert. Der Jahresendenergiebedarf für den Betrieb der Heizung und die Trinkwassererwärmung liegt im Ausgangszustand sowie im Falle des reinen Energieträgerwechsels auf 100 % Biomethan in beiden Fällen bei rund 39.000 kWh<sub>HS</sub>. Darüber hinaus werden weitere Kostenparameter definiert. Für den Betrieb der elektrischen Leittechnik fällt ein Hilfsenergiebedarf von 761 kWh/a mit einem Arbeitspreis von 31,5 ct/kWh an. Vergleichbar den Preisentwicklungen der Brennstoffe, ist auch der Strompreis in den letzten Wochen und Monaten stark gestiegen. Im Zuge des Fallbeispiels wird dieser auf Basis der Datenquellen verwendet. Für den Grundpreis des Erdgasanschlusses werden weitere 147 €/a angesetzt. Zur Harmonisierung der in diesem Sachverständigen-Gutachten genutzten Energiepreise, wird abweichend des „Heizkostenvergleichs Altbau 2021“ der Preis für Erdgas mit 80 €/MWh und der Preis für Biomethan mit 100 €/MWh angesetzt. Aus diesem Grund weichen die verbrauchsgebundenen Kosten in dieser Studie von denen der BDEW-Studie ab. Ferner wird im Zuge der Betrachtung von einer vollständigen Umstellung auf reinen Biomethanbetrieb ausgegangen. Im Falle der eingangs erwähnten Modernisierung des Heizungssystems wird durch den BDEW eine Effizienzsteigerung durch zusätzliche Sanierungsmaßnahmen angenommen. Aus diesem Grund verringert sich der benötigte Jahresendenergiebedarf auf ≈33.000 kWh<sub>HS</sub> und der Hilfsenergiebedarf auf 522 kWh/a. Der für den Hilfsenergiebedarf zu zahlende Arbeitspreis von 31,5 ct/kWh wird hingegen als konstant angenommen. Aus diesen Kostenparametern werden für alle 3 zu untersuchenden Optionen die verbrauchsgebundenen Kosten bestimmt.

Für die dritte Option der Erneuerung der Heizungsanlage auf ein Neugerät fallen gemäß den Daten des BDEW Investitionen (Wärmeerzeuger, Regelung, Heizflächen Schornstein, usw...) in Höhe von 9.200 € an. Für diese Investitionen bestehen durch den Gesetzgeber Fördermöglichkeiten von 300 €. Diese können bei einer vollständigen Kostenbetrachtung den Investitionen gegengerechnet werden. Im folgenden Fall der Kostenstruktur wird für das Arbeitspaket 1 der CO<sub>2</sub> -Preis ermittelt, ab welchem auch ohne Förderung ein Umstieg

wirtschaftlich wäre. In Abbildung 5 ist demnach die Förderung über 300 € nicht Bestandteil, sondern wird erst in der Sensitivitätsanalyse des Arbeitspaket 2 Anwendung finden. Zur Überführung der notwendigen Investitionen in die jährlichen kapitalgebundenen Kosten werden für alle Positionen der Investition unterschiedliche Abschreibungszeiträume durch den BDEW angenommen. So wird beispielsweise der Wärmeerzeuger auf 18 Jahre abgeschrieben, während die Heizflächen einen Abschreibungszeitraum von 20 Jahren aufweisen. Die spezifischen Abschreibungskennwerte zuzüglich zum angesetzten Zinssatz von 2 % werden aus den Daten des BDEW konsistent verwendet.

Zur Kalkulation der betriebsgebundenen Kosten werden für alle drei Optionen die Kennwerte des BDEW für die Heizsysteme übernommen. Es fallen jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Heizung an, die für die den Gas-Altessel in Summe bei 573 €/a und bei dem Neugerät bei 420 €/a liegen. Der kostengünstigere Satz beim Neugerät lässt sich in der modernen Heizungsanlage begründen, da dieser weniger Wartungsintervalle benötigt. Aus den aufgeführten Kostenkennwerten kann die in Abbildung 5 dargestellte Kostenstruktur ermittelt werden.

**Abbildung 5: Kostenstruktur für das Fallbeispiel 5**



spezifische THG-Emissionen für Erdgas: 201 g CO<sub>2</sub>/kWh & für die Hilfsenergie (Strom): 560 g CO<sub>2</sub>/kWh [3, 17]

Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [17]

Es zeigt sich, dass die Ausgangssituation mit dem alten Gaskessel (4.330 €), die zum aktuellen Stand kostengünstigste Alternative der drei untersuchten Optionen darstellt. Für ein Einfamilienhaus stellt der reine Brennstoffwechsel von Erdgas auf Biomethan eine zusätzliche Belastung in Höhe von mehr als 530 €/a dar. Die Investition in ein Neugerät und zusätzlich der

Brennstoffwechsel auf die Nutzung von reinem Biomethan reiht sich kostenseitig zwischen beiden Optionen ein (4.556 €). Hierbei stellen die kapitalgebunden Kosten der Investition den wesentlichen Kostenanteil, der zum Delta im Vergleich zur Ausgangssituation führt. Auffällig ist zudem, dass bei allen 3 Optionen CO<sub>2</sub>-Kosten anfallen. Dies liegt in der Nutzenenergie (Strom) begründet, die hierfür bewertet wird (siehe Abbildungsunterschrift).

### Fallbeispiel 6: Umstellung der Beheizung im Mehrfamilienhaus von Heizöl auf Holzpellets

Anlagenkonstellation [17]:

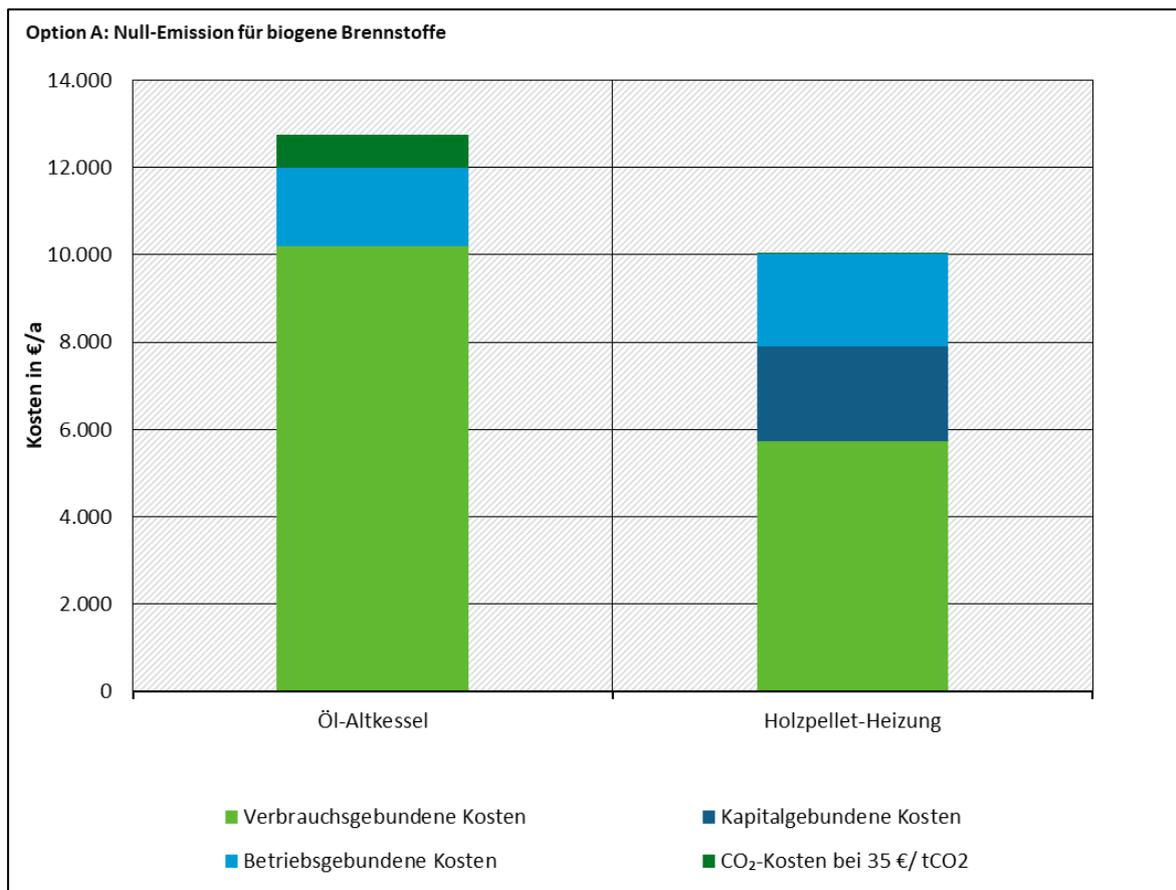
- ▶ Mehrfamilienhaus: 6-Familien
- ▶ Heizlast MFH: 22 kW
- ▶ Wohnfläche: 500 m<sup>2</sup>
- ▶ Jahresendenergiebedarf (Heizöl): ≈77.600 kWh<sub>HS</sub>
- ▶ Jahresendenergiebedarf (Holzpellets): ≈72.600 kWh<sub>HS</sub>

Im Fallbeispiel 6 wird die Heizungsumstellung eines 6-Familienhauses von einem Öl-Altessel auf ein mit Holzpellets befeuertes Heizungssystem untersucht. In Deutschland sind noch knapp ein Viertel aller Heizungen im Gebäudebestand Ölheizungen [18]. Da die Verbrennung von Heizöl zu signifikant höheren THG-Emissionen und damit zukünftig hohen CO<sub>2</sub>-Kosten führt, stehen viele Eigentümer vor einem Heizungswechsel. Das vorliegende Fallbeispiel 6 greift den Status Quo in diesem Punkt auf. Als Ausgangspunkt der Bearbeitung ist erneut die Studie des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. „Heizkostenvergleich Altbau 2021“. In der Abhandlung werden, vergleichbar den Basisdaten des Fallbeispiel 5, auch für Mehrfamilienhäuser fallspezifisch die Kosten und Investitionen für diverse Heizungssysteme miteinander verglichen. Basierend auf den dortigen Daten werden diese mit den für das Sachverständigen-Gutachten getroffenen Annahmen, beispielweise zur Energiepreisgestaltung, in Einklang gebracht. Im Folgenden wird die Anlagenkonzeption des BDEW kurz vorgestellt. Ferner werden die methodischen und inhaltlichen Änderungen für dieses Gutachten erläutert. Der Jahresendenergiebedarf für den Betrieb der Heizung und die Trinkwassererwärmung sind im Ausgangszustand des 6-Familienhauses bei rund 77.600 kWh<sub>HS</sub>. Die Kosten von leichtem Heizöl (EL) werden basierend auf den aktuellen Zahlen der CARMEN e.V. Marktübersicht entnommen [10]. Heizöl hat in den letzten Monaten einen signifikanten Preisanstieg auf rund 125 €/MWh genommen [10]. Darüber hinaus sind zum Betrieb der Heizung und zur Trinkwassererzeugung rund 1.300 kWh Hilfsenergie (Strom) nötig. Ein weiterer Kostenbestandteil der verbrauchsgebundenen Kosten sind die Zinskosten für die Lagerung der Brennstoffe, die sowohl bei einer Ölheizung als auch in der Umstellungsoption bei den Pellets notwendig sind. Im Fall des Öl-Altessel betragen die Zinskosten für die Lagerung rund 94 €/a. Aus diesen Kostenparametern können für die Ausgangsvariante die Summe der verbrauchsgebundenen Kosten bestimmt werden. Zuzüglich fallen beim Betrieb der Anlage die betriebsgebundenen Kosten durch Wartung & Schornsteinfegergebühren (510 €), Instandhaltung (570 €), Heizkostenabrechnung (650 €) sowie jährliche Versicherungskosten (60 €/a) an. Diese spezifischen Kennwerte werden aus den Daten des BDEW für das Heizsystem übernommen. [17]

Für die Umrüstung der Heizungsanlage zu einem pellet-befeuerten Heizkessel werden, vergleichbar des Fallbeispiel 5, durch den BDEW Effizienzsteigerungen durch die neue Technologie sowie darüber hinaus auch zusätzliche Sanierungsmaßnahmen der Gebäudehülle angenommen. Diesen Daten werden konsistent in die vorliegende Betrachtung integriert. Demnach sinkt der Jahresendenergiebedarf für den Betrieb der Heizung und die Trinkwassererwärmung des 6-Familienhauses auf rund 72.600 kWh<sub>HS</sub>. Die Kosten für den Bezug von Holzpellets werden erneut basierend auf den aktuellen Zahlen der CARMEN e.V. Marktübersicht entnommen. Holzpellets haben in den letzten Monaten, ähnlich wie die fossilen Brennstoffe einen Preisanstieg erfahren. Dennoch bleibt der Preis unter den fossilen

Brennstoffträgern in Höhe von 75 €/MWh (bei einer Liefermenge von 10 t). Darüber hinaus sind auch bei der biomasse-basierten Heizung zum Betrieb und zur Trinkwassererzeugung rund 800 kWh Hilfsenergie (Strom) nötig. Die Zinskosten für die Lagerung der Holzpellets wird mit 54 €/a bemessen. Bei einer Umrüstung von einem Öl-Altessel auf den Holzpellet-Kessel fallen gemäß den Daten des BDEW Investitionen (Wärmeerzeuger, Regelung, Heizflächen Schornstein etc.) in Höhe für 31.700 € an. Für diese Investitionen bestehen durch den Gesetzgeber Fördermöglichkeiten von bis 13.490 €. Diese können bei einer vollständigen Kostenbetrachtung den Investitionen gegengerechnet werden. Im folgenden Fall der Kostenstruktur wird für das Arbeitspaket 1 der CO<sub>2</sub> -Preis ermittelt, ab welchem auch ohne Förderung ein Umstieg wirtschaftlich wäre. In der folgenden Abbildung 6 ist demnach die Förderung nicht Bestandteil, sondern wird erst in der Sensitivitätsanalyse des Arbeitspaket 2 Anwendung finden. Zur Überführung der notwendigen Investitionen in die jährlichen kapitalgebundenen Kosten werden für alle Positionen der Investition unterschiedliche Abschreibungszeiträume durch den BDEW angenommen. So gilt beispielsweise für den Wärmeerzeuger eine Abschreibdauer von 18 Jahren, während die Heizflächen auf 20 Jahre abgeschrieben werden. Die spezifischen Abschreibungskennwerte zuzüglich zum angesetzten Zinssatz von 2 % werden aus den Daten des BDEW konsistent verwendet [17]. Zuzüglich fallen beim Betrieb der neuen Heizungsanlage die betriebsgebundenen Kosten durch Wartung & Schornsteinfegergebühren (663 €), Instandhaltung (800 €), Heizkostenabrechnung (650 €) an. Diese spezifischen Kennwerte werden aus den Daten des BDEW für das Heizsystem übernommen. In der folgenden Abbildung 6 wird die Kostenstruktur der Umstellung detailliert ausgewiesen.

**Abbildung 6: Kostenstruktur für das Fallbeispiel 6**



spezifische THG-Emissionen für Heizöl: 266,4 g CO<sub>2</sub>/kWh & für die Hilfsenergie (Strom): 560 g CO<sub>2</sub>/kWh [3, 17]

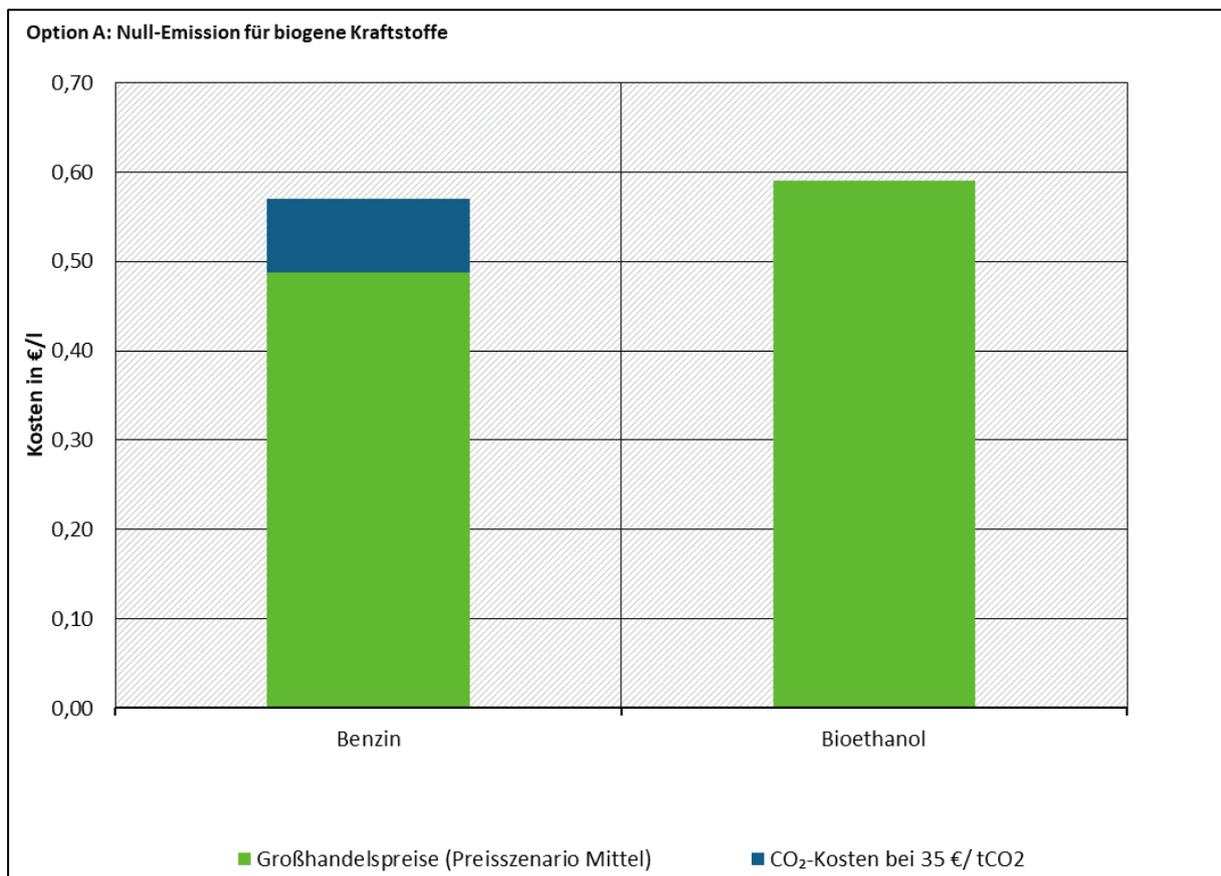
Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [17]

Die in Abbildung 6 dargestellte Kostenstruktur zeigt, dass sich unter den gewählten Rahmenbedingungen, ein Energieträger-Switch von dem fossilen zum biogenen Brennstoff bereits zum aktuellen Stand lohnen würde. Bei einem angenommenen Preis von 125 €/MWh für leichtes Heizöl ergeben sich sehr hohe verbrauchsgebundene Kosten, die in etwa der vollständigen Kostenzusammensetzung der biomasse-basierten Umrüstung entsprechen. Der Kostenanteil der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> nimmt eine untergeordnete Rolle ein. Der große Preisunterschied zwischen dem Bezug von Heizöl und den Pellets bewirkt, dass sich eine Umstellung auf den neuen Energieträger bereits unter aktuellen Bedingungen lohnt. Für den Weiterbetrieb des Heizöl-Altessel entstehen jährliche Kosten von mehr als 12.700 €/a für das Mehrfamilienhaus. Die Kostenersparnis durch die neuwertige Pelletheizung liegt bei mehr als 2.700 €/a. Besonders deutlich wird der Kostenunterschied, da für die vorliegende Kostenstruktur die mögliche Förderung von 13.490 € noch nicht Teil der jährlichen kapitalgebundenen Kosten ist. Fällt diese, wie im Arbeitspaket 2, ins Gewicht können weiterhin über 900 €/a über die komplette Nutzungsdauer (18 Jahre) von den kapitalgebundenen Kosten subtrahiert werden. [17]

### Fallbeispiel 7: Umrüstung eines Pkw von Benzin auf Bioethanol

Im Fallbeispiel 7 wird die erhöhte Zumischung von Bioethanol, sofern technisch möglich (bis 30 Vol.-%  $\cong$  E30), zu Benzin untersucht [19]. Dabei ist die zentrale Fragestellung, ab welchem CO<sub>2</sub>-Preis der Inverkehrbringer von Kraftstoffen einen Kostenvorteil durch die erhöhte Beimischung erreichen kann. Diese Untersuchung hängt dabei nur von den jeweiligen Produktionskosten der Kraftstoffe sowie den spezifischen CO<sub>2</sub>-Kosten für den fossilen Anteil ab. Ausgangspunkt der Bearbeitung bildet erneut eine Literaturrecherche zu möglichst aktuellen Preisen. Im Zuge der aktuellen Preisdynamik wird sich als Referenzliteratur für die Studie des Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“ entschieden [20]. Die dortigen Preise in €/GJ werden für die einzelnen Kraftstoffe auf volumetrische Angaben umgerechnet. Die Daten werden in drei Preisszenarien ab 01/2020 bis 10/2021 ausgewertet und jeweils als Minimum, Mittelwert sowie Maximum veranschaulicht. In der folgenden Abbildung ist das mittlere Preisszenario dargestellt. Der Preis für Ottokraftstoff (Benzin) wird mit 15 €/GJ sowie der für Bioethanol mit 28 €/GJ angesetzt. Für die Option A der CO<sub>2</sub>- Kosten wird mit dem Preis von 35 €/ t CO<sub>2</sub> gerechnet. [20]

**Abbildung 7: Kostenstruktur für das Fallbeispiel 7 (Preisszenario Mittelwert)**



spezifische THG-Emissionen für Benzin: 2,36 kg CO<sub>2</sub>/liter [3]

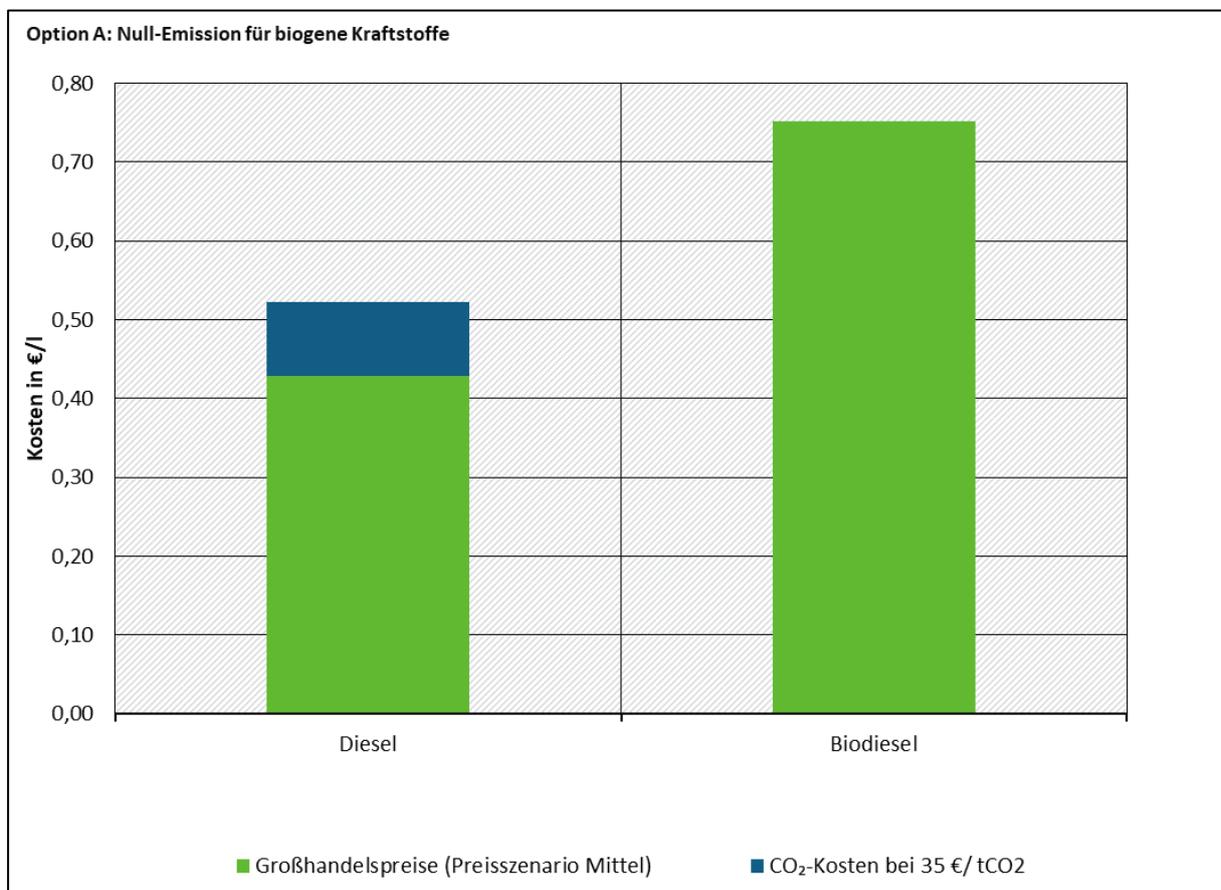
Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [20]

Unter den gesetzten Rahmenbedingungen wird deutlich, dass die Produktion von fossilem Ottokraftstoff zum aktuellen Stand gegenüber den Kosten des Bioethanols für den Inverkehrbringer noch leicht vorteilhaft ist. Im Arbeitspaket 2 wird der spezifische CO<sub>2</sub>-Preis für das Kostengleichgewicht ausgewiesen.

### Fallbeispiel 8: Umrüstung eines Lkw von Diesel auf Biodiesel

Im Fallbeispiel 8 wird die erhöhte Zumischung von Biodiesel, sofern technisch möglich (Lkw bis 100 Vol.-% möglich,  $\cong$  B100), zu Diesel untersucht [19]. Vergleichbar dem Fallbeispiel 7 hängt diese Untersuchung dabei nur von den jeweiligen Produktionskosten der Kraftstoffe sowie den spezifischen CO<sub>2</sub>-Kosten für den fossilen Anteil ab. Ausgangspunkt der Bearbeitung bildet erneut die Studie des Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH „Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr“ [20]. Die dortigen Preise in €/GJ werden für die einzelnen Kraftstoffe auf volumetrische Angaben umgerechnet. Die Daten werden in drei Preisszenarien ab 01/2020 bis 10/2021 ausgewertet und jeweils als Minimum, Mittelwert sowie Maximum veranschaulicht. In der folgenden Abbildung ist das mittlere Preisszenario dargestellt. Der Preis für Diesel wird mit 12 €/GJ sowie der für Bioethanol mit 23 €/GJ angesetzt. Für die Option A der CO<sub>2</sub>-Kosten wird mit dem Preis von 35 €/t CO<sub>2</sub> gerechnet. [20]

**Abbildung 8: Kostenstruktur für das Fallbeispiel 8 (Preisszenario Mittelwert)**



spezifische THG-Emissionen für Diesel: 2,65 kg CO<sub>2</sub>/liter [3]

Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [20]

Unter den gesetzten Rahmenbedingungen wird deutlich, dass die Produktion von fossilem Diesel für Lkw zum aktuellen Stand den Kosten des Biodiesels für den Inverkehrbringer deutlich überlegen ist. Anders als bei der Analyse für die Pkw ist der Kostenvorteil bei Diesel größer. Im Arbeitspaket 2 wird der spezifische CO<sub>2</sub>-Preis für das Kostengleichgewicht ausgewiesen.

### 3 Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises auf die Brennstoffwahl

Im Kapitel 3 des vorliegenden Sachverständigen-Gutachten erfolgt die Auswertung des Einflusses des CO<sub>2</sub>-Preises aus dem nEHS, konkreter Fördermaßnahmen sowie die Analyse verschiedener Preissensitivitäten auf die Brennstoffwahl in den jeweiligen vorgestellten Beispielen.

#### 3.1 Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises

Wie eingangs in Kapitel 1.4 beschrieben werden für alle acht Fallbeispiele drei Optionen der CO<sub>2</sub>-Bewertung im Tool modelliert. Ziel des Gutachtens ist es, den CO<sub>2</sub>-Preis zu identifizieren, bei dem die biomasse-basierte Brenn- oder Kraftstoffwahl nach dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) für den Inverkehrbringer wirtschaftlicher ist. Es sei dennoch explizit darauf hingewiesen, dass bei der aktuellen Energieträgerpreisdynamik und der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> einige der biogenen Alternativen ökonomischer sind. Aus diesem Grund kann es auftreten, dass kein CO<sub>2</sub>-Preis berechenbar ist, um ein Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biogenen Option herzustellen, da der CO<sub>2</sub>-Preis negativ ausfallen müsste. Ferner unterscheiden sich die drei Optionen der Emissionsbewertung im Tool signifikant voneinander. Zum Beispiel kann der Nutzer in der vorgestellten Option C eine Auswahl über die Herkunft der Biomasse treffen. Die europäische Richtlinie RED II gibt je nach Herkunft und Prozesskette (inkl. Vorketten) verschiedene Wahlmöglichkeiten aus. Diese sind im Tool umgesetzt. In der folgenden Tabelle ist die Auswertung der CO<sub>2</sub>-Preise enthalten. In der Option C werden nur pauschalisierte Aussagen (Vorzeichen) über den CO<sub>2</sub>-Preis getroffen.

**Tabelle 1: Ableitung des fallspezifischen CO<sub>2</sub>-Preises für das Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biomasse-basierten Alternative**

Darstellung erfolgt für alle drei Optionen der CO<sub>2</sub>-Bemessung, Daten siehe Anhang A

Fallbeispiel	Option A CO <sub>2</sub> -Preis in €/t CO <sub>2</sub>	Option B CO <sub>2</sub> -Preis in €/t CO <sub>2</sub>	Option C CO <sub>2</sub> -Preis in €/t CO <sub>2</sub>
Fallbeispiel 1	224,02	kein CO <sub>2</sub> -Preis	variabel (> als Option A)
Fallbeispiel 2	99,56	kein CO <sub>2</sub> -Preis	variabel
Fallbeispiel 3	kein CO <sub>2</sub> -Preis	203,57	kein CO <sub>2</sub> -Preis
Fallbeispiel 4	99,56	kein CO <sub>2</sub> -Preis	variabel
Fallbeispiel 5 (reiner Brennstoffwechsel)	110,51	kein CO <sub>2</sub> -Preis	variabel
Fallbeispiel 5 (Brennstoffwechsel + Gerätmodernisierung)	64,29	377,37	variabel
Fallbeispiel 6	kein CO <sub>2</sub> -Preis	508,92	kein CO <sub>2</sub> -Preis
Fallbeispiel 7	43,72	369,49	variabel (> als Option A)
Fallbeispiel 8	121,66	948,24	variabel (> als Option A)

Bedeutung variabel: Standardwerte der RED II variieren je Einsatzstoffe und Vorketten

Die obenstehende Tabelle 1 zeigt je Fallbeispiel die Ergebnisse für den CO<sub>2</sub>-Preis, der zum Kostengleichgewicht führt. Im Fallbeispiel 1 beträgt der CO<sub>2</sub>-Preis, der für die Emissionen von Steinkohle bei der Umstellung auf Holzpellets gezahlt werden müsste, 224 €/t CO<sub>2</sub>. Daraus lässt sich ableiten, dass aktuell die Stromerzeugung aus Steinkohle Kostenvorteile gegenüber der biomasse-basierten Alternative hat. Werden die in Option B angeführten realen CO<sub>2</sub>-Emissionen auch für die biogene Alternative aufgeführt, ergibt sich kein CO<sub>2</sub>-Preis für ein Kostengleichgewicht. Die Bewertung nach RED II zeigt je nach Wahl größere CO<sub>2</sub>-Preise als bei Option A.

Im Fallbeispiel 2 & 4 wird jeweils der reine Brennstoffwechsel von Erdgas auf Biomethan untersucht, weshalb ein linearer Zusammenhang zwischen beiden Ergebnissen besteht. In beiden Fällen beträgt der CO<sub>2</sub>-Gleichgewichtspreis rund 100 €/t CO<sub>2</sub>. Ferner läuft die Berechnung des CO<sub>2</sub>-Preises unter den gesetzten näherungsweise Annahmen der realen CO<sub>2</sub>-Emissionen die Rechnung für Option B „leer“, da beide die gleichen CO<sub>2</sub>-Emissionen, unter der Annahme, dass auf Biogas zu Biomethan auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist, aufweisen. Die Bewertung nach RED II kann sich, durch die optionale negative CO<sub>2</sub>-Bemessung von Biomethan beispielsweise aus Gülle, jeweils größer oder kleiner als die in Option A berechneten 100 €/t CO<sub>2</sub> entwickeln.

Die in Kapitel 2 vorgestellten Kostenstrukturen des Fallbeispiels 3 und 6 zeigen, dass bereits in der Option A mit der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> die biomasse-basierte Alternative ökonomischer ist. Aus diesem Grund gibt es dort keinen CO<sub>2</sub>-Preis, der zum Kostengleichgewicht führt. Im Gegensatz dazu fällt die Berechnung für Option B entgegen den anderen Fallbeispielen aus. Wird die Biomasse (in diesem Falle Holz) mit den realen CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet, weisen sie größere Werte auf als der fossile Ausgangsstoff, weshalb für diesen Fall ein CO<sub>2</sub>-Preis für ein Kostengleichgewicht ermittelbar ist. Die Option C nach der Bewertung der RED II ergibt erneut, vergleichbar Option A, keine CO<sub>2</sub>-Preise, da die biomasse-basierte Wahl bereits Kostenvorteile hat und aufgrund der großen Emissionsunterschiede zwischen Heizöl und den holzartigen Biomassen dieser zu keinem Ergebnis führt.

Im Fallbeispiel 5 werden die zwei Fälle der Umstellung im Einfamilienhaus analysiert. Für die erste Option A der Bewertung betragen die ermittelten CO<sub>2</sub>-Preise für das Kostengleichgewicht 110,51 €/t CO<sub>2</sub> bei der reinen Brennstoffumstellung sowie 64,29 €/t CO<sub>2</sub> bei der Geräteoptimierung und folgend dem reinen Biomethanbetrieb. Im Gegensatz dazu läuft die Berechnung für Option B „leer“, da beide Brennstoffe mit gleichen Emissionen bewertet werden. Wird die Biomasse (in diesem Falle Biomethan) mit den bei der Verbrennung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen bewertet, weist sie, chemisch bedingt, den gleichen Wert auf wie der fossile Brennstoff Erdgas, weshalb es keinen CO<sub>2</sub>-Preis für ein Kostengleichgewicht gibt. Die Option C hängt wie bei den anderen Beispielen immer von der Wahl der Einsatzstoffe für die Biomethanerzeugung ab, bleibt aber immer größer Null.

Im Fallbeispiel 7 für die Zumischung von Bioethanol zum Benzin beträgt der CO<sub>2</sub>-Gleichgewichtspreis rund 44 €/t CO<sub>2</sub> und erhöht sich bei Betrachtung der realen CO<sub>2</sub>-Emissionen um ein Vielfaches (370 €/t CO<sub>2</sub>). Die Option der Bewertung nach RED II ist abhängig von den gewählten Einsatzstoffen und pendelt zwischen den Werten der Option A und B.

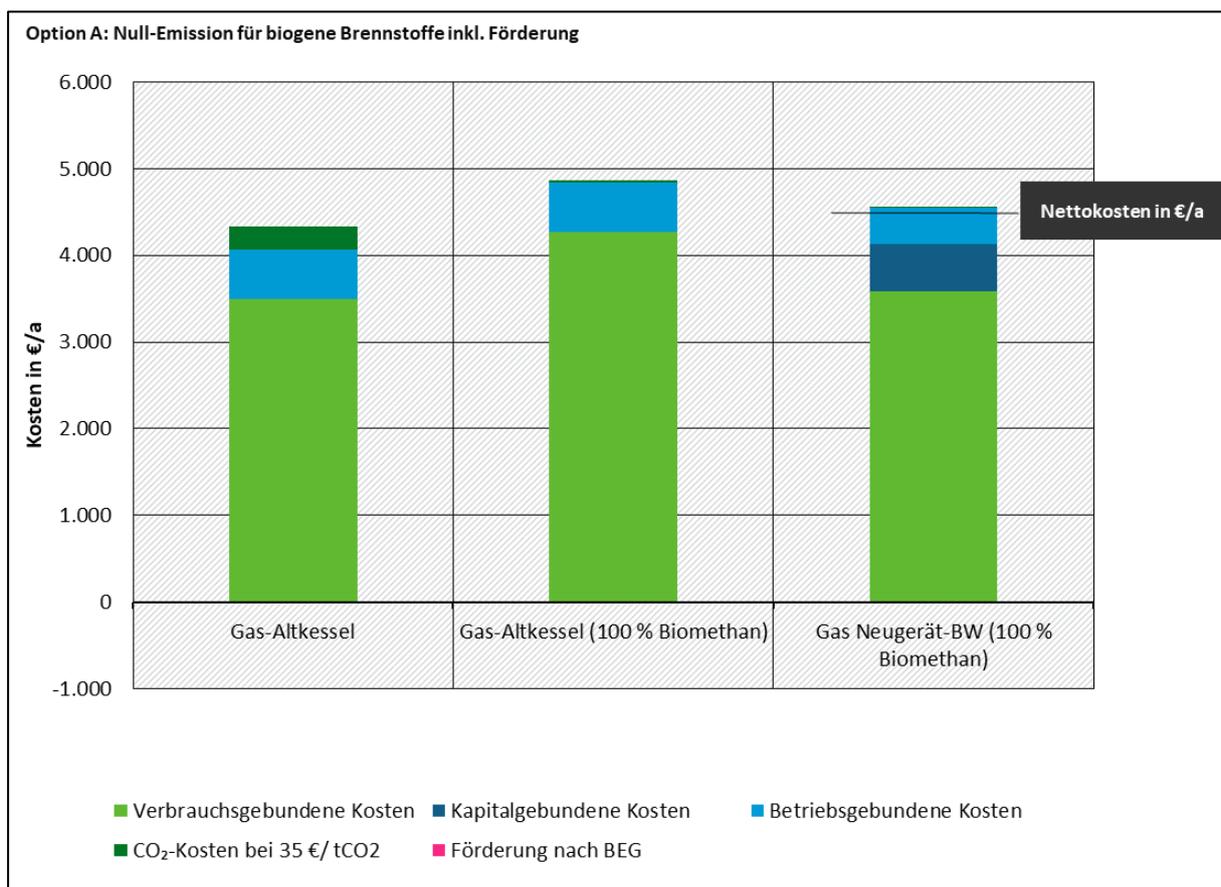
Im Fallbeispiel 8 für die Zumischung von Biodiesel zum Diesel beträgt der CO<sub>2</sub>-Gleichgewichtspreis rund 122 €/t CO<sub>2</sub> und erhöht sich bei Betrachtung der realen CO<sub>2</sub>-Emissionen um ein Vielfaches (948 €/t CO<sub>2</sub>). Die Option der Bewertung nach RED II ist abhängig von den gewählten Einsatzstoffen und pendelt zwischen den Werten der Option A und B.

### 3.2 Einfluss von konkreten Fördermaßnahmen auf die Brennstoffwahl

Als zweiten Einflussfaktor für eine mögliche Umstellung von fossilen Energieträgern auf die biomasse-basierte Alternative sind konkrete Fördermaßnahmen, die die notwendigen Investitionskosten herabsenken, zu betrachten. In diesem Kapitel werden diese Fördermaßnahmen seitens der Bundesregierung identifiziert und fallspezifisch bewertet. Von den vorliegenden 8 Fallbeispielen konnte insbesondere für das Fallbeispiel 5 und 6 mit der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ein laufendes Förderprogramm identifiziert werden [21]. Im Folgenden werden die Förderungen aufgelistet und auf die bereits bestehende Kostenstruktur aus dem Kapitel 2 bezogen.

Im Fallbeispiel 5 der Umstellung von Erdgas auf Biomethan besteht die Möglichkeit im zweiten betrachteten Fall, bei einem Neukauf des Gasgeräts und der Modernisierung sowie Sanierung der bestehenden Anlagenteile sich einen Teil der Investitionen fördern zu lassen. Die verwendete Datenquelle des BDEW „Heizkostenvergleich im Altbau 2021“ bezieht in ihren Berechnungen auch Förderungen durch das BEG mit ein. In Anlehnung an die Daten können für das Fallbeispiel 5 die Investitionen in die Heizflächen und die gering investiven Maßnahmen mit 20 % bezuschusst werden. Gemäß der Verteilung der kapitalgebundenen Kosten auf einen Abschreibungszeitraum von 18 Jahren wird dieses Vorgehen auch auf die Förderung von 300 € einmalig angewandt. Da diese Investition einen eher kleinen Teil der Gesamtinvestition ausmacht, verringern sich die jährlichen Gesamtkosten nur um 17 €/a (siehe Abbildung) auf 4.539 €/a. [17, 21]

**Abbildung 9: Kostenstruktur des Fallbeispiel 5 inkl. Förderung**

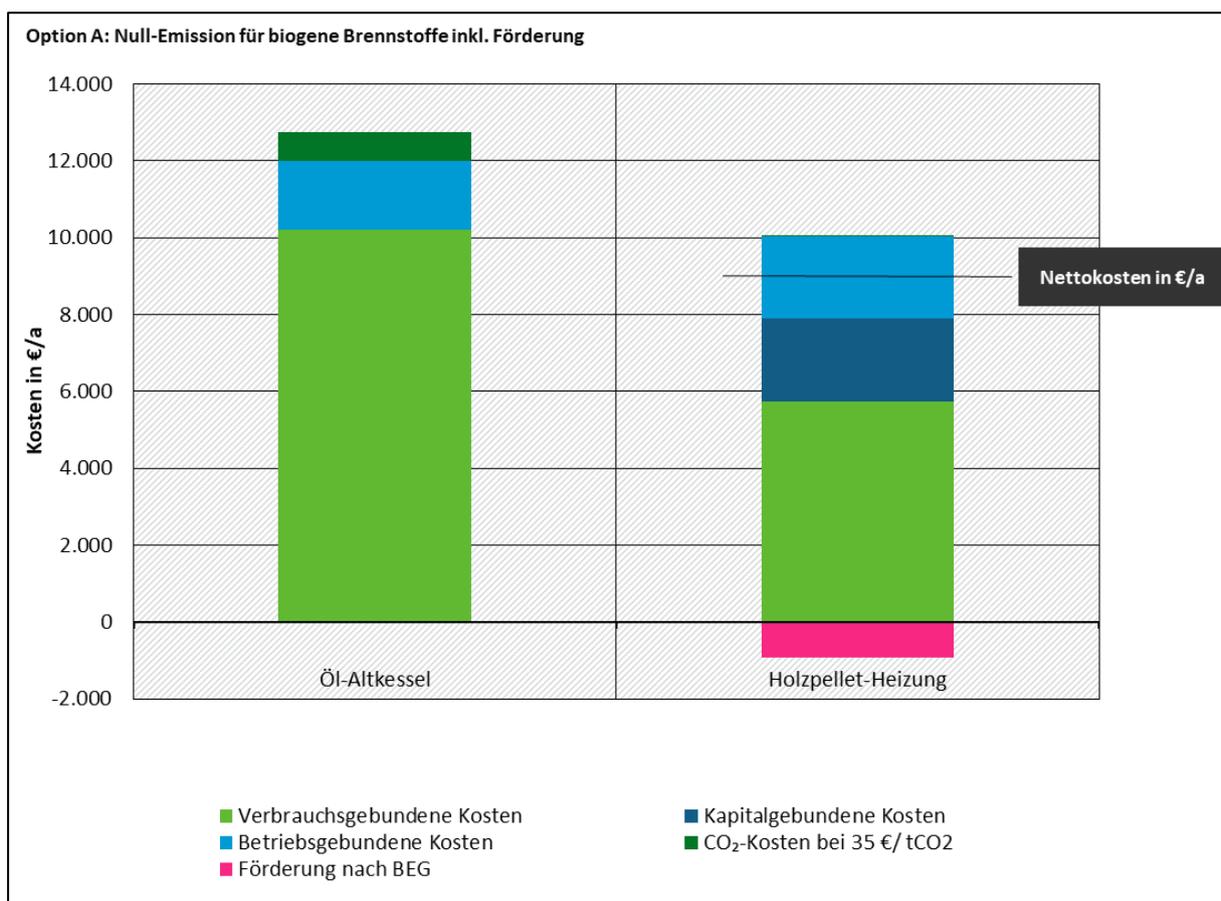


Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [17]

Im Fallbeispiel 6 der Umstellung von Heizöl auf eine Holzpellet-Heizung besteht auch die Möglichkeit sich einen Teil der Investitionen fördern zu lassen. Die verwendete Datenquelle des BDEW „Heizkostenvergleich im Altbau 2021“ bezieht in ihren Berechnungen auch potenzielle Förderungen für Mehrfamilienhäuser (6-Familienhaus) durch das BEG mit ein [17, 21]. Im konkreten Fall kann sich der Hauseigentümer nach BEG rund 45 % der Investitionskoten in die Biomasseheizung sowie, in Anlehnung an das Fallbeispiel 5, die Investitionen in die neuwertigen Heizflächen und die geringinvestiven Maßnahmen mit 20 % bezuschussen lassen [21]. Die Investition in die Biomasseheizung beträgt in Summe 28.600 € für den modellierten Fall (6-Familienhaus). Darüber hinaus fließen weitere 3.100 € für die Heizflächen und geringinvestive Maßnahmen in die Gesamtinvestition (31.700 €) ein.

Gemäß der Verteilung der kapitalgebundenen Kosten auf einen Abschreibungszeitraum von 18 Jahren, wird dieses Vorgehen auch auf die Förderung von rund 13.500 € angewandt. Im Gegensatz zum Fallbeispiel 5 ist diese Förderung ein erheblicher Anteil an der Gesamtinvestition. Die jährlichen Gesamtkosten reduzieren sich um 929 €/a (siehe Abbildung) und stellen dabei eine große Kostenersparnis bei der Umstellung dar. Mittels der BEG-Förderung kann eine klare Empfehlung für den Wechsel zur biomasse-basierten Alternative gegeben werden. [17]

**Abbildung 10: Kostenstruktur des Fallbeispiel 6 inkl. Förderung**



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), basierend auf [17]

Es zeigt sich, dass, wie in Abbildung 10 dargestellt wird, die jährlichen Kosten durch die Förderung auf rund 9.109 €/a reduziert werden. Damit verfestigt sich der berechnete Kostenvorteil der biomasse-basierten Anwendung gegenüber dem fossilen Ausgangsbrennstoff.

Das BEG bietet zudem für Hauseigentümer die Chance, den Umstieg durch die Förderung lukrativer zu gestalten.

Für die anderen Fallbeispiele existiert kein konkretes, direktes Förderprogramm seitens der Bundesregierung. Dennoch kann die für biogene Brennstoffe geminderte Mehrwertsteuer von 7 % im Vergleich zur Besteuerung der fossilen Brennstoffe von 19 % im Sinne einer Förderung durch den Gesetzgeber verstanden werden. Diese steuerliche Subvention der biogenen Brennstoffe macht sie in Summe 12 % attraktiver, was in der aktuellen Preisdynamik einen großen Einfluss auf die Wahl des Brennstoffes hat. Bei steigenden Preisen werden die absoluten Gesamtkosten der betrachteten Systeme deutlich größer. Auf die Übertragung der Mehrwertsteuer wird im Sinne der Vergleichbarkeit der Diagramme an dieser Stelle verzichtet.

### **3.3 Einfluss der Brennstoffpreissensitivitäten auf die Brennstoffwahl**

Ein dritter Einflussfaktor, der eine Umstellung von fossilen Energieträgern auf die biomassebasierte Alternative bewirken kann, ist die Entwicklung der Preise für die Brennstoffe. Dabei soll konkret untersucht werden, welchen Einfluss verschiedene Preisentwicklungen auf den CO<sub>2</sub>-Preis, der zum Kostengleichgewicht zwischen den Alternativen führt, haben. Es soll daher für jedes der vorgestellten Fallbeispiele ein Diagramm entwickelt werden, welches den Zusammenhang visualisiert. Im Zuge des Sachverständigen-Gutachtens wird seitens der Ersteller bereits auf die aktuellen Dynamiken der Brennstoffpreise hingewiesen. Zur Analyse der Sensitivitäten werden daher vereinfachte Annahmen getroffen, um die Auswirkungen quantitativ abschätzen zu können. Im Folgenden werden die fallbeispielspezifischen Diagramme vorgestellt und kurz beschrieben.

Die Diagramme werden unter der Vorgabe erstellt, jeweils einen Preisparameter (fossil oder biogen) konstant zu halten und den anderen in vorab definierten Preisspannen von -30 €/MWh bis +30 €/MWh zu variieren. Mittels dieser einfachen Herangehensweise verändert sich die in Kapitel 2 vorgestellte Kostenstruktur der Fallbeispiele. Im Ergebnis ergibt sich für jedes Brennstoffpreispaar ein neuer CO<sub>2</sub>-Preis, der unter der Annahme gleichbleibender Kostenstrukturen zum Kostengleichgewicht führt.

Der vorliegende Aufbau der Diagramme wird durchgehend beibehalten, um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen. Im Diagramm selbst stellen die gestrichelten Linien den Fall dar, dass der fossile Preis des Preisbeispiels konstant gehalten wird. Die durchgehende Linienführung visualisiert den Fall des konstanten biogenen Brennstoffpreises. Die Preise sind jeweils an der Primärachse abzulesen, wohin gehend der resultierende CO<sub>2</sub>-Preis an der Sekundärachse zu finden ist.

Ferner sei darauf hingewiesen, dass für alle Fallbeispiele der aktuelle Status Quo (Option A) für die Bemessung der CO<sub>2</sub>-Faktoren bzw. CO<sub>2</sub>-Kosten gilt.

### Fallbeispiel 1: Umstellung eines Kraftwerkes von Steinkohle auf Holzpellets

Die folgende Abbildung 11 zeigt die beiden Fälle der Brennstoffpreisentwicklung. Der Ausgangszustand, der in Kapitel 2 beschrieben wird, stellt den Gleichgewichtspunkt „Delta 0 in €/MWh“ dar. Ausgehend von diesem Brennstoffpreispaar erfolgt die zuvor beschriebene Entwicklung.

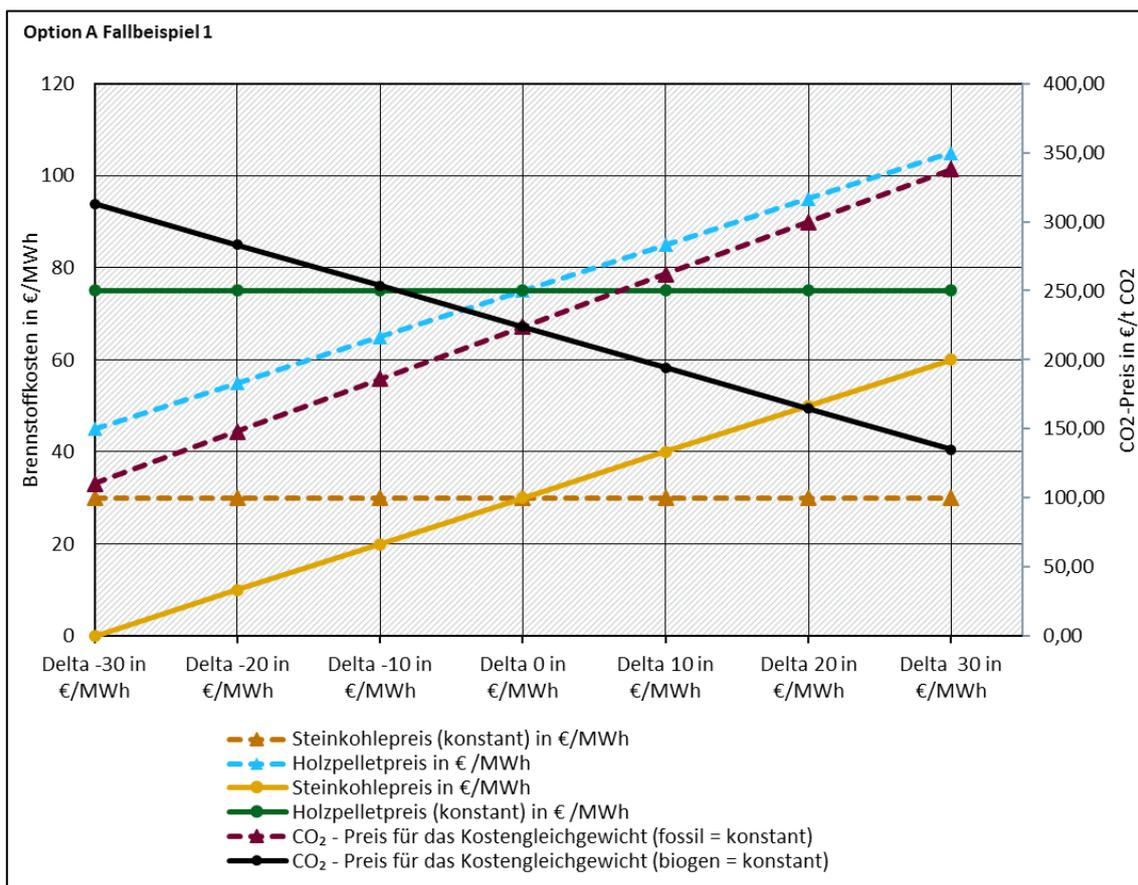
#### Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):

Im Falle eines konstanten Preises für den Bezug von Steinkohle ergibt sich bei steigenden Preisen für Holzpellets auch ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Ausgehend von dem in Kapitel 2 berechneten 224 €/t CO<sub>2</sub> steigt dieser Wert bei einer Preiserhöhung von 30 €/MWh auf fast 350 €/t CO<sub>2</sub>. Bei den festgelegten Delta's der Holzpellets ermöglicht kein Paar die Abbildung des Status Quo.

#### Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Holzpellets ergibt sich bei steigenden Preisen für die Steinkohle ein sinkender CO<sub>2</sub>-Preis. Ausgehend von den in Kapitel 2 berechneten 224 €/t CO<sub>2</sub> sinkt dieser Wert bei einer Preiserhöhung von 30 €/MWh auf unter 150 €/t CO<sub>2</sub>.

Abbildung 11: Brennstoffpreissensitivitäten Steinkohle und Holzpellets



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [8, 10]

### Fallbeispiel 2: Umstellung eines Heizkraftwerkes (KWK-Anlage) von Erdgas auf Biomethan

Die folgende Abbildung zeigt die reine Brennstoffumstellung von Erdgas auf Biomethan im Falle des Betriebs eines Heizkraftwerks. Der für das Kostengleichgewicht notwendige CO<sub>2</sub>-Preis hängt bei diesem Fallbeispiel nur von den Brennstoffkosten ab.

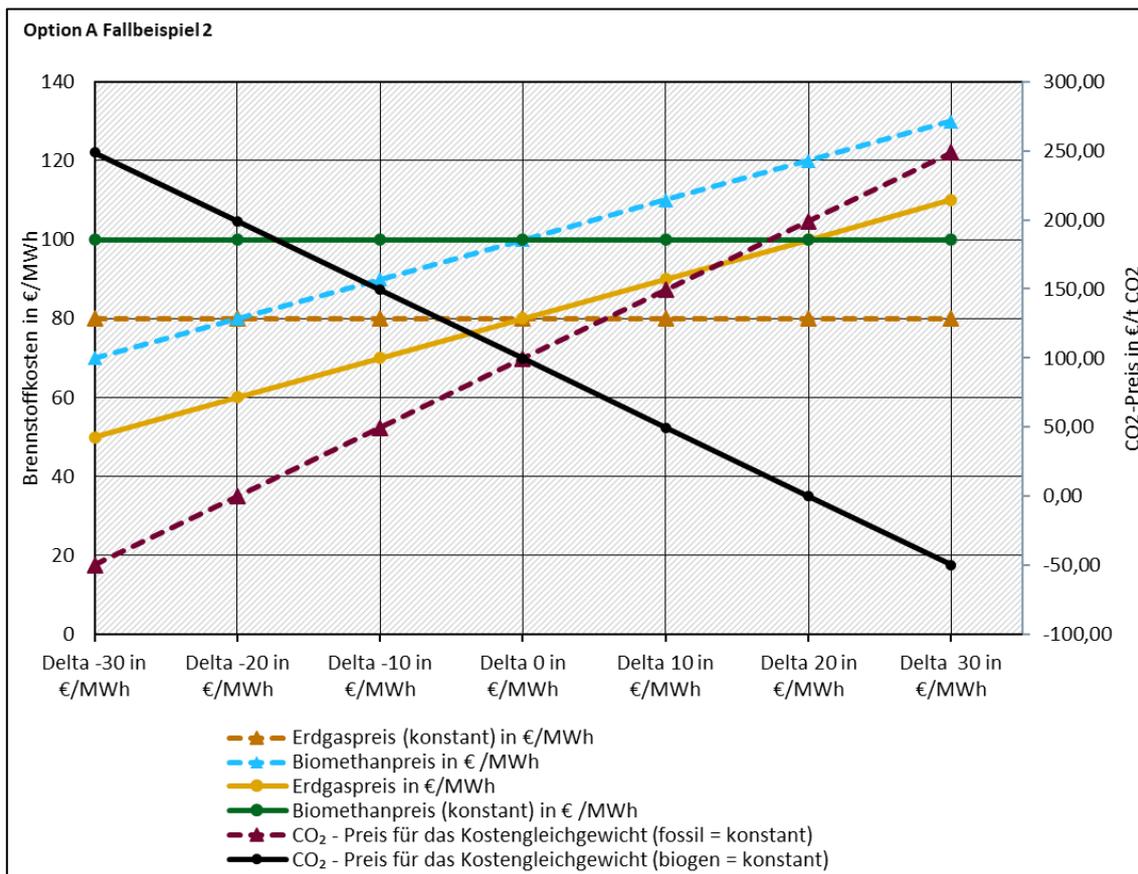
#### Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Erdgas (80 €/MWh) ergibt sich bei steigenden Preisen für Biomethan auch ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Ausgehend von dem in Kapitel 2 berechneten rund 100 €/t CO<sub>2</sub> steigt dieser Wert bei einer Preiserhöhung von 30 €/MWh auf 250 €/t CO<sub>2</sub>. Sinkt jedoch der Biomethanpreis unter rund 90 €/MWh so sinkt der notwendige CO<sub>2</sub>-Preis unter das aktuelle Niveau.

#### Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Biomethan (100 €/MWh) ergibt sich bei steigenden Preisen für Erdgas ein sinkender CO<sub>2</sub>-Preis. Auffällig dabei ist, dass, sofern beide Brennstoffe zum gleichen Preis von 100 €/MWh bezogen werden können, kein CO<sub>2</sub>-Preis nötig ist, um einen Anreiz zum Wechsel auf die biomasse-basierte Alternative zu schaffen.

Abbildung 12: Brennstoffpreissensitivitäten Erdgas und Biomethan



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [14, 15]

**Fallbeispiel 3: Umstellung eines Heizwerks (für ein Wärmenetz) von Erdgas auf Holzhackschnitzel**

Die folgende Abbildung 13 zeigt die beiden Fälle der Brennstoffpreisentwicklung für den Betrieb eines Heizkraftwerks. Der Ausgangszustand wie in Kapitel 2 beschrieben stellt den Gleichgewichtspunkt „Delta 0 in €/MWh“ dar und hat den Analysen zufolge bei einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> Kostenvorteile für den Betrieb mit Holzhackschnitzel ergeben.

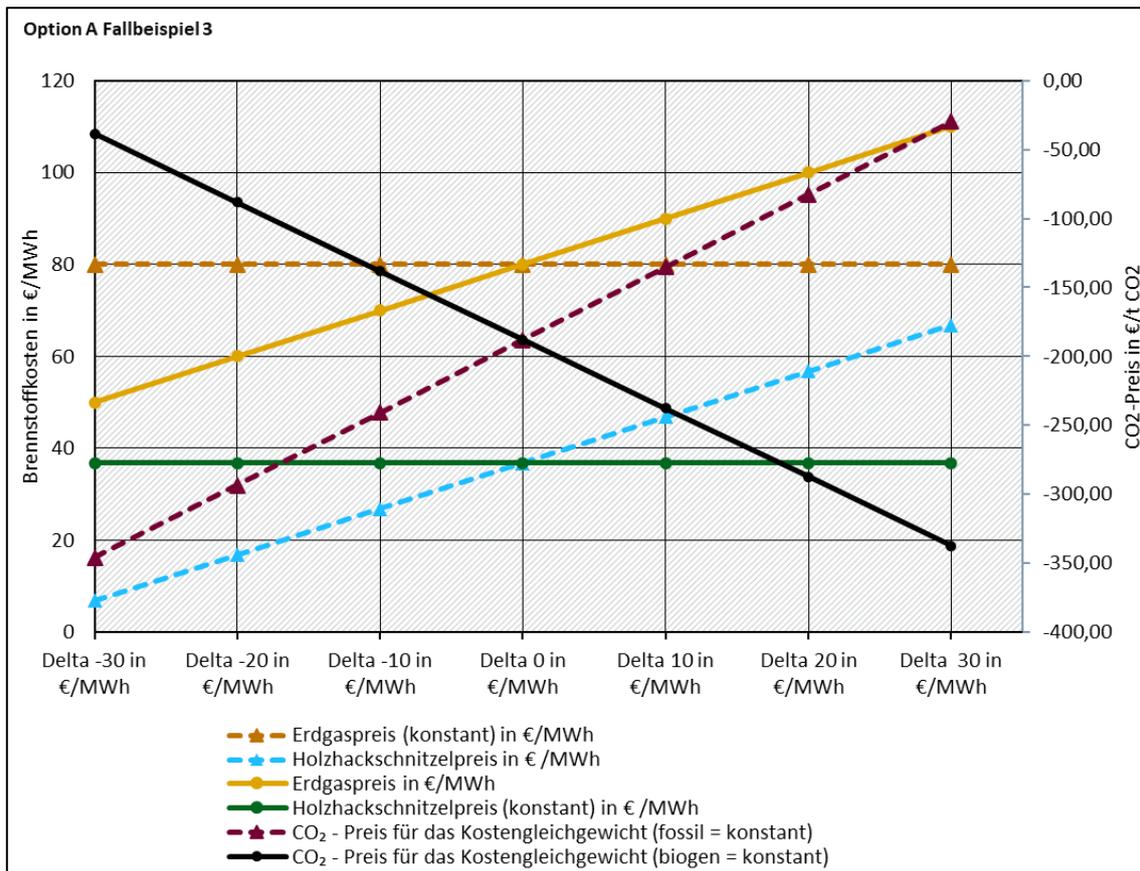
**Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):**

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Erdgas, ergibt sich bei steigenden Preisen für Holzhackschnitzel auch ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis, dieser bleibt jedoch im negativen Bereich. Die Deutung dieses Ergebnis kann als „Leerlaufen“ der Berechnung interpretiert werden, da auf Basis der verwendeten Datenquellen sowie der getätigten Annahmen kein CO<sub>2</sub>-Preis notwendig ist, um auf die biomasse-basierte Alternative umzusteigen.

**Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):**

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Holzhackschnitzel, ergibt sich bei steigenden Preisen für Erdgas ein noch weiter sinkender (theoretischer) Preis für den CO<sub>2</sub>-Preis.

**Abbildung 13: Brennstoffpreissensitivitäten Steinkohle und Holzpellets**



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [10, 14]

**Fallbeispiel 4: Erzeugung von Hochtemperaturprozesswärme: Switch von Erdgas auf Biomethan**

Die folgende Abbildung zeigt die reine Brennstoffumstellung zur Erzeugung von HT-Prozesswärme von Erdgas auf Biomethan. Der für das Kostengleichgewicht notwendige CO<sub>2</sub>-Preis hängt bei diesem Fallbeispiel, vergleichbar dem Fallbeispiel 2, nur von den Brennstoffkosten ab.

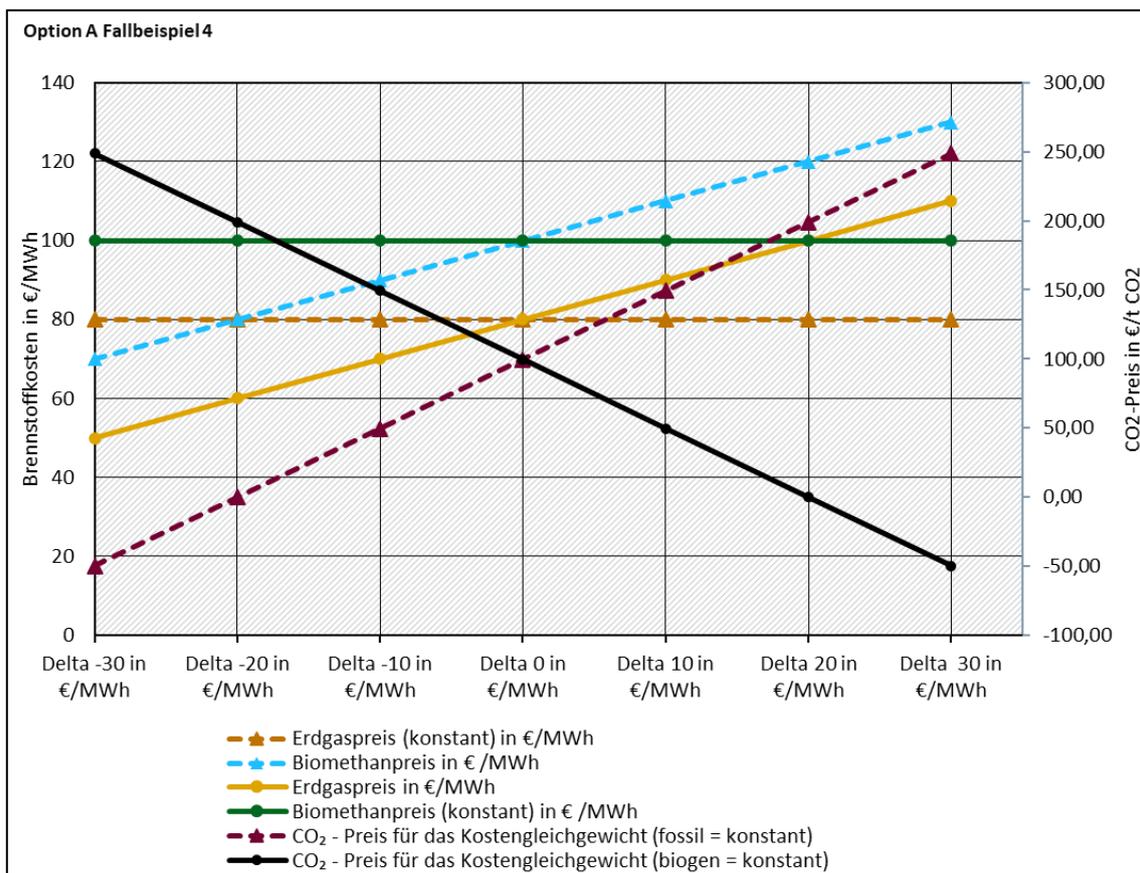
**Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):**

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Erdgas (80 €/MWh), ergibt sich bei steigenden Preisen für Biomethan auch ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Ausgehend von dem in Kapitel 2 berechneten rund 100 €/t CO<sub>2</sub> steigt dieser Wert bei einer Preiserhöhung von 30 €/MWh auf 250 €/t CO<sub>2</sub>. Sinkt jedoch der Biomethanpreis unter rund 90 €/MWh so sinkt der notwendige CO<sub>2</sub>-Preis unter das aktuelle Niveau.

**Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):**

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Biomethan (100 €/MWh), ergibt sich bei steigenden Preisen für Erdgas ein sinkender CO<sub>2</sub>-Preis. Auffällig dabei ist, dass, sofern beide Brennstoffe zum gleichen Preis von 100 €/MWh bezogen werden können, kein CO<sub>2</sub>-Preis nötig ist, um einen Anreiz zum Wechsel auf die biomassebasierte Alternative zu schaffen.

**Abbildung 14: Brennstoffpreissensitivitäten Erdgas und Biomethan**



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [14, 15]

### Fallbeispiel 5: Umstellung der Beheizung im Einfamilienhaus (EFH) von Erdgas auf Biomethan

Die folgende Abbildung zeigt die reine Brennstoffumstellung für den Betrieb einer Heizung und Trinkwassererwärmung in einem Einfamilienhaus (EFH) von Erdgas auf Biomethan. Der für das Kostengleichgewicht notwendige CO<sub>2</sub>-Preis hängt bei diesem Fallbeispiel, vergleichbar dem Fallbeispiel 2, nur von den Brennstoffkosten ab.

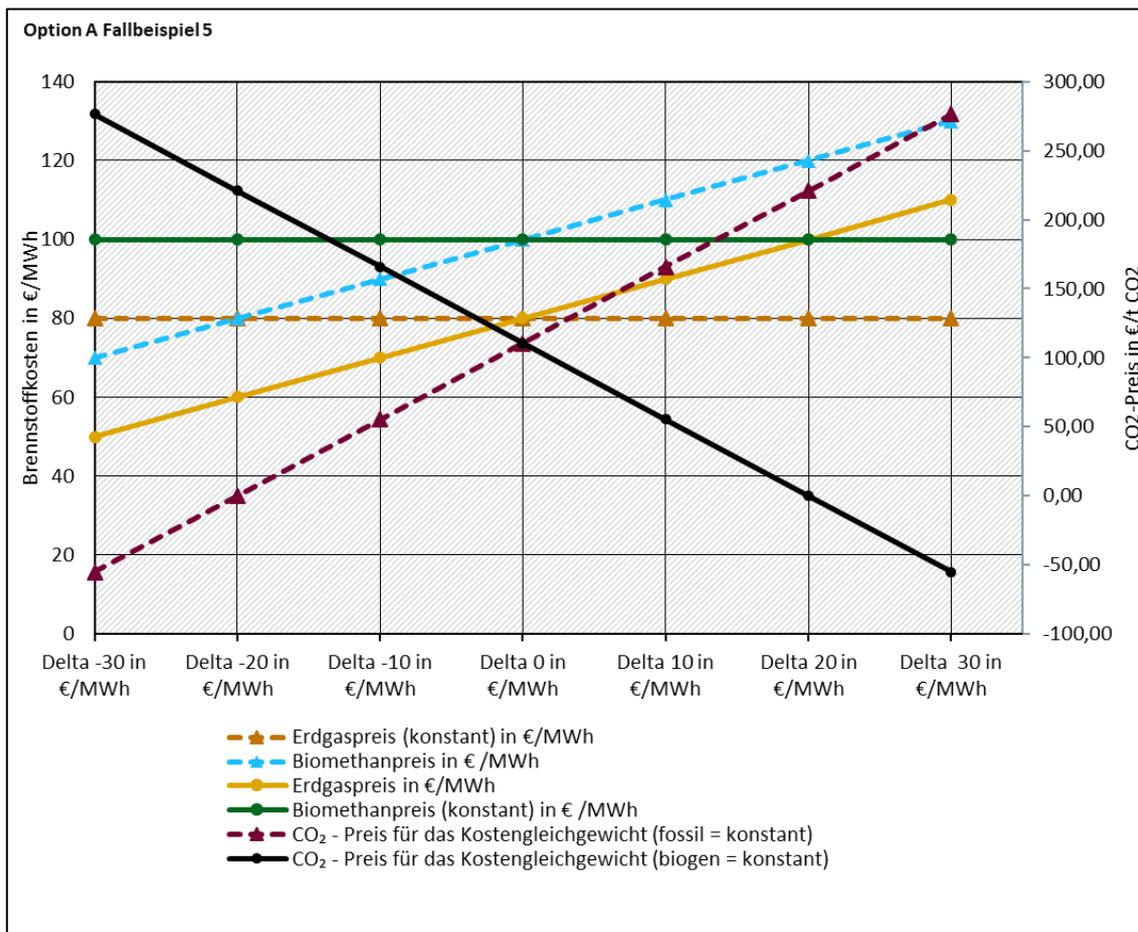
#### Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Erdgas (80 €/MWh) ergibt sich bei steigenden Preisen für Biomethan auch ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Ausgehend von dem in Kapitel 2 berechneten rund 110 €/t CO<sub>2</sub> steigt dieser Wert bei einer Preiserhöhung von 30 €/MWh auf 275 €/t CO<sub>2</sub>.

#### Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Biomethan (100 €/MWh) ergibt sich bei steigenden Preisen für Erdgas ein sinkender CO<sub>2</sub>-Preis. Auffällig dabei ist, dass, sofern beide Brennstoffe zum gleichen Preis von 100 €/MWh bezogen werden können, kein CO<sub>2</sub>-Preis nötig ist, um einen Anreiz zum Wechsel auf die biomassebasierte Alternative zu schaffen.

Abbildung 15: Brennstoffpreissensitivitäten Erdgas und Biomethan



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [14, 15]

### Fallbeispiel 6: Umstellung der Beheizung im Mehrfamilienhaus von Heizöl auf Holzpellets

Die folgende Abbildung zeigt die Umstellung von einem alten, mit Heizöl befeuerten Ölkessel auf eine neue Holzpellet Heizung mit Pelletkessel. Der für das Kostengleichgewicht notwendige CO<sub>2</sub>-Preis konnte im Arbeitspaket 1 mit einem negativen Wert bemessen werden, was bedeutet, dass die biomasse-basierte Alternative unter den heutigen Bedingungen (Brennstoffpreise und CO<sub>2</sub>-Preis) sowie unter den getroffenen Annahmen bereits wirtschaftlicher ist.

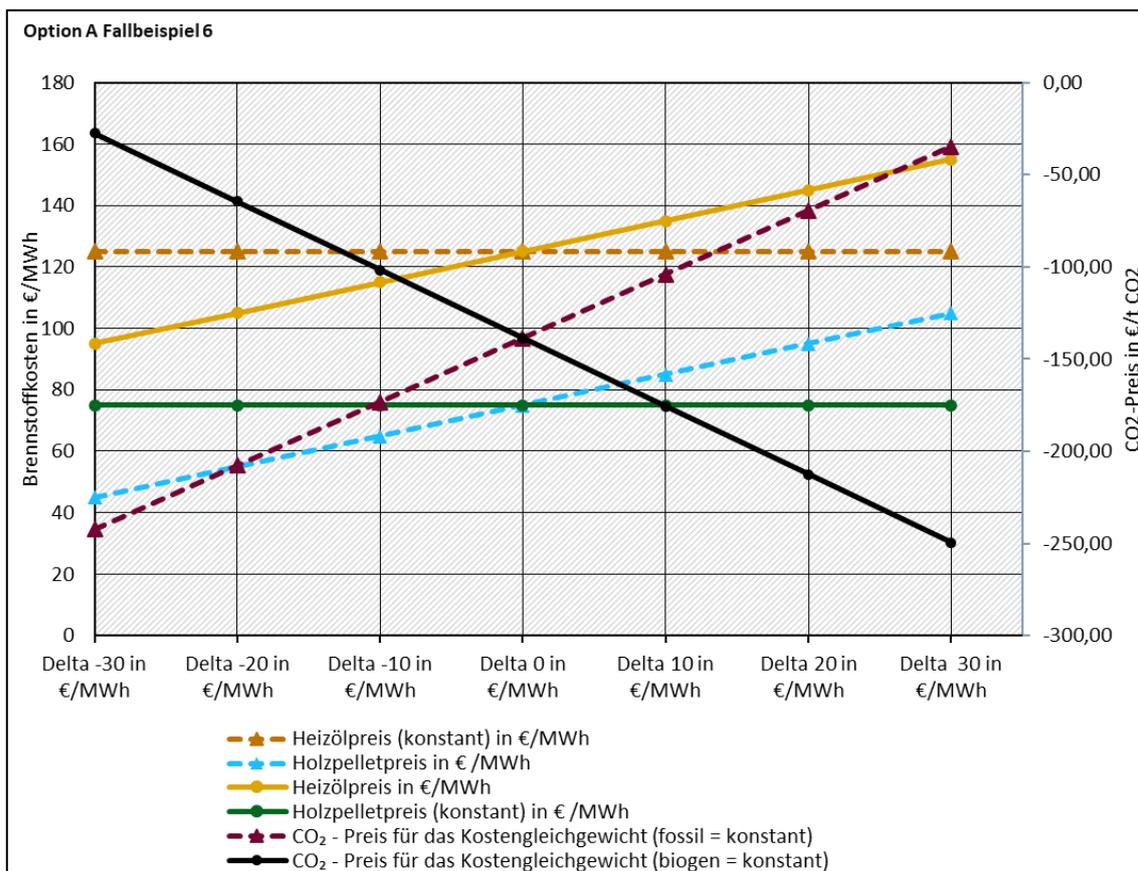
#### Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):

Im Falle konstanter Preise für Heizöl (125 €/MWh) ergibt sich auch bei steigenden Preisen für die Holzpellets ein negativer CO<sub>2</sub>-Preis, was für ein durchgehendes „Leerlaufen“ der Analyse spricht. Der Preisunterschied zwischen dem Heizöl und den Holzpellets ist so groß, dass sich die Investition in die Pelletheizung über den Abschreibungszeitraum von 20 Jahren lohnt.

#### Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Holzpellets (75 €/MWh) nähert sich der CO<sub>2</sub>-Preis der Nullmarkierung an. Die hier getroffenen Annahmen von -30 €/MWh und +30 €/MWh reichen nicht aus, um die Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> abbilden zu können. Dafür müsste der Heizölpreis deutlich unter 80 €/MWh fallen.

Abbildung 16: Brennstoffpreissensitivitäten Heizöl und Holzpellets



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [10]

### Fallbeispiel 7: Umrüstung eines Pkw von Benzin auf Bioethanol

Die folgende Abbildung zeigt die gestiegene Beimischung von Bioethanol aufgrund von Kostenvorteilen für den Inverkehrbringer von Benzinkraftstoff. Da die Zumischung neben den technischen Grenzen von rund 30 %-iger Zumischung (E30) primär von den Erzeugungskosten abhängt, sind diese Kostenparameter sehr sensitiv. Die jeweiligen Großhandelspreise der Erzeugung (ohne Steuern) werden daher in einer Spanne von - 30 % bis + 30 % auf ihren Einfluss zur CO<sub>2</sub>-Preisbildung untersucht.

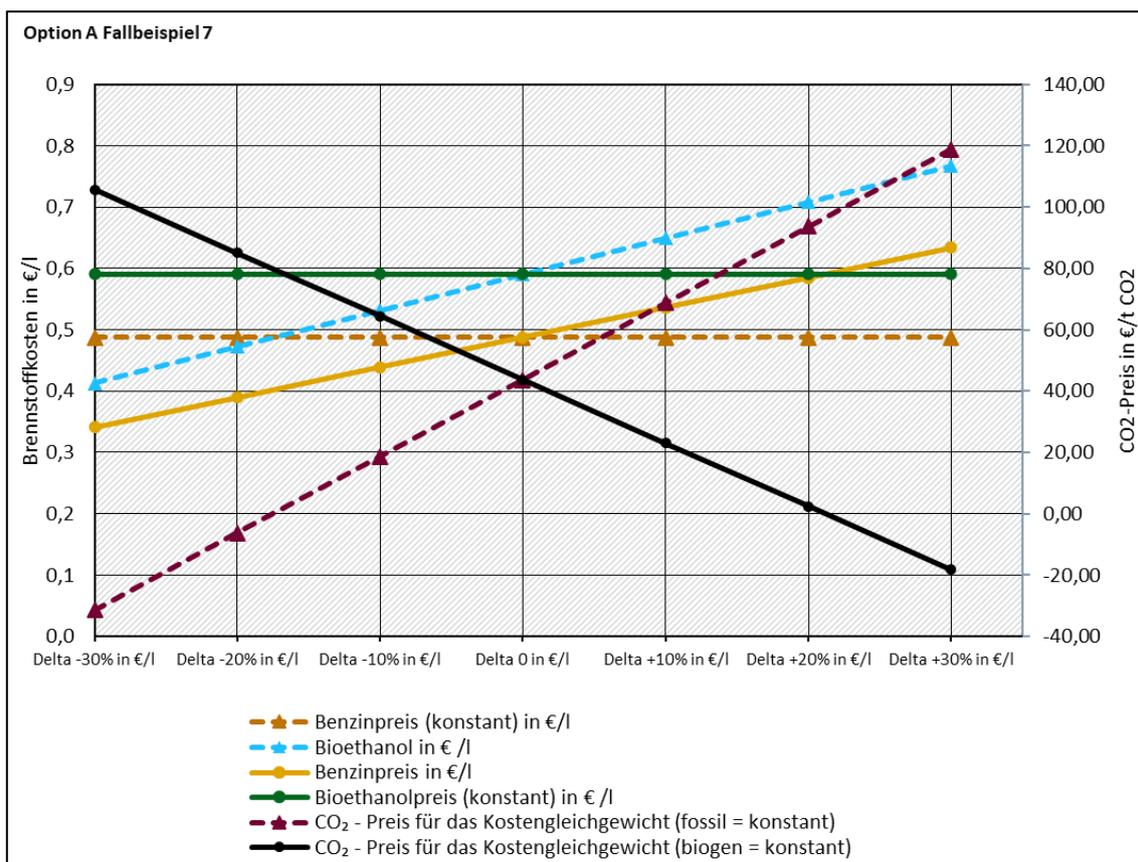
#### Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):

Im Falle konstanter Preise für Benzin (0,4874 €/l) ergibt sich bei steigenden Preisen für Bioethanol ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Der angenommene CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> stellt noch keinen Kostenvorteil dar. Sinken jedoch die Erzeugungskosten von Bioethanol um weniger als 10 %, so stellt es gegenüber Benzin eine kostengünstigere Alternative dar.

#### Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Bioethanol (0,5905 €/l) ergibt sich bei sinkenden Benzinpreisen ein größerer CO<sub>2</sub>-Preis und umgekehrt. Die Sensitivität zeigt, dass wenige prozentuale Änderungen der Erzeugungskosten einen Kraftstoffwechsel wirtschaftlich attraktiv machen.

Abbildung 17: Brennstoffpreissensitivitäten Benzin und Bioethanol



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [20]

### Fallbeispiel 8: Umrüstung eines Lkw von Diesel auf Biodiesel

Die folgende Abbildung zeigt die Beimischung oder den Ersatz von Biodiesel aufgrund von Kostenvorteilen für den Inverkehrbringer von Dieseldieselkraftstoff. Da die Zumischung im Falle von Diesel nicht von den technischen Grenzen abhängt, kann auch eine vollständige Substitution (B100) analysiert werden. Die jeweiligen Großhandelspreise der Erzeugung (ohne Steuern) werden, vergleichbar dem Fallbeispiel 7, in einer Spanne von - 30 % bis + 30 % auf ihren Einfluss zur CO<sub>2</sub>-Preisbildung untersucht.

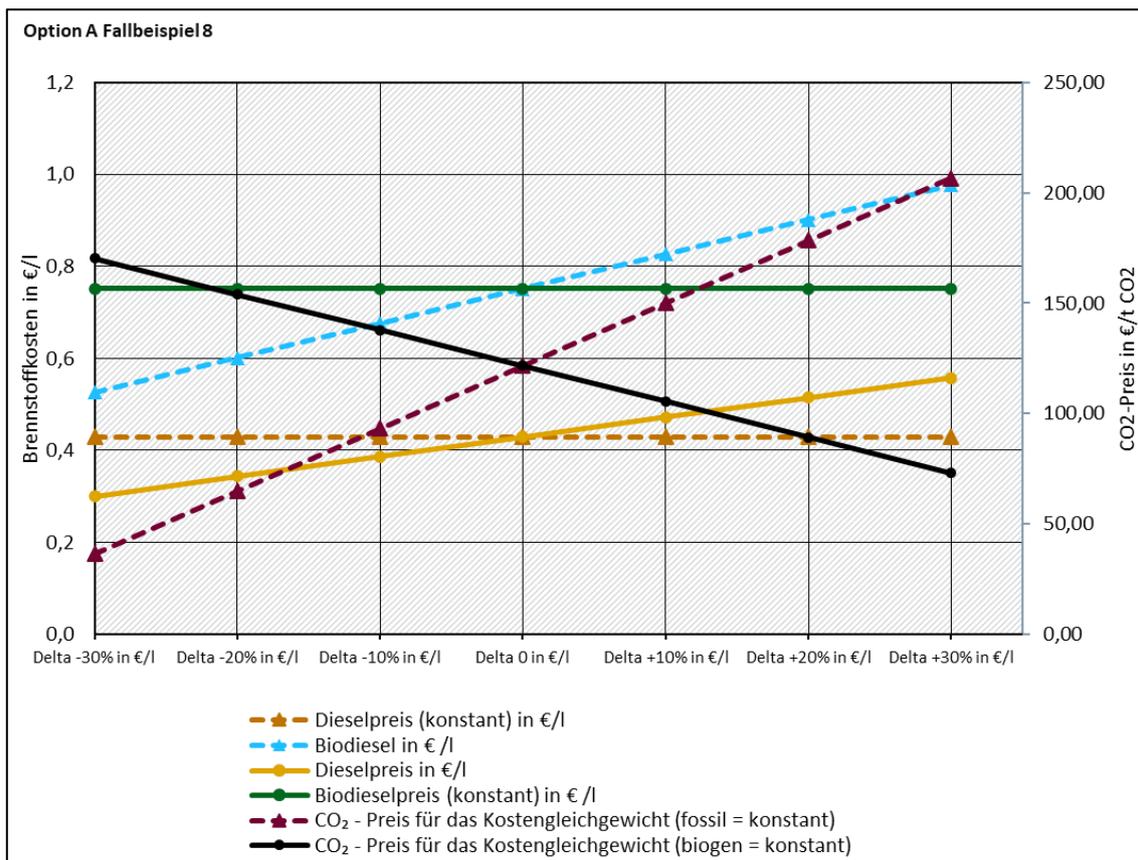
#### Fall „gestrichelte Linienführung“ (fossil=konstant):

Im Falle konstanter Preise für Diesel (0,4292 €/l) ergibt sich bei steigenden Preisen für Biodiesel auch ein steigender CO<sub>2</sub>-Preis. Die angenommene CO<sub>2</sub>-Bepreisung von 35 €/t CO<sub>2</sub> stellt noch keinen Kostenvorteil dar. Die Erzeugungskosten von Biodiesel müssen um rund 30 % sinken, bis es eine kostengünstigere Alternative gegenüber Diesel darstellt.

#### Fall „durchgehende Linienführung“ (biogen=konstant):

Im Falle konstanter Preise für den Bezug von Biodiesel (0,7516 €/l) ergibt sich bei sinkenden Dieselpreisen ein größerer CO<sub>2</sub>-Preis und umgekehrt. Die Sensitivität zeigt, dass im Gegensatz zur Beimischung von Benzin/Bioethanol größere prozentuale Änderungen der Erzeugungskosten notwendig sind, um einen Kraftstoffwechsel wirtschaftlich attraktiv machen.

Abbildung 18: Brennstoffpreissensitivitäten Diesel und Biodiesel



Quelle: eigene Darstellung (DBI-Gruppe), Preise nach [20]

## 4 Fazit

Die Aufgabenstellung zum vorliegende Sachverständigen Gutachten zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung ergab sich vor dem Hintergrund des gewollten Effekts, dass die Auswirkungen der steigenden CO<sub>2</sub>-Preise pro Jahr des nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) stärkere Anreize für die Inverkehrbringer von Brenn- oder Kraftstoffen in den Sektoren Wärme und Mobilität setzen sollen. Wie stark der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises sein muss, um von fossilen auf biomasse-basierte Energieträger umzustellen war zentrale Fragestellung dieses Gutachtens. Neben dem vorliegenden Schriftstück bestand der Großteil der Arbeit im Aufbau eines anwenderfreundlichen Benutzertools, welches verschiedene Optionen der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechnung sowie weitere spezifische Nutzereingaben ermöglicht. Im Verlauf der Arbeiten sollten darüber hinaus auch konkrete Fördermöglichkeiten des Bundes für die Umstellung angerissen und Preissensitivitäten untersucht werden.

Im Ergebnis der Arbeiten sind die ermittelten CO<sub>2</sub>-Preise für das Kostengleichgewicht zwischen der fossilen und biomasse-basierten Alternative in Tabelle 1 gelistet. Für die betrachtete Option A der CO<sub>2</sub>-Bepreisung, also der Null-Emissionsanrechnung für biogene Brenn- oder Kraftstoffe, liegen die erforderlichen CO<sub>2</sub>-Preise zwischen rund 44 €/t CO<sub>2</sub> und 224 €/t CO<sub>2</sub>. Darüber hinaus gibt es noch Rechnungen, die keinen erforderlichen CO<sub>2</sub>-Preis aufweisen, also im Tool „leer“ laufen. Bei diesen Fallbeispielen ist, unter den getroffenen Annahmen und den spezifischen recherchierten Kostenparametern kein CO<sub>2</sub>-Preis nötig, um für ein Kostengleichgewicht zu sorgen. Die große Spannweite zwischen den Ergebnissen zeigt, dass bei einigen Fallbeispielen es zeitnah zu marktgetriebenen Wechseln auf biomasse-basierte Alternativen kommen wird, wohingegen bei anderen Fallbeispielen zusätzliche Anreize oder gesetzliche Vorgaben geschaffen werden müssen.

Der in den Arbeiten verwendete CO<sub>2</sub>-Preis von 35 €/t CO<sub>2</sub> gilt ab dem Jahr 2023. Der nationale Emissionshandel wird ferner bis 2025 auf einen CO<sub>2</sub>-Preis von 55 €/t CO<sub>2</sub> ansteigen, bis ab 2026 der Übergang in einen CO<sub>2</sub>-Preiskorridor erfolgt. In diesem Zeithorizont kann die Hälfte der Fallbeispiele als ökonomisch sinnvoll beschrieben werden (siehe Tabelle 1). Für die weiteren Fallbeispiele bedarf es entweder einer staatlichen Förderung oder weiteren gesetzlichen Vorgaben (beispielsweise bei Zumischquoten zu Kraftstoffen). Im Falle einer Bepreisung der realen CO<sub>2</sub>-Emissionen auch für die biogenen Brenn- oder Kraftstoffe sind deutlich größere CO<sub>2</sub>-Preise als in der aktuellen Version des nationalen Emissionshandels von Nöten. Hier kann in den Fallbeispielen 1, 3 und 4 der EU-ETS als Bemessungsgröße angesetzt werden.

Abschließend soll noch eine kurze Einordnung der Ergebnisse erfolgen. Aus den jeweiligen Arbeitspaketen geht hervor, dass der CO<sub>2</sub>-Preis diverse Anreize setzen kann, den Umstieg von fossilen auf biogene Brenn- oder Kraftstoffe zu beschleunigen. In der aktuellen energiepolitischen Lage sind jedoch die Sensitivitäten der Brennstoffpreise um ein Vielfaches größer. Derartige Preissteigerungen für Energieimporte bewirken, dass Verbraucher und Inverkehrbringer viel mehr auf die jeweiligen Preise schauen. Demnach sind die Ergebnisse (auch des Berechnungstools) immer eine Momentaufnahme. Darüber hinaus sei explizit erwähnt, dass die Untersuchungen insbesondere in der Verfügbarkeit der biogenen Brenn- und Kraftstoffe rein theoretischer Natur sind. So ist beispielsweise der Brennstoff Biomethan in seiner Verfügbarkeit für eine flächendeckende Umstellung begrenzt und es muss immer eine Einzelfallprüfung vorgenommen werden.

## 5 Quellenverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt: Zielstellung und Hintergrund des Sachverständigen-Gutachten. persönlich. Dessau-Roßlau & Freiberg
- [2] Das nationale Emissionshandelssystem, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt, Berlin 2021
- [3] Patrick Gniffke: Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 bis 2020, Dessau 2022.  
[https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2\\_ef\\_liste\\_2022\\_brennstoffe\\_und\\_industrie\\_korr.xlsx](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_liste_2022_brennstoffe_und_industrie_korr.xlsx), abgerufen am: 14.07.2022
- [4] DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES. RED II. 2018
- [5] Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien, VERENA FLURI, CHRISTOPH KOST, SHIVENES SHAMMUGAM, DOMINIK PEPPER, ASCHKAN DAVOODI MEMAR u. THOMAS SCHLEGL, Freiburg 2021
- [6] top agrar online: Jeder zweite Holzpellet landet im Kraftwerk, 2008.  
<https://www.topagrar.com/energie/news/jeder-zweite-holzpellet-landet-im-kraftwerk-9476906.html>, abgerufen am: 10.08.2022.906Z
- [7] Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger. Masterarbeit, Patrick Michael Spörk, Graz 2020
- [8] STROMPREISE IM JAHR 2021 AUF REKORDNIVEAU. Wie Rekordpreise für Erdgas die Strompreise im Großhandel getrieben haben. Eine Analyse mit dem EWI Merit-Order Tool, Dr. Eren Çam, Fabian Arnold u. Konstantin Gruber, Köln 2022
- [9] Universität Stuttgart u. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe: Leitfaden feste Biobrennstoffe. Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen im mittleren und großen Leistungsbereich. Gülzow-Prüzen: FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V 2014
- [10] C.A.R.M.E.N. e.V.: Marktpreisvergleich – C.A.R.M.E.N. e.V. Preisentwicklung bei Heizöl, Erdgas, Holzpellets und Hackschnitzel, Straubing. <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreisvergleich/>, abgerufen am: 11.07.2022
- [11] Umweltbundesamt: Festlegungen für die Fallbeispiele. persönlich. Dessau-Roßlau & Freiberg
- [12] EVALUIERUNG DER KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Hanno Falkenberg, Eva-Maria Klotz, Marcus Koep, Nils Thamling, Marco Wunsch u. Inka Ziegenhagen, Berlin 2019
- [13] Partz, J.: Heizkraftwerk: Wärme und Strom zentral erzeugen. Deutsche-Thermo (2021)
- [14] EEX: European Gas Spot Index. EGSI in €/MWh, 2022. <https://www.powernext.com/spot-market-data>, abgerufen am: 21.06.2022
- [15] Branchenbarometer Biomethan 2021, Toni Reinholz u. Klaus Völler, Berlin 2021
- [16] CO<sub>2</sub>-neutrale Prozessenergie. Schlüsselfertig & Hochlukrativ, Schmidmeier NaturEnergie GmbH, Zeitlarn/Ödenthal
- [17] BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2021. Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Altbauten, Bettina Mailach u. Bert Oschatz, 2021

- [18] Statistisches Bundesamt: Knapp ein Viertel der Haushalte heizt die Wohnung 2018 immer noch mit Öl  
Pressemitteilung Nr. N002, online 2019.  
[https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/10/PD19\\_N002\\_129.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/10/PD19_N002_129.html)
- [19] Umweltbundesamt: technische Grenzen der Zumischung. persönlich. Dessau-Roßlau & Freiberg
- [20] Schröder, J. u. Naumann, K. (Hrsg.): Monitoring erneuerbarer Energien im Verkehr. DBFZ-Report, Bd. 44. Leipzig, Dresden: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum; Sächsische Landesbibliothek – Staats- und Universitätsbibliothek Dresden 2022
- [21] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude– Einzelmaßnahmen (BEG EM). 2021

## A Optionen der Emissionsbewertung der Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe

### A.1 Option A: Bewertung mit Null-Emissionen für die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe

Brenn- bzw. Kraftstoff	Klassifizierung	Option A (Null-Emissionen)	Einheit
Steinkohle	fossil	337,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Erdgas	fossil	200,9	g CO <sub>2</sub> / kWh
Heizöl (leicht)	fossil	266,4	g CO <sub>2</sub> / kWh
Ottokraftstoff (Benzin)	fossil	2,36	kg CO <sub>2</sub> / liter
Diesel	fossil	2,65	kg CO <sub>2</sub> / liter
Holzpellets	biogen	0,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Biomethan	biogen	0,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Holzhackschnitzel	biogen	0,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Bioethanol	biogen	0,0	kg CO <sub>2</sub> / liter
Biodiesel	biogen	0,0	kg CO <sub>2</sub> / liter

### A.2 Option B: Bewertung mit realen CO<sub>2</sub>-Emissionen für die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe

Brenn- bzw. Kraftstoff	Klassifizierung	Option B (reale CO <sub>2</sub> -Emissionen)	Einheit
Steinkohle	fossil	337,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Erdgas	fossil	200,9	g CO <sub>2</sub> / kWh
Heizöl (leicht)	fossil	266,4	g CO <sub>2</sub> / kWh
Ottokraftstoff	fossil	2,36	kg CO <sub>2</sub> / liter
Diesel	fossil	2,65	kg CO <sub>2</sub> / liter
Holzpellets	biogen	367,6	g CO <sub>2</sub> / kWh
Biomethan	biogen	200,9	g CO <sub>2</sub> / kWh
Holzhackschnitzel	biogen	365,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Bioethanol	biogen	1,51	kg CO <sub>2</sub> / liter
Biodiesel	biogen	2,31	kg CO <sub>2</sub> / liter

### A.3 Option C: Bewertung nach der europäischen Richtlinie RED II für die biogenen Brenn- beziehungsweise Kraftstoffe

Brenn- bzw. Kraftstoff	Klassifizierung	Option C (Bewertung nach RED II- Emissionen)	Einheit
Steinkohle	fossil	337,0	g CO <sub>2</sub> / kWh
Erdgas	fossil	200,9	g CO <sub>2</sub> / kWh
Heizöl (leicht)	fossil	266,4	g CO <sub>2</sub> / kWh
Ottokraftstoff	fossil	2,36	kg CO <sub>2</sub> / liter
Diesel	fossil	2,65	kg CO <sub>2</sub> / liter
Holzpellets	biogen	variabel, je Auswahl der RED II	g CO <sub>2</sub> / MJ
Biomethan	biogen	variabel, je Auswahl der RED II	g CO <sub>2</sub> / MJ
Holz hackschnitzel	biogen	variabel, je Auswahl der RED II	g CO <sub>2</sub> / MJ
Bioethanol	biogen	variabel, je Auswahl der RED II	g CO <sub>2</sub> / MJ
Biodiesel	biogen	variabel, je Auswahl der RED II	g CO <sub>2</sub> / MJ