

## Potentiale von Erdgas als CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption

Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI)  
vorgelegt der Auftraggebergemeinschaft Wintershall/Statoil  
Köln, 10. Juni 2014

Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100  
Fax: +49 (0)221 277 29-400  
[www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

[www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

## AUTOREN

PD Dr. Christian Growitsch

Martin Baikowski

Hannah Schwind

Johannes Wagner

Florian Weiser

Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321  
50827 Köln

Tel.: +49 (0)221 277 29-100  
Fax: +49 (0)221 277 29-400  
[www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist ein An-Institut der Universität und wird durch einen Förderverein getragen. Das Institut wird derzeit geleitet von zwei Professoren der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln sowie zwei habilitierten Privatdozenten. Aufgrund eines Rahmenvertrags für die Jahre 2009 bis 2013 zwischen der Universität zu Köln, dem Förderverein, dem Land NRW sowie E.ON und RWE erhielt das EWI materielle und finanzielle Zuwendungen von allen fünf Vertragspartnern. Zusätzliche Einnahmen werden aus Drittmitteln erzielt. Die Verantwortung für die Verausgabung der Mittel obliegt der Institutsleitung.

# INHALT

Zusammenfassung.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	V
1 Motivation und Gliederung der Studie.....	1
2 Das Konzept der CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten.....	3
3 Stromsektor.....	5
3.1 Die Rolle von Erdgas im Stromsektor.....	5
3.2 CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten.....	6
3.2.1 Das europäische Strommarktmodell DIMENSION.....	6
3.2.2 Methodik zur Berechnung langfristiger CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten und des zugehörigen Erzeugungsmix.....	8
3.2.3 Daten und Annahmen.....	8
3.3 Ergebnisse.....	11
3.4 Mögliche Handlungsoptionen.....	16
4 Wärmesektor.....	17
4.1 Die Rolle von Erdgas im Wärmesektor.....	18
4.2 CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten.....	19
4.2.1 Das Wärmemarktmodell DIscrHEat.....	20
4.2.2 Daten und Annahmen.....	20
4.2.3 Methodik zur Berechnung langfristiger CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten und des dazugehörigen Erzeugungsmix.....	20
4.3 Ergebnisse.....	21
4.4 Mögliche Handlungsoptionen.....	24
5 PKW-Sektor.....	26
5.1 Die Rolle von Erdgas im PKW-Sektor.....	26
5.2 CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten.....	28
5.2.1 Methodik zur Berechnung von CO <sub>2</sub> -Vermeidungskostenkurven.....	28
5.2.2 Methodik zur Berechnung der Marktanteile der kosteneffizientesten Vermeidungsoption.....	28

---

5.3	Ergebnisse.....	29
5.4	Mögliche Handlungsoptionen .....	31
6	Ausblick.....	33
7	Literaturverzeichnis .....	34
8	Anhang.....	36
8.1	PKW-Sektor.....	36
8.1.1	Grundannahmen .....	36
8.1.2	Fahrzeugdaten .....	36

## ZUSAMMENFASSUNG

Die vorliegende Studie untersucht aus ökonomischer Sicht die Potentiale von Erdgas als Vermeidungsoption für Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (PKW). Es wird untersucht, wie der Technologiemarkt eines Sektors zusammengesetzt sein müsste, um die sektorspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen kosteneffizient zu senken und welche Rolle der Primärenergieträger Erdgas dabei spielt. Ein besonderes Augenmerk dieser Studie liegt auf dem Vorliegen negativer CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, d.h. dem Zusammenfallen von ökologischem und ökonomischen Rational. Die folgenden Abschnitte geben die Ergebnisse in gekürzter Form wieder.

Wenn im Stromsektor der aktuelle Kraftwerkspark und sein CO<sub>2</sub>-Reduktionspotential betrachtet werden, stellt die Substitution von Strom aus Kohlekraftwerken durch Strom aus Gaskraftwerken die bedeutendste Reduktionsoption dar. Mit dem aktuellen, überwiegend auf fossiler Brennstoffnutzung basierenden Kraftwerkspark ist so eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von ca. 40 % gegenüber 1990 möglich. Bei höheren Reduktionszielen steigen die Kosten sehr stark an. Im Stromsektor wird neben der Analyse für den aktuellen Kraftwerkspark auch eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve in den Jahren 2020 und 2030 berechnet. Auch in Zukunft spielt Erdgas neben der Windenergie bei kosteneffizienter CO<sub>2</sub>-Vermeidung eine wichtige Rolle. Sowohl 2020 als auch 2030 trägt Erdgas bis zu Reduktionszielen in Höhe von etwa 65 % zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei. Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten in 2020 und 2030 sind insgesamt relativ ähnlich, da der Kernenergieausstieg einerseits zu zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen führt, die Investitionskosten für Erneuerbare Energien aber andererseits zwischen 2020 und 2030 sinken und somit die CO<sub>2</sub>-Vermeidung günstiger wird.

Im Wärmemarkt ist die Erdgas-Brennwert-Technologie die kostengünstigste Vermeidungsoption für Einsparziele unterhalb von 65 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. gegenüber dem Jahr 2010. Einsparziele von bis zu etwa 18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. (13 % gegenüber 2010) können sogar zu negativen Vermeidungskosten erreicht werden. Dies liegt darin begründet, dass der Ersatz abgeschriebener Heizanlagen (Öl, Gas) keine kalkulatorischen Mehrkosten generiert, neue Brennwertkessel gleichzeitig aber deutlich effizienter sind und so Kosten und CO<sub>2</sub> einsparen. Für mittlere Emissionseinsparziele ist die Erdgas-Brennwert-Technologie die kosteneffizienteste Vermeidungsoption. Je ambitionierter das Einsparziel, desto mehr Gebäude müssen mit Wärmeerzeugern ausgestattet werden, die noch geringere spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen. Für Vermeidungsziele zwischen 20 und 65 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. sind außer der Erdgas-Brennwert-Technologie daher Dämmungen sowie (solargestützte) Pelletanlagen Teil des ökonomisch optimalen Ersatzmix. Entsprechend entstehen hohe CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Ehrgeizige Emissionsziele können nur noch mit überaus emissionsarmen Wärmeerzeugern realisiert werden, was wiederum in CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten resultiert, die jenseits der 400 €/t CO<sub>2</sub>-Äq. liegen.

Auch im Straßenverkehrssektor stellt sich Erdgas als kostengünstigste CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption heraus. Während Erdgas-PKW schon bei unterdurchschnittlicher Fahrleistung sowohl kostengünstiger als auch CO<sub>2</sub>-ärmer sind als konventionelle PKW, sind andere alternative Antriebstechnologien wie z.B. Elektro oder Hybrid aus gesamtwirtschaftlicher Sicht erst ab zum Teil deutlich überdurchschnittlichen Jahresfahrleistungen vorteilhaft. Der überaus niedrige Anteil von Erdgas-PKW am derzeitigen PKW-Bestand (ca. 0,1 %) lässt Erdgasfahrzeuge allerdings erst bei einem unrealistischen Diffusionsgrad zu einer nennenswerten Emissionsreduktionstechnologie im PKW-Sektor werden. So müsste der Anteil an Erdgas-PKW bei 23 % liegen, um die heutigen CO<sub>2</sub>-Emissionen des PKW-Sektors um 10 % zu reduzieren.

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2008-2013.....	6
Abbildung 3-2: Datenstruktur DIMENSION-Modell.....	7
Abbildung 3-3: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskostenkurve 2013 im Stromsektor .....	12
Abbildung 3-4: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskostenkurve 2020 im Stromsektor .....	14
Abbildung 3-5: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskostenkurve 2030 im Stromsektor .....	15
Abbildung 4-1: Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2002-2012 (in Tausend). Quelle: BDH, 2012 (eigene Darstellung).....	18
Abbildung 4-2: Anzahl beheizter Wohnungen in Bestand (links in Mio.) und Neubau (rechts) im Jahr 2012. Quelle: BDEW (2013b).....	19
Abbildung 4-3: Kurzfristige CO <sub>2</sub> -Vermeidungskostenkurve und dazugehöriger Erzeugerpark bis 2015 .....	22
Abbildung 5-1: Relativer und absoluter Anteil alternativer Antriebstechnologien am PKW-Bestand (KBA, 2014) .....	27
Abbildung 5-2: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten für verschiedene Antriebstechnologien in Abhängigkeit der Jahresfahrleistung.....	30

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Nettostromnachfrage in Deutschland in TWH .....	9
Tabelle 3-2: Angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise .....	9
Tabelle 3-3: Investitionskosten für Konventionelle Kraftwerke in € <sub>2011</sub> /kW .....	10
Tabelle 3-4: Investitionskosten für Erneuerbare Energien in € <sub>2011</sub> /KW .....	10
Tabelle 5-1: Anzahl benötigter Erdgasfahrzeuge für unterschiedliche Reduktionsziele .....	31
Tabelle 8-1: Fahrzeugdaten (erdgas- und konventionell) .....	38
Tabelle 8-2: Fahrzeugdaten (Elektro, Hybrid, Plug-In-Hybrid) .....	40

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
BDEW	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.
BDH	Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V.
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
CO <sub>2</sub> -Äq.	Kohlendioxidäquivalent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
ETS	EU Emission Trading System
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle Kraftwerke
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MWh <sub>el</sub>	Megawattstunde (elektrisch)
MWh <sub>therm</sub>	Megawattstunde (thermisch)
PJ	Petajoule
PKW	Personenkraftwagen
SCV	Small Commercial Vehicle
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
VK	Vermeidungskosten

# 1 MOTIVATION UND GLIEDERUNG DER STUDIE

Der Internationalen Energieagentur zufolge wird der Erdgasverbrauch in OECD-Europa bis zum Jahr 2035 von derzeit 5.024 auf 5.791 TWh ansteigen. Dies entspricht einem jährlichen Wachstum von 0,6 % (IEA, 2013). Getrieben wird dieser Anstieg in erster Linie durch eine erhöhte Erdgasnachfrage des Stromsektors.

Die erwarteten Entwicklungen für die Erdgasnachfrage in Deutschland weichen von dieser Prognose bedeutend ab: Während der sich im Wandel befindliche Stromerzeugungspark zwar erhöhte Gaskapazitäten als Backup für fluktuierende Energiequellen erfordert, sinken die erwarteten Volllaststunden von Gaskraftwerken auf lange Sicht signifikant (EWI, 2011). Im Wärmesektor wird ebenfalls ein Nachfragerückgang von Erdgas erwartet, der in erster Linie aus Subventionen für alternative Wärmeerzeuger und Energieeffizienz-Maßnahmen im Gebäudesektor resultiert. Im Straßenverkehrssektor ist mit einem Nachfrageanstieg zu rechnen. Aufgrund des geringen Anteils am Erdgasgesamtverbrauch (0,3 % in 2011)<sup>1</sup>, sind diese Veränderungen jedoch von geringer Bedeutung.

Im Vergleich zu anderen konventionellen Energieträgern wird bei der Verbrennung von Erdgas vergleichsweise wenig Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) emittiert. Daher zählt Erdgas in einigen Sektoren als sogenannte „CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption“. Zudem weist Erdgas in einigen Sektoren gegenüber anderen Vermeidungsoptionen Kostenvorteile auf. Existiert sowohl eine ökologische als auch eine ökonomische Vorteilhaftigkeit, spricht man von einer kosteneffizienten Emissionsvermeidung. In diesem Fall, dem Vorliegen sogenannter „negativer CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten“, ist der Einsatz einer Vermeidungsoption aus gesamtwirtschaftlicher Sicht nicht nur in relativer, sondern auch in absoluter Hinsicht effizient. Vor dem Hintergrund der erwarteten Nachfragerückgänge in Deutschland analysiert diese Studie die Rolle des Primärenergieträgers Erdgas im Hinblick auf seine Potentiale zur gesamtwirtschaftlich effizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung in den Sektoren Strom, Wärme und Straßenverkehr (PKW).<sup>2</sup> Ferner wird Erdgas als Vermeidungsoption mit anderen Vermeidungsoptionen verglichen und bewertet.

In der Literatur finden sich bereits zahlreiche Studien, die CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale und -kosten für unterschiedliche Sektoren ermitteln. Für Deutschland sind hier vor allem die vom Bundesverband der deutschen Industrie in Auftrag gegebene Studie von McKinsey & Company (McKinsey, 2007) sowie die Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE, 2009) zu nennen. Sowohl methodisch als auch in Bezug auf die untersuchten Emissionen unterscheiden sich diese beiden Studien erheblich von der vorliegenden Analyse: Während die vorliegende Studie den Beitrag verschiedener Technologien zur volkswirtschaftlich effizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung quantifiziert, bewerten die beiden bereits erschienenen Studien Einsparpotentiale und -kosten

---

<sup>1</sup> IEA Natural Gas Information 2013.

<sup>2</sup> Die Analyse des Industriesektors ist nicht Bestandteil dieser Studie.

aller „verfügbaren technischen Hebel zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen“ im Sinne des Kyoto-Protokolls (McKinsey, 2007). Anders ausgedrückt stellen die bisherigen Studien eine Prognose zur zukünftigen Durchsetzung und Einsparung an („Welche Vermeidungsoptionen werden in Zukunft zu welchem Preis wieviel Mengeneinheiten CO<sub>2</sub> vermeiden?“), während die vorliegende Untersuchung einen normativen Ansatz verfolgt („Wie müsste der Technologiemarkt zusammengesetzt sein, um kostengünstig CO<sub>2</sub> einzusparen?“).

In Abgrenzung zu den bereits erschienenen Studien, deren Fokus auf der langen Frist liegt, stützt die vorliegende Studie ihre Ergebnisse zudem in erster Linie auf die heutigen Gegebenheiten des Strom-, Wärme- und PKW-Marktes. Dieser Ansatz ist nicht der Kritik ausgesetzt, zahlreiche Annahmen über zukünftige Entwicklungen (z.B. Energiepreise, Effizienzsteigerungen) zu treffen. Aufgrund der Tatsache, dass zahlreiche Parameter die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beeinflussen, sind Ergebnisse für die kurze Frist deutlich robuster. Lediglich in dem durch kontroverse Diskussionen über den zukünftigen Kraftwerkspark geprägten Stromsektor werden ebenfalls CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die lange Frist ermittelt. Schließlich tragen die in dieser Studie generierten Ergebnisse den im Rahmen der „Energiewende“ beschlossenen Vorgaben Rechnung, was in den bereits veröffentlichten Studien aufgrund des zurückliegenden Erscheinungsdatums noch nicht möglich war.

Diese Studie gliedert sich wie folgt: Der erste Teil stellt das Konzept der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten sowie ihre Berechnung und volkswirtschaftlichen Implikationen vor. Jedem der drei Sektoren wird im Anschluss ein identisch aufgebautes Kapitel gewidmet. Am Anfang eines jeden Kapitels wird die sektorspezifische Rolle des Primärenergieträgers Erdgas beschrieben. Hier werden Entwicklungen in der Vergangenheit sowie erwartete Veränderungen in der Zukunft diskutiert. Des Weiteren wird analysiert, ob die Diffusion von Erdgas in dem jeweiligen Sektor möglicherweise durch Markthemmnisse beeinträchtigt wird. Im zweiten Teil eines jeden Kapitels erfolgt die Quantifizierung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Einsparziele. Der letzte Teil eines jeden Kapitels enthält mögliche Handlungsoptionen zur volkswirtschaftlich optimalen CO<sub>2</sub>-Vermeidung.

## 2 DAS KONZEPT DER CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN

In der Ökonomie dient die Kosteneffizienz als Kriterium, um Optionen zur Vermeidung von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen zu bewerten. Das Konzept der Emissionsvermeidungskosten spielt hierbei eine zentrale Rolle. Vermeidungskosten sind die Mehrkosten, die beim Einsatz einer relativ emissionsärmeren Technologie gegenüber einer Referenztechnologie anfallen, um eine Emissionseinheit einzusparen. In der vorliegenden Studie stellt Erdgas die Vermeidungsoption dar, deren relative Kosteneffizienz quantifiziert werden soll.

Die Berechnung der Vermeidungskosten (VK) von Erdgas ( $g$ ) für eine spezifische Emission gegenüber einer Referenztechnologie ( $ref$ ) ist in Formel 1 dargestellt. Dabei stehen  $K$  und  $E$  jeweils für Kosten und Emissionen:

$$VK = \frac{K_g - K_{ref}}{E_{ref} - E_g} = \frac{\Delta K}{\Delta E} \quad (1)$$

Der Zähler des Bruches spiegelt hierbei die Kostendifferenz der Technologien wider, während der Nenner Auskunft darüber gibt, welche Emissionsmenge durch Erdgas gegenüber der betrachteten Referenztechnologie eingespart werden kann. Das Ergebnis entspricht den monetären Kosten der Emissionsvermeidung. Je höher die Vermeidungskosten, desto kostspieliger erfolgt die Emissionseinsparung mit der gewählten Vermeidungsoption. Wenngleich Erdgas auch als Vermeidungsoption für Luftschadstoffe wie Kohlenmonoxid oder Stickoxide bewertet werden könnte, liegt der Schwerpunkt dieser Studie auf der kosteneffizienten Vermeidung von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), dem Hauptaugenmerk klimapolitischer Maßnahmen und Reduktionsziele. Das im nächsten Abschnitt folgende Beispiel dient zur Verdeutlichung des CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkonzepts.

Technologie 1 emittiert 1 t CO<sub>2</sub> pro Jahr und verursacht bei durchschnittlicher Nutzungsintensität jährliche Kosten von 4.000 €. Technologie 2 verursacht dagegen bei gleicher Nutzungsintensität nur 0,75 t CO<sub>2</sub>, wobei jährliche Kosten von 4.100 € entstehen. Der CO<sub>2</sub>-Ersparnis durch die Vermeidungsoption (Technologie 2) in Höhe von 0,25 t stehen somit Mehrkosten von 100 € entgegen. Um mit der Vermeidungsoption eine Tonne CO<sub>2</sub> einzusparen, ergäben sich demnach gegenüber Technologie 1 Vermeidungskosten von 400 €.

Sänken die Jahreskosten der Vermeidungsoption (Technologie 2) auf 3.900 €, würde dies zu negativen Vermeidungskosten führen (-400 €). In diesem Fall ist die Vermeidungsoption sowohl unter ökologischen als auch unter ökonomischen Gesichtspunkten vorteilhaft gegenüber der Referenztechnologie. Somit ist die Nutzung dieser Vermeidungsoption volkswirtschaftlich absolut effizient. Unter der Voraussetzung, dass die Vermeidungskosten niedriger oder identisch sind mit

dem durch die Referenztechnologie verursachten Grenzscha­den, können auch positive Vermeidungskosten kosteneffizient sein. Dies kann insbesondere dann bewertet werden, wenn der Grenzscha­den wie z.B. im Falle des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels quantifiziert ist.

Die in diesem Kapitel beschriebene Berechnung der Vermeidungskosten(kurven) lässt sich in Sektoren anwenden, in denen *eine* präzise Referenztechnologie existiert. Aufgrund der komplexen Struktur der in dieser Studie betrachteten Sektoren gibt es dort aber sowohl mehrere Vermeidungsoptionen als auch mehrere Referenztechnologien. Die Analyse der kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch Erdgas gegenüber einer einzigen Referenztechnologie würde demnach ein nur unvollständiges Bild zeichnen. Vielmehr stellt sich also die Frage, ob der Erdgastechnologie als Vermeidungsoption in einem kostenminimalen Technologiemix überhaupt eine Rolle zukommt und, falls dem so ist, wie relevant diese Rolle ist. Aus diesem Grund ermittelt die vorliegende Studie den jeweils kostenminimalen Technologiemix zur Erreichung bestimmter Emissionsreduktionsziele. Je nachdem, welche sektorspezifischen Emissionsreduktionsziele angestrebt werden, sind also Anpassungen im Technologiemix durchzuführen. Im Stromsektor umfasst dies beispielsweise eine höhere oder niedrigere Kraftwerksauslastung oder Zu- bzw. Abgänge im Stromerzeugungspark. Dies resultiert in unterschiedlichen Kosten der Emissionsreduktion. Basierend auf den vorgegebenen Emissionsreduktionen sowie den damit verbundenen Kosten lassen sich sektorspezifische CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven berechnen.<sup>3</sup> Eine ausführliche Beschreibung der jeweils angewandten Vorgehensweise zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven sowie des korrespondierenden Technologieeinsatzes findet sich in den jeweiligen Kapiteln.

---

<sup>3</sup> Die für den Verkehrssektor angewandte Methodik weicht leicht hiervon leicht ab. Eine genaue Beschreibung der Vorgehensweise findet sich in Abschnitt 5.2.

## 3 STROMSEKTOR

Der deutsche Stromsektor befindet sich aktuell in einer Phase des Umbruchs. Die bedeutendsten Aspekte sind dabei der Ausstieg aus der Kernenergie, die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie die nationalen und europäischen Ziele zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel eine kostenbasierte Analyse der verschiedenen CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoptionen, die im deutschen Stromversorgungssystem zur Verfügung stehen, durchgeführt. Es wird die Frage beantwortet, mit welchem Erzeugungsmix zu welchen Kosten eine bestimmte CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion erreicht werden kann. Neben dem CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotential des heutigen Kraftwerksparks werden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven für die Jahre 2020 und 2030 berechnet. Insgesamt erstellt diese Studie somit drei CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven für den Stromsektor, sowie drei Erzeugungsmixe für verschiedene CO<sub>2</sub>-Einsparziele.

Analog zu den im Anschluss untersuchten Sektoren enthält dieses Kapitel zunächst eine kurze Einleitung zur allgemeinen Rolle von Erdgas im Stromsektor. Der anschließende Hauptteil des Kapitels erläutert die verwendete Methodik sowie die Ergebnisse der Modellierungen. Am Ende des Kapitels werden einige Handlungsoptionen genannt.

### 3.1 Die Rolle von Erdgas im Stromsektor

Gaskraftwerke werden traditionell als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt, da sie vergleichsweise hohe variable Kosten und eine hohe Flexibilität aufweisen. Gleichzeitig haben sie die niedrigsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aller fossilen Kraftwerkstechnologien. Dadurch können sie einen wichtigen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung leisten.

Bei steigenden Preisen für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wird es ab einem bestimmten Punkt wirtschaftlicher, Erdgaskraftwerke statt der emissionsreichen Braun- und Steinkohlekraftwerke einzusetzen. Im Rahmen dieser Studie wird analysiert, in welchem Umfang bei bestimmten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen eine solche Verdrängung stattfindet.

Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland zwischen den Jahren 2008 und 2013. Die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken ist leicht rückläufig, während die EE-Erzeugung deutlich zugenommen hat. Die Grafik beschreibt den Ist-Zustand des aktuellen Erzeugungsmix. Im Rahmen dieser Studie wird nun ermittelt, wie der Erzeugungsmix zusammengesetzt sein müsste, um am kosteneffizientesten bestimmte CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele zu erreichen (normativer Ansatz).

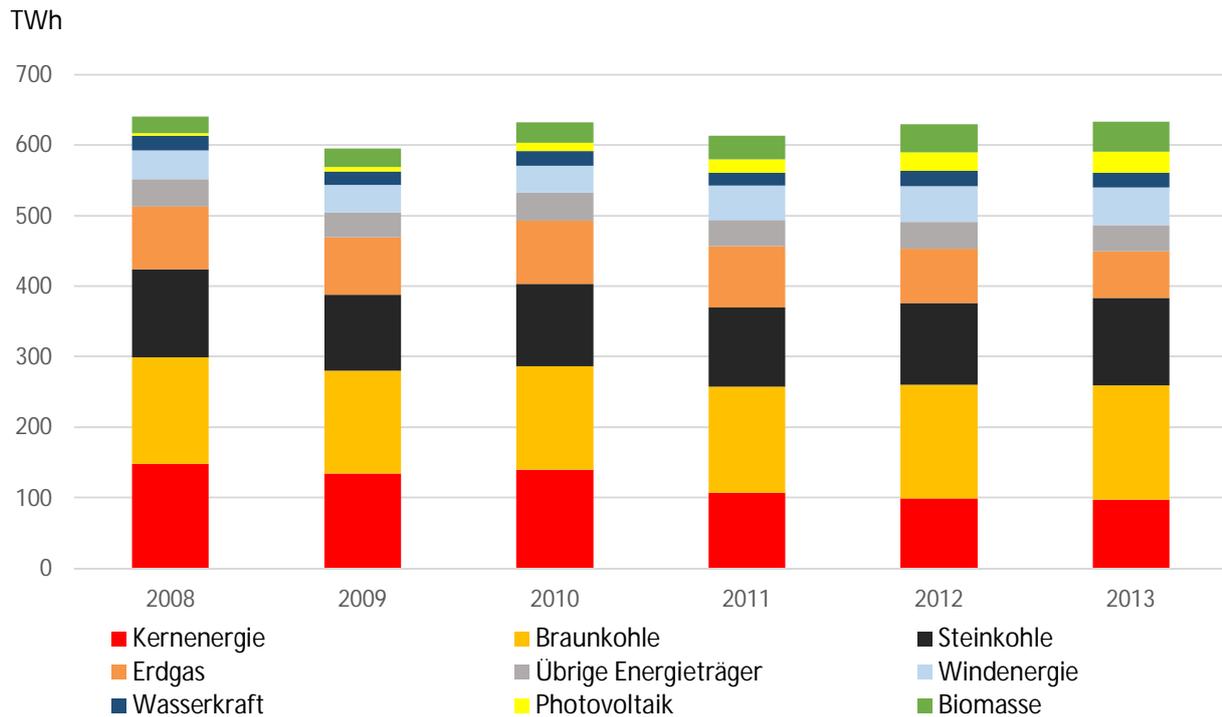


ABBILDUNG 3-1: BRUTTOSTROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND 2008-2013

## 3.2 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über das verwendete Strommarktmodell DIMENSION, dessen Daten und Annahmen sowie die verwendete Methodik zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und der korrespondierenden Erzeugungsmixe.

### 3.2.1 Das europäische Strommarktmodell DIMENSION

Das DIMENSION-Modell des EWI (Richter, 2011) ist ein langfristiges Investitions- und Dispatch-Modell für europäische Strommärkte. Das Modell beruht auf einer Datenbank, die sämtliche thermischen und nuklearen Kraftwerke sowie Stromspeicher in Europa erfasst und kontinuierlich aktualisiert wird. Aufgabe des Modells ist es, die Gesamtsystemkosten der Elektrizitätsversorgung zu minimieren. Die Gesamtsystemkosten beinhalten Investitionsaufwände, fixe Betriebs- und Wartungskosten, variable Erzeugungskosten sowie Ramp-up-Kosten thermischer Kraftwerke. Thermische Kraftwerke mit ähnlichem Alter und vergleichbaren technischen Eigenschaften werden dabei in sogenannten Vintage-Klassen zusammengefasst und aggregiert modelliert. DIMENSION ist ein kombiniertes Investitions- und Dispatchmodell, es werden also sowohl die Entwicklung des Kraftwerksparks als auch der entsprechende Einsatz der Kraftwerke ermittelt.

In DIMENSION sind alle Länder der EU-28, außer Zypern und Malta, jedoch zuzüglich Schweiz und Norwegen abgebildet. Da im Rahmen dieser Studie eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve für den deutschen Stromsektor berechnet werden soll, steht das deutsche Stromversorgungssystem im Vordergrund. Netzrestriktionen innerhalb von Deutschland werden dabei nicht berücksichtigt.

Im Investitionsteil von DIMENSION werden statt einer Rechnung auf 8760h-Basis sogenannte Typtage verwendet. Dies sind exemplarische Tage bezüglich Stromnachfrage und Wetter (Windgeschwindigkeiten und Solarstrahlung) für verschiedene Regionen im Gebiet der EU-27, sowie Schweiz und Norwegen. Der Datensatz umfasst 60 Wind-onshore-, 10 Wind-offshore- und 60 Solarstrahlungsmessregionen für den Zeitraum von 2006 bis 2010 (Eurowind, 2011). Für jede Modellregion wird eine Kombination von Jahreszeit, Wettersituation und Wochentag vorgenommen, sodass insgesamt 16 Typtage gebildet werden.

Abbildung 3-2 gibt eine Übersicht aller Ein- und Ausgangsparameter von DIMENSION. Ein vorgegebenes CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel kann in diesem Schema als politische Rahmenbedingungen kategorisiert werden.

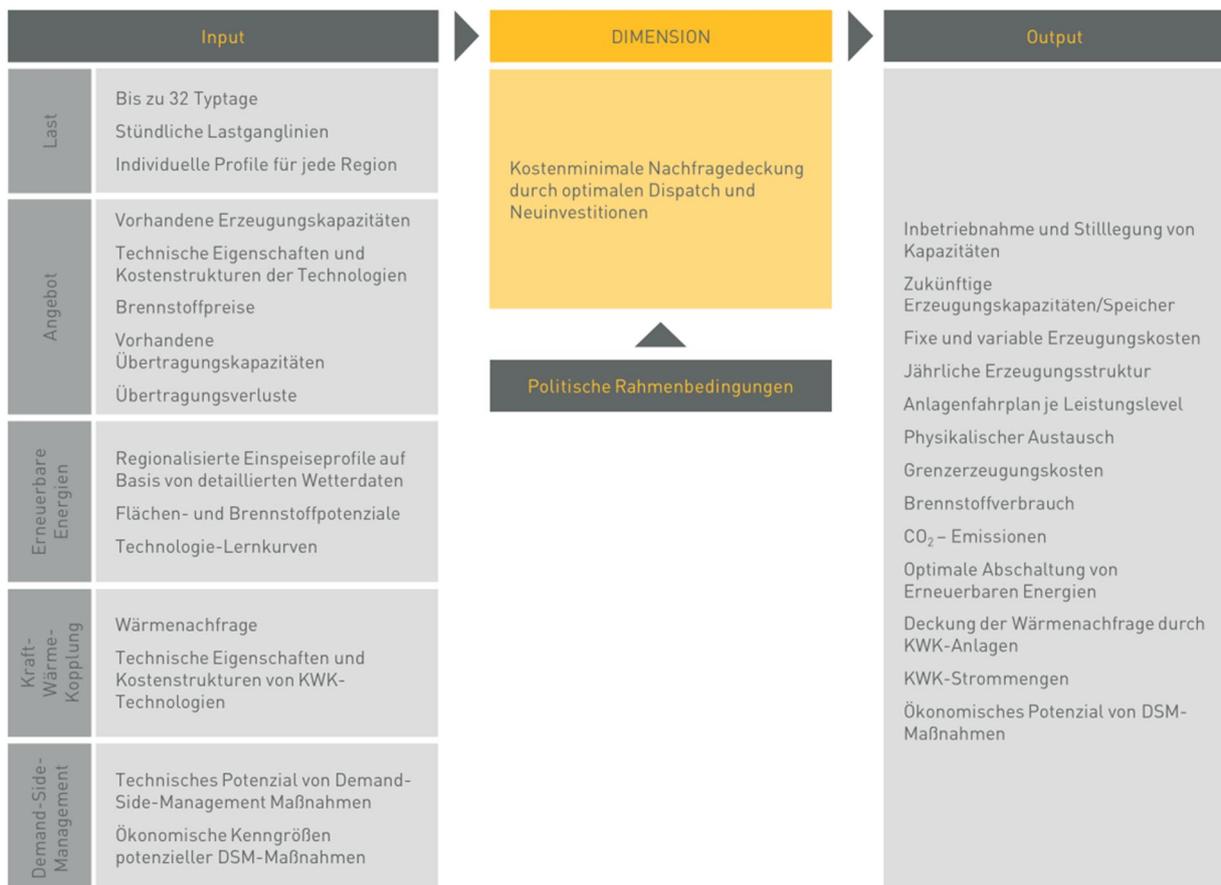


ABBILDUNG 3-2: DATENSTRUKTUR DIMENSION-MODELL

Quelle: EWI.

### 3.2.2 Methodik zur Berechnung langfristiger CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und des zugehörigen Erzeugungsmix

Um eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve für den deutschen Stromsektor des Jahres 2013 zu bestimmen, werden für den Kraftwerkspark unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele vorgegeben und zugehörige kostenminimale Kraftwerkseinsätze berechnet. Eine höhere oder geringere Auslastung verschiedener Kraftwerke für ein bestimmtes Reduktionsziel ist mit unterschiedlichen Kosten verbunden. Wenn beispielsweise Gaskraftwerke statt Braunkohlekraftwerke eingesetzt werden, spart dies CO<sub>2</sub> ein, ist aber aufgrund der höheren Grenzkosten der Gasverstromung kostenintensiver. Diese Mehrkosten sind die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, welche auch als der für ein bestimmtes Reduktionsziel notwendige CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis interpretiert werden können.

Bei der Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven der Jahre 2020 und 2030 werden zusätzlich Kraftwerksinvestitionen und damit die mittel- und langfristige Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks betrachtet. In- und Außerbetriebnahme von Kraftwerken beeinflussen dabei zusätzlich zur Auslastung der Kraftwerke den Erzeugungsmix sowie die Kosten der Nachfragedeckung.

Der Zubau von Erneuerbaren Energien wird modell-endogen abhängig vom CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel ermittelt. Dies kann so verstanden werden, dass bei der CO<sub>2</sub>-Reduktion keine besondere Förderung einzelner Technologien stattfindet, sondern alleine die Kosten der CO<sub>2</sub>-Reduktion über den Zubau sowie Einsatz bestimmter Technologien entscheiden.

### 3.2.3 Daten und Annahmen

Die wesentlichen Treiber für die Entwicklung der Modellergebnisse sind die Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage, der Erneuerbaren Energien, der Brennstoffkosten und des Kraftwerksparks. Es wird vereinfachend angenommen, dass Deutschland seine gesamte Stromnachfrage durch inländische Erzeugung deckt und keine Importe oder Exporte von Strom stattfinden.<sup>4</sup>

Im Folgenden werden die verwendeten Eingangsparameter vorgestellt. Wenn für das Jahr 2013 kein Wert explizit ausgewiesen wird, wurden die Annahmen für die Modellrechnung in 2013 aus einer linearen Extrapolation der Werte zwischen 2012 und 2020 gewonnen, da zum Zeitpunkt der Studie noch keine offiziellen Daten für das Jahr 2013 vorlagen.

#### **Entwicklung der Nachfrage**

Die angenommene Nachfrageentwicklung ist in Tabelle 3-1 zu sehen und entspricht dem Netzentwicklungsplan 2013 (50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, 2013), der einen annähernd konstanten Verlauf für Deutschland annimmt.

---

<sup>4</sup> Ohne diese Annahme könnte keine rein nationale CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve gebildet werden. Beispielsweise könnte Strom aus französischen Kernkraftwerken zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung in Deutschland beitragen.

TABELLE 3-1: NETTOSTROMNACHFRAGE IN DEUTSCHLAND IN TWH

Jahr	2012	2020	2030
	537	536	535

Quelle: (50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, 2013)

### Entwicklung der Brennstoffpreise

Für das Jahr 2013 geht die Studie von einem Erdgaspreis von 26,1 €/MWh<sub>therm</sub>, einem Ölpreis von 47,5 €/MWh<sub>therm</sub> und einem Steinkohlepreis von 9,4 €/MWh<sub>therm</sub> aus. Für die zukünftige Entwicklung werden die Annahmen des World Energy Outlook 2013 New Policies Scenario (International Energy Agency, 2013) hinterlegt, die in Tabelle 3-2 dargestellt sind. Da Braunkohle nicht gehandelt wird, sondern stattdessen direkt am Tagebau verstromt wird, existiert kein Großhandelspreis. Die Studie legt wie der Netzentwicklungsplan 2013 einen Braunkohlepreis von 1,5 €/MWh<sub>therm</sub> zugrunde. Der verwendete \$-Wechselkurs liegt bei 1,37 \$/€.

TABELLE 3-2: ANGENOMMENE ENTWICKLUNG DER BRENNSTOFFPREISE

Brennstoff	2012	2020	2030
Erdöl €/MWh	46,82	48,54	51,98
Erdgas €/MWh	29,14	29,64	30,63
Steinkohle €/MWh	10,36	11,09	11,51

Quelle: (International Energy Agency, 2013), (Capros et al., 2013)

### Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Der Zubau von EE wird modell-endogen abhängig vom CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel ermittelt. Insofern ist es nicht nötig, einen Ausbaupfad für EE zu spezifizieren.

### Entwicklung der Investitionskosten

Für die Investitionsrechnung werden Annahmen zu zukünftigen Investitionskosten für verschiedene Kraftwerkstechnologien benötigt. Im konventionellen Bereich werden bei Braun- und Steinkohlekraftwerke jeweils eine herkömmliche und eine innovative Kraftwerksvariante, die einen höheren Wirkungsgrad aufweist, unterschieden. Weiterhin werden Integrated Gasification Combined Cycle Kraftwerke (IGCC), Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) sowie Gasturbinenkraftwerke betrachtet. Tabelle 3-3 gibt einen Überblick über die Investitionskosten der konventionellen Kraftwerke.

TABELLE 3-3: INVESTITIONSKOSTEN FÜR KONVENTIONELLE KRAFTWERKE IN €<sub>2011</sub>/KW

Technologie	2020	2030
Braunkohle	1.500	1.500
Braunkohle innovativ	1.600	1.600
Steinkohle	1.200	1.200
Steinkohle innovativ	2.025	1.800
IGCC	1.700	1.700
GuD	711	711
Gasturbine	400	400

Quelle: EWI.

Bei den Erneuerbaren Energien werden stärkere Kostensenkungen zwischen 2020 und 2030 als bei den konventionellen Kraftwerken angenommen. Insbesondere die Investitionskosten für Windenergie und Photovoltaik sinken aufgrund von angenommenen Skalen- und Lernkurveneffekten deutlich. Tabelle 3-4 gibt eine Übersicht über die angenommenen Investitionskosten.

TABELLE 3-4: INVESTITIONSKOSTEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN IN €<sub>2011</sub>/KW

Technologie	2020	2030
Wind onshore	1.253	1.188
Wind offshore < 20m Wassertiefe	2.800	2.350
Wind offshore > 20m Wassertiefe	3.080	2.585
PV Dach	1.260	935
PV Fläche	1.110	785
Biomasse (Gas)	2.398	2.395
Biomasse (Fest)	3.297	3.293
Biomasse (Gas, KWK)	2.597	2.595
Biomasse (Fest, KWK)	3.497	3.493
Tiefengeothermie	10.504	9.500

Quelle: EWI.

### 3.3 Ergebnisse

Analog zu den im Folgenden untersuchten Sektoren Wärme und PKW wird zunächst eine CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve des Kraftwerksparks im Jahr 2013 betrachtet. Dieser Teil der Studie basiert auf einer Dispatch-Berechnung des DIMENSION-Modells. Eine Investitionsrechnung ist nicht notwendig, da keine Veränderung des aktuellen Kraftwerksparks betrachtet wird.

In einem zweiten Schritt wird eine Dispatch- und Investitionsrechnung durchgeführt und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven für die Jahre 2020 und 2030 bestimmt. Dazu wird ein Szenario betrachtet, in welchem der Zubau von EE sowie die Weiterentwicklung des Kraftwerksparks modell-endogen gemäß vorgegebener CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erfolgen.

#### **CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve und Struktur des aktuellen Kraftwerksparks (2013)**

Abbildung 3-3 zeigt die berechnete CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve für 2013 (durchgezogene schwarze Linie). Auf der x-Achse ist die prozentuale CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber dem Jahr 1990 (Emission damals: 357 Mio. t CO<sub>2</sub>) aufgetragen. Die rechte y-Achse zeigt die Grenzkosten für die CO<sub>2</sub>-Reduktion um eine weitere Tonne bei gegebenem CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel. Das farbige Diagramm, welches überlagert mit der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve dargestellt ist, gibt die Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung bei einem gegebenen Reduktionsziel an. Die zugehörige Achse ist die linke y-Achse, auf der die Höhe der Bruttostromerzeugung in TWh abgetragen ist.

Anders als im Wärmesektor lassen sich mit einem gegebenen Kraftwerkspark unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erreichen, da eine gegebene Stromnachfrage mit unterschiedlichen Erzeugungsmixen gedeckt werden kann und mit dem Einsatz unterschiedlicher Kraftwerke unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden sind. Eine beliebige Emissionsreduktion lässt sich mit einem überwiegend fossilen Kraftwerkspark allerdings nicht erreichen. So endet die x-Achse in Abbildung 3-3 bei 40 %, da eine weitere CO<sub>2</sub>-Reduktion mit dem bestehenden Kraftwerkspark nicht möglich ist.

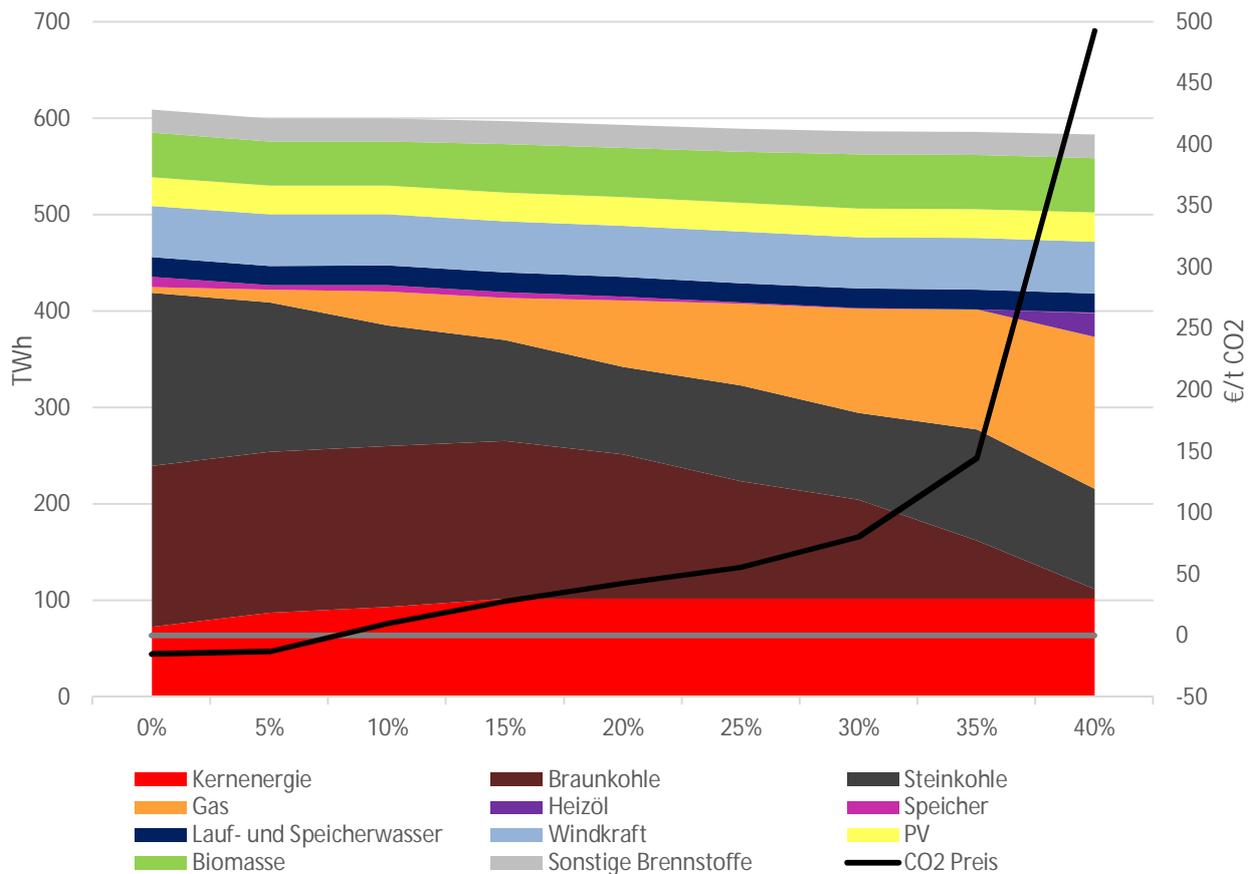


ABBILDUNG 3-3: CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTENKURVE 2013 IM STROMSEKTOR

Die Grenzvermeidungskosten betragen ab einer Reduktion der Emissionen um 25 % über 50 €/t CO<sub>2</sub> und steigen bei einer weiteren Reduktion auf Werte von bis zu 400 €/t CO<sub>2</sub>. Dies ist weit über dem Wert von 85 \$/t CO<sub>2</sub>, welchen der Stern Report als notwendigen Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate angibt (Stern, 2006). Die Angaben des Stern Reports können als obere Schranke für volkswirtschaftlich sinnvolle CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten angesehen werden. Vergleichbare Studien gehen von weitaus niedrigeren sinnvollen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aus, beispielsweise von 8 \$/t CO<sub>2</sub> (Nordhaus, 2007). Aktuell (2014) liegt der CO<sub>2</sub>-Preis bei ca. 5 €/t CO<sub>2</sub> und somit entspricht die aktuelle CO<sub>2</sub>-Reduktion einer Reduktion gegenüber 1990 von ca. 11 %. Da die Nachfrage im Modell ausschließlich durch inländische Erzeugung gedeckt wird, entspricht die Erzeugungsstruktur in Abbildung 3-3 nicht exakt der tatsächlichen Erzeugung, die in Abbildung 3-1 zu sehen ist.

Bei niedrigen Reduktionszielen von 0 % oder 5 % gegenüber 1990 kommt es zu negativen Vermeidungskosten. Dies liegt daran, dass dann nur noch besonders alte und wenig effiziente Kraftwerke eingesetzt werden, die gegenüber den aktuell vorwiegend eingesetzten Kraftwerken neben einem höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß auch höhere variable Kosten aufweisen.

Mit zunehmendem CO<sub>2</sub>-Reduktionsziel steigt die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken und verdrängt insbesondere die Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken, da diese die höchsten spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen aller fossilen Kraftwerkstechnologien verursachen. Bei Reduktionszielen von über 35 % ist es notwendig, zusätzlich Erdölkraftwerke, welche die höchsten Grenzkosten aller Kraftwerke haben, dauerhaft einzusetzen, um den Strom aus Kohlekraftwerken zu substituieren. Dies erklärt auch den drastischen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve am rechten Rand.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien führt ein ambitionierteres Reduktionsziel nur zu geringen Veränderungen. Der Einsatz bestehender EE-Technologien ist aufgrund der sehr geringen Grenzkosten immer kostenminimal. Es kommt zu einer verstärkten Auslastung von Biogas- und Biomasseanlagen, die in Abhängigkeit von der zu erreichenden Emissionsreduktion „markt“getrieben eingesetzt werden. Da in der kurzen Frist im Modell keine Investitionen getätigt werden, kann kein Zubau bei den Erneuerbaren Energien stattfinden. Dieser wäre insbesondere notwendig, um sehr hohe CO<sub>2</sub>-Reduktionsraten zu erreichen.

Die Bruttostromerzeugung, welche durch den oberen Rand des farbigen Bereichs in Abbildung 3-3 beschrieben wird, sinkt mit zunehmender CO<sub>2</sub>-Reduktion geringfügig, während die zu deckende Stromnachfrage gleich bleibt. Dies liegt insbesondere daran, dass sich die Erzeugung von Kraftwerken mit hohem Eigenverbrauch wie Braunkohlekraftwerke auf Kraftwerke mit niedrigerem Eigenverbrauch wie z.B. Gaskraftwerke verlagert.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das größte CO<sub>2</sub>-Reduktionspotential des aktuellen Kraftwerksparks im verstärkten Einsatz von emissionsarmen Gaskraftwerken liegt. Eine Reduktion der Emissionen von über 25 % gegenüber 1990 ist mit Grenzvermeidungskosten von über 50 €/t CO<sub>2</sub> verbunden. Mit dem aktuellen überwiegend fossilen Kraftwerkspark lassen sich keine Reduktionsziele jenseits von 40% gegenüber 1990 erreichen.

### CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve und Struktur des Kraftwerksparks in der mittleren Frist (2020)

Bei den zukünftigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven sind höhere Reduktionsziele als für das Jahr 2013 möglich, da sich die Struktur des Kraftwerksparks durch Investitionen verändern kann. In Abbildung 3-4, welche die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve in 2020 zeigt, liegt das Reduktionspotential bei 80 % (x-Achse).

Im Erzeugungsmix steigt bis zu einem Reduktionsziel von ca. 65 % der Einsatz von Gaskraftwerken. Außerdem kommt es zu einem kontinuierlichen Zubau von Windenergie. Stromerzeugung aus Braun- sowie Steinkohlekraftwerken wird verdrängt. Erst bei sehr hohen Reduktionszielen wird auch PV ausgebaut. Mit zunehmender Einspeisung von EE steigt zudem die Auslastung von Speicherkraftwerken.

Eine CO<sub>2</sub>-Reduktion von ca. 50 % führt zu Vermeidungskosten von 100 €/t CO<sub>2</sub>. Danach steigen die Vermeidungskosten stark an. Bei Reduktionszielen von über 65 %, wenn selbst Gaskraftwerke durch EE ersetzt werden, kommt es zu Vermeidungskosten, die deutlich über 200 €/t CO<sub>2</sub> liegen.

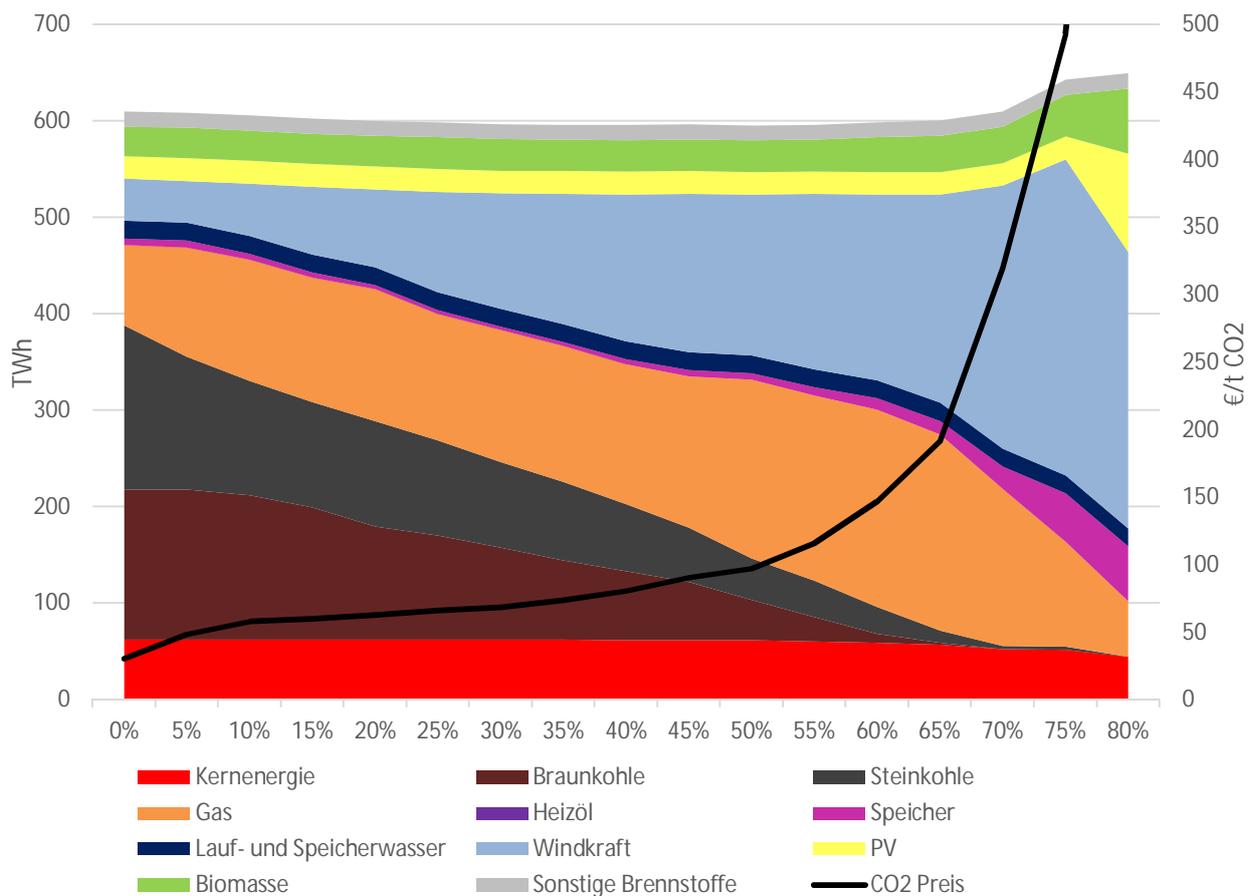


ABBILDUNG 3-4: CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTENKURVE 2020 IM STROMSEKTOR

### CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve und Struktur des Kraftwerksparks in der langen Frist (2030)

Die Situation im Jahr 2030 unterscheidet sich insbesondere von der Situation im Jahr 2020 durch annahmegemäß höhere Brennstoffpreise, niedrigere Investitionskosten für EE sowie der Tatsache, dass alle deutschen Kernkraftwerke außer Betrieb sein werden.

Die nachstehende Grafik zeigt die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve des Jahres 2030. Die Kurve liegt geringfügig unter der Kurve in Abbildung 3-4. Der Wegfall der emissionsarmen Kernenergie erschwert zunächst die CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Dagegen sinken die Investitionskosten für Erneuerbare Energien, so dass die korrespondierende CO<sub>2</sub>-Vermeidung günstiger wird. Zudem wird durch den längeren Zeithorizont die Umstrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks zu effizienteren Kraftwerkstechnologien erleichtert. Diese gegenläufigen Effekte gleichen sich etwa aus, so dass die Vermeidungskosten in 2020 und 2030 ähnlich sind. Abgesehen vom Wegfall der Kernenergie ähneln sich auch die Erzeugungsmixe. Bis zu Reduktionszielen von ca. 65 % steigt der Einsatz von Erdgaskraftwerken und wird anschließend durch die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verringert.

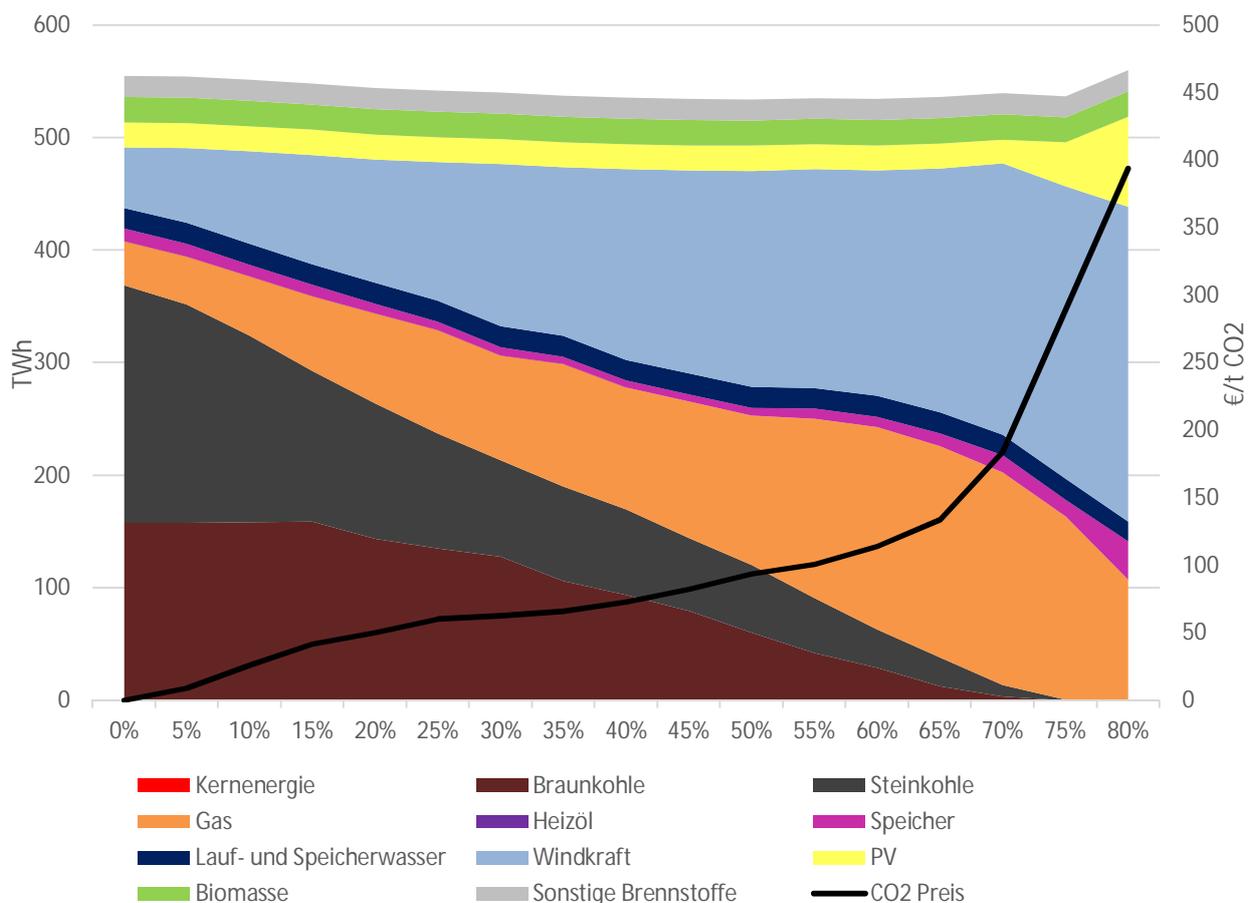


ABBILDUNG 3-5: CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTENKURVE 2030 IM STROMSEKTOR

Wenn man die Resultate der kostenminimalen CO<sub>2</sub>-Vermeidung in der mittleren und langen Frist mit den politischen Vorgaben zum EE-Ausbau, z. B. den Zielen des Papiers „Eckpunkte für die Reform des EEG“ (BMW, 2014), vergleicht, übersteigt der EE-Ausbau in den politischen Vorgaben den EE-Ausbau bei kostenminimaler CO<sub>2</sub>-Vermeidung bis zu hohen Reduktionszielen. Beispielsweise wird bei Reduktionszielen bis ca. 65 % kein PV zur kostenminimalen CO<sub>2</sub>-Vermeidung eingesetzt.

### 3.4 Mögliche Handlungsoptionen

In diesem Abschnitt werden volkswirtschaftlich sinnvolle Handlungsoptionen aufgezeigt, die eine kosteneffiziente CO<sub>2</sub>-Vermeidung im Stromsektor ermöglichen.

#### **Verbindliche langfristige CO<sub>2</sub> Minderungsziele der EU unter Berücksichtigung zusätzlicher Minderungsinstrumente**

Eine potentielle Ursache für geringen CO<sub>2</sub>-Vermeidungssignale aus dem Handel mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten liegt in nicht auf den europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel abgestimmte nationale CO<sub>2</sub>-Reduktionsmaßnahmen. Das europäische Emissionshandelssystem (ETS) begrenzt CO<sub>2</sub>-Emissionen in den teilnehmenden Industriesektoren der EU. Die Stromindustrie bzw. thermische Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 20 MW waren vom Start des ETS an, in den Emissionshandel einbezogen. Wenn nun durch nationale Instrumente wie das EEG eine Übererfüllung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele im Stromsektor erreicht wird, kann die im Rahmen des ETS gesetzte Grenze in anderen Bereichen und Ländern ausgeschöpft werden und eine unmittelbare CO<sub>2</sub>-Reduktion durch das EEG bleibt aus. Die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele der EU sollten deshalb um nationale Übererfüllung durch zusätzliche Instrumente wie EEG-Förderung bereinigt werden.

#### **Price Floors und Caps für CO<sub>2</sub>-Minderungsziele der EU**

Optional kann der ETS durch Vorgabe von Minimalpreisen („price floors“) und Maximalpreisen („price caps“) erweitert werden. Der Minimalpreis würde wirken, wenn die Preise niedriger wären als erwartet. Der Maximalpreis gibt eine obere Schranke für den CO<sub>2</sub>-Preis vor und nimmt damit Risiken aus dem Markt. Laut (Philibert, 2009) ist es sinnvoll, anstelle von absoluten Reduktionszielen ambitioniertere Reduktionsziele in Kombination mit price caps und floors vorzugeben, da so die gleiche Reduktionsmenge kostengünstiger erreicht werden kann.

## 4 WÄRMESEKTOR

Laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie fielen 33,7 % oder 3037 Petajoule (PJ) des deutschen Endenergieverbrauchs in 2012 auf die Anwendungsbereiche Raumwärme und Warmwasser.<sup>5</sup> Der Sektor hat dabei etwa 15 % der deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht. Emissionsreduktionen im Wärmesektor bergen somit erhebliche Vermeidungspotentiale.

Bis 2050 strebt die Bundesregierung einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand in Deutschland an.<sup>6</sup> Mit der am 1. Mai 2014 verabschiedeten Novelle der Energiesparverordnung (EnEV) wurde dieses Ziel weiter verfolgt. Die Novelle setzt die Europäische Richtlinie zur Gesamteffizienz von Gebäuden sowie verschiedene Beschlüsse der Bundesregierung zur Energiewende um. Ein Fokus liegt auf der Verschärfung der primärenergetischen Anforderungen (Gesamtenergieeffizienz) für Neubauten um 25 % ab 1. Januar 2016 im Vergleich zu den derzeit geltenden Regelungen. Zudem wird ab 2021 für alle Neubauten der von der EU festgelegte Niedrigstenergie-Gebäudestandard gelten. Die dazugehörigen Richtwerte sollen bis Ende 2018 veröffentlicht werden.

Der Wärmesektor in Deutschland zeichnet sich durch einen vergleichsweise alten Heizkesselbestand aus (BDEW 2013b).<sup>7</sup> Obwohl bereits heute eine Vielzahl an innovativen Heizanlagen auf Basis unterschiedlicher Energieträger zur Verfügung steht, werden Heizungen meist erst bei einem irreparablen Defekt erneuert. Hohe Investitionskosten sowie die demografische Struktur der Hauseigentümer können die Realisierung effizienzsteigernder Heiztechnologiewechsel ebenfalls hemmen. Des Weiteren leben ca. 50 % der deutschen Haushalte in einem Mietverhältnis.<sup>8</sup> Da in erster Linie der Mieter von geringeren Betriebskosten profitiert, der Vermieter aber die Investitionen tätigen müsste, bestehen kaum finanzielle Anreize für eine energetische Modernisierung („Investor-Nutzer-Dilemma“). Die derzeitige Modernisierungsrate für Heizungen liegt dementsprechend niedrig bei etwa 3 % pro Jahr (BDEW, 2013b). Demnach ist eine deutliche Steigerung notwendig, um die ambitionierten Ziele der Bundesregierung hinsichtlich eines klimaneutralen Gebäudebestands im Wärmesektor zu erreichen.

Im nächsten Abschnitt wird die Bedeutung des Energieträgers Erdgas im Wärmemarkt näher erläutert. Anschließend werden in Abschnitt 4.2.1 bis 4.2.3 das Simulationsmodell und die verwendete Methodik zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten beschrieben. Abschnitt 4.3

---

<sup>5</sup> <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/Energiedaten/energiegewinnung-und-energieverbrauch5-eev-nach-anwendungsbereichen.property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls> (Zugriff: 05.06.2014)

<sup>6</sup> <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/02-energieeffizienz.html> (Zugriff: 28.04.2014)

<sup>7</sup> Demzufolge ist ca. ein Viertel der 20 Mio. Heizungsanlagen nicht auf dem aktuellen Stand der Technik. Dieser ist definiert als mindestens Brennwerttechnik und ggf. Erneuerbare Energien.

<sup>8</sup> <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/237719/umfrage/verteilung-der-haushalte-in-deutschland-nach-miete-und-eigentum/> (Zugriff: 05.05.2014)

stellt die Ergebnisse dar. Der letzte Abschnitt des Kapitels gibt einen kurzen Ausblick und skizziert mögliche Handlungsempfehlungen.

### 4.1 Die Rolle von Erdgas im Wärmesektor

Abbildung 4-1 zeigt die Entwicklung neuinstallierter Heizungen in Deutschland seit 2002. Die Anzahl von Gas-Brennwert-Anlagen ist von 270.000 im Jahr 2007 auf 404.000 im Jahr 2012 gestiegen während die Anzahl neuinstallierter Gas-Niedertemperatur-Anlagen nahezu konstant war.

Der relative Anteil beider Erdgastechnologien (Niedertemperatur sowie Brennwert) hat sich in der Vergangenheit stetig erhöht und liegt heute in etwa bei 76 %.

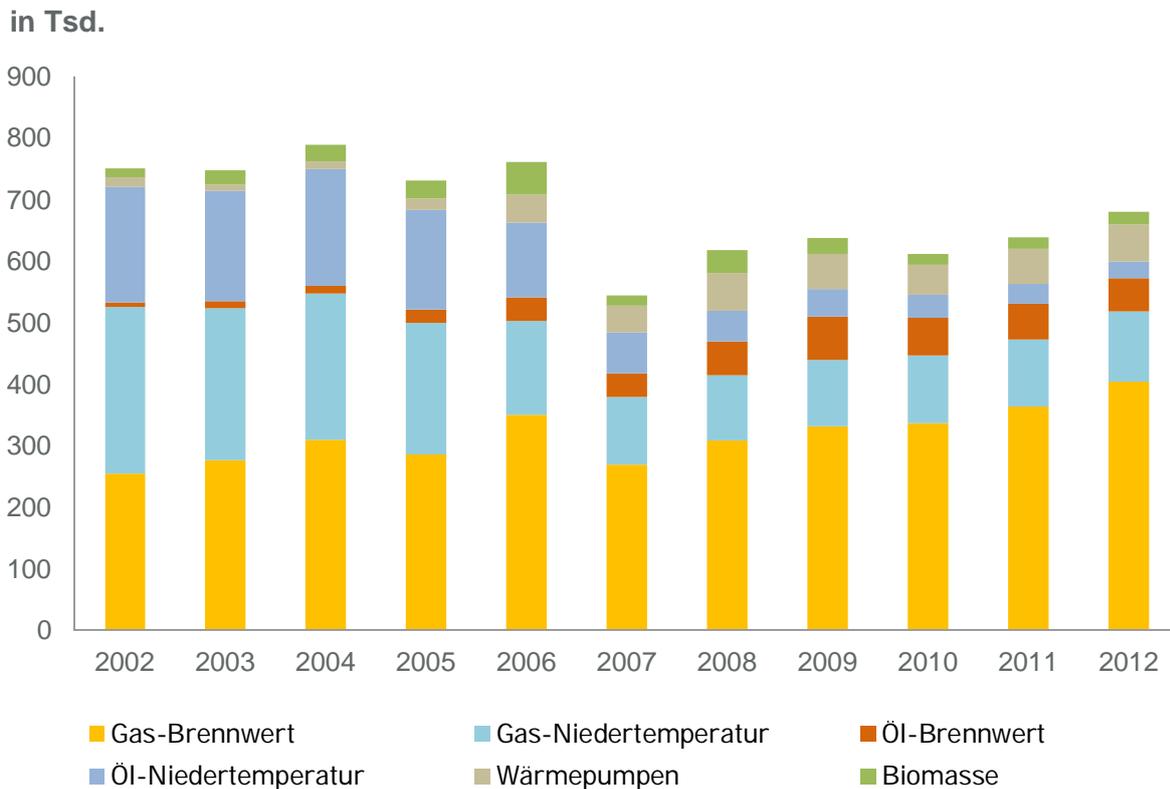


ABBILDUNG 4-1: MARKTENTWICKLUNG WÄRMEERZEUGER 2002-2012 (IN TAUSEND). QUELLE: BDH, 2012 (EIGENE DARSTELLUNG)

Wie die nachfolgende Abbildung 4-2 zeigt, spiegelt sich die prominente Rolle von Erdgasheizungen ebenfalls im Technologiemarkt der beheizten Wohnungen wider. So wurden im Jahr 2012 in 105.000 neugebauten Wohnungen erdgasbasierte Heizsysteme installiert. Dies entspricht in etwa 50 % Marktanteil bei Wohnungsneubauten (BDEW, 2013b). Wärmepumpen waren der am zweithäufigsten installierte Wärmeerzeuger mit einem Anteil von etwa 25 %.

Auch in bereits bestehenden Wohnungen sind erdgasbasierte Heiztechnologien mit einem Anteil von etwa 50 % vertreten. Im Jahr 2012 wurden 18,9 Mio. Wohnungen mit Erdgas beheizt (BDEW, 2013b). An zweiter Stelle folgt Heizöl mit etwa 11,1 Mio. Wohnungen (ebd.). Insgesamt sind also in etwa 49 % aller deutschen Wohneinheiten mit Erdgas beheizt. Vor diesem Hintergrund quantifizieren die folgenden Abschnitte den Beitrag erdgasbasierter Heizsystemen zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung im heutigen Wärmesektor.

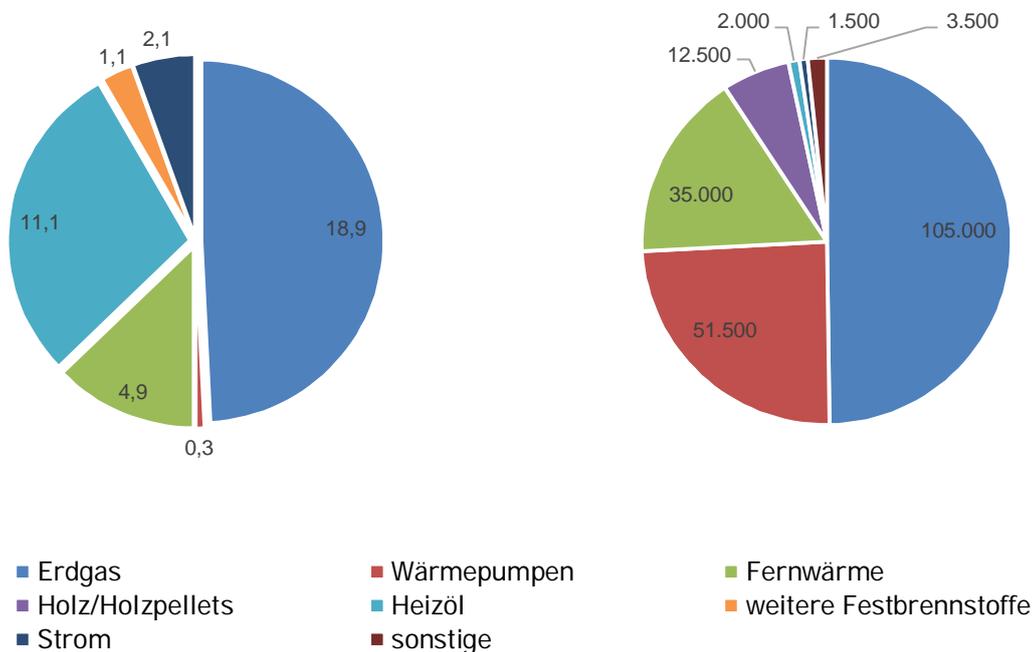


ABBILDUNG 4-2: ANZAHL BEHEIZTER WOHNUNGEN IN BESTAND (LINKS IN MIO.) UND NEUBAU (RECHTS) IM JAHR 2012. QUELLE: BDEW (2013B)

## 4.2 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Dieses Unterkapitel stellt zunächst das Wärmemarkt-Simulationsmodell DiscrHEat vor. Im Anschluss werden die verwendeten Daten und Annahmen sowie die Methodik zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und des dazugehörigen Erzeugungsmix erläutert.

#### 4.2.1 Das Wärmemarktmodell DiscrHEat

Das verwendete Simulationsmodell DiscrHEat<sup>9</sup> basiert auf detaillierten Mikrodaten zum Bestand privater Wohnimmobilien in Deutschland. Das Modell ermittelt für unterschiedliche Gebäudetypen und Baualtersklassen unter Berücksichtigung exogen gegebener Sanierungsraten für den Austausch von Heizsystemen und der Durchführung von Dämmmaßnahmen die Diffusion bestimmter Heizsysteme und Dämmungszustände in Bestand und Neubau. Die Ergebnisse der Simulation stellen mögliche Entwicklungen des jeweiligen Bedarfs an den verschiedenen Energieträgern sowie die bei der Wärmeerzeugung entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen dar.

Darüber hinaus ermöglicht DiscrHEat eine Berechnung der effizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und -potentiale für den Wärmemarkt privater Haushalte. Bei den angegebenen Werten zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist Folgendes zu berücksichtigen: In der Realität fallen für Haushalte noch zusätzliche nicht-beobachtbare Kosten (wie z.B. Informations-, Wechsel- und Finanzierungskosten) an, die über die reinen Kosten des Heizsystems und der Dämmmaßnahme hinausgehen und im Kalkül der Haushalte berücksichtigt werden. Diese wurden im Simulationsmodell mittels eines Discreet-Choice Ansatzes berücksichtigt. Bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven wird von diesen Kosten allerdings abstrahiert. Die errechneten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven stellen somit eine untere Schranke dar.

#### 4.2.2 Daten und Annahmen

Die in DiscrHEat verwendeten Daten und Annahmen finden sich in (Dieckhöner/Hecking, 2014). Preis- und Kostenparameter wurden für diese Studie aktualisiert. Als Grundlage hierzu dienten die Heizkostenvergleiche des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW, 2012 & BDEW, 2013a). Arbeitspreise für die verschiedenen Brennstoffe im Jahr 2013 stammen ebenfalls vom BDEW (BDEW, 2013a). Annahmen zur zukünftigen Energiepreisentwicklung basieren auf dem World Energy Outlook 2013 (IEA, 2013).

#### 4.2.3 Methodik zur Berechnung langfristiger CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten und des dazugehörigen Erzeugungsmix

Wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, ermöglicht das Simulationsmodell DiscrHEat unter anderem die Berechnung langfristiger CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, d.h. diejenigen Kosten, die bei der Einsparung einer zusätzlichen Einheit CO<sub>2</sub> im Wärmemarkt entstehen („Grenzkosten der CO<sub>2</sub> Vermeidung“). Da moderate Vermeidungsziele zu niedrigeren Kosten realisiert werden als ambitionierte, lässt sich für unterschiedliche Vermeidungsziele eine Vermeidungskostenkurve generieren. Basierend auf einem linearen Optimierungsprogramm berechnet das Simulationsmodell die kostengünstigste Strategie, d.h. diejenigen Heiztechnologiewechsel und Dämmmaßnahmen, die zu einer kosteneffiziente CO<sub>2</sub>-Vermeidung führen. Der Fokus liegt auf

---

<sup>9</sup> DiscrHEat: Discrete Choice Heat Market Simulation Model

dem Jahr 2015; es handelt sich demnach um eine sehr kurzfristige Optimierung. Ausgangslage ist der derzeit existierende Gebäudebestand (Stand: 2010).

Die Ermittlung der kurzfristigen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurve für das Jahr 2015 lässt sich in die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen sowie den damit verbundenen Mehrkosten unterteilen (vgl. Zähler und Nenner in Gleichung (1)).

### **Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen**

Für jeden im Modell erfassten Gebäudetyp (unterschieden nach Ein- und Mehrfamilienhaus, Baualtersklasse, Gebäudezustand und bisheriger Heiztechnologie) werden die bisherigen CO<sub>2</sub>-Emissionen berechnet. Anschließend wird jede potentielle Sanierungsmaßnahme (Dämm- /Heiztechnologiemassnahme) und die damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Einsparungen ermittelt. Hieraus ergibt sich die mögliche Vermeidungsmenge pro Sanierungsmaßnahme.

### **Berechnung der Mehrkosten**

Für jede potentielle Sanierungsmaßnahme werden die korrespondierenden Jahreskosten ermittelt. Da das Modell eine dynamische Fortschreibung der Restlebenszeit bestehender Technologien beinhaltet, kann bei der Ermittlung der Mehrkosten zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung zwischen nicht mehr funktionsfähigen und funktionsfähigen Heiztechnologien unterschieden werden. Im ersten Fall sind die entstehenden Mehrkosten diejenigen Kosten, die durch die Wahl der nicht-günstigsten Heiztechnologie entstehen (da das Gebäude ohnehin beheizt werden muss). Im zweiten Fall handelt es sich um eine vorgezogene Maßnahme. Die Kosten setzen sich hierbei zusammen aus der Summe aus Jahreskosten und Restwert der Altanlage, korrigiert um die eingesparten Verbrauchs- und Betriebskosten der Altanlage. Die Kosten der betrachteten Technologien und Maßnahmen sind um politische Vorgaben und Zuschüsse bereinigt, um volkswirtschaftlich aussagekräftige, d.h. unverzerrte, Aussagen ableiten zu können.

Mittels linearer Optimierung werden schließlich die Sanierungsmaßnahmen ermittelt, die für den Wärmesektor zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung führen. Die Ergebnisse der Analyse finden sich im folgenden Abschnitt.

## **4.3 Ergebnisse**

Dieser Abschnitt enthält die Ergebnisse zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung im Wärmesektor. Die folgende Grafik zeigt die notwendigen Grenzkosten (schwarze Linie) zur Umstellung des Heiztechnologie- und Gebäudeparks gemäß vorgegebenen Klimazielen sowie die korrespondierenden optimalen Technologiewechsel und Dämmmaßnahmen. Auf diese Weise kann die Frage beantwortet werden, zu welchen Minimalkosten und durch welche Heiztechnologiewechsel und Dämmmaßnahmen der Wärmemarkt bis zum Jahr 2015 umgestellt werden müsste, um unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Einsparziele zu erreichen.



negativen Vermeidungskosten eingespart werden.<sup>10</sup> Dies erklärt sich dadurch, dass der Ersatz alter, ineffizienter Heiztechnologien bestimmter Gebäude bereits betriebswirtschaftlich rational ist. In diesem Falle stellt die günstigste Ersatzanschaffung nicht nur keine Mehrkosten, sondern sogar eine Kostensenkung dar und generiert zudem eine CO<sub>2</sub>-Einsparung. Durch die eingesparten Verbrauchskosten ergibt sich somit ein wirtschaftlicher Vorteil bei gleichzeitiger Emissionsreduktion. Wie die Grafik zeigt, müssten unterhalb eines Einsparziels von 18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. in etwa 4 Mio. Gebäuden alte Gas- und Ölheizungen durch moderne Gas-Brennwertkessel ersetzt werden. Für vergleichsweise geringe Emissionseinsparziele ist die Erdgas-Brennwert-Technologie die kosteneffizienteste Vermeidungsoption. Dieses Ergebnis ist allerdings vor dem Hintergrund der Annahme zu interpretieren, dass sowohl Neu- als auch Altbauten im Modell Zugang zum Gasnetz haben oder haben könnten.

Neben alten Öl- und Gasheizungen gehören außerdem Stromheizungen, Wärmepumpen sowie Heizanlagen aus Erneuerbaren Energien zu den ausgetauschten Erzeugungsquellen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass diese bereits installierten Wärmeerzeuger aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Jahreskosten nicht zur effizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung beitragen und somit im Modell durch effizientere Technologien ersetzt werden.

Oberhalb einer Vermeidungskostenmenge von 18 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. geht jede weitere Einsparung mit Mehrkosten einher; die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten liegen im positiven Bereich. Dies impliziert, dass Wärmeerzeuger bereits vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer ersetzt werden müssen, um das Einsparziel zu erreichen. Funktionsfähige Heiztechnologien zu ersetzen ist kostspielig, da der Abbau im Prinzip einer Abschreibung des Restwerts auf null entspricht. So führt eine Emissionsreduktion von 27 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. zu Grenzvermeidungskosten von rund 158 EUR/t CO<sub>2</sub>-Äq..

Je ambitionierter das Einsparziel, desto höher die Anzahl der betroffenen Gebäude. Für besonders hohe Einsparziele muss sich der Anteil von Wärmeerzeugern mit geringen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen. Dies geschieht durch Dämmungen sowie (solargestützte) Pelletanlagen, die die noch funktionsfähigen Öl- und Gasheizungen ersetzen und somit den CO<sub>2</sub>-Gesamtausstoß des Wärmesektors reduzieren. Die Emissionsreduktion durch neu-installierte Pellet-Systeme und durchgeführten Dämmmaßnahmen geht mit einem drastischen Kostenanstieg einher. Ab einer angestrebten Reduktion von etwa 60 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. werden so immer weniger Erdgas-Brennwert-Anlagen installiert. Dies liegt daran, dass ambitionierte Einsparungen nur mit nahezu CO<sub>2</sub>-freien Heiztechnologien realisiert werden können. Diese zusätzlichen Einsparungen gehen jedoch mit höheren Kosten einher: Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten liegen für dieses Reduktionsziel bei etwa 300 EUR/t CO<sub>2</sub>-Äq.

Für Einsparziele unterhalb von 65 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq. besteht die kostengünstigste CO<sub>2</sub>-Einsparung hauptsächlich in der Installation von Erdgas-Brennwert-Anlagen. Je ambitionierter das

---

<sup>10</sup> Die angenommenen Gesamtemissionen des Wärmesektors in 2010 liegen bei 142 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äq.

Reduktionsziel ist, desto höher muss der Anteil überaus emissionsarmer Wärmeerzeuger sein, d.h. desto geringer der Einsatz von Erdgas-Brennwertkesseln als Ersatzmaßnahme. Die damit einhergehenden hohen annuisierten Jahreskosten geringemittlerender Ersatztechnologien resultieren in außerordentlich hohen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten.

#### 4.4 Mögliche Handlungsoptionen

Dieser Abschnitt skizziert mögliche wirtschaftspolitische Handlungsoptionen im Markt für Wärmeerzeuger. Dabei stehen ausschließlich volkswirtschaftlich legitimierte Maßnahmen im Vordergrund, d.h. wirtschaftspolitische Eingriffe, die ein nicht optimales Marktergebnis korrigieren. In diesem Fall entsteht das abweichende Marktergebnis dadurch, dass trotz Vorliegen negativer CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bestimmte Maßnahmen nicht durchgeführt werden. Informationsdefizite sowie nicht-internalisierte externe Kosten sind Auslöser für Marktversagen im Markt für Wärmeerzeuger und erfordern somit wirtschaftspolitische Eingriffe.

##### **Maßnahmen zum Abbau marktverzerrender Informationsdefizite**

Verbraucherseitige Informationsdefizite hinsichtlich Einsparpotential, Amortisationsdauer oder Finanzierungsmöglichkeiten hemmen Investitionen in geringemittlerende Heizungsanlagen und resultieren in einem verzerrten Technologiemarkt. Eine neutrale Informationsbereitstellung von öffentlicher als auch von nicht-öffentlicher Seite könnte dem entgegenwirken.

Des Weiteren ist das gesamtwirtschaftliche Kriterium der kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung kaum Bestandteil der Informationsbereitstellung. Staatliche Förderprogramme wie beispielsweise die „Förderung von effizienten Wärmepumpen“ des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erhöhen zwar den Anteil geringemittlerender Wärmeerzeuger und senken somit den sektorspezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß, jedoch geschieht dies nicht auf kosteneffiziente Weise (vgl. Ergebnisdarstellung in Abschnitt 4.3). Hieraus können fehlgeleitete Investitionsentscheidungen resultieren. Eine Erweiterung der Technologiebewertung um das Kriterium der Vermeidungskosten könnte hier Abhilfe schaffen.

##### **Politische Instrumente zur Internalisierung externer Kosten im Wärmesektor**

Bislang sind die durch stark CO<sub>2</sub>-emittierende Wärmeerzeuger entstehenden „externen“ Kosten für den Verbraucher nicht sichtbar. Folglich ist ein Heiztechnologiewechsel hin zu einem vergleichsweise weniger emittierenden Wärmeerzeuger aus einzelwirtschaftlicher Perspektive oft unvorteilhaft. Diese ineffiziente Allokation der gesamten volkswirtschaftlichen Kosten induziert Marktversagen, d.h. eine vom optimalen Marktergebnis abweichende Zusammensetzung des Heiztechnologiemix. Diese Art von Marktversagen kann durch eine sogenannte „Kosteninternalisierung“ korrigiert werden. Die Einbeziehung des Wärmemarktes in den CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel stellt in diesem Kontext eine Handlungsoption dar. Die Nutzer CO<sub>2</sub>-

emittierender müssten gemäß dem aktuellen europäischen CO<sub>2</sub>-Preis pro verbrauchter Mengeneinheit die verursachten Externalitäten internalisieren. Gasnetzbetreiber bzw. Öllieferanten müssten im Zuge ihres Brennstoffbezugs oder -verkaufs CO<sub>2</sub>-Zertifikate miterwerben.

## 5 PKW-SEKTOR

Zu Beginn des Jahres 2014 hat das Europaparlament neue CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für die Flotten europäischer Automobilhersteller festgelegt.<sup>11</sup> Ab dem Jahr 2020 soll der Grenzwert bei 95 Gramm pro gefahrenem Kilometer liegen. Im Vergleich zu den in 2015 geltenden Werten bedeutet dies eine weitere Reduktion um gut 25 %. Im Lichte weiterer Ambitionen zur Verringerung der Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen, wie z.B. der Euro-6-Norm, stellt sich aus ökonomischer Sicht die Frage nach den technologiespezifischen Vermeidungskosten alternativer Antriebssysteme gegenüber konventionellen Antriebssystemen. Als „alternative Fahrzeuge“ werden in diesem Zusammenhang Fahrzeuge mit Erdgas-, Elektro-, Hybrid- oder Plug-In-Hybrid-Antrieb bezeichnet. Diesel- und Benzinfahrzeuge werden unter dem Begriff „konventionelle Fahrzeuge“ subsumiert.

Dieses Kapitel berechnet technologiespezifische CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten alternativer Fahrzeugtechnologien gegenüber konventionellen Fahrzeugtechnologien und ermittelt auf diese Weise die kosteneffizienteste Vermeidungsoption. Für diese Vermeidungsoption wird anschließend eine normative Analyse durchgeführt, um zu quantifizieren, wie hoch die Diffusionsrate der identifizierten Vermeidungsoption sein müsste, um unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Minderungsziele zu erreichen. Die durchgeführte Analyse beschränkt sich hierbei auf den deutschen PKW-Sektor.

Der nächste Abschnitt gibt einen kurzen Überblick über die Entwicklungen im Erdgasfahrzeugmarkt und die derzeit bestehenden Markthemmnisse. Anschließend werden in Abschnitt 5.2 die Berechnungsmethodik sowie die Ergebnisse vorgestellt und diskutiert. Der letzte Abschnitt des Kapitels skizziert mögliche Handlungsoptionen.

### 5.1 Die Rolle von Erdgas im PKW-Sektor

Erdgas-PKW sind aus Verbrauchersicht ökonomisch vorteilhafter als konventionell angetriebene Fahrzeuge (EWI, 2013). Dennoch liegt der Anteil erdgasbetriebener PKW in Deutschland nur bei knapp 0,2 % des gesamten PKW-Bestands (KBA, 2014). Dies entspricht in etwa 79.000 PKW im Jahr 2013. Die nachstehende Grafik zeigt die absolute und relative Entwicklung der letzten sechs Jahre für Elektro-, Hybrid- und Erdgas-PKW. Obgleich die Anzahl an Erdgasfahrzeugen in den letzten Jahren höher lag als bei anderen nicht-konventionell angetriebenen Fahrzeugen, beobachtet man über die Jahre hinweg einen nahezu konstanten relativen Anteil. Im Gegensatz zu anderen alternativen Antrieben, deren Anteil sich in den letzten Jahren sichtbar erhöht hat,

<sup>11</sup> <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+IM-PRESS+20130422IPR07527+0+DOC+XML+V0//EN> (Zugriff: 22.04.2014)

kann daher davon ausgegangen werden, dass in naher Zukunft keine verstärkte Durchsetzung von Erdgasfahrzeugen erfolgt.

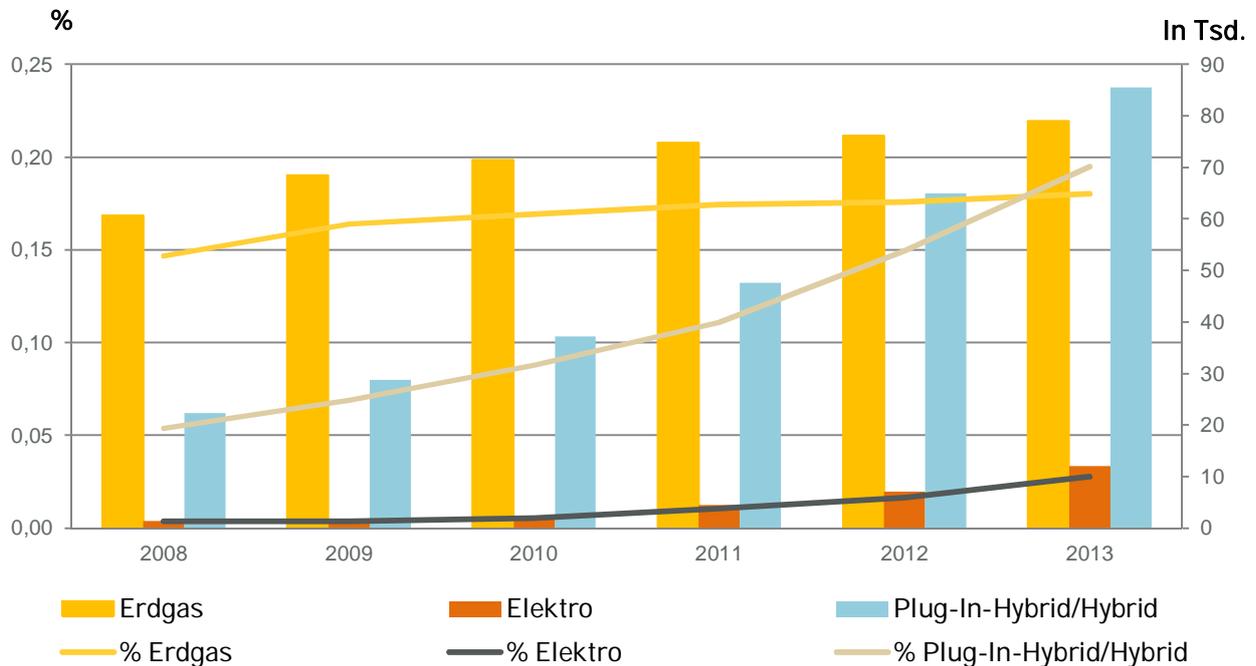


ABBILDUNG 5-1: RELATIVER UND ABSOLUTER ANTEIL ALTERNATIVER ANTRIEBSTECHNOLOGIEN AM PKW-BESTAND (KBA, 2014)

Die vergleichsweise geringe Marktdurchdringung erdgasbetriebener Fahrzeuge könnte unter anderem mit einer Reihe unterschiedlicher Markthemmnisse erklärt werden:

- Uneinheitliche **Preisdarstellungen** an Tankstellen führen dazu, dass der bei komprimiertem Erdgas vergleichsweise hohe Energiegehalt gegenüber konventionellen Antriebsstoffen dem Verbraucher nicht explizit vermittelt wird.
- Ein gegenüber konventionellen Fahrzeugen erhöhter **Anschaffungspreis** erschwert möglicherweise die Finanzierung und beeinflusst die Kaufentscheidung zugunsten konventioneller Fahrzeuge.
- Eine eingeschränkte Verfügbarkeit technologiespezifischer **Dienstleistungen** (z.B. Betankung, Wartung) und **Infrastruktur** (z.B. geringe Anzahl an Erdgastankstellen) erschweren die Marktdurchdringung.
- **Externe Kosten**, die durch die Emission von Treibhaus- und Luftschadstoffen entstehen und bei Erdgasfahrzeugen vergleichsweise niedrig sind, werden bei der Kaufentscheidung nicht berücksichtigt.
- Die zukünftige Entwicklung des Kraftstoffpreises betreffende sowie individuell wahrgenommene (Sicherheits-) **Risiken** erhöhen die Unsicherheit bei der Fahrzeugwahl.

## 5.2 CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Der Großteil alternativer Fahrzeuge emittiert weniger CO<sub>2</sub> pro gefahrenem Kilometer als das für die meisten konventionellen Antriebssysteme der Fall ist. Aus diesem Grund lassen sich für diese Fahrzeugauswahl Vermeidungskostenkurven erstellen. Hierbei wird jeweils ein alternatives Antriebssystem („Vermeidungsoption“) mit der den seit jeher den Markt dominierenden konventionellen Antriebstechnologie verglichen. Auf diese Art und Weise kann die kosteneffizienteste Vermeidungsoption abgeschätzt werden. Anschließend werden für diese Vermeidungsoption die für das Erreichen bestimmter Emissionsreduktionsziele notwendigen Marktanteile ermittelt. Die folgende Analyse stützt sich auf die derzeit am Markt verfügbaren PKW-Modelle.

### 5.2.1 Methodik zur Berechnung von CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven

Wie bereits in Abschnitt 2 erläutert, basiert das Vermeidungskostenkonzept zunächst auf der Identifikation einer Referenztechnologie. Im Gegensatz zu Erdgasfahrzeugen gibt es bei anderen alternativen Antriebstechnologien wie z.B. Elektrofahrzeugen meist kein konventionelles Fahrzeug derselben Modellfamilie (vgl. Fahrzeugdaten in Abschnitt 8.1). Aus diesem Grund wird bei der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für alle Antriebstechnologien ein gemeinsames mittelwertbasiertes konventionelles „Stellvertreter-Fahrzeug“ ermittelt. Somit gilt das aus den im Datensatz existierenden konventionellen Fahrzeugen generierte Stellvertreterfahrzeug als Referenzfahrzeug für die ebenfalls mittelwertbasierten alternativen Antriebstechnologien Erdgas, Plug-In-Hybrid, Hybrid sowie Elektro.

Der Kostenvergleich erfolgt auf Basis annuisierter Vollkosten bei verschiedenen Jahreslaufleistungen. Um Verzerrungen zu vermeiden, sind die Kraftstoffpreise um die Energie- und Mehrwertsteuer sowie um die Kfz-Steuer bereinigt. Analog hierzu werden die CO<sub>2</sub>-Einsparungen einer Alternativtechnologie gegenüber dem Referenzfahrzeug in Abhängigkeit verschiedener Jahreslaufleistungen ermittelt. Aus der Relation dieser beiden Kenngrößen lassen sich für unterschiedliche Fahrleistungen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berechnen. Die resultierenden Kostenkurven werden im folgenden Abschnitt diskutiert. Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass es sich aufgrund der (noch) kleinen Modellpalette alternativ-angetriebener PKW um kleine Stichproben handelt. Folglich kann bereits die Kostenstruktur eines einzelnen Fahrzeugs signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse haben.

### 5.2.2 Methodik zur Berechnung der Marktanteile der kosteneffizientesten Vermeidungsoption

Mit der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Methodik lässt sich die alternative Antriebstechnologie ermitteln, die am kosteneffizientesten zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung im PKW-Sektor beitragen kann. Für diese Antriebstechnologie werden im Folgenden die Marktanteile ermittelt, die notwendig sind, um bestimmte CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele im deutschen PKW-Sektor zu erreichen.

Um keine Annahme darüber treffen zu müssen, zu welchem Anteil bereits existierende Benzin- bzw. Diesel-PKW ersetzt werden, wird angenommen, dass ein PKW mit einem durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 180 g/km ersetzt wird. Mittels der Emissionseinsparungen der im Vorfeld identifizierten kosteneffizientesten Vermeidungsoption gegenüber diesem „Durchschnitts-PKW“ kann die Anzahl der alternativ angetriebenen Fahrzeuge ermittelt werden, die notwendig ist, um für den deutschen PKW-Sektor ein vorgegebenes Reduktionsziel zu erreichen.<sup>12</sup> Die Daten zur Anzahl der existierenden PKW (bereinigt um Wohnmobile und SCV) stammen vom Kraftfahrt-Bundesamt (KBA, 2014).

### 5.3 Ergebnisse

Abbildung 5-2 zeigt die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskostenkurven der Antriebstechnologien Erdgas, Elektro, Hybrid und Plug-In-Hybrid im Vergleich zu konventionellen Fahrzeugen in Abhängigkeit der Jahresfahrleistung. Für Fahrzeuge mit Elektro- und Plug-In-Hybrid-Antrieb erfolgt die Berechnung der Kraftstoffkosten sowohl mit als auch ohne die Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Umlage).

Der fallende Kurvenverlauf aller Antriebstechnologien zeigt, dass die Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung bei zunehmender Jahresfahrleistung abnehmen. Dies liegt darin begründet, dass die vergleichsweise höheren Anschaffungskosten der alternativen Fahrzeuge mit zunehmender Fahrleistung durch die eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen und vergleichsweise geringe Kraftstoffpreise überkompensiert werden.

Negative Vermeidungskosten, d.h. das Zusammenfallen ökonomischen und ökologischen Rationalen, werden je nach Antriebstechnologie ab unterschiedlichen Fahrleistungen erreicht. Die Break-Even-Jahresfahrleistung, d.h. die Mindestanzahl jährlich gefahrener Kilometer, die zum Erreichen negativer CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten notwendig ist, beginnt bei den ausgewählten Antriebstechnologien bei 13.000 km (Erdgas) und reicht bis in den sechsstelligen Bereich (Elektro). Bei Hybrid und Plug-In-Hybrid-Technologien liegt die Break-Even-Jahresfahrleistung bei 28.000 bzw. 47.000 km/a.

Unter der Annahme, dass die durchschnittliche Jahresfahrleistung für PKW bei etwa 16.000 km liegt, ist die Erdgastechnologie die einzige Technologie, für der bei unterdurchschnittlichen Jahresfahrleistungen negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten entstehen. Die Break-Even-Fahrleistungen für alle weiteren Technologien liegen weit darüber. Demnach lässt sich festhalten, dass eine kosteneffiziente CO<sub>2</sub>-Einsparung ausschließlich für Erdgasfahrzeuge und ggf. noch für Hybrid-Fahrzeugen unter realistischen Jahresfahrleistungen erfolgt. Das Potential zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist für Erdgas somit deutlich höher als das weiterer

---

<sup>12</sup> Die hierfür zugrunde gelegte Jahresfahrleistung liegt bei 16.000 km/a.

alternativer Mobilitätsoptionen. Die Integration der EEG-Umlage bei der Berechnung der Kraftstoffkosten für Plug-In-Hybrid und Elektrofahrzeuge ändert an diesem Ergebnis nichts.

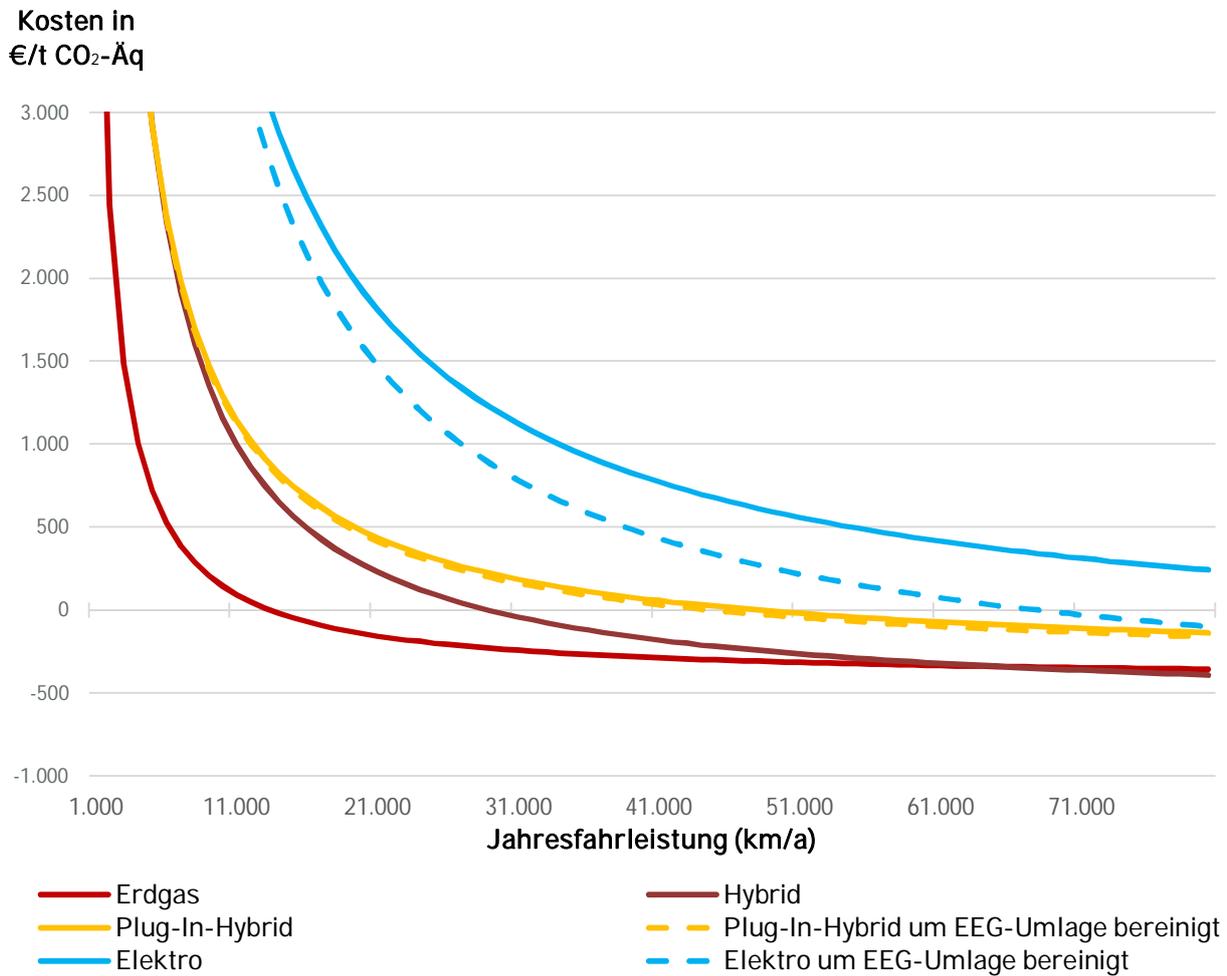


ABBILDUNG 5-2: CO<sub>2</sub>-VERMEIDUNGSKOSTEN FÜR VERSCHIEDENE ANTRIEBSTECHNOLOGIEN IN ABHÄNGIGKEIT DER JAHRESFAHRLEISTUNG

Nach der Identifikation von Erdgas als kostengünstigste CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption im PKW-Sektor soll nun die Frage beantwortet werden, wie hoch der Anteil an Erdgasfahrzeugen am heutigen PKW-Bestand sein müsste, um verschiedene Emissionsreduktionsziele zu erreichen. Als Grundlage hierfür dienen die Emissionen des PKW-Bestands vom 1. Januar 2014. Wohnmobile und Small Commercial Vehicles (SCVs) ausgenommen, belaufen sich diese bei einer durchschnittlichen Jahresfahrleistung von 16.000 km/a auf 121 Mio. t.<sup>13</sup>

<sup>13</sup> Die hierfür angenommenen durchschnittlichen Emissionsfaktoren belaufen sich auf 175 g/km für Diesel-PKW und 187 g/km für Superbenzin-PKW. Die Emissionen alternativer Fahrzeugantriebe wurden bei der Ermittlung der Gesamtemissionen des PKW-Sektors vernachlässigt.

Unter der Annahme, dass ein zusätzliches Erdgasfahrzeug 103 g/km CO<sub>2</sub> emittiert und den bereits in Abschnitt 5.2.2 eingeführten „Durchschnitts-PKW“ ersetzt, ergeben sich folgende Marktanteile für unterschiedliche Emissionsreduktionsziele:

TABELLE 5-1: ANZAHL BENÖTIGTER ERDGASFAHRZEUGE FÜR UNTERSCHIEDLICHE REDUKTIONSZIELE

Angestrebte Emissionsreduktion	10 %	20 %	30 %	40 %
Angestrebte Gesamtemissionen (Mio.t)	109,3	97,2	85,0	72,9
Anzahl benötigter Erdgasfahrzeuge (in Mio.)	9,8	19,6	29,4	39,2
Anteil benötigter Erdgasfahrzeuge (%)	23,7	47,4	71,0	94,7

Tabelle 5-1 zeigt, dass durch die Substitution konventioneller PKW durch Erdgasfahrzeuge ein CO<sub>2</sub>-Emissionsrückgang von 40 % realisiert werden könnte. Ambitioniertere Ziele lassen sich bei jetziger Bestandsgröße von ca. 41 Mio. PKW nicht erreichen. Um eine Erdgas-PKW-induzierte CO<sub>2</sub>-Reduktion von 10 % zu erlangen, bedürfte es hierzu knapp 10 Mio. Erdgas-PKW. Zum Vergleich: Der derzeitige PKW-Bestand liegt dieser Antriebstechnologie bei ca. 79.000. Mit steigendem Reduktionsziel nimmt der Anteil an Erdgas-PKW linear zu. Um einen 40 %igen CO<sub>2</sub>-Rückgang herbeizuführen, müssten so gut wie alle konventionellen Fahrzeuge durch Erdgas-PKW ersetzt werden. Eine weitere Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wäre darüber hinaus nur mit vergleichsweise geringer emittierenden Antrieben und damit zu höheren Vermeidungskosten möglich.

Die Berechnungen zeigen, dass die Vermeidungspotentiale durch Erdgas, der kosteneffizientesten CO<sub>2</sub>-Vermeidungsoption selbst bei erheblicher Neustrukturierung des PKW-Bestands relativ gering ausfallen. Somit steht die derzeit marginale Durchdringungsrate von Erdgas-PKW am Gesamtbestand einer effektiven CO<sub>2</sub>-Vermeidung im Wege.

## 5.4 Mögliche Handlungsoptionen

Den in Abschnitt 5.1 identifizierten Markthemmnisse kann mit einer Großzahl politischer Eingriffe begegnet werden. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind staatliche Maßnahmen jedoch nur dann gerechtfertigt, wenn Marktversagen vorliegt. Die uneinheitliche Preisausweisung und die fehlende Internalisierung externer Kosten durch Luftschadstoff- und Treibhausgasemissionen sind mögliche Auslöser für Marktversagen. Für diese beiden Punkte werden im Folgenden mögliche Handlungsoptionen skizziert.

### **Maßnahmen zum Abbau marktverzerrender Informationsdefizite**

Am 15. April 2014 hat das EU-Parlament eine Richtlinie verabschiedet, die eine einheitliche Preiskennzeichnung von Kraftstoffen in Bezug auf ihren Energiegehalt vorsieht. Diese Initiative zum Abbau von Informationsdefiziten beabsichtigt eine bessere Vergleichbarkeit der Kraftstoffarten für die Verbraucher. Die verabschiedete Richtlinie ist ein erster Schritt, um durch Informationsdefizite induziertes Marktversagen abzuschwächen. Unterschiedliche Umsetzungen der Richtlinie in den Mitgliedsländern könnten jedoch möglicherweise einer kompletten Eliminierung entgegenwirken. Demnach wäre aus ökonomischer Sicht eine einheitliche, europaweite Verordnung zur Kraftstoffpreisausweisung wünschenswert.

### **Politische Instrumente zur Internalisierung externer Kosten im PKW-Sektor**

Um einen aus ökonomischer Sicht optimalen Diffusionsgrad von Erdgasfahrzeugen zu erreichen, müssen die durch technologiespezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachten externen Kosten internalisiert werden. Denn erst wenn sich diese für die Gesamtheit entstehenden Kosten im Entscheidungskalkül des Verbrauchers wiederfindet, kann ein aus ökonomischer Sicht optimaler Technologiemitmix erreicht werden. Hierbei gilt zu berücksichtigen, dass existierende Steuervorteile (Kfz- und Energiesteuer) bereits heute möglicherweise Teilinternalisierungen herbeiführen.

Grundsätzlich kann vollständige Kosteninternalisierung beispielsweise in Form einer so genannten „Pigou-Steuer“ realisiert werden. Dazu erfolgt eine Besteuerung der CO<sub>2</sub>- oder Schadstoffemissionen, wodurch die Verbrauchskosten für Kraftstoffe erhöht und dadurch die privaten Kosten an die sozialen Kosten angenähert werden. Der Vorschlag einer Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Emissionswerten und Energiegehalt in die Besteuerung von Energieerzeugnissen greift diesen Mechanismus indirekt auf und wird derzeit auf EU-Ebene diskutiert. Eine direkte Internalisierung der Klimaexternalität wäre zudem in Form einer Ausweitung des europäischen Emissionshandels (European Union Emission Trading System) denkbar. Anstelle einer direkten Teilnahme der Verbraucher könnten dabei Tankstellenbetreiber in den Zertifikatehandel einbezogen werden. Diese könnten dann den Zertifikatspreis auf die Verbraucher umlegen, um Transaktionskosten möglichst gering zu halten.

## 6 AUSBLICK

Die vorliegende Studie hat gezeigt, dass Erdgas in den untersuchten Sektoren Strom, Wärme und PKW unter bestimmten Bedingungen die kostengünstigste Vermeidungsoption darstellt. Somit ist der erhöhte Einsatz von Erdgas aus volkswirtschaftlicher Sicht bis zu einem gewissen Einsparziel erwünscht. Dieses letzte Kapitel präsentiert Ausblicke für weitere Forschungsprojekte und dient damit der besseren Einordnung der Ergebnisse.

Zentrales Anliegen der vorliegenden Studie ist es, die mit der Einsparung von Kohlenstoffdioxid einhergehenden Kosten für die für am wahrscheinlichsten gehaltenen Marktgegebenheiten abzuschätzen („most-likely Szenario“). Um die Sensitivitäten der Ergebnisse zu prüfen, könnten in einem weiteren Schritt Annahmen wie z.B. Zinssätze oder Brennstoffpreise variiert werden. Die Berechnung verschiedener Szenarien würde einen robusten Ergebniskorridor für die Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung aufspannen.

Mit dem Fokus auf Kohlenstoffdioxid untersucht diese Studie zwar das Treibhausgas des Kyoto-Protokolls, das in der Politik am meisten Aufmerksamkeit erfährt, jedoch vernachlässigen die durchgeführten Analysen technologiespezifische Vor- und Nachteile hinsichtlich anderer Treibhaus- bzw. Luftschadstoffemissionen. Wie in Abschnitt 4.3 gezeigt, können Pelletheizungen beispielsweise einen wichtigen Beitrag zur kosteneffizienten CO<sub>2</sub>-Vermeidung leisten. Gleichzeitig entsteht durch Pelletheizungen eine höhere Feinstaubbelastung, die in der durchgeführten Analyse keine Berücksichtigung findet. Um dem Ziel, die Gesamtemissionen kostengünstig zu senken Rechnung zu tragen, müsste eine zukünftige Analyse die technologiespezifischen Emissionsfaktoren für andere Luftschadstoffe bzw. Treibhausgase berücksichtigen.

Eine weitere, an die vorliegenden Studie anknüpfende Forschungsarbeit, könnte der Frage nachgehen, in welchen Sektoren gesamtdeutsche Einsparziele wie das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ am kosteneffizientesten erreicht werden könnten. Auf diese Weise könnte quantifiziert werden, welche Einsparmengen in welchen Sektoren am kostengünstigsten realisiert werden könnten. Da die Sektoren in der vorliegenden Studie getrennt voneinander betrachtet wurden und die Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung einiger emissionsintensiven Sektoren (wie z.B. Industrie) nicht erfasst wurden, böte sich hiermit ein weiterer Anknüpfungspunkt für zukünftige Studien. In diesem Zuge könnte ebenfalls, analog zu den Sektoren Strom und Wärme, ein Bottom-Up-Modell für den PKW-Sektor erstellt werden.

## 7 LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan Strom. [http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2013\\_Teil\\_I.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/NEP_file_transfer/NEP_2013_Teil_I.pdf), 6. Mai 2014

BDEW (2012): BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2012.

BDEW (2013a): BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2013.

BDEW (2013b): Materialsammlung Erdgas , Kapitel 2: Das CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzial im Wärmemarkt. <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/erdgas-gehoert-zu-den-entscheidenden-problemloesern-der-energiewende-de>

BDH (2012): Marktentwicklung Wärmeerzeuger 2002-2012. [http://bdh-koeln.de/uploads/media/Pressegrafik\\_Marktentwicklung\\_2002-2012.pdf](http://bdh-koeln.de/uploads/media/Pressegrafik_Marktentwicklung_2002-2012.pdf), 12. Mai 2014.

BMWi (2014): Eckpunkte für die Reform des EEG. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, 10. Mai 2014

DAT (2014): Leitfaden über den Kraftstoffverbrauch, die CO<sub>2</sub>-Emissionen und den Stromverbrauch aller neuen Personenkraftwagenmodelle, die in Deutschland zum Verkauf angeboten werden (2. Quartal 2014). <http://www.dat.de/uploads/media/LeitfadenCO2.pdf>, 27. Mai 2014.

Dieckhöner, C., Hecking, H. (2014): Developments of the German Heat Market of Private Households until 2030: A Simulation Based Analysis. Zeitschrift für Energiewirtschaft, in Kürze erscheinend.

EWI (2011): Roadmap 2050 – a closer look. Cost-efficient RES-E penetration and the role of grid extensions. [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2011/Roadmap\\_2050\\_komplett\\_Endbericht\\_Web.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/Roadmap_2050_komplett_Endbericht_Web.pdf), 28. Mai 2014.

EWI (2013): Potentiale für Erdgas im Straßenverkehr – eine ökonomische Analyse.

Eurowind (2011): European data on wind speeds and solar radiation 2006-2011.

- FfE (2009):** Forschungsstelle für Energiewirtschaft. CO2 Verminderung in Deutschland. [http://www.ffe.de/download/langberichte/FfE\\_CO2-Endbericht\\_komplett.pdf](http://www.ffe.de/download/langberichte/FfE_CO2-Endbericht_komplett.pdf), 12.Mai 2014.
- IEA (2013):** World Energy Outlook 2013, Internationale Energieagentur, Paris.
- KBA (2014):** Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, Stand: 1. Januar 2014, Kraftfahrtbundesamt. [http://www.kba.de/ClIn\\_031/nn\\_1095470/SharedDocs/Publikationen/FZ/2014/fz13\\_2014\\_pdf,templateId=raw,property=publicationFile/pdf/fz13\\_2014\\_pdf.pdf](http://www.kba.de/ClIn_031/nn_1095470/SharedDocs/Publikationen/FZ/2014/fz13_2014_pdf,templateId=raw,property=publicationFile/pdf/fz13_2014_pdf.pdf), 12. Mai 2014.
- McKinsey (2007):** Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland. [http://www.bdi.eu/download\\_content/Publikation\\_Kosten\\_und\\_Potenziale\\_der\\_Vermeidung\\_von\\_Treibhausgasemissionen\\_in\\_Deutschland.pdf](http://www.bdi.eu/download_content/Publikation_Kosten_und_Potenziale_der_Vermeidung_von_Treibhausgasemissionen_in_Deutschland.pdf), 12. Mai 2014.
- NGVA (2013):** Natural and Biogas Vehicle Association. European NGV-shares in total vehicle market. <http://www.ngvaeurope.eu/european-ngv-statistics>, 12. Mai 2014.
- Nordhaus, W. D. (2008):** A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies. Yale University Press, 2008.
- Philibert, C (2009):** Assessing the value of price caps and floors. [http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Philibert\\_Climate\\_Policy.pdf](http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Philibert_Climate_Policy.pdf), 6. Mai 2014
- Richter, J. (2011):** DIMENSION - A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets, EWI Working Paper No. 11/03. [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Working\\_Paper/EWI\\_WP\\_11-03\\_DIMENSION.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_11-03_DIMENSION.pdf), 12. Mai 2014
- Stern (2006):** Stern Review on the Economics of Climate Change. [http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview\\_report\\_complete.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview_report_complete.pdf), 11. Mai 2014

## 8 ANHANG

### 8.1 PKW-Sektor

#### 8.1.1 Grundannahmen

Die in dieser Studie ermittelten Kennzahlen basieren auf einer Reihe von Annahmen, die in diesem Abschnitt dargestellt werden sollen. Allen Annahmen liegt das Bemühen zugrunde, die derzeitige Marktsituation durch grundsätzlich gültige Aussagen bestmöglich abzubilden.

##### *Zinssatz und Lebensdauer*

Für alle Berechnungen wird eine Diskontierungsrate von 5 % angenommen. Als Grundlage dient eine technische Haltedauer von zwölf Jahren.

##### *Volumenkonversion*

Um Kraftstoffkosten verschiedener Kraftstoffe mit unterschiedlichen Energiegehalten miteinander zu vergleichen, werden folgende Konversionsfaktoren angenommen: 1 kg H-Gas entspricht 1,5 Liter Super-Benzin bzw. 1,3 Liter Diesel.

##### *Kraftstoffpreise*

Die angenommenen Kraftstoffpreise sind Durchschnittswerte für das Jahr 2013. Die Berechnung von CO<sub>2</sub>- Vermeidungskosten erfolgt auf Basis der reinen Nettopreise, also bereinigt um MWSt, Kfz- Steuer sowie Energiesteuer.

##### *Fahrzeugklassen und durchschnittliche Jahreslaufleistung*

Es werden drei PKW-Fahrzeugklassen unterschieden: Kleinwagen, Kompaktklasse und Mittelklasse. Ferner wird eine durchschnittliche Jahreslaufleistung von 16.000 km/a angenommen.

#### 8.1.2 Fahrzeugdaten

Die in dieser Studie verwendete Modellpalette für Erdgasfahrzeuge basiert auf den derzeit in Deutschland verfügbaren PKW. Um eine hohes Maß an funktionaler Vergleichbarkeit zwischen Erdgasfahrzeugen und konventionellen Fahrzeugen zu gewährleisten, werden die Diesel- und Superbenzinfahrzeuge der entsprechenden Modellfamilie in den Datensatz integriert, die gegenüber dem Erdgasfahrzeug die höchste Übereinstimmung hinsichtlich verschiedener Ausstattungs- und Leistungsmerkmalen aufweisen. Da es für die weiteren alternativen PKW (Elektro, Hybrid, Plug-In-Hybrid) kein konventionelles Referenzfahrzeug gibt, werden, wie in Abschnitt 5.2.1 mittelwertbasierte Stellvertreterfahrzeuge ermittelt.

Die Liste, die der Auswahl der am Markt verfügbaren Erdgasfahrzeuge zugrunde liegt, wird quartalsweise von der Deutschen Automobil Treuhand (DAT) herausgegeben (DAT, 2014). Sie beinhaltet Kraftstoffverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionswerte für alle derzeit verfügbaren Modelle. Grundpreis, Fixkosten und Instandhaltungskosten wurden im April 2014 auf Basis des Fuhrparkkalkulators Easy+ der Carano Software Solutions GmbH ermittelt.<sup>14</sup> Hierbei handelt es sich um ein Tool, das sich diverser Datenbanken (DAT, ADAC, Schwacke und Dataforce) sowie Herstellerdaten bedient. Diese Software ist ein von Leasinggesellschaft anerkanntes Kalkulationssystem. Tabelle 8-1 gibt einen Überblick über die in der Analyse verwendeten ökonomischen und technologischen Parameter eines jeden Fahrzeugs. Analog hierzu enthält Tabelle 8-2 die techno-ökonomischen Parameter der Fahrzeuge mit weiteren alternativen Antriebstechnologien.

---

<sup>14</sup> [http://www.carano.de/easy\\_fuhrparkbeschaffung.html](http://www.carano.de/easy_fuhrparkbeschaffung.html).

TABELLE 8-1: FAHRZEUGDATEN (ERDGAS- UND KONVENTIONELL)

Modell	Kraftstoff*	Grundpreis [€]	Fixkosten [€ p.a.]	Instandhaltung [€/20.000 Km]	Verbrauch [l/100km] bzw. [kg/100km]	CO <sub>2</sub> Ausstoß [gCO <sub>2</sub> /km]	Kfz-Versicherung [€ p.a.]
Skoda Citigo	C	10.538	800	486	2,9	79	780
Skoda Citigo	S	8.836	805	486	4,2	98	780
Seat Mii	C	10.218	820	481	2,9	79	780
Seat Mii	S	8.580	805	481	4,2	98	780
Fiat Panda	D	11.756	919	589	3,9	104	1.020
Fiat Panda	C	13.101	1.038	507	3,1	86	1.020
Fiat Panda	S	11.000	1.045	533	4,2	99	1.020
Fiat Punto	D	13.269	1.144	654	3,5	90	1.020
Fiat Punto	C	13.353	818	507	4,2	115	1.020
Fiat Punto	S	11.252	1.119	625	5,7	132	1.020
VW up!	C	11.555	800	486	2,9	79	780
VW up!	S	9.895	805	486	4,2	98	780
Mercedes B-Klasse	D	25.625	1.226	729	4,2	114	1.020
Mercedes B-Klasse	C	27.200	1.074	599	4,4	117	1.020
Mercedes B-Klasse	S	24.050	1.136	750	5,9	137	1.020
VW Touran	D	25.168	1.267	613	4,8	125	1.020
VW Touran	C	26.155	1.084	651	4,7	128	1.020
VW Touran	S	22.941	1.173	635	6,8	159	1.020
Audi A3 Diesel	D	21.597	1.180	563	3,8	99	1.020
Audi A3 gtron	C	21.765	1.048	589	3,3	92	1.020
Audi A3 Super	S	19.916	1.104	595	5,3	123	1.020
VW Golf TDI	D	20.063	1.180	619	3,8	99	1.020
VW Golf TGI	C	21.345	1.048	651	3,5	94	1.020
VW Golf Super	S	19.076	1.098	643	5,2	123	1.020
Opel Zafira Tourer	D	23.740	1.179	830	4,1	109	1.020
Opel Zafira Tourer	C	23.824	1.090	830	4,7	129	1.020
Opel Zafira Tourer	S	20.546	1.199	640	7,2	168	1.020
Mercedes E-Klasse	D	40.860	1.267	909	4,4	114	1.020
Mercedes E-Klasse	C	42.010	1.072	842	4,3	116	1.020
Mercedes E-Klasse	S	37.060	1.154	935	6,1	142	1.020

Modell	Kraftstoff*	Grundpreis [€]	Fixkosten [€ p.a.]	Instandhaltung [€/20.000 Km]	Verbrauch [l/100km] bzw. [kg/100km]	CO <sub>2</sub> -Ausstoß [gCO <sub>2</sub> /km]	Kfz-Versicherung [€ p.a.]
VW Passat	D	27.332	1.238	609	4,7	123	1.020
VW Passat	C	27.878	1.062	660	4,3	117	1.020
VW Passat	S	21.517	1.143	830	6,1	144	1.020
VW Caddy	D	18.115	1.247	487	5,1	134	1.020
VW Caddy	C	18.945	1.152	525	5,7	156	1.020
VW Caddy	S	25.651	1.153	636	6,5	149	1.020
Opel Combo	D	17.483	1.255	488	5,2	138	1.020
Opel Combo	C	19.418	1.199	637	4,9	134	1.020
Opel Combo	S	16.680	1.145	507	6,3	147	1.020
Fiat Doblo	D	18.403	1.269	755	5,5	145	1.020
Fiat Doblo	C	19.370	1.096	637	4,9	134	1.020
Fiat Doblo	S	17.059	1.193	637	7,2	169	1.020
Fiat Fiorino	D	13.450	936	577	4,3	113	780
Fiat Fiorino	C	14.150	879	510	4,5	114	780
Fiat Fiorino	S	11.650	911	577	6,5	148	780
Fiat 500L	D	16.513	1.173	582	4,2	110	780
Fiat 500L	C	17.689	1.038	599	3,9	105	780
Fiat 500L	S	16.008	1.072	730	4,8	137	780
Fiat Qubo	D	14.874	946	633	4,5	119	780
Fiat Qubo	C	15.211	816	710	4,2	114	780
Fiat Qubo	S	13.193	917	834	6,6	152	780

\*D=Diesel, C=CNG, S=Super

TABELLE 8-2: FAHRZEUGDATEN (ELEKTRO, HYBRID, PLUG-IN-HYBRID)

Modell	Kraftstoff*	Grundpreis [€]	Fixkosten [€ p.a.]	Instandhaltung [€/20.000 Km]	Verbrauch [kWh/100km]	Verbrauch [l/100km]	CO2 Ausstoß [gCO2/km]	Kfz-Versicherung [€ p.a.]
Toyota Yaris	H	14.244	822	403		3,7	85	792
Toyota Prius	H	22.521	1.115	504		4	92	1.079
Toyota Auris	H	19.286	1.176	534		3,9	91	1.140
Toyota Prius+	H	25.126	1.135	585		4,4	101	1.100
Lexus CT	H	25.420	1.135	615		4,1	94	1.099
Lexus IS	H	30.840	1.712	555		4,7	99	1.484
Mercedes E 300	H	45.710	1.576	1.018		4,1	107	1.367
Toyota Prius	PI	30.714	1.115	484	5,2	2,1	49	1.079
Opel Ampera	PI	38.571	1.235	595	1,2	1,2	27	1.207
Renault Zoe	E	18.235	2.782	313	14,6		84	1.778
Smart fortwocoupé	E	19.899	1.481	413	15,1		87	667
Mitsubishi MiEV	E	24.622	695	500	13,5		78	650
Nissan Leaf	E	24.950	1.007	474	17,3		100	951
BMW i3	E	34.950	1.080	1.128	12,9		74	943
VW E-UP!	E	26.900	984	672	11,7		67	749

\*H=Hybrid, PI=Plug-In-Hybrid, E=Elektro