

Was Erdgas wirklich kostet: Roadmap für den fossilen Gasausstieg im Wärmesektor

von Isabel Schrems, Florian Zerzawy, Sunna Hügemann
und Peter Wieland

Juni 2021

 Forum
Ökologisch-Soziale
Marktwirtschaft

im Auftrag von

 EWS
Elektrizitätswerke
Schönau

Inhalt

In dieser Studie werden die Klimakosten des im Gebäudesektor verbrauchten Erdgases quantifiziert – inklusive der Methanleckagen in den Lieferketten. Es wird dargestellt, dass die Klimakosten von Erdgas bisher nur unzureichend eingepreist sind. Im zweiten Teil der Studie wird auf das technische Potenzial erneuerbarer Wärme im Gebäudesektor eingegangen. Dabei werden die Vor- und Nachteile der Nutzung von Solarthermie, Biomasse, Geothermie und Umweltwärme und der Abwärme der Industrie diskutiert. Es soll aufgezeigt werden, dass in Deutschland bereits im Jahr

2030 genügend erneuerbare Wärme erzeugt werden kann, um kurzfristig den Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas einzuleiten.

Wie der fossile Gasausstieg im Gebäudesektor konkret gelingen kann, wird anhand einer Roadmap dargestellt. Die Roadmap sieht einen Mix aus Preisinstrumenten und Ordnungs- und Planungsrecht vor und kann bis spätestens 2026 umgesetzt werden.

Herausgeber

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS)

Schwedenstraße 15a
13357 Berlin

Tel +49 (0) 30 76 23 991 – 30

Fax +49 (0) 30 76 23 991 – 59

www.foes.de - foes@foes.de

im Auftrag der EWS Elektrizitätswerke Schönau eG

Über das FÖS

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein überparteilicher und unabhängiger politischer Think Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger*innen und Multiplikator*innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben

durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

Bildnachweise

Foto Titelseite: Tolgart – iStock



Was Erdgas wirklich kostet

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Ziel der Studie	6
2	Klimakosten von Erdgas im Gebäudesektor.....	6
2.1	Klimakosten der Erdgasnutzung	6
2.1.1	CO ₂ -Emissionen	7
2.1.2	Methanemissionen	8
2.1.3	Klimaschadenskosten.....	9
2.2	Internalisierte Kosten	10
2.3	Internalisierungslücke	10
3	Technisches Potenzial erneuerbarer Wärme	12
3.1	Solarthermie	12
3.2	Biomasse	14
3.3	Geothermie und Umweltwärme	15
3.3.1	Oberflächennahe Geothermie	15
3.3.2	Umweltwärme	17
3.3.3	Tiefengeothermie	17
3.4	Abwärme aus der Industrie	18
3.5	Zwischenfazit: Gesamtpotenzial von 1.228 bis 2.183 TWh jährlich	18
4	Roadmap zum fossilen Gasanstieg im Gebäudesektor	20
4.1	Preisinstrumente	20
4.1.1	Weiterentwicklung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)	20
4.1.2	Bepreisung der Methanemissionen von Erdgas	21
4.1.3	Novellierung der Förderungen für KWK-Anlagen.....	22
4.1.4	Einführung von Austauschprämien für Gasheizungen	23
4.1.5	Gezielte Förderungen für Sanierungen mit hohen Effizienz-Standards.....	23
4.1.6	Ausbau der Förderung für effiziente Wärmenetze	24
4.2	Ordnungsrechtliche Instrumente	24
4.2.1	Anhebung der Energieeffizienzvorgaben für Gebäude	24
4.2.2	Mindestnutzungspflichten für erneuerbare Wärme - auch im Gebäudebestand.....	25
4.2.3	Einbauverbot für Gasheizungen	25
4.2.4	Nachscharfen der Austauschpflicht für Gasheizungen	26
4.3	Planerische Instrumente	26
4.3.1	Ausstieg aus dem weiteren Ausbau der Erdgas-Infrastruktur	26
4.3.2	Entwicklung und Neubau von kalten Wärmenetzen	27
4.3.3	Verpflichtung zur Erstellung kommunaler Wärmepläne	27
4.4	Zusammenfassung und Fazit	28
	Literaturverzeichnis	29

Zusammenfassung der Ergebnisse

Um die **Klimaziele** im Einklang mit dem Pariser-Klimaabkommen zu erreichen, müssen fossile Energieträger in allen Sektoren durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Die Notwendigkeit einer schnellstmöglichen **Dekarbonisierung des Energiesystems** ist angesichts der Klima-Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts Ende April 2021 noch einmal deutlich gestiegen. Während es für die Kohle bereits einen konkreten Ausstiegspfad gibt, ist das Ende des Einsatzes von klimaschädlichem Erdgas bisher noch nicht abzusehen.

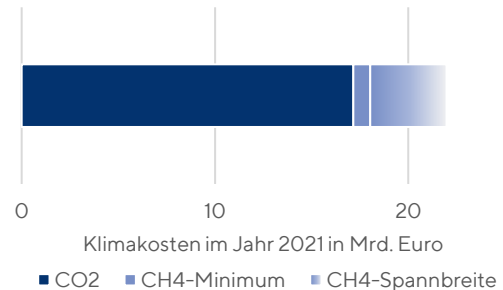
Der **Gebäudesektor** ist angesichts seiner bisherigen Zielverfehlung dabei eine der größten Herausforderungen. Er ist mit **16%** für einen bedeutenden Teil der deutschen **Treibhausgas-Emissionen** verantwortlich. Über **60%** der Treibhausgas-Emissionen im Gebäudesektor gehen auf die **Erzeugung von Wärme auf Basis von Erdgas** zurück.

In dieser Studie werden zunächst die **gesamten Klimaschadenskosten** des im Gebäudesektor verbrauchten Erdgases quantifiziert. Neben den CO₂-Emissionen, die in Deutschland bei der Verbrennung von Erdgas entstehen, werden auch Methanemissionen aus Förderung, Transport und Einsatz von Erdgas berücksichtigt. Anschließend wird das **Potenzial klimafreundlicher Wärmeoptionen** zur Substitution von Erdgas abgeschätzt und Maßnahmen dargestellt, mit denen der **Ausstieg aus der fossilen Wärme bis 2030** gelingen kann.

Die zentralen Ergebnisse:

- Insgesamt entstehen durch die Verwendung von Erdgas im Wärmesektor in Deutschland jährliche Treibhausgas (THG)-Emissionen **in Höhe von 91,5 bis 107,2 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten** – wovon 87,1 Tonnen verbrennungsbedingt aus CO₂-Emissionen stammen und rund 4,4 bis 20 Mio. Tonnen aus Methanleckagen entweichen. Zum Vergleich: die gesamten CO₂-Emissionen des Landes Berlin betragen im Jahr 2019 etwa 17 Mio. t CO₂.
- Im Jahr 2021 belaufen sich die durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor entstehenden Klimakosten auf rund **18 bis 21 Mrd. Euro**. Zwischen rund **0,9 und 4 Mrd. Euro** der Klimakosten entstehen durch das besonders klimawirksame **freiwerdende Methan** (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1: Klimakosten durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor im Jahr 2021 in Mrd. Euro



Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage von (UBA 2020a).

- Mit dem **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** ist zwar ein erster Schritt zur Internalisierung der Klimakosten von Erdgas gemacht. Um die Klimaschäden vollständig einzupreisen, muss der Preis aber deutlich stärker steigen und bis **2030** einen Preis in Höhe von **215 Euro pro Tonne CO₂** erreichen.
- Über das BEHG und die Energiesteuer sind bisher nur Klimakosten in Höhe von ca. 1,1 bis 1,3 ct/kWh eingepreist. Knapp 75% der Klimaschadenskosten sind derzeit noch nicht berücksichtigt.
- Der Preis von Erdgas inklusive nicht-internalisierter Klimakosten läge daher etwa **50% (bzw. 3 bis 3,5 ct/kWh) über dem aktuellen Gaspreis**.
- Die bisher **nicht-internalisierten Klimakosten** durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor betragen zwischen **13 und 15,2 Mrd. Euro** für das Jahr 2021 – knapp dreimal mehr als die Mittel, die zur Förderung der Energieeffizienz und erneuerbaren Energien im Gebäudebereich im Bundeshaushalt 2021 eingeplant sind.
- Je nach verwendeten Szenarien wird das **technische Potenzial** für Wärme aus **Solarthermie, Biomasse, Geothermie, Umweltwärme** und **Abwärme** aus der Industrie¹ im Jahr 2030 **mit 1.403 bis 2.183 TWh** beziffert. Es ist damit fast doppelt so hoch wie der heutige Endenergieverbrauch im Wärmesektor.

¹ Grundsätzlich ist industrielle und gewerbliche Abwärme keine Form der erneuerbaren Wärme.

Trotzdem kann ihre Nutzung einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors leisten.

- Damit ist es sehr wahrscheinlich, dass in Deutschland bis Ende des Jahrzehnts **genügend erneuerbare Wärme** für den Gebäudebereich erzeugt werden kann, so dass ein Ausstieg aus der Nutzung aller fossilen Energieträger, inklusive Erdgas, machbar ist.

Abbildung 2: Roadmap zum fossilen Gasausstieg im Gebäudesektor



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2 zeigt das **Maßnahmenpaket**, um den **Erdgasausstieg im Gebäudesektor** kurzfristig einzuleiten. Entscheidend dabei ist ein Mix aus Preisinstrumenten, ordnungsrechtlichen und planerischen Instrumenten:

- Der Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas zu Wärmezwecken sollte sofort durch eine **höhere CO₂-Bepreisung**, insbesondere über das BEHG, angereizt werden. Notwendig wäre ein ansteigender Preispfad, der **spätestens im Jahr 2030 die Höhe der Klimaschadenskosten (215 Euro/t CO₂) erreicht**.
- Zudem sollte die **Bepreisung der Methanemissionen von Erdgasgewinnung und -transport** vorgenommen und die Erfassung von Methanemissionen verbessert werden. In der Methanstrategie der EU sind dafür bereits Rechtsvorschriften vorgesehen, die noch in die Praxis umgesetzt werden müssen.
- Für eine erfolgreiche Wärmewende muss zudem das bestehende Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) reformiert werden und müssen **direkte**

Förderungen von erneuerbarer Wärme in KWK-Anlagen eingeführt werden. Bisher ist die Förderung bei Umstellung von Kohle auf Gas deutlich höher als bei Umstellung auf erneuerbare Wärme.

- **Erdgasheizungen dürfen nicht mehr gefördert werden**, auch nicht in Kombination mit erneuerbaren Energien. Die bestehenden Subventionen führen zu einem weiteren Technologie-Lock-In für die nächsten 15 bis 20 Jahre.
- Stattdessen sind weitere gezielte Förderungen wie **Austauschprämien für Gasheizungen, Sanierungen mit hohen Effizienz-Standards** sowie eine **Förderung für effiziente Wärmenetze** mit geringen Vorlauftemperaturen notwendig.
- Spätestens bei der Überprüfung des Gebäudeenergiegesetz (GEG) im Jahr 2023 sollten außerdem die Effizienzvorgaben für alle Gebäude deutlich verschärft und eine Austauschpflicht sowie das **Einbauverbot für Gasheizungen ab 2026** festgelegt werden.

1 Hintergrund und Ziel der Studie

Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 in Deutschland um 65% gemindert werden, 2045 soll Klimaneutralität erreicht werden (Bundesregierung 2021). Um die Klimaziele zu erreichen, müssen fossile Energieträger in allen Sektoren schnell durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden. Während es für die Kohle bereits einen konkreten Ausstiegspfad gibt, wird die Energieerzeugung auf Basis von Erdgas momentan noch als „Brückentechnologie“ dargestellt. Es ist jedoch klimapolitisch kurzsichtig, wegfallende Kohlekraftwerke durch einen stärkeren Einsatz von Erdgas zu ersetzen. Der **Ausstieg aus der Wärmeversorgung mit fossilem Gas** wird ebenfalls nötig. Abgesehen von vereinzelt politischen Diskussionen ist dieser bisher jedoch noch nicht abzusehen. Dabei werden mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes auch die Sektorziele für den Gebäudereich verschärft. 2030 dürfen nur noch 67 Mio. t CO₂äq ausgestoßen werden, d.h. die Emissionen müssen sich gegenüber heute fast halbieren.

In dieser Studie werden die **Klimakosten des im Gebäudesektor verbrauchten Erdgases** in Kapitel 2 quantifiziert. Es wird dargestellt, dass diese Kosten von Erdgas bisher nur unzureichend eingepreist sind. Neben den CO₂-Emissionen, die in Deutschland bei der Verbrennung von Erdgas entstehen, rückt zunehmend auch die Frage von Methanemissionen bei Förderung, Transport und Einsatz von Erdgas in den Fokus. Neueste Daten zeigen, dass die Klimaschädlichkeit von z.B. Fracking-Erdgas dadurch sogar höher ist als die der Braunkohle (EnergyWatchGroup 2019). Diese sogenannten Methanleckagen werden politisch bisher unzureichend adressiert.

In Kapitel 3 der Studie wird auf das **technische Potenzial klimafreundlicher Wärmeoptionen** im Gebäudesektor eingegangen. Dabei werden die Vor- und Nachteile der Nutzung von Solarthermie, Biomasse, Geothermie und Umweltwärme und der Abwärme der Industrie diskutiert. Es wird gezeigt, dass in Deutschland genügend erneuerbare Wärme erzeugt werden kann, um aus der Nutzung von Erdgas zur Wärmeerzeugung auszustiegen.

Wie der fossile Gasanstieg im Gebäudesektor konkret gelingen kann, zeigt eine **Roadmap** in Kapitel 4. Sie sieht einen Mix aus Preisinstrumenten, ordnungsrechtlichen und planungsrechtlichen Instrumenten vor, welche alle bis spätestens 2026 umgesetzt werden können.

Das Ziel der Studie ist zum einen ein Verständnis für die tatsächlichen Klimakosten der Erdgasnutzung im Gebäudesektor – inklusive der bisher wenig beachteten Methanleckagen in den Vorketten – zu schaffen und dadurch für die hohe Klimabelastung von Erdgas zu

sensibilisieren. Zum anderen soll mit der Roadmap dargelegt werden, welche Instrumente für eine schnelle Umsetzung des fossilen Gasanstiegs in Deutschland besonders relevant sind.

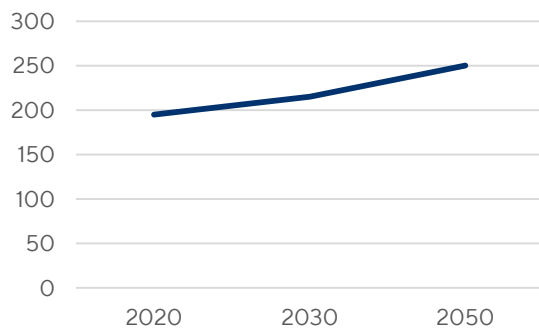
2 Klimakosten von Erdgas im Gebäudesektor

Unter **externen Kosten** bzw. **Externalitäten** werden in der Umweltpolitik Kosten verstanden, die nicht von den Verursachern selbst getragen werden, sondern bei der Gesellschaft oder Dritten anfallen. Die externen Kosten der Erdgasnutzung sind einerseits die Folgekosten des Klimawandels, welcher durch die Nutzung fossiler Energieträger wie Erdgas verstärkt wird, da dadurch klimaschädliche Emissionen wie CO₂ oder CH₄ entstehen. Andererseits werden bei der Verbrennung fossiler Energieträger auch weitere Luftschadstoffe frei, welche Gesundheitsschäden hervorrufen können. Im Folgenden werden die externen Kosten durch Luftschadstoffe jedoch nicht näher betrachtet. Es wird ausschließlich auf die Klimakosten der Erdgasnutzung im Gebäudesektor eingegangen.

Erdgas besteht zu einem Großteil aus dem Gas Methan (CH₄), welches eine sehr hohe Klimawirkung aufweist. Um die Klimakosten von Erdgas zu bestimmen, müssen neben den CO₂-Emissionen, welche bei der Verbrennung von Erdgas entstehen, auch die CH₄-Emissionen berücksichtigt werden, die bei Förderung, Transport und Lagerung freigesetzt werden.

2.1 Klimakosten der Erdgasnutzung

Das Umweltbundesamt (UBA) berechnet in seiner Methodenkonvention zur Schätzung von Umweltkosten regelmäßig den Umfang der externen Kosten. Im Jahr 2012 ging das UBA noch von externen Klimakosten in Höhe von 80 Euro₂₀₁₀/tCO₂äq aus (UBA 2012). Dieser Wert wurde in der Zwischenzeit aufgrund neuerer Forschungsergebnisse zum fortschreitenden Klimawandel **deutlich nach oben korrigiert**. So rechnet das UBA in der Methodenkonvention 3.1 (UBA 2020a) mit Klimakosten von 195 Euro₂₀₂₀/tCO₂äq, die im Zeitverlauf ansteigen (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Klimakosten in Euro₂₀₂₀/tCO_{2äq}

Quelle: (UBA 2020a)

2.1.1 CO₂-Emissionen

120 Mio. Tonnen, d.h. etwa 16% der deutschen Treibhausgasemissionen, stammten im Jahr 2020 aus dem Gebäudesektor (BMU 2021). Davon gehen über 60% auf die Erzeugung von Wärme auf Basis von Erdgas zurück². Andere eingesetzte fossile Energieträger im Wärmebereich sind Heizöl und in geringem Umfang Kohle.

Im Gebäudebereich wird Erdgas hauptsächlich dazu genutzt, Räume zu heizen (Raumwärme). Ein geringerer Anteil wird zudem für Warmwasser genutzt. In den Jahren 2010 bis 2019 wurden jährlich durchschnittlich rund 1.160 Petajoule (PJ) an fossilem Gas³ für die Raumwärme verwendet (BMW 2021a). Für Warmwasser wurden durchschnittlich jährlich zusätzlich rund 206 PJ aufgewendet (BMW 2021a). Insgesamt werden in Deutschland damit **jährlich** rund **1.366 PJ** (379 TWh) an Gas im **Gebäudesektor** verwendet. Das entspricht etwa 45% des in Deutschland verbrauchten Erdgases. Abhängig ist der jährliche Verbrauch von witterungsbedingten Schwankungen. 2010 – in einem Jahr mit einem besonders kalten Winter – wurde daher mit rund 1.324 PJ deutlich mehr Gas für die Raumwärme genutzt als durchschnittlich im betrachteten Zeitraum (BMW 2021a; UBA 2020b). Der Durchschnitt über zehn Jahre stellt damit einen „mittleren“ Verbrauch dar.

Laut UBA (2016) liegt der Emissionsfaktor von Erdgas bei durchschnittlich 55,8 t CO₂ pro Terajoule (TJ). Dementsprechend entstehen durch die Verwendung von Erdgas für Raumwärme und Warmwasser in

Deutschland jährlich verbrennungsbedingt etwa **76,2 Mio. t CO₂**.⁴

Rund 6,6% der Wohngebäude in Deutschland (entspricht 1,2 Mio. Wohngebäude) werden zudem mit Fernwärme versorgt (BDEW 2019). In den Jahren 2010 bis 2019 wurden jährlich durchschnittlich rund **212 PJ** an Erdgas für die Erzeugung von Fernwärme in Heizkraftwerken und Fernheizwerken eingesetzt (BMW 2021a). Insgesamt stammen rund 72% der Fernwärme aus biogen und fossil betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) (Prognos AG u. a. 2019).

Zur Bestimmung der Emissionsfaktoren bei KWK-Anlagen hat sich bisher kein Standardverfahren herausgebildet. Das UBA untersuchte in einer Studie beispielhaft für die Jahre 2000 und 2005 die Emissionsfaktoren der Bereitstellung von Fernwärme in Deutschland anhand verschiedener Methoden (UBA 2008). Eine der verwendeten Methoden stellt die Wirkungsgradmethode dar. Diese setzt die Einzel-Wirkungsgrade für Strom und Wärme (Verhältnis des Brennstoffeinsatzes zur erzeugten Strom- und Wärmemenge) ins Verhältnis zur Summe beider Wirkungsgrade. Die Emissionsanteile, welche der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen zuzuordnen ist ergeben sich anhand der beiden Quotienten (UBA 2008):

$$KWK\text{-Emissionsanteil}_{Wärme} = \frac{Wirkungsgrad_{Strom}}{(Wirkungsgrad_{Strom} + Wirkungsgrad_{Wärme})}$$

Setzt man diesen Emissionsanteil ins Verhältnis mit den durchschnittlichen Gesamtemissionen aus KWK-Kraftwerken in den Jahren 2010 bis 2019, ergibt sich die Menge an CO₂-Emissionen, die durchschnittlich der Wärmeerzeugung zuzurechnen ist. Hieraus kann anhand der durchschnittlich erzeugten Wärmemenge aus KWK-Anlagen⁵ der durchschnittliche Emissionsfaktor von Wärme aus KWK-Anlagen abgeleitet werden.

Im Ergebnis ergibt sich über die Jahre 2010 bis 2019 ein durchschnittlicher Emissionsfaktor von 179,4 t CO₂/TWh bzw. 49,84 CO₂/TJ für Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen.

Dementsprechend entstehen durch die Verwendung von Erdgas für die Erzeugung von Fernwärme jährlich etwa **10,9 Mio. t CO₂**.

² Ohne Emissionen aus der Fernwärme, die in der Emissionsbilanzierung der Bundesregierung dem Sektor Energiewirtschaft zugerechnet werden.

³ Neben Erdgas sind hier auch Flüssiggas, Raffineriegas, Kokereigas und Gichtgas enthalten.

⁴ Da hier der gesamte Gasverbrauch (nicht nur Erdgasverbrauch) berücksichtigt wird, handelt es sich hierbei um einen Maximalwert.

⁵ Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen für die allgemeine Versorgung, siehe Tabelle 5.3 in (AG Energiebilanzen e.V. 2020)

Durch die Nutzung von Erdgas für Raumwärme, Warmwasser und Fernwärme entstehen damit insgesamt jährlich verbrennungsbedingt rund **87,1 Mio. t CO₂** in Deutschland (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Verbrennungsbedingte CO₂-Emissionen für die Wärmeversorgung aus Erdgas im Gebäudesektor

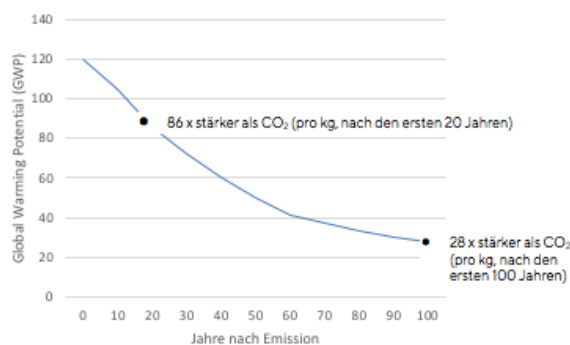
	Verbrauch p.a. in PJ (Ø 2010-2019)	CO ₂ -Emissionen p.a. in Mio. tCO ₂ (Ø 2010-2019)
Raumwärme	1.160	64,7
Warmwasser	206	11,5
Fernwärme	212	10,9
Gesamt	1.578	87,1

Quelle : eigene Darstellung

2.1.2 Methanemissionen

Erdgas besteht hauptsächlich aus **Methan** – einem extrem klimaschädlichen Gas, dessen Treibhauspotential das von Kohlendioxid um ein Vielfaches übertrifft. Um die Klimaschädlichkeit von Methan realistisch angeben zu können, ist der zugrunde gelegte Betrachtungszeitraum entscheidend. Betrachtet man einen Zeitraum von 100 Jahren, wie etwa in der Methodenkommunikation des Umweltbundesamtes, so ist Methan 28-Mal so schädlich wie CO₂ (UBA 2020a).⁶ Vergleicht man die Klimawirkung der Gase jedoch innerhalb der ersten **zwanzig Jahre** nach Freilassung in die Atmosphäre, so ist die Klimaschädlichkeit von Methan **86-Mal** so hoch wie die von **CO₂** (IPCC 2013) (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Klimawirkung von Methan im Zeitverlauf



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (IPCC 2013; UBA 2020a)

Da die nächsten zehn bis 20 Jahre ausschlaggebend dafür sein werden, ob das Erreichen von Klimakipppunkten noch verhindert werden kann, muss Methan hinsichtlich seiner kurzfristigen Klimawirksamkeit bewertet werden (Deutsche Umwelthilfe 2020a; EnergyWatchGroup 2019). Den Berechnungen in diesem Kapitel liegt daher der Faktor 86 zugrunde.

Aufgrund des hohen Treibhauspotentials von Methan stellen Methanleckagen bzw. Methanschluß ein großes Problem für das Klima dar. Methanschluß bezeichnet das **Entweichen von Methan während des Verbrennungsprozesses**. Methanleckagen treten entlang der gesamten Lieferkette von Erdgas auf: bei der Förderung, Produktion und Aufbereitung, beim Transport, der Verteilung und Speicherung sowie bei der Verwendung von Erdgas (Deutsche Umwelthilfe 2020a). So tritt Methan beispielsweise aus Bohrlöchern aus, entweicht während des Transports aus undichten Stellen in Pipelines und kann auch beim Prozess der Verbrennung in Form von nicht vollständig verbranntem Gas in die Atmosphäre gelangen. Hinzu kommt das beabsichtige Ablassen von Erdgas in die Atmosphäre, etwa bei Wartungen und Reparaturen der Ferngasleitungen (DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT/Fraunhofer ISI 2018).

Die Menge des Methans, das über diese Wege in die Atmosphäre entweicht, ist entscheidend für die Klimabilanz von Erdgas. Sie wird immer noch häufig unterschätzt – auch weil unabhängige Messungen und Studien hierzu oft nicht vorhanden sind (DIW 2021). So korrigierten beispielsweise erste unabhängige Messungen an Gasinfrastruktur in den USA die Angaben der US-Umweltbehörde um 60% nach oben (Alvarez u. a. 2018; Howarth 2015). Vorhandene Studien zu Methanverlusten gehen in vielen Fällen stark auseinander. Zum Beispiel weichen Angaben zu der Methanverlustrate von aus Russland stammendem Erdgas für das Jahr 2012 teilweise um einen Faktor 10 ab: während DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2016) diesen Wert mit 0,386% angibt, liegt der von NRI (2014) angegebene Wert bei 3,079% (BGR 2020) (siehe hierzu die Übersicht im Anhang).

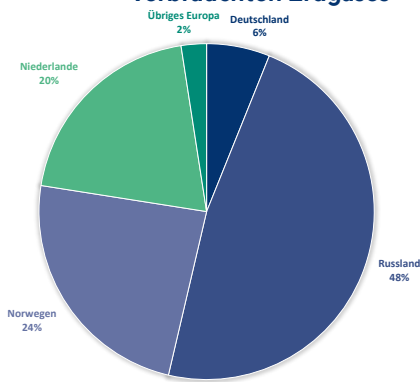
Für unsere Berechnungen geben wir daher eine Spannweite an Methanemissionen an.

Wie hoch die Methanemissionsraten sind, hängt zudem stark davon ab, aus welchem Land das Erdgas stammt. Deutschland bezieht sein Erdgas hauptsächlich aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Zudem wird ein Teil des Erdgasbedarfs aus Deutschland selbst gedeckt.

⁶ Laut dem Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ist Methan in den ersten 100 Jahren sogar bis zu 34 mal so schädlich wie CO₂. Die Annahmen des

Umweltbundesamtes können daher als konservativ angesehen werden (IPCC 2013)

Abbildung 5: Herkunft des in Deutschland verbrauchten Erdgases



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BDEW 2020; BDEW 2021; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021; Statista),

Für die Berechnungen der daraus resultierenden Methanemissionen wurden für Russland, Norwegen und die Niederlande aus den in der Literaturstudie der BGR (2020) analysierten Studien jeweils die jüngsten Bezugsjahre gewählt. Denn grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich Kontrollstandards und Technik mit den Jahren verbessern und die Methanleckagen daher in der Tendenz abnehmen. Für die etwa 2% des Erdgases, das Deutschland aus anderen europäischen Ländern bezieht, wurden die Werte für Norwegen und die Niederlande gemittelt. Als Grundlage für die Berechnungen der Methanemissionen des deutschen Erdgases wurden die Methanverlustraten aus IASS (2016) gewählt.

Die so berechneten Methanemissionen im Wärmesektor sind in Tabelle 2 dargestellt.⁷ Insgesamt ergeben sich Methanemission in Höhe von rund 4,4 bis 20 Mio. t CO_{2äq}. Der größte Teil der Methanemissionen stammt aus den Importen aus Russland: rund 3,4 bis 18,9 Mio. t CO_{2äq}. Rund 0,9 Mio. t CO_{2äq} stammen aus Deutschland.

Tabelle 2: Spannbreite der Methanemissionen durch den Erdgasverbrauch im Wärmesektor

Erdgasverbrauch im Wärmesektor	PJ	Methanemissionen in Mio. t CO ₂ -Äquiv.	
		Min	Max
Insgesamt	1.578	4,4	20,1
davon aus...			
Deutschland	96	0,9	0,9
Russland	751	3,4	18,9

⁷ Dabei wurde der durchschnittliche jährliche Erdgasverbrauch im Wärmesektor in den Jahren 2010 bis 2019 zugrunde gelegt.

Norwegen	376	0,02	0,1
Niederlande	317	0,1	0,2
Sonstiges Europa*	39	0,01	0,02

* entspricht gemitteltem Wert von Norwegen und den Niederlanden

Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage von (BGR 2020; IASS 2016)

Diese Berechnungen sind als konservativ anzusehen, da hier nur die Methanemissionen aus der Vorkette berücksichtigt sind. Methan, das bei der Verwendung von Erdgas entweicht, ist in diesen Berechnungen nicht enthalten, da es hierzu an belastbaren Daten mangelt. So ist etwa der Methanschluß in Blockheizkraftwerken und Gasthermen laut Bundesregierung noch nicht hinreichend erforscht (Deutscher Bundestag 2020).

Untersuchungen zu den Methanemissionen von Blockheizkraftwerken aus den Niederlanden (de Zwart u. a. 2012) sowie zu Wassererhitzern aus den USA (Lebel u. a. 2020) legen allerdings nahe, dass hier ein signifikanter Anteil des Methans entweicht. Es ist darum dringend notwendig, auch in Deutschland entsprechende Messungen durchzuführen.

Ein weiterer Grund, weshalb die Berechnungen als konservativ anzusehen sind, sind die laut Satellitendaten im Jahr 2020 um 40% gestiegenen Methanleckagen aus russischen Pipelines (European Space Agency 2021). Grund hierfür könnte unter anderem sein, dass an Inspektionen und Reparaturen gespart wurde, nachdem der Erdgaspreis aufgrund der COVID-19 Pandemie gesunken ist (Climate Home News 2021).

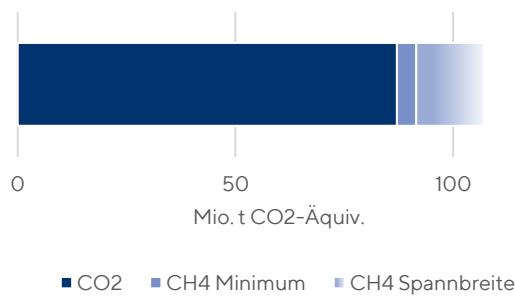
Um die Höhe der Methanverlustraten in Zukunft besser beurteilen zu können ist eine Verbesserung der Erfassung von Methanemissionen entscheidend. In der Methanstrategie der EU sind dafür Rechtsvorschriften für die obligatorische Messung, Berichterstattung und Überprüfung von energiebezogenen Methanemissionen vorgesehen (Europäische Kommission 2020). Laut eines aktuellen Reports des United Nations Environment Programme und der Climate & Clean Air Coalition (2021) stellt die Reduktion von Methanemissionen eine der kosteneffektivsten Strategien dar, um die Klimaerwärmung zu begrenzen und die Pariser Klimaziele einhalten zu können.

2.1.3 Klimaschadenskosten

Insgesamt entstehen durch die Verwendung von Erdgas im Wärmesektor jährliche THG-Emissionen in Höhe von **91,5 bis 107,2 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten** (Summe von CO₂- und CH₄-Emissionen) (siehe

Abbildung 6). Das ist wesentlich mehr, als der Sektor nach Klimaschutzgesetz im Jahr 2030 noch emittieren darf (67 Mio. t CO₂äq). Zum Vergleich: Die CO₂-Emissionen von Berlin betragen im Jahr 2019 etwa 17 Mio. t CO₂ (Tagesspiegel 2020).

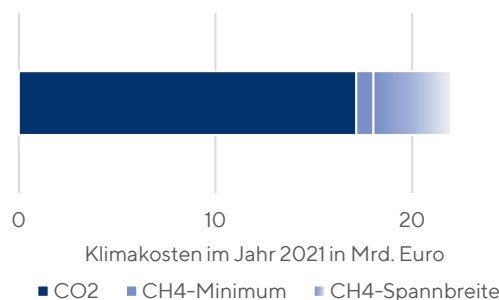
Abbildung 6: Treibhausgasemissionen durch Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor



Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage von (BGR 2020; IASS 2016)

Unter der Annahme, dass der Erdgasverbrauch im Gebäudesektor im Jahr 2021 dem durchschnittlichen Erdgasverbrauch in den Jahren 2010 bis 2019 entspricht, ergeben sich damit im Jahr 2021 Klimakosten in Höhe von rund **18 bis 21 Mrd. Euro**. Wie in Abbildung 7 dargestellt wird, entstehen durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor verbrennungsbedingt Klimakosten in Höhe von rund 17,2 Mrd. Euro (durch CO₂). Durch freiwerdendes Methan entstehen im Jahr 2021 zusätzliche Klimakosten zwischen rund 0,9 und 4 Mrd. Euro.

Abbildung 7: Klimakosten durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor im Jahr 2021 in Mrd. Euro



Quelle: eigene Berechnungen auf Grundlage von (UBA 2020a).⁸

⁸ Allerdings wurde für die Berechnung der Klimakosten von Methan der GWP-Faktor von 86 zugrunde gelegt.

2.2 Internalisierte Kosten

Ein Teil der Klimakosten wird bereits über das **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** bzw. bei der Fernwärme teilweise über den EU-ETS internalisiert. Der **CO₂-Preis** pro Emissionszertifikat im BEHG beträgt 2021 **25 Euro/ t CO₂** und steigt bis 2025 schrittweise bis auf 55 Euro/ t CO₂ an. Im Jahr 2026 existiert ein Preiskorridor mit einem Mindestpreis von 55 Euro und einem Höchstpreis von 65 Euro/ t CO₂. Ab 2027 ist bisher eine freie Preisbildung über den Markt geplant (DEHSt 2020a; FÖS 2020a).

Auch die **Energiesteuer** kann als eine anteilige Internalisierung von Klimakosten angesehen werden. Primär ist ihre Zielsetzung jedoch die Einsparung von Energie, unabhängig von der CO₂-Intensität der Erzeugung. Außerdem wird die Energiesteuer nicht auf die Energieerzeugung direkt erhoben, sondern auf den Energieverbrauch. Die Energiesteuer für Gas beträgt 0,55 ct/kWh (BMWi 2021c), bezogen auf den oberen Heizwert, und damit umgerechnet etwa 30 Euro/tCO₂.

Durch die freie Zuteilung im EU-ETS und die Kompensation von Unternehmen bestimmter Branchen im BEHG sowie durch Entlastungen bei der Energiesteuer für Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der Land- und Forstwirtschaft ist jedoch nicht der gesamte Einsatz von Erdgas für Raumwärme und Warmwasser mit CO₂-Preis und Energiesteuer belastet.

Ohne Berücksichtigung dieser Subventionen und weiterer Förderungen wie z.B. für KWK-Anlagen (siehe dazu Kapitel 4.1.3) ergibt sich für das Jahr 2021 eine Summe an internalisierten Kosten in Höhe von ca. 55 Euro/t CO₂.⁹ Bezogen auf die durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor freiwerdenden CO₂- und Methanemissionen ergeben sich bereits internalisierte Kosten zwischen rund 5 Mrd. und 5,9 Mrd. Euro für das Jahr 2021.

2.3 Internalisierungslücke

Im Jahr 2021 betragen die Klimakosten laut UBA Methodenkonvention 197 Euro/t CO₂. Rund 55 Euro/t CO₂ dieser Kosten werden über BEHG und die Energiesteuer bereits internalisiert. Daraus ergeben sich **nicht-internalisierte Kosten in Höhe von 142 Euro/t CO₂**. Diese sind als gesellschaftliche Klimakosten zu sehen, die von der Allgemeinheit getragen werden müssen, da sie nicht von den Verursachern getragen werden. Bezogen auf die Erdgasnutzung im Gebäude-

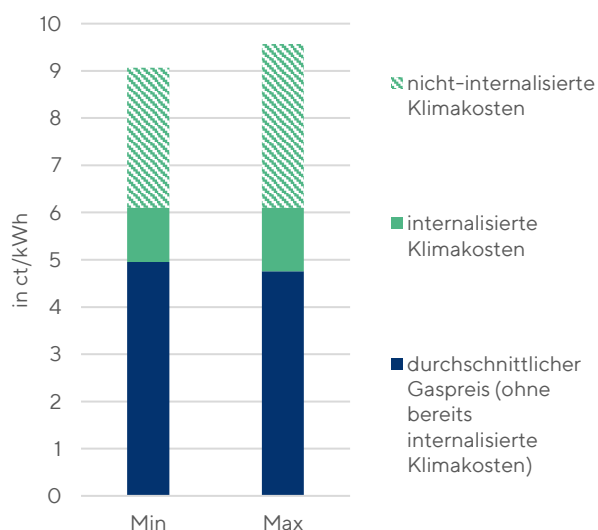
⁹ Die teilweise stattfindende Internalisierung der Klimakosten der Fernwärme durch den EU-ETS wird hierbei nicht berücksichtigt.

sektor ergeben sich in Summe nicht-internalisierte Klimakosten zwischen 13 und 15,2 Mrd. Euro für das Jahr 2021.

Knapp 75% der durch die Nutzung von Erdgas im Gebäudesektor entstehenden Klimakosten sind damit bisher noch nicht eingepreist.

Die nicht-internalisierten Klimakosten der Erdgasnutzung im Wärmesektor entsprechen 2021 rund 3 bis 3,5 ct/kWh.¹⁰ Diese Kosten sind im Preis für Erdgas nicht enthalten. Die internalisierten Klimakosten betragen dagegen nur rund 1,1 bis 1,3 ct/kWh. Würden die bisher nicht eingepreisten Kosten mit angerechnet, würde der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden (Ein-Familienhaus) von etwa 6,1 ct/kWh (BDEW 2021b) auf 9,1 bis 9,6 ct/kWh ansteigen. Der „echte“ Preis für Erdgas fällt daher um rund 50% höher aus als der Gaspreis, der heute durchschnittlich gezahlt wird (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8: "Echte" Gaspreise inkl. nicht-internalisierter Klimakosten



Quelle: eigene Berechnungen

Durch bestehende Subventionen für die Erdgasförderung und -nutzung (vgl. vorhergehendes Kapitel) steigt die Internalisierungslücke noch weiter an, so dass die hier ermittelten, nicht-internalisierten Klimakosten eine konservative Schätzung darstellen.

¹⁰ Unter der Annahme, dass 2021 so viel Erdgas im Gebäudesektor genutzt wird wie durchschnittlich in den Jahren 2010 bis 2019.

3 Technisches Potenzial erneuerbarer Wärme

Erneuerbare Wärme hat das Potenzial, Erdgas im Gebäudesektor künftig zu ersetzen. Entscheidend dafür ist aber, neben der Hebung der Potenziale erneuerbarer Wärmetechnologien, die Senkung des künftigen Wärmebedarfs (und damit der Erfolg von Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich). Die Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2016) geht davon aus, dass das Einsparpotenzial im Bereich Raumwärme und Warmwasser langfristig bei 51% gegenüber dem Status Quo (bezogen auf das Jahr 2015) liegt. Bis zum Jahr 2050 könnte der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser daher bis auf 390 TWh pro Jahr gesenkt werden (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2016). 2018 lag der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser bei ca. 757 TWh (BMWi 2020a). Prognos (2020) prognostizieren einen Endenergieverbrauch für Raumwärme von 636 TWh in 2025 und 582 TWh in 2030. Der Endenergieverbrauch für Warmwasser bleibt auf einem stetig niedrigen Niveau.

Dieses Kapitel zeigt die technischen Potenziale von Solarthermie, Biomasse und Geothermie sowie von Umweltwärme (inklusive der industriellen Abwärmennutzung) auf. Dabei werden die im Gebäudebereich relevanten strombasierten Anwendungen (insbesondere Wärmepumpen) miteinbezogen. Das technische Potenzial stellt den Anteil des theoretisch nutzbaren Potenzials dar, der durch bereits bekannte Technologien erschlossen werden kann. Energiewirtschaftliche und -politische Rahmenbedingungen werden in der Bestimmung des technischen Potenzials nicht berücksichtigt (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020). Es wird außerdem davon ausgegangen, dass einige der Potenziale in 2030 größer sind als

in 2050. Dies geht darauf zurück, dass bei einem bis 2050 stark reduzierten Nutzwärmeverbrauch auch die absoluten technischen Potenziale sinken. Die Deckungsanteile der erneuerbaren Technologien am gesamten, kleiner werdenden Endenergieverbrauch für Wärme steigen aber noch immer an (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

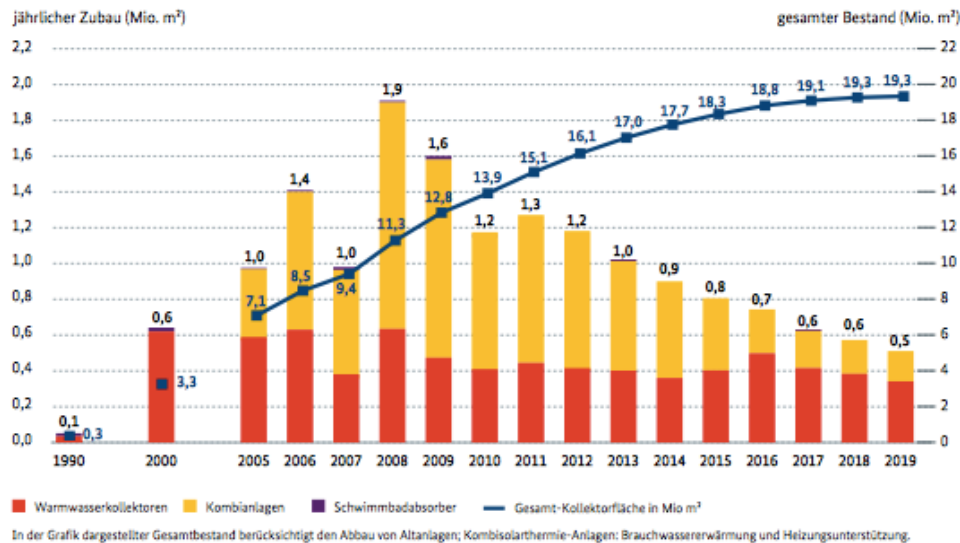
Die Nutzung der unterschiedlichen Technologien bringt verschiedene Vor- und Nachteile mit sich, welche im Folgenden diskutiert werden. Dabei wird auch auf die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Technologien unter den derzeitigen Rahmenbedingungen eingegangen.

3.1 Solarthermie

Solarthermische Anlagen wandeln die Sonnenenergie mittels Solarabsorbern oder -kollektoren in nutzbare Wärme um. Auf den meisten Gebäudedächern lassen sich solarthermische Anlagen installieren. Eine Installation ist jedoch nur sinnvoll, wenn die Dächer über ausreichend Fläche verfügen und nicht im Schatten liegen (BUND 2013).

Bislang deckt Solarthermie nur rund 0,7% des Endenergieverbrauch für Wärme¹¹ in Deutschland ab. Wie Abbildung 9 zeigt waren im Jahr 2019 rund 19,3 Mio. m² an solarthermischen Anlagen installiert. Die Installation neuer Anlagen ist jedoch seit einigen Jahren rückläufig und betrug zuletzt jährlich rund 0,5 Mio. m² (BMWi 2020b). Insgesamt lag die kumulierte Leistung solarthermischer Anlagen in Deutschland im Jahr 2019 bei rund 13,5 GW. Damit konnten im Jahr 2019 rund 8,5 TWh an Solarwärme gewonnen werden (BMWi 2020b). Die meisten Solarthermie-Anlagen findet man dabei auf Wohndächern, wo sie überwiegend zur Erwärmung von Warmwasser genutzt werden (Greenpeace 2015).

¹¹ Neben Raumwärme und Warmwasser ist hier auch der Endenergieverbrauch für Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte berücksichtigt.

Abbildung 9: Zubau und Bestand von solarthermischen Anlagen

Quelle: (BMWi 2020b)

Sehr ertragreich – jedoch abhängig von Sonneneinstrahlung

Verglichen mit anderen Formen der Sonnenenergie ist der Ertrag der Solarwärme besonders hoch. 40 bis 60% der Sonnenenergie kann in nutzbare Wärme umgewandelt werden (BUND 2013). Damit kann mit Solarthermie pro Quadratmeter etwa 60 mal so viel Wärme erzeugt werden als durch den Anbau von Biomasse (Greenpeace 2015).

Eine **Kilowattstunde Solarwärme** kostet je nach Anlagentyp zwischen **10 und 15 ct**. In großflächigen Solarthermie-Anlagen, wie sie derzeit bereits in Dänemark betrieben werden, liegen die Gestehungskosten mit 5 bis 8 ct/kWh noch deutlich niedriger (BUND 2013; SOLID u. a. 2018).

Solarthermische Anlagen produzieren im Sommer bei hoher Sonneneinstrahlung deutlich mehr Solarwärme als bei niedriger Solarstrahlung im Winter. 50% des jährlichen Heizbedarfes fallen jedoch in den Wintermonaten Dezember bis Februar an. Daher reicht die Solarthermie als alleinige Wärmequelle nicht aus (Deutsche Umwelthilfe 2020b).

Um eine ausreichende Wärmeversorgung sicherzustellen ist zusätzlich ein großer Wärmespeicher oder eine zusätzliche Heizquelle notwendig. Dezentral ist dies durch eine Kombination mit großen Warmwassertanks oder effizienten Wärmepumpen möglich. Allerdings könnte die durch Solarthermie gewonnene Wärme auch in Wärmenetze eingespeist werden, die mit niedrigen Temperaturen und einem saisonalen

Wärmespeicher arbeiten. In Dänemark ist dieses Konzept bereits sehr erfolgreich (Greenpeace 2015).

Potenzial: 151 bis 198 TWh jährlich

Eine umfassende Analyse des technischen solarthermischen Potenzials für Gebäude mit einer Wohneinheit ergab, dass Solarthermie bereits ohne weitere Maßnahmen 15 bis 25% des fossilen Endenergieeinsatzes für Wärme ersetzen kann (Wüstenrot Stiftung 2014). Werden zusätzlich Maßnahmen zur Optimierung der Gebäudehülle (Fenster, Fassade, Dach) oder Belüftung getroffen, liegen die Potenziale noch höher (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2018).

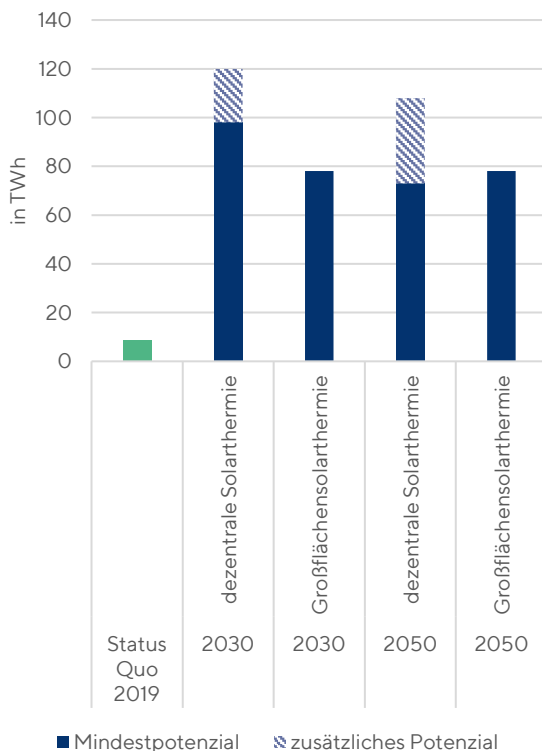
In einer Metaanalyse untersuchen das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg sowie das Hamburg Institut Research für die Bundesregierung das technische Potenzial von Solarthermie in den Jahren 2030 und 2050 auf Basis verschiedener Studien (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020). Die Potenziale werden dabei getrennt für Wärme- und Kälteerzeugung aus der dezentralen Nutzung im Gebäudebestand¹² sowie aus Großflächensolarthermie-Anlagen aufgeführt. Die Meta-Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass das technische Potenzial der dezentralen Solarthermie-Anlagen im Jahr 2030 bei jährlich rund 98-120 TWh bzw. im Jahr 2050 (aufgrund eines geringeren Wärmeverbrauchs) bei jährlich rund 73-108 TWh liegen wird. Das technische Potenzial für die Fernwärme-Versorgung aus zentraler Solarthermie liegt dagegen voraussichtlich bei jährlich 78 TWh sowohl im Jahr 2030 als auch im Jahr 2050

¹² Neben Solarthermie wird hier auch Photovoltaik berücksichtigt, die zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

(siehe Abbildung 10). In der Summe ergibt sich daraus ein Potenzial von 176 bis 198 TWh im Jahr 2030 und von 151 bis 186 TWh im Jahr 2050.

Im Vergleich zur heute genutzten Wärmeenergie aus Solarthermie zeigt sich ein **deutliches Potenzial** für eine **stärkere Nutzung**.

Abbildung 10: Technisches Potenzial von Solarthermie in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Status Quo



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BMWi 2020b; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)

3.2 Biomasse

Biomasse liefert bisher den größten Teil der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien. 12,8% des Endenergieverbrauchs für Wärme¹³ (d.h. 155,1 TWh) wurden im Jahr 2019 durch Biomasse abgedeckt (BMWi 2020b).

Rund 133,8 TWh wurden dabei allein aus biogenen Festbrennstoffen gewonnen.¹⁴ Bei der Nutzung in privaten Haushalten wird insbesondere Holz, einschließlich Holzpellets und Holzkohle, verwendet. Im Indust-

riesektor spielt zudem die Verwendung von Klärschlamm eine relevante Rolle. Zusätzlich konnten im Jahr 2019 rund 21,3 TWh des Energieverbrauchs durch Energie aus flüssiger und gasförmiger Biomasse gedeckt werden (BMWi 2020b).

Die **Wärmegestehungskosten** aus Biomasse unterscheiden sich stark – je nach Konversionstechnologie. Einer Analyse von Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH/Helmoltz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (2019) zufolge liegen diese zwischen **11,6 und 32,6 ct/kWh** (im Jahr 2020).

Flexibel nutzbar – aber nur begrenzt verfügbar und mit hohem Flächenverbrauch verbunden

Biomasse hat gegenüber anderen Technologien wie der Solarthermie den Vorteil, dass die Energie bereits in speicherbarer Form zur Verfügung steht. Daher ist Biomasse ganzjährig – auch im Winter – nutzbar und nicht auf externe Speicher angewiesen (Deutsche Umwelthilfe 2020b).

Allerdings ist die Nutzung von Biomasse mit einem vergleichsweise hohem Flächenverbrauch und teilweise negativen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden (Stiftung Umweltenergie recht 2015). Die Menge an Biomasse, welche nachhaltig verwendet werden kann, ist zudem begrenzt.

Gleichzeitig konkurriert die Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung auch mit anderen Verwendungsmöglichkeiten. Die Landflächen, auf denen Biomasse angebaut wird, können alternativ zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion verwendet werden. Zudem wird Biomasse in Deutschland auch stofflich vielseitig (u.a. in der Säge- und Holzwerkstoffindustrie, Papier- und Zellstoffindustrie und chemischen Industrie), als Kraftstoff genutzt (UBA 2013). Das zur energetischen Nutzung verfügbare Biomassenpotenzial ist daher begrenzt und muss möglichst effizient eingesetzt werden.

Potenzial: 16 bis 187 TWh jährlich

Aufgrund der Nutzungskonkurrenz der Biomasse ist die Bestimmung des technischen Potenzials für den Wärmesektor nur unter Verwendung bestimmter Kriterien möglich. Das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg und das Hamburg Institut Research weisen daher in ihrer Metaanalyse lediglich das wirtschaftliche Potenzial für Wärme aus Biomasse aus. Importierte Biomasse ist dabei nicht berücksichtigt, da Biomasseimporte aus Nachhaltigkeitsgründen sehr

¹³ Neben Raumwärme und Warmwasser ist hier auch der Endenergieverbrauch für Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte berücksichtigt.

¹⁴ Inkl. des biogenen Anteils des Abfalls, Klärschlamm und Holzkohle.

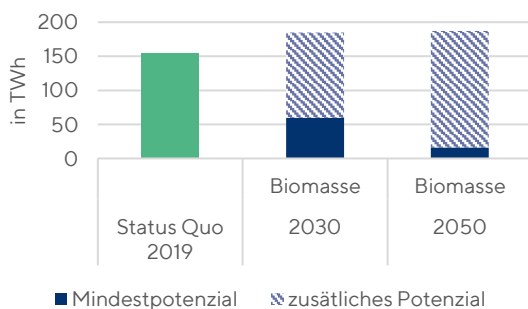
umstritten sind und sich zudem auf das nationale Potenzial konzentriert wird (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

Wie Abbildung 11 zeigt, unterscheiden sich die Prognosen über das wirtschaftliche Potenzial von Wärme aus Biomasse teilweise stark. Die Bandbreite für das Jahr 2030 reicht von 60 bis 185 TWh. Im Jahr 2050 sinkt das Potenzial auf 16 TWh bis 187 TWh (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)¹⁵.

Im Ergebnis zeigt sich, dass das **Potenzial** der Biomasse zur Wärmeversorgung schon **weitgehend ausgeschöpft** ist und im Vergleich zum Status Quo daher mit keiner weiteren relevanten Steigerung des Potenzials zu rechnen ist.

Es muss darüber hinaus beachtet werden, dass einige Formen der Biomasse wie Klärschlamm und Biogas ebenfalls Methan enthalten und daher Methanemissionen verursachen können.

Abbildung 11: Wirtschaftliches Potenzial von Biomasse in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Status Quo



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BMWi 2020b; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)

3.3 Geothermie und Umweltwärme

Bei der Geothermie wird zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden. Je

nach Tiefe unterscheidet sich die Temperatur der gewonnenen Wärme. Die Umweltwärme wird dagegen direkt aus der Umgebungsluft bzw. aus Oberflächen-gewässern gewonnen.

3.3.1 Oberflächennahe Geothermie

Oberflächennahe Geothermie reicht bis 400 m Tiefe und ist fast überall möglich. Häufig wird die oberflächennahe Geothermie der Umweltwärme zugerechnet. Diese beschreibt allgemein die Gewinnung von Wärme aus Außenluft und Oberflächenwasser (Deutsche Umwelthilfe 2020b). Hauptsächlich werden hierbei sogenannte Sole-Wasser-Wärmepumpen genutzt. Andere Formen der Wärmenutzung wie etwa Wasser-Wasser-Wärmepumpen, Wärmepfähle oder Erdwärmekollektoren werden weniger genutzt (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020). In der Regel werden die Wärmepumpen mit Strom betrieben. Inwiefern die Wärme aus Wärmepumpen tatsächlich aus erneuerbaren Energien stammt, ist daher vom Strommix abhängig.

Rund 14,7 TWh des Endenergieverbrauchs für Wärme stammte im Jahr 2019 aus oberflächennaher Geothermie bzw. Umweltwärme. Dies machte einen Anteil von rund 1,2% des Endenergieverbrauchs für Wärme¹⁶ aus (BMWi 2020b). In den letzten Jahren ist die Bereitstellung von Wärme aus Geothermie deutlich angestiegen. Dies geht insbesondere auf die zunehmende Installation von elektrischen Heizungswärmepumpen zurück. Im Jahr 2019 waren insgesamt 1,2 Mio. Wärmepumpen in Deutschland mit einer thermischen Leistung von 11,2 GW installiert (BMWi 2020b).

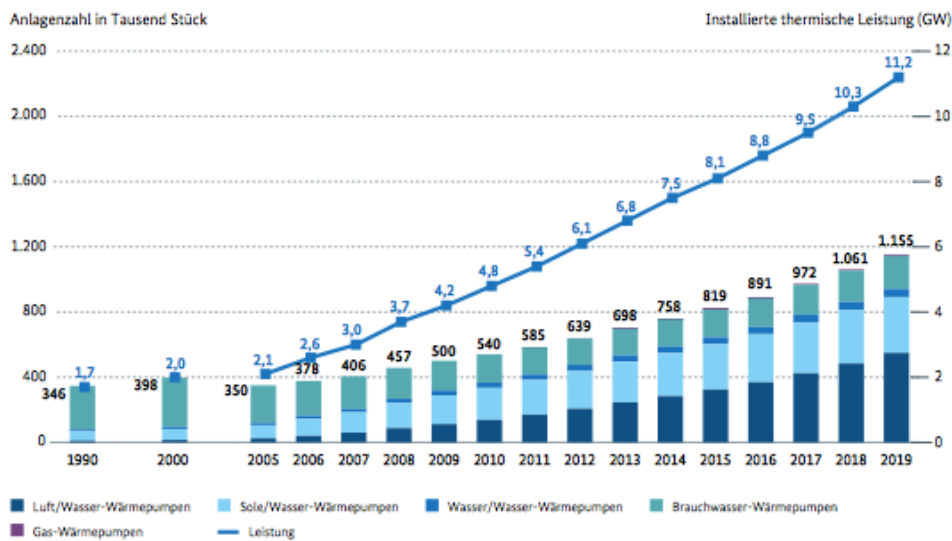
In fast 20% der Neubauten in Deutschland werden Erdwärme-Heizsysteme installiert. Technisch und wirtschaftlich ist die oberflächennahe Geothermie vor allem zum Heizen und Kühlen von Niedrig- und Passivhausbauten geeignet. Ein großes Erweiterungspotenzial der Nutzung oberflächennaher Geothermie liegt derzeit noch bei Bestandsbauten (Bundesverband Geothermie 2020).

¹⁵ In diesen Szenarien sind auch Deponie-, Klärgas- und Biogaspotenziale enthalten. In wenigen Studien wird das Potenzial für Wärme aus gasförmiger Biomasse separat ausgewiesen. In der Analyse wird ein geringes wirtschaftliches Potenzial von Klärgas in Höhe von 3 TWh im Jahr 2030 und für Biogas in Höhe von 0 bis

65 TWh angegeben (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

¹⁶ Neben Raumwärme und Warmwasser ist hier auch der Endenergieverbrauch für Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte berücksichtigt.

Abbildung 12: Entwicklung des Wärmepumpenbestands



Quelle: (BMWi 2020b)

Die Wärmegestehungskosten durch Wärmepumpen sind aufgrund höherer Investitionskosten relativ hoch. Zudem wird Strom in Deutschland mit höheren Steuern und Abgaben belastet als Erdgas (und auch Heizöl). Je nach Art, Größe und Standort der Pumpe liegen die **Wärmegestehungskosten bei 15 bis 20 Ct/kWh** (Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie/IfG 2014; Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk 2019). Derzeit liegen die Mehrkosten der Wärmegestehungskosten durch Wärmepumpen bei knapp 4 Ct/kWh (Gasheizung mit Brennwertechnik) (FÖS/Energy Brainpool 2019). Bei Fraunhofer ISI et al. (2020) liegt die Kostendifferenz im Vergleich zur Brennwertechnik sogar bei 5,3 Ct/kWh. Berücksichtigt man die Effizienz der Wärmepumpen, liegen die effektiven Energiekosten von Wärmepumpen jedoch auf oder unter dem Niveau von Erdgas und Heizöl. Bei einem relativ geringen Wärmebedarf benötigen elektrische Wärmepumpen nur ca. ein Fünftel bis ein Drittel der Strommenge, die eine Stromheizung benötigt. Sie ermöglichen dadurch eine sehr effiziente Stromnutzung (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2016).

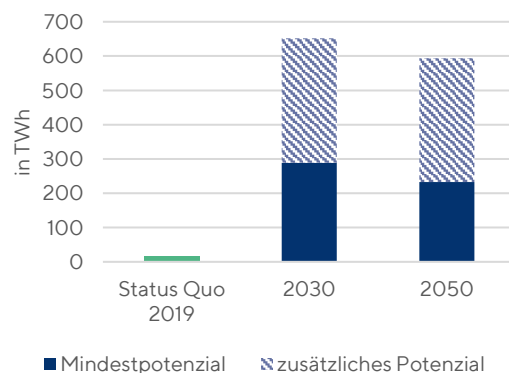
Potenzial: 233 bis 652 TWh jährlich

Das technische Potenzial für oberflächennahe Geothermie wird in verschiedenen Studien für das Jahr **2030 auf 289 bis 652 TWh** jährlich prognostiziert. Im Jahr 2050 ist dagegen aufgrund der Reduktion des

Wärmeverbrauchs mit einem Potenzial von 233 bis 594 TWh zu rechnen.

Die Spannweite fällt bei der Prognose des technischen Potenzials von dezentralen Wärmepumpen (Sole-Wasser-Wärmepumpen) deutlich geringer aus (207-244 TWh in 2030) als dies bei zentralen Wärmepumpen der Fall ist (82-408 TWh in 2030). Der Grund dafür ist, dass bei der Ermittlung des Potenzials zentraler Wärmepumpen u.a. das zukünftige Potenzial von Nahwärmenetzen sowie die Flächenverfügbarkeit entscheidend sein werden (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

Abbildung 13: Technisches Potenzial von Oberflächennahe Geothermie in 2030/2050 im Vergleich zu 2019¹⁷



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BMWi 2020b; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)

¹⁷ Im Status Quo wird hier die Summe der Wärmeerzeugung aus Oberflächen-Geothermie und Umweltwärme dargestellt.

3.3.2 Umweltwärme

Mittels Luft-Wärmepumpen, Wasser-Wasser-Wärmepumpen bzw. Wärmetauschern kann die Wärme der Umgebungsluft, von Oberflächengewässern sowie von Abwasser für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser genutzt werden.

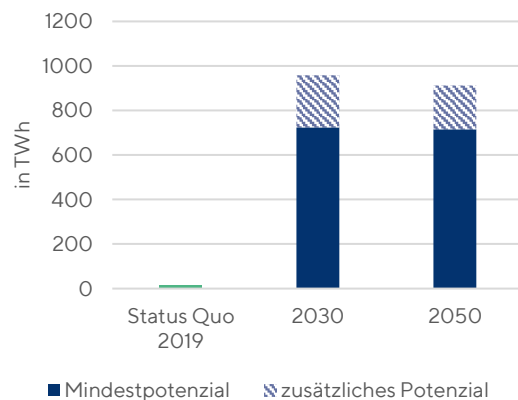
Die Umgebungsluft stellt grundsätzlich eine unerschöpflich nutzbare und standortunabhängige Wärmeressource dar, Luft-Wärmepumpen sind allerdings weniger effizient als andere Wärmepumpen. Für die Nutzung zentraler Wärmepumpen in Wärmenetzen stellen die hohen Vorlauftemperaturen in Bestandsnetzen häufig ein Hindernis dar (Hic Hamburg Institut Consulting GmbH/Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH 2021).

Bei der thermischen Nutzung von Oberflächengewässern existieren in Deutschland derzeit noch limitierende Faktoren. Die zu geringe Besiedlung in der Nähe von relevanten Wärmequellen sowie ein zu großer Abstand der Wärmesenke zur Wärmequelle stehen einer effizienten Nutzung der Technik noch häufig im Weg. Grundsätzlich bietet die Technologie jedoch die Möglichkeit, die großen Mengen an gespeicherter Wärme in Flüssen, Seen und Meeren nutzbar zu machen (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

Potenzial: 715 bis 958 TWh jährlich

Das technische Potenzial zur Nutzung von Umweltwärme wird auf 714 bis 958 TWh im Jahr 2030 bzw. 715 bis 913 TWh im Jahr 2050 geschätzt. Das größte Potenzial liegt dabei in der zentralen Nutzung von Umgebungsluft (318 bis 531 TWh im Jahr 2030). Das geringste Potenzial wird dagegen bei der energetischen Nutzung von Abwasser gesehen (36 bis 46 TWh im Jahr 2030) (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

Abbildung 14: Technisches Potenzial von Umweltwärme in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Status Quo¹⁸



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BMW 2020b; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)

3.3.3 Tiefengeothermie

Die Tiefengeothermie ist erst ab einer Tiefe von mindestens 1.000 m möglich und benötigt bestimmte geographische Gegebenheiten. In Deutschland begrenzt sich die Nutzung von Tiefengeothermie daher auf drei große Regionen: das Süddeutsche Molassebecken, das Norddeutsche Becken und den Oberrheingraben. Damit Tiefengeothermie wirtschaftlich betrieben werden kann, ist eine Verknüpfung mit Fernwärmenetzen oder eine direkte Wärmeabnahme durch große Industrieunternehmen notwendig (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2016).

Bisher ist die Nutzung von Tiefengeothermie sehr begrenzt. Im Jahr 2019 stammten rund 1,3 TWh des Endenergieverbrauchs von Wärme¹⁹ aus Tiefengeothermie (entspricht 0,1%) (BMW 2020b).

Sind die genannten Voraussetzungen gegeben, stellt die Tiefengeothermie als kontinuierlich verfügbare Wärmequelle mit technisch beherrschbaren Umweltauswirkungen jedoch eine sehr vorteilhafte erneuerbare Energieform dar (Bundesverband Geothermie 2020). Die Wärmegestehungskosten der Tiefengeothermie betragen heute rund 15 ct/kWh. Aktuelle Prognosen gehen jedoch davon aus, dass die **Wärmegestehungskosten künftig deutlich abnehmen werden** (2030: 11 ct/kWh, 2040: 7 ct/kWh und 2050 nur noch 4 ct/kWh) (Helmholtz-Zentrum Potsdam 2017).

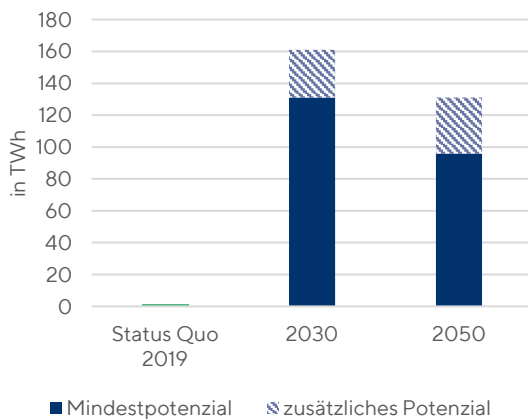
¹⁸ Im Status Quo wird hier die Summe der Wärmeerzeugung aus Oberflächen-Geothermie und Umweltwärme dargestellt.

¹⁹ Neben Raumwärme und Warmwasser ist hier auch der Endenergieverbrauch für Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte berücksichtigt.

Potenzial: 99 bis 161 TWh jährlich

Für die Tiefengeothermie kommt die Analyse des Instituts für Energie- und Umweltforschung Heidelberg und das Hamburg Institut Research zu dem Schluss, dass das technische Nachfragepotenzial für das Jahr 2030 zwischen 131 und 161 TWh beträgt. 2050 wird das Potenzial aufgrund des Rückgangs des Wärmebedarfs auf 99 bis 131 TWh geschätzt (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

Abbildung 15: Technisches Potenzial von Tiefengeothermie in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Status Quo



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BMWi 2020b; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)

3.4 Abwärme aus der Industrie

Originär stellt diese Technologie keine Form der erneuerbaren Wärme dar. Trotzdem kann die Nutzung von überschüssiger Abwärme aus industriellen bzw. gewerblichen Prozessen einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors leisten.

Beträgt die Temperatur der Abwärme über 300°C, wird sie insbesondere zur Stromerzeugung eingesetzt. Bei Temperaturen von 80 bis 300°C ist die Wärmenutzung meist wirtschaftlicher. Beträgt die Abwärme unter 80°C, so kann sie außerhalb des Betriebs meist nur durch den Einsatz von Wärmepumpen gewinnbringend eingesetzt werden (Hering u. a. 2018; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH u. a. 2019).

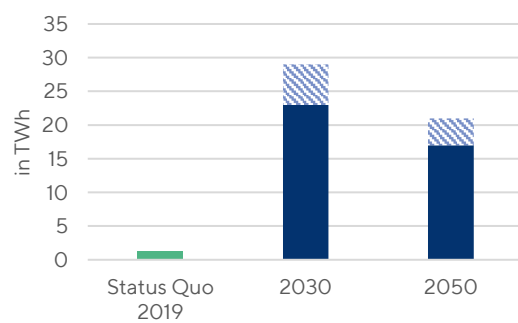
Inwieweit industrielle Abwärme wirtschaftlich zur Wärmeversorgung genutzt werden kann ist außerdem abhängig davon, wie weit die Industrieanlagen von Wärmenetzen entfernt sind (Hering u. a. 2018; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH u. a. 2019).

Potenzial: 17 bis 29 TWh jährlich

Eine Potenzialanalyse von ifeu u. a. (2019) kommt zu dem Ergebnis, dass in Deutschland theoretisch insgesamt rund 52 bis 63 TWh an industrieller Abwärme verfügbar sind. Von diesem Potenzial sind 11-13 TWh über bestehende Netze technisch nutzbar. Werden Netzpotenziale mitberücksichtigt, beträgt das technisch nutzbare Potenzial im Jahr 2030 sogar 23-29 TWh. Bis zum Jahr 2050 sinkt es durch die geringere Wärmenachfrage auf 17 bis 21 TWh (siehe Abbildung 16). Bisher werden jährlich etwa 1,3 TWh an industrieller Abwärme in das Wärmenetz eingespeist (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020).

Zusätzlich kann die Abwärme aus Wärmekraftwerken und der Abfallverbrennung genutzt werden.

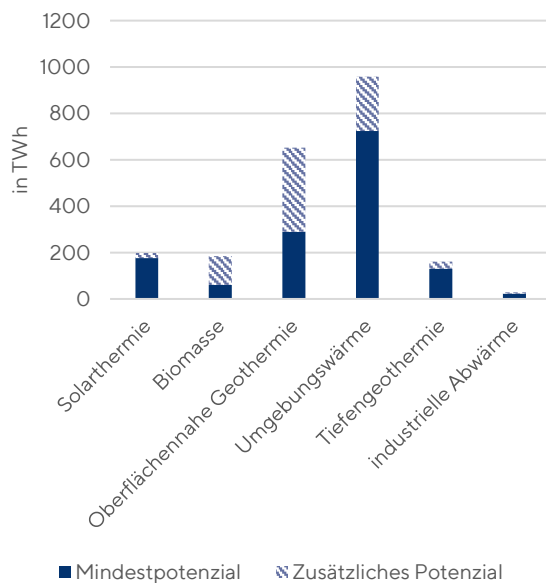
Abbildung 16: Technisches Potenzial von Industrieller Abwärme in den Jahren 2030 und 2050 im Vergleich zum Status Quo



Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von (BMWi 2020b; Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH/Hamburg Institut Research gGmbH 2020)

3.5 Zwischenfazit: Gesamtpotenzial von 1.228 bis 2.183 TWh jährlich

Obwohl ein großes technisches Potenzial an erneuerbarer Wärme existiert, unterscheiden sich die konkreten Prognosen teilweise sehr stark. Je nach verwendeten Szenarien reichen die Gesamtprognosen zur Nutzung von Wärme aus Solarthermie, Biomasse, Geothermie, Umweltwärme und Abwärme aus der Industrie **im Jahr 2030 von 1.403 bis 2.183 TWh** (siehe Abbildung 17). Aufgrund des zu erwartenden geringeren Wärmebedarfs im Jahr 2050, sinkt das technische Potenzial erneuerbarer Wärme bis dahin auf 1.228 bis 2.032 TWh.

Abbildung 17: Gesamtes technisches Potenzial erneuerbarer Wärme im Jahr 2030

Um das vorhandene Potenzial effektiv nutzen zu können, ist jedoch der Ausbau der Wärmenetze und saisonaler Wärmespeicher, sowie eine effiziente Verknüpfung des Strom- und Wärmesektors ausschlaggebend. (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. 2016). Wie dies gelingen kann, wird im nachfolgenden Kapitel aufgezeigt.

Die Analyse der Wärmegestehungskosten der verschiedenen Technologien hat zudem gezeigt, dass diese in den meisten Fällen heute noch über den Wärmegestehungskosten von Gasbrennwertkessel (rund 10 ct/kWh in einem Einfamilienhaus inkl. Steuern (Fraunhofer ISI/Karlsruher Institut für Technologie 2019)) liegen. Um erneuerbare Wärmetechnologien auch wirtschaftlich zu etablieren sind daher Förderungen bzw. ein effektiver CO₂-Preis notwendig (siehe Kapitel 4.1).

Heute werden etwa 1.578 PJ bzw. 438 TWh Erdgas für Raumwärme, Warmwasser und Fernwärme genutzt (davon 379 TWh für Raumwärme und Warmwasser). Sinkt der Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser bis 2050 um ca. 50%, wie von der Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2016) prognostiziert, würde der Wärmebedarf im Gebäudebereich im Jahr 2050 maximal rund 390 TWh betragen. Für 2030 wird ein Gesamtwärmeverbrauch in Gebäuden zwischen 487 und 706 TWh prognostiziert (Fraunhofer IWES/Fraunhofer IBP 2017). Betrachtet man die Bandbreite des technischen Potenzials zur Erzeugung erneuerbarer Wärme in den Jahren 2030 und 2050, ist es also sehr wahrscheinlich, dass in Deutschland genügend erneuerbare Wärme erzeugt werden kann, um aus der Nutzung von Erdgas auszusteiern.

4 Roadmap zum fossilen Gasausstieg im Gebäudesektor

Um das technische Potenzial auch tatsächlich nutzen zu können und den fossilen Gasausstieg im Gebäudesektor weiter vorantreiben zu können, sind in den nächsten Jahren einige politische Schritte notwendig.

Die Roadmap sieht einen **Mix aus Preisinstrumenten, ordnungsrechtlichen und planerischen Instrumenten vor** (siehe Abbildung 18). All diese Instrumente könnten bis 2026 umgesetzt werden. In dem folgenden Kapitel werden die einzelnen Instrumente dargestellt und kurz auf deren zeitliche Umsetzbarkeit eingegangen.

Abbildung 18: Roadmap zum fossilen Gasausstieg im Gebäudesektor



Quelle: eigene Darstellung

4.1 Preisinstrumente

Damit erneuerbare Wärme finanziell attraktiver wird und das technische Potenzial umfassend genutzt werden kann, müssen die in Kapitel 2 dargestellten Klimakosten beim Erdgaspreis internalisiert werden. Ein Teil der Klimakosten wird bereits heute über das BEHG und die bestehenden Energiesteuern eingepreist. Wie in Kapitel 2 deutlich wird, ist der Großteil der Klimakosten von Erdgas jedoch noch nicht internalisiert. Die bestehenden Preisinstrumente müssen daher weiterentwickelt und ggf. um weitere Instrumente zur Adressierung der Methanleckagen ergänzt werden, um einen relevanten Beitrag zum fossilen Gasausstieg im Gebäudesektor leisten zu können.

4.1.1 Weiterentwicklung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)

Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) hat Deutschland die CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger im Wärmebereich eingeführt. Umgerechnet auf

den Energiegehalt zeigt sich jedoch, dass die Preisaufschläge auf Erdgas durch die im BEHG festgelegten CO₂-Preise in den nächsten Jahren moderat ausfallen. Der CO₂-Preis zur Einführung in diesem Jahr liegt bei etwa 0,5 ct/kWh und steigt bis 2025 auf etwa 1 ct/kWh (Tabelle 3).

Tabelle 3: CO₂-Preis im BEHG und Auswirkungen auf Energiepreise

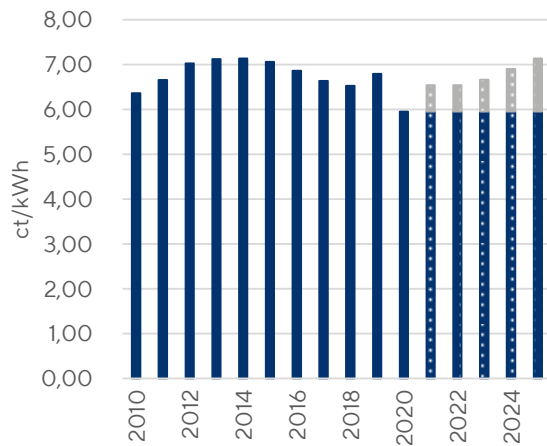
	CO ₂ -Preis (Euro/t)	Erdgas (ct/kWh)
2021	25	0,5
2022	30	0,5
2023	35	0,6
2024	45	0,8
2025	55	1,0

Quelle: DEHSt 2020. Umgerechnete Preise ohne Mehrwertsteuer

Ausgehend vom durchschnittlichen Endkundenpreis 2020 läge der Endkundenpreis mit CO₂-Preis im Jahr 2021 in etwa auf dem Niveau von 2018 und unter dem Durchschnitt der letzten 10 Jahre. Bleiben die anderen Preisbestandteile auf diesem niedrigen Niveau, würde

der Gaspreis erst im Jahr 2025 den Stand von 2013/2014 erreichen (Abbildung 19).

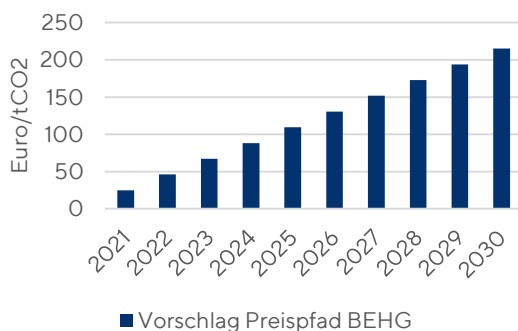
Abbildung 19: Entwicklung der Erdgaspreise (ab 2021 mit CO₂-Preis, ct/kWh)



Quelle: BMWi 2020; Preise ab 2021 auf Basis Preisniveau Juni 2020 (vor Absenkung der Mehrwertsteuer) zzgl. CO₂-Preis inkl. Mehrwertsteueranteil (graue Balken), jeweils nominale Preise

Im Vergleich zu den Klimakosten (Kapitel 2) wird deutlich, dass das BEHG bisher nur einen geringen Teil internalisiert. Zudem ist unklar, wie sich der Preis entwickelt, wenn er ab 2027 frei über den Markt bestimmt wird. Um einen wirksamen Beitrag zum Gasanstieg im Wärmesektor zu leisten, sind deutlich höhere CO₂-Preise nötig. Notwendig wäre ein ansteigender Preispfad, **der spätestens im Jahr 2030 die Höhe der Klimaschadenskosten (215 Euro/t CO₂) erreicht** (Abbildung 20). Dies könnte über die Anpassung der Zertifikatspreise in der Festpreisphase bis 2025 und über die Festlegung von Mindestpreisen in der Marktphase ab 2026 sichergestellt werden. Mit einem verlässlichen (Mindest-)preispfad ist Planungssicherheit gegeben. Das ist insbesondere für private Akteure, die sich darauf verlassen wollen, dass sich die Investition in erneuerbare Wärme auch ökonomisch rechnet, von großer Bedeutung.

Abbildung 20: Vorgeschlagener Preispfad im BEHG bis 2030



Quelle: eigene Darstellung

Eine Anpassung des Preispfades könnte schnell und unkompliziert umgesetzt werden. Bereits im Klimaschutzprogramm 2030 (Bundesregierung 2019) wurde eine weitere **Senkung der EEG-Umlage** bei steigenden Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung beschlossen. Als erster Schritt hin zu einer grundsätzlichen Reform des Systems der Steuern, Abgaben, Entgelte und Umlagen auf Strom kann sie dazu beitragen, die Sektorkopplung im Wärmebereich anzureizen und z. B. den Einsatz von Wärmepumpen attraktiver zu machen. Daneben sollten die Einnahmen aus einem höheren Preispfad aber auch für Klimaschutzinvestitionen genutzt werden, wie z.B. für attraktive Austauschprämien für Gasheizungen (siehe Kapitel 4.1.4). Die im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung (Bundesregierung 2019) festgelegten Prämien für den Austausch von Ölheizungen (mit einer Förderung von bis zu 45% der Kosten) haben gezeigt, dass ein attraktives Förderangebot auch angenommen wird. So haben sich die Anträge 2020 im BAFA-Programm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ mit 280.000 Anträgen gegenüber 2019 fast vervierfacht (topagrar online 2021; BAFA 2020).

Der Einsatz erneuerbarer Wärme wird damit von zwei Seiten finanziell angereizt: einerseits, indem fossile Alternativen unattraktiv werden, weil die Kosteninternalisierung zum Beispiel über das BEHG schrittweise ansteigt. Andererseits über Zuschüsse bei den Investitionskosten, die darüberhinausgehende Mehrkosten bei erneuerbaren Technologien ausgleicht.

Umsetzbarkeit: sofort

4.1.2 Bepreisung der Methanemissionen von Erdgas

Die Methanemissionen von Erdgas sind – je nach Herkunft des Gases – beträchtlich (Kapitel 2.1.2), werden bisher aber nur unzureichend reguliert und sind nicht internalisiert. Eine Bepreisung der Methanemissionen in Deutschland wäre zwar eine Abweichung vom üblichen Territorialprinzip. Ähnliches wird jedoch derzeit auf EU-Ebene für Grundstoffe wie Zement oder Stahl diskutiert, die in Ländern mit niedrigeren Klimastandards produziert werden und dort keiner oder nur einer geringen CO₂-Bepreisung unterliegen (FÖS 2020b). Dieser CO₂-Fußabdruck aus Importen beträgt in der EU etwa 20% der territorialen CO₂-Emissionen. Sofern die Methanemissionen in den Herkunftsländern nicht oder nicht ausreichend bepreist werden, könnte in Deutschland verbrauchtes Erdgas mit einem Emissionsfaktor für die Methanemissionen belegt werden, der sich je nach Herkunft des Erdgases unterscheidet. Für Erdgas aus Russland läge dieser bspw. bei einer angenommenen Leckagerate von 1,5% (obere Spannweite, siehe Kapitel 2.1.2) bei ca. 25,1 t CO₂äq/TJ. Mit Blick auf den Einsatz von Erdgas im Wärmesektor wäre sowohl

die Einbeziehung über differenzierte Emissionsfaktoren im BEHG als auch eine „Importsteuer“ analog zum aktuellen BEHG-Preis denkbar. In diesem Fall würde eingeführtes Gas beim Grenzübergang steuerpflichtig, wobei die Steuersätze wiederum je nach Emissionsintensität (unterschiedliche Methanverlusten je nach Herkunft des Gases) variieren. Für die konkrete Ausgestaltung wären noch genauere Analysen nötig, so dass das Instrument zwar nicht kurzfristig, jedoch perspektivisch eine Rolle spielen kann.

Umsetzbarkeit: bis 2025

4.1.3 Novellierung der Förderungen für KWK-Anlagen

Das KWKG ist bisher das wichtigste Finanzierungsinstrument für die Erzeugung von Fernwärme sowie für Wärmespeicher und Leitungen. Durch den Kohleausstieg wurden im letzten Jahr umfassende Änderungen im KWKG getroffen, welche die Verwendung von Gas stark subventionieren. So wurden Anreize dafür geschaffen, dass Steinkohlekraftwerke, die in den nächsten Jahren vom Netz gehen werden, hauptsächlich durch fossile Erdgaskraftwerke ersetzt werden.

Kohleersatzbonus

Mit dem Kohleersatzbonus erhalten Betreiber einer KWK-Anlage, die Strom auf Basis von Kohle erzeugt, beim Umrüsten oder Ersetzen der Anlage bis 2029 einen einmaligen Bonus. Dies gilt für den Fall, dass die Anlage künftig mit Abfall, Abwärme, Biomasse und gasförmigen bzw. flüssigen Brennstoffen betrieben wird. Je nach Datum der Inbetriebnahme der bestehenden Anlage und der neuen Anlage beträgt der Kohleersatzbonus zwischen 5 und 390 Euro/Kilowatt (kW). Nach Inbetriebnahme reduziert sich der Bonus jährlich um 15 Euro je kW (siehe Tabelle 4) (ClientEarth 2020).

Die Bundesregierung sieht für diese Förderung insgesamt rund 1,8 Mrd. Euro pro Jahr vor (Die Bundesregierung 2020).

Tabelle 4: Höhe des Kohleersatzbonus in Euro/kW in den Jahren 2022-2025

Jahr der Inbetriebnahme (bestehende Anlage)	Jahr der Inbetriebnahme (neue Anlage)			
	2022	2023	2024	2025
1975-1984	50	50	35	20
1985-1994	225	225	210	195
ab 1995	390	390	365	340

Quelle: (ClientEarth 2020)

Grundförderung des KWKG

Auch die Grundförderung von KWK-Anlagen wurde im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes ab 2023 um 0,5 Ct/kWh für große Anlagen erhöht. Großanlagen (ab 2 MW) erhalten damit momentan eine Förderung von 3,1 Ct/kWh. Bei kleinen Anlagen bis 50 kW_{el} beträgt die Grundförderung momentan 8 Ct/kWh. Da die bestehenden KWK-Anlagen kaum mit erneuerbaren Energien betrieben werden, profitieren auch von dieser Förderung **fast ausschließlich fossile Brennstoffe** (BürgerBegehrenKlimaschutz 2020; Die Bundesregierung 2020).

Weitere Förderungen für Erdgas

Zusätzlich zu den dargestellten Förderungen der KWK-Anlagen im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes, werden Anlagen, die größer sind als 2 MW, vom CO₂-Preis entlastet. Für Mehraufwendungen, die durch den Kauf von CO₂-Emissionsrechten entstehen erhalten diese einen Zuschuss in Höhe von 0,3 ct/kWh (DIW 2021).

Nach der Stromnetzentgeltverordnung können Betreiber von KWK-Anlagen außerdem eine Zahlung von „vermiedenen Netzentgelten“ erhalten (DIW 2021).

Die gesamte Förderung beträgt somit für KWK-Anlagen nach einer Berechnung des DIW zwischen 1.425 bis 3.880 Euro/kW (DIW 2021) (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Förderungen von KWK-Anlagen

Förderart	Fördersumme in Euro/kWh
KWKG-Grundförderung	930 – 2.400
Kohleersatzbonus	90
Regelungen CO₂-Bepreisung	5 – 390
Zahlung von "vermiedenen Netzentgelten"	400 – 1.000
Gesamte Förderung	1.425 – 3.880

Quelle: (DIW 2021)

Zwischenfazit: Förderung ist bei Umstellung auf Gas deutlich höher als bei Umstellung auf erneuerbare Wärme

Die Förderung von KWK-Anlagen kann in bestimmten Fällen so zu einer mehr als 100%-igen Finanzierung führen. Der eingeführte Erneuerbare-Energien-Bonus für innovative KWK-Systeme schafft dagegen **zu wenig Anreize zur Investition in erneuerbare Wärme**. Wie Abbildung 21 zeigt, ist die Förderung von Erdgas-KWK-Anlagen damit um einiges höher als die Förderung von erneuerbarer Wärme (großer Solarthermieanlagen).

Aufgrund der weiteren Förderungen für fossile Energien und des noch geringen CO₂-Preises bleibt erneuerbare Wärme ökonomisch nicht konkurrenzfähig (Deutsche Umwelthilfe 2021a).

Eine Umfrage der Deutschen Umwelthilfe zeigt, dass nur zwei von 18 befragten Steinkohle-KWK-Betreibern den Umstieg von Steinkohle auf erneuerbare Wärme ernsthaft in Betracht zogen (Deutsche Umwelthilfe 2021b).

Abbildung 21: Lenkungswirkung KWK-Förderung

Förderquoten in Bezug zu Investitionskosten im Vergleich:
Fossile Erdgas-KWK und große Solarthermie

Große Solarthermieanlage
26.000 m² Kollektorfläche
18 MW thermische Leistung
Investition: ca. 7 Mio €
Förderung: 45 % (Ertragsförderung)

Fördersumme: 3,15 Mio
Förderhöhe 45 %



Erdgas-BHKW
10 MW el. Leistung
Investition: ca. 7 Mio €
Förderung: KWK-Zulage 4,77 ct/kWh
gemittelter Zuschlagswert in Auktion 12/2018

Fördersumme: 14,3 Mio
Förderhöhe 204 %



Quelle: M. Sandrock, Hamburg Institut, Vortrag Bad Bramstedt 17.9.2020 in (DIW 2021)

Explizite Förderung von erneuerbarer Wärme nötig

Um den Anteil von erneuerbarer Wärme in den Fernwärmenetzen in Deutschland zu erhöhen, muss die bestehende KWK-Förderung daher reformiert werden. Bei der Novellierung des KWKG im Rahmen des Kohleausstiegs wurde ein Erneuerbare-Energien-Bonus für „innovative KWK-Systeme“ eingeführt. Wenn mindestens 50 % der erzeugten Wärme aus erneuerbaren Energien stammt, wird durch den Bonus der KWK-Zuschlag um bis zu 7 Ct/kWh erhöht (Hamburg Institut/Prognos AG 2020).

Die geltenden Regelungen reichen daher nicht aus, um eine Dekarbonisierung der Fernwärme zu erreichen. Damit dies möglich ist, sollte erneuerbare Wärme direkt gefördert werden – die Förderung von KWK-Anlagen fördert den fossilen Wärmeanteil unnötiger Weise mit. Zudem wäre eine technologiespezifische Förderung empfehlenswert, um für die verschiedenen Technologien ausreichende Investitionsanreize zu schaffen (Deutsche Umwelthilfe 2021a).

Umsetzbarkeit: sofort

4.1.4 Einführung von Austauschprämien für Gasheizungen

In der seit dem 1. Januar 2021 gültigen Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) sind verschiedene

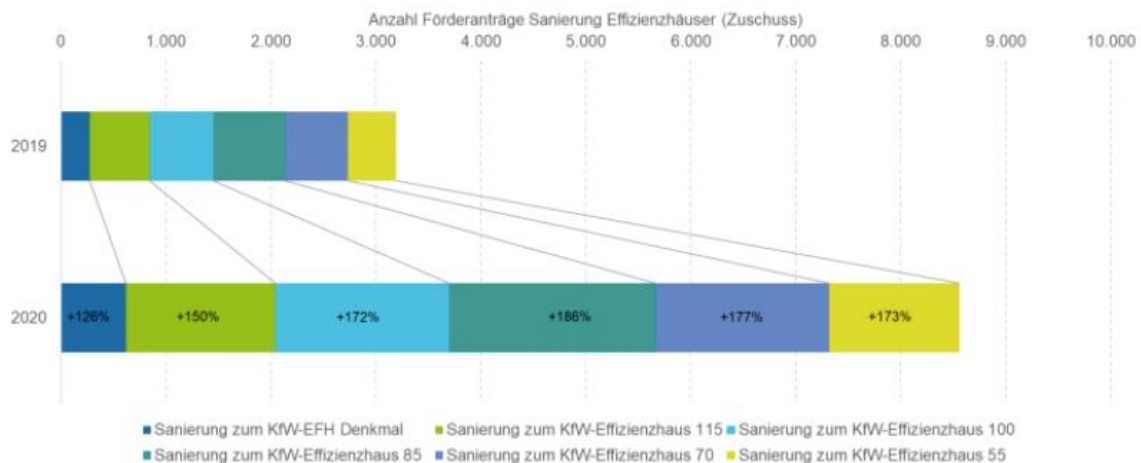
Förderungen für erneuerbare Wärmetechnologien enthalten. Explizit wird der Austausch von Ölheizungen mit einer Prämie von 10% zusätzlich zum Fördersatz der neuen Heizungsanlage gefördert. Die Förderung beträgt somit bis zu 45% der Kosten. Eine Austauschprämie für Gasheizungen existiert in dieser Form noch nicht – im Gegenteil wird der Neueinbau fossiler Gasheizungen noch immer gefördert, sofern sie mit erneuerbaren Energien kombiniert werden. Um den Gasausstieg voranzutreiben könnte eine Prämie nach dem Vorbild der Prämie für Ölheizungen eingeführt werden.

Umsetzbarkeit: sofort

4.1.5 Gezielte Förderungen für Sanierungen mit hohen Effizienz-Standards

Durch die BEG wird die Sanierung von (Nicht-)Wohngebäuden staatlich stärker gefördert. Eine Förderung kann sowohl über einen Zuschuss als auch über einen Kredit der KfW-Bank stattfinden. Bereits seit dem Jahr 2020 sind die Förderungen für Energieeffizienz in Gebäuden deutlich besser ausgestaltet als noch in den Jahren zuvor. Eine Analyse der Förderanträge für einen Zuschuss zur Sanierung eines KfW-Effizienzhaus des Öko-Institut zeigt, dass die Förderanträge zwischen 2019 und 2020 in allen Effizienzklassen deutlich zugenommen haben (Öko Institut e.V. 2021a).

Abbildung 22: Anzahl Förderanträge Sanierung Effizienzhäuser (Zuschuss) in den Jahren 2019 und 2020



Quelle: (Öko Institut e.V. 2021a)

Trotzdem besteht auch hier noch Verbesserungspotenzial. Viele der geförderten Maßnahmen sind **nicht energieeffizient genug**, um einen essentiellen Beitrag zu einer erfolgreichen Wärmewende leisten können. Die Förderungen müssen daher so angepasst werden, dass diese grundsätzlich an ambitionierten Niveaus ausgerichtet sind (Öko Institut e.V. 2021a).

Um einen klimaneutralen Gebäudebestand zu erreichen, sollten sich die Gebäude im Durchschnitt auf dem Niveau eines **KfW-Effizienzhauses 55 oder 70** befinden. Die durch die KfW geförderten Sanierungsniveaus von 115 und 110 sind aufgrund der langen Sanierungsdauer bereits heute nicht mehr zielgerichtet (Öko Institut e.V. 2019).

Um die aktuell steigende Sanierungsrate weiter zu erhöhen, sollten die aktuellen Fördersätze zudem weiter finanziell aufgestockt werden.

Umsetzbarkeit: sofort

4.1.6 Ausbau der Förderung für effiziente Wärmenetze

Die Investitionen in effiziente Wärmenetze sind kostenintensiv und die Refinanzierungsdauer über kundenseitige Erlöse lang. Momentan fehlt es jedoch weiterhin an Förderungen, welche den notwendigen Netzausbau, die Optimierung der Netze (z.B. Temperaturabsenkung) und die Umstellung der bestehenden Wärmenetze auf erneuerbare Energien weiter vorantreiben.

Die geplante „Bundesförderung effizienter Wärmenetze“ (BEW) soll noch in 2021 starten. Die Veröffentlichung des Entwurfs des Förderprogramms durch das Bundeswirtschaftsministeriums ist jedoch Medienberichten zufolge bereits seit mehr als einem Jahr in Planung und verzögert sich stetig (Bundesverband Erneuerbare Energie 2021). Wichtig ist auch hierbei, dass die Förderung letztendlich hoch genug ausfällt,

um den Ausbau effizienter Wärmenetze ausreichend voranzubringen.

Zudem könnten auch Förderungen für neue Technologien wie Großwärmepumpen oder Wärmespeicher gezielt angeboten werden (Verlinden u.a. 2021).

Umsetzbarkeit: sofort

4.2 Ordnungsrechtliche Instrumente

Neben Bepreisungsinstrumenten und finanziellen Anreizen tragen auch ordnungsrechtliche Instrumente zum Erreichen des Ziels eines schnellstmöglichen Erdgasausstieges im Gebäudesektor bei. Vier Maßnahmen sind dabei besonders relevant:

- Anhebung der Energieeffizienzvorgaben für Gebäude,
- Einführung von Mindestnutzungspflichten von erneuerbarer Wärme im Gebäudebestand
- Einbauverbot für Gasheizungen
- Nachschärfen der Austauschpflicht für Gasheizungen

4.2.1 Anhebung der Energieeffizienzvorgaben für Gebäude

Im Rahmen des im November 2020 in Kraft getretenen Gebäudeenergiegesetzes (GEG) wurden bereits konkrete Vorgaben für den Energieverbrauch von Neubauten und Bestandsgebäuden festgelegt:

- Der Energiebedarf eines neu errichteten Gebäudes darf demnach höchstens 75% des Bedarfs eines im GEG festgeschriebenen Referenzgebäudes betragen (§15 Abs. 1 GEG).

- Bei **umfassenden Sanierungen von Bestandsgebäuden darf der Energiebedarf des sanierten Gebäudes den Bedarf des Referenzgebäudes nicht um mehr als 40% überschreiten (§50 Abs. 1 Nr. 1a GEG)**.
- Handelt es sich um einzelne Sanierungsmaßnahmen oder die Erneuerung von Bauteilen, schreibt das GEG bestimmte Effizienzanforderungen an die Bauteile vor (§48 GEG; Anlage 7).

Um **dem schnellen Technologiewandel Rechnung zu tragen, werden die Vorgaben für zu errichtende Gebäude und Sanierungen im Jahr 2023 überprüft und gegebenenfalls erneuert (§9 Abs. 1 GEG)**.

Mit Blick auf schärfere Effizienzvorgaben sollten die KfW-Effizienzstandards von 55 für sanierte Gebäude und von 40 für Neubauten gesetzlich festgeschrieben werden. Die KfW-Effizienzhäuser haben jeweils nur 55% bzw. 40% des Primärenergiebedarfs des GEG-Referenzgebäudes und gehen damit deutlich über die nun im GEG festgelegten Anforderungen hinaus (Deutsche Umwelthilfe 2019). Zudem sollte der Einsatz von erneuerbarer Wärme (z.B. Biogas/Biomethan) bei der Erfüllung der KfW-Effizienzstandards anerkannt werden.

Auch denkmalgeschützte Gebäude sollten von dieser Vorgabe nicht ausgenommen werden (BUND 2015). Für denkmalgeschützte Gebäude sieht das GEG Ausnahmen vor, wenn die Erfüllung der Anforderungen die Bausubstanz oder das Erscheinungsbild des Gebäudes beeinträchtigt (§106 GEG).

Umsetzbarkeit: spätestens 2023 bei Überprüfung des GEG²⁰

4.2.2 Mindestnutzungspflichten für erneuerbare Wärme – auch im Gebäudebestand

Neben den allgemeinen Energieeffizienzvorgaben für Gebäude schreibt das GEG (§10 Abs. 2 Nr. 3) Mindestnutzungspflichten für erneuerbare Wärme- und Kältequellen in Neubauten vor. Diese unterscheiden sich jeweils anhand der genutzten erneuerbaren Technologie (§34 – §41 GEG):

- Feste Biomasse (inkl. Holz), flüssige Biomasse und Wärmepumpen: Mindestnutzungspflicht von 50%
- Biogas/Biomethan: Mindestnutzungspflicht von 30% in KWK-Anlagen bzw. 50% in Brennwertkesselanlagen

- Solarthermie: Mindestnutzungspflicht von 15%

Diese Mindestnutzungspflichten sollten weiter verschärft werden, um eine ausreichende Nutzung erneuerbarer Wärme in Neubauten zu garantieren. Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (2019) schlägt eine Anhebung der Anteile für erneuerbare Wärme von 50 auf 65% bzw. von 15 auf 20% vor.

Zudem sollten die Mindestnutzung von erneuerbarer Wärme nicht nur in Neubauten verpflichtend sein. Auch bei Sanierungen des Gebäudebestands sollte diese gesetzlich vorgeschrieben werden. In Hamburg und Baden-Württemberg existieren bereits Nutzungspflichten von 15% nach einem Austausch der Heizungsanlagen in bestehenden Gebäuden (Öko Institut e.V./Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien 2020). Diese Nutzungspflicht sollte erhöht und bundesweit ausgeweitet werden (siehe auch Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2020)).

Umsetzbarkeit: spätestens 2023 bei Überprüfung des GEG

4.2.3 Einbauverbot für Gasheizungen

Ab 2026 ist der Einbau neuer Heizungen, die mit Öl oder festem fossilem Brennstoff betrieben werden, verboten (§72 Abs. 4 GEG). Gasheizungen und Hybridheizungen dürfen jedoch weiterhin eingebaut werden. Es ist damit zu rechnen, dass aus dem Verbot der Ölheizungen ein höherer Absatz an Gasheizungen erfolgt. **Solch einem Lock-In-Effekt sollte durch die Erweiterung des Einbauverbots für Gasheizungen vorgebeugt werden** (Deutsche Umwelthilfe 2019).

Das Verbot von fossilen Heizungen kann durchaus schnell sichtbaren Erfolg haben, wie ein Praxisbeispiel aus der Schweiz zeigt. Im Kanton Basel-Stadt wurde 2017 ein Verbot für den Einbau neuer Öl- und Gasheizungen verabschiedet (§7 Basler Energiegesetz). Außerdem wurden die Förderbeiträge für Heizungen mit erneuerbaren Energien verdoppelt. Seitdem liegt im Kanton der Anteil erneuerbarer Energien bei neu eingebauten Heizungen bei über 90% (SRF 2020).

Umsetzbarkeit: ab 2026

²⁰ Grundsätzlich wäre ein Vorziehen der Überprüfung des GEG zu empfehlen, damit die Änderungen schneller greifen können.

4.2.4 Nachschärfen der Austauschpflicht für Gasheizungen

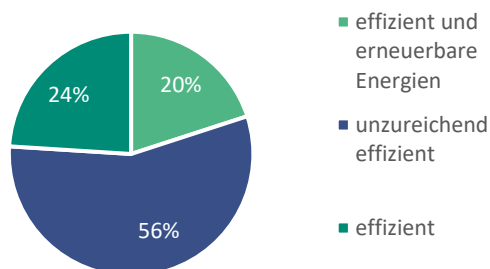
Durch das GEG wurde auch eine Austauschpflicht für Gasheizungen, die länger als 30 Jahre in Betrieb sind und eine Leistung zwischen 4 und 400kW haben, gesetzlich festgelegt (§72 GEG). Dies ist bereits ein wichtiger Schritt hin zu einer erfolgreichen Wärmewende.

Wie erfolgreich eine solche Austauschpflicht in Verbindung mit ambitionierten Förderprogrammen sein kann, zeigt die Entwicklung des Absatzes von Ölheizungen. Im Jahr 2020 ist der Absatz von Ölheizungen verglichen zum Vorjahr um 14% gesunken. Der Absatz an Gasheizungen ist jedoch im Jahr 2020 sowohl für Niedertemperatur - (um 1%) als auch Brennwertkessel (um 7%) im Vergleich mit dem Absatz im Jahr 2019 gestiegen (Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie 2020a).

Jedoch bestehen bei der beschlossenen Austauschpflicht für Gasheizungen einige Ausnahmen, welche den Erfolg des Instruments deutlich verringern könnten. So werden Niedrigtemperaturkessel weitgehend ausgenommen (§72 Abs. 3 Nr. 1 GEG). Künftig sollten auch diese von der Austauschpflicht erfasst sein (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. 2016). Zudem könnte das Maximalalter der austauschpflichtigen Öl- und Gasheizungen auf 25 Jahre herabgesetzt werden, um eine schnelleres Umrüsten auf erneuerbare Wärmeträger anzureizen (Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. 2019).

Eine Erhebung des Bundesverbands des Schornsteinfegerhandwerks (ZIV) und des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) zeigt, dass 56% der rund 21 Mio. in Deutschland installierten Heizungen mindestens 20 Jahre alt und damit unzureichend effizient sind (siehe Abbildung 23) (Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie 2020b).

Abbildung 23: Effizienzstruktur Heizungsanlagenbestand 2019



Quelle: (Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie 2020c)

Umsetzbarkeit: spätestens 2023 bei Überprüfung des GEG

4.3 Planerische Instrumente

Zuletzt spielen auch drei planerische Instrumente eine wesentliche Rolle, um den Ausstieg fossiler Gasnutzung im Gebäudesektor voranzutreiben:

- Ausstieg aus dem weiteren Ausbau der Erdgas-Infrastruktur
- Entwicklung und Neubau von kalten Wärmenetzen
- Verpflichtung zur Erstellung kommunaler Wärmepläne

4.3.1 Ausstieg aus dem weiteren Ausbau der Erdgas-Infrastruktur

Momentan ist Deutschland das Land mit den zweithöchsten geplanten Gasinvestitionen in Europa (Inman 2020). Rund **18,3 Mrd. Euro** werden für Kraftwerke, Gasnetze und Flüssigerdgas-Terminals veranschlagt (E3G 2020):

- **7,8 Mrd. Euro** für 1.600 Kilometer neue Leitungen (darunter die Pipelines Nord Stream II, EUGAL und Zeelink (vgl. auch FÖS 2019).
- **1,9 Mrd. Euro** für vier geplante LNG-Import-Terminals (drei an Nordsee-Standorten, eins in Rostock)
- **8,6 Mrd. Euro** für neue Gaskraftwerke (insgesamt sind 35 neue Gaskraftwerke in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von 12,8 GW geplant, von denen allerdings insgesamt nur 600 MW momentan gebaut werden)

Die bestehende Infrastruktur zur Förderung und dem Import von Erdgas sollte nicht weiter ausgebaut werden. Denn um die Klimaschutzziele erreichen zu können wird der Erdgasverbrauch in Zukunft stark sinken. Dadurch werden auch die Fernleitungsnetze nicht mehr vollständig ausgelastet – auf der Ebene der untersten Druckstufen der Verteilnetze werden voraussichtlich sogar Stilllegungen notwendig, da Wohn- und Gewerbegebiete auf die Versorgung mit erneuerbarer Wärme umgerüstet werden (Fraunhofer ISI/Karlsruher Institut für Technologie 2019). Die bereits existierende Gasinfrastruktur reicht daher aus, um den zukünftigen Bedarf in Deutschland zu decken. Auch im EU-Kontext werden in Deutschland als Transit-Land keine weiteren Gasnetze notwendig (Brauers u. a. 2021; E3G 2020).

Der zukünftige Erdgasbedarf wird bei den geplanten Investitionen stark überschätzt. So beruht beispielsweise der Gasnetzentwicklungsplan (NEP) auf Szenarien, welche lediglich von einem leichten Rückgang bzw. sogar einem Anstieg des Gasbedarfs ausgehen (Brauers u. a. 2021).

Die geplanten Investitionen bergen daher das Risiko zu unprofitablen „stranded assets“ zu werden, welche zumindest zum Teil von Verbraucher*innen und Steuerzahler*innen getragen werden müssten (Brauers u. a. 2021; FÖS 2019).

Ein weiterer Ausbau der Erdgas-Infrastruktur würde zudem den Lock-In-Effekt der bestehenden Infrastruktur weiter verstärken.

Umsetzbarkeit: sofort

4.3.2 Entwicklung und Neubau von kalten Wärmenetzen

Hochtemperatur-Wärmenetze sind für die Wärmeversorgung von Niedrigenergie- und Passivhäusern eher ungeeignet. Die Investitionskosten und der Wärmeverlust sind im Vergleich zu dem geringen Wärmebedarf der Häuser zu hoch (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie/Klima- und Energiefonds 2015). Stattdessen eignen sich hier Niedrigtemperaturnetze (Low-Ex-Netze) mit einer Temperatur unter ca. 50°C und kalte Wärmenetze (< ca. 20°C):

- Die in diesen Wärmenetzen verringerte Vorlauf-temperatur ermöglicht es, Wärmequellen zu nutzen, deren Temperaturniveau zur Einbindung in konventionelle Wärmenetze zu niedrig ist (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie/Klima- und Energiefonds 2015; Wuppertal Institut 2017). Damit wird die Integration von erneuerbaren Wärmequellen und industrieller Abwärme in die Wärmenetze erleichtert.
- Außerdem haben kalte Wärmenetze gegenüber normalen Wärmenetzen den Vorteil, dass sie aufgrund der niedrigen Temperaturen keine Dämmung benötigen und gegebenenfalls zusätzlich noch Erdwärme aufnehmen können. Dadurch sinken die Investitionskosten (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH u. a. 2017).
- Die niedrigen Temperaturen in kalten Wärmenetzen ermöglichen darüber hinaus eine effizientere Arbeit von Technologien wie Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Wärmepumpen (Wuppertal Institut 2017).

Um einen Einsatz von kalten Wärmenetzen effektiv zu gestalten, muss sichergestellt werden, dass die Abnehmer energetische Sanierungen vornehmen (Wuppertal Institut 2017). Kalte Wärmenetze sind am effektivsten für Häuser, die eine gute Isolierung haben und wenig Wärmezufuhr insgesamt benötigen (BMW 2021d). Außerdem benötigen alle an das Wärmenetz angeschlossenen Gebäude eine Wärmepumpe (Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH u. a. 2017).

Um die Klimaziele zu erreichen, muss der Einsatz von erneuerbaren Wärmequellen und Abwärme in Zukunft

stark ansteigen. Durch Sanierung und Vorgaben im Neubau wird auch die Anzahl der Niedrigenergiehäuser zunehmen. Daher ist es sinnvoll, in den Bau von neuen Wärmenetzen mit niedrigen Temperaturen und die Transformation von bestehenden Wärmenetzen zu investieren und die Integration der erneuerbaren Wärmequellen in die Wärmenetze zu erleichtern (BMW 2021d).

Umsetzbarkeit: sofort

4.3.3 Verpflichtung zur Erstellung kommunaler Wärmepläne

Die Wärmewende und die damit einhergehende Dekarbonisierung der Wärmenetze benötigt einen hohen planerischen Aufwand. Um diesen bewältigen zu können, sollten besonders die Kommunen miteinbezogen werden. Nur in den Kommunen selbst ist es möglich, effektiv zu beurteilen, wie sich die lokale Wärmeversorgung entwickeln soll (Agora Energiewende 2019).

Eine Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung kann nur in den Ländern selbst eingeführt werden. In Baden-Württemberg ist dies durch das Klimaschutzgesetz bereits geschehen. Dort sind große Kreisstädte und Stadtkreise dazu verpflichtet entsprechende Pläne zu erstellen. Kleinere Kommunen können freiwillig einen Wärmeplan erstellen und werden dabei durch Förderprogramme finanziell unterstützt (§7c Klimaschutzgesetz Baden-Württemberg). Eine verbindliche Wärmeplanung würde dabei helfen, Kommunen dazu zu bringen, ihre Wärmeversorgung und Infrastruktur in Richtung Klimaneutralität weiterzuentwickeln (BMW 2021d).

Oft scheitert die Erstellung eines Wärmeplans an einem Mangel an Fachkräften und finanziellen Mitteln. Daher sollten besonders die kleinen Kommunen, wie es in Baden-Württemberg bereits geschieht, bei der Wärmeplanung finanziell und personell unterstützt werden (8KU GmbH u. a. 2020).

Die kommunale Wärmeplanung umfasst sowohl die Bauleitplanung als auch die städtebauliche Planung der Kommunen. Diese müssen beide im Sinne der Energieeffizienz stehen (BUND 2015). Darüber hinaus sollen die Kommunen Wärmekataster (Wärmelandskarten und -bedarfspläne) erstellen, um etwaige Potenziale an Erneuerbarer Energie, Abwärme und Kraft-Wärme-Kopplung möglichst effizient nutzen zu können (8KU GmbH u. a. 2020; Öko Institut e.V. 2021b). Der Verband Kommunaler Unternehmer e.V. (2018) fordert, dafür neue Anreize für eine Zusammenarbeit von Stadtwerken mit energiewirtschaftlichem Know-How und den Kommunen als Steuerorgan zu schaffen. Außerdem soll die für die Wärmeplanung wichtige Datenbeschaffung (bspw. von Energielieferanten) vereinfacht werden.

Die Bundesregierung hat bereits erste Schritte in Richtung einer verbindlichen kommunalen Wärmeplanung gemacht. Noch in diesem Jahr wird von der dena ein mit 7 Mio. Euro finanziertes Kompetenzzentrum Wärmewende aufgebaut. Dies hat die Aufgabe, die Kommunen bei der Wärmewende zu unterstützen (BMWi 2021d). Auch in Nachbarländern ist dies seit Jahrzehnten die gängige Praxis. So existiert in Dänemark die verpflichtende Wärmeplanung in Kommunen bereits seit 1979. Dies erleichterte die Implementierung eines weitreichenden Fernwärmenetzwerkes und die Integration erneuerbarer Wärmeenergien (Hamburg Institut 2014).

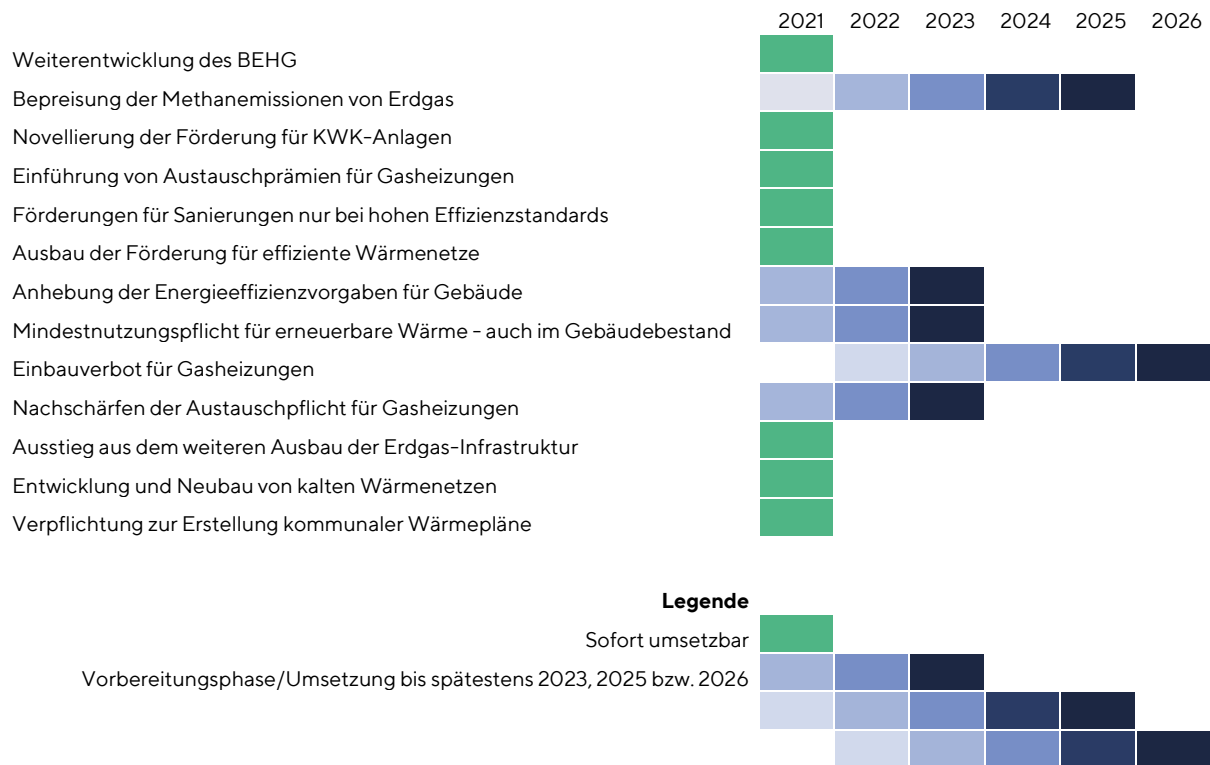
Umsetzbarkeit: sofort

4.4 Zusammenfassung und Fazit

Die Roadmap für den Erdgasausstieg im Gebäudesektor sieht einen Mix aus Preisinstrumenten sowie ordnungsrechtlichen und planerischen Instrumenten vor. Der Ausstieg aus der Gasheizung sollte sofort durch eine höhere CO₂-Bepreisung, die bis 2030 die Höhe der Klimaschadenskosten in Höhe von 215 Euro pro Tonne erreicht, und u. a. durch die attraktive Förderung des Umstiegs auf erneuerbare Wärme angereizt werden. Indem der Wechsel durch die Förderung finanziell

attraktiv ist und gleichzeitig zukünftig hohe Brennstoffkosten eingespart werden, ist ein hoher CO₂-Preis in Verbindung mit einer grundsätzlichen Reform des Systems der Abgabe, Entgelte, Steuern und Umlagen sowie attraktiver Förderung auch sozial ausgewogen. Für Mietwohnungen braucht es einen ausreichenden Preisimpuls beim Vermieter, da er über den Heizungstausch entscheidet (vgl. Gebäude-Allianz 2021). Soziale Härten sollten über Anpassungen beim Wohngeld und anderen Sozialtransfers erfolgen. Subventionen für erdgasbetriebene KWK müssen schnellstmöglich auslaufen und Erdgasheizungen dürfen nicht mehr – auch nicht in Kombination mit erneuerbaren Energien – gefördert werden. Denn die bestehenden Subventionen führen zu einem weiteren Technologie-Lock-In für die nächsten 15 bis 20 Jahre. Spätestens bei der Überprüfung des GEG im Jahr 2023 sollten außerdem die Effizienzvorgaben für Gebäude deutlich verschärft und die Austauschpflicht sowie das Einbauverbot für Gasheizungen ab 2026 festgelegt werden (siehe Abbildung 24). Damit wird ein klares Signal gesetzt, dass der Ausstieg aus fossilem Gas kommen wird – und nun noch finanzielle Anreize gesetzt werden, damit dies möglichst schnell geschehen kann.

Abbildung 24: Zeitplan der Roadmap



Quelle: eigene Darstellung

LITERATURVERZEICHNIS

8KU GmbH, Deutsche Umwelthilfe, EWS Elektrizitätswerke Schönau eG, Klima Allianz Deutschland, ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft, Verband Kommunaler Unternehmer e.V. (2020): Neuer Schwung für die Wärmewende: Vorschläge für mehr erneuerbare und klimaneutrale Energie in Wärmenetzen. Abrufbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energie-wirtschaft/200512_Neuer_Schwung_fuer_die_Waermenetze.pdf. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

AG Energiebilanzen e.V. (2020): Auswertungstabellen. Abrufbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>. Letzter Zugriff am: 4.5.2021.

Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2016): Die neue Wärmewelt: Szenario für eine 100% erneuerbare Wärmeversorgung in Deutschland. Abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/551.AEE_Neue_Waermewelt_Online.pdf. Letzter Zugriff am: 28.4.2021.

Agora Energiewende (2019): Wie werden Wärmenetze grün?. Abrufbar unter: https://www.agora-energiwende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Alvarez, R. A., Zavala-Araiza, D., Lyon, D. R., Allen, D. T., Barkley, Z. R., Brandt, A. R. (2018): Assessment of methane emissions from the U.S. oil and gas supply chain. In: Science. Jg. 361, Nr. 6398. S. 186–188.

BAFA (2020): Pressemitteilung: Erneuerbare heizen ein: Rekordzahlen im Förderprogramm „Heizen mit Erneuerbaren Energien“. Abrufbar unter: https://www.bafa.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/Energie/2020_24_ee.html. Letzter Zugriff am: 7.5.2021.

BDEW (2019): Wie heizt Deutschland 2019? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf. Letzter Zugriff am: 26.4.2021.

BDEW (2020): Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Erdgasverbrauch_Vgl_2018_2019_monatlich_online_o_monatlich_Ki_12032020.pdf. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

BDEW (2021a): Entwicklung der inländischen Erdgasförderung. Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-der-inlaendischen-erdgasfoerderung/>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

BDEW (2021b): BDEW-Gaspreisanalyse Januar 2021. Abrufbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>. Letzter Zugriff am: 1.6.2021.

BGR (2020): Klimabilanz von Erdgas. Abrufbar unter: [gie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?_blob=publicationFile&v=2. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Ener-</p></div><div data-bbox=)

BMU (2021): Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Abrufbar unter: <https://www.bmu.de/pressemitteilung/treibhausgasemissionen-sinken-2020-um-87-prozent/>. Letzter Zugriff am: 26.5.2021.

BMWi (2020a): Energieeffizienz in Zahlen. Entwicklungen und Trends in Deutschland 2020. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienz-in-zahlen-2020.pdf?_blob=publicationFile&v=20. Letzter Zugriff am: 15.2.2021.

BMWi (2020b): Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.pdf?_blob=publicationFile&v=6. Letzter Zugriff am: 27.4.2021.

BMWi (2021a): Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Letzter Zugriff am: 20.4.2021.

BMWi (2021b): Erdgasversorgung in Deutschland. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

BMWi (2021c): Staatlich veranlasste Bestandteile des Gaspreises. Abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gaspreise-bestandteile-staatlich.html>. Letzter Zugriff am: 26.4.2021.

BMWi (2021d): Dialog klimaneutrale Wärme: Zielbild, Bausteine und Weichenstellung 2030/2050. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waerme-zielbild-bausteine-weichenstellung-2030-2050.pdf?_blob=publicationFile&v=14. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Brauers, H., Braunger, I., Hoffart, F., Kemfert, C., Oei, P.-Y., Präger, F., Schmalz, S., Troschke, M. (2021): Ausbau der Erdgas-Infrastruktur: Brückentechnologie oder Risiko für die Energiewende?. Abrufbar unter: https://zenodo.org/record/4474498#.YJk_ai35x0s. Letzter Zugriff am: 10.5.2021.

BUND (2013): Solarthermie – Wärme von der Sonne. Abrufbar unter: https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/bund/position/solarthermie_position.pdf. Letzter Zugriff am: 27.4.2021.

BUND (2015): Energieeffizienz im Wärme- und Strombereich. Abrufbar unter: https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/bund/position/energieeffizienz_position.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Klima- und Energiefonds (2015): Wärmenetze der Zukunft: Österreichische Systemlösungen für die nachhaltige Energieversorgung im urbanen Raum. Abrufbar unter: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/eia/eia_151_de.pdf. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Bundesregierung (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin.

Bundesregierung (2021): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes. Abrufbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19_Lp/ksg_aendg/Entwurf/ksg_aendg_bf.pdf. Letzter Zugriff am: 20.5.2021.

Bundesverband der Deutschen Gießerei-Industrie, IfG (2014): Geothermie. Abrufbar unter: http://effguss.bdguss.de/?wpfb_dl=108. Letzter Zugriff am: 4.5.2021.

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2020a): Marktentwicklung Deutschland 2020. Abrufbar unter: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/Marktentwicklung_Deutschland_2020.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2020b): BDH: Jede zweite Heizung in Deutschland ist veraltet. Abrufbar unter: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Pressemeldungen/PM_BDH_Anlagenbestand_2019_22062020.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (2020c): Effizienzstruktur Heizungsanlagenbestand 2019. Abrufbar unter: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Pressegrafiken/Effizienzstruktur_Heizungsanlagenbestand_2019_DE.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesverband Erneuerbare Energie (2021): Wärmewende – Start der „Bundesförderung effiziente Wärmewende“ nicht in Sicht. Abrufbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/2021/04/09/waermewende-start-der-bundesfoerderung-effiziente-waerменetze-nicht-in-sicht/>. Letzter Zugriff am: 8.5.2021.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2016): BEE-Positionspapier zu Abgleich, Weiterentwicklung und Neukonzeptionierung von Energieeinspargesetz (EnEG), Energieeinsparverordnung (EnEV) und Erneuerbare-Energien- Wärmegesetz (EEWärmeG). Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapier_Stellungnahmen/201605_BEE-Position_EnEV_EEWaermeG.pdf?utm_source=bau-links&utm_campaign=bau-links. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2020): Kernforderungen für die Bundestagswahl 2021 zum

Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor. Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapier_Stellungnahmen/BEE/20201005_BEE_Kernforderungen_Waermesektor_BT-Wahl.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (2019): BEE-Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz – GEG) (Stand des Gesetzentwurfs: 24.10.2019). Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapier_Stellungnahmen/BEE/20191212_BEE-Stellungnahme_GEG.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Bundesverband Geothermie (2020): Stand der Forschung und Forschungsbedarf in der Geothermie. Abrufbar unter: https://www.geothermie.de/fileadmin/user_upload/Forschung_Papier_2020_A4_20201217_Final_interaktiv.pdf. Letzter Zugriff am: 1.5.2021.

BürgerBegehrenKlimaschutz (2020): Hintergrund Gaskraftwerke. Abrufbar unter: https://buerger-begehren-klimaschutz.de/wp-content/uploads/2020/11/2020_11_05_Hintergrund_Gaskraftwerke.pdf. Letzter Zugriff am: 6.5.2021.

Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energienetzwerk (2019): Nutzung von Umweltwärme mit Wärmepumpen. Abrufbar unter: https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2020/07/Nutzung-von-Umweltwaerme-mit-Waerme-pumpe_2019.pdf. Letzter Zugriff am: 4.5.2021.

ClientEarth (2020): Förderung von KWK im Zuge des Kohleausstiegs. Abrufbar unter: <https://www.documents.clientearth.org/wp-content/uploads/library/2020-10-01-forderung-von-kwk-im-zuge-des-kohleausstiegs-ce-de.pdf>. Letzter Zugriff am: 6.5.2021.

Climate Home News (2021): Methane emissions from Russian pipelines surged during the coronavirus pandemic. Abrufbar unter: <https://www.climatechangenews.com/2021/03/04/methane-emissions-russian-pipelines-surged-coronavirus-pandemic/>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

DBI (2016): Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas. Abrufbar unter: <http://docplayer.org/35683783-Abschlussbericht-kritische-ueberpruefung-der-default-werte-der-treibhausgasvorkettenemissionen.html>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

DEHSt (2020a): Nationales Emissionshandelssystem – Hintergrundpapier. Abrufbar unter: <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/neh/neh-hintergrundpapier.html>. Letzter Zugriff am: 17.2.2021.

DEHSt (2020b): Nationales Emissionshandelssystem. Abrufbar unter: <https://www.dehst.de/Shared->

Docs/downloads/DE/nehsh/nehsh-hintergrundpapier.pdf?_blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff am: 24.8.2020.

Deutsche Umwelthilfe (2019): Eckpunkt für eine nachhaltige Gasstrategie: Förderungen der Deutschen Umwelthilfe e.V. Abrufbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/Eckpunktetpapier_Nachhaltige_Gasstrategie.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Deutsche Umwelthilfe (2020a): FAQs: Methan-Emissionen der Gaswirtschaft. Abrufbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/FAQ_Methanemissionen_DE.pdf. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

Deutsche Umwelthilfe (2020b): Grüne Fernwärme: Klimafreundliche Alternativen zu Kohle und Erdgas. Abrufbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energiewende/201026_DUH_Positionspapier_Gruene-Fernwaerme.pdf. Letzter Zugriff am: 28.4.2021.

Deutsche Umwelthilfe (2021a): Mehr grüne Fernwärme. Abrufbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/Fernwärme/210312_DUH_Policy_Paper_Gruene_Fernwärme_final.pdf. Letzter Zugriff am: 7.5.2021.

Deutsche Umwelthilfe (2021b): Deutsche Umwelthilfe fordert: Kohleausstieg muss zum Einstieg in grüne Fernwärme werden. Abrufbar unter: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/deutsche-umwelthilfe-fordert-kohleausstieg-muss-zum-einstieg-in-gruene-fernwaerme-werden/>. Letzter Zugriff am: 6.5.2021.

Deutscher Bundestag (2020): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Julia Verlinden, Sven-Christian Kindler, Dr. Ingrid Nestle, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Abrufbar unter: <https://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/210/1921087.pdf>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (2019): Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO). Abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/technoekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials.pdf;jsessionid=398F1F24D3A48881B2F451COF1E09CA?_blob=publicationFile&v=4. Letzter Zugriff am: 4.5.2021.

Die Bundesregierung (2020): Von der Kohle hin zur Zukunft. Abrufbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstieg-1664496>. Letzter Zugriff am: 6.5.2021.

DIW (2021): Am Klimaschutz vorbeigeplant: Klimawirkung, Bedarf und Infrastruktur von Erdgas in

Deutschland. Abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.815872.de/diwkompakt_2021-166.pdf. Letzter Zugriff am: 6.5.2021.

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT, Fraunhofer ISI (2018): Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-30_climate-change_02-2018_roadmap-gas_0.pdf. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

E3G (2020): Gasinfrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland - jetzt den richtigen Kurs einschlagen. Abrufbar unter: https://9tj4025o153byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/28_05_20_E3G_Gasinfrastruktur-f-r-ein-klimaneutrales-Deutschland.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

EnergyWatchGroup (2019): Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz. Abrufbar unter: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_Erdgasstudie_2019.pdf. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

Europäische Kommission (2020): Die Methanstrategie der EU. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/FS_20_1843. Letzter Zugriff am: 15.5.2021.

European Space Agency (2021): Monitoring methane emissions from gas pipelines. Abrufbar unter: https://www.esa.int/Applications/Observing_the_Earth/Copernicus/Sentinel-5P/Monitoring_methane_emissions_from_gas_pipelines. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2018): Solarthermie: Ein Schlüssel zur Wärmewende?. Abrufbar unter: <https://energiewende-oberland.de/download/ak1kurd7s7lmpfaci8mp17l1st/20180321%20Energiewende%20Oberland%20Solarthermie.pdf>. Letzter Zugriff am: 27.4.2021.

FÖS (2019): Staatliche Förderungen für Erdgas - Beispiele von der Infrastruktur bis zum Endverbrauch. Abrufbar unter: <https://foes.de/publikationen/2019/2019-03-FOES-EWG-Erdgassubventionen.pdf>. Letzter Zugriff am: 4.9.2020.

FÖS (2020a): Wie kann der nationale CO₂-Preis zum wirksamen Klimaschutzinstrument werden?. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2020/2020-10_FOES_BEHG_Carbon_Leakage_Policy_Brief.pdf. Letzter Zugriff am: 12.10.2020.

FÖS (2020b): EU Grenzausgleich für den CO₂-Preis - Chance für Klimaschutz und Wettbewerb. Abrufbar unter: https://foes.de/publikationen/2020/2020-10_FOES_Grenzausgleich_Policy_Brief.pdf. Letzter Zugriff am: 12.5.2021.

FÖS, Energy Brainpool (2019): Klimaschutzorientierte Reform der Energiesteuern: ökonomische

Analyse. Teilbericht im Vorhaben „Künftige Finanzierung der Energieversorgung aus erneuerbaren Energien“. Abrufbar unter: n.V. Letzter Zugriff am: 16.2.2021.

Fraunhofer ISI, Consentec, Stiftung Umweltenergie-recht, ZSW (2020): Auswirkungen klima- und energiepolitischer Instrumente mit Fokus auf EEG-Umlage, Stromsteuer und CO₂-Preis. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/finanzierungsmechanismus-fuer-erneuerbare-energien-einnahmen-und-refinanzierungsseite.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Letzter Zugriff am: 9.11.2020.

Fraunhofer ISI, Karlsruher Institut für Technologie (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf. Letzter Zugriff am: 10.5.2021.

Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Abrufbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 3.6.2021.

Gebäude-Allianz (2021): Sanierungsfall Klimaschutz – notwendige Weichenstellungen für einen klimaneutralen Gebäudebestand. Positionspapier der Gebäude-Allianz. Abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20210520_Geb%C3%A4udeallianz_Positionspapier.pdf. Letzter Zugriff am: 28.5.2021.

Greenpeace (2015): Klimaschutz: Der Plan – Energiekonzept für Deutschland. Abrufbar unter: <http://www.greenpeace.de/files/publications/klimaschutz-der-plan-greenpeace-20151117.pdf>. Letzter Zugriff am: 28.2.2017.

Hamburg Institut (2014): Handlungsoptionen der kommunalen Energiepolitik zur Förderung der Solarthermie unter besonderer Berücksichtigung des Denkmalschutzes im Mehrfamilienhausbereich. Abrufbar unter: <https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/1408%20Urban-SolPlus%20-%20Solarthermie.pdf>. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Hamburg Institut, Prognos AG (2020): Perspektive der Fernwärme. Abrufbar unter: https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/studien/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf. Letzter Zugriff am: 7.5.2021.

Helmholtz-Zentrum Potsdam (2017): Technologiebericht: 1.2 Tiefengeothermie innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Abrufbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/7042/file/7042_Tiefengeothermie.pdf. Letzter Zugriff am: 1.4.2021.

Hering, D., Richter, S., Blömer, S., Pehnt, M. (2018): Industrielle Abwärmenutzung in Deutschland. Jg. EuroHeat&Power, Abrufbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/PDF_7641_ehp_10_s14-19.pdf. Letzter Zugriff am: 29.4.2021.

Hic Hamburg Institut Consulting GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2021): Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenzielle, Kosten, Umsetzung. Abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2021-04-06_Bericht_Kurzstudie_grüne_Fernwärme_Finalfassung.pdf. Letzter Zugriff am: 10.5.2021.

Howarth, R. (2015): Methane emissions and climate warming risk from hydraulic fracturing and shale gas development: implications for policy. In: Energy and Emission Control Technologies. Abrufbar unter: <https://www.dovepress.com/methane-emissions-and-climatic-warming-risk-from-hydraulic-fracturing-peer-reviewed-fulltext-article-EECT>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

IASS (2016): Die ungewissen Klimakosten von Erdgas. Abrufbar unter: https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_2748889_5/component/file_2748891/content. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

Inman, M. (2020): Gas at a Crossroads: Why the EU should not continue to expand its gas infrastructure. Abrufbar unter: https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2020/02/Gas_at_a_Crossroads_EU.pdf. Letzter Zugriff am: 10.5.2021.

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg gGmbH, Hamburg Institut Research gGmbH (2020): Berichtspflicht gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zum Potenzial der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Abrufbar unter: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/de_ca_2020_de_a01_art_157_red_ii_report_germany.pdf. Letzter Zugriff am: 8.5.2021.

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, adelphi consult, PricewaterhouseCoopers, Ecofys Germany, Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (2017): Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht – Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“. Abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/2471.ifeu_Heidelberg_Waermenetze-4.0_aug18.pdf. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, GEF Ingenieur AG, INDEVO, geomer (2019): EnEff: Wärme – netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Abrufbar unter: https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Schlussbericht_EnEffWärme-NENIA.pdf. Letzter Zugriff am: 29.4.2021.

IPCC (2013): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Abrufbar unter:

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_all_final.pdf. Letzter Zugriff am: 1.6.2021.

Lebel, E. D., Lu, H. S., Speizer, S. A., Finnegan, Colin. J., Jackson, R. B. (2020): Quantifying Methane Emissions from Natural Gas Water Heaters. In: Environmental Science and Technology. Jg. 54, Nr. 9. Abrufbar unter: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.est.9b07189>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

Öko Institut e.V. (2019): Wärmewende – ein hoher CO₂-Preis reicht nicht!. Abrufbar unter: <https://blog.oeko.de/waermewende-ein-hoher-co2-preis-reicht-nicht/>. Letzter Zugriff am: 7.5.2021.

Öko Institut e.V. (2021a): Viel mehr Förderanträge für Energieeffizienz in Gebäuden 2020: Gut fürs Klima? Sanierung#1. Abrufbar unter: <https://blog.oeko.de/viel-mehr-foerderantraege-fuer-energieeffizienz-in-gebaeuden-2020-gut-fuers-klima/>. Letzter Zugriff am: 7.5.2021.

Öko Institut e.V. (2021b): Kommunale Wärmepläne für die Wärmewende. Abrufbar unter: <https://blog.oeko.de/kommunale-waermeplaene-fuer-die-waermewende/>. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Öko Institut e.V., Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien (2020): Anforderungen und Handlungsoptionen zur Erfüllung der im Hamburgischen Klimaschutzgesetz erlassenen EE-Nutzungspflicht im Gebäudebestand und die daraus resultierenden Kosten für Gebäudeeigentümer. Abrufbar unter: https://www.oeko.de/uploads/oeko/oeko-doc/HH_Nutzungspflicht_EE-Waerme.pdf. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Prognos (2020): Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Berlin.

Prognos AG, Fraunhofer IFAM, Öko Institut e.V., BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht (2019): Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung: Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/evaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Letzter Zugriff am: 26.4.2021.

SOLID, AEE INTEC, Planenergi, Solites, Hamburg Institut, Thüringer Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz (2018): Einbindung von Solarthermie in Biomassebasierte Wärmenetze. Abrufbar unter: https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/05/20180418-2-SDHp2m_SDH_Biomasse.pdf. Letzter Zugriff am: 4.5.2021.

SRF (2020): Basel kommt weg von Gas- und Ölheizungen. Abrufbar unter: https://www.srf.ch/news/schweiz/energiegesetz-wirkt-basel-kommt-weg-von-gas-und-oelheizungen?wt_mc_o=srf.share.app.srf-app.unknown. Letzter Zugriff am: 11.5.2021.

Stiftung Umweltenergierecht (2015): Auswertung politischer und technischer ökonomischer Grundlagen der energetischen Biomassenutzung. Abrufbar unter: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/03/stiftungumweltenergierecht_wuestudien_04a_auswertung-grundlagen.pdf. Letzter Zugriff am: 1.5.2021.

Tagesspiegel (2020): CO₂-Ausstoß der Hauptstadt um 40,7 Prozent gesunken. Abrufbar unter: <https://www.tagesspiegel.de/berlin/berlin-erreicht-klimaziel-2020-vorzeitig-co2-ausstoss-der-hauptstadt-um-40-7-prozent-gesunken/26704764.html>. Letzter Zugriff am: 26.5.2021.

topagrar online (2021): „Warum dauert es so lang, bis das BAFA das Fördergeld für Holzheizungen auszahlt?“ Abrufbar unter: <https://www.topagrar.com/energie/news/warum-dauert-es-solange-bis-das-bafa-das-foerdergeld-fuer-holzheizungen-auszahlt-12499510.html>. Letzter Zugriff am: 7.5.2021.

UBA (2008): Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3476.pdf>. Letzter Zugriff am: 25.4.2021.

UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Dessau-Roßlau. Abrufbar unter: [\\FOESDCBER01\Y-Umwelt\9 Wissensmanagement\Fachinfos\Externe Kosten\UBA 2012 Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3476.pdf). Letzter Zugriff am: .

UBA (2013): Globale Landflächen und Biomasse: nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/globale_landflaechen_biomasse_bf_klein.pdf. Letzter Zugriff am: 28.4.2021.

UBA (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Climate Change 27/2016. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf. Letzter Zugriff am: 29.3.2017.

UBA (2020a): Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten. Kostensätze. Stand 12/2020. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-12-21_methodenkonvention_3_1_kostensaetze.pdf. Letzter Zugriff am: 24.2.2021.

UBA (2020b): Energieverbrauch privater Haushalte. Abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#end-energieverbrauch-der-privaten-haushalte>. Letzter Zugriff am: 25.4.2021.

United Nations Environment Programme, Climate & Clean Air Coalition (2021): Global Methane Assessment: Benefits and Costs of Mitigating Methane

Emissions. Abrufbar unter:
<https://www.unep.org/resources/report/global-methane-assessment-benefits-and-costs-mitigating-methane-emissions>. Letzter Zugriff am: 2.6.2021.

Verband Kommunaler Unternehmer e.V. (2018): Kommunale Wärmewende – Die Lösung liegt vor Ort!. Abrufbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/180711_VKU_Broschuere_Waermewende_RZ-WEB.pdf. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Verlinden, J., u.a. (2021): Aktionsplan Faire Wärme – Aufbruch für klimaneutrale, bezahlbare und warme Wohnungen und ein starkes Handwerk. Abrufbar unter: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/261/1926182.pdf>. Letzter Zugriff am: 8.5.2021.

Wuppertal Institut (2017): Konversion der Wärmeversorgungsstrukturen. Abrufbar unter: https://e-pub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6901/file/6901_Schuewer.pdf. Letzter Zugriff am: 13.5.2021.

Wüstenrot Stiftung (2014): Solarthermie: Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern. Abrufbar unter: https://www.wuestenrot-stiftung.de/wp-content/uploads/2014/08/Buch_Solarthermie_Web.pdf. Letzter Zugriff am: 27.4.2021.

de Zwart, M., van Dijk, G., Klimstra, J. (2012): Methane emissions from gas engines driving combined heat and power installations. In: Journal of Integrative Environmental Sciences. Abrufbar unter: <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/1943815X.2012.691885?needAccess=true>. Letzter Zugriff am: 14.5.2021.

ANHANG

Tabelle 6: Methanverlustraten für Erdgas aus der Russischen Föderation

Report/Studie	Bezugsjahr	Methanverlustrate in %
		Summe Gesamtvorkette
Exergia 2015	2012	1,5
DBI 2016	2012	0,386
	2013	0,335
	2014	0,276
Thinkstep 2017	2015	0,309
NIR 2014	2012	3,079
NIR 2019	2017	1,174

Quelle: (BGR 2020)

Tabelle 7: Methanverlustraten für Erdgas aus Norwegen per Pipeline

Report/Studie	Bezugsjahr	Methanverlustrate in %
		Summe Gesamtvorkette
Exergia 2015	2012	0,01
DBI 2016	2012	0,058
	2013	0,067
	2014	0,016
Thinkstep 2017	2015	0,009
NIR 2019	2017	0,004

Quelle: (BGR 2020)

Tabelle 8: Methanverlustraten für Erdgas aus den Niederlanden per Pipeline

Report/Studie	Bezugsjahr	Methanverlustrate in %
		Summe Gesamtvorkette
Exergia 2015	2012	0,03
DBI 2016	2012	0,003
	2013	0,028
	2014	0,022
Thinkstep 2017	2015	0,028
NIR 2019	2017	0,035

Quelle: (BGR 2020)

Tabelle 10: Methanverlustraten im Erdgassystem Deutschlands

	als % des insgesamt verarbeiteten Gases
Produktion	0,025
Verarbeitung	0,02
Übertragung	0,1255
Verteilung	0,3675
Summe	0,538

Quelle: (IASS 2016)