

Rödl & Partner

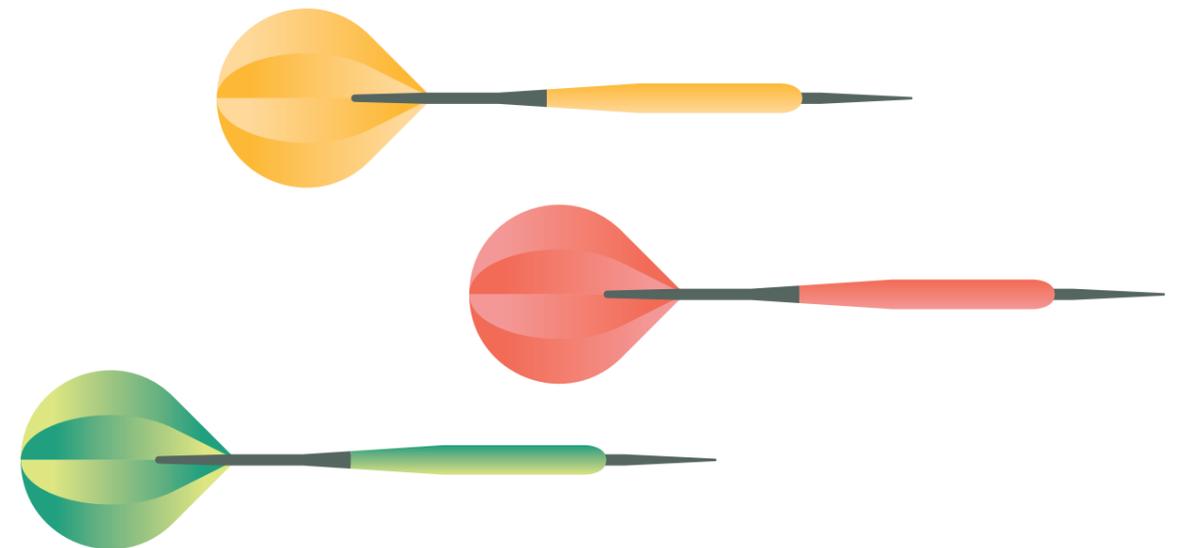
Die Wärmezielscheibe

Wärmewende in Deutschland
erfolgreich gestalten



„Limiting the risks from global warming of 1.5°C in the context of sustainable development and poverty eradication implies system transitions that can be enabled by an increase of adaptation and mitigation investments, policy instruments, the acceleration of technological innovation and behaviour changes (high confidence).“

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2018



„Die Begrenzung der Risiken einer globalen Erwärmung um 1,5°C im Zusammenhang mit nachhaltiger Entwicklung und Armutsbeseitigung setzt Systemübergänge voraus, die durch eine Erhöhung der Anpassungs- und Minderungsinvestitionen, politische Instrumente, die Beschleunigung von Technologieinnovation und Verhaltensänderungen ermöglicht werden können“

Weltklimarat (IPCC), 2018

Executive Summary

Dieses Konzeptpapier widmet sich dem Status quo, den möglichen Entwicklungen und Technologien des Wärmemarktes im Jahr 2050 sowie den entsprechenden zentralen Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für die Entscheidungsträger aus Politik und Versorgungswirtschaft. Gegenstand der Analyse ist zunächst der heutige Wärmemarkt, bevor die wichtigsten Zukunftstechnologien untersucht und diskutiert werden. Die Untersuchungen fokussieren sich auf den heutigen Wärmemarkt, den Wärmemarkt im Jahr 2050 und die Transformation, die bis dahin umzusetzen ist. Darauf aufbauend wird die Wärmezielscheibe entwickelt, aus der sich übergreifende Strategien für die Wärmewende ableiten lassen. Auf dieser Grundlage erfolgt schließlich die Aufbereitung der wichtigsten Erkenntnisse und Hinweise für die Versorger. Die zentralen Schlussfolgerungen und Aussagen der vier Kernkapitel dieses Papiers sind nachfolgend in 20 Thesen festgehalten:

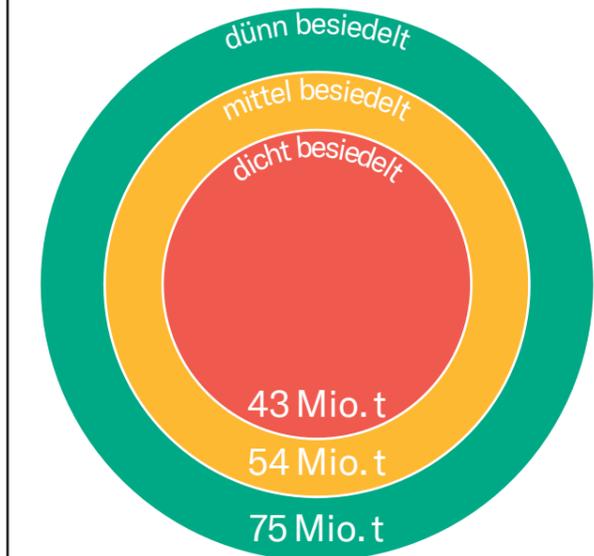
Wärmemarkt

1. Der Wärmemarkt ist der Sektor mit dem größten Endenergieverbrauch und den kleinsten Fortschritten in Sachen Dekarbonisierung. Die Reduzierung des Nutzwärmebedarfs einerseits und die Abkehr einer überwiegend fossilen Energiebereitstellung andererseits bergen ein immenses Potenzial, CO₂-Emissionen zu vermeiden. Daneben ist es möglich, die Importabhängigkeit von fossilen Rohstoffen zu reduzieren und die lokale Wertschöpfung nachhaltig zu steigern.
2. Die Bereitstellung der Wärme erfolgt in Deutschland heutzutage größtenteils (ca. 90 Prozent) dezentral, die Fernwärme wird jedoch im Wärmemarkt von morgen eine bedeutende Rolle spielen.
3. Bisher ließen sich weder bei der Effizienzsteigerung noch beim Einsatz von Erneuerbaren Energien bedeutende Fortschritte erzielen. Der Anteil liegt seit Jahren bei etwa 11 Prozent und muss durch umfangreiche Investitionen langfristig gesteigert werden. Allgemein wird davon ausgegangen, dass eine Senkung des Nutzenergiebedarfs möglich ist, wobei die Schätzungen teils weit auseinander liegen. Bei Fortführung des aktuellen Trends ist bis 2050 eine Einsparung des Nutzwärmebedarfes von lediglich 25 Prozent erreichbar. Um die anvisierte Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 Prozent zu erzielen, müssen die Einsparungen mindestens 38 Prozent betragen.
4. Der Wärme-, Kälte- und Warmwasserbedarf lässt sich anhand des wärmespezifischen Urbanitätsgrads unterscheiden, der die Wärmedichte – also den Wärmebedarf pro Quadratmeter – in einen Zusammenhang mit den Siedlungstypen stellt. So können dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete identifiziert werden. Dicht besiedelte Gebiete zeichnen sich durch eine hohe Wärmedichte aus, und sind insbesondere in urbanen Ballungszentren anzutreffen. Dünn besiedelte Gebiete liegen schwerpunktmäßig bei kleinen Siedlungstypen (z. B. Landgemeinden), aber auch in Randgebieten größerer Städte, vor. Mittel besiedelte Gebiete liegen im Wärmebedarf pro Fläche zwischen dünn und dicht besiedelten Flächen. Die Übergänge sind oft fließend.
5. Bei der Analyse dieser drei Bereiche zeigt sich, dass 30 Prozent des Wärmebedarfs auf nur 5 Prozent der Fläche – den dicht besiedelten Gebieten – anfallen. In Zukunft werden aufgrund von Effekten wie der Landflucht und der Suburbanisierung die dicht und mittel besiedelten Gebiete zunehmend an Bedeutung gewinnen. Im Jahr 2050 werden dort zusammen mehr als 70 Prozent der Energie verbraucht werden. Das umsatzbezogene (Brutto-)Marktvolumen beläuft sich im dicht besiedelten Gebiet auf 20 Milliarden Euro pro Jahr, in mittel besiedelten Gebieten auf 16 Milliarden Euro.

Verteilung der Flächen und CO₂-Emissionen in Deutschland (2020)

Flächen

CO₂-Emissionen



Technologien

6. Die Erzeugungstechnologien im Wärmemarkt der Zukunft lassen sich in Effizienzsteigerungstechnologien, Sektorenkopplungstechnologien und erneuerbare Wärmeerzeugungstechnologien unterscheiden. Um die zukünftige Rolle der Technologien am Energiemarkt bewerten zu können, sind die Aspekte des Flächenbedarfs bzw. Flächenverbrauchs, der örtlichen Verfügbarkeit, des CO₂-Ausstoßes sowie ökonomische Aspekte wie Investitionskosten und Betriebskosten zu analysieren. Neben der Erzeugung wird die Verteilung der Wärme über Fernwärmenetze sowie die Speicherung thermischer Energie eine wesentliche Rolle spielen.
7. Die KWK, die thermische Abfallverwertung sowie die Nutzung industrieller Abwärme können in die Kategorie der Effizienzsteigerungstechnologien eingeordnet werden. Sie eignen sich insbesondere für Gebiete mit hohen Wärmedichten – also die dicht und mittel besiedelten Gebiete. Für diese Technologien lassen sich folgende Schlussfolgerungen ableiten:
 - Die KWK auf Basis fossiler Brennstoffe spielt derzeit eine maßgebliche Rolle bei der Bereitstellung von Strom und Wärme, stellt allerdings eher eine Brückentechnologie dar, wenn es nicht gelingt, großtechnisch synthetische Gase bereitzustellen. Im Erzeugungsmix der Zukunft müssen die konventionellen Kraftstoffe so weit wie möglich durch synthetische Gase ersetzt werden.
 - Die thermische Abfallverwertung muss in Deutschland zu einer siedlungsnahen Verwertung umstrukturiert werden und die Nutzung der thermischen Energie zur Wärme- und Kältebereitstellung ist zu priorisieren.
 - Die Nutzung anfallender Abwärme in industriellen Prozessen muss im künftigen Energiesystem priorisiert werden. Die Einschätzungen der nutzbaren Potenziale gehen stark auseinander, sie sind jedoch selbst im konservativen Fall enorm.

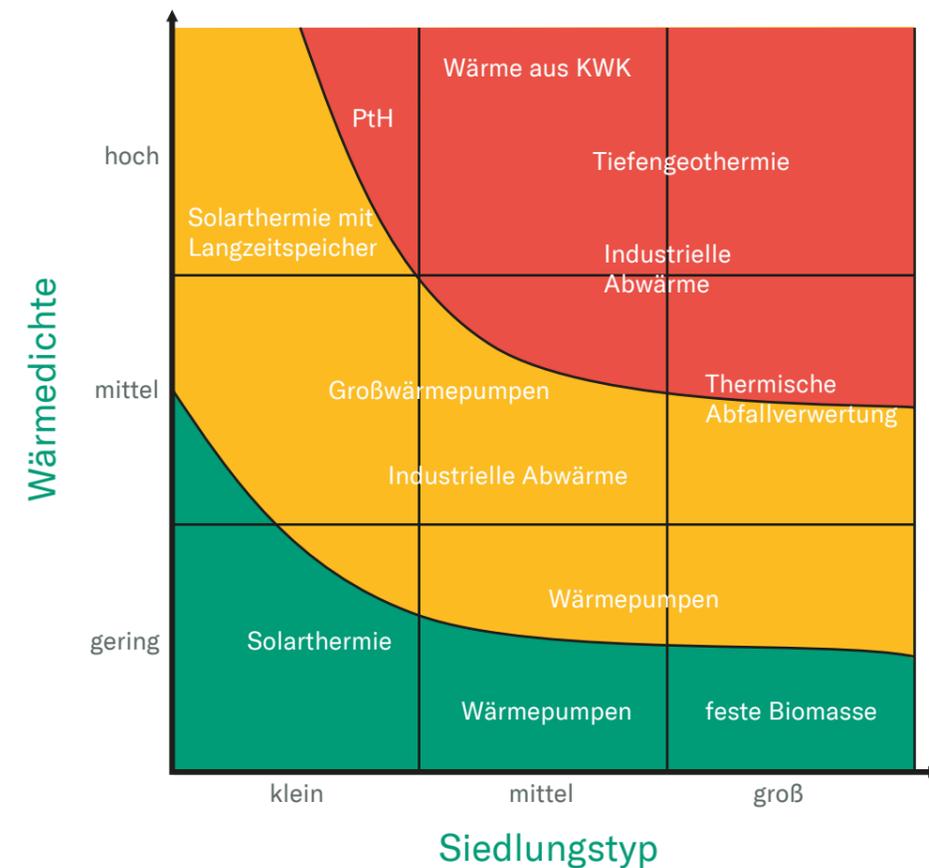
8. Über einen zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien zur Stromgewinnung kann perspektivisch nachhaltig produzierter Strom einen wichtigen Beitrag zur Wärmebereitstellung in Deutschland leisten. Für die Sektorkopplung stehen beispielsweise Power-to-Heat, Wärmepumpen sowie Power-to-Gas zur Verfügung. Für die Förderung der Marktreife von Power-to-X ist es erforderlich, die gesetzlichen Rahmenbedingungen anzupassen. Alle Sektorkopplungstechnologien bedingen, dass die Stromerzeugung aus nachhaltigen Ressourcen massiv steigen muss und die Verteilnetze dementsprechend ausgebaut werden.

- Power-to-Heat-Anlagen können im großtechnischen Bereich eingesetzt und damit die Wärme in Fernwärmenetze eingebracht werden. Der Wirkungsgrad der Umwandlung liegt bei weit über 90 Prozent.
- Power-to-Gas-Anlagen stellen je nach Anlagenkombination Wasserstoff oder Methan bereit, das teilweise (Wasserstoff bis zu 10 Prozent) bzw. vollständig (Methan) über die vorhandene Gasnetzstruktur verteilt werden kann. Hier sind allerdings die entlang der Prozesskette entstehenden hohen Verluste zu beachten. Power-to-Gas ist nur dann sinnvoll, wenn es keine bessere Nutzungsmöglichkeit für den fluktuierenden Strom gibt.
- Wärmepumpen festigen insbesondere im Neubau ihre starke Marktposition. In dünn besiedelten Gebieten werden sie eine wichtige Aufgabe bei der Wärmeversorgung von morgen spielen. Für dicht besiedelte Gebiete sollten sie aufgrund der vergleichsweise geringen Ressourceneffizienz nicht eingesetzt werden.

9. Für die erneuerbare Wärmeherzeugung bietet sich der Einsatz von Tiefengeothermie, Solarthermie und Biomasse an.

- Die Tiefengeothermie verfügt über ein theoretisch unerschöpfliches Potenzial. Zunächst ist sie in geologisch vorteilhaften Regionen, in denen hydrothermale Technologien zum Einsatz kommen können, verstärkt auszubauen. Mittel- bis langfristig hat sie das Potenzial, in dicht besiedelten Gebieten die dekarbonisierte Wärmeversorgung zu gewährleisten.
- Verfügbarkeit und Bedarf gehen bei der Solarthermie sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal auseinander. Daher bedarf es für eine optimale Nutzung der Solarthermie des Einsatzes von entsprechend geeigneten Wärmespeichern. Aufgrund der vergleichsweise geringen flächenspezifischen Leistung werden für die großtechnische Installation Freiflächen benötigt. Diese sind in dicht besiedelten Gebieten meist nicht vorhanden oder wegen der Konkurrenz zum Wohnungsbau zu kostenintensiv, weswegen der Einsatz in dünn und mittel besiedelten Gebieten in Kombination mit Speicherlösungen erfolgen kann.
- Bei Biomasse lassen sich verschiedene Formen und Arten der Herkunft unterscheiden. Der Einsatz von biogenen Feststoffen sowie Biogasen auf Basis von Holz und Nutzpflanzen sollte langfristig nicht (mehr) für die Wärmebereitstellung, sondern im Zweifel in anderen Sektoren zum Einsatz kommen, die stärker auf sehr kompakte Hochtemperaturenergiebereitstellung angewiesen sind. Hier ist insbesondere der Transportsektor auf Straße und Schiene sowie in der Luft zu nennen. Biogene Abfälle sollten dagegen bestmöglich ausgenutzt werden und fossile Anwendungen lokal verdrängen.

Wärmespezifischer Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von Wärmedichte und Siedlungstyp



■ dicht besiedelt
 ■ mittel besiedelt
 ■ dünn besiedelt

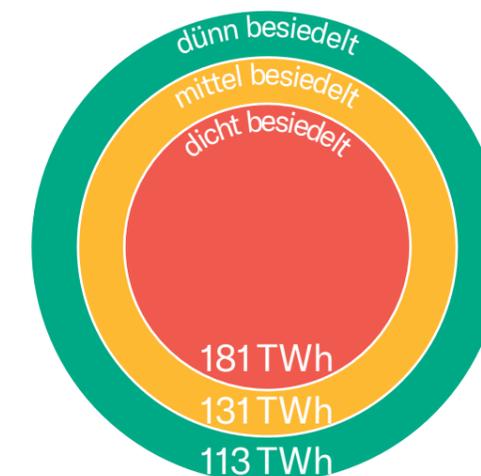
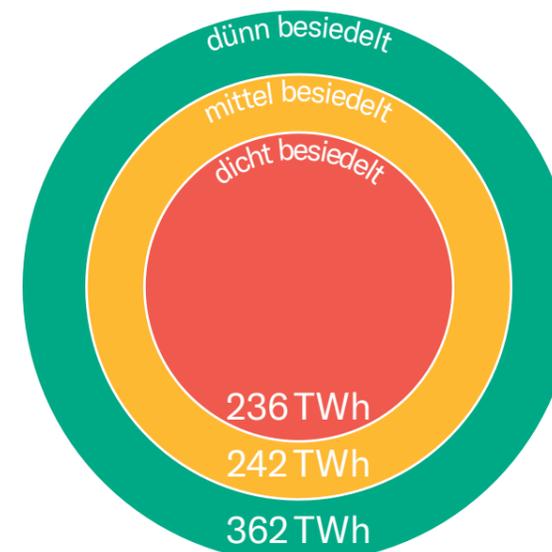
Die Wärmezielscheibe – Schlussfolgerungen

10. Die Wärmezielscheibe zentriert den Bereich, für den schnell große Fortschritte bei der effizienten Dekarbonisierung erreicht werden können. Die Wärmezielscheibe teilt den Wärmemarkt in dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete und besteht daher aus drei Ringen. Das dicht besiedelte Gebiet wird zum Zentrum der Zielscheibe. Dort ist es möglich auf kleiner Fläche schnell und effizient große Erfolge hinsichtlich der Vermeidung von CO₂-Emissionen zu erzielen.
11. Auf Basis der Wärmezielscheibe lassen sich zwei wesentliche Erkenntnisse ableiten: Zum einen kann eine Priorisierungsstrategie für den Wärmemarkt erarbeitet werden. Zum anderen wird klar, dass jeder der drei Ringe andere Maßnahmen, Akteure, Technologien und politische Anreize benötigt. Der Wärmemarkt braucht für dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete unterschiedliche Anreize für die volkswirtschaftlich optimalen Lösungen und Strategien. Die Wärmezielscheibe dient der Einordnung des Gesamtmarktes, lässt sich aber auch lokal zur Erarbeitung von Wärmenutzungskonzepten und zur Entwicklung von nachhaltigen Geschäftsmodellen der Versorgungswirtschaft verwenden.
12. Die dicht besiedelten Gebiete, die insbesondere in Großstädten und zu Teilen auch in Mittelstädten vorzufinden sind, können durch flächendeckenden Ausbau von CO₂-neutral beheizten Fernwärmenetzen effizient dekarbonisiert werden. Dazu bedarf es einer Steigerung der Effizienz in den Gebäuden und der dadurch ermöglichten Absenkung der Rücklauftemperaturen. Dies ist die Grundvoraussetzung für den effizienten und verstärkten Einsatz von Abwärme aus der Abfallverwertung, industriellen Prozessen und Dienstleistungssektoren, der Tiefengeothermie, der Solarthermie und der Substitution von Kohle-KWK.
13. Alle diskutierten Technologien haben ihre Daseinsberechtigung und ihre Vorteile, was sie für eine erfolgreiche Wärmewende und zur Erreichung der Klimaziele unabdingbar machen. Dafür sind die jeweiligen lokalen und strukturellen Gegebenheiten zu analysieren und die jeweils optimalen Technologien auszuwählen. Wichtig dabei ist, dass sich die Technologien nicht gegenseitig kanibalisieren, sondern in den Urbanitätsgraden zum Einsatz kommen, die dem Anforderungsprofil der Technologie entsprechen. Damit können für alle Technologien geeignete Marktsegmente mit jeweils ausreichendem Marktvolumen herausgearbeitet werden.
14. Die Markthemmnisse für zentrale Technologien – insbesondere im Kern der Zielscheibe – sind zu beseitigen. Beispielsweise sind bei der industriellen Abwärme die Risiken bei der Vertragsgestaltung zwischen Industriebetrieben und Abnehmern sowie die Problematik von unterschiedlichen Anforderungen der Versorgungs- und der Privatwirtschaft zu nennen und abzumildern. Die Investoren von Tiefengeothermieprojekten müssen in der ersten Phase, die sich durch hohes Risiko und hohen Kapitaleinsatz auszeichnet, abgesichert sein. Nicht zuletzt sind Power-to-X-Technologien von Stromumlagen (z. B. EEG-Umlage) zu befreien.

Verteilung des Wärmebedarfs

2020: 840 TWh

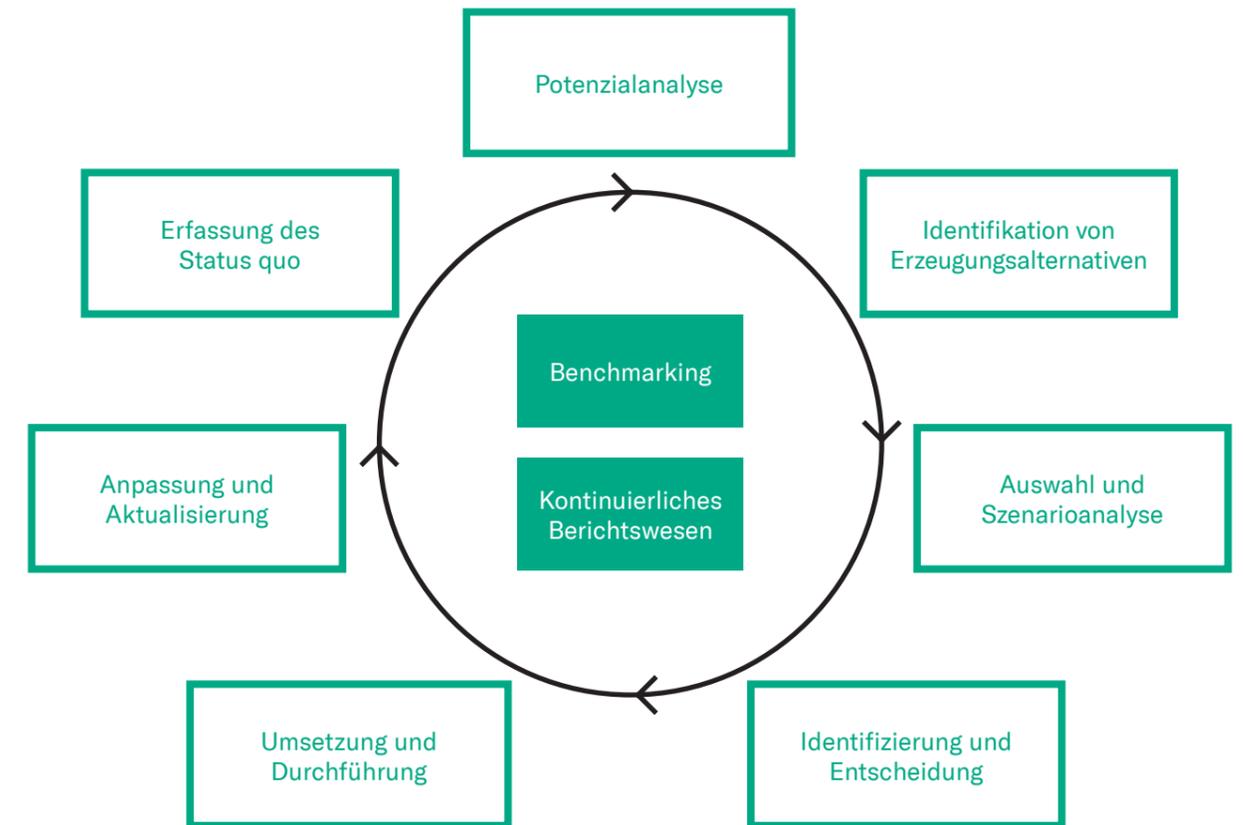
2050: 425 TWh



Handlungsempfehlung für Versorger

15. Stadtwerke und Energieversorger haben mehrheitlich erkannt, dass sie Veränderungen vornehmen müssen. Allerdings fehlt es an konkreten und wirtschaftlich tragbaren Umsetzungsspielräumen seitens der Politik. Im Rahmen des Transformationsprozesses darf es keine Denkverbote geben und Gesellschafter und Geschäftsführer müssen gemeinsam an einem Strang ziehen, Diversifikationsstrategien entwickeln und den Mut haben, unrentable Geschäftsfelder aufzugeben und damit Raum für Innovationen zu schaffen.
16. Für die lokalen Gegebenheiten muss eine lokale Wärmezielscheibe entwickelt werden. Dabei sollte anhand der ortsspezifischen Wärmestruktur, der Verteilung von Industrie- und Gewerbebetrieben, des vorherrschenden Flächenangebots sowie der geologischen Gegebenheiten ein übergreifender Wärmenutzungsplan erarbeitet werden. Damit lassen sich die langfristigen Potenziale identifizieren, aber auch Geschäftszweige ausfindig machen, die nicht auf die dekarbonisierte Zukunft vorbereitet sind. Die langfristige Entwicklung der Gasnetze ist zum Beispiel insbesondere von der Entwicklung synthetischer Gase abhängig.
17. Durch eine ganzheitliche Strategie im Rahmen der Wärmewende entstehen wirtschaftliche Chancen für die Energiewirtschaft. Der Einsatz von Energiequellen, die die lokale Wertschöpfung steigern, ermöglicht es, Gelder zu vereinnahmen, die vorher für den Import von fossilen Energieträgern abgeflossen sind. In diesem Zusammenhang sind beispielsweise die Tiefengeothermie sowie die Solarthermie zu nennen. Bei der Grundsatzentscheidung über das künftige Portfolio müssen also Energieträger und Erzeugungstechnologien priorisiert werden, bei denen die komplette Wertschöpfung auf lokaler Ebene verbleibt.
18. Ein für die notwendigen Investitionen angemessener Wärmepreis muss anhand von langfristigen Cashflow-Modellen berechnet werden. Die Grundpreise werden in den Preismodellen der Fernwärme von morgen aufgrund der Transformation hin zu kapitalintensiven Technologien der Erzeugung und Verteilung mit geringen Betriebskosten einen größeren Anteil einnehmen.
19. Die Anforderungen an Stadtwerke und deren Rolle werden sich maßgeblich ändern. Die Geschäftsmodelle werden digitaler und das Serviceangebot für Kunden wird für den Geschäftserfolg maßgeblich. Dies bietet jedoch auch Chancen für die Vermarktung der Fernwärme, die als komfortables und innovatives Produkt für den Kunden zu positionieren ist.
20. Die Wärmestrategie muss jetzt vorbereitet werden, da die Entscheidungen von heute aufgrund der langen Lebensdauer von Netzen und Erzeugungsanlagen maßgeblich das Ergebnis von morgen beeinflussen. Dazu dient die entwickelte Checkliste zur Transformationsstrategie für Versorger.

Prozessdiagramm Transformationsstrategie Versorger



Inhalt

Abbildungsverzeichnis	14	4. Die Wärmezielscheibe	88
Tabellenverzeichnis	15	4.1 Herleitung der Wärmezielscheibe	89
Abkürzungsverzeichnis	16	4.2 Technologiezuordnung	91
1. Einleitung	18	4.2.1 Technologien in dicht besiedelten Gebieten	91
2. Der Wärmemarkt in Deutschland im Überblick	20	4.2.2 Technologien in mittel besiedelten Gebieten	92
2.1 Wärmemarkt in Deutschland – Status quo	21	4.2.3 Technologien in dünn besiedelten Gebieten	93
2.2 Zukünftige Entwicklung des Wärmemarktes	26	4.2.4 Zusammenfassende Beurteilung der Technologien	94
2.3 Wärmeverteilung nach Urbanitätsgrad	31	4.2.5 Exkurs – Gasnetze	95
2.4 Marktanalyse nach Urbanitätsgrad – heute und 2050	33	4.3 Wärmezielscheibe als Instrument zur Strategieentwicklung	96
3. Zukunftstechnologien im Wärmemarkt	42	4.3.1 Technologieoffenheit und Verantwortlichkeiten	96
3.1 Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz	43	4.3.2 Die Wärmezielscheibe als Grundlage kommunaler Wärmenutzungskonzepte	98
3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung	43	4.3.3 Priorisierungsstrategie	99
3.1.2 Thermische Abfallverwertung	45	5. Die Wärmezielscheibe für Versorger	102
3.1.3 Industrielle Abwärme	50	5.1 Wärmezielscheibe als Teil der Transformationsstrategie	104
3.2 Sektorenkopplungstechnologien	54	5.2 Umsetzung von Fernwärmeprojekten	108
3.2.1 Power-to-Heat	55	5.2.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	108
3.2.2 Wärmepumpen	57	5.2.2 Ermittlung der Wärmepreishöhe	109
3.2.3 Power-to-Gas	60	5.2.3 Herleitung der Preisgleitformel	112
3.3 Erneuerbare Wärmeerzeugung	63	5.2.4 Fördermittel	113
3.3.1 Biomasse	64	5.3 Digitalisierung in der Wärmeversorgung	114
3.3.2 Tiefengeothermie	66	5.3.1 Erzeugung	114
3.3.3 Solarthermie	71	5.3.2 Netzbetrieb	115
3.4 Wärmeverteilung	74	5.3.3 Verbraucher	116
3.4.1 Dezentrale Lösungen	74	5.4 Aktuelle Trends der Fernwärmeversorgung	118
3.4.2 Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme	76	6. Fazit	122
3.5 Unterstützende Technologien	81	Literaturverzeichnis	124
3.5.1 Wärmespeicher	81	Ansprechpartner	128
3.5.2 Sektorkopplung Wärme-Kälte	84	Impressum	130

Abbildungsverzeichnis

1	Endenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen nach Anwendungsbereichen in Deutschland (2016)	21
2	Endenergiebereitstellung in der Wärmeerzeugung in Deutschland	22
3	Dezentrale Fernwärmeversorgung in Deutschland (2016)	23
4	Primärenergieträger bei Bestandsbauten/Neubauten/Niedrigenergiehäusern	23
5	Nettoimporte Energieträger in Deutschland (2016)	24
6	Energieimporte – Energiemenge und Marktwert in Deutschland (2017)	25
7	Klimaziele der Bundesregierung (2016)	26
8	Entwicklung des Nutzwärmebedarfs in Deutschland bis 2050	28
9	Ersatzinvestition in Erneuerbare Energien in Deutschland (2017)	29
10	Notwendiges Investitionsvolumen für regenerative Wärme in Deutschland (2020–2050)	30
11	Wärmespezifischer Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von Wärmedichte und Siedlungstyp	32
12	Verteilung der Bevölkerung	34
13	Verteilung der Flächen	35
14	Verteilung des Wärmebedarfs	37
15	Verteilung der CO ₂ -Emissionen	38
16	Verteilung des Marktvolumens	40
17	Brennstoffeinsatz für Strom und Wärme aus KWK in Deutschland	44
18	Funktionsweise einer thermischen Abfallverwertung	46
19	Thermische Abfallverwertungsanlagen in Deutschland (2017)	47
20	Europaweiter Vergleich der Verwertung und Deponierung von Siedlungsabfällen	48
21	Vor- und Nachteile von thermischer Abfallverwertung	49
22	Potenzial der Nutzung von industrieller Abwärme in Deutschland	53
23	Zugebaute installierte elektrische Leistung entsprechend dem Ausbaupfad des EEG in Deutschland (2017)	54
24	Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise in Deutschland (2009–2017) in €/MWh	56
25	Funktionsweise einer Kompressionswärmepumpe	57
26	Entwicklung des Wärmepumpen-Absatzes in Deutschland (2005–2030)	59
27	Prozessablauf und Einsatz von Power-to-Gas	61
28	Sankey Diagramm Power-to-Gas	62
29	Erneuerbare Wärmeerzeugung in Deutschland (2016)	63
30	Funktionsweise einer hydrothermalen Tiefengeothermie-Anlage	67
31	Untergrundtemperaturen für hydrothermale Tiefengeothermie bei 2.500 m unter N.N.	68
32	Nord-Süd-Schnitt durch das Alpenvorland	69
33	Potenzial der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie in Deutschland	70
34	Schematische Darstellung von Solarkollektoren	72
35	Fernwärmeentwicklungsstufen in Deutschland von 1890 bis heute	77
36	Energieträger in Wärmenetzen in Deutschland (2016)	78
37	Multivalente und intelligente Wärmenetze	80
38	Thermische Speicherkonzepte im Überblick	81
39	Temperaturverlauf bei sensibler und latenter Wärmespeicherung	83
40	Funktionsprinzip Kompressions- und Sorptionskältemaschine	85
41	Glättung des Fernwärmeverbrauchs mittels Sorptionsmaschinen	86
42	Die Wärmezielscheibe heute und im Zielszenario 2050	90
43	Sinnvolle Technologien zur Fernwärmebereitstellung in dicht besiedelten Gebieten	92
44	Sinnvolle Technologien in mittel besiedelten Gebieten	93
45	Sinnvolle Technologien in dünn besiedelten Gebieten	93
46	Vorschläge zur Verbreitung von Erzeugungstechnologien in den verschiedenen wärmespezifischen Urbanitätsgraden	94
47	Akteure der Wärmeversorgung aufgeteilt nach der Wärmezielscheibe	97
48	Prozessdiagramm Transformationsstrategie Versorger	104
49	Beispielhafte Darstellung des Free-Cashflows bei Kraft-Wärme-Kopplung	110
50	Schematische Darstellung zur Ermittlung von Preisgleitformeln	112
51	Digitalisierung in Wärmesystemen	117
52	Trends in der Fernwärmeversorgung	118

Tabellenverzeichnis

T1	Indikatorverteilung 2020	40
T2	Indikatorverteilung 2050	40
T3	Inputmengen in Feuerungsanlagen mit energetischer Verwertung von Abfällen in Deutschland (2015)	47
T4	Abwärmequellen verschiedener Industrien und deren Nutzungsmöglichkeiten	51
T5	Charakteristika verschiedener Sorptionskältemaschinen	85

Abkürzungsverzeichnis

AGFW	Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BtL	Biomass-to-Liquid
COP	Coefficient of Performance
Dena	Deutsche Energie-Agentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFRE	Europäischen Fonds für regionale Entwicklung
EnEV	Energieeinsparverordnung
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
HKW	Heizkraftwerk
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LfA	Landesanstalt für Aufbaufinanzierung
MHKW	Müllheizkraftwerk
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
ORC	Organic Rankine Cycle
PEF	Primärenergiefaktor
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X
m ²	Quadratmeter
SENN	Simulation Environment for Neural Networks
SNG	Synthetic Natural Gas
TWh	Terawattstunden

1. Einleitung

Der Klimawandel stellt eine der größten wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedrohungen und Herausforderungen der nächsten Jahrzehnte dar. Die Schätzungen über die zu erwartenden Schäden bei einer Fortsetzung des aktuellen Ressourcenverbrauchs nehmen beeindruckende Dimensionen an. Der jüngst veröffentlichte Bericht des Weltklimarates warnt davor, dass die Erderwärmung wesentlich schneller erfolgt als angenommen. Eine Überschreitung des 1,5-Grad-Ziels führt vor allem aufgrund von Extremwettern zu schwerwiegenden wirtschaftlichen Folgen und humanitären Krisen.¹ Bereits ein einzelnes durch den Klimawandel ausgelöstes Gewitter kann in Deutschland einen Schaden in Höhe von 4,1 Milliarden Euro verursachen.² Neben den wetterbedingten Risiken muss sich Deutschland auch seinen europarechtlichen Verpflichtungen stellen, die CO₂-Emissionen von Gebäuden, Verkehr und Landwirtschaft maßgeblich zu reduzieren. Werden die notwendigen Maßnahmen hierzulande nicht eingeleitet, muss Deutschland für die Einhaltung der europarechtlich verbindlichen Ziele bis 2030 für bis zu 60 Milliarden Euro Emissionsberechtigungen von anderen EU-Ländern zukaufen.³ Daher sind wir global und speziell auch in Deutschland dazu aufgerufen, ganzheitliche Lösungen in allen, besonders den energieintensiven, Bereichen zu entwickeln und Wachstum und Innovationen zu fördern.

Die Politik hat die Notwendigkeit des Eingreifens erkannt und erste Beschlüsse gefasst. Für eine erfolgreiche Dekarbonisierung muss jeder der drei Verbrauchssektoren Mobilität, Elektrizität und Wärme seinen Beitrag leisten. Der Elektrizitätsmarkt befindet sich bereits mitten im Umbruch. Der Mobilitätssektor soll durch das Vorantreiben der E-Mobilität enger mit dem Stromsektor verzahnt werden. Die Energiewende war jedoch bisher fast ausschließlich eine Stromwende. Bis auf wenige Pilotprojekte und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung findet sich im Wärmesektor keine einheitliche und zielgerichtete Vorgehensweise. Zwar wird zunehmend über die Wärmewende diskutiert, weitreichende oder konkrete Fortschritte sind bundesweit jedoch bislang ausgeblieben. Die Wärmewende steckt noch in Kinderschuhen – die Akteure und Entscheidungsträger zögern. Dies liegt zum einen an den fehlenden lokalen und nationalen Gesamtkonzepten und Zielvorgaben und zum anderen an den im Vergleich zum Strom- und Gasmarkt komplexeren und lokalspezifischen Strukturen des Wärmemarktes. Bislang liegt das Hauptaugenmerk auf der verbraucherseitigen Reduktion von Wärmebedarfen durch energetische Sanierung, Niedrigenergiestandards oder Wärmerückgewinnungsmaßnahmen. Um das 95-Prozent-Ziel der Dekarbonisierung auf dem Energiemarkt zu erreichen, ist der Einsatz von fossilen Energieträgern, dazu gehört auch Erdgas, auf das technisch absolut Notwendige zu reduzieren. Auch wenn der Nutzwärmebedarf wie geplant massiv gesenkt wird, weist der Wärmesektor auch in Zukunft den höchsten Nutzenergiebedarf aller Sektoren auf. Daher muss am Wärmemarkt zwingend ein disruptiver Transformationsprozess stattfinden. Es gilt diesen Prozess sowohl volkswirtschaftlich als auch ökonomisch sinnvoll zu gestalten. Dazu dient das Instrument der „Wärmezielscheibe“, die Entscheidungsträger aus der Politik und der Energiewirtschaft bei der Ziel- und Strategieformulierung für die konkrete Umsetzung der Wärmewende unterstützen soll. Weiterhin sollen Handlungsimpulse gesetzt und eine Diskussion angeregt werden.

Dieses Konzeptpapier bietet einen Einblick in die derzeitige Situation am deutschen Wärmemarkt und eröffnet einen Ausblick auf die Potenziale und Entwicklungen der Energiewende im Wärme- und Kältemarkt für die Politik und die Versorgungsunternehmen. Dazu wird der Wärmemarkt in strukturell vergleichbarere Bereiche untergliedert. Dies geschieht anhand des wärmespezifischen Urbanitätsgrades, der Siedlungstypen und die jeweiligen Wärmedichten – also den Wärmebedarf pro Fläche – in Beziehung setzt. Anhand dieser Systematik werden in den folgenden Kapiteln zentrale Thesen und Empfehlungen erarbeitet.

Weiterhin zeigt das Konzeptpapier die wichtigsten nachhaltigen Technologien für eine dekarbonisierte Wärme- und Kälteversorgung auf und bewertet sie anhand der bestmöglichen Passung hinsichtlich des wärmespezifischen Urbanitätsgrades. Zur Gewinnung von thermischer Energie stehen verschiedene Energieträger zur Verfügung: Zum einen kann thermische Energie bei Prozessen der Effizienzsteigerung ausgekoppelt werden, beispielsweise bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Weiterhin kann über Sektorenkopplungstechnologien (Power-to-X-Technologien, PtX) mithilfe von Strom Wärme bereitgestellt werden. Schließlich stehen Erneuerbare Energien wie die Nutzung der Tiefengeothermie, Solarthermie oder Biomasse zur Verfügung.

Im nächsten Schritt geht das Konzeptpapier auf die Möglichkeiten und Grenzen der Wärmeverteilung ein. Viele der untersuchten Erzeugungstechnologien stehen nicht zeitgleich mit dem Bedarf zur Verfügung. Daher werden als nächstes Technologien betrachtet, die zur Optimierung dieser Herausforderung bereitstehen. Der Asynchronität von Erzeugung und Verbrauch kann durch Speicher, aber auch durch Wärme-Kälte-Kopplung begegnet werden.

Anschließend erfolgt die Herleitung der Wärmezielscheibe und die Zuteilung der verfügbaren Technologien auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade, gefolgt von der Ableitung von Strategien und Handlungsempfehlungen für den gesamten Wärmemarkt. Der Fokus liegt im Weiteren zunächst auf der Betrachtung der dicht besiedelten Gebiete und im Speziellen auf den Chancen der Fernwärmeversorgung. Außerdem wird dargestellt, wie die Wärmezielscheibe auch für bundesweite Fragestellungen zu verwenden ist und welche Lösungsvorschläge entwickelt werden müssen, damit die gesellschaftlich gewollte CO₂-neutrale Wärmeversorgung effizient und bis 2050 erreicht wird.

Abschließend erfolgt ein Ausblick mit dem Fokus auf die Versorgungswirtschaft, die letztlich aufgerufen ist, die notwendigen Transformationen im Kern der Wärmezielscheibe umzusetzen und die sich daraus ergebenden wirtschaftlichen Chancen zu nutzen. Aus der Wärmezielscheibe lassen sich für Stadtwerke und Energieversorgungsunternehmen erste Handlungsempfehlungen ableiten. Das Konzeptpapier beleuchtet auch die Aspekte der Wärmenetze 4.0 und geht dabei auf die Umstellung hin zur nachhaltigen Erzeugung und wirtschaftlichen Bereitstellung der Fernwärme ein. Hierbei wird auch die Bedeutung der Digitalisierung und der Maßnahmen zur Netzintegration von innovativen Technologien aufgezeigt. Wir runden das Konzeptpapier mit einer Checkliste zum Transformationsprozess Wärme ab.

2. Der Wärmemarkt in Deutschland im Überblick

Das Übereinkommen von Paris und das darin formulierte Ziel, den Temperaturanstieg weltweit auf 1,5 °C zu begrenzen und so die Auswirkungen des Klimawandels zu reduzieren, hat die Dringlichkeit der Energiewende erhöht.¹ Unter den Aspekten der Wirtschaftlichkeit, der Umweltverträglichkeit und der Versorgungssicherheit wurden seither besonders im Stromsektor der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) und die effiziente Nutzung von Primärenergie vorangetrieben. Um eine von Nachhaltigkeit geprägte Energiewirtschaft zu etablieren, muss jedoch neben dem Strom- und Mobilitätssektor insbesondere auch die Wärme- und Kältebereitstellung modifiziert und regenerativer gestaltet werden, da sie in Deutschland für den überwiegenden Teil des Verbrauchs fossiler Ressourcen verantwortlich ist. Die Europäische Kommission greift die Notwendigkeit der Wärmewende auf und fordert den Übergang zu einer intelligenten, effizienten und nachhaltigen Wärme- und Kälteerzeugung.² In diesem Sinne strebt die Europäische Kommission eine zunehmende Sanierung von Gebäuden, einen verstärkten Ausbau und die Integration Erneuerbarer Energien in die Wärme- und Kältebereitstellung sowie die energetische Nutzung industrieller Abwärme an. Die EU will mithilfe von rechtlichen Schritten und nichtlegislativen Maßnahmen den Wärme- und Kälteverbrauch in allen Verbrauchssektoren effizienter, nachhaltiger und somit kostengünstiger gestalten. In Deutschland wurden vereinzelt Initiativen ergriffen, um die CO₂-neutrale Wärmeversorgung weiter voranzubringen. Mithilfe des vorliegenden Konzeptpapiers werden verbindliche Zielvorgaben für die Bereiche mit den größten Hebeln identifiziert und Ideen für ein schlüssiges Gesamtkonzept zur erfolgreichen Wärmewende entwickelt.

Beginnend mit der Betrachtung des Status quo wird nachfolgend analysiert, wie der Wärmemarkt im Vergleich zu den anderen Verbrauchssektoren in Deutschland abschneidet und welche Bedeutung ihm zukommt. Im Speziellen werden der Endenergieverbrauch, die CO₂-Emissionen und der Primärenergieverbrauch untersucht. Weiterhin wird beleuchtet, wie Deutschland die verschiedenen Primärenergieträger beschafft und welche ökonomischen Folgen daraus resultieren. Anschließend wird von zwei Seiten auf die Entwicklung des Wärmemarktes bis 2050 eingegangen: Die eine Seite bilden die aktuellen politischen Zielvorstellungen im gesamten Energiemarkt und die zweite Seite befasst sich mit den spezifischen Auswirkungen auf den Wärmemarkt. Dazu wird analysiert, wie sich der Nutzwärmebedarf entwickelt und welchen Beitrag die erneuerbaren Wärmeerzeuger leisten müssen. Abschließend wird untersucht, welches ökonomische Ausmaß die Transformation des Wärmemarktes annimmt.

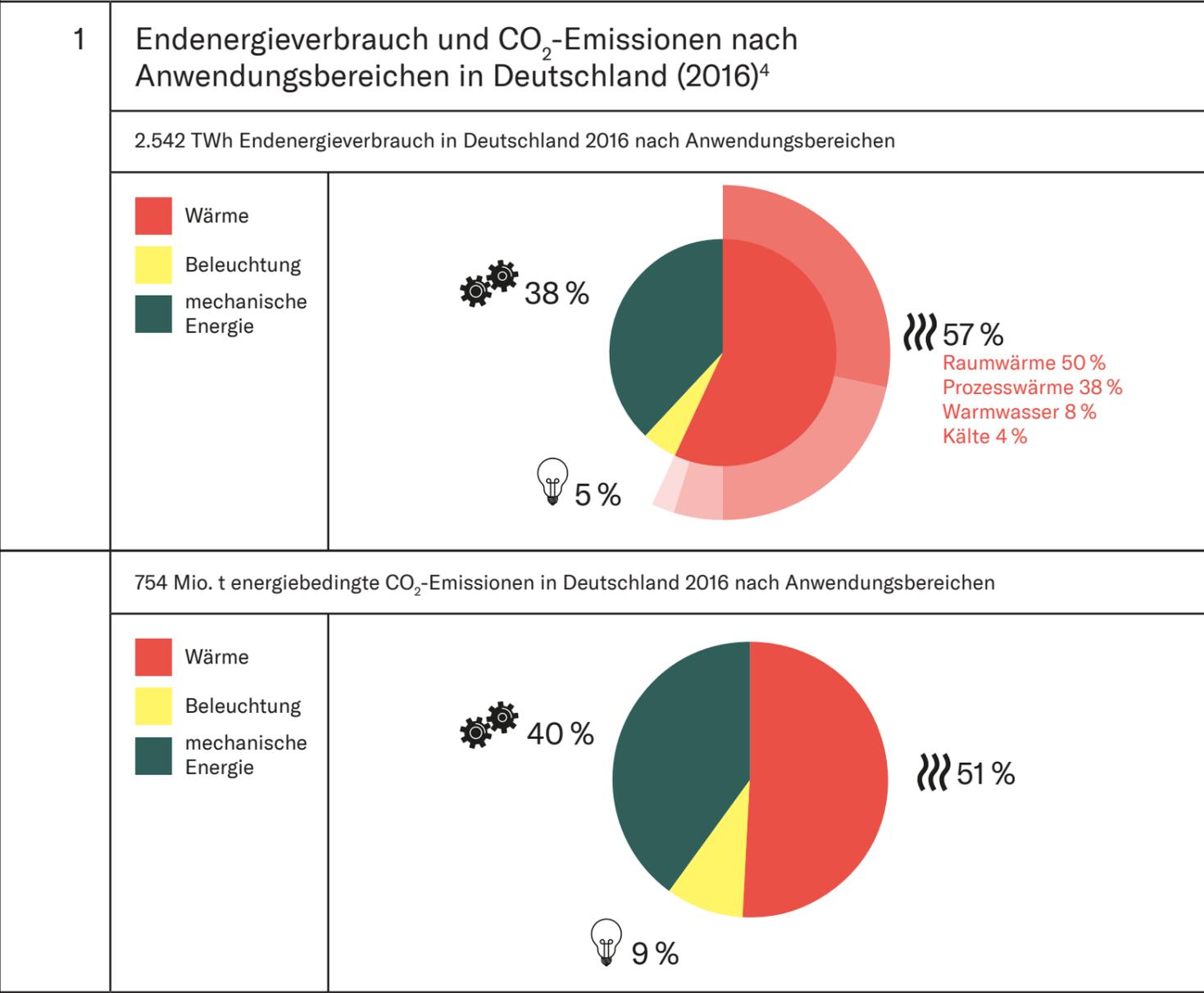
¹ Vgl. Deutscher Bundestag, 2011.
² Vgl. Europäische Kommission, 2016 und Rödl & Partner, 2016.

2.1 Wärmemarkt in Deutschland – Status quo

Endenergieverbrauch und CO₂-Emissionen

Mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von rund 57 Prozent ist der Wärmesektor in Deutschland der energieintensivste der drei Anwendungsbereiche Wärme, Beleuchtung und mechanische Energie (siehe Abbildung 1). Deutschland emittiert aktuell jährlich 754 Millionen Tonnen CO₂, wovon 51 Prozent bei der Erzeugung von Wärme in zentralen und dezentralen Anlagen entstehen. Wärme allgemein lässt sich wiederum in die drei Nutzungsbereiche Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme einteilen. Zusätzlich wird der Bedarf für Klima- und Prozesskälte dem Wärmebereich zugeordnet. Im Jahr 2016 entstand so in Deutschland ein Wärmeverbrauch in Höhe von 1.449 Terawattstunden (TWh), der CO₂-Emissionen in Höhe von 385 Millionen Tonnen zur Folge hatte.³

57 Prozent des Endenergiebedarfs fallen im Anwendungsbereich Wärme an. Lediglich 10 Prozent werden zentral erzeugt. Fossile Einsatzstoffe besitzen einen Anteil von über 70 Prozent.

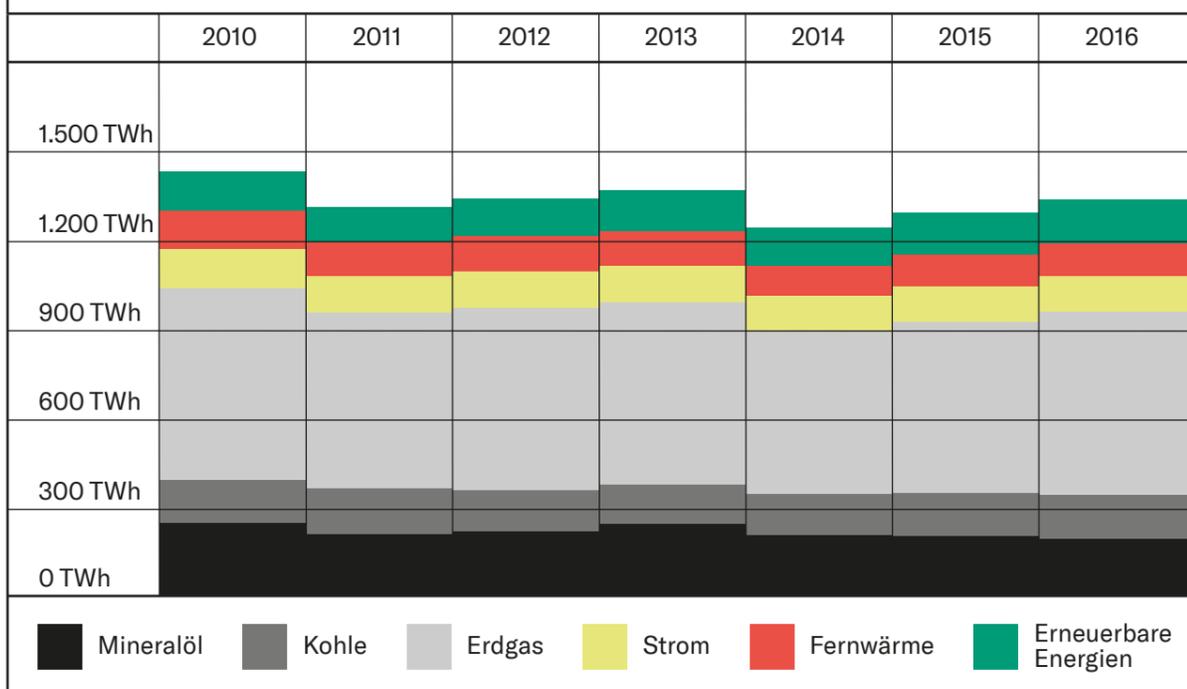


³ Vgl. BMWi, 2018.
⁴ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus BMWi, 2018.

Primärenergieverbrauch

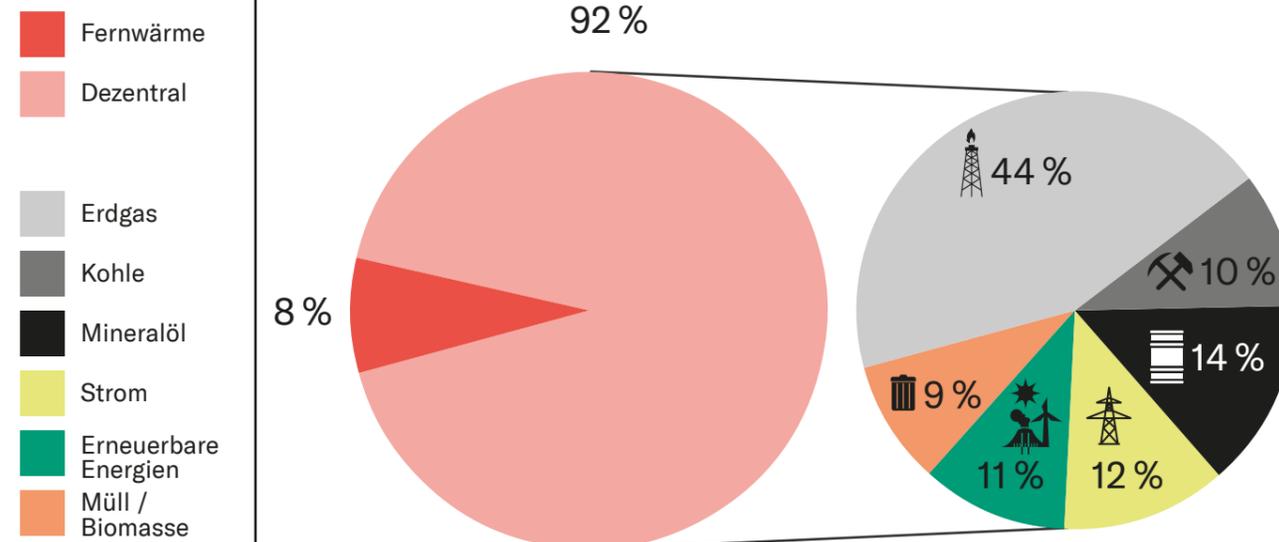
Weder der Bedarf an Wärme noch die in diesem Zusammenhang emittierten CO₂-Emissionen konnten im Laufe der letzten Jahre maßgeblich gesenkt werden. Wie Abbildung 2 zeigt, stagniert nicht nur der Wärmebedarf, sondern auch der regenerative Anteil der Wärmeerzeugung. Der Wärmebedarf hängt wesentlich von der Außentemperatur ab, weshalb die Schwankungen zwischen 2010 und 2016 insbesondere auf die Witterungsverhältnisse zurückzuführen sind. Betrachtet man den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern in der Wärmeversorgung, zeigt sich in den letzten Jahren eine Stagnation. Der Anteil der Erneuerbaren Energien bewegt sich in diesem Zeitraum um die 10 Prozent. Für eine langfristige Dekarbonisierung des Wärmesektors muss ein Umdenken erfolgen und der Fokus auf die Nutzung regenerativer Primärenergieträger gelegt werden.

2 Endenergiebereitstellung in der Wärmeerzeugung in Deutschland⁵



Wie Abbildung 3 zeigt, erfolgt die Bereitstellung der Wärme in Deutschland zu 92 Prozent aus dezentralen Heizungsanlagen. Nur etwa 8 Prozent werden in zentralen Systemen erzeugt und über leitungsgebundene Systeme verteilt. Bei der dezentralen Erzeugung dominieren Gas- und Ölkessel, die insgesamt einen Anteil von etwa 58 Prozent verzeichnen. Fast 70 Prozent der dezentralen Wärme wird direkt über fossile Einsatzstoffe erzeugt. Nur ein kleiner Teil der deutschen Haushalte, Gewerbe- und Industrieunternehmen nutzt Biomasseheizungen oder andere alternative Energieträger zur eigenen Wärmebereitstellung.⁶ Gründe dafür sind, im Vergleich zu alternativen Lösungen, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit sowie Unabhängigkeit der Kunden und Komfort.⁷

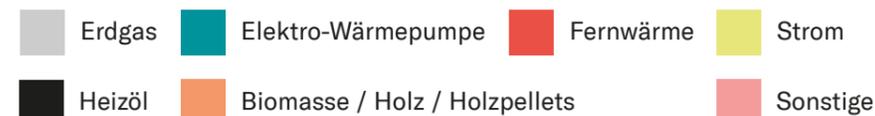
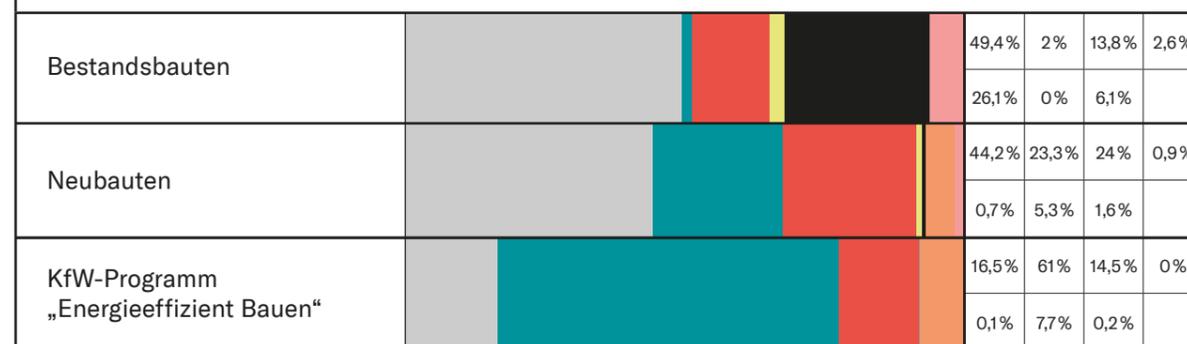
3 Dezentrale Wärmeversorgung in Deutschland (2016)⁸



Im nächsten Schritt wird der Wohnungsbau näher betrachtet. Interessant ist dabei insbesondere der Vergleich von Bestandsbauten und Neubauten mit und ohne Berücksichtigung von Energiestandards der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Die Regelungen zum Primärenergiefaktor (PEF) nach der Energieeinsparverordnung (EnEV) sorgen bei Neubauten insgesamt dafür, dass die Energiebereitstellung des Nutzwärmebedarfs deutlich von jener bei Bestandsbauten abweicht. Im Bestand zeigt sich, dass Gas und Öl etwa 75 Prozent des Wärmebedarfs decken. Hier ist noch deutlicher Optimierungsbedarf zu erkennen. Bei Neubauten spielt Heizöl kaum mehr eine Rolle. Gleichzeitig gewinnt Strom, insbesondere über den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen bei gleichzeitiger Nutzung von Umwelt- oder Bodenwärme, an Bedeutung. Gerade bei KfW-geförderten Neubauten erfreut sich die Wärmepumpe mit 61 Prozent großen Zulaufs, wohingegen die Wärmebereitstellung aus Erdgas-Kesseln mit 17 Prozent deutlich geringer als im deutschlandweiten Vergleich ist. Neubauten werden zu knapp einem Viertel über Fernwärme versorgt. Dagegen liegt der Anteil bei KfW-Niedrigenergiehäusern bei nur knapp 15 Prozent. Die Nutzung von Biomasse- und Holzprodukten spielt bei Bestands- und Neubauten mit 7 Prozent eine untergeordnete Rolle.

Im Neubau wird Heizöl von Wärmepumpen und Fernwärme verdrängt.

4 Primärenergieträger bei Bestandsbauten/Neubauten/Niedrigenergiehäusern⁹



Im Bestand werden Erneuerbare Energien unter Sonstiges gefasst, da zu klein, um auszuweisen. Biogas wird dem Erdgas zugeordnet. Die Ergebnisse wurden gerundet.

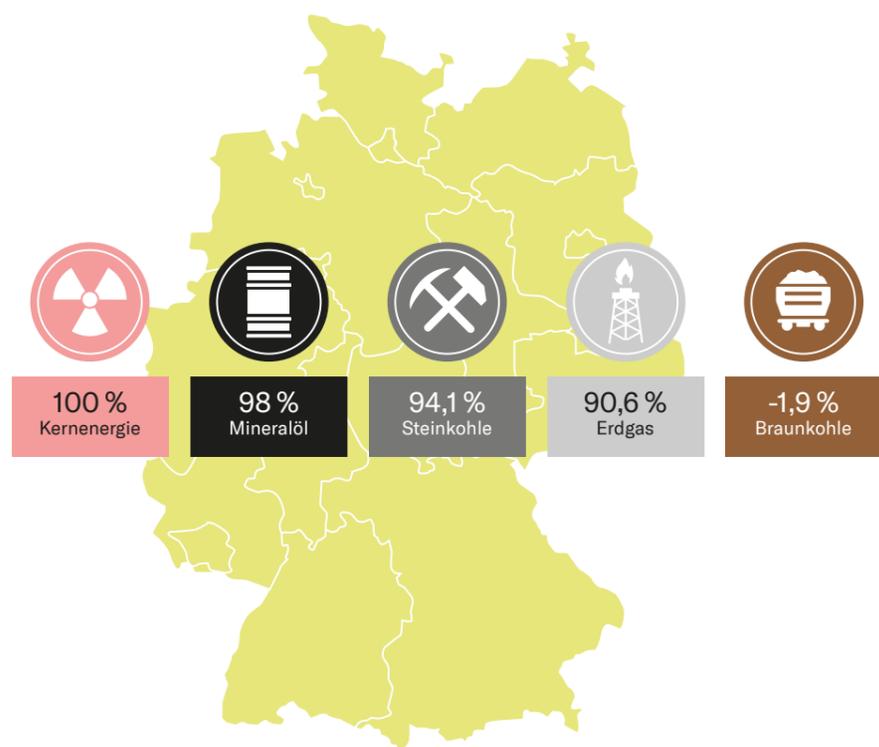
⁸ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus BMWi, 2018.
⁹ Vgl. AG Energiebilanzen, 2018 und IWU; Fraunhofer IFAM, 2018.

Import von Primärenergie

Um die gesamte nachgefragte Energiemenge bereitstellen zu können, stützt sich Deutschland maßgeblich auf den Import von Energieträgern. Über 80 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland verteilen sich auf die fossilen Brennstoffe Mineralöl, Erdgas, Steinkohle und Braunkohle.¹⁰ Abbildung 5 zeigt, dass außer Braunkohle über 90 Prozent aller fossilen Energieträger aus dem Ausland stammen.¹¹ Der gesamte Primärenergieverbrauch in Deutschland betrug im Jahr 2017 3.776 TWh, wovon in Summe 2.907 TWh importiert wurden. Damit werden mehr als drei Viertel des gesamten Primärenergiebedarfs über Importe gedeckt.¹² Abbildung 6 illustriert die Abhängigkeit von Energieimporten und die Ausgaben, aufgeteilt nach Primärenergieträger, für 2017.

Hohe Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen (80 Prozent) trifft auf hohen Anteil von fossilen Energieimporten (90 Prozent).

5 Nettoimporte Energieträger in Deutschland (2016)¹³



Wegen der einerseits hohen Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und des andererseits sehr hohen Anteils der Energieimporte befindet sich Deutschland in einer starken Ressourcen-Abhängigkeit gegenüber Ländern wie Russland, Norwegen, Niederlande, Großbritannien oder den USA. Darüber hinaus fließen jedes Jahr über 50 Milliarden Euro für diese Importe ins Ausland ab.¹⁴ Angesichts des niedrigen Anteils Erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung und der hohen Importabhängigkeit verstärkt sich der Anspruch, die erneuerbare und lokale Wärmeerzeugung zu fördern und auszubauen. Neben den positiven Auswirkungen für die Umwelt entstehen neue wirtschaftliche Marktchancen für die deutsche Energie-, Anlagen- und Versorgungswirtschaft. Neben dem Strom- und Verkehrsbereich müssen zwingend auch Lösungen für die Wärmewirtschaft gefunden werden, die zu einer nachhaltigen Stärkung der lokalen Wertschöpfung führen und die Deutschland als innovative Lösungen weltweit exportieren kann. Möchte Deutschland eine Vorreiterrolle auf den benannten Märkten einnehmen, müssen auch die Anreize für die Ablösung von fossilen Brennstoffen gerade im Bereich mit den höchsten CO₂-Emissionen – der Wärmeversorgung – deutlich zunehmen.

Energieimporte in Höhe von 50 Milliarden Euro jährlich können potenziell in lokale Wertschöpfung eingebracht werden.

¹⁰ Vgl. AG Energiebilanzen, 2018.

¹¹ Vgl. BMWi, 2018.

¹² Vgl. AG Energiebilanzen, 2019.

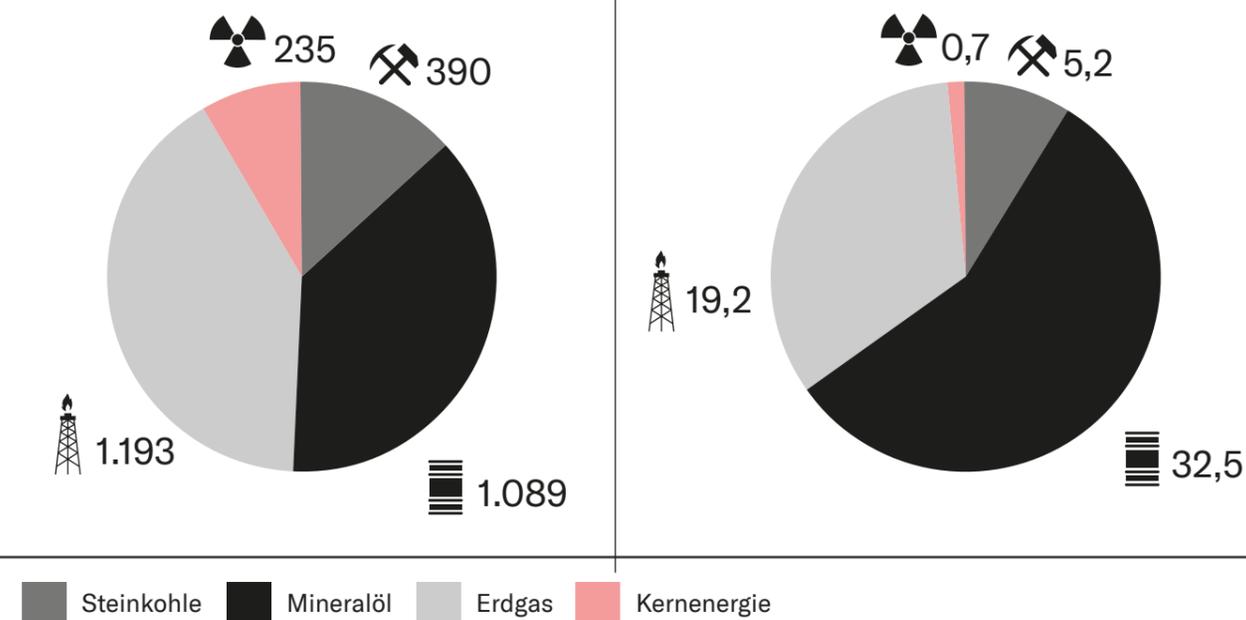
¹³ Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus BMWi, 2018.

¹⁴ Vgl. Statistisches Bundesamt, 2018.

6 Energieimporte – Energiemenge und Marktwert in Deutschland (2017)¹⁵

Energiemenge: 2.907 TWh

Marktwert: 57,6 Mrd. EUR



Besonderheiten des Wärmemarktes

Im Vergleich mit der Strom- und Gasversorgung offenbart der Wärmemarkt deutliche Unterschiede. Anders als im Strom- und Gasmarkt, bei dem eine übergeordnete Verteilung und Erzeugung vorzufinden ist, ist der Wärmemarkt eher dezentral und lokal organisiert (vgl. Abbildung 3). Die Konsumenten partizipieren viel stärker an der Erzeugung und Bereitstellung der Wärmeenergie durch eine oft gebäudespezifische oder individuelle Lösung. Bei Neubauten ist zu erkennen, dass die Verbraucher stark auf Anreizsysteme wie z. B. KfW-Programme reagieren. Auch gesetzliche Rahmenbedingungen wie beispielsweise die EnEV schaffen einen Anreiz zur Modifizierung der Wärmeversorgung. Im Bestand der Wohn- und Gewerbeimmobilien sind immer noch stark von fossilen Energieträgern abhängige Strukturen vorzufinden. Bislang werden die Konsumenten weniger stark von ökologischen Überlegungen beeinflusst.¹⁶ Die Wechselbereitschaft nach Wahl eines Heizungsmediums oder im Bestand erwacht erst, wenn die zuletzt gewählte Technik am Ende des Lebenszyklus angelangt ist. Grund hierfür ist, dass sich die anfangs getätigten Investitionskosten in eine Heizungsanlage erst langfristig amortisieren, aber auch der organisatorische Aufwand eines Wechsels oft ein Hemmnis darstellt. Ein Wechsel der Versorgungsart findet in der breiten Masse erst bei hohen finanziellen oder regulatorischen Anreizen statt. Müssen sich Konsumenten für eine neue Heizungsalternative entscheiden und steht dabei ein Fernwärmeanschluss zur Auswahl, lässt sich paradoxerweise erkennen, dass die Konsumenten die Wahl des neuen Heizungsmediums oft von reinen Brennstoffkosten abhängig machen. An dieser Stelle ist für Vergleichszwecke allerdings ein Vollkostenvergleich zu bevorzugen, der neben Brennstoffkosten auch die Installations-, Wartungs- und Instandhaltungskosten beinhaltet. Für die zentrale Fernwärmeversorgung ist diese Herangehensweise oft eine Herausforderung, da der Kunde den Preis für die Wärmebereitstellung mit den Brennstoffkosten am Markt vergleicht. Dies führt in Niedrigpreisphasen der fossilen Energieträger zu Fehlbewertungen der Fernwärme. Unbeachtet bleibt oft, dass die Fernwärme ein komfortables Gesamtpaket inklusive Versorgungssicherheit, Verteilung, Preisstabilität, Wartung, Instandhaltung und auch Energieeffizienz anbietet.

- Der deutsche Wärmemarkt ist dezentral und lokal organisiert
- Geringe Bereitschaft, die Versorgungsart zu wechseln
- Ökologische Überlegungen spielen für Verbraucher eine geringe Rolle
- Bewertung von Versorgungsalternativen oft anhand der Brennstoffkosten anstatt eines Vollkostenvergleichs

¹⁵ Eigene Darstellung auf Basis der Daten aus Statistisches Bundesamt, 2018 und BAFA, 2019.

¹⁶ Vgl. BDEW, 2019.

2.2 Zukünftige Entwicklung des Wärmemarktes

Politische Zielvorgaben

Mit dem Pariser Klimaabkommen, dessen Verhandlungsergebnisse am 4. November 2016 in Kraft traten, verpflichtete sich die Bundesregierung zu einschlägigen Maßnahmen, um das übergeordnete Ziel einer Temperaturerhöhung um weniger als 2 °C zu ermöglichen. Mit dem Klimaschutzplan 2050 wurde daher das langfristige deutsche Ziel einer Treibhausgasreduktion um 80 bis 95 Prozent bis 2050 verglichen mit 1990 festgelegt. Dazu soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 80 Prozent steigen, der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent reduziert werden und auch der Anteil von Erneuerbaren Energien am Wärmeverbrauch gesteigert werden. Allerdings gibt es im Wärmebereich immer noch keine konkrete Umsetzungsstrategie oder Leitplanken der Entwicklung seitens der Bundesregierung. Abbildung 7 zeigt die Klimaziele der Bundesregierung.

7

Klimaziele der Bundesregierung (2016)¹⁷

	→ 2015 →	→ 2020 →	→ 2050 →
Treibhausgasemissionen 	-27%	-40%	min. -80%
Anteil EE am Bruttostromverbrauch 	32%	min. 35%	min. 80%
Anteil EE am Wärmeverbrauch 	13%	14%	???
Primärenergieverbrauch 	-8%	-20%	-50%

Der Hauptbestandteil des Engagements gegen den Klimawandel wird gemäß den EU-Vorgaben das Einsparen von Energie durch Effizienzsteigerungen sein. Die notwendigen Einsparungen müssen entlang eines Umsetzungs- und Zielpfades erfolgen, der für jeden Emittenten Zwischenziele und Vorgehensweisen beinhaltet. Für den Wärmesektor beruht das Umsetzungskonzept auf den drei Pfeilern **Energieeffizienz, Sektorenkopplung** und **Erneuerbare Energien**.

Drei Pfeiler zur Umsetzung der Klimaziele im Wärmebereich:

- Energieeffizienz
- Sektorenkopplung
- Erneuerbare Energien

Um die Ziele in der Wärmeversorgung zu erreichen, wird eine **Steigerung der Energieeffizienz**, also eine effizientere Ausnutzung der eingesetzten Primärenergie, angestrebt. Das bedeutet einerseits die optimale Ausnutzung des eingesetzten Brennstoffs zur Energieerzeugung und andererseits die Senkung des Bedarfs beim Endkunden. Für Letzteres sind zum Ersten eine Sanierung von Bestandsgebäuden und zum Zweiten nachhaltig errichtete Neubauten mittels Dämmmaßnahmen, Energieeinsparkonzepten und intelligenten Heizlösungen notwendig. Gemäß den Zielvorgaben der Bundesregierung soll die jährliche Sanierungsrate von derzeit 1 Prozent auf 2 Prozent steigen. Weiterhin sind Abwärmepotenziale sowohl zentral direkt am Entstehungsort selbst als auch dezentral mittels Integration in Wärmenetzsysteme zu heben. Auch das Strategiepapier der EU sieht in der Nutzung von industrieller Abwärme Potenzial, das für die Bereitstellung von Wärme wie auch für Klima- und Prozesskälte genutzt werden kann und muss.¹⁸

Weiterhin wird die **Kopplung der Sektoren** Strom und Wärme im Zuge der Digitalisierung, des Ausbaus intelligenter Netze und der Weiterentwicklung intelligenter Messstellen sowie der kommunikativen Vernetzung unterschiedlichster Versorgungsbe- reiche zukünftig für die Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems unabdingbar sein. Technologien wie Power-to-Heat (PtH) oder Power-to-Gas (PtG), die eine Umwandlung von Energie ermöglichen, eröffnen weiteres Verbesserungspotenzial.

Regenerative Energien tragen bisher mit einem Anteil von 11 Prozent nur geringfügig zur allgemeinen Wärmebereitstellung bei. Dieser Anteil muss erhöht und die derzeit sehr ausgeprägte Fokussierung auf Biomasse muss mit anderen Technologien wie Solarthermie, Tiefengeothermie oder Wärmepumpen aufgewogen werden. Ohne einen Ausbau der erneuerbaren Wärmebereitstellung ist die Dekarbonisierung des Wärmemarktes nicht möglich. Gerade hier lassen jedoch konkrete Zielvorgaben auf sich warten. Ein angestrebter Anteil der Erneuerbaren Energien an der Wärmebereitstellung über 2020 hinaus wurde bisher nicht festgelegt.

Um die Ziele im Bereich der Wärmeversorgung zu unterstützen, legen die rechtlichen Rahmenbedingungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) bzw. die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) bereits Obergrenzen für Jahresprimärenergiebedarfe und Transmissionswärmeverluste sowie den anteiligen Einsatz Erneuerbarer Energien verpflichtend fest. Gültig sind diese Regelungen grundsätzlich für alle Neubauten, jedoch beinhalten die gesetzlichen Vorgaben auch Nachrüstpflichten für Bestandsgebäude sowie Anforderungen, die bei Sanierungsarbeiten erreicht werden müssen.

Prognostizierte Entwicklungspfade

Diese Regelungen sowie sonstige Anreizprogramme reichen jedoch insgesamt noch nicht aus, um die vorgegebenen Zielpfade des Pariser Abkommens einzuhalten. Zu diesem Ergebnis sind bereits mehrere Studien gekommen.¹⁹ Ohne intensive politische und legislative Maßnahmen ist nicht davon auszugehen, dass die Ziele hinsichtlich der Einsparung des Primärenergiebedarfs sowie des Erneuerbare-Energien-Anteils im Wärmebereich zu erreichen sind.

Mehrere Studien haben sich mit der Frage beschäftigt, inwieweit der Nutzwärmebedarf durch Effizienzmaßnahmen tatsächlich gesenkt werden kann. Dabei zeigt ein Großteil der Studien die notwendige Reduzierung des Wärmebedarfs in Abhängigkeit der politischen CO₂-Reduktionsszenarien auf (Beibehaltung aktueller Maßnahmen, Reduktion um 80 Prozent bzw. 95 Prozent). Die dargestellten Entwicklungspfade in Abbildung 8 zeigen, welche Schwankungsbreite die Entwicklung des Nutzwärmebedarfs aufweist. Im Jahr 2050 werden nach aktuellen Studien nach wie vor je nach Zielerreichungsgrad und entsprechendem Szenario zwischen 800 und 1.100 TWh an thermischer Energie pro Jahr in Deutschland benötigt.²⁰ Die obere Leitplanke bildet die Entwicklung des Wärmebedarfs bei Beibehaltung aktueller Maßnahmen und die untere Leitplanke bildet das Szenario hoher Anstrengungen

¹⁸ Vgl. Europäische Kommission, 2016.

¹⁹ Vgl. The Boston Consulting Group; Prognos, 2018 und EWI et al., 2014.

²⁰ Vgl. The Boston Consulting Group; Prognos, 2018 und EWI et al., 2014.

und einer damit verbundenen CO₂-Einsparung von 95 Prozent ab. Der Nutzwärmebedarf kann also bestenfalls unter großen Bemühungen um 45 Prozent und bei Fortführung der bisherigen Entwicklung um 25 Prozent gesenkt werden. Für eine CO₂-ärmere Versorgung müssen also die Erzeugung und die Bereitstellung der Wärme verändert werden. Somit rücken hier die Sektorenkopplung als auch der verstärkte Einsatz von Erneuerbaren Energien in den Fokus. Obwohl also von einem sinkenden Wärmebedarf auszugehen ist, lässt sich der Wärmemarkt auf Grund der anstehenden Veränderungen den zukünftigen Wachstumsmärkten zuordnen.

Weiterhin ist zu erkennen, dass die Prozesswärme weniger stark reduziert werden kann (max. 32 Prozent) als der Raumwärme- und Warmwasserbedarf (max. 54 Prozent). Viele Industrieunternehmen und -zweige in Deutschland sind nach wie vor energieintensiv und werden bei anhaltendem Markterfolg auch weiterhin von großer Bedeutung sein. Die naheliegende Optimierungsmöglichkeit im Bereich Prozesswärme ist dementsprechend die verstärkte Nutzung der entstehenden Abwärme für die Raumheizung und Warmwasserbereitstellung.

Bei Fortführung der bisherigen Aktivitäten kann der Energiebedarf im Wärmesektor um nur 25 Prozent gesenkt werden.

8 Entwicklung des Nutzwärmebedarfs in Deutschland bis 2050²¹

	(The Boston Consulting Group, Prognos, 2018)			(EWI et al., 2014)			
	2016	2050 Referenzpfad	2050 80 %-Pfad	2050 95 %-Pfad	2016	2050 Referenz-/Trendszenario	2050 Zielszenario
1.200 TWh		↓	↓	↓		↓	↓
900 TWh							
600 TWh							
300 TWh							
0 TWh							
		-25 %	-38 %	-40 %		-36 %	-45 %

■ Prozesswärme ■ Raumwärme/Warmwasser

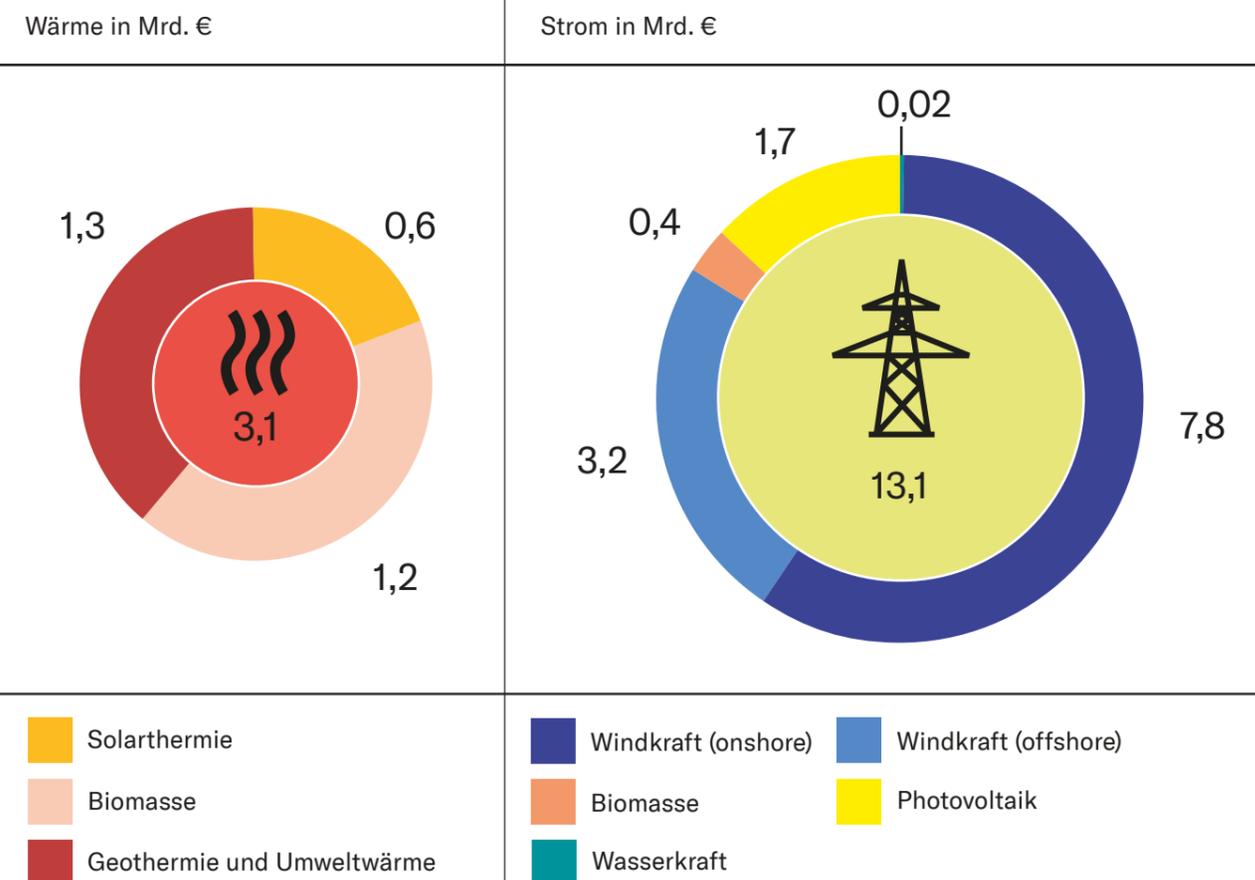
Notwendiger Investitionsbedarf

Bei der Umstellung auf regenerative Energien konnte Deutschland in den letzten Jahren bereits erhebliche Erfolge verzeichnen. Allerdings sind diese Erfolge beinahe ausschließlich bei der Stromerzeugung anzufinden. Beispielsweise wurde im Jahr 2018 erstmals mehr Strom aus Erneuerbaren Energien als aus Kohle erzeugt.²² Im Stromsektor wurden daher erhebliche Investitionssummen bewegt, die auch in der heimischen Wirtschaft angekommen sind.

Der gezielte Ausbau der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor blieb bislang allerdings aus. Der Anteil der erneuerbaren Wärmebereitstellung lag 2016 bei knapp 11 Prozent. Dieses Bild spiegelt sich auch bei den getätigten Investitionen in erneuerbare Erzeugungstechnologien wider. 2017 wurden insgesamt 16,2 Milliarden Euro für die Umstellung von fossiler auf regenerative Energieversorgung aufgewendet. Davon entfällt der Großteil (13,7 Milliarden Euro) auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung, hauptsächlich Windkraftanlagen onshore und offshore. Lediglich 3,1 Milliarden Euro bzw. 19 Prozent der Investitionen entfallen aktuell auf den Wärmesektor. Um den benötigten Anteil grüner Wärme im Jahr 2050 zu erzielen, muss das Investitionsvolumen deutlich zunehmen. Dies beinhaltet auch die Chance, unabhängiger von fossilen Energieimporten zu werden und die inländische Wertschöpfung anzukurbeln (vgl. auch Abschnitt 2.1).

Ausbau von Erneuerbaren Energien im Wärmebereich führt zu mehr Ressourcenunabhängigkeit und inländischer Wertschöpfung.

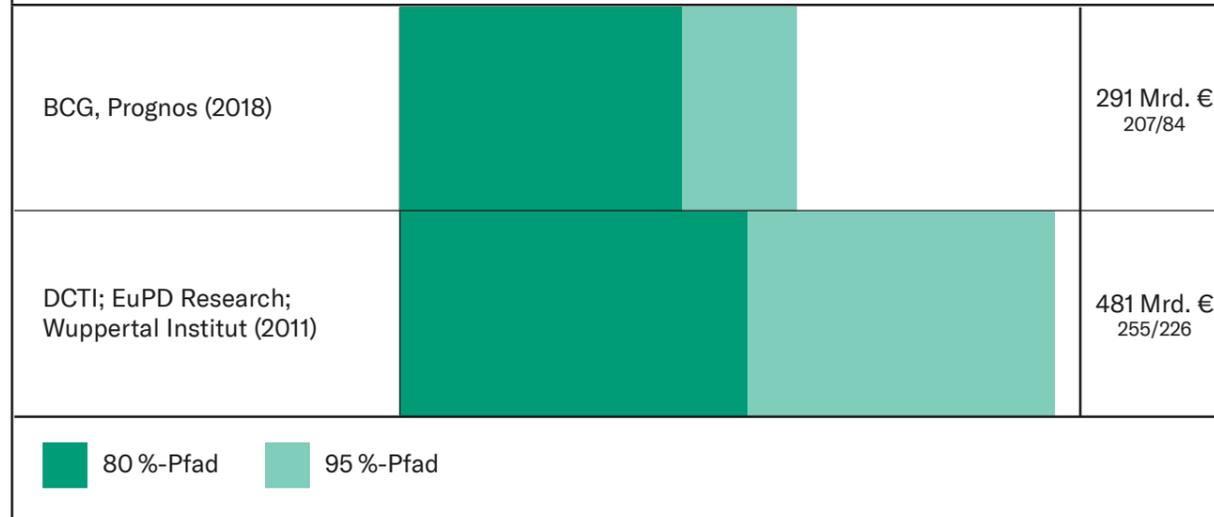
9 Ersatzinvestition in Erneuerbare Energien in Deutschland (2017)²³



Verschiedene Studien haben sich mit den jährlich notwendigen (Ersatz-)Investitionen in Erneuerbare Energien beschäftigt. Bei einer 80-prozentigen CO₂-Reduktion müssen in den Jahren 2020 bis 2050 insgesamt 200 bis 250 Milliarden Euro bzw. für den Fall der 95-prozentigen CO₂-Reduktion 300 bis 500 Milliarden Euro investiert werden (vgl. auch Abbildung 10).²⁴ Angesichts des derzeit deutlich geringeren Investitionsvolumens im Wärmebereich müssen Anreize geschaffen werden, damit die notwendige Entwicklung eintreten kann.

Für eine erfolgreiche Wärmewende müssen 200 bis 500 Mrd. Euro in erneuerbare Technologien investiert werden.

10 Notwendiges Investitionsvolumen für regenerative Wärme in Deutschland (2020–2050)²⁵



Dem Investitionsbedarf ist die Kaufkraft des Wärmemarktes gegenüberzustellen. Ökonomisch betrachtet stellt die Wärmeversorgung in Deutschland einen bedeutenden Markt dar. Allein die Segmente der Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung, vor allem in privaten Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD), mit einem Absatz von jährlich 840 TWh, besitzen bei heutiger Kaufkraft ein umsatzbezogenes jährliches Netto-Umsatzvolumen von ca. 75 Milliarden Euro.

Trotz sinkender Absatzmengen ist der Wärmemarkt ein absoluter Wachstumsmarkt.

2.3 Wärmeverteilung nach Urbanitätsgrad

Für eine erfolgreiche Transformation des Wärmemarktes müssen kurzfristig Lösungsstrategien entwickelt werden. Die Komplexität des Wärmemarktes erschwert allerdings konkrete Vorschläge, auch seitens der Politik, denn es sind stets verschiedene Faktoren zu beachten. Dazu gehören unter anderem die Struktur der Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie, die verschiedenen Nutzwärmebereiche Raumheizung, Warmwasserbereitstellung und Prozesswärme sowie lokale Unterschiede in verschiedenen Gebieten und ganzen Städten, Gemeinden oder Dörfern. Diese Auflistung reißt die Komplexität nur an und verdeutlicht, dass eine simple und leicht verständliche Einteilung nicht vorgenommen werden kann.

Der Sektor Industrie benötigt im Wärmebereich sehr spezifische Lösungen, die stark von den prozessbedingten Temperaturen abhängen. Während die Bereitstellung von Prozesswärme oft sehr energieintensiv und heterogen ist, ist die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in den Sektoren GHD und private Haushalte eher homogen und für spezifische Strukturen vergleichbar. Diese Strukturen sollen im Folgenden näher aufgezeigt werden, wobei der Fokus auf dem Nutzwärmebedarf für Raumheizung und Warmwasserbereitung liegt. Die Abwärme aus industriellen Prozessen steht als Wärmequelle für den Nutzwärmebedarf zur Verfügung und kann so zu einer effizienten Wärmeversorgung beitragen.

Während das Nutzerverhalten im Nutzwärmeverbrauch für Raumheizung und Warmwasser relativ homogen und mit entsprechendem Know-how prognostizierbar ist, unterscheiden sich die Versorgungskonzepte durch die jeweils vorliegende Siedlungsstruktur bzw. den **wärmespezifischen Urbanitätsgrad**. Der wärmespezifische Urbanitätsgrad wird aus zwei Dimensionen heraus qualitativ abgeleitet (siehe zur grafischen Orientierung Abbildung 11). Die erste Dimension bildet die Wärmedichte und entspricht dem flächenspezifischen Wärmebedarf. Die Einteilung erfolgt qualitativ in die drei Kategorien hoch, mittel und gering. Als zweite Dimension wird der Siedlungstyp herangezogen. Aus der Klassifizierung nach Gemeindetypen des Bundesamtes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) werden qualitativ die Siedlungstypen groß, mittel und klein abgeleitet, wobei der Übergang fließend verläuft. Es wird eine dreistufige Einteilung in **dicht besiedelte**, **mittel besiedelte** und **dünn besiedelte** Gebiete vorgenommen.

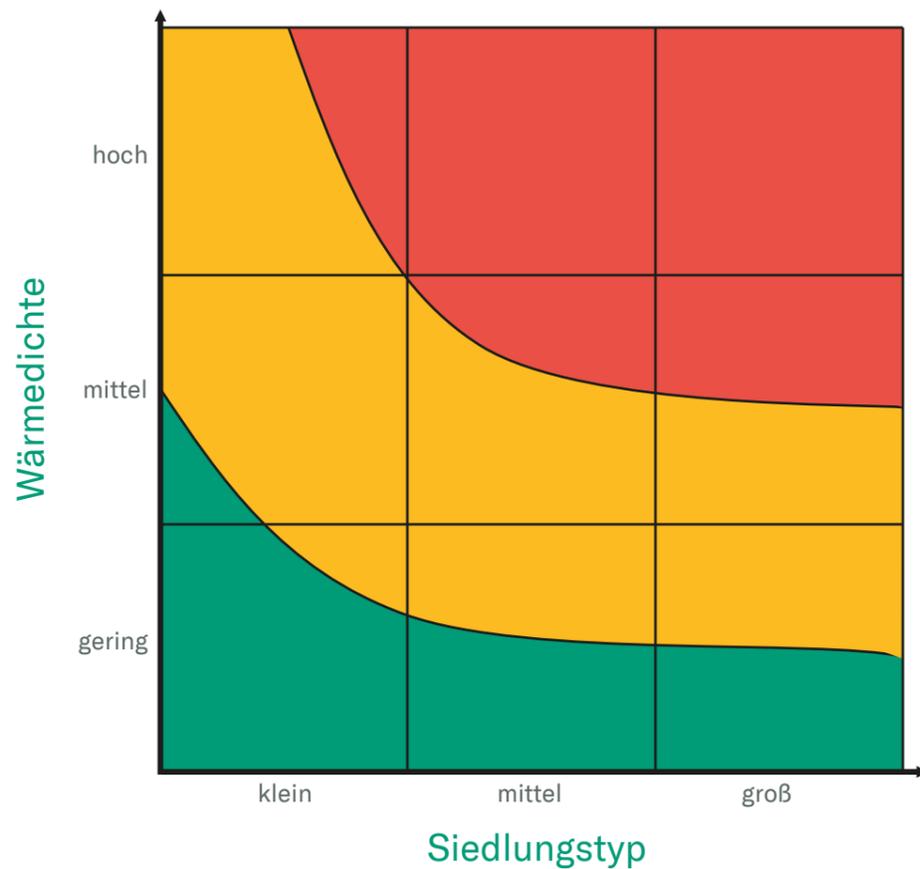
Der wärmespezifische Urbanitätsgrad koppelt Wärmedichte mit Siedlungstypen.

Dicht besiedelte Gebiete zeichnen sich vor allem durch eine hohe Wärmedichte aus. Selbst in kleinen Siedlungen sind dicht besiedelte Gebiete anzutreffen, bspw. im Stadtzentrum oder bei Krankenhäusern im Verbund mit anderen kommunalen Einrichtungen oder in Gewerbegebieten. Lediglich bei den kleinsten Siedlungen sind keine dicht besiedelten Gebiete vorzufinden. Mit zunehmender Siedlungsgröße steigt auch die durchschnittliche Wärmedichte an und die Anzahl dicht besiedelter Gebiete nimmt zu. So zählen sowohl bei mittleren als auch bei großen Siedlungen Teilbereiche mit mittlerer Wärmedichte zu den dicht besiedelten Gebieten. Das lässt sich daraus ableiten, dass diese Gebiete oftmals an die Gebiete mit hoher Wärmedichte anschließen, insgesamt als Verbund angesehen werden können und bezüglich der Wärmeversorgung deshalb günstige und homogene Infrastrukturmöglichkeiten bieten.

Die nächste Kategorie bilden die **mittel besiedelten Gebiete**. Sie sind bei jedem Siedlungstyp anzutreffen und durch ein ausgewogenes Verhältnis von Wärmebedarf und Flächenangebot charakterisiert. In großen Siedlungen sind mittel besiedelte Gebiete typischerweise außerhalb des Ballungszentrums zu finden; sie zeichnen sich durch Eigentumswohnungen oder Ein- bis Zweifamilienhäuser mit kleinem Garten und Garage aus. Ähnlich sieht es bei mittleren Siedlungen aus. Je kleiner die Siedlung allerdings ist, desto größer ist der Anteil mittel besiedelter Gebiete auch im Stadtzentrum. In den kleinsten Siedlungen ist daher die gesamte Innenstadt als mittel besiedeltes Gebiet anzusehen.

Die restlichen Bereiche in allen Siedlungstypen bilden die **dünn besiedelten Gebiete**. Besonders einprägsam sind diese Bereiche bei sehr kleinen Siedlungstypen, in denen der Abstand der Häuser zueinander wächst und viel Fläche nicht als Wohnraum genutzt wird. In den mittleren wie auch in den großen Siedlungen sind diese Bereiche an den Rändern anzutreffen, was oftmals darin begründet liegt, dass vormals selbstständige Gemeinden am Stadtrand eingemeindet wurden. Außerdem sind in mittleren und großen Siedlungen Grünflächen vorzufinden, die das Stadtbild prägen, aber dennoch sehr geringe Wärmedichten aufweisen. Diese Bereiche fallen ebenfalls in die Kategorie der dünn besiedelten Gebiete.

11 Wärmespezifischer Urbanitätsgrad in Abhängigkeit von Wärmedichte und Siedlungstyp²⁶



■ dicht besiedelt ■ mittel besiedelt ■ dünn besiedelt

Der vorgestellte wärmespezifische Urbanitätsgrad ermöglicht eine qualitative Einteilung Deutschlands in drei Bereiche. Die vereinfachte Einteilung soll in den folgenden Analysen dazu dienen, Strategien zu entwickeln, die an die verschiedenen Gebiete angepasst werden und letztendlich durch konkrete Maßnahmen durchgesetzt werden können. Abschließend soll eine Priorisierung die schnelle Umsetzung der Maßnahmen ermöglichen.

2.4 Marktanalyse nach Urbanitätsgrad – heute und 2050

Zur Analyse der wärmespezifischen Urbanitätsgrade dienen (sozio)ökonomische und ökologische Kriterien. Es wird sowohl die aktuelle Lage (2020) als auch die erwartete Entwicklung im Jahr 2050 diskutiert. Anhand dessen können in den folgenden Kapiteln Überlegungen zum Technologieeinsatz und die Herleitung der Wärmezielscheibe erfolgen. Die ersten beiden Kennzahlen befassen sich mit der demografischen und der strukturellen Aufteilung Deutschlands. Dazu werden die Fläche und die Einwohnerzahl der Bundesrepublik auf die Urbanitätsgrade verteilt. Anschließend wird darauf eingegangen, wie sich der jährliche Wärmebedarf für Warmwasser und Raumwärme auf die Gebiete verteilt und welche Entwicklungen bis 2050 zu erwarten sind. Analog wird die Verteilung der jährlichen CO₂-Emissionen und des jährlichen Marktvolumens sowie der jeweilige Stand für 2050 dargestellt. Die Analysen wurden von unseren Experten auf Basis von aktuellen statistischen Auswertungen in Kombination mit Studien über den Wärmemarkt entwickelt und um eigene Berechnungen ergänzt. Die Daten für Bevölkerung und Einwohnerzahlen beruhen auf den Statistiken des BBSR; für die Kalkulation des Wärmebedarfs wurde die 70/70-Strategie des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW) in die Überlegungen einbezogen. Eine Übersicht über die berechnete Verteilung der Indikatoren Bevölkerung, Fläche, Wärmebedarf, CO₂-Emissionen und Marktvolumen auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade befindet sich in Tabelle 1 (für 2020) und Tabelle 2 (für 2050).

Bevölkerungsverteilung

Die Datenbank des BBSR führt eine Einteilung der Flächen- und Bevölkerungsdaten für Deutschland nach Großstadt, Mittelstadt, größere Kleinstadt, kleine Kleinstadt und Landgemeinde auf. Zur Vereinfachung werden die Gruppen nachfolgend in Großstadt, Mittelstadt und kleinere Gemeinden geclustert. In deutschen Großstädten leben derzeit 25,9 Millionen Menschen, Mittelstädte bieten Wohnraum für 23,5 Millionen Menschen und kleinere Gemeinden beherbergen 33,4 Millionen Menschen.

Die Clusterung erlaubt eine qualitative Verteilung nach Urbanitätsgrad. Die Gesamtbevölkerung von derzeit 82,8 Millionen Einwohnern verteilt sich relativ gleichmäßig auf die Urbanitätsgrade. In dicht besiedelten Gebieten, also Ballungs- und Stadtzentren, leben 85 Prozent der Menschen aus Großstädten, 23 Prozent aus Mittelstädten und 5 Prozent aus sonstigen Gemeinden, also insgesamt 29 Millionen Menschen. In mittel besiedelten Gebieten, den suburbanen Gebieten, aufgeteilt in 14 Prozent der Großstädte, 56 Prozent der Mittelstädte und 22 Prozent der sonstigen Gemeinden, leben 24 Mio. Menschen. Die restlichen 29,8 Millionen Menschen verteilen sich auf die dünn besiedelten Gebiete. Anhand der Bevölkerungsdichte (= Einwohner/Fläche) wird die Definition der Urbanitätsgrade verdeutlicht. Dicht besiedelte Gebiete zählen im Mittel 1.600 Einwohner/km², mittel besiedelte Gebiete 290 Einwohner/km² und dünn besiedelte Gebiete 116 Einwohner/km².

Laut aktuellen Studien wird bis 2050 ein leichter Bevölkerungsrückgang um 200.000 Menschen erfolgen.²⁷ Die Verteilung auf die dicht, mittel und dünn besiedelten Gebiete ändert sich aufgrund von strukturellen und demografischen Effekten allerdings deutlich. Neben Landflucht, Suburbanisierung und Urbanisierung haben weitere strukturelle Effekte Einfluss auf die Verteilung. Dazu gehören bspw. die Ost-West-Verschiebung sowie fluktuierende Effekte verschiedener Altersklassen, z.B. Umzug in dicht besiedelte Gebiete bei Ausbildungsbeginn, Umzug in dünn bis mittel besiedelte Gebiete bei Familiengründung und erneuter Umzug in mittel oder dicht besiedelte Gebiete im Alter. Es ist davon auszugehen, dass 2050 nur noch 22,3 Millionen Menschen in dünn besiedelten Gebieten leben. Ein Großteil davon wandert in mittel besiedelte Gebiete ab bzw. veranlasst der Effekt von Zuzug den Wandel von dünn in mittel besiedeltes Gebiet. Im Jahr 2050 leben deshalb 28,9 Millionen Menschen in mittel besiedelten Gebieten. Der Zuwachs in dicht besiedelten Gebieten beträgt 2,4 Millionen auf insgesamt 31,4 Millionen. Es ist davon auszugehen, dass mehr Menschen in die Ballungszentren ziehen möchten, das Angebot an Wohnungen allerdings nicht im gleichen Umfang vorhanden ist. Ballungszentren in den Großstädten kämpfen bereits heute mit Wohnungsmangel. Deshalb wird ein Großteil der Menschen in Stadtviertel außerhalb des inneren Kerns ziehen (heute noch mittel besiedelte Gebiete). Entweder erfolgt in diesen Gebieten ein Neubau von großen Wohnsiedlungen mit der Folge des strukturellen Wandels von mittel in dicht besiedelt oder die Menschen verteilen sich stärker über die verfügbare Fläche der mittel besiedelten Gebiete, sodass die Bevölkerung in mittel besiedelten Gebieten ansteigt. Abbildung 12 zeigt die Verteilung grafisch.

Flächenbedarf

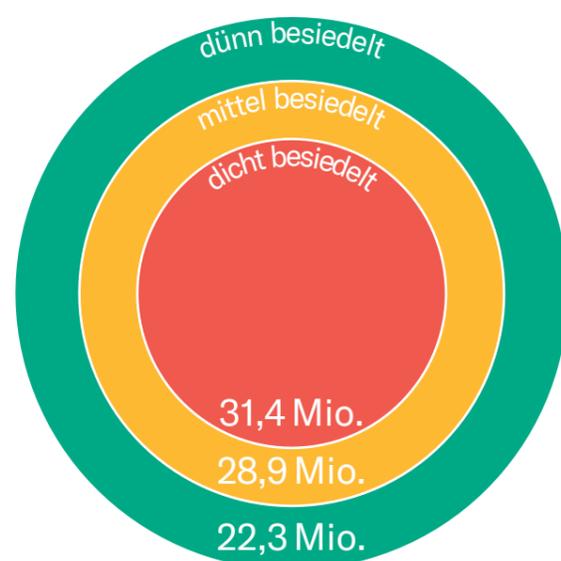
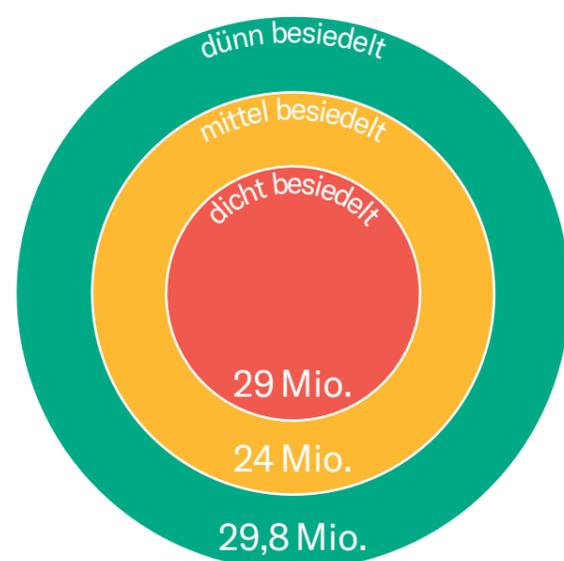
Die Gesamtfläche der Bundesrepublik erstreckt sich über 357.000 km². Deutsche Großstädte nehmen laut den Statistiken des BBSR 13.435 km², Mittelstädte 55.956 km² und sonstige Gemeinden 287.977 km² ein.²⁹ Mit nur 18.000 km² (ca. 5 Prozent) nehmen dicht besiedelte Gebiete den geringsten Teil ein. Sie setzen sich zu 70 Prozent aus Flächen von Großstädten, 10 Prozent aus Mittelstädten und 1 Prozent aus sonstigen Gemeinden zusammen. Den mittel besiedelten Gebieten sind 25 Prozent der Fläche von Großstädten, 40 Prozent von Mittelstädten und 20 Prozent von sonstigen Gemeinden zugewiesen. So entsteht eine Fläche mittel besiedelter Gebiete von 83.000 km² (ca. 23 Prozent). Der restliche Teil der Bundesrepublik, 256.000 km² (ca. 72 Prozent), verteilt sich auf die dünn besiedelten Gebiete.

Für die Entwicklung bis 2050 wird erwartet, dass sich mittel und dicht besiedelte Gebiete im Rahmen der zunehmenden Urbanisierung und Suburbanisierung ausdehnen. Dünn besiedelte Gebiete werden durch die Ausdehnung zurückgedrängt oder transformieren sich durch die genannten Effekte in mittel besiedeltes Gebiet. Dicht besiedelte Gebiete wachsen somit auf 23.000 km² (ca. 6 Prozent), mittel besiedelte Gebiete auf 100.000 km² (ca. 28 Prozent) und dünn besiedelte Gebiete schrumpfen auf 234.000 km² (ca. 66 Prozent). Die Aufteilung auf die Urbanitätsgrade zeigt Abbildung 13.

12 Verteilung der Bevölkerung²⁸

2020: 82,8 Mio.

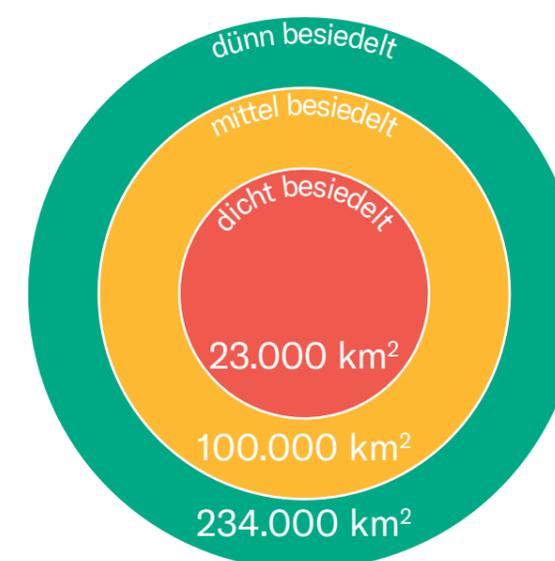
2050: 82,6 Mio.



13 Verteilung der Flächen³⁰

2020: 357.000 km²

2050: 357.000 km²



Wärmebedarf

Die derzeitige Nachfrage nach Raumwärme und Warmwasser in Höhe von 840 TWh (vgl. Abbildung 1) pro Jahr wird als Ausgangswert festgelegt. Basis für die Aufteilung auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade sind die Arbeiten des AGFW in der 70/70-Strategie. Die Verteilung auf Stadttypen stellt sich wie folgt dar: Großstädte 156 TWh, Mittelstädte 161 TWh und sonstige Gemeinden 394 TWh. Ein weiteres Ergebnis der Studie ist, dass im Optimalfall 70 Prozent der Großstädte, 35 Prozent der Mittelstädte und 17 Prozent der sonstigen Gemeinden mit Fernwärme versorgt werden, was ein Indiz für vorliegende dicht besiedelte Gebiete ist. 28 Prozent des Wärmebedarfs von Großstädten, 55 Prozent von Mittelstädten und 35 Prozent der sonstigen Gemeinden werden den mittel besiedelten Gebieten zugewiesen. Der restliche Wärmebedarf verteilt sich auf die dünn besiedelten Gebiete. Da die Grundannahmen des AGFW von der Gesamtnachfrage abweichen, wird die Differenz über eine lineare Extrapolation ausgeglichen.

Das Ergebnis zeigt, dass 35 Prozent der Wärmemenge (236 TWh) in dicht besiedelten Gebieten nachgefragt werden. Zum Vergleich: Der berechnete Wärmebedarf der deutschen Großstädte beträgt 31 Prozent. Weiterhin besteht in mittel besiedelten Gebieten eine Nachfrage von 242 TWh (29 Prozent) und in dünn besiedelten Gebieten von 362 TWh (36 Prozent). Eine Analyse der durchschnittlichen Wärmedichte zeigt einen Verbrauch von 13,1 Kilowattstunden pro Quadratmeter (kWh/m²) in dicht besiedelten Gebieten. Mittel besiedelte Gebiete weisen eine deutlich geringere Wärmedichte von 2,9 kWh/m² und dünn besiedelte Gebiete von lediglich 1,4 kWh/m² auf. Dennoch wird deutlich, dass jeder Bereich eine hohe Wärmenachfrage besitzt.

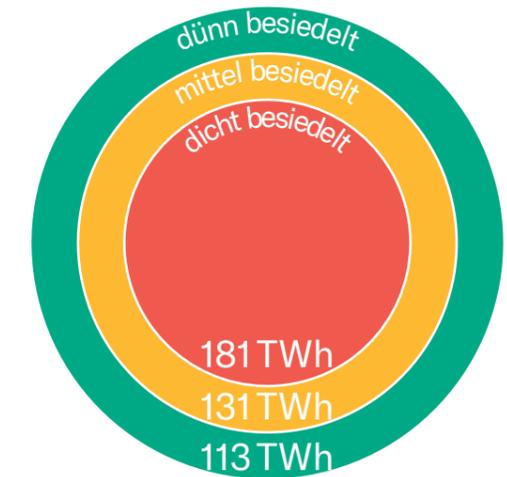
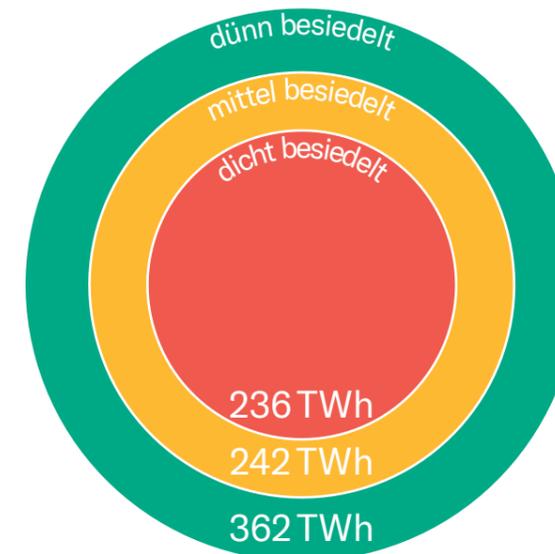
Bis 2050 wird eine Reduktion der Wärmenachfrage auftreten. Die Effekte der steigenden Energieeffizienz auf der einen und des zunehmenden Umweltbewusstseins auf der anderen Seite sowie die fortschreitende Gebäudesanierung führen planmäßig im Sinne der Klimaziele zu einer fast 50-prozentigen Reduktion auf jährlich 425 TWh. Weiterhin zeigt auch die Verteilung deutliche Änderungen zu 2020 auf. In den dünn besiedelten Gebieten werden nur noch 113 TWh nachgefragt. Dies ist zum einen mit der rückgehenden Bevölkerung und zum anderen mit einer deutlichen Zunahme der Energieeffizienz infolge des Zuwachses an Niedrigenergiehäusern zu erklären. So kann die Wärmedichte um fast zwei Drittel auf 0,5 kWh/m² verbessert werden. In mittel besiedelten Gebieten werden im Jahr 2050 131 TWh nachgefragt, was einem Rückgang um 55 Prozent entspricht. Die strukturellen Effekte führen dazu, dass Miet- und Wohnverhältnisse nicht so langfristig wie in dünn besiedelten Gebieten sind und deshalb die Sanierungsquote wie auch die Verbesserung der Energieeffizienz in geringerem Maße umgesetzt werden. Dicht besiedelte Gebiete zeichnen sich durch einen hohen Anteil an Wohnhochhäusern und integrierten Nichtwohngebäuden aus. Diese Gebäude besitzen im Bestand deutlich geringere Sanierungspotenziale als Ein- oder Zweifamilienhäuser. Viele Potenziale wurden außerdem in den letzten Jahren bereits gehoben. Die Reduktion der Wärmedichte beträgt deshalb nur 40 Prozent. Aufgrund der beschriebenen Effekte und der neuen Flächenverhältnisse entsteht in dicht besiedelten Gebieten ein Wärmebedarf von 181 TWh/a. 2050 werden dicht besiedelte Gebiete also den größten Anteil (43 Prozent) des deutschen Wärmebedarfs für Raumheizung und Warmwasser aufweisen. Die Aufteilung der Wärmenachfrage ist in Abbildung 14 abgebildet.

14

Verteilung des Wärmebedarfs³¹

2020: 840 TWh

2050: 425 TWh



CO₂-Emissionen

Aus einer Analyse der energiebedingten CO₂-Emissionen nach Anwendungsgebieten im Jahr 2016 ergibt sich ein prozentualer Anteil der Emissionen für Raumwärme und Warmwasser in Höhe von 23 Prozent.³² Auf Basis der 1990 insgesamt ausgestoßenen energiebedingten CO₂-Emissionen von 1.037 Millionen Tonnen³³ ergeben sich unter der Annahme einer 80-prozentigen Reduktion bis 2050 und eines konstanten Anteils von 23 Prozent für 2020 172 Millionen Tonnen und für 2050 48 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Deutschland.

Nach internen Berechnungen verteilen sich die Emissionen im Jahr 2020 mit 43 Millionen Tonnen auf dicht besiedelte Gebiete, mit 54 Millionen Tonnen auf mittel besiedelte Gebiete und mit 75 Millionen Tonnen auf dünn besiedelte Gebiete. Die Betrachtung des spezifischen Ausstoßes von CO₂ legt offen, dass in dicht besiedelten Gebieten aufgrund des Effizienzvorteils größerer Anlagen und der Fernwärmenutzung 180 g/kWh anfallen. In mittel besiedelten Gebieten steigt der spezifische CO₂-Ausstoß auf 220 g/kWh an, was auf kleinere Häuser und den großflächigen Einsatz von Öl- und Gaskesseln zurückzuführen ist. Auch wenn die Gebäudestruktur in dünn besiedelten Gebieten von kleinen Gebäuden dominiert ist, gibt es zusätzlichen Platz für die Installation erneuerbarer Wärmeerzeuger, so dass Emissionen eingespart werden können (205 g/kWh).

³¹ Eigene Darstellung.
³² Vgl. Rasch et al., 2017.
³³ Vgl. BMW, 2018.

Die Reduktion der Gesamtemissionen von 172 Millionen Tonnen auf 48 Millionen Tonnen entspricht einem Rückgang von 72 Prozent. Zur Zielerreichung wird von einer prozentualen Abnahme des spezifischen CO₂-Ausstoßes in dicht besiedelten Gebieten in Höhe von 44 Prozent, in mittel besiedelten Gebieten von 34 Prozent und in dünn besiedelten Gebieten von 61 Prozent bis 2050 ausgegangen. Diese Entwicklungen werden von den Annahmen gestützt, dass in dicht besiedelten Gebieten (19 Millionen Tonnen) ein Fokus auf die Fernwärmeversorgung – inklusive des Ausbaus der erneuerbaren Einspeiser wie z. B. Tiefengeothermie, industrielle Abwärme und thermische Abfallverwertung – gelegt wird und so dezentrale fossile Heizkessel oder -zentralen substituiert werden können. In dünn besiedelten Gebieten (10 Millionen Tonnen) wird der Ausbau der lokal verfügbaren Erneuerbaren Energien forciert (Solarthermie, Wärmepumpe mit Erdwärme, Power-to-Heat mit erneuerbarem Strom), weshalb eine deutliche Verbesserung des spezifischen CO₂-Ausstoßes auf 80 g/kWh erzielt werden kann. Mittel besiedelte Gebiete (19 Millionen Tonnen) bleiben die Achillesferse der Wärmeversorgung, da sowohl die Alternative der Fernwärme als auch das Platzangebot für Solarthermie in großen Teilen fehlt. Eine Verbesserung der CO₂-Emissionen lässt sich mit der Umstellung auf synthetisches Gas erzielen, was in der aktuellen Entwicklung nur zu einem geringen Teil berücksichtigt wurde. Trotz 80-prozentiger Reduktion seit 1990 fallen 2050 immer noch knapp 50 Millionen Tonnen CO₂ an. Strategien zur kompletten Dekarbonisierung des Wärmesektors müssen deshalb (weiter-)entwickelt werden. Abbildung 15 fasst die Ergebnisse grafisch zusammen.

Marktvolumen

Für die Bestimmung des Marktvolumens erfolgte eine Analyse der deutschen Heizsysteme. Zunächst wurde die Struktur des deutschen Gebäudebestands mithilfe des Gebäudereports der Deutschen Energie-Agentur (dena) von 2016 bestimmt.³⁵ Dazu wurde eine Aufteilung der Gebäude in Einfamilienhäuser (1–2 WE), kleine Mehrfamilienhäuser (3–6 WE), große Mehrfamilienhäuser (ab 7 WE) und Nichtwohngebäude vorgenommen. Weiterhin wurde der prozentuale Anteil der genutzten Energieträger bzw. Heizsysteme (bei Fernwärme und Strom) für Wohngebäude und Nichtwohngebäude sowie der jeweilige Anteil an Neubauten bestimmt. Im nächsten Schritt wurden die Ergebnisse auf die im AGFW-Heizkostenvergleich verwendeten Heizsysteme verteilt.³⁶ Bei der Aufteilung wurden die Erkenntnisse aus der Marktanalyse (vgl. Abbildungen 2 und 4) berücksichtigt.

Das Ergebnis der prozentualen Verteilung der Energieträger bzw. Heizsysteme auf die Gebäudetypen wurde im nächsten Schritt mit der Gesamtwärmemenge multipliziert und so die Aufteilung der Wärme nach Gebäudetyp und Heizsystem generiert. Die anschließende Multiplikation mit den spezifischen Heizkosten liefert die verursachten Kosten pro Heizsystem und Gebäudetyp.

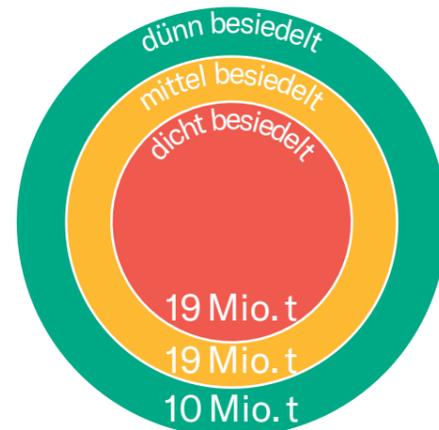
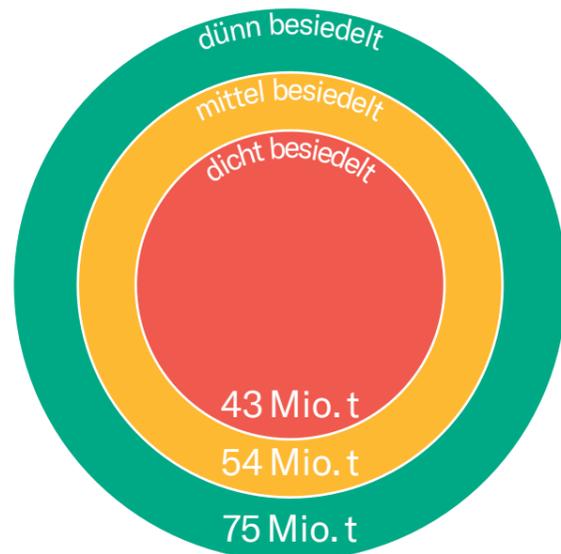
Im letzten Schritt erfolgt die Aufteilung der Kosten der einzelnen Wohnungstypen auf die wärmespezifischen Urbanitätsgrade. Dazu wurde eine überschlägige prozentuale Verteilung von Einfamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden auf die Gebiete vorgenommen. Insgesamt ergibt sich ein jährliches (Brutto-)Marktvolumen in Höhe von 91 Milliarden Euro. Davon entfallen 22 Milliarden Euro auf dicht, 27 Milliarden Euro auf mittel und 42 Milliarden Euro auf dünn besiedelte Gebiete.

Für die Berechnung des jährlichen Marktvolumens im Jahr 2050 wird angenommen, dass 70 Prozent der Bestandsgebäude saniert und so dezentrale fossile Einzelanlagen (Erdgas- und Ölkessel) stark reduziert werden. Außerdem ist aufgrund der strukturellen Effekte anzunehmen, dass die Anzahl der Einfamilienhäuser abnimmt und der Anteil an Mehrfamilienhäusern steigt. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass sich die großen Mehrfamilienhäuser im Jahr 2050 zu 75 Prozent auf dicht und zu 25 Prozent auf mittel besiedelte Gebiete aufteilen, da genau diese Gebäude für die Ausdehnung der dicht besiedelten Gebiete verantwortlich sind. Hinzu kommt, dass bei der Kostenannahme ein Preisanstieg der Fernwärme erwartet wird, da Kapitalkosten in die Ausweitung der Infrastruktur langfristig zu einem etwas erhöhten Preis führen. So entsteht ein sukzessive steigendes Marktvolumen von bis zu 50 Milliarden Euro im Jahr 2050. Aufgrund der beschriebenen Effekte tragen dicht besiedelte Gebiete nun einen höheren Anteil und weisen ein jährliches Volumen von 20 Milliarden Euro auf. Mittel besiedelte Gebiete besitzen in Zukunft ein Volumen in Höhe von 16 Milliarden Euro und dünn besiedelte Gebiete eines von 14 Milliarden Euro. Damit entwickeln sich dicht besiedelte Gebiete bis 2050 zum umsatzstärksten Segment. Gleichzeitig wird deutlich, dass in allen Urbanitätsgraden Wärmeumsätze zu generieren sind.

15 Verteilung der CO₂-Emissionen³⁴

2020: 172 Mio. t

2050: 48 Mio. t

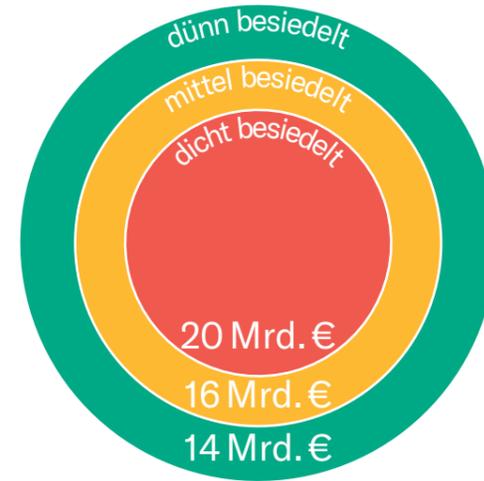
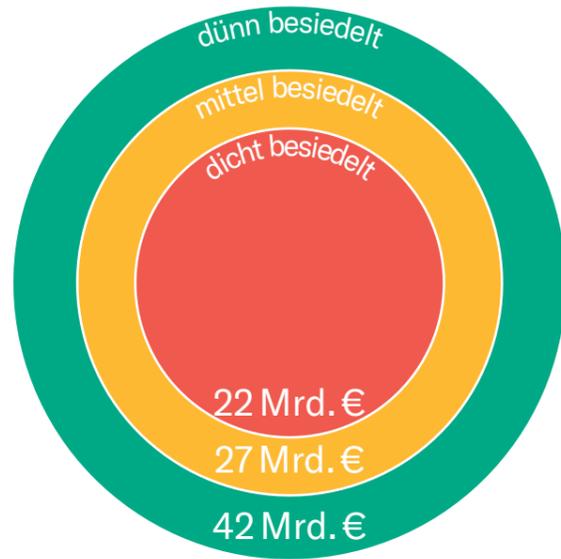


16

Verteilung des Marktvolumens³⁷

2020: 91 Mrd. €

2050: 50 Mrd. €



T1

Indikatorverteilung 2020

2020	Fläche in km ²	Einwohner in Mio.	Wärmebedarf in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Marktvolumen in Mrd. € ³⁸
Dicht besiedelt	18.000	29,0	236	43	22
Mittel besiedelt	83.000	24,0	242	54	27
Dünn besiedelt	256.000	29,8	362	75	42
GESAMT	357.000	82,8	840	172	91

T2

Indikatorverteilung 2050

2050	Fläche in km ²	Einwohner in Mio.	Wärmebedarf in TWh	CO ₂ -Emissionen in Mio. t	Marktvolumen in Mrd. € ³⁹
Dicht besiedelt	23.000	31,4	181	19	20
Mittel besiedelt	100.000	28,9	131	19	16
Dünn besiedelt	234.000	22,3	113	10	14
GESAMT	357.000	82,6	425	48	50

3. Zukunftstechnologien im Wärmemarkt

Nach der Beleuchtung des deutschen Wärmemarktes in Kapitel 2 widmet sich dieses Kapitel den Zukunftstechnologien im Wärmesektor. Dabei wird in den ersten drei Abschnitten auf Technologien der Wärmeerzeugung und im vierten Abschnitt auf Technologien der Wärmeverteilung eingegangen. Für die Wärmeerzeugung unterscheidet das Konzeptpapier drei verschiedene Technologien:

- Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz (vgl. Abschnitt 3.1)
- Sektorkopplungstechnologien (vgl. Abschnitt 3.2)
- Erneuerbare Wärmeerzeugungstechnologien (vgl. Abschnitt 3.3).

Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz koppeln Wärme als zusätzlichen Prozessoutput aus, um so die Prozesseffizienz insgesamt zu erhöhen. Zu diesen zählen die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die thermische Reststoffverwertung sowie die Nutzung industrieller Abwärme.

Sektorkopplung mit dem fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Strommarkt ist eine weitere Möglichkeit, um Wärme bereitzustellen. Die Integration von Strom im Wärmemarkt wird anhand der Power-to-X-Technologien dargelegt. Dazu gehören beispielsweise die Power-to-Heat-Technologie, die Strom in Wärme umwandelt, sowie die Power-to-Gas-Technologie, die mittels Elektrolyse Sauerstoff und Wasserstoff erzeugt. Außerdem wird in diesem Abschnitt die Wärmepumpe vorgestellt.

Abschließend werden die erneuerbaren Wärmeerzeugungstechnologien und deren Einsatzmöglichkeiten im Wärmenetz der Zukunft aufgezeigt. Dazu gehören die Nutzung von Biomasse in fester und flüssiger Form, die Nutzung tiefergeothermischer Potenziale und die Nutzung der solaren Einstrahlung.

Neben der Wärmeerzeugung ist die Wärmeversorgung bzw. Wärmeverteilung von wesentlicher Bedeutung (vgl. Abschnitt 3.4). Generell lässt sich zwischen zentraler und dezentraler Versorgung unterscheiden. Bei der dezentralen Versorgung entspricht der Erzeugungsort dem Verbrauchsort. Zur dezentralen Versorgung zählen die gängigen Heizsysteme auf Basis von Heizöl, Erdgas oder auch Pellets. Die zentrale Versorgung ist dadurch charakterisiert, dass der Ort der Erzeugung vom Ort des Verbrauchs abweicht. Von einem meist großen Erzeugungsstandort wird mittels Rohren Wärme zum Verbraucher transportiert.

Den Abschluss des Kapitels bildet ein Blick auf weitere Technologien im Wärmemarkt der Zukunft. Dazu gehören morgen wie auch heute Wärmespeicher; zusätzlich wird die künftige Verzahnung des Wärme- und Kältemarktes betrachtet. Nachfolgend wird analysiert, welchen Einfluss die einzelnen Erzeugungs- und Verteilungstechnologien aktuell im deutschen Wärmemarkt haben, welche Rolle sie zukünftig einnehmen und in welchem wärmespezifischen Urbanitätsgrad der Einsatz optimal ist.

3.1 Technologien zur Erhöhung der Prozesseffizienz

Neben der Einbindung erneuerbarer Energiequellen ist die optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Primärenergie essenziell für eine erfolgreiche Wärmewende. Die folgenden Maßnahmen werden eingesetzt, um die Effizienz des oder der betrachteten Prozesse zu erhöhen und eine bessere Brennstoffausnutzung zu erzielen. Dadurch wird nicht nur ein verringerter Einsatz der Primärenergie erzielt, sondern gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit des Prozesses erhöht.

Die in diesem Kapitel beschriebenen Technologien werden hauptsächlich in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung verwendet. Denn die betrachteten Prozesse erlauben in den meisten Fällen eine Auskopplung von Wärmemengen, die mehr als einen Privat-, Gewerbe- oder Industriekunden versorgen können. Detailliertere Ausführungen zur Fernwärmeversorgung sind in Abschnitt 3.4.2 formuliert.

3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplung

In Kürze:

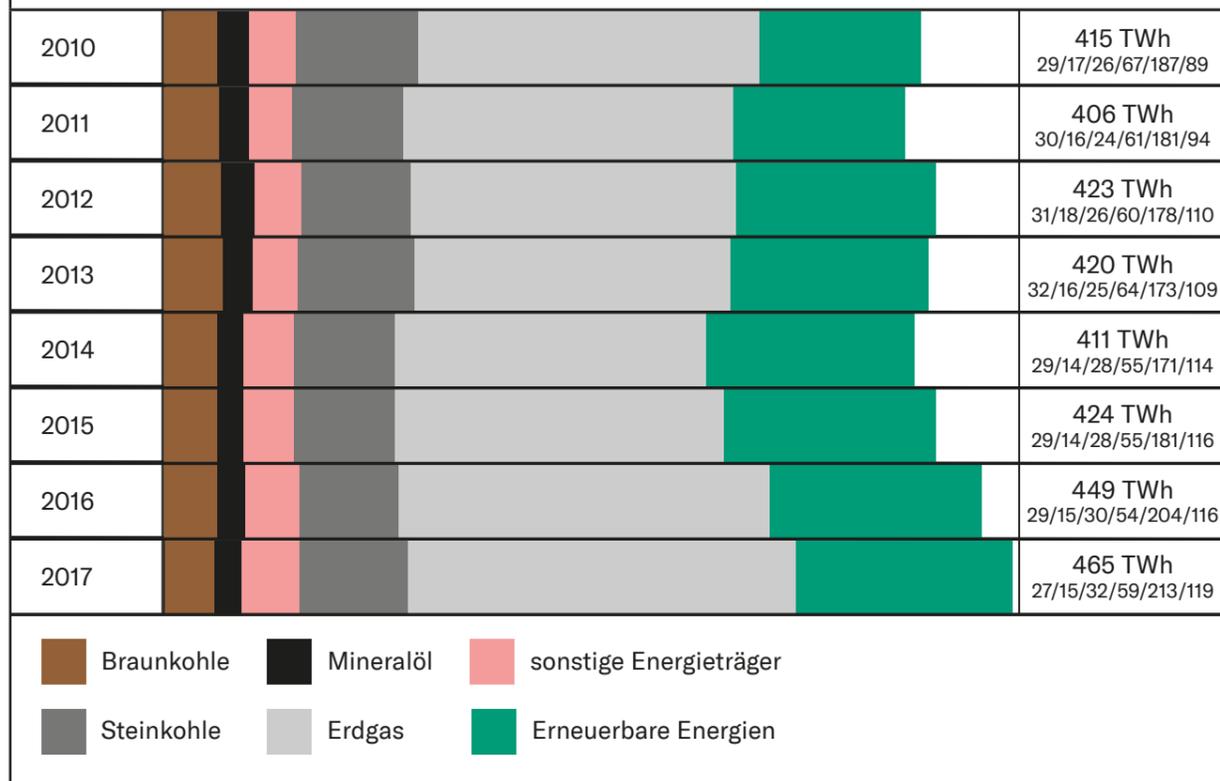
KWK ist eine wichtige Technologie für die Sicherstellung der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit. Ihr Einsatz bietet sich besonders in dicht besiedelten Gebieten an, da dort gleichzeitig der entstehende Strom- und Wärmebedarf gedeckt werden kann. Bereits beschlossen ist, dass die Kohle-basierten Kraftwerke aus der Erzeugungslandschaft verschwinden werden. Die Rolle von Erdgas-betriebenen Anlagen wird kontrovers diskutiert und oft nur als Übergangstechnologie bezeichnet. Die heute für die Nutzung von fossilem Gas ausgelegten Kraftwerke könnten allerdings auch mit aufbereitetem Biogas (Biomethan) und synthetisch hergestelltem Gas aus Power-to-Gas-Anlagen betrieben werden.

Key Facts:

- kW/m²** auf mittlerer Fläche kann viel Energie bereitgestellt werden
- €** hohe Investitionskosten und fluktuierende Betriebskosten (abhängig von den Brennstoffpreisen)
- CO₂** hohe Emissionen, da hauptsächlich fossile Brennstoffe
- !** der Anteil der fossilen Brennstoffe muss reduziert werden

Eine erprobte Technologie ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Sie ermöglicht die Nutzung der bei Umwandlung eines Primärenergieträgers in Strom freiwerdenden Wärmeenergie und existiert in Deutschland schon seit Beginn des 20. Jahrhunderts. Die energetische Verwertung der im Umwandlungsprozess entstehenden Wärme trägt dazu bei, die Effizienz von Kraftwerken deutlich zu erhöhen und Brennstoffausnutzungsgrade von bis zu 90 Prozent zu erreichen. Die tatsächliche Einsparung von Primärenergie gegenüber der ungekoppelten Erzeugung beträgt bis zu 20 Prozent. Ab einer Einsparung von 10 Prozent gilt eine Anlage als hocheffizient und förderbar gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). 2018 wurden in der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur 920 Kraftwerke mit einer Leistung von über 10 Megawatt (MW) aufgeführt, wovon 475 Anlagen als KWK-Anlagen qualifiziert sind. Wie Abbildung 17 zeigt, werden in diesen Anlagen zu drei Viertel fossile Energieträger als Brennstoff eingesetzt, darunter zu 50 Prozent Erdgas. Der Anteil von Erneuerbaren Energien als Primärenergiequelle stieg allerdings in den vergangenen Jahren stetig. 2016 erzeugten KWK-Anlagen 117 TWh Strom und 224 TWh Wärme.¹

¹ Vgl. BMWi, 2018.

Brennstoffeinsatz für Strom und Wärme aus KWK in Deutschland²

Um die Nutzung der KWK weiter voranzutreiben, hatte die Bundesregierung ursprünglich vorgesehen, dass bis 2020 25 Prozent der gesamten Netto-Stromproduktion in KWK-Anlagen erzeugt wird. Das neue KWKG vom Januar 2016 hat dieses Ziel durch ein Mengenziel von 110 TWh Strom bis 2020 bzw. 120 TWh bis 2025 ersetzt. Das nun geltende Mengenziel wurde mit 116 TWh jedoch bereits 2016 erreicht, was 19 Prozent der Netto-Stromerzeugung entspricht.

Wissenschaftlichen Studien zufolge wird die Bedeutung der KWK bis 2050 abnehmen, denn unter der Voraussetzung einer Treibhausgasreduktion um 95 Prozent bis 2050 ist der langfristige Einsatz von KWK-Anlagen in der Wärmebereitstellung stark limitiert.³ Bereits in den letzten Jahren zeigte sich eine Entwicklung weg von der Kohle-KWK und hin zu gasbetriebenen KWK-Anlagen (siehe Abbildung 17). Begründet werden kann diese Entwicklung unter anderem mit dem KWKG 2016, das keine Förderung mehr für kohlebasierte KWK-Anlagen vorsieht, wohl aber einen Zuschlag für Strom aus denjenigen fossilen KWK-Anlagen, die bestehende Kohle-KWK-Anlagen ersetzen. Langfristig gesehen müssen CO₂-freie Primärenergieträger eingesetzt werden. Möglichkeiten dazu bieten Biogas oder synthetisches Gas bspw. aus Power-to-Gas. Neben den CO₂-Emissionen sind außerdem die Beschaffungskosten der fossilen Brennstoffe zu beachten. Dadurch entstehen Abhängigkeiten und Mittelabflüsse, die nicht zur Steigerung der lokalen Wirtschaftskraft verwendet werden können (vgl. Abschnitt 2). Die Nutzung von im Umland erzeugten Synthetic Natural Gas (SNG) verbessert gleichzeitig die lokale Wertschöpfung und verringert die Importabhängigkeit.

Die Bedeutung der KWK wird bis 2050 deutlich abnehmen. Um Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu erhalten, ist der Einsatz der KWK jedoch noch viele Jahre notwendig.

Zum Erhalt von Versorgungssicherheit und Netzstabilität ist der weitere Einsatz der KWK noch viele Jahre lang notwendig. Besonders in dicht besiedelten Gebieten ist die KWK deshalb eine wichtige Versorgungstechnologie, die gleichzeitig den hohen Strom- sowie Wärmebedarf decken kann. Wärmespeicher tragen dazu bei, die Anpassungsfähigkeit und Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, besonders von regenerativ betriebenen Anlagen, noch weiter zu erhöhen. Dazu sind allerdings flexible Anlagenlösungen notwendig, die mit variabler Stromkennzahl eine dynamische Reaktion auf die zunehmend fluktuierenden Strompreise erlauben. Trotzdem sollte die fossil betriebene KWK vorwiegend als notwendige Brückentechnologie gesehen werden, die der Entwicklung von Innovationen für die Zielerreichung der Dekarbonisierung die notwendige Zeit einräumt, ohne den Kohle- und Atomausstieg zu gefährden.⁴

3.1.2 Thermische Abfallverwertung

In Kürze:

Die Nutzung der Energie aus der thermischen Abfallverwertung sollte perspektivisch in der Nähe der Entstehungsorte stattfinden. Somit können die regionalen Stoffströme direkt vor Ort genutzt werden und zur Steigerung der lokalen Wertschöpfung beitragen. Die dezentralen Anlagen in den vorwiegend dicht besiedelten Gebieten sollten nicht nur Reststoffe, sondern auch getrocknete Klärschlämme thermisch verwerten und die Energie direkt in die Fernwärmenetze einspeisen.

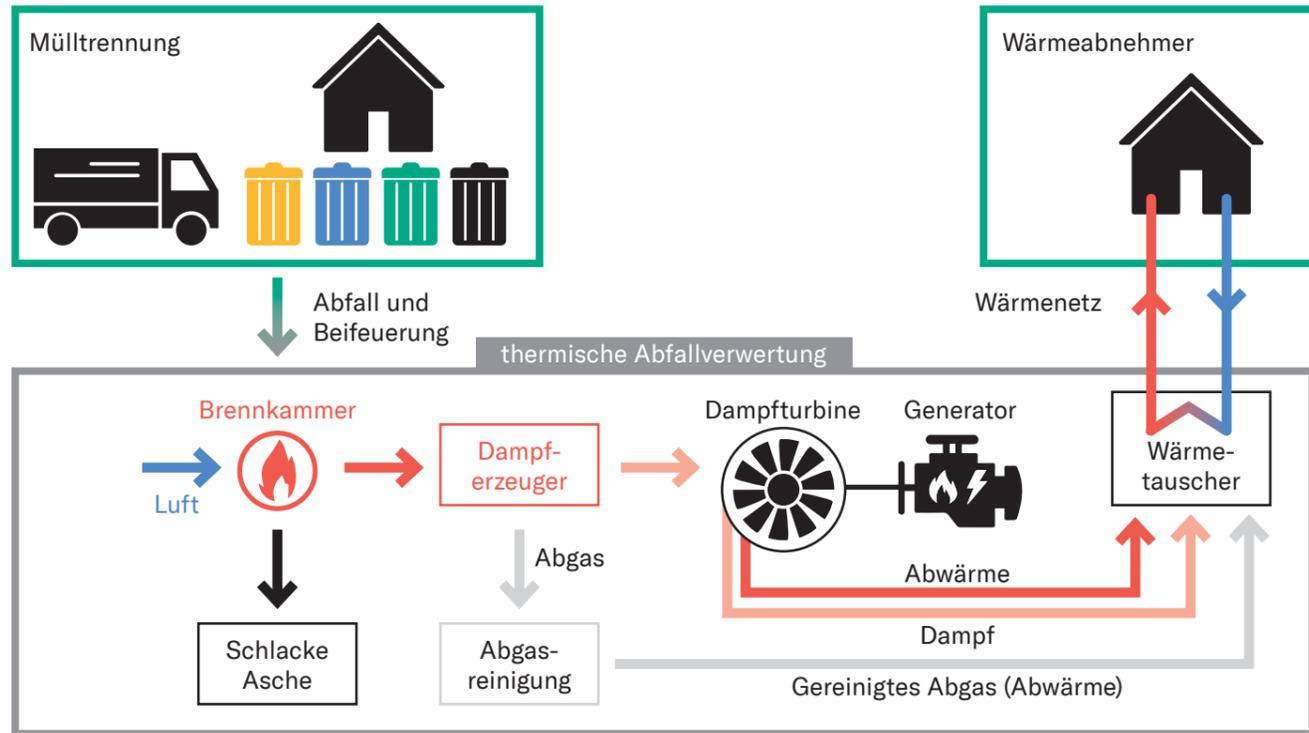
Key Facts:

- kW/m²** auf mittlerer Fläche kann viel Energie bereitgestellt werden
- €** hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten
- CO₂** geringe Emissionen, da Emissionen für Abfall bereits bilanziert wurden
- !** der benötigte Abfall muss in der Nähe der Anlage anfallen

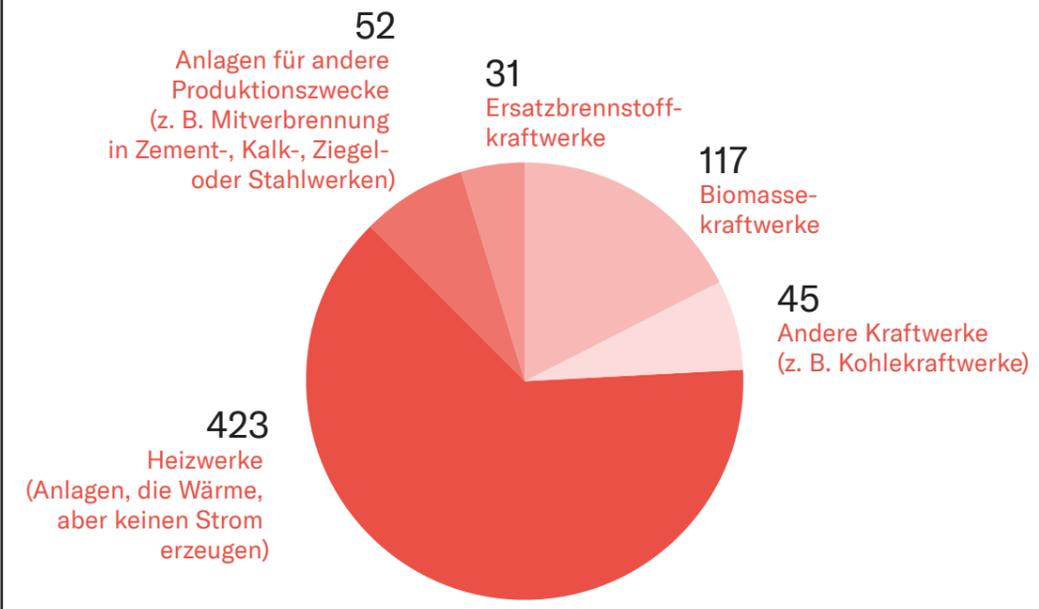
Der Umgang mit Abfallstoffen nimmt einen immer höheren Stellenwert in der Gesellschaft ein. Sowohl ein wachsendes Umweltbewusstsein als auch die zunehmende Wirtschaftlichkeit durch die Wiederverwertung von Reststoffen fördern diese Entwicklung. Im Jahr 1878 entstand die erste Abfallverbrennungsanlage in England. Die erste Müllverbrennungsanstalt in Deutschland nahm im Jahr 1886 in Hamburg ihren Betrieb auf. Die energetische Nutzung resultiert jedoch nicht ausschließlich aus ökonomischen Vorteilen, sondern ist auch in den nationalen Zielen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) verankert.

Die thermische Abfallverwertung entspricht in seiner Funktionsweise einem herkömmlichen Heizkraftwerk (HKW), siehe Abbildung 18. Einen wesentlichen Unterschied stellt jedoch der Brennstoff dar. Im Vergleich zu gängigen fossilen HKW ist der Brennstoff zunächst äußerst heterogen. Dank der in Deutschland gängigen Abfalltrennung findet im Vorfeld eine grobe Sortierung statt, wobei ungewollte Substanzen entfernt werden. Bevor die Reststoffe der Verbrennung zugeführt werden, wird der Abfall unter dem Gesichtspunkt der Homogenisierung wiederum vermischt, um einen konstanten Heizwert zu erzielen. Die bei der Verbrennung anfallende Schlacke kann anschließend z. B. im Straßenbau weiterverwertet werden. Ein wesentlicher Verfahrensschritt in der thermischen Abfallverwertung ist die Rauchgasreinigung, die die Investitions- und Wartungskosten maßgeblich beeinflusst. Für Anlagen, die Abfälle verbrennen, gilt das Bundes-Immissionsschutzgesetz und die Verordnung über die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen, die sowohl Anforderungen als auch Grenzwerte für zulässige Emissionen enthält.

18 Funktionsweise einer thermischen Abfallverwertung⁵



19 Thermische Abfallverwertungsanlagen in Deutschland (2017)⁸



Häufig sind Abfallentsorgung und -verwertung kombiniert und über die Müllgebühren werden naturgemäß höhere Erlöse erzielt als mit der Abgabe der Abwärme, die ansonsten prozessimmanent mit zusätzlicher Energie abgekühlt werden müsste. Da oftmals zunächst elektrische Energie gewonnen wird, liegt das Einnahmenniveau für die Wärme zwischen den Gestehungskosten und den Opportunitätskosten der Kühlung. Schon heute ist die benötigte Kapazität an Abfallstoffen lokal, kommunal oder auch deutschlandweit nicht immer verfügbar. Tabelle 3 zeigt, dass schon heute Betreiber gezwungen sind, Abfälle aus dem Ausland zu importieren. Aus ökonomischer Sicht sollten die zu verwertenden Abfälle aber aus der direkten Umgebung verwendet werden. Da zumeist große Anlagen im zweistelligen MW-Bereich operieren, ist der Einsatz der thermischen Abfallverwertung vor allem in dicht und mittel besiedelten Gebieten von Interesse. Aufgrund der Bevölkerungsdichte fallen die benötigten Brennstoffe vor Ort an und bedienen die auftretenden Wärmebedarfe. Auf diesem Weg entsteht ein Wirtschaftszyklus innerhalb des versorgten Gebietes.

Abbildung 19 stellt die Anzahl und die Struktur der in Deutschland betriebenen Feuerungsanlagen mit energetischer Verwertung von Abfällen dar. 668 Anlagen verwerten jährlich ca. 22 Millionen Tonnen Abfälle energetisch.⁶ Global betrachtet ist das häufigste Verfahren zur Verwertung von Abfällen die Verbrennung. Gegenwärtig werden jährlich weltweit ca. 225 Millionen Tonnen Abfall in rund 2.200 Anlagen thermisch verwertet. In Deutschland erzeugen 423 Heizwerke Wärme aus gemischten Abfällen und weitere 54 HKW generieren eine Wärmeauskopplung mittels KWK.⁷ Des Weiteren existieren 31 Ersatzbrennstoffkraftwerke. Als Ersatzbrennstoffe werden alle nicht fossilen Brennstoffe bezeichnet, die durch Aufbereitung von Abfällen jeglicher Art zum Zwecke der energetischen Verwertung verfügbar gemacht werden (z. B. Altreifen und -öl). Die Auskopplung aus thermischer Abfallverwertung trägt 14 Prozent zur deutschen Fernwärmeproduktion bei. Die Brennstoffe dazu bestehen zu 8 Prozent aus nicht biogenen Reststoffen und zu 6 Prozent aus biogenen Siedlungsabfällen.

T3 Inputmengen in Feuerungsanlagen mit energetischer Verwertung von Abfällen in Deutschland (2015)⁹

Feuerungsanlagen insgesamt (mit energetischer Verwertung von Abfällen)	Input insgesamt	Davon		
		im eigenen Betrieb erzeugte Abfälle	angeliefert aus	
			dem Inland	dem Ausland
668 Stk.	22 Mio. t	3,6 Mio. t	17 Mio. t	1,4 Mio. t

⁸ Vgl. Statistisches Bundesamt, 2017.
⁹ Eigene Darstellung auf Basis von Daten von Statistisches Bundesamt, 2017.

⁵ Eigene Darstellung nach UBA, 2007.
⁶ Vgl. Statistisches Bundesamt, 2017.
⁷ Vgl. Bundesnetzagentur, 2017.

Mit Blick auf die ambitionierten Klimaziele der vergangenen Jahre ist die thermische Verwertung von Reststoffen ein essenzieller Schritt zur Reduktion von Treibhausgasen. Durch die Verwertung der Abfallstoffe sinkt die Größe der benötigten Abfalldeponien. Generell wird die aus der thermischen Abfallverwertung gewonnene Energie als CO₂-neutral gesehen, da die Reststoffe von Gütern stammen, deren CO₂-Bilanzierung bereits während der Produktion erfolgt. Schadstoffe, die bei der Verbrennung entstehen, werden durch immer modernere und effizientere Rauchgasreinigungsanlagen gefiltert und unterliegen strengen Auflagen. Da der Brennstoff ausreichend verfügbar ist, sind die Anlagen grundlastfähig und in nennenswerten Bereichen leicht regelbar.

20 Europaweiter Vergleich der Verwertung und Deponierung von Siedlungsabfällen¹⁰

EU 28		25%	25%	3%	47%
Deutschland		2%	25%	7%	66%
Schweden		1%	50%	0%	49%
Belgien		1%	44%	1%	54%
Dänemark		1%	51%	0%	48%
Niederlande		2%	44%	1%	53%
Österreich		3%	38%	0%	59%
Estland		12%	56%	0%	32%
Finnland		3%	48%	0%	49%
Luxemburg		17%	35%	0%	48%
Großbritannien		0%	43%	0%	57%
Frankreich		22%	35%	1%	42%
Italien		28%	14%	7%	51%
Polen		37%	18%	1%	44%
Tschechische Rep.		50%	16%	0%	34%
Ungarn		50%	15%	0%	35%
Litauen		32%	18%	0%	50%
Spanien		56%	14%	0%	30%
Bulgarien		64%	4%	0%	32%
Lettland		72%	0%	0%	28%
Slowakei		66%	11%	0%	23%
Zypern		81%	0%	0%	19%
Kroatien		79%	0%	0%	21%
Rumänien		80%	5%	0%	15%
Griechenland		82%	1%	0%	17%
Malta		92%	0%	0%	8%

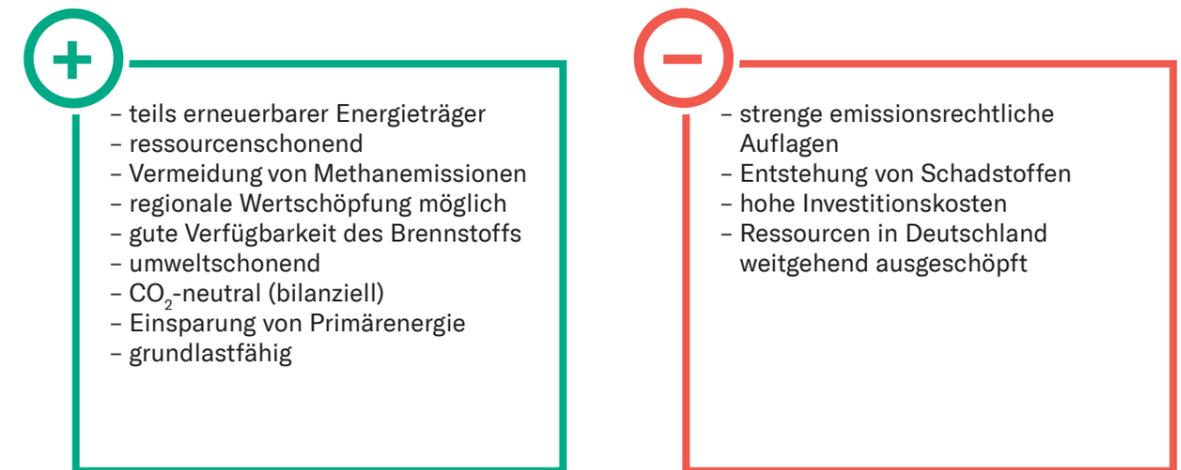


Abbildung 20 zeigt den Umgang mit Siedlungsabfällen in anderen europäischen Ländern, die auswertbare Daten für das Jahr 2016 aufweisen. Im Gegensatz zu Deutschland wird in vielen europäischen Ländern die Deponierung von Siedlungsabfällen auch heute noch als Beseitigungslösung gehandhabt. Eine auf EU-Ebene diskutierte umfassende Einstellung der Deponierung von verwertbaren Siedlungsabfällen könnte bereits bis zum Jahr 2020 umgesetzt werden. Der teils hohe Deponierungsgrad von Siedlungsabfällen in den aufgezeigten Ländern verdeutlicht, dass europaweit noch ein großes Potenzial zur energetischen Verwertung vorhanden ist. In Deutschland ist das Potenzial zur thermischen Verwertung weitgehend erschöpft, es kann aber durch eine übergreifende europäische Lösung langfristig erhöht werden.

In Deutschland ist das Potenzial zur thermischen Abfallbehandlung weitgehend ausgeschöpft. Bei einer siedlungsnahen Verwertung kann die entstehende thermische Energie direkt für die Wärme genutzt werden.

Der Einbezug energetisch nutzbarer Abfälle ist somit aus Umwelt- und Klimasichtpunkten äußerst zweckmäßig. Eine überblicksartige Zusammenstellung der Vor- und Nachteile zeigt Abbildung 21.

21 Vor- und Nachteile von thermischer Abfallverwertung¹¹



¹⁰ Eigene Darstellung auf Basis von Eurostat, 2018a.
¹¹ Eigene Darstellung.

3.1.3 Industrielle Abwärme

In Kürze:

Die Nutzung von industrieller Abwärme birgt in Deutschland ein großes Potenzial. Die Einbindung in Wärmenetze in direkter Nähe zur Abwärmequelle ermöglicht eine kostengünstige Dekarbonisierung. Besonders in dicht besiedelten und den angrenzenden mittel besiedelten Gebieten kann die Einspeisung der Abwärme in Wärmenetze fossile Brennstoffe ersetzen und die lokale Wertschöpfung ankurbeln.

Key Facts:

- kW/m²** auf geringer Fläche kann viel Energie bereitgestellt werden
- €** mittlere Investitionskosten und geringe Betriebskosten
- CO₂** geringe Emissionen, da diese bereits im Industrieprozess bilanziert wurden
- !** Wärmequelle muss vorhanden sein und die Unsicherheiten bezüglich Laufzeit und Verfügbarkeit müssen überwunden werden

In Deutschland trägt der Industriesektor 2016 einen Anteil von 28 Prozent des gesamten Endenergiebedarfs (717 TWh). Von dieser Energiemenge fließen wiederum knapp 75 Prozent in die Bereitstellung von Wärme, davon allein 476 TWh in die Bereitstellung der Prozesswärme.¹² Obwohl für die nächsten Jahre von einem reduzierten Prozesswärmebedarf auszugehen ist, ist der Rückgang im Vergleich zum Raumwärme- und Warmwasserbedarf geringer. Da in diesem Papier die Bereitstellung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfes betrachtet wird, stellt die Nutzung von anfallender Abwärme aus industriellen Prozessen, bezeichnet als industrielle Abwärme, ein interessantes Nutzungspotenzial dar. Denn industrielle Abwärme ist Wärme, „die in einem Prozess entsteht, dessen Hauptziel die Erzeugung eines Produktes oder die Erbringung einer Dienstleistung (inkl. Abfallentsorgung) oder eine Energieumwandlung ist und dabei als ungenutztes Nebenprodukt an die Umwelt abgeführt werden müsste.“¹³

Die Nutzung prozessbedingter Abwärme ist generell auf zwei Arten möglich: durch prozessinterne Nutzung mittels Wärmerückgewinnung oder durch eine externe Nutzung mittels Auskopplung. Bei der Wärmerückgewinnung wird die während eines Prozesses frei werdende thermische Energie diesem Prozess wieder zugeführt und kann somit zu (Kosten-)Einsparungen beim prozessbedingten Wärmebedarf führen. Bei der externen Nutzung wird die entstehende Abwärme gebündelt, mittels eines Wärmetauschers auf ein Wärmeträgermedium übertragen und so nutzbar gemacht. Beide Nutzungsarten können als alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz im Sinne von § 3 Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung angesehen werden und erleichtern so den Nachweis der Effizienzsteigerung für den Industriebetrieb.

Ob Abwärme genutzt werden kann – ob intern oder extern, unterliegt verschiedenen Kriterien. Bei der Planung von Projekten zur Nutzung industrieller Abwärme sind deshalb die folgenden Punkte zu analysieren:¹⁴

- **Bündelung:** Wärme kann entweder diffus als Abwärme bei Konvektion oder gebunden an ein Trägermedium (z. B. ein Gas oder eine Flüssigkeit) vorliegen. Im letzteren Fall lässt sich Wärme technisch betrachtet einfacher und vielfältiger nutzen. Diffuse Abwärmeströme hingegen entstehen beispielsweise in Form von Oberflächenverlusten an Anlagen oder Rohrsystemen und sind vorzugsweise zur Bereitstellung von Raumwärme einzusetzen. Für die Verwendung an anderer Stelle müssten sie erst gefasst, dann gebündelt und abschließend abgeführt werden.
- **Temperaturniveau:** Je nach Prozess können Wärmeströme von nur wenigen Grad über Umgebungstemperatur bis hin zu über 400 °C anfallen und entsprechend unterschiedliches Nutzungspotenzial bieten (vgl. Tabelle 4). Grundsätzlich gilt: je größer die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Umgebung, desto höher ist die nutzbare Energie und desto vielfältiger kann die Abwärme genutzt werden.
- **Zusammensetzung:** Je nach Branchenprozess können in der Abwärme korrosive Stoffe oder Schmutzpartikel enthalten sein, die in der weiteren Infrastruktur der Wärmenutzung zu Schäden führen können, z. B. durch Austritt korrosiven Kondensates aus einem Wärmetauscher.

T4 Abwärmequellen verschiedener Industrien und deren Nutzungsmöglichkeiten¹⁵

Temperatur	Abwärmequellen (Beispiele)	Nutzungsmöglichkeiten
250–540 °C	Stahlindustrie, Kokerei, Aluminiumindustrie, Glasindustrie	Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung mittels Dampfturbine
70–450 °C	Zementindustrie, Lebensmittelindustrie	Nutzung der Abwärme zur Stromerzeugung mittels Organic Rankine Circle (ORC)-Verfahren
125–400 °C	Zementindustrie, Bäckereien	Speisewasservorerwärmung, Verbrennungsluftvorerwärmung
125–275 °C	Bäckereien	Produktionsprozesse, Trocknungsprozesse
↓ Möglichkeit der Einspeisung in Fernwärmenetze (ggf. Niedertemperatur)		
80–160 °C	Papierindustrie, Wäscherei	Kälteerzeugung
75–125 °C	Papierindustrie, Molkerei	Brauchwassererwärmung, Heizung/Warmwasser, Trocknung/Eindampfen
30–75 °C	Papierindustrie, Gastronomie	Wasservorerwärmung, Raumheizung durch Wärmepumpen

Neben der Frage nach der Beschaffenheit der Abwärmeströme ist zu bedenken, dass die Verfügbarkeit der Abwärme vom zugrunde gelegten Prozess abhängt und in der Regel nicht stetig ist. Allerdings besteht die Möglichkeit, zur Verstärkung der verfügbaren Leistung und Menge Wärmespeicher einzusetzen (vgl. Kapitel 3.5). Um Wärmeverluste zu vermeiden und die Kosten für die infrastrukturelle Einbindung gering zu halten, sollte industrielle Abwärme hauptsächlich in der Nähe des Industriestandortes verwendet werden. Für den Transport bieten sich vor allem Fernwärmenetze an. Die Nutzung vor Ort verdrängt fossile Energieträger und verringert damit die CO₂-Emissionen. Aus diesem Grund hat die Europäische Kommission ein Strategiepapier veröffentlicht, das an die lokalen Behörden appelliert, die Abwärmepotenziale zu identifizieren, eine Infrastruktur aufzubauen und letztendlich die vorhandenen Potenziale zu nutzen.¹⁶ Auch die nationale Förderbekanntmachung für Wärmenetzsysteme 4.0 sieht die Integration von industrieller Abwärme sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Sicht vor. Abwärme bietet eine preiswerte Einspeisequelle und kann langfristig dazu beitragen, den Wärmepreis im Speziellen für Fernwärmeverbraucher günstig zu gestalten.¹⁷

Die Potenziale, die sich aus der Nutzung industrieller Abwärme für die Wärmeversorgung ergeben, werden bereits seit Jahrzehnten untersucht. Eine 1995 durchgeführte Studie benannte ein technisches Potenzial der Abwärmenutzung in Deutschland in einer Größenordnung von 45 Prozent des Energieeinsatzes für industrielle Prozesswärme bzw. 30 Prozent des Endenergieeinsatzes im Industriesektor.¹⁸ Das entspricht für 2016 einer technisch nutzbaren Wärmemenge von 215 TWh.¹⁹ Eine 2010 durchgeführte Folgebetrachtung untersuchte, wie sich die Abwärme in verschiedenen Industriezweigen zusammensetzt. Das Ergebnis zeigt, dass bezogen auf den Endenergieverbrauch des Industriesektors 12 Prozent der Abwärme im Temperaturbereich von über 140 °C und 6 Prozent zwischen 60 °C und 140 °C anfallen. Daraus ergibt sich ein technisch-wirtschaftliches Potenzial in Höhe von 18 Prozent des Endenergieverbrauchs bzw. 129 TWh.²⁰ Eine weitere Untersuchung liefert ein Ergebnis von 226 TWh in einer überschlägigen Schätzung des theoretischen Nutzungspotenzials industrieller Abwärme im Wärmebereich. Dabei gehen die Autoren von der Prämisse aus, dass Prozesswärme einen Anteil von 66,8 Prozent am gesamten Endenergieverbrauch der Industrie einnimmt, der theoretisch nutzbare Anteil der Abwärme 60 Prozent beträgt und bei reiner Wärmenutzung 90 Prozent der Abwärme genutzt werden können.²¹ Nicht nur in Deutschland werden Potenzialschätzungen vorgenommen: Nach einer detaillierten Analyse des norwegischen Marktes beziffern die Forscher das Abwärmepotenzial auf 36 Prozent des Energiebedarfs. Übertragen auf den deutschen Markt ergibt sich für 2016 so ein Potenzial von 258 TWh.²² Die bisherigen Schätzungen haben gemein, dass sie alle einer Top-down-Betrachtung folgen und die Werte deshalb als Obergrenzen des Abwärmepotenzials angesehen werden können. Dem Forschungsvorhaben „Netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme“ liegt dagegen ein Bottom-up-Ansatz zugrunde. Die Analyse konzentrierte sich auf die mögliche Nutzung von Abwärme in netzgebundener Wärmeversorgung und berücksichtigt dabei z. B. den räumlichen Aspekt von Wärmequelle und -senke, die Art des vorliegenden Prozesses und dessen Temperaturniveau. Die Forscher kommen zu dem Ergebnis, dass das theoretisch netzgebundene Potenzial der Abwärmenutzung in Deutschland bei 63 TWh liegt.²³ Selbst bei konservativer Schätzung besteht ein beachtliches Potenzial für den deutschen Warmwasser- und Raumwärmebedarf, da mit 63 TWh ca. 15 Prozent des Bedarfs der mittel und dicht besiedelten Gebiete gedeckt werden können. Die Ergebnisse der Potenzialanalysen sind in Abbildung 22 zusammengefasst.

Um Wärmeverluste zu vermeiden, muss industrielle Abwärme prioritär in der Nähe des Industriestandortes verwendet werden.

Die Schätzungen zum Abwärmepotenzial in Deutschland gehen weit auseinander. Trotzdem ist das Potenzial auch im konservativen Fall erheblich.

22

Potenzial der Nutzung von industrieller Abwärme in Deutschland²⁴

Blömer et al., 2019	Pehnt et al., 2010	Schaefer, 1995	IZES, 2015	Sollesnes; Helgerud, 2009
63 TWh	129 TWh	215 TWh	225 TWh	258 TWh

Trotz der bestehenden Potenziale wurden in den vergangenen Jahren wenige Projekte, besonders in der externen Abwärmenutzung, umgesetzt. Neben der Betrachtung der technischen und ökonomischen Parameter ist in der Praxis die gegenseitige Abhängigkeit von Industrieunternehmen und Wärmeversorgern zu beachten. Die grundlegende Befürchtung aufseiten der Industrie beruht auf dem Gedanken, dass die Auskopplung den Produktionsprozess beeinflussen oder gefährden könnte. Letzteres Risiko lässt sich in der Regel durch Versicherungslösungen²⁵ oder Speicher abfangen. Die Lieferung erfolgt in der Regel ungesichert, weshalb der Wärmeabnehmer zusätzlich redundante Erzeugungsleistung bereitstellen muss.²⁶ Für den Wärmeversorger sind hingegen die Anfangsinvestitionen in Fernwärmeleitung, Wärmetauscher sowie Steuerungs- und Messtechnik ein ausschlaggebendes Kriterium.²⁷ Zudem müssen Investitionen in die Anlagentechnik und Infrastruktur getätigt werden und die nötige personelle Kompetenz muss vorhanden sein. Hierbei muss die Wirtschaftlichkeit mit Blick auf die lange Nutzungsdauer der Wärmeanlagen langfristig betrachtet werden. In der Praxis zeigen sich in Bezug auf die notwendige Vertragslaufzeit für den Fernwärmenetzbetreiber, der üblicherweise mit Amortisationszeiträumen von mehr als 15 Jahren rechnet, und das Industrieunternehmen, das sich mit überwiegender Mehrheit aus strategischen Gründen nicht mehr als 3 bis 5 Jahre an einen Produktionsstandort binden will, große Hemmnisse.

In der Praxis scheitern viele Projekte an den verschiedenen Anforderungen von Industrie und Versorgern.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass in Deutschland weiterhin ungenutztes Abwärmepotenzial existiert. Mit zunehmenden Anforderungen an die Primärenergieeinsparung und die Steigerung der Energieeffizienz kann der Abwärmenutzung eine größere Bedeutung zukommen. Auch die Unterstützung seitens der Politik, z. B. durch das Förderprogramm Wärmenetze 4.0 oder das Strategieprogramm der Europäischen Kommission, rückt die Abwärmenutzung in das Bewusstsein von Öffentlichkeit, Industrie und Versorgern. Die Politik ist jedoch aufgerufen, für die unterschiedlichen Vorstellungen der Anbieter und Abnehmer hinsichtlich der Laufzeit von Abwärmelieferverträgen Lösungen zu entwickeln. Die Nutzung von Abwärme kann nur in der Region nahe dem Entstehungsort erfolgen und muss über entsprechende Infrastruktur weiterverteilt werden. Aus diesem Grunde ist sie vor allem in dicht besiedelten und angrenzenden mittel besiedelten Gebieten nutzbar.

¹⁶ Vgl. Europäische Kommission, 2016.

¹⁷ Vgl. BMWi, 2017.

¹⁸ Vgl. Schaefer, 1995.

¹⁹ Vgl. BMWi, 2018.

²⁰ Vgl. Pehnt et al., 2010.

²¹ Vgl. IZES, 2015.

²² Vgl. Sollesnes; Helgerud, 2009.

²³ Vgl. Blömer et al., 2019.

²⁴ Eigene Darstellung auf Basis von Blömer et al., 2019, Pehnt et al., 2010, Schaefer, 1995, IZES, 2015 und Sollesnes; Helgerud, 2009.

²⁵ Vgl. Kapitel 4.3.4.

²⁶ Vgl. BDEW, 2017.

²⁷ Vgl. ifeu et al., 2013.

3.2 Sektorkopplungstechnologien

Als Sektorkopplungstechnologien werden Technologien bezeichnet, die ein Zusammenwirken der Sektoren wie z. B. Strom und Wärme ermöglichen. Nachfolgend werden die Technologien Power-to-Heat, elektrisch betriebene Wärmepumpen sowie Power-to-Gas näher beschrieben. Dabei wird auf die technische Betriebsweise, die Anwendungsgebiete und das zukünftige Potenzial der jeweiligen Technologie eingegangen.

Da Sektorkopplungstechnologien den Strom- und Wärmemarkt verknüpfen, ist ein Blick auf die zukünftige Entwicklung des Strommarktes angebracht. Denn je mehr Erneuerbare Energien im Strommix vorhanden sind, desto sinnvoller erscheint die Elektrifizierung anderer Bereiche unserer Gesellschaft. Seit der ersten Version des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird der Ausbau von Erneuerbaren Energien überwiegend mit wetterabhängigen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik (PV) umgesetzt.

Bereits 2018 betrug der Anteil Erneuerbarer Energien an der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 35 Prozent (229 TWh).²⁸ Der Ausbaupfad des EEG 2017 (siehe Abbildung 23), zeigt einen weiteren Anstieg der Stromerzeugung aus Wind und PV, was zu einer Verschärfung von Überproduktionssituationen und Engpässen führen kann. Sektorkopplungstechnologien besitzen das Potenzial, einen ausgleichenden Effekt herbeizuführen.

23 Zugebaute installierte elektrische Leistung entsprechend dem Ausbaupfad des EEG in Deutschland (2017)²⁹



3.2.1 Power-to-Heat

In Kürze:

Die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme mithilfe von PtH kann in Zukunft ein wichtiger Bestandteil der Wärmeversorgung werden. Unter heutigen Rahmenbedingungen ist der Einsatz nur in wenigen Fällen sinnvoll. Zunehmende Strommengen aus Erneuerbaren Energien und Änderungen im Rechtsrahmen können eine Marktdurchdringung ermöglichen. Besonders in dicht besiedelten Gebieten kann PtH schnell, flexibel und mit hohem Wirkungsgrad (erneuerbaren) Strom in Wärme umwandeln und so zur Dekarbonisierung beitragen.

Key Facts:

kW/m² kompakte Module erlauben hohe Leistung auf geringer Fläche
€ mittlere Investitionskosten und derzeit hohe Betriebskosten
CO₂ abhängig vom Strommix, derzeit hoch
! dem Einsatz steht vor allem die Abgabenbelastung des Strombezugs entgegen

Power-to-Heat (PtH) beschreibt allgemein die Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme, die auch zur Einbindung in Wärmenetze genutzt werden kann. Dazu werden meist Elektrodenkessel eingesetzt. Für geringere Leistung (unter 100 kW) sind auch Elektroheizstäbe denkbar. Die Wirkungsgrade von PtH erreichen beinahe 100 Prozent. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade und des Aufkommens von Anlagen mit größerer Leistung können PtH-Anlagen flexibel auf dem Wärmemarkt eingesetzt werden. Aufgrund der kompakten Größe der Module ist ein Einsatz in dicht besiedelten Gebieten optimal, wo kurzfristig hohe Wärmemengen bereitgestellt werden müssen. Dennoch sind bei allen Einsatzmöglichkeiten die ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu beachten. Derzeit sind aus ökonomischer Sicht zwei Anwendungen denkbar:

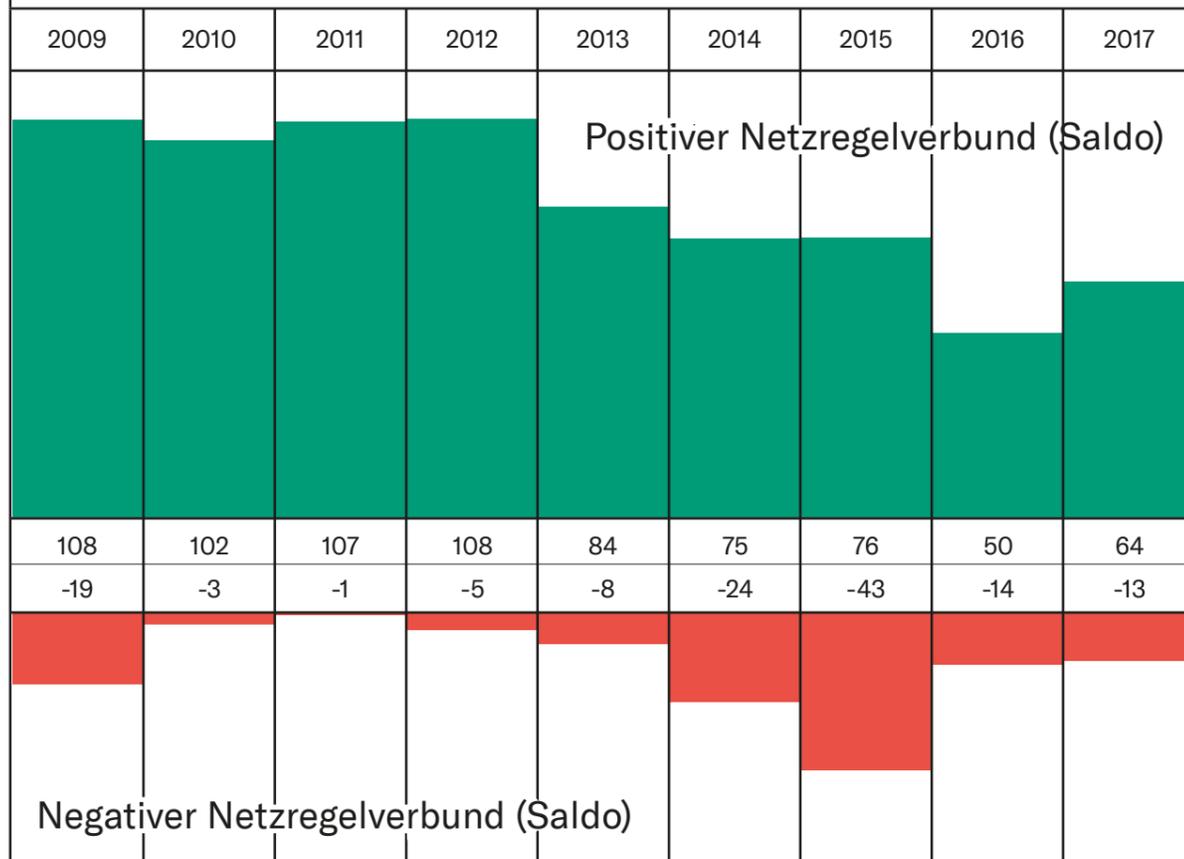
1. Bereitstellung negativer Regelenergie

Die hohe Leistung von Grundlastkraftwerken bei gleichzeitiger Einspeisung Erneuerbarer Energien führt zu einem Leistungsüberschuss, der einen Anstieg der Netzfrequenz verursacht. Um dem entgegenzuwirken, wird durch negative Regelenergie – Reduzierung von Erzeugungsanlagen oder Zuschaltung von zusätzlichen Lasten – die Netzfrequenz in einer zulässigen Bandbreite gehalten. Diese überschüssigen Strommengen können in PtH-Anlagen in Wärme umgewandelt und anschließend selbst verwendet oder veräußert werden. Wie Abbildung 24 zeigt, stiegen die durchschnittlichen Kosten für Ausgleichsenergie bis 2015 an, sind seitdem allerdings wieder gesunken.

2. Negative Strompreise

In Zeiten negativer Strompreise kann es sinnvoll sein, durch aktive Marktteilnahme Strom zu erwerben und über PtH in Wärme umzuwandeln. Im derzeitigen Rechtsrahmen lohnt sich der Kauf von Strom für PtH nur bei stark negativen Strompreisen, da ansonsten die hinzuzurechnenden Stromkostenbestandteile (insb. EEG-Umlage) einen wirtschaftlichen Betrieb des PtH-Moduls verhindern.

24 Durchschnittliche Ausgleichsenergiepreise in Deutschland (2009–2017) in €/MWh³⁰



Eine weitere Eingriffsmöglichkeit im Sinne einer effizienten und nachhaltigen Stromnutzung ergibt sich in Zeiten einer Zwangsabregelung der Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen. Der Strom aus regenerativen Erzeugungsanlagen besitzt zwar gesetzlichen Einspeisevorrang, jedoch können Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von fehlenden Transportkapazitäten bei gleichzeitig hoher Stromeinspeisung (Einspeisemanagementmaßnahme gemäß § 14 EEG 2017) abge-regelt werden. Laut einer Auswertung der Bundesnetzagentur belief sich die Summe aus dem sogenannten Einspeisemanagement im Jahr 2017 auf 5,5 TWh.

Für Anlagenbetreiber ist eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt (insb. als Minutenreserve und Sekundärleistung) bei optimalen Rahmenbedingungen nach der derzeitigen Gesetzeslage lohnenswert. Mit Blick auf die kommenden Jahre und möglichen Regelungsänderungen bestehen zudem Chancen auf weitere Einsatzfelder. Dazu bedarf es einer Anpassung der aktuellen Umlagensystematik, da die Nutzung der Strommenge aus dem Einspeisemanagement bisher nicht vorgesehen ist.

Eine weitere Einsatzmöglichkeit von PtH ist die Integration in bestehende Versorgungs- oder Erzeugungssysteme. Ein nachgeschaltetes PtH-Modul bei KWK kann den KWK-Eigenstrom nutzen und daraus Wärme erzeugen. Da das Stromnetz nicht genutzt wird, fällt für den verwendeten Strom lediglich die Stromsteuer und teilweise die EEG-Umlage an. Diese Optimierung ermöglicht weiterhin die Teilnahme der KWK-Anlage am Regelleistungsmarkt, ohne die Stromproduktion bei negativer Regelenergieanforderung verringern zu müssen.

Der Einsatz von PtH ist aufgrund der hohen Energiedichte und einfachen Einbin-dung als Lösung für die Fernwärmeversorgung sinnvoll und kann dort einen wichtigen Beitrag zur Versorgung mit thermischer Energie leisten.

3.2.2 Wärmepumpen

In Kürze:

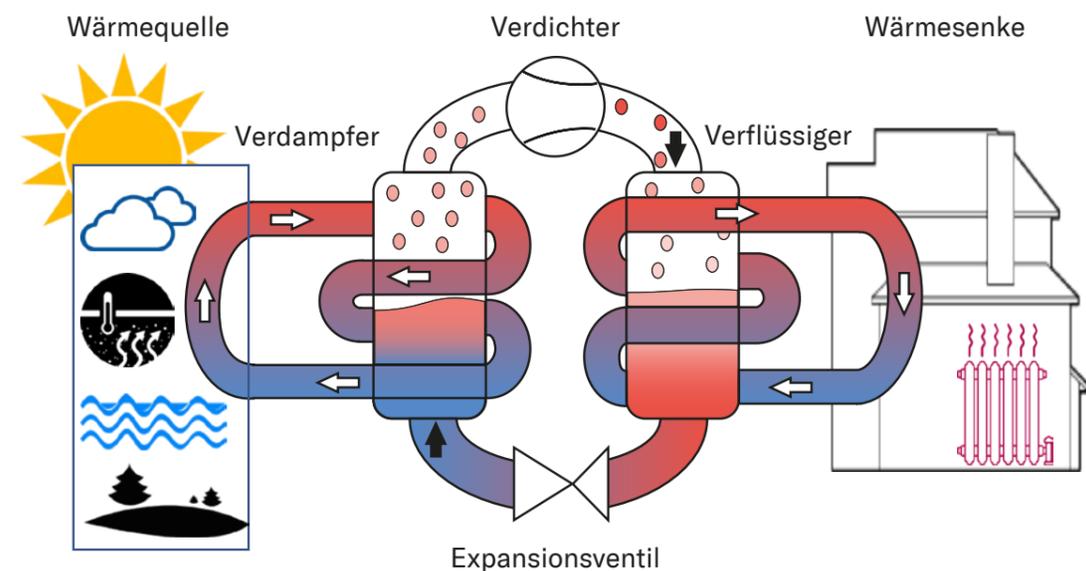
Wärmepumpen bieten flexible Einsatzmöglichkeiten auf dem Wärmemarkt. Da Wärmepumpen Umwelt- oder Erdwärme nutzen, sind sie nicht auf lokale Gegebenheiten bezüglich zugänglicher Brennstoffe angewiesen. Im Zusammenhang mit erneuerbarem Strom können Wärmepumpen einen Beitrag zur Dekarbonisierung besonders in dünn besiedelten Gebieten leisten. Weitere Einsatzmöglichkeiten sind im Systemverbund mit anderen erneuerbaren Wärmeerzeugern und Wärmenetzen möglich.

Key Facts:

- kW/m²** ausgeglichenes Verhältnis von Wärmeleistung und Flächenbedarf; Erdwärmepumpen besitzen einen höheren Flächenbedarf
- €** mittlere Investitionskosten und geringe Betriebskosten
- CO₂** gering, wenn mit Strom aus Erneuerbaren Energien betrieben
- !** flexible Einsatzmöglichkeiten prädestinieren Wärmepumpen für den Einsatz in schwierig zu dekarbonisierenden Regionen

Wärmepumpen bestehen grundsätzlich aus vier Komponenten: Verdampfer, Verdichter, Kondensator und Expansionsventil. Im Verdampfer wird ein Kältemittel, das eine Siedetemperatur von weit unter 0°C aufweist, mittels einer Wärmequelle verdampft. Dazu wird meist (Ab-)Luft oder (Ab-)Wasser, häufig jedoch auch Erdwärme genutzt. Aufgrund des niedrigen Siedepunktes des Kältemittels können auch niedrige Temperaturen von wenigen Grad über Null zur Wärmebereitstellung verwendet werden. Der Kältemitteldampf wird anschließend in einen Verdichter geleitet und dort komprimiert. Im nächsten Schritt wird das Kältemittel im Kondensator bei isobarer Wärmeabgabe wieder verflüssigt. Das flüssige Kältemittel wird mittels eines Expansionsventils entspannt und danach wieder dem Verdampfer zugeführt (siehe Abbildung 25).

25 Funktionsweise einer Kompressionswärmepumpe³¹



Wichtige Unterscheidungsmerkmale von Wärmepumpen sind das Abwärme- und das Arbeitsmedium:

- Luft-Luft-Wärmepumpe: Abluft dient als Wärmequelle und wird als Warmluft an die Wärmesenke weitergegeben.
- Luft-Wasser-Wärmepumpe: Abluft dient als Wärmequelle und gibt die Energie im Wärmetauscher an das Arbeitsfluid ab.
- Sole-Wasser-Wärmepumpe: Erdwärme dient als Wärmequelle. In einem Solekreislauf, der ein frostsicheres Fluid enthält, wird die Erdwärme aufgenommen und anschließend im Wärmetauscher an das Arbeitsfluid übergeben. In diesem Fall wird auch von oberflächennaher Geothermie gesprochen.
- Wasser-Wasser-Wärmepumpe: Wasser dient als Wärmequelle und gibt die Energie im Wärmetauscher an das Arbeitsfluid ab.

Ein Maß zur Leistungsbeurteilung einer Wärmepumpe ist der Coefficient of Performance (COP), der das Verhältnis von abgegebener Wärmeleistung zu zugeführter elektrischer Antriebsleistung am Verdichter wiedergibt. Je höher der Wert, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Der COP wird maßgeblich durch die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke (Temperaturspreizung) beeinflusst. Zusätzlich zum leistungsbezogenen COP wird die Jahresarbeitszahl (JAZ) verwendet, die die abgegebene Jahreswärmemenge zur eingesetzten elektrischen Arbeit ins Verhältnis setzt. Die JAZ erlaubt es, die Betriebsweise über den Zeitraum eines Jahres zu beurteilen und Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der betriebenen Anlage zu ziehen. Betriebsoptimierte Anlagen erreichen JAZ von 4,0 bis 4,5.

In Deutschland waren 2018 mehr als 800.000 Wärmepumpen installiert, vornehmlich als effiziente und umweltschonende dezentrale Heizlösung in Wohnhäusern. Ausgehend von einem jährlichen Zubau von 67.000 Stück (Stand 2016) rechnet der Branchenverband Wärmepumpe e.V. (BWP) bis 2030 mit einem Anstieg des jährlichen Absatzes auf ca. 90.000 Anlagen. Diese Prognose basiert auf der Umsetzung entsprechender politischer Maßnahmen (Abbildung 26 Szenario 1). Für den Fall, dass zusätzliche Förderungen und Optimierungspotenziale genutzt werden, ist laut BWP sogar eine Absatzerhöhung auf 200.000 Anlagen pro Jahr bis 2030 möglich (Abbildung 26 Szenario 2). In den Jahren 2017 und 2018 hat der Absatz von Heizungswärmepumpen mit einem Volumen von 78.000 bzw. 84.000 Anlagen kräftig angezogen und entspricht, wie in Abbildung 26 zu sehen, dem Entwicklungspfad aus Szenario 2. Es bleibt abzuwarten, ob die optimistischen Prognosen des BWP für die kommenden Jahre zutreffen oder eine Stagnation wie in den Jahren 2009 bis 2015 eintritt. Nach den beiden Rekordjahren 2017 und 2018 rechnet der BWP für 2019 mit einem konstanten Absatz.³²

2017 und 2018 waren Rekordjahre für den Ausbau von Wärmepumpen. Die etablierte Technologie ist flexibel einsetzbar und trägt zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes bei.

26 Entwicklung des Wärmepumpen-Absatzes in Deutschland (2005–2030)³³

2005		20.300
2006		48.400
2007		49.100
2008		62.500
2009		54.800
2010		51.000
2011		57.000
2012		59.500
2013		60.000
2014		58.000
2015		57.000
2016		66.500
2017		78.000
2018		84.000
2019		70.000/ 99.000
2020		70.900/ 104.900
2021		77.000/ 121.000
2022		78.100/ 131.100
2023		78.400/ 140.400
2024		83.000/ 148.000
2025		84.000/ 159.500
2026		86.000/ 168.000
2027		89.000/ 176.000
2028		90.000/ 185.000
2029		91.000/ 196.000
2030		91.500/ 200.000

Absatzzahlen Heizungswärmepumpen Szenario 1 Szenario 2

Derzeit finden Wärmepumpen fast ausschließlich für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Wohnhäusern Verwendung. Deshalb ist das Angebot von Anlagen im Leistungsbereich bis 100 kW vielfältig, wohingegen Großwärmepumpen mit Leistungen bis 2 MW bislang als Nischenprodukt gelten. In Studien, die von einer Elektrifizierung des Wärmemarktes ausgehen, steigt die von Wärmepumpen jährlich verbrauchte Strommenge auf 179 TWh_{el}/a, die sich zu 59 TWh_{el}/a auf Wärmepumpen im Gebäudebereich und zu 120 TWh_{el}/a auf Großwärmepumpen und PtH-Anwendungen verteilen. Auch wenn die Elektrifizierung aller Verbrauchssektoren möglich ist, müssen im ersten Schritt der Wärmewende lokal verfügbare Ressourcen wie beispielsweise anfallende industrielle Abwärme oder Abfall genutzt werden. Die flexibel einsetzbare Wärmepumpe kann deshalb vor allem in Gebieten Verwendung finden, für die keine CO₂-freien Energieträger zur Verfügung stehen, und so aktiv zur Dekarbonisierung beitragen. Weiterhin können Wärmepumpen eingesetzt werden, um die Temperaturdifferenz von Wärmequellen und Wärmenetzen auszugleichen oder die Rücklauftemperatur weiter abzukühlen, sodass erneuerbare Wärmequellen wie Solarthermie oder Erdwärme besser ausgenutzt werden können.

So ist der optimale Einsatz von Wärmepumpen im Wärmeverbund oder in der Versorgung dünn besiedelter Gebiete zu sehen, da dort andere erneuerbare Optionen rar sind. Der flexible Einsatz als Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor bietet einen wertvollen Beitrag für die Transformation des Wärmesektors. Trotz der vielfältigen und flexiblen Einsatzmöglichkeiten ist zu beachten, dass auch die Art der Stromquelle in die Diskussion über das Dekarbonisierungspotenzial bei großflächigem Wärmepumpenausbau einzubeziehen ist.³⁵ Der Einsatz vor allem in dicht besiedelten Gebieten konkurriert beispielsweise mit der Nutzung von industrieller Abwärme, der thermischen Abfallverwertung und der Tiefengeothermie.

3.2.3 Power-to-Gas

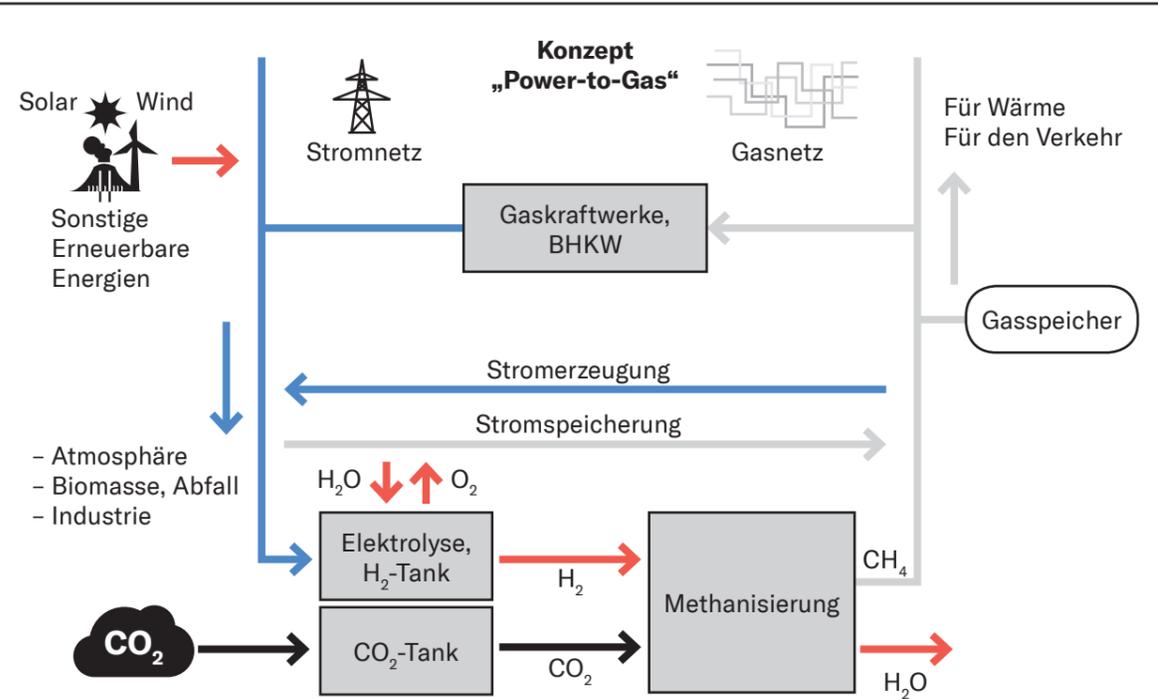
In Kürze:

Mittels Power-to-Gas kann mithilfe elektrischer Energie Wasserstoff hergestellt und zusammen mit CO₂ Methan synthetisiert werden. Methan oder SNG kann in Zukunft dazu dienen, konventionelles Erdgas zu ersetzen. Zurzeit befindet sich PtG auf dem Weg zur Marktreife und zu erwartende Lerneffekte und Kostenreduktionen werden den Einsatz in dicht besiedelten Gebieten ermöglichen. Ein weiterer Vorteil ist, dass das erzeugte SNG über die vorhandene Gasinfrastruktur genutzt werden kann, ohne weitere Kosten zu verursachen.

Key Facts:

- kW/m²** derzeit geringes Verhältnis von Leistung zu Fläche, da nur wenige große Anlagen verfügbar sind
- €** hohe Investitionskosten und (derzeit) hohe Betriebskosten
- CO₂** gering, wenn mit Strom aus Erneuerbaren Energien betrieben
- !** PtG muss erst die Marktreife erlangen, bevor es zur Substitution von Erdgas eingesetzt werden kann

Neben Power-to-Heat ist auch Power-to-Gas (PtG) eine wichtige Sektorenkopplungstechnologie. PtG nutzt die Elektrolyse, um unter Einsatz von Strom Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff zu spalten. Danach kann der gewonnene Wasserstoff entweder bis zu einem Anteil von 10 Prozent direkt in das Erdgasnetz eingespeist oder für die Synthetisierung von CO₂ zu Methan und Wasser genutzt werden. Das entstandene SNG ähnelt Erdgas und kann komplett in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden. Wie Erdgas kann SNG gespeichert oder als Brennstoff für die (erneute) Stromerzeugung oder Umwandlung in Wärme genutzt werden. Abbildung 27 zeigt den schematischen Ablauf einer PtG-Anlage.



Die Nutzung von SNG ist mit der vorhandenen Infrastruktur für Transport und Verteilung möglich. Dadurch kann es sowohl im Erdgasnetz transportiert als auch in den vorhandenen Speichern langfristig gelagert und je nach Bedarf in den unterschiedlichen Sektoren eingesetzt werden. Besonders im industriellen Umfeld und für ausgewählte Transportaufgaben wird auch zukünftig ein einfach verfügbarer, hochkalorischer Brennstoff benötigt werden. SNG bietet mit synthetischen Treibstoffen auf Basis von Biomasse (Biomass-to-Liquid, BtL) eine langfristig erneuerbare Lösung, die die fossilen Brennstoffe ersetzen kann. Der Ersatz von Erdgas durch SNG bietet weiterhin den Vorteil einer geringeren Importabhängigkeit und dass gleichzeitig auf lokaler Ebene ein Wirtschaftskreislauf entsteht.

Allerdings kann das Umwandlungsverfahren keine ausreichenden Wirkungsgrade vorweisen. Die Elektrolyse erfolgt mit einem Wirkungsgrad von ca. 70 Prozent³⁷, die Methanisierung erreicht rund 80 Prozent³⁸. Somit beträgt der Energiegehalt des SNG ca. 55 Prozent der ursprünglich aufgewendeten elektrischen Energie. Je nach Einsatzsektor und Transportweg folgen weitere Verluste. Um die im Methan gebundene Energie dann wieder in Strom oder Wärme umzuwandeln, sind zusätzliche Umwandlungsverluste zu berücksichtigen.

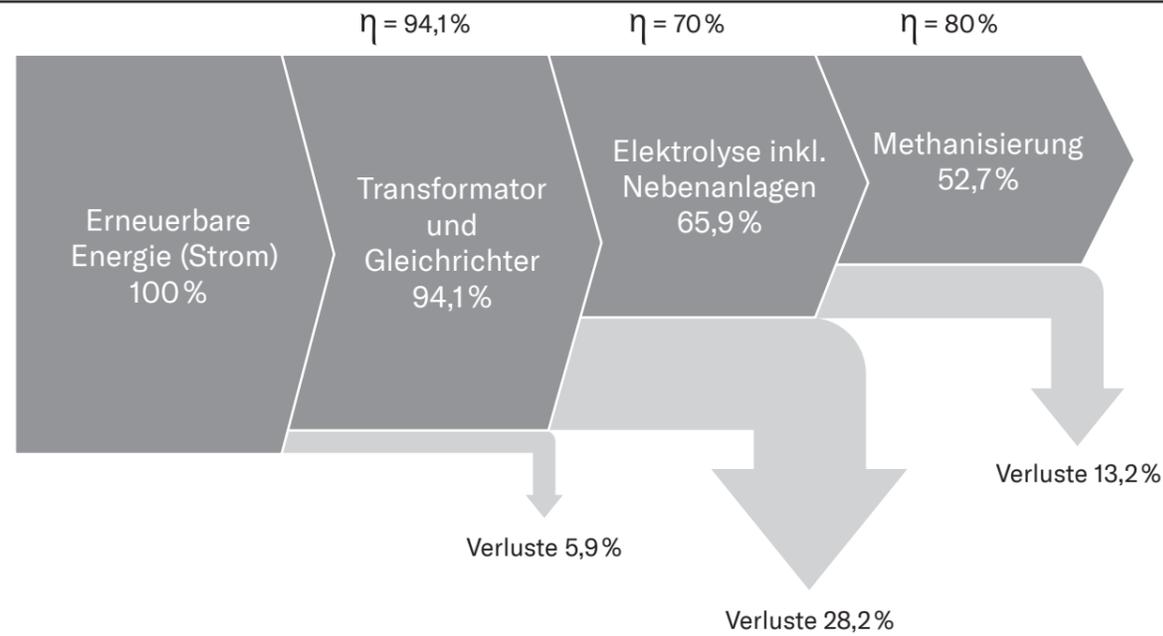
Das SNG kann in Erdgasnetzen und -speichern eingesetzt werden.

Geringe Wirkungsgrade und hohe Investitionskosten verwehren PtG derzeit die Marktdurchdringung.

³⁶ Eigene Darstellung.

³⁷ Vgl. Müller-Syring et al., 2013.

³⁸ Vgl. RP Energie Lexikon, 2017.

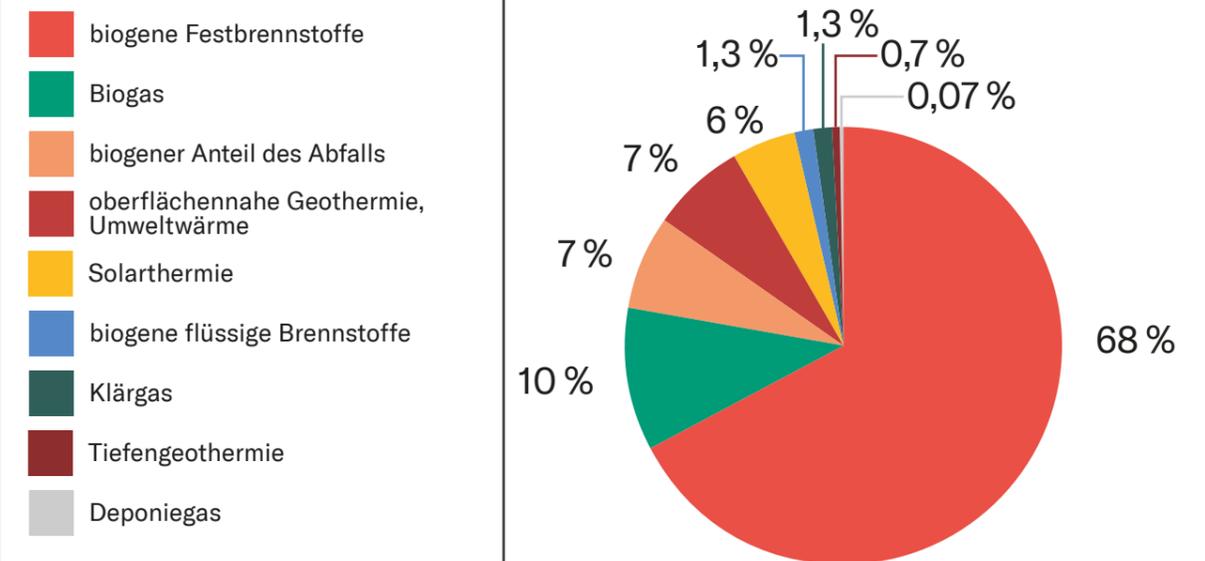
Sankey-Diagramm Power-to-Gas³⁹

Ziel von PtG ist insbesondere die Nutzung von Überschussstrom aus fluktuierenden Quellen, der anderenfalls durch Abregelung nicht eingespeist wird. Nach entsprechenden Forschungsergebnissen steigt ab einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von über 50 Prozent das Interesse an PtG stark an. Ab einem Anteil von 80 Prozent Erneuerbarer Energien könnten jährlich 80 TWh Erneuerbare-Energien-Gas mittels PtG produziert werden.⁴⁰ Wie für PtH (siehe Abschnitt 3.2.1) muss auch für PtG gelten, dass die Abgabenlast des konsumierten Stroms reduziert und neue Einsatzmöglichkeiten geschaffen werden müssen.

Power-to-Gas ist aktuell erst auf dem Weg zur Marktreife. SNG bietet in Zukunft eine systemumfassende Möglichkeit zur ganzheitlichen Integration regenerativer Energien und kann langfristig Wege für eine nachhaltige Energiewirtschaft eröffnen. Die derzeitige Lage, auch hinsichtlich des Kohleausstiegs bis 2038, suggeriert eine mittelfristige Unabdingbarkeit von gasbetriebenen Kraftwerken. Das erzeugte SNG kann dazu beitragen, diese Kraftwerke zu dekarbonisieren und mit Erdgasnetzen versehene mittel und dicht besiedelte Siedlungsgebiete zu versorgen. Allerdings sind die niedrigen Gesamtwirkungsgrade bei der Rückverstromung bzw. der Gewinnung von Wärme zu beachten.

3.3 Erneuerbare Wärmeerzeugung

Die Senkung des Wärmebedarfs und die bislang dargestellten Technologien müssen um den Ausbau und Bereitstellung regenerativer „grüner“ Wärme ergänzt werden, um die Transformation des Wärmesektors voranzutreiben. 2016 wurden in Deutschland 163 TWh bzw. 11,4 Prozent der Wärme aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt. Die Verteilung auf die einzelnen erneuerbaren Energieträger zeigt Abbildung 29. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Großteil der erneuerbaren Wärme mit einem Anteil von 68 Prozent aus biogenen Festbrennstoffen erzeugt wird.

Erneuerbare Wärmeerzeugung in Deutschland (2016)⁴¹

Generell lassen sich die Energieträger in vier Kategorien einteilen: biogene Brennstoffe, oberflächennahe Geothermie, Tiefengeothermie und Solarthermie. Im Folgenden werden der Einsatz von Biomasse in fester und gasförmiger Form, die Tiefengeothermie und die Solarthermie vorgestellt. Die oberflächennahe Geothermie wird zumeist in Verbindung mit Wärmepumpen eingesetzt, die in Abschnitt 3.2.2 beschrieben ist. Die Technologien können sowohl zentral, d.h. direkt am Ort der Erzeugung, als auch dezentral in Wärmenetzen genutzt bzw. integriert werden. Für die Zukunft wird es wichtig sein, die lokal verfügbaren erneuerbaren Ressourcen optimal auszunutzen und dadurch die Transformation des Wärmesektors voranzutreiben.

3.3.1 Biomasse

In Kürze:

Biogene Brennstoffe sind derzeit der wichtigste Träger erneuerbarer Wärmebereitstellung in Deutschland. Die Formen und Arten der Verarbeitung von Biomasse sind vielfältig. Dabei ist immer die Konkurrenz zu anderen Sektoren und zur Nahrungsmittelindustrie zu beachten. Außerdem ist auf örtliche Nähe von Brennstoffen, Wärmeerzeugung und Wärmeabnahme achten und lange Transportwege sind zu vermeiden. Der Einsatz fester Biomasse ist in dünn besiedelten Gebieten am sinnvollsten. Die Nutzung von biogenen Abfällen oder Biogas kann dagegen in dicht und mittel besiedelten Gebieten vorteilhaft sein.

Key Facts:

kW/m² mittlere Leistung und hoher Flächenverbrauch

€ hohe Investitionskosten und hohe Brennstoffkosten

CO₂ geringe Emissionen

! Konkurrenz zu anderen Verbrauchssektoren und zur Lebensmittelindustrie zu beachten

Aktuell sind Biomasse bzw. biogene Brennstoffe mit einem Anteil von 10 Prozent an der gesamten Wärmeerzeugung der wichtigste Träger Erneuerbarer Energien im Wärmesektor. Den Hauptanteil bilden die biogenen Festbrennstoffe (insgesamt 7,7 Prozent), gefolgt von Biogas⁴² mit 1,3 Prozent und biogenen Abfällen mit 0,8 Prozent. Eine eher untergeordnete Rolle spielen die biogenen flüssigen Brennstoffe mit einem Anteil von 0,2 Prozent.

Der Anteil an Bioenergieträgern, die 2016 zur Versorgung mit Erneuerbaren Energien eingesetzt wurden, bestand etwa zur Hälfte aus biogenen Rest- und Abfallstoffen (inkl. Holzresten/Landschaftspflegematerialien), zu einem Viertel aus Energiepflanzen und zu einem weiteren Viertel aus Energieholz.⁴³ Da Bioenergie ein weitreichender Begriff ist, wird für eine Potenzialabschätzung eine Abgrenzung der verschiedenen Einsatzformen vorgenommen. Im Folgenden werden die drei häufigsten Arten der Biomasse – biogene Festbrennstoffe, Biogase und biogene Abfälle – vorgestellt:

Biogene Festbrennstoffe

Wie Abbildung 29 gezeigt hat, sind biogene Festbrennstoffe der wichtigste erneuerbare Wärmelieferant in Deutschland. Den Hauptbestandteil der Festbrennstoffe bildet Holz in Form von Scheitholz, Holzhackschnitzeln oder Pellets. Weiterhin wird Stroh oder Bagasse verwendet. Die weltweite Nachfrage nach Holz wächst stetig. Bereits 2020 kann eine Holzlücke resultierend aus einem Mehrbedarf im Vergleich zum Holzaufkommen entstehen, die sich aber kurzfristig durch Kurzumtriebsplantagen und Stroh ausgleichen lässt.⁴⁴ Aufgrund des großen Flächenbedarfs für den Holzanbau und der Nachhaltigkeitsproblematik der Forstwirtschaft ist eine möglichst lokale oder kommunale Holznutzung von großer Bedeutung. Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Nutzungskonkurrenz zum Verkehrssektor, denn biogene Festbrennstoffe eignen sich ebenfalls zur Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (BtL), was den Einsatz im Wärmemarkt möglicherweise einschränken wird. Weiterhin müsste bei einem erhöhten Einsatz in dicht und mittel besiedelten Gebieten verstärkt Holz importiert werden. Dies ist aus ökologischen Gesichtspunkten jedoch nicht sinnvoll. Aus den genannten Gründen ist die Nutzung biogener Festbrennstoffe nur in dünn besiedelten Gebieten bzw. in den Randregionen zu mittel besiedelten Gebieten zu vertreten.

Der Einsatz von biogenen Festbrennstoffen für die Wärmebereitstellung ist langfristig volkswirtschaftlich nicht empfehlenswert.

Biogase

In Deutschland bestehen mehr als 9.000 Biogasanlagen, wovon knapp 200 Anlagen Biomethan einspeisen. Die Anlagen tragen mit einer Produktion von 33 TWh_{el} und 19 TWh_{th} zur Strom- bzw. Wärmeversorgung bei. Als Einsatzstoffe für Biogasanlagen kommen biogene Abfälle, Gülle und tierische Exkremente sowie Stroh, Mais, Silage oder sonstige pflanzliche Erzeugnisse in Betracht. Meist wird eine Mischung der verschiedenen Einsatzstoffe bevorzugt, um den sensiblen Prozess der Gärung zu optimieren.

Das Potenzial eines künftigen Ausbaus von Biogasanlagen auf Basis von Energiepflanzen wird unterschiedlich gesehen. Einerseits werden für Deutschland abnehmende Bevölkerungszahlen prognostiziert, wobei durch die ebenfalls sinkende Nahrungsmittelproduktion die für Energiepflanzen verfügbare Fläche steigt.⁴⁵ Gleichzeitig wird vor dem Hintergrund des globalen Wachstums eine Nutzungskonkurrenz zwischen Nahrungsmittelanbau und Energiepflanzen prognostiziert, die zu einem restriktiven Einsatz der Nutzpflanzen im energetischen Sinne führt.⁴⁶ Zukünftig gilt weiterhin der sog. „Maisdeckel“, der einen maximalen prozentualen Mais- bzw. Getreidekornsubstratanteil von 50 Massenprozent (2017) bzw. 44 Massenprozent (2021) vorsieht. Die Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau und der immer bedenklichere Rückgang der Biodiversität aufgrund zunehmender Monokulturen sind für diese Anteilsbeschränkung verantwortlich.

Die Marktsituation von Biogasanlagen wurde in den letzten Jahren nicht durchweg als positiv erachtet und große Teile der Branche blicken nach wie vor skeptisch in die kommenden Jahre. Nicht zuletzt die Unwissenheit über das Ausschreibungsvolumen 2023 und der im EEG festgelegte Wegfall der regionalen Direktbelieferung von Verbrauchern sprechen für einen kurzfristig weiter sinkenden Zubau von Biogasanlagen.⁴⁷

Biogene Abfälle

Biogene Abfälle umfassen jegliche Reststoffe, die biologisch abbaubar sind. Speisereste aus Haushalten oder Großküchen zählen ebenso dazu wie tierische Abfälle und Fette aus der verarbeitenden Industrie oder Schlämme aus Kläranlagen. Je nach stofflicher Zusammensetzung können biogene Abfälle auf verschiedene Weisen energetisch genutzt werden. Altfette finden zu großen Teilen in der Biodieselproduktion Verwendung, während häusliche Bioabfälle größtenteils kompostiert werden, um die Nährstoffe in Form von Humus wieder in den biologischen Kreislauf zurückzuführen. Eine vorgeschaltete anaerobe Vergärung könnte zusätzlich Biogas erzeugen und würde die anschließende Kompostierung nicht beeinflussen.

Der bei der Wasser- und Abwasserreinigung entstehende Klärschlamm kann in örtlicher Nähe zu (Ab-)Wärmequellen getrocknet und anschließend thermisch verwertet werden. Die größten Potenziale dafür bieten dicht besiedelte Gebiete.

Ausbaupotenzial

Über das künftige Potenzial von Biomasse zur Strom- und Wärmebereitstellung herrschen strittige Meinungen. Die 2015 im KrWG festgelegte Pflicht zur häuslichen Bioabfalltrennung kann zu einer Zunahme der Reststoffmenge und einer Zuwachsrate bei der Erzeugung von Biogas aus biogenen Abfällen führen. Gleichzeitig sinkt jedoch die Qualität des Abfalls aufgrund unzureichend genauer Trennung, wodurch sich der Aufwand für eine korrekte Aufbereitung erhöht.⁴⁸

Aufgrund der Konkurrenz zum Nahrungsmittelanbau und des Rückgangs der Biodiversität infolge zunehmender Monokulturen ist der Einsatz von Biogasen umstritten.

Der Ausbau der Nutzung von Energie aus der Verwertung biogener Abfälle muss vorangetrieben werden.

Das EEG 2017 verpflichtet erstmals Bioenergieanlagen ab 150 kW installierter Leistung zur Teilnahme an Ausschreibungen. Für Anlagen bis 100 kW ist eine feste Einspeisevergütung vorgesehen, während Anlagen zwischen 100 kW und 150 kW über die verpflichtende Direktvermarktung vergütet werden. Trotzdem wird der Leistungszubau von Anlagen mit einer Leistung unter 150 kW vom jährlichen Ausschreibungsvolumen abgezogen. Die Vergütung von ausschreibungspflichtigen Anlagen mit mehr als 150 kW installierter Leistung erfolgt anhand der Bemessungsleistung, die wiederum maximal 50 Prozent der installierten Leistung entsprechen darf. Aktuell wird auf politischer Ebene an einem Modell der Vergütungsverlängerung gearbeitet.

Um eine Wirtschaftlichkeit bei niedrigen Strompreisen zu erreichen, sind für viele Anlagen zusätzliche Wärmeerlöse entscheidend. Im Falle einer regional verfügbaren Wärmesenke sind Fernwärmenetze als Abnehmer der Wärme eine sinnvolle Ergänzung. Alternativ ist es denkbar, dass die Wärme für dezentrale Prozesse wie z. B. Gewächshäuser, Klärschlamm-trocknung etc. zur Verfügung gestellt wird, und damit einen wirtschaftlich sinnvollen Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Weiterhin kann Biogas in KWK-Prozessen Erdgas ersetzen und über die jetzige Gas-Infrastruktur in dicht und mittel besiedelten Gebieten für die Bereitstellung von Wärme genutzt werden. Die energetische Nutzung von Biomasse in fester, gasförmiger oder flüssiger Form ist in einem regionalen Kontext, basierend auf nachhaltiger Erzeugung und Bereitstellung, sinnvoll und zukunftsfähig. Dabei sollte stets auf die räumliche Nähe zwischen dem Ort der Nutzung und dem Ort des Anfalls der Reststoffe geachtet werden, da lange Transportwege die Wirtschaftlichkeit mindern.

3.3.2 Tiefengeothermie

In Kürze:

Der Betrieb einer Tiefengeothermie-Anlage ermöglicht den Betrieb einer grundlastfähigen erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung. Voraussetzung für eine wirtschaftliche Umsetzung ist die Verfügbarkeit eines Wärmereservoirs, eine in naher Umgebung vorhandene Wärmesenke sowie eine langfristige Abnahme der Wärme. Den hohen Investitionskosten in der Bohrphase stehen geringe laufende Kosten im Betrieb gegenüber. In dicht besiedelten Gebieten kann Tiefengeothermie einen Beitrag zur erfolgreichen Wärmewende leisten.

Key Facts:

kW/m² mittlere Leistung auf kleiner Fläche

€ hohe Investitionskosten und geringe Betriebskosten

CO₂ keine Emissionen

! Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung: wasserführende Schicht, Fündigkeit und langfristig sichere Wärmeabnahme

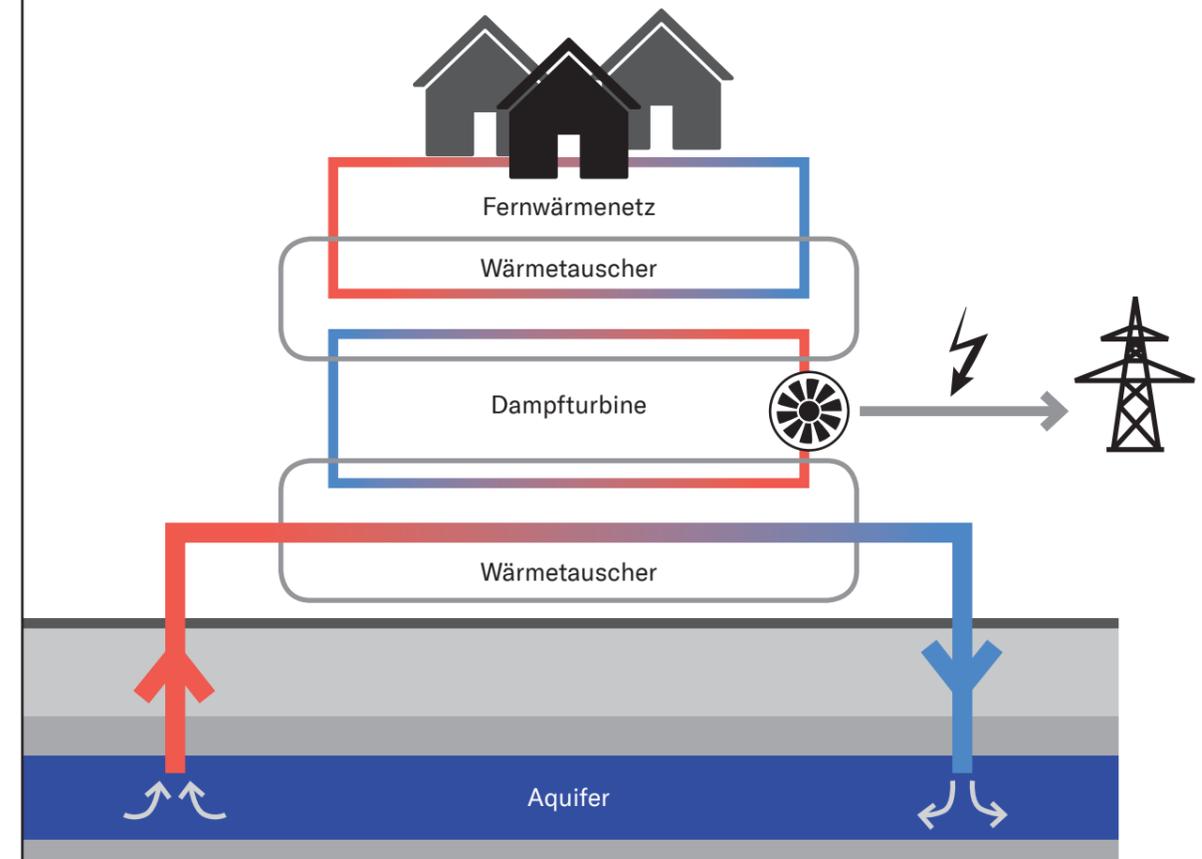
Im Gegensatz zur oberflächennahen Geothermie, die in Abschnitt 3.2.2 als Teilbereich von Wärmepumpen diskutiert wird, ist von Tiefengeothermie die Rede, wenn Wärme aus Gesteinsschichten ab ca. 400 m Tiefe genutzt wird. Da für eine geothermische Wärmeversorgung in der Regel Temperaturen von mehr als 60 °C benötigt werden und diese Temperaturen erst ab Tiefen von ca. 1.000 m zu finden sind, weisen fast alle Tiefengeothermieprojekte in Deutschland entsprechende Bohrtiefen auf. Derzeit befinden sich in Deutschland 37 Tiefengeothermieanlagen in Betrieb, 21 davon in Bayern. Weitere 30 Projekte sind derzeit in Planung.⁴⁹ Aktuell trägt die Tiefengeothermie mit einer installierten Leistung von 314 MW_{th} und 39 MW_{el} zur Energiebereitstellung bei. 2016 wurden 1,1 TWh_{th} durch Tiefengeothermie erzeugt.⁵⁰ Nachfolgend werden die beiden grundsätzlichen Arten der Geothermie vorgestellt.

Hydrothermale Tiefengeothermie

Die hydrothermale Tiefengeothermie nutzt Wasser aus porösen Gesteinsschichten im Untergrund. Mittels einer Förderbohrung werden die sogenannten Aquifere, das sind natürliche Wasserleiter, erreicht und das Thermalwasser wird durch Unterwassermotorpumpen an die Oberfläche befördert. Über Wärmetauscher wird die thermische Energie des Wassers auf einen zweiten Flüssigkeitskreislauf übertragen und das abgekühlte Wasser anschließend über die Reinjektionsbohrung wieder zurück in die tiefen Gesteinsschichten geleitet. Ziel der hydrothermalen Geothermie ist somit die alleinige Nutzung der Energie, während der Wasserhaushalt der Gesteinsschichten unverändert bleibt. Um das Mengengefüge im Untergrund nicht zu sehr zu beeinflussen, befindet sich die Reinjektionsbohrung meist in wenigen Kilometern Entfernung.

Die Hydrothermale Tiefengeothermie bietet das beste Chance-Risiko-Verhältnis, ist allerdings nicht flächendeckend verfügbar.

30 Funktionsweise einer hydrothermalen Tiefengeothermie-Anlage⁵¹



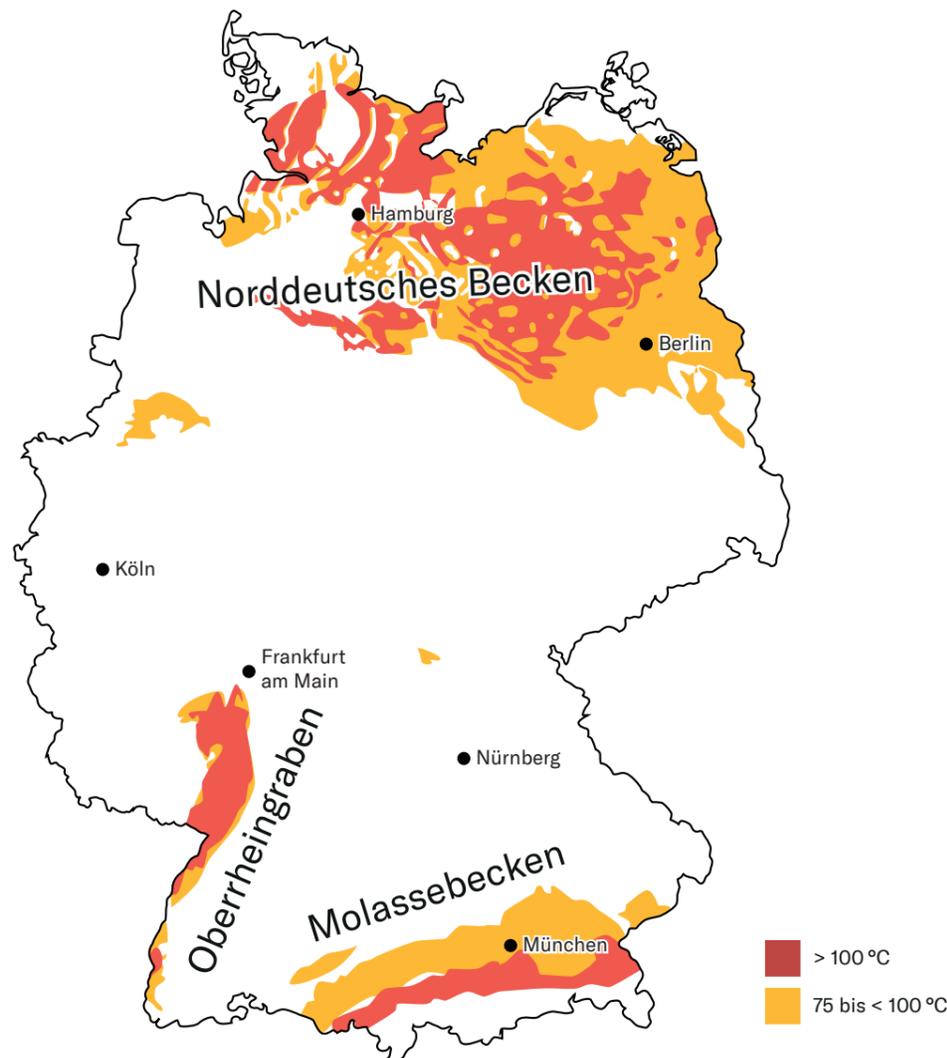
Petrothermale Geothermie

Im Gegensatz dazu wird bei der petrothermalen Geothermie Wärme über eigens geschaffene Fließwege und eingebrachte Fluide gewonnen. In Deutschland befindet sich diese Methode noch im Versuchsstadium, eine erste Anlage aus einem EU-weiten Forschungsprojekt an der deutsch-französischen Grenze hat mittlerweile die technische Machbarkeit bewiesen. Mithilfe petrothormaler Tiefengeothermie kann grundsätzlich an jedem Ort Energie aus der Tiefe gewonnen werden. Das Temperaturniveau liegt dabei deutlich über 100°C. Auf Basis der bisherigen Projekte ist allerdings davon auszugehen, dass die Investitionskosten bezogen auf die thermische Leistung aufgrund des deutlich geringeren Wärmeoutputs ein Vielfaches der Investitionskosten für hydrothermale Tiefengeothermie betragen werden.

Wie Abbildung 31 zeigt, gibt es in Deutschland drei Gebiete zur Nutzung von hydrothormaler Tiefengeothermie: das Süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das Norddeutsche Becken. Das Süddeutsche Molassebecken (bzw. Nordalpines Molassebecken) im bayerischen Voralpenland ist knapp 130 km breit und erstreckt sich weiter über Österreich, die Schweiz bis nach Frankreich. Für hydrothermale Geothermie ist besonders die Gesteinsschicht des Malms als karstig-poröses Aquifer, das im Jura-Zeitalter entstand, essenziell.

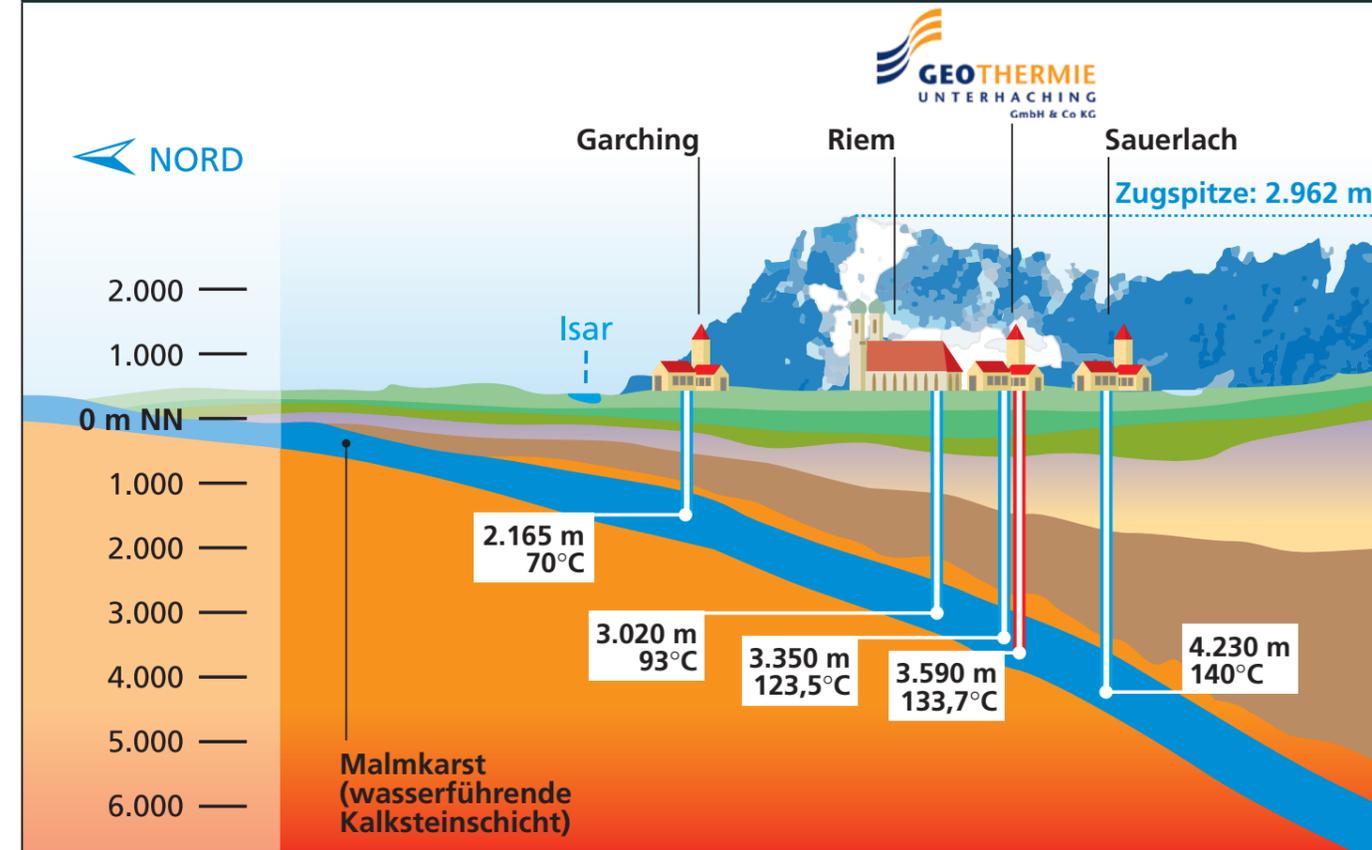
Die Petrothermale Geothermie besitzt das größte Potenzial für den Einsatz im Wärmebereich, befindet sich aber noch im Forschungsstadium.

31 Untergrundtemperaturen für hydrothermale Tiefengeothermie bei 2.500 m unter N.N.⁵²



Speziell im Raum München bietet der Malmkarst Wassertemperaturen, die für die Wärmeversorgung oder sogar die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion geeignet sind. Bei einer nachhaltigen Bewirtschaftung stellt die Energie aus Tiefengeothermie eine stetige Energiequelle dar. In einer dekarbonisierten Energielandschaft kann die Tiefengeothermie neben der Wärmeproduktion auch Regelenergie zur Verfügung stellen.⁵³

32 Nord-Süd-Schnitt durch das Alpenvorland⁵⁴



Aufgrund der günstigen Bedingungen haben die Stadtwerke München den Entschluss gefasst, bis zum Jahr 2040 die gesamte Fernwärmeversorgung regenerativ zu gestalten und einen Großteil aus Tiefengeothermie zu gewinnen.⁵⁵ In einer Wirtschaftlichkeitsanalyse kommen sie zu dem Ergebnis, dass die Gestehungskosten der Energie aus Tiefengeothermie langfristig attraktiver sind als die anderer Energiequellen.⁵⁶

Die Nutzung der Tiefengeothermie ist grundsätzlich bundesweit möglich. Das technische Gesamtpotenzial der Tiefengeothermie liegt in Deutschland bei ca. 1.700 EJ ≈ 450.000 TWh.⁵⁷ Dieses Potenzial könnte den deutschen Wärmebedarf für die nächsten 300 Jahre decken. Bislang wurde die Tiefengeothermie im Stromsektor über Förderungen auf der Einnahmeseite forciert. Die schleppende Entwicklung in diesem Markt zeigt, dass dies allein kein ausreichendes Anreizsystem ist. Aus Sicht der Investoren ist die Gesamthöhe des notwendigen Eigenkapitals in Verbindung mit dem langen Zeitraum von der Investition bis zu ersten Rückflüssen das entscheidende Hindernis. Denn für die Bohrungen sind hohe Anfangsinvestitionen erforderlich – ohne die sonst übliche Prognosesicher-

Für die Wirtschaftlichkeit sind die förderbare Wassermenge, der Pumpstromaufwand sowie die Temperatur entscheidend.

⁵² Eigene Darstellung auf Basis von LIAG, 2018.

⁵³ Vgl. Eyerer et al., 2017.

⁵⁴ Eigene Darstellung.

⁵⁵ Vgl. Stadtwerke München, 2018.

⁵⁶ Vgl. Greller; Bieberbach, 2015.

⁵⁷ Vgl. TAB, 2003.

heit. Für die Wirtschaftlichkeit der Anlagen sind die förderbare Wassermenge, der Pumpstromaufwand sowie die tatsächlich angetroffene Temperatur entscheidend. Dies wird in der Fachsprache als Fündigkeit bezeichnet. Bei Tiefengeothermieprojekten mit großen Bohrtiefen handelt es sich stets um langfristige Projekte. Den hohen Investitionskosten stehen geringe laufende Kosten gegenüber und die Amortisationszeit schwankt stark in Abhängigkeit von der konkreten Fündigkeit und dem Wärmebedarf vor Ort.

Bisherige Untersuchungen zur potenziellen Wärmebereitstellung aus Tiefengeothermie liegen bei den Ergebnissen teilweise weit auseinander. Laut einer Untersuchung des Jahres 2003 liegt das theoretische Potenzial zur Versorgung von Niedertemperaturnetzen in Deutschland bei rund 700 TWh_{th}/a. Im Anschluss wurde spezifiziert, dass das technische Wärmepotenzial bei gleichzeitiger Strom- und Wärmeerzeugung bei ca. 280 TWh_{th}/a liegt, wovon ca. 100 TWh_{th} für die Substitution von konventionellen Energieträgern in Fernwärmenetzen verwendet werden können.⁵⁸

Wie Abbildung 33 zusammenfassend illustriert, gehen die technischen und wirtschaftlichen Potenzialschätzungen nach wie vor weit auseinander. Bei der gemeinsamen Betrachtung der Strom- und Wärmeerzeugung ergibt sich ein wirtschaftliches Wärmepotenzial in Höhe von 44 TWh_{th}. Unter der Annahme, dass die niedergebrachte jährliche Bohrleistung in Deutschland bis 2050 den Höchstwert von 1959 (790 Bohrkilometer) annimmt, ergibt sich nach Abzug der nicht fündigen Bohrungen ein Wärmepotenzial von 104,5 TWh_{th}. Laut einem aktuellen Positionspapier ist die Tiefengeothermie ab 2050 potenziell in der Lage, in Norddeutschland jährlich 158 TWh_{th} und in Süddeutschland jährlich 121 TWh_{th} zur Verfügung zu stellen.⁵⁹

Die Potenzialeinschätzungen zur Tiefengeothermie gehen weit auseinander. Selbst im konservativen Fall bestehen aber beachtliche Wärmepotenziale in Deutschland.

33 Potenzial der Wärmenutzung aus Tiefengeothermie in Deutschland⁶⁰

Eyerer et al., 2017	TAB, 2003*	LIAG, 2018	UBA, 2018	TAB, 2003**	TAB, 2003***
49 TWh	99 TWh	104,5 TWh	279 TWh	280 TWh	703 TWh

* Technisches Potenzial bei Substitution von konventioneller Fernwärmeerzeugung.
 ** Technisches Nachfragepotenzial der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme.
 *** Theoretisches Potenzial bei Versorgung von Niedertemperaturwärme in Deutschland.

Gemäß dem Bundesverband Geothermie wird nach heutigem Stand der Technik das global erschließbare Wärmereservoir auf das 30-Fache sämtlicher fossiler Energiereserven geschätzt. Das Potenzial, das davon in Deutschland zur Verfügung steht, ist beachtlich und kann einer emissionsfreien, platzsparenden, langfristigen und umweltfreundlichen Wärmeerzeugung dienen. Projekte zur Nutzung tiefengeothermischer Wärme sind in dicht besiedelten Gebieten sehr sinnvoll. Geringer Platzbedarf, große Wärmeabnahmen und langfristige Abnahmesicherheit begünstigen den Bau und Betrieb einer tiefengeothermischen Anlage.

3.3.3 Solarthermie

In Kürze:

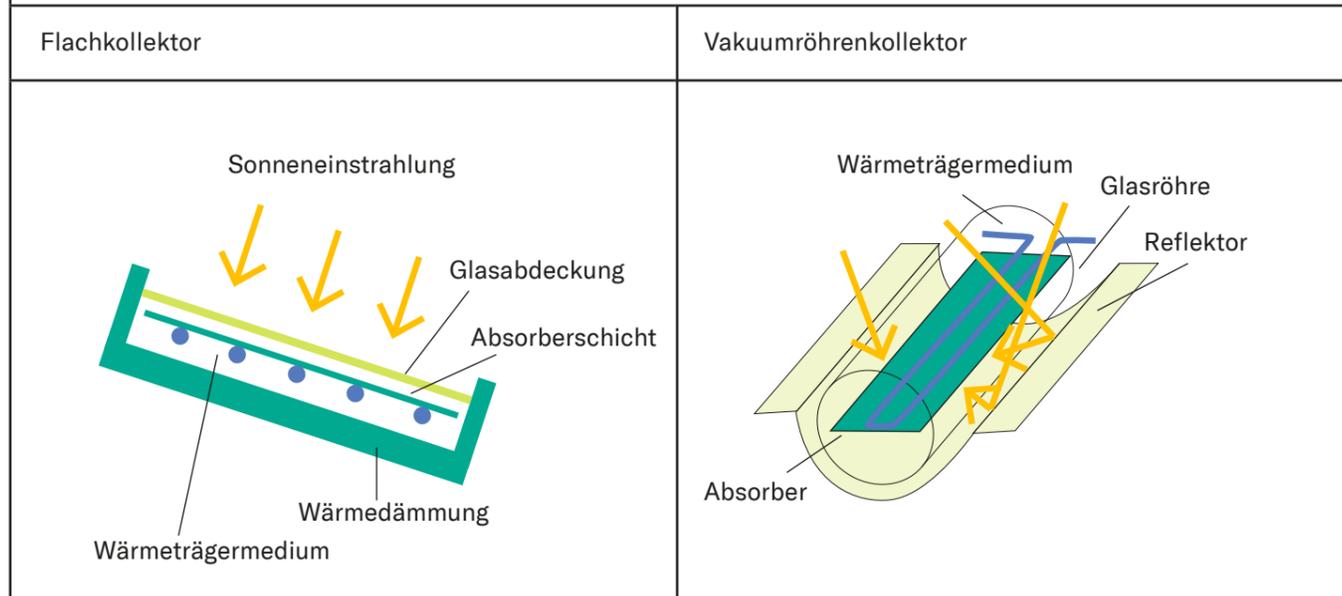
Solarthermie nutzt die solare Einstrahlung zur Wärmebereitstellung. Dazu müssen meist großflächige Anlagen installiert und aufgrund der zeitlichen Diskrepanz von Einstrahlung und Wärmenachfrage auch Wärmespeicher integriert werden. In dünn besiedelten Gebieten ist der Einsatz sehr vorteilhaft, da ausreichende Flächen zur Verfügung stehen. Auch Hausdächer und Grundstücke bieten sich als mögliche Installationsflächen an. Weiterhin ist der Einsatz von Großanlagen und saisonalen Speichern zur Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen in mittel besiedelten Gebieten langfristig eine ökonomische und ökologische Alternative.

Key Facts:

- kW/m²** geringe Leistung und hoher Flächenbedarf
- €** hohe Investitionskosten (besonders in Kombination mit Wärmespeicher) und geringe Betriebskosten
- CO₂** keine Emissionen
- !** Ausgleich der zeitlichen Diskrepanz von Sonneneinstrahlung und Wärmenachfrage erforderlich.

Als Solarthermie wird die solare Wärmeerzeugung bezeichnet. Mittels flacher Kollektoreinheiten wird die einfallende Strahlung in Wärme umgewandelt. Dies geschieht durch eine spezielle Absorberschicht, die sich auf einem dünnen Trägermaterial befindet. Die erzeugte Wärme wird an einen Wärmeträger übergeben, der in dünnen Rohren durch das Kollektormodul geleitet wird.

34 Schematische Darstellung von Solarkollektoren⁶¹



Für den Einsatz in solarthermischen Großanlagen kommen in der Regel Flachkollektoren oder Röhrenkollektoren infrage, deren schematische Aufbauten in Abbildung 34 zu sehen sind. Das Funktionsprinzip – Wärmeumwandlung mittels eines Absorbers und anschließende Übergabe an ein Wärmeträgermedium – ist in beiden Kollektortypen gleich. Die Kollektortypen unterscheiden sich jedoch in ihrem Aufbau: Bei den Flachkollektoren ist die Absorberschicht über die gesamte Fläche des Kollektorinneren auf einer dünnen Platte aufgetragen. An ihr sind die dünnen Rohre befestigt, durch die das Wärmeträgermedium geleitet wird. Ein Röhrenkollektor, hier Vakuurröhrenkollektor, ist hingegen aus mehreren Glasröhren zusammengesetzt, die nebeneinander auf einer Trägerplatte montiert sind. Die Absorberschicht befindet sich jeweils in der Glasröhre, wobei die auftretenden Wärmeverluste wegen des Vakuums im Innenraum deutlich geringer sind als bei Flachkollektoren. Vakuurröhrenkollektoren erzielen zum einen höhere Versorgungstemperaturen und zum anderen können sie in Zeiten diffuser Sonneneinstrahlung (Frühjahr, Winter, Herbst) höhere Wärmeerträge realisieren. Im Gegensatz dazu sind Flachkollektoren aufgrund ihrer einfacheren Bauweise mit deutlich niedrigeren Kosten verbunden, sodass Effizienz Nachteile gegebenenfalls durch eine größere Dimensionierung kompensiert werden können.

In Deutschland spielt die Solarthermie mit einem Anteil von 0,6 Prozent an der Wärmebereitstellung bislang eine untergeordnete Rolle.⁶² Die meiste solare Wärme wird zentral über Aufdachanlagen erzeugt und genutzt. 18 Großprojekte mit einer installierten Leistung von 34 MW_{th} speisen Wärme in deutsche Fernwärmenetze ein.⁶³ Nach Berechnungen des Potenzialatlas Erneuerbarer Energien lässt sich jedoch ein Ausbau der Solarthermie in Deutschland mit einer Anteilssteigerung auf zumindest 2,6 Prozent der Wärmeversorgung bis 2020 erreichen. Das Potenzial berechnet sich hier jedoch größtenteils aus der verfügbaren Dachfläche zur Direktversorgung von Haushalten.

Der Einsatz von Solarthermie als Dachanlage zur Wärmebereitstellung von Wohngebäuden bietet sich in den dünn besiedelten Gebieten an. Als Alternative zur Wärmepumpe können Aufdachanlagen in Kombination mit Warmwasserspeichern die Wärmeversorgung von Ein- oder kleinen Mehrfamilienhäusern außerhalb der Wintermonate sicherstellen. Da die Solarthermie auf viele Sonnenstunden angewiesen ist, ist der süddeutsche Raum besonders gut geeignet.

Röhrenkollektoren erzielen höhere Temperaturen und Wärmeerträge. Flachkollektoren sind dagegen simpler und können Effizienz Nachteile durch eine größere Dimensionierung ausgleichen.

Die Solarthermie spielt derzeit eine untergeordnete Rolle. Dänemark hat bewiesen, dass ein großtechnischer Einsatz möglich ist.

Alternativ ist die Nutzung auf größeren Flächen denkbar, insbesondere um im Sommer den Wärmebedarf eines Fernwärmenetzes zu decken. Bei der Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze ist eine Einbindung am zentralen Erzeugungsstandort machbar, d. h. dort, wo das Wasser erst durch Solarthermie und anschließend durch die eigentliche Erzeugungsanlage auf die nötige Vorlauftemperatur erhitzt wird. Als weitere Einsatzmöglichkeit bietet sich ein zusätzlicher, parallel geschalteter Erzeugungsstandort an, der das Wasser aus dem Rücklauf des Wärmenetzes erhitzt und wieder in den Vorlauf einspeist. Eine dritte Einsatzmöglichkeit ist die Direkteinspeisung in Sekundärnetze, die auf Niedertemperatur betrieben werden.⁶⁴

Hemmnisse für den Einsatz sind die beiden Hauptcharakteristika der Solarthermie: die intermittierenden Erträge im Tagesverlauf und die starke saisonale Abhängigkeit. Gerade im Winter, wenn große Mengen an Wärme zur Raumbeheizung notwendig sind, lässt sich kaum solarthermische Wärme produzieren. Umgekehrt verhält es sich im Sommer, wenn die Solarthermie-Anlage aufgrund der starken Sonneneinstrahlung ihr Leistungsmaximum erreicht, während nur wenig Wärme, meist lediglich zur Warmwasserbereitung, benötigt wird. Dieser Asynchronität kann begegnet werden, indem Solarthermie-Anlagen in Kombination mit Langzeit-Wärmespeichern betrieben werden. Durch den Einsatz eines saisonalen Speichers kann die solare Erzeugung zeitlich entkoppelt und der solare Anteil an der Gesamtwärmeerzeugung erhöht werden (vgl. auch Kapitel 3.5). Zur saisonalen Wärmespeicherung stehen latente Wärmespeicher in der Form von Aquifer-, Erdwärmesonden- oder Wasserspeichern zur Verfügung.

Ein Vorreiter in der solarthermischen Wärmeerzeugung ist Dänemark. Dort ist derzeit eine solarthermische Leistung von ca. 945 MW_{th}, verteilt auf 109 Großanlagen, installiert. Die erzeugte Wärme wird in Fernwärmeversorgungssysteme eingespeist und trägt einen hohen Anteil zur Raumbeheizung und Warmwasserbereitstellung bei. Allerdings haben auch politische und technische Rahmenbedingungen den Ausbau in Dänemark vorangetrieben, weshalb ein ähnlicher Anstieg unter den derzeitigen Voraussetzungen in Deutschland nicht zu erwarten ist.⁶⁵

Trotz des hohen notwendigen Planungsaufwands und der Notwendigkeit, weitere Erzeugungsanlagen in die Wärmeproduktion einzubeziehen, kann die Solarthermie in Kombination mit einem saisonalen Wärmespeicher eine äußerst interessante Komponente für die Betreiber von Fernwärmenetzen in mittel besiedelten Gebieten darstellen. Dort ist genügend Installationsfläche bei gleichzeitiger Wärmenachfrage gegeben. Nach anfänglich hohen Investitionskosten fallen anschließend nur geringe Betriebskosten an. Dies führt zu stabilen Wärmepreisen und Planungssicherheit. Als Teil eines umfassenden Gesamtkonzepts, bspw. Wärmesystem 4.0, wird Solarthermie in den nächsten Jahren einen höheren Stellenwert in der Wärmeerzeugung einnehmen. In dünn besiedelten Gebieten ist die Solarthermie, als dezentrale Erzeugungstechnologie, für die dekarbonisierte Wärmebereitstellung beinahe unabdingbar. In dicht besiedelten Gebieten ist Solarthermie aufgrund des mangelnden Platzangebots nur als Aufdachanlage einsetzbar und wird die Ausnahme darstellen.

⁶¹ Eigene Darstellung.
⁶² Vgl. BMWi, 2016.
⁶³ Vgl. solar district heating, 2019.

⁶⁴ Vgl. ifeu et al., 2013.
⁶⁵ Vgl. solar district heating, 2019.

3.4 Wärmeverteilung

Nach der Betrachtung der Wärmeerzeugung soll im Weiteren die Art der Versorgung, also wie die Wärme von der Wärmequelle zur Wärmesenke transportiert wird, behandelt werden. Dabei sind die dezentrale und die zentrale Versorgung zu unterscheiden.

Zu den dezentralen Lösungen zählen momentan hauptsächlich Heizkessel auf Basis von Heizöl oder Erdgas, die in Deutschland einen Anteil von ca. 70 Prozent ausmachen. Die zentrale Versorgung beruht auf einem oder mehreren zentralen Erzeugern mit anschließender Wärmeverteilung von Erzeuger zum Endkunden. Viele der vorgestellten Erzeugungstechnologien werden in der zentralen Wärmeversorgung eingesetzt, z. B. KWK, thermische Abfallverwertung, industrielle Abwärme oder Tiefengeothermie.

Der folgende Abschnitt gibt nur einen kurzen Überblick über die dezentralen Lösungen, da diese in den vorherigen Abschnitten detailliert betrachtet werden. Anschließend wird die Fernwärme als Technologie zur zentralen Wärmeverteilung näher vorgestellt.

3.4.1 Dezentrale Lösungen

In Kürze:

Dezentrale, fossil betriebene Anlagen übernehmen in Deutschland den Löwenanteil der Wärmebereitstellung. Der Ersatz und die Umrüstung auf regenerative Wärmeerzeugung müssen deshalb verstärkt verfolgt werden. Erneuerbare Technologien umfassen Solarthermie, Wärmepumpen und Pellet-Öfen. Der Haupteinsatzgebiet liegt in den dünn besiedelten Gebieten. In dicht und mittel besiedelten Gebieten ist ein hoher Anteil von Erdgas-Kesseln vorhanden, die über die Gasnetze versorgt werden. Die Einbindung erneuerbarer Gase kann erhebliche CO₂-Emissionen einsparen.

Key Facts:

kW/m² geringe bis mittlere Leistung und geringer Flächenbedarf

€ mittlere Investitionskosten und mittlere Betriebskosten

CO₂ je nach eingesetztem Brennstoff

! bilden derzeit das Rückgrat der Wärmebereitstellung; in Zukunft muss eine Dekarbonisierung unter Ausnutzung der vorhandenen Erdgas-Strukturen vollzogen werden

Ein dezentrales Heizsystem zeichnet sich dadurch aus, dass es die nachgefragte Wärme am Ort des Wärmebedarfs bereitstellt. Dies ist in deutschen Haushalten der Standardfall. Die Heizsysteme bestehen meistens aus einem Heizkessel, einem Wärmetauscher, einem Schornstein und teilweise einem Lager für den Brennstoff. Durch dessen Verbrennung wird das Trägermedium (die Luft im Kessel oder auch Wasser) erhitzt, das wiederum über den Wärmetauscher zur Warmwasserbereitung und zur Deckung des Raumwärmebedarfs verwendet wird.

Der Großteil der dezentralen Versorgungslösungen basiert auf fossilen Brennstoffen. Gründe dafür finden sich in ihrer Bekanntheit, der Versorgungssicherheit sowie in der flächendeckenden Verfügbarkeit. Dabei wird oftmals vergessen, dass bei dezentralen Lösungen nicht nur Brennstoffkosten anfallen, sondern außerdem die Heizsysteme gekauft und gewartet werden müssen sowie jährlich Kosten für den Schornsteinfeger entstehen.

Erdgas deckt mehr als 40 Prozent des Wärmebedarfs (vgl. auch Abbildung 2). Ein wichtiger Faktor für die Verbreitung von Erdgas-Kesseln ist die bundesweit vorhandene Erdgas-Infrastruktur für den Transport und die Speicherung. Sie erleichtert den Zugang zum Brennstoff und ist deshalb in den meisten Siedlungsgebieten vorhanden. Die Gasnachfrage in Deutschland betrug in den letzten Jahren zwischen 600 und 700 TWh. Das Gasgeschäft spielt für viele Versorger daher eine unverändert große Rolle. Die lokalen Versorgungsunternehmen haben durch für Bau und Betrieb der Gasnetze einen hohen und langfristig orientierten Kapitaleinsatz geleistet und werden deshalb kurzfristig keinen Radikalschnitt hinsichtlich der Gasversorgung vornehmen. Über die Zukunft der Gasnachfrage und der Verteilnetze herrschen daher mit Blick auf die Klimaziele teils große Prognoseunterschiede. Die Einbindung von Biogasen, SNG oder Wasserstoff ins Erdgasnetz bietet Möglichkeiten, den fossilen Anteil zu reduzieren und die Speicherkapazitäten des Netzes auszunutzen, ohne dass hohe Umbaukosten entstehen. Auf diesem Weg können auch dezentrale Heizlösungen über das vorhandene Gasnetz dekarbonisiert werden.

Erneuerbare dezentrale Lösungen besitzen in Deutschland noch Seltenheitswert. Wie in Abbildung 4 gezeigt, steigt deren Anteil jedoch infolge des GEG und der EnEV bei energieeffizienten Neubauten. Für das Jahr 2019 wird eine Novelle des GEG und damit einhergehend ein verstärkter Ausbau erneuerbarer Technologien erwartet. Die regenerativen Lösungen umfassen Pelletheizungen, Wärmepumpen und die Solarthermie.

Mit Blick auf die Dekarbonisierung muss eine Abkehr von den fossilen Heizsystemen erfolgen. Die verbleibenden dezentralen Lösungen müssen demnach erneuerbar sein. Aufgrund des Platzbedarfs von Wärmepumpen, die entweder eine Bohrung mit Erdsonde oder ein weiträumiges Kollektorfeld benötigen, ist deren Einsatz in dicht besiedelten Gebieten nicht sinnvoll. Erfolgversprechender ist daher der Einsatz in den dünn besiedelten Gebieten. Dort ist ein neben ausreichend Platz auch ein höheres Angebot an erneuerbarem Strom vorhanden. Auch die mittel besiedelten Gebiete mit geringer bis mittlerer Wärmedichte bieten sich für erneuerbare dezentrale Lösungen an.

Ähnlich verhält es sich mit der Solarthermie. Die benötigten Aufdachanlagen sind vor allem in den dünn und mittel besiedelten Gebieten zu finden. Da die Sonneneinstrahlung meistens azyklisch zu den Verbrauchsspitzen auftritt, ist die Installation eines Wärmespeichers notwendig. Die benötigte Fläche für Wärmespeicher ist ein weiterer Faktor für die Anwendung außerhalb der dicht besiedelten Gebiete. Selbst mittel besiedelte Gebiete mit hoher Wärmedichte können bei ausreichendem Platzangebot, über Solarthermie mit saisonalem Speicher, versorgt werden.

Die Verfeuerung von Holzpellets zur dezentralen Wärmeversorgung ist theoretisch in allen wärmespezifischen Urbanitätsgraden möglich. Dennoch sind zwei verschiedene Faktoren zu beachten: Der Rohstoff Holz steht nicht für alle Siedlungstypen in ausreichender Menge zur Verfügung und muss zum einen nachhaltig angebaut und geforstet und zum anderen anschließend zum Heizsystem transportiert werden. Dieser zusätzliche Schritt verursacht weiteren Aufwand, der in die Betrachtung miteinbezogen werden muss. Deshalb ist der Einsatz der Pelletöfen in den dünn und mittel besiedelten Gebieten zu bevorzugen, da hier kurze Transportwege und ausreichend Platz für die Pelletlager gegeben sind.

Über die Zukunft der Gasnachfrage und der Verteilnetze herrschen teils große Prognoseunterschiede.

Für eine erfolgreiche Wärmewende müssen regenerative dezentrale Lösungen ausgebaut werden. Dafür eignen sich Wärmepumpen, Solarthermie und Biomasseheizungen in dünn und mittel besiedelten Gebieten.

3.4.2 Zentrale Wärmeversorgung – Fernwärme

In Kürze:

Die zentrale Wärmeversorgung durch leitungsgebundene Fernwärme ist die effizienteste Möglichkeit, kurzfristig CO₂-Emissionen zu reduzieren, denn aufgrund der Technologieoffenheit können fossile Brennstoffe schnell substituiert werden. Erfolgen zugleich auch Ausbau und Verdichtung der Netze, kann die Wärmewende gemeistert werden. Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine ausreichend hohe Wärmeabnahme und -dichte notwendig. Deshalb ist der Einsatz in den dicht besiedelten und den angrenzenden mittel besiedelten Gebieten zu forcieren.

Key Facts:

kW/m² hohe Leistung und geringer Flächenbedarf

€ hohe Investitionskosten und mittlere Betriebskosten

CO₂ mittlere bis geringe Emissionen, je nach eingesetztem Brennstoff

! hohe Kapitalbindung in die Infrastruktur, muss langfristig mit konstanten Wärmepreisen finanziert werden

Im Gegensatz zu den dezentralen Lösungen wird bei der zentralen Wärmeversorgung die Wärme von einem oder mehreren zentralen Erzeugungsstandorten zum Wärmeendkunden transportiert. Zur Verteilung muss folglich eine Wärmeinfrastruktur vorhanden sein. Diese leitungsgebundene Infrastruktur wird als Fernwärmenetz bezeichnet. Fernwärmenetze sind in der Lage, Wärme an verschiedenen Standorten aufzunehmen und an die angeschlossenen Endverbraucher zu transportieren. Die Größe von Fernwärmenetzen kann stark variieren. Von wenigen Kilometern Trassenlänge bei Quartierslösungen bis zu mehreren hundert Kilometern, wie z. B. das Netz der Stadtwerke München mit einer Länge von über 800 km. Im vorliegenden Papier wird keine Differenzierung (z. B. Nahwärme, Quartierslösung) vorgenommen, sondern nur der Oberbegriff Fernwärme verwendet.

Für den Endkunden ist der Anschluss an das Fernwärmenetz unkompliziert und komfortabel. Zwischen Heizkreislauf und Fernwärmenetz befindet sich die Hausanschlussstation, die unter anderem den Wärmetauscher beinhaltet. Anders als bei dezentralen Lösungen fallen beim Anschluss an ein Fernwärmenetz keine Kosten bzw. kein Aufwand für Wartung und Instandhaltung an. Weiterhin bietet der Anschluss eine platzsparende Alternative, da die Hausanschlussstation deutlich kleiner als ein entsprechendes dezentrales Heizsystem ist.

Die Fernwärme gilt aufgrund der Effizienzsteigerung in Verbindung mit KWK sowohl in der EnEV als auch beim EEWärmeG als Alternative zur ganzheitlichen Umstellung auf Erneuerbare Energien. Weiterhin hat sie das Potenzial, die drei geforderten Maßnahmen – Steigerung der Energieeffizienz, Sektorenkopplung und Einbindung von Erneuerbaren Energien im Wärmesektor – in die Praxis umzusetzen.

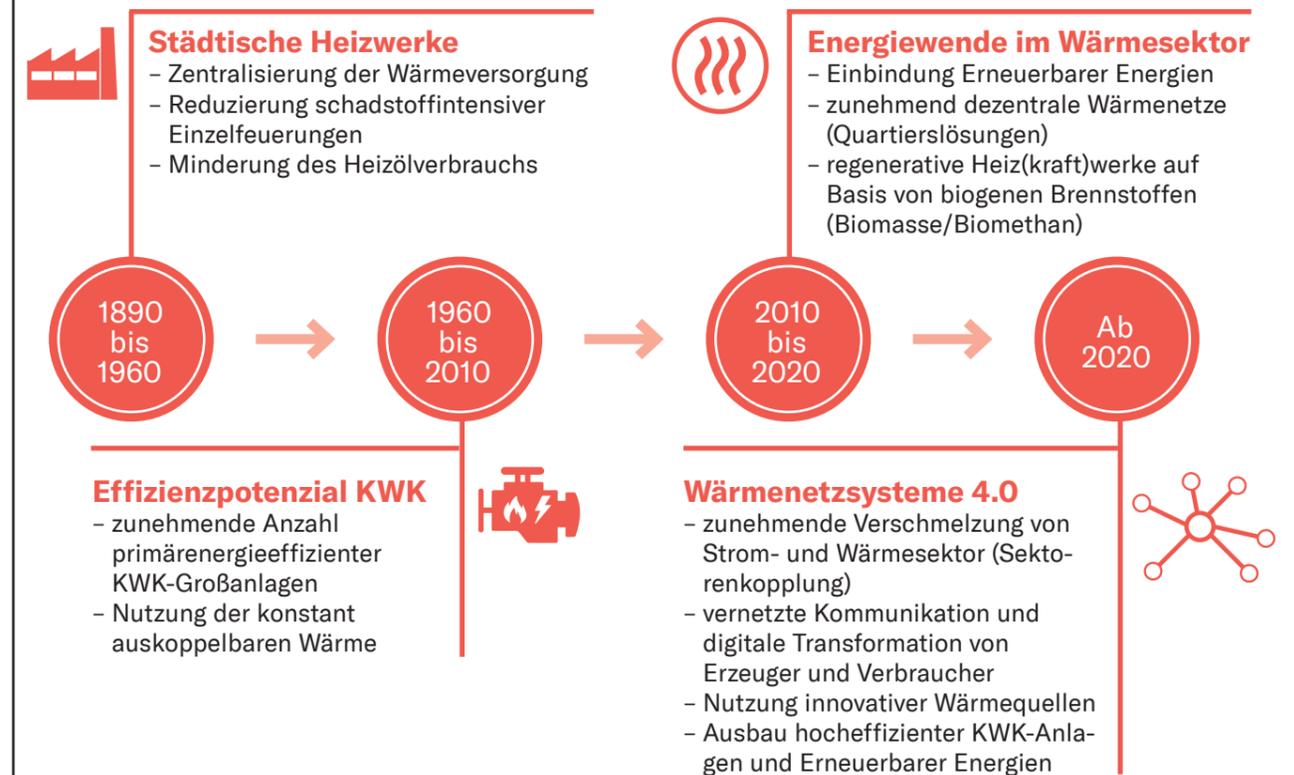
Entwicklung in Deutschland

In Deutschland spielt die Fernwärmeversorgung bereits seit mehr als 100 Jahren eine Rolle. Die Entwicklung der Fernwärme in Deutschland lässt sich in vier Stufen einteilen, die in Abbildung 35 abgebildet sind:

1. Gegen Ende des 19. Jahrhunderts wurde Fernwärme erstmals in größerem Umfang in städtischen Heizwerken erzeugt und von dort ausgehendverteilt. Zunächst konnte durch die Zentralisierung der Wärmeversorgung eine Reduzierung von schadstoffintensiven Einzelfeuerungen erreicht werden. Die ersten Netze waren zum Großteil Dampfnetze, ab 1930 wurden auch verstärkt Heizwasser-netze errichtet.
2. Ab der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurde der Fokus auf die effiziente Brennstoffnutzung mittels KWK gelegt. Die Wärme aus der gekoppelten Erzeugung galt lange als „Nebenprodukt“ der Stromproduktion, wurde jedoch konsequenter genutzt und insbesondere im städtischen Bereich zur unverzichtbaren Energieform.
3. In den letzten Jahren kommt der Fernwärme eine immer größer werdende Bedeutung zu, da sie in der Lage ist, durch den Einsatz CO₂-freier Energieträger auch Bestandsgebäude ohne weitere Änderungen umweltgerecht zu versorgen.
4. Ein gesteigertes Umweltbewusstsein sowie der Druck zur Wärmewende führen zur Umwandlung der Fernwärmenetze in multivalente und intelligente Netze, die Wärmenetze 4.0. Sie führen die Forderungen der Sektorenkopplung, der Digitalisierung und der Einbindung erneuerbarer Wärmequellen zusammen und tragen als technologieoffene Versorgungsinfrastruktur zur Dekarbonisierung bei.

35

Fernwärmeentwicklungsstufen in Deutschland von 1890 bis heute⁶⁶



⁶⁶ Eigene Darstellung.

Aktuelle Marktsituation

Aktuell spielt die Fernwärme jedoch fast ausschließlich in dicht besiedelten Gebieten eine Rolle. Auf ganz Deutschland bezogen werden nur etwa 8 Prozent des thermischen Endenergiebedarfs über Wärmenetze bereitgestellt.⁶⁷ Abnehmer der Fernwärme sind größtenteils Industrieunternehmen, direkt gefolgt von den privaten Haushalten; etwa ein Sechstel macht der Sektor GHD aus.⁶⁸

Wie in Abbildung 36 dargestellt, erfolgt die Energieeinspeisung in Wärmenetze nach wie vor zu 87 Prozent aus hauptsächlich fossilen Energieträgern. Die fossile Wärmeherzeugung wird zu über 70 Prozent aus KWK-Anlagen ausgekoppelt, 7 Prozent der Wärmebereitstellung erfolgen aus der energetischen Abwärmenutzung und der restliche Anteil wird in thermischen Redundanzheizwerken erzeugt.⁶⁹ Der regenerative Anteil beträgt lediglich 13 Prozent und konzentriert sich vor allem auf biogene Brennstoffe, während Trendtechnologien wie Solarthermie oder Geothermie bisher in nur wenigen Wärmenetzen integriert sind.

Aktuell werden 29 Prozent der Fernwärme aus der Verbrennung von Kohle gewonnen; die deutschen Kohlekraftwerke sollen jedoch abgeschaltet werden. Zur konkreten Umsetzung schlägt die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung die schrittweise Stilllegung vor. Die heute aus diesen Kraftwerken versorgten Fernwärmenetze müssen nach einem Ausstieg mit CO₂-freien Technologien versorgt werden.

Nur 13 Prozent der Wärme in Fernwärmenetzen werden erneuerbar erzeugt.

Absatzpotenzial

Der demografische Wandel sowie voranschreitende Effizienzmaßnahmen werden, wie in Abschnitt 2.2 analysiert, zu einem Rückgang des jährlichen Wärmebedarfs führen. Damit einher geht ein sinkender Wärmebedarf aus leitungsgebundener Wärmeversorgung um 10 Prozent bis 2050.⁷¹ Dem sinkenden Wärmebedarf stehen eine zunehmende Zahl an Anschlüssen, eine Erhöhung der Fernwärmenachfrage durch den Industriesektor sowie die Hebung möglicher Versorgungspotenziale gegenüber. Entsprechend ist in Zukunft dennoch von einem zunehmenden Fernwärmeabsatz auszugehen.⁷²

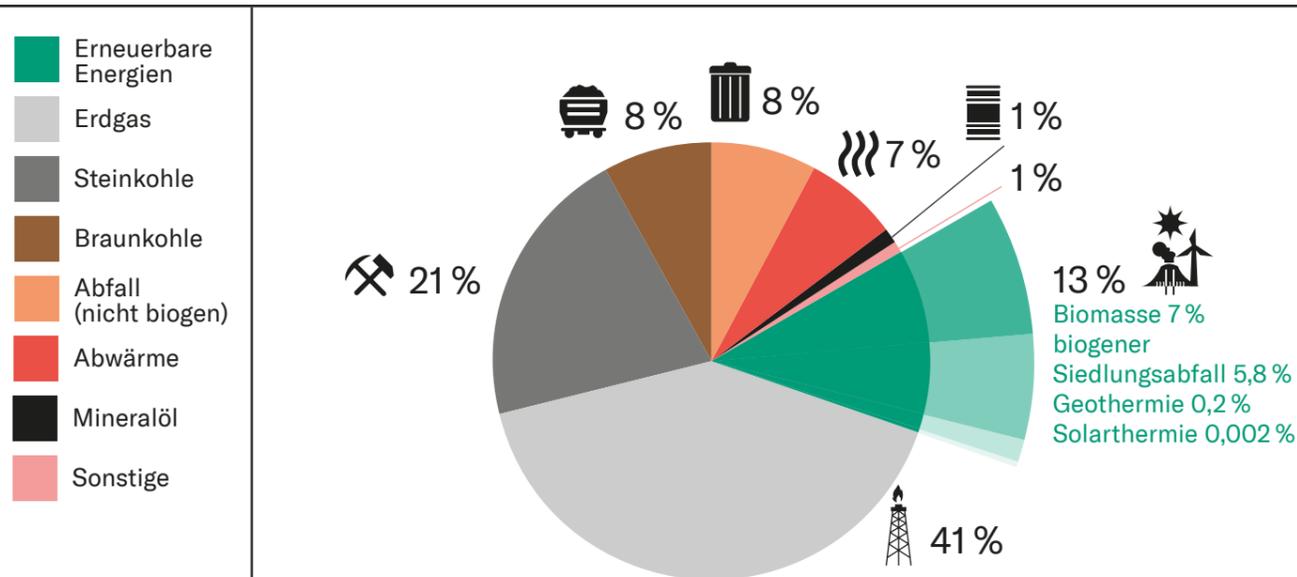
Wichtig ist, dass über Verdichtung und Ausbau die Anschlussleistung der Netze erhöht wird. Die rückläufigen spezifischen Wärmebedarfe energieeffizienter Häuser verursachen zwar geringere Wärmeabnahmen, die Leistung für die Warmwassererwärmung ist allerdings weiterhin bereitzustellen. In Zukunft werden deshalb die Volllaststunden der Fernwärmeversorgung – das Verhältnis von Wärmeabnahme zu Anschlussleistung – abnehmen.

Experten der Wärmebranche sehen im Ausbau der Fernwärme eine Chance, die Treibhausgasemissionen massiv zu reduzieren. Beispielsweise verdeutlicht die „70/70-Strategie“ der AGFW die Möglichkeiten der Wärmewende. Die Studie trifft die Annahme, dass die 70 einwohnerstärksten Städte Deutschlands 70 Prozent ihrer Wärmebereitstellung für Wohn- und Nichtwohngebäude im Jahr 2050 durch Fernwärme bestreiten. Im Rahmen dieses Konzepts wurden die volks- und betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des konsequenten Fernwärmeausbaus analysiert sowie klimapolitische Ziele berücksichtigt. Erfolgt der Wärmenetzausbau entlang des Energiewende-Szenarios, das die Klimaziele der Bundesregierung berücksichtigt und eine langfristige Umstellung der Wärmeherzeugung auf erneuerbare Energieträger vorsieht, können bis 2030 bereits über 30 Millionen Tonnen CO₂ vermieden werden. In diesem Szenario würde weiterhin bis 2050 die Fernwärmeversorgung der Wohn- und Nichtwohngebäude innerhalb der 70 einwohnerreichsten Städte annähernd klimaneutral erfolgen.⁷³

Im Ausbau der Fernwärme liegt eine Chance, die Treibhausgasemissionen massiv zu reduzieren.

Bezogen auf den wärmespezifischen Urbanitätsgrad zeigen diese Ergebnisse, dass besonders die dicht besiedelten Gebiete Potenzial für den Ausbau und die Verdichtung der Fernwärmeversorgung bei gleichzeitiger Reduktion von CO₂-Emissionen besitzen. Da die Infrastruktur erschlossen werden muss und die erforderlichen Investitionen sich amortisieren müssen, sind hohe Wärmedichten in großen Flächen wichtig, um das Kosten-Nutzen-Verhältnis zu optimieren. Diese Eigenschaften sind in dicht besiedelten Gebieten vorhanden und ermöglichen den Umstieg auf CO₂-neutrale Fernwärmeversorgung.

36 Energieträger in Wärmenetzen in Deutschland (2016)⁷⁰



Soll jedoch eine vollständige Dekarbonisierung des Wärmemarktes erreicht werden, müssen Wärmenetze vor allem in dicht besiedelten Gebieten die dezentralen, fossilen Einzelkessel ersetzen. Denn allein mittels einer erhöhten Sanierungsquote und der Effizienzsteigerung im Gebäudesektor können die Einsparziele der Bundesregierung (vgl. Abbildung 7) nicht erreicht werden. Zur Zielerreichung müssen die Ausbauvorhaben Erneuerbarer Energien und die Sektorenkopplung greifen, doch existieren dafür noch keine konkreten Umsetzungsszenarien. Die Idee der Wärmenetze 4.0 steht als Vision im Raum; sie kann die Forderungen nach der hoch-effizienten Wärmebereitstellung und der sektorübergreifenden Lösung leisten.

Wärmenetze 4.0 beschreiben hoch-effiziente, erneuerbare und sektorenübergreifende Wärmelösungen.

67 Vgl. BMWi, 2018.
68 Vgl. Fraunhofer ISI et al., 2015.
69 Vgl. BDEW, 2017.
70 Vgl. BDEW, 2017.

71 Vgl. BDEW, 2017.
72 Vgl. ifeu et al., 2013.
73 Vgl. AGFW, 2015.

Wärmenetze 4.0

Nicht nur der Aufbau von flächendeckenden Wärmenetzen in dicht besiedelten Gebieten, sondern auch die Transformation zum Wärmenetz 4.0 stehen im Mittelpunkt des nächsten Entwicklungsschritts im Fernwärmesektor. Der Begriff wurde durch das Förderprogramm des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bekannt. Das Programm fördert Wärmenetze, die multivalent, intelligent, hocheffizient, langfristig wirtschaftlich und vor allem dank Integration von Erneuerbaren Energien zukunftssicher sowie gesellschaftlich etabliert sind.⁷⁴ Der Begriff des Wärmenetzsystems 4.0 entstand in dem Bewusstsein, dass wegen der aufkommenden Herausforderungen bezüglich Effizienz, Digitalisierung und Sektorenkopplung die langfristig genutzten Wärmeverteilungssysteme zusätzliche Anforderungen in sich vereinen müssen. Zum Beispiel müssen die Vorlauftemperaturen so weit abgesenkt werden, dass auch bislang nicht nutzbare, kostengünstige Wärmequellen wie industrielle Abwärme oder Niedertemperaturwärmequellen mit Unterstützung von Wärmepumpen in das Wärmenetz integriert werden können. Unter anderem durch die Eröffnung dieser Möglichkeiten soll die regenerative Wärmebereitstellung wettbewerbsfähig werden und mit marktüblichen Wärmepreisen konkurrieren können. Vorlauftemperaturen von 20 bis 95 °C ermöglichen weiterhin einen effizienteren Einsatz regenerativer Energien wie Solarthermie, Tiefengeothermie oder Wärmepumpen.

Die Verzahnung der Sektoren und die Nutzung von Überschussstrom und Stromspitzen als Kraftstoff oder zur Wärmebereitstellung gewinnen immer mehr an Bedeutung, da sich die Option bietet, das Stromnetz zu stabilisieren, die Energie in anderer Form zu nutzen und Exporte ins Ausland zu vermeiden. Wärmenetzsysteme 4.0 sollen verschiedene Möglichkeiten der Sektorenkopplung unterstützen, z. B. PtH, PtG oder Wärmepumpen. Im Gegensatz zu Strom kann Wärme saisonal gespeichert werden. Wärmespeicher sollen zu einer Flexibilisierung des Systems führen und damit im individuellen Zusammenspiel mit Solarthermie, Tiefengeothermie, Wärmepumpen oder Abwärme zusätzliche Optimierungspotenziale ausschöpfen. Die Wärmenetzsysteme 4.0 nutzen die Digitalisierung als intelligente Lösung der vernetzten Kommunikation zur bestmöglichen Steuerung von Wärmeein- und -ausspeisung.

Der Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit der Wärmenetze 4.0 soll bis 2020 durch Pilotprojekte erbracht werden, die gemäß der Förderbekanntmachung des BAFA finanziell unterstützt werden. Eine mögliche Ausgestaltung und Integration ins Energiesystem zeigt Abbildung 37.

Wärmenetze 4.0 stellen die künftige Generation der Fernwärmenetze dar. Sie sind multivalent, intelligent und hocheffizient, langfristig wirtschaftlich und vor allem dank Integration von Erneuerbaren Energien zukunftssicher.

3.5 Unterstützende Technologien

Nach den Themen Wärmeerzeugung und -verteilung wird in diesem Abschnitt auf Technologien eingegangen, die für das Zusammenspiel von Erzeugung, Verteilung und Abnahme von Bedeutung sind und durch den vermehrten Einsatz von innovativen Lösungen stärker in den Vordergrund rücken. Im ersten Teil wird die Wärmespeicherung näher vorgestellt. Darauf folgt die Beschreibung der Wärme-Kälte-Kopplung, die besonders angesichts der für die nächsten Jahre zu erwartenden Temperatursteigerungen einen wichtigen Baustein der Energieversorgung darstellt.

3.5.1 Wärmespeicher

In Kürze:

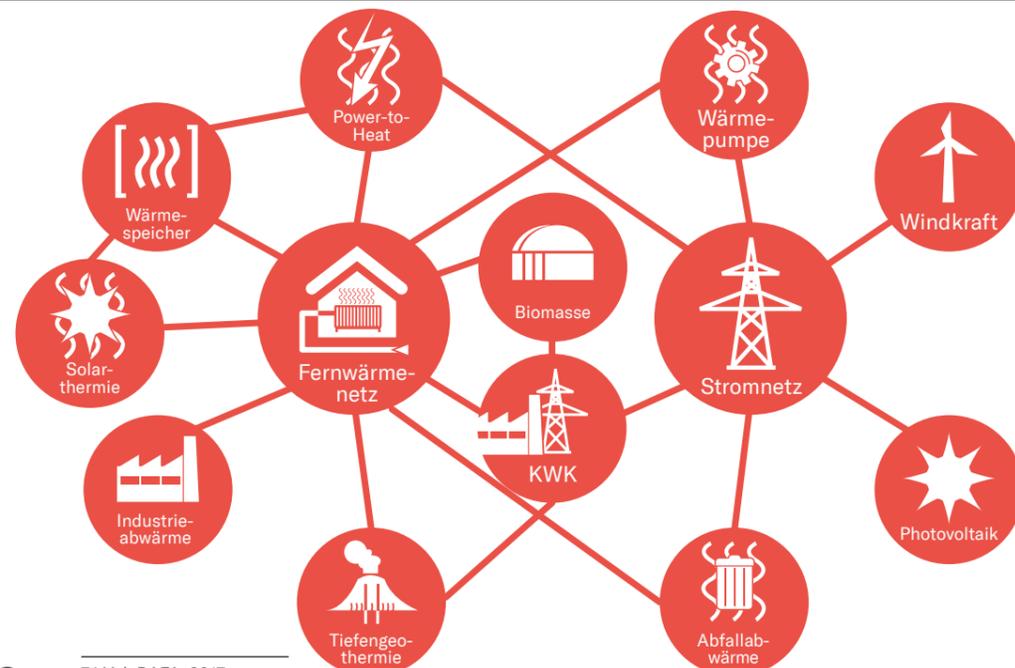
Wärmespeicher sind ein wichtiger Bestandteil der Wärmeversorgung der Zukunft. Sie sind sowohl als kleine Warmwasserspeicher in Ein- und Mehrfamilienhäusern als auch als Pufferspeicher in Fernheizhäusern oder als Langzeitspeicher in Verbindung mit erneuerbaren Erzeugern einsetzbar. Im zukünftigen gekoppelten Wärmesystem werden die Aufgaben vielfältiger und der Ausbau von Wärmespeichern unerlässlich. Die Hauptaufgabe muss die maximale Ausnutzung fluktuierender Wärmequellen, z. B. Solarthermie oder auch Abwärme, sein.

Durch die Integration intermittierender regenerativer Wärmequellen entsteht eine Lücke zwischen Wärmeerzeugung und -verbrauch. Um diese Versorgungslücke schließen zu können, wird der Einsatz von Wärmespeichern zunehmen. Anwendungsfälle reichen von der Speicherung von Überschusswärme für die Abendstunden über die Nutzung von Nachtkälte für die Kühlung am Tag bis hin zur saisonalen Speicherung für den Einsatz solarer Sommerwärme für die Wintermonate.

Wichtige Kenngrößen von Wärmespeichern sind die Energiedichte, die Lade- und Entladeleistung, der Speicherverlust bzw. die Speichereffizienz und die Lebensdauer, angegeben in Ladezyklen. Für den wirtschaftlichen Betrieb von Wärmespeichern ist eine optimale Auslegung auf den jeweiligen Anwendungsfall essenziell, da die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen sonst nicht die Investitionskosten ausgleichen können. Für die Wärmespeicherung stehen mehrere Konzepte zur Verfügung – siehe auch Abbildung 38. Die Klassifizierung kann nach den thermodynamischen Eigenschaften in sensible, latente und thermochemische Systeme erfolgen. Darüber hinaus können Speicherkonzepte auch nach dem Zeithorizont in kurzfristige und saisonale Speicher unterschieden werden. Die in Deutschland eingesetzten Wärmespeicher sind überwiegend sensible Speicher, gefolgt von den latenten Speichern und den chemischen Speichern. Die sensible Speicherung ist derzeit am kostengünstigsten, die latente und chemische Speicherung weist jedoch aufgrund der höheren Energiedichte Potenziale für künftige Lösungen auf.⁷⁶ Nachfolgend werden die verschiedenen Speichertechnologien beschrieben.

37

Multivalente und intelligente Wärmenetze⁷⁵



80

⁷⁴ Vgl. BAFA, 2017.
⁷⁵ Eigene Darstellung.

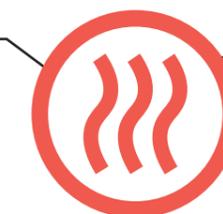
38

Thermische Speicherkonzepte im Überblick⁷⁷

Sensible Speicherung

Medium
Wasser
Kies/Wasser
Erdsonden
Aquifere

Speicherdauer
Kurzzeit
Langzeit
Langzeit
Langzeit



Latente Speicherung

Medium
Phase Change Materials
Paraffine
Salze

Speicherdauer
meist Langzeit
meist Langzeit
meist Langzeit

Thermochemische Speicherung

Meist als Langzeitspeicher im Einsatz

⁷⁶ Vgl. BINE, 2009; Dincer und Rosen, 2011.

⁷⁷ Eigene Darstellung in Anlehnung an Seitz et al., 2018.

81

Sensible Wärmespeicher

Sensible oder kapazitive Wärmespeicherung ist eine ausgereifte und auch die meistgenutzte Speichertechnologie. Bei der sensiblen Wärmespeicherung wird bei der Beladung dem Speichermedium Wärme zugeführt und so das Temperaturniveau erhöht. Die Speicherkapazität wird dementsprechend durch die physikalischen Eigenschaften Masse und spezifische Wärmekapazität des Speichermediums als auch durch den erzielten Temperaturunterschied beeinflusst. Insbesondere wasserbasierte Speicher sind aufgrund der vorteilhaften Wärmekapazität, der Umweltverträglichkeit und der einfachen und oft kostengünstigen Umsetzung heute das meistverwendete Speicherkonzept. Allerdings ist bei der Ausspeisung die Temperatur nicht konstant, sondern sie sinkt mit der Entladedauer. Der Einsatz von sensiblem Wärmespeicher ist besonders in der Fernwärme relevant und oft vertreten. Dabei sind Heißwasserspeicher, Kies-Wasser-Speicher und saisonale Erdsonden- und Aquiferspeicher im Einsatz.⁷⁸

Heißwasserspeicher sind üblicherweise aus Stahl oder Beton gefertigte, freistehende oder im Erdboden vergrabene Wassertanks. Die Betriebstemperatur dieser Wärmespeicher reicht von etwa 25 bis 90 °C und ist damit für Warmwasser- und Raumheizzwecke geeignet. Sofern die Behälter druckbeständig ausgeführt sind, lassen sich höhere Temperaturen realisieren, allerdings ist dies mit komplexeren baulichen Anforderungen und damit höheren Investitionskosten verbunden. Solche wasserbasierten Speicher nutzen die thermische Schichtung von Wasser und werden durch Zuführung von heißem Wasser an den oberen Schichten und gleichzeitigem Entzug von kühlem Wasser an den unteren Schichten beladen. Bei der Entladung kehrt sich dieser Prozess um.

Eine saisonale Wärmespeicherung mit nur einem Be- und Entladezyklus pro Jahr ist aktuell für die breite Anwendung noch in der Entwicklung. Für niedrige Temperaturen können Erdsonden-Wärmespeicher genutzt werden, die dem Erdreich in 20 bis 100 m Tiefe über ein in Erdwärmesonden zirkulierendes Wärmeträgerfluid Wärme zuführen oder entziehen. Alternativ können bei gegebenen geologischen Bedingungen Aquiferspeicher, also natürlich vorkommende abgeschlossene Wasserreservoirs, in mehr als 100 m Tiefe genutzt werden. Die Betriebstemperatur solcher mit dem Erdreich verbundener Speicher ist auf 50 °C bis 65 °C begrenzt, was eine Kombination mit einer residualen Wärmeerzeugung, bspw. Wärmepumpen, erfordert.⁷⁹

Sensible Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium sind in Deutschland weit verbreitet, günstig in der Anschaffung und für den Raumwärme- und Warmwasserbereich geeignet.

Latente und thermochemische Wärmespeicher

Während sensible Speicherkonzepte durch Temperaturänderung Wärme speichern oder abgeben, ändern latente Speicher bei gleichbleibender Temperatur den Aggregatzustand – meist zwischen flüssig und fest. Aktuelle Beispiele von Latentwärmespeichern nutzen Salze oder Paraffine, die beim Entladen erstarren. Solche Phasenwechselmaterialien (Phase Change Materials, PCM) können in Zukunft eine Alternative zu sensiblen, wasserbasierten Speichern darstellen. Der Vorteil des Phasenwechsels ist eine erhöhte Speicherkapazität. So kann bei gleicher Temperatur mehr Wärme als in Wasserspeichern gespeichert werden. Die Systematik des Phasenübergangs und den Vergleich von sensibler und latenter Wärmespeicherung stellt Abbildung 39 qualitativ dar.⁸⁰

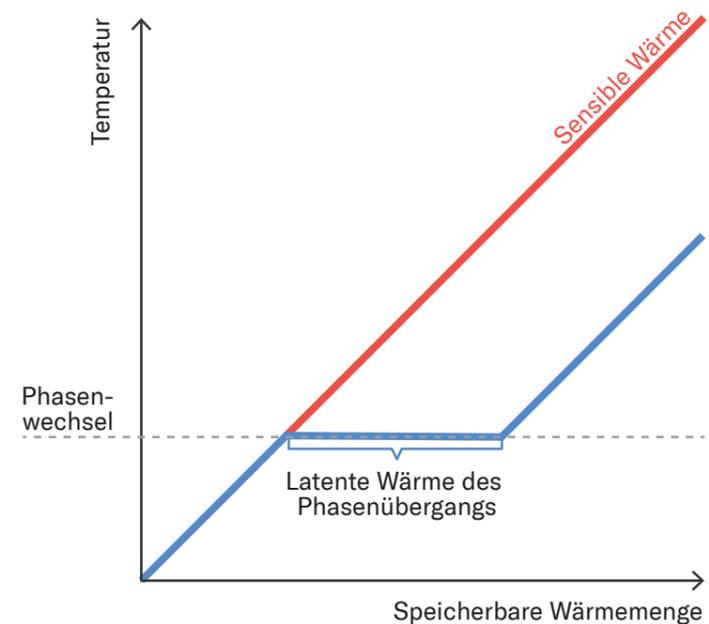
Weiterhin entspricht die spezifische Wärmekapazität von PCM etwa 50 bis 100 Mal dem Wert von Wasser, weshalb latente Speicher kompakter gestaltet werden können. Der Phasenübergang ermöglicht weiterhin, dass die Ein- und Ausspeicherung auf einem konstanten Temperaturniveau verläuft. Besonders die langfristige Wärmeentnahme mit konstanter Temperatur ist interessant, da bspw. für Fernwärmebetreiber die Wärmemenge aus dem Speicher so nicht mehr nacherhitzt werden muss. Nachteile von PCM sind deren Entflammbarkeit und eine geringe Wärmeleitfähigkeit, sodass die Lade- und Entladegeschwindigkeit begrenzt ist. Der Temperaturbereich von PCM reicht von null bis über 500 °C.⁸¹

Chemische Wärmespeicher besitzen die höchste thermische Speicherdichte (theoretisch 200 bis 300 kWh/m³, praktisch umgesetzt etwa die Hälfte; im Vergleich Wasser: 60 kWh/m³) und können Wärme über sehr lange Zeit verlustfrei speichern. Perspektivisch ist daher vor allem in Kombination mit Solarthermie eine saisonale Wärmespeicherung denkbar. Allerdings ist auch bei chemischen Speichern die Ladegeschwindigkeit begrenzt.⁸²

Aktuell spielen weder latente noch thermochemische Wärmespeicher eine Rolle für die Speicherung von großen Energiemengen. Perspektivisch liegt darin aber ein großes Potenzial – insbesondere zur Langzeitspeicherung von Wärme.

In Zukunft wird die Nachfrage nach großen Wärmespeichern zur saisonalen Speicherung steigen. Dazu können latente oder thermochemische Speicher eingesetzt werden, die derzeit zur Marktreife gelangen.

39 Temperaturverlauf bei sensibler und latenter Wärmespeicherung⁸³



⁸⁰ Vgl. BINE, 2009.
⁸¹ Vgl. Leonhardt, 2016.
⁸² Vgl. Seitz et al., 2018.
⁸³ Eigene Darstellung in Anlehnung an BINE, 2009.

3.5.2 Sektorenkopplung Wärme-Kälte

In Kürze:

Zunehmende Urbanisierung und steigende Temperaturen werden einen höheren Kältebedarf hervorrufen. Für die Kälteerzeugung kann neben Strom auch Wärme mittels Sorptionskältemaschinen genutzt werden. In dicht besiedelten Gebieten mit Fernwärmeversorgung kann diese Technologie für einen gleichmäßigeren Wärmeabsatz sorgen und Lastspitzen in der Stromnachfrage vermeiden.

Der Energieeinsatz zur Kälteversorgung in Deutschland, mit Schwerpunkt im industriellen Sektor, entspricht einem Anteil von etwa 2 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs. Im Jahr 2016 wurden 57 TWh Prozess- und Klimakälte verbraucht, wovon 97 Prozent mit Strom erzeugt wurden.⁸⁴ Der Endenergieverbrauch sowohl für Klimakälte (+45 Prozent) als auch für Prozesskälte (+9 Prozent) ist in den letzten 10 Jahren gestiegen. Mit Eintreten der globalen Klimaerwärmung wird der Kältebedarf auch in Deutschland zunehmen. Dem derzeitigen Trend folgend, steigt der Bedarf bis 2050 auf über 90 TWh jährlich an. Zur Erreichung der Klimaziele müssen die CO₂-Emissionen auch in der Kälteerzeugung reduziert werden.

Außer Strom lässt sich auch Wärme zur Kälteherstellung verwenden. Eine Methode zur Kopplung des Wärme- und Kältesektors liegt in der Nutzung von Abwärme in thermischen Kältemaschinen. Diese sogenannten Sorptionskältemaschinen können bei gleicher Kälteleistung über 99 Prozent der elektrischen Energie einsparen, indem sie Abwärme zur thermischen Kompression und damit Kälteerzeugung nutzen.

Technik der Wärme-Kälte-Kopplung

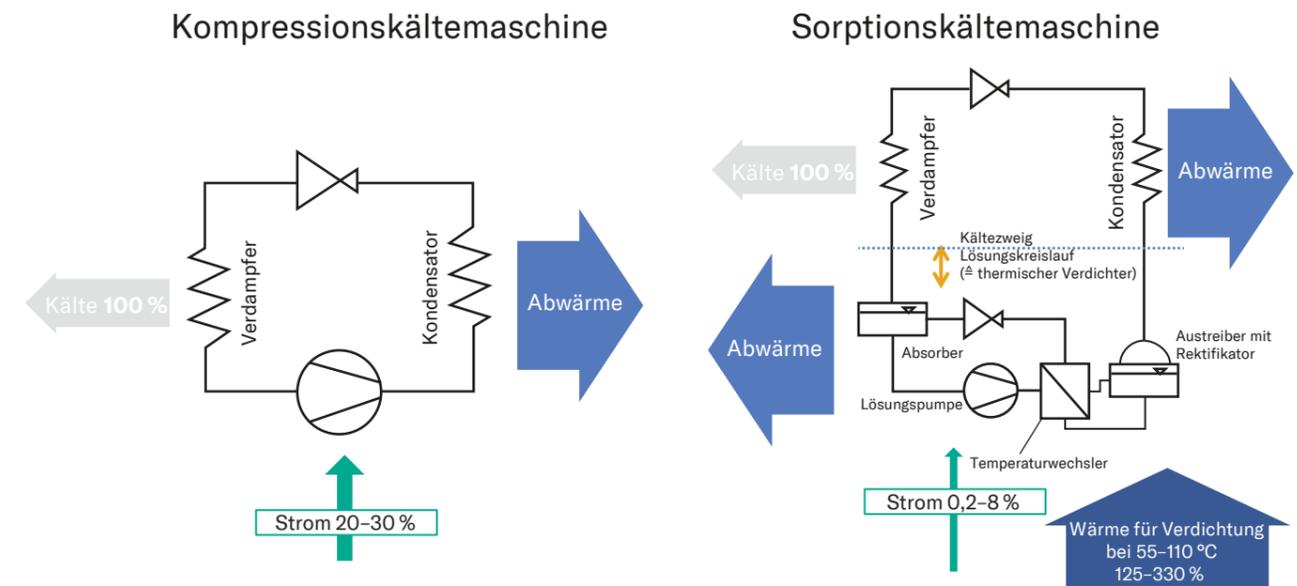
Kälteanlagen ähneln den konventionellen Kraftwerksanlagen (vgl. Abbildung 31). In beiden Fällen handelt es sich um Kreisprozesse, die für ihre funktionelle Wirkung die gleichen Bauteile verwenden: Verdichter, Verdampfer, Drossel (Turbine) und Kondensator. Bei einem rechtsläufigen Kreisprozess steht die Umwandlung von Wärme zu Arbeit im Fokus (Kraftwerk, Verbrennungsmotor). Ein linksläufiger Kreisprozess hingegen verwendet Wärme oder Arbeit zum Heizen und Kühlen (Wärmepumpe, Kältemaschine).

Eine Kältemaschine entspricht aus technischer Sicht einer Wärmepumpe. Daher ist es auch möglich, Gebäudeklimatisierungen mit Wärmepumpen zu gestalten. Kälte entsteht, wenn die Wärmezufuhr zum Verdampfer aus einem geschlossenen Raum statt aus der Umwelt erfolgt. Durch die Wärmeabfuhr aus dem geschlossenen System sinkt nach den Gesetzen der Thermodynamik die Temperatur – es entsteht „Kälte“.

Der wesentliche Unterschied zwischen Sorptions- und Kompressionskältemaschinen liegt in der Art der Verdichtung. Bei Sorptionskältemaschinen wird das Kältemittel bei geringer Temperatur in einem zweiten Stoff sorbiert und bei höheren Temperaturen wieder ausgetrieben. Hierdurch wird eine thermische Verdichtung erreicht, die einen elektrisch angetriebenen mechanischen Kompressor ersetzt. Je nachdem, ob bei der thermischen Verdichtung Diffusion, also ineinander gelöste Substanzen, oder eine Anlagerung an einer Phasengrenzfläche beteiligt ist, spricht man von Absorptions- bzw. Adsorptionskältemaschinen. Abbildung 40 zeigt das Energieflussdiagramm einer Absorptionskältemaschine, die zur Fernwärmenutzung geeignet ist. Weitere Parameter von Sorptionskältemaschinen sind nach Art der Technologie in Tabelle 5 dargestellt. Kältemaschinen sind von einer Vielzahl

Die Kälteversorgung wird aufgrund steigender Temperaturen und steigender Nachfrage in Zukunft einen höheren Stellenwert einnehmen.

40 Funktionsprinzip Kompressions- und Sorptionskältemaschine⁸⁶



T5 Charakteristika verschiedener Sorptionskältemaschinen

	Absorption		Adsorption	
Stufen	1-stufig	1-stufig	2-stufig	1-stufig
Sorptionsmittel	Lithiumbromid	Wasser	Lithiumbromid	Zeolithe/Silikagel
Kältemittel	Wasser	Ammoniak	Wasser	Wasser
Typische Antriebstemperatur	75-110 °C	80-120 °C	130-180 °C	55-95 °C
Erzeugtes Temperaturniveau	> 5 °C	Bis -60 °C	> 4 °C	> 10 °C
COP	0,55-0,8	0,3-0,7	0,9-1,45	0,3-0,7

Kältemaschinen zur Wärme- und Stromnetzstabilisierung

Sorptionskältemaschinen können einen integralen Bestandteil des Wärmenetzes der Zukunft bilden. Der Wärmeüberschuss in den Sommermonaten kann zur Deckung der steigenden Nachfrage nach Kühleistung genutzt werden. Fernwärmenetze, die ihre Wärme durch stromgeführte KWK-Anlagen oder regenerative Wärme (beispielsweise aus Geothermie, Solarthermie oder Industrieabwärme) erhalten, haben zu dieser Zeit meist einen Wärmeangebotsüberschuss, der nicht vollständig genutzt werden kann. Die im Sommer recht hohe Nachfrage nach Klimakälte lässt sich mit Sorptionskältemaschinen decken.

Kältemaschinen können zur Stabilisierung des Strom- und Fernwärmenetzes beitragen, indem sie im Winter die Heizlasten dämpfen und im Sommer Kälte bereitstellen.

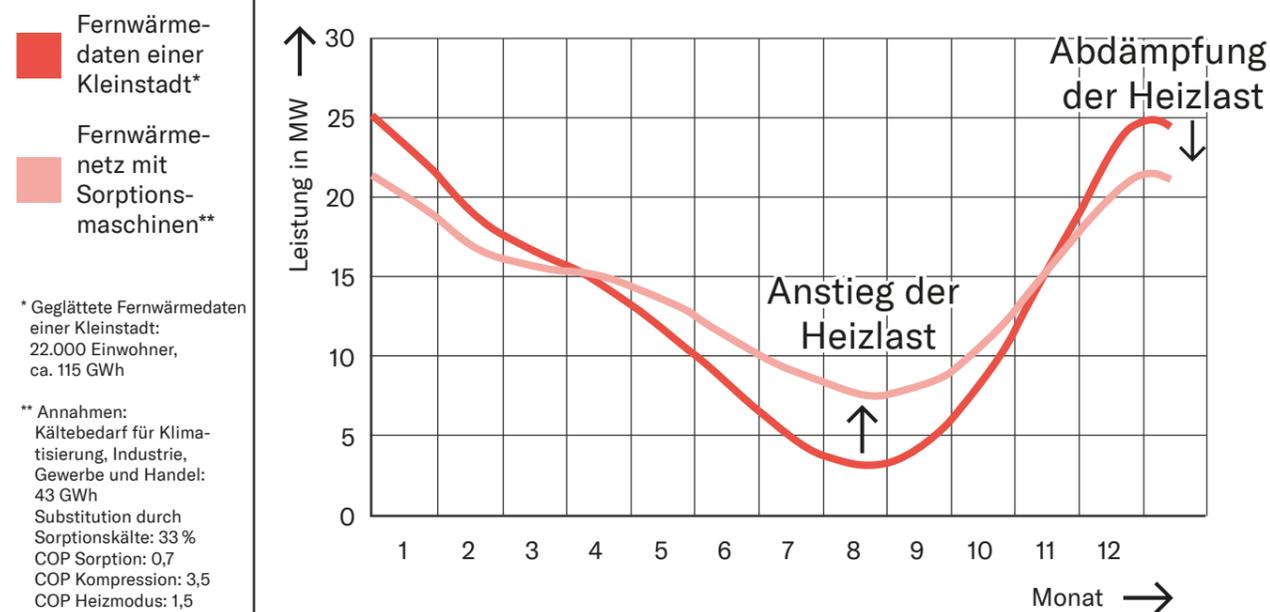
Aus der Steigerung des Wärmeenergiebedarfs im Sommer folgt, wie in Abbildung 41 zu sehen, eine Glättung des Fernwärmeverbrauchs, was wiederum positive Auswirkungen auf die Wärmenetzauslastung, den Betrieb von (erneuerbaren) KWK-Anlagen und den Ausnutzungsgrad von erneuerbaren Wärmeerzeugern hat.

Zusätzlich können Sorptionsmaschinen im Winter Heizlasten abdämpfen, indem sie in den Heizbetrieb geschaltet werden und so die Funktion einer Wärmepumpe einnehmen. Zusätzlich können Sorptionsmaschinen die eingesetzte thermische Energie mithilfe von zusätzlicher Umweltwärme bis zum 1,5-Fachen der eingesetzten Wärme erhöhen, meist allerdings nur zur Raumlüfterwärmung. Hierdurch kann die Wärmelast in der Heizperiode lokal beim Betreiber der Sorptionsmaschine gesenkt werden, sodass weniger thermische Energie aus dem Wärmenetz bezogen werden muss. So können Sorptionskältemaschinen Heizlasten im Winter dämpfen und Heizspitzen reduzieren (vgl. Abbildung 41).⁸⁷

„Kühlen mit Wärme“ kann weiterhin einen positiven Beitrag im Stromnetz liefern, indem die Kältelast von der Stromlast entkoppelt wird. Denn die stromintensive Kälteerzeugung durch Kompressionskältemaschinen verursacht im Sommer hohe Lastspitzen. Der Umstieg von elektrisch auf thermisch betriebene Kälteanlagen kann der Stromnetzlast und dem Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke entgegenwirken. Auf Verbraucherseite werden dazu Lastspitzen vermindert, die zu einer Senkung der Grundgebühr in der Stromrechnung führen.

Voraussetzung für die Kopplung von Wärme- und Kälteerzeugung sind Fernwärmenetze. Die Kopplung ist daher nur in dicht und teilweise in mittel besiedelten Gebieten möglich. Die Betriebsweise der thermischen Kältemaschinen ist von der Antriebstemperatur, also der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes, abhängig. Bei höherer Temperatur ist eine höhere Kälteleistung bei geringerem Wirkungsgrad möglich.⁸⁹ Da die Vorlauftemperatur in Fernwärmenetzen zur Reduktion der Wärmeverluste im Sommer abgesenkt wird, ist eine spezifische Analyse notwendig, inwiefern die vorherrschende Vorlauftemperatur im Gesamtnetz zur Bereitstellung von Kälte letztlich einen ökologischen und ökonomischen Vorteil für den Kunden und den Versorger bringt.

41 Glättung des Fernwärmeverbrauchs mittels Sorptionsmaschinen⁸⁸



4. Die Wärmezielscheibe

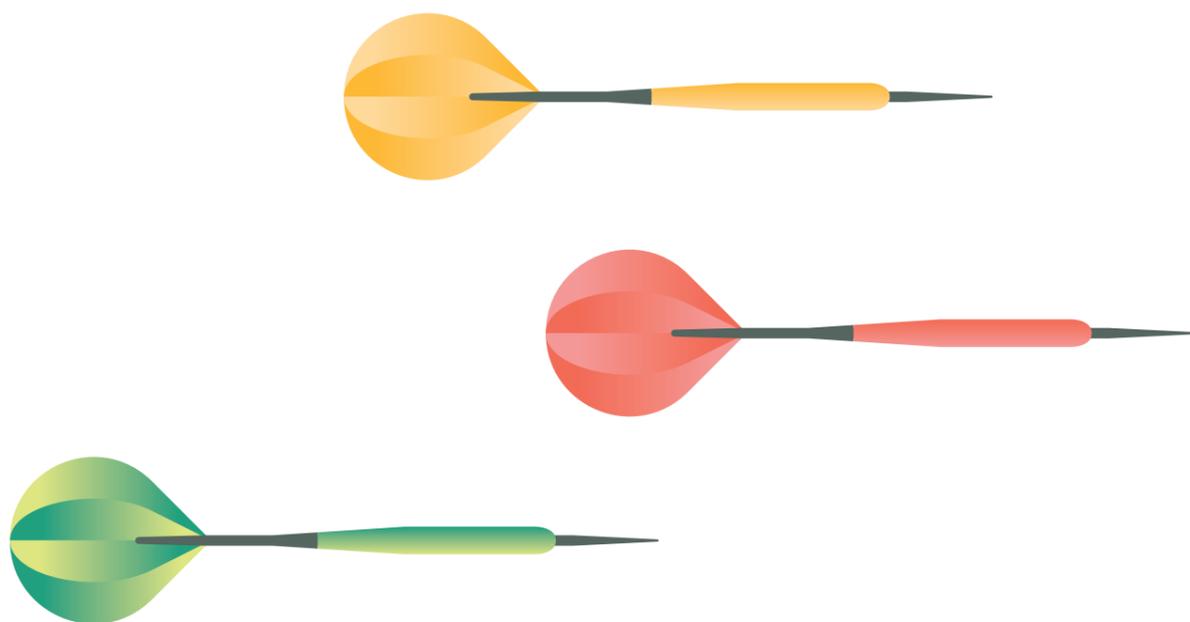
Die vorangegangenen Kapitel zeigen die Notwendigkeit zur Dekarbonisierung der Wärmewirtschaft auf und geben einen Überblick über die verfügbaren Technologien. Da der Transformationsprozess eine sehr umfangreiche und langfristige Aufgabe ist, müssen Priorisierungsstrategien für verschiedene Handlungsfelder entwickelt und umgesetzt werden. Das Sinnbild einer Zielscheibe scheint in diesem Zusammenhang so passend wie kein zweites.

Zielscheiben leiten die Aufmerksamkeit des Betrachters auf den Kreis im Zentrum, um den herum sich die Ringe der Zielscheibe konzentrisch anordnen. Das Treffen des innersten Rings ist das Ziel jedes Schützen und bringt die höchste Punktzahl – ergo den größten Erfolg. Grundsätzlich gilt es jedoch, die Zielscheibe zu treffen und nicht vorbei ins „Leere“ zu schießen, denn jeder getroffene Ring trägt zur Gesamtpunktzahl – und damit zum Gesamterfolg – bei.

Das Sinnbild der Zielscheibe legt in diesem Konzeptpapier den Fokus der Energiewirtschaft und der Politik auf den zentralen Bereich des Wärmesektors mit dem größten Potenzial zur effizienten Dekarbonisierung. Um also möglichst schnell Fortschritte bei der Dekarbonisierung des Wärmemarktes zu erreichen, verspricht ein Vorgehen von „innen“ nach „außen“ den größten Erfolg.

Für alle Ringe der Zielscheibe werden die wesentlichen Charakteristika abgeleitet und die jeweilige Rolle innerhalb der Wärmewende diskutiert. Im Ergebnis wird die Wärmezielscheibe als Instrument und Grundlage für eine erfolgreiche Priorisierungsstrategie verwendet. Wir wollen damit „ins Schwarze“ treffen oder, um es im Sinnbild der Wärmezielscheibe richtig zu sagen, „ins Rote“ und einen Diskurs für eine erfolgreiche Wärmewende anstoßen!

Die Wärmezielscheibe lenkt den Fokus auf das größte Potenzial zur effizienten Dekarbonisierung des Wärme- und Kältesektors.



4.1 Herleitung der Wärmezielscheibe

Die Wärmezielscheibe als zentrale Darstellung dieses Konzeptpapiers gliedert den Wärmebedarf in strukturell vergleichbare Kategorien. Für jede dieser Kategorien – die Ringe der Zielscheibe – soll eine jeweils technologisch, ökologisch und ökonomisch optimale Strategie erarbeitet werden.

Zur Herleitung der Wärmezielscheibe ist der wärmespezifische Urbanitätsgrad von zentraler Bedeutung. Auf dessen Basis können die Handlungsfelder auf die Ringe der Wärmezielscheibe verteilt werden. Wie in Kapitel 2.3 dargestellt, beschreibt der wärmespezifische Urbanitätsgrad den Zusammenhang zwischen Wärmedichte – also der Wärmebedarf pro Fläche – und Siedlungstyp. Die Einführung des wärmespezifischen Urbanitätsgrads dient zur Einteilung des komplexen Wärmemarktes in Gebiete, die hinsichtlich ihrer Wärmedichte, der Einwohnerdichte und der Flächenbeschaffenheit annähernd homogen und vergleichbar sind. Es lassen sich **dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete** unterscheiden. Aufbauend auf dieser Systematik wurde herausgearbeitet, wie der Nutzwärmebedarf und die CO₂-Emissionen über die drei Urbanitätsgrade verteilt sind, um zunächst die Gebiete mit dem höchsten CO₂-Reduktionspotenzial aufzuzeigen.

„Dicht besiedelte Gebiete“ charakterisiert eine hohe Wärmedichte. In großen Siedlungstypen bzw. Städten sind weite Flächen dicht besiedelt und auch bei mittleren Siedlungstypen finden sich große Bereiche mit hohen Wärmedichten. Bei kleinen Siedlungstypen finden sich dicht besiedelte Gebiete seltener, sie sind jedoch auch dort teilweise vorhanden. Typischerweise ist dieser wärmespezifische Urbanitätsgrad in Stadtzentren sowie beispielhaft in dicht bebauten Gewerbe- und Mischgebieten vorzufinden. Aufgrund von Pendlern aus den mittel- und dünn besiedelten Gebieten liegt der durchschnittliche Pro-Kopf-Wärmebedarf in dicht besiedelten Gebieten über dem in anderen Urbanitätsgraden. In Kapitel 2.4 wurde gezeigt, dass dicht besiedelte Gebiete sich über 5 Prozent der Fläche Deutschlands erstrecken, mehr als ein Drittel der deutschen Bevölkerung beherbergen und 30 Prozent des Warmwasser- und Raumwärmebedarfs sowie 25 Prozent der CO₂-Emissionen des Wärmemarktes verursachen. Hier besteht also auf geringem Raum ein hohes Potenzial zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung. **Dicht besiedelte Gebiete werden damit zum Zentrum der Wärmezielscheibe.**

Den nächsten Ring bilden die mittel besiedelten Gebiete mit einem ausgewogenen Verhältnis von Wärmebedarf (242 TWh) und Flächenverfügbarkeit. In Groß- und Mittelstädten sind mittel besiedelte Gebiete regelmäßig außerhalb des Ballungszentrums aufzufinden. Sie zeichnen sich durch Eigentumswohnungen oder Ein- bis Mehrfamilienhäuser mit kleinen Grundstücken aus. Die Übergänge zu den dicht und dünn besiedelten Gebieten sind teilweise fließend. Rund 24 Prozent der Fläche Deutschlands weisen eine mittel besiedelte Struktur auf und sind für nahezu 31 Prozent der CO₂-Emissionen verantwortlich.

Den äußeren Ring der Wärmezielscheibe bilden die dünn besiedelten Gebiete, die hauptsächlich in kleineren Siedlungstypen zu finden sind. 27 Prozent der deutschen Bevölkerung wohnen in dünn besiedelten Gebieten, die zusammen mit den nicht bebauten Flächen 66 Prozent der Fläche in Deutschland einnehmen. Hier trifft großes Platzangebot aufgrund der geringen Bebauungsdichte auf dementsprechend geringe Wärmedichten.

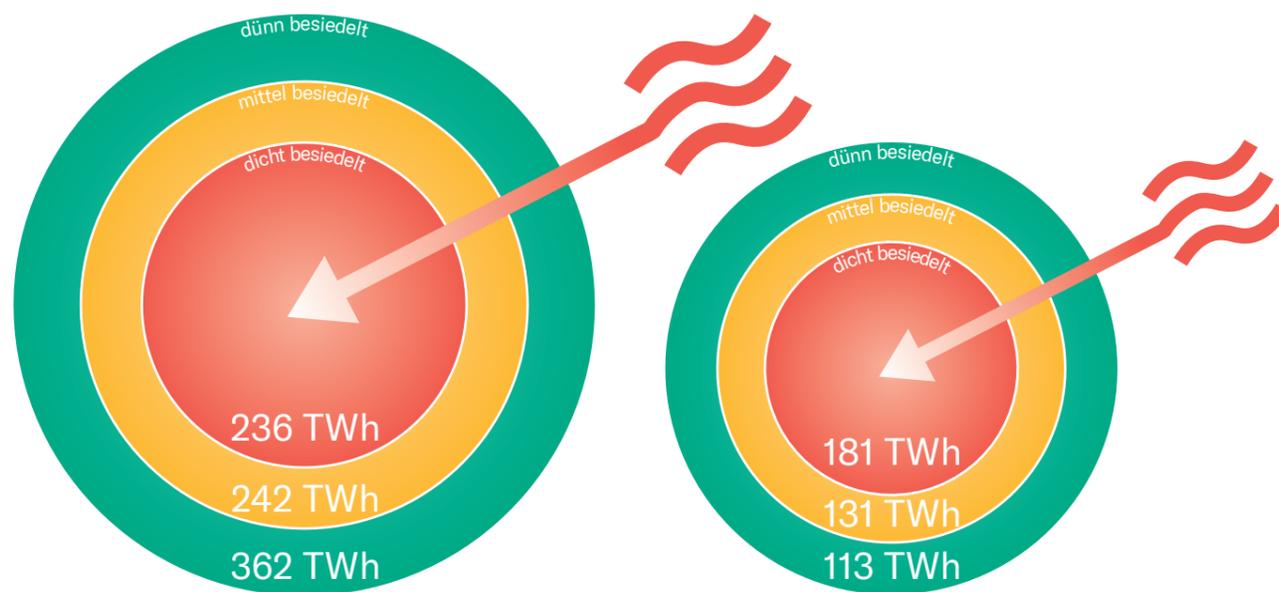
Die Ringe der Wärmezielscheibe spiegeln die dicht, mittel und dünn besiedelten Bereiche wider.

Der dicht besiedelte Bereich wird zum Zentrum der Wärmezielscheibe.

Die Wärmezielscheibe bildet die Ringgrößen entsprechend dem jeweiligen Nutz-wärmebedarf ab. Wichtig ist dabei die Unterscheidung zwischen dem heutigen und dem künftigen Wärmebedarf. Wie in Kapitel 2.2 diskutiert, muss der Wärmebedarf insgesamt gesenkt werden. Ausgehend vom definierten Zielszenario von 80 Prozent CO₂-Einsparung verbleiben im Warmwasser- und Raumheizungs-bereich noch etwa 425 TWh. Unter Berücksichtigung von Effekten wie der Urbanisierung, der Suburbanisierung und der sich verändernden Besiedlungsstruktur wird der Nutz-wärmebedarf dicht besiedelter Gebiete weniger stark zurückgehen als der der mittel und dünn besiedelten Gebiete. So sinkt der Wärmebedarf der dicht besiedelten Gebiete um 23 Prozent auf 181 TWh, der der mittel besiedelten Gebiete um 46 Prozent auf 131 TWh und der der dünn besiedelten Gebiete um 69 Prozent auf 113 TWh. Umso mehr wird deutlich, dass die dicht besiedelten Gebiete den zentralen Bereich für eine erfolgreiche Wärmewende bilden. Der urbane Raum ist der zentrale Lebensraum der Bevölkerung und wird künftig weiter anwachsen. Hier gilt es, skalierbare Lösungen zu finden, die innerhalb kürzester Zeit zu einer Transformation der Wärmeversorgung führen und trotz langfristig sinkendem Gesamt-wärmebedarf eine stabile Wärmeversorgung sicherstellen.

Aus diesen Überlegungen lässt sich die bedarfsbezogene Wärmezielscheibe zum heutigen Stand (Abbildung 42 links) und eine prognostizierte Wärmezielscheibe bei Einhaltung der Energieeinsparziele laut Pariser Klimaabkommen (Abbildung 42 rechts) entwickeln:

42 Die Wärmezielscheibe heute und im Zielszenario 2050¹



4.2 Technologiezuordnung

Die Wärmezielscheibe dient der Kategorisierung des Wärmemarktes in gleichartige Absatzstrukturen und in Bereiche ähnlicher Infrastruktur. Nach der Herleitung der Wärmezielscheibe ist die Zuordnung der verfügbaren Technologien auf die wärme-spezifischen Urbanitätsgrade die nächste wichtige Aufgabe. Die Aufteilung ist gemäß den Absatzstrukturen und Infrastrukturcharakteristiken vorzunehmen, denn die Dekarbonisierung des Wärmemarktes erfolgt nur dann effizient und ökonomisch sinnvoll, wenn die Stärken und Vorteile jeder Technologie durch eine durch-dachte Energiebereitstellung und ein schlüssiges Gesamtkonzept optimal und ziel-führend ausgenutzt werden. Die jeweilige Wärmebereitstellungstechnologie muss folglich zur Absatzstruktur, zum Flächenangebot und zur Infrastruktur der dicht, mittel und dünn besiedelten Gebiete passen.

Kapitel 3 stellt die wichtigsten Technologien für eine CO₂-arme Wärmebereit-stellung vor. Die Technologien unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der absoluten sowie der flächenspezifischen Wärmeleistung, der ökologischen Sinn-haftigkeit, der Verfügbarkeit sowie des technischen und wirtschaftlichen Reife-grades. Es gilt nun, die Technologien auf Basis dieser Kriterien entsprechend der bestmöglichen Passung in die Ringe der Wärmezielscheibe einzuordnen. Aus polit-scher Sicht sind die volkswirtschaftlichen Kosten eine zentrale Information. Da die CO₂-Emissionen der betrachteten Gebiete unterschiedlich hoch sind, ergeben sich entsprechend unterschiedliche CO₂-Vermeidungsgrenzkosten.

4.2.1 Technologien in dicht besiedelten Gebieten

In den dicht besiedelten Gebieten muss sich die Transformation aufgrund der geringen Flächenverfügbarkeit zunächst auf die Technologien konzentrieren, die die größtmögliche flächenspezifische Wärmeleistung erbringen und damit die Gebiete mit hoher Wärmedichte versorgen können. Dafür bieten sich insbesondere die Tiefengeothermie, die Power-to-Heat-Technologie, die thermische Abfallbe-handlung und die Kraft-Wärme-Kopplung an, wobei die fossilen Einsatzstoffe bei der KWK langfristig durch erneuerbare bzw. synthetische Brennstoffe aus PtG zu substituieren sind. Die großtechnische Verbrennung von fester Biomasse zur Ver-sorgung von dicht und teilweise auch mittel besiedelten Gebieten stellt langfristig keine ökologische und volkswirtschaftlich sinnvolle Strategie dar (vgl. auch Kapitel 3.3.1). Biomasse als Brennstoff ergibt nur für dezentrale Lösungen Sinn, um die Versorgungssicherheit innerhalb einer dekarbonisierten Wärmeversorgung zu ge-währleisten, ohne dabei in Ressourcenkonkurrenz mit den Bereichen Mobilität und Strom zu gelangen. Die für die Versorgung von dicht und mittel besiedelten Ge-bieten benötigte Menge an Biomasse steht lokal nicht zur Verfügung und müsste entweder großflächig angebaut, gerodet und transportiert oder importiert werden, wodurch zusätzlicher Transportbedarf oder entsprechende Importabhängigkeiten entstehen würden. Beide Alternativen sind weder ökologisch noch ökonomisch sinnvoll.² Vielmehr muss die in dicht besiedelten Gebieten oft gegebene Nähe zu Industriebetrieben genutzt und das verfügbare Abwärmepotenzial muss erschlos-sen werden. Weiterhin ist die Nutzung der Tiefengeothermie in die Überlegungen einzubeziehen. Sind die geologischen Voraussetzungen erfüllt, liefert die Tiefen-geothermie langfristig günstige und wetterunabhängige Wärme.

Die genannten Technologien benötigen zwingend eine leitungsgebundene Lösung, um die bereitgestellte Energie an den Wärmeabnehmer zu verteilen. Besonders in dicht besiedelten Gebieten müssen sich die Maßnahmen daher auf einen Aus-bau der Fernwärme konzentrieren, da keine heute entwickelte Technologie eine CO₂-freie Wärmeversorgung mit der notwendigen flächenbezogenen Leistung ge-währleisten kann. Im ersten Schritt kann eine Verdichtung bzw. ein Ausbau der Fernwärme den Ersatz alter fossiler Heizsysteme bei Aufrechterhaltung der Ver-sorgungssicherheit gewährleisten und durch den Ersatz ineffizienter Einzelfeue-

Die Dekarbonisierung des Wärmemarktes erfolgt nur dann effizient und ökonomisch sinnvoll, wenn die Stärken und Vor-teile jeder Technologie optimal und zielführend ausgenutzt werden und ein schlüssiges Gesamt-konzept erarbeitet wird!

Die bestmöglichen Technologien in dicht besiedelten Gebieten benötigen zwingend eine leitungsgebundene Lösung zur Wärme-verteilung.

rungsanlagen einen ersten Beitrag zur Senkung der CO₂-Emissionen leisten. Im zweiten Schritt ermöglicht es die Technologieoffenheit der Fernwärme, den Wärmeerzeugungsmix zu transformieren und so den CO₂-Ausstoß durch kontinuierlichen Ausbau CO₂-armer Erzeuger zu verringern. Die Fokussierung auf die Fernwärmeversorgung erfüllt somit alle Ziele des energiepolitischen Dreiecks: sichere und umweltschonende Wärmeversorgung mit dem geringstmöglichen Kostenaufwand.

43 Sinnvolle Technologien zur Fernwärmebereitstellung in dicht besiedelten Gebieten³



4.2.2 Technologien in mittel besiedelten Gebieten

In den mittel besiedelten Gebieten können Technologien mit größerem Flächenbedarf Anwendung finden. Der zu deckende Wärmebedarf je Fläche ist geringer, weshalb auch kleinere Leistungsklassen von Erzeugungstechnologien sinnvoll eingesetzt werden können. Als erneuerbare Erzeugungstechnologien stehen für mittel besiedelte Gebiete zusätzlich die Solarthermie mit saisonalen Speichern und die (Groß-)Wärmepumpen zur Verfügung. Können die erforderlichen Flächen bereitgestellt werden, führt eine Installation von Solarthermie in Verbindung mit Wärmespeichern zu solaren Deckungsgraden von bis zu 20 Prozent. Sofern verfügbar, sollten auch in mittel besiedelten Gebieten die bei den dicht besiedelten Gebieten beschriebenen Technologien Anwendung finden.

An den Rändern zu den dicht besiedelten Gebieten bietet sich die Anbindung an vorhandene Fernwärmestrukturen an. Beispielhaft genannt seien die Ausläufer von großen Ballungszentren, die mit Fernwärmeleitungen ausgestattet sind. Dort kann die Anbindung ausgewählter Straßenzüge an das bereits vorhandene Netz sinnvoll sein. Wenn die Leitungsstrukturen näher an dünn besiedelten Gebieten liegen, sind dezentrale Lösungen zu bevorzugen. Denn Fernwärmeleitungen sind kapitalintensiv und können bei zu geringer Wärmeabnahme nicht wirtschaftlich betrieben werden (vgl. auch 5.1). In den Zwischenbereichen sollte die Einsatzmöglichkeit von Nahwärme- und Quartierslösungen geprüft werden. Da in mittel besiedelten Gebieten oftmals Abnehmer mit einem hohen Wärmebedarf – wie zum Beispiel ein Hotel – einzeln angesiedelt sind, sollten Verbundlösungen mit den umliegenden Abnehmern entwickelt werden.

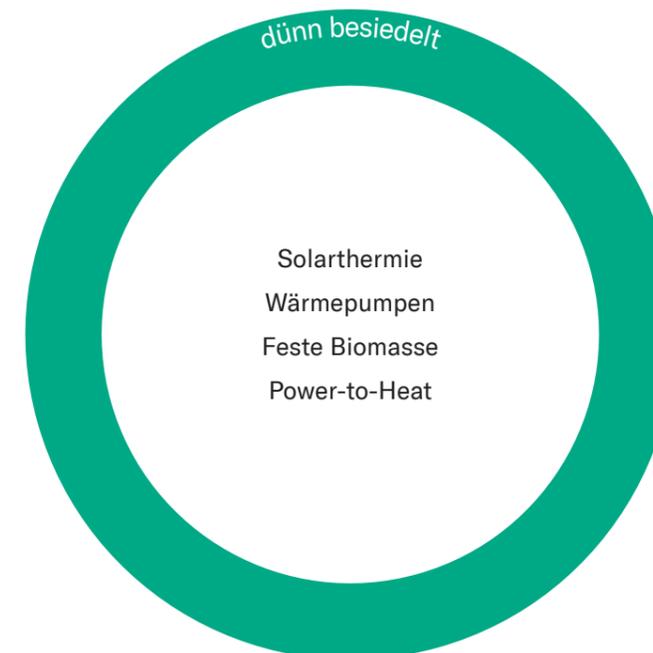
44 Sinnvolle Technologien in mittel besiedelten Gebieten⁴



4.2.3 Technologien in dünn besiedelten Gebieten

In den dünn besiedelten Gebieten werden dezentrale Lösungen, also einzel- und objektbezogene Wärmetechnologien benötigt, da sich dort wenige Abnehmer auf großer Fläche befinden. Die meist weit verteilten Abnehmer über leitungsgebundene Lösungen zu versorgen, ist in den meisten Fällen nicht sinnvoll. Stattdessen bietet sich insbesondere der Einsatz von elektrischen Wärmepumpen bei gleichzeitiger Nutzung von Umwelt- oder Bodenwärme an. Ebenfalls denkbar ist die Nutzung von gebäudespezifischer Solarthermie in Kombination mit Heiztechnologien, die ihre Energie aus im regionalen Umfeld gewonnener Biomasse beziehen. Auch kleine PtH-Lösungen können im Einzelfall eingesetzt werden. Bei den eingesetzten Sektorenkopplungstechnologien muss gewährleistet sein, dass der genutzte Strom erneuerbar erzeugt wurde, um das Problem einer CO₂-freien Versorgung nicht einfach vom Wärme- auf den Strommarkt zu verlagern. Damit wird der Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung laut Zielvorgaben hin zu 80 Prozent der Bruttostromerzeugung im Jahr 2050 unabdingbar.

45 Sinnvolle Technologien in dünn besiedelten Gebieten⁵



³ Eigene Darstellung.
⁴ Eigene Darstellung.
⁵ Eigene Darstellung.

4.2.4 Zusammenfassende Beurteilung der Technologien

Um die Dekarbonisierung des Wärmesektors zu erreichen, ist ein radikales Umdenken notwendig. Die Technologiezuordnung zeigt, dass es nicht die „eine“ richtige Lösung für den gesamten Wärmemarkt gibt. Vielmehr muss die lokale Struktur analysiert und jeweils der optimale Erzeugungsmix und die entsprechende Verteilung erarbeitet werden. Wird der Fokus auf das Zentrum der Wärmezielscheibe und damit auf die dicht besiedelten Gebiete gerichtet, wird deutlich, dass die leitungsgebundene Verteilung von zentraler Bedeutung für eine schnelle Umrüstung auf CO₂-arme Wärme ist. Dabei steht der Neu- bzw. konsequente Ausbau der Fernwärmeversorgung im Mittelpunkt unserer Wärmezielscheibe. Die Fernwärme stellt in dicht und teilweise in mittel besiedelten Gebieten die ökonomisch und ökologisch beste Lösung dar.

Bei Übertragung der dargestellten Erkenntnisse auf die in Kapitel 2.3 entwickelte Matrix nach Siedlungstyp und Wärmedichte, kann eine qualitative Zuordnung der Technologien auf Basis ihres optimalen Einsatzes zu den Feldern vorgenommen werden. Für die typischen Gegebenheiten der wärmespezifischen Urbanitätsgrade lässt sich damit Abbildung 46 entwickeln:

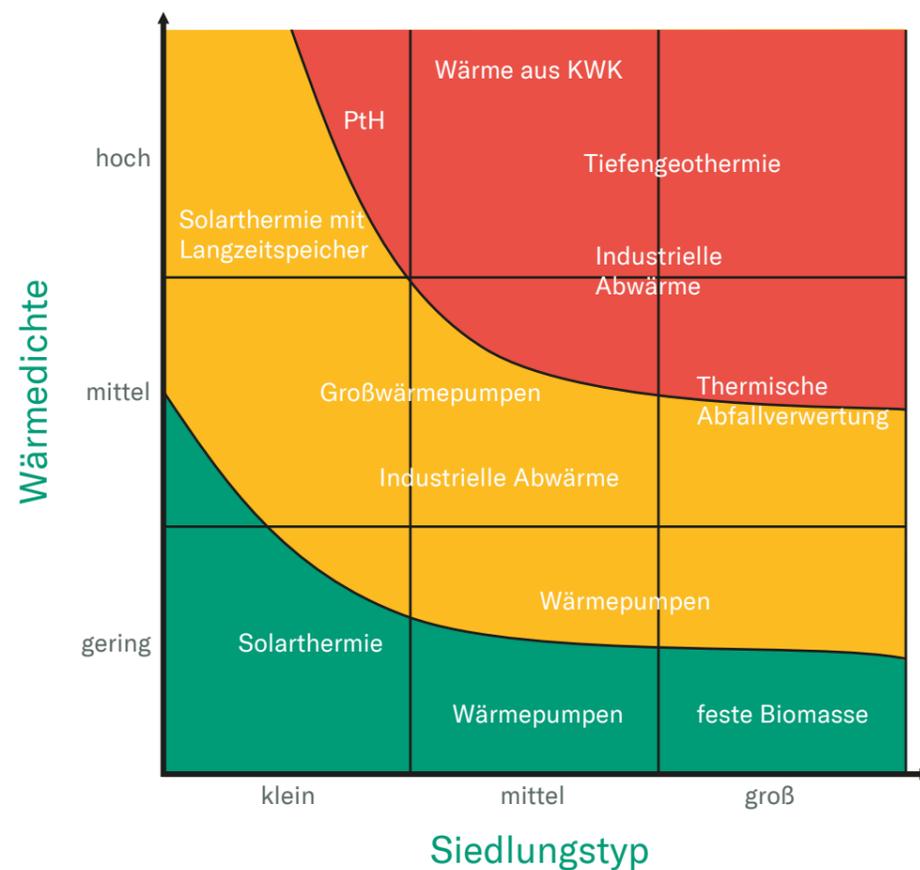
Anhand einer Matrix können die geeigneten Technologien für die verschiedenen wärmespezifischen Urbanitätsgrade aufgezeigt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass alle vorhandenen CO₂-armen Wärmeerzeugungstechnologien ihre Daseinsberechtigung haben und Vorteile aufweisen, die für eine dekarbonisierte Wärmeversorgung genutzt werden müssen. Abhängig vom wärmespezifischen Urbanitätsgrad muss allerdings die Einsatzmöglichkeit jeder Technologie geprüft und bewertet werden, denn es existiert keine allgemein gültige Lösung. Die lokalen Ressourcen wie Abwärme oder Abfallverwertung müssen optimal genutzt werden.

4.2.5 Exkurs – Gasnetze

Die innerhalb der Wärmezielscheibe getroffenen Überlegungen haben ebenso Auswirkungen auf die Gestaltung der Strom- und Gasversorgungsnetze. Vor diesem Hintergrund stellt sich insbesondere für Betreiber und Eigentümer von Gasverteilnetzen die Frage, welche Funktion die Netze auf lange Sicht einnehmen werden und welche wirtschaftlichen Effekte damit verbunden sind. Grundsätzlich kann die Gasinfrastruktur im Rahmen der Systemtransformation zukünftig eine wichtige Ergänzung zu den Erneuerbaren Energien darstellen. Dabei ist die Entwicklung der Gasverteilnetze insbesondere davon abhängig, inwieweit die bereits vorhandene Gasinfrastruktur zur Lösung der zunehmenden Flexibilitätsprobleme im Energiesystem beiträgt. Auch die sogenannten grünen Gase (Biogas, Biomethan, Wasserstoff oder synthetisches Methan) können bei der Veränderung des Energiesystems eine tragende Rolle spielen. Deren Nutzung muss zunächst in den Sektoren erfolgen, die aus technologischen Gründen auf die hohe Energiedichte des Brennstoffes angewiesen sind: Priorität werden zunächst die Sektoren Mobilität und Strombereitstellung haben, gefolgt von PtG-Anlagen für die Kopplung der Sektoren und Nutzung in KWK-Anlagen. Stehen Verantwortliche in Zukunft also vor der Entscheidung, ob und wie die Gasnetze ausgebaut werden sollen, muss dies insbesondere in Einklang mit der Fernwärmestrategie erfolgen. In den dicht besiedelten Gebieten wird es auf Dauer wirtschaftlich nicht möglich sein, eine doppelte Infrastruktur aufrechtzuerhalten.

46 Vorschläge zur Verbreitung von Erzeugungstechnologien in den verschiedenen wärmespezifischen Urbanitätsgraden⁶



■ dicht besiedelt
 ■ mittel besiedelt
 ■ dünn besiedelt

4.3 Wärmezielscheibe als Instrument zur Strategieentwicklung

Auf dem Wärmesektor lastet eine große Verantwortung zur Einhaltung der Klimaziele und zur Erreichung einer dekarbonisierten Energieversorgung. Die alleinige Effizienzsteigerung zur Einsparung der Primärenergie reicht nicht aus, um die CO₂-Ziele einzuhalten. Dennoch fehlen auf europäischer wie auch auf nationaler Ebene klare Vorgaben für den Ausbau und Einsatz von erneuerbaren und CO₂-armen Technologien in der Wärmeversorgung. Die Wärmezielscheibe zeigt, dass die dicht besiedelten Gebiete über eine leitungsgebundene Lösung versorgt werden müssen. Hier sind den Versorgern einerseits klare Ziele vorzugeben, andererseits müssen die Versorger von allen politischen Ebenen entsprechende Unterstützung erhalten. Für die Versorger muss eine hohe Investitionssicherheit geschaffen werden, um eine langfristig stabile Fernwärmeversorgung auf Basis CO₂-armer Ressourcen aufbauen zu können.

Die Wärmezielscheibe zeigt aber auch, dass die Entscheidung über die Art der Wärmeversorgung in großen Teilen in der Hand der Endverbraucher liegt, wenn nicht klare Vorgaben zum Einsatz von erneuerbaren und nachhaltigen Technologien benannt werden. Ohne Anreize oder entsprechende Regelungen entscheiden sich Verbraucher eher preisgetrieben und wählen die kostengünstigste, meist brennstoffkostenoptimierte Lösung, ohne den Hauptfokus auf die Nachhaltigkeit zu legen. Damit wird eine flächendeckende Transformation der Wärmeversorgung in dünn und mittel besiedelten Gebieten nicht im Sinne der CO₂-Reduktion optimiert. Ist die Investition in eine Versorgungsart getätigt, wird die Umstellung auf eine andere Technologie für mehrere Jahre unwahrscheinlich und für die Verbraucher wirtschaftlich unzumutbar.⁷ Dass klare Vorgaben zur Vermeidung fossiler Einzellösungen möglich sind, beweist unser Nachbarland Dänemark. Dort werden fossil-befeuerte Einzellösungen nicht mehr gestattet.⁸

4.3.1 Technologieoffenheit und Verantwortlichkeiten

Aus den bisherigen Überlegungen wird deutlich: Der Wärmemarkt ist zu heterogen, um pauschale und allgemein gültige Lösungen zu finden. Vielmehr muss überlegt werden, welche Instrumente für die jeweiligen Ringe der Wärmezielscheibe in Betracht kommen. Aus den Ergebnissen aus Abschnitt 4.2 folgt, dass sich die Politik nicht auf „eine“ Technologie stützen sollte und diese zum „Heilsbringer der Wärmewende“ erklären darf, sondern dass auf einen optimalen Technologiemix abzielen ist. Daher sollten die Anreize so geschaffen werden, dass jeweils die passenden Technologien für die vorhandene Struktur eingesetzt werden und sich die Technologien nicht gegenseitig kannibalisieren. So hat es beispielsweise weder wirtschaftlich noch ökologisch Sinn, Fernwärme in dünn besiedelten Gebieten einzusetzen. Weitläufige Bebauung und niedrige Wärmedichten verursachen hohe Wärmeverluste. Ein effizienter Ressourceneinsatz ist somit nicht gewährleistet. Anders herum sollten erneuerbare Einzellösungen nicht in Fernwärmeversorgungsgebieten eingesetzt werden. Dies würde zu einer Verdrängung der Fernwärme und zu einem Preisanstieg für die anderen Konsumenten führen. Zudem verlieren die Versorger Absatzsicherheiten, um langfristig in CO₂-arme Technologien investieren zu können. In den dicht besiedelten Gebieten sollten die Fernwärmeversorgungsunternehmen die Hoheit über die Entwicklung des Erzeugungsmixes bekommen und, in Abstimmung mit den Eigentümern, entsprechend geeignete Dach- bzw. Grundstücksflächen für Solar- oder Geothermie freigeben.

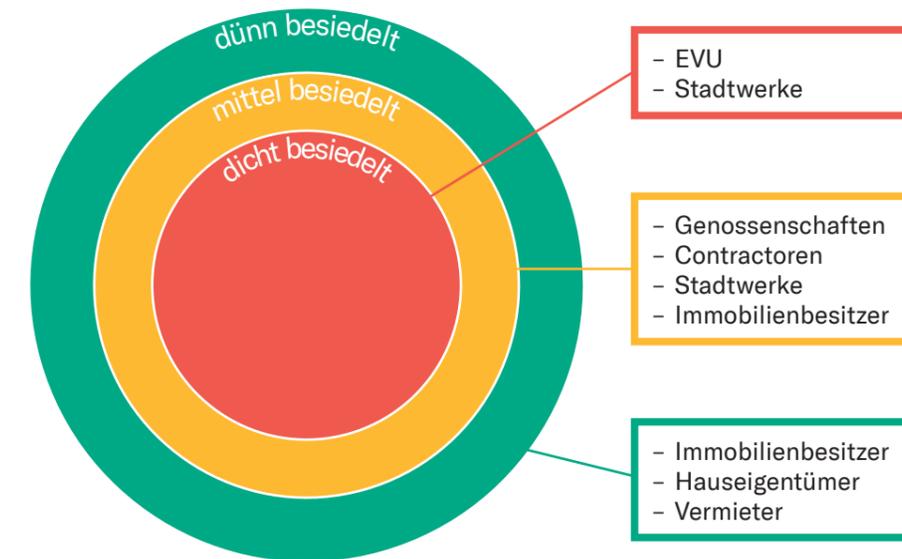
Es fehlen klare Vorgaben auf europäischer und nationaler Ebene zum Ausbau und Einsatz von erneuerbaren und CO₂-armen Technologien in der Wärmeversorgung.

Die Anreize müssen so geschaffen werden, dass die jeweils passenden Technologien für die vorhandene Struktur eingesetzt werden und sich die Technologien nicht gegenseitig kannibalisieren.

Daher müssen die politischen Instrumente klar auf die jeweiligen Ringe der Wärmezielscheibe zugeschnitten werden. Anders als in der Stromversorgung spielen die lokale Infrastruktur, die demografische Entwicklung sowie der lokale Energieatlas eine wesentliche Rolle. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die Wärmeversorgung immer eine Aufgabe der lokalen Akteure ist. Aus politischer Sicht ist daher zu überlegen, wer die Ansprechpartner der jeweiligen Bereiche sind. Diese Akteure müssen adressiert und öffentlich in die Pflicht genommen werden und Verantwortung übernehmen. Für eine erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende muss ein Anreizsystem konzipiert werden, das die richtigen Adressaten trifft. Abbildung 47 zeigt die Hauptakteure der jeweiligen Bereiche der Wärmezielscheibe auf.

47

Akteure der Wärmeversorgung aufgeteilt nach der Wärmezielscheibe⁹



⁹ Eigene Darstellung.

Die Betrachtung der Wärmezielscheibe zeigt deutlich, dass in dicht besiedelten Gebieten im Regelfall Energieversorgungsunternehmen und Stadtwerke die zentrale Wärmeversorgung stemmen. Für dicht besiedelte Inseln oder Quartiere interessieren sich auch Contractoren immer mehr. In dünn besiedelten Gebieten entscheidet meist der Immobilienbesitzer, Hauseigentümer oder Vermieter über die Art der objektbezogenen Versorgung. Die mittel besiedelten Gebiete sind – aufgrund ihrer „Sandwich-Position“ – der Markt, auf dem die meisten Akteure anzutreffen sind. Hier agieren sowohl Stadtwerke und kleine EVU wie beispielsweise Energiegenossenschaften als auch Contractoren und Immobilienbesitzer.

Die Evaluation der vorherigen Überlegungen liefert die folgenden Schlussfolgerungen:

- Versorger müssen beim Fernwärme-Aus- und Neubau sowie bei der Transformation der Erzeugung nachhaltig unterstützt werden.
- Für Konsumenten und Verbraucher mit dezentralen Lösungen müssen Anreize geboten oder Vorgaben gemacht werden, die den Zubau von fossilen Einzelerzeugungsanlagen erschweren. Insoweit ist festzuhalten, dass die in der EnEV bereits eingeführten Maßnahmen mittelfristig nicht weitreichend genug sind, um den dezentralen Markt vollständig zu dekarbonisieren.
- In mittel besiedelten Gebieten können die Stadtwerke vermehrt durch Energiegenossenschaften unterstützt werden, die auf lokaler Ebene agieren und zusammen mit den Bürgern Lösungen erarbeiten. Auch sind die lokalen Versorger gefragt, über die Erarbeitung von Quartiers- und Nahwärmelösungen neue Geschäftsfelder zu entwickeln und dadurch die wegbrechenden Ergebnisbeiträge aus dem Gasgeschäft zu ersetzen.

4.3.2 Die Wärmezielscheibe als Grundlage kommunaler Wärmenutzungskonzepte

Die Wärmezielscheibe dient aufgrund der anschaulichen und eingängigen Überlegungen auch als Grundlage für kommunale Wärmenutzungspläne. In Ländern wie Dänemark wurden diese bereits in den späten 70er-Jahren als verpflichtend eingeführt. Wärmenutzungspläne sollen genau das konkretisieren, was die Wärmezielscheibe auf übergeordneter Ebene aufzeigt: Der lokale wärmespezifische Urbanitätsgrad muss identifiziert werden und darauf basierend sind die Wärmebereitstellung und -verteilung auf Basis der örtlichen Gegebenheiten zu planen. Bei der Erstellung der kommunalen Wärmenutzungspläne werden Wärmequellen und Wärmesenken lokal ermittelt und die aktuellen sowie die zukünftigen Bedarfsdichten werden anhand der spezifischen demografischen Entwicklung aufgezeigt. Damit erfüllen sie eine Koordinationsfunktion: Der Wärmebedarf, der Flächenbedarf und die jeweiligen Akteure können ermittelt werden und das weitere lokale Vorgehen kann in ein schlüssiges Gesamtkonzept gegossen werden.¹⁰ Kommunale Wärmenutzungspläne dienen damit als Grundlage für konkrete Umsetzungsvorhaben und für die Identifikation von Schlüsselgebieten, d. h. von Gebieten mit dem höchsten Wärmebedarf, für die eine koordinierte Netzverdichtung oder der Neubau von Fernwärme angestrebt wird.

Weil jedoch keine Verbindlichkeit zur Erstellung dieser Pläne besteht, werden die möglichen und nötigen Handlungsimpulse zur einheitlichen Bearbeitung des Wärmemarktes oft nicht angestoßen. Oder genau das Gegenteil ist der Fall und es tritt ein blinder Aktionismus ein. Daher sei noch einmal auf das Thema Passung von Technologie und Verteilung zur jeweiligen Wärmebedarfsstruktur verwiesen (vgl. Abschnitt 4.2). Beides gilt es bei der Transformation des Wärmemarktes zu vermeiden. Ein durchdachtes zielgerichtetes Vorgehen auf lokaler Ebene ist nötig, um bundesweit von einer erfolgreichen Wärmewende sprechen zu können.

Versorger müssen beim Fernwärme-Aus- und Neubau sowie bei der Transformation der Erzeugung nachhaltig unterstützt werden.

Die Wärmezielscheibe dient als Grundlage für lokale Wärmenutzungspläne.

4.3.3 Priorisierungsstrategie

Um die Wärmewende schnellstmöglich umzusetzen, sind die Ministerien gefordert, den bürokratischen Aufwand bei der Gesetzgebung und Anreizgestaltung auf ein Minimum zu beschränken. Vielmehr müssen schnelle und effiziente Lösungen entwickelt werden. Ein rasches Handeln ist jetzt erforderlich, um die Weichen für die Erreichung der Klimaziele zu stellen. Denn die heute getroffenen Investitionsentscheidungen formen aufgrund ihrer Kapitalintensität nachhaltig die Wärmeezeugung und -versorgung von morgen.

Daher gilt es, zeitnah die Maßnahmen zu erarbeiten, die den größtmöglichen und effizientesten Effekt auf die Transformation zur dekarbonisierten Wärmeversorgung haben. Der Pfeil der Politik und Entscheidungsträger muss „ins Rote der Wärmezielscheibe“ treffen.

Um die dicht besiedelten Gebiete im gesamten Bundesgebiet schnellstmöglich zu identifizieren, können die Städte der Größe nach betrachtet und der gezielte Ausbau in den dicht besiedelten Gebieten vorangetrieben werden. Natürlich ist jede Kommune und Stadt für sich dazu angehalten, den dicht besiedelten Raum zu identifizieren und mit dem konsequenten Ausbau der Fernwärme zu starten.

Die kommunalen Energieversorger sind aufgrund ihrer guten Kenntnis der lokalen Gegebenheiten prädestiniert für die Umsetzung der Aufgaben, die im Zusammenhang mit der Transformation des Wärmemarktes anstehen, und haben sich derer bereits intensiv angenommen. Die Politik ist aufgerufen, Wege zu schaffen, um Versorgungsunternehmen und weiteren Akteuren langfristig Investitionssicherheit zu gewährleisten und den Aus- und Neubau der Fernwärme zu erleichtern. Beispielhaft wird die Bewertung der Nutzung industrieller Abwärme und von Tiefengeothermie als zentrale Bausteine der Wärmeversorgung in dicht besiedelten Gebieten herausgegriffen.

Umsetzungsvorschläge

Die primäre Prämisse bei der Versorgung von morgen muss sein, dass unvermeidbare Energie aus industriellen Prozessen so effizient wie möglich genutzt wird – keine nutzbare Energie darf künftig vergeudet werden! Vor allem die Nutzung von Abwärme ist aufgrund ihrer Verfügbarkeit bei geringer technischer Komplexität realistisch und verlässlich umsetzbar. In der Praxis scheitern solche Projekte aktuell vor allem an der unterschiedlichen Laufzeitvorstellung der Partner und der jeweiligen unternehmerischen Mentalität. Während die Energieversorger regelmäßig eine Laufzeit von 20 Jahren anstreben, um das für die Attraktivität der Fernwärme notwendige Preisniveau halten zu können, sind bei der überwiegenden Mehrzahl der potenziellen Anbieter von industrieller Abwärme Vertragslaufzeiten von über 3 bis 5 Jahren nicht darstellbar, weil in regelmäßigen Zyklen Standortentscheidungen auf dem Prüfstand stehen. Die Industriepartner müssen daher auf Sonderkündigungsrechte bestehen, die ein Vertragsende innerhalb von drei bis fünf Jahren ermöglichen. Bei einer derart kurzen Laufzeit ist allerdings weder die Finanzierung noch die Zustimmung der Gremien aufseiten der Wärmeabnehmer darstellbar. Auch die Gewinnung von elektrischer Energie aus industrieller Abwärme ist an vielen Stellen möglich, wird aber aufgrund gleicher Erwägungen nicht realisiert. In Deutschland ist in allen Bundesländern eine Vielzahl solcher Projekte in Vorbereitung oder bereits fertig geplant, allerdings scheitern sie häufig an dieser Hürde.

Es braucht Maßnahmen, die „ins Rote der Wärmezielscheibe“ treffen!

In der Praxis scheitern viele Abwärmeprojekte an unterschiedlichen Anforderungen an die Amortisationszeit.

Ein möglicher Lösungsansatz sieht wie folgt aus: Um für die Projektpartner der Wärmebereitstellung, Wärmeversorgung und Finanzierung die erforderliche Investitionssicherheit zu erreichen, ist ein auf diese Belange abgestimmtes Kreditprogramm denkbar. Über dieses Kreditprogramm sollen die notwendigen Investitionen in die Wärmeauskopplung und die Errichtung der notwendigen Infrastruktur finanzierbar werden. Aufgrund der umfangreichen Sonderkündigungsrechte sind die sonst üblichen Absicherungsmechanismen seitens der Banken nicht darstellbar. Das Förderprogramm dient daher gegenüber dem Fremdkapitalgeber als Absicherung des Darlehens, die zum Tragen kommt, falls die Zahlungen aus unvorhersehbaren Gründen vor Ablauf der Tilgungszeit ausfallen. Im Falle z. B. des Wegzugs des Industriepartners werden die ausfallenden Tilgungszahlungen aus Mitteln des Förderprogramms übernommen.

Die Nutzung der Tiefengeothermie wie etwa im Rahmen der kompletten Umstellung der Fernwärmeversorgung in München auf diese Energieform bis zum Jahr 2040 ist grundsätzlich bundesweit möglich. Bisher wurde die Tiefengeothermie im Stromsektor über Förderungen auf der Einnahmeseite forciert.¹² Die schleppende Entwicklung in diesem Markt zeigt, dass dies allein keinen ausreichenden Anreiz bietet. Aus Sicht der Investoren ist die Gesamthöhe des notwendigen Eigenkapitals in Verbindung mit dem langen Zeitraum zwischen Investition und ersten Rückflüssen das entscheidende Hindernis. Dies gilt umso mehr für den Wärmesektor, wo zusätzliche Risiken im Einnahmebereich hinzukommen. Das Potenzial für geothermische Wärmeprojekte in Deutschland ist erheblich.¹³ Wenn aber sowohl das EEG als auch das Marktanzreizprogramm (Fündigkeitsversicherungselement) zur Förderung von Wärmeprojekten ausscheiden, ist die Realisierung von Projekten zur Dekarbonisierung des Wärmesektors weiter gehemmt. Auch das wegweisende Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ fördert zwar einerseits die Geothermie als Bestandteil einer multivalenten Wärmeversorgung, stellt aber andererseits keine Finanzierung in den kritischen Projektphasen bereit.

Ein speziell auf die Belange der Tiefengeothermie abgestimmtes Kreditprogramm kann Abhilfe schaffen, indem die notwendigen Investitionen in die Errichtung der Infrastruktur darüber finanziert werden können. Aufgrund der jeweiligen projektspezifischen Risikostruktur und der in den meisten Teilen Deutschlands nicht verfügbaren privatwirtschaftlichen Absicherungsinstrumente sind sonst übliche Finanzierungsinstrumente nicht darstellbar. Das Förderprogramm kann die für die Erreichung der Projektfinanzierungsreife erforderlichen Darlehen bereitstellen, falls aus unvorhersehbaren Gründen vor Ablauf der Tilgungszeit die Zahlungen ausfallen. Stellt sich die erwartete Fündigkeit nicht ein oder geht sie während der Laufzeit zurück, werden die ausfallenden Raten über das Förderprogramm getilgt.

Für die Tiefengeothermie braucht es Fördermaßnahmen, die die erste Phase der Projektfinanzierung unterstützen.

Eine weitere zukunftsfähige Technologie, die einen Beitrag zur Wärmewende leisten kann, jedoch aufgrund der aktuellen Rechtslage bzw. fehlender Fördermaßnahmen nicht das volle Potenzial ausschöpft, ist Power-to-Heat. Da PtH bzw. generell PtX-Anlagen auf Strom angewiesen sind, hängt ihre ökonomische Effizienz maßgeblich von dessen Bezug und somit von der Höhe des Strompreises ab. So war beispielsweise der Einsatz von PtH-Anlagen mit Fremdstrombezug im Jahr 2014 erst ab einem Strompreis von -70 Euro/MWh wirtschaftlich sinnvoll.¹⁴ In Zeiten höherer Strompreise ist der wirtschaftliche Betrieb einer PtH-Anlage nur bei Bezugsoptionen möglich, die von einzelnen Strompreisbestandteilen befreit sind. Neben der Eigenversorgung besteht zum Beispiel auch die Möglichkeit, Strom aus Erneuerbaren Energien zu nutzen, der in bestimmten Netzsituationen nicht eingespeist werden kann. Für eine langfristige, ökonomisch sinnvolle Integration von PtX-Anlagen sollten künftige Privilegierungen eine Entlastung bestimmter Strompreisbestandteile bewirken. Die Bundesregierung und die zuständigen Behörden müssen zudem zeitnah Lösungen ausarbeiten, um die ökologische Ineffizienz der Erneuerbare-Energien-Abschaltung zur Netzsteuerung zu beenden.

Die vorgestellten Ideen stellen erste Anhaltspunkte für die Transformation des Wärmesektors dar, die zusammen mit den Entscheidungsträgern konkretisiert und ausgearbeitet werden müssen. Das Engagement zur Wärmewende muss bundesweit, aber auch lokal steigen. Die Wärmezielscheibe kann insoweit sowohl als Instrument einer Fokussierung und Priorisierung genutzt werden als auch aufzeigen, dass für eine erfolgreiche Wärmewende ein Instrumentenmix je Urbanitätsgrad notwendig ist. Über die Wärmezielscheibe sind alle Akteure im Wärmemarkt aufgerufen, die jeweils lokal bestmöglichen Maßnahmen zu erarbeiten. Die zu den einzelnen Ringen der Zielscheibe passenden Maßnahmen sind in klare politische Zielvorgaben einzubetten. Die Transformation des Wärmemarktes eröffnet nicht nur die Chance, die Pariser Klimaziele einzuhalten und die Dekarbonisierung zu stemmen, sondern ebnet gleichzeitig den Weg für lokale Wertschöpfung unabhängig von fossilen Brennstoffen und Importen.

Erforderlich für die langfristig sinnvolle Integration von PtX ist ein anreizoptimierter Umbau des Umlagensystems.

5. Die Wärmezielscheibe für Versorger

Aufgrund der lokalen Vernetzung und der Nähe zur Wärmeversorgung werden Stadtwerke eine tragende Rolle bei der Transformation des Wärmesektors einnehmen. Kenntnisse über die Gegebenheiten vor Ort sowie das Verständnis aus Jahrzehnten erfolgreicher Daseinsvorsorge reichen allerdings in der heutigen Zeit nicht mehr aus, um gegen den ständigen Druck von innen und außen zu bestehen. Stadtwerke bilden eine breite Facette an (Dienst-)Leistungen ab, die historisch von innen gewachsen, über Fusionen und Zusammenschlüsse formiert oder durch rechtliche bzw. technische Vorgaben entstanden sind. Die nun anstehenden Veränderungen fordern viel von den Entscheidungsträgern der Stadtwerke. In der kürzlich veröffentlichten 5-D-Studie („Die wegweisenden 5-D-imensionen der Energiewirtschaft“) von Rödl & Partner weisen 60 Prozent der Befragten aus kommunalen Energieversorgungsunternehmen dem Klimaschutz eine hohe oder sehr hohe Bedeutung zu. Weiterhin befürchten 45 Prozent, dass die Gassparte ein bedrohtes Geschäftsfeld ist. Dagegen werden die Fernwärmeversorgung und Wärmespeicher als Möglichkeit angesehen, langfristig CO₂-Emissionen einzusparen und das Geschäftsmodell zu diversifizieren.¹

Stadtwerke haben also den Zahn der Zeit erkannt, es fehlen allerdings genaue Umsetzungsstrategien. 77 Prozent der Befragten geben an, mittelfristig Investitionen in Erneuerbare Energien zu planen. Besonders beliebt sind neben Fernwärme und Wärmespeichern vor allem Sektorkopplungstechnologien – PtH, PtG und PtL. Genaue Umsetzungskonzepte sind allerdings eher selten zu finden. Teilweise ist dies der Tatsache geschuldet, dass es auf Regierungsebene in Deutschland zwar einen groben Klimaschutzplan bezüglich Wärme gibt, dass aber weder klare bundesweite noch Vorgaben für die lokale oder kommunale Ausgestaltung vorliegen. Ebenso sind Städte und Gemeinden nicht verpflichtet, zukunftsfähige Entwicklungspläne vorzulegen, sodass die Stadtwerke in der Umsetzung wenig Unterstützung erhalten.²

Auch wenn die zentralen national und international beschlossenen Ziele auf das Jahr 2050 ausgerichtet sind, ist es für die Zielerreichung alternativlos, die dafür notwendigen Investitionen hinsichtlich CO₂-Einsparungen und Effizienzsteigerungen bereits heute anzustoßen, vorzubereiten und zu planen oder sogar zu installieren und erfolgreich in Betrieb zu nehmen. Damit in 2050 eine effiziente, ökonomische und dekarbonisierte Wärmeversorgung besteht, sind bereits in den nächsten Jahren die wegweisenden Investitionen anzugehen, um frühzeitig eine belastbare Strategie für die Umsetzung festzulegen und die Weichen für einen wirtschaftlichen Betrieb stellen zu können.

Die Umsetzung der Wärmewende ist Aufgabe der Energiewirtschaft.

Aufgrund des langen Zeithorizontes und der Chancen und Risiken von innen und außen ist es unerlässlich, strukturiert und mit einem gründlichen Projektmanagement in die Transformation zu starten. Eine Möglichkeit dazu bietet die Analyse der Geschäftszweige heute und in Zukunft anhand des „Masterplans Stadtwerke“.³ Dabei werden die Stärken und Schwächen der einzelnen Stadtwerke untersucht und unter Berücksichtigung möglicher Veränderungen Visionen für die Zukunft erstellt und eine Umsetzungsstrategie entwickelt. Bei diesen Überlegungen darf es keine Denkverbote geben, vielmehr müssen Gesellschafter und Geschäftsführer gemeinsam an einem Strang ziehen. Es geht folglich darum, das Gesamtoptimum zu identifizieren. Entscheidungsträger dürfen dabei auch nicht vor der Entscheidung zurückschrecken, unrentable Geschäftszweige zu terminieren oder umzugestalten und darauf aufbauend Diversifizierungsstrategien zu entwickeln. Innovationsbereitschaft gepaart mit durchdachter und fundierter Planung ermöglicht mittel- und langfristigen Erfolg – rechtzeitig gesäte Veränderung kann langfristig nachhaltig geerntet werden.

Die Wärmezielscheibe stellt ein praktisches Instrument dar, das herangezogen werden kann, um die Grundsätze dafür festzulegen, wie der Transformationsprozess der Wärmewende erfolgreich zu meistern ist. Alle Akteure auf dem Wärmemarkt – Politik, Unternehmen, Versorger, Investoren – können die für sie relevanten Informationen extrahieren und Geschäftsmodelle anpassen bzw. ausbauen. Die Wärmezielscheibe bildet das Bindeglied zwischen Idee, Masterplan und Umsetzung. Nachfolgend wird in Abschnitt 5.1 dargestellt welche Rolle die Wärmezielscheibe beim Transformationsprozess von Stadtwerken einnimmt. Im Inneren der Wärmezielscheibe, den dicht besiedelten Gebieten, muss, wie in Abschnitt 4.2.1 gezeigt, verstärkt auf die Fernwärmeversorgung gesetzt werden, die den Schwerpunkt der folgenden Abschnitte bildet. Abschnitt 5.2 widmet sich den grundlegenden Parametern der Wirtschaftlichkeit und des Projektmanagements von Fernwärmeprojekten. Bei jeder strategischen Entscheidung ist heute das Thema Digitalisierung zu berücksichtigen. Die Nutzungsmöglichkeiten bei Erzeugung, Netzbetrieb und aufseiten des Verbrauchers werden in Abschnitt 5.3 beleuchtet.

Die Wärmezielscheibe zeigt den optimalen Umsetzungsweg hin zu einer CO₂-freien Wärme- und Kälteversorgung auf.

5.1 Wärmezielscheibe als Teil der Transformationsstrategie

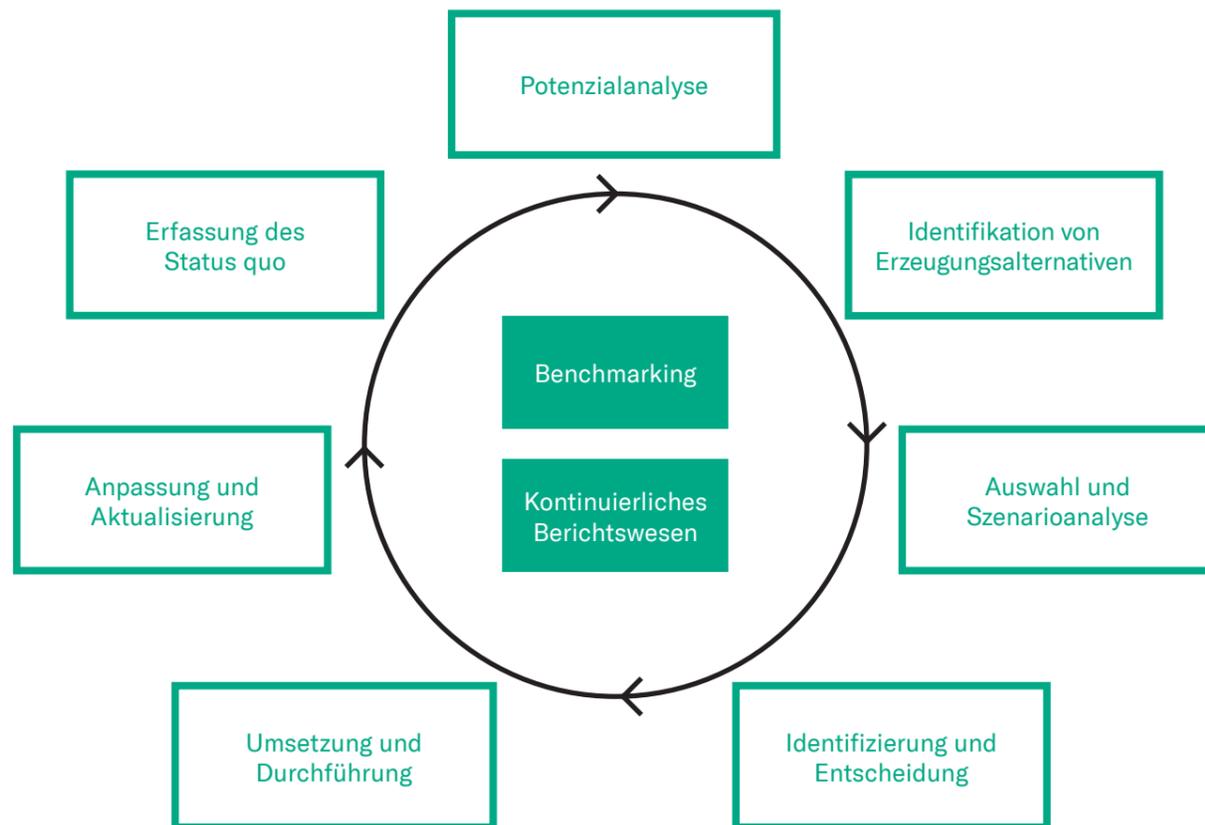
Die Wärmezielscheibe kann einen wichtigen Part in der Transformationsstrategie eines Energieversorgers einnehmen. Sie ersetzt nicht die ganzheitliche Aufstellung eines Masterplans, deckt allerdings den Teilbereich der Wärmeversorgung ab. Der nachfolgende Prozess zur Erstellung, Bewertung, Nutzung und kontinuierlichen Kontrolle und Weiterentwicklung der Wärmezielscheibe besteht aus 9 Schritten, die einen fortlaufenden Prozess bilden (siehe Abbildung 48).

Im ersten Schritt wird die Wärmezielscheibe des vorliegenden Versorgungsgebietes aufgestellt. Die Schritte zwei und drei dienen der Analyse der identifizierten Urbanitätsgrade und der zur Verfügung stehenden Technologien. Im vierten Schritt erfolgt die Technologiezuordnung, deren Umsetzung im fünften Schritt beschlossen werden kann. Der sechste Schritt beinhaltet die Durchführung und Fertigstellung der ausgewählten Alternativen. Aufgrund der dadurch hervorgerufenen Änderungen muss auch eine kontinuierliche Anpassung der vorhergegangenen Analysen erfolgen. Dazu steht im siebten Schritt zunächst die Anpassung von IT, Personal und Preissystem an. Der achte Schritt bietet mit der Teilnahme am Benchmarking die Möglichkeit eines ganzheitlichen Kennzahlenvergleichs mit anderen Versorgern. Der neunte Schritt beinhaltet letztlich die Pflege eines Managementinformationssystems, das Indikatoren für kurz-, mittel- und langfristige Entwicklungen enthält.

In der langfristigen Betrachtung bilden die Schritte acht und neun prozessübergreifende Maßnahmen ab, die in die Mitte des Prozessflusses einsortiert werden. Das Berichtssystem wie auch der Kennzahlenvergleich interagieren mit mehreren Teilschritten gleichzeitig und stellen somit das Monitoring dar.

Schrittweise Planung und Umsetzung mit Hilfe einer Transformationsstrategie.

48 Prozessdiagramm Transformationsstrategie Versorger⁴



1. Erfassung des Status quo

Zunächst bedarf es der Feststellung der aktuellen Versorgungssituation, des jetzigen und zukünftigen Nutzenergiebedarfs in Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie der aktuellen Erzeugungsstruktur. Die Wärmezielscheibe hilft dabei, die Gebiete in sinnvolle Cluster aufzuteilen. Dabei sollten technische und wirtschaftliche Faktoren berücksichtigt werden:

- Netzalter nach Abschnitten und Versorgungsgebieten
- Anschlussdichte sowie Bevölkerungs- und Wärmeabnahmedichte
- Verbrauch der verschiedenen Brennstoffe
- vereinnahmte und beantragte Fördermittel
- Vorhandensein und Vermarktung von Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen

Die Analyse kann beispielsweise anhand von eigenen Daten, Erhebungen durch beauftragte Fachfirmen, Recherchen im digitalen Wärmeatlas sowie bei einer bestehenden Fernwärmeversorgung im Rahmen von umfassenden Kennzahlenvergleichen (Benchmarking) vorgenommen werden. Darüber hinaus bedarf es einer Konkurrenzanalyse der Gasnetze und weiterer regionaler und überregionaler Wärmeanbieter.

2. Potenzialanalyse

Im zweiten Schritt erfolgt die Analyse der zukünftigen Entwicklung. Wichtige Faktoren sind dabei:

- demografische Entwicklung
- Planung der städtischen Entwicklung (Gewerbegebiete, Neubaugebiete)
- konjunkturelle Entwicklungen und ihre Auswirkungen auf ansässige Firmen

Im Anschluss können mögliche Maßnahmen und ihre Potenziale aufgezeigt werden:

- Netzverdichtung
- Netzerweiterung
- Netzneubau
- Umstellung Gasversorgung auf Fernwärme
- Vor- und Rücklauf Temperaturabsenkung
- Dampfnetz zu Warmwassernetz o. Ä.

3. Identifikation von Erzeugungsalternativen

Anschließend erfolgt eine sinnvolle Vorauswahl von Erzeugungsalternativen anhand der vorhandenen Wärmedichte, des Wärmebedarfs, der Flächenverfügbarkeit und weiterer Ergebnisse aus der Potenzialanalyse. Dazu sollten die Überlegungen aus Kapitel 3 einbezogen werden. Die 9-Felder Tafel (Abbildung 11) hilft dabei, eine qualitative Vorauswahl zu erstellen.

4. Auswahl und Szenarioanalyse

Nach Feststellung des Status quo und des Potenzials sowie nach der Identifikation möglicher Energiequellen können Versorgungsalternativen entwickelt und bewertet werden. Mögliche Schwachstellen sind den Vorteilen gegenüberzustellen. Neben qualitativen Überlegungen (vorhandene Freiflächen, politische Meinungen usw.) müssen quantitative Methoden zum wirtschaftlichen Vergleich herangezogen werden. Gängige Verfahren sind dynamische Cashflow-Modelle oder die Kapitalwertmethode. In diesem Stadium ist es notwendig, die verfügbaren Fördermittel (siehe Abschnitt 5.2.4) zu analysieren und deren Einsatz detailliert zu simulieren.

5. Identifizierung und Entscheidung

Im nächsten Schritt müssen die Ergebnisse der Potenzialanalyse ausgewertet und eine Entscheidung getroffen werden. Fördermittelanträge sind vorzubereiten und einzureichen. Projektpartner müssen gefunden, Aufträge ausgeschrieben und Verträge unterzeichnet werden. Weiterhin müssen Zeitpläne erstellt und die Projektierung angestoßen werden. Schließlich ist die Finanzierung zu klären und eine detaillierte Budgetplanung auszuarbeiten.

6. Umsetzung und Durchführung

Die Umsetzung muss anhand des festgelegten Zeit- und Maßnahmenplans erfolgen. Die Finanzierung und die Überwachung der Liquidität sind dabei zentrale Aufgaben. Der Zeitplan muss mit Unterstützung von erfahrenen und unabhängigen Projektmanagern stetig mit dem klaren Fokus auf die Investoreninteressen fortgeschrieben und ggf. unter Einbeziehung der Stakeholder weiterentwickelt werden. Durch die Überwachung anhand von Meilensteinen und Zwischenzielen kann der Grad der Zielerreichung regelmäßig überprüft werden.

7. Anpassung und Aktualisierung

Durch einen Netzausbau oder eine Erweiterung des bestehenden Netzes wächst nicht nur die Infrastruktur, sondern auch die entsprechend notwendige Organisation. Die frühzeitige Anpassung von IT, Personal und Prozessen ist unabdingbar für einen erfolgreichen Betrieb. Weiterhin müssen Preisstrukturen und Preisgleitformeln angepasst werden, damit die investiven Eingriffe langfristig über zeitgemäß berechnete Wärmepreise erwirtschaftet werden können.

8. Benchmarking

Nach Abschluss aller Maßnahmen ist es wichtig, die neuen Versorgungsparameter festzuhalten. Dazu können Kennzahlen bestimmt werden, die bei der langfristigen Steuerung und Planung Verwendung finden. Außerdem sollte nach der Umsetzung eine Überprüfung und ggf. Anpassung der getätigten Prämissen erfolgen. Weitere Einflussfaktoren wie demografischer Wandel und sozioökonomische Parameter müssen in festgelegten regelmäßigen Zeitabständen neu bewertet werden und so eine neue Potenzialanalyse geschaffen werden. Um Verbesserungspotenziale aufzuzeigen und etwaige Fehlentwicklungen im Vergleich zu anderen Versorgern zu identifizieren, ist die regelmäßige Teilnahme an externen Kennzahlenvergleichen (Benchmarking) erforderlich.

9. Kontinuierliches Berichtswesen und Managementinformationssystem

Die Ergebnisse der regelmäßigen Analyse müssen in Form von einheitlichen Berichten für die Entscheidungsträger aufbereitet und mögliche Handlungsbedarfe müssen aufgezeigt werden. Weitere Teilbereiche sind die Validierung, die Qualitätskontrolle sowie die stetige Kontrolle der Netzparameter und der Wirtschaftlichkeit.

5.2 Umsetzung von Fernwärmeprojekten

Neben den technischen, politischen, ökologischen und sozioökonomischen Parametern stellt die Wirtschaftlichkeit der vorgestellten Ansätze und Lösungen im Regelfall den zentralen Aspekt für die Realisierung von Innovationen und den damit verbundenen Investitionen dar. Langfristig werden sich im Rahmen der Wärmewende nur Konzepte durchsetzen, die eine wirtschaftliche Umsetzung ermöglichen. Dieses Kapitel geht deshalb darauf ein, wovon die Wirtschaftlichkeit der Wärmenetze abhängt, wie sie gemessen wird und welche Optionen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit vorhanden sind.

5.2.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Ein wichtiges Merkmal der leitungsgebundenen Wärmeversorgung ist der anfänglich hohe Kapitalbedarf aufgrund der Investitionen in die Netzinfrastruktur. Wie auch bei anderen Infrastrukturprojekten ist der Ausbau der Fernwärmeversorgung eine strategische Entscheidung mit langfristigen Folgen. Die Kosten für die Verlegung von Fernwärmeleitungen können erheblich schwanken und sind stark von der Bodenbeschaffenheit und der infrastrukturellen Lage abhängig. Dennoch muss auch im günstigsten Fall mit Verlegungskosten von ca. 500 Euro je Trassenmeter Transportleitung im erschlossenen Gebiet gerechnet werden.⁵ Den hohen Kapitalkosten der Fernwärmenetze stehen allerdings die vergleichsweise langen Nutzungsdauern gegenüber. Neuere Netze sind wartungsarm und verursachen wenig laufende Kosten. Es können Nutzungsdauern von 40 Jahren und mehr erreicht werden, bevor in die Erneuerung der Netze investiert werden muss.

Vor der Entscheidungsfindung muss sichergestellt sein, dass der Ausbau der Fernwärmenetze langfristig einen positiven Beitrag für das Versorgungsunternehmen leistet. Je höher die Anschlussleistungen und Abnahmemengen pro verlegten Meter Fernwärmetrasse sind, desto besser verteilen sich die anfänglich hohen Kapitalkosten auf die abgesetzte Wärmemenge. Die Netzverluste werden bei steigenden Absatzzahlen proportional gesehen geringer und aufgrund der geringeren Gleichzeitigkeit bei steigender Abnahme sinkt die zu erbringende Erzeugungslleistung. Sind diese Parameter analysiert, zeigt sich im konkreten Beispiel, ob eine ausreichend hohe Wärmedichte erzielt werden kann und der Fernwärmeausbau im dicht oder mittel besiedelten Gebiet eine ökonomisch und ökologisch sinnvolle Wärmeversorgungslösung darstellt.

Für dünn besiedelte Gebiete werden verstärkt Einzel- oder Quartierslösungen entwickelt, die neben der effizienten Wärmebereitstellung auch innovative Stromversorgungs- und Verkehrskonzepte sowie Kältebereitstellung in den Sommermonaten in ein Gesamtkonzept mit innovativen Technologien einbinden. Auch insoweit entstehen neue Betätigungsfelder für die kommunalen Versorger.

Aufgrund des kapitalintensiven Charakters der Fernwärme lohnt sich der Einsatz dann, wenn das Netz gut ausgelastet und richtig dimensioniert ist.

5.2.2 Ermittlung der Wärmepreishöhe

Die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen lässt sich entweder statisch oder dynamisch analysieren. Für die statische Feststellung der Wirtschaftlichkeit sind der Jahresabschluss des Fernwärmeversorgungsunternehmens sowie die daraus ableitbaren betriebswirtschaftlichen Kennzahlen relevant. Die Betrachtung eines einzelnen Wirtschaftsjahres lässt jedoch keine Aussage über die Zukunftsfähigkeit oder den langfristigen Erfolg der Fernwärmeversorgung zu. So können in der statischen Betrachtung einer Wirtschaftsperiode beispielsweise Sondereffekte wie Sonderabschreibungen oder ein unvorhergesehener Wartungsfall das Jahresergebnis negativ beeinflussen, obwohl die Fernwärmeversorgung eigentlich eine solide Wirtschaftlichkeit aufweist. Andererseits kann das Jahresergebnis positiv ausfallen, die Liquidität des Fernwärmeversorgers aufgrund von hohen Investitionen jedoch gefährdet sein.

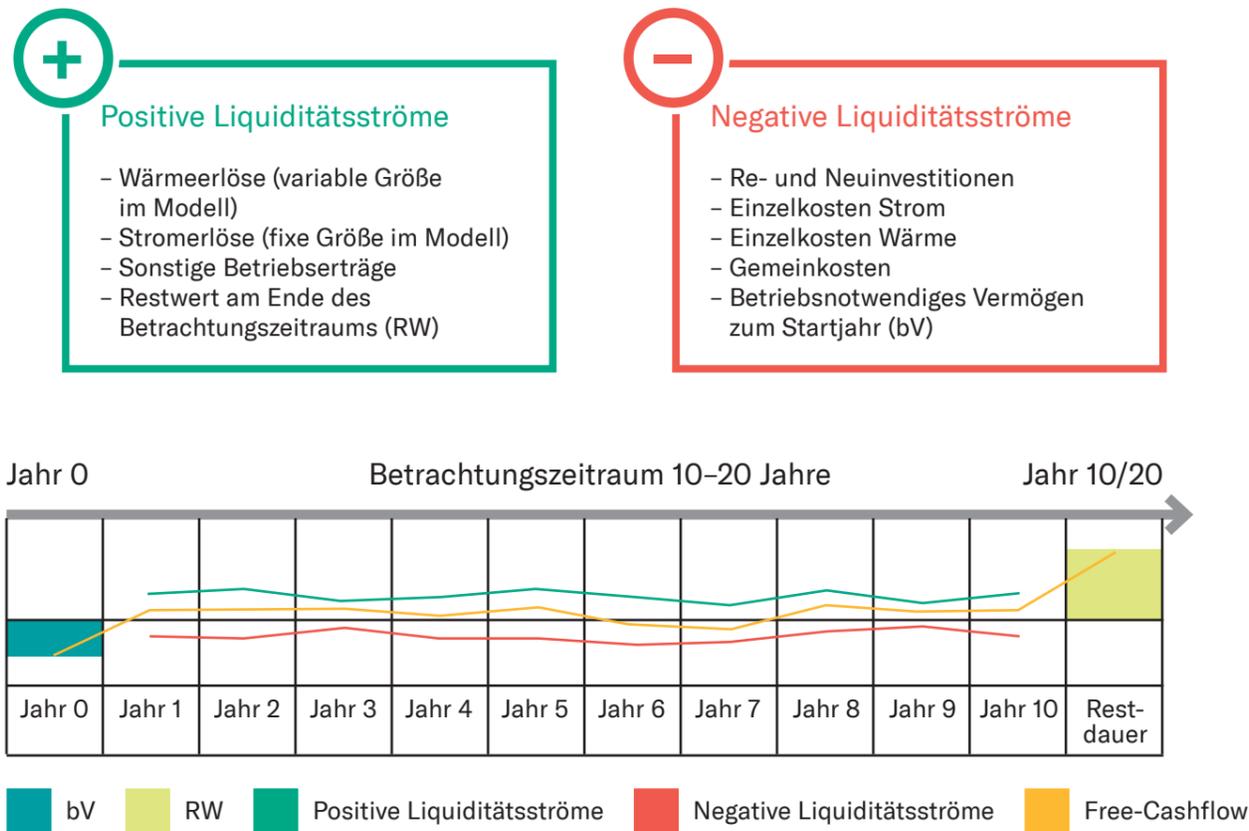
Im Gegensatz zu Gas- und Stromsektor hat der Gesetzgeber den Markt für Fernwärme nicht reguliert. Eine Trennung von Netz und Vertrieb ist bei Fernwärme weder aus betrieblichen noch aus Gründen der Steigerung des Wettbewerbs notwendig. Aus diesem Grund kann bei der Kalkulation des Endkundenpreises auch die Investition in das langfristige Wirtschaftsgut Fernwärmenetz Berücksichtigung finden. Weiterhin entstehen nennenswerte fixe Kosten durch den Bau der Erzeugungsanlagen und die Vorhaltung entsprechenden Personals für Betrieb und Unterhalt der Erzeugungs- und Verteilungsanlagen.

Bei der Betrachtung der bestehenden Systeme wird deutlich, dass die Wärmeverteilungs- und -erzeugungsstrukturen immer komplexer werden. Dies liegt zum einen an den über Jahrzehnte individuell entstandenen Infrastrukturen der Versorgungsunternehmen, zum anderen spielen die technische und wirtschaftliche Optimierung im Bereich der Fernwärme und die Transformation der Wärmenetze, beispielsweise durch den Einsatz von Speichern, Erneuerbaren Energien, PtH (und damit verbunden die Nutzung und Vermarktung von Regelenergie) oder unterschiedlichen Temperaturniveaus beim Rücklauf eine große Rolle. Bei der Wärmepreisberechnung und der Gestaltung von Wärmepreissystemen und Preisgleitformeln müssen daher sowohl der aktuelle Stand als auch die langfristige Entwicklung berücksichtigt werden.

Dies sollte im Idealfall über sogenannte **dynamische Modelle** abgebildet werden, die sich der Methoden der dynamischen Investitionsrechnung bedienen. Das „Discounted-Cashflow-Modell“ oder die Ermittlung des „internen Zinsfußes“ stellen in diesem Fall geeignete Instrumente zur Ermittlung der Wärmepreise dar. Diese basieren auf einem langfristigen Wirtschaftsplan, der künftige Investitionen sowie absehbare Kosten- und Erlösveränderungen berücksichtigt. Der so nach Einbezug der Renditeerwartung iterativ ermittelte Wärmemischpreis ist somit zukunftsfähig und berücksichtigt die individuellen Bedingungen des Fernwärmeversorgers. Der für die bestehenden Anlagen notwendige Kapitaldienst kann über das betriebsnotwendige Vermögen abgebildet werden. Am Ende des Betrachtungszeitraums ist gegebenenfalls ein Restwert zu berücksichtigen. Ein exemplarischer Beispiel ist in Abbildung 50 dargestellt.

Dynamische Bewertungsverfahren stellen den Stand der Technik zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit dar und sind stabil gegenüber Einperiodeneffekten.

49 Beispielhafte Darstellung des Free-Cashflows bei Kraft-Wärme-Kopplung⁶



Spätestens seit Abschluss der Sektorenuntersuchung durch das Bundeskartellamt im Jahr 2012 und den zunehmenden Untersuchungen der Landeskartellbehörden wird deutlich, dass neben der tatsächlichen Kosten- und Erlössituation bei den Fernwärmepreisen auch die Situation auf dem Vergleichsmarkt begründbar sein muss. So werden bei kartellrechtlichen Verfahren und in Verbraucherschutzmotivierten Veröffentlichungen häufig die Preise der Fernwärmeversorger anhand von standardisierten Verbrauchsfällen verglichen. Durch eine dem aktuellen Stand der rechtlichen Vorgaben und wirtschaftswissenschaftlichen Methoden entsprechende Kalkulation kann das tatsächliche Ergebnis der Sparte auf Basis von neutralen Standards und in Anlehnung an rechtlich belastbare Vorgehensweisen aus vergleichbaren Sachverhalten berechnet und damit die Angemessenheit des Ergebnisses der Fernwärmesparte nachgewiesen werden.

Die langjährige Erfahrung von Rödl & Partner in der Fernwärmepreisberechnung zeigt, dass es trotz hoher Komplexität dennoch anhand einer Fülle von Gestaltungsspielräumen in fast allen Fällen möglich ist, zukunftsichere Fernwärmepreise und Preisgleitformeln zu bilden.

Um zukünftig ungeplante Unter- oder Überdeckungen im Unternehmen zu vermeiden, wird neben dem Status quo und den vorliegenden aktuellen Zahlen der Fernwärmesparte auch stets in die Zukunft geblickt: Alle Planungen, die die Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinflussen, müssen genauestens und in Zusammenarbeit mit internen und externen Experten analysiert werden. Die Betrachtung eines Zeitraums mit dynamischen Kostenstrukturen ermöglicht es, geplante Änderungen, beispielsweise Effizienzmaßnahmen ab einem bestimmten Jahr oder Investitionen in neue oder bestehende Anlagen, in der Preisberechnung genau zu betrachten und zu bewerten.

Grundsätzlich werden die für die Fernwärmeversorgung anfallenden Kosten aus Sicht der Kostenrechnung in fixe und variable Kosten unterteilt. Dabei finden sich idealerweise die variablen Kosten im Arbeitspreis und die fixen Kosten im Grundpreis wieder. Um das zu den Kosten passende Verhältnis von Arbeits- und Grundpreis zu ermitteln, muss eine kostenorientierte Fernwärmepreiskalkulation stattfinden. Denn nur auf dieser Basis ist es möglich, Mengen- und Preisrisiken ausreichend in der Gestaltung eines Fernwärmepreissystems zu berücksichtigen. Dazu erhöhen die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Gestaltung von Preisgleitformeln den Komplexitätsgrad der betriebswirtschaftlichen Kalkulation. Ein korrekt berechnetes Preissystem hilft dem Versorgungsunternehmen allerdings, den zukünftigen witterungs- und marktspezifischen Herausforderungen zu begegnen, ohne die Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden. Gleichzeitig kann ein den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen entsprechendes Preissystem inklusive Preisgleitklauseln eingeführt werden. In der Fernwärme sind Versorgungsverträge mit einer Erstlaufzeit von bis zu 10 Jahren rechtlich zulässig und auch üblich.

In den letzten Jahren wurde eine Reihe von weitreichenden Gerichtsurteilen im Hinblick auf die Wirksamkeit von Preisanpassungsregelungen in der Fernwärme gefällt. Daraus ergibt sich, dass größte Sorgfalt und Umsicht bei der Gestaltung von Preisgleitklauseln erforderlich sind. Insbesondere sollte eine Preisgleitklausel möglichst lange geeignet sein, die geforderte Kostenorientierung zu gewährleisten. Fernwärmeversorgungsunternehmen sind gehalten, ihre Preisgleitformeln regelmäßig anhand der tatsächlichen Kostenstruktur und der aktuell vorherrschenden Rahmenbedingungen zu überprüfen und maßgebliche Änderungen sofort weiterzugeben. Dies betrifft nicht nur Kostenänderungen im eigenen Unternehmen wie z. B. bei der Umstellung des Brennstoffeinsatzes, sondern auch Umstellungen von außen wie z. B. bei Änderungen aufseiten des Statistischen Bundesamtes.

Anhand der Planung des Wärmeabsatzes können die Herausforderungen einer zeitgemäßen Preisberechnung beispielhaft dargestellt werden. Den Wärmeabsatz in der Zukunft bedingen nicht nur meteorologische, sondern auch demografische Entwicklungen vor Ort sowie langfristige Effizienzmaßnahmen bei den Bestandskunden. Die Planungsannahmen werden im Rahmen der Kalkulation mit den zugrunde liegenden Argumentationen dokumentiert, damit auch nach Abschluss der Berechnung und Einführung der neuen Preise die Berechnungsgrundlage gut nachvollziehbar ist und die Annahmen bei Bedarf nachgewiesen werden können. Die Dokumentation kann so Grundlage für jegliche Diskussion über die Fernwärmepreise und die Preisgleitklauseln nach innen und nach außen sein und bei etwaigen rechtlichen Auseinandersetzungen den tatsächlich vorhandenen Spielraum aufzeigen. Zudem kann sie zum internen Soll-Ist-Vergleich herangezogen werden und stellt damit die Grundlage für interne Steuerungssysteme dar.

Die korrekte Berechnung eines Preissystems kann komplex sein, hilft aber, witterungs- und marktspezifischen Herausforderungen langfristig zu begegnen.

Die Dokumentation der Planungsprämissen und Berechnungsgrundlagen dient sowohl rechtlichen Auseinandersetzungen als auch dem unternehmensinternen Soll-Ist-Vergleich.

5.2.3 Herleitung der Preisgleitformel

Abbildung 50 veranschaulicht das Vorgehen zur Ermittlung von Preisgleitformeln. Sobald die zu erzielenden Erlöse anhand der Businessplanung abgeleitet sind, müssen die Selbstkosten der Wärme ermittelt werden. Dabei ist insbesondere bei KWK-Anlagen darauf zu achten, dass die mit der Stromerzeugung und -verteilung verbundenen Kosten nicht Eingang in die Berechnung der Wärmepreisgleitformeln finden.⁷ Die Auswahl des richtigen Verteilungsschlüssels ist unternehmensindividuell mit großer Sorgfalt vorzunehmen und zu dokumentieren.

50

Schematische Darstellung zur Ermittlung von Preisgleitformeln⁸

Erlöse	Selbstkosten	Wärmekosten	Kostenstruktur	Kostenarten	Indexwahl
Zu erzielende Erlöse lt. Businessplanung	Gewinn	Gewinn	Gewinn	Gewinn	Fixum
	Selbstkosten	Wärmekosten	verbrauchs-unabhängige Kosten (fix)	Investitionsgüter	Investitionsgüter (IG)
				Personal	Personal (L)
				Sonstige	Fixum
			verbrauchs-abhängige Kosten (variabel)	Strom	Strom (St)
				Erdgas	Erdgas (G)
				Biomasse	Biomasse (B)
	Stromkosten	↓	↓	Preisgleitformel	
		Arbeitspreis/ Grundpreis			

Nachdem die entsprechenden Analysen abgeschlossen sind und alle Kosten der Fernwärme im Betrachtungszeitraum vorliegen, können diese nach ihrem jeweiligen Charakter in verbrauchsabhängige und verbrauchsunabhängige Kosten aufgeteilt werden. Für die Aufteilung können buchhalterische, statistische und analytische Verfahren angewendet werden. Der Arbeitspreis (AP) deckt verbrauchsabhängige Kosten wie zum Beispiel Brennstoff- und Betriebsstromkosten sowie entsprechende mengenabhängige Kosten für Wartung und Instandhaltung. Der Grundpreis (GP) hingegen dient der Deckung von verbrauchsunabhängigen Kosten, wie sie z. B. für Kapitalkosten, Reinvestitionen, Versicherungen oder fixe Personalkosten anfallen.

Die Aufteilung in fixe und variable Kosten und die Zuordnung zum Arbeits- oder Grundpreis ist jedoch nur der erste Schritt. Darüber hinaus wird aufgrund der langen Laufzeiten der Fernwärmeverträge eine belastbare Preisgleitformel benötigt. Die aus der Preiskalkulation vorhandene Datenbasis kann dazu genutzt werden, die Preisgleitformel an die tatsächliche Kostenentwicklung zu koppeln und damit das Risiko einer angreifbaren Preisgleitformel zu minimieren. In einem weiteren Schritt findet also eine Einteilung in typische und durch Indizes darstellbare Kostengruppen (z. B. Erdgas, Kohle, Biomasse, Lohn, Investitionsgüter etc.) statt. Aufbauend auf dieser Aufteilung kann später die Indexzuordnung der Preisgleitformelbestandteile stattfinden.

Gemäß der AVBFernwärmeV muss die Preisgleitformel neben den Verhältnissen auf dem Wärmemarkt vor allem die tatsächliche Zusammensetzung der Kosten bei der Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme berücksichtigen. Da sich die Kosten über die zehnjährige Vertragslaufzeit aus den unterschiedlichsten Gründen verändern können, muss eine Formelzusammensetzung gefunden werden, die die geplante Kostenzusammensetzung in jedem Jahr in einem angemessenen Schwankungsbereich (ca. +/- 10 Prozent) abbildet.

Die Preiskalkulation dient als Grundlage zur Ermittlung einer robusten Preisgleitformel, die an die tatsächliche Kostenentwicklung gekoppelt ist und damit das Risiko einer angreifbaren Preisgleitformel minimiert.

5.2.4 Fördermittel

Um den Zuwachs der Erneuerbaren Energien entlang des Ausbaupfades voranzutreiben und die Wirtschaftlichkeit der Projekte zu gewährleisten, sind derzeit oftmals finanzielle Unterstützungen notwendig. Bedingt durch hohe Anfangsinvestitionen reicht die alleinige Förderung des Produktes Strom gemäß EEG und bei KWK zusammen mit erzielten Wärmeerlösen häufig nicht zur Sicherstellung des wirtschaftlichen Anlagenbetriebs aus. Daher existiert eine Vielzahl von Förderprogrammen unterschiedlicher Institutionen, um über direkte Zuschüsse, Tilgungszuschüsse oder zinsgünstige Kredite Projektvorhaben zu ermöglichen.

Die **Kreditanstalt für Wiederaufbau** ist in ihrer Funktion als weltweit größte nationale Förderbank auch im Bereich regenerativer Energien eine wichtige Anlaufstelle für Fördermittel. So bietet beispielsweise das Programm Erneuerbare Energien Premium Tilgungszuschüsse für den Bau von Wärmenetzen sowie für Speicher, Wärmepumpen oder Solarkollektoranlagen. Aber auch Programme wie das Förderprodukt „IKU – Energetische Stadtsanierung – Quartiersversorgung“ finanzieren Investitionen in die Wärme- und Kälteversorgung im Quartier.

Eine weitere wichtige investive Förderung von Wärme- und Kältenetzen wird über das **BAFA** mittels des KWKG abgewickelt. Sofern das Wärmenetz zu 75 Prozent aus KWK-Wärme gespeist wird, kann ein Zuschlag pro Trassenmeter, abhängig vom Nenndurchmesser der Netzrohre, beantragt werden. Die maximale Förderung pro Projekt beträgt 20 Millionen Euro und kann sowohl für den Neubau als auch für den Ausbau oder Maßnahmen zur Netzverstärkung beantragt werden.

Das BAFA stellt weiterhin die bereits in Kapitel 3 erwähnte Förderung für „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ zur Verfügung. Die Förderung ist insofern einzigartig, als dass sie nicht die Einzeltechnologien an sich, sondern das Gesamtkonzept und die Umsetzung eines ganzheitlichen Netzsystems unterstützt. Es bestehen zwei Fördermodule, wobei Fördermodul I zunächst die Machbarkeitsstudie mit bis zu 60 Prozent der förderfähigen Kosten (max. 600.000 Euro) und Fördermodul II die Realisierung des Netzsystems mit bis zu 50 Prozent der förderfähigen Kosten (max. 15 Millionen Euro) bezuschusst.

Auf europäischer Ebene können Gelder aus dem Fördertopf des **Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE)** bereitgestellt werden. Die Anträge laufen über die jeweiligen EFRE-Stellen der Länder. Die Fördergelder stehen sowohl Projekten des Klimaschutzes als auch der nachhaltigen Entwicklung funktionaler Räume zur Verfügung.

Die vielfältigen Fördermöglichkeiten werden nur selten in Anspruch genommen, was oftmals in der inhaltlichen Unübersichtlichkeit der Förderprogramme, dem scheinbar aufwendigen Antragsverfahren sowie dem Zeitverzug zwischen Antragstellung und Fördergeldzahlung begründet liegt. Häufig können jedoch für die Projektplanung erstellte Unterlagen für eine Antragstellung verwendet und Mittelabrufristen an den Zeitplan angepasst werden. Auch besteht bei vielen Programmen die Möglichkeit, bereits vorzeitig (vor Erhalt des Bewilligungsbescheides) mit dem Vorhaben zu beginnen. Das Antragsverfahren sollte daher kein Grund sein, auf Investitionen in nachhaltige Projekte und entsprechende Förderunterstützung zu verzichten.

In Deutschland existieren für innovative Wärmenetze verschiedene Förderprogramme, die aufgrund ihrer Komplexität bei Beantragung und Projektmanagement oft nicht in Anspruch genommen werden.

5.3 Digitalisierung in der Wärmeversorgung

Die Digitalisierung ist in der heutigen Zeit ein Trendbegriff, dessen sich jeder Entscheidungsträger, Entwickler und die Medien bedienen. Grob definiert, werden im Rahmen der Digitalisierung alte Prozessstrukturen aufgebrochen und das gesamte (gesellschaftliche) Leben rund um digitale Kommunikation und Medieninfrastruktur revolutioniert. Es entstehen neue Erlös- und Wertschöpfungsmöglichkeiten, die Unternehmen erkennen und umsetzen müssen. In der Wärmeversorgung hält die Digitalisierung Einzug in die Bereiche Management, Erzeugung, Netz und Vertrieb.⁹

Der zentrale Wärmemarkt steht vor den Herausforderungen hin zu mehr Effizienz, Intelligenz und Multivalenz. Die Niedertemperaturnetze bieten den Vorteil, verschiedenste Wärmequellen zu integrieren und so auch besonders kostengünstig anfallende Abwärme nutzbar zu machen. Die Nutzung von industrieller Abwärme, Einbindung verschiedener regenerativer Energien (z. B. Tiefengeothermie, Solarthermie oder Biomasse) sowie die Effizienzsteigerung in Folge der Absenkung der Vorlauftemperatur trägt dazu bei, dass die Wärme zu Preisen abgesetzt wird, die mit denen aus fossiler Erzeugung konkurrenzfähig sind. Wärmespeicher ermöglichen eine flexible Bereitstellung und entkoppeln die Zeitpunkte von Ein- und Ausspeisung maßgeblich. Um schon heute auf zukünftig wachsende Herausforderungen fluktuierender Stromeinspeisung vorbereitet zu sein, müssen die Wärmenetze der vierten Generation strommarktdienlich ausgerichtet werden, indem sie eine Schnittstelle für die Sektorenkopplung aufweisen.

Auch die Stadtwerke haben den Trend erkannt. 92 Prozent der in der 5-D-Studie Befragten weisen der Digitalisierung einen hohen oder sehr hohen Stellenwert zu. Allerdings verfügen lediglich 30 Prozent der Befragten über konkrete Umsetzungsstrategien. Diese Lücke muss geschlossen werden. Für die Umsetzung der Digitalisierung in der Fernwärmeversorgung werden deshalb nachfolgend die Teilbereiche Erzeugung, Netzbetrieb und Verbrauch einzeln betrachtet und digitale Änderungsmöglichkeiten beleuchtet.¹⁰

5.3.1 Erzeugung

Für einen optimierten Einsatz von Brennstoffen und Pumpenleistungen sowie für alle weiteren zentralen Einflussparameter muss der Erzeuger zwingend eine möglichst exakte Wärmeabnahme prognostizieren und die entsprechende Wärmemenge über das Wärmenetz bereitstellen. Mit steigender Anzahl von Wärmequellen, einhergehend mit möglichen Volatilitäten (z. B. Solarthermie), müssen die Fernwärmeversorger jedoch nicht mehr nur die Nachfragemengen, sondern auch die Einspeisemengen möglichst genau vorhersagen können. Für diesen Zweck bilden Smart Devices ein Kommunikationsnetzwerk aus allen Einspeisequellen, die potenziellen Differenzen gegebenenfalls mittels Leistungsabregelungen oder dem Einsatz von Wärmespeichern sowie der Ansteuerung von Sektorenkopplungsanlagen entgegenwirken können. Wichtig für eine zeitlich abgestimmte Wärmeein- und -ausspeisung ist jedoch nicht nur die Kommunikation, sondern allem voran die Abschätzung der zukünftigen Veränderungen und die frühzeitige Reaktion darauf. Um Prognosen möglichst präzise treffen zu können, befasst sich die Entwicklung mit selbstlernenden Umgebungen, die speziell darauf ausgerichtet sind, langfristige Voraussagen mit hoher Genauigkeit zu treffen. Aus Vergangenheitsdaten entwickeln diese sogenannten neuronalen Netze Wechselwirkungen und Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Parametern wie beispielsweise Wetterlage, Verbrauchsprofil und Sonneneinstrahlung und sind in der Lage, die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien bereits auf 7 Prozent genau vorherzusagen. Letzteres beweist eine Ausarbeitung von Siemens: die Prognosesoftware SENN (Simulation Environment for Neural Networks). Ein SENN-Modell wird aktuell an einem dänischen Offshore-Windpark getestet.¹¹

In der Fernwärmeversorgung hat die Digitalisierung Einfluss auf Erzeugung, den Netzbetrieb und den Verbraucher.

In der Erzeugung kann mittels Digitalisierung eine optimierte Fahrweise der Anlagen und eine Vermeidung von Lastspitzen erreicht werden.

Neuronale Netze sind jedoch nicht nur im Strom-, sondern ebenfalls im Wärmesektor einsetzbar und können aufgrund ihrer Fähigkeit, komplexe und mehrdimensionale Daten zu verarbeiten, alle Wärmequellen, Speicher und Abnehmer integrieren und als zusammenhängendes Gefüge sehen. Durch das selbstständige Lernen der Software ergibt sich ein Trainingseffekt, aus dem immer exaktere Prognosen resultieren.

Ein ähnliches Vorhaben verfolgt das Forschungsprojekt „KWK-Flex“ der Hochschule Kempten.¹² Dabei geht es um die Entwicklung des Verfahrens „deepDHC“ (Deep Learning for District Heating and Cooling): ein Tool, das die Lastverläufe von Wärme- und Kältenetzen unter Betrachtung thermischer Energiespeicher sowie PtH möglichst präzise vorhersagen soll.¹³

Ein weiterer Vorteil der Digitalisierung von Netzsystemen ist für den Erzeuger die Möglichkeit, Spitzenlasten in der Fernwärmeversorgung durch die intelligente Nutzung der Nachfrageelastizität zu reduzieren. Intelligente Messsysteme können Lastspitzen senken, da sie die Gebäude selbst als Wärmespeicher nutzen und noch vor der hohen Nachfrage die Temperatur der Gebäude selbstständig um 0,5–1 °C erhöhen. Für die Hausbewohner ist der Temperaturanstieg kaum bemerkbar, zum Zeitpunkt der Lastspitze jedoch ist die erforderliche Leistungsbereitstellung deutlich geringer, was sich letztlich wiederum auf die Wärmepreise der Endverbraucher auswirkt. Modellvorhaben des Austrian Institute of Technology haben gezeigt, dass bei derartigem Vorgehen eine Reduzierung der Spitzenleistung um bis zu 35 Prozent möglich ist. Das finnische Unternehmen „Leanheat“ bietet bereits Systeme an, die die Spitzenlasten für Fernwärmeversorger um 20 Prozent absenken können: In den Wohnungen installierte Klimasensoren erlernen per künstlicher Intelligenz energieeffizientes Heizen und setzen es entsprechend um.¹⁴

5.3.2 Netzbetrieb

Das Wärmenetz mit integrierten Wärmespeichern und Sektorenkopplungstechnologien bietet letztlich die Schnittstelle zwischen intelligenten Messstellen in der Erzeugung und den Zählern der Verbraucher. Wichtige Netzparameter, die auf diese Weise erfasst werden können, sind Wärmeverluste, Druckverluste sowie Vorlauf- und Rücklauftemperaturen. Entgegen der derzeitigen „Blackbox“-Betrachtung des Netzes kann zukünftig die Effizienz des Wärmenetzes ermittelt und optimiert werden.

Die durch Wärmenetze 4.0 zusätzlich erschließbaren Wärmequellen schaffen weiterhin die Möglichkeit für bidirektionale Netze. Hierbei werden Gebäude (Haushalte/Industrie/Gewerbe), die selber Wärme durch Biomasseheizungen oder Solarthermieanlagen produzieren, sowohl als Verbraucher als auch als Einspeiser in das Netzsystem integriert. Ähnlich wie bei regenerativen Stromerzeugungsanlagen können die Besitzer als „Prosumer“ überschüssige Wärme in das Wärmenetz abgeben bzw. bei zusätzlichem Bedarf Wärme entnehmen. Solche Modelle sind für den Wärmenetzbetreiber besonders dann wirtschaftlicher, wenn fossile Spitzenlastkessel ersetzt oder die Versorgung im Sommer über wärmespeisende Haushalte getragen wird. Ob die komplexe Vernetzung mit Prosumern wirtschaftlich und technisch umsetzbar ist, muss jeweils netzbezogen geprüft werden. Die Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie Niederösterreich-Wien arbeitet derzeit mit verschiedenen Projektpartnern an einem Konzept, wie sich Gebäude mit Wärmeerzeugern bidirektional in Wärmenetze einbinden lassen. Der Einsatz von Prosumern führt zu einer erhöhten Komplexität des Netzbetriebs, weshalb eine detaillierte Systemüberprüfung (Netzhydraulik, Netzschlecht punkt, Strömungsanalysen) mithilfe neuester Technik den ersten Schritt darstellt.¹⁵

Die Digitalisierung wandelt das Netz, das bislang oft als „Blackbox“ angesehen wurde, in eine effiziente und intelligente Plattform um.

⁹ Vgl. Rödl & Partner, 2018.

¹⁰ Vgl. Rödl Consulting AG, 2019.

¹¹ Vgl. Siemens, 2014.

¹² Vgl. Faber et al., 2018.

¹³ Vgl. Euroheat & Power, 2018.

¹⁴ Vgl. Leanheat, 2019.

¹⁵ Vgl. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2014.

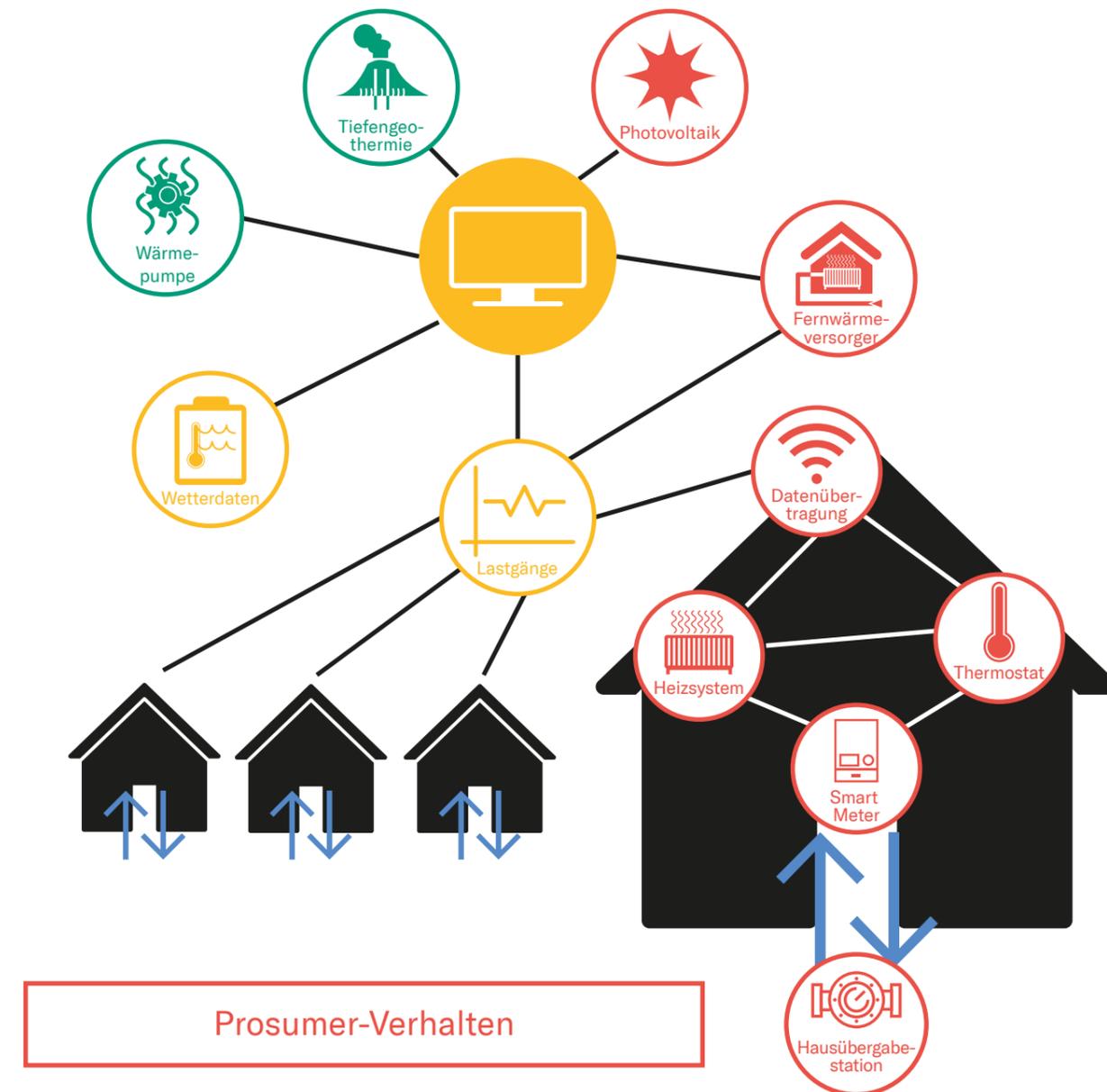
Um eine großflächige Nutzung bidirektionaler Netze einführen zu können, fehlt derzeit noch die rechtliche Grundlage. Bisher sieht keine gesetzliche Regelung die Einbindung von Prosumern in das Wärmenetz vor. Unter anderem stellt sich die Frage nach der Steuerung der technischen und wirtschaftlichen Details der Wärmeinspeisung. Zum Schutz sowohl des Prosumers als auch des Wärmenetzbetreibers muss der Gesetzgeber in den kommenden Jahren eindeutige Regelungen festlegen, damit sich bidirektionale Netze im Wärmemarkt durchsetzen können.

5.3.3 Verbraucher

Das Internet of Things ist Endkunden der Energieversorger teilweise bereits durch Anwendungen des Smart Home bekannt. Hierbei werden technische Einzelgeräte zu einer Insellösung verknüpft, die zum einen den Zugriff und die Steuerung unabhängig vom Aufenthaltsort des Eigentümers ermöglicht und zum anderen auch selbstständiges Kommunizieren und Handeln der vernetzten Geräte bspw. aufgrund von Wetterdaten oder günstigen Strompreisen zulässt. Smart Devices für Wärmeverbraucher sind etwa digitale Heizungsthermostate, Smart Meter (Wärmezähler) und intelligente Hausübergabestationen. Darüber kann einerseits der Wärmeverbrauch ähnlich wie im Stromsektor in viertelstündlichen Abständen dem Fernwärmeversorger mitgeteilt werden, der daraufhin die Netzeinspeisung optimal an den Lastgang anpassen kann. Andererseits kann sich auch der Kunde mit der Aufzeichnung seines Verbrauchs auseinandersetzen und gegebenenfalls eigenständig Einsparpotenziale ermitteln. Weiterhin können digitale Heizungsthermostate mittels zeitabhängiger Steuerung Energieeinsparungen bis zu 30 Prozent bewirken.¹⁶

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat eine ausführliche Studie zum Thema Digitalisierung aus Kundensicht erstellt und kommt zu dem Ergebnis, dass es teils sehr gegensätzliche Kundengruppen gibt, die unterschiedliche Erwartungen und Einstellungen gegenüber der Digitalisierung im Energiesektor haben. Grundsätzlich ist der Umgang mit dem Internet und der Digitalisierung dank Smartphones, Tablets und Laptops in allen Bevölkerungsgruppen und Altersklassen vertreten und wird als wichtig empfunden. Beim Thema Digitalisierung der Energieversorgung spalten sich die Befragten hingegen in mehrere Gruppen. Einerseits ist es für viele Kunden interessant, einen Überblick über ihren Verbrauch zu haben, und die Möglichkeiten der Digitalisierung sind vielen bewusst. Gleichzeitig besteht jedoch oftmals das Gefühl der Überforderung und des Kontrollverlusts angesichts des ständigen Datenaustausches.¹⁷ Stadtwerke werden auch in Zukunft ihre Rolle als Versorger nicht verlieren. Gleichzeitig ist es wichtig, sich in neuen Servicebereichen zu etablieren und auf die Bedürfnisse der Kunden nach Selbstbestimmung, Komfort durch selbstständige Kommunikation von Endgeräten und neue Energieverwendungsformen wie lastvariable Tarife zu reagieren.

Auf Verbraucherseite können mittels digitaler und intelligenter Messsysteme Optimierungsstrategien entwickelt und Kosten eingespart werden.



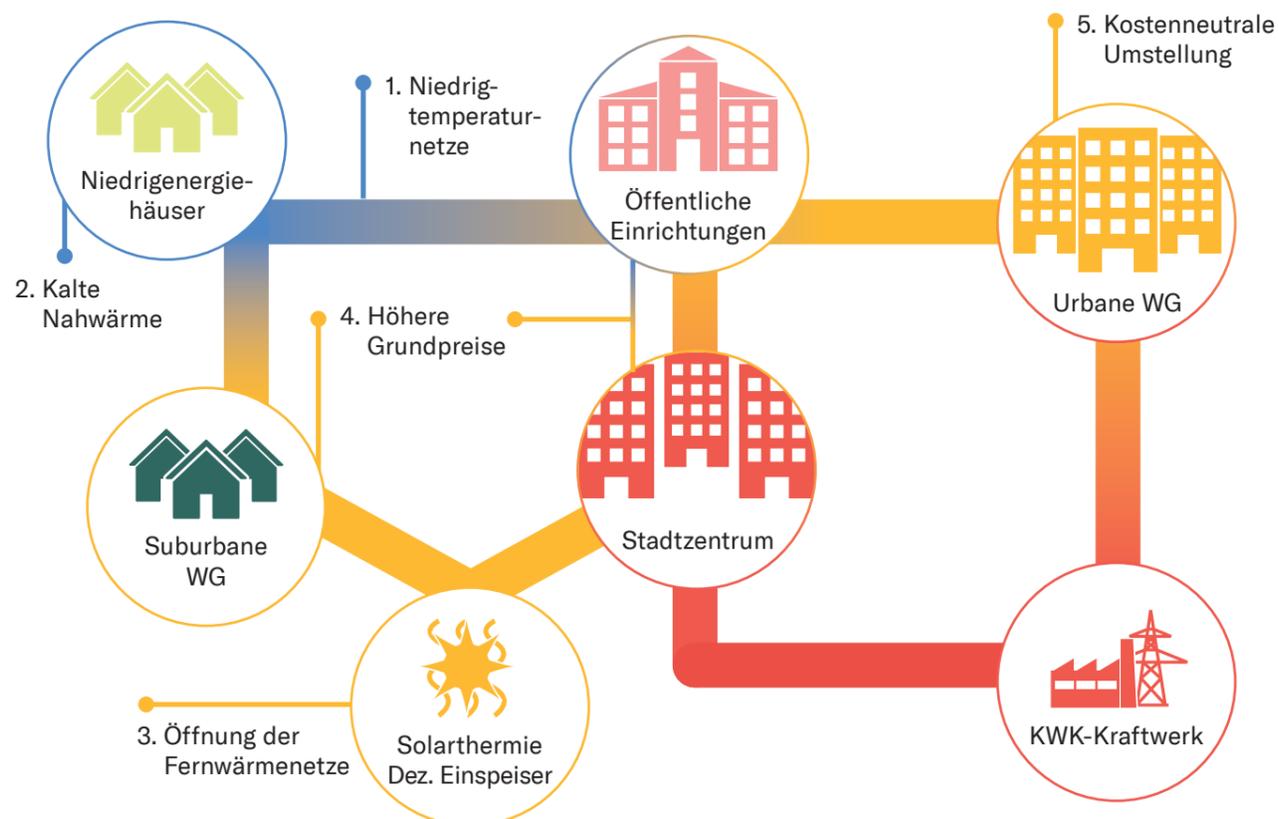
Die unzähligen Möglichkeiten der Digitalisierung werden Wärmeversorgungsunternehmen in den kommenden Jahren neuartige Chancen für Innovationen, stärkere Kundenbindung und die Entwicklung neuer Dienstleistungen eröffnen. Wichtig ist, sich dieser Optionen der intelligenten und vernetzten Fernwärmebereitstellung bewusst zu sein und die langfristige Planung mit diesen Potenzialen zu verbinden. Die bevorstehende Digitalisierung im Wärmemarkt, abgebildet in Abbildung 51, zählt zu den größten Herausforderungen für Stadtwerke und Wärmenetzbetreiber. Beim Vergleich mit den angestoßenen Neuerungen im Stromsektor wird deutlich, welche Ausmaße die Digitalisierung annehmen kann. Es gilt darum, technologische Trends zeitnah zu erkennen und umzusetzen, sodass neue Marktpositionen eingenommen und gefestigt werden, bevor Externe den Markt erobern. Denn wer nicht mit der Zeit geht, geht mit der Zeit!

5.4 Aktuelle Trends der Fernwärmeversorgung

Neben der langfristigen Strategie für die (Fernwärme-)Versorgung sind auch die aktuellen Trends und Herausforderungen für eine erfolgreiche Transformation zu beachten. Die folgende Abbildung 52 illustriert die wichtigsten Entwicklungen, die wir in unserer Beratungspraxis beobachten.

52

Trends in der Fernwärmeversorgung¹⁹



1. Niedrigtemperaturnetze

Viele Heißwassernetze arbeiten heutzutage mit (Vorlauf-)Temperaturen von 80 °C im Sommer bis über 120 °C im Winter. Viele der aktuell verfügbaren dekarbonisierten Erzeugungstechnologien können technisch gesehen nur bedingt Temperaturen über 80 °C bereitstellen. Ohne massive Eingriffe in die Heizungssysteme der angeschlossenen Bestandsgebäude muss ab Außentemperaturen von ca. -2 °C zusätzlich nachgeheizt werden, um die Ineffizienz der alten gebäudeinternen Wärmeverteilung zu überbrücken, was langfristig eine weder wirtschaftliche noch ökologische Option darstellt. Um eine Umstellung auf die neuen Energieträger mit begrenzter Temperaturbereitstellung schaffen zu können, sind jedoch eine niedrigere Rücklauf- und daraus resultierend niedrigere Vorlauftemperaturen unabdingbar. Vorteilhaft sind auch die bei niedrigeren Netztemperaturen deutlich geringeren Wärmenetzverluste. Falls es nicht gelingt, beide Temperaturen gleichzeitig und in der gleichen Größenordnung zu senken, werden die in Aussicht gestellten Effizienzgewinne durch einen stark erhöhten Pumpaufwand konterkariert.

Um die Zukunftsfähigkeit der Netze zu gewährleisten, muss daher das gesamte Wärmenetzsystem optimiert und die Rück- und Vorlauftemperaturen müssen kontinuierlich abgesenkt werden. Alle deutschen Stadtwerke, die im Besitz von historisch gewachsenen Dampfnetzen sind, haben das erkannt und stellen ihre Netze im Gleichklang mit der örtlichen Gebäudesanierung auf Heißwasser um. Folgende Maßnahmen zur Temperaturabsenkung können durchgeführt werden:²⁰

- Absenkung der Rücklauftemperatur auf der Kundenseite, die die Netztemperatur maßgeblich beeinflusst,
 - Anpassung des kundenseitigen Prozesses (wofür entsprechend hohe Ausgangstemperaturen benötigt werden),
 - Anpassung des kundenseitigen Heizsystems (z. B. Fußbodenheizung, Vergrößerung der Heizflächen, Optimierung der Heizungshydraulik),
- Absenkung der Vorlauftemperatur in zusammenhängenden Netzen mit geringer Durchleitungsfunktion für nachgelagerte Netze,
- Integration von Wärmespeichern (kombiniert mit Wärmepumpen für maximale Tiefenentladung),
- Umstellung der Trinkwarmwasseraufbereitung auf Fernwärme-Durchflusssysteme, womit auch nötige Hygienevorschriften eingehalten werden,
- Aufbau von Sekundärnetzen, die entsprechende Gebiete übergangsweise mit Niedertemperatur versorgen können, z. B. aus dem Rücklauf des Primärnetzes.

2. Kalte Nahwärme

Neben der allgemeinen Absenkung der Temperaturen im Fernwärmenetz wird auch der Begriff „Kalte Nahwärme“ immer bekannter. Es gibt noch keine einheitliche Definition, doch im Allgemeinen werden damit Netze bezeichnet, die eine sehr geringe Vorlauftemperatur haben. Anders als bei klassischen Heißwassernetzen kommt oftmals ein Frostschutz-Wasser-Gemisch, die sogenannten Sole, zum Einsatz, das sich in einem Temperaturbereich von etwa -5 bis +20 °C bewegt. Die Netze sind nicht gedämmt und daher mit vergleichsweise geringen Investitionen für die Transportleitungen verbunden. Stattdessen nehmen sie zusätzlich Energie aus dem Erdreich – also die Erdwärme – auf. Beim Verbraucher werden die Temperaturen über Wärmepumpen auf das Bedarfsniveau gehoben. Weitere regenerative Wärmequellen können bei größeren Netzen zum Anheben des Temperaturniveaus zugeschaltet werden. Die „kalte Nahwärme“ eignet sich als Produkt für Neubauquartiere mit Niedrigenergiehäusern und kann daher gerade in Neubaugebieten eine interessante Lösung und ein neues Produkt für kommunale Energieversorger sein, die so auch in dünn besiedelten Gebieten interessante Geschäftsfelder erschließen können.

Die Senkung der Rücklauftemperaturen schafft die Voraussetzung für den Einsatz Erneuerbarer Energien und steigert die Effizienz des Verteilnetzes.

Kalte Nahwärme kann auf Quartiersebene eine zusätzliche Option für die Wärmeversorgung darstellen.

3. Öffnung der Fernwärmenetze

Anders als im Strom- und Gassektor, wo ein gesetzlicher Anspruch auf die Durchleitung von Strom bzw. Gas besteht, genießen Fernwärmeversorger heute noch das Privileg des alleinigen Netzzugangs. Laut der Renewable Energy Directive II verpflichten sich die Mitgliedsstaaten der EU, den Erneuerbare-Energien-Anteil in den Fernwärmenetzen um jährlich 1 Prozent zu erhöhen. Die Bundesregierung ist nun aufgefordert, die Richtlinie in nationales Recht zu überführen. In diesem Zusammenhang wird die Einspeisung von CO₂-armer Wärme vonseiten Dritter diskutiert, die beispielsweise im Falle der Wärme aus thermischer Abfallverwertung schon weit verbreitet ist.

Die regulatorische Entflechtung von Netz, Erzeugung und Vertrieb in der Fernwärme wurde bisher nicht weiter verfolgt, da die daraus resultierenden wettbewerblichen Verbesserungen die Synergie- und administrativen Kosten nicht aufwiegen konnten. Eine Dritteinspeisung ist allerdings dann zu befürworten, wenn der Einspeiser gegenüber dem Netzbetreiber eine ökologisch vorteilhafte Wärmequelle zu günstigen Konditionen vorweisen kann. Die Dritteinspeisung kann auch als ökonomische Chance genutzt werden: Sachgerecht kalkulierte Netzentgelte können in solchen Szenarien einen zusätzlichen Beitrag zum Unternehmensergebnis leisten. Eine Winwin-Situation kann entstehen, wenn die zusätzlich von Dritten eingespeiste Wärme den PEF verbessert und geringere Kosten verursacht als die Eigenerzeugung.

In Anbetracht der fortschreitenden Digitalisierung, Entwicklung der Fernwärmenetzsysteme 4.0 sowie eines stärkeren Einflusses der Kunden durch Prosumerverhalten oder dezentrale Einspeisung steht die Fernwärme vor potenziell großen Veränderungen, die die aktuellen Strukturen aufbrechen und neue Geschäftszweige eröffnen können.

4. Höhere Grundpreise

Die Fernwärmepreise sind so zu berechnen, dass eine langfristige Kostendeckung gewährleistet ist (vgl. Abschnitt 5.2.1). Essenziell ist dabei, dass die Einnahmen über den Grundpreis sämtliche fixen Kosten und die Erlöse aus dem Arbeitspreis die variablen Kosten decken. So einfach sich dieser Grundsatz in der Theorie anhört, stößt die Umsetzung in der Praxis doch auf vielfältige Herausforderungen. Oftmals wird der Anteil des Arbeitspreises aus politischen Gründen unter der Prämisse „Energiesparen muss sich lohnen“ höher gewählt, als dies rein rechnerisch angezeigt wäre. Denn die wirtschaftlichen Analysen unserer Beratungspraxis zeigen, dass der Fixkostenanteil wegen der niedrigen Brennstoffkosten und der kapitalintensiven Investitionen in Verteilnetze und Erzeugungsanlagen oftmals sogar mehr als die Hälfte der Kosten ausmacht und gerade in den letzten Jahren stärker ansteigt. Dieser Trend wird insbesondere beim Einsatz von erneuerbaren Einspeisern, wie der thermischen Abfallverwertung und Abwärme verstärkt, da deren variable Kosten im laufenden Betrieb niedrig sind. Die öffentliche Hand fürchtet jedoch den „Rebound-Effekt“, d.h. ein verschwenderisches Verhalten, sobald die Kostenanreize zum Energiesparen fehlen. Weiterhin wurde die Bevölkerung zum Energiesparen finanziell „erzogen“. Aus vertrieblicher Sicht wird argumentiert, dass ein hoher Grundpreis dem Kunden die Einflussmöglichkeit auf seine Betriebskosten nimmt und zu Widerständen führt. In dieser Frage ist langfristig ein Umdenken nötig und eingefahrene Muster müssen sich ändern, da die künftige Energieversorgung andere Erzeugungs- und Verteilungsstrukturen aufweist. Perspektivisch werden Versorger mit sehr geringen variablen Kostenanteilen, wie sie bei Abwärme und Tiefengeothermie vorliegen, vertrieblich auch eine Chance sehen, indem sie ähnlich wie im Mobilfunk dazu übergehen werden, „Wärmeflatrates“ anzubieten. Um die Fernwärmeversorger langfristig bei ihren Aufgaben zu unterstützen, müssen die Risiken aus einer divergierenden Kosten- und Erlösstruktur beseitigt werden.

Die Einbindung neuer Wärmequellen kann ein neues Geschäftsmodell für die Wärmenetzbetreiber darstellen.

Höhere Grundpreisanteile führen zu geringeren Schwankungen der Energiepreise im Wärme- und Kältebereich.

5. Kostenneutrale Umstellung

Gemäß § 556c BGB in Verbindung mit §§ 8 ff. der Wärmelieferverordnung muss bei der Umstellung der Wärmebereitstellung von einer Eigenversorgung auf eine gewerbliche (Fern-)Wärmelieferung bei Mietverträgen, die vor dem 1. Juli 2013 geschlossen wurden, die Kostenneutralität gewahrt bleiben. Erfasst sind auch Mietverträge, die bei Inkrafttreten der Vorschrift am 1. Juli 2013 bereits bestanden haben. Bei niedrigen Brennstoffkosten für Öl und Gas stellt dies ein großes Hemmnis für die Umstellung von fossiler Einzelfeuerung auf regenerative Wärmebereitstellung oder Fernwärme dar. In der Praxis führt das dazu, dass viele große Fernwärmenetzbetreiber den Anschluss von vermieteten Objekten zurückstellen, da sie die geforderte Kostenneutralität nicht erreichen können. Doch auch bei Wahrung der Neutralität treten Probleme auf: Die Mieter von Immobilien, die auf gewerbliche Wärmelieferung umgestellt werden, vergleichen die reinen Brennstoffkosten vor der Umstellung mit dem Gesamtpaket der Wärmelieferung nach der Umstellung. Sofern der Vermieter die finanziellen Vorteile des Fernwärmeanschlusses nicht an die Mieter weitergibt, erscheint ein Umstieg für den Mieter unattraktiv. Da ihm nach aktueller Rechtslage ein Widerspruchsrecht zusteht, ist die Motivation der Immobilieneigentümer, Bestandsimmobilien an Fernwärmenetze anzuschließen, rückläufig. In der Praxis lehnen Mieter und die Verwalter den Umstieg auf Fernwärme ab. Einen Teil der Herausforderungen hat die AGFW mit der Veröffentlichung des Arbeitsblatts 314 gelöst, das erstmals eine Formel zur Berechnung eines Jahresnutzungsgrades von Wärmeerzeugungsanlagen für die Kostenvergleichsrechnung beinhaltet. Damit sind allerdings nicht die grundsätzlichen Hindernisse beseitigt. Speziell Versorger, die auf „grüne“ Wärme setzen und bei denen aufgrund ihrer Innovationsbereitschaft und investiver Maßnahmen höhere Kosten entstehen, müssen für ihr hochqualitativ erzeugtes Produkt höhere Preise verlangen. Der Nachweis der Kostenneutralität steht somit aktiv einer Dekarbonisierung der städtischen Versorgung mit regenerativer Energie entgegen. Es bleibt daher abzuwarten, ob und wie die Forderung nach Kostenneutralität an die Ziele der Dekarbonisierung angepasst wird.

Nur bei der Vollkostenbetrachtung und der entsprechenden sachgerechten Zuordnung der Vorteile zeigen sich die preislichen Vorteile einer zentralen Wärmeversorgung auch beim Mieter.

6. Fazit

Die Transformation des Wärmemarktes ist eine Schlüsselaufgabe unserer Generation. Dafür sind erhebliche Anstrengungen, ein durchdachtes Vorgehen und konkrete Umsetzungspläne notwendig. Die Wärmewende bietet aber auch große Chancen für die Energiewirtschaft durch die Steigerung der lokalen Wertschöpfung. Die schrittweise Reduzierung fossiler Einsatzstoffe für die Wärmebereitstellung fördert lokale Energieträger und reduziert die Importabhängigkeit von Erdgas, Mineralöl und Kohle. Trotz insgesamt sinkender Mengen wird der Wärmesektor nach wie vor eine wirtschaftlich bedeutende Rolle spielen.

Verglichen mit der Dekarbonisierung des Mobilitätssektors, insbesondere des Flugverkehrs, für den bis heute keine massentauglichen Lösungen vorliegen, gestaltet sich die Umstellung auf CO₂-freie Energieträger bei der Raumheizung- und Warmwasserbereitstellung technisch weit weniger komplex. Die Herausforderung besteht vielmehr darin, einen hohen Bedarf an thermischer Energie bei geringer Flächenverfügbarkeit zu befriedigen. Dies war in der konventionellen Wärmewirtschaft über den Einsatz von Erdgas, Heizöl und Kohle zu handhaben, die aber künftig durch neue, diversifizierte Energieträger ersetzt werden müssen. Lösungen dafür sind vorhanden, allerdings stellt sich die Frage nach der strukturellen Einbindung, der Ressourcenkonkurrenz zwischen den Sektoren (vor allem bei Biomasse) und der regionalen Verfügbarkeit. Für die Technologien zur Dekarbonisierung des Wärmemarktes gilt es daher ein optimales Zusammenspiel für die jeweiligen Urbanitätsgrade zu entwickeln und in die Gesamtstrategie des Energiesektors einzubetten.

Auch nach der Umsetzung der notwendigen Effizienzsteigerungen erwartet die Bevölkerung eine ganzheitliche Versorgung mit Wärme, Kälte und Warmwasser, unabhängig davon, ob es sich um den privaten Bereich, gewerblich genutzte Räume, den Arbeitsplatz, Transporte oder Freizeitbetätigungen handelt. Der Fokus der Wärmewende muss daher von den privaten Gebäuden zusätzlich auf die weiteren Lebensbereiche ausgeweitet werden. Auch hier entstehen neue Geschäftsfelder für die Energieversorger.

Insofern muss künftig auch die Öffentlichkeit für das Thema Wärmewende sensibilisiert werden. Großen Teilen der deutschen Bevölkerung ist nicht bewusst, dass die Wärme den größten Anteil am Endenergiebedarf trägt. Um die notwendigen Veränderungen durchzuführen und die Fernwärme in dicht besiedelten Gebieten auszubauen, muss das nötige Bewusstsein in der Bevölkerung geschaffen werden. Dies gilt auch für mögliche Preissteigerungen, die im Zuge der Dekarbonisierung des Energiemarktes unvermeidlich sind, wenn dieser historische Umbruch nicht substanziell gefördert wird.

Die Preisentwicklung am Energiemarkt steht im Fokus der Politik und wird daher eine wesentliche Rolle bei der Wahl der künftigen Technologien spielen. Ein dekarbonisierter Energiemarkt wird völlig anderen Regeln folgen als heute: Die großen zentralen Grundlastkraftwerke werden den Markt nicht mehr preislich dominieren. Durch kleinteiligere Lösungen in der Stromerzeugung steigt laut verbreiteter Meinung das Strompreisniveau, und über die Sektorenkopplung steigen damit auch die Kosten der Wärme- und Kältebereitstellung. Hohe Investitionen in die Infrastruktur, Speicherlösungen und Technologien auf dem Weg zur Marktreife werden die Preise am Wärmemarkt zusätzlich antreiben. Damit rücken heute unattraktive Quellen in den Fokus, die in diesem Szenario wettbewerbsfähiger werden.

Mit zunehmendem Einsatz von fluktuierenden Stromquellen wird auch mit Spannung auf Zeiträume mit niedriger PV- und Windeinspeisung geblickt. Während dieser sogenannten „Dunkelflauten“ – meist mehrere Wochen im Jahr, vor allem im Winter – sind hohe Strompreise zu erwarten, die einen wirtschaftlichen Betrieb von Sektorenkopplungstechnologien nicht ermöglichen, und das in einer Jahreszeit, in der der Wärmebedarf besonders hoch ist. Andererseits wird es während vieler Stunden im Jahr überschüssige elektrische Energie geben, die gerade für Power-to-X-Technologien prädestiniert ist. Diese gegenläufigen Effekte werden zur Herausforderung für die erfolgreiche Verknüpfung von Strom- und Wärmesektor und bedingen zunehmend sowohl thermische als auch elektrische saisonale Speicherlösungen, die letztlich auch das gesamte Preisniveau im Energiebereich verändern.

Aus den Überlegungen dieses Konzeptpapiers lässt sich ableiten, dass für dicht, mittel und dünn besiedelte Gebiete unterschiedliche Technologien und Verteilungslösungen prädestiniert sind, denn in dünn besiedelten Gebieten gelten andere Vorgaben als in dicht besiedelten. Während die Ziele für dicht besiedelte Gebiete für Versorger und auf Stadtgebietsebene definiert werden müssen, stehen in dünn besiedelten Gebieten die Verbraucher und Konsumenten im Vordergrund. In mittel besiedelten Gebieten müssen alle Akteure zusammen die jeweils lokal bestmögliche Lösung erarbeiten.

Daraus entsteht die Logik der Wärmezielscheibe. Das Bild der Zielscheibe dient als Orientierungshilfe für Entscheidungsträger aus Energiewirtschaft und Politik. Im Kern der Zielscheibe lassen sich mit geringem Aufwand große Erfolge auf dem Weg zur Dekarbonisierung erzielen. Mit einer Priorisierung auf die Erhöhung des Anschlussgrads und die Transformation der Fernwärme kann in vergleichsweise kurzer Zeit viel CO₂ eingespart werden. Die Förderung des Umbaus der Bestandsnetze auf die Anforderungen einer dekarbonisierten Zukunft muss in den kommenden Jahren die Basis für die Erreichung der Klimaziele 2050 bilden. Um die Zielerreichung zu unterstützen, müssen die Rahmenbedingungen durch die Politik so angepasst werden, dass eine hohe Investitionssicherheit bei den ausgereiften Technologien entsteht und innovative Lösungen ausreichend unterstützt werden. Die Wärmewende hängt auch künftig stark an lokal abgestimmten Lösungen, die gemeinsam mit der Kommune und dem örtlichen Energieversorger erarbeitet werden müssen. Versorger müssen sich frühzeitig auf die bevorstehenden Aufgaben vorbereiten, indem sie eine Transformationsstrategie entwickeln, einen Maßnahmenkatalog vorbereiten, einen rechtssicheren und auskömmlichen Wärmepreis berechnen und so ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell erarbeiten, das auf die bevorstehenden Veränderungen vorbereitet.

Gleichzeitig bergen die Veränderungen im Wärmebereich existenzielle Risiken, wenn Versorger die notwendigen Maßnahmen nicht rechtzeitig einleiten oder die Rolle des Wärmebereichs unterschätzen. Denn die Mitbewerber sind bereits aktiv und binden Kunden langfristig, beispielsweise über dezentrale Contractinglösungen. Nach dem Grundsatz agieren statt reagieren und der verbundenen Veränderungsbereitschaft können sich agile Unternehmen jetzt, noch vor der klaren Formulierung von Vorgaben seitens der Politik, einen Wettbewerbsvorteil sichern. Denn die Wärmeversorgung kann langfristig einen wichtigen Beitrag zum Geschäftserfolg leisten und die heutigen Erlöse aus dem Handel mit fossilen Energieträgern substituieren.

Literaturverzeichnis

AG Energiebilanzen (2017). Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016.

AG Energiebilanzen (2018). Energieverbrauch in Deutschland – Daten für das 1.–3. Quartal 2018.

AG Energiebilanzen (2019). Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Abgerufen am 12.03.2019 von https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20181214_brd_stromerzeugung1990-2018.pdf

Agentur für Erneuerbare Energien (2017). Biogene Rest- und Abfallstoffe. Renewes Spezial.

Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) (2015). Die 70/70- Strategie. Frankfurt am Main.

AGFW (2018). Heizkostenvergleich. Frankfurt am Main.

AGFW (2019). Zugang zu Fernwärmenetzen. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/recht/zugang-zu-fernwaermenetzen/>

Agora Energiewende (2014). Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin.

Agora Energiewende (2018). Steuerzahlern drohen Milliardenlasten, weil Deutschland seine Klimaschutzziele verfehlt. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/steuerzahlern-drohen-milliardenlasten-weil-deutschland-seine-klimaschutzziele-verfehlt/>

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE) (2011). Tiefe Geothermie. Essen: Energiedruck.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (2017). Abgerufen am 03.09.2018 von http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html

BAFA (2018). Abgerufen am 01.02.2018 von http://www.bafa.de/DE/Energie/Heizen_mit_Erneuerbaren_Energien/Waermepumpen/Neubau/Innovations_Zusatzfoerderung/innovations_zusatzfoerderung_node.html

BAFA (2019). Rohölinfo Dezember 2018 (Rohölimporte). Abgerufen am 05.02.2019 von https://www.bafa.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/DE/Energie/Rohoel/2018_12_rohloelinfo.html

Bäumli, M (2018). Zukunft-Biogas: Ausschreibung, Politische Diskussion, EEG-Vorschläge und Perspektiven der Biogasnutzung. In: Aktuelles vom Fachverband Biogas e.V. Triesdorf: Fachverband Biogas.

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) (2012). Abwärmenutzung im Betrieb, Klima schützen – Kosten senken. Augsburg.

Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBSR) (2016). Stadt- und Gemeindetypen. Abgerufen am 01.04.2019 von https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/Raumabgrenzungen/StadtGemeindetyp/download-refsgtyp.xlsx;sessionid=2EF91010F-74964BC07624E40428EAB9A.live21302?__blob=publicationFile&v=10

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (2014). Grundsatzstudie zum Entscheidungsverhalten bei der Auswahl von Gasheiztechnologien im Wettbewerbsfeld.

BDEW (2015). Wie heizt Deutschland? Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Broschuere-Wie-heizt-Deutschland-2015.pdf>

BDEW (2019). Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.bdew.de/presse/presseinformationen/zahl-der-woche-91-prozent-der-erdgas-nutzer/>

BDEW (2017).Strategiepapier Zukunft Wärmenetzsysteme. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.bdew.de/service/stellungnahmen/strategiepapier-zukunft-waermenetzsysteme/>

Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung (BiB) (2018). Bevölkerungsrückgang in vielen Regionen bis 2035. Abgerufen am 20.03.2018 von https://www.demografie-portal.de/SharedDocs/Informieren/DE/ZahlenFakten/Bevoelkerungswachstum_Kreise_Prognose.html

BINE (2009). Latentwärmespeicher in Gebäuden. Bonn.

Blömer, S; Götz, C; Pehnt, M; Hering, D; Ochse, S; Hespeler, S; Richter, S; Thomassen, P; Grytsch, G; Zopff, C; Jäger, S; Huber, B (2019). EnEff: Wärme – netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH (ifeu).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) (2016a). Klimaschutzplan 2050. Berlin: Druck- und Verlagshaus Zarbock GmbH & Co. KG.

BMU (2016b). Eine moderne Abfallwirtschaft – Ziele und Wege.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016). Erneuerbare Energien in Zahlen.

BMWi (2017). Förderbekanntmachung zu den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0. Von https://www.bundesanzeiger.de/ebanzwww/wexss-ervlet?page.navid=official_starttoofficial_view_publication&session.sessionid=c92bdd65664206f6e4363a6d81806e71&fts_search_list.selected=e208e9bbc7fd49d9&&fts_search_list.destHistoryId=90243&fundstelle=BAnz_AT_30 abgerufen.

BMWi (2018). Energiedaten: Gesamtausgabe. Abgerufen am 04.01.2019 von <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>

Bruns, E; Futterlieb, M; Ohlhorst, D; Wenzel, B (2012). Erneuerbare Energien in Wärmenetzen – eine realistische Perspektive? In: Zeitschrift für Energiewirtschaft.

Bundesverband Solarwärme (BSW) (2012). Fahrplan Solarwärme. Berlin.

Bund der Energieverbraucher (2016). Dauerbrenner Fernwärmepreise. Abgerufen am 01.04.2019 von https://www.energieverbraucher.de/de/news__2531/News-Detail__17474/

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (2014). Bidirektionale Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze. Abschlussbericht. Wien.

Bundesnetzagentur (2017). Kraftwerksliste Bundesnetzagentur. Bonn.

Bundesnetzagentur (2018). Monitoringbericht 2018. Bonn.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2017). Digitalisierung aus Kundensicht.

Bundesverband Geothermie e.V. (2018). Projektliste Tiefe Geothermie. Abgerufen am 01.12.2017 von http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/Projektliste_Tiefe_Geothermie_2017_01.pdf

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (BWP) (2019). Markzahlen 2018. Abgerufen am 02.04.2019 von <https://www.waermepumpe.de/presse/presse-mitteilungen/details/bwp-markzahlen-2018-nachhaltiges-wachstum-mit-luft-nach-oben-deutliches-signal-fuer-die-politik/#content>

Christian Albrechts Universität zu Kiel (2017). Innovationen in der Energiewirtschaft sind machbar!

DCTI; EuPD Research; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2011). Investitionen in die Herstellung und Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland. Bonn; Wuppertal.

Deutsche Energie Agentur (dena) (2016). dena-Gebäudereport – Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Berlin.

dena (2018). Abwärme nutzen – praxiserprobt und wirtschaftlich. Berlin.

Deutscher Bundestag (2011). Abgerufen am 21.08.2018 von https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2011/34915890_kw26_angenommen_abgelehnt/205788

Deutscher Bundestag (2018). Klimaschutz durch CO₂-arme Fernwärme und moderne Wärmenetze. Berlin.

Dincer, I; Rosen, M (2011). Thermal Energy Storage. Hoboken: John Wiley & Sons.

Energate (2019). Alsheimer: „GEG könnte Fernwärmeausbau torpedieren“. In: energate messenger. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.energate-messenger.de/news/190562/alsheimer-geg-koennte-fernwaermeausbau-torpedieren>

Energy Brainpool (2017). Beitrag thermischer Abfallbehandlungsanlagen zur Energiewende. Berlin.

Euroheat & Power (2018). Digital Roadmap for District Heating & Cooling. Abgerufen am 01.04.2019 von https://www.euroheat.org/wp-content/uploads/2018/05/Digital-Roadmap_final.pdf

Europäische Kommission (2016). Übergang zu einer intelligenten, effizienten und nachhaltigen Wärme- und Kälteerzeugung.

Eurostat (2018a). Aufkommen und Behandlung von Siedlungsabfällen. Abgerufen am 12.03.2018 von <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=de&pcode=tsdpc240>

Eurostat (2018b). Abgerufen am 01.04.2019 von https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=File:Nettoeinfuehren_an_Prim%C3%A4renergie_2006-2016_FP18.png

EWI; GWS; Prognos (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energierferenzprognose. Basel; Köln; Osnabrück.

Eyerer, S; Schiffler, C; Hofbauer, S; Wieland, C; Zosseder, K; Bauer, W; Baumann, T; Haberle, F; Hackl, C; Irl, M; Spliethoff, H (2017). Potential der hydrothermalen Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland. Nürnberg; Erlangen.

Faber, T; Groß, J; Finkenrath, M (2018). Innovative Lastprognosen mit „Deep Learning“-Methoden. In EuroHeat & Power.

Faust, E; Rauch, E (2018). Serie von Hitzerekorden und mehr Wetterextreme. Abgerufen am 27.09.2019 von <https://www.munichre.com/topics-online/de/climate-change-and-natural-disasters/climate-change/climate-change-heat-records-and-extreme-weather.html>

Fraunhofer ISI; IFE; GfK; IREES (2015). Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011–2013. Karlsruhe; München; Nürnberg.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) (2013). Industrielle Abwärmenutzung – Kurzstudie. Karlsruhe.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2014). Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende. Kassel.

Fraunhofer IWES (2015). Interaktion EE-Strom, Wärme, Verkehr. Kassel.

Fraunhofer IWES; Fraunhofer-Institut für Bauphysik (IBP) (2017). Wärmewende 2030. Kassel.

Greller, M; Bieberbach, F (2015). Entwurf eines technischen und ökologischen Strukturwandels in der Fernwärmeversorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen.

Hamburg Institut Research gGmbH (HIR) (2015). Fernwärme 3.0. Abgerufen am 01.04.2019 von https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/150310_HHI-Studie-Fernwaerme.pdf

International Energy Agency (IEA) (2011). Technology Roadmap – Geothermal Heat and Power. Paris.

ifeu; adelphi; ecofys; pwc; dena; AEE (2017). Innovative Modellvorhaben Wärmenetze 4.0. Heidelberg; Berlin; Düsseldorf; Köln.

ifeu; GEF Ingenieur AG; AGFW (2013). Transformationsstrategien Fernwärme. Frankfurt am Main.

IWU; Fraunhofer IFAM (2018). Monitoring der KfW-Programme „Energieeffizient Sanieren“ und „Energieeffizient Bauen“ 2016. Bremen.

Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) (2015). Industrielle Abwärme – Ergebnisse einer Potentialstudie für Deutschland. Saarbrücken.

Joemann, M (2015). Evaluierung der Wettbewerbssituation solarthermischer und solarelektrischer Kühlsysteme hinsichtlich technischer, energetischer und ökonomischer Aspekte. Bochum.

Lambauer, J; Fahl, U; Ohl, M; Blesl, M; Voß, A (2008). Industrielle Großwärmepumpen – Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice-Beispiele. Stuttgart.

Leanheat (2019). Senkung der Spitzenlasten, Ausräumung von Versorgungsengpässen und mehr Energieeffizienz für Ihr Unternehmen. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://leanheat.de/fur-fernwarmeanbieter/>

Leonhardt, C (2016). Thermische Speicher mit Phasenwechselmaterialien im Heizsystem. Wetter.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG) (2018). Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende.

Müller-Syring, G; Henel, M Köppel, W Mlaker, H; Sterner, M; Höcher, T (2013). Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz – Abschlussbericht. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Ohl, M (2015). Elektrolyse und Brennstoffzelle. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.ier.uni-stuttgart.de/content/documentcenter/Skript-Brennstoffzelle.pdf>

Panos, K (2018). Praxisbuch der Fernwärmeversorgung. Berlin: Springer Vieweg.

Pehnt, M; Bödeker, J; Arens, M; Jochem, E; Idrissova, F (2010). Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Heidelberg, Karlsruhe: ifeu.

Pol, O. H; Kim, D.-S; Repnik, G; Sautter, S; Ungerböck, R; Breitenhuber, G; Leitgeb, H (2008). Einsatz von thermischen Kühltechnologien zur Nutzung der sommerlichen Bio-Nahwärme. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Quaschnig, V. (2016). Sektorkopplung durch die Energiewende. Berlin.

Rasch, M; Regett, A; Pichlmair, S; Conrad, J; Greif, S; Guminski, A; Rouyrre, E; Orthofer, C; Zipperle, T (2017). Eine anwendungsorientierte Emissionsbilanz. München: BWK.

Rödl & Partner (2015). Branchenanalyse Fernwärme 2015. Abgerufen am 01.04.2019 von <http://www.roedl.de/medien/publikationen/studien/fernwaerme-branchenanalyse-2015>

Rödl & Partner (2016a). EU beschließt Maßnahmen zur nachhaltigen Wärme- und Kälteversorgung. Abgerufen am 01.04.2019 von <http://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/05-2016/waerme-und-kaelteezeugung-ma%C3%9Fnahmen>

Rödl & Partner (2016b). „Masterplan Stadtwerke“ – Zukunftsstrategie für Stadtwerke entwickeln. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/dezember-2016/masterplan-stadtwerke-entwicklung-zukunftsstrategien>

Rödl & Partner (2017). Entscheidungshilfe für die Kostenschlüsselung bei Kraft-Wärme-Kopplung. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.roedl.de/themen/kursbuch-stadtwerke/maerz-2017/entscheidungshilfe-fuer-die-kostenschlüsselung-bei-kraft-waerme-kopplung>

Rödl & Partner (2018). Die Digitalisierung ist ein Schlüsselinstrument für die Wärmewende Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.roedl.de/themen/stadtwerke-kompass/30-2018/digitalisierung-als-schlüsselinstrument-waermewende>

Rödl Consulting AG (2019). Die wegweisenden 5-Dimensionen der Energiewirtschaft. Nürnberg.

Roland Berger (2017). Wärmewende in Sicht. München.

RP Energie Lexikon (2017). Methanisierung. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.energie-lexikon.info/methanisierung.html> abgerufen

Schaefer, H (1995). Energiewirtschaftliche Bedeutung der Nutzung von Abfallenergie. Abfallenergienutzung. Technische, wirtschaftliche und soziale Aspekte. Berlin: De Gruyter.

Schmid, T; Müller-Steinhagen, H (2005). Erdsonden- und Aquifer-Wärmespeicher in Deutschland.

Schulz, W; Brandstät, C (2012). Flexibilitätsreserven aus dem Wärmemarkt. DEA.

Schwarz, A (2013). Thermische Kühlung – Kühlen mit Wärme. Karlsruhe: VDI-Vortrag.

Seitz, A; Zunft, S; Hoyer-Klick, C (2018). Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Siemens (2014). The Digital Revolution. Abgerufen im 01.04.2019 von <https://www.siemens.com/press/pool/de/events/2014/corporate/2014-07-smart-data-day/neural-networks-e.pdf>

Sobotta, S (2018). Praxis Wärmepumpe: Technik, Planung, Installation. Berlin: Beuth Verlag.

solar district heating (2019). Solar plant Database. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>.

Sollesnes, G; Helgerud, H.-E. (2009). Utnyttelse av spillvarme fra norsk industrienpotensialstudie. Trondheim: ENOVA.

Stadtwerke München (2018). SWM Fernwärme Vision. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.swm.de/dam/swm/pressemitteilungen/2018/10/swm20181026-waermewende-studie-handlungsempfehlungen.pdf>

Statista (2018). Absatz von Heizungswärmepumpen in Deutschland in den Jahren 2007-2017 (in 1.000). Abgerufen am 01.05.2018 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/217750/umfrage/absatz-von-heizungswaermepumpen-in-deutschland/>

Statista (2019). Einwohner in Europa nach Ländern 2019 bis 2080. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164004/umfrage/prognostizierte-bevoelkerungsentwicklung-in-den-laendern-der-eu/>

Statistisches Bundesamt (2017). Abfallentsorgung 2015. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2018). Zusammenfassende Übersichten für den Außenhandel 2017. Wiesbaden.

Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB) (2003). Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland – Sachstandsbericht. Berlin.

tado GmbH (2019). Bis zu 31% Heizkosten sparen mit tado. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.tado.com/de/>

The Boston Consulting Group (BCG); Prognos (2018). Klimapfade für Deutschland.

Umweltbundesamt (UBA) (2007). Beispielhafte Darstellung einer vollständigen, hochwertigen Verwertung in einer MVA unter besonderer Berücksichtigung der Klimarelevanz. Abgerufen am 01.04.2019 von <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/3445.pdf>

UBA (2008). Stellenwert der Abfallverbrennung in Deutschland. Dessau-Roßlau.

UBA (2013). Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Dessau-Roßlau.

UBA (2017a). Ablagerungsquoten der Hauptabfallströme. Abgerufen am 12.03.2018 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/ressourcen-abfall/ablagerungsquoten-der-hauptabfallstroeme#textpart-2>

UBA (2017b). Sachstand zu den alternativen Verfahren für die thermische Entsorgung von Abfällen. Dessau-Roßlau.

UBA (2018). Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen. Dessau-Roßlau.

UBA; Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (2018). Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2017. Dessau-Roßlau.

Weltklimarat IPCC (2018). Special Report on Global warming of 1.5°C (SR15).

World Energy Council (2018). Energie für Deutschland. Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Berlin.

Ansprechpartner

Über uns

Als Rechtsanwälte, Steuerberater, Unternehmens- und IT-Berater und Wirtschaftsprüfer sind wir an 111 eigenen Standorten in 51 Ländern vertreten. Unsere Mandanten vertrauen weltweit unseren 4.700 Kolleginnen und Kollegen.

Im engen Schulterschluss mit unseren Mandanten erarbeiten wir Informationen für fundierte Entscheidungen aus den Bereichen Wirtschaft, Steuern, Recht und IT und setzen sie gemeinsam um.

Im Geschäftsbereich Energie begleiten wir von unseren Standorten in Nürnberg, München und Köln aus Mandanten bei der Realisierung von Energie- und Infrastrukturvorhaben im In- und Ausland. Neben Kommunen, Stadtwerken und Energieunternehmen aller Sparten und Wertschöpfungsstufen stehen auch Projektierer, Investoren und Banken im Mittelpunkt unserer Beratung. Aufgrund unserer langjährigen Erfahrung mit der öffentlichen Hand und deren Beteiligungsunternehmen stellen Projekte im kommunalen und interkommunalen Umfeld einen besonderen Schwerpunkt dar.

Zu unserem Tagesgeschäft zählen die Kommunalisierung von Versorgungsinfrastrukturen, die Restrukturierung und Geschäftsfeldentwicklung von Energieversorgern, die Begleitung von Erzeugungsprojekten, insbesondere im Bereich der Erneuerbaren Energien, sowie die Unterstützung des energiewirtschaftlichen Regulierungsmanagements. Dabei verstehen wir uns als Partner, der Sie umfassend von der Strategie- und Konzeptphase bis in die Umsetzung der Details des operativen Geschäftsbetriebs begleitet.



Anton Berger

Dipl.-Ökonom, Dipl.-Betriebswirt (FH)
Partner

Rödl & Partner GbR
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

T +49 911 9193 3601
M +49 171 6070 916
anton.berger@roedl.com



Benjamin Richter

Diplom-Betriebswirt (FH)
Partner

Rödl & Partner GbR
Denninger Str. 84
81925 München

T +49 89 9287 803 50
M +49 160 3588 257
benjamin.richter@roedl.com



Katja Rösch

M.Sc. Management and Technology
Senior Associate

Rödl & Partner GbR
Denninger Str. 84
81925 München

T +49 89 9287 803 52
M +49 151 5173 3065
katja.roesch@roedl.com



Manuel Thom

M.Sc. RWTH

Rödl & Partner GbR
Denninger Str. 84
81925 München

T +49 89 9287 803 51
M +49 160 9924 9496
manuel.thom@roedl.com

Impressum

Dieses Konzeptpapier ist ein unverbindliches Informationsangebot und dient allgemeinen Informationszwecken. Es handelt sich dabei weder um eine rechtliche, steuerrechtliche oder betriebswirtschaftliche Beratung, noch kann es eine individuelle Beratung ersetzen. Bei der Erstellung des Konzeptpapiers und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl Consulting AG stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl Consulting AG nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen. Die enthaltenen Informationen sind nicht auf einen speziellen Sachverhalt einer Einzelperson oder einer juristischen Person bezogen, daher sollte im konkreten Einzelfall stets fachlicher Rat eingeholt werden. Rödl Consulting AG übernimmt keine Verantwortung für Entscheidungen, die der Leser aufgrund dieser Studie trifft. Unsere Ansprechpartner stehen gerne für Sie zur Verfügung.

Der gesamte Inhalt des Konzeptpapiers und der fachlichen Informationen – mit Ausnahme der eindeutig als solche gekennzeichneten Fremdzitate – ist geistiges Eigentum von Rödl Consulting AG und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt des Konzeptpapiers und der fachlichen Informationen nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl Consulting AG.

Herausgeber

Rödl GmbH RAG StBG WPG
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg
Deutschland / Germany
T +49 911 597 96 125
F +49 911 597 96 200
info@roedl.de
www.roedl.de

Verantwortlich für den Inhalt

Anton Berger
Äußere Sulzbacher Straße 100
90491 Nürnberg

Autoren

Katja Rösch
Denninger Str. 84
81925 München
katja.roesch@roedl.com

Benjamin Richter
Denninger Str. 84
81925 München
benjamin.richter@roedl.com

Manuel Thom
Denninger Str. 84
81925 München
manuel.thom@roedl.com

Layout, Satz, Grafik & Titelgestaltung

Andrea Kurz
andrea.kurz@roedl.de

Stand: Mai 2019

Rödl GmbH RAG StBG WPG
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

www.roedl.de