

## Strategiepapier

# „Zukunft Wärmenetzsysteme“

Berlin, 15. Juni 2017

## Inhalt

1. Zentrale Aussagen	3
2. Einleitung	4
3. Politische Zielsetzung und Status quo	5
3.1. Ziele der Bundesregierung zu Klimaschutz und Erneuerbaren Energien	5
3.2. Status quo der Fernwärme/Wärmenetzsysteme	7
4. Zielsystem leitungsgebundene Wärmeversorgung	10
5. Maßnahmen / Technologien zur Realisierung des Zielsystems	12
5.1. Power-to-Heat	12
5.2. Abwärmennutzung	14
5.3. Thermische Abfallverwertung	15
5.4. Einsatz von Biomasse	16
5.5. Großwärmepumpen	18
5.6. Geothermie	19
5.7. Solarthermie	20
5.8. Power-to-Gas	21
6. Zusammenfassung und Fazit	23

## 1. Zentrale Aussagen

Für den schnellen Überblick sind nachfolgend zentrale Aussagen des Strategiepapiers zusammengefasst.

1. Bereits heute ist durchschnittlich ein Wärmeanteil auf Basis Erneuerbarer Energien in Höhe von 13,6 % in den Wärmenetzen in Deutschland enthalten.
2. Künftig wird es zu einer weiteren Diversifizierung der Wärmeerzeugung für die leitungsgebundene Wärmeversorgung kommen, so dass bis zum Jahr 2050 rund 88 % der Wärme aus Erneuerbaren Energien, Ab- und Umweltwärme sowie aus der Abfallverwertung stammen.
3. Neben KWK-Wärme auf Basis von Biogas, Power-to-Gas, Abfall und Erdgas (insg. 35,4 %) werden bis 2050 Wärmeanteile aus Power-to-Heat, Großwärmepumpen, Geo- und Solarthermie sowie die Einbindung von Abwärme den übrigen Bedarf decken.
4. Die Wärmewende wird in dicht besiedelten Regionen und städtischen Gebieten nur mit Hilfe der Sammel- und Verteilfunktion der Wärmenetzsysteme und des Erdgasnetzes funktionieren, da große Flächen für die Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien (EE) vor Ort fehlen.
5. Wärmenetze und auch Gasnetze sind also entscheidende Infrastruktursysteme für die Erreichung der Beiträge, die der Wärmemarkt zur Erfüllung des Klimaschutzziels und für die Energiewende leisten muss.
6. KWK-/Wärmenetzsysteme der öffentlichen Versorgung sind bereits heute bzw. in naher Zukunft zu einem sehr großen Teil durch Wärmespeicher flexibel ausgelegt.
7. Zusätzlich ist in Wärmenetzsystemen bereits eine Gesamtleistung von mindestens 540 Megawatt Power-to-Heat-Anlagen installiert, wodurch überschüssiger EE-Strom in Wärme zur Versorgung der Wärmekunden umgewandelt werden kann (Problem: Belastung des Stroms durch Umlagen, Steuern und Abgaben).
8. Das jeweilige Gesamtsystem aus Wärmenetz, KWK-Anlage, Wärmespeicher und Power-to-Heat-Modul kann die sinnvolle Einbindung von fluktuierenden Strommengen aus Erneuerbaren Energien in das Energiesystem ermöglichen, dadurch eine Entlastung der Stromnetze unterstützen und die frühzeitige Abschaltung von EE-Anlagen verhindern. Auch Power-to-Gas wird mit seiner Langzeit-Speicherfunktion für große Mengen an Erneuerbarer Energie einen wichtigen Beitrag leisten. Somit können flexible KWK-/Wärmenetzsysteme auch einen signifikanten Beitrag zur Sicherung der Systemstabilität im Stromnetz leisten.
9. Es muss den Betreibern der Wärmeversorgungssysteme überlassen bleiben, wie eine zukunftsfähige Ausgestaltung der Wärmenetze – unter den Bedingungen der Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit – vorgenommen wird.
10. Die Politik steht in der Verantwortung, einen rechtlichen Rahmen zu schaffen bzw. zu erhalten, der diesen Anpassungsprozess zulässt.

## 2. Einleitung

Der Wärmemarkt umfasst die Bereitstellung von Raumwärme, Prozesswärme und Warmwasser. Die Kundengruppen der privaten Haushalte, der Industrie sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen sind Bestandteile des Wärmemarktes in Deutschland. Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser betrug 2015 rund 779 Mrd. Kilowattstunden (779 TWh). Den größten Anteil an diesem Verbrauch haben Haushalte mit rund 68 Prozent (2015). Die Zahl der beheizten Wohnungen betrug im Jahr 2016 41,5 Millionen. Über Wärmenetzsysteme (Nah- und Fernwärme) wurden 2016 rund 5,7 Mio. Wohnungen beheizt. Circa 329.000 Wohnungen wurden 2016 neu errichtet, wovon 20 Prozent die Wärmeversorgung über Wärmenetze realisieren. Der Neubau des Jahres 2016 entspricht lediglich 0,8 Prozent des Gebäudebestands. Von den rund 21 Mio. Heizungsanlagen im Bestand sind rund 70 Prozent unzureichend effizient und älter als 20 Jahre. Die Modernisierungsrate bei Heizungsanlagen liegt jedoch nur bei rund drei Prozent pro Jahr. Darüber hinaus sind circa 64 Prozent der 19,1 Mio. Gebäude mit Wohnraum in Deutschland vor 1979 errichtet worden. Insofern sind für die Umsetzung der Energiewende im Wärmemarkt („Wärmewende“) Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz, zur Energieeinsparung – insbesondere auch über die Primärenergieeinsparung – und eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien vor allem im Gebäudebestand von entscheidender Bedeutung. Dabei bestehen die größten Herausforderungen in den dicht besiedelten städtischen Regionen, wo der Geschosswohnungsbau überwiegt und Fläche bzw. Raum für technische Lösungen sowie für die Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien knapp sind.

Heute schon verbessert die leitungsgebundene Wärmeversorgung über Wärmenetzsysteme mit ihren hohen Anteilen von Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) die Energieeffizienz (Primärenergieeinsparung) gegenüber der ungekoppelten Erzeugung sowie gegenüber alten Heizkesseln (z.B. Standard- oder Niedertemperaturkessel) und spart so CO<sub>2</sub>-Emissionen ein. Darüber hinaus erhöht sie den Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) in der Wärmeversorgung des Gebäudebestands in städtischen Gebieten. So liegt beispielsweise der EE-Anteil bei der Wärmeversorgung in Städten im Schnitt bei nur einem Prozent, der EE-Anteil in den Wärmenetzsystemen dagegen bei 13,6 Prozent. Fernwärme macht also die städtische Wärmeversorgung aktuell bereits „erneuerbarer“.

Im Jahr 2015 betrugen die gesamten Treibhausgasemissionen Deutschlands circa 902 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Davon machten die energiebedingten Emissionen rund 752 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>- Äquivalent aus. Daran hatte die Stromerzeugung nach ersten Berechnungen des BDEW mit 41 Prozent den größten Anteil, knapp gefolgt vom Wärmemarkt, der 38 Prozent der Emissionen verursachte. Der Verkehrssektor war 2015 für 21 Prozent des Klimagasausstoßes verantwortlich. Die Zahlen verdeutlichen, dass auch dem Wärmemarkt eine hohe Bedeutung für die Erreichung der Klimaschutzziele zukommt.

### 3. Politische Zielsetzung und Status quo

#### 3.1. Ziele der Bundesregierung zu Klimaschutz und Erneuerbaren Energien

Nachdem in den vergangenen Jahren der Schwerpunkt der energie- und klimapolitischen Diskussion und Rechtsetzungsverfahren auf dem Stromsektor lag, rücken die Initiativen der Europäischen Kommission und der Bundesregierung nun den Wärme- und Gebäudebereich stärker in den Fokus.

Die Europäische Kommission hat diesbezüglich am 16. Februar 2016 die EU-Strategie für Wärme- und Kälteerzeugung veröffentlicht. Diese zeigt auf, dass zur Erreichung des EU-Klimaziels für 2050 auch der Gebäudebestand „dekarbonisiert“ werden muss. Dazu sieht die EU in ihrer oben genannten Strategie folgende Maßnahmen vor:

- Erleichterung der Gebäuderenovierung
- Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung
- Wiederverwendung von Abwärme und -kälte aus der Industrie
- Einbeziehung von Verbrauchern und Industrie

Auf nationaler Ebene ist die Minderung der Treibhausgasemissionen ein wesentliches Kernelement der Energiewende in Deutschland. Das zentrale Dokument der Bundesregierung zum Thema Klimaschutz ist der „Klimaschutzplan 2050“, der am 14.11.2016 verabschiedet wurde. Dieser zeigt die Grundlinien für die Umsetzung der langfristig angelegten Klimaschutzstrategie Deutschlands auf. Inhaltliche Basis für den Klimaschutzplan 2050 ist das Ziel einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050. So sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber 1990 bis 2020 um mindestens 40 Prozent, bis 2030 um 55 Prozent und bis 2050 um mindestens 80 bis 95 Prozent reduziert werden. Siehe Tabelle 1.

	2015	2020	2030	2040	2050
<b>Treibhausgasemissionen</b>					
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-27,2 %*	mindestens -40 %	mindestens -55 %	mindestens -70 %	-80 % bis -95 %
<b>Erneuerbare Energien</b>					
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	14,9 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil am Bruttostromverbrauch	31,6 %	mindestens 35 %	mindestens 50 %	mindestens 65 %	mindestens 80 %
			EEG 2025: 40 bis 45 %	EEG 2035: 55 bis 60 %	
Anteil am Wärmeverbrauch	13,2 %	14 %			
Anteil im Verkehrsbereich	5,2 %	10 %**			

Tab. 1: Quantitative Ziele der Energiewende und Status quo (2015) (Quelle: Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende, BMWi, Dezember 2016)

Der Klimaschutzplan 2050 bezieht alle relevanten Sektoren – Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie sowie Landwirtschaft – ein. Die Emissionszielwerte für die einzelnen Sektoren sind der Tabelle 2 zu entnehmen. Für den Bereich der energiebedingten Emissionen sollen die Ziele durch Erhöhung der Energieeffizienz, Senkung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen, Senkung des Energieverbrauches und durch den verstärkten Einsatz von Erneuerbaren Energien erreicht werden.

*Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder*

Handlungsfeld	1990 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2014 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2030 (in Mio. t CO <sub>2</sub> -Äq.)	2030 (Minderung in % ggü. 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	62 – 61 %
Gebäude	209	119	70 – 72	67 – 66 %
Verkehr	163	160	95 – 98	42 – 40 %
Industrie	283	181	140 – 143	51 – 49 %
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	34 – 31 %
Teilsomme	1209	890	538 – 557	56 – 54 %
Sonstige	39	12	5	87%
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1248</b>	<b>902</b>	<b>543 – 562</b>	<b>56 – 55 %</b>

*Tab. 2: Emissionen der in die Zieldefinition einbezogenen Handlungsfelder (Quelle: Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung; November 2016)*

Der Klimaschutzplan sieht für das Handlungsfeld „Gebäude“ bis zum Jahr 2030 eine Minde-rungsvorgabe von 66 – 67 Prozent gegenüber dem Jahr 1990 auf dann 70 – 72 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente vor. Im Jahr 2014 betragen die Emissionen des Gebäudebereichs 119 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente. Im Sinne dieses Klimaschutzplanes sollen insbesondere in dicht bebauten Städten zukunftsfähige Wärmenetzsysteme eine wichtige Rolle für eine CO<sub>2</sub>-arme Wärmeversorgung einnehmen. Ziel sei es laut „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ des BMWi, die bereits im Herbst 2015 veröffentlicht worden ist, Infrastrukturinvestitionen auszulösen, die auch eine verstärkte Einbindung der Wärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien ermöglichen.

### 3.2. Status quo der Fernwärme/Wärmenetzsysteme

Die Nettowärmeerzeugung zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Deutschland betrug 2016 rund 137 TWh und setzte sich wie folgt zusammen:

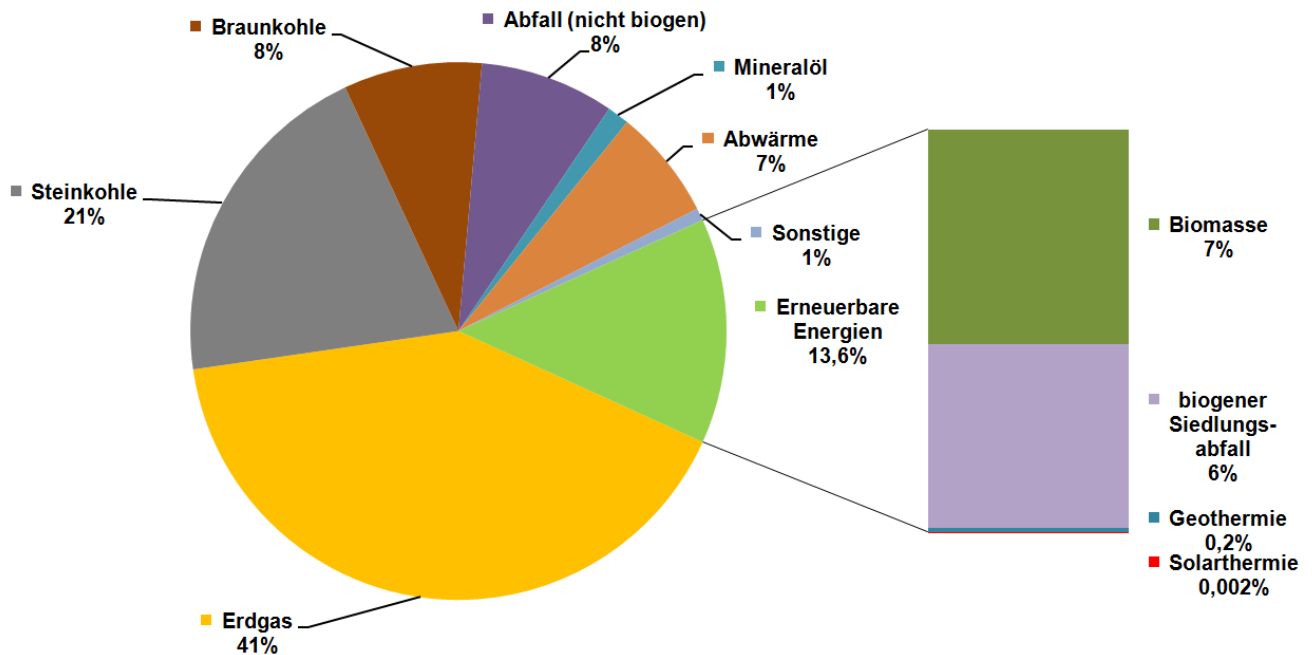


Abb. 1: Prozentuale Zusammensetzung der Nettowärmeerzeugung für die Wärmeversorgung über Wärmenetzsysteme im Jahr 2016 (Quellen: Statistisches Bundesamt, BDEW; Stand: 01/2017)

Ein Großteil der in Wärmenetze eingespeisten Wärme wird in KWK-Anlagen produziert (83 %), sieben Prozent kommen aus industrieller Abwärme. Im Jahr 2016 stammten 13,6 Prozent der in Wärmenetze eingespeisten Wärme aus Erneuerbaren Energien (EE). Dieser Anteil setzt sich circa zur Hälfte aus Wärme aus Biomasse und aus dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls zusammen (s. Abb. 1). Die Anteile der Wärme aus Geothermie und Solarthermie sind mit 0,2 bzw. 0,002 Prozent noch sehr gering. Aus Erdgas stammte mit rund 40 Prozent im Jahr 2016 der größte Anteil der Nettowärmeerzeugung. Über die Wärmemenge aus den mittlerweile über 34 installierten größeren Power-to-Heat-Anlagen (elektrische Wärmeerzeuger) liegen noch keine Daten vor.

Über Wärmenetze werden 13,7 Prozent (2016) der Wohnungen im Gebäudebestand (s. Tab. 3) und 23,8 Prozent (2016) im Neubau (s. Tab. 4) beheizt.

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. <sup>1)</sup>	Gas <sup>2)</sup>	Fernwärme	Strom	Elektrowärmepumpen	Heizöl	Sonstige <sup>3)</sup>
		Anteile in %					
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0
2015	41,3	49,3	13,6	2,8	1,7	26,5	6,1
2016*	41,5	49,4	13,7	2,7	1,8	26,3	6,1

<sup>1)</sup> Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vorhanden

<sup>2)</sup> einschließlich Bioerdgas und Flüssiggas

<sup>3)</sup> Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

\* vorläufig

Tab. 3: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes (Quelle: BDEW; Stand:01/2107)

Jahr	Anzahl der Wohnungen <sup>1)</sup>	Erdgas <sup>2)</sup>	Elektrowärmepumpen	Fernwärme	Strom	Heizöl	Holz, Holzpellets	Sonstige
		Anteile in %						
2014	264.332	49,9	19,9	21,5	0,6	0,7	6,1	1,3
2015	285.282	50,3	20,7	20,8	0,7	0,7	5,3	1,5
2016*	329.000	44,4	23,4	23,8	0,9	0,7	5,3	1,5

<sup>1)</sup> zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; ohne Wohnungen in Wohnheimen

<sup>2)</sup> einschließlich Bioerdgas

\* vorläufig

Tab. 4: Beheizungssysteme in neuen Wohnungen (Quelle: Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter, BDEW; Stand: 01/2017)

Über Wärmenetzsysteme werden nicht nur private Haushalte und Wohngebäude beheizt. Auch die Industrie ist zu einem erheblichen Teil Abnehmer von Fernwärme, die z.B. als Prozesswärme oder zur Beheizung von Produktionsstätten eingesetzt wird. Die Tabelle 5 gibt einen Überblick zur Aufteilung des Fernwärme-/Kälteverbrauchs nach Kundengruppen. Insgesamt wurden 2016 rund 119 Terawattstunden (TWh) an Fernwärme und Fernkälte verbraucht. Die Differenz zwischen der Nettowärmerzeugung (137 TWh, s. Abb. 1) und des Wärme-/Kälteverbrauchs in Höhe von 18,4 TWh ergibt sich aus dem Betriebsverbrauch und den Netzverlusten.



Kundengruppen	2015 Mrd. kWh	2016*	Änderung in Prozent
Industrie	47,1	48,0	+ 1,9
Haushalte	47,3	49,1	+ 3,7
Sonstige	21,2	21,5	+ 1,3
<b>Insgesamt</b>	<b>115,6</b>	<b>118,6</b>	<b>+ 2,5</b>

\* vorläufig

Tab. 5: Entwicklung des Fernwärme-/kälteverbrauchs nach Kundengruppen (Quelle: Statistisches Bundesamt, BDEW, Stand: 01/2017)

Laut dem zweiten Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) vom November 2015 lag die Wärmenetzeinspeisung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2013 bei 14,6 Terawattstunden (TWh). Dies entspricht bei einem Wärmeabsatz (Fernwärme) von 122 TWh einem EE-Anteil von rund zwölf Prozent. Den größten Anteil innerhalb der erneuerbaren Brennstoffe machen mit rund 51 Prozent der biogene Anteil des Abfalls sowie mit ca. 38 Prozent die biogenen Festbrennstoffe aus. Wie der Abbildung 1 zu entnehmen ist, lag der Anteil der Wärme aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2016 bei 13,6 Prozent. Die Steigerung dieses Anteils betrug im betrachteten Zeitraum folglich 1,3 Prozent. Allerdings sind die Wärmemengen aus Power-to-Heat-Anlagen unter Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Energien nicht berücksichtigt, weil dazu bislang keine Daten zur Verfügung stehen. Mindestens 538 Megawatt Power-to-Heat-Leistung waren Anfang 2017 in KWK-/Wärmenetzsystemen der öffentlichen Versorgung an 34 Standorten in Deutschland installiert. An wenigstens fünf weiteren ist Power-to-Heat geplant.

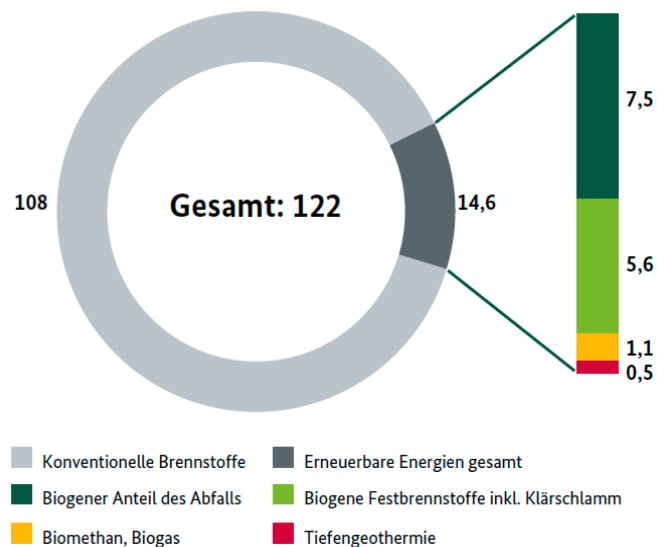


Abb. 2: Fernwärmeabsatz aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2013 nach AG Energiebilanzen-Konvention (nicht witterungsbereinigt) in TWh (Quelle: Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz des BMWi nach Daten des Statistischen Bundesamtes)

#### 4. Zielsystem leitungsgebundene Wärmeversorgung

Künftig werden im Zuge der Energiewende und der Dekarbonisierung des Wärmemarktes weitere Herausforderungen auf Wärmenetzsysteme und deren Betreiber zukommen. Diese können gemeistert werden, wenn Wärmenetze sukzessive in ein Zielsystem transferiert werden, das beispielsweise die Einbindung von Wärme aus Erneuerbaren Energien – etwa durch die schrittweise Absenkung von Vorlauftemperaturen – erleichtert. Durch Dämmmaßnahmen im Neubau sowie bei der Sanierung des Gebäudebestands wird der spezifische Wärmebedarf weiter sinken. Für dieses Strategiepapier wird davon ausgegangen, dass die Nettoerzeugung von Wärme für die leitungsgebundene Wärmeversorgung von derzeit rund 140 leicht auf 125 Terawattstunden im Jahr 2050 abnehmen wird. Der immer besseren Dämmung im Neubau und im Gebäudebestand wird künftig der für die Umsetzung der Wärmewende notwendige Aus- und Neubau sowie die Verdichtung der Wärmenetzsysteme gegenüberstehen. Daher wird für die Projektion auf das Jahr 2050 von einem leichten Rückgang der Nettoerzeugung für die leitungsgebundene Wärmeversorgung ausgegangen. Darüber hinaus ist mit einem Anstieg der Anforderungen an die Qualität der Wärme in Wärmenetzsystemen zur Erfüllung der rechtlichen Vorgaben und der Kundenwünsche zu rechnen. Der Anteil erneuerbarer Wärme, der Primärenergiefaktor und die aus der Wärmeerzeugung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in diesem Zusammenhang als wichtige Kriterien für das Zielsystem zu nennen. Darüber hinaus gilt es, weitere Abwärmepotenziale aus der Industrie für die leitungsgebundene Wärmeversorgung zu erschließen, nach Möglichkeit die Netztemperaturen sukzessive abzusenken und die Lebensdauer der vorhandenen Wärmenetzinfrastruktur zu verlängern.

Die zentrale Herausforderung liegt darin, den Ausbau und die Verdichtung der Wärmenetzinfrastruktur unter schwierigen wirtschaftlichen Konditionen und darüber hinaus unsicheren politischen Rahmenbedingungen zu realisieren.

Neben den genannten Aspekten auf der Wärmeseite ist die Einbindung des KWK-/Wärmenetzsystems in den Strommarkt von besonderer Bedeutung. Bereits heute ist die Kompatibilität von Fernwärme/KWK und volatiler Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (insbesondere PV) in vielen Fällen gegeben. Dies gilt vor allem für die KWK in der öffentlichen Versorgung, weil sie weitestgehend nach dem Strompreissignal gefahren wird. Darüber hinaus ist eine weitere Erhöhung dieser Kompatibilität durch die Installation von Wärmespeichern möglich. Diese bieten den Vorteil der zeitlichen Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch, die je nach Kapazität des Speichers mehr oder weniger limitiert ist.

Perspektivisch kann auch die Ergänzung des Wärmespeichers durch eine Power-to-Heat-Anlage sinnvoll sein, um die Flexibilität des Gesamtsystems nochmals zu erhöhen und den Zwangseinsatz der KWK-Anlage zu minimieren. Die bislang von Wärmenetzbetreibern installierten Power-to-Heat-Module werden ganz überwiegend im Regelleistungsmarkt (Sekundärregelung) eingesetzt, weil die Nutzung von „Überschussstrom“ zur Wärmeerzeugung aufgrund der aktuell hohen Belastung durch Umlagen (EEG), Abgaben (Netzentgelte) und Steuern (Stromsteuer) nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Dies gilt auch für die Stromnutzung in Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung von Substituted Natural Gas (SNG). Über den Einsatz von SNG in KWK-/Wärmenetzsystemen kann mittelfristig nicht nur der Anteil an Wärme und Strom aus Erneuerbaren Energien erhöht, sondern auch ein wichtiger Beitrag zu deren über-saisonalen Nutzung geleistet werden. Das Gesamtsystem aus KWK-Anlage, Wärmenetz, Wärmespeicher und Power-to-Heat-Anlage bietet sehr gute Voraussetzungen zur Verbesserung der Energieeffizienz, zur Erhöhung des EE-Anteils in der Wärmeversorgung und zur Integration von Abwärme. Dies gilt insbesondere für städtische Gebiete und den Gebäudebestand, wo Alternativen zur Realisierung der Wärmewende regelmäßig wesentlich teurer und/oder schwer umsetzbar sind.

Auch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat diese wichtigen Funktionen der Wärmenetze für die Energie- und Wärmewende in seinem „Impulspapier Strom 2030“ vom September 2016 hervorgehoben. Folgende Grafik aus der BMWi-Veröffentlichung verdeutlicht anschaulich die zukünftige Rolle der Wärmenetze.

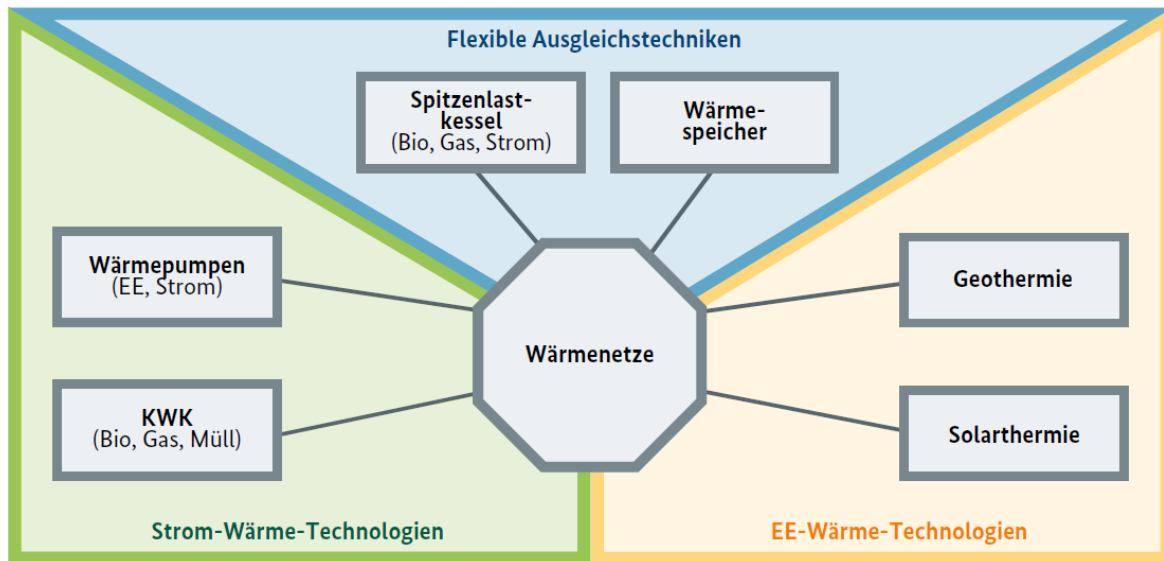


Abb. 3: Modernes wärmenetzbasieretes Strom-Wärme-System (schematische Darstellung, Quelle: BMWi: Impulspapier Strom 2030)

## 5. Maßnahmen / Technologien zur Realisierung des Zielsystems

### 5.1. Power-to-Heat

Durch den starken Ausbau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden zunehmend temporäre „Überschüsse“ aus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Stromversorgungssystem auftreten. Über die Flexibilisierung der KWK-/Wärmenetzsysteme mittels Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen kann dieser „EE-Überschussstrom“ – statt beispielsweise zu einer Abschaltung von EE-Anlagen zu führen – vom Strom- in den Wärmemarkt transferiert werden. Die hier erzeugte Wärme wird im Wärmespeicher zwischengespeichert oder über das Wärmenetz direkt an die Wärmekunden verteilt. So können regional und überregional Stromnetze entlastet, die Abschaltung von EE-Anlagen vermieden und die Integration des EE-Stroms in das Energiesystem verbessert werden (s. Abb. 4).

In Abhängigkeit von der tatsächlichen Entwicklung verschiedener Faktoren kann das Potenzial für die Nutzung von Überschussstrom in Power-to-Heat-Anwendungen in den nächsten Dekaden sehr stark schwanken. Grundsätzlich verringern beispielsweise der Netzausbau, das Demand-Side-Management, die Errichtung von Schwachwindanlagen sowie auch die Steigerung der Stromnachfrage durch Ausbau von Elektromobilität und Elektrowärme die durch Einspeisemanagement abzuregelnde Strommenge oder die Strommengen aus der Redispatch-Leistungsreduktion. Zudem beschränken sich die Stromüberschüsse in den Übertragungsnetzen laut der Studie „Meta-Analyse Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr“ der Agentur für Erneuerbare Energien von April 2016 voraussichtlich v. a. auf Gebiete in Nordwest- und Nordostdeutschland sowie Südniedersachsen und Hessen.

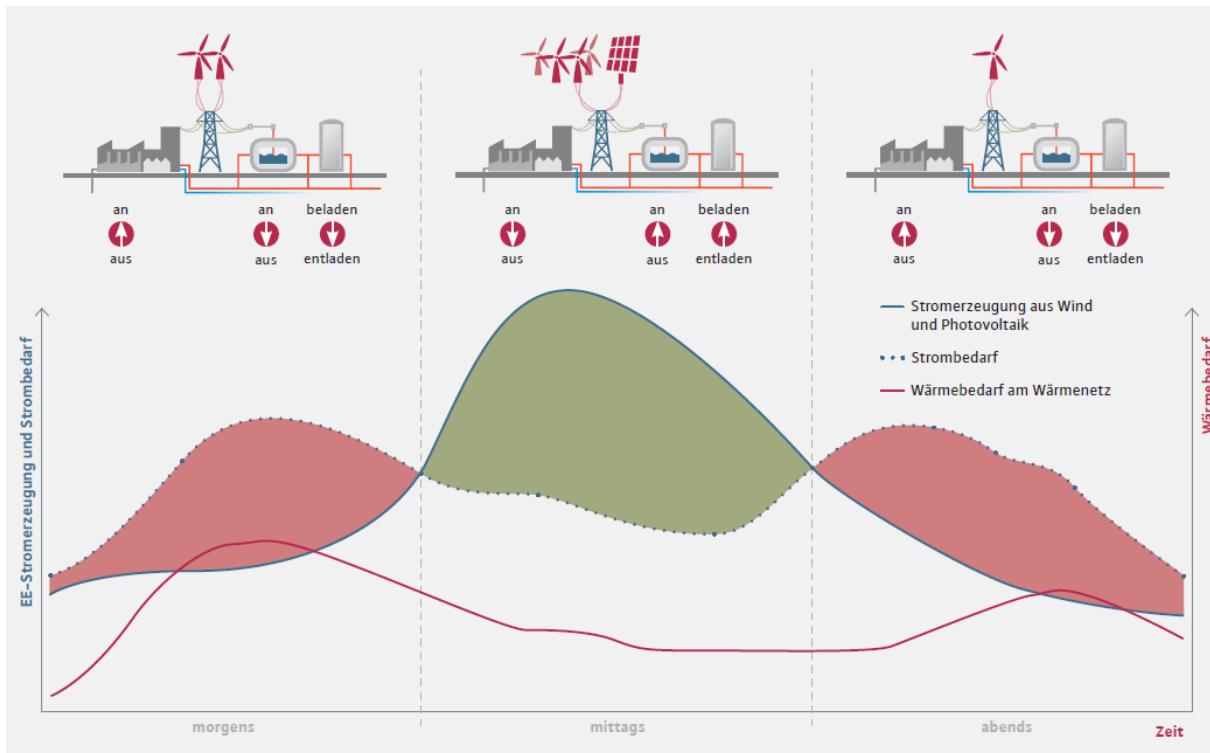


Abb. 4: Exemplarische Arbeitsweise eines Power-to-Heat-Moduls im Tagesverlauf (Quelle: BDEW 2016)

Unter Berücksichtigung der eingangs genannten Faktoren könnten laut einer Studie der Prognos AG aus dem Jahr 2013 im Jahr 2030 bis zu 6 TWh Überschussstrom allein aus EE-Anlagen in Wärmenetzsystemen thermisch genutzt werden, im Jahr 2050 bis zu 22 TWh (s. Abb. 5). Die von der Agentur für Erneuerbare Energien analysierten Studien gehen hier von deutlich höheren Werten aus (31 bis 330 TWh in 2050). Darüber hinaus ist sehr wahrscheinlich, dass mit dem weiter steigenden Anteil Erneuerbarer Energien auch nach einem weitgehend erfolgten Netzausbau zeitweise in vielen Regionen die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigen wird. Auch solche Stromüberschüsse würden potenziell für die Nutzung in Power-to-Heat-Anlagen zur Verfügung stehen. Dabei muss es sich nicht ausschließlich um EE-Strom handeln. Wie in Kapitel 3.2 bereits ausgeführt, sind in Deutschland aktuell 538 Megawatt an Power-to-Heat-Leistung installiert (Stand: 01/2017). Diese verteilt sich auf 34 Standorte. Für das Jahr 2050 werden aus dem mittleren Szenario der Prognos AG 20 TWh Wärme aus Power-to-Heat angenommen.

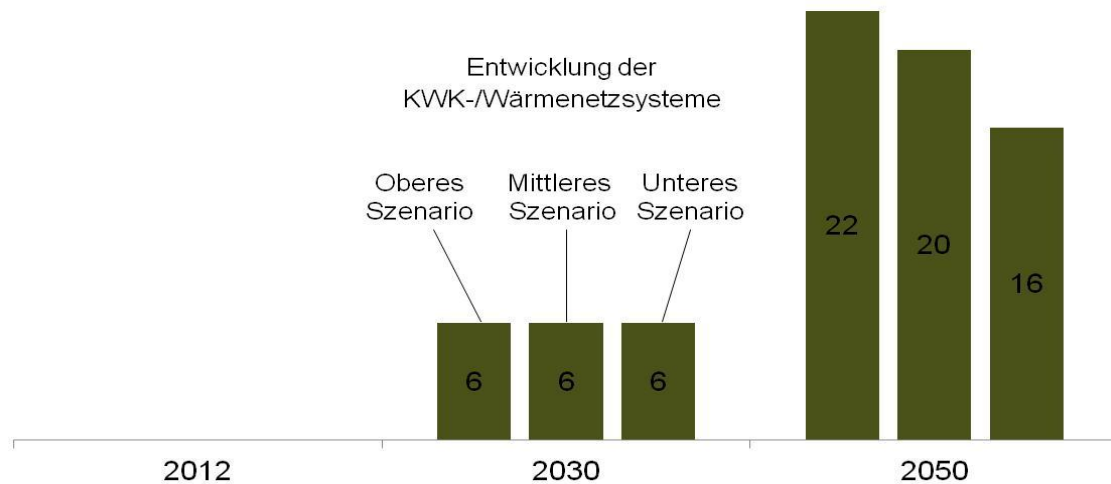


Abb. 5: Potenzial zur Nutzung überschüssigen EE-Stroms zur Wärmebereitstellung in KWK-Wärmenetzsystemen durch Elektroheizer in TWh (Quelle: Prognos AG 2013)

## 5.2. Abwärmenutzung

Die Potenziale zur Nutzung von Abwärme für die Fernwärmeversorgung müssen sowohl in der Menge (TWh) als auch in der Qualität (Grädigkeit) bewertet werden. In Deutschland existieren diesbezüglich jedoch keine belastbaren Potenzialanalysen. Deshalb wurden in IfEU et al. 2010 Ergebnisse einer norwegischen Studie auf die deutsche Industriestruktur übertragen, um je nach Branche und Energieverbrauch Aussagen zum nutzbaren Abwärmepotenzial treffen zu können. Dieser Methode folgend stehen in Deutschland im Sektor des produzierenden Gewerbes mit Blick auf das für Fernwärme theoretisch nutzbare Potenzial 133 TWh pro Jahr zur Verfügung (88 TWh/a Abwärme im Temperaturbereich über 140 °C und zusätzlich 45 TWh/a im Temperaturbereich zwischen 60 °C und 140 °C).

Jedoch ist dieses allgemeine Potenzial auf der gewählten Aggregationsebene wenig aussagekräftig. Durch die sehr spezifische Charakteristik der Abwärmepotenziale sind fallbezogene Analysen notwendig, sowohl auf der Seite des Industrieunternehmens als Anbieter als auch auf der Seite des Wärmeversorgers, der die Wärme ggf. nutzen kann.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass Wärmenetzbetreiber in Deutschland die unter Berücksichtigung des heutigen Standes der Technik betriebswirtschaftlich sinnvoll nutzbaren Abwärmequellen aktuell bereits überwiegend erschlossen haben. Auf eine Erschließung von Abwärmepotenzialen zielt auch die Kosten-Nutzen-Vergleichs-Verordnung (KNV-V), die im April 2015 in Kraft getreten ist, um die Vorgaben der EU-Energieeffizienzrichtlinie umzusetzen. Darüber hinaus besteht bei der Abwärmenutzung in Wärmenetzsystemen grundsätzlich die Problematik der „n-1“-Sicherheit, die bei vielen industriellen Abwärmequellen durch die Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Situation, der Produkte des Industrieunternehmens und die dadurch nötige Besicherung der Wärmeleistung durch Schattenkraftwerke eine Nutzung aus Sicht des Fernwärmeversorgers unwirtschaftlich machen. Ebenso

schränken die Entfernung der industriellen Abwärmequellen zu bestehenden Wärmenetzsystemen und das vorhandene Temperaturniveau das tatsächlich nutzbare Potenzial ein.

Darüber hinaus besteht jedoch ein großes theoretisch nutzbares Potenzial, z.B. auch im Rahmen der Nutzung von Abwärme aus Abwasser oder Rechenzentren. Hier bedarf es weiterer Anstrengungen, die Quellen in der Praxis zu wirtschaftlichen Konditionen zu erschließen. Laut Destatis wurden im Jahr 2016 3,8 TWh von Unternehmen des Bergbaus und des verarbeitenden Gewerbes direkt in Fernwärmenetze eingespeist. Der Wert enthält sowohl Fernwärmeauskopplung aus industriellen KWK-Anlagen als auch externe Abhitzenutzung von Industrieprozessen. Von anderen Marktteilnehmern hat ein Bezug von 3 TWh Abwärme stattgefunden. Weitere 2,3 TWh Abwärme sind von Fernwärmeversorgungsunternehmen über den Frischdampfbezug von anderen Dampferzeugern (nicht betriebseigen) eingebunden worden. Unter Berücksichtigung der vorstehend skizzierten Aspekte wird in dieser Potenzialabschätzung von einem über die Jahre ansteigenden Abwärmeanteil in der Fernwärme von aktuell insgesamt 9,1 TWh auf 20 TWh pro Jahr in 2050 ausgegangen.

### **5.3. Thermische Abfallverwertung**

In Deutschland gibt es rund 70 Siedlungsabfallverbrennungsanlagen und rund 30 Ersatzbrennstoffkraftwerke, die zur thermischen Verwertung von Abfällen beitragen. 2015 lag der Anteil der Wärmenutzung aus Abfallverbrennungs- und Abfallmitverbrennungsanlagen in der Fernwärme bei rund 17 TWh aus Hausmüll und hausmüllähnlichen Abfällen mit biogenen Fraktionen sowie bei 2 TWh aus industriellen Abfällen, Sonderabfall und andere Abfällen ohne nennenswerte biogene Anteile. Um zukünftige Potenziale der Abwärmenutzung aus der Abfallverbrennung quantifizieren zu können, muss unter anderem das zukünftig nutzbare Abfallaufkommen geschätzt werden. Das steigende Umweltbewusstsein der deutschen Bevölkerung im Einklang mit politischen Bemühungen zu einer vermehrten Nutzung von biologisch abbaubaren Verpackungsmaterialien sowie die Vergärung von Bioabfällen lassen in diesem Segment auf ein eher sinkendes Potenzial des nutzbaren Abfallaufkommens schließen. Dagegen steht ggf. die zumindest in den letzten Jahren durch Zuwanderung gestiegene Bevölkerungszahl in Deutschland inklusive eines dadurch möglicherweise steigenden Abfallaufkommens.

Im Fazit wird in dieser Potenzialabschätzung langfristig von einem stetig sinkenden Anteil der Abwärmenutzung aus Abfallverbrennung für die Fernwärmeversorgung ausgegangen. Dies deckt sich mit der Potenzialabschätzung aus dem Energiekonzept der Bundesregierung für 2050. Die Bundesregierung weist hier sowohl im Referenz- als auch in den Zielszenarien ein Absinken der Abwärmenutzung aus der Abfallverbrennung auf 4,2 TWh in 2050 aus. Da bei der Erstellung des Energiekonzeptes der mittlerweile deutlich zu erkennende Zuzug nach Deutschland noch nicht absehbar war und darüber hinaus eine Reihe von zusätzlichen Effizienzsteigerungen und Wärmeauskopplungen bei Abfallverbrennungsanlagen in der Planung sind bzw. bereits zwischenzeitlich umgesetzt wurden, wird für 2050 ein höherer Wert von

15 TWh angesetzt. Berücksichtigt ist auch das Potenzial der vorhandenen Anlagen, das durch die Erhöhung des Nutzungsgrads zu einer erhöhten Wärmeauskopplung führt.

#### **5.4. Einsatz von Biomasse**

Im Jahr 2015 wurden rund 9,6 TWh Wärme aus der energetischen Biomasse- und Biogasnutzung in Wärmenetze eingespeist.

##### Holzartige Biomasse

Das Potenzial zur energetischen Nutzung von holzartiger Biomasse hängt entscheidend vom verfügbaren Holzaufkommen ab. Für das Jahr 2007 wurde vom Deutschen Biomasse-Forschungszentrum (DBFZ 2011b) ein Holzaufkommen in Deutschland in Höhe von 311 TWh berechnet. Diesem Holzaufkommen steht eine Holznutzung in den verschiedenen Nutzungspfaden von insgesamt 292 TWh gegenüber. Es lässt sich somit feststellen, dass im Jahr 2007 die Holznutzung insgesamt geringer als das Holzaufkommen war. Zukünftig wird jedoch mit einem erheblichen Anstieg der Holznutzung gerechnet. Eine spätere Analyse geht bezüglich der zukünftigen Holznutzung in 2020 von einer Steigerung auf rd. 434 TWh aus. Das Holzaufkommen wird in diesem Zeitraum auf insgesamt 356 TWh steigen (Basisszenario 2020, DBFZ 2011b). Für das Jahr 2020 entstände somit eine „Holzlücke“ von rund 78 TWh.

Ohne die zusätzliche Nutzung von landwirtschaftlichen Flächen zum Anbau von Kurzumtriebsplantagen und/oder Holzimporte ließe sich diese Lücke nicht schließen. Die zentrale Nachfrage nach großen Mengen Biomasse wirft die Frage nach einer nachhaltigen Rohstoffbeschaffung auf. Es sind in der Vergangenheit deutliche Auswirkungen hinsichtlich Nutzungskonkurrenzen sowie auf den Naturschutz (Waldbiodiversität) verzeichnet worden.

Rund 40 Prozent der derzeit für die Fernwärmeversorgung eingesetzten holzartigen Biomasse ist abfallbasiert (Altholz, Holzreste aus Sägewerken, Restholz, Landschaftspflegeholz, etc.). Ein weiterer Ausbau der energetischen Nutzung von nicht abfallbasierter holzartiger Biomasse in der Fernwärmeversorgung wird absehbar aufgrund begrenzter Potenziale und Nutzungskonkurrenzen mittelfristig an ihre Grenzen stoßen. Die zunehmende Nachfrage nach Biomasse führt u. a. zu Logistikketten, die nicht länger nur auf regionale Potenziale zurückgreifen, sondern Biomasse im nationalen und internationalen Rahmen beschaffen. Im europäischen Ausland sowie weltweit ist jedoch ebenfalls von einem starken Wachstum der energetischen Biomassenutzung auszugehen (ecoprolog 2012), so dass auch das Potenzial für den Import von Holz nach Deutschland limitiert ist. Andererseits werden immer mehr Waldflächen nach den Standards von Nachhaltigkeitszertifizierungssystemen wie Forest Stewardship Council (FSC) (weltweit über 179 Mio. Hektar zertifiziert) oder Programme for the Endorsement of Forest Certification schemes (PEFC) (weltweit 255 Mio. Hektar) bewirtschaftet. Diese positive Entwicklung erleichtert gegebenenfalls den Import von holzartiger Biomasse aus nachhaltigen Quellen. Darüber hinaus hat die Europäische Kommission im Rahmen des sog. Winterpakets „Clean Energy for Europe“ Ende 2016 vorgeschlagen, dass bestehende System von Nachhaltigkeitskriterien für Biotreibstoffe und flüssige Biomasse auf feste und gasförmige Bioenergieträger auszudehnen.



Unabhängig davon ergibt sich in den Jahren ab 2020 möglicherweise ein gewisses Potenzial zur zusätzlichen Nutzung von Altholz zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung, weil dann eine Reihe von EEG-Anlagen ohne Wärmeauskopplung absehbar das Ende ihres Förderzeitraums erreichen werden und ein Weiterbetrieb der Anlagen ohne zusätzliche Erlöse aus der Wärmeauskopplung wahrscheinlich nicht darstellbar sein wird.

### Biogas/Biomethan

Von Biomethan oder Bio-Erdgas spricht man, wenn (Roh-)Biogas nach der Aufbereitung – hauptsächlich durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung – die gleiche chemische Zusammensetzung wie Erdgas aufweist und ins Erdgasnetz eingespeist werden kann.

Im Wärmemarkt tragen Biogas und Biomethan heute und zukünftig dazu bei, den erneuerbaren Anteil an der Wärmeerzeugung (Ziel 2020: 14 % Erneuerbare Energien) durch eine Beimisch-Quote oder als Substitut von Erdgas zu steigern. Insbesondere in städtischen Ballungszentren, in denen weder elektrische Wärmepumpen noch Pelletkessel in großem Ausmaß zum Einsatz kommen können, der Wohnungsmarkt keine weiteren Mietsteigerungen durch umfassende Modernisierungen verträgt und vielfach auch aus baulichen Gründen der Energiebedarf nicht unbegrenzt gesenkt werden kann, stellt Biomethan als Brennstoff in hocheffizienten KWK-Anlagen zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung eine schnell verfügbare und nachhaltige Option zur Realisierung von CO<sub>2</sub>-Einsparungen dar. Im Jahr 2016 haben 196 Biomethaneinspeiseanlagen mit einer Kapazität von 880 Mio. Normkubikmeter pro Jahr (Nm<sup>3</sup>/a) eine Menge von 9,4 TWh Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist.

Derzeit stellt die Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) den Leitmarkt für Biomethan dar, da auf Basis der staatlich garantierten Vergütungssätze über 20 Jahre Sicherheit für private Investoren gegeben ist. Die effiziente Nutzung von Biomethan in KWK-Anlagen sowie die Verwendung von landwirtschaftlichen Reststoffen und Bioabfällen tragen wesentlich zur Einsparung von Treibhausgasemissionen bei.

Die Potenziale von Biomethan sind noch nicht ausgeschöpft. Neben kommunalen und industriellen Abfällen und Reststoffen sowie tierischen Exkrementen bieten landwirtschaftliche Potenziale aus Energiepflanzen, aber auch aus Stroh, das größte Potential einer zukünftigen Nutzung. Zu dessen Erschließung könnte ein Großteil der bestehenden Biogasanlagen auf die Biomethan-Einspeisung umgerüstet werden. Durch das Auslaufen der Vergütung für zahlreiche Biogasanlagen ab dem Jahr 2021 gewinnt die Nachrüstung mit einer Aufbereitung für Anlagen ohne ausreichende Wärmenutzung vor Ort an Bedeutung und trägt so zur Erschließung des Potenzials bei. Durch Effizienzsteigerungen und Repowering der Anlagen- und Prozesstechnik bestehender und neuer Anlagen lassen sich zusätzliche Potenziale erschließen. So könnten 2030 bis zu 10,3 Mrd. Kubikmeter Biomethan pro Jahr (100 TWh) in das deutsche Erdgasnetz eingespeist werden. Die nationalen und europäischen Anforderungen an Gewässer- und Bodenschutz werden mit einem gewässerverträglichen Anbau von Energiepflanzen sowie Energieeffizienz einbezogen und berücksichtigt, um eine nachhaltige Bewirtschaftung zu gewährleisten.

Zu einer nachhaltigen Biogasproduktion trägt zukünftig auch bei, dass Biogaserzeuger verstärkt mit mehrjährigen Energiepflanzen und innovativen Anbaukonzepten auf Alternativen zum Maisanbau setzen. Darüber hinaus stärken die Reduzierung des Flächenverbrauchs durch Ertragssteigerungen ohne Gentechnik und der richtige Einsatz von Gärprodukten die Nachhaltigkeit.

Vor diesem Hintergrund kann langfristig von einer leichten Erhöhung des Anteils holzartiger und gasförmiger Biomasse in Wärmenetzsystemen ausgegangen werden. In dieser Potenzialabschätzung wird daher eine Wärmemenge aus fester Biomasse und Biomethan in Wärmenetzsystemen im Jahr 2050 in Höhe von 10 TWh berücksichtigt.

### **5.5. Großwärmepumpen**

In der Studie des AGFW „Transformationsstrategien Fernwärme“ von April 2013 werden die Möglichkeiten der Nutzung von Großwärmepumpen in Wärmenetzsystemen wie folgt dargestellt: „Das technische Potenzial in Deutschland für die Wärmeerzeugung mit Großwärmepumpen, die als Wärmequelle die Abwärme von Industrie und Gewerbe nutzen, wird von Lambauer (2008) mit 231 PJ/a (64 TWh/a) angegeben. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Wärmepumpen ein Temperaturniveau von 70 °C bereitstellen. Als geeignete Abwärmequellen werden von Lambauer (2008) beispielsweise die Ernährungsindustrie, die chemische Industrie, die kunststoffverarbeitende Industrie sowie die Papierindustrie genannt. Neben der industriellen Abwärme bieten Großwärmepumpen zur Nutzung von Abwasserwärme ein großes Potenzial in Deutschland. Es sind jedoch bislang keine Angaben zum Potenzial aus Abwasserwärme für die deutschen Fernwärmenetze verfügbar. Großwärmepumpen nach dem Stand der Technik erreichen derzeit Vorlauftemperaturen von rund 80 °C. Für die Einbindung in Fernwärmenetze ist diese maximale Vorlauftemperatur in vielen Fällen zu niedrig. In den Wintermonaten liegen die Vorlauftemperaturen in Fernwärmenetzen häufig über 100 °C, so dass der Betrieb einer Großwärmepumpe nicht geeignet erscheint. In den Sommermonaten mit niedrigeren Vorlauftemperaturen ist der Einsatz von Großwärmepumpen grundsätzlich denkbar. Großwärmepumpen können beispielsweise in Sekundärnetzen mit im Vergleich zum Primärnetz geringeren Netztemperaturen eingesetzt werden. Reicht die Vorlauftemperatur der Großwärmepumpe nicht aus, besteht die Möglichkeit der Nachheizung mit einer fossilen Kesselanlage. Wird als Wärmequelle für die Großwärmepumpe der Rücklauf des Fernwärmenetzes genutzt, kann sich die Auskühlung des Rücklaufs positiv auf den Brennstoffausnutzungsgrad beim Betrieb einer KWK-Anlage auswirken (Robbi 2008).

Ein weiteres potenzielles Einsatzfeld besteht in der besseren Ausnutzung vorhandener Wärmespeicher. Mit Großwärmepumpen können die Temperaturen im Wärmespeicher weiter gesenkt werden, dadurch wird die gespeicherte Wärme effektiver genutzt. Zudem ist für den Betrieb von Großwärmepumpen ein günstiges Temperaturniveau vorhanden, denn diese werden in der Regel in der Grundlast eingesetzt, um einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb mit hohen Vollbenutzungsstunden zu erreichen. Großwärmepumpen werden daher häufig in Kombination mit KWK-Anlagen und Heizkesseln zur Spitzenlastabdeckung betrieben. Ihr Einsatz in der Spitzenlast schließt sich aus wirtschaftlichen Gründen aus.“ Jedoch kann bis 2050

zum einen von reduzierten Vorlauftemperaturen und zum anderen von technischen Entwicklungen bei der Großwärmepumpentechnik ausgegangen werden, um industrielle Abwärmequellen erschließbar zu machen, deren Nutzung aus heutiger Sicht technisch und wirtschaftlich noch nicht sinnvoll erscheint. Zudem kann im Fall von Großwärmepumpen in ausgewählten Fällen (keine negative Beeinflussung der Stromerzeugung) auch die Einspeisung in den Rücklauf von Wärmenetzen eine Option darstellen. Unterstützt wird die erweiterte Nutzung von Abwärmepotenzialen durch die Aktivitäten der Europäischen Kommission im Rahmen der EU-Wärme- und Kältestrategie. Dabei wird es perspektivisch nicht bei Abwärme bleiben. Auch die Nutzung von Umweltwärme wird dort, wo entsprechende Standortvoraussetzungen (z.B. für Erdsonden, Kollektorfelder) vorhanden sind, integriert werden. In die Gesamtbetrachtung fließt ein Drittel des oben genannten Potenzials, d.h. 19 TWh, ein.

## 5.6. Geothermie

Kayser und Kaltschmitt (1998) haben in ihrer Studie zu den Potenzialen der hydrothermalen Geothermie in Deutschland das technische Potenzial für die Geothermieregionen in Deutschland ermittelt. Dabei ergaben sich Wärmepotenziale in Höhe von 244 TWh pro Jahr für das Süddeutsche Molassebecken, 167 TWh pro Jahr für den Oberrheingraben und 139 TWh pro Jahr für das Norddeutsche Becken. Somit ergibt sich ein technisches Gesamtpotenzial von 550 TWh pro Jahr. Im Hinblick auf die Nutzung petrothermaler Tiefengeothermie ist noch ein umfangreicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand erforderlich. Dennoch könnte das technische Potenzial der Geothermie theoretisch ein Vielfaches des Fernwärmebedarfs in Deutschland decken.

Allerdings ist das nutzbare Potenzial für die Fernwärme geringer, da viele Fernwärmenetze außerhalb der geothermisch günstigen Gebiete liegen und die hydrogeologischen Voraussetzungen, wie beispielsweise eine ausreichende Menge von nutzbarem Thermalwasser, nicht überall gegeben sind. Das geförderte Warmwasser erreicht auch nicht an allen Standorten die für ein lokales Wärmesystem erforderlichen Temperaturen, so dass unter Umständen mit einer Kesselanlage nachgeheizt werden müsste.

Aufgrund fehlender, deutschlandweiter Studien bezüglich der Geothermie-Potenziale speziell für die Fernwärme wird hier auf die Szenarien des Energiekonzeptes der Bundesregierung aus dem Jahre 2010 zurückgegriffen. Diese weisen sowohl im Referenz- als auch in den Zielszenarien eine Steigerung des Geothermieanteils auf 10,8 TWh in 2030 bzw. 18,5 TWh in 2050 aus. Dabei muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass die Geothermie in der Fernwärme im Jahr 2014 nur einen Anteil von 0,2 TWh hatte und mit Ausnahme der Stadtwerke München kein weiteres Fernwärmeversorgungsunternehmen bisher in relevantem Umfang Aktivitäten im Bereich der Geothermie geplant oder realisiert hat. Aufgrund mangelnder Akzeptanz sind vorhandene Potenziale zum Teil schwer oder gar nicht zu erschließen. Eine Umsetzung kann dort erfolgen, wo Potenzial und Akzeptanz vorhanden sind. Für den Ausblick auf das Jahr 2050 wird mit 10 TWh ein eher niedriges Realisierungspotenzial angesetzt.

## 5.7. Solarthermie

Vergleicht man den spezifischen Wärmeertrag pro Quadratmeter ( $\text{m}^2$ ) Kollektorfläche (rd.  $250 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$ ) mit jenem der Biomasse (rd.  $5 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$ ), weist die Solarthermie einen deutlich höheren Ertragswert auf. Zur Bereitstellung von 5 Prozent der Fernwärme aus Solarthermie wäre rechnerisch eine Fläche von rund  $5.890 \text{ ha}$  erforderlich. Im Vergleich dazu wäre rund das 13fache der Fläche notwendig, um diese 5 Prozent auf Basis von Biomasse aus Kurzumtriebsplantagen zu gewinnen. Der Flächenbedarf der Solarthermie ist demnach bei demselben Energieoutput erheblich geringer als beispielsweise derjenige von Biomasse.

Die Einspeisung von relevanten Wärmemengen aus Solaranlagen in große Fernwärme-Bestandsnetze ist jedoch nicht ohne Weiteres möglich, da selbst die im Sommerbetrieb der Fernwärme-Versorgung niedrigeren Netztemperaturen auch unter effizienten Bedingungen von der Solarthermie häufig nicht erreicht werden können. Bei der Solarthermie besteht zudem das Problem der saisonalen Gegenläufigkeit von Wärmeangebot und Nachfrage. Da solarthermische Anlagen den größten Teil ihrer erzeugten Energie in den Sommermonaten einspeisen, besteht die Herausforderung, zumindest einen Teil der anfallenden Wärme für die kältere Jahreszeit in saisonalen Wärmespeichern zu speichern.

In Deutschland sind bis 2010 insgesamt 16 geförderte Piloten von saisonalen Wärmespeichern in Betrieb genommen worden. Ist die Verfügbarkeit von Flächen zu betriebswirtschaftlich vertretbaren Kosten gegeben (in der Regel Konversionsflächen u. Ä.), sind Solarthermieanlagen in Verbindung mit saisonalen Speichern eine sinnvolle Option für die Erhöhung des Anteils der Wärme aus Erneuerbaren Energien in Wärmenetzsystemen. Allerdings sind freie Flächen eher in Stadtrandlagen zu akquirieren, die bei bestehender landwirtschaftlicher Nutzung nur zu relativ hohen Flächenpreisen zu erwerben sind. Hier macht sich der allgemeine Trend steigender Preise für landwirtschaftliche Nutzflächen der vergangenen Jahre bemerkbar. Am ehesten kommen – bei geeigneter Lage zum Wärmenetz – Konversionsflächen oder Industriebrachen in Frage, falls diese mit einem angemessenen finanziellen Aufwand zu erschließen sind (Altlasten). Trotz des im Vergleich zur Biomasse geringeren Flächenbedarfs bildet dieser Punkt bei der Solarthermie nicht selten ein logistisches Hemmnis. Freiflächen für die Anordnung von Solarthermieanlagen mit mehreren tausend  $\text{m}^2$  Kollektorfläche sind – insbesondere in Ballungszentren – meist nicht verfügbar. Das gilt ebenso für große Dachflächen, die zum Teil bereits durch Photovoltaikanlagen belegt sind.

Mit Blick auf eine mögliche Potenzialabschätzung existiert eine Studie, die sich mit den Potenzialen von Solarthermie für Fernwärme in Deutschland beschäftigt. Die Roadmap „Fahrplan Solarwärme 2012“ des Bundesverbandes Solarwirtschaft weist darin ein Solarthermiepotenzial für die Fernwärme in Höhe von  $0,6 \text{ TWh}$  in 2030 aus. Eine Betrachtung der Potenziale für das Jahr 2050 wurde nicht vorgenommen.

Daher wird im Hinblick auf 2050 auf die Einschätzung der EU-Organisation „Solar District Heating“ zurückgegriffen. In diesem EU-Vorhaben gingen die Experten 2015 von einem Ausbau der großen Solarthermieanlagen in Europa auf eine Wärmeleistung von  $9 \text{ Gigawatt}$  für das Jahr 2020 aus. Langfristig wird eine Steigerung bis auf  $47 \text{ GW}$  Wärmeleistung erwartet. Dabei würde eine Wärmemenge von  $27,8 \text{ TWh}$  pro Jahr in Wärmenetze eingespeist, was einem Anteil der Solarthermie an der netzgebundenen Wärmeversorgung in Höhe von

fünf Prozent in Europa entspräche (SDH EU 2012). Übertragen auf Deutschland entspricht ein Anteil von fünf Prozent an der netzgebundenen Wärmeversorgung im Jahr 2050 rund 6 TWh.

### **5.8. Power-to-Gas**

Power-to-Gas bietet (P2G) etablierten, aber auch neuen Akteuren eine Möglichkeit zum klimaneutralen Einsatz von Strom im Gassektor mit einer Vielzahl von nachgelagerten energetischen oder stofflichen Nutzungsoptionen. Mittels Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Der erzeugte Wasserstoff kann direkt genutzt oder bis zu einem gewissen Volumenanteil dem Erdgas beigemischt und entsprechend eingesetzt werden. Alternativ kann der durch Power-to-Gas erzeugte Wasserstoff in einem weiteren Verfahrensschritt mittels Methanisierung und unter CO<sub>2</sub>-Beimischung in Substituted Natural Gas (SNG) umgewandelt werden, welches nahezu identische chemische Eigenschaften wie Erdgas hat. Demzufolge kann es überall dort eingesetzt werden, wo auch „normales“ Erdgas genutzt wird: In Heizungen, in der Industrie, zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen oder als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen.

Perspektivisch bietet Power-to-Gas als einzige Option das Potenzial, große erneuerbare Energiemengen in Deutschland zu speichern und die gesicherte Strom –und Wärmeerzeugung daraus aus dem Sommer in die Wintermonate zu verschieben. Allein die derzeit 51 deutschen Erdgasspeicher (an 40 Standorten, u.a. im windstarken Norddeutschland) haben eine Speicherkapazität von insgesamt 234 Milliarden Kilowattstunden. Mit der gespeicherten Energiemenge ließe sich bei einer Verstromung die Stromversorgung in Deutschland über zwei Monate lang sicherstellen. Die enorme Speicherkapazität der Gasinfrastruktur in Verbindung mit Power-to-Gas ist insbesondere dann erforderlich, wenn ein überwiegender Teil der Energieversorgung Deutschlands ganzjährig aus Erneuerbaren Energien bereitgestellt werden soll. Dann müssen in Zeiten mit hoher Wind- und PV-Stromerzeugung Überschüsse für jene Zeiten eingespeichert werden, in denen über einen Zeitraum von mehreren Tagen bis Wochen eine Unterdeckung aus diesen Stromquellen vorhanden ist. Power-to-Gas stellt daher als einzige Technologie in Deutschland die notwendige Ergänzung zu den kurzfristigen Speichern wie Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeichern dar, welche die untertägige Flexibilitätsbereitstellung gewährleisten. Über die Verwertung, z.B. in KWK-/Wärmenetzsystemen, kann eine effizient Nutzung des SNG zur gleichzeitigen Erzeugung/Nutzung von Strom und Wärme gewährleistet werden.

Die Studie „Erdgassubstitution durch eine forcierte Energiewende“ (Fraunhofer IWES, 2015) geht davon aus, dass die Erzeugung von EE-Gas mittels des Power-to-Gas-Verfahrens ab einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch in Höhe von 50 Prozent stark ansteigen wird. 2016 hatte Deutschland einen EE-Anteil am Primärenergieverbrauch von 12,6 Prozent, ein Anteil von 50 Prozent ließe sich in dem ambitionierten Szenario des Fraunhofer IWES (u.a. schnellere Erhöhung des EE-Anteils im Strommarkt als EEG-Pfad) etwa im Jahr 2030 erreichen.

Ab diesem Zeitpunkt liefern Erneuerbare Energien mehr Energie, als im Stromsektor genutzt wird. Diese Überschussenergie kann in Erdgassubstitute umgewandelt und anschließend im Wärmesektor genutzt werden. Bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 80 Prozent würden laut IWES 80 TWh EE-Gas pro Jahr durch Power-to-Gas nutzbar.

Bei einer bereitgestellten Brennstoffenergie aus SNG von 80 TWh und einem thermischen Nutzungsgrad eines BHKW von 55 Prozent würde ein theoretisch nutzbares Wärmepotenzial von 44 TWh pro Jahr aus EE-Gas durch Power-to-Gas für die Fernwärmeversorgung zur Verfügung stehen.

Mit Blick auf 2050 besteht ein theoretisch nutzbares Potenzial in Höhe von rund 40 TWh/Jahr. Dieses dürfte nur zum Teil zur Rückverstromung in KWK-Anlagen verwendet werden. Insofern werden für das Jahr 2050 10 TWh Wärme aus Power-to-Gas über die KWK-Nutzung angesetzt.

## 6. Zusammenfassung und Fazit

Über die Einbindung von Wärme aus unterschiedlichen EE-Technologien sowie von Abwärme (Sammelfunktion) werden Wärmenetze in den nächsten Dekaden wesentlich zur Erreichung der Klimaziele und zur Realisierung der Energiewende im Wärmemarkt beitragen. Diese Diversifizierung der Wärmequellen zur Versorgung zahlreicher Wärmekunden (Verteilfunktion) ist über die Wärmenetzinfrastruktur zu erreichen. Dabei ist zu beachten, dass neben den Neubauten auch alle Bestandsgebäude, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind, von dem CO<sub>2</sub>-reduzierten Wärmemix profitieren. Dieser Umstand muss bei eventuellen Änderungen der Rahmenbedingungen zum Wärmemarkt (EEWärmeG, EnEV bzw. Gebäudeenergiegesetz etc.) bezüglich der KWK-/Wärmenetzsysteme honorierend berücksichtigt werden. In Tabelle 6 sind die in den vorausgegangenen Kapiteln vorgenommenen Abschätzungen der Wärmenetzeinspeisung aus Erneuerbaren Energien und Abwärme im Jahr 2050 absolut und relativ zusammengefasst. Abbildung 6 veranschaulicht diese Zahlen in einem Diagramm. Die Wärme Erdgas-KWK stellt die „Residualwärme“ zum Erreichen der Nettowärmeerzeugung von 125 TWh dar. Dabei ist zu beachten, dass sich diese Wärmemenge auf ein Durchschnittsjahr bezieht.

		gesamt		EE, Ab- u. Umweltwärme, Abfall		KWK		fossil	
		[%]	[TWh <sub>th.</sub> ]	[%]	[TWh <sub>th.</sub> ]	[%]	[TWh <sub>th.</sub> ]	[%]	[TWh <sub>th.</sub> ]
1	Abwärme	16	20	16	20				
2	Power-to-Heat	16	20	16	20				
3	Großwärmepumpe	15,2	19	15,2	19				
4	Abfall (inkl. 50 % biogener Anteil bei Siedlungsabfall)	12	15	12	15	9	11	7	8
5	Geothermie	8	10	8	10				
6	Solarthermie	4,8	6	4,8	6				
7	Erdgas-KWK	12	15			12	15	12	15
8	Power-to-Gas-KWK	8	10	8	10	8	10		
9	Biomasse-KWK	8	10	8	10	6,4	8		
	<b>Summen</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>88</b>	<b>110</b>	<b>35,4</b>	<b>44</b>	<b>19</b>	<b>23</b>

Tab. 6: Abschätzung der durchschnittlichen Zusammensetzung der Nettowärmeerzeugung für die Wärmeversorgung über Wärmenetzsysteme in Deutschland im Jahr 2050 bei einer gesamten Nettowärmeerzeugung von 125 TWh (Quelle: BDEW 2017 nach eigenen Berechnungen anhand von Potenzialabschätzungen aus verfügbaren Studien und Gutachten)

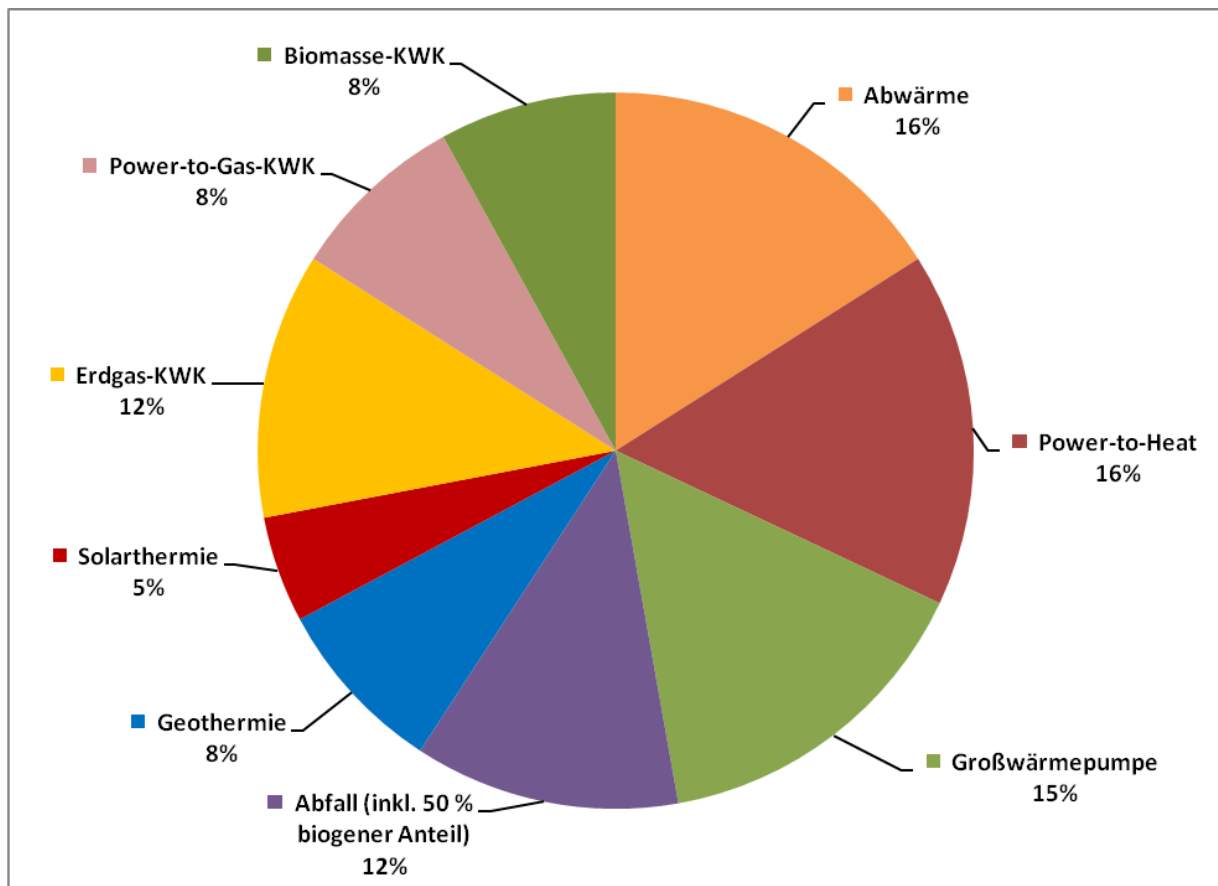


Abb. 6: Prozentuale Zusammensetzung der Nettowärmeerzeugung für die Wärmeversorgung über Wärmenetzsysteme im Jahr 2050 bei einer gesamten Nettowärmeerzeugung von 125 TWh pro Jahr (Grundlage: Tab. 5)

Danach würde – unter der Annahme, dass die Nettowärmeerzeugung zur Einspeisung in Wärmenetze von heute knapp 140 auf 125 TWh abnehmen wird – der Anteil der Wärme aus Erneuerbaren Energien und Großwärmepumpen (Umweltwärme und Abwärme) in Wärmenetzen im Jahr 2050 66 Prozent (82,5 TWh) betragen. Den größten Anteil daran hätte mit 16 Prozent (20 TWh) die Wärmeerzeugung in Power-to-Heat-Anlagen unter Verwendung von Strom aus Erneuerbaren Energien, gefolgt von Großwärmepumpen (15,2 %) sowie Wärme aus Power-to-Gas-KWK und Geothermie mit jeweils 10 Prozent (8 TWh). Die Verwertung von Biomasse in der KWK würde 10 TWh liefern und somit einen Anteil von 8 Prozent. Die Solarthermie trüge mit 4,8 Prozent (6 TWh) bei.

31,2 Prozent der Nettowärmeerzeugung für Wärmenetzsysteme stammten aus Abwärme über die direkte Einbindung (16 %) oder über Großwärmepumpen (15,2 %). Zusätzlich zur Abwärme würden Großwärmepumpen, je nach Standortvoraussetzungen, auch zunehmend Umweltwärme integrieren.



Der Anteil an Wärme aus der Abfallverwertung betrage 2050 etwa 15 TWh. Unter der oben getroffenen Annahme, dass die Wärmenetzeinspeisung in Wärmenetzsysteme im Jahr 2050 125 TWh pro Jahr beträgt, würde der Anteil Wärme aus Abfall (inkl. 50 % biogener Abfall) 12 Prozent ausmachen.

Der Anteil der Wärme aus KWK-Anlagen beläuft sich auf 35,4 Prozent (44 TWh), wobei der Anteil aus Erdgas-KWK an der gesamten Nettowärmeerzeugung nur noch 12 Prozent ausmache. Auch im Jahr 2050 wird in der (kalten) „Dunkelflaute“ noch ein Rest Residuallast abzudecken sein. Um die dafür eingesetzten Brennstoffe Erdgas, Power-to-Gas (10 TWh = 8 %), Abfall (11 TWh = 9 %) sowie Biomasse (10 TWh = 8 %) so effizient wie möglich zu nutzen, sollten sie weiterhin in hocheffizienten KWK-Anlagen eingesetzt werden.

Die Ausführungen verdeutlichen, dass die in Wärmenetze eingespeiste Wärme im Jahr 2050 zu knapp 51 Prozent aus Erneuerbaren Energien (inkl. 50 % biogener Anteil des Abfalls) stammen kann und zu 31 Prozent aus der unmittelbaren Nutzung von Abwärme (Industrie, Abwasser, Rechenzentren etc.) oder über Großwärmepumpen. Die energetische Verwertung des Abfalls (ohne biogene Anteile; 7 %) und aus fossilen Brennstoffen (Erdgas-KWK; 12 %) wird noch 19 Prozent ausmachen. Somit erfüllen KWK-/Wärmenetzsysteme nicht nur die Vorgaben für das Klimaziel im Jahr 2050, sie ermöglichen auch die sinnvolle Einbindung von fluktuierenden Strommengen aus Erneuerbaren Energien in das Energiesystem, unterstützen dadurch eine Stromnetzentlastung und verhindern die frühzeitige Abschaltung von EEG-Anlagen.

Voraussetzung dafür sind jedoch flexible KWK-/Wärmenetzsysteme. Die nötige Flexibilität wird durch die Installation von Wärmespeichern und zusätzlich durch Power-to-Heat-Module erreicht. Nach Angaben des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA; Stand 02/2017) wurden im Rahmen der Investitionszuschüsse über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) bereits Zulassungsbescheide für insgesamt 370 Wärmespeicher erteilt. In der Bearbeitung seien noch 88 Zulassungsanträge. Es ist daher davon auszugehen, dass in naher Zukunft 458 über das KWKG geförderte Wärmespeicher in die Wärmenetzsysteme eingebunden sein werden. Bei einer Anzahl von 540 Fernwärmeezeugern (Stand 2016) in Deutschland entspricht dies einer Abdeckung von 85 Prozent. Zahlreiche KWK-/Wärmenetzbetreiber haben in den letzten Jahren auch Power-to-Heat-Anlagen in ihr System implementiert. Mindestens 35 solcher Anlagen sind bereits aufgestellt oder in der Planung. Dies zeigt, dass die Betreiber ihre Systeme flexibilisieren, um für die wichtige Rolle in der Energie- und Wärmewende gerüstet zu sein. Mit welchen Anteilen aus welchen Erneuerbaren Energien oder Abwärme die Netze letztendlich beschickt werden, hängt von vielen Faktoren ab und muss schlussendlich jedem Betreiber selbst überlassen bleiben. Die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems ist am Ende entscheidend, insofern muss die Technologieoffenheit bei den notwendigen Anreizinstrumenten gewährleistet sein. Regional werden erhebliche Unterschiede in der Zusammensetzung der leitungsgebundenen Wärme zu verzeichnen sein. Daher kann es sich in diesem Strategiepapier „nur“ um eine Durchschnittsbetrachtung bezogen auf alle Wärmenetzsysteme in ganz Deutschland handeln.

## Fazit

Im Fazit ist festzuhalten, dass die Wärmeversorgung über KWK-/Wärmenetzsysteme ein unverzichtbarer Bestandteil einer nachhaltigen Umsetzung der Energie- und insbesondere der Wärmewende in städtisch geprägten Regionen Deutschlands sowie im verdichteten Umland ist. Vor allem die Wärmeversorgung des Gebäudebestandes wird über Wärmenetze im Vergleich zu den im Bestand vorherrschenden ineffizienten und veralteten Wärmeerzeugungsanlagen effizienter, sparsamer (Primärenergieverbrauch) und erneuerbarer. Im städtischen Geschosswohnungsbau ist eine – zur Erreichung der politischen Ziele erforderliche – wesentliche Erhöhung des Wärmeanteils aus Erneuerbaren Energien und Abwärme ohne die vorhandene Wärme- und Gasnetzinfrastruktur schwer möglich, weil ausreichend Fläche hier nicht zur Verfügung steht. Diese Netzinfrastrukturen stellen folglich unverzichtbare Assets in der Energiewende dar. Die Versorgung mit CO<sub>2</sub>-freier und CO<sub>2</sub>-neutraler Wärme über Wärmenetze stellt eine volkswirtschaftlich ökonomische Möglichkeit dar, die genutzt werden sollte.

Es besteht eine Vielzahl von technologischen Optionen zur Integration von Wärme aus Erneuerbaren Energien und von Abwärme sowie zur Flexibilisierung von Wärmenetzsystemen. Welche Varianten in der Praxis zum Tragen kommen, hängt maßgeblich von den jeweiligen konkreten Gegebenheiten, den Standortvoraussetzungen und den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Es muss den Betreibern der Wärmeversorgungssysteme überlassen bleiben, wie eine zukunftsfähige Ausgestaltung der Wärmenetze vorgenommen wird. Die Politik steht in der Verantwortung, einen rechtlichen Rahmen zu schaffen bzw. zu erhalten, der diesen Anpassungsprozess zulässt. Das große Kapital der vorhandenen Infrastruktur „Wärmenetze“ gilt es sorgsam und im Sinne der Ziele der Energiewende zu nutzen, so dass die vorhandenen Potenziale einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung unter volkswirtschaftlichen und klimapolitischen Gesichtspunkten erschlossen werden können.

Ansprechpartner:

**Geschäftsbereichsleitung:**

Dr. Maren Petersen  
Telefon: +49 30 300199-1300  
maren.petersen@bdew.de

**Projektleiter:**

Bastian Olzem  
Telefon: +49 30 300199-1311  
bastian.olzem@bdew.de