



Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung

Kurzstudie

Hamburg – München, 08. März 2021

Grüne Fernwärme für Deutschland – Potenziale, Kosten, Umsetzung.

Im Auftrag des BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Erstellt von:

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH

Paul-Neumann-Platz 5

22765 Hamburg

www.hamburg-institut.com

Christian Maaß, Paula Möhring, Dr. Alexandra Purkus, Dr. Matthias Sandrock

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71

80995 München

<https://www.ffgmbh.de/>

Leona Freiberger, Britta Kleinertz

Hamburg – München, 08. März 2021

Inhaltsverzeichnis

A	ABBILDUNGSVERZEICHNIS.....	5
B	TABELLENVERZEICHNIS.....	6
C	EXECUTIVE SUMMARY	7
D	EINLEITUNG	10
E	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE.....	11
1.	Betrachtete Studien und Szenarien	11
2.	Übergeordnete Feststellungen	13
3.	Ergebnisse des Vergleichs energiewirtschaftlicher Szenarien	13
4.	Kernaussagen der energiewirtschaftlichen Analyse	19
F	ANALYSE TECHNISCHER ASPEKTE	20
1.	Abgrenzung der Begriffe <i>Dekarbonisierung</i> und <i>Transformation</i>	20
2.	Dekarbonisierung durch Einbindung klimaneutraler Wärmequellen	21
2.1.	Schwerpunktthema Abwärme	23
2.2.	Relevanz einzelner Dekarbonisierungsmaßnahmen	24
3.	Fernwärme-Transformationsmaßnahmen für die Integration klimaneutraler Wärmequellen	25
3.1.	Schwerpunktthema Temperaturabsenkung.....	25
	EXKURS: Gestaltung der Fernwärmebepreisung	27
3.2.	Relevanz und Priorität von Transformationsmaßnahmen	28
4.	Optimaler Transformationspfad für die Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung	28
G	FÖRDER- UND FINANZIERUNGSRAHMEN	32
1.	Analyse und Weiterentwicklung von übergreifenden Instrumenten	32
1.1.	Ökonomische Rahmenbedingungen: BEHG und WärmelV	32
1.2.	Reform der staatlich induzierten Strompreisbestandteile für eine erfolgreiche Sektorkopplung.....	35
1.3.	Zielgerichtet fördern: KWKG und BEW	39
1.4.	Herkunftsnachweise für grüne Fernwärme	40
1.5.	Erneuerbare Fernwärme für Gebäude: Ordnungsrecht weiterentwickeln	41
1.6.	Weiterentwicklung der Bundesförderung für effiziente Gebäude	43
1.7.	Wärmeplanung	44

2. Technologiespezifische Hemmnisse und Instrumente.....	46
2.1. Abfall.....	46
2.2. Abwärme	48
2.3. Solarthermie	51
2.4. Tiefe Geothermie.....	52
2.5. Großwärmepumpe	54
2.6. Power-to-Heat	56
2.7. Biomasse.....	58
2.8. Wasserstoff.....	60
2.9. Wärmespeicher	61
2.10. Netz- und verbraucherseitige Technologien	62
3. Übersicht konkreter Empfehlungen	64
H TECHNIK-STECKBRIEFE (ANHANG)	68
1. Dekarbonisierung durch Einbindung klimaneutraler Wärmequellen.....	68
1.1. Großwärmepumpe	68
1.2. Power-to-Heat	69
1.3. Geothermie.....	71
1.4. Abwärme	72
1.5. Biomasse.....	75
1.6. Solarthermie	77
1.7. Wasserstoff.....	78
2. Fernwärme-Transformationsmaßnahmen für die Ermöglichung der Integration klimaneutraler Wärmequellen	80
2.1. Temperaturabsenkung	80
2.2. Optimierte Anschlussstation	82
2.3. Optimierte Gebäudetechnik.....	83
2.4. Variation von Temperaturniveaus	84
2.5. Einbindung großer Wärmespeicher.....	86
2.6. Kaskadenschaltung von Verbrauchern	89
2.7. Kopplung des Wärmenetzes mit Kälte	90
2.8. Abstimmung Fernwärmeversorger und lokale Akteure	92
2.9. Gestaltung der Fernwärmebepreisung.....	93
2.10. Optimiertes Monitoring und Steuerung	94
I LITERATURVERZEICHNIS	97

A Abbildungsverzeichnis

<i>Abbildung 1: Sektorenübergreifender Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf in den betrachteten Studien (2020-2050)</i>	<i>14</i>
<i>Abbildung 2: Wärmebereitstellung durch Fernwärme absolut (2020 - 2050).....</i>	<i>15</i>
<i>Abbildung 3: Wärmebereitstellung durch Fernwärme anteilig (2020 - 2050)</i>	<i>15</i>
<i>Abbildung 4: Anteil klimaneutraler Wärmequellen in der Fernwärme (2020 - 2050).....</i>	<i>16</i>
<i>Abbildung 5: Zusammensetzung der Energieträger in der Fernwärme absolut im Jahr 2050</i>	<i>17</i>
<i>Abbildung 6: Zusammensetzung der Energieträger in der Fernwärme anteilig im Jahr 2050</i>	<i>18</i>
<i>Abbildung 7: Gewähltes Vorgehen zur Erarbeitung eines Leitfadens für die Erstellung einer Transformationsstrategie.....</i>	<i>29</i>
<i>Abbildung 8: Vorgehen zur Erstellung einer Transformationsstrategie (1 (IFEU; GEF, 2013), 2 (Kleinertz, et al., 2020), 3 (Schmidt, et al., 2018), 4 (Kleinertz & von Roon, 2020), 5 (Riechel, et al., 2017), 6 (Engelmann, et al., 2020), 7 (Fromm & Tappeser, 2018)</i>	<i>30</i>
<i>Abbildung 9: Übersicht der Anwendungsfälle für den Betrieb von PtH-Anlagen (Grafik übernommen und angepasst von (Gerhardt, et al., 2014)).</i>	<i>36</i>
<i>Abbildung 10: Marktchancen für PtH-Anlagen. Quelle: (Pieper, et al., 2018). Hinweis: Die grafische Darstellung verdeutlicht die Mechanismen und den zeitlichen Verlauf ihrer jeweiligen Relevanz. Die Größe der Felder bzw. die Werte auf der y-Achse korrelieren nicht mit den jeweiligen Marktvolumina.....</i>	<i>37</i>
<i>Abbildung 11: Fernwärmeerzeugung im aktuellen System und im erneuerbaren, durch optimierte Sektorkopplung gekennzeichneten System für verschiedene Stromerzeugungsfälle. Quelle: Hamburg Institut.</i>	<i>38</i>
<i>Abbildung 12: Vermarktungsoptionen für grüne Fernwärme. Quelle: Hamburg Institut.</i>	<i>42</i>
<i>Abbildung 13: Die "Farbpalette" des Wasserstoffs</i>	<i>80</i>
<i>Abbildung 14: Wärme-Dispatch-Zentrale mit unterschiedlichen Wärmeerzeugern und –speichern (Kleinertz, et al., 2018)</i>	<i>95</i>

B Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle E-1: Relevante Wärmeerzeuger und Wärmequellen sowie deren Klassifizierung (eigene Abbildung abgeglichen mit (Agora Energiewende, 2019) und (Schnauß, 2020)).</i>	22
<i>Tabelle E-2: Geeignete Abwärmequellen und deren Temperaturniveau nach (Schaefer, 1995), (Funke, et al., 2019), Projekterfahrung FfE, (Graf, et al., 2014), (Steinmüller, et al., 2014)).</i>	23
<i>Tabelle F-1: Überblick der analysierten übergreifenden Themen und Empfehlungen</i>	64
<i>Tabelle F-2: Überblick der analysierten technologiespezifischen Themen und Empfehlungen</i>	66
<i>Tabelle G-1: Technisches Potenzial hydrothermalen Geothermie und Nutzbarkeit nach Regionen nach (Kayser & Kaltschmitt, 1998), (Sandrock, et al., 2020) und (Pehnt, et al., 2017)</i>	71

C Executive Summary

Die Metastudie der aktuellen Energiewendeszenarien für Deutschland zeigt, dass der Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser in allen Szenarien bis 2050 ansteigt. Vor allem die **Wärmeversorgung in urbanen Ballungsräumen wird Studien zufolge zukünftig zunehmend durch grüne Fernwärme** erfolgen müssen, um die Klimaziele zu erreichen.

Der geringste ausgewiesene Anteil klimaneutraler Wärmequellen an der Fernwärmeerzeugung liegt bei über 70 % im Jahr 2050. Ein Großteil der klimaneutralen Fernwärme wird durch **Großwärmepumpen** bereitgestellt. Weitere relevante Technologien sind **Solarthermie, Geothermie, Abwärme (auch aus thermischen Abfallverwertungsanlagen) und Power-to-Heat (PtH)**. Die Fernwärmeerzeugung aus Biomasse und synthetischen Brennstoffen erfolgt in den meisten untersuchten Studien in vergleichsweise geringerem Maß. In der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ (Prognos, 2020) wird beschrieben, dass Wasserstoff primär in kalten Perioden mit geringer Windstromeinspeisung zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt wird. Es ist davon auszugehen, dass auch in den anderen Studien die modellierte Fernwärmeerzeugung aus Biomasse und synthetischen Brennstoffen primär in den Fernwärme-Spitzenlastzeiten erfolgt.

Um diese Zukunft Realität werden zu lassen, müssen zeitnah Anpassungen an der bisherigen Fernwärme-Versorgungsstruktur getroffen werden. Hierfür sind sowohl **Dekarbonisierungsmaßnahmen durch die Einbindung von klimaneutralen Wärmequellen** als auch **systemische Transformationsmaßnahmen** wie die Absenkung der Netztemperaturen und die Integration von Wärmespeichern zu ergreifen. Die Relevanz und Priorität der einzelnen Maßnahmen ist individuell unter Berücksichtigung der lokal verfügbaren Potenziale klimaneutraler Wärmequellen, der Abnehmer und der Wärmenetzinfrastruktur zu bewerten.

Die analysierten Transformationsmaßnahmen sind nicht nur technischer Natur, sondern inkludieren auch die Schaffung eines geeigneten Umfeldes, z.B. durch geeignete Akteurskommunikation. Um die verschiedenen Maßnahmen möglichst zielgerichtet und kosteneffizient auf ein Wärmenetz anzuwenden, sollten diese in Form einer **Transformationsstrategie** priorisiert werden. Der im Rahmen dieses Projektes erarbeitete Leitfaden zur Erstellung einer Transformationsstrategie wurde von den Diskussionspartnern aus der Praxis als geeignete Orientierungshilfe bezeichnet. Momentan fehlen allerdings häufig der konkrete Anlass und das Personal, um eine Transformationsstrategie zu erstellen.

Der notwendige **technisch-ökologische Strukturwandel** in der Fernwärme hin zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärme erfordert verlässliche rechtliche Rahmenbedingungen, eine attraktive Förderkulisse und angepasste Finanzierungsinstrumente. Die Kurzstudie Grüne Fernwärme empfiehlt daher Anpassungen der bestehenden **rechtlichen Regularien** sowohl auf übergreifender als auch auf technologiespezifischer Ebene.

Die „**Bundesförderung effiziente Wärmenetze**“ (BEW, vsl. ab 3. Quartal 2021) muss neue Impulse für die Transformation bestehender Wärmenetze setzen. Die Verstetigung der BEW für eine langfristige Planbarkeit sowie die ausreichende finanzielle Ausstattung sind dabei entscheidend für die Wirkung. Bis zum Jahr 2030 ist – in Abhängigkeit der nationalen Klimaschutzambitionen für die Fernwärme – ein mittleres jährliches Fördervolumen von mindestens 1 bis 1,8 Milliarden Euro angemessen. Die Investitionsförderung je Einzelprojekt sollte nicht auf 50 Mio. Euro gedeckelt sein, um auch große Projekte mit hohem Emissionsminderungspotenzial heben zu können. Das BEW muss die Förderung aller oben genannten relevanten Dekarbonisierungstechnologien sowie Netztransformationsmaßnahmen beinhalten.

Die übergeordneten ökonomischen Rahmenbedingungen für grüne Fernwärme werden durch die im **BEHG** umgesetzte CO₂-Bepreisung verbessert. Eine Verschärfung dieses Preissignals durch höhere CO₂-Preise ist notwendig in Hinblick auf die Klimaziele 2030, ebenso wie die Begrenzung der Umlagefähigkeit der CO₂-Kosten auf Mieter. Dies soll erreichen, dass die Anreizwirkung auf die Gebäudeeigentümer wirkt und der Umstieg auf emissionsarme Heizsysteme und Fernwärme erfolgen kann. Die im BEHG festgelegte CO₂-Bepreisung belastet zudem vor allem kleine bisher außerhalb des ETS befindliche KWK-Anlagen überdurchschnittlich gegenüber Erdgasheizungen im Kesselbetrieb, da die Mehrkosten für das zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzte Erdgas auf den Wärmepreis umgelegt werden. Diese Schlechterstellung sollte mit geeigneten Mechanismen aufgehoben werden.

Damit der Umstieg auf klimaneutrale Fernwärme erfolgen kann, sind die durch die **Wärmelieferverordnung** und den Paragraphen 556c BGB bestehenden ordnungsrechtlichen Hemmnisse abzubauen, die den Umstieg von dezentralen fossil befeuerten Heizkesseln auf Fernwärme bei bestehenden Wohngebäuden derzeit verhindern: Dafür ist ein Wechsel von der rein retrospektiven Benchmark-Ermittlung hin zum zukunftsgerichteten Benchmarking für die Berechnung des Vergleichspreises nötig. Bei der Kostenvergleichsrechnung sollten auch die zukünftig ansteigenden CO₂-Preise berücksichtigt werden. Die diesbezügliche Anpassung der WärmeLV wird dringend empfohlen.

Die Fernwärme hat großes Potenzial, die **Sektorkopplung** voranzutreiben, z.B. über Großwärmepumpen und Power-to-Heat-Anlagen (direktelektrische Wärmeerzeuger). Die aktuelle Ausgestaltung der Strompreise inkl. Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelte verhindert jedoch oftmals den wirtschaftlichen Betrieb von Großwärmepumpen und PtH-Anlagen. Großwärmepumpen sollten in der Grund- und Mittellast zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden, damit hohe Betriebsstunden erreicht werden können. Daher sollten im Rahmen einer umfassenden Umlagenreform Wege zur Befreiung von Strom für Großwärmepumpen von der EEG-Umlage untersucht werden, sofern nicht entsprechende Regelungen im BEW enthalten sind. PtH-Anlagen sollten generell in Situationen mit hohem EE-Stromaufkommen genutzt werden, welche perspektivisch stark zunehmen (Nutzen statt Abregeln). Insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern werden sie zum Standbein der fortgeschrittenen Sektorkopplung. Auf diese Weise wird eine strommarktorientierte Betriebsweise der Anlagen angeregt und die Abregelung von EE-Stromanlagen verhindert. In Bezug auf Großwärmepumpen und PtH-Anlagen besteht zudem Handlungsbedarf bei der Bewertung des eingesetzten Stroms hinsichtlich dessen CO₂-Emissionsfaktors (GEG) und der Definition von erneuerbarer Wärme.

Eine **systemdienliche Integration der KWK** sollte das Ziel verfolgen, dass KWK-Erzeugungsanlagen Strom und Wärme nur in dem Maß bereitstellen, in dem klimaneutrale Energieträger den Bedarf nicht decken können. Zugleich besteht langfristig ein Bedarf nach regelbaren und möglichst effizienten Stromerzeugungskapazitäten, um mit hoher Flexibilität auf Schwankungen in der Verfügbarkeit von EE-Strom reagieren können. KWK sollte somit genügend Leistung bereitstellen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, gleichzeitig jedoch nicht klimaneutrale Wärmeerzeuger durch hohe Betriebsstunden in der Grundlast verdrängen, sondern diese gezielt ergänzen. Das neue KWK-Förderregime mit der begrenzten Förderung der Vollaststunden (30.000 h), dem Aussetzen der Förderung bei negativen Preisen und der Begrenzung der geförderten Jahresstunden setzt hierfür Impulse. Zukünftige Weiterentwicklungsoptionen für das KWKG sollten weitere Anreize zur Flexibilisierung setzen, beispielsweise indem Wärmespeicher in Kombination mit KWK-Anlagen und die Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung bei der Förderung berücksichtigt werden. Denkbar ist auch die Ergänzung einer fixen Förderkomponente im Rahmen einer Umstellung der Fördersystematik, um einen systemdienlichen Wärmebetrieb der KWK anzureizen.

Hinsichtlich der übergreifenden Förderung für die Dekarbonisierung der Fernwärme ist der Dreiklang aus KWKG, BEW und Regelungen für „Nutzen statt Abregeln“ notwendig und sinnvoll.

Für die einzelnen Technologien sind jeweils weitere speziell zugeschnittene Instrumente nötig, um die Erschließung der vorhandenen Potenziale zu ermöglichen. Äußerst relevant sind z.B. verbesserte Förderbedingungen sowie Absicherungsmechanismen für **Tiefengeothermie-** und **Abwärmeprojekte**. Insbesondere für die Abwärme sind Anpassungen erforderlich, wie die etwa die Gleichstellung von unvermeidbarer Abwärme mit erneuerbaren Energien im EE-Wärmebonus des KWKG.

Die neue **Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG)** fördert als Einzelmaßnahme z.B. den Anschluss an ein Wärmenetz mit EE-Quoten ab 25 %. Diese Mindestanteile Erneuerbarer Energien werden heute noch von nur sehr wenigen Wärmenetzen erfüllt werden – jedoch mittelfristig von allen. Es erscheint inkonsequent und ineffizient, den Großteil aller Wärmenetze aus der BEG-Förderung auszunehmen. Der Fördertatbestand im BEG sollte daher so weiterentwickelt werden, dass sich auf den jeweiligen **Transformationsplan des Fernwärmeversorgers bis 2030** bezogen wird. Für Fernwärme könnten zukünftig zudem Herkunftsnachweise (HKN) – zumindest solche, die aus dem eigenen Netz und aus neuen Anlagen stammen – eingesetzt werden, um den bilanziellen Bezug grüner Fernwärme nachzuweisen.

Der Umbau der Wärmeversorgung ist ein Transformationsprozess, der ein hohes Maß an Steuerung, Planung und Absprache bedarf. Ein zentrales Element hierfür ist die **Wärmeplanung**. Auf der Ebene des Bundes ist eine langfristige und kohärente Strategie für den klimaneutralen Gebäudebestand zu entwickeln, um Fehlplanungen auf nachgelagerten Planungsebenen etwa durch eine „Überbuchung“ knapper Ressourcen wie Biomasse und synthetischer Brennstoffe zu verhindern. Auf dieser Grundlage nehmen die Kommunen durch die Wärmeplanung den Umbau der lokalen Wärmeversorgung vor.

D Einleitung

Die Energiewende in Deutschland und Europa ist mit der politischen Festlegung der EU auf das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 endgültig ins Zentrum der Industrie- und Wirtschaftspolitik gerückt. Dreißig Jahre sind für Branchen mit langen Investitionszyklen wie die Energiewirtschaft und noch viel mehr für die Wohnungswirtschaft eine absehbare Zeit. Innerhalb von drei Jahrzehnten gilt es, einen Sektor auf den Weg zur Klimaneutralität zu bringen, der sich in den letzten Jahrzehnten strukturell kaum verändert hat.

Für die Fernwärmebranche ist dies Herausforderung wie Chance zugleich: Herausfordernd, weil Fernwärme bislang weitgehend von der Verbrennung fossiler Brennstoffe abhängig ist. Eine Chance, weil Fernwärme Potenziale zur kostengünstigen Integration klimaneutraler Wärmequellen bietet, die dezentrale Heizungen in diesem Umfang nicht bieten.

Im Rahmen dieses Gutachtenprozesses ist deutlich geworden, dass viele Fernwärmeversorger bereit sind, die Dekarbonisierung des Wärmesektors als Chance zu begreifen und diese proaktiv umzusetzen. Damit der Umbau der Fernwärmesysteme anhand konkreter Transformationsstrategien gelingt, bedarf es eines langfristig orientierten sowie sicheren technologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmens.

Ziel dieses Kurzgutachtens ist eine Annäherung an die zukünftige Ausgestaltung dieses Rahmens anhand von drei Schritten:

1. Im ersten Abschnitt (E – Energiewirtschaftliche Analyse) werden verschiedene Energieszenarien aus den relevantesten energiewirtschaftlichen Studien auf ihre Aussagen zur Rolle der Fernwärme analysiert. Die Ergebnisse werden jeweils vor dem angenommenen energiewirtschaftlichen Rahmen gespiegelt, in dem sich der Umbau der Fernwärme im Rahmen der Energiewende bewegt.
2. Im zweiten Abschnitt (F – Analyse technischer Aspekte) werden verschiedene technologische Möglichkeiten zum Umbau der Fernwärmesysteme in Richtung Klimaneutralität untersucht. Hierbei werden sowohl zentrale Erzeugungstechnologien mit Blick auf ihr technisches und wirtschaftliches Potenzial analysiert wie auch netz- und kundenseitige Maßnahmen, welche die Aufnahme klimaneutraler Wärme in die Netze ermöglichen sollen. Zudem wird ein Vorgehen zur Erarbeitung einer Transformationsstrategie vorgestellt, welches basierend auf Literaturrecherche, eigener Projekterfahrung und Diskussionen mit Fernwärmeversorgern entwickelt wurde. Die umfassenden technologiespezifischen Steckbriefe sind im Anhang dieser Studie (Kapitel H) zusammengefasst.
3. Der dritte Abschnitt bildet den Hauptteil der Studie (G – Förder- und Finanzierungsrahmen): Hier werden zunächst die übergreifenden Hemmnisse für den Umbau zu einer klimaneutralen Fernwärme untersucht und Lösungsansätze skizziert. Im Anschluss erfolgt eine technologiespezifische Untersuchung. Auch hier werden jeweils erste Lösungsansätze diskutiert, die im Rahmen weitergehender Studien ggf. zu vertiefen wären.

Die Abschnitte zum energiewirtschaftlichen und technologischen Rahmen (Kapitel E, F, H) wurden federführend von der FfE erarbeitet, das Kapitel G zum Förder- und Finanzierungsrahmen vom Hamburg Institut.

E Energiewirtschaftliche Analyse

Im Folgenden werden sieben relevante energie- und klimapolitische Studien untersucht und die Bandbreite der enthaltenen möglichen Entwicklungen in den hierin enthaltenen Szenarien für den Fernwärmesektor herausgearbeitet.

1. Betrachtete Studien und Szenarien

Um die Ergebnisse der Studien und vor allem ihre Differenzen einordnen zu können, ist ein grundlegendes Verständnis zum Hintergrund der Szenarien von relevanter Bedeutung. Die betrachteten Studien und jeweiligen Szenarien lauten:

BDEW (2017): Zukunft Wärmenetzsysteme. (BDEW, 2017)

- Szenario „Grüne Fernwärme“ (BDEW 2017): Das Szenario beschreibt, wie die Einbindung von Wärme aus klimaneutralen Wärmequellen und Abwärme dazu führen kann, dass Wärmenetze in den nächsten Jahrzehnten zur Umsetzung der Klimaziele im Wärmemarkt beitragen können.

BDI (2018): Klimapfade für Deutschland. (Gebert, et al., 2018)

- Referenzszenario (**BDI Ref**): Sowohl für Deutschland als auch international werden die zum Zeitpunkt der Studienerstellung geltenden sowie sicher geltende Maßnahmen fortgeschrieben.
- Nationale Alleingänge im 80%-Klimapfad (**BDI 80**): Ambitionierte Klimaziele werden nur von einigen Staaten verfolgt und ein Nebeneinander entsteht. Ökonomisches Wachstum und offene Märkte werden unterstellt. Hinsichtlich der Innovation in Klimaschutztechnologien wird ein abnehmendes Tempo angenommen. Die Preise fossiler Brennstoffe steigen an, während in der Bevölkerung der Fokus auf Wohlstand und weniger auf Klimaschutz liegt (geringere Zahlungsbereitschaft).
- Globaler Klimaschutz im 95%-Klimapfad (**BDI 95**): Global erfolgt eine Verpflichtung zur Erreichung des 2 °C - Ziels. Die Koordination von Klimainstrumenten erfolgt global, gleichzeitig werden ein ökonomisches Wachstum und offene Märkte unterstellt. In der Bevölkerung existiert eine Zahlungsbereitschaft für Klimaschutz, diese Investitionen beschleunigen die Innovation im Bereich der Klimaschutztechnologien trotz geringer Preise fossiler Rohstoffe.

Fraunhofer IEE (2019): Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG-Klimazielszenarien. (Gerhardt, et al., 2019)

- Ein kostenminimales europäisches Gesamtenergieversorgungssystem 2050, welches die Klimaziele einhält, wird modelliert. Hierbei wird europäisch von einem Ausstieg aus der dezentralen Biomassenutzung sowie hohen Sanierungsraten ausgegangen. Nachgelagert werden der Einfluss der Sanierungsrate und der Biomassenutzung für die Entwicklungen in Deutschland untersucht.
 - 2030 EU ETS-Szenario: Ein Mittelwert aus hoher und moderater Sanierung (**IEE 2030**) wird angesetzt.
 - 2050 EU Basis-Szenario: Hier erfolgt die Unterscheidung zwischen einem Szenario hoher Sanierung und geringem Wärmenetzpotenzial (**IEE 2050 1**) und einem weiteren Szenario moderater Sanierung und resultierendem höherem Wärmenetzpotenzial (**IEE 2050 2**).
- Es erfolgt jeweils eine weitere Unterscheidung zwischen:
 - Einem Ausstieg aus dezentraler Biomassenutzung (**Szenario A**)

- Einer Beibehaltung dezentraler Biomassenutzung (**Szenario B**).

Umweltbundesamt (2019): **Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (RESCUE-Studie)**. (Purr, et al., 2019)

- GreenEe: Die beiden GreenEe-Szenarien zeichnen sich durch die Erschließung von Energieeffizienzpotenzialen für alle Sektoren und Anwendungen aus. Klimaschutzthemen werden in der Industrie und der Gesellschaft immer relevanter, was sich auch in der Gesetzgebung widerspiegelt. Dabei wird bezüglich der industriellen Entwicklung folgendermaßen unterschieden:
 - GreenEe1 (**UBA GreenEe 1**): Es werden in Deutschland kontinuierlich steigende industrielle Produktionskapazitäten und Exporte unterstellt.
 - GreenEe2 (**UBA GreenEe 2**): Ein ausgeglichenerer globaler Handel führt dazu, dass nationale Produktionskapazitäten in vielen Bereichen rückläufig sind.
- GreenLate (**UBA Late**): Die Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen erfolgt erst verspätet, so dass insbesondere zum Ende des Betrachtungszeitraums große Anstrengungen zur Erreichung der Klimaziele erforderlich sind.
- GreenMe (**UBA Me**): Dieses Szenario ist in Hinblick auf die Transformation des Energiesystems identisch zu GreenEe2. Neben der Erschließung von Effizienzpotenzialen werden außerdem vor allem Techniken mit geringem Primärrohstoffbedarfs verwendet (Materialeffizienz).
- GreenLife (**UBA Life**): Über das Szenario GreenEe2 hinausgehend, ist dieses Szenario geprägt durch den Willen und das Bewusstsein des Einzelnen für eine Klimaschutz-ambitionierte Lebensweise.
- Green Supreme (**UBA Supreme**): Dieses Szenario zeichnet sich dadurch aus, dass ein gesamtgesellschaftlich hohes Verständnis für den Klimaschutz vorherrscht, so dass auch politisch die Rahmenbedingungen zu einem Wandel früh getroffen werden und die Reduktion der Treibhausgasemissionen schon bis 2040 deutlich erkennbar ist.

Fraunhofer ISE (2020): **Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen**. (Sterchele, et al., 2020)

- Szenario Referenz (**ISE Ref**): Eine kostenoptimale Transformation des Energiesystems wird untersucht, ohne dabei gesellschaftliche Akzeptanz in Hinblick auf Veränderungen oder ein angepasstes Konsumverhalten anzunehmen.
- Szenario Beharrung (**ISE Beh**): Annahme in diesem Szenario ist, dass die Akzeptanz neuer Techniken in der Bevölkerung stark begrenzt ist. Viel mehr wird auf der Nutzung konventioneller Techniken beharrt (insb. Heizung, Verkehr).
- Szenario Inakzeptanz (**ISE Ina**): Der Widerstand in der Bevölkerung gegen den Ausbau großer Infrastrukturen führt dazu, dass diese weniger ausgebaut werden, als kostenoptimal wäre.
- Szenario Suffizienz (**ISE Suf**): Dieses Szenario ist gekennzeichnet durch Verhaltensänderungen in relevanter Breite, so dass von einem deutlich reduzierten Energieverbrauch auf der Verbraucherseite ausgegangen wird.

Prognos (2020): **Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050**. (Kemmler, et al., 2020)

- Referenzszenario (**Pro Ref**): Dieses Szenario basiert auf den bis Ende 2017 eingeführten politischen Maßnahmen und schreibt die zum Zeitpunkt der Studiererstellung geltenden Trends fort.

- Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030 (**Pro KSP**): Die Maßnahmen des Ende 2019 in Kraft getretenen Klimaschutzprogramms 2030 werden unterstellt und damit eine Abschätzung der Wirksamkeit der beschlossenen Maßnahmen vorgenommen.

Agora Energiewende (2020): **Klimaneutrales Deutschland – In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65 % im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals.** (Prognos, 2020)

- Szenario „Klimaneutral Minimalvariante“ (**KNmin**): Bis 2050 wird Klimaneutralität erreicht, bis 2030 erfolgt allerdings eine Reduktion der Treibhausgase um nur 61 %.

2. Übergeordnete Feststellungen

In den Studien werden meist keine konkreten politischen oder rechtlichen Maßnahmen für die Szenarienberechnung unterstellt. Wenn Maßnahmen genannt werden, werden diese in der Regel aus den Ergebnissen abgeleitet.

Insgesamt werden in den meisten Studien (BDI, Fraunhofer IEE, UBA und Fraunhofer ISE) die Ergebnisse der Szenarien als Kostenoptimum zur Klimazielerreichung im Jahr 2050 beschrieben (**Zielszenarien**). Hierbei bezieht sich der Begriff des Kostenoptimums jedoch auf verschiedene Perspektiven:

BDI: Die Studie enthält die Erstellung von volkswirtschaftlich kosteneffizienten Klimapfaden. Die Priorisierung der Maßnahmen erfolgt nach volkswirtschaftlichen Vermeidungskosten.

Fraunhofer IEE: Für die Erreichung der Klimaziele erfolgte eine Optimierung der Energiesystemkosten nach dem Kriterium der CO₂-Vermeidungskosten.

UBA: Die Analyse enthält ausschließlich eine kostenoptimierte Modellierung der Energiewirtschaft. Es erfolgt keine Betrachtung der volkswirtschaftlichen Kosten, sowie Umwelt- und Gesundheitskosten.

Fraunhofer ISE: Das Ergebnis wird als kostenoptimierter Transformationspfad bezeichnet. Es wird hierbei keine vollständige volkswirtschaftliche Analyse durchgeführt, da keine externe Kostenanalyse (bspw. Umwelt- & Gesundheitskosten, Berücksichtigung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungsfragen) erstellt wurde.

Im Gegensatz dazu wird in der **Prognos-Studie** kein optimaler Pfad zur Erreichung eines Ziels dargestellt, sondern das Ergebnis der angenommenen Pfade „Referenz“ und „Klimaschutzprogramm 2030“. Es ist somit als **exploratives** oder **Trendszenario** zu verstehen.

3. Ergebnisse des Vergleichs energiewirtschaftlicher Szenarien

Im Folgenden werden die visualisierten Vergleiche der betrachteten Szenarien nacheinander unter verschiedenen Gesichtspunkten analysiert. Es ist anzumerken, dass die Werte für 2020, wenn gegeben, nur die Annahmen der jeweiligen Studie und des entsprechenden Szenarios darstellen und zum Teil nicht auf die weiteren Szenarien zu übertragen sind.

Hierbei ist die Spannweite der enthaltenen Zielszenarien mit einem grünen Trichter hinterlegt, während die Trendszenarien von einem orangenen Trichter umschlossen werden.

Entwicklung des Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarfs

Die folgende Abbildung 1 zeigt die Entwicklung von Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf der betrachteten Studien.

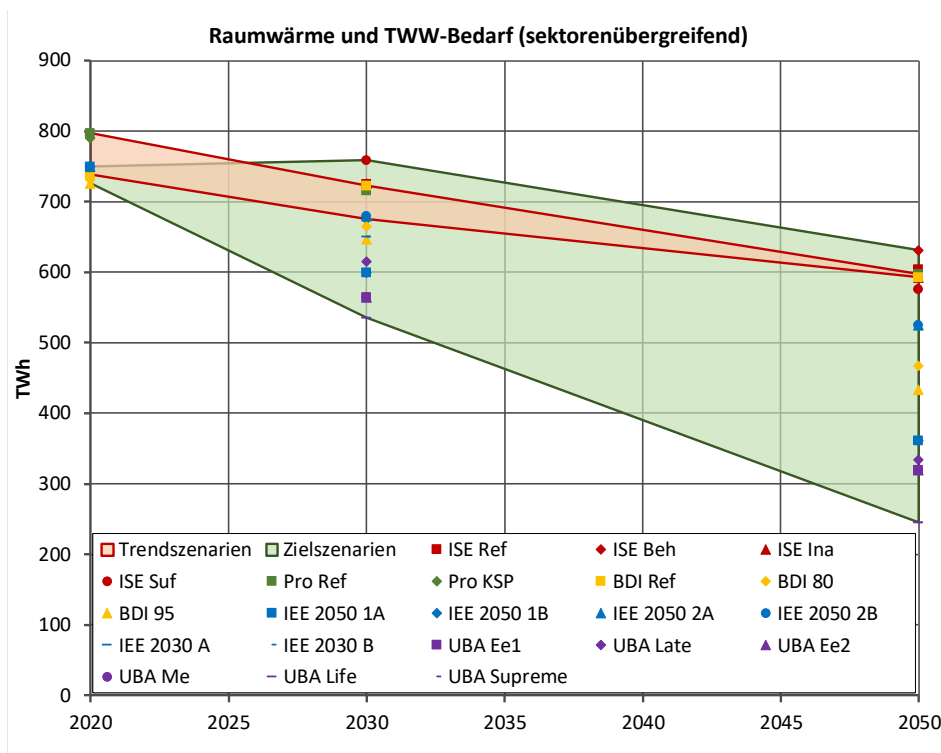


Abbildung 1: Sektorenübergreifender Raumwärme- und Trinkwarmwasserbedarf in den betrachteten Studien (2020-2050)

Der Bedarf sinkt in jedem der betrachteten Szenarien deutlich bis 2050. Besonders auffällig sind die Werte aus dem Szenario *ISE Beharrung* und *UBA Supreme*. Im ersteren wird im Jahr 2050 noch ein vergleichsweise hoher Bedarf erwartet. Dieser Umstand ist mit den Rahmenbedingungen des Szenarios erklärbar. In der Bevölkerung werden starke Widerstände gegen den Einsatz neuer Techniken im privaten Bereich unterstellt. Gleichzeitig steigt die beheizte Wohnfläche von 2020 bis 2050 um 8 % während die Sanierungsrate konstant bei 1 % verbleibt.

Im Gegensatz dazu sinken die Werte im Szenario *UBA Supreme* am stärksten. Ambitionierte Neubaustandards, Modernisierungen und Sanierungen führen in diesem Szenario dazu, dass der mittlere Raumwärmebedarf auf 24,2 kWh/m² bei einer mittleren Sanierungsrate von 2,8 % sinkt. Gleichzeitig reduziert sich der Pro-Kopf-Wohnflächenbedarf ebenso wie die absolute Wohnfläche.

Fernwärmebedarf absolut und anteilig

Die folgenden Abbildung 2 und Abbildung 3 stellen die absolute Wärmebereitstellung durch Fernwärme bzw. den Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf dar.

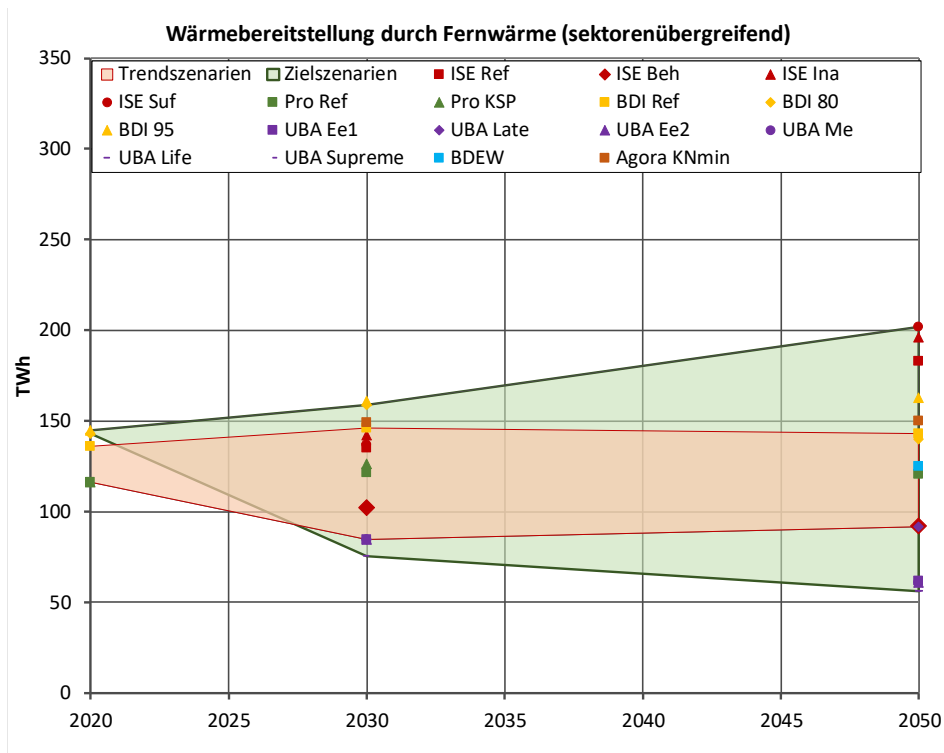


Abbildung 2: Wärmebereitstellung durch Fernwärme absolut (2020 - 2050)

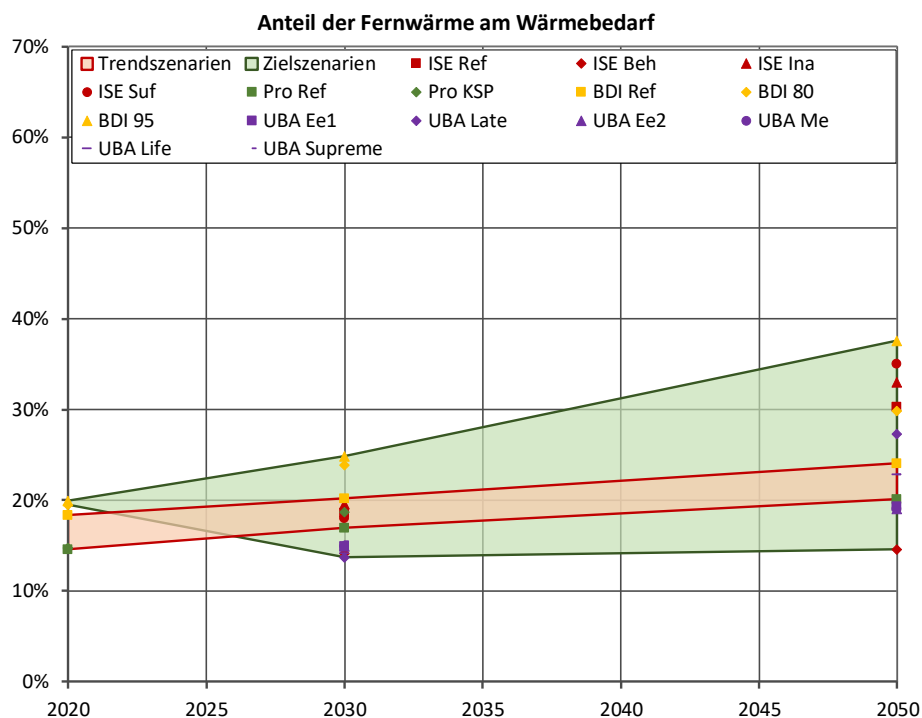


Abbildung 3: Wärmebereitstellung durch Fernwärme anteilig (2020 - 2050)

Es ist zu erkennen, dass die absolute Bereitstellung von Wärme durch Fernwärme nicht in allen Szenarien steigt, sondern teilweise sinkt. Gleichzeitig wird in keinem Szenario ein anteiliges Absinken prognostiziert, sondern ein zumindest gleichbleibender Anteil bis hin zu einer Steigerung auf annähernd 40 %.

Das Szenario *ISE Suffizienz* prognostiziert bis 2050 in absoluten Zahlen die größte Wärmebereitstellung durch Fernwärme. In dem Szenario hinterlegt sind Annahmen zur Verhaltensänderung der Bevölkerung in relevanter Breite, die zu einer Reduktion des Energieverbrauchs auf der Nutzerseite führen. Der Anteil sanierter Gebäude liegt in diesem Szenario 2050 bei 88 %. Dieser Ausbau an Fernwärme stellt sich als Kostenoptimum aus systemtechnischer Perspektive dar. Auch der Anteil von Fernwärme ist in diesem Szenario vergleichsweise hoch. In den UBA-Szenarien sinkt die absolute Fernwärmebereitstellung aufgrund der Bedarfsreduktion durch Sanierung des Gebäudebestands. Trotzdem steigt der Anteil der Fernwärme an der Wärmeversorgung insgesamt und insbesondere in Ballungsräumen. Der anteilige Anstieg wird durch Ausweitung bereits heute geltender Maßnahmen und Förderprogramme (MAP, KWKG, Wärmenetzsysteme 4.0) erreicht.

Im Szenario *BDI 95* hat Fernwärme im Vergleich zu den anderen Szenarien den höchsten Anteil. Dies wird damit begründet, dass Fernwärme für den erforderlichen flächendeckenden Ersatz der fossilen Energieträger sehr geeignet sei. Vor allem in urbanen Gebieten wird eine hohe Durchdringung der Fernwärmeversorgung prognostiziert.

Das theoretische Potenzial der Fernwärme im Jahr 2050, im Gegensatz zu dessen modellierter erreichter Durchdringung, wird in den Szenarien *IEE 2050* angegeben. Dieses liegt im Szenario hoher Sanierung bei 140 TWh (39 % des Wärmebedarfs) und im Szenario moderater Sanierung bei 255 TWh (49 % des Wärmebedarfs).

Klimaneutrale Wärmequellen in der Fernwärme

Der Anteil klimaneutraler Fernwärme in den betrachteten Szenarien ist in der folgenden Abbildung 4 dargestellt.

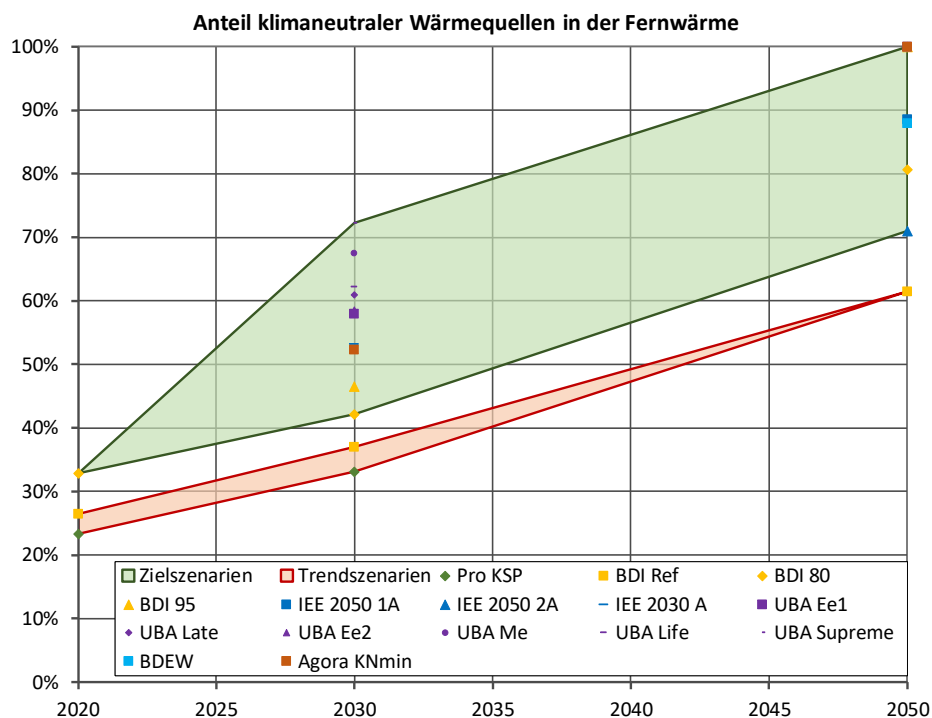


Abbildung 4: Anteil klimaneutraler Wärmequellen in der Fernwärme (2020 - 2050)

Die in den Zielszenarien angenommene vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors spiegelt sich auch in der Fernwärme wider. Der Anteil klimaneutraler Wärmequellen wird in vielen Szenarien für 2050 als 100 % angenommen. Ein Beispiel ist das Szenario *UBA Supreme*, in diesem Szenario werden schon 2040 vergleichsweise hohe Anteile klimaneutraler Wärme erreicht. Das liegt darin begründet, dass umweltpolitisch verursachergerechte Rah-

menbedingungen (CO₂-Bepreisung, Internalisierung von Umweltkosten) umgesetzt werden, um bis 2040 eine deutliche Treibhausgasemissionsminderung zu erreichen. Im Gegensatz dazu werden im Szenario *BDI Referenz* auch 2050 Anteile nur knapp über 60 % prognostiziert. In diesem Szenario werden aktuelle und als sicher geltende technische Maßnahmen fortgeschrieben (z.B. 4 Mio. Wärmepumpen 2050, fortschreitende Effizienzgewinne), die Entwicklung der Gesetzgebung aber als konservativ angenommen (keine klimapolitisch besonders progressiven Gesetze, Verordnungen oder Förderungen). Die Emissionen sinken bis 2050 nur um 61 %.

Zusammensetzung der Energieträger in der Fernwärme

Die folgende Abbildung zeigt die in den Studien prognostizierte Zusammensetzung der Energieträger in der Fernwärmeerzeugung 2050.

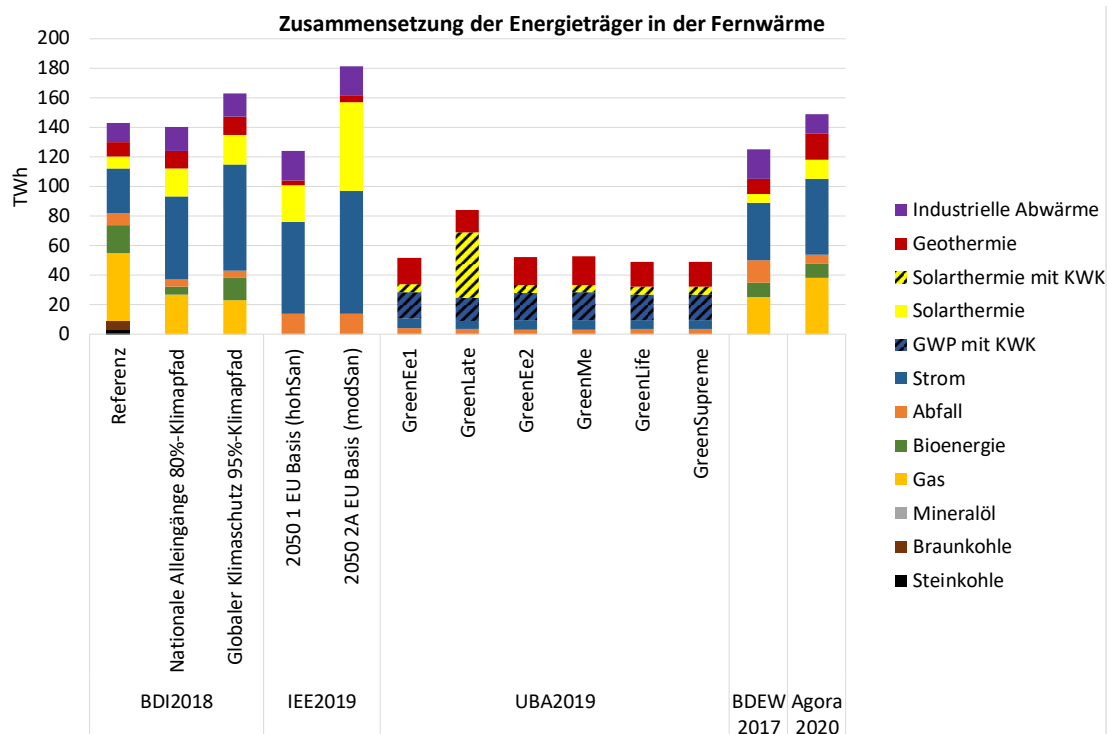


Abbildung 5: Zusammensetzung der Energieträger in der Fernwärme absolut im Jahr 2050

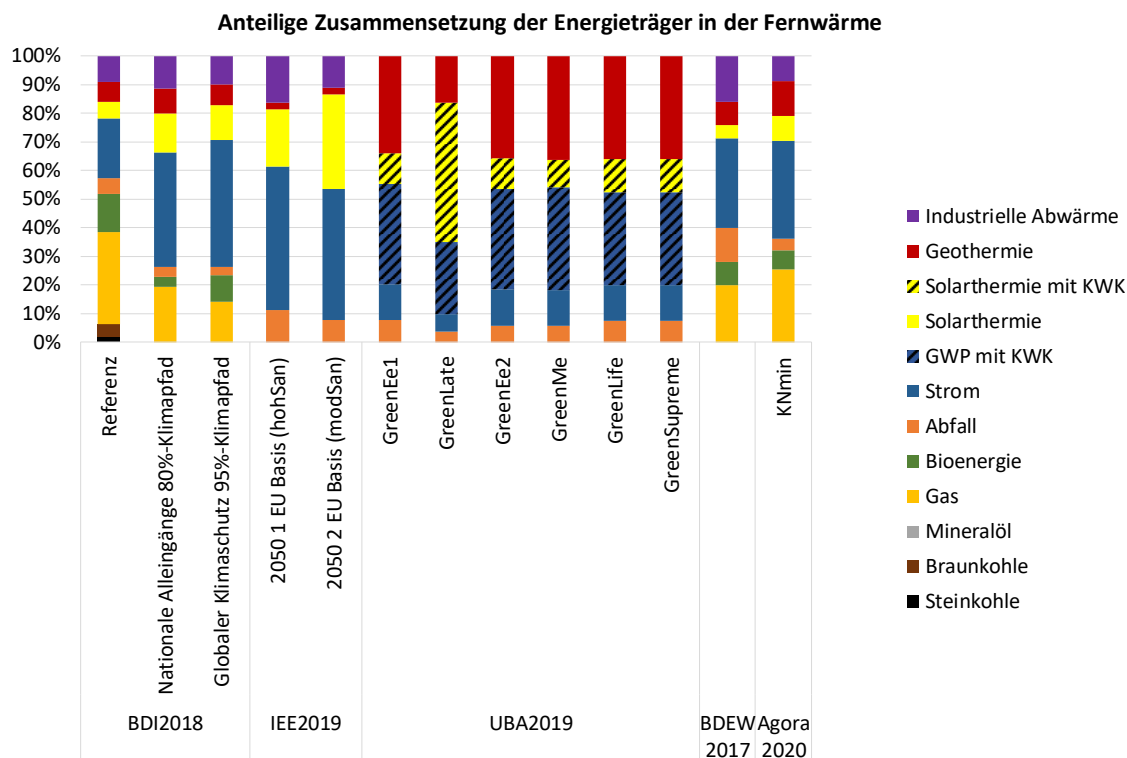


Abbildung 6: Zusammensetzung der Energieträger in der Fernwärme anteilig im Jahr 2050

In der **BDI-Studie** ist hierbei zu berücksichtigen, dass der Energieträger *Gas* im 95%-Klimapfad aus Power-to-Gas entsteht sowie, dass der Energieträger *Strom* sowohl Wärmepumpen als auch Power-to-Heat umfasst.

Unter *Strom* fallen in der **IEE-Studie** ebenfalls diverse Wärmepumpen, wobei zusätzlich in der Studie eine explizite Aufschlüsselung der betrachteten Umweltwärmequellen Erdsonden, Kohlegruben, Seen, Flüsse, Klärwerke und Abwasserkanäle vorgenommen wird.

Im Rahmen der **UBA-Szenarien** werden monovalente Großwärmepumpen sowie Großwärmepumpen in hybrider Verbindung mit moderner KWK separat betrachtet. Die Nutzung von Solarthermie wird in Verbindung mit moderner KWK zusammengefasst.

Im **BDEW-Szenario** „Grüne Fernwärme“ fasst der Energieträger *Strom* Power-to-Heat (16 %) und Großwärmepumpen (15 %) zusammen. *Gas* mit einem Anteil von 16 % besteht zu gleichen Teilen aus Erdgas und Power-to-Gas. Die Menge an Biomasse in der Wärmeerzeugung bleibt in diesem Szenario anteilig und in absoluten Zahlen von 2015 bis 2050 etwa konstant.

Im Agora **KNmin-Szenario** besteht der Anteil „Gas“, der nach Strom die zweitgrößten Anteile trägt, vollständig aus Wasserstoff.

4. Kernaussagen der energiewirtschaftlichen Analyse

Aus den vorherigen Betrachtungen lassen sich folgende Kernaussagen ableiten:

1. Der Anteil der Fernwärme am gesamten Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser steigt über die Studien und Szenarien hinweg im zeitlichen Verlauf bis 2050 an. Auch in den Trendszenarien BDI Ref, Pro Ref und Pro KSP wird zumindest ein leichter Anstieg bis 2030 erwartet.
2. Die absolute Wärmebereitstellung durch Fernwärme sinkt in einigen Szenarien, wenn die Bedarfsminderung durch Sanierung und eventuelle weitere Maßnahmen den Effekt durch die steigende Anzahl von Anschlüssen übersteigt.
3. Vor allem die Wärmeversorgung in urbanen Ballungsräumen wird laut Studien zukünftig insbesondere durch Fernwärme erfolgen.
4. In den Studien erfolgt die Erstellung der Szenarien basierend auf einem Kostenoptimum aus Systemsicht. Zu einer kostenoptimalen Reduktion kann der Ausbau der Fernwärme demnach einen relevanten Beitrag leisten. Eine Ausnahme stellen die Trendszenarien der Prognos-Studie dar. In dieser wird die aus konkreten Maßnahmen resultierende Entwicklung des Energiesystems dargestellt.
5. Der Anteil klimaneutraler Wärmequellen an der Fernwärmeerzeugung steigt in allen Szenarien deutlich im Vergleich zu 2020. Der geringste ausgewiesene Anteil in einem Zielszenario liegt 2050 bei über 70 %.
6. Über alle Zielszenarien hinweg steigt der Anteil klimaneutraler Wärmequellen bis 2050 in der Fernwärme auf durchschnittlich 92 %.
7. Ein Großteil der klimaneutralen Wärme wird durch Großwärmepumpen bereitgestellt. Weitere relevante Wärmequellen sind Solarthermie, Geothermie und Abwärme, wobei deren jeweiliger Anteil nicht einheitlich prognostiziert wird. Die Wärmeerzeugung aus Biomasse und Wasserstoff wird mit vergleichsweise geringen Anteilen beschrieben.

F Analyse technischer Aspekte

Im Rahmen der technischen Aspekte für die Erreichung klimaneutraler Fernwärme, wird in folgende drei Bereiche differenziert:

1. Dekarbonisierung durch Einbindung klimaneutraler Wärmequellen
2. Fernwärme-Transformationsmaßnahmen für die Ermöglichung der Integration klimaneutraler Wärmequellen
3. Optimaler Transformationspfad für die Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung

Nach einer Vorauswahl an Studien zu den Maßnahmen und einer Festlegung der relevantesten Kriterien zur Beschreibung dieser, wurden individuelle Maßnahmensteckbriefe erarbeitet. Darin wird für die Maßnahmen jeweils beschrieben, welche Zielstellung mit der Maßnahme verfolgt wird, welche Potenziale sowie Möglichkeiten zur Einbindung bzw. Umsetzung bestehen und wie sich die einzelnen Schritte zu dieser Einbindung gestalten. Auf Grundlage der Steckbriefe wurde Relevanz und entstehende Herausforderungen herausgearbeitet. Im Rahmen der Studie wurden diese Steckbriefe mit dem Begleitkreis auf ihre Realitätsnähe geprüft und um Erfahrungen der Fernwärmeversorger ergänzt.

Zunächst werden hier die Begriffe Dekarbonisierung und Transformation voneinander abgegrenzt. Die Maßnahmensteckbriefe sowohl der Transformations- als auch der Dekarbonisierungsmaßnahmen sind im Anhang zu finden, während die Schwerpunktthemen der beiden Aspekte sowie die erstellte Anleitung zur Erstellung einer Transformationsstrategie in diesem Hauptteil der Studie beschrieben werden.

1. **Abgrenzung der Begriffe Dekarbonisierung und Transformation**

Eine strenge Differenzierung zwischen den Begriffen Dekarbonisierung und Transformation ist in der Literatur bisher nicht definiert und diese werden in der Praxis häufig synonym verwendet. In dieser Studie werden die Begriffe Dekarbonisierungsmaßnahmen, Transformation, Transformationsmaßnahme und Transformationsstrategie wie folgt verwendet:

Dekarbonisierungsmaßnahmen:

Aus dem eigentlichen Wortlaut abgeleitet, handelt es sich hierbei um Maßnahmen zur Verringerung des Kohlendioxidausstoßes. In den meisten Fällen sind in dem Begriff jedoch alle Maßnahmen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen enthalten wie auch die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid mittels Carbon Capture and Utilization (CCU) und Carbon Capture and Storage (CCS). Relevante Maßnahmen für die Fernwärme sind daher vor allem die Einbindung von klimaneutralen Wärmequellen und Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz.

Transformation:

Im Allgemeinen kann eine Transformation als eine Veränderung von einem Ausgangszustand zu einem gewünschten Zielzustand beschrieben werden. Das Ergebnis dieses Prozesses ist in der Regel dauerhaft und impliziert eine tiefgreifende Veränderung (Hummel, 2018). Der Begriff Transformation wird häufig verwendet, um zu verdeutlichen, dass sich sowohl Prozesse als auch Denkweisen an neue und sich weiter verändernde Bedingungen anpassen müssen (De Carolis, et al., 2017), (Albukhitan, 2020).

Transformationsmaßnahmen:

Hierunter fallen nach eigener Definition alle Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Fernwärme zukunftsfähig zu machen. Dazu gehören Dekarbonisierungsmaßnahmen

ebenso wie Maßnahmen, welche die Integration klimaneutraler Wärmequellen ermöglichen (z.B. Absenkung des Temperaturniveaus in der Wärmeversorgung), die Systemunterstützung optimieren (z.B. durch Flexibilisierung des elektrischen Versorgungssystems) und die optimale Dekarbonisierung einer Kommune ermöglichen (z.B. gerichteter Netzausbau). Darüber hinaus sind für die Fernwärmemetransformation organisatorische Veränderungen in den Unternehmen, die Weiterbildung der Mitarbeiter und neue Kommunikationswege zu den Kunden erforderlich, daher sind auch diese im Begriff enthalten.

Transformationsstrategie:

Für die Umsetzung der meisten Transformationsmaßnahmen sind umfangreiche Investitionen in Wärmeerzeugungsanlagen, Netzinfrastruktur und damit einhergehend Arbeitszeit erforderlich. Die Transformation für das Wärmenetz selbst kann als Untermaßnahme der übergeordneten Wärme-Transformation gesehen werden.

Um die Systeme so zeit- und kosteneffizient wie möglich zu transformieren, sind unter Berücksichtigung der langen Lebensdauer von Fernwärmekomponenten und des langwierigen Prozesses des Change Managements, langfristig tragfähige Transformationsstrategien mit allen relevanten Transformationsmaßnahmen erforderlich.

Transformationspläne:

Die Pläne enthalten die erarbeitete Transformationsstrategie. Der Begriff Transformationspläne wurde in der Literatur bereits verwendet, u.a. in den vorliegenden Entwürfen des „Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze“, welches in diesem Jahr in Kraft treten soll (Pehnt, 2020). In einigen Bundesländern gelten bereits Verpflichtungen für Fernwärmeversorger, einen entsprechende Transformationsplan vorzulegen und zu veröffentlichen.

2. Dekarbonisierung durch Einbindung klimaneutraler Wärmequellen

Die relevanten Dekarbonisierungsmaßnahmen für die Fernwärme sind: feste und gasförmige Biomasse, Solarthermie, Geothermie, Wasserstoff bzw. Power-to-Heat, Umgebungswärme (nutzbar gemacht über Großwärmepumpen) und Abwärme. Perspektivisch werden diese um die Nutzung von synthetischen Gasen (aus EE-Stromquellen) ergänzt. Die wichtigsten Aspekte der Maßnahmen sind in Form von Technik-Steckbriefen im Anhang beschrieben (vgl. H).

Die beschriebenen Wärmequellen und -erzeuger werden in Tabelle F-1 nach erreichbaren Temperaturniveaus für die Einbindung dieser Wärmequellen klassifiziert. Hierbei geht die Darstellung in Teilen über die rein technische Machbarkeit der Einbindung hinaus und beinhaltet auch Annahmen zur Sinnhaftigkeit der Integration von Wärmequellen auf einem bestimmten Temperaturniveau bezogen auf Wirkungsgrade und weitere Kenngrößen. Der Einsatz von Energieträgern, die für Hochtemperatur-Anwendungen geeignet sind (wie beispielsweise Wasserstoff und Biomasse) auf niedrigem Temperaturniveau ist aus systemischer Sicht nur sinnvoll, wenn vor Ort keine relevanten Alternativen (inklusive der Möglichkeit der dezentralen Wärmebereitstellung) vorliegen.

Übergeordnet ist zudem anzumerken, dass die Nutzung der Wärmequellen bei den entsprechenden Temperaturniveaus immer auch in Konkurrenz zu einer Verstromung, z.B. über einen ORC-Prozess, steht.

Tabelle F-1: Relevante Wärmeerzeuger und Wärmequellen sowie deren Klassifizierung (eigene Abbildung abgeglichen mit (Agora Energiewende, 2019) und (Schnauß, 2020)).

Einspeisung	Wärmequelle/ -erzeuger	Dampfnetz	Hochtemperatur- netz (>140 °C)	Heißwassernetz (>110 °C)	Mitteltempera- turnetz (90- 110 °C)	Niedertempera- turnetz (60-90 °C)	Low-Ex-Netz (20- 60 °C)	Kalte Nahwärme (<20 °C)
Direktein- speisung	Abfall	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Ab- wärme*	Ja ¹	Ja ¹	Ja ¹	Ja ¹	Ja ¹	Ja ¹	Ja ¹
	Solar- thermie			Ja ²	Ja ²	Ja ²	Ja	Ja
	Tiefe Ge- othermie			Ja ³	Ja ³	Ja	Ja	Ja
	Wärme- pumpe**			Ja ⁴	Ja ⁴	Ja	Ja	Ja
	Power- to-Heat	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Über KWK/Heizan- lagen er- zeugte Wärme	Biomasse (fest und gasför- mig)	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
	Wasser- stoff (Power- to-Gas)	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja

*Abwärmequellen bei höheren Temperaturen: industriell, gewerblich, Elektrolyseure

**mit Umgebungswärme (oberflächennahe Geothermie, Luft, Wasser etc.), Abwasser, Abwärmequellen bei niedrigen Temperaturen (z.B. Rechenzentren, Kühlprozesse, U-Bahn-Düker, Grubenwärme)

¹Abhängig von Wärmequelle, prozessbedingte Schwankungen bereits untertäglich möglich

²Unterschied zwischen Technologien, saisonale und untertägige Variation zu berücksichtigen

³Je nach Region (geologische Gegebenheiten) und Technologie

⁴Erreichbar, aber bei den meisten Umgebungswärmequellen unwirtschaftliche Jahresarbeitszahl (JAZ)

2.1. Schwerpunktthema Abwärme

Besonderer Fokus wird in dieser Ausarbeitung auf die Nutzung von Abwärme gelegt. Hier ist eine einheitliche Aussage über den Nutzen auf einem Temperaturniveau schwierig zu treffen, da dieses je nach Entstehungsort auf sehr unterschiedlichen Temperaturniveaus vorliegen kann, welches wiederum bei manchen Wärmequellen schwankt.

Einen Überblick über mögliche Abwärmequellen und das dazugehörige Temperaturniveau gibt Tabelle F-2.

Tabelle F-2: Geeignete Abwärmequellen und deren Temperaturniveau nach (Schaefer, 1995), (Funke, et al., 2019), Projekterfahrung FfE, (Graf, et al., 2014), (Steinmüller, et al., 2014)).

Abwärmequelle	Temperaturniveau
Industrie aus Prozessen	Niedertemperatur-Abwärme: < 150 °C Mitteltemperatur-Abwärme: 150 °C-500 °C Hochtemperatur-Abwärme: > 500 °C
Rechenzentren	18-30 °C bei Luftkühlung Bis zu 60 °C bei Flüssigkeitskühlung
Kältemaschinen für Klimakälte/Kühlung	35 – 45 °C je nach Temperaturniveau im Kältekreislauf
Abwasserabwärme in Abwasserkanälen	ca. 12 – 14 °C
Abwasserabwärme nach Aufreinigung	ca. 12 – 14 °C
Abwärme aus U-Bahn-Dükern	Unbekannt
Niedertemperaturabwärme aus Kraftwerken/ BHKW Motorkühlung	ca. 40 – 45 °C
Abwärme aus PtG-Anlagen	60 – 80 °C
Abfallabwärme	Maximal Dampfnetzbetrieb

Vorliegende Studien zu Abwärmepotenzialen

Die meisten Studien fokussieren sich auf industrielle Abwärme, geben jedoch verschiedene Werte für das technische Potenzial an.

In (Pehnt, et al., 2010) „Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung“ erfolgt eine Bestimmung der Potenziale über einen bottom-up-Ansatz. Darin wird angesetzt, dass ca. 18 % des Brennstoffeinsatzes in der Industrie als Abwärme rückgewinnbar sind. Die so ermittelten Potenziale ergeben sich zu:

- 88 TWh/a über 140 °C (12 % des Brennstoffeinsatzes),
- 44 TWh/a zwischen 60 und 140 °C (6 % des Brennstoffeinsatzes).

Auch (Grote, et al., 2015) „Abwärmenutzung – Potentiale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge“ führt die Potenzialbestimmung im bottom-up Prinzip durch. Es wird eine spezifische Abwärmeentstehung je Industriebranche angesetzt. Angenommen wird, dass in Summe 36 % des Endenergieverbrauchs für Wärme und 6 % des Endenergieverbrauchs für Strom einsetzbar sind. Insgesamt werden somit als Potenzial ca. 226 TWh/a bestimmt, hierbei wird keine Unterscheidung nach Temperaturniveaus vorgenommen.

In (IFEU , 2018) „Potenziale und Hemmnisse außerbetrieblicher Abwärmenutzung in Deutschland“ wird das Abwärmepotenzial über einen Top-down-Ansatz bestimmt. Mindestanforderungen für eine Abwärmequelle sind hier:

- 300 kW, $T > 80\text{ °C}$; 4000 h/a oder
- 1000 kW, $T > 45\text{ °C}$; 4000 h/a.

Das folgende daraus bestimmte Abwärmepotenzial wird so ebenfalls in (Blömer, et al., 2019) abgeschätzt und liegt bei:

- Theoretisches Abwärmepotenzial: ca. 62 TWh/a;
- Technisches Potenzial netzgebundener Abwärmenutzung: 23 bis 29 TWh/a, davon 11 TWh/a im Fernwärmebestand;
- Wirtschaftlich für die Netzeinspeisung in die Fernwärme erschließbar ca. 80-90 %.

In (Fleiter, et al., 2020) wird das für die Fernwärme nutzbare Abwärmepotenzial in Deutschland bei maximaler interner Wärmerückgewinnung in Abhängigkeit des Temperaturniveaus wie folgt beschrieben:

- Level 1 (25 °C): 11 TWh/a;
- Level 2 (55 °C): 15 TWh/a;
- Level 3 (95 °C): 37 TWh/a.

Aus Potenzialen und Technologiesteckbrief abgeleitete Kernaussagen

Als Fazit zur Datengrundlage der Abwärmepotenziale lassen sich die folgenden vier Aussagen festhalten:

1. Es bestehen starke Diskrepanzen zwischen den Ergebnissen einzelner Studien/Plattformen zum vorliegenden Abwärmepotenzial. Deren Ergebnisse werden in der Praxis selten herangezogen, sondern die Betriebe vor Ort direkt angesprochen.
2. Daten zu industriellen Abwärmepotenzialen basieren auf Angaben von Betrieben oder berechneten Werten für typische Einzelprozesse, was eine relevante Fehlerquelle darstellt. Es bedarf der Erarbeitung einer validen, räumlich und zeitlich aufgelösten Datengrundlage der Abwärmepotenziale von Fachleuten.
3. Niedertemperaturwärmequellen machen einen Großteil der Abwärme aus, gerade zu diesen Potenzialen liegen wenige Daten vor.
4. Die Komplexität der Einbindung schwankender Abwärmequellen, die Vielfalt der Akteure und deren unterschiedliche Interessen (z.B. Kostenübernahme, Amortisationszeitraum) sind relevante Aspekte, welche die Einbindung von Abwärme erschweren.

2.2. Relevanz einzelner Dekarbonisierungsmaßnahmen

Die Relevanz und Priorität der einzelnen Dekarbonisierungsmaßnahmen ist in jedem Fall im Kontext des konkreten Anwendungsfalles (vorliegende Potenziale verschiedener Quellen, Abnehmer und Netzstruktur) zu bewerten. Übergeordnet ist festzuhalten, dass die Anwendung von Wärmequellen auf hohem Temperaturniveau und mit begrenzter Verfügbarkeit (Biomasse, Wasserstoff) auf Grund der Konkurrenz zu anderen Verwendungszwecken nur wenn notwendig erfolgen sollte, z.B. zur Spitzenlasterzeugung in Zeiten mit hoher Residuallast und hohem Wärmebedarf. Dies ist zum einen systemisch sinnvoll und kann helfen Preisunsicherheiten zu umgehen.

Die Nutzung der Wärmequellen Abwärme und Abfall ist weiter auszubauen, da dies Wärmequellen sind, die in jedem Fall anfallen und in Hinblick auf eine maximale Energieträgerausnutzung primär zu nutzen sind. Allerdings ist hier die Schaffung von einem geeigneten Rahmen zur Abdeckung von Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung der Wärmequelle zu schaffen sowie eine vereinfachte Vernetzung der Akteure.

Als zukünftig relevant wird vor allem die Nutzung von strombasierten Technologien in Wärmenetzen angesehen, da diese dazu beitragen kann, stromseitige Erzeugungsspitzen durch Erneuerbare Energien zu reduzieren und so zu deren effizienten Integration in den Gebäudesektor. Sowohl Wärmepumpen als auch Power-to-Heat-Anlagen, insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern können hier einen Beitrag zur Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung und damit der Wärmeversorgung in vor allem urbanen Räumen leisten. Diese Betrachtungen werden durch die Ergebnisse aus dem Energiewirtschaftlichen Teil (E3) gestützt.

3. Fernwärme-Transformationsmaßnahmen für die Integration klimaneutraler Wärmequellen

Die Transformationsmaßnahmen zur Integration klimaneutraler Wärmequellen sind einteilbar in verschiedene Themengebiete. Im Rahmen dieser Studie betrachtete relevante Maßnahmen sind infrastrukturseitige Anpassungen (Temperaturabsenkung, Variation von Temperaturniveaus sowie Kaskadenschaltung), verbraucherseitige Anpassungen (optimierte Hausanschlussstationen und Gebäudetechnik) und die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch zur Erzeugungsoptimierung. Zusätzlich betrachtet werden die Kopplung des Wärmenetzes mit Kältebedarfen sowie die Zusammenarbeit des Fernwärmeversorgers mit lokalen Akteuren, die Gestaltung der Fernwärmebepreisung und optimiertes Monitoring und Steuerung analysiert. Ausführliche Steckbriefe zu den Transformationsmaßnahmen sind im Anhang dargestellt (vgl. H), während die beiden Schwerpunktthemen im Folgenden genauer beleuchtet werden.

3.1. Schwerpunktthema Temperaturabsenkung

Generell ist zur Analyse der Temperaturabsenkung im Wärmenetz zwischen einer Anpassung der Temperaturen im Vorlauf und im Rücklauf zu unterscheiden, da hieraus unterschiedliche Effekte entstehen und diese über verschiedene Maßnahmen erreicht werden.

Die Auswahl relevanter Netzbereiche für beide Formen der Temperaturabsenkung basiert auf erzeuger-, verbraucher- und infrastrukturseitigen Kriterien. Wenn diese lokal erfüllt werden, sollten die Möglichkeiten der Temperaturabsenkung genauer analysiert werden. Übergeordnet ist festzuhalten, dass ein relevanter Mehrwert auf der Erzeugerseite immer ausschlaggebend für eine Prüfung der Umsetzung dieser Maßnahme ist.

Erzeugerseitige Kriterien - Möglichkeit der Optimierung

- Vorhandensein lokaler Niedertemperatur-Wärmequellen wie erneuerbarer Wärmequellen oder Abwärme (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015), (IFEU; GEF, 2013),
- Möglichkeit der effizienteren Ausnutzung angeschlossener Erzeugungsanlagen (Köfinger, et al., 2015),
- Reihenschaltung von Netzbereichen zur Rücklauftemperatur-Absenkung eines bestehenden Primärnetzes (Köfinger, et al., 2015), (IFEU; GEF, 2013), (LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Hamburg Institut, 2013).

Verbraucherseitige Kriterien

- Geeignete Gebäudetechnik (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013),
- Geringe Anzahl an Verbrauchern zur Reduktion des Aufwands der Vertragsumstellung (IFEU; GEF, 2013),
- Bei gewerblichen Verbrauchern, geeignete Prozesstemperaturen (bei Vorlaufabsenkung: ggf. die Möglichkeit des Einsatzes von Temperaturboostern, bei Rücklaufabsenkung ggf. Kopplung von Prozessen auf verschiedenen Temperaturniveaus),
- Vorhandensein von Schlüsselkunden mit hohem Verbrauch – diese ermöglichen vergleichsweise große Resultate bei geringerem Aufwand.

Infrastrukturseitige Kriterien

- Vorliegende zusammenhängende Netzteile ohne Durchleitungsfunktion (IFEU; GEF, 2013), (LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Hamburg Institut, 2013),
- Anzahl vertretbarer Baustellen in relevanter Gegend,
- Vorliegende Oberflächenversiegelung,
- Anstehendes Intervall für Netzbauarbeiten.

Bei der Temperaturabsenkung ist innerhalb der möglichen Maßnahmen zur Erreichung dieser bezüglich deren Relevanz und zeitlicher Dringlichkeit zu priorisieren. In (IFEU; GEF, 2013) werden folgende Maßnahmen bezüglich Aufwand, Schwierigkeiten, Potenzialen, Priorität und Reihenfolge zur Durchführung bewertet:

1. T_{RL} -Absenkung bei Großkunden,
2. T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden durch TWW-Veränderung,
3. T_{RL} -Absenkung bei einzelnen Kunden Heizsystemveränderung,
4. T_{RL} -Absenkung in Netzteilen (z.B. mit Dreileitersystemen),
5. T_{VL} -Absenkung bei Einzelkunden,
6. T_{VL} -Absenkung in Netzteilen.

Bei diesen konstruktiven Maßnahmen hängt die Priorisierung immer von den lokalen Netzgegebenheiten ab (z.B. Struktur, Kunden).

Über die in der Quelle genannten Maßnahmen hinaus und auch im Vorhinein hierzu sollte eine messtechnische Erfassung der tatsächlichen Temperaturen und deren Verläufe bei einzelnen Kunden oder zumindest Netzsträngen durchgeführt werden. Weiterhin kann eine Simulation des Einflusses von einzelnen Kunden auf das Gesamtsystem hilfreich sein, um die Maßnahmen geeignet zu priorisieren. Als weiterer essenzieller Punkt ist zu nennen, dass die durchgeführten Maßnahmen nach der Umsetzung kontinuierlich nachzuhalten und deren Effekt zu prüfen sind.

EXKURS: Gestaltung der Fernwärmebepreisung

Die Thematik der Gestaltung der Fernwärmebepreisung ist ebenfalls im Anhang in Steckbriefform dargestellt. Zusätzlich wird an dieser Stelle der Blick erweitert, indem auf die Bepreisungslogik Dänemarks eingegangen sowie mit einem „Rundum-sorglos-Paket“ ein mögliches neues Vertriebsmodell beschrieben wird.

Bepreisungslogik anderer Länder – Beispiel Dänemark

Der vom Verbraucher gezahlte Heizpreis sollte alle notwendigen Kosten für die Wärmeversorgung decken, es ist dem Unternehmen jedoch nicht gestattet, einen Gewinn zu erzielen. Die Heizkosten beinhalten daher (Dänische Energieagentur, 2017): Kraftstoffkosten, Wärmeerzeuger und Heizwerk, Fernwärme-Netz, Gebäude, Betrieb und Wartung.

In Aalborg setzt sich der Preis beispielsweise zusammen aus einer Grundgebühr, einer Kapazitätzahlung basierend auf der Grundfläche des Gebäudes und einem Wärmeverbrauchsanteil, abhängig von dem tatsächlichen Durchfluss des Heizwassers. (Djørup, et al., 2020)

Die Möglichkeit geringerer Leistungspreise in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur gibt es in Dänemark von einigen Versorgern. Dies wird in der Regel durch eine App realisiert, in der die Kunden die aktuelle Temperatur und den entsprechend reduzierten Preis einsehen können (Odgaard & Djørup, 2020). Der Einfluss auf das tatsächliche Kundenverhalten könnte in der Realität jedoch gering ausfallen, da Erfahrungen aus anderen Bereichen gezeigt haben, dass entsprechende Apps meist nur für kurze Dauern wirklich genutzt werden.

Die Struktur unterscheidet sich in Dänemark somit grundlegend von der in Deutschland, in welcher gewollt ist, dass in der Fernwärmeversorgung Gewinne erzielt bzw. für die Deckung von Kosten in anderen Bereichen eingesetzt werden. Zudem sind für die Etablierung der genannten preislichen Optionen entsprechend zugelassene Messgeräte zu verbauen. Diese sind aktuell in Deutschland nicht verfügbar.

Neue Vertriebsmodelle – das „Rundum-sorglos-Paket“ als Vertriebsmodell

Die grundlegende Idee hinter dem Konzept des „Rundum-sorglos Paketes“ ist, dass die aktuelle Bepreisung der Fernwärme primär für individuelle Großverbraucher wie Industrieunternehmen geeignet ist. Diese haben zum einen den Kostendruck und zum anderen das Know-how, um z.B. Spitzenlasten und Rücklauftemperaturen zu reduzieren.

Individuelle Verbraucher in einem Mehrfamilienhaus hingegen zahlen zwar die Kosten der Wärmebereitstellung, haben jedoch einen geringen Einfluss auf den gesamten Leistungsbedarf im Haus sowie die resultierenden Rücklauftemperaturen. Weiterhin ist für viele die Bepreisungslogik nur schwer nachvollziehbar. Vermieter wiederum können gebäudetechnische Maßnahmen unternehmen, um positive Effekte für das Fernwärmenetz zu erzielen, haben jedoch keine finanziellen Anreize hierfür. Dabei ist es für den Fernwärmeversorger von Vorteil, wenn einzelne Verbraucher systemoptimal gesteuert werden und Daten zu den Rücklauftemperaturen im Netz vorliegen. Angriffspunkt der technischen Optimierung sind somit die Hausübergabestation und der sekundärseitige Wärmespeicher.

Von einem optimalen Bepreisungskonzept müssen Mieter und Vermieter einen Mehrwert haben. Tarifoptionen wie Hoch- und Niedertarifzeiten sind daher sinnvoll, allerdings zeigen Erfahrungen von Stromverbrauchern, dass durch Aktivierung der Privatpersonen keine relevanten Bedarfsverschiebungen erreicht werden können. (Hinterstocker & von Roon, 2018)

Das Konzept „Rundum-sorglos-Paket“ beinhaltet, dass der Kunde vereinfacht einen verbrauchsunabhängigen monatlichen Grund- und einen Arbeitspreis für die verbrauchte Wärmemenge zahlt. Der Fernwärmeversorger installiert die Hausübergabestation und einen sekundärseitigen Speicher und betreibt diese. Diese Komponenten werden, basierend auf einer geeigneten Bedarfsprognose im Gesamtnetz und beim Verbraucher selbst, systemoptimal betrieben.

Auch die Wartung, Instandhaltung etc. wird vom Fernwärmeversorger übernommen bzw. die Organisation dafür, dass kompetente regionale Fachbetriebe dies übernehmen. So soll gewährleistet werden, dass keine Dritten das System „verstellen“ und Auffälligkeiten, welche zu negativen Rückwirkungen im Gesamtsystem führen, rechtzeitig übermitteln und behoben werden können.

Um auch dem Vermieter einen Mehrwert bereit zu stellen, könnte die Abrechnung der Wärmebedarfe direkt an den Endkunden erfolgen, sodass der Vermieter sich nicht um Ablesungen, Abrechnungen und sonstige Terminabsprachen mit den Mietern kümmern muss. Hier ist zu beachten, dass für die Fernwärmeversorger der Aufwand zur Umstellung von einer Abrechnung beim Vermieter zum Mieter hoch wäre. Hierfür müssten individuelle digitale Zähler verbaut oder das Ablesen der Wärmemengenzähler an den Heizkörpern übernommen werden. Dabei ist die Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten, §7 zu beachten, die dem Vermieter bzw. der Eigentümergemeinschaft ein Wahlrecht einräumt und darum von Haus zu Haus abweichend sein kann. Somit wären zur Aufwandsreduktion aktuell bereits in dem Bereich aktive Unternehmen in das Gesamtkonzept einzubeziehen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die entsprechende Umsetzung des technischen Konzeptes bei verschiedenen größeren Verbrauchern einen positiven Mehrwert für das Fernwärmenetz und somit die Kosten der Fernwärmebereitstellung darstellen könnte. Insbesondere bei Bestandsnetzen könnte sich eine Umstellung des Konzeptes als schwierig erweisen, da ein Mischsystem entstehen würde, das betrieben werden müsste.

3.2. Relevanz und Priorität von Transformationsmaßnahmen

Die analysierten Transformationsmaßnahmen dienen als Wegbereiter für die Dekarbonisierung der Fernwärme. Dabei können sie nicht nur technischer Natur sein, sondern auch durch die Schaffung eines geeigneten begleitenden Umfeldes die Dekarbonisierung der Fernwärme ermöglichen oder zumindest erleichtern.

Um die verschiedenen Maßnahmen möglichst zielgerichtet und strukturiert auf das eigene Netz anzuwenden sind diese, abhängig von den konkret im Wärmenetz geplanten Dekarbonisierungsmaßnahmen und den sonstigen Rahmenbedingungen der Versorgungs- und Abnehmerstruktur, auszuwählen und zu strukturieren. Dies ist im Rahmen der Erstellung einer Transformationsstrategie genauer festzuhalten.

4. Optimaler Transformationspfad für die Erreichung einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung

In diesem Kapitel wird zunächst das umgesetzte Vorgehen zur Erstellung eines Leitfadens für die Erarbeitung einer Transformationsstrategie dargelegt. Dann werden übergeordnete Erkenntnisse zum Prozess der Strategiefindung dargestellt. Mit diesen Hintergründen wird darauf aufbauend der erarbeitete Leitfaden vorgestellt.

Vorgehen zur Erarbeitung der Strategie

In Abbildung 7 ist der schrittweise Ablauf zur Erstellung des Leitfadens für die Erarbeitung einer Transformationsstrategie visuell aufbereitet.

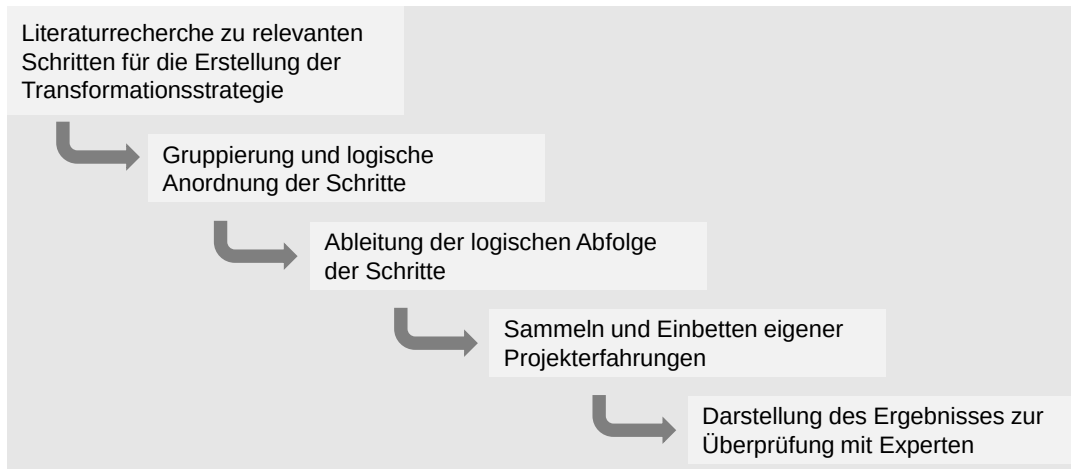


Abbildung 7: Gewähltes Vorgehen zur Erarbeitung eines Leitfadens für die Erstellung einer Transformationsstrategie

Grundlegende Vorabanmerkungen zur Strategie

In den Recherchen und Diskussionen zur Erstellung des Leitfadens sind einige relevante, übergeordnete Aspekte hervorgetreten:

- Die Wärme- und Fernwärmemetransformation können nicht voneinander getrennt behandelt werden.
- Es geht bei der (Fern-)Wärmemetransformation um langfristige Zeiträume (30 bis 40 Jahre), daher muss sich die gewählte Strategie an wandelnde Rahmenbedingungen und marktliche Änderungen anpassen können (flexible & robuste Strategie).
- Die Strategiefindung ist ein kontinuierlicher und iterativer Prozess, da sich die Umfeldfaktoren in einem kontinuierlichen Wandel befinden. Jedes Unternehmen hat bereits eine erste Strategie und somit eine erste Sammlung der benötigten Informationen und Methodenkompetenzen. Hierbei sind Strategien sowohl für das Gesamtnetz als auch für einzelne Teilnetze zu erstellen.
- Die Erstellung einer Strategie braucht einen relevanten Anlass zur Initiierung, damit Personal mit der Erarbeitung beauftragt werden kann.
- Das optimale Vorgehen zur Strategieentwicklung und vor allem die zeitliche Abfolge der einzelnen Schritte ist immer von den spezifischen lokalen Gegebenheiten abhängig.

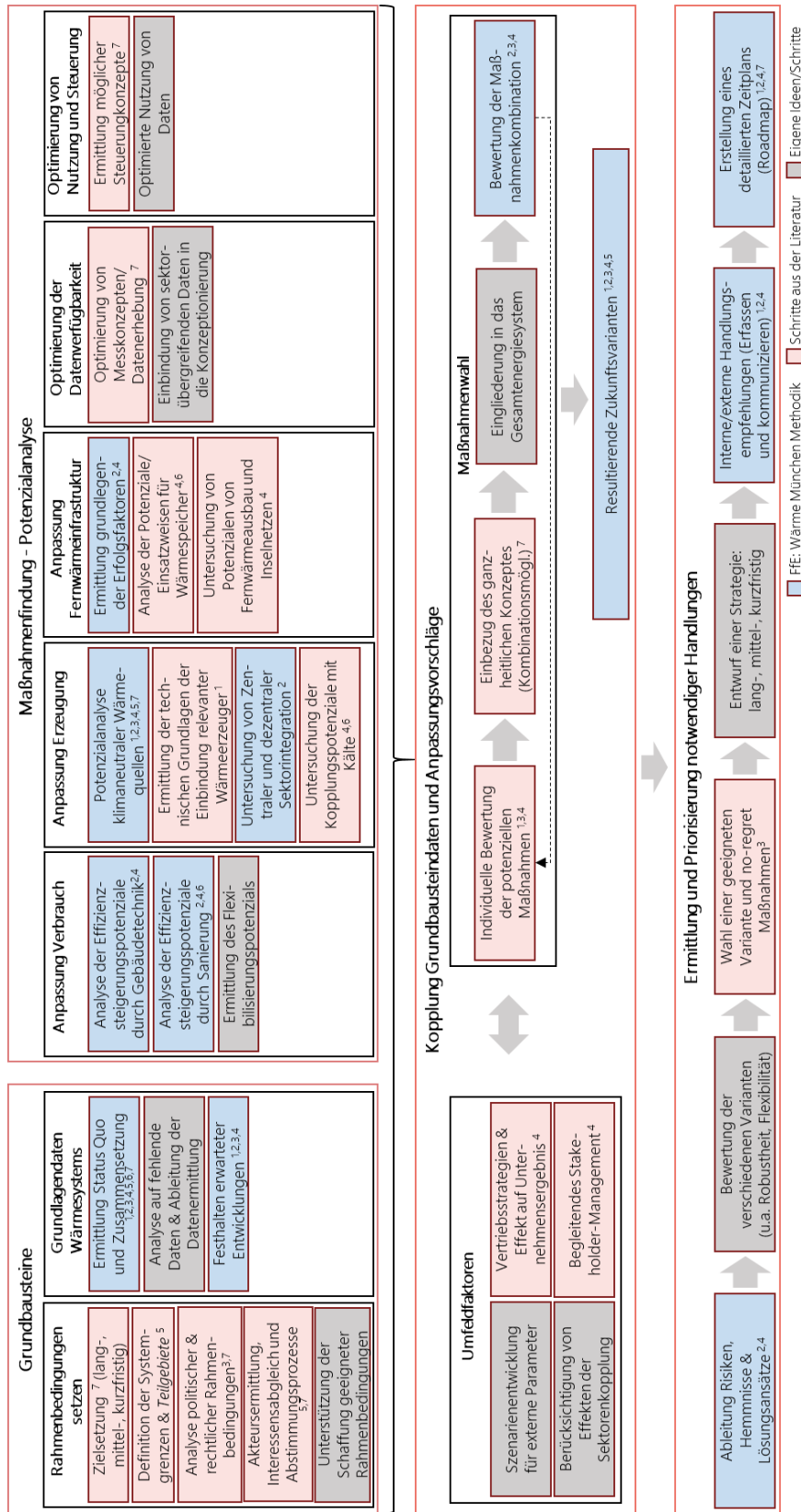


Abbildung 8: Vorgehen zur Erstellung einer Transformationsstrategie (1 (IFEU; GEF, 2013), 2 (Kleinertz, et al., 2020), 3 (Schmidt, et al., 2018), 4 (Kleinertz & von Roon, 2020), 5 (Riechel, et al., 2017), 6 (Engelmann, et al., 2020), 7 (Fromm & Tappeser, 2018))

Kernaussagen zur Transformationsstrategie

Aus den Diskussionen zur erfolgreichen Erstellung einer Transformationsstrategie können folgende Kernaussagen abgeleitet werden:

1. Die erarbeitete Vorlage zur Erstellung einer Transformationsstrategie kann sinnvoll sein, allerdings fehlt aktuell der konkrete Anlass (bspw. erzeugerseitig, ordnungsrechtlich oder über Förderprogramme) sie zu entwickeln.
2. Wertvolle Wärmequellen (Biomasse, Wasserstoff) müssen frühzeitig in wertvolle Anwendungen gelenkt werden (z.B. Hochtemperatur-Spitzenlast).
3. Die Betrachtung des gesamten Energie- bzw. Wärmesystems inklusive verschiedener Umfeldfaktoren und Rahmenbedingungen ist für eine erfolgreiche Transformation essenziell.
4. Eine ganzheitliche Planung und kontinuierliche Kommunikation mit relevanten Akteuren unterstützt die Durchführung einer (Fern-)Wärmetransformation.
5. Eine sorgfältige Auswahl und eine kritische Bewertung der Transformationsmaßnahmen und deren Kombinationen, unter anderem in Hinblick auf die Eingliederung in das Gesamtenergiesystem, ist eine besondere Herausforderung bei der Erstellung einer Transformationsstrategie.

G Förder- und Finanzierungsrahmen

Der notwendige technisch-ökologische Strukturwandel in der Fernwärme hin zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärme erfordert eine attraktive Förderkulisse und angepasste Finanzierungsinstrumente. Nachfolgend werden Lösungsansätze zu deren möglicher künftiger Ausgestaltung aufbauend auf einer Bestands- und Hemmnisanalyse entwickelt.

Hierbei werden die Themen inhaltlich in übergreifende (G1) und in technologiespezifische Instrumente (G2) eingeteilt und separat behandelt. In den Tabellen Tabelle G-1 und Tabelle G-2 werden die konkreten Empfehlungen übersichtlich dargestellt.

Die ausführliche Herleitung der Empfehlungen wird in den folgenden Abschnitten dargestellt. Die durchgeführte Analyse basiert auf verschiedenen methodischen Elementen. Die Hemmnisanalyse der Technologien und übergreifenden Rahmenbedingungen wurde unter anderem durch wissenschaftliche Recherchen sowie die Fachexpertise des Begleitkreises unterstützt. In einem mehrteiligen, insgesamt 10-stündigen Workshop wurden die wissenschaftlichen Ergebnisse in Zusammenhang mit den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen und vor dem Hintergrund langjähriger Praxiserfahrung diskutiert. Die Aufbereitung und Weiterentwicklung dieser Ergebnisse sind in die im folgenden dargestellte Analyse eingeflossen.

In Hinblick auf den Analyserahmen orientiert sich die Analyse am Status quo der ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen. Bei den Förderbedingungen werden die aktuellen, öffentlich zugänglichen Informationen und Gutachterempfehlungen zur zukünftigen Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) herangezogen (s. (BMW, 2020) (Pehnt, 2020)). In Bezug auf die ökonomischen Rahmenbedingungen (z.B. CO₂-Preisentwicklung) wird grundsätzlich auf die in (Kemmler, et al., 2020) getroffenen Annahmen zurückgegriffen.

1. Analyse und Weiterentwicklung von übergreifenden Instrumenten

1.1. Ökonomische Rahmenbedingungen: BEHG und WärmeLV

Das wichtigste Potenzial der grünen Fernwärme zur Dekarbonisierung des Wärmesektors liegt in der Versorgung bestehender Gebäude in den Städten. Die klimaneutrale Wärmeversorgung von Altbauten mit dezentralen Heiz-Techniken ist in stark verdichteten Stadträumen besonders schwer und kostspielig, während die Wärmedichte zur Versorgung dieser Gebäude mit Fernwärme besonders günstig sind – insbesondere, wenn ohnehin bereits ein Wärmenetz in der Nähe liegt. Die Erschließung urbaner Bestandsquartiere mit grüner Fernwärme ist daher der Dreh- und Angelpunkt für Klimaschutz in verdichteten Städten.

Genau für diese wichtigste Zielgruppe der grünen Fernwärme sind die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen jedoch besonders schlecht, so dass weder ein relevanter Ausbau der Wärmenetze zu ihrer Erschließung erfolgt, noch dass bestehende Wärmenetze im ausreichenden Umfang auf klimafreundliche Wärme umgestellt wird.

Grund hierfür sind die mangelhaften übergeordneten Rahmenbedingungen sowohl im Wettbewerb zwischen erneuerbaren Wärmequellen und fossilen Energieträgern wie auch im Wettbewerb zwischen Fernwärme und dezentraler Versorgung. Maßgebliche Stell-schrauben zur Verbesserung der übergeordneten Rahmenbedingungen bieten der Brennstoffemissionshandel einschließlich der Regelungen zur Verteilung der daraus resultierenden Kosten sowie § 556c BGB i.V.m. der WärmeLV.

1.1.1. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Das jüngst in Kraft getretene BEHG bietet einen potenziellen Hebel zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für grüne Fernwärme. Hierzu bedarf es jedoch einer Nachsteuerung bei der Höhe des CO₂-Preises, wie auch bei den Regelungen zur Kostentragung.

1. Höherer nEHS-CO₂-Preis für wettbewerbsfähige grüne Fernwärme

Mit dem BEHG wird ein nationales Emissionshandelssystem (nEHS) für die nicht vom ETS (europäischen Emissionszertifikaten-Handel) betroffenen Bereiche der Sektoren Wärme und Verkehr geschaffen. Von 2021 bis 2025 steigen die Festpreise für Emissionen von 25 EUR/t CO₂ auf 55 EUR/t CO₂ an. Ab 2026 setzt der Emissionshandel mit einem Preiskorridor von zunächst 55 bis 65 EUR/t CO₂ ein. Über die Entwicklung des Emissionspreises nach 2026 gibt es noch keine offiziellen Festlegungen (vorgesehen ist ein freier Handel), daher müssen Annahmen getroffen werden, eine Orientierung gibt (Kemmler, et al., 2020).

Diese CO₂-Bepreisung ist ein Schritt in die Richtung eines Level-Playing-Fields für erneuerbare leitungsgebundene Wärme. Hierdurch werden kleinere und mittlere erneuerbare Erzeugungsanlagen in der Fernwärme in der zeitlichen Perspektive insbesondere in den späten 20er Jahren bis 2030 etwas wettbewerbsfähiger gegenüber fossil befeuerten Anlagen. Die derzeitige Ausgestaltung des Preises setzt Impulse, reicht jedoch nicht aus, um rechtzeitig ausreichend klimaneutrale Fernwärme zu erzeugen.

Dies verdeutlicht auch der Vergleich des Prognos-Trendszenarios unter Klimaschutzprogramm 2030 mit den Zielszenarien: Selbst unter Annahme eines stark steigenden CO₂-Preises auf 180 EUR/t CO₂ im Jahr 2030 liegt die EE-Quote in der Fernwärme 2030 in diesem Szenario bei nur 33 %. Dem gegenüber stehen die Zielszenarien mit modellierter Klimaneutralität 2050, bei denen der EE-Anteil in der Fernwärme im Jahr 2030 bei mindestens 42 % bis 61 % liegt. Die Anhebung oder Abschaffung des Preiskorridors wäre somit ein wichtiges Instrument zur Verbreitung grüner Fernwärme.

2. Anreize zum Umstieg auf klimaneutrale Heizungen schaffen durch eine Umlagebegrenzung des CO₂-Preises

Die CO₂-Bepreisung im Brennstoffemissionshandel setzt Anreize zur Änderung des Heizverhaltens der privaten Nutzer von Wohnungen (insbesondere Mieter). Für die Fernwärme entscheidender ist jedoch, ob die Eigentümer der Gebäude angereizt werden, Investitionen in die Gebäudeeffizienz und in fossilfreie Heizungssysteme zu tätigen.

Bleibt es Vermietern möglich, die CO₂-Kosten in vollem Umfang auf Mieter umzulegen, so besteht für sie kein unmittelbarer Anreiz, in Gebäudeeffizienzmaßnahmen oder in den Anschluss an ein grünes Fernwärmenetz (oder eine klimafreundliche dezentrale Heizung) zu investieren.

Die aktuelle politische Diskussion innerhalb der Regierungskoalition um die Verteilung der BEHG-Kosten zwischen Mietern und Vermietern hat somit erhebliche Relevanz auch für die Fernwärme. Grundsätzlich hätte eine vollständige Kostentragungspflicht der Vermieter die größte Hebelwirkung in Richtung grüner Fernwärme. Es bleibt abzuwarten, inwieweit aus der aktuell diskutierten differenzierten Bestimmung des umlagefähigen Anteils in Abhängigkeit des energetischen Gebäudeszustandes (z.B. orientiert an der Effizienzklasse des Energieausweises, vgl. (dena, 2021) (DENEFF, 2020)), vergleichbare Wirkung erzielen kann.

3. Doppelbelastung von kleineren KWK-Anlagen (< 20 MW FWL)

Im BEHG ist festgelegt, dass die Inverkehrbringer von fossilen Brennstoffen CO₂-Preise zahlen bzw. ab 2026 am nationalen Emissionshandel teilnehmen müssen.

In der Fernwärme sind davon auch KWK-Anlagen mit Feuerungswärmeleistungen (FWL) von weniger als 20 MW betroffen, die typischerweise in kleinere Wärmenetze einspeisen. Eine gleichmäßige Verteilung der CO₂-Kosten anteilig auf Strom und Wärme ist wirtschaftlich nicht möglich, weil höhere Stromerlöse nicht auf dem Strommarkt durchgesetzt werden können. Um strompreisinduzierten Abschaltungen der KWK-Anlagen zu verhindern, werden die CO₂-Kosten der zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzten fossilen Brennstoffe daher aller Voraussicht nach vollständig auf die Wärme umgelegt. Dadurch werden nEHS-KWK-Anlagen überdurchschnittlich belastet und gegenüber dezentralen Heizkesseln schlechter gestellt. Die wärmebezogenen spezifischen Zertifikatskosten für KWK-Wärme betragen somit etwa das doppelte der nEHS-CO₂-Kosten für die kesselbasierte Erzeugung. (Thomesse, et al., 2020)

In der Fernwärme werden KWK-Anlagen jedoch kurz- und mittelfristig durchaus noch benötigt (s. Abbildung 6), um die Versorgung zu sichern und Mittel- und Spitzenlasten abzudecken. Auch wenn sich die Rolle der KWK in Fernwärmesystemen grundlegend ändern und diese zukünftig vor allem stromgeführt betrieben werden, sollten KWK-Anlagen, die unter das BEHG fallen, durch die CO₂-Bepreisung nicht unwirtschaftlicher als dezentrale fossile Erdgasheizungen werden. Im Rahmen einer grundlegenden Überarbeitung der KWK-Förderung sollte daher auch über entsprechende Mechanismen zum Ausgleich etwaiger Zusatzbelastungen aus dem BEHG nachgedacht werden.

- Ein stärkerer Anstieg des CO₂-Preises im BEHG bis 2025 sowie einen höheren Preiskorridor im Jahr 2026 und danach sorgen für ein schärferes Preissignal und steigern die Wirkungspotenziale des Instrumentes für die rechtzeitige Dekarbonisierung des Fernwärme- und Gebäudesektors.
- In Zusammenhang mit dem BEHG sollte eine Begrenzung der Umlage der CO₂-Kosten auf Mieter festgelegt werden, da das Instrument ansonsten weder verursachergerecht ist noch eine ökologisch treffsichere Lenkungswirkung hat.
- Im Rahmen einer grundlegenden Überarbeitung der KWK-Förderung ist auch darüber nachzudenken, wie eine Schlechterstellung gegenüber Gaskesseln durch das BEHG vermieden werden kann.

1.1.2. **Wärmelieferverordnung**

Bestandsgebäude in Stadtquartieren sind mit dezentralen Heizungslösungen oft nur schwer dekarbonisierbar. Tendenziell sind sie durch einen hohen spezifischen Wärmebedarf, eine geringe Verfügbarkeit geeigneter Wärmequellen für Wärmepumpen, fehlende Aufstellflächen (z.B. für Solarthermie und Wärmepumpen) und Einschränkungen bzgl. Lärmemissionen und Biomassenutzung (Luftqualität, fehlende lokale Verfügbarkeit nachhaltiger Ressourcen) charakterisiert.

Insbesondere in städtischen Gebieten stellen daher der Ausbau und die Verdichtung bereits vorhandener Wärmenetze eine kosteneffiziente Option zur Dekarbonisierung des Gebäudebestandes dar. Die Anschlussgrade an die Fernwärme sind in vielen Städten jedoch selbst in Gebieten mit vorhandener Fernwärmeinfrastruktur noch gering und eine Ausdehnung der Wärmenetze in angrenzende Quartiere erfolgt selten.

Eine Ursache dafür ist die strukturelle Benachteiligung von Wärmenetzen gegenüber Erdgasheizungen im Gebäudebestand, die sich aus Paragraph 556c BGB und der darauf basierenden Wärmelieferverordnung (WärmeLV) ergibt. Dieser zufolge darf die Umstellung einer vom Vermieter betriebenen Heizung auf die Wärmelieferung durch Dritte für den Mieter keine höheren Wärmekosten verursachen als in den drei vorhergehenden Jahren. Die Regelung blockiert heute in den meisten Fällen den Umstieg von der fossilen Einzelversorgung auf eine Fernwärmeversorgung.

Wenngleich das Ziel, Mieter vor überhöhten Wärmekosten durch diese Umstellung zu schützen, berechtigt ist, so hat die retrospektive Ermittlung des Vergleichswertes jedoch perspektivisch den gegenteiligen Effekt. Mittelfristig führt das Fortbestehen der fossilen Heizungen zu hohen Wärmekosten für Mieter, insbesondere unter Berücksichtigung der steigenden CO₂-Kosten des Brennstoffemissionshandels.

Anstatt den entscheidenden Referenzpreis retrospektiv zu ermitteln und die klimaneutralere Fernwärme mit der meist rein fossilen dezentralen Wärmeerzeugung zu vergleichen, bedarf es eines neuen zukunftsweisenden Ansatzes.

Geeigneter als der bisherige Ansatz ist ein antizipierter Benchmark, bei dem die erwarteten, zukünftigen Kosten des bestehenden Heizungssystems ermittelt werden. Ein Ansatz zur Ermittlung eines solchen Benchmarks ist die Bestimmung eines Preispfades für Brennstoffe und CO₂ nach BEHG (wobei unabhängig von der Umlagebegrenzung der gesamte CO₂-Preis berücksichtigt werden muss) und der Aufschlag dieser Mehrkosten auf den retrospektiv ermittelten Benchmark.

Ein alternativer Ansatz könnte die Festlegung eines standardisierten Referenz-Benchmarks anhand der Vollkosten für eine künftige Wärmeversorgung mit einem bestimmten Mindestanteil erneuerbarer Wärme sein. Dieser Mindestanteil kann sich beispielsweise am Transformationsplan des jeweiligen Wärmenetzes oder an den politischen Zielvorgaben orientieren (vgl. (Thamling & Maaß, 2020)).

Zudem sollte eine Gleichstellung bezüglich der anzusetzenden Kosten erfolgen: Um den Vergleich zu den Vollkosten zu ermöglichen, mit denen der Fernwärmeversorger die Wärmepreise kalkulieren muss, sollten die Wärmegestehungskosten anstatt der Betriebskosten des bestehenden Heizsystems verwendet werden.

- Die aktuelle Fassung der Wärmelieferverordnung berücksichtigt nicht die mittelfristig steigenden Kosten für fossile Brennstoffe und CO₂ und verfehlt somit ihr eigentliches Ziel, Mieter vor hohen Nebenkosten zu schützen.
- Die Anpassung der WärmeLV wird dringend empfohlen, um dezentral versorgten Bestandsgebäuden den Wechsel auf erneuerbare Fernwärme zu ermöglichen. Dafür ist ein Wechsel von der rein retrospektiven Benchmark-Ermittlung hin zum zukunftsgerichteten Benchmarking nötig. Die aktuell begonnene Evaluierung der WärmeLV sollte dies unbedingt berücksichtigen.

1.2. Reform der staatlich induzierten Strompreisbestandteile für eine erfolgreiche Sektorkopplung

Die Rolle der Sektorkopplung für die Energie- und speziell für die Wärmewende ist unstrittig. Für die Fernwärmeerzeugung ist die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme besonders relevant. Mittels Großwärmepumpen können Umweltwärmequellen erschlossen und

nutzbar gemacht werden. Ergänzend können Power-to-Heat-Anlagen (PtH) sowie langfristig auch mit synthetischen Gasen betriebene KWK-Anlagen (PtG: Methan und Wasserstoff) grüne Fernwärme auf Basis von Erneuerbarem Strom erzeugen.

Die aktuelle Ausgestaltung der zu zahlenden Strompreise (inkl. Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelte) verhindert jedoch oftmals einen wirtschaftlichen Betrieb von Großwärmepumpen und PtH-Anlagen. Um dieses übergreifende Hemmnis zu adressieren, wird eine Reform der Strompreislagen für zur Wärmeerzeugung eingesetzten Sektorkopplungsstrom vorgeschlagen.

Sinnvoll und vorzugswürdig gegenüber vielen Einzelregelungen und Ausnahmen ist eine generelle Neuaufstellung des Abgabensystems im Energiesektor, bei der Strom preislich entlastet und fossile Brennstoffe verteuert werden. Auf diese Weise können unterschiedliche Sektorkopplungs- und Flexibilitätstechnologien in einem fairen Wettbewerb miteinander stehen und ihre jeweiligen Stärken ausspielen. Vor diesem Hintergrund sind die im Folgenden angesprochenen möglichen zusätzlichen Ausnahmeregelungen mit Bezug zur EEG-Umlage zu einzelnen Sektorkopplungs-Technologien als "zweitbeste Option" gegenüber einer grundlegenden Überarbeitung des Umlagensystems zu verstehen.

Wärmepumpen weisen durch die Nutzung von Umweltwärmequellen und Strom eine sehr hohe Umwandlungseffizienz (Strom zu Wärme) auf, daher sollten diese in der Grund- und Mittellast zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden. Selbst mit dem aktuellem EE-Anteil im Strommix von etwa 50 % (2020) bedeutet dies, dass die mittels Wärmepumpe (JAZ 3) erzeugte Wärme bereits zu 83 % erneuerbar ist.

PtH-Anlagen wandeln Strom mit einer Effizienz von etwa 1 zu 1 in Wärme um. Aktuell werden PtH-Anlagen in der Fernwärme mit äußerst geringen Betriebsstunden betrieben, da aufgrund der regulatorischen Bedingungen der Betrieb nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Eine Ausnahme bildet die Regelung „Nutzen statt Abschalten“, wenn das Stromnetz durch EE-Strom überlastet ist und die Netzbetreiber den Betrieb von PtH- und die gleichzeitige Abregelung von KWK-Anlagen nach §13 Abs. 6a EnWG anfordern. In diesem Fall wird der Strombezug als Teil der Grenzkosten vollständig erstattet. Der Anwendungsfall dieser Regelung ist der Ausgleich regionaler Netzengpässe (s. Abbildung 9). Da dieser Mechanismus sehr technologiespezifisch für PtH ist, wird im Abschnitt G2.6 darauf eingegangen.

Anwendungsfall	Marktumfang	Status quo
1. Bereitstellung von Regelennergie	Langfristig beschränkt auf ca. 2 GW (deutschlandweit)	Heute primärer Anwendungsfall für PtH; zukünftige Erträge für PtH ungewiss
2. Abregelung von EE durch lokale/regionale Netzengpässe	Lokaler/regionaler Markt, abhängig von Netzausbau	Nutzen statt Abregeln gemäß § 13 6a EnWG entfaltet bislang keine ausreichende Wirkung (u.a. wie die regionale Anwendbarkeit nicht ausgeweitet wurde); es wird derzeit noch Strom abgeregelt. Verkauf von abgeregeltem Strom heute aus rechtlicher Sicht nicht vorgesehen.
3. Abregelung von EE durch negative Preise am Strommarkt	Deutschlandweiter Markt, abhängig von Strommarktentwicklung	Nutzung von abgeregeltem Strom heute wegen Umlagen und Steuern nicht attraktiv.
4. Zur Spitzenlastdeckung /Eigenversorgung mit Wärme		Handlungsbedarf identifiziert
5. Als Bestandteil eines iKWK-Systems		

Abbildung 9: Übersicht der Anwendungsfälle für den Betrieb von PtH-Anlagen (Grafik übernommen und angepasst von (Gerhardt, et al., 2014)).

Ein weiterer und für die Sektorkopplung sehr relevanter Anwendungsfall ist die Nutzung von PtH-Anlagen bei niedrigen oder negativen Preisen am Strommarkt. Aktuell findet dieser Fall kaum Anwendung, da die beim Fremdbezug von Strom anfallenden Kosten für Netzentgelte, EEG-Umlage, Umsatz- und Stromsteuer, Konzessionsabgabe, Abgabe nach § 19 NEV und KWK-Umlage für die PtH-Anlagen als Verbraucher so hoch sind, dass sich erst ab stark negativen Strompreisen der Betrieb lohnt (z.B. ab -50 EUR/MWh, (Pieper, et al., 2018)).

Bei einer Verminderung der staatlichen Strompreisbestandteile wird der Einsatz von PtH-Anlagen bei negativen Preisen wirtschaftlicher und Erneuerbarer Strom, der sonst abgeregelt wird, kann für die Wärmeversorgung genutzt werden.

Zusätzlich erzielt diese Betriebsstrategie einen kostendämpfenden Effekt auf die Höhe der EEG-Umlage, da durch das Zuschalten der PtH-Anlagen bei negativen Strommarktpreisen die Differenzkosten zwischen Marktpreisen und EE-Förderung reduziert werden. Insbesondere perspektivisch ist dieser Anwendungsfall relevant, da mit dem zunehmenden Ausbau von EE-Stromerzeugungsanlagen die Zeiträume mit negativer Residuallast ansteigen werden. (Gerhardt, et al., 2014) Für den rechtzeitigen Übergang zum strommarktorientierten Einsatz von PtH-Anlagen (s. Abbildung 10) müssen heute die Weichen gestellt werden.

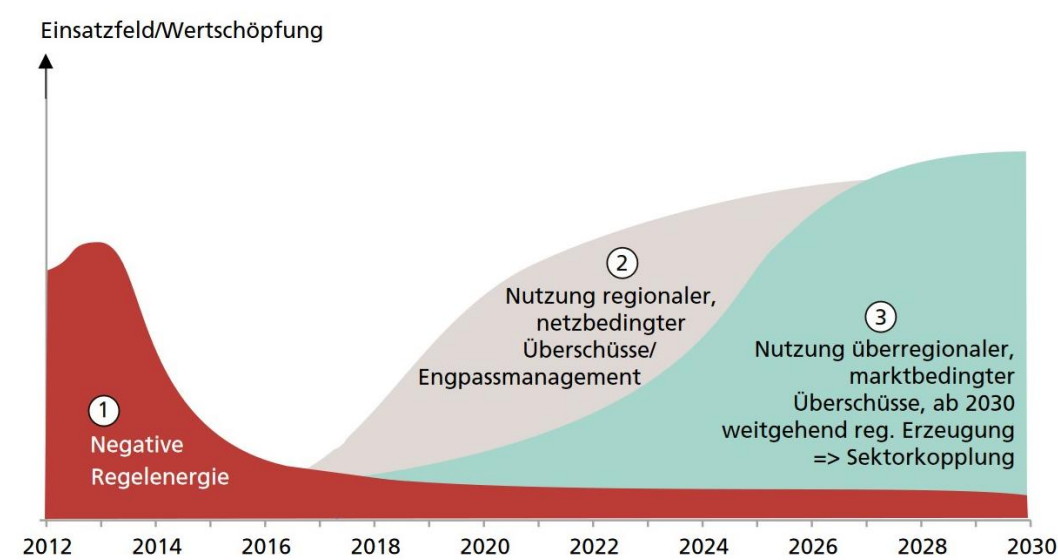


Abbildung 10: Marktchancen für PtH-Anlagen. Quelle: (Pieper, et al., 2018). Hinweis: Die grafische Darstellung verdeutlicht die Mechanismen und den zeitlichen Verlauf ihrer jeweiligen Relevanz. Die Größe der Felder bzw. die Werte auf der y-Achse korrelieren nicht mit den jeweiligen Marktvolumina.

Zustand im Stromnetz und Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung

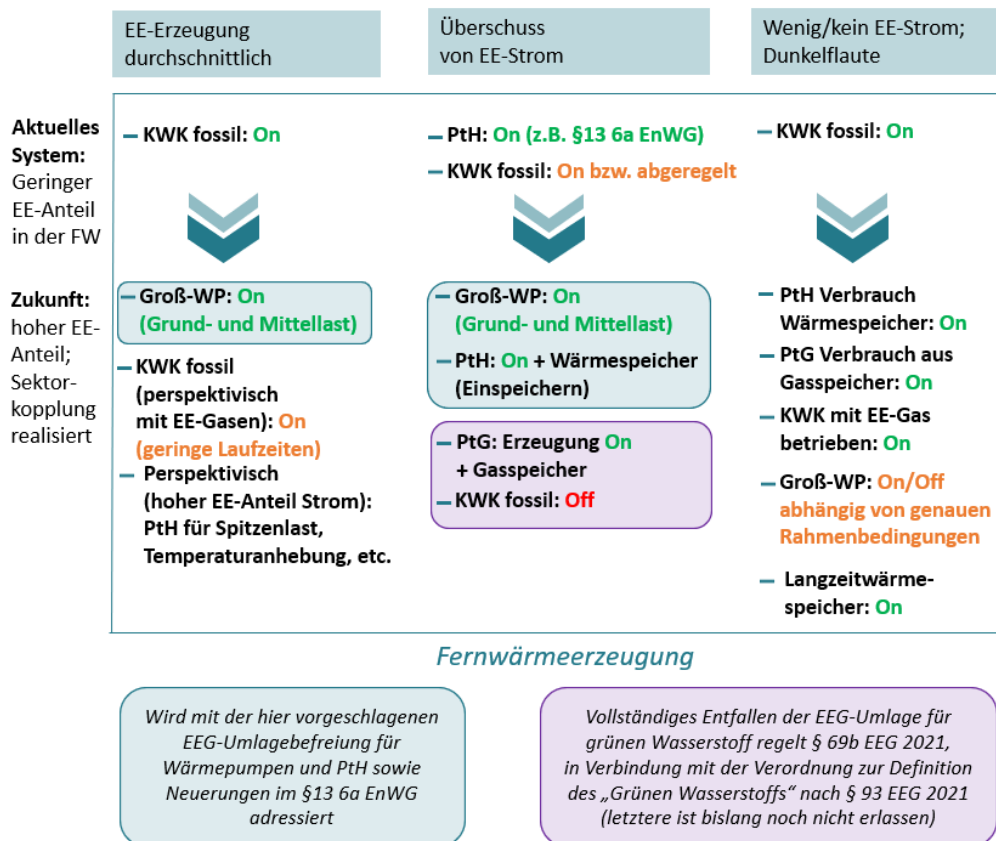


Abbildung 11: Fernwärmeerzeugung im aktuellen System und im erneuerbaren, durch optimierte Sektorkopplung gekennzeichneten System für verschiedene Stromerzeugungsfälle. Quelle: Hamburg Institut.

- Mit dem neuen EEG 2021 ist bereits eine Entlastung von der EEG-Umlage für Wasserstoff eingeführt worden, nun sollte auch für sinnvolle Strom-zu-Wärme-Sektorkopplungstechnologien diese Entlastung erfolgen.
- Großwärmepumpen ermöglichen einen deutlich höheren energetischen Nutzungsgrad bei der Wärmebereitstellung als andere strombasierte Wärmetechnologien. Sie sollten aus ökologischen und wirtschaftlichen Gründen mit hohen Betriebsstunden in der Grund- und Mittellast zur Fernwärmeerzeugung eingesetzt werden. Daher sollten im Rahmen einer umfassenden Umlagenreform Wege zur Befreiung von Strom für Großwärmepumpen von der EEG-Umlage untersucht werden.
- PtH-Anlagen (direktelektrische Wärmeerzeuger) sollen kurz- und mittelfristig vor allem in Situationen mit hohem EE-Stromaufkommen genutzt werden. Langfristig (Zubau von EE-Kapazitäten und Zunahme der Zeiten mit negativer Residuallast) sind die Betriebszeiten von PtH-Anlagen steigerbar, insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern sind sie dann ein Standbein der fortgeschrittenen Sektorkopplung.
- Perspektivisch (mit steigendem EE-Anteil im Stromnetz) ist es sinnvoll, jeglichen aus dem Stromnetz bezogenen Strom zur Erzeugung von Fernwärme in PtH-Anlagen von der EEG-Umlage zu befreien. Auf diese Weise wird eine strommarktorientierte Betriebsweise der Anlagen angeregt und die Abregelung von EE-Stromanlagen verhindert.

1.3. Zielgerichtet fördern: KWKG und BEW

1.3.1. KWK-Leistung bereithalten bei geringen Laufzeiten

Mit dem Ausstieg aus der Stromerzeugung mit Atomkraft und Kohle und dem Ausbau von Photovoltaik und Windkraft muss das Stromsystem flexibel auf Schwankungen in der Erzeugung reagieren können. Eine systemdienliche Integration der KWK in das Gesamt-Energiesystem sollte kurzfristig das Ziel verfolgen, dass erdgasbasierte KWK-Erzeugungsanlagen Strom und Wärme nur in dem Maß bereitstellen, in dem dies zur Versorgungssicherheit und bezüglich Wirtschaftlichkeitsaspekten nötig ist. Zugleich besteht mittelfristig ein Bedarf nach weiteren regelbaren und möglichst effizienten Stromerzeugungskapazitäten, um so mit hoher Flexibilität auf Schwankungen in der Verfügbarkeit von EE-Strom und Preise am Strommarkt reagieren können.

Gegenwärtig erhalten KWK-Anlagen eine Betriebsförderung, die im KWKG (2020) auf 3.500 Vollbenutzungsstunden (VBH) pro Jahr begrenzt wird. Sollen KWK-Anlagen mittelfristig mit noch geringeren VBH betrieben werden, so muss ein passender Finanzierungsmechanismus geschaffen werden. Dafür bestehen folgende Möglichkeiten:

- Weitere Reduzierung der förderfähigen VBH bei steigenden Fördersätzen.
- Schaffung von Anreizen zur zusätzlichen Flexibilisierung, insbesondere bei kleineren Anlagenbetreibern oder Contracting-Anlagen.
- Ergänzung einer fixen Förderkomponente im Rahmen einer Umstellung der Fördersystematik.

Können Strom und Wärme nicht unabhängig voneinander entkoppelt erzeugt werden, sind insbesondere Wärmespeicher in Kombination mit KWK-Anlagen wichtig, da das übrige EE-Erzeugerportfolio in einem zukünftig grünen Wärmenetz nicht genauso flexibel wie die KWK-Anlagen reagieren kann.

Zukünftige Weiterentwicklungsoptionen für das KWKG sollten weitere Anreize zur Flexibilisierung setzen, beispielsweise indem Wärmespeicher in Kombination mit KWK-Anlagen und die Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung bei der Förderung berücksichtigt werden. Denkbar ist auch die Ergänzung einer fixen Förderkomponente im Rahmen einer Umstellung der Fördersystematik, um einen systemdienlichen Wärmebetrieb der KWK anzureizen.

Des Weiteren besteht ein strukturelles Problem bei der Förderung der iKWK und dem EE-Bonus. Mit den derzeitigen Mechanismen erhöht sich die Förderquote nur bis zu einem maximalen EE-Anteil von 50 %. Gerade perspektivisch sind jedoch auch viel höhere EE-Anteile in Wärmenetzen von bis zu 100 % möglich, z.B. mit synthetischen Brennstoffen oder Biomethan als KWK-Brennstoffen. Das gegenwärtige Förderregime für iKWK-Systeme und EE-Bonus stößt somit an Grenzen und sollte daher so ergänzt werden, dass auch rein erneuerbare Wärmesysteme ausreichend gefördert werden.

1.3.2. Neues Förderprogramm BEW

Die Förderung der Zieltechnologien zur Erzeugung von klimaneutraler Fernwärme sollte deutlich verbessert und auf konkurrenzfähiges Niveau gehoben werden.

Das neue Anreizinstrument „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW), welches ab dem 2. Quartal 2021 in Kraft treten soll, bietet neue Impulse. Die Verstetigung der Finanzierung des Programms bis 2032 bietet den Versorgern langfristige Planbarkeit für ihre Projekte, die sich von der Idee bis zu Inbetriebnahme oft über viele Jahre erstrecken.

Es ist zudem unerlässlich, die ausreichende finanzielle Ausstattung des Programms sicherzustellen. In (Thamling & Maaß, 2020) wird für den Zeitraum bis 2030 ein mittleres jährliches Fördervolumen von etwa 1,8 Milliarden Euro berechnet, um bis 2030 einen klimaneutralen Erzeugungsanteil von 45 % zu erreichen. Sinnvoll wäre die Bereitstellung des entsprechenden Gesamtfördervolumens und ggf. eine Aufstockung, sodass die jährliche Förderhöhe anfänglich etwas weniger beträgt und in den darauffolgenden Jahren ansteigt. Die Empfehlung der Gutachter (Pehnt, 2020) liegt mit 1 Milliarden Euro jährlich deutlich unter dem langfristig erforderlichen Betrag.

Zudem ist die Deckelung der Fördersumme je Einzelprojekt auf 50 Mio. € zu hinterfragen, da der erforderliche Umbau von großen Fernwärmenetzen deutlich höhere Volumina erfordern kann.

Die Umsetzung der Machbarkeitsstudien und Transformationspläne ist die Voraussetzung für eine erfolgreiche Wärmewende. Wenn das BEW ähnlich wie das jetzige „Wärmenetze 4.0“ aus verschiedenen Modulen aufgebaut ist, sollte der Wechsel zwischen diesen einfacher und unbürokratischer möglich sein als bislang. Ebenso sollte bei der Ausgestaltung der Förderbedingungen bedacht werden, dass hohe Risiken oder Transaktionskosten auf Seiten der Fördermittelpfänger sich negativ auf die Akzeptanz des Programms auswirken können und alle verfahrensbezogenen Anforderungen daher sorgsam abgewogen werden sollten.

1.4. Herkunftsnachweise für grüne Fernwärme

Im Stromsektor ist der Vertrieb und Bezug von Ökostromprodukten bereits fest etabliert, mit anhaltenden Wachstumserwartungen bei Kundenzahlen und Ökostrommengen (E&M, 2020). In der Fernwärme ist der Vertrieb von speziellen „grünen“ Fernwärmeprodukten noch die Ausnahme. Die ausstehende Umsetzung des Art. 19 der RED II, wonach für alle Energieträger ein System von Herkunftsnachweisen einzuführen ist, gibt jedoch Anlass, über die Chancen differenzierter grüner Fernwärme näher nachzudenken.

Herkunftsnachweise (HKN) werden eingesetzt, um die grüne Eigenschaft von Ökostrom von der Erzeugung zum Verbrauch nachverfolgen zu können. Bei der Ausstellung von HKN werden zentrale Eigenschaften der erzeugten MWh festgehalten, wie z. B. Energiequelle, Technologie, Anlagenstandort und -alter. Durch die Entwertung von HKN durch Versorgungsunternehmen werden diese Eigenschaften dem Stromverbrauch bestimmter Endkunden zugeordnet. Dies ermöglicht eine Nachweisführung auch bei einer netzgebundenen Versorgung, bei der sich die Strommengen aller Erzeuger vermischen und eine Nachverfolgung des physikalischen Wegs, den bestimmte Energieeinheiten nehmen, nicht möglich ist. Die Ausstellung, Übertragung und Entwertung der HKN wird dabei durch europaweit vernetzte Herkunftsnachweisregister überwacht. In Verbindung mit der Stromkennzeichnung, die für Elektrizitätsversorger in der EU verpflichtend ist, erhalten Verbraucher so die Sicherheit, dass die ihnen zugeordneten erneuerbaren Strommengen nicht mehrfach vermarktet wurden.

Für den Fernwärmemarkt gibt es bislang kein vergleichbares Nachweis- und Kennzeichnungssystem. Neue Perspektiven ergeben sich jedoch durch Artikel 19 der neugefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2018/2001/EU, die den Anwendungsbereich von HKN auf Wärme, Kälte und Gase ausweitet. Mitgliedsstaaten müssen demnach zukünftig dafür sorgen, dass Produzenten von Energie aus erneuerbaren Quellen auf Anfrage HKN ausgestellt bekommen – nach der Vorgängerrichtlinie war eine solche Verpflichtung nur für Elektrizität aus erneuerbaren Quellen vorgesehen. Anforderungen an HKN-Systeme sollen durch die europäische Norm EN 16325 konkretisiert werden, die aktuell überarbeitet wird. Eine Einführung von HKN für den Wärme- und Kältebereich würde Versorgern die Vermarktung von

eigenständigen, grünen Fernwärmeprodukten mit einem bilanziellen Erneuerbare-Energien-Anteil von 100 % erleichtern, da eine transparente, rechtssichere Nachweisführung ermöglicht würde. Auf diese Weise könnte eine höhere Zahlungsbereitschaft für Fernwärme aus erneuerbaren Energien erschlossen werden, was zur Refinanzierung neuer Erzeugungsanlagen beitragen kann. Neben einer ökologisch motivierten Nachfrage von Privatkunden kann der Bezug grüner Fernwärme auch für Unternehmenskunden und die öffentliche Hand eine Option darstellen, um die Umsetzung von Klimaschutzstrategien zu unterstützen.

Hinsichtlich der Ausgestaltung eines HKN-Systems für Wärme und Kälte sind jedoch diverse Fragen zu klären, da bislang erst wenige Praxiserfahrungen mit entsprechenden Systemen bestehen. Auf nationaler Ebene betreiben die Niederlande bereits ein HKN-System für Wärme, in Flandern existiert ein regionales System (Verwimp, et al., 2020). In Deutschland wird ein Pilotregister als Teil des Energiewende-Reallabors IW³ entwickelt (Hamburg Institut, 2020).

Zudem gilt es, spezifische technische, marktliche und regulatorische Rahmenbedingungen zu beachten. Ein grundlegender Unterschied zu europäisch vernetzten Strom- und Gasmärkten besteht etwa darin, dass Wärme- und Kältenetze lokale, in sich geschlossene Systeme darstellen. Strom-HKN werden EU-weit gehandelt und in der Regel unabhängig von Energielieferungen übertragen. Bislang besteht Unsicherheit darüber, ob bzw. unter welchen Voraussetzungen Wärmeverbraucher HKN aus unverbundenen Netzen als glaubwürdigen Nachweis anerkennen würden (Verwimp, et al., 2020). Sofern Verbraucher mit dem Bezug grüner Fernwärme die Erwartung verbinden, zur Dekarbonisierung des eigenen Netzes beizutragen, sollten für ihren Verbrauch HKN aus Anlagen entwertet werden, die an dasselbe Netz angeschlossen sind wie sie.

Um eine eindeutige Zuordnung von grünen Eigenschaften sicherzustellen und eine Mehrfachvermarktung auszuschließen, müssen HKN zudem durch ein Wärmekennzeichnungssystem ergänzt werden, das allen angeschlossenen Verbrauchern Informationen zum Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Wärmeversorgungsmix sowie am spezifischen, gelieferten Wärmeprodukt zur Verfügung stellt. Neben der Ausgestaltung von Wärmekennzeichnungsregeln ergeben sich weitere Herausforderungen u. a. hinsichtlich der Behandlung von Speicher- und Netzverlusten bei der HKN-Entwertung. Bei Strom-HKN werden entsprechende Verluste bislang vernachlässigt, bei Wärmeversorgungssystemen weisen sie jedoch eine höhere Relevanz auf.

Auch die Gestaltung von Schnittstellen zwischen Nachweissystemen im Strom-, Wärme- und Gasbereich birgt offene Fragen – beispielsweise unter welchen Voraussetzungen in Power to Heat-Anlagen oder Großwärmepumpen erzeugte Wärme als erneuerbar gelten kann. Im Wärmebereich ist auch das Zusammenspiel von staatlichen Förderinstrumenten und der Ausstellung von HKN für Wärme aus erneuerbaren Quellen noch zu klären. Im Strombereich werden in Deutschland, anders als in anderen EU-Staaten, für staatlich geförderte Strommengen keine HKN ausgestellt, was die vermarktbare Menge von Ökostrom aus inländischen Anlagen einschränkt (Maaß, et al., 2020).

1.5. Erneuerbare Fernwärme für Gebäude: Ordnungsrecht weiterentwickeln

Neue Gebäude müssen nach dem GEG einen Anteil des Wärmebedarfs auf Basis erneuerbarer Energien decken. Diese sog. Nutzungspflicht kann auch durch den Bezug von hinreichend KWK-, Abwärme-basierter oder erneuerbarer Fernwärme erfüllt werden (mindestens 50 % KWK oder Abwärme im Fernwärmenetz). Zudem dürfen Wohngebäude 75 % des spezifischen Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes nicht überschreiten. Zur Berechnung dienen die Primärenergiefaktoren (PEF) der eingesetzten Energieträger, für Fernwärme entsprechend der des lokalen Fernwärmeversorgers.

Für die Vermarktungsperspektiven von grünen, mit HKN hinterlegten Fernwärmeprodukten ist die Frage relevant, inwiefern sie zukünftig – neben dem Zweck der Verbraucherinformation – eine Rolle bei der Erfüllung regulatorischer Anforderungen an die energetische Qualität oder die Wärmeversorgung von Gebäuden spielen könnten. Entsprechende Rahmenbedingungen werden durch das Gebäudeenergiegesetz (GEG) sowie Landesgesetze definiert. Nachfrageimpulse könnten sich insbesondere dann ergeben, wenn eine Differenzierung von Primärenergiefaktoren zwischen Wärmeprodukten ermöglicht würde (Maaß & Pehnt, 2019).

Aktuell wird der Primärenergiefaktor der Fernwärme, der in die Berechnung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden einfließt, einheitlich für das gesamte Wärmenetz berechnet. Wenn in einem bestehenden Wärmenetz graduell Erneuerbare-Energien-Anlagen mit vergleichsweise geringer Leistung zugebaut werden, führt dies nur zu einem langsamen Absinken des Primärenergiefaktors für alle angeschlossenen Verbraucher (Abbildung 12 links).

Gerade für Eigentümer von Neubauten könnte es interessant sein, über einen Preisaufschlag für ein grünes Fernwärmeprodukt zur Refinanzierung zusätzlicher, erneuerbarer Erzeugungskapazitäten in ihrem Wärmenetz beizutragen, wenn die ihnen zugeordneten, grünen Wärmeeigenschaften für die Ermittlung eines produktspezifischen Primärenergiefaktors genutzt werden könnten (Abbildung 12 rechts). Der bilanzielle Bezug grüner Fernwärme würde dabei als regulatorische Erfüllungsoption neben die Realisierung eines anspruchsvolleren Dämmniveaus oder Investitionen in dezentrale Erneuerbare-Energien-Anlagen am Gebäude treten. In einem solchen Fall wäre eine erhöhte Zahlungsbereitschaft für grüne Fernwärmeprodukte zu erwarten, was insbesondere in bestehenden Wärmenetzen den Ausbau von erneuerbaren Energien beschleunigen könnte.

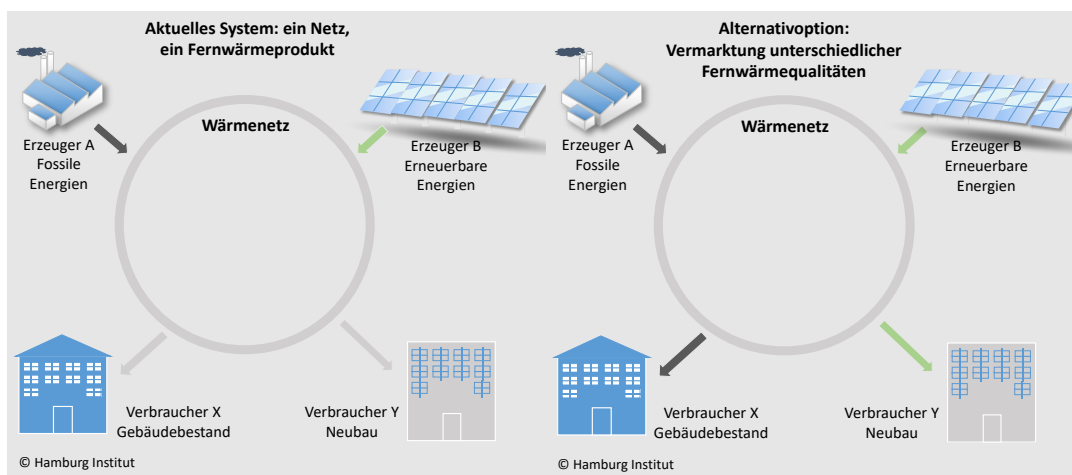


Abbildung 12: Vermarktungsoptionen für grüne Fernwärme. Quelle: Hamburg Institut.

Weiterentwicklungsoption 1: Bei der Anrechnung von Fernwärme für die Ermittlung des PEF nach § 22 Abs. 2 GEG gibt es künftig zwei Möglichkeiten, anstatt wie bisher nur (1):

- (1) Sofern im Fernwärmenetz keine differenzierten Wärmetarife angeboten werden: Standard-Fernwärme, die wie bislang mit dem PEF des lokalen Fernwärmesystems nach § 22 Abs. 2-4 GEG eingerechnet wird;
- (2) Sofern im Fernwärmenetz differenzierte Wärmetarife angeboten werden: Fernwärme, die mit dem PEF des kontrahierten Fernwärmetarifs eingerechnet wird.

Zudem: Erfüllt die kontrahierte Fernwärme die (ggf. weiter zu entwickelnden) Bestimmungen nach § 44 GEG, ist die Nutzungspflicht damit erfüllt.

Bei Gas wird bereits zwischen verschiedenen Produkten unterschieden. Biomethan kann im GEG sogar mit einem verringerten PEF angerechnet werden, wenn eine bilanzielle Lieferung über das Erdgasnetz erfolgt – die Nachweisführung muss aktuell über Massenbilanzierung erbracht werden (Artikel 22 Abs. 1 GEG). Analog könnten für Fernwärme zukünftig HKN – zumindest solche, die aus dem eigenen Netz stammen – eingesetzt werden, um den bilanziellen Bezug grüner Fernwärme nachzuweisen. Optionen zur Berücksichtigung dieser Möglichkeit in den gesetzlichen Rahmenbedingungen bleiben näher zu analysieren.

Beispielsweise wäre – ähnlich wie im Fall eines bilanziellen Bezugs von Biomethan aus dem Erdgasnetz – die langfristige bilanzielle Lieferung entsprechender grüner Wärmemengen sicherzustellen. Bei einem Angebot differenzierter Wärmetarife muss zudem sichergestellt werden, dass im grünen Tarif vermarktete Wärmemengen aus erneuerbaren Energien nicht doppelt vermarktet werden – d. h., dass sie bei der PEF-Berechnung für den konventionellen Wärmetarif keine Berücksichtigung finden dürfen. Der PEF von Bestandskunden, die weiterhin konventionelle anstatt grüne Wärmeprodukte beziehen, sollte sich durch die Einführung einer Produktdifferenzierung aber nicht nachträglich verschlechtern, da in diesem Fall Anforderungen des GEG ggf. nicht mehr eingehalten werden können. Dies wäre dann der Fall, wenn nicht neue Erneuerbare-Energien-Kapazitäten zugebaut würden, sondern lediglich eine Umverteilung der grünen Eigenschaften von Wärmemengen stattfände. Dieses Problem ließe sich durch verschiedene Maßnahmen adressieren, wie z.B. durch die Vorgabe, dass HKN nur für neue EE-Erzeugungsanlagen ausgestellt werden dürfen oder dem Standard-Tarif hinreichende Erneuerbare-Energien-Eigenschaften zugeordnet bleiben müssen, um eine nachträgliche PEF-Verschlechterung für Bestandskunden zu vermeiden.

Ergänzend dazu können auch die Transformationsstrategien, die z.B. im Rahmen des BEW zukünftig gefördert werden, bei der Ermittlung des PEF der zu transformierenden Netze berücksichtigt werden. So würde das enorme Transformationspotenzial der Fernwärme Berücksichtigung finden und Lock-In-Effekte, die aus Investitionsentscheidungen für neue dezentrale Heizungssysteme zur Erfüllung der EE-Nutzungspflicht gemäß GEG (z.B. 15 % Solarthermie in Kombination mit Erdgas) resultieren, könnten eher vermieden werden.

Weiterentwicklungsoption 2: Ähnlich wie bereits heute bei der Ermittlung des PEF gem. 3.3 FW 309 (AGFW, 2014), bei der die künftigen Investitionen des Versorgers berücksichtigt werden, sollte auch bei der Erfüllung der Nutzungspflicht mit Fernwärme nach § 44 GEG der Transformationsplan des Fernwärmeversorgungsunternehmens berücksichtigt werden können.

1.6. Weiterentwicklung der Bundesförderung für effiziente Gebäude

Die neue Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) fördert als Einzelmaßnahme z.B. den Anschluss an ein Wärmenetz. Ab einer EE-Quote von 25 % im Fernwärmenetz wird der Anschluss an dieses mit 30 % gefördert. Eine 35-prozentige Förderung gibt es für den Anschluss an ein Wärmenetz mit mindestens 55 % EE-Anteil. Diese Anforderungen setzen in mehrfacher Hinsicht falsche Anreize: Zum einen sollte auch im BEG nicht nur EE, sondern auch unvermeidbare Abwärme zur Erfüllung der Anforderungen zugelassen werden. Zum anderen sollten die Anforderungen an das Wärmenetz gesenkt werden. Die Mindestanteile erneuerbarer Energien werden heute und in den nächsten Jahren von nur wenigen Wärmenetzen erfüllt werden – jedoch mittelfristig von allen. Es erscheint inkonsequent und ineffizient, den Anschluss von Gebäuden an ein Wärmenetz nicht zu fördern, obwohl dieses Wärmenetz in absehbarer Zeit “grün” wird. Das schwächt die Effizienz und Wirtschaftlichkeit dieser Netze und verhindert das Heben von Systemvorteilen, die Wärmenetze gegenüber dezentralen Heizsystemen aufweisen. Im Sinne einer effizienten Wärmewende erscheint es sinnvoller, mit Förderung den Anschlussgrad an alle bestehenden Wärmenetze

zu steigern und parallel dafür zu sorgen, dass diese Netze auf klimaneutrale Wärmequellen umgestellt werden - anstatt mit Förderung für dezentrale Heizungen in Wärmenetzgebieten die Wirtschaftlichkeit der Netz-Infrastruktur zu untergraben und damit die instrumentelle Beschleunigungs- und Hebelwirkung der Dekarbonisierung von Wärmenetzen zu missachten.

Die BEG-Förderung von dezentralen Heizungen für Bestandsgebäude, die im Bereich eines Wärmenetzes liegen, ist ineffizient. Stattdessen sollte besser der Anschluss von Gebäuden an das Wärmenetz gefördert werden, wenn dafür ein Transformationsplan zur Umstellung auf klimaneutrale Wärme vorliegt oder das angeschlossene Gebäude mit grüner Fernwärme auf Basis von Herkunftsnachweisen versorgt wird.

Mittels grüner Fernwärmetarife und Nachweisführung durch HKN könnte der Verbraucher die Option Wärmenetzanschluss behalten und u.U. sogar zur Dekarbonisierung des eigenen Netzes beitragen. Dies wäre der Fall, wenn Fernwärmelieferungen mit HKN unterlegt werden, die aus dem eigenen lokalen Wärmenetz stammen.

Dezentrale Heizungen in Gebäuden, die im Bereich eines Wärmenetzes liegen, sollten von der Förderung ausgenommen werden.

Weiterentwicklungsoption 1: Der Fördertatbestand für den Anschluss an ein Wärmenetz orientiert sich nicht am EE-Anteil des Status quo, sondern bezieht sich (soweit vorhanden) auf den jeweiligen Transformationsplan des Fernwärmeverstärkers bis 2030. Zusätzlich zu den bisherigen Stufen von 25 und 55 % EE im Wärmenetz (mit 30 % bzw. 35 % investiv gefördert) wird eine weitere Stufe mit einem Anteil von 75 % EE und 40% investiver Förderung eingeführt.

Weiterentwicklungsoption 2: Der Fördertatbestand für den Anschluss an ein Wärmenetz orientiert sich am EE-Anteil des kontrahierten Fernwärmevertrags.

1.7. Wärmeplanung

Der Umbau der Wärmeversorgung ist ein Transformationsprozess, der ein hohes Maß an Steuerung und Planung bedarf. Während bisher der Umbau der Wärmeversorgung vom Gesetzgeber weitgehend als Aufgabe der Gebäudeeigentümer definiert wurde, sind zukünftig auch die Kommunen und Wärmenetzbetreiber als aktive Akteure zu adressieren.

Ein zentrales Element kann dabei die Einführung des neuen Instruments der Wärmeplanung spielen (vgl. hierzu umfassend (Maaß, 2020)), die bisher lediglich in Baden-Württemberg eine gesetzliche Pflichtaufgabe für größere Kommunen ist. Ziel der Wärmeplanung ist eine möglichst effektive und volkswirtschaftlich effiziente Erreichung eines klimaneutral mit Wärme versorgten Gebäudebestandes. Um dies zu erreichen, bedarf es einer strategischen und räumlichen Planung auf mehreren Ebenen:

Auf der Ebene des Bundes ist eine langfristige und kohärente Strategie zu entwickeln, mit welchem Maß an Effizienz und mit welchen Energieträgern der klimaneutrale Gebäudebestand erreicht werden soll. Diese strategische Planung sollte in ein Gesamt-Zielbild der zukünftigen Energieversorgung für alle Sektoren eingebettet sein. Daraus ergibt sich insbesondere, in welchem Umfang und wie (mit möglichst hohem Wirkungsgrad) knappe Ressourcen wie Biomasse, erneuerbarer Strom und synthetische Brennstoffe im Wärmesektor eingesetzt werden sollen. Dies verhindert Fehlplanungen auf nachgelagerten Planungsebenen, etwa durch eine „Überbuchung“ knapper Ressourcen.

Auf dieser Grundlage, die auf regionaler Ebene mit Blick auf regional vorhandene Ressourcen feinjustiert werden sollte, können die Kommunen eine konkretere Planung des Umbaus der lokalen Wärmeversorgung vornehmen. Die kommunale Wärmeplanung gliedert sich dabei in mehrere Schritte.

Der erste Schritt besteht in einem Fachgutachten, das die Grundlagen für die kommunale Planungsentscheidung erarbeitet. Dieses hat i.d.R. mindestens folgende Inhalte:

- Bestandsaufnahme: Der bestehende Wärmebedarf und die vorhandene Wärmeversorgung einschließlich ihrer Infrastruktur ist zu erheben. Zur Datenerhebung bei Gebäudeeigentümern und Versorgern bedarf es einer klaren Rechtsgrundlage, die den Datenschutz beachtet.
- Potenzialanalyse: Es werden die lokal vorhandenen Potenziale zur Erzeugung erneuerbarer Wärme erhoben.
- Prognose: Der erwartete Wärmebedarf ist insbesondere auf Basis der demographischen Entwicklung und den bestehenden Trends zur Wärmedämmung zu ermitteln.
- Versorgungsoptionen: Es werden mehrere Szenarien einer klimaneutralen Wärmeversorgung insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Kosten miteinander verglichen. Hierzu bedarf es von übergeordneter Ebene (Bund) eines Orientierungsrahmens, damit in den Kommunen ähnliche Standards beim Kostenvergleich zu Grunde gelegt werden.

Auf dieser Basis findet dann im zweiten Schritt die eigentliche Wärmeplanung statt – die politische Entscheidung über das strategische räumliche Zielbild der zukünftigen Wärmeversorgung der Kommune. Relevante Aspekte dabei sind folgende:

- Festlegung von Eignungsgebieten (Versorgungsart): Eine zentrale Bedeutung liegt in der räumlichen Festlegung der angestrebten Versorgung der unterschiedlichen Teile der Kommune. Die wichtigste Weichenstellung ist dabei, ob ein Gebiet zentral mit einem Wärmenetz versorgt werden soll, oder ob die Wärme dezentral erzeugt werden soll.
- Identifikation von Schwerpunktgebieten für Sanierung.
- Prüfgebiete.
- Dezentral: Zugang Wärmequellen.

Den dritten und finalen Schritt bildet die Umsetzung des Wärmeplans durch konkrete kommunale Beschlüsse, z.B.:

- Bauleitplanerische Flächensicherung (z.B. Zugang zu Oberflächengewässern für Wärmepumpen oder die Sicherung von Flächen für Solarthermie),
- Angebotspolitik zur Ansiedlung Betrieben mit Abwärme im Netzgebiet (z.B. Rechenzentren),
- Studien: Quartierskonzepte, Machbarkeitsstudien zur Umsetzung bestimmter Ziele des Wärmeplans,
- Anschluss- und Benutzungsgebote für Wärmenetze,
- Verbrennungsverbote fossiler Brennstoffe (§ 9 Abs. 1 Nr. 23 a) BauGB).

Zur Etablierung des Instruments der Wärmeplanung im gesamten Bundesgebiet bedarf es einer bundesrechtlichen Regelung, die jedoch nicht die Kommunen direkt verpflichten darf (Art. 84 Abs. 1 S. 7 GG), sondern sich an die Länder richten muss. Diese können dann ihrerseits – unter Beachtung des Konnexitätsgebots – eine Verpflichtung der Kommunen zur Umsetzung landesrechtlich beschließen.

2. Technologiespezifische Hemmnisse und Instrumente

In diesem Abschnitt werden für folgende Technologien die aktuell bestehenden Hemmnisse analysiert und darauf aufbauend zukünftige Instrumente oder Charakteristika zukünftiger Instrumente entwickelt:

- | | | |
|-----------------|---------------------|--|
| 1. Abfall | 4. Tiefe Geothermie | 7. Biomasse |
| 2. Abwärme | 5. Großwärmepumpe | 8. Wasserstoff |
| 3. Solarthermie | 6. Power-to-Heat | 9. Netz- und verbraucherseitige Technologien |

Teilweise bestehen bei den Empfehlungen Überschneidungen mit den übergreifenden Instrumenten, wenn beispielsweise technologiespezifische Förderungen in übergreifende Förderprogramme (BEW, BEG) integriert werden können. Diese Verknüpfungen werden in Tabelle G-2 in Abschnitt G3 *Übersicht konkreter Empfehlungen* ersichtlich.

2.1. Abfall

2.1.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Standort: Teilweise sind hohe Investitionen in lange Anbindeleitungen bzw. mobiler Wärmetransport notwendig, aufgrund großer Entfernung der Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen/Ersatzbrennstoffkraftwerken (MVA/EBKW-Standorte) zu Wärmesenken.

Organisatorisch-Betriebliche Hemmnisse

Standort: Eine Wärmeabgabe ist aufgrund von fehlenden Abnehmern in räumlicher Nähe unmöglich, da die Abfallverwertungsanlagen nicht an optimalen Standorten für die Wärmenutzung errichtet werden. (vgl. (Flamme, et al., 2018))

Unflexibler Betrieb: Die Anlagen zur thermischen Abfallverwertung laufen mit hohen Betriebsstunden in der Grundlast und haben daher das Potenzial, andere EE-Erzeuger aus der Fernwärme zu verdrängen. Insbesondere deckt die Abfallverbrennung im Sommer meist einen beachtlichen Teil der Wärmelast, sodass erneuerbare alternative Grundlast-Technologien (z.B. Geothermie) bzw. Technologien mit saisonalen Spitzen im Sommer (Solarthermie) nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

Rechtliche Hemmnisse

Ob Wärme aus der Abfallentsorgung vollständig als (unvermeidbare) Abwärme und damit zu 100 % zum erneuerbaren Anteil in einem Fernwärmenetz gerechnet wird, oder wie bislang im Fall von Siedlungsabfall wie bei der Stromkennzeichnung als zu 50 % biogen und 50 % fossil klassifiziert werden soll, ist nicht abschließend geklärt. Die Methodik zur hälftigen Aufteilung wurde in der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik AGEE-Stat entwickelt (UBA, 2017) und hat sich auch durch den Anwendungshinweis zum EEWärmeG (BMU Bundesministerium für Umwelt, 2010) in der Praxis etabliert (u.a. im Report (BMWi, 2020)). Der CO₂-Emissionsfaktor für Siedlungsabfall wird in den Methodik-Datenblättern des LAK Energiebilanzen mit 91,5 kg/GJ (entspricht 329 g/kWh) angeführt (Energiebilanzen, kein Datum) und dient zur Ermittlung der THG-Emissionen auch im Rahmen der europäischen Berichtspflichten.

Eine Beibehaltung des Ansatzes einer nur hälftigen Einstufung des Abfallbrennstoffs als erneuerbarer Energieträger (biogener Anteil des Siedlungsabfalls) verbunden mit dem oben genannten CO₂-Emissionsfaktor führen dazu, dass ein Wärmenetz, das auch mit Wärme aus MVAs/EBKWs gespeist wird, eine langfristige Klimaneutralität nicht erreichen kann.

2.1.2. Zukünftige Instrumente

1. Standorte für neue Projekte:

Einige thermische Abfallbehandlungsanlagen liegen an Standorten ohne Wärmesenke, was eine effiziente Wärmenutzung beispielsweise mittels Einspeisung in ein Fernwärmenetz unmöglich macht. Auch wenn an den Standorten dieser Bestandsanlagen nichts zu ändern ist, ist – beispielsweise durch entsprechende Regelungen im Bundes-Immissionsschutzgesetz – sicherzustellen, dass die Errichtung neuer MVAs und EBKWs ausschließlich an Standorten mit geeigneten Wärmeabnehmern genehmigt wird.

2. Zeitlich flexibler und wärmegeführter Betrieb:

MVAs und EBKWs werden zurzeit zwar als „Must Run“ abfallgeführt betrieben, bieten jedoch ein enormes Flexibilisierungspotenzial. Anders als z.B. die völlig fremdbestimmte erneuerbare Wärmeerzeugung mittels Solarthermie, bei der das Dargebot an Energie nicht beeinflussbar ist, wird in MVAs/EBKWs Abfall eingesetzt. Wäre es möglich, die Entstehung des Abfalls und die Erzeugung der Wärme zeitlich voneinander zu entkoppeln, so könnte die thermische Abfallverwertung als Ergänzung und nicht wie zurzeit als Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Wärmeerzeugern eingesetzt werden.

Dafür könnten folgende technische Lösungen eingesetzt werden:

- **Wärmespeicher** in Kombination mit MVAs und EBKWs ermöglichen eine flexible Betriebsweise. Die saisonale Wärmespeicherung ermöglicht die Verschiebung der Wärme in die Heizperiode, sodass im Sommer alternative Quellen (z.B. Solarthermie) integriert werden können. Auch eine kurzzeitigere Wärmespeicherung ist sinnvoll, um Tages- oder Wochenspitzen auszugleichen. Vorteil: Die Anlagen können weiterhin größtenteils „abfallgeführt“ betrieben werden.
- **Lagerung der Abfälle:** Auch wenn MVAs/EBKWs darauf ausgelegt sind, Abfall meist unmittelbar zu verwerten (zumeist nach kurzer Zwischenlagerung im „Bunker“, aus dem direkt die Befeuerungsanlage gespeist wird), so ist eine längerfristige (z.B. saisonale) Lagerung des Abfalls nicht undenkbar. Auch heute werden Abfälle bereits zeitweise zur Überbrückung von Kapazitätsengpässen in den Behandlungsanlagen gelagert. Technische Möglichkeiten zur Zwischenlagerung von Abfall sind z.B. die Ballierung oder die Verarbeitung zu Pellets.

3. Einstufung unvermeidbarer Abwärme aus Abfall als klimaneutrale Wärme:

Die Verbrennung von unvermeidbaren und nicht stofflich verwertbaren Abfällen wird auch bei einer ambitionierten Steigerung der Recyclingquote zukünftig ein wichtiger Pfeiler der Abfallwirtschaft bleiben. Auch klimapolitisch ist eine möglichst effiziente Nutzung der zwangsläufig entstehenden Abwärme bei der Verbrennung unvermeidbaren Abfälle geboten.

Hinsichtlich der primärenergetischen Bewertung hat der Gesetzgeber die besondere Situation von Wärme aus der Abfallverbrennung bereits anerkannt und einen Primärenergiefaktor von 0 festgelegt. Dieser kommt z.B. bei der Bilanzierung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden im Rahmen des GEG zur Anwendung.

Bei der Einstufung der Klimaneutralität der von Wärme aus der Abfallverbrennung besteht jedoch weiterer energiepolitischer Handlungsbedarf. Wie bei anderen Fällen von unvermeidbarer Abwärme, sollte die Abwärme aus der thermischen Behandlung von stofflich nicht mehr nutzbaren Restabfällen als grundsätzlich klimaneutral betrachtet werden (wie z.B. im AGFW Regelwerk (AGFW, 2020)). Aus diesen Gründen sollte Abfall auch dauerhaft vom nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG) ausgenommen werden.

Für den Bereich der Bilanzierung im Gebäudesektor wurde bereits reagiert. Für den im GEG fixierten CO₂-Emissionsfaktor für Wärme aus Verbrennung von Siedlungsabfall in Höhe von 20 g/kWh werden nur auf die zur Nutzung der Wärme zusätzlich erforderlichen Aufwendungen für Hilfsenergie und Stützfeuerung (Werte festgelegt im GEG – (BMJV, 2020) (Bundesregierung, 2020)).

Die CO₂-Bilanz in der Energiewirtschaft wird jedoch bei der Nutzung von Wärme aus Abfallverbrennungsanlagen nach dem Energiestatistikgesetz mit dem bisher festgelegten Emissionsfaktoren für den nicht biogenen Anteil des Abfalls belastet. Der CO₂-Emissionsfaktor für Siedlungsabfall wird in den Methodik-Datenblättern des LAK Energiebilanzen noch mit 91,5 kg/GJ (entspricht 329 g/kWh) angeführt (Energiebilanzen, kein Datum). Dies führt insbesondere für die Fernwärmebranche dazu, dass bei der Ausarbeitung von Transformationsplänen zur Klimaneutralität durch den Einsatz von Abfallwärme im Erzeugungsmix auch langfristig ein kaum zu vermindender CO₂-Sockel verbleiben würde.

Die energetische Nutzung unvermeidbarer Abfallmengen könnte jedoch mit guten Gründen als eine effiziente Form der Abfallentsorgung eingestuft werden und damit diese CO₂-Mengen im Bereich der Abfallwirtschaft bilanziert werden. Dies würde auch als Lenkungsinstrument in Richtung einer deutlichen Erhöhung der Recyclingquoten in der Abfallwirtschaft wirken.

Noch weitergehend wäre eine generelle Einstufung der Abwärme aus der Verbrennung von Abfällen als klimaneutral. Dieser Ansatz wurde in der Schweiz bereits offiziell umgesetzt. Von Seiten des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK sowie vom Bundesamt für Energie ist Abwärme – und zwar auch solche aus „Kehricht“ – als klimaneutral deklariert (BFE Bundesamt für Energie, 2018), (Eidgenössisches Departement für Umwelt Verkehr Energie und Kommunikation, 2018). Dies führt im Ergebnis dazu, dass die Schweizer Fernwärmeversorger mit einem großen Anteil an Wärme aus der Abfallverbrennung (dort: Kehrichtwärme) sehr geringe spezifische CO₂-Emissionsfaktoren aufweisen. Beispielsweise wird die Fernwärmeversorgung der Stadt Bern für das Jahr 2019 mit einem Wert von 25,3 kg CO₂/MWh eingestuft (Kaufmann, 2020).

2.2. Abwärme

Abwärme, die z.B. bei industriellen Prozessen entsteht, sollte in erster Linie durch Effizienzmaßnahmen reduziert werden. In vielen Fällen sind Industrieprozesse jedoch schon hoch-effizient, und dennoch entsteht Abwärme. Fernwärmesysteme sind häufig die einzige Möglichkeit, diese unvermeidbare Abwärme zu nutzen. Der Begriff *Abwärme* meint im Folgenden immer die *unvermeidbare Abwärme*.

Wirtschaftliche Hemmnisse

Spezifisches Risikoprofil bei Projekten zur Nutzung industrieller Abwärme: Das Risiko des Ausfalls des Abwärmeproduzenten lässt sich auf dem Versicherungsmarkt nur unzureichend (für wenige Jahre) versichern. Die Investitionen in Leitungen zur Anbindung der Abwärmequelle an das Wärmenetz haben jedoch deutlich längere Abschreibungsdauern. So erschweren unterschiedliche Erwartungshaltungen bzgl. Vertragslaufzeiten von Netzbetreiber und Unternehmen die Umsetzung. Vertraglich muss sichergestellt werden, dass die

Wärme über den Abschreibungszeitraum der Investition zur Verfügung steht und abgenommen wird.

Die teilweise **große Entfernung** von Wärmequelle zu -senke reduziert das wirtschaftlich nutzbare Potenzial.

Die **Erschließung der Abwärme** durch Dritte führt zu Transaktionskosten und zusätzlichen Investitionen.

Unvermeidbare Abwärme wird in der derzeitigen **Förderung** gegenüber anderen erneuerbaren Energien schlechter gestellt (KWKG).

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Produktionsschwankungen sorgen für **diskontinuierliche Abwärmelieferung**: Werksferien und Kurzarbeit beispielsweise schränken eine gleichbleibende Abwärmelieferung ein.

Die Nutzung von Abwärmepotenzialen ist nicht im Fokus/das Kerngeschäft der Abwärmeproduzenten, die zumeist produzierende Unternehmen sind. In Bezug auf die anfallende Abwärme mangelt es nicht selten an betrieblichem Wissen, Personalkapazität und genereller Bereitschaft bzw. Aufgeschlossenheit gegenüber dem Thema auf Seiten der Industrie, sodass kein Fokus auf der Nutzung von Abwärmepotenzialen liegt.

Kommunikation zwischen Abwärmeproduzenten und Fernwärmeversorgern wird in der Praxis nicht ausreichend umgesetzt: Informationen zur Prozessumstellung oder Wartungsarbeiten müssten für eine optimale Einbindung der Abwärme mit zeitlichem Vorlauf an den Fernwärmeversorger weitergeleitet werden. Diese Kommunikation ist erfahrungsgemäß nicht leicht durchzusetzen.

Fernwärmeversorger hatten nach (Clauser & Elsner, 2015) wegen der Konkurrenz zu bestehenden eigenen Erzeugungsanlagen oft kein Interesse am externen Wärmezukauf. Hier ist in den letzten Jahren ein relevanter Wandel zu beobachten, eine Konkurrenzsituation kann aber in Einzelfällen entstehen, insbesondere mit Blick auf eigene KWK-Anlagen in der Grundlast (IFEU; GEF, 2013) oder andere Grundlast-Wärmequellen wie Abfall-Abwärme oder Geothermie.

Technische Hemmnisse

Das **Temperaturniveau bestehender Netze ist für eine effiziente Einbindung von Abwärme aktuell oft zu hoch**. Niedertemperatur-Abwärme kann jedoch mit Wärmepumpen auf das erforderliche Temperaturniveau gebracht werden (vgl. hierfür Abschnitt Großwärmepumpen G2.5).

Informatorische Hemmnisse

Eine ausreichende **Datengrundlage zu Abwärmepotenzialen** ist oft nicht vorhanden.

Insbesondere sind **Abwärmequellen auf niedrigem Temperaturniveau** noch nicht systematisch erfasst. Abwärme aus Kläranlagen, aus der chemischen Industrie, aus Gewerbe/Dienstleistungen (z.B. Rechenzentren, Kühlhäuser, Wäschereien) und aus anderen Kühl- oder Herstellungsprozessen sollte in zukünftigen Fernwärmesystemen genutzt werden.

Die Nutzung wird durch die Unkenntnis über räumliche und zeitliche Übereinstimmung von Wärmeangebot und -nachfrage beeinträchtigt.

Rechtliche Hemmnisse

Investitionsfeindliche Rechtsunsicherheit, die durch die unklare Rechtslage bzgl. der Definition von Abwärme als erneuerbarer Energie resultiert.

2.2.1. Zukünftige Instrumente

Instrumente zur Einbindung von unvermeidbarer Abwärme in Fernwärmesysteme sind erforderlich, um die großen bestehenden Potenziale in Deutschland nutzbar zu machen. Allen voran müssen die Förderbedingungen für die Einbindung von Abwärme verstetigt und verbessert werden. Auch wenn Abwärme eher günstig oder sogar kostenlos zu Verfügung steht, sind in vielen Fällen für die technische Einbindung (z.B. Wärmetauscher, Anbindeleitungen zur Abwärmequelle) hohe Investitionen erforderlich. Die Abwärmeeinkopplung sollte daher unbedingt in das Förderprogramm BEW (Investivförderung) mit aufgenommen werden.

1. Berücksichtigung der Abwärmenutzung in der Siedlungsplanung

Produzenten von Abwärme sollten gezielt in der Nähe von Wärmenetzen angesiedelt werden. Die Errichtung von z.B. Rechenzentren „auf der grünen Wiese“ fernab von Wärmeabnehmern soll damit verhindert werden. Umsetzbar ist die beispielsweise im Zuge der Wärmeplanung, mit der eine gezielte Ansiedlung der Abwärme-Quellen in der Nähe zu Wärmenetzen bzw. Wärmenetzausbaugebieten festgelegt werden kann. Die Wärmeplanung beinhaltet zudem eine Potenzialanalyse inklusive Ermittlung der Abwärmepotenziale und kann somit auch bei informatorischen Problemen (unzureichende Kenntnisse über Potenziale) den Weg ebnen (s. Abschnitt Wärmeplanung G1.7).

2. Staatliche Risikoabsicherung

Selbst wenn Abwärmepotenziale bekannt sind, bleiben diese aufgrund des vergleichsweise hohen Risikoprofils (z.B. vollständiger Ausfall oder Verringerung der Abwärmeproduktion) häufig ungenutzt. Auf dem Versicherungsmarkt sind die Investitionen für die Abwärmeeinkopplung nur für wenige Jahre versicherbar, wobei sie jedoch häufig längere Abschreibungsdauern haben.

Daher müssen neue Lösungen zur Risikotragung im Fall der Insolvenz oder des anderweitigen Ausfalls des Abwärmeproduzenten geschaffen werden. Eine Möglichkeit wäre das Angebot staatlicher Bürgschaften/Fonds, mit denen entsprechende Risiken gebündelt und abgesichert werden könnten. Die Auszahlungshöhe würde sich entlang der Abschreibungszeiten der Investitionen degressiv gestalten und könnte im Bundeshaushalt vorgesehen werden.

3. Gleichstellung von Abwärme mit Erneuerbarer Wärme (GEG, KWKG) im Sinne der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Art. 2 Nr. 9 RED II)

Mit dem Inkrafttreten des GEG gilt Abwärme aus Abwasser gemäß § 3 Abs. 1 Nr. 30 GEG neuerdings als Umweltwärme und zählt damit zur erneuerbaren Wärme. Um rechtliche Unsicherheiten zu vermeiden, bedarf es jedoch einer gesetzgeberischen Klarstellung, dass sich diese Begriffsdefinition auch auf das KWKG erstreckt. Eine unterschiedliche Einordnung von Abwasser-Abwärme im GEG und im KWKG erscheint unsachgemäß. Die im KWKG enthaltene Integration von Abwasser aus Klärwerken Integration in iKWK-Systemen (§ 2 Nr. 9a KWKG) hat vor diesem Hintergrund nur exemplarischen Charakter. Auch Abwasser aus industriellen Kühlprozessen stellen bei einer einheitlichen Auslegung des Begriffs Umweltwärme somit eine erneuerbare Wärmequelle dar.

Des Weiteren sollte auch Abwärme in Form von anderen Medien (konkret: Abluft) in die KWK-Förderung einbezogen werden. Die pauschale Aussage, dies sei nicht wirtschaftlich darstellbar, ist fachlich nicht korrekt und verhindert de facto die Nutzung von Abwärme aus der Abluft industrieller Prozesse. (Thamling & Maaß, 2020)

2.3. Solarthermie

Hier werden Hemmnisfaktoren und Instrumente für die Verbreitung großflächiger solarthermischer Freiflächenanlagen in Fernwärmenetzen beschrieben. Kleinere dezentrale Solarthermieanlagen und Aufdach-Solarthermieanlagen sind nicht explizit Gegenstand dieser Untersuchung. Insbesondere die Flächenproblematik ist spezifisch für Freiflächenanlagen ein relevant.

Einige Hemmnisse treffen jedoch auch auf großflächige Solarthermieanlagen zu, die auf bereits genutzten Flächen (wie beispielsweise Parkplatzüberdachungen) installiert werden. Der Multicodierungsansatz kann dazu beitragen, die Flächenproblematik zu entschärfen (Sandrock, et al., 2017) (Sandrock & Möhring, 2020).

2.3.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Die Wärmegestehungskosten sind stark abhängig von Anlagengröße und Installationsart: Kleinere Aufdachanlagen sind teurer als große Freiflächenanlagen.

Verfügbare Flächen sind knapp oder in dicht bebauten Ballungsgebieten gar nicht vorhanden und sehr hohe Grundstücks-/Pachtkosten sind üblich (teurer mit zunehmender Siedlungsdichte).

Der Leitungsbau zur Versorgung von Ballungsräumen basierend auf Anlagen außerhalb kann zu hohen Kosten und Wärmeverlusten führen. Je größer die Anlage ist, desto geringer fallen die relativen Kosten für den Wärmetransport aus und eine größere Entfernung zur Anbindung an das Wärmenetz ist eher möglich.¹

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

In der Regel ist die Kombination mit mindestens einem weiteren Wärmeerzeuger notwendig.

Im **Sommer kann Konkurrenz mit Grundlast-Technologien** wie Abwärme, Biomasse, Geothermie und Müllverbrennung entstehen.

Es besteht ein Mangel an geeigneten Flächen.

Flächenkonkurrenz u.a. mit Photovoltaik und (außerhalb der Ballungszentren) z.B. mit landwirtschaftlichen Nutzflächen ist möglich.

Technische Hemmnisse

Das **Temperaturniveau** bestehender Netze ist für eine effiziente Einbindung von Solarthermie aktuell oft zu hoch: Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmenetze dürfen je nach Kollektor spezifische Temperaturen nicht überschreiten.

Im Winter sind die Anlagen aufgrund der Rahmenbedingungen und geringeren Dargebots (sehr hohe Vorlauftemperaturen in vielen Wärmenetzen, gleichzeitig sinkendes Solarpotenzial) für den direkten Einsatz häufig ungeeignet.

Saisonale Speicher sind nötig, um die Wärmemengen im Winter nutzen zu können.

¹ Als Faustformel kann angesetzt werden, dass je 10.000 m² Kollektorfläche ein Kilometer zusätzliche Entfernung zum Wärmenetz wirtschaftlich ist.

Rechtliche Hemmnisse

Es ist von der Auslegung im Einzelfall abhängig, ob solarthermische Freiflächenanlagen als privilegierte Vorhaben nach § 35 Absatz 1 BauGB gelten und somit ohne Bebauungsplan zulässig sind.

Gesellschaftliche Hemmnisse

Zur Aufstellung großer Freiflächenanlagen und evtl. saisonaler Speicher sind weiträumige Flächen erforderlich, ggf. kommt es bei der Standortbestimmung und Projektentwicklung daher zu Akzeptanzproblemen.

2.3.2. Zukünftige Instrumente

Der große Handlungsbedarf im Bereich Freiflächen-Solarthermie betrifft vor allem die Flächenproblematik, die gerade in Ballungsräumen eine ernsthafte Herausforderung darstellt. Der Mangel an geeigneten Flächen ist ein Problem, das viele weitere Hemmnisse (z.B. wirtschaftlicher, gesellschaftlicher und technischer Art) verursacht. Wird dieses Problem gezielt angegangen, besteht das Potenzial, gleichzeitig viele hemmende Faktoren auszuräumen.

Hierbei spielt die Wärmeplanung eine wichtige Rolle, bei der in Kommunen die Eignung von Flächen (Freiflächen, aber z.B. auch große Dächer, Parkplatzflächen etc.) für Solarthermie geprüft werden soll (sog. Flächenscreenings). Sind bestimmte Flächen besonders geeignet zur solarthermischen Nutzung, können diese als Solarthermie-Vorrangflächen gekennzeichnet werden. Bei der Wärmeplanung spielen die Beteiligung der Öffentlichkeit sowie die Transparenz der Entscheidungsprozesse eine wichtige Rolle, sodass neben den wirtschaftlichen auch gesellschaftliche Hemmnisse adressiert werden.

Die im Vorschlag zum BEW vorgesehenen Förderbedingungen (Investiv- und Betriebsförderung (Pehnt, 2020)) sowie die iKWK-Förderbedingungen für Solarthermie eignen sich größtenteils, um die Technologie stärker in Deutschland zu etablieren. Es gibt jedoch einen wichtigen Kritikpunkt an den iKWK-Förderbedingungen: Die in § 19 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 KWKAusV beschriebenen Pönalen sehen vor, dass bei einer Unterschreitung des festgelegten EE-Wärmeanteils von 30 % für jeden Prozentpunkt je 300 Vollbenutzungsstunden komplett aus der Zuschlagszahlung herausfallen. Durch die naturgemäß jährlich schwankenden Solarerträge ist die Solarthermie gegenüber anderen Technologien stärker betroffen. In der Konsequenz führt dies zu zögerlichem Interesse und wenigen Projekten einerseits und überdimensionierten Anlagen (und einer Verschärfung des Flächenkonflikts) andererseits. Sinnvoller wäre eine rollierende Betrachtung der Erträge über mehrere Jahre, um den technologieimmanenten Nachteil der Solarthermie auszugleichen. (Sercan-Çalışmaz & Roth, 2020)

2.4. Tiefe Geothermie

2.4.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Hohes wirtschaftliches **Fündigkeitsrisiko**: Vor den Testbohrungen müssen fundierte hydrogeologische Gutachten erstellt werden, um das Fündigkeitsrisiko zu minimieren. Auch bei positivem Ergebnis der Untersuchung besteht dieses Risiko jedoch reduziert weiter. Für Untersuchungen und Umsetzung fallen **hohe Investitionskosten** an, welche ein **immenses wirtschaftliches Risiko** bedeuten können.

Im Gegensatz zu Explorationsbohrungen der Kohlen-Wasserstoff-Industrie, die durch einen Risikofonds abgesichert werden können, trägt das Investitionsrisiko für die geothermische Nutzung von Aquiferen als Speicher allein der Betreiber. Unternehmen der Kohlen-Wasserstoff-Industrie machen in der Regel das Privat- und Betriebsgeheimnis geltend, so dass die

für die Speichernutzung notwendigen Untergrund- und Bohrlochinformationen nur käuflich erworben werden können. Alternative, geophysikalische Vorerkundungen durch 3D-Reflexionssseismik Messungen können im siebenstelligen Euro-Bereich liegen und stellen ebenfalls ein Investitionshemmnis dar. (Strodel, 2018)

Die Betriebskosten für die geothermische Wärmerzeugung sind jedoch geringer als die für andere erneuerbare Wärmetechnologien.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist eine gewisse Mindestleistung sowie ein Einsatz bei hohen Vollaststunden notwendig und das Vorhandensein eines größeren Wärmenetzes vorteilhaft.

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Die **Projektentwicklungszeit beträgt ca. 5 bis 7 Jahre**, je nach Komplexität auch länger.

Insbesondere in der Bauphase entsteht ein hoher oberirdischer Platzbedarf.

Die Standortfindung kann insbesondere in dicht besiedelten Gebieten eine Herausforderung sein, da ein Abstand von 100 m zur nächsten Bebauung eingehalten werden muss.

Die Tiefengeothermie wird häufig in der Grundlast eingesetzt, somit besteht eine Konkurrenz zu anderen erneuerbaren Grundlasterzeugern.

Technische Hemmnisse

Nicht alle Gebiete verfügen über ein ausreichendes Dargebot an geothermischem Potenzial, um dieses wirtschaftlich heben zu können.

Es kann sein, dass Thermalwasser die eingebrachte Förderinfrastruktur (z.B. Pumpen) angreift, sodass Teile unter hohem Aufwand gewechselt werden müssen.

Bohrungen können seismische Aktivitäten verursachen.

Manchmal kann die maximale Ertragsmöglichkeit nicht ausgeschöpft werden aufgrund von vergleichsweise hohen Rücklauftemperaturen im Wärmenetz (vgl. Hemmnisse Temperaturabsenkung Rücklauf). Die Eingangstemperatur des Fluids in das geothermische System sollte möglichst gering sein.

Informatorische Hemmnisse

Die vorliegenden Potenziale sind vor Ort bei den Entscheidungsträgern nicht ausreichend bekannt. Für Gesamtdeutschland existiert allerdings eine aktuelle Studie auf relativ hoher Flughöhe. (Sandrock, et al., 2020)

Gesellschaftliche Hemmnisse

Es bestehen **Akzeptanzprobleme** aufgrund von negativen seismischen Ereignissen in der Vergangenheit.

Widerstand in der anliegenden Bevölkerung ist auch aufgrund der Belästigung durch Lärm während der Bau-/Bohrphase möglich.

2.4.2. Zukünftige Instrumente

Die Tiefengeothermie weist eine sehr technologiespezifische Kostenstruktur auf. Während die Anfangsinvestitionen hoch und risikobehaftet sind, sind die Betriebskosten eher gering.

Vor diesem Grund muss die aktuelle Förderkulisse deutlich attraktiver gestaltet werden. Momentan werden Tiefengeothermieprojekte über das KfW-Förderprogramm 272 Erneuerbare Energie Premium gefördert. Problematisch ist, dass beim Baustein „Bohrkostenförderung“ maximal vier Tiefenbohrungen je Projekt gefördert werden und Erkundungsboh-

rungen von der Förderung ausgeschlossen sind. Zudem ist der Förderhöchstbetrag des Programms mit insgesamt 10 Mio. € zu gering und sollte auf 30 Mio. € angehoben werden. In realen Projekten (mit Mehrfach-Dubletten) resultieren die aktuellen Förderbedingungen beispielsweise darin, dass nur etwa 10 % der gesamten Investitionskosten gefördert werden. Bei zukünftigen Förderprogrammen wie dem BEW sollten Geothermieprojekte mit 40 % der gesamten anfänglichen Investitionen gefördert werden.

Weiterhin muss eine Lösung für das bislang nicht auf dem Markt versicherbare Fündigkeitsrisiko entworfen werden. Stärker als bislang sollte dieses über staatliche Fonds abgesichert werden oder es sollten staatlich finanzierte Bohrkampagnen durchgeführt werden. Aus späteren Erlösen könnten diese Kosten refinanziert werden.

Weitere wichtige Hemmnisse sind informatorischer Art. Dringend sollte die Datenlage für die Planung tiefengeothermischer Anlagen verbessert und Gewissheit über die tatsächlich nutzbaren geothermischen Ressourcen hergestellt werden. In diesem Zusammenhang ist auch der nicht flächendeckende Zugang zu existierenden Explorations- und Bohrdaten aus der Kohlenwasserstoffindustrie kritisch zu betrachten. In der Praxis ist eine projektabhängige Zusammenarbeit mit Verbänden und ExpertInnen aus der Erdölindustrie zwar bereits Realität. Dennoch könnte die gesammelte Auswertung und Veröffentlichung alter Bohrdaten dazu beitragen, Potenzialgebiete z.B. für Geothermie oder Aquiferwärmespeicher zu identifizieren.

2.5. Großwärmepumpe

2.5.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Die **Kosten für Strom** sind insbesondere aufgrund der Umlagen aktuell deutlich höher als für die Referenzenergieträger Erdgas und Heizöl, daher ist der Betrieb von Wärmepumpen nicht in allen Fällen wirtschaftlich darstellbar. Die Unsicherheit bzgl. der Kostenentwicklung vermindert die Planungssicherheit.

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Schwieriger **Zugang zu Wärmequellen**: Selbst wenn Potenziale für Umweltwärme bestehen, kann die Erschließung dieser Quellen in einigen Fällen herausfordernd sein. Wenn die Wärmequelle beispielsweise nicht direkt öffentlich zugänglich ist, sondern sich auf dem Gelände Dritter befindet (so z.B. in einigen Fällen bei Klärwerken), hängt der konkrete Erfolg der Projekte von der Einstellung Dritter (z.B. Klärwerksbetreiber) ab.

Je nach **Umweltwärmequelle** (z.B. Luft, Gewässer) kann nicht die gesamte Winterlast abgedeckt werden und es sind weitere Erzeuger nötig.

Technische Hemmnisse

Aufgrund **hoher Vorlauftemperaturen in Bestandsnetzen** ist häufig kein effizienter Einsatz von Wärmepumpen möglich.

Je nach Wärmequelle bestehen unterschiedliche Flächenbedarfe (z.B. bei erdgekoppelten Anlagen während der Bauphase). Sondenfelder können jedoch überbaut werden, im Betrieb ist der Flächenbedarf daher gering. Der Platzbedarf für Luft-Wärmetauscher liegt bei ca. 150 m²/MW. Der Flächenbedarf für die Groß-Wärmepumpe selbst wird als nicht relevant beschrieben, da diese in Heizzentralen oder Kesselhäusern aufgestellt werden.

Die Schallemissionen von Luft-Wärmepumpen müssen bei der Standortfindung berücksichtigt werden.

Rechtliche Hemmnisse

Wegen großer Kältemittelmengen ist eine umfangreiche Genehmigung benötigt sowie eine Lüftungsanlage am Aufstellungsort. Außerdem bestehen hohe Anforderungen an die Absicherung von Kältemittelleckagen.

Genehmigungsprozesse (Oberflächenwasser) werden nicht standardmäßig abgewickelt, Behörden haben wenig Erfahrung und keine einheitlichen Vorgaben.

Informatorische Hemmnisse

Insbesondere für Oberflächenwasser bzw. Abwasser: Der Technologie-Bekanntheitsgrad (bei Planern, Ingenieuren, Investoren und Behörden) eher gering und verhindert weitere Verbreitung.

Ökologische Hemmnisse

Ob der Technologieeinsatz zu einer Emissionsminderung führt, hängt vom eingesetzten Strom und dessen Emissionsfaktor ab. Da hier der Strom-Deutschland-Mix anzusetzen ist, ist dies somit von den Entwicklungen auf dem Strommarkt abhängig. Dies hat zur Folge, dass sich der Gesamtemissionsfaktor der Fernwärme aktuell durch den Einsatz von Großwärmepumpen in der öffentlichen Fernwärmeversorgung verschlechtern würde.

Klimaschädliche synthetische Kältemittel sollten vermieden werden; bei natürlichen Kältemitteln gibt es Risiken im Betrieb, die abgesichert werden müssen.

2.5.2. Zukünftige Instrumente

Großwärmepumpen sind für die Sektorkopplung relevant indem sie eine wichtige Schnittstelle zwischen Strom- und Fernwärmesystem bilden (vgl. Abschnitt G1.2).

Großwärmepumpen benötigen sowohl eine investive als auch eine betriebliche Förderung. Die im Gutachten zum BEW vorgeschlagenen Förderbedingungen für Wärmepumpen nach (Pehnt, 2020) in Form einer investiven Grundförderung i.H.v. 40 % und einer erfolgsabhängigen Betriebsprämie sind angemessen. Dabei sollte die finanzielle Ausstattung des BEW-Förderprogramms ausreichend dimensioniert sein, um viele Projekte zu realisieren, da Großwärmepumpen vsl. eine wichtige Rolle bei der Fernwärmeerzeugung einnehmen werden (s. Abbildung 6, vgl. Abschnitt G1.3).

Der Zugang zu Wärmequellen wie öffentlichen Gewässern und Abwasser aus Klärwerken für Projekte zur Gewinnung von erneuerbarer Wärme sollte nicht durch fehlenden Kooperationswillen einzelner Akteure (wie beispielsweise Klärwerksbetreibern) verwehrt werden. Darüber hinaus sollte unvermeidbare Abwärme als erneuerbare Wärmequelle gleichrangig anerkannt werden. Im Allgemeinen ist bei der energetischen Nutzung des geklärten Wassers am Ablauf der Kläranlage keine kritische Infrastruktur betroffen, entsprechende Projekte werden im Rahmen von iKKW gefördert (vgl. G2.2). Damit innovative Projekte realisiert werden können, sollte der Zugang zum Abwasser von Kläranlagen für die Erzeugung von erneuerbarer Wärme wettbewerbsrechtlich ermöglicht werden.

Für Oberflächengewässer-Wärmepumpen ist die Entwicklung von Planungsleitfäden sowie Mustergenehmigungen sinnvoll, um informatorische und genehmigungsrechtliche Hemmnisse abzubauen und die im Prinzip bereits weit ausgereifte Technologie in Deutschland zu standardisieren und etablieren.

2.6. Power-to-Heat

Die PtH-Technologie ist sehr ausgereift und großtechnisch verfügbar. PtH-Anlagen können mit sehr hohen Laständerungsgeschwindigkeiten betrieben werden. Technische Hemmnisse für den Einsatz von PtH-Anlagen existieren kaum.

PtH hat das Potenzial, kostengünstig und in großen Volumina Flexibilität für das Stromsystem zu liefern und einen Beitrag zur Sektorkopplung zu leisten. Vor allem in Kombination mit KWK-Anlagen in Wärmenetzen und ggf. mit Wärmespeichern ist der Einsatz von PtH-Anlagen sinnvoll, da letztere die Wärmeerzeugung beim Herabregeln der KWK-Anlagen übernehmen können und somit einen doppelten Hub für die Strommarktflexibilisierung bieten, wenn erneuerbarer Überschussstrom anfällt. Im Sinne der Energiewendedenlichkeit sollten die Anlagen primär in Zeiten einer hohen Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugern eingesetzt werden. (IFEU; GEF, 2013) (Conrad, et al., 2017)

Der Einsatz von PtH steht stets in einem Spannungsfeld mit anderen Flexibilitätsoptionen für das Energiesystem, die für das Energiesystem ggf. einen noch größeren Nutzen haben können: Insbesondere gilt dies für die Flexibilisierung der Stromabnahme, bei der Strom als „hochwertige“ Energieform genutzt werden kann und nicht in Wärme umgewandelt werden muss.

Im Sinne eines möglichst effizienten Energieeinsatzes (Efficiency First) sollte zudem innerhalb des Wärmesektors keine einseitige Privilegierung dieser Technologie vorgenommen werden. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für Wärmepumpen sollten daher nicht schlechter sein als für PtH-Anlagen.

Aktuell werden die bestehenden PtH-Anlagen in Deutschland allerdings mit sehr geringen Betriebsstunden oder ausschließlich zu Forschungszwecken betrieben; ebenso wenig ist ein bemerkenswerter Zubau von PtH-Anlagen in den letzten Jahren zu verzeichnen.

Folgende wesentliche Vermarktungsoptionen für PtH-Anlagen bestehen aktuell (s. Abbildung 9):

1. Regelenergiebereitstellung,
2. Ausgleich von Netzengpässen,
3. Bei extrem niedrigen bzw. negativen Strompreisen und
4. Zur Spitzenlastdeckung/Eigenversorgung mit Wärme.
5. (Als Bestandteil eines iKWK-Systems, wobei dies allein keine echte Vermarktungsoption ist. Der wirtschaftliche Betrieb von PtH-Anlagen in einem iKWK-System ist über die vier anderen Optionen gegeben.)

Während der Handlungsbedarf für Option 3 übergreifend beim Thema Sektorkopplung unter G1.2 behandelt wird, legen wir im technologiespezifischen Abschnitt den Fokus auf Option 2.

2.6.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Während die Investitionskosten für PtH-Anlagen vergleichsweise gering sind, ist der **Betrieb der Anlagen aufgrund der anfallenden Stromsteuern und -umlagen sehr teuer**. Es fehlen geeignete Vermarktungsstrategien (s. Abbildung 9) für den weiteren Ausbau und Betrieb von PtH-Anlagen.

Der **Regelenergiemarkt** ist für PtH-Anlagen aktuell nicht attraktiv (rapider Verfall der Leistungspreise für SRL), des Weiteren ist das Marktpotenzial für Regelleistung ist bereits aus-

gefüllt durch die bestehenden Anlagen, für neue Anlagen besteht diese Vermarktungsstrategie also nicht mehr. Mehr Anlagen bedeuten zudem einen weiteren Preisverfall am SRL-Markt.

Der Einsatz von PtH-Anlagen über den Intraday-Markt (bei niedrigen Strompreisen) oder im Kontext von §13 Abs. 6a EnWG ist möglich, allerdings werden diese Optionen aufgrund der regulatorischen Ausgestaltung kaum genutzt. Aktuell werden die bestehenden PtH-Anlagen daher kaum bzw. **mit sehr geringen Vollbenutzungsstunden**, z.B. zu Forschungszwecken, betrieben.

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Mit den Windkraftanlagen in Norddeutschland besteht derzeit dort der Erzeugungsschwerpunkt für erneuerbaren Strom. Dies führt häufig zu Netzengpässen und Redispatchmaßnahmen. Ein Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen im Norden kann daher systemdienlich sein, wohingegen in Süddeutschland der Einsatz ggf. Netzengpässe verstärken kann. Perspektivisch wird es langfristig allerdings mit dem Ausbau der von PV und Windanlagen auch im Süden Erzeugungsspitzen (z.B. die Tagesspitzen bei Solarstrom) von erneuerbarem Strom geben, die für PtH zur Verfügung stehen könnten.

Rechtliche Hemmnisse

§13 Abs. 6a (EnWG) ist bislang aufgrund verschiedener Festlegungen kaum wirksam – Stand Oktober 2020 waren 65 MW von 2.000 MW kontrahiert (Czechanowsky, 2020). Es ist momentan ein Spezialinstrument, das sich in der derzeitigen Ausgestaltung nicht zur Stärkung der Sektorkopplung eignet. Problematisch waren u.a. die festgelegten Beschränkungen bzgl. des räumlichen Anwendungsbereichs (Anlagenstandorte nur in Netzausbaubereichen) und bzgl. der Inbetriebnahme (vor 2017), die nun im Zuge der EEG- bzw. der EnWG-Novelle verbessert wurden. Es besteht jedoch eine mangelnde wirtschaftlicher Attraktivität eines PtH-Betriebs nach §13 Abs. 6a EnWG, da der KWK+PtH-Betreiber einen Ausgleich für entstandene Nachteile erhält, aber keine Rendite erwirtschaften kann. Hinzu kommen rechtliche Unsicherheit beim Umfang der Investitionskosten, die dem KWK+PtH-Anlagenbetreiber vom Übertragungsnetzbetreiber erstattet werden können. (Hinterberger, et al., 2018) (Weiser & Schäfer-Stradowsky, 2018).

Der im KWKG vorgesehene Bonus für elektrische Wärmeerzeuger (Power-to-Heat) soll nach den Vorgaben der EU-Kommission erst ab dem Jahr 2025 zu beanspruchen sein.

Ökologische Hemmnisse

Die CO₂-Bilanz ist dadurch zu optimieren, dass die Anlagen primär in Zeiten einer hohen Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugern eingesetzt werden. Je nach Betriebszeiten der Anlagen können diese eine schlechte CO₂-Bilanz aufweisen (insbesondere bei der Vermarktungsstrategie „Spitzenlastdeckung/Eigenversorgung“). Die aktuell im GEG verankerte CO₂-Bilanzierung (zum durchschn. Strommix) führt zur sehr hohen Emissionsfaktoren von über 500 g/kWh, was ein deutliches Hindernis in der Kommunikation in Richtung FW-Kunden und damit zum Ausbau der Technologie darstellt.

PtH-Anlagen erhöhen mit einem PEF von 1,8 (ohne Kopplung mit KWK-Anlagen) tendenziell den PEF von Fernwärmenetzen. Es existiert keine Regelung zur Anrechnung von aus Power-to-Heat-Anlagen erzeugter Wärme, die in Zeiten mit hoher Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien aus dem allgemeinen Versorgungsnetz gewonnen wurde. (Välilä, et al., 2020)

2.6.2. Zukünftige Instrumente

Zukünftige Instrumente zur Förderung von PtH sollten sich stets an den eingangs erwähnten Prämisse orientieren, dass dies in einen kohärenten Rahmen für Flexibilität eingebettet

sein sollte, der prioritär eine Stromnutzung fördert und der bei einer Nutzung von Strom im Wärmesektor die Nutzung in effizienten Wärmepumpen priorisiert. Unter diesen Voraussetzungen sind für PtH zukünftig folgende Instrumente denkbar.

Neben einer Reform für den Einsatz von (regenerativem) Strom zur Wärmeherzeugung (s. G1.2) ist eine Anpassung des §13 Abs. 6a EnWG erforderlich, um PtH auch zum Ausgleich regionaler Netzengpässe gezielt einzusetzen.

Zunächst sollte das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ nach §13 Abs. 6a die zeitliche Befristung verlieren und über das Jahr 2023 hinaus verlängert werden. Positiv ist die Aufhebung des Netzausbaubereichs in der EEG-Novelle 2021 und die Ausweitung der Regelung auf das gesamte Bundesgebiet ausschließlich der im Kohleausstiegsgesetz definierten „Südregion“ (ZuLaV in der EnWG-Reform 2021), denn auch in Gebieten außerhalb des Netzausbaubereichs sind regelmäßig Redispatchmaßnahmen infolge von Netzengpässen nötig.

Die Vorgabe, dass PtH- und KWK-Anlage sich am selben Standort befinden sollen ist nicht im Sinne der Netzdienlichkeit, denn die Netzengpässe bestehen nicht zwangsläufig an den Standorten bestehender KWKs (Hinweis: die Vorgabe, dass PtH und KWK in dasselbe Wärmenetz einspeisen sollen, ist hingegen durchaus sinnvoll). Die Standortauswahl der PtH-Anlagen sollte sich an den aktuellen oder zukünftig erwarteten Netzengpässen orientieren, anstatt an den Bestands-KWK-Anlagen. In zunehmend „grünen“ Fernwärmesystemen sind dort auf Dauer nicht zwangsläufig KWK-Anlagen, weshalb die strenge Kopplung des „Nutzen statt Abregeln“-Mechanismus an KWK-Standorte auf Dauer nicht sinnvoll ist.

Anstatt PtH-Anlagen nur in Kombination mit KWK-Anlagen zu begünstigen, könnten PtH-Anlagen in Kombination mit EE-Stromerzeugern ebenfalls von der Regelung profitieren. Dadurch würde zwar der doppelte Hub für das Stromnetz entfallen, der die Kombination KWK+PtH so attraktiv macht, dennoch ist die Technologieoffenheit bei „Nutzen statt Abregeln“ eine Option, die vor allem langfristig in Hinblick auf die vollständige Dekarbonisierung des Energiesystems sinnvoll ist. (Gerhardt, et al., 2014)

Bestehende Rechtsunsicherheiten und mangelnde finanzielle Anreize, die sich aus §13 Abs. 6a EnWG ergeben, sollten behoben werden. (Weiser & Schäfer-Stradowsky, 2018)

2.7. Biomasse

2.7.1. Hemmnisanalyse

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Die Nutzung der begrenzt verfügbaren Biomasse zur Gebäudebeheizung steht in Konkurrenz mit mehreren anderen Sektoren wie stofflicher Nutzung, Verkehr, Stromerzeugung und Prozesswärme. Für die energetische Nutzung von mittel- bis langfristig verfügbaren Potenzialen an nachhaltiger Biomasse zur Fernwärmeerzeugung bedarf es verlässlicher Rahmenbedingungen sowie sorgfältiger Projekt(vor)planungen und entsprechender Liefer- bzw. Bezugsverträge angesichts voraussichtlich steigender Handelspreise.

Technische Hemmnisse

Bei zentralen Anlagen für die Nutzung fester Biomasse besteht die Herausforderung der passgenauen Anlagen- und Luftfiltertechnik sowie des Platzbedarfes der Lagerung.

Gasförmige Biomasse wie zu Biomethan aufbereitetes Biogas kann hingegen über das Gasnetz bereitgestellt werden.

Ökologische Hemmnisse

Das Angebot an nachhaltiger Biomasse ist begrenzt. Der Anteil an überregionaler und internationaler Beschaffung steigt, wobei die Nachhaltigkeit gewährleistet sein muss.

Die geänderte Landnutzung zum Biomasseanbau kann die Treibhausgasemissionen steigern.

Die Emission von Luftschadstoffen (Feinstaub), die bei der Verbrennung – z.B. von holzartiger Biomasse in Einzelfeuerungsanlagen – freigesetzt werden, ist aus ökologischen und gesundheitlichen Aspekten problematisch. Größere Biomasse-Heiz(kraft)-Werke hingegen, die in eine KWK-/Wärmenetzsystem eingebunden sind, verfügen über die nach Bundesimmissionsschutzgesetz vorgeschriebenen Luftreinhalte-technologien.

Gesellschaftliche Hemmnisse

Die Nutzung von Anbau-Biomasse zur Wärmeerzeugung, insbesondere der Anbau von Mais als energetischer Rohstoff zur Biogas-/Biomethanherstellung ist umstritten (Tank-Teller-Diskussion).

2.7.2. Zukünftige Instrumente

Angesichts der wertvollen Eigenschaften der Biomasse zur Flexibilisierung der Wärmeerzeugung und Bereitstellung hoher Vorlauftemperaturen in Kombination mit begrenzten zur Verfügung stehenden Potenzialen, sollte diese systemisch effizient eingesetzt werden.

Die Lenkung der Biomasse in der Fernwärmeerzeugung ist sinnvoll, da dort ein effizienter Einsatz in Hybridsystemen mit geringeren Betriebsstunden möglich ist. Daher ist es extrem wichtig, den Einsatz der Biomasse zur dezentralen Wärmeerzeugung in Gebäuden zu limitieren bzw. in die effizientesten Nutzungsfälle zu lenken.

Zur dezentralen Wärmeerzeugung sollte Biomasse oder Biogas nur im Gebäudebestand zur THG-Minderung beitragen, so in Gebieten, in denen kein Fernwärmeanschluss möglich ist und sehr aufwendige Sanierungen erforderlich wären, um beispielsweise Luft-Wärmepumpen einzusetzen. Im Neubau sollte Biomasse nicht eingesetzt und auch nicht mehr gefördert werden, da mit Wärmepumpen günstige und effiziente Technologien und Wärmequellen zur Verfügung stehen, um die erforderlichen geringen Wärmemengen und Vorlauftemperaturen bereitzustellen. Ein Umsetzungsvorschlag, der diese Allokationsvorgaben im dezentralen Einsatz berücksichtigt, ist eine räumlich differenzierte Förderung von Biomasse-Anlagen, beispielsweise anhand von entsprechenden Schwerpunktgebieten in der Wärmeplanung. Die Förderung im BEG ist so umzubauen, dass keine Anreize zu ihrer Nutzung im Neubau gesetzt werden. Weiterhin stehen auch ordnungsrechtliche Mechanismen zur Verfügung, um den Einsatz von Biomasse im Neubau zu verhindern (z.B. Verbrennungsverbote, entsprechende Ausgestaltung der Vorgaben zur EE-Nutzungspflicht im GEG).

Generell sollten auch mit Blick auf die Flächennutzung und Biodiversität die zukünftig bestehenden Potenziale an biogenen Abfall- und Reststoffen (Waldrestholz, Heckenschnitt, Landschaftspflegematerial sowie landwirtschaftliche Reststoffe) eher genutzt werden als Anbaubiomasse (z.B. KUP). Altholz (Klassen I bis IV) sollte daher als Biomasse klassifiziert werden.

Neben der Allokation der für die Gebäudewärme zur Verfügung stehenden Biomassepotenziale in die Fernwärme sollten folgende Änderungen für den Einsatz von Biomasse innerhalb des Fernwärmesektors näher diskutiert werden, um eine effiziente Nutzung anzureizen:

Status quo	Zielzustand
▪ Biomasse wird mit hohen Betriebsstunden eingesetzt (Grundlast). ▪ iKWK-Förderung: JAZ 1,25 schließt Biomasse faktisch von EE-Bonus aus, kann aber in einem iKWK-System in der KWK-Einheit eingesetzt werden. ▪ KfW-Förderung für: Biomasse/Biogaskessel/KWK ab 100 kW, WN mit > 50 % Biomasse/Biogas ▪ Förderung für Biomasse/Biogas im Rahmen von Wärmenetze 4.0 bzw. BEW	▪ Biomasseanlagen zur Fernwärmeerzeugung sollten vornehmlich in Hybridsystemen mit geringen Betriebsstunden in der Mittel- und Spitzenlasteingesetzt werden. ▪ Sofern Biomasse nachhaltig in ausreichenden Mengen verfügbar ist, sollte die Nutzung von Biomasse für die Spitzenlastabdeckung weiterhin gefördert werden. Die Nutzung zur Grundlasterzeugung sollte eingeschränkt werden.

2.8. Wasserstoff

2.8.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Die Kostenschätzungen für grünen bzw. klimaneutralen Wasserstoff gehen stark auseinander, tendenziell ist mit recht **hohen Preisen** im Vergleich zu aktuellen Energieträgern zu rechnen.

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Auch in anderen Anwendungsbereichen neben dem Einsatz in der Fernwärme wird Wasserstoff als wichtiger Lösungsbaustein für die Erreichung der Energiewendeziele angesehen.

Technische Hemmnisse

Es wird angenommen, dass die Wirkungsgrade der Elektrolyseure zunehmen. Der Gesamtwirkungsgrad von der Strom- über die Wasserstofferzeugung, den Transport hin zur Wärmebereitstellung ist jedoch gering in Vergleich zu anderen strombasierten Wärmetechnologien (PtH und Wärmepumpen).

Die Heiz(kraft)werke müssen zu sogenannten „H2-ready“-Anlagen umgerüstet oder neu gebaut werden. Ist dies erfüllt, kann Wasserstoff v.a. zur Abdeckung von Spitzenlast in der Fernwärme und zur Stabilisierung des Stromsystems flexibel eingesetzt werden. Die Heiz(kraft)werke müssen in Zukunft neben einem reinen Betrieb mit Wasserstoff insbesondere auch mit höheren H2-Anteilen im Erdgasnetz arbeiten können.

2.8.2. Zukünftige Instrumente

Die Bedeutung von Wasserstoff für den Fernwärmesektor ist momentan noch sehr gering und wird voraussichtlich erst perspektivisch im Zeitraum von 2030 bis 2050 zunehmen.

In der Studie Klimaneutrales Deutschland der Agora Energiewende wird der Wasserstoffanteil an der Fernwärmeerzeugung modelliert (Prognos, 2020). Auch in dieser Modellierung wird der zeitliche Aspekt sichtbar: im Jahr 2030 liegt der Anteil von Wasserstoff an der FW-Erzeugung bei etwa 3 %, während Jahr 2050 bereits knapp 25 % beträgt (vgl. Abbildung 6).

2.9. Wärmespeicher

Wärmespeicher, die Wärme übersaisonal speichern (Langzeitspeicher) sowie Wochen- und Monatsspeicher spielen eine sehr wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung des Fernwärmesystems.

Insbesondere die oftmals sehr günstige bzw. kostenlos verfügbare Abwärme und saisonal verfügbare Wärme (z.B. Solarthermie) bieten ein großes Potenzial für die Einspeicherung in Langzeitwärmespeicher.

Kurzzeitspeicher (Stunden-, Tages- und Wochenspeicher) hingegen eignen sich besonders für Technologien, die für die Sektorkopplung eingesetzt werden, wie z.B. strommarktorientierte PtH-Anlagen.

Mit Blick auf die vollständige Dekarbonisierung des Wärmesektors ist es wichtig, ein Portfolio an verschiedenen Speichern zu haben bzw. multifunktionale Speicher einzusetzen, die eine Spannbreite an möglichen Speicherdauern (Kurz- sowie Langzeit) und Wärmequellen aufweisen.

2.9.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Aktuell weist die Einbindung von Wärmespeichern meist noch eine **negative Kosten/Nutzen-Bilanz** aus.

Technologieimmanent haben Wärmespeicher geringe Betriebszeiten, gerade Saisonal- bzw. Langzeitspeicher weisen wenige Be- und Entladezyklen auf. Die Wirtschaftlichkeit erhöht sich jedoch mit einer **höheren Anzahl an Be- und Entladezyklen**.

Aquiferwärmespeicher erfordern eine genaue Erkundung der geologischen Gegebenheiten vor Ort. Im Rahmen der Machbarkeitsstudien fallen hohe Kosten für die Untersuchung an, obwohl hier die Möglichkeit negativer Prüfungsergebnisse besteht.

Technische Hemmnisse

Erdbeckenspeicher: Der Grundwasserspiegel sollte zuverlässig unterhalb des Bodens des Erdbeckenspeichers liegen und das Erdreich sollte als Böschung für die Wände des Speichers nutzbar sein.

Erdbeckenspeicher: Es besteht ein hoher Platzbedarf für den Speicher selbst und für dessen Bau.

Informatorische Hemmnisse

Aufgrund der noch recht geringen Anzahl umgesetzter Projekte in Deutschland sind bisher nur wenige Erfahrungen, öffentliche Daten und Wissen zum Thema verfügbar.

2.9.2. Zukünftige Instrumente

Insbesondere die Förderung für saisonale Wärmespeicher ist bislang unzureichend. Vielfach unterliegen die Speicher den gleichen Förderbedingungen wie die Erzeugungstechnologien. Dabei bleiben einerseits die sehr spezifischen Anforderungen von verschiedenen Wärmespeichern unberücksichtigt, die jeweils eine speziell zugeschnittene Förderung erforderlich machen.

Andererseits findet sich auch die Flexibilisierungsoption durch Wärmespeicher nicht ausreichend in den Förderungen wieder. Nicht zuletzt muss dabei beachtet werden, dass Wärmespeicher darauf ausgelegt sind, mit vergleichsweise geringen Laufzeiten betrieben zu werden. Das Ausspeichern, also die Wärmeerzeugung, kann bei Wärmespeichern nicht

ganzjährig geschehen. Vor diesem Hintergrund haben Wärmespeicher einen erhöhten Förderbedarf im Vergleich zu vielen Erzeugungstechnologien.

Eine Möglichkeit wäre daher, Wärmespeicher im BEW anteilig höher investiv zu fördern. Die Anwendung der Speichertechnologien in konkreten Projekten sollte bereits heute Verbreitung finden, da Wärmespeicher vor allem perspektivisch eine sehr wichtige Rolle bei der Wärmewende spielen werden. Angesichts dessen sollten vertiefende Untersuchungen zur Etablierung eines ausreichenden Förderrahmens für Speicher, insbesondere saisonale Wärmespeicher, vorgenommen werden.

2.10. Netz- und verbraucherseitige Technologien

Die netz- und verbraucherseitigen Technologien umfassen die Temperaturabsenkung in Wärmenetzen, die zeitliche Variation von Temperaturniveaus oder Verbraucherkaskaden sowie optimierte Hausanschlussstationen und Gebäudetechnik.

2.10.1. Hemmnisanalyse

Wirtschaftliche Hemmnisse

Absenkung VL-Temperatur: Es entsteht ein kostenintensiver Umbaubedarf, wenn die anschlussseitige/kundenseitige Heiztechnik nicht an die reduzierten Temperaturen angepasst ist.

Absenkung RL-Temperatur: Ursachen hoher Rücklauftemperaturen liegen in der Technik der Hausübergabestation oder der dahinterliegenden Gebäudetechnik; Rücklauf-Temperaturabsenkung erfordert Investitionen auf Verbraucherseite (Gebäudetechnik, moderne Anlagentechnik).

Anschlussstation: Wenn die Hausanschlussstation in Besitz des Kunden ist, muss vom Versorger ein Anreiz geschaffen werden, die Anlage auszutauschen oder zu modernisieren. Ist die Anlage im Besitz des Versorgers, müssen die Einsparungen durch eine optimierte Anlagentechnik die Mehraufwendungen zur Modernisierung aufwiegen. Die Lebensdauer der Übergabestationen liegt bei 20 Jahren, ein Austausch vor Ende der Lebensdauer ist in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich. Eine Anpassung an veränderte Temperaturniveaus muss also mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf erfolgen oder zumindest geplant werden.

Gebäudetechnik: Flächenheizungen haben zwar bei Neubauten einen sehr großen Anteil, der nachträgliche Einbau bei Sanierungen ist allerdings sehr aufwendig. Da Flächenheizungen in Bestandsgebieten oft fehlen, können diese nicht an Niedertemperaturnetze angeschlossen werden, woraus niedrigere Anschlussquoten und somit Wirtschaftlichkeit resultieren.

Temperaturabsenkung: Sanierete Gebäude, die sich als Abnehmer für Niedertemperatur-Fernwärme eignen, haben einen geringeren Wärmeabsatz. Die dadurch entstehenden Mindereinnahmen müssen durch eine hohe Anschlussdichte und reduzierte Verteilverluste ausgeglichen werden.

Temperaturabsenkung: Im Falle der Trennung eines Bereiches vom Primärnetz: Es fallen relevante Kosten für die neue Übergabestation und deren Einbindung an.

Variation von Temperaturniveaus/Verbraucherkaskade: Die Kostenreduktion durch Umsetzung der intelligenten Steuerung muss den Aufwand der Entwicklung und Implementierung der Steuerungslogik übertreffen.

Organisatorisch-betriebliche Hemmnisse

Temperaturabsenkungen müssen u.U. bei jedem Kunden einzeln durchgeführt werden (z.B. Einstellungen/Schaltungen der FW-Kundenanlage) und sind keine einmaligen Maßnahmen,

sondern müssen kontinuierlich gemonitort werden. Somit besteht sowohl für die Umsetzung als auch für die Aufrechterhaltung ein hoher Personalbedarf.

Der Einsatz von Volumenstrombegrenzern (auf Basis zu hoher Rücklauftemperaturen) kann zu Konflikten mit den Kunden führen.

Hausanschlussstation und Gebäudetechnik: Defektes instabiles Reglerverhalten oder fehlerhaft eingestellte Regelungen können die Rücklauftemperatur erhöhen. Die eingebauten Regler und Ventile sind daher korrekt einzustellen und regelmäßig zu überprüfen. Monitoring und Einflussnahme auf das Temperaturniveau können durch die Implementierung und Nutzung von Reglern mit digitalem Lese- und Schreibzugriff für den Versorger realisiert werden. Ein Anlagentausch oder eine Nachrüstung ermöglicht unter anderem einen höheren Grad an Digitalisierung. Als selbstlernende Systeme können Hausanschlussstationen so ihren Teil zur Optimierung der Fernwärmeversorgung beitragen. Vor- und Rücklauftemperaturen können reduziert werden sowie der Betrieb der Erzeugungsanlagen durch geregeltes Lastmanagement von Speichern optimiert werden.

Geringinvestive Maßnahmen (z.B. hydraulischer Abgleich, Sicherstellung der korrekten Funktion der Thermostatventile und die Reduktion von Bypass- und Zirkulationsverlusten) sind teilweise personalintensiv.

Technische Hemmnisse

Temperaturabsenkung: Wird durch eine Temperaturabsenkung die Temperaturspreizung verringert, so kann dies bei unveränderter kundenseitiger Wärmelast zur Erhöhung des Volumenstroms und damit zu einer Erhöhung des Druckverlustes führen. Falls ein Ausgleich durch die Erhöhung der Pumpleistung nicht möglich ist, sind zusätzliche hydraulische Maßnahmen am Rohrsystem nötig.

Variation von Temperaturniveaus/Verbraucherkaskade:

Bei höherem Bedarfsverhalten als prognostiziert, muss das System schnell nachsteuern können, um den Bedarf weiterhin komplett decken zu können.

Eine Erhöhung der Temperaturschwankungen im Netz erhöht die thermische Belastung des Netzes und reduziert somit die Lebensdauer.

Eine steigende Anzahl an Steuerungslogiken steigert die Komplexität des Gesamtsystems.

Abhängigkeit der Versorgung verschiedener Verbraucher, welche durch entsprechende Bypässe/Speicher abgesichert werden muss.

Datenlage bei den einzelnen Verbrauchern muss klar sein (Wärmeverbrauch, Temperaturspreizung, Druckverluste, etc.).

Rechtliche Hemmnisse

Absenkung VL-Temperatur: Vertraglich garantierte Vorlauftemperaturen müssen gewährleistet werden. Die Umstellung bestehender Verträge muss bei der Planung berücksichtigt werden.

Im Bereich der Digitalisierung müssen Anforderungen aus dem Datenschutz eingehalten werden.

2.10.2. Zukünftige Instrumente

Die Maßnahmen für die Umstellung der netz- und gebäudeseitigen Infrastruktur sind teilweise kostenintensiv (Investitionen für Heizungsanlagen, Hausübergabestationen, etc.) und falls im Besitz des Kunden, häufig nur schwer steuerbar. Hier können anreizbasiert durch entsprechende Förderprogramme oder durch ordnungsrechtliche Vorgaben Änderungen erzielt werden.

Im Zuge der Gebäudetechnik existieren zahlreiche niedrigschwellige, geringinvestive Maßnahmen, wie z.B. der hydraulische Abgleich, die Einstellung der Thermostatventile und die Reduktion von Bypass- und Zirkulationsverlusten (vgl. Anhang H2). Hemmnisse für die Umsetzung dieser Maßnahmen sind teilweise fehlende Sachverständige und Fachkräfte, dabei sind diese Maßnahmen häufig personalintensiv. Zugeschnittene Förderprogramme sind daher wichtig, um Anreize zu setzen. Entsprechende Elemente könnten auch bestehenden oder neu entwickelten Förderprogrammen wie dem BEW oder dem BEG hinzugefügt werden. Gleichzeitig sollte die Kapazität zur Umsetzung gestärkt werden, indem die Ausbildung von Fachpersonal forciert wird. Das würde auch ein weiteres Problem lösen: die Digitalisierung und Datenerhebung auf der Verbraucherseite sollte dringend vorangetrieben werden, um Netztransformationen zu ermöglichen.

3. Übersicht konkreter Empfehlungen

In Tabelle G-1 werden die in den vorangegangenen Abschnitten ausführlich beschriebenen und anhand der Hemmnisanalysen hergeleiteten Empfehlungen zu den Instrumenten dargestellt.

Tabelle G-1: Überblick der analysierten übergreifenden Themen und Empfehlungen

Titel	Kritik	Empfehlung	Alternative oder Ergänzung
BEW	Langfristige auskömmliche finanzielle Ausstattung und Verlässlichkeit nötig	finanzielle Gesamtausstattung (1 bis 1,8 Mrd. EUR jährlich bis 2030) sicherstellen; Investitionssicherheit für Projekte mit langer Vorlaufzeit schaffen	ausreichende Förderhöhe je Projekt sicherstellen (z.B. 100 Mio. EUR)
WärmeLV	retrospektiver Benchmark als Vergleichswert ungeeignet	antizipierter Benchmark-Vergleichswert über Preisentwicklung (Brennstoffe und CO ₂)	...oder über standardisierten Referenzwert (für dezentrale Versorgung mit EE-Anteil)
BEHG	derzeitiger CO ₂ -Preis bzw. Preiskorridor nicht ausreichend, um Lenkungswirkung zu entfalten	Anhebung oder Abschaffung des Preiskorridors	
BEHG	fehlende Lenkungswirkung; Kostentragung nicht verursachergerecht	Keine oder nur partielle Umlage des CO ₂ -Preises auf Mieter*innen	Bestimmung des umlagefähigen Anteils abhängig vom energetischen Gebäudezustand
BEHG	finanzielle Doppelbelastung der nEHS (<20 MW)-KWK-Anlagen; Schlechterstellung ggü. Erdgaskesseln	Mechanismen zum Ausgleich von Zusatzbelastungen für kleinere KWK-Anlagen schaffen	
Strom für die Sektorkopplung	Betrieb von Wärmepumpen aufgrund hoher Strompreisbestandteile unwirtschaftlich	Strom für Wärmepumpen von staatlich induzierten Umlagebestandteilen befreien	

Strom für die Sektorenkopplung	Betrieb von PtH-Anlagen aufgrund hoher Strompreisbestandteile unwirtschaftlich	Strom für PtH von Umlagebestandteilen befreien, sofern EE-Strom verwendet wird	perspektivisch jeglichen Strom für PtH von Umlagen befreien
KWKG	KWK-Anlagen sollten zur Ergänzung der EE-Wärmeerzeugung in geringem Umfang eingesetzt werden	Mittelfristig können mit steigenden EE-Anteilen im Strom- und Wärmemarkt Anpassungen/Ergänzungen erforderlich werden	Begrenzung der förderfähigen VBH oder anderweitige Anpassung der Fördersystematik
KWKG (iKWK)		gegenwärtiges Förderregime so ergänzen, dass auch rein erneuerbare KWK-/Wärmenetzsysteme ausreichend gefördert werden	Förderung für iKWK-Systeme weiter gestaffelt ansteigen lassen bis 100 % EE-Anteil
GEG	Flexibilität bei der Zuordnung von EE-Herkunft nötig, bessere Vermarktungsmöglichkeiten für EE-Fernwärme	HKN-System für Fernwärme; eigenständige PEF für grüne Fernwärme. Grüne HKN auch zum Nachweis der Erfüllung von Ordnungsrecht (z.B. EE-Nutzungspflicht).	Transformationspläne für FW werden bei der Nutzungspflicht bzw. bei der Ermittlung des PEF berücksichtigt.
BEG	Begrenzung der Förderung für Hausanschlüsse auf Netze mit derzeit bereits >25% bzw. >55% mindert Wirkung	Förderung für Wärmenetzanschluss auch bei entspr. Transformationsplan des FW-Versorgers	...bzw. auch bei entsprechendem EE-Anteil des über HKN kontrahierten Fernwärmevertrags.
BEG	Die BEG-Förderung von dezentralen Heizungen für Gebäude, die im Bereich eines Wärmenetzes liegen, ist kontraproduktiv, da die Wirtschaftlichkeit der Netz-Infrastruktur verschlechtert und so die instrumentelle Beschleunigungs- und Hebelwirkung der Dekarbonisierung von Wärmenetzen missachtet wird.	Dezentrale Heizungen für Gebäude, die im Bereich eines Wärmenetzes liegen, sollten von der Förderung ausgenommen werden.	
Wärmeplanung	Mangelnde Kohärenz, Effektivität und Effizienz der Wärmewende	Pflicht zur Wärmeplanung für Bund, Länder, und Kommunen	

In Tabelle G-2 sind die technologiespezifischen Empfehlungen zu den Instrumenten dargestellt. In der Spalte „Verknüpfung“ stehen die konkreten Instrumente, bei denen aus Sicht der Gutachter eine Anpassung oder eine neue Lösung erforderlich ist.

Tabelle G-2: Überblick der analysierten technologiespezifischen Themen und Empfehlungen

Titel	Empfehlung	Verknüpfung
Abfall	Errichtung neuer MVAs und EBKWs ausschließlich an Standorten mit geeigneten Wärmeabnehmern	Genehmigungsrecht; Wärmeplanung
Abfall	Flexibler und wärmegeführter Betrieb mithilfe von Wärmespeichern oder Lagerung der Primärrohstoffe	
Abfall	Wärme aus der thermischen Abfallverwertung als unvermeidbare Abwärme klassifizieren, Abfall vom BEHG ausnehmen.	CO ₂ -Emissionsfaktor Siedlungsabfall LAK Energiebilanzen; CO ₂ -Emissionsfaktoren für Fernwärme; BEHG
Abwärme	Gezielte Ansiedlung von Produzenten (niederkalorischer) Abwärme in der Nähe von Wärmenetzen	Wärmeplanung
Abwärme	staatlicher Bürgschaften/Fonds zur Risikotragung im Fall der Insolvenz oder des anderweitigen Ausfalls des Abwärmeproduzenten	
Abwärme	Klarstellung, dass Abwasser aus industriellen Kühlprozessen eine erneuerbare Wärmequelle und für iKWK qualifiziert ist	GEG; § 2 Nr. 9a KWKG
Abwärme	Aufnahme von Abwärme in Form von anderen Medien (konkret: Abluft) in die KWK-Förderung	KWKG
Solarthermie	Flächenscreenings und Kennzeichnung von Solarthermie-Vorrangflächen	Wärmeplanung; konkrete räumliche Festlegung in Beschlüssen zu den Wärmestrategien der Kommunen
Solarthermie	Pönanen in den iKWK-Förderbedingungen anpassen, z.B. eine rollierende Betrachtung der Erträge über mehrere Jahre	iKWK; KWKG; § 19 Abs. 5 S. 1 Nr. 1 KWKAusV
Tiefe Geothermie	Verbesserung der Förderbedingungen: Anheben der Obergrenze für die Anzahl (aktuell: 4) förderfähiger Tiefenbohrungen je Projekt; Anheben des Förderhöchstbetrags je Projekt auf 30 Mio. €	KfW-Förderprogramm 272 Erneuerbare Energie Premium; BEW
Tiefe Geothermie	Versicherung des Fündigkeitsrisiko über staatliche Fonds	
Tiefe Geothermie	Verbesserung der Datenlage; Identifizierung von Potenzialgebiete für Geothermie oder Aquiferwärmespeicher	Explorations- und Bohrdaten aus der Kohlenwasserstoffindustrie; staatlich finanzierte Bohrkampagnen

Großwärmepumpe	Investive und betriebliche Förderung	BEW
Großwärmepumpe	Verbesserter Zugang zu Wärmequellen, z.B. wettbewerbsrechtlicher Zugang zum Abwasser von Klärwerken	
Großwärmepumpe	Entwicklung von Planungsleitfäden und Mustergenehmigungen für Oberflächengewässer-Wärmepumpen	Genehmigungsverfahren
PtH	„Nutzen statt Abregeln“: Zeitliche Entfristung, perspektivisch auch Aufnahme der „Südre-gion“ in die Regelung	§13 6a; EEG 2021; EnWG-Reform 2021 Zu-LaV
PtH	„Nutzen statt Abregeln“: örtliche Verknüpfung zwischen PtH- und KWK-Anlage aufheben; Technologieoffenheit einführen	§13 6a
Biomasse	Klassifizierung von Altholz (Klassen I bis IV) als Biomasse.	
Biomasse	Einschränkung der förderfähigen Betriebsstunden von Biomasseerzeugern in Fernwärmesystemen; evtl. Ausnahmen für regional verfügbare nicht anderweitig nutzbare Biomasse	BEW
Wärmespeicher	Höhere Investivförderung für Wärmespeicher	BEW
Netz-/verbraucherseitige Technologien	Einführung neuer Förderprogramme bzw. neuer Elemente in Förderprogrammen (z.B. gebäudetechnische Maßnahmen, Digitalisierungsmaßnahmen)	BEW; BEG
Netz-/verbraucherseitige Technologien	Stärkung der Umsetzungskapazität durch Ausbildung von Fachpersonal	

1. Dekarbonisierung durch Einbindung klimaneutraler Wärmequellen

Die relevanten Dekarbonisierungsmaßnahmen für die Fernwärme sind: feste und gasförmige Biomasse, Solarthermie, Geothermie, Wasserstoff bzw. Power-to-Heat aus Erneuerbaren Energien, Umgebungswärme (nutzbar gemacht über Großwärmepumpen) und Abwärme. Die wichtigsten Aspekte der Maßnahmen sind in Form von Technik-Steckbriefen im Folgenden beschrieben. Die Maßnahmen wurden hinsichtlich der Aspekte Zielstellung und Potenziale, Beschreibung, Herausforderungen der Umsetzung sowie Möglichkeiten bzw. Schritte zur Einbindung analysiert.

1.1. Großwärmepumpe

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Der Einsatz von elektrisch betriebenen Großwärmepumpen (Groß-WP) kann zur Dekarbonisierung der Fernwärme durch den Einsatz von erneuerbarem Strom beitragen (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017), (Conrad, et al., 2017). Über die Jahresarbeitszahl ermöglicht der Einsatz von Groß-Wärmepumpen eine Reduktion des Endenergieverbrauchs im Vergleich zu alternativen Energieträgern (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017).

Insbesondere ein Einsatz in der Grundlast mit vielen Betriebsstunden ist sinnvoll, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013).

Groß-Wärmepumpen bieten die Möglichkeit zur Sekundärregelung und Minutenreserve, wenn sie in Kombination mit Wärmespeichern genutzt werden (Pehnt, et al., 2017).

Beschreibung der Maßnahme

Wärmepumpen können die thermische Energie eines ansonsten zu kaltem Mediums (z.B.: Umgebungswärme) unter Zuführung einer externen Antriebsenergie (Erdgas/Strom) für die Bereitstellung von Wärme nutzbar machen. Strom ist als relevantere Antriebsenergie für die vermehrte zukünftige Nutzung von Wärmepumpen anzusehen. (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017)

Die Effizienz der Wärmepumpen ist primär abhängig von der Zieltemperatur aber auch von der Temperatur des zu erwärmenden Energiestromes. Eine möglichst geringe Differenz beider führt zu den besten Wirkungsgraden. (Pehnt, et al., 2017), (Lambauer, et al., 2008), (Conrad, et al., 2017) Zur Erhöhung des Zieltemperaturniveaus und der Leistung ist es möglich, mehrere Wärmepumpen als Temperaturkaskade in Reihe oder parallel zu schalten (IFEU; GEF, 2013).

Herausforderungen der Umsetzung

Aufgrund der hohen Vorlauftemperaturen in Bestandsnetzen ist aktuell häufig kein effizienter Einsatz von Groß-Wärmepumpen möglich (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013), (Averlfalk, et al., 2017). Die Kosten für Strom sind aktuell deutlich höher als für die Referenzenergieträger Erdgas und Heizöl (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013). Die Unsicherheit bzgl. der Kostenentwicklung vermindert die Planungssicherheit (Pehnt, et al., 2017). Außerdem ist wegen großer Kältemittelmengen eine umfangreiche Genehmigung sowie eine Lüftungsanlage am Aufstellungsort benötigt. Zusätzlich bestehen hohe Anforderungen an die Absicherung von Kältemittelleckagen.

Nach (Pehnt, et al., 2017) besteht je nach Wärmequelle (v.a. bei erdgekoppelten Anlagen) ein hoher Flächenbedarf. Sondenfelder können jedoch überbaut werden, im Betrieb ist der

Flächenbedarf daher gering. Der Flächenbedarf für die Groß-Wärmepumpe selbst wird als nicht relevant beschrieben, da diese in Heizzentralen oder Kesselhäusern aufgestellt werden (IFEU; GEF, 2013). Die Schallemissionen von Luft-Wärmepumpen müssen bei der Standortfindung berücksichtigt werden. Der Platzbedarf für Luft-Wärmetauscher liegt bei ca. 150 m²/MW. Speicher werden in der Regel mit Temperaturen oberhalb der Vorlauftemperatur des Netzes beladen, sodass die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe zur Erreichung dieser Temperaturen abnimmt. Hier müssen Effizienz und Flexibilität abgewogen werden. (Pehnt, et al., 2017) Ob der Technologieeinsatz zu einer Emissionsminderung führt, hängt vom eingesetzten Strom und dessen Emissionsfaktor ab. Da hier der Strom-Deutschland-Mix anzusetzen ist, ist dies somit von den Entwicklungen auf dem Strommarkt abhängig.

Schritte für die technische Umsetzung

Im ersten Schritt sind Wärmenetze, in die Wärmepumpen effizient eingebunden werden können, zu identifizieren. Das Temperaturniveau des Netzes sollte dafür unter 90 °C liegen (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017). Der alleinige Einsatz in Sommermonaten oder fossile Nachheizung stellen weitere Optionen dar (IFEU; GEF, 2013). Insbesondere eignen sich also Neubaugebiete (Pehnt, et al., 2017) oder Sekundärnetze mit geringeren Vorlauftemperaturen (IFEU; GEF, 2013). Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, bedarf es eines möglichst konstanten Wärmebedarfs, auch an Wochenenden. Ist ein passendes Netz identifiziert, ist zu prüfen, ob der Platz für die Aufstellung ausreicht, um die Wärmequelle nutzen zu können. Gebiete am Stadtrand können die Flächenverfügbarkeit eher gewährleisten. (Pehnt, et al., 2017) Bei der Nutzung von Abwärme ist die Position der Quelle maßgeblich für die Einbringung der Wärmepumpe. In der Praxis wird angestrebt, die Wärmepumpe im bestehenden Anlagenpark zu lokalisieren, da hier geschultes Personal vor Ort ist und ggf. Abwärme von anderen Erzeugern genutzt werden kann.

1.2. Power-to-Heat

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Durch die Nutzung von Power-to-Heat kann das Abregeln erneuerbarer Stromerzeuger über Einspeisemanagement reduziert (IFEU; GEF, 2013) und das Stromnetz entlastet werden. Die Einbindung ermöglicht die Bereitstellung von Flexibilität für den Strommarkt, wobei die Vermarktung über den Stromhandel oder auf dem Regelleistungsmarkt erfolgt (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017).

Die Nutzung der Speicherkapazität der Fernwärme stellt eine günstigere Speichermöglichkeit dar als die Nutzung von anderen Speicherarten wie elektrischen oder chemischen Speichern. Künftig könnten die Anlagen als Backup und zur Ausregelung von Erzeugungsschwankungen anderer Wärmequellen genutzt werden.

Vereinzelte Power-to-Heat-Anlagen Verwendung als Hilfskessel für den Schwarzstart von Kohle- und Kernkraftwerken (Conrad, et al., 2017). Durch die flächendeckende Installation elektrischer Zusatzheizungen (und entsprechenden Wärmespeichern) kann die Integration von 7.000 bis 11.700 MW an erneuerbar erzeugtem Strom ermöglicht werden (Wünsch, et al., 2011).

Das Potenzial für Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg wird nach (IFEU; GEF, 2013) wie folgt abgeschätzt:

- 2020 ca. 94 GWh/Jahr
- 2030 ca. 340 GWh/Jahr

Beschreibung der Maßnahme

Als Power-to-Heat Anlagen werden vom Wortlaut alle Anlagen bezeichnet, welche aus Strom Wärme erzeugen. Allerdings sind meist nur Elektro(den)heizkessel gemeint, welche auch hier unter dem Begriff beschrieben werden.

In Elektrodenkesseln wird die Wärmeenergie über Elektroden erzeugt. Elektro(den)heizkessel wandeln Strom nahezu verlustfrei in Heißwasser oder Dampf um, wobei sie meist in der Mittelspannung eingebunden sind (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017).

In Elektrokesseln werden Heizstabbündel eingesetzt, welche einzeln oder in Kombination betrieben werden können (IFEU; GEF, 2013).

Die Anlagen können sehr steile Lastgradienten fahren und sind genau regelbar (Conrad, et al., 2017), wodurch sie bei Bedarf kurzfristig eingesetzt werden können.

Herausforderungen in der Umsetzung

Strom ist im Vergleich zu anderen Energiequellen sehr teuer, da für die Nutzung diverse Steuern und Umlagen anfallen. Daher müssen die Anlagen für den wirtschaftlichen Betrieb bei sehr niedrigen bis möglichst negativen Strompreisen betrieben werden. (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017) In Zeiten von negativen Strompreisen kommt es aktuell tendenziell zu einem Erzeugungsschwerpunkt in Nord(ost)deutschland aufgrund erhöhter Einspeisung aus Windkraftanlagen. Dies führt häufig zu Netzengpässen und Redispatchmaßnahmen. Ein Einsatz der Power-to-Heat-Anlagen im Norden kann daher systemdienlich sein (IFEU; GEF, 2013), wohingegen in Süddeutschland der Einsatz ggf. Netzengpässe verstärken kann.

Die CO₂-Bilanz ist dadurch zu optimieren, dass die Anlagen primär in Zeiten einer hohen Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugern eingesetzt werden. Je nach Betriebszeiten der Anlagen (speziell Nutzung von nicht-regenerativem Strom) können diese eine schlechte CO₂-Bilanz aufweisen (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017).

Der Regelleistungsmarkt ist für PtH-Anlagen aktuell nicht attraktiv, bestehende Anlagen werden eher im Intraday-Markt, im Zusammenhang mit iKWK oder im Kontext von §13 6a (EnWG) eingesetzt.

Möglichkeiten zur Einbindung

Aufgrund der hohen erreichbaren Temperaturen sind die Anlagen ohne große konstruktive Aufwände in die Wärmeversorgung integrierbar. Meist werden sie direkt in der Heizzentrale aufgestellt (IFEU; GEF, 2013), da hier die hohe erzeugte Wärmeleistung am besten abgeführt werden kann. Zusätzlich sollten die Anlagen an eine hydraulische Weiche angebunden werden, damit eine Einspeisung in Wärmespeicher und Wärmenetz möglich ist (IFEU; GEF, 2013).

Aufgrund des strom-getriebenen Einsatzes ist eine mittelfristige Einsatzplanung der Anlagen nicht möglich. Meist wird ausschließlich für den Folgetag geplant (IFEU; GEF, 2013) oder untertäglich reagiert.

Trotz sinkender Möglichkeiten der Vermarktung auf dem Regelleistungsmarkt steigt aktuell der Neubau der Anlagen im Bereich der Umsetzung von iKWK-Projekten.

Prinzipiell können die Anlagen als Temperaturbooster hinter Niedertemperatur-Wärmequellen dienen.

Der Einsatz von PtH-Anlagen, welche in Netzen ohne relevante Wärmespeicherkapazitäten betrieben werden, ist nur eingeschränkt möglich. Bei Abruf negativer Regelleistung sollen die PtH-Anlagen kurzfristig hochfahren. Ohne Wärmespeicher müssen die anderen FW-Er-

zeugereinheiten (z.B. KWK, Kohle) ebenfalls heruntergeregelt werden, deren Laständerungsgeschwindigkeiten sind aber geringer. Ggf. werden diese dann in einem Teillastbetrieb ineffizient und das erneute Anfahren dauert länger.

1.3. Geothermie

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Die sich natürlich nachgenerierende Erdwärme kann genutzt werden, um Strom und Wärme zu erzeugen oder auch nur eine der beiden Energieformen. Die sinnvollste Anwendung hängt vom verfügbaren Temperaturniveau und der Verbrauchsstruktur in der räumlichen Umgebung ab. (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017)

Rein für hydrothermale Geothermie wird in (Conrad, et al., 2017) aus (Clauser & Elsner, 2015) ein entsprechendes nutzbares Potenzial von 7,2 TWh/a ausgewiesen, allerdings werden mittlerweile auch andere Geothermiearten verstärkt untersucht. Eine ausführliche Potenzialbeschreibung für die Nutzung von Geothermie in der Fernwärme findet sich außerdem in (Sandrock, et al., 2020).

Tabelle H-1: Technisches Potenzial hydrothermaler Geothermie und Nutzbarkeit nach Regionen nach , und (Pehnt, et al., 2017) beschreibt das technische Potenzial und die Nutzbarkeit nach Regionen in Deutschland.

Tabelle H-1: Technisches Potenzial hydrothermaler Geothermie und Nutzbarkeit nach Regionen nach (Kayser & Kaltschmitt, 1998), (Sandrock, et al., 2020) und (Pehnt, et al., 2017)

Region	Technisches Potenzial nach (Kayser & Kaltschmitt, 1998)	Technisches Angebotspotenzial nach (Sandrock, et al., 2020) ¹	Nutzbarkeit gemäß (Pehnt, et al., 2017)
Molassebecken	244 TWh/a	98 TWh/a	Günstige Bedingungen
Norddeutsches Becken	139 TWh/a	158 TWh/a	Nicht explizit genannt
Oberrrheingraben	167 TWh/A	23 TWh/a	Eingeschränkt gute Bedingungen

¹unter Ausschluss von Wasserschutzgebieten, Naturschutzgebieten und Nationalparks, bei einer Injektionstemperatur von 35 °C

Beschreibung der Maßnahme

Bei der Nutzung der Geothermie wird zwischen tiefer und oberflächennaher Geothermie unterschieden, wobei letztere meist nur in Kombination mit einer Wärmepumpe für Heizzwecke nutzbar ist (IFEU; GEF, 2013). Tiefe Geothermie beinhaltet die Nutzung von Erdwärme in Tiefen von 1.000 bis 5.000 m (UNEP, 2015), (Clauser & Elsner, 2015).

Es besteht eine hohe Verlässlichkeit bei ganzjähriger Nutzbarkeit und einer langen Nutzungsdauer der Anlagen (UNEP, 2015), (Kaltschmitt & Bohnenschäfer, 2008). Technisch sind Stimulationsmaßnahmen zur Erhöhung der Förderrate möglich (Heumann & Huenges, 2017).

Arten der Nutzung tiefer Geothermie und (falls verfügbar) erreichbare Temperaturniveaus sind (IFEU; GEF, 2013):

- hydrothermale Geothermie, 40 °C bis 150 °C
- petrothermale Systeme (Enhanced Geothermal System; Hot-Dry-Rock),

- tiefe Erdwärmesonden

Die Integration erfolgt je nach Temperaturniveau direkt in den Vorlauf als auch als Rücklaufanhebung. Die Anlagen können sowohl als Grund- als auch als Mittellast eingesetzt werden. (IFEU; GEF, 2013)

Zur Maximierung des Ertrages sind möglichst niedrige Rücklauftemperaturen im Fernwärmesystem wichtig. Zur weiteren Absenkung der Rücklauftemperaturen kann eine Wärmepumpe hinter den Wärmetauscher zur Fernwärme eingebunden werden. (IFEU; GEF, 2013)

Herausforderungen der Umsetzung

Für einen wirtschaftlichen Betrieb ist ein Einsatz bei hohen Vollaststunden notwendig und das Vorhandensein eines Wärmenetzes vorteilhaft (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017). Es kann sein, dass Thermalwasser die eingebrachte Förderinfrastruktur (z.B. Pumpen) angreift (IFEU; GEF, 2013), sodass Teile unter hohem Aufwand gewechselt werden müssen. Vor Testbohrungen müssen fundierte hydrogeologische Gutachten erstellt werden, um das Fündigkeitsrisiko zu minimieren (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017). Dies besteht bei positivem Ergebnis der Untersuchung reduziert weiter. Für Untersuchungen und Umsetzung fallen hohe Investitionskosten an (Conrad, et al., 2017), welche ein immenses wirtschaftliches Risiko bedeuten können.

Es bestehen Akzeptanzprobleme aufgrund von negativen Ereignissen in der Vergangenheit (Pehnt, et al., 2017). Diese Ereignisse sind für die Bevölkerung schwer verständlich. Bohrungen können seismische Aktivitäten verursachen und insbesondere in der Bauphase entsteht ein hoher oberirdischer Platzbedarf. Die Projektentwicklungszeit beträgt ca. 5 bis 7 Jahre (Heumann & Huenges, 2017), je nach Komplexität auch länger.

Möglichkeiten und Schritte zur Einbindung

Die Integration erfolgt je nach Temperaturniveau direkt in den Vorlauf als auch als Rücklaufanhebung. Die Anlagen können sowohl als Grund- als auch als Mittellast eingesetzt werden. (IFEU; GEF, 2013) Zur Maximierung des Ertrages sind möglichst niedrige Rücklauftemperaturen im Fernwärmesystem wichtig. Zur weiteren Absenkung der Rücklauftemperaturen kann eine Wärmepumpe hinter den Wärmetauscher zur Fernwärme eingebunden werden. (IFEU; GEF, 2013)

Die Nutzungsrechte für die tiefe Geothermie, sogenannte „Claims“, müssen bei den zuständigen Behörden beantragt werden.

1.4. Abwärme

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Ein Ziel der Abwärmeeinbindung ist die Dekarbonisierung des Wärmesektors durch Nutzung von ohnehin anfallender sonst ungenutzter Wärme (Pehnt, et al., 2017).

Die Nutzung von Abwärme erhöht die Ausnutzung des Energieträgers des zugrundeliegenden Prozesses und leistet so einen Beitrag zur Primärenergieeinsparung (IFEU; GEF, 2013). Zusätzlich kann durch die Nutzung der Abwärme eine aktive Kühlung des Prozesses und somit Energieverbrauch vermieden werden (Pehnt, et al., 2017).

Um die Distanz zwischen Wärmequelle und -senke zu reduzieren, kommen hauptsächlich Siedlungsgebiete in Frage, die in vertretbarer Entfernung von Industrie- oder Gewerbegebieten liegen, da hohe Transportleitungslängen die Wirtschaftlichkeit gefährden. (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013)

Beschreibung der Maßnahme

Wärme, die als Nebenprodukt ohne zusätzlichen Einsatz fossiler Brennstoffe anfällt und bei Nicht-Nutzung an die Umgebung abgegeben wird, wird als Abwärme bezeichnet (Pehnt, et al., 2017). Abwärme kann in vielfältiger Form und auf verschiedenen Temperaturniveaus vorliegen (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017).

Die Nutzung von Abwärmequellen ist dann sinnvoll, wenn ein kontinuierlicher Prozess mit entsprechendem Abwärmepotenzial vorhanden ist. Dies ist Grundvoraussetzung, um die Installation zusätzlicher Wärmeerzeugungskapazitäten zu vermeiden, die bei einem unsicheren und diskontinuierlichen Prozess unumgänglich sind. (IFEU; GEF, 2013)

Fernwärmeversorger haben nach (Pehnt, et al., 2017) wegen der Konkurrenz zu bestehenden eigenen Erzeugungsanlagen kein Interesse am externen Wärmezukauf. Hier ist in den letzten Jahren ein relevanter Wandel zu beobachten, eine Konkurrenzsituation kann aber in Einzelfällen entstehen.

Vertraglich muss sichergestellt werden, dass die Wärme über den Abschreibungszeitraum der Investition abgenommen wird (Pehnt, et al., 2010). Die Erschließung der Abwärme durch Dritte führt zu Transaktionskosten und zusätzlichen Investitionen. Unterschiedliche Erwartungshaltungen bzgl. Vertragslaufzeiten von Netzbetreiber und Unternehmen erschweren die Umsetzung. (Pehnt, et al., 2017)

Verfügbarkeit von Abwärmequellen

Zur Verfügbarkeit von Wärmequellen und -bedarfen von Abwärme gibt es Potenzialkarten. Drei dieser Karten werden im Folgenden kurz charakterisiert.

Pan-European Thermal Atlas 4.3 (erstellt für Heat Roadmap Europe), (Universitäten Flensburg, Aalborg und Halmstad, 2018)

- Beinhaltet:
 - Konventionelle Abwärme
 - Abwasser-Abwärme
 - U-Bahn Abwärme
 - Biomasse
 - Geothermie
 - Fokus: Wärmebedarfe & Wärmenetzregionen
- Herausforderung:
 - Undurchsichtige Datenbank und Aufarbeitung der Daten

Hotmaps (Hotmaps Consortium, 2020)

- Beinhaltet:
 - Gebäudeflächen und Wärmebedarfe
 - Bevölkerung
 - Klimatische Bedingungen
 - Potenzial verschiedener potenzieller erneuerbarer Wärmequellen
 - Industrielle Abwärmepotenziale
- Herausforderung:
 - Die Handhabung ist recht kompliziert, aber ein Tutorial auf der Homepage vorhanden
- Ausblick:
 - Die Förderung Horizon 2020 soll genutzt werden, um Schulungen zum Tool durchzuführen

Energie Atlas Bayern (Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2011)

- Beinhaltet Potenziale von:
 - Abwärme, speziell Abwasser-Abwärme
 - Biomasse
 - Geothermie
 - Solarenergie
 - Wind & Wasserkraft
- Herausforderung
 - Die Unternehmen tragen ihre Abwärmeströme eigenständig ein
 - Viele Unternehmen fehlen (Zeit- und Wissensmangel) oder machen potenziell Fehleinschätzungen
- Ausblick
 - Aktuell gibt es eine starke Initiative des Bayerischen Staatsministeriums, um die Datenbank zu erweitern
 - Kooperation mit Energieeffizienz-Netzwerken und Ergebnissen aus Pflichtaudits möglich

Neben den beschriebenen Potenzialkarten gibt es viele regionale Untersuchungen zu Abwärmequellen (bspw. für NRW oder Hamburg). In der Regel sind lokale Abwärmequellen bekannt und die entsprechenden Firmen werden aktiv angesprochen.

Temperaturniveaus Abwärme

Die Nutzung von Abwärmequellen ist dann sinnvoll, wenn ein kontinuierlicher Prozess mit entsprechendem Abwärmepotenzial vorhanden ist. Dies ist Grundvoraussetzung, um die Installation zusätzlicher Wärmeerzeugungskapazitäten zu vermeiden, die bei einem unsicheren und diskontinuierlichen Prozess unumgänglich sind. (IFEU; GEF, 2013)

Herausforderungen der Umsetzung

Eine ausreichende Datengrundlage zu Abwärmepotenzialen ist oft nicht vorhanden (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013). Die Nutzung wird durch die Unkenntnis über räumliche und zeitliche Übereinstimmung von Wärmeangebot und –nachfrage beeinträchtigt (Pehnt, et al., 2010). Außerdem ist das Temperaturniveau bestehender Netze für eine effiziente Einbindung von Abwärme aktuell oft zu hoch (Pehnt, et al., 2017). Die Entfernung von Wärmequelle zu –senken, ebenso die Bereitschaft der Betriebe reduziert das nutzbare Potenzial. Produktionsschwankungen, Werksferien und Kurzarbeit schränken eine gleichbleibende Abwärmelieferung ein.

Fernwärmeversorger haben nach (Pehnt, et al., 2017) wegen der Konkurrenz zu bestehenden eigenen Erzeugungsanlagen kein Interesse am externen Wärmezukauf. Hier ist in den letzten Jahren ein relevanter Wandel zu beobachten, eine Konkurrenzsituation kann aber in Einzelfällen entstehen. Es entsteht ein Konfliktpotenzial durch die Verdrängung von Wärme aus KWK-Anlagen in der Grundlast (IFEU; GEF, 2013). Dies gilt auch für weitere Grundlast-Wärmequellen wie Abfall-Abwärme oder Geothermie.

Vertraglich muss sichergestellt werden, dass die Wärme über den Abschreibungszeitraum der Investition abgenommen wird (Pehnt, et al., 2010). Die Erschließung der Abwärme durch Dritte führt zu Transaktionskosten und zusätzlichen Investitionen. Unterschiedliche Erwartungshaltungen bzgl. Vertragslaufzeiten von Netzbetreiber und Unternehmen erschweren die Umsetzung. (Pehnt, et al., 2017) Wärmeerzeugung ist nicht Kerngeschäft der Abwärmeproduzenten, die zumeist produzierende Unternehmen sind (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013). Es herrscht ein Mangel an betrieblichem Wissen und Personalkapazität auf Seiten der Industrie, sodass kein Fokus auf der Nutzung von Abwärmepotenzialen liegt (Pehnt, et al., 2010). Die Abwärme muss komplett besichert werden, die Gewährleistung der Produktion geht vor (Pehnt, et al., 2017). Informationen zu Prozessumstellung und Wartungsarbeiten müssten für eine optimale Einbindung der Abwärme mit zeitlichem Puffer an

den Fernwärmeversorger weitergeleitet werden. Diese Kommunikation ist erfahrungsgemäß nicht leicht durchzusetzen.

Möglichkeiten und Schritte zur Einbindung

Die Abwärme kann direkt über Wärmetauscher in das Netz eingespeist werden oder auch in Kombination mit einer Groß-WP, um das Temperaturpotenzial zu erhöhen (IFEU; GEF, 2013). Je nach Prozess entstehen industrieseitig Wärmequellen – und senken auf unterschiedlichen Temperaturniveaus.

1.5. Biomasse

Zielstellung der Maßnahme

Ziel der Einbindung von Biomasse ist die Erzeugung von (Hochtemperatur-)Wärme durch eine klimaneutrale Wärmequelle. Somit kann das Temperaturniveau bestehender Fernwärmenetze bei gleichzeitiger Dekarbonisierung aufrechterhalten werden. (IFEU; GEF, 2013)

Die Nutzung von Biomasse in Heizzentralen im Gegensatz zu dezentraler Nutzung ermöglicht den Einsatz von Fraktionen mit höherem verfahrenstechnischem Aufwand (z.B. Rinde, Stroh) (Pehnt, et al., 2017). Die zentrale Nutzung von Biomasse ermöglicht außerdem einen systemdienlichen Einsatz stromgeführter KWK. (Pehnt, et al., 2017)

Die verlustarme Speicherbarkeit von Biomasse ermöglicht eine flexible Wärmeerzeugung. Grundsätzlich ist sie sowohl tageszeitlich als auch jahreszeitlich bedarfsorientiert einsetzbar. (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013)

Beschreibung der Maßnahme

Generell wird eine Einteilung in feste (Rest-/Abfallstoffe und Anbaubiomasse), flüssige und gasförmige Biomasse vorgenommen. An zentralen Erzeugungsstandorten (Heizwerke und Heizkraftwerke) kann durch verschiedene Wandlungsprozesse aus Biomasse Wärme (und Strom) auf unterschiedlichem Leistungsniveau erzeugt werden. (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017)

Bei der Nutzung von Biogas wird aus biologischen Rohstoffen durch Vergärung in einem Fermenter Biogas gewonnen. Die dafür benötigte Wärme beträgt bis zu 40% der produzierten Wärme. Wird das Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet, kann das bestehende Gasnetz zur Verteilung genutzt werden. (IFEU; GEF, 2013)

Auch für Biomasseanlagen ist eine Temperaturabsenkung bei KWK-Anlagen in Hinblick auf die Stromerzeugung als positiv zu bewerten. (Pehnt, et al., 2017)

Eine direkte Nutzung des Biogases ist möglich, kann jedoch aufgrund anderer Zusammensetzung als Erdgas zu erhöhtem Wartungsaufwand der Anwendungstechnologien führen.

Potenziale

(IFEU; GEF, 2013) schätzt das Holzaufkommen 2020 aus Waldholz, Restholz und Landschaftspflege-Holz unter Berufung auf (Thrän, et al., 2011) auf 356 TWh/a ab. Die gesamte Holznutzung hingegen wird für 2020 mit rund 434 TWh/a prognostiziert, was durch eine Nutzung von ca. 75 TWh an Kurzumtriebsplantagen und rund 5 TWh an Stroh erreicht wird (Thrän, et al., 2011). Etwa 123 TWh/a werden im Wärmemarkt und 83 TWh/a im Strommarkt eingesetzt, während der Rest primär stofflich genutzt wird.

Für Biogas wird in (IFEU; GEF, 2013) basierend auf (Institut für Energetik und Umwelt, gemeinnützige GmbH, 2007) eine nutzbare Fläche von 2,8 Mio. Hektar für 2020 abgeschätzt, woraus ein Angebot von 126 TWh abgeleitet wird. Zusammen mit tierischen Exkrementen und Streu entsteht ein Gesamtpotenzial von 160 TWh/a.

(Hermann, et al., 2014) und (Knebel & Kunz, 2014) gehen von einem nachhaltigen Biomassepotenzial in Deutschland von etwa 278 TWh aus. Da schon die Industrie einen nicht-elektrifizierbaren Wärmebedarf in dieser Größenordnung aufweist (Blesl & Kessler, 2013), wird in (Conrad, et al., 2017) von keiner zusätzlichen Biomasse-Verfügbarkeit für die Fernwärme ausgegangen.

In (Sterchele, et al., 2020) wird davon ausgegangen, dass die Biomassenutzung für Gebäudebeheizung bis 2050 kaum mehr Verwendung findet.

(Kemmler, et al., 2020) beziffert das nachhaltige inländische Biomassepotenzial mit 333 TWh/a.

(Gebert, et al., 2018) beziffert die maximal nachhaltig verfügbare Menge zur energetischen Nutzung mit 333-361 TWh/a unter Bezugnahme auf (Hermann, et al., 2014). Eine Fokussierung dieses Potenzials auf den Industriesektor wird für sinnvoll erachtet.

(Purr, et al., 2019) geht von einem Ausstieg aus der energetischen Biomassenutzung aus. Die verbleibende Nutzung findet einzig im Industriesektor statt.

(Gerhardt, et al., 2019) fordert eine Nutzung von Biomasse neben Hochtemperaturanwendungen und stofflicher Nutzung auch in der Fernwärme. Das Potenzial aus (Hermann, et al., 2014) wird auch hier unterstellt.

Insgesamt wird die Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse zur energetischen Nutzung in einer Größenordnung von 280-360 TWh beziffert. Die Nutzung dessen wird hauptsächlich in der Industrie prognostiziert. Ein Überblick zu angenommenen Potenzialen findet sich im Anhang.

Die Emission von Luftschadstoffen, die bei der Verbrennung freigesetzt werden, ist insbesondere im städtischen Raum problematisch, was zu Akzeptanzproblemen führen kann (IFEU; GEF, 2013).

Herausforderungen der Umsetzung

Das Angebot an regionaler Biomasse aus nachhaltigem Anbau ist begrenzt. Der Anteil an überregionaler und internationaler Beschaffung steigt, wobei die Nachhaltigkeit nicht immer gewährleistet ist. (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013) Die Nutzung der begrenzt verfügbaren Biomasse zur Gebäudebeheizung steht – zumindest teilweise – in Konkurrenz mit den Sektoren Verkehr und Prozesswärme (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013). Dies wird aktuell noch dadurch bestärkt, dass der Einsatz von Biomasse in Neubauten weiterhin gefördert wird, obwohl diese Anwendung aus systemischer Sicht nicht sinnvoll ist. Die Nutzung von Anbau-Biomasse ist umstritten (Tank-Teller-Diskussion). Die geänderte Landnutzung zum Biomasseanbau kann die Treibhausgasemissionen steigern. (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013)

Die Emission von Luftschadstoffen, die bei der Verbrennung freigesetzt werden, ist insbesondere im städtischen Raum problematisch, was zu Akzeptanzproblemen führen kann. Bei zentralen Anlagen besteht zusätzlich die Herausforderung der Lieferlogistik und des Platzbedarfes der Lagerung. (IFEU; GEF, 2013)

Möglichkeiten zur Einbindung

Die Einbindung kann mit ähnlichen Parametern wie bei fossilen Erzeugern erfolgen, auch die Regelstrategie des Netzes kann in der Regel erhalten bleiben, wenn von zentralen Erzeugungsstandorten eingespeist wird (IFEU; GEF, 2013).

In der Regel werden KWK-Anlagen – im Eigenverbrauch – auf den Grundlastbetrieb ausgelegt, um durch hohe Vollbenutzungsstunden die Wirtschaftlichkeit zu verbessern. Bei einer Einspeisung des produzierten Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung sowie der Wärme in Nah- und Fernwärmenetze (KWK in der öffentlichen Versorgung) werden die

KWK-Anlagen häufig strommarktbasiert gefahren, wenn entsprechende Wärmepufferkapazitäten im Wärmenetz selbst und/oder Wärmespeicher zur Verfügung stehen. Eine weitere Option ist die Mitverbrennung von Biomasse in bestehenden konventionellen Heiz(kraft)werken. (IFEU; GEF, 2013) Die Verbrennung von Biomasse eignet sich durch die hohen Temperaturen zur Spitzenlastdeckung, beispielsweise auch im Winter in der Fernwärme.

Biogasanlagen werden häufig in räumlicher Nähe zur Quelle des Substrats errichtet, diese befinden sich häufig am Stadtrand (IFEU; GEF, 2013).

Wegen des gestaffelten Auslaufens der EEG-Vergütung für Biogasanlagen wird bereits bis 2030 von einer verstärkten Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz ausgegangen.

1.6. Solarthermie

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Die Nutzung von Solarthermie ermöglicht, solare Strahlung zur Trinkwarmwassererwärmung und Heizungsunterstützung einzusetzen. Somit erlaubt die Solarthermie die Erzeugung von Gebäudewärme ohne direkte Treibhausgasemissionen. (IFEU; GEF, 2013) Die Nutzung von Solarthermie stellt eine Wärmequelle mit geringen Betriebskosten dar, da nur ein Bedarf für Pumpstrom besteht (Conrad, et al., 2017).

Der nutzbare Solarthermie-Potenzial großer Anlagen wird

- von (IFEU; GEF, 2013) langfristig auf 47 GW bzw. 27,8 TWh/a geschätzt (gleichbedeutend mit 5% der netzgebundenen Wärme in Europa).
- in systemischen Studien mit einem Einsatz in Deutschland von 0 und 60 TWh/a ausgewiesen (Conrad, et al., 2017).

Die Einbindung der solaren Wärme erfolgt meist über verglaste Flachkollektoren (FK) oder Vakuumröhrenkollektoren (VRK). Das erreichbare Temperaturniveau beträgt je Technologie (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013):

- ca. 20 – 80 °C bei FK
- bis zu 120 °C bei VRK

Eine geringe Zieltemperatur ist für die effiziente Nutzung solarer Wärme zielführend, eine niedrige Rücklauftemperatur führt zu einer höheren Aufheizspanne und erhöht damit den Ertrag (IFEU; GEF, 2013):

- FK: Vorlauftemperaturen sollten 70-80 °C, Rücklauftemperaturen 60 °C nicht überschreiten.
- VRK: Vorlauftemperaturen bis 100 °C und Rücklauftemperaturen bis 80 °C sind möglich.

Beschreibung der Maßnahme

Die Einbindung der solaren Wärme erfolgt meist über verglaste Flachkollektoren (FK) oder Vakuumröhrenkollektoren (VRK).

Der erforderliche Wärmetauscher zwischen Primär- und Sekundärkreis führt zu Temperaturverlusten von etwa 5 K (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013). Eine geringe Zieltemperatur ist für die effiziente Nutzung solarer Wärme zielführend, eine niedrige Rücklauftemperatur führt zu einer höheren Aufheizspanne und erhöht damit den Ertrag (IFEU; GEF, 2013).

Die Verfügbarkeit liegt schwerpunktmäßig in den Sommermonaten, ist fluktuierend und nur geringfügig regelbar (IFEU; GEF, 2013), (Pehnt, et al., 2017), (Conrad, et al., 2017).

Herausforderungen der Umsetzung

Vor- und Rücklauftemperaturen dürfen je nach Kollektor spezifische Temperaturen nicht überschreiten (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013), (Conrad, et al., 2017). In der Regel ist die Kombination mit einem weiteren Wärmeerzeuger notwendig (Pehnt, et al., 2017), (Conrad, et al., 2017).

Im Winterbetrieb sind die Anlagen aufgrund der Rahmenbedingungen höchster Vorlauftemperaturen bei sinkendem Potenzial für die Wärmeerzeugung für den direkten Einsatz ungeeignet (IFEU; GEF, 2013). Im Sommer kann Konkurrenz mit den Grundlast-Technologien wie Abwärme, Biomasse, Geothermie und Müllverbrennung entstehen (IFEU; GEF, 2013). Saisonale Speicher sind also nötig, um die Wärmemengen im Winter nutzen zu können (Pehnt, et al., 2017), (Conrad, et al., 2017).

Ein geeigneter weiträumiger Standort zur Aufstellung großer Freiflächenanlagen und evtl. saisonaler Speicher ist erforderlich, was zu Akzeptanzproblemen führen kann (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013). Der Leitungsbau zur Versorgung von Ballungsräumen basierend auf Anlagen außerhalb führt zu Kosten und Verlusten (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013).

Möglichkeiten und Schritte zur Einbindung

Es besteht die Möglichkeit zur Einbindung an eine zentrale Erzeugungsanlage. Dies geschieht entweder über die parallele Erwärmung eines Teilstroms oder in Reihe zur konventionellen Erzeugung, die als Nachheizung eingesetzt werden kann. (IFEU; GEF, 2013) Die Wärme kann sowohl direkt in die Wärmeversorgung eingebunden werden (Sommerfall) oder auch als Wärmequelle für eine Wärmepumpe dienen (kalte Übergangszeit / Winterfall).

Solarthermieranlagen können als zusätzliche Erzeuger in bestehende Netze auch räumlich getrennt vom zentralen Erzeuger eingebaut werden. Die Temperaturvorgaben der Heizkurve müssen dabei eingehalten werden, um eine Vorlaufabkühlung zu vermeiden. (IFEU; GEF, 2013)

Die Einbindung als ein „solares Sekundärnetz“ bietet sich an, wenn in der Nähe eines bestehenden Netzes ein Neubaugebiet geplant wird. Die Gebäudetechnik des Neubaus kann dann an die geringeren Temperaturen angepasst werden und das Primärnetz zur Spitzenlastdeckung dienen. (IFEU; GEF, 2013)

1.7. Wasserstoff

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Ziel der Einbindung ist die Erzeugung von (Hochtemperatur-)Wärme durch eine klimaneutrale Wärmequelle. Somit kann das Temperaturniveau bestehender Fernwärmenetze bei gleichzeitiger Dekarbonisierung aufrechterhalten werden. Weiterhin ist Wasserstoff relativ gut verlustfrei speicherbar.

Die „Nationale Wasserstoffstrategie“ sieht den Einsatz von Wasserstoff in Anwendungsfällen vor, wo keine Alternativen vorhanden sind. Somit ist Verfügbarkeit für Niedertemperaturwärme wahrscheinlich begrenzt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020). Trotzdem müssen in einer klimaneutralen Energiewirtschaft im Jahr 2050 mit sehr großen Erzeugungskapazitäten auf Basis von Wind und Photovoltaik zur Realisierung von Versorgungssicherheit im Strommarkt Stromerzeugungskapazitäten für den Fall von hohen Residuallasten vorgehalten werden (73 GW nach Prognos (2020)). Diese Kapazitäten werden durch – bis 2050 – abnehmende Vollbenutzungsstunden geprägt sein. KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung tragen zur gesicherten Leistung bei. Unabhängig da-

von, dass die Vollbenutzungsstunden der KWK-Anlagen zurückgehen werden, kann mit diesen Anlagen ein Beitrag für die Versorgungssicherheit im Strommarkt bei gleichzeitiger Erzeugung von Fernwärme aus einem erneuerbaren Brennstoff (Wasserstoff oder einem auf grünen Wasserstoff basierenden Kohlenwasserstoff) erfolgen.

Potenziale

Der Wasserstoff soll langfristig vor allem über Elektrolyse mittels erneuerbarem Strom und Wasser hergestellt werden. Gemäß der „Nationalen Wasserstoffstrategie“ sind in Deutschland angestrebt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020)

- Bis 2030: Produktion von 14 TWh Wasserstoff, 5 GW Elektrolyseleistung (20 TWh EE-Strom)
- Bis 2035 (spätestens 2040): weitere 5 GW Elektrolyseure
- Zusätzlich ist eine Verstärkung von Energiepartnerschaften mit zukünftigen Wasserstoffexporteuren angestrebt.

Beschreibung der Maßnahme

Wasserstoff wird gemäß seiner Herkunft in verschiedene Farbstufen kategorisiert (siehe Abbildung 13). Der Fokus für die Nutzung in der zukünftigen Energieversorgung liegt auf der Herstellung grünen Wasserstoffs, die anderen Farbstufen werden meist als Übergangslösungen gesehen. Diese Übergangslösungen sind relevant, damit Anwendungstechnologien bereits auf Wasserstoff umgestellt und somit getestet werden können, bevor grüner Wasserstoff in adäquaten Mengen und zu entsprechenden Preisen verfügbar ist.

Der Wasserstoff kann sowohl in Brennstoffzellen als auch in „H₂-ready“-Heiz(kraft)werken eingesetzt werden. Weiterhin kann der Wasserstoff im Erdgasnetz beigemischt werden, wobei technisch mögliche Anteile in der Literatur unterschiedlich eingeschätzt werden.

Herausforderungen der Umsetzung

Auch in anderen Anwendungsbereichen als der Fernwärmeversorgung wird Wasserstoff als wichtiger Lösungsbaustein für die Erreichung der Energiewende angesehen, wobei die Potenziale limitiert sein werden. Kostenschätzungen für Wasserstoff gehen stark auseinander, tendenziell ist mit recht hohen Preisen im Vergleich zu aktuellen Energieträgern zu rechnen. Es wird angenommen, dass die Wirkungsgrade der Elektrolyseure zunehmen, der Gesamtwirkungsgrad von der Stromerzeugung hin zur Wärmebereitstellung wird jedoch vergleichsweise gering bleiben.

Die Heiz(kraft)werke müssen zu sogenannten „H₂-ready“-Anlagen umgerüstet oder neu gebaut werden. Ist dies erfüllt, kann Wasserstoff v.a. zur Abdeckung von Spitzenlast in der Fernwärme und zur Stabilisierung des Stromsystems flexibel eingesetzt werden. Insbesondere müssen die Heiz(kraft)werke in Zukunft neben einem reinen Betrieb mit Wasserstoff auch mit höheren H₂-Anteilen im Erdgasnetz arbeiten können.

Aktuell existiert noch keine übergreifende Infrastruktur für die Verteilung von Wasserstoff.

Möglichkeiten zur Einbindung

Die Einbindung von Wasserstoff kann entweder über eine Beimischung in bestehende Gasnetze oder über reine Wasserstoffnetze erfolgen. Es ist davon auszugehen, dass Wasserstoff primär in KWK-Anlagen eingesetzt wird, welche in ihrer Funktion auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit im Strom- und Wärmesektor leisten können.

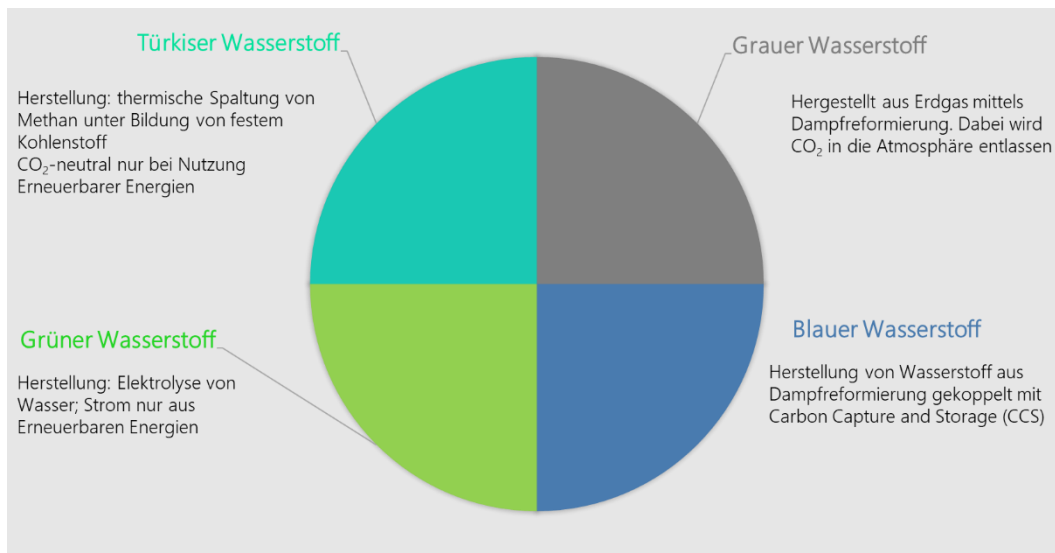


Abbildung 13: Die "Farbpalette" des Wasserstoffs

2. Fernwärme-Transformationsmaßnahmen für die Ermöglichung der Integration klimaneutraler Wärmequellen

Die Transformationsmaßnahmen zur Ermöglichung der Integration klimaneutraler Wärmequellen sind einteilbar in verschiedene Themengebiete. Im Rahmen dieser Studie betrachtete relevante Maßnahmen sind infrastrukturelle Anpassungen (Temperaturabsenkung, Variation von Temperaturniveaus sowie Kaskadenschaltung), verbrauchsseitige Anpassungen (optimierte Hausanschlussstationen und Gebäudetechnik) und die Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch zur Erzeugungsoptimierung. Zusätzlich betrachtet werden die Kopplung des Wärmenetzes mit Kältebedarfen sowie die Zusammenarbeit des Fernwärmeverstärkers mit lokalen Akteuren, die Gestaltung der Fernwärmebepreisung und optimiertes Monitoring und Steuerung analysiert. Ausführliche Steckbriefe zu den Transformationsmaßnahmen sind im Folgenden dargestellt. Wie auch die Dekarbonisierungsmaßnahmen wurden die Transformationsmaßnahmen hinsichtlich der Aspekte Zielstellung und Potenziale, Beschreibung, Herausforderungen sowie Schritte zur Umsetzung analysiert.

2.1. Temperaturabsenkung

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale – Fokus Vorlauf

Ziel der Maßnahme ist die effiziente Einbindung von erneuerbaren Energien und industrieller Abwärme (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015) sowie die potenzielle Effizienzsteigerung thermischer Kraftwerke (Köfinger, et al., 2015). Eine Temperaturabsenkung in Teilnetzen ermöglicht die schrittweise Absenkung großer Bestandsnetze (IFEU; GEF, 2013). Eine Absenkung der Temperatur führt zu einer Reduktion der Verteilverluste (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015), (IFEU; GEF, 2013), (LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Hamburg Institut, 2013). Es wird der Einsatz von Polymermediumrohren anstatt Kunststoffmantelrohren oder Stahlrohren ermöglicht (hierdurch können Kosteneinsparungen erreicht werden) (Pehnt, et al., 2017). Geht mit der Temperaturabsenkung eine Absenkung der Temperaturschwankungen einher, reduziert dies die thermische Belastung des Netzes, erhöht die Lebensdauer und reduziert die Leckagebildung. (Dalla Rosa, et al., 2014)

Beschreibung der Maßnahme – Fokus Vorlauf

Fokus der Ausführungen ist die Absenkung der Systemtemperaturen im Bestandsnetz, da im Neubau direkt mit niedrigeren Temperaturen geplant werden kann.

Es besteht ein großer Aufwandsunterschied zwischen den beiden Fällen, wenn das Temperaturniveau über den geforderten Temperaturen durch Radiatoren und Trinkwarmwasser bleibt, dann ist ein Umbau der Hausübergabestation notwendig oder wenn das Temperaturniveau weiter reduziert werden soll als aktuell geforderte Temperaturen durch Radiatoren und Trinkwarmwasser. Dann ist ein immenser Umbau der Heiztechnik (z.B. Radiatoren) notwendig, daher ist eine solche Absenkung im Bestand irrelevant. Aufgrund des hohen technischen Aufwandes ist die Absenkung der Temperatur in einem gesamten Netz nur langfristig möglich. Daher wird die Temperatur meist zunächst in geeigneten Netzbereichen abgesenkt, um lokal die Vorteile einer reduzierten Vorlauftemperatur auszuschöpfen. (IFEU; GEF, 2013)

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale – Fokus Rücklauf

Neben den auch beim Fokus Vorlauf genannten Zielen der effizienten Einbindung von erneuerbaren Energien und Abwärme, sowie der schrittweisen Umstellung großer Bestandsnetze und der Reduktion von Verteilverlusten ist insbesondere Ziel der Rücklauf Temperaturabsenkung die Verhinderung des „Aussteigens“ von Erzeugern sowie eine Kapazitätssteigerung im Netz, wenn der Temperaturunterschied zwischen Vor- und Rücklauf erhöht wird.

Beschreibung der Maßnahme

Fokus der Ausführungen ist auch hier die Absenkung der Systemtemperaturen im Bestandsnetz, da im Neubau direkt mit niedrigeren Temperaturen geplant werden kann. Bei der Untersuchung der Möglichkeiten zur Absenkung der Rücklauftemperaturen ist folgende Trennung relevant:

Bezogen auf die Gebäudeheizung ist die Absenkung der Rücklauftemperatur abhängig von der Gebäudetechnik (Heizflächen, verbaute Bypässe), Einstellungen/Schaltungen der Fernwärme-Kundenanlage sowie Wärmebedarf und somit Witterung.

Bezogen auf die Trinkwarmwasserbereitung ist die Erreichung niedriger Rücklauftemperaturen ganzjährig möglich bei einem Einbau moderner Anlagentechnik (Vorwärmung, zweistufige Wärmetauschersysteme etc.)

Eine Rücklauf Temperaturabsenkung erfordert Investitionen auf der Verbraucherseite, Ursachen hoher Rücklauftemperaturen liegen in der Technik der Hausübergabestation oder der dahinterliegenden Gebäudetechnik.

Organisatorische Schritte für die Umsetzung

1. Bestimmung des erreichbaren Mehrwertes durch eine Temperaturabsenkung
2. Identifikation von Netzen mit geeigneten Eigenschaften („Kriterien für Wahl geeigneter Netzbereiche“)
3. Genaue Analyse der Gegebenheiten vor Ort durch Aufnahme geeigneter Messdaten
4. Genauere Betrachtung der vorhandenen Hausanschlussstationen und der Gebäudetechnik
5. Prüfung von Förderrahmen für die Versorgungsumstellung
6. Bestimmung der Akteure und Verträge (Inhalt und Laufzeit)
7. Priorisierung der Kunden und Maßnahmen
8. Bezifferung möglicher Einsparmöglichkeiten, welche an den Kunden weitergegeben werden könnten
9. Erstellung eines Vermarktungskonzeptes und Kundenansprache

10. Durchführung von Maßnahmen zur Ermöglichung der Temperaturabsenkung, dann Umsetzung der Temperaturabsenkung
11. Nach der Umsetzung bedarf es eines kontinuierlichen Monitorings

Schritte für die technische Umsetzung

1. Optimierung der Gebäudetechnik
2. Optimierung der Hausanschlussstation

2.2. Optimierte Anschlussstation

Abgrenzung Hausanschlussstation und Gebäudetechnik

Die Hausstation setzt sich als Bindeglied zwischen Hausanschlussleitung und Hausanlage aus Übergabestation und Hauszentrale zusammen (Nussbaumer, et al., 2020).

Teil der Hausstation sind bei indirektem Anschluss u.a. (Nussbaumer, et al., 2020):

- Mengengrenzer/Differenzdruckregler
- Wärmemengenzähler
- Wärmeübertrager
- Pumpe
- Absperrventile

Die Eigentumsgrenze liegt in der Hausstation und ist vertraglich zu definieren (Nussbaumer, et al., 2020).

Die Hausanlage bzw. Gebäudeinstallation umfasst (Nussbaumer, et al., 2020) Rohrleitungssystem, Heizflächen, Armaturen.

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Durch die Optimierung von Hausanschlussstationen werden eine Temperaturabsenkung in Vorlauf und Rücklauf sowie die damit assoziierten Vorteile ermöglicht (Lund, et al., 2014), (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015), (Springer, et al., 2020).

Optimierte Hausübergabestationen können auch ausschließlich durch die Ermöglichung der Temperaturabsenkung im Rücklauf die Effizienz steigern (Wirths, 2008), (Köfinger, et al., 2015), (Averlfalk, et al., 2017).

Ein Anlagentausch oder eine Nachrüstung ermöglicht unter anderem einen höheren Grad an Digitalisierung. Als selbstlernende Systeme können Hausanschlussstationen so ihren Teil zur Optimierung der Fernwärmeversorgung beitragen. Vor- und Rücklauftemperaturen können reduziert werden sowie der Betrieb der Erzeugungsanlagen durch geregeltes Lastmanagement von Speichern optimiert werden. (Lund, et al., 2014), (Springer, et al., 2020).

Beschreibung der Maßnahme

Nach (Averlfalk, et al., 2017) ist zu unterscheiden zwischen:

- einer Optimierung bestehender Anlagen durch einfache Anpassungen,
- Anlagentausch.

Die zur Optimierung bestehender Systeme dienlichen Punkte sollten auch beim Anlagentausch berücksichtigt werden (Averlfalk, et al., 2017).

Bei Optimierung bestehender Systeme & Anlagentausch zu beachtende Aspekte

Defektes instabiles Reglerverhalten oder fehlerhaft eingestellte Regelungen können die Rücklauftemperatur erhöhen. Die eingebauten Regler und Ventile sind daher korrekt einzustellen und regelmäßig zu überprüfen. (Wirths, 2008), (Köfinger, et al., 2015), (Averlfalk, et al., 2017).

Das Durchströmen der Station ohne Anforderung (Ventilabschluss) ist zu vermeiden (Wirths, 2008). Eine nachträgliche Isolation der Rohre vermindert die Verluste in der Station (Köfinger, et al., 2015). Die Einbindung von Volumenstrom-/ Rücklauftemperatur-begrenzern bietet Kontrolle über die Rücklauftemperatur (Köfinger, et al., 2015). Monitoring und Einflussnahme auf das Temperaturniveau können durch die Implementierung und Nutzung von Reglern mit digitalem Lese- und Schreibzugriff für den Versorger realisiert werden (Springer, et al., 2020).. Eine Erhöhung der Zahl der Übertragungseinheiten (NTU) des Wärmetauschers ist vorteilhaft (Averlfalk, et al., 2017)..

Herausforderungen

Wenn die Hausanschlussstation in Besitz des Kunden ist, muss vom Versorger ein Anreiz geschaffen werden, die Anlage auszutauschen oder zu modernisieren (Pehnt, et al., 2017).

Ist die Anlage im Besitz des Versorgers, müssen die Einsparungen durch eine optimierte Anlagentechnik die Mehraufwendungen zur Modernisierung aufwiegen (IFEU; GEF, 2013).

Die Lebensdauer der Übergabestationen liegt bei 20 Jahren, ein Austausch vor Ende der Lebensdauer ist in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich. Eine Anpassung an veränderte Temperaturniveaus muss also mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf erfolgen oder zumindest geplant werden. (Pehnt, et al., 2017)

Im Bereich der Digitalisierung müssen Anforderungen aus dem Datenschutz eingehalten werden (Springer, et al., 2020)..

Der Einsatz von Volumenstrombegrenzern (auf Basis zu hoher Rücklauftemperaturen) kann zu Konflikten mit den Kunden führen (Köfinger, et al., 2015), (Wirths, 2008).

2.3. Optimierte Gebäudetechnik

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Um die Temperatur des Fernwärmenetzes zu reduzieren, können gebäudeseitige Heizsysteme, die in der Lage sind, geringe Vorlauftemperaturen zu nutzen und niedrige Rücklauftemperaturen zurückzuliefern, einen Beitrag leisten (Lund, et al., 2014), (Averlfalk, et al., 2017).., (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015).

In besonderem Maße eignen sich Neubauten mit groß dimensionierten Flächenheizungen, aber auch sanierte Bestandsgebäude können durch die dadurch überdimensioniert gewordenen Radiatoren geringere Temperaturniveaus nutzen (Lund, et al., 2014), (Pehnt, et al., 2017), (Averlfalk, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015).

Beschreibung der Maßnahme

Durch die Reduktion von offenen Bypässen oder Anpassung von Heizkurven sind bereits ohne großen Aufwand positive Rückwirkungen auf das Primärsystem möglich.

Wird die Vorlauftemperatur reduziert, müssen die Heiztechnik und die Trinkwarmwassererwärmung an das abgesenkte Temperaturniveau angepasst werden (Lund, et al., 2014), (Averlfalk, et al., 2017).. Um den thermischen Komfort aufrecht zu erhalten, ist das Vorhandensein großer Wärmeübertragerflächen notwendig. Dies können entweder Fußboden-, Wand- oder auch Deckenheizungen sein, aber ebenso zu groß dimensionierte Radiatoren. (Lund, et al., 2014), (Pehnt, et al., 2017), (Averlfalk, et al., 2017).., (Köfinger, et al., 2015)

Im Bereich der Trinkwarmwasserversorgung kann eine Reduktion der Leitungsvolumina und der Verzicht auf Speicher dazu beitragen, die Legionellenproblematik auf geringerem Temperaturniveau zu umgehen (Lund, et al., 2014), (Averlfalk, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015).

Es ist zwischen Industrie- und Wohngebäuden zu unterscheiden. Bei ersteren kann ein Eingriff in die Wärmeverteilung für Prozesse (z.B. Reihenschaltung von Verbraucher) möglich sein, wenn sich die Umstellung für den Betrieb wirtschaftlich darstellen lässt.

Herausforderungen

Flächenheizungen haben zwar bei Neubauten einen sehr großen Anteil, der nachträgliche Einbau bei Sanierungen ist allerdings sehr aufwendig. Da Flächenheizungen in Bestandsgebieten oft fehlen, können diese nicht an Niedertemperaturnetze angeschlossen werden, woraus niedrigere Anschlussquoten und somit Wirtschaftlichkeit resultieren. (Pehnt, et al., 2017) Für die Ableitung von Eingriffen in die Gebäudetechnik ist eine fundierte Bestandsbetrachtung essenziell. Diese findet in der Regel nur statt, wenn die Versorgung Schwächen aufweist.

Schritte für die technische Umsetzung

Eine geringinvestive Maßnahme zur Absenkung des Temperaturniveaus ist der hydraulische Abgleich (Springer, et al., 2020), (Pehnt, et al., 2017), (Averlfalk, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015), (Wirths, 2008). Die Sicherstellung einer korrekten Funktion der Thermostatventile und die Reduktion von Bypass- und Zirkulationsverlusten stellen weitere Maßnahmen geringeren Eingriffs dar (Averlfalk, et al., 2017). Eine Anpassung des Nutzerverhaltens (Wirths, 2008) oder steuerungstechnische Optionen wie eine Vermeidung der Nachtabenkung (Averlfalk, et al., 2017) oder der Schnellaufheizung im intermittierenden Betrieb (Wirths, 2008) sind weitere Optionen. Ungeregelte Bypässe zwischen Vor- und Rücklauf sind zu entfernen (Wirths, 2008). Die Umstellung von Einrohr- auf Zweirohrheizung trägt zur Absenkung der Rücklauftemperatur bei (Averlfalk, et al., 2017), (Wirths, 2008).

2.4. Variation von Temperaturniveaus

Zielstellung der Maßnahme

Ziel ist die Verknüpfung der Vorteile einer Temperaturabsenkung mit der bedarfsgerechten Wärmebereitstellung bei hohen Temperaturen (z.B. räumliche/zeitliche Begrenzung von Prozesswärmebedarf bei hohen Temperaturen).

Die Einbindung von saisonal verfügbaren EE-Quellen, z.B. Solarthermie, wird effizienter gestaltet bzw. erleichtert. Ein weiteres Ziel ist die Erhöhung des Temperaturniveaus bei Spitzenlasten, um bei gleichem Volumenstrom eine erhöhte Leistung bereitzustellen (Reduktion des Strombedarfs der Umwälzpumpen).

Beschreibung der Maßnahme – räumliche Variation

Zum Teil gehen von einem zentralen Heizwerk der Fernwärmeversorgung verschiedene unabhängige Versorgungsstränge aus. In diesem Fall werden hier bereits unterschiedliche Heizkurven hinterlegt, damit je Netz ein möglichst geringes, aber dem Bedarf entsprechendes Temperaturniveau gefahren werden kann.

Eine weitere räumliche Variation erfolgt meist nur durch die Absenkung des Temperaturniveaus in einem Sekundärnetz gegenüber dem Primärnetz.

Beschreibung der Maßnahme – zeitliche Variation

In den meisten Fernwärmenetzen wird bereits eine unterjährige Anpassung des Temperaturniveaus umgesetzt. Hierbei wird gemäß einer festgelegten Heizkurve die Vorlauftemperatur gesteigert, wenn die Außentemperatur sinkt.

In einigen Wärmenetzen besteht zudem schon eine untertägige Temperaturvariation. Bei dieser wird das Temperaturniveau zu den Spitzenlastzeiten morgens und abends erhöht.

Bisher erfolgt die Variation der Temperaturen zumeist oberhalb von 90 °C.

In einzelnen Quartieren wird bereits eine intervallweise Abschaltung von Wärmenetzen durchgeführt. Hierbei werden dezentrale (Trinkwarmwasser-)Speicher in Intervallen gefüllt, außerhalb derer das Wärmenetz nicht betrieben wird. (Hammer, et al., 2017) Diese Variation könnte in Neubausiedlungen daraufhin erweitert werden, dass auch im Winter untertags niedrige und in Intervallen höhere Temperaturen gefahren werden.

Um hier die Wärmeverluste zu reduzieren, kann nach Beladung der dezentralen Speicher das Netz aktiv mit kaltem Wasser befüllt und das warme Wasser in einem Speicher gelagert werden (Köfinger, et al., 2015).

Herausforderungen

Genauere Kenntnis über die Bedarfe (Lastverlauf und Temperaturniveaus) ist notwendig, um eine geeignete Steuerungslogik zu implementieren.

Bei höherem Bedarfsverhalten als prognostiziert, muss das System schnell nachsteuern können, um den Bedarf weiterhin komplett decken zu können.

Im Falle großflächiger Wärmenetze muss beachtet werden, dass eine Zeitverzögerung zwischen Steuerungen in der Heizzentrale und Ankunft der Steuerungsergebnisse beim Verbraucher vorliegen.

Die Kostenreduktion durch Umsetzung der intelligenten Steuerung muss den Aufwand der Entwicklung und Implementierung der Steuerungslogik übertreffen.

Eine steigende Anzahl an Steuerungslogiken steigert die Komplexität des Gesamtsystems.

Eine Erhöhung der Temperaturschwankungen im Netz erhöht die thermische Belastung des Netzes und reduziert somit die Lebensdauer (Dalla Rosa, et al., 2014).

Schritte für die technische Umsetzung – analog zu „Temperaturabsenkung“

1. Bestimmung des erreichbaren Mehrwertes durch eine Temperaturabsenkung
2. Identifikation von Netzen mit geeigneten Eigenschaften - Zusätzlich zu „Kriterien für Wahl geeigneter Netzbereiche“ detaillierte Analyse des Zeitverlaufs des Wärmebedarfs im Versorgungsgebiet (Leistungen und Temperaturniveaus) und Zuordnung einzelner Bedarfsprofile zu Netzsträngen
3. Genaue Analyse der Gegebenheiten vor Ort durch Aufnahme geeigneter Messdaten
4. Genauere Betrachtung der vorhandenen Hausanschlussstationen und der Gebäudetechnik
5. Prüfung von Förderrahmen für die Versorgungsumstellung
6. Bestimmung der Akteure und Verträge (Inhalt und Laufzeit)
7. Priorisierung der Kunden und Maßnahmen
8. Bezifferung möglicher Einsparmöglichkeiten, welche an den Kunden weitergegeben werden könnten
9. Erstellung eines Vermarktungskonzeptes & Kundenansprache
10. Durchführung von Maßnahmen zur Ermöglichung der Temperaturvariation, dann Umsetzung der Temperaturvariation
11. Nach Umsetzung kontinuierliches Monitoring

2.5. Einbindung großer Wärmespeicher

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Ziel der Einbindung großer Wärmespeicher ist die (saisonale) Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch zur Erhöhung der Einbindung von Wärme aus klimaneutralen Wärmequellen, speziell Solarthermie und Abwärme (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013).

Sie dienen generell zur Unterstützung der Versorgungssicherheit und als hydraulische Weiche (IFEU; GEF, 2013).

Es wird ein möglichst hohes Verhältnis des Speichervolumens zu dessen Oberfläche angestrebt, um die Verluste minimal zu halten. Zudem sind wenige große Speicher kosteneffizienter als viele dezentrale Speicher. (Pehnt, et al., 2017)

In Kombination mit stromgekoppelten Wärmeerzeugern können durch die Einbringung großer Speicher Fluktuationen am Strommarkt reduziert (Pehnt, et al., 2017), (IFEU; GEF, 2013) bzw. Systemdienstleistungen erbracht werden.

Bei lokalen Engpässen im Netz in der Winterzeit können hinter der Engpassstelle liegende Speicher die Versorgung im entsprechenden Bereich unterstützen.

Aufgrund des hohen benötigten Volumens ist das Potenzial für oberirdische Speicher in dicht besiedelten Gebieten, wo die Fernwärme primär ausgebaut ist, als gering einzuschätzen. Die Möglichkeit der Nutzung unterirdischer Strukturen für die saisonale Speicherung ist stark von der vorhandenen Geologie abhängig (Pehnt, et al., 2017).

Beschreibung der Maßnahme

Saisonale Speicher weisen ein hohes Volumen und eine hohe Speicherkapazität auf, damit sie Wärme langfristig speichern und bei Bedarf wieder abgeben können.

Geeignete Materialien, mit welchen bereits saisonale Speicherung umgesetzt wird, sind (Pehnt, et al., 2017):

- Wasser in meist unterirdischen Stahlbetonbehältern – drucklos oder druckbehaltet
- Gestein oder Lehm (nutzbar mithilfe von Erdsonden)
- Aquifere - unterirdische wasserführende Gesteinsschichten
- Nutzung von Speichermedien wie Kies in einem Erdbecken-Wärmespeicher

Weitere diskutierte Formen der saisonalen Speicherung sind:

- Trassenmäntel von U-Bahnen

Eine Übersicht über Einsatzbereich, Speicherdauer, Speicherkapazität, Temperatur und Kosten bestimmter Speichertechnologien (Sternier & Stadler, 2014), (BINE Informationsdienst, 2001), (Maier, 2017), (Rundel, et al., 2013) gibt die folgende Abbildung. Weitere Informationen sind in (Kleinertz, et al., 2019) zu finden.

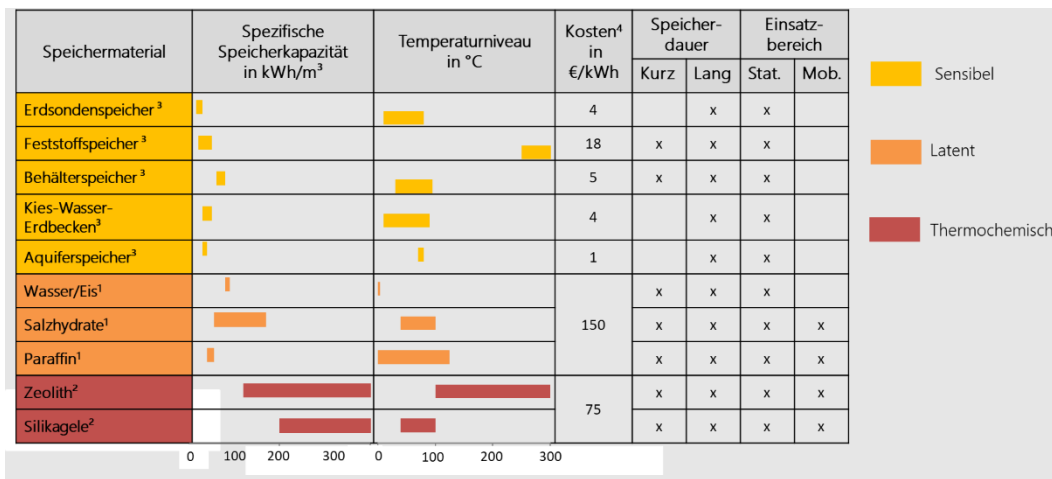


Abbildung 13: Auflistung möglicher Speichermaterialien und Kosten (Kleinertz, et al., 2019)

Weiterhin zu unterscheiden ist zwischen:

- Material des Speicherkörpers
- Druckverhältnisse (druckbehaftet/drucklos)
- Verortung (Übertage / Untertage)

Neben der Speichertechnologie ist die Speicherregelung Teil eines Speichersystems. Beispiele für die Speicherregelung sind neben der Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung:

- Häufig ist die Optimierung des Betriebs der Wärmeerzeuger auf einen kontinuierlichen Betrieb im optimalen Lastbereich Ziel der Regelung.
- Speziell für KWK-Anlagen und Wärmepumpen ermöglicht der Speichereinsatz eine strompreis- bzw. strommarktoptimierte Fahrweise
- Speziell bei dezentralen Speichern ist das Regelungsziel der Ausgleich von Lastspitzen des Verbrauchs zur Reduktion der benötigten Netzdimensionen

Ein Speicherkonzept wiederum kann mehrere Speichersysteme beinhalten. Beispiel wäre ein Konzept aus sowohl einem zentralen Speicher zur Optimierung des Betriebs der Wärmeerzeuger durch eine Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung (wahlweise mit Kombination verschiedener Speicher und Erzeuger an unterschiedlichen Standorten) als auch dezentralen Speichern zum Ausgleich von Lastspitzen. Die Abbildung 14 verdeutlicht das Zusammenspiel verschiedener Speichersysteme in einem Speicherkonzept.

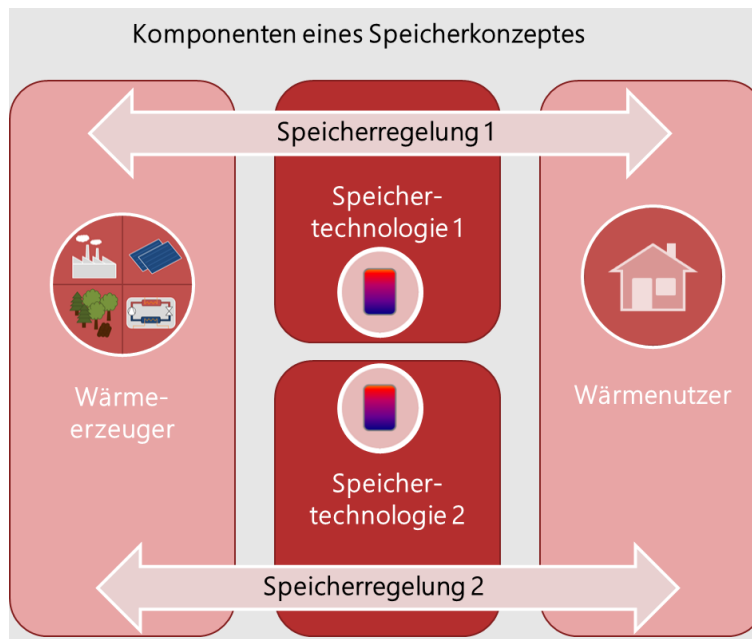


Abbildung 14: Komponenten eines Speicherkonzeptes

Organisatorische Schritte für die Umsetzung

1. Untersuchung, an welchen Positionen im Netz die Einbindung eines saisonalen Speichers sinnvoll wäre
2. Bestimmung minimal und maximal sinnvoller Speicherkapazitäten (und des geeigneten Temperaturniveaus)
3. Prüfung der räumlichen Gegebenheiten am identifizierten Standort (verfügbarer Platz für saisonalen Speicher, Eigentumsverhältnisse der Standorte)
4. Ansprache relevanter Stakeholder (z.B. Stadt-/Gemeinde-vertreter, Anwohner)
5. Untersuchung und ggf. Messung geologischer Bedingungen an präferierten Standorten
6. Zusammenfassen von Möglichkeiten der saisonalen Speicherung und ganzheitliche Bewertung anhand einer Nutzwertanalyse
7. Kommunikation und Diskussion der Ergebnisse mit relevanten Stakeholdern (z.B. Stadt-/Gemeindevertreter, Anwohner)
8. Umsetzung des insgesamt am positivsten bewerteten Konzeptes

Herausforderungen

Der Grundwasserspiegel sollte zuverlässig unterhalb des Bodens des Erdbeckenspeichers liegen und das Erdreich sollte als Böschung für die Wände des Speichers nutzbar sein. Es besteht ein hoher Platzbedarf für den Speicher selbst und für dessen Bau. (Pehnt, et al., 2017) Bei Speichern, welche unterirdisches Gestein nutzen besteht eine Herausforderung darin, dass auch wenn die Geologie an verschiedenen Orten ähnlich ist, die genauen Gegebenheiten immer vor Ort im Detail zu untersuchen sind.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudien fallen hohe Kosten für die Untersuchung geeigneter Gesteine an, obwohl hier die Möglichkeit negativer Prüfungsergebnisse besteht. Auf Grund der noch recht geringen Anzahl umgesetzter Projekte sind bisher nur wenige Erfahrungen und Experten zum Thema verfügbar (Pehnt, et al., 2017). Außerdem mangelt es an öffentlich verfügbaren Daten. Aktuell weist die Einbindung meist noch eine negative Kosten-/Nutzen-Bilanz aus.

2.6. Kaskadenschaltung von Verbrauchern

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Durch die temperaturweise Reihenschaltung von Verbrauchern soll der Rücklauf im Gesamtnetz weiter abgekühlt werden (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015). Somit sind alle Ziele der Absenkung der Rücklauftemperatur angestrebt. Weiteres Ziel ist die Verringerung des Pumpstromaufwands durch geringere umzuwälzende Massenströme (Pumpleistung mit der dritten Potenz des Volumenstroms abhängig) (Köfinger, et al., 2015).

Eine serielle (kaskadische) Wärmenutzung verringert den benötigten Fernwärmemassenstrom für die Versorgung und erhöht damit die transportierbare Wärmeleistung (Köfinger, et al., 2015). Ein Potenzial zur Umsetzung ist nur vorhanden, wenn Verbraucher mit einem geringeren Temperaturbedarf vorliegen (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015).

Eine entsprechende Einbindung ist nur sinnvoll, wenn hierdurch die Rücklauftemperatur im Netz tatsächlich abgesenkt werden kann oder bereits Netzenspässe bestehen.

Beschreibung der Maßnahme

Prinzipiell gibt es mindestens zwölf Ausgestaltungsvarianten:

- a. Die nachgelagerten Verbraucher werden statt an den Fernwärmeverlauf an den -rücklauf angeschlossen (Pehnt, et al., 2017), (Köfinger, et al., 2015).
- b. Der vorgelagerte Verbraucher speist seinen Rücklauf in den Fernwärmeverlauf ein, sodass diese Leitung als Transportnetz fungiert. Die nachgelagerten Verbraucher beziehen Wärme aus dem Fernwärmeverlauf. (Köfinger, et al., 2015)
- c. Die Verbraucher werden in den Rücklauf eines vorgelagerten Verbrauchers integriert (Köfinger, et al., 2015).
 - Diese Varianten können zum einen als Direktanschluss oder durch Entkopplung durch Schaffung eines Sekundärnetzes für den nachgelagerten Verbraucher umgesetzt werden (Köfinger, et al., 2015).
 - Die nachgelagerten Verbraucher können ebenfalls untereinander in Reihe oder parallel versorgt werden (Köfinger, et al., 2015).

Herausforderungen

Relevante Kriterien für die Einbindung des nachgelagerten Verbrauchers an den Rücklauf/ hinter den vorgelagerten Verbraucher (Köfinger, et al., 2015):

- Leistungs- und Energiebedarf der Abnehmer im Vergleich zur Anschlussstelle
- Erwartete Lastgänge für die Dimensionierung des Wärmeübertrags und somit dessen Effizienz

Bei allen Fällen besteht eine Abhängigkeit der Versorgung verschiedener Verbraucher, welche durch entsprechende Bypässe/Speicher abgesichert werden muss (Köfinger, et al., 2015). Bei Entnahme aus dem Rücklauf sollte die Hauptflussrichtung bei Rückeinspeisung bekannt sein (Köfinger, et al., 2015).

Organisatorische Schritte für die Umsetzung

1. Ermittlung des erreichbaren Mehrwertes durch die Absenkung der Rücklauftemperaturen
2. Bestimmung von geeigneten Gebieten für die Kaskadenschaltung sowie Distanz zwischen Hoch- und Niedertemperaturverbraucher (Köfinger, et al., 2015)
3. Bezifferung des kontinuierlich erreichbaren Mehrwertes durch die Kaskadenschaltung

4. Prüfung wie stark die Abhängigkeit der Verbrauchsgebiete untereinander ist und welche Maßnahmen notwendig sind, um Versorgungssicherheit immer zu gewährleisten (z.B. Einsatz dezentraler Speicher, Kopplung über gemeinsamen Schichtspeicher, Schaffung von Bypässen)
5. Ansprache relevanter Stakeholder, speziell angestrebte nachgelagerte Verbraucher
6. Direkte Einbindung: der Anschluss sollte über eine Einspritzschaltung mit Durchgangsregelventil erfolgen, wenn eine Regelung der Vorlauftemperatur notwendig ist (hier wird eigene Netzpumpe für NT-Netz notwendig) (Köfinger, et al., 2015)
7. Permanentes Monitoring des Gesamtsystems

2.7. Kopplung des Wärmenetzes mit Kälte

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Bereits bis 2030 wird eine deutliche Steigerung des Kältebedarfs prognostiziert (Heinrich, et al., 2014). Insbesondere in den Innenstädten der Großstädte ist mit einem wachsenden Bedarf zu rechnen (Krystallas, 2017), (State of Green, 2018). Die Relevanz geeigneter Lösungskonzepte zur Deckung des Kältebedarfes wird daher an Relevanz gewinnen.

Möglich ist die Nutzung dezentraler Kälteanlagen, an das Wärmenetz gekoppelter Kälteerzeuger oder von Fernkälte.

Die Leistungsbedarfe für Kälte treten hauptsächlich tagsüber (speziell mittags) auf, jene für Wärme speziell abends und morgens. Weiterhin treten Kältebedarfe meist in den Sommermonaten auf, während die Wärmebedarfe in den Wintermonaten dominieren. Somit ergänzen die Bedarfsprofile sich sowohl unterjährig als auch untertäglich. Durch Kopplung von Wärmenetzen und dezentraler Kältebereitstellung könnten Wärmenetze somit ganzjährig und untertäglich gleichmäßiger ausgelastet werden, wodurch die spezifischen Kosten reduziert werden.

Ein weiterer Vorteil der Kopplung von Wärme und Kälte ist der Umstand, dass alle

Kälteanlagen Rückkühlungseinheiten benötigen. Diese bei dezentralen Anlagen innerstädtisch zu realisieren, ist zum Teil schwierig (u.a. wegen hygienischer Anforderungen), sodass eine Kältezentrale außerhalb des Stadtzentrums Vorteile bietet.

Die Kopplung von Wärme- und Kältenetzen kann die Gesamteffizienz der Versorgung steigern. Wird die dezentrale Kälteerzeugung mit dezentralen PV-Anlagen gekoppelt, kann direkt emissionsfreier Strom verwendet werden. Prinzipiell kann dies auch zur Entlastung des Stromnetzes bei Erzeugungsspeaks beitragen, allerdings sind in städtischen Gebieten PV-Anlagen selten eine Herausforderung für das Verteilnetz.

Ein Vorteil der Nutzung von Abwärme aus Kälteanlagen für die Wärmebereitstellung im Wärmenetz über Wärmepumpen, besteht darin, dass diese Abwärme aus der Stadt hinaus transportiert wird. Mit einer zunehmenden Anzahl dezentraler Kälteeinheiten, wird auch eine steigende Menge an Abwärme in die Stadt eingebracht. Hierdurch kann es dazu kommen, dass sich das „Stadtklima“, welches sich durch eine höhere Temperatur in Innenstädten im Vergleich zum Randgebiet auszeichnet, verstärkt wird.

Beschreibung der Maßnahme

Möglichkeiten zur Kopplung von Wärme- und Kältebereitstellung sind:

- Absorptionskältemaschinen
- Adsorptionskältemaschinen
- Wärmepumpe

- Dessicative Evaporative Cooling (DEC)

Es existieren zwei Optionen zur gekoppelten Wärme- und Kälteversorgung (State of Green, 2018):

- Versorgung von dezentralen thermisch betriebenen Kälteanlagen über das Wärmenetz; insbesondere bei einzelnen Kälteverbrauchern interessant.
- Zentrale Kälteerzeugung und Verteilung mithilfe eines Kältenetzes; insbesondere bei einer räumlichen Häufung von Kälteverbrauchern, z.B. Innenstädte mit großem Anteil von GHD und Bürogebäuden oder Industriegebiete. (State of Green, 2018), (Schmidt-Pleschka & Milles, 2006)

Basis für die Entscheidung, wie die Bereitstellung der Kälte sinnvoll ist, ist die Kenntnis über die Abnehmerstruktur im betrachteten Gebiet und deren Entwicklung.

Eine weitere Möglichkeit zur Kopplung stellt die Abwärmenutzung dezentraler Kälteerzeuger dar.

Übergeordnete Herausforderungen

Aktuell wird Kälte meist vom Kälteverbraucher selbst erzeugt, z.B. über Splitgeräte oder über freie Kühlung. Dies hat oft wirtschaftliche Vorteile gegenüber Kältenetzen und liegt zudem komplett in der Hand des Kälteverbrauchers. Auch wenn der Bezug von zentraler Kälte wirtschaftlich ist, steht dem Anschluss von Kunden zum Teil auch gegenüber, dass diese meist keine genauen Kenntnisse über die resultierenden Kosten aus ihrem Kälteverbrauch haben. Der Stromverbrauch der Anlagen wird häufig nicht separat nachgehalten. Der Kältebedarf ist auf den Sommer konzentriert (Klimakälte), sodass viele Verbraucher den Großteil des Jahres nur minimalen Bedarf oder sogar keinen Bedarf haben.

Besondere Herausforderungen für den Bau von Kältenetzen

Der Aufbau eines Fernkältenetzes ergänzend zu einem Fernwärmenetz bedeutet einen erheblichen zusätzlichen Aufwand zur Bereitstellung der Infrastruktur. Ein Aufbau erfolgt also eher in Neubauquartieren als nachgerüstet im Bestand. Der Bau eines Kältenetzes bedeutet einen Eingriff in den Alltag der Anwohner durch Baumaßnahmen. Andere Baumaßnahmen am Wärmenetz und weitere Infrastrukturen sollten möglichst kombiniert werden, um die Belastung minimal zu halten.

Besondere Herausforderungen für die Wärmenetz-gekoppelte Kälteerzeugung

Die dezentrale Kälteerzeugung mit einzelnen an das Wärmenetz-gekoppelten Anlagen hingegen vermeidet zwar den Aufbau eines Netzes, allerdings ist der Aufwand zur Implementierung der dezentralen Kälteerzeuger höher. Insbesondere die Rückkühlung stellt eine Herausforderung dar, da diese sowohl optisch als auch lärmtechnisch negativen Einfluss auf das Stadtbild nehmen kann und insbesondere bei Denkmalschutz schwer umzusetzen ist. Absorptionskältemaschinen haben einen hohen Platzbedarf, sind komplex und meist nur wirtschaftlich, wenn eine kostengünstige Wärmequelle zur Verfügung steht (Müll, Geothermie).

Wenn dezentrale Wärmenetz-gekoppelte Kälteanlagen eingesetzt werden, können die Temperaturen im Netz gegebenenfalls im Sommer nicht mehr abgesenkt werden. Bei hohen Kältebedarfen kann es sogar sinnvoll sein, die Temperaturen im Wärmenetz mittags zu erhöhen.

Wird die Abwärme aus dezentralen Kälteerzeugern über Wärmepumpen in dem Wärmenetz nutzbar gemacht, muss diese im gesamten Netz verteilt werden, um genügend Abnehmer zu erreichen, da in den Sommermonaten eher schon ein Wärmeüberschuss besteht.

2.8. Abstimmung Fernwärmeversorger und lokale Akteure

Im Rahmen der Wärmewende sind viele Akteure involviert, welche den Erfolg entsprechender Projekte mit beeinflussen. Wichtig ist, dass diese Akteure frühzeitig in die Entscheidungsfindung eingebunden werden. So können die Ideen dieser direkt in die Überlegungen mit einbezogen werden und die resultierenden Entscheidungen besser mitgetragen werden. Zu beachten ist, dass Kommunikationsprozesse häufig langwierig sind, sodass früh agiert werden muss.

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Ziel ist die partnerschaftliche und enge Zusammenarbeit durch Kommune und kommunalen Unternehmen, da für die Wärmeplanung fundierte Kenntnisse sowohl über städtebauliche als auch energiewirtschaftliche Zusammenhänge erforderlich sind (Verband kommunaler Unternehmen e.V., 2018). Dies betrifft auch nicht-kommunale Versorgungsunternehmen, welche in der Kommune aktiv sind.

Laut (Verband kommunaler Unternehmen e.V., 2018) kann der Versorger das energiewirtschaftliche Know-how bereit stellen, während die Kommune in der Rolle eines übergeordneten Steuerungsorgans als Koordinator, Moderator und Organisator des Informationsaustausches zwischen den lokalen Akteuren fungieren kann. In der Praxis ist auch die Datenlieferung (z.B. Gebäudebestand, regional erwartete Bedarfsentwicklung) durch die Kommune essenziell. Durch die frühzeitige Kommunikation von kommunalen Entwicklungsplänen können langfristige Strategien zur Anpassung der benötigten Infrastruktur entwickelt werden. Hierdurch können „Stranded Investments“ minimiert werden.

Beschreibung der Maßnahme

Die Transformation der Wärmeversorgung ist als Multi-Akteurs-Prozess zu verstehen. Schlüsselakteure wie die Kommune selbst, vor Ort aktive Energieversorger und Wohnungsbaugesellschaften haben aufgrund ihrer jeweiligen Entscheidungsbereiche einen erheblichen Einfluss auf Richtung und Geschwindigkeit der lokalen Transformation. (Riechel & Koritkowski, 2017)

Die Transformation der Wärmeversorgung erfordert eine kooperative, gleichberechtigte, ehrliche und offene Zusammenarbeit dieser Akteure. Eine entsprechende strategische Abstimmung ist allerdings in vielen Kommunen in Deutschland noch wenig etabliert. (Riechel & Koritkowski, 2017)

Für manche Akteure können versteckte

Interessen handlungsleitend sein. Daher bietet Kenntnis über die Interessen einen Aufschluss über das Verhalten relevanter Akteure und kann potenziell ablehnendes Verhalten erklären und die Möglichkeit von Allianzen eröffnen. (Riechel, et al., 2017)

Herausforderungen

Verschiedene Akteure verfolgen unterschiedliche Interessen, welche gegenläufig sein können. Diese Interessen sind meist nur teilweise bekannt. Die Entwicklung gemeinsamer Strategien kann scheitern, wenn bei Schlüsselakteuren unterschiedliche Interessenlagen herrschen (Riechel, et al., 2017) oder diese nicht klar kommuniziert werden. Zusätzlich sind die persönlichen Beziehungen zwischen den individuellen Akteuren zu betrachten.

Die Berücksichtigung aller Interessen ist in der Praxis nahezu nicht umzusetzen, Ziel ist ein Kompromiss, den alle Parteien akzeptieren können.

Good practise Beispiel

Zwischen Versorger und Kommune finden in einer festen Runde regelmäßige Abstimmungen statt, in welcher strukturiert die neusten Planungen für die Stadt-/Infrastrukturentwicklung besprochen werden. Die tatsächlich sinnvolle Häufigkeit ist hierbei von den Umfeldbedingungen, wie der aktuellen Intensität des Städtischen Wandels.

Gemeinsam wird in Abstimmungsrunden grob überlegt, welchen Effekt die Entwicklungen haben und welche Lösungen für etwaige Herausforderungen gelten. Daten zu aktuellen Bedarfen und Bedarfsentwicklungen werden von den lokalen Akteuren gemeinsam erarbeitet, kontinuierlich aktualisiert und für die Zukunft prognostiziert. Durch einen Austausch auf Augenhöhe wird der Kontakt bei relevanten Themen auch zwischen den Treffen gesucht, sodass Herausforderungen frühzeitig angesprochen werden.

Schritte für die Umsetzung

Wesentliche Akteure sowie deren Handlungsorientierungen und -ressourcen sollten identifiziert werden (Riechel & Koritkowski, 2017).

Für die Verstetigung und Festigung des Kontaktes ist es wichtig, dass die Personen der Schlüsselakteure Zeit und Raum haben, sich untereinander zu vernetzen. Dies kann durch einen gleichbleibenden Teilnehmerkreis, regelmäßige Treffen und hier einzuplanende gemeinsame Mittagessen erreicht werden. In der Kommunikation ist es wichtig, dass die Akteure die Herausforderungen der anderen Seite ernst nehmen und versuchen, eine gemeinsame Lösung zu finden. Sollten eingefahrene Strukturen herrschen, kann der Einbezug eines neutralen Moderators helfen, die Kommunikation wieder zu verbessern.

Insbesondere in der Anfangsphase kann es sinnvoll sein, die Abstimmungen auf die beiden Parteien „Stadt“ und „Versorger“ zu komprimieren und nach und nach weitere lokale Akteure dazu zu holen. Eine Priorisierung der Stakeholder in Bezug auf den Gesamtprozess ist in Anbetracht der Vielzahl der Akteure anzustreben.

2.9. Gestaltung der Fernwärmebepreisung

Zielstellung der Maßnahme und Potenziale

Ziel ist die Steuerung des Nutzerverhaltens durch eine angepasste Fernwärmebepreisung. Hierdurch werden vor allem die Kosten, die dem Fernwärmeversorger für den Netzbetrieb entstehen, vergütet. Durch eine geeignete Strukturierung der Bepreisung, sollen Anreize an die Kunden gegeben werden, welche technische Optimierungen und Kostenreduktionen des Versorgungssystems ermöglichen.

Mögliche Kostenkomponenten und Ziel

- Grundpreis: Der Grundpreis basiert auf der Anschlussleistung/Heizlast des Gebäudes und kompensiert einen Teil der annuitätischen Kosten des Fernwärmeversorgers
- Der Arbeitspreis basiert auf dem Verbrauch des Kunden und ist häufig in Tarifzonen unterteilt, wie Sommer- und Wintertarif. Es soll damit angereizt werden, Verbräuche, welche in die Nebenlastzeiten verlagert werden können, zu verschieben.
- Leistungs-/Volumenpreis basiert auf der maximal bezogenen Wärmeleistung bzw. dem Volumenstrom des Gebäudes. Hohe Spitzenleistungen führen zu steigendem Bedarf von teuren Netztransportkapazitäten, Kunden sollen daher angeregt werden, Spitzenbedarfe gering zu halten. Die Umstellung von einem Leistungs- auf einen Volumenpreis kann Kunden motivieren, die Rücklauftemperatur abzusenken.
- Mögliche weitere Kostenkomponenten:

- Kosten für Hausübergabestationen - hier verschiedene Modelle der Anlagenbeschaffung und Kostenteilung
- Anschlusskosten an die Fernwärmeversorgung
- Dienstleistungs-/Messkosten
- Wartungskosten (wird zum Teil nicht vom Versorger angeboten)
- Bonus- oder Malus-Regelung, z.B. Bonus für eine reduzierte Rücklauftemperatur
- Emissionspreis nach BEHG

Herausforderungen

Ein Bonus-Malus-System ist besonders dann vielversprechend, wenn Hauseigentümer und -nutzer dieselbe Person sind. In anderen Fällen ist das Mieter-Vermieter-Dilemma hinsichtlich der Wirksamkeit einschränkend. Die Möglichkeit zur Nutzung eines Bonus- und vor allem eines Malus-Systems wird aktuell dadurch eingeschränkt, dass entsprechende Mehrtarif-Zähler eichrechtlich nicht zugelassen sind. Bei Bonussystemen sind die Kunden meist offen dafür, dass auch nicht-eichrechtlich zugelassene Zähler eingesetzt werden können.

Bei verschiedenen Kundengruppen können verschiedene Verrechnungsarten sinnvoll sein. Die Einbindung individueller Verrechnungsarten wäre zwar für einige Kunden, z.B. an kritischen Netzstellen, sinnvoll, diese umzusetzen wäre jedoch kompliziert und aufwändig.

Preisanpassungen benötigen einen gewissen zeitlichen Vorlauf vor der Umsetzung, sodass gewünschte Änderungen frühzeitig umzusetzen sind. Die Umstellung der Verträge selbst stellt zudem einen hohen administrativen Aufwand dar.

2.10.Optimiertes Monitoring und Steuerung

Beschreibung und Zielstellung der Maßnahme

Zur optimalen Einbindung fluktuierender klimaneutraler Wärmequellen und von stromgekoppelten Wärmeerzeugern wird die Anzahl relevanter Steuerungsgrößen in der Fernwärmeversorgung zunehmen. Auch die Frequenz von Steuerungshandlungen wird steigen, was eine kontinuierliche Kenntnis über verschiedene Größen (z.B. Strompreise, Verfügbarkeit der Wärmequellen, Bedarfe, ...) notwendig macht. Ein genaues Wissen über Kenngrößen des Netzes sowie Strom- und Wärmepreise ermöglicht eine präzise Steuerung der Anlagen je nach Steuerungsziel.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft eine komplexe Kopplung von Erzeugern und Speichern auf verschiedenen Temperaturniveaus.

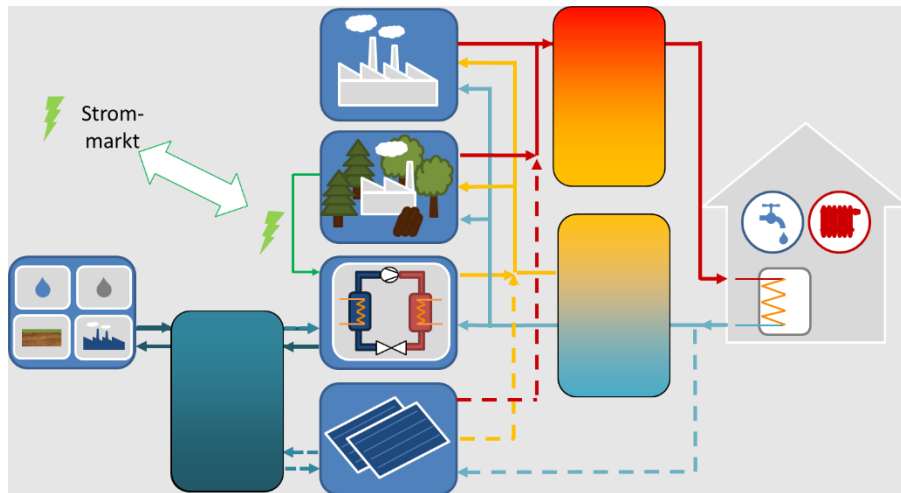


Abbildung 14: Wärme-Dispatch-Zentrale mit unterschiedlichen Wärmeerzeugern und -speichern (Kleinertz, et al., 2018)

Je nach Ziel der Steuerung sind unterschiedliche Größen in unterschiedlicher Genauigkeit und Häufigkeit zu messen. Das Ziel des Einbaus intelligenter Zähler ist die Reduktion der Verwaltungsarbeit bei der Erhebung und Handhabung von Zählerdaten. Häufigere Auslesung von Daten erlaubt, präzisere Bedarfsvorhersagen zu machen. Auch dem Endkunden können öfter ausgelesene Zählerdaten zugutekommen, da sie den Versorgern ermöglichen, auf den Kunden zugeschnittene Lösungen wie bspw. neue Abrechnungsmodelle anzubieten. Die Kenntnis über den Zustand des Leitungsnetzes ermöglicht es Verluste zu minimieren. Ein detaillierter Einblick in die Leistung bestimmter Bereiche und einzelner Gebäude im Versorgungsgebiet wird ermöglicht, sodass gezielt geeignete Kunden für Spitzenlastmanagement angesprochen werden können. (State of Green, 2018)

Schritte für Umsetzung

1. Festlegung des Ziels der Messung inkl. des möglichen Steuerungs- und Regelungskonzept basierend auf den Messgrößen und Steuerungszielen
2. Identifikation von relevanten Messgrößen und -stellen
3. Prüfung der vorhandenen Infrastruktur, an welche Messgeräte gekoppelt werden können, um Daten optimal zu versenden
4. Kontaktaufnahme zu Kunden
5. Einbau und Inbetriebnahme von Zählern
6. Nutzung und kontinuierliche Validierung der Messdaten

Herausforderungen

Vor dem Einbau von Messgeräten muss klar festgelegt sein, welche Daten in welcher Auflösung benötigt werden, um das Monitoring und die Steuerung der verschiedenen Netzkomponenten zu optimieren. Sind Messgeräte am Ende der Lebensdauer zu wechseln, sollte direkt auf intelligente Alternativen umgestellt werden. Allerdings ist aktuell noch nicht sicher, welche intelligenten Alternativen für die Zukunft besonders geeignet sind. Der Einbau digitaler Zähler und Messgeräte ist mit einem finanziellen Aufwand verbunden. Die entstehenden Aufwände müssen durch entstehende finanzielle Mehrwerte auf der Erzeugerseite kompensiert werden. Die Konzipierung, Erweiterung und Umsetzung entsprechender Konzepte, geht mit Personalbedarf und Kostensteigerungen für Monitoring und Steuerungseinheiten einher. Zu differenzieren ist auch zwischen Monitoring und Steuerung, während Monitoring bei allen Kundengruppen sinnvoll ist, ist eine Steuerung mit zusätzlichen Kosten verbunden und ist nur bei Großkunden eine reelle Option.

Anwendung von künstlicher Intelligenz (KI) in der Fernwärme

Die Einbindung von KI in die Fernwärmeversorgung ermöglicht eine Einbindung der Verbraucherstationen in den Optimierungsprozess des Fernwärmesystems (Teuffer, 2020). Auf Basis von Echtzeitmessungen können Bedarfslastgänge besser vorausgesagt und die Regelung der Gebäude prädiktiv optimiert werden, gegebenenfalls in Kopplung mit Smart Home Anwendungen. Darauf kann wiederum die Erzeugung zugeschnitten werden, inklusive einer Optimierung für den strommarktgetriebenen Betrieb.

Die Nutzung von KI ermöglicht auch eine Kappung der bedarfsseitigen Spitzenlast, u.a. durch die intelligente, prädiktive Nutzung der Gebäudemasse als thermischer Speicher für eine Verschiebung des Heizbedarfs ohne Beeinträchtigung des Raumklimas. Weiterhin können dezentral vorhandene Wärmespeicher für das Gesamtsystem optimiert werden. Die Reduktion der Spitzenlasten kann den Anschluss weiterer Kunden ohne Erweiterung der Netzinfrastruktur und der Erzeugerkapazitäten ermöglichen. (Teuffer, 2020)

Die automatische Auswertung von möglichen Fehlstellen im Netz, beim Verbraucher (Fokus Hausübergabestation) und evtl. sogar beim Erzeuger kann durch KI unterstützt und somit beschleunigt werden. Dies geschieht durch Identifikation von Anomalien in den Messwerten, gegenüber dem normalen Verhalten des Messpunktes bzw. dem Verhalten an anderen Messpunkten. Dies ermöglicht z.B. die Identifikation von Möglichkeiten zur Absenkung der Netztemperatur, insbesondere der Rücklauftemperatur.

Ausblick zu Digitalisierung

Die Lieferung grüner Fernwärme ist für die Versorgung von Neubauten mit Wärme eines geringen Primärenergiefaktors (PEF) relevant und zur Erfüllung von Kundenwünschen nach möglichst emissionsarmer Wärme. Hier können die Anwendung der Blockchain-Technologie oder anderer dezidierterer Messungen prinzipiell dazu dienen, Herkunftsnachweise in der Fernwärme und damit die Lieferung „grüner Fernwärme“ zu ermöglichen.

Die Herausforderung besteht darin, dass entsprechende Lösungen noch im Detail geprüft, und vielfältig umgesetzt werden müssen, damit ein Markt hierfür entstehen kann. Auch wenn dieser Markt etabliert ist, wird es weitreichender individueller Anpassungen der digitalen (?) Systeme an das jeweilige Versorgungssystem bedürfen.

I Literaturverzeichnis

AGFW, 2014. *FW 309 Teil 1 - Energetische Bewertung von Fernwärme - Bestimmung der spezifischen Primärenergiefaktoren für Fernwärmeversorgungssysteme.*, s.l.: s.n.

AGFW, 2020. *Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 - Entwurf. Energetische Bewertung von Fernwärme. Teil 1: Primärenergie- und Emissionsfaktoren nach Stromgutschriftmethode.*, s.l.: s.n.

Agora Energiewende, 2019. *Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019*, Berlin: Agora Energiewende.

Albukhitan, S., 2020. Developing Digital Transformation Strategy for Manufacturing. *Procedia Computer Science*, pp. 664-671.

Averlfalk, H. et al., 2017. *Annex XI final report - Transformation Roadmap from High to Low Temperature District Heating Systems*. Halmstad, Dresden, Garston, Kopenhagen, Genf, IEA DHC.

Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, 2011. *Energie-Atlas Bayern*. [Online] Available at: https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=pDQRi_xsD_M [Zugriff am 28 Januar 2021].

BDEW, 2017. *Strategiepapier "Zukunft Wärmenetzsysteme"*, Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V..

BFE Bundesamt für Energie, 2018. *Zielvereinbarungen mit dem Bund zur Steigerung der Energieeffizienz*, Bern: s.n.

BINE Informationsdienst, 2001. *Thermochemische Speicher*, Eggenstein-Leopoldshafen: Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH .

Blesl, M. & Kessler, A., 2013. *Energieeffizienz in der Industrie*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.

Blömer, S. et al., 2019. *EnEff:Wärme - netzgebundene Nutzung industrieller Abwärme (NENIA). Kombinierte räumlich-zeitliche Modellierung von Wärmebedarf und Abwärmeangebot in Deutschland. Schlussbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*, Heidelberg: Ifeu –Institut für Energie-und Umweltforschung Heidelberg GmbH, GEF Ingenieur AG.

BMJV, 2020. *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden. (Gebäudeenergiegesetz - GEG)*, s.l.: s.n.

BMU Bundesministerium für Umwelt, N. u. R., 2010. *Anwendungshinweise zum Vollzug des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes hier: Nutzung von Wärme aus Müllverbrennungsanlagen (Hinweis Nr. 1/2010)*, Berlin: BMU.

BMWi, 2020. *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklungen im Jahr 2019.*, Berlin: BMWi.

BMWi, 2020. *Richtlinien zur Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).*, Berlin: s.n.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020. *Die nationale Wasserstoffstrategie*, Berlin: s.n.

Bundesrat, 2020. *Gesetz zur Änderung des Eneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften.. Bundesanzeiger Verlag GmbH*, 17 Dezember.

Bundesregierung, 2020. *Rolle der Abfallverbrennung für Kreislaufwirtschaft und Umweltschutz in Deutschland. (Antwort der Bundesregierung.)*. [Online] Available at: <https://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/186/1918606.pdf> [Zugriff am 19 Januar 2021].

Clauser, C. & Elsner, P., 2015. *Geothermische Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätsoptionen für die Stromversorgung 2050" in Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*, München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. (Federführung).

Conrad, J., Greif, S., Kleinertz, B. & Pellingner, C., 2017. *Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung - Kurzgutachten im Auftrag der ÜNB*, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..

Czechanowsky, T., 2020. Von "Nutzen statt Abregeln" kaum eine Spur. *energate messenger*, 06 Oktober.

Dalla Rosa, A. et al., 2014. *Annex X report: Toward 4th Generation District Heating - Experience and Potential of Low-Temperature District Heating*, Lyngby: Technical University of Denmark.

Dänische Energieagentur, 2017. *Regulierung und Planung der Fernwärme in Dänemark*, Kopenhagen: s.n.

De Carolis, A., Macchi, M., Negri, E. & Terzi, S., 2017. A Maturity Model for Assessing the Digital Readiness of Manufacturing Companies. *Advances in Production Management Systems. The Path to Intelligent, Collaborative and Sustainable Manufacturing*.

dena, 2021. *Begrenzte Umlage der BEHG-Kosten - Investitionsanreize stärken*. dena-Positionspapier., s.l.: s.n.

DENEFF, 2020. *Stellungnahme der Deutschen Unternehmensinitiative Energieeffizienz e. V. zum BMU-Eckpunktepapier zum BMU/BMJV/BMF-Eckpunktepapier zur Begrenzung der Umlagefähigkeit der CO₂-Bepreisung im Gebäudesektor*, Berlin: s.n.

Djørup, S. et al., 2020. District Heating Tariffs, Economic Optimisation and Local Strategies during Radical Technological Change. *Energies*.

E&M, 2020. 15. E&M-Ökostromumfrage. *Energie & Management*, 15 Juli, p. 10–19.

Eidgenössisches Departement für Umwelt Verkehr Energie und Kommunikation, 2018. *Faktenblatt für den Umgang mit energie- und klimapolitischen Instrumenten*, s.l.: s.n.

Energiebilanzen, L., kein Datum *Methodik der CO₂-Bilanzen..* [Online] Available at: <http://www.lak-energiebilanzen.de/methodik-der-co2-bilanzen/> [Zugriff am 20 Januar 2021].

Engelmann, P. et al., 2020. *Eneff:Stadt - Weingarten 2020 Monitoring und Optimierung*, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Flamme, S., Hanewinkel, J., Quicker, P. & Weber, K., 2018. *Energieerzeugung aus Abfällen. Stand und Potenziale bis 2030.*, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Fleiter, T. et al., 2020. *Excess heat potentials of industrial sites in Europe. Documentation on excess heat potentials of industrial sites including open data file with selected potentials*, Karlsruhe: Fraunhofer ISI.

Fromm, C. & Tappeser, V., 2018. *Climate smart Hyllie - Fallstudie im Rahmen des Projekts Evolution2Green – Transformationspfade zu einer Green Economy*, Berlin: adelphi research gemeinnützige GmbH.

Funke, T. et al., 2019. *Abwärmenutzung im Rechenzentrum. Ein Whitepaper vom NeRZ in Zusammenarbeit mit dem eco-Verband der Internetwirtschaft e.V.*, Berlin: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH.

Gebert, P. et al., 2018. *Klimapfade für Deutschland*, München: Boston Consulting Group.

Gerhardt, N. et al., 2019. *Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG-Klimaszenarien*, Kassel: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE).

Gerhardt, N. et al., 2014. *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien.*, Berlin: Agora Energiewende.

Graf, F. et al., 2014. *Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten*, Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein.

Grote, L., Hoffmann, P. & Tänzer, G., 2015. *Abwärmenutzung - Potentiale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge, Fassung 1.1*, Saarbrücken: IZES gGmbH.

Hamburg Institut, 2020. „Grüne Fernwärme“ im Wärmewende-Reallabor IW3. [Online] Available at: https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/200910_Projektbeschreibung_IW3.pdf [Zugriff am 25 Januar 2021].

Hammer, A., Sejkora, C. & Kienberger, T., 2017. *Temperaturflexibler Betrieb von Nahwärmenetzen (TFlex)*. Wien: TU Wien, 10. Internationale Energiewirtschaftstagung.

Heinrich, C. et al., 2014. *Nachhaltige Kälteversorgung in Deutschland an den Beispielen Gebäudeklimatisierung und Industrie*, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.

Hermann, H., Emele, L. & Loreck, C., 2014. *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien*, Berlin: Öko-Institut e.V..

Heumann, A. & Huenges, E., 2017. *Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende.*, Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)..

Hinterberger, R., Hinrichsen, J. & Dedeyne, S., 2018. *Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung von EE-Überschussstrom - neuer Rechtsrahmen in Deutschland, bisher ohne Wirkung. 15. Symposium Energieinnovation.* Graz, TU Graz.

Hinterstocker, M. & von Roon, S., 2018. *Potenzielle Reduktion von Einspeisemanagement durch DSM-Maßnahmen in Haushalten*. Berlin, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

Hotmaps Consortium, 2020. *Hotmaps - The open source mapping and planning tool for heating and cooling*. [Online] Available at: <https://www.hotmaps-project.eu/> [Zugriff am 28 Januar 2021].

Hummel, J., 2018. *Transformation - was bedeutet das eigentlich?*. [Online] Available at: <https://www.fuehren-und-wirken.de/transformation-was-bedeutet-das-eigentlich/> [Zugriff am 7 Juli 2020].

IFEU , 2018. *Potenzielle und Hemmnisse außerbetrieblicher Abwärmenutzung in Deutschland*, Heidelberg: s.n.

IFEU; GEF, 2013. *Transformationsstrategien Fernwärme - TRAFO - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW*, Frankfurt am Main: Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V. (AGFW).

Kaltschmitt, M. & Bohnenschäfer, W., 2008. *Geothermische Strom- und Wärmeerzeugung in Deutschland und Europa - Stand und Perspektiven*, Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH.

Kaufmann, U., 2020. *FW-Emissionsfaktoren 2019*, Bern: im Auftrag des Eidgenössischen Departements für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK und des Bundesamt für Energie BFE.

Kayser, M. & Kaltschmitt, M., 1998. *Potentiale hydrothermalen Erdwärmes in Deutschland*, Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendungen. Universität Stuttgart.

Kemmler, A. et al., 2020. *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 - Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030*, Berlin: Prognos AG.

Kleinertz, B., Djamali, A., von Roon, S. & Harper, R., 2020. *Klimaneutrale Wärmeversorgung in München 2035*. [Online] Available at: <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/dekarbonisierungsstrategien/982-klimaneutrale-waermeversorgung-in-muenchen-2035> [Zugriff am 5 Oktober 2020].

Kleinertz, B., Faber, T. & von Roon, S., 2019. *Vergleich und Bewertung verschiedener Speicherkonzepte für Nahwärmenetze der 4. Generation*, München: Wegatech Greenenergy GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

Kleinertz, B. et al., 2018. *Machbarkeitsstudie eines Wärmenetzes 4.0*, München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V..

Kleinertz, B. & von Roon, S., 2020. *Wärmewende erfolgreich gestalten – Impulsvortrag für den Strategieworkshop des Verwaltungsrates der Stadtwerke Landsberg*, Strategieworkshop des Verwaltungsrates der Stadtwerke Landsberg; Landsberg am Lech: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

Knebel, A. & Kunz, C., 2014. *Potenziale der Bioenergie*, Berlin: Forschungsradar Energiewende.

Köfinger, M., Schmidt, R. & Basciotti, D., 2015. *NextGenerationHeat - Niedertemperaturfernwärme am Beispiel unterschiedlicher Regionen Österreichs mit niedriger Wärmebedarfsdichte*, Wien: AIT Austrian Institute of Technology.

Kraft, A., 2017. *Sektorkopplung durch erneuerbare Energien in Sachsen-Anhalt. 3. Dialogplattform Power-to-Heat*. Berlin, s.n.

Krystallas, P., 2017. *Technische, organisatorische und ökonomische Analyse der Fernkälte am Projekt "Fernkälte München"*, München: Technische Universität München.

Lambauer, J. et al., 2008. *Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele*, Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart.

LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Hamburg Institut, 2013. *Rekommunalisierung der Hamburger Fernwärmeversorgung. Ökonomischer und ökologischer Nutzen für Hamburg*, Berlin, Hamburg: BUND Landesverband Hamburg.

Lipp, J., 2014. *Flexible Stromerzeugung mit Mikro-KWK-Anlagen. Experimentelle Untersuchung der Möglichkeiten einer flexiblen Stromerzeugung von Mikro-KWK-Anlagen mit Hilfe einer Wärmebedarfsprognose und einem intelligenten Speichermanagementsystem.*, s.l.: s.n.

- Lund, H. et al., 2014. 4th Generation District Heating (4GDH) - Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, pp. 1-11.
- Maaß, C., 2020. *Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung*. Zeitschrift für Umweltrecht.. [Online]
Available at: https://www.hamburg-institut.com/images/pdf/fachbeitraege/Aufsatz_ZUR_2020_01_Maa.pdf
- Maaß, C., Claas-Reuther, J. & Purkus, A., 2020. *Herkunftsnachweise für Strom aus neuen EEG-finanzierten Anlagen. Gesetzentwurf im Auftrag von LichtBlick SE*, Hamburg: Hamburg Institut.
- Maaß, C. & Pehnt, M., 2019. Neue politische Instrumente zur Dekarbonisierung der Fernwärme. In: A. Energiewende, Hrsg. *Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019*. Berlin: Agora Energiewende;, pp. 21-29.
- Maier, M., 2017. *Großwärmespeicher - Zentraler Baustein einer flexiblen Strom- und Wärmeversorgung*, Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e.V..
- Nussbaumer, T., Thalmann, S., Jenni, A. & Mennel, S., 2020. *Leitfaden zur Planung von Fernwärme-Übergabestationen*, Zürich: Verenum AG.
- Odgaard, O. & Djørup, S., 2020. Review of price regulation regimes for district heating. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, pp. 127-140.
- Pehnt, M., 2020. *ifeu/AGFW - Gutachten Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze (BEW)*.. [Online]
Available at: <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Pehnt-2020-BEW-AGFW.pdf> [Zugriff am 20 Januar 2021].
- Pehnt, M. et al., 2010. *Die Nutzung industrieller Abwärme - technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung*, Heidelberg: Institut für Energie- und Umweltforschung (IFEU).
- Pehnt, M. et al., 2017. *Wärmenetzsysteme 4.0 - Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme "Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen"*, Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln: Adelphi.
- Pieper, C., Unz, S. & Bckmann, M., 2018. Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen und Möglichkeiten zur Vermarktung. In: S. Thiel, E. Thomé-Kozmiensky, P. Quicker & A. Gosten, Hrsg. *Energie Aus Abfall*.. Neuruppin: Thomé-Kozmiensky Verlag, p. 299–312.
- Prognos, F. I. Ö.-I. e. B.-C. S. U., 2019. *Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*., s.l.: s.n.
- Prognos, Ö.-I. W.-I., 2020. *Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität*., s.l.: s.n.
- Purr, K., Günther, J., Lehmann, H. & Nuss, P., 2019. *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: RESCUE-Studie*, Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Reinke, Y. & Plath, M., 2012. *Chancen und Risiken der thermischen Energienutzung aus Roh- und Trinkwasser – Projektphase 1*., s.l.: s.n.
- Riechel, R. & Koritkowski, S., 2017. *Wärmewende im Quartier - Hemmnisse bei der Umsetzung am Beispiel energetischer Quartierskonzepte*, Berlin: Deutsches Institut für Urbanistik.
- Riechel, R. et al., 2017. *Kommunales Transformationsmanagement für die lokale Wärmewende - TransStadt-Leitfaden*, Berlin: Deutsches Institut für Urbanistik.

- Rundel, P. et al., 2013. *Speicher für die Energiewende*, Sulzbach-Rosenberg: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT.
- Sandrock, M. et al., 2020. *Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefegeothermischer Ressourcen.*, s.l.: s.n.
- Sandrock, M., Maaß, C. & Westholm, H., 2017. *Innovative Lösungen zur Flächenbereitstellung für solarthermische Großanlagen - SolnetBW II Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg.*, s.l.: s.n.
- Sandrock, M. & Möhring, P., 2020. *Flächen einfach mehrfach nutzen: Wie Multicodierung zur Lösung der Solarthermie-Flächenkonflikte beiträgt.*, s.l.: s.n.
- Schaefer, H., 1995. *Energiewirtschaftliche Bedeutung der Nutzung von Abfallenergie*, Berlin: Abfallenergienutzung. Technische, wirtschaftliche und soziale Aspekte. Interdisziplinäre Arbeitsgruppe Optionen zukünftiger industrieller Produktionssysteme.
- Schmidt-Pleschka, R. & Milles, U., 2006. *Energie sparen bei der Kälteerzeugung*, Eggenstein-Leopoldshafen: FIZ Karlsruhe GmbH.
- Schmidt, R. et al., 2018. *Entwicklung von zukunftsfähigen Versorgungsstrategien für Fernwärmenetze - Tools und Methoden*, Wien: AIT Austrian Institute of Technology GmbH TU Wien.
- Schnauß, A., 2020. *Herausforderungen und Entwicklungen der Energiewirtschaft Fernwärme auf dem Weg der Erneuerbaren und Sektorenkopplung*. Mainz: AGFW - Der Effizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V..
- Sercan-Çalışmaz, K. & Roth, T., 2020. *Innovative Energiesysteme mit Solarthermie. Ausschreibung von innovativen KWK-Systemen im Rahmen des KWKG.*, s.l.: AGFW.
- Springer, F. et al., 2020. *Koordinierter Schlussbericht – Zusammenfassung für das Projekt „Digitalisierung von energieeffizienten Quartierslösungen in der Stadtentwicklung mit intelligenten Fernwärme-Hausanschlussstationen – iHAST (Phasen 1 – 2)“*, Frankfurt am Main, Dresden, Cottbus, Stuttgart: AGFW, TU Dresden, BTU Cottbus, IER Stuttgart.
- State of Green, 2018. *Fernwärme und -kälte*, Kopenhagen: State of Green .
- Steinmüller, H. et al., 2014. *Power to Gas – eine Systemanalyse - Markt- und Technologiescouting und -analyse - Endbericht*, Linz, Wien, Leoben: Energieinstitut JKU, JKU Linz, TU Wien, Montanuniversität Leoben.
- Sterchele, P. et al., 2020. *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*, Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Sterner, M. & Stadler, I., 2014. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Heidelberg: Springer Verlag Berlin Heidelberg GmbH.
- Strodel, N., 2018. *Wahrscheinlichkeitsbasierte Energiesystem- und Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Energieverbundsystems unter Einbindung eines Aquiferwärmespeichers. Verbesserung der Investitionsplanung durch Erhöhung der Prognosefähigkeit und Prognosegenauigkeit.*, s.l.: s.n.
- Teuffer, M., 2020. *Pilotprojekt - Enercity setzt in der Fernwärme auf KI*. [Online] Available at: <https://www.energate-messenger.de/news/205718/enercity-setzt-in-der-fernwaerme-auf-ki> [Zugriff am 11 Januar 2021].

Thamling, N. & Maaß, C., 2020. *Perspektive der Fernwärme - Maßnahmenprogramm 2030. Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik.*, s.l.: AGFW.

Thomesse, C., Verheyen, J., Verheyen, O. & Witte-Humperdinck, N., 2020. *Untersuchung der Auswirkungen des nationalen Emissionshandelssystems auf KWK-Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung kleiner 20 MW.*, s.l.: s.n.

UBA, 2017. *Emissionsbilanzen erneuerbarer Energieträger.*, s.l.: s.n.

UNEP, 2015. *District Energy in Cities - Unlocking the Potential of Energy Efficiency and Renewable Energy*, Paris, Frankreich: United Nations Environmental Programme - Division of Technology, Industry and Economics.

Universitäten Flensburg, Aalborg und Halmstad, 2018. *Pan-European Thermal Atlas 4.3.* [Online]
Available at: <https://heatroadmap.eu/peta4/>
[Zugriff am 28 Januar 2021].

Välilä, K., Laing-Nepustil, D. & Nepustil, U., 2020. Power-to-Heat - Wo könnte es hingehen?. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 28 Oktober.

Verband kommunaler Unternehmen e.V., 2018. *Kommunale Wärmewende - Die Lösung liegt vor Ort!*, Berlin: VKU Verlag GmbH .

Verwimp, K. et al., 2020. *Identification of the main challenges which currently exist in the management of guarantee of origin system (Task 1.3). Technical support for RES policy development and implementation for the European Commission*, s.l.: FaStGO – Facilitating Standards for Guarantees of Origin.

Weiser, E. & Schäfer-Stradowsky, S., 2018. Weiterentwicklungsbedürfnis und -potentiale der Regelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG. *Netzwirtschaften & Recht*, 1, pp. 13-19.

Wirths, A., 2008. *Einfluss der Netzurücklauf Temperatur auf die Effizienz von Fernwärmesystemen*, Berlin: Vattenfall Europe Berlin AG & Co. KG.

Wünsch, M., Thamling, N., Peter, F. & Seefeldt, F., 2011. *Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien*, Berlin: Prognos AG.