



Regenerative Wärmequellen

Wärmepotentiale zur Versorgung der Landeshauptstadt Hannover

Jens Clausen

Impressum

Autoren

Jens Clausen (Borderstep Institut) | clausen@borderstep.de

Projektdurchführung

Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH

Clayallee 323

14169 Berlin

Zitiervorschlag

Clausen, J. (2020). *Regenerative Wärmequellen. Wärmepotentiale zur Versorgung der Landeshauptstadt Hannover*. Borderstep Institut: Hannover und Berlin.

Titelbild

Fernwärmeleitung zum Müllheizwerk Lahe © Jens Clausen

Danksagung

Für wertvolle Hinweise danke ich Prof. Dr. Gunther Seckmeyer, Florian Oppermann, Paul Hendrik Tiemann und Dr. Volker Schöber von der Leibniz Universität Hannover; Prof. Dr. Wolfgang Geuer, Hochschule Fulda; Dr. Torsten Tischner, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover und meinen Borderstep-Kollegen Simon Hinterholzer und Klaus Fichter.

Zuwendungsgeber

Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)

Innovations- und Technikanalyse (ITA)

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	V
1 Management Summary	1
2 Einleitung	3
2.1 Das Borderstep-Projekt Go	3
2.2 Fokussierung der Studie.....	4
3 Heizwärmebedarf in der Landeshauptstadt Hannover	6
4 Quellen erneuerbarer Wärme in Hannover.....	9
4.1 Dezentrale Wärmepumpen	10
4.1.1 Verfügbares Potenzial.....	10
4.1.2 Dauer der Erschließung des Potenzials	13
4.1.3 Wärmekosten	14
4.2 Abwärme.....	18
4.2.1 Verfügbares Potenzial.....	18
4.2.2 Dauer der Erschließung des Potenzials	19
4.2.3 Wärmekosten	19
4.3 Große Solarthermie	20
4.3.1 Verfügbares Potenzial.....	20
4.3.2 Dauer der Erschließung des Potenzials	21
4.3.3 Wärmekosten	22
4.4 Tiefe Geothermie.....	24
4.4.1 Verfügbares Potenzial.....	24
4.4.2 Dauer der Erschließung des Potenzials	27
4.4.3 Wärmekosten	28
4.5 Solare Wärme über Photovoltaik.....	28
4.5.1 Verfügbares Potenzial.....	28
4.5.2 Dauer der Erschließung des Potenzials	29
4.5.3 Wärmekosten	30
4.6 Power-to-Heat	30
4.6.1 Verfügbares Potenzial.....	30

4.6.2	Dauer der Erschließung des Potenzials	33
4.6.3	Wärmekosten	33
4.7	Bioenergie	35
4.7.1	Verfügbares Potenzial.....	35
4.7.2	Dauer der Erschließung des Potenzials	36
4.7.3	Wärmekosten	36
4.8	Kraft-Wärme-Kopplung.....	37
4.8.1	Verfügbares Potenzial.....	37
4.8.2	Dauer der Erschließung des Potenzials	38
4.8.3	Wärmekosten	38
4.9	Power-to-Gas/Liquid.....	39
4.9.1	Verfügbares Potenzial.....	39
4.9.2	Dauer der Erschließung des Potenzials	40
4.9.3	Wärmekosten	41
5	Zusammenfassung	43
5.1	Ergebnisse mit Bezug auf das Fernwärmenetz	44
5.2	Ergebnisse für Gebäude außerhalb vom Fernwärmenetz	46
6	Quellen.....	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich der Jahresarbeitszahlen von Luft- und Erdwärmepumpen in realen Gebäuden	11
Abbildung 2: Kostenvergleich fossile Heizungen und Wärmepumpe für 2021	15
Abbildung 3: Kostenentwicklung von fossilen Heizungen und Wärmepumpe bis 2025 im Vergleich..	16
Abbildung 4: Fiktiver Kostenvergleich von fossilen Heizungen und Wärmepumpe für 2030	17
Abbildung 5: In Europa erschließbares Wärmepotenzial in Abhängigkeit vom Wärmepreis.....	23
Abbildung 6: Hydrothermisches Potenzial ab 60°C in der Region Hannover.....	24
Abbildung 7: Stunden mit negativem Börsenstrompreis in Abhängigkeit vom eingespeisten Anteil erneuerbarer Energien.....	32
Abbildung 8: Definition der Sektorenkopplung und Verwertungspfade für PtX	34
Abbildung 9: Preisentwicklung bei Holzpellets und Holz hackschnitzeln	37
Abbildung 10: Wasserstoffbedarf und –erzeugung für Deutschland bis 2035	41
Abbildung 11: Kostenvergleich Erdgasheizung und Heizung mit „grünem Methan“	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auswirkung von Wärmenetz-Vorlauf-temperatur und Strompreis auf die Gestehungskosten von Abwärme aus Rechenzentren	20
Tabelle 2: Zusammenfassende Bewertung der Wärmepotenziale	43
Tabelle 3: Vergleich strombasierter Heizungstechnologien	47

1 Management Summary

Das Ziel der vorliegenden Studie besteht darin, die vorhandenen Optionen der Wärmeversorgung systematisch darzustellen und zu bewerten und so die Richtungssicherheit erster wirksamer Schritte zur Wärmewende zu verbessern. Die Studie stellt in Kapitel 1 kurz den Kontext des Forschungsprojektes „Governance radikaler Systeminnovationen“ dar, in dessen Rahmen sie erstellt wurde. Kapitel 2 umreißt den Wärmebedarf, den die Stadt Hannover heute weitgehend fossil deckt und möglichst rasch regenerativ decken sollte. Kapitel 3 stellt systematisch die verfügbaren Wärmequellen für die Wärmeversorgung am Beispiel der Landeshauptstadt Hannover dar und umreißt für jede Wärmequelle die Größe des theoretisch verfügbaren Potenzials, die mögliche Dauer der Erschließung des Potenzials sowie die zu erwartenden Wärmekosten. Im Einzelnen werden behandelt die Gewinnung von Wärme durch

- Wärmepumpen,
- die Nutzung industrieller Abwärme,
- den Bau großer solarthermischer Anlagen,
- die tiefe Geothermie
- die Bioenergie
- die Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von „grünem“ Gas aus Wasserstoff,
- die Nutzung regenerativen Stroms durch Power-to-Gas und Power-to-Heat sowie
- die Gewinnung solarer Wärme über Photovoltaik in Kombination mit Wärmepumpen.

Die Zusammenfassung in Kapitel 4 bewertet die verschiedenen Optionen im Überblick und empfiehlt erste Schritte der Transformation, jeweils für die Fernwärmeversorgung und die Heizung von Einzelgebäuden.

Um die fossilen Energieträger in der Fernwärmeversorgung in den nächsten Jahren zu ersetzen ist es nötig, schnell mit ersten Schritten der Transformation zu beginnen. Aussichtsreiche erste Schritte bestehen in:

- der Nutzung von Abwärme als Quelle für das Wärmenetz, wobei zunächst die Erstellung eines Katasters der Abwärmequellen für die Kommune anzugehen ist,
- dem Aufbau einer ersten großen Solarthermieanlage mit Saisonspeicher, um lokal erste Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln und den Anbietern die Chance zu ersten Wachstumsschritten und dem Aufbau von Arbeitsplätzen zu bieten,
- der Errichtung einer ersten tiefen Geothermieanlage im Nordosten der Stadt, wobei schon vorher die Frage der Versicherung des Fündigkeitsrisikos mit der Landesregierung zu klären ist. Auch hier ist die Sicherung bzw. der Aufbau neuer Arbeitsplätze besonders in der Region Celle mit anzustreben, die in Deutschland das Zentrum der Bohrtechnikbranche darstellt.

Mit der Bioenergie und der Nutzung von Power-to-Heat stehen zwei weitere Potenziale zur Verfügung, die kurzfristig und weitgehend problemlos genutzt werden können. Die Größe des Potenzials dürfte aber sowohl bei der Biomasse wie auch bei Power-to-Heat begrenzt sein.

Die ersten Schritte zu einer Versorgung von Einzelgebäuden mit regenerativer Wärme fokussieren auf Sanierung und Wärmepumpen:

- Wärmepumpen werden die zentrale Technologie zur Wärmeversorgung von Häusern in wenig verdichteten Gebieten sein. Die Substitution von Öl- und Gasheizungen erfordert aber in vielen Fällen die Verbesserung des energetischen Sanierungsstandes der Gebäude.
- Quartier für Quartier sollten daher Sanierungspläne aufgestellt, finanzielle Mittel erschlossen und Maßnahmen kosteneffizient umgesetzt werden.

Auch der Umbau des größten Teils der Gebäude auf eine fossilfreie Heizung, in den meisten Fällen mit Wärmepumpe, ist eine Aufgabe, die über viele Jahre Arbeitsplätze in Handwerk und Industrie sichert.

Mit Blick auf die Tatsache, dass das Biomassepotenzial weitgehend ausgeschöpft ist, verbleibt neben der Wärmepumpenheizung nur noch die Option, das vorhandene Gasnetz mit „grünem Gas“ zur Beheizung des wenig verdichteten Gebäudebestandes zu nutzen. Grünes Gas aber wird bis Mitte des Jahrhunderts nur in kleinen Mengen und zu extrem hohen Preisen als Wärmeträger zur Verfügung stehen. Ergänzt werden können diese Lösungen durch kleine Solarthermieanlagen auf dem Dach sowie durch die individuelle Nutzung von Power-to-Heat, z.B. mit Strom aus der eigenen PV-Anlage oder in den wenigen Stunden im Jahr, in denen günstiger Strom im Netz zur Verfügung steht.

2 Einleitung

2.1 Das Borderstep-Projekt Go

Nachhaltige Entwicklung erfordert einen veränderten Umgang mit natürlichen Ressourcen und stellt hohe Anforderungen an die Leistungs- und Transformationsfähigkeit von Volkswirtschaften. Aus den ambitionierten Zielen ergibt sich die Notwendigkeit, umweltpolitische Erfordernisse mit innovationspolitischen Fragestellungen zu verknüpfen.

Die Zielsetzung des Borderstep-Projektes „Governance radikaler Umweltinnovationen (Go)“ besteht darin, Handlungskonzepte für die Rolle des Staates bei der Durchsetzung umweltentlastender radikaler Systemtransformationen zu erarbeiten und am Beispiel des Innovationsfeldes der gebäudebezogenen Wärmeversorgung konkret zu entwickeln.

Die Analyse von sieben Fällen der staatlichen Steuerung radikaler Systeminnovationen in Arbeitspaket 1 (AP1) des Vorhabens (Clausen, 2019a, 2019b; Clausen & Beucker, 2019a, 2019b; Clausen & Olteanu, 2019; Clausen & Warnecke, 2019; Clausen, Warnecke & Schramm, 2019) lässt vier Kernstrategien erkennen, die ein aktiver Staat für die grundlegende Transformation von Versorgungssystemen (Energie, Mobilität, Landwirtschaft) einsetzen kann (Clausen & Fichter, 2020):

- (1.) Schaffung und Aufrechterhaltung von Richtungssicherheit
- (2.) Innovationspolitik und Nischenentwicklung
- (3.) Synchronisation von Diffusion und Exnovation
- (4.) Infrastrukturentwicklung

Strategie 1: Die Schaffung und Aufrechterhaltung von Richtungssicherheit

Richtungssicherheit schafft Klarheit über die Notwendigkeit und Richtung des Handelns. Die Fallanalysen des Projektes „Go“ zeigen, dass diese Klarheit von Profiteuren etablierter Technologien und Versorgungssystemen, also dem sogenannten „Regime“, z.B. durch die Lobbystrategie „diagnostisches Framing“ (Beispiel Klimawandelleugnung) immer wieder gezielt angezweifelt wird, um innovative Lösungen und deren Diffusion zu verhindern. Richtungssicherheit verlangt darüber hinaus Klarheit über die verfügbaren Handlungsoptionen. Die analysierten Erfolgsbeispiele für radikale Systeminnovationen zeigen, dass über diejenigen Technologien und Innovationen, die der Verbreitung bedürfen, weitgehende Einigkeit herrschen muss, um einen wirksamen Diffusionsprozess zu gewährleisten. Die Fallanalysen verdeutlichen, dass diese Klarheit durch die Lobbystrategie „prognostisches Framing“ (Beispiel Brennstoffzelle versus Batterieauto) torpediert werden kann.

Der erste Schritt zur Transformation besteht daher in der Herstellung von Richtungssicherheit, zumindest, soweit dies die kurzfristig machbaren ersten Projekte betrifft.

Strategie 2: Innovationspolitik und Nischenentwicklung

Innovationspolitik ist primär Aufgabe von Bundes- und Landespolitik. Den Kommunen kommt in der Realisierung (z.B. durch Testanwendungen oder Pionierprojekte) und in der Verbreitung umweltfreundlicher neuer Lösungen aber eine wichtige Rolle zu. In der Wärmewende können wir auf über 40 Jahre Forschung und Entwicklung sowie Erprobung in Nischenmärkten aufbauen. Bei Wärmepumpen, großen Solarthermieanlagen, Fernwärmetechnik und Abwärmenutzung handelt es sich durchweg um ausgereifte Technologien, die für die großskalige Umsetzung zur Verfügung stehen. An einer Stelle ist aber Innovationspolitik und Nischenentwicklung dennoch von Bedeutung. Denn einige Technologien, wie die tiefe Geothermie, das dezentrale Energiemanagement wie auch der Saisonalspeicher und das serielle Sanieren, sind zwar anderswo, aber noch nicht in Deutschland und schon gar nicht in der Region Hannover verbreitet. Um sie verfügbar zu machen, müssen in ersten Projekten lokale Erfahrungen geschaffen und leistungsfähige Anbieter aufgebaut werden.

Strategie 3: Die Synchronisation von Diffusion und Exnovation

Die zentrale Vorbedingung für die Diffusion nachhaltiger technischer Lösungen besteht in ihrer Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Lösungen. Durch die nun beschlossene CO₂-Steuer, die aller Voraussicht nach auch nach den für 2025 geplanten 55 €/tCO₂ weiter steigen dürfte, verschiebt sich die Wirtschaftlichkeit im Wärmemarkt deutlich. Gas- und Ölheizungen werden schon 2025 nicht mehr die preiswerteste Heizungsoption sein.

Aber die Analyse von Transformationsprozessen zeigt, dass sich auch eine nützliche und kostengünstige Innovation nur dann schnell und erfolgreich verbreitet, wenn nicht nur über neue Lösungen informiert wird und es dafür Förderungen gibt, sondern wenn die Nutzung der alten, nicht nachhaltigen Lösungen erschwert und ggf. verboten wird. Das hierfür einzusetzende Instrumentarium zum Setzen ökonomischer Rahmenbedingungen und zum Einführen ordnungsrechtlicher Vorschriften liegt primär in der Verantwortung der Bundesregierung. Die Kommune hat aber z.B. die Möglichkeit, eine Anschlusspflicht an Fernwärmenetze zu beschließen.

Strategie 4: Infrastrukturentwicklung

Mit dem Fernwärmenetz verfügen die mehrheitlich in kommunalen Besitz befindlichen Stadtwerke in Hannover über eine zentrale Infrastruktur der Wärmeversorgung. Gas- und Stromnetze befinden sich dagegen in privater Hand.

2.2 Fokussierung der Studie

Ziel dieser Potenzialanalyse ist es, mehr Klarheit zu schaffen, welche dauerhaft verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen für die Wärmeversorgung von Hannover zur Verfügung stehen. Diese Klarheit ist erforderlich, denn nur, wenn konkrete Projekte wirklich gewollt werden und wenn über sie Einigkeit besteht (Richtungssicherheit), können Politik und Wirtschaft reale Alternativen zur Wärmever-

sorgung mit nicht-fossiler Energie aufbauen. Die Studie stellt insoweit primär einen Beitrag zur Schaffung von Richtungssicherheit dar. Der Fokus sind erneuerbare Energiequellen, die einen Beitrag zu einer **Konsistenzstrategie**, also einem umwelt- und klimaverträglichen Einsatz natürlicher Ressourcen darstellen. Die Klärung der Frage der Quellen der (konsistenten) Wärmeversorgung muss in zweifacher Weise durch Potentiale der Bedarfsenkung ergänzt werden:

- Zum einen um eine **Effizienzstrategie**, die Klarheit schafft über die besten Methoden, den Energieverbrauch der Gebäude in Hannover durch technische Maßnahmen abzusenken, z.B. durch neue Fenster, Wärmedämmverbundsysteme, serielle Sanierung nach dem niederländischen Energiesprong-Ansatz (Clausen, 2019c, S. 0; Energiesprong, 2018) oder durch digitale Heizungssteuerungen (Beucker, 2017).
- Zum anderen durch eine **Suffizienzstrategie**, auf deren Basis versucht wird, Wohngebäude intensiver und zugleich bedarfsgerecht zu nutzen (Sinning & Spars, 2019) oder die Raumtemperatur moderat abzusenken.

In den letzten Jahren wurden durchaus Erfolge in der Steigerung der Energieeffizienz erzielt, der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte sank seit 1990 um 29% (Wohlfahrt, 2020, S. 6). Hinweise auf Fortschritte bei der Suffizienz, die sich z.B. in geringerer Wohnfläche pro Person oder niedrigeren Zimmertemperaturen zeigen könnten, liegen nicht vor. In jedem Falle stehen diese drei Ansätze nicht im Widerspruch zueinander. Vielmehr ist es so, dass alles was am Ende an Energie eingespart wird, am anderen nicht gewonnen werden muss. Und alles, was nachhaltig an Energie gewonnen wird, muss nicht mehr eingespart werden. Zu beachten ist jedoch, dass sämtliche Sanierungsanstrengungen ab sofort darauf zu richten sind, die klimaneutrale Wärmeversorgung zu ermöglichen. Mit der Anforderung, ab 2035 eine klimaneutrale Wärmeversorgung zu gewährleisten ist weder ein „Kesseltausch“ kompatibel noch eine Sanierung auf den KfW-60 Standard, die dann doch wieder hohe Vorlauftemperaturen und so letztlich den Einbau eines Gaskessels erfordert.

3 Heizwärmebedarf in der Landeshauptstadt Hannover

Mit Blick auf die vorliegende Aufgabenstellung ist primär von Bedeutung, welche Menge an Niedertemperaturwärme in Hannover für Raumheizung und Warmwasser eingesetzt wird.

Die CO₂-Bilanz der Landeshauptstadt Hannover (LHH) weist für das Jahr 2011 einen Wärme-Endenergieverbrauch der privaten Haushalte von ca. 2,8 TWh aus, davon entfallen ca. 66% auf den Energieträger Erdgas, 25% auf den Energieträger Heizöl, 8% auf Fernwärme und das restliche Prozent auf Holz, Sonnenwärme und Steinkohle (Landeshauptstadt Hannover, 2012, S. 6). Die CO₂-Bilanz der Region Hannover weist für die Haushalte in der LHH für das Jahr 2015 ca. 2,53 TWh Endenergieverbrauch der Haushalte für Erdgas (80%), Fernwärme (10,5%), Heizöl (6,9%), Biomasse (1,8%) sowie je 0,3% Solarwärme und Umweltwärme aus (Region Hannover, Klimaschutzleitstelle, 2019, S. 10). Mit Blick auf die Haushalte beträgt der Anteil regenerativer Wärme ca. 2,4% und liegt damit deutlich unter dem Bundesdurchschnitt von ca. 14% (AGEE-Stat, 2019).

Eine zweite Verbrauchergruppe stellen die Handwerksbetriebe und Betriebe bis 19 Beschäftigten (industrielle Kleinbetriebe) sowie alle Betriebe des Handels und der Dienstleistung sowie der öffentliche Dienst dar (GHD-Sektor). Für diese Verbrauchergruppe weist die Erhebung für das Jahr 2015 ca. 1,2 TWh Endenergieverbrauch für Erdgas (41%), Fernwärme (53,7%), Heizöl (3,6%), Biomasse (1%) sowie je <0,1% Solarwärme und Umweltwärme aus (Region Hannover, Klimaschutzleitstelle, 2019, S. 10). Der hohe Anteil an Fernwärme deutet auf eine hohe Bedeutung von Bürogebäuden, Geschäften und öffentlichen Einrichtungen in diesem Sektor hin. Er deutet weiter darauf hin, dass der Bedarf an Wärme-Energieträgern in diesem Sektor primär für Heizzwecke eingesetzt wird.

Die dritte Gruppe sind die gewerblichen Großverbraucher, bei denen zusätzliche Energieträger wie Steinkohle oder Flüssiggas Verwendung finden. Aus der Bilanz wird nicht ersichtlich, welcher Anteil dieser Energieträger für Prozesswärme eingesetzt wird. Vermutet werden kann aber, dass der Anteil von ca. 0,6 TWh Fernwärme auch in dieser Verbrauchergruppe primär der Raumheizung dienen dürfte.

Insgesamt kann der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser damit grob abgeschätzt werden auf:

- 2,54 TWh Erdgas in Haushalten und im GHD-Sektor,
- 1,53 TWh Fernwärme primär aus KWK-Steinkohle- und Erdgaskraftwerken in allen Sektoren,
- 0,2 TWh Heizöl in Haushalten und im GHD-Sektor,
- 0,1 TWh Biomasse, solarthermische Wärme, Umweltwärme und Biogas in Haushalten und im GHD-Sektor.

Insgesamt sind dies 4,37 TWh. Eine ähnliche Verteilung auf die verschiedenen Wärmeträger findet sich auch im Masterplan 100 % Klimaschutz (Landeshauptstadt Hannover, Region Hannover, 2014).

Die CO₂-Emissionen der Haushalte der LHH sind seit 1990 um 21% zurückgegangen, der Wärmeverbrauch um 29% (Wohlfahrt, 2020, S. 6). Der geringe Anteil regenerativer Wärme ist damit kein Beleg dafür, dass Hannover in den letzten 30 Jahren keinen Klimaschutz betrieben hätte. Deutlich wird allerdings, dass bisher der fast ausschließliche Schwerpunkt auf Effizienzgewinnen lag. Die Effizienzstrategie muss dringend um den Ausbau der regenerativen Wärmequellen als Konsistenzstrategie ergänzt werden.

Denn mit Blick auf regenerative Wärme wird deutlich, dass ca. 97% des Wärmeverbrauchs noch aus fossilen Quellen gedeckt wird und in den nächsten Jahren auf andere Quellen umgestellt werden muss. Bereits initiiert ist der Anschluss der Müllverbrennungsanlage Lahe als Wärmequelle an das Fernwärmenetz. Die Abwärmemenge aus der Müllverbrennung wird mit ca. 0,3 TWh etwa 20% der gegenwärtigen Wärmemenge des Fernwärmenetzes von 1,5 TWh/a abdecken.

Der noch nicht regenerativ gedeckte Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser in der Landeshauptstadt Hannover beträgt demnach ca. 4 TWh p.a.

Im Masterplan 100% Klimaschutz werden als regenerative Wärmequellen, allerdings für die ganze Region Hannover, 1,16 TWh/a Solarwärme, 1,05 TWh/a Wärmegewinnung durch Wärmepumpen und 0,92 TWh/a Wärme aus Biomasse und Biogas aufgeführt (Landeshauptstadt Hannover, Region Hannover, 2014, S. 24). Hierdurch wird jedoch nur ein Teil des für 2050 errechneten Wärmebedarfs gedeckt werden können. Daher formuliert der Masterplan weiter: *„Für den verbleibenden Wärmebedarf gibt es verschiedene Optionen, wie beispielsweise die Umwandlung des Strom-Überschusses in Gas (Power-to-Gas), die intensivere Nutzung der Abwärme aus Industrie und GHD, durch Nutzung der Abwärme aus Abwasser oder möglicherweise auch Nutzung von Tiefengeothermie“* (Landeshauptstadt Hannover, Region Hannover, 2014, S. 24). Auch Fernwärmenetze werden im Masterplan mitgedacht. *„Die Fernwärme in der Stadt Hannover wird dort eingesetzt, wo hinreichend verdichtete Wärmesenken bestehen, zum Beispiel für industrielle und gewerbliche Bedarfe sowie für Wohngebäude ohne höchsten Effizienzstandard“* (Landeshauptstadt Hannover, Region Hannover, 2014, S. 23).

Der Wohngebäudebestand in der Landeshauptstadt Hannover beträgt knapp 35.000 Einfamilienhäuser, ca. 5.500 Doppelhäuser mit ca. 11.000 Wohnungen sowie 27.400 Mehrfamilienhäuser mit ca. 237.000 Wohnungen (Landesamt für Statistik Niedersachsen, 2019). Die Verlegung von Wärmenetzen dürfte für die Versorgung von Einfamilien- und Doppelhäusern mit Wärme grundsätzlich eher nicht effizient sein. Diese machen ca. 17% des Wohnungsbestandes der Stadt aus. Im Folgenden wird von einer realen Entwicklung irgendwo zwischen den folgenden beiden Szenarien ausgegangen:

Fernwärme-Ausbau-Szenario: In Anlehnung an den Fernwärme-Versorgungsgrad in skandinavischen Großstädten wird davon ausgegangen, dass die Versorgung von ca. 75% des Wohnungsbestandes effizient durch Wärmenetze erfolgen kann. Für die Versorgung der übrigen 25% des Wohnungsbestandes stehen als regenerative Wärmequellen nur die Wärmepumpe und die Biomasseheizung zur Verfügung. Der regenerative Wärmebedarf der Landeshauptstadt Hannover teilt sich damit auf in:

- Ca. 1,1 TWh/a Individualheizungen von Einfamilien- und Doppelhäusern sowie lockerer Bebauung mit Mehrfamilienhäusern und Gewerbegebäuden,
- Ca. 3,2 TWh/a Versorgung von dicht bebauten Gebieten über Fernwärme.

Individualheizungs-Szenario: Die Fernwärme-Versorgung wird im gegenwärtigen Umfang von 1.5 TWh/a aufrechterhalten, aber auf regenerative Wärmequellen umgestellt. Sämtliche bisher mit Heizöl oder Erdgas beheizten Gebäude werden effizient saniert und auf Heizung mit Wärmepumpen umgerüstet. Der regenerative Wärmebedarf der Landeshauptstadt Hannover teilt sich damit auf in:

- Ca. 2,8 TWh/a Individualheizungen von sämtlichen Gebäuden, die heute mit Erdgas oder Heizöl beheizt werden,
- Ca. 1,5 TWh/a Versorgung von verdichteten Gebieten über Fernwärme.

4 Quellen erneuerbarer Wärme in Hannover

Um eine faktenbasierte Diskussion der technologischen Optionen für die Wärmeversorgung in Hannover führen zu können ist es erforderlich, für die verschiedenen Optionen eine Reihe von Fragen zu beantworten:

- Wie groß ist das (in und um Hannover) verfügbare Potenzial der verschiedenen erneuerbaren Wärmequellen?
- Bis zu welchem Termin kann das Potenzial vollständig erschlossen werden?
- Zu welchen Kosten in Cent/kWh stände die jeweilige Energieform am Einspeisepunkt des Fernwärmenetzes bzw. für die Wärmeversorgung von Einzelgebäuden zur Verfügung?

Die folgenden Abschnitte versuchen, die Fragen für die in der Debatte befindlichen Optionen der Wärmeversorgung zu beantworten. Als solche Optionen werden aus dem Masterplan 100% Klimaschutz übernommen:

- Dezentrale Wärmepumpen
- Abwärme
- Große Solarthermie
- Tiefe Geothermie
- Bioenergie
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Power-to-Gas

Diese Liste wird noch durch

- Power-to-Heat und
- Solare Wärme über Photovoltaik (PV)

als achte und neunte Option erweitert. Diese Optionen werden auch von Agora Energiewende (2019) als Antwort auf die Frage gesehen, wie Wärmenetze grün werden. Mit Ausnahme der Option Power-to-Gas und der „Solaren Wärme über PV“ sind diese Optionen ebenso Gegenstand der Förderstrategie Wärmenetze 4.0 (BAFA, 2020, S. 0; Pehnt, 2016). Die Optionen Abwärmenutzung, Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasseinsatz (auch im Kohle-Heizkraftwerk), Geothermie sowie auch die Option „Power to Heat“ spielen auch bei den strategischen Überlegungen der Stadtwerke Hannover energy eine Rolle (Scheloske & Schüle, 2017). Die Studie stellt einen Input in die Debatte dar, der im Diskurs mit Experten zusätzlich abzusichern ist.

Die Frage des Potenzials basiert nur im Falle der Geothermie, der großen Solarthermie mit ihrem Flächenbedarf und der Abwärme auf der Verfügbarkeit von regionalen Quellen. Alle anderen Quellen sind entweder wie die „flache“ Geothermie mit Wärmepumpen überall nutzbar oder basieren auf Energieträgern, die national und ggf. auch international handelbar sind.

4.1 Dezentrale Wärmepumpen

4.1.1 Verfügbares Potenzial

Nach Einschätzung des Bundesverbandes Geothermie, kann Geothermie einen erheblichen Beitrag dazu leisten, dass Deutschland schon 2030 frei von Öl- und Gasheizungen ist (Bundesverband Geothermie e.V., 2019).

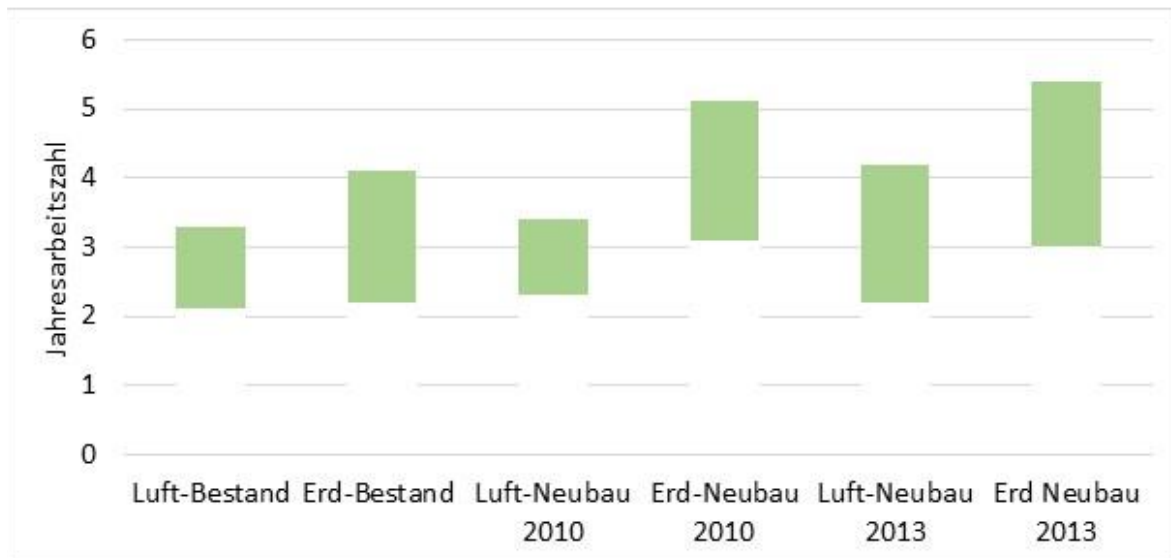
Die Dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ sieht die Zahl der Wärmepumpen zur Gebäudeheizung auf bis zu 17 Millionen Stück steigen (Dena, 2018, S. Teil 8, 19). Bei einem Bestand von ca. 19 Mio. Gebäuden (Statistisches Bundesamt, 2018, S. 16) mit Wohnraum entspräche dies einem Ausstattungsgrad von ca. 90% aller Wohngebäude. Das Umweltbundesamt erwartet von Erdwärmepumpen in 2050 einen – vermutlich sehr optimistischen - Beitrag von bis zu 46,3% zur Raumwärme- und Warmwasserversorgung und von Luftwärmepumpen zusätzliche 28,3% (Umweltbundesamt, 2019a, S. 173). Zusammen entspricht dies einem Anteil von Wärmepumpen an der Wärmeversorgung von etwa 75%. Was für einen starken Ausbau der Zahl der Wärmepumpen spricht ist die Tatsache, dass man mit Wärmepumpen nicht nur im Winter heizen, sondern auch im Sommer kühlen kann. Mit zunehmenden Temperaturen im Sommer könnte sich daher eine starke Nachfrage entwickeln.

Die Nutzwärme, die über Wärmepumpen gewonnen wird, stammt zu jeweils einem Anteil aus Umgebungswärme, also aus Luft oder Boden, zu einem anderen aus Strom. Das Verhältnis der erzeugten Wärme zum Stromverbrauch wird Jahresarbeitszahl (JAZ) genannt. Diese wiederum hängt ab vom Temperaturhub, den die Wärmepumpe überwinden muss, sowie von technischen Eigenschaften und der Qualität der Installation.

In der Praxis wird bei Luftwärmepumpen zur Raumheizung eine Jahresarbeitszahl von 2,6 gemessen, bei Erdwärmepumpen von 3,2 (Bergmann & Erhorn, 2017, S. 2). Je nach Erfolg oder Misserfolg der Anstrengungen zur Gebäudesanierung führt dies u.U. zu einem erheblichen Stromverbrauch.

Miara et al. (2014) dokumentieren Messungen von Arbeitszahlen in verschiedenen Projekten im Vergleich. Dabei unterscheiden sie Fälle im Altgebäudebestand, in denen ein Wärmebedarf von ca. 120 kWh/m² über Konvektoren (klassische Wandheizkörper) gedeckt wird und Fälle von Neubauten zweier Altersstufen, bei denen der Wärmebedarf von ca. 70 kWh/m² durch Flächenheizungen gedeckt wird.

Abbildung 1: Vergleich der Jahresarbeitszahlen von Luft- und Erdwärmepumpen in realen Gebäuden



Quelle: nach Miara et al. (2014, S. 10)

Die großen Unterschiede führen sie zum einen darauf zurück, dass die für Altbauten nötigen höheren Vorlauftemperaturen systematisch die mögliche höchste Arbeitszahl reduzieren. Darüber hinaus sehen sie, dass Fehler bei der Planung, Installation und/oder dem Betrieb der Wärmepumpen zu einer Verringerung der potenziellen Effizienz führen und so die wirtschaftlichen und ökologischen Vorteile der theoretisch effizienteren, aber gleichzeitig teureren Wärmequelle schmälern (Miara et al., 2014, S. 10). In angelsächsischen Ländern

Exkurs Nutzung von Wärmepumpen in Schweden, Kanada und Neuseeland

Der Wärmebedarf der Einfamilienhäuser in Schweden stieg von ca. 130 kWh/m² in 1995 auf rund 150 kWh/m² um das Jahr 2002 an um dann bis 2012 wieder auf ca. 130 kWh/m² zu fallen (Sköldberg & Rydén, 2014, S. 18). Dies ist zwar deutlich weniger als ca. 190 kWh/m² in Deutschland (Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017, S. 56), dennoch ist der hohe Ausstattungsgrad dieses Gebäudebestandes mit Wärmepumpen nach Maßstäben deutscher Energieberatung kaum erklärlich. In Deutschland wird der Einbau einer Wärmepumpe oft nur empfohlen, wenn das Gebäude mindestens so weit saniert ist, dass der Wärmebedarf auf unter 70 kWh/m² sinkt. In Schweden sind aber im Einfamilienhausbestand 1,7 Mio. Wärmepumpen installiert. Die Erklärung für diesen scheinbaren Widerspruch ist, dass ca. 2/3 der in Schweden abgesetzten Wärmepumpen Luft-Luft-Wärmepumpen sind (Svenska Kyl & Värmepumpföreningen, 2020), also das, was in Deutschland als Klimaanlage bezeichnet würde. Luft-Luft-Wärmepumpen führen die Wärme direkt der Raumluft zu. Sind es sogenannte Split-Geräte, dann ist ein Außengerät (Wärmetauscher und Wärmepumpe) durch einen Kühlmittelkreislauf mit einem oder mehreren Innengeräten (Wärmetauscher und Ventilator) verbunden. Damit entspricht die Technik weitgehend einer Luft-Wasser-Wärmepumpe, allerdings mit einer Wärmeverteilung direkt

an die Raumluft und ohne die Möglichkeit einer Warmwasserversorgung. Eine kleine Luft-Luft-Wärmepumpe heizt einen Raum schneller auf als eine Heizungsanlage, die hierzu zunächst einen Wasserkreislauf und Heizkörper erwärmen muss. Und während bei Konvektorheizungen eine Vorlauftemperatur von meist deutlich über 60°C erforderlich ist, reicht für die Erwärmung der Raumluft ähnlich wie bei Flächenheizungen eine Zulufttemperatur von 45°C aus, bei geringem Wärmebedarf kann sie sogar auf ca. 25°C abgesenkt werden.

Haglund Stignor und Walfridson (2019, S. 39) errechnen für eine Jahresaußentemperatur von durchschnittlich 6 °C Jahresarbeitszahlen (JAZ) für Häuser mit jeweils 11.000 kWh und 20.000 kWh jährlichem Wärmebedarf, wobei sie eine zusätzliche Spitzenlastdeckung für niedrige Temperaturen bereits einrechnen. Für Gebäude mit niedrigerem Bedarf errechnen sie eine JAZ von 2 bis 2,8, für die mit höherem Bedarf 1,7 bis 2,3. Grundsätzlich stellen sie einen mit steigender Anlagenleistung sinkenden COP fest (Haglung Stignor & Walfridson, 2019, S. 42). In der Zeit von 2004 bis 2011 dokumentieren sie weiter einen Trend zu besserer Anlagenleistung (a.a.O. S. 43). Nach Haglund Stignor und Walfridson (2019, S. 37) gibt es in der Literatur nur wenige Ergebnisse von In Situ-Untersuchungen von Luft-Luft-Wärmepumpen, insbesondere im nordischen Klima. Diese berichten von JAZ-Werten des Gesamtsystems zwischen 1,8 und 2,1. Diese Werte könnten in Norddeutschland mit einer Jahresdurchschnittstemperatur von ca. 10°C deutlich besser sein¹.

Die in Schweden verbreitete Luft-Luft-Wärmepumpe finden wir als Heizgerät auch in anderen anglo-amerikanischen Ländern. Eine in Kanada durchgeführte Untersuchung dokumentiert für Luft-Luft-Wärmepumpen in der Heizperiode COP-Werte von durchschnittlich 1,5 bei -21,1°C und 3,0 bei 4,9°C Außentemperatur (Kegel, Sager & Thomas, 2017).

In Neuseeland dokumentiert Pollard (2016, S. 77) in 14 von 21 Fällen Jahresarbeitszahlen zwischen 1,8 und 2,8. Fünf der untersuchten Anlagen erreichten Arbeitszahlen von 1,2 bis 1,4, für zwei andere dokumentiert Pollard eine Jahresarbeitszahl von 3,2. Die schlechten Arbeitszahlen erklären sich nicht nur durch niedrige Lufttemperaturen. Auch andere Faktoren können die Leistung der Wärmepumpe im Betrieb verringern (Pollard, 2016, S. 77):

- nicht-ideale Luftströmungen an der Inneneinheit
- schlechte Lage und Platzierung der Außeneinheit
- Betrieb bei erhöhter Innentemperatur oder mit falschen Einstellungen
- Häufiger Ein-Aus-Betrieb der Wärmepumpe.

Solche Luft-Luft-Wärmepumpen werden heute in etwa die Hälfte aller Neubauten in Neuseeland eingebaut. Die Studie dokumentiert gegenüber Deutschland niedrige Raumtemperaturen von im Mittel 18 bis 20°C am Abend und 16 bis 18°C im Tagesmittel, was sich günstig auf die Arbeitszahlen auswirkt (Burrough, Saville-Smith & Pollard, 2015, S. 33). Einige dieser Fallstudien bewerten die Leistung der

¹ In der Heizperiode ist es natürlich kälter als 10°C, aber das gilt auch in Schweden gegenüber den 6°C im Jahresmittel. Es erscheint plausibel, dass in Niedersachsen etwas höhere Jahresarbeitszahlen zu erwarten sind.

Wärmepumpen als schlecht, insbesondere, wenn diese mit Blick auf eine gute Funktion nicht korrekt installiert werden.

Fazit: Die Luftwärmepumpe mit Wärmeverteilung über Innengeräte von Klimaanlage ist mit Blick auf die Investitionskosten eine vergleichsweise attraktive Option. Die Installation der Innengeräte ist weniger aufwendig als die Installation von Flächenheizungen. Und es ist eine der Flächenheizung vergleichbare Vorlauftemperatur erforderlich, was gegenüber einer Heizungsanlage mit Konvektorheizungen zu einer etwas besseren Jahresarbeitszahl führen könnte. Mit Blick auf die Tatsache, dass größere Anlagen einen schlechteren COP haben, ist u.U. auch die Installation mehrerer kleiner Anlagen zu erwägen. Dennoch scheint denkbar, dass diese Technologie für schlecht sanierte Gebäude eine gangbare Option wäre, um die Gebäude elektrisch und damit fossilfrei beheizen zu können ohne den kompletten Gebäudebestand zu sanieren

Auch die Geografie kann sich auf die Jahresarbeitszahl auswirken. So können in einem milden Küstenklima in Niedersachsen u.U. höhere Arbeitszahlen erreicht werden als im Osten oder Süden Deutschlands.

Die dena erwartet, u.a. aufgrund der zunehmenden Nutzung von Wärmepumpen, in 2050 einen von heute ca. 700 TWh/a auf 850 TWh/a bis 1.150 TWh/a steigenden Stromverbrauch. Der eigentliche Engpass bei der schnellen Hochskalierung von Wärmepumpen dürfte daher nicht die Ausstattung einer großen Zahl von Gebäuden mit Wärmepumpen sein, sondern eher die daraus resultierende Notwendigkeit der raschen Steigerung der Erzeugung von erneuerbarem Strom. Der Wärmepumpentechnologie einen zu hohen Anteil an der Wärmeversorgung zuzugestehen, könnte also zu Problemen beim Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung führen, die ja ohnehin durch Akzeptanzprobleme, den notwendigen Ausbau von Speichersystemen sowie mit Blick auch auf die Verbreitung der Elektromobilität und die Probleme bei den Effizienzzielen unter Anspannung steht.

4.1.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

In der Region Hannover ist die Zahl der Erdwärmepumpen, wie überall, noch niedrig. Mit 1,3 Anlagen pro 1.000 Einwohnern ist die Region noch weit von der Erschließung des Potenzials entfernt (Pantua, 2018).

Bei einem Absatz von ca. 84.000 Wärmepumpen im Markt für Heizungen in 2018 (Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, 2019) würde die Produktion der von der Dena erwarteten 17 Millionen Wärmepumpen ca. 200 Jahre dauern. Um diesen Ausstattungsrad schon bis 2035 zu erreichen, müsste die Produktion von Wärmepumpen mindestens um den Faktor 15 gesteigert werden.

Mit Blick auf die Möglichkeit eine hohe Zahl von Erdwärmepumpen zu errichten muss zudem eine Ausbildungsoffensive für Brunnenbauer und Tiefbohringenieure gestartet werden, damit genügend Fachkräfte verfügbar sind (Bundesverband Geothermie e.V., 2019). Die Ausbildungsoffensive ist weiter wichtig, um durch optimale Installation der Wärmepumpen die Voraussetzungen für die Realisierung hoher Jahresarbeitszahlen zu schaffen.

Ein weiteres Hemmnis der Verbreitung von Wärmepumpen ist der Sanierungsstand der Gebäude. Denn um eine attraktive Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe zu erzielen und so Stromverbrauch wie auch Kosten im Rahmen zu halten, muss nicht nur der Wärmebedarf des Gebäudes möglichst niedrig sein. Viele Fachleute halten einen Wärmeverbrauch von unter 70 kWh/m² für erforderlich. Wichtig ist auch, dass auch eine Heizungsanlage installiert ist, die niedrige Vorlauftemperaturen ermöglicht, wie z.B. eine Flächenheizung in Boden oder Wand oder eine Warmluftverteilung wie bei einer Klimaanlage. Dämmen allein reicht da nicht (Führ et al., 2018).

4.1.3 Wärmekosten

Die Kosten einer Heizung mit Wärmepumpe werden durch drei zentrale Faktoren bestimmt:

- den Sanierungsstand und damit den Energieverbrauch des Gebäudes (vgl. Abbildung 1),
- die technisch mögliche Jahresarbeitszahl der eingesetzten Wärmepumpe für den jeweiligen Einsatzort (Temperatur Heizungsvorlauf, Wärmequelle),
- die Qualität der Installation der Wärmepumpe sowie
- den Strompreis.

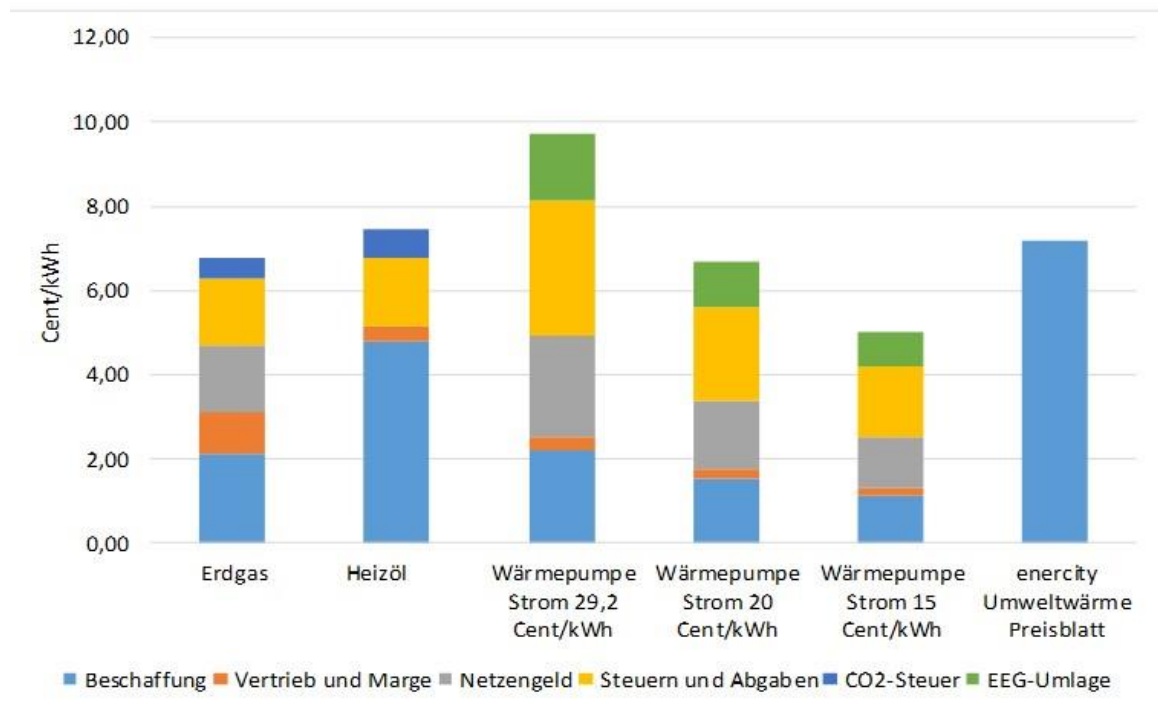
Mit Blick auf die hohen Energiekosten einer Wärmepumpenheizung eines schlecht sanierten Gebäudes sind die zu erzielenden Sanierungsfortschritte u.U. eng mit der Diffusion von Wärmepumpen verknüpft:

- Denn wird ein Gebäude mit einem Wärmebedarf von 10.000 kWh/a mit einer Erdwärmepumpe der Arbeitszahl 3,2 beheizt, werden dafür 3.125 kWh Strom benötigt, die heute bei einem Strompreis von ca. 25 Cent/kWh² mit ca. 780 €/a zu Buche schlagen.
- Wird dagegen ein Gebäude mit einem Wärmebedarf von 30.000 kWh/a mit einer Luftwärmepumpe der Arbeitszahl 2,6 beheizt, werden dafür 11.500 kWh Strom benötigt, die heute bei einem Strompreis von ca. 25 Cent/kWh mit ca. 2.900 €/a zu Buche schlagen.

Beim Vergleich der für 2021 zu erwartenden Kosten für Heizung mit Erdgas, Heizöl und Wärmepumpe stellt sich wenig überraschend eine deutliche Abhängigkeit der Wärmekosten einer Wärmepumpenanlage vom Strompreis heraus. Bei einem heute eher günstigen Haushaltsstrompreis von 29,2 Cent ist die Wärme aus der Wärmepumpe deutlich teurer als Wärme aus Erdgas oder Heizöl. Würde ein Sondertarif für Wärmepumpenstrom von 20 Cent/kWh eingeführt, wäre die Wärmepumpe schon heute wettbewerbsfähig. Bei einem Sondertarif für Wärmepumpenstrom von 15 Cent/kWh, was genau dem gegenwärtigen Niveau des Industriestrompreises (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016) entspricht, ergäben sich sogar wirtschaftliche Vorteile. Den niedrigen Tarif für Großunternehmen macht sich offenbar der Contractinganbieter enercity zu Nutze, der schon heute einen Arbeitspreis für Wärmepumpen-Wärme von 7,2 Cent offeriert (enercity, 2019).

² Einige Angebote für Wärmepumpenstrom liegen noch etwas unter diesem Wert.

Abbildung 2: Kostenvergleich fossile Heizungen und Wärmepumpe für 2021



Quelle: Borderstep

Es wird erwartet, dass sich zwei für den Betrieb von Wärmepumpen wesentliche Preiskomponenten in den nächsten Jahren ändern werden.

- Zum einen erreicht die EEG-Umlage gegenwärtig ihren Höchststand und wird zukünftig langsam absinken (Haller, Loreck & Graichen, 2015). Zudem wird in 2021 zusammen mit der Einführung der CO₂-Steuer damit begonnen, die EEG-Umlage abzusenken. Im Jahr 2021 soll die EEG-Umlage laut Berechnungen des Bundesfinanzministeriums um 2,08 Cent pro Kilowattstunde gesenkt werden, 2022 um 1,73 Cent, 2023 um 1,84 Cent, 2024 um 2,71 Cent und 2025 um 3,42 Cent (Huesmann, 2019).
- Außerdem wurde von der Verbesserung der Arbeitszahl einer durchschnittlichen Wärmepumpe von 3 auf 3,5 bis 2025 ausgegangen.

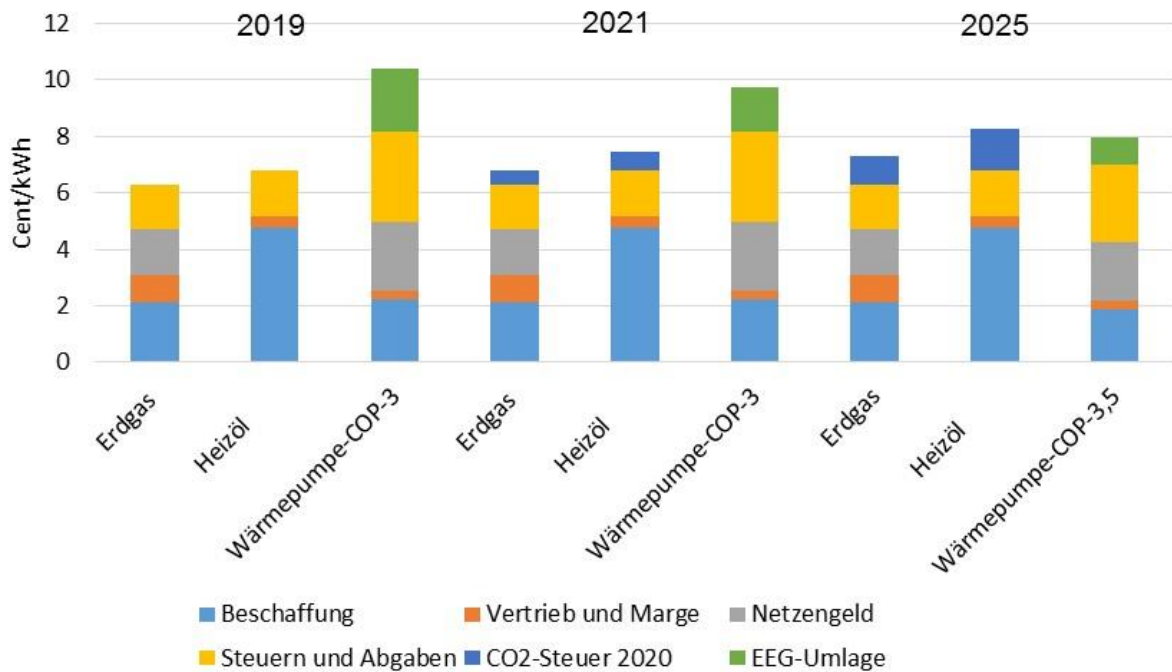
Die Kosten für Vertrieb und Marge, Netzentgelt sowie Steuern und Abgaben wurden analog zu den jeweiligen Stromkosten im Jahr 2019 und bis 2025 konstant angesetzt (Bundesnetzagentur, 2019a).

Die zum Vergleich dokumentierte Abschätzung des Erdgaspreises baut auf den Angaben zur Zusammensetzung des Erdgaspreises für 2019 auf (Bundesnetzagentur, 2019b), berücksichtigt aber die für 2021 angekündigte CO₂-Steuer von 25 €/t CO₂ und für 2025 von 55 €/t CO₂. Analog erfolgt die Abschätzung der Kosten für Heizöl auf Basis von Daten vom Institut für Wärme und Öltechnik (2020).

Alle diese Veränderungen zusammengenommen zeigen in 2025 in etwa eine Kostenparität zwischen Erdgas-, Ölheizung und Wärmepumpe. Steigt die CO₂-Steuer stärker als bisher vereinbart oder fällt

die EEG-Umlage schneller, würde sich sogar 2025 schon ein Kostenvorteil der Wärmepumpe gegenüber einer Erdgasheizung ergeben können.

Abbildung 3: Kostenentwicklung von fossilen Heizungen und Wärmepumpe bis 2025 im Vergleich

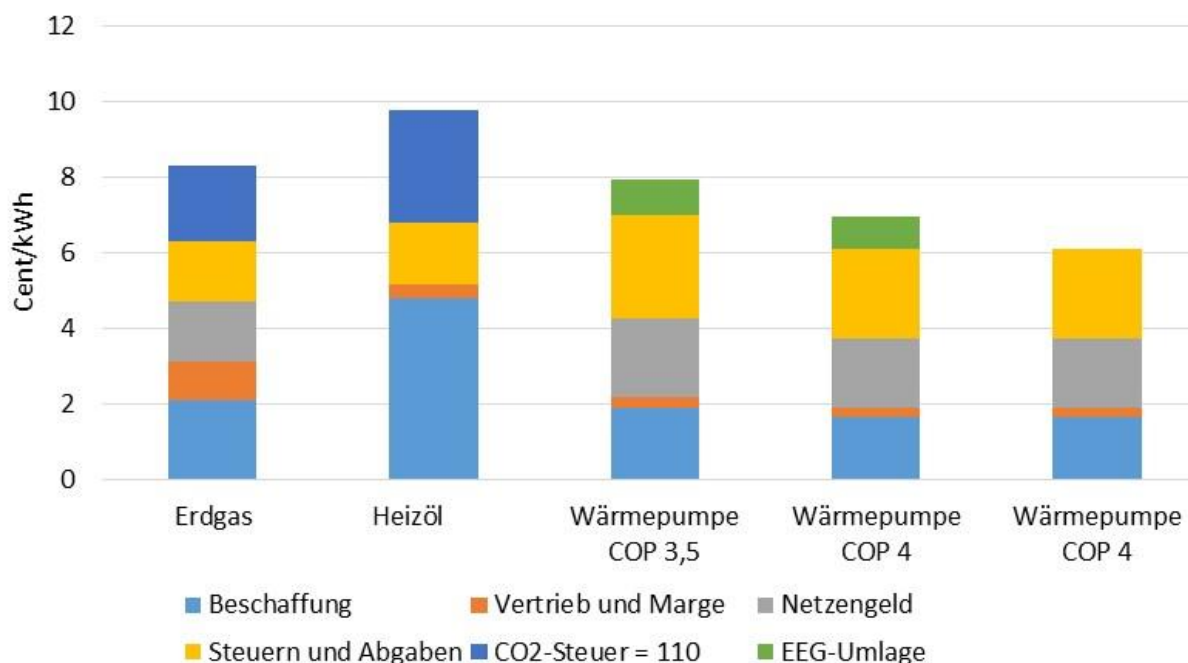


Quelle: Borderstep

Um die längerfristige Entwicklung der relativen Kosten abschätzen zu können, stellt die folgende Abbildung einen fiktiven Vergleich für das Jahr 2030 dar. Auch hier wurden Annahmen getroffen:

- Die CO₂-Steuer steigt bis 2030 auf 110 €/tCO₂.
- Die Arbeitszahl von Wärmepumpen könnte sich weiter auf 4,0 verbessern.
- Der Balken ganz rechts zeigt den Fall einer vollständigen Abschaffung der EEG-Umlage.

Abbildung 4: Fiktiver Kostenvergleich von fossilen Heizungen und Wärmepumpe für 2030



Quelle: Borderstep

Es ist erkennbar, dass es im Jahr 2030 recht wahrscheinlich ist, dass das Heizen mit Wärmepumpe dann zu niedrigeren Verbrauchskosten führt als das Heizen mit fossilen Brennstoffen.

Zusätzlich bieten Wärmepumpen in 2030 einige Chancen:

- In gut sanierten Gebäuden können gut installierte Wärmepumpen durchaus auch noch höhere Jahresarbeitszahlen bis zu 5,0 erreichen.
- Um den Wandel zu beschleunigen könnte die Bundesregierung Wärmepumpenstrom mit Sonderpreisregeln fördern, z.B. einer anwendungsbezogenen Absenkung von Stromsteuer oder Netzentgelt.
- Würde die Wärmepumpe von einem Contractor betrieben, der Industriestrompreise (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016) zahlt, würde der Arbeitspreis nochmals deutlich sinken können.

Wärmequelle	Größe des Potentials	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Dezentrale Wärmepumpen	groß	unter Anstrengung	7 bis 10

4.2 Abwärme

4.2.1 Verfügbares Potenzial

Für Deutschland errechnen Pehnt und Bödecker (2010) ein nationales Abwärmepotenzial von ca. 90 TWh/a bei einer Temperatur über 140°C und zusätzlich 45 TWh/a bei Temperaturen zwischen 60°C und 140°C, dessen Nutzung weitgehend unbekannt ist. Zusammen mit der Information des AGFW (2019, S. 9), dass in ihren Netzen in 2018 nur etwa 4,7 TWh/a industrielle Abwärme eingespeist wurden, ergibt sich die Vermutung, dass ein Wärmepotenzial von zusammen ca. 130 TWh/a weitgehend ungenutzt ist. Neuere Berechnungen des IZES ermitteln über 200 TWh/a an theoretischen Abwärmepotenzialen aus dem produzierenden Gewerbe (Grote, Hoffmann & Tänzler, 2015, S. 75). Selbst bei erheblichen Effizienzfortschritten, die bei der industriellen Energienutzung anzunehmen sind, dürfte die industrielle Abwärme langfristig einen erheblichen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten können. Denn die Quellen sind nicht nur wärmeintensive klassische Industrien, sondern zunehmend auch moderne Sektoren wie z.B. Rechenzentren, deren Stromverbrauch 2017 bei etwa 13 TWh/a lag, die nach dem Stand der Technik auf einem Niveau von ca. 30°C in sogenannte „kalte Wärmenetze“ eingespeist oder mit Wärmepumpen auf Netztemperatur gebracht werden könnten (Hintemann, 2018). Durch die Technologie der wassergekühlten Prozessoren sind in Zukunft sogar Abwärmepotenziale von 55°C aus Rechenzentren möglich, die dann durch Wärmepumpen mit hoher Arbeitszahl auch auf Vorlauftemperaturen von 80°C gebracht werden könnten.

Die Stadtwerke Tübingen setzen in ihrem Fernwärmenetz u.a. auf industrielle Abwärme. Der bei der Auskühlung eines Textilunternehmens entstehende Abgasstrom erhitzt Heizwasser aus dem Rücklauf des Fernwärmenetzes, das anschließend in das Wärmenetz zurückgeführt wird. Die zuvor ungenutzte Abwärme bekommt das Unternehmen jetzt von den Stadtwerken vergütet (Sander, 2020). Um Abwärme in Baden-Württemberg zu einem relevanten Energieträger zu entwickeln, will das Land nun die geeigneten Rahmenbedingungen schaffen. Dazu plant Baden-Württemberg unter anderem als erstes Bundesland die Einführung einer Pflicht zur kommunalen Wärmeplanung (Sander, 2020).

Für die Region Hannover wurde im Rahmen der Arbeiten zum Masterplan das Potenzial an Abwärme untersucht (Kahle, Liebermann, Mölle, Rohrsen & Würz, 2013). Identifiziert wurde die Abwärme aus der Müllverbrennung, die gegenwärtig zur Nutzung im Fernwärmenetz erschlossen wird. Weiter konnten Abwärmemengen aus einem Rechenzentrum, einem Klärwerk und einer Chemiefabrik quantifiziert und weitere Quellen zwar identifiziert, aber nicht mengenmäßig bestimmt werden (Kahle et al., 2013, S. 53).

Eine weitere Möglichkeit der Ermittlung von Abwärmequellen besteht in der Analyse derjenigen Unternehmen, die sich aufgrund hohen Stromverbrauchs als energieintensive Industrie von der Zahlung der EEG-Umlage haben befreien lassen. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle listet hier in Hannover (PLZ 30XXX) 11 Unternehmen (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2019).

Daten aus der Energie- und CO₂-Bilanz für die Region Hannover (Region Hannover, Klimaschutzleitstelle, 2019) wie auch die Daten der CO₂-Bilanz der Landeshauptstadt Hannover (Landeshauptstadt

Hannover, 2012) machen klar, dass der Wärmeverbrauch der Industrie in Hannover deutlich höher ist als derjenige der Haushalte. Es dürfte von daher aussichtreich sein, die Suche nach Abwärmequellen konsequent fortzusetzen und diese mit Blick auf die Nutzbarkeit zur Versorgung des Fernwärmenetzes zu prüfen und ggf. zu erschließen. Schon Kahle et al. (2013, S. 8) resümieren, wenn auch unter der Annahme hoher Einsparungen beim Wärmeverbrauch: „Mit der bestätigten Abwärmemenge könnten 2050 rund 20% des Wärmebedarfs der Region Hannover für Heizung und Trinkwarmwasser gedeckt werden.“

4.2.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Die Technologien zur Nutzung des Abwärmepotenzials sind marktreif. Im Wesentlichen geht es um Wärmetauscher, Wärmepumpen und Fernwärmeleitungen, die die jeweiligen Abwärmequellen mit dem Wärmenetz verbinden.

Die Dauer der Erschließung des Potenzials kann dennoch nicht genau bestimmt werden, weil die Unternehmen, die Fernwärmenetze planen und bauen, durch den in den letzten Jahren auf niedrigem Niveau in Gang gekommenen Ausbau der Fernwärmenetze stark ausgelastet sind und teilweise über Probleme mit der Versorgung mit Zulieferteilen klagen (Kahle, 2019).

4.2.3 Wärmekosten

Die Kosten der Abwärmennutzung in Wärmenetzen werden durch vier zentrale Faktoren bestimmt:

- das Temperaturniveau, auf dem die Abwärme zur Verfügung steht,
- das Temperaturniveau im Fernwärmenetz, in das eingespeist wird,
- die Arbeitszahl der eingesetzten Wärmepumpe, welche sich u.a. aus dem notwendigen Temperaturhub bestimmt, sowie
- den Strompreis.

Für die Abnahme der Abwärme wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass diese kostenfrei abgegeben wird. Im Falle von Abwärme, die bei einer höheren Temperatur als der Netztemperatur zur Verfügung steht, wird daher von einem Wärme-Gestehungspreis von 0 Cent/kWh ausgegangen. Wirtschaftliche Vorteile ergeben sich für die Abwärmequelle dennoch, da die Kosten für z.B. Kühltürme gespart werden.

In Deutschland ist die Nutzung von Abwärme mit niedrigen Temperaturen, wie z.B. aus Rechenzentren oder von Kühlanlagen, bisher nur wenig verbreitet. Für diesen Fall kann in Abhängigkeit von der Vorlauftemperatur des Wärmenetzes und dem Strompreis gezeigt werden, wie sich der kalkulatorische Wärmepreis gestaltet:

Tabelle 1: Auswirkung von Wärmenetz-Vorlauf­temperatur und Strompreis auf die Geste­hungskosten von Abwärme aus Rechenzentren

Wärmenetz-Vorlauf­temperatur	Strompreis 13 Cent/kWh	Strompreis 7 Cent/kWh
95°C (Arbeitszahl = 2,1)	6,19	3,33
55°C (Arbeitszahl = 4,0)	3,25	1,75

Quelle: Hintemann und Clausen (2018, S. 49)

Bei einem Einkaufspreis von Erdgas für Unternehmen, der in den letzten zwei Jahren zwischen 1,7 und 2,5 Cent/kWh schwankt und seit September 2018 kontinuierlich fällt³, ist leicht erkennbar, dass eine Wettbewerbsfähigkeit für Abwärme aus Rechenzentren oder Kühlanlagen im Wärmemarkt nur gegeben wäre, wenn „modernere“ Niedertemperatur-Wärmenetze versorgt werden und die EEG-Umlage fortfallen und so der Strompreis also deutlich sinken würde. Nur so könnte sich dieser Ansatz der praktischen Sektorkopplung durchsetzen⁴.

Die Überlegungen zeigen aber auch, dass sich die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Abwärmenutzung in Zukunft verbessern werden. Zum einen wurde durch enercity bereits damit begonnen, die zugesicherten Vorlauf­temperaturen im Wärmenetz abzusenken. Zum anderen ist der Einstieg in die Senkung der EEG-Umlage geschafft.

Wärmequelle	Größe des Potentials	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Abwärme	mittel	unter Anstrengung	0 bis 6

4.3 Große Solarthermie

4.3.1 Verfügbares Potenzial

In Dronninglund in Nordjütland liefert das auf ca. 8 ha aufgebaute System aus Solarkollektoren und Saisonspeicher nach Abzug der Speicherverluste ca. 14.500 MWh/a Wärme (Frey, 2018), also ca.

³ Vgl. <https://www.ispex.de/energiemarkt-kommentar-01-2020-strom-und-gaspreise-zum-jahresende-weitergefallen/> vom 31.1.2020.

⁴ In Skandinavien und insbesondere in Schweden wird die Abwärme von Rechenzentren bereits systematisch genutzt und in das Wärmenetz eingespeist (Averfalk, Ingvarsson, Persson, Gong & Werner, 2017; Reveman & Ostler, 2016; Wahlroos, Pärssinen, Manner & Syri, 2017; Wahlroos, Pärssinen, Rinne, Syri & Manner, 2018). Möglich wird dies durch zwei Sachverhalte: zum einen sind viele Regionen Skandinavien bereits mit Wärmenetzen ausgestattet, zum anderen ist der für den Wärmepumpenbetrieb benötigte Strom sehr preiswert.

1.800 MWh/ha. Im dänischen Silkeborg ist eine große Solarthermieanlage mit kleinem Wärmespeicher seit 2017 in Betrieb und liefert ca. 80.000 MWh/a. Eine Kollektorfläche von 15,7 ha wurde auf einer Fläche von ca. 30 ha installiert. Es ergibt sich ein Flächenertrag von ca. 2.600 MWh/ha. Für größere Anlagen kann insoweit von einem Bruttoflächenbedarf für Solarkollektoren und Saisonspeicher von ca. 250 GWh/km² bzw. 0,25 TWh/km² ausgegangen werden. Würde in Hannover ein solarer Deckungsgrad einer Fernwärmeversorgung mit einer Jahreswärmemenge von 1,5 TWh von ca. 40% angestrebt, wie er auch in Dronninglund erreicht wird, so wäre hierfür eine Wärmemenge von ca. 0,6 TWh/a erforderlich. Für die Erzeugung und Speicherung dieser Wärmemenge wäre eine Fläche von ca. 2,5 km² erforderlich.

Ähnlich rechnet auch das Projekt Solnet 4.0: „Geht man mittelfristig von einem Anteil der Solarthermie an der Fernwärmeerzeugung von 15% aus, so ergibt sich ein Beitrag der Solarthermie in diesem Bereich von 12 TWh/a. Hierfür ist bis zum Jahr 2050 eine Kollektorfläche von 30 km² bzw. eine Leistung von 21 GW zu realisieren, woraus ein erforderlicher jährlicher Neuzubau von rund 1 km² bzw. 0,7 GW pro Jahr resultiert. Hierfür bedarf es bundesweit in der Summe einer Landfläche von lediglich 60 km²“ (Solnet 4.0, 2019, S. 2). Für die Hannover benötigten 0,6 TWh/a errechnet Solnet damit 3 km².

Allein durch Umwidmung der Startbahn-Nord des Flughafens, dessen Auslastung in der Zeit einer wirksamen Klimaschutzpolitik mehr als zweifelhaft ist, stünde eine Fläche von ca. 4 km² zur Verfügung. Die Nutzung von bis zu 0,6 TWh/a solarthermischer Wärme auch in einem deutlich erweiterten Wärmenetz in Hannover wird insoweit nicht durch eine Knappheit des Potenzials an solarer Strahlung begrenzt. Eine mögliche Knappheit wäre nur auf politisch-ökonomische Probleme der Verfügbarkeit der Fläche zurückzuführen. Weiter wäre zu prüfen, in welchem Zeitrahmen die Planung, Lieferung und der Aufbau der Anlagen mit Blick auf die gegenwärtige Leistungsfähigkeit der Branche machbar wäre.

4.3.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Solnet errechnet auf Basis von Zielen des BMWi die Notwendigkeit, die Ausbautzahlen für solare Wärmenetze um den Faktor 50 zu erhöhen (Solnet 4.0, 2019, S. 2). Stellt man die in Deutschland vorhandene Bruttokollektorfläche der Jahre 1996 bis 2018 sowie deren Projektion bis ins Jahr 2023 in Bezug zu einer fiktiven Anlage in Hannover mit einer Jahresleistung von 0,6 TWh im Jahr 2030 wird klar, dass EINE Anlage dieser Größenordnung ALLEIN die gesamte bis ins Jahr 2023 vermutlich errichtete Kollektorfläche um ca. einen Faktor 3 übertrifft. Gemessen an dem in 2023 erwarteten Zubau von 25.000 m² stellen 1,5 km² Kollektorfläche das 60-fache an Fläche dar.

Dieser Faktor wird deutlich kleiner, wenn man ihn auf den Zubau aller Solarthermieanlagen bezieht. So lag die im Jahr 2018 neu installierte Solarkollektorfläche bei 0,57 km², mit einer thermischen Leistung von 400 MW. In den Jahren 2009 bis 2012 lag der Zubau vorübergehend sogar bei 1,2 km²/a (BSW Solar, 2019). Aber auch gemessen an diesen größeren Zubauwerten sind 1,5 km² die Kollektorproduktion von etwas mehr als einem Jahr. Eine Anlage eines solchen Ausmaßes zu errichten ist damit mit Sicherheit für den Solarsektor eine immense Herausforderung. Hinzu kommt, dass solarther-

mische Strahlungsenergie eine der in Deutschland ökologisch wie wirtschaftlich eigentlich attraktivsten Wärmenergieformen ist. Falls diese sich großskalig wirklich zu einem wettbewerbsfähigen Preis gewinnen lässt, dürfte der Markt- und Nachfragedruck auf die Branche enorm sein.

4.3.3 Wärmekosten

Plan Energi (2018a, S. 12ff) dokumentiert Daten zu 104 dänischen Fernwärmenetzen, die bereits über eine große Solarthermieanlage verfügen. Durchschnittlich sind pro Netz ca. 13.500 m² Solarkollektoren installiert und es wird im Mittel ein solarer Deckungsgrad von ca. 20% erreicht, das Maximum liegt bei 43% solarem Deckungsgrad. Die Wärmekosten für die Endkunden für den jeweils angebotenen Wärmemix, zu dem neben dem solaren Anteil unterschiedliche andere Wärmeträger beitragen, liegen bei 6,4 Cent/kWh und damit unter dem in Deutschland durchschnittlich gezahlten Wärmepreis (Plan Energi, 2018a, S. 24).

Die Studie von Plan Energi (Plan Energi, 2018a, S. 49) identifiziert in Europa darüber hinaus mehr als 2.300 existierende Fernwärmenetze, in denen mit Solarthermie solare Deckungsgrade von 20% bis 40% erreicht werden könnten. Für diese Netze werden die Kosten einer großen Solarthermieanlage jeweils fiktiv errechnet. Einbezogen werden dabei die Kosten für

- die Solarkollektoren inkl. Montage, Verrohrung, Pumpen, Steuerungstechnik und Gebäude (Plan Energi, 2018a, S. 39f),
- in der Variante mit 20% solarem Deckungsgrad einen Tagesspeicher, so dass Wärme auch nachts zur Verfügung steht (Plan Energi, 2018a, S. 40),
- in der Variante mit 40% solarem Deckungsgrad einen Saisonal-Wärmespeicher von 3m³ pro m² Kollektorfläche, der Wärme über mehrere Monate speichern kann (Plan Energi, 2018a, S. 40),
- eine 200 bis 1.000 m lange Verbindungsleitung, mit der das Solarthermiefeld an das bestehende Wärmenetz angeschlossen wird (Plan Energi, 2018a, S. 42),
- die Kosten des Landerwerbes⁵, die in Deutschland mit 20.000 €/ha angesetzt werden (Plan Energi, 2018a, S. 44f).

Die Berechnung erfolgt mit der Annahme eines Zinses von 3% p.a. sowie 25 Jahren Anlagen-Nutzungsdauer (Plan Energi, 2018a, S. 45) und ergibt bei einem angestrebten solaren Deckungsgrad von 40% Kostenanteile von 64% für die Kollektoranlage, 33% für den Saisonalpeicher und jeweils 1% für die Anschlussleitung und die Grundstückskosten.

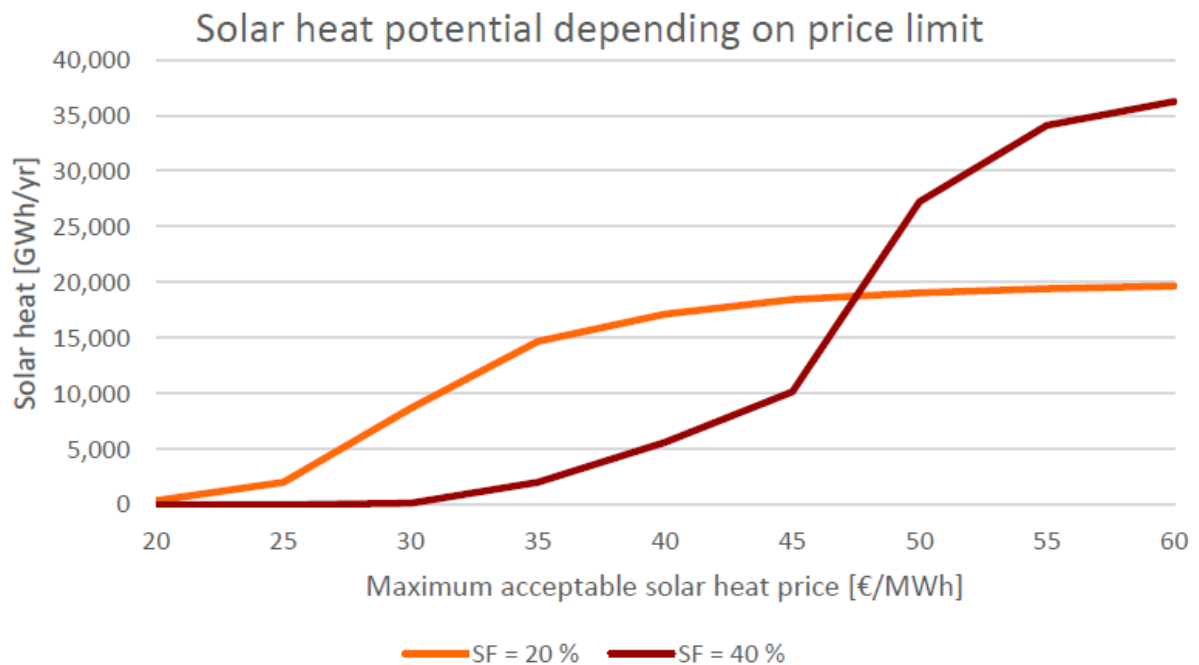
Die Gesamtkosten großer Solarthermieanlagen sind für einen niedrigen solaren Deckungsgrad – ohne Saisonalpeicher – und im Fall von großen Anlagen deutlich niedriger. Der größte Teil des durch Plan Energi errechneten Potenzials von etwa 20 TWh/a lässt sich im Falle von großen Anlagen mit einer

⁵ Plan Energi bezieht auch die Kosten des Landerwerbs in die abbeschriebenen Anlagenkosten ein, merkt aber an, dass das Land seinen Wert auch nach Abbau der Ablage behält und wieder veräußert werden kann. Mit Blick auf die niedrigen anteiligen Kosten des Landerwerbs wird dies vernachlässigt (Plan Energi, 2018a, S. 44).

Wärmeleistung von über 0,2 TWh/a zu Wärme-Gestehungskosten von 2 bis 3 Cent/kWh realisieren (Plan Energi, 2018a, S. 52).

Mit resultierenden Wärmekosten von 3,5 bis 4,5 Cent/kWh lassen sich auch höhere Deckungsgrade realisieren, mit denen dann ungefähr die doppelte Wärmemenge bereitgestellt werden kann (Plan Energi, 2018a, S. 53).

Abbildung 5: In Europa erschließbares Wärmepotenzial in Abhängigkeit vom Wärmepreis



Quelle: Plan Energi (2018a, S. 53)

Auch von deutschen Anbietern von großen Anlagen mit einer Kollektorfläche oberhalb von 10.000 m² sind Aussagen über solare Wärmegestehungskosten von ca. 2 Cent/kWh Wärme (20 €/MWh) bekannt. Dabei wird eine Anlagenlebensdauer von 30 Jahren angesetzt. Hinzu kommen Grundstücks-kosten (Pachten), die Kosten eines Saisonspeichers und die Kosten des Anschlusses an das Fernwärmenetz. Die Größenordnung der Zahlen aus der Plan Energi Studie werden insoweit bestätigt.

Wärmequelle	Größe des Potentials	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Große Solarthermie	groß	unter Anstrengung	2 bis 4,5

4.4 Tiefe Geothermie

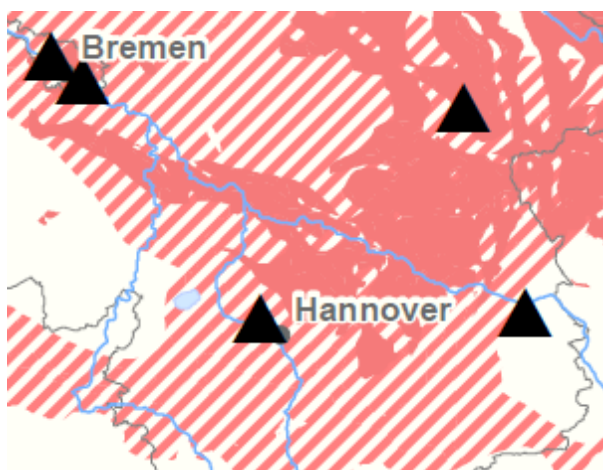
4.4.1 Verfügbares Potenzial

Tiefengeothermie gewinnt dadurch Energie, dass durch ein Rohr (Bohrung) Wasser in Tiefen unter 400 m gepumpt wird. Das Wasser wird dort durch eine Gesteinsformation hindurchgepresst, nimmt so die Wärme des umgebenden Gesteins auf und wird über eine zweite Bohrung als Heißwasser gefördert. Das langfristig realisierbare Potenzial schien noch Anfang des Jahrzehnts riesig. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Bundesministerium für Umwelt, 2011, S. 59) sah hier nach der Solarthermie das zweitgrößte Potenzial erneuerbarer Wärme und schätzte den langfristig möglichen Beitrag der Geothermie zur Wärmeversorgung auf ca. 300 TWh/a.

Die BGR dokumentiert für Europa zwar ein technisches Potenzial von über 250 TWh/a geothermischer Wärme (und darüber hinaus 2.800 TWh/a geothermischen Strom), weist aber ergänzend darauf hin, dass die Verwendung des Begriffes „technisches Potenzial“ zurzeit wenig sinnvoll wäre, da die Technologie zur Gewinnung der tiefen Geothermie, insbesondere für die petrothermale Geothermie, noch nicht hinreichend entwickelt ist (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2019, S. 153). Das Leibnizinstitut für angewandte Geophysik schätzt aktuell den möglichen Beitrag der geothermischen Wärme auf 104 TWh/a (Leibnizinstitut für angewandte Geophysik, 2018a, S. 10).

Aus Sicht des Verbands kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), des Energieeffizienzverbands AGFW, des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) und des Bundesverbands Geothermie e.V. (BVG) sind zur Erschließung dieses Wärmepotenzials der tiefen Geothermie von ca. 100 TWh/a entschlossene Maßnahmen erforderlich (AGFW e.V., Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Verband kommunaler Unternehmen & Bundesverband Geothermie, 2019).

Abbildung 6: Hydrothermisches Potenzial ab 60°C in der Region Hannover



Quelle: Leibnizinstitut für angewandte Geophysik (2018b), vorhandenes Potenzial rot, vermutetes Potenzial gestreift, Kohlekraftwerke werden als schwarzes Dreieck dargestellt

Ein tiefegeothermisches Wärmepotenzial im Nordosten des Stadtgebietes lässt sich im Geothermie-Atlas erkennen (Leibniz Institut für angewandte Geophysik & Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2013) und wird auch auf einer aktuellen Karte deutlich (vgl. Abbildung 6). Die Erschließung halten Tischner et al. (2012) für aussichtsreich. Für die Wärmergewinnung geeignete Sandsteinformationen sind im Nordosten Hannovers vorhanden und weisen eine Temperatur von über 70°C auf, so dass eine Direktwärmenutzung möglich ist. Der Sandstein hat gute hydraulische Eigenschaften (Permeabilität/Transmissibilität) und die bohrtechnische Erschließung als Dublette von einem Bohrplatz erscheint machbar (Tischner et al., 2012). Das konkret erschließbare Volumen dieses Potenzials sowie mögliche Bohrplätze sollten bestimmt werden.

Exkurs: Risiken und Mythen im Kontext der tiefen Geothermie

Erdbeben im Zusammenhang mit der tiefen Geothermie treten in Gebieten auf, in denen natürlicherweise ebenfalls Beben beobachtet werden. Die „Hauptrisikoregion“ in Deutschland ist der Oberrheingraben (Region ca. zwischen Basel und Frankfurt). Hier gab es in der Vergangenheit (speziell in Basel) einige spürbare Erschütterungen durch die tiefe Geothermie. Man hat aber hieraus gelernt, entsprechende Monitoring- und Frühwarnkonzepte entwickelt (Wegler et al., 2017), so dass die dortigen Geothermieanlagen auf deutscher und französischer Seite seit mehreren Jahren störungsfrei laufen (Insheim, Rittershoffen u.a.m.). Norddeutschland (inkl. Hannover) liegt im Norddeutschen Becken, was tektonisch sehr ruhig ist. Hier gibt es quasi keine natürlichen Beben (GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam, 2020). Entsprechend gab es in Norddeutschland auch noch nie Probleme im Zusammenhang von Erdbeben und Geothermie. Zu unterscheiden hiervon ist allerdings die Situation bei der Erdgasförderung. Durch die Erdgasförderung gab und gibt es in Norddeutschland auch einige spürbare Beben. Dies ist bedingt durch die Entnahme bzw. Förderung großer Fluidmengen und entsprechender Druckabsenkung im Untergrund. In der Geothermie wird aber das Wärmeträgermedium (Wasser) im geschlossenen Kreislauf zirkuliert. Die Massenbilanz ist ausgeglichen, es wird keine großräumige Druckabsenkung erzeugt und folglich ist die Wahrscheinlichkeit von Erdbeben durch tiefe Geothermie in Norddeutschland sehr gering.

Für den Bohrprozess ist der Einsatz einer **Bohrspülung** zur Bohrlochstabilisierung, zum Austrag des Bohrkleins, zur Kühlung sowie für weitere Aufgaben unverzichtbar. Der Hauptbestandteil von Bohrspülungen in der tiefen Geothermie ist Wasser, dem Salz, Tonpartikel und weitere Zusatzstoffe zugemischt werden. Die Bohrspülung kommt durch technische Maßnahmen (sogenannte Barrieren) nicht mit der Biosphäre in Kontakt und wird nach dem Bohrprozess speziell entsorgt. Die oberen Bereiche einer Bohrung, in denen gewöhnlich Trinkwasser vorkommt, werden trocken oder einfach mit Wasser gebohrt.

Im Hinblick auf eine mögliche Umweltgefährdung ist das im tiefen Untergrund natürlicherweise vorhandene Grundwasser (**Thermalwasser**) meist problematischer als die Bohrspülung. So enthält das im Rahmen des GeneSys-Projekts in Hannover in ca. 1200 m Tiefe nachgewiesene Thermalwasser ca. 200 Gramm/Liter gelöste Inhaltsstoffe, d.h. etwa sechsmal mehr als Meerwasser (Hesshaus & Kringel, 2010). In nachweisbarer Konzentration finden sich hier auch einige Schwermetalle oder andere

umweltgefährdende Stoffe. Mit zunehmender Tiefe nimmt die Konzentration dieser Inhaltsstoffe gewöhnlich weiter zu. Unter anderem aus diesem Grund ist es zwingend erforderlich, dass das an die Oberfläche geförderte Thermalwasser - nach Wärmeentzug - im geschlossenen Kreislauf wieder in das gleiche Gestein nach unten gepumpt wird. Der langjährige störungsfreie Betrieb der Geothermieanlagen in Norddeutschland (Neustadt-Glewe, Waren) zeigt aber, dass dies technisch sicher und ohne Umweltgefährdung möglich ist.

Hinsichtlich der hydraulischen Risserzeugung (hydraulic fracturing oder auf neudeutsch „**Fracking**“) muss man differenzieren hinsichtlich der verschiedenen Einsatzfelder, Umsetzungsvarianten und Umweltstandards in verschiedenen Ländern. In der Geothermie wurde und wird diese seit etwa 70 Jahren praktizierte Technologie vor allem im Hartgestein (Granit etc.) und unter Verwendung von Wasser ohne chemische Zusatzstoffe eingesetzt (Plenefisch et al., 2015). Dass diese Methode bei Einhaltung entsprechender Standards sicher und umweltverträglich durchführbar ist, ist unter Geowissenschaftlern unumstritten. In Deutschland ist diese Technologie aber vermutlich aufgrund der mangelnden Akzeptanz kaum noch umsetzbar.

In Hannover-Lahe wurde im Jahre 2011 in ca. 3.700 m Tiefe eine große Fracoperation unter Einsatz von Frischwasser (gereinigtes Wasser aus dem Mittellandkanal) durchgeführt. Das nahezu vollständig aufgesalzene Wasser, das später an die Oberfläche zurückgefördert wurde und die Bohrung zusetzte sowie die schwierige genehmigungsrechtliche Situation, haben zum Abbruch aller Arbeiten an dieser Bohrung geführt. Das hier eingesetzte **GeneSys-Verfahren** stellte den Versuch dar, mit nur einer Bohrung geothermische Energie zu gewinnen (Tischner et al., 2013) und ist mit möglichen neuen Bohrungen in geringerer Tiefe nicht vergleichbar.

Für die geothermische Nutzung der Sandsteinformationen im Nordosten Hannover ist Fracking nicht erforderlich. In der viel geringeren Tiefe von ca. 1.200 m und bei einer Temperatur von ca. 70°C liegen im Nordosten von Hannover Sandsteine vor, die voraussichtlich geothermisch nutzbar sind. Die Erkenntnisse, die beim Durchbohren dieser Sandsteine, die im Rahmen des GeneSys-Projektes in Lahe gewonnen wurden und die Daten, die von Öl- und Gasbohrungen nördlich von Hannover (Großburgwedel/Thönse) vorliegen, stützen diese Einschätzung. Im Detail gibt es sicher Herausforderungen und solange man nicht aus einer ersten Geothermiebohrung die entsprechende Thermalwasserförderung nachweist, bleibt auch ein „Fündigkeitsrisiko“ bestehen.

Andererseits machen uns die Niederlande aktuell vor, wie man die tiefe Geothermie unter ähnlichen natürlichen Gegebenheiten des Untergrunds nutzen kann. In Norddeutschland haben wir aktuell drei Geothermieanlagen (seit vielen Jahren unverändert). In den Niederlanden sind hingegen 24 Anlagen mit 54 Quellen (Stand: Jan. 2019) im Betrieb bei einer Zunahme von fünf Anlagen mit insgesamt 12 Quellen in 2018 (Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, 2019, S. 41ff). Insbesondere vor dem Hintergrund, dass die tiefe Geothermie mit geringen Eingriffen in das Landschaftsbild verbunden und grundlastfähig ist, lohnt es sich hier zu investieren. Eine Transformation des Energiesystems weg von Öl- und Gasbohrungen hin zur Geothermie, aber unter Nutzung der Erfahrungen und Kapazitäten der Öl- und Gasbranche wäre wünschenswert. Auch diesbezüglich können wir aus den Niederlanden lernen.

4.4.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Für die tiefe Geothermie (Bohrtiefe > 400 m) weist der Bundesverband Geothermie für ganz Deutschland 37 Anlagen (Heizwerke und Heizkraftwerke) in Betrieb aus, davon 33 zur Wärme und neun zur Stromproduktion (fünf kombiniert) (Bundesverband Geothermie e.V., 2020). Die installierte Wärmeleistung liegt bei 374 MW mit einem jährlichen Wärmeoutput von 1,38 TWh (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2019, S. 150). Zurzeit sind drei tiefengeothermische Anlagen in Bau und 30 in verschiedenen Planungsphasen (Bundesverband Geothermie e.V., 2020). In den letzten vier Jahren sind vier Anlagen neu in Betrieb genommen worden, die Gesamtleistung nahm um 9 MW zu (Clausen, 2016, S. 29).

Trotz großer Potenziale schreitet also die Erschließung dieser Potenziale kaum voran. Das zentrale Problem scheint das Fündigkeitsrisiko zu sein. Zwar erklärt z.B. das BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011, S. 17) den Begriff des Fündigkeitsrisikos und weist auch darauf hin, dass dieses Risiko bereits privatwirtschaftlich versichert wurde (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011, S. 74), aber nur selten scheinen Versicherungen diese Risiken wirklich zu versichern. Die Versicherung Munich Re hat zwar bereits Bohrungen in Kenia versichert (Munich Re, 2015), in Deutschland ist es aber aufgrund der geringen Anzahl von Geothermieprojekten sehr schwierig, das Fündigkeitsrisiko sowie bohrtechnische Risiken zu quantifizieren und privatwirtschaftlich abzusichern. Unsicherheiten werden auch von Plan Energi als zentrales Hemmnis der Nutzung der tiefen Geothermie aufgeführt (Plan Energi, 2018b).

Konkrete Projekte kommen offenbar schleppend voran. So spielte zwar in der langfristigen Fernwärmestrategie von Kopenhagen die Tiefengeothermie eine wichtige Rolle (Stobbe, 2014), aber bisher gibt es im Großraum Kopenhagen nur eine in Betrieb befindliche Bohrung im Amager (Danish Energy Agency, 2020). Auch in der Stadt Celle, dem Zentrum der Deutschen Tiefbohrindustrie, wurde für die Versorgung eines kompletten Quartiers mit 1000 Wohnungen eine Machbarkeitsstudie erstellt (Bluhm, 2016), letztlich aber dann doch eine Lösung mit fossilem BHKW realisiert (Cellesche Zeitung, 2018). Ein gescheitertes Projekt in Aspern bei Wien führte für die Wien Energie zu einem Abschreibungsbedarf von 16,1 Mio. € (Haas, Suna, Loew & Zeschmar-Lahl, 2013, S. 72).

Der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), der Energieeffizienzverband AGFW, der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) und der Bundesverband Geothermie e.V. (BVG) betonen dennoch den notwendigen Beitrag der tiefen Geothermie zur Wärmewende und fordern eine entschlossene Lösung der eher ökonomischen als technischen Probleme (AGFW e.V. et al., 2019). Die Verbände empfehlen besonders eine verbesserte Absicherung geothermischer Projekte in der Anfangsphase der Investition. Dazu sei die Etablierung eines Wärmenetztransformationsfonds geeignet, dessen Mittel u.a. für die Reduzierung des Fündigkeitsrisikos oder zur Durchführung seismischer Messkampagnen eingesetzt werden sollten. Darüber hinaus werden konkrete Vorschläge zum systematischen bzw. strategischen Ausbau der Tiefengeothermie sowie zur Behebung von Informationsdefiziten gemacht (AGFW e.V. et al., 2019).

Die Wirksamkeit eines solchen Fonds zeigen die Niederlande. Nachdem die niederländische Regierung ein Angebot der Absicherung des Fündigkeitsrisikos machte (Government of the Netherlands,

2020), wächst seit 2017 die Zahl der Projekte und die der zusätzlichen Quellen sprunghaft (Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, 2019, S. 42). Die Regelung der Versicherung legt fest, dass je nach Bohrtiefe Projektwerte von 11 Mio. € bis 18 Mio. € versichert werden können. Die Prämie liegt bei 7% der Versicherungssumme und der Eigenanteil wurde auf 5% des Gesamtrisikos festgelegt (Rijksdienst voor Ondernemend & Nederland, 2019).

Insgesamt lässt sich gegenwärtig die Dauer der Erschließung eines möglicherweise vorhandenen, geothermischen Wärmepotenzials in Hannover nicht beziffern. Mit der Fernwärmeleitung zur Müllverbrennungsanlage in Lahe besteht jedoch schon eine Voraussetzung zum Abtransport von dort möglicherweise gewonnener geothermischer Wärme. Wichtig für die Erschließung wäre eine öffentliche Absicherung des Fündigkeitsrisikos nach niederländischem Vorbild oder die Bereitstellung öffentlicher Mittel für eine Tiefbohrung. Eine solche Absicherung oder Finanzierung könnte das Land Niedersachsen bereitstellen oder bei der Bundesregierung durchsetzen.

4.4.3 Wärmekosten

Mit Blick auf die kleine Zahl von in Deutschland realisierten Projekten sind nur wenige Kosteninformationen verfügbar. Auf Basis von Daten von sechs Geothermie-Projekten in Deutschland dokumentiert die Bayerische Staatsregierung Wärmegestehungskosten von 1 bis 6 Cent/kWh am Punkt der Einspeisung in ein Wärmenetz, also ohne Wärmeverteilung (Bayerische Staatsregierung, 2020). Tischner et al. schätzen für Bohrungen in den Sandsteinformationen nordöstlich von Hannover einen Wärmeverkaufspreis von ca. 6 Cent/kWh (Tischner et al., 2012).

Wärmequelle	Größe des Potenzials bis 2035	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Tiefe Geothermie	mittel	unter Anstrengung	ca. 6

4.5 Solare Wärme über Photovoltaik

4.5.1 Verfügbares Potenzial

Neben der direkten Gewinnung von Sonnenenergie durch die technisch vergleichsweise einfachen Flachkollektoren gibt es auch die Möglichkeit, im Sommer mit Photovoltaik Strom zu gewinnen, mit diesem Strom eine Wärmepumpe anzutreiben und die Wärme wie auch bei der Solarthermie in einen Saisonspeicher einzuspeichern. Im Vergleich zur großen Solarthermie stellt sich diese Technologie wie folgt dar:

- Statt der Flachkollektoren werden PV-Solarmodule benötigt. Der Flächenbedarf ist in etwa gleich. Der höhere Wirkungsgrad der thermischen Kollektoren wird durch die Arbeitszahl der Wärmepumpe in etwa ausgeglichen.

- Für beide Technologien ist eine Wärmepumpe erforderlich. Bei der Solarthermie dient sie dazu, die Wärme aus dem langsam kälter werdenden Saisonspeicher auf Netztemperatur zu bringen, im PV-System wird sie zusätzlich zur Befüllung des Speichers genutzt.
- Für beide Technologien ist ein Saisonspeicher erforderlich.

Der große Vorteil des PV-Systems ist, dass der Strom nicht in der Nähe des Saisonspeichers erzeugt werden muss, er kann mit nur geringen Verlusten daher kommen, wo ausreichend Platz für Solar-Anlagen vorhanden ist. Zudem sollte man den Wind mitdenken, denn beide in Ergänzung kommen zu deutlich besseren Lastabdeckung als die Sonne allein.

Zusätzlich benötigt das PV-System eine Wärmequelle, aus der im Sommer große Mengen Wärme entnommen werden können, für die Unterstützung des Fernwärmenetzes von Hannover wären mehrere hundert GWh erforderlich. Bei einer großen Anlage können unterschiedliche Quellen erschlossen werden. Diese müssen in der Nähe der Wärmepumpe erschlossen werden. Als Quellen kommen vergleichsweise wenig effiziente Luft-Wärmeübertrager, Wärme aus Oberflächengewässern oder Grundwasser und jegliche Form von Gebäude- und Prozessabwärme in Frage. Die Quellenerschließung kann je nach örtlichen Bedingungen anspruchsvoll werden. Theoretisch könnte es gelingen, mit der Anlage Kälte für die sommerliche Klimatisierung der Innenstadt zur Verfügung zu stellen und mit der abtransportierten Wärme den Saisonspeicher zu befüllen.

Das vorhandene technische Potenzial ist nur begrenzt durch die zur Verfügung stehende Fläche und die Verfügbarkeit der Anlagentechnik. Die technische sinnvolle Nutzung des Potenzials dürfte ähnlich wie bei der Solarthermie in der Größenordnung eines solaren Deckungsgrades von 40% beschränkt sein.

4.5.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Grundsätzlich sind die erforderlichen Kerntechnologien Solarmodul und Wärmepumpe am Markt verfügbar. Erfahrene Tiefbauunternehmen, die Saisonspeicher errichten, sind dagegen nicht verfügbar.

Ein Kernproblem in der Erschließung dieses Potenzials liegt in den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wird der Vorteil der dezentralen Aufstellung der Solarmodule genutzt, dann ist in jedem Fall keine Nutzung als „Eigenstrom“ mehr möglich. Zusätzlich zu den reinen Stromerzeugungskosten, die heute bei Solarmodulen in Freiflächenanlagen unter 4 Cent/kWh liegen, sind dann Netzentgelte, Steuern und EEG-Umlage zu zahlen. Dies summiert sich auf deutlich über 10 Cent/kWh, womit die Wirtschaftlichkeit dieser Technologie kurzfristig eher nicht gegeben sein dürfte.

Eine pragmatische Strategie dürfte sein, zunächst mittelgroße solarthermische Anlagen zu errichten und so Anbieter für den Bau von Saisonspeichern aufzubauen. Nach Änderung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Wärmepumpen in der Art, dass diese von sämtlichen Netzentgelten, Energiesteuern und EEG-Umlagen ausgenommen sind, wäre dann auch die Realisierung von Anlagen zur Erzeugung großer sommerlicher Wärmemengen über Solarstrom denkbar.

4.5.3 Wärmekosten

Die Kosten, zu denen solare Wärme über Photovoltaik bereitgestellt werden könnte, sind von vielen Unsicherheiten abhängig:

- Energierechtlich ist wie für alle Bereiche der Sektorkopplung durch Wärmepumpen zu klären, ab wann zumindest Großwärmepumpen mit deutlich günstigerem Strom versorgt werden können.
- Eine weiter sinkende Preisentwicklung bei Solarmodulen ist zu erwarten, aber nicht sicher.

Existierende Anlagen, die solare Wärme über Photovoltaik produzieren, sind nicht bekannt. Informationen über ein praktisch realisiertes Preisniveau liegen insoweit nicht vor.

Wärmequelle	Größe des Potentials bis 2035	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Solare Wärme über Photovoltaik	groß	Wegen Strommarktregeln nicht gegeben	Zunächst vermutlich sehr hoch (EEG etc.)

4.6 Power-to-Heat

4.6.1 Verfügbares Potenzial

Die Nutzung von Strom zur Heizung von Gebäuden wurde Anfang der 1970er Jahre stark beworben, da mit der zunehmenden Zahl von Atomkraftwerken ein nächtlicher Stromüberschuss entstand, der durch Nachtspeicherheizungen genutzt werden sollte. Durch sehr günstige Nachtstromtarife gelang es Kunden zu finden. Mit einem abnehmenden Anteil von Grundlastkraftwerken wurde der nächtliche Stromüberschuss jedoch kleiner. Gegenwärtig liegen die günstigsten Nachtstromtarife über 20 Cent/kWh (Check24, 2019) und sind damit zur Strom-Direktheizung im Vergleich zu Erdgas- oder Fernwärmeangeboten ausgesprochen teuer. Der mit Strom beheizte Anteil des Wohnungsbestandes ging von 5,6% in 1995 auf 2,5% in 2018 zurück (AG Energiebilanzen, 2019, S. 13).

Grundlage für die wieder in Mode kommende Idee, Strom für die Wärmeversorgung zu nutzen ist heute nicht mehr ein kontinuierlicher Überschuss an nächtlicher Stromerzeugung, sondern die Überschüsse, die aufgrund der wechselnden Erzeugung von Sonnen- und Windstrom zu unterschiedlichen Jahres- bzw. Tageszeiten anfallen. Solche Stromüberschüsse dürfen zur Aufrechterhaltung der Stromnetzstabilität durch die Netzbetreiber in bestimmten Fällen abgeregelt werden (Bundesnetzagentur, 2011, S. 3):

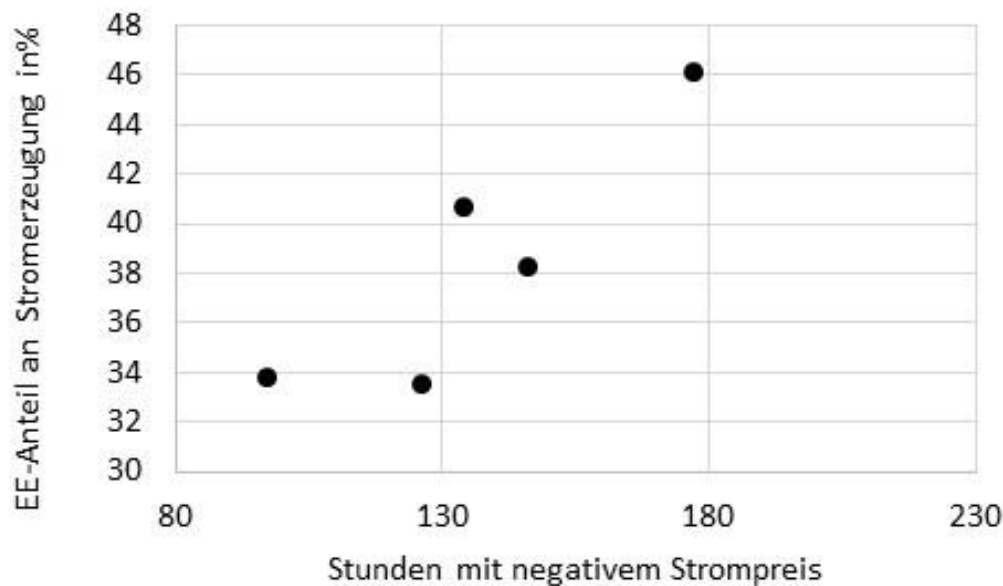
„Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, KWK- und Grubengasanlagen. Gemäß § 11 EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009) sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln (sog. EEG-Einspeisemanagement), soweit

- *andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,*
- *sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und*
- *sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.“*

Die Bundesnetzagentur dokumentiert noch für 2009 nur einen kleinen jährlichen Stromüberschuss von 73,7 GWh/a, der sich bis 2013 etwa verzehnfachte und dann ab 2015 sprunghaft auf ca. 5 TWh/a anstieg (Bundesnetzagentur, 2019c, S. 141). Auch dies ist gemessen am nationalen Wärmeverbrauch von knapp 1.400 TWh wenig (Umweltbundesamt, 2017). Die Frage der Bedeutung dieses Potenzials für die Heizung von Gebäuden hängt damit von der zukünftigen Entwicklung des Potenzials an Überschussstrom ab. Diese Entwicklung wiederum hängt entscheidend von der Entwicklung des Kraftwerksparks ab. Je höher die Zahl von „must run“ Kraftwerken wie Atom- oder Kohlekraftwerken, desto weniger besteht die Chance, eine erhöhte Erzeugung bei intensiver Sonneneinstrahlung oder viel Wind durch das Herunterfahren anderer Kapazitäten zu kompensieren. Nun ist aber zu berücksichtigen, dass der Atomausstieg für 2022 beschlossen ist und der Kohleausstieg ebenfalls in den nächsten 10 bis maximal 15 Jahren zu einem weitgehenden Verschwinden von Kohlekraftwerken aus der deutschen Stromerzeugung führen wird. Schill (2014, S. 11) zeigt einen deutlichen Effekt eines niedrigen Anteils an „must run“ Kraftwerken auf die Überschüsse. Bei 20 GW „must run“ Kraftwerken errechnet er für 2032 einen Überschuss von 28,6 TWh/a, ohne diese Kraftwerke, also bei 0 GW „must run“, bleiben die Überschüsse im Vergleich zu den aktuellen Werten annähernd konstant. Der Vergleich mehrerer Prognosen durch Plenz (2016, S. 8) lässt bis 2050 minimal 10 TWh/a, maximal ca. 30 TWh/a erwarten. Die Überschüsse würden im flexiblen „no must run“ Szenario von Schill (2014, S. 15) verteilt auf ca. 1.600 Stunden anfallen, die überwiegende Menge des Überschusses konzentriert sich letztlich auf wenig hundert Stunden.

In den letzten Jahren stiegen sowohl die Zahl der Stunden mit negativem Strompreis wie auch der EE-Anteil der Stromversorgung gleichermaßen an. 2019 kam es bis Ende November zu 177 Stunden mit negativem Strompreis (BHKW-Infozentrum, 2019).

Abbildung 7: Stunden mit negativem Börsenstrompreis in Abhängigkeit vom eingespeisten Anteil erneuerbarer Energien



Quelle: EE-Anteil: Fraunhofer ISE (2019) und
Stunden mit negativem Strompreis: BHKW-Infozentrum (2019)

Für das verfügbare Potenzial zur Wärmeversorgung einer einzelnen Stadt kann aus diesen Befunden Folgendes geschlossen werden:

- Die Nutzung der in nur wenigen hundert Stunden im Jahr zu erwartenden Überschüsse ist nur bei schneller Einspeisung in Wärmespeicher und der späteren Verteilung über Wärmenetze sinnvoll möglich. Da der Betrieb von Wärmepumpen über so wenig Stunden im Jahr nicht wirtschaftlich sein dürfte, steht damit, wenn nicht eine ohnehin vorhandene Großwärmepumpe genutzt werden kann, nur die Nettostrommenge vermindert um ca. 5% Netzverluste (Statistisches Bundesamt, 2019) als Wärmepotenzial zur Verfügung.
- Die insgesamt verfügbare Strommenge von heute 5 TWh/a und maximal 30 TWh/a im Falle eines verzögerten Kohleausstiegs) ist anteilig auf die Regionen zu verteilen⁶. Auf eine Großstadt mit 500.000 Einwohnern entfallen damit heute anteilig knapp 30 GWh/a und im Maximalszenario knapp 180 GWh/a. Dies entspricht heute ca. 1% des Wärmebedarfs im Wärmenetz und könnte auf bis zu 6% des Wärmebedarfs steigen.

⁶ Diese Überlegung geht davon aus, dass ein überproportional hoher Nutzungsanteil einer Region gleichermaßen auf ein erhöhtes Nutzungsinteresse anderer Regionen hinweisen würde. Ein überregional hohes Nutzungsinteresse wieder würde die Preise steigen lassen und damit die Möglichkeit der Nutzung dieses Potenzials einschränken.

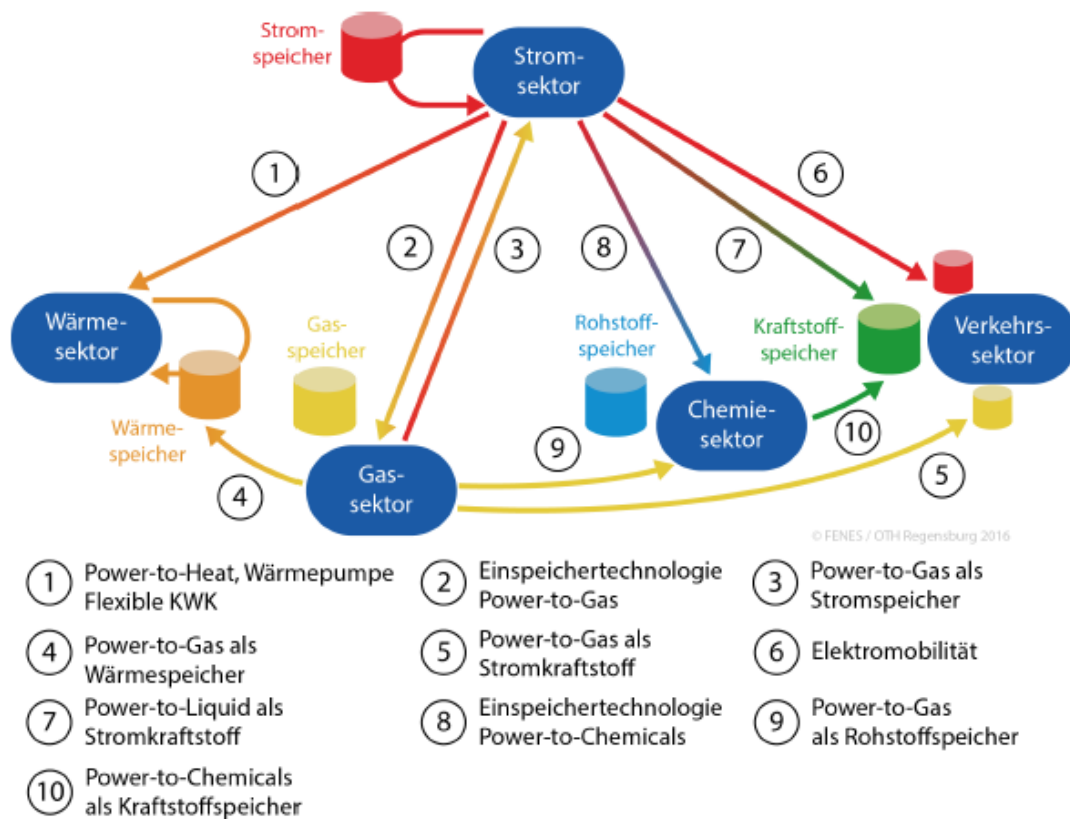
4.6.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Das Potenzial zur Nutzung von Überschussstrom kann in letzter Konsequenz nicht aktiv erschlossen werden. Zwar ist es grundsätzlich möglich, Heizstäbe in Wärmespeicher einzubauen und so bereit zu sein für die Einspeisung von „Wärme aus Überschussstrom“. Die reale Entscheidung zur Nutzung von Überschussstrom ist dabei jedoch abhängig vom Preis, der für den Strom zu zahlen ist. Ist dieser Preis höher als der, der für andere Energieträger zu zahlen ist, so wird keine Entscheidung zur Einspeisung von Überschussstrom über Heizstäbe gefällt werden. Ob und wann wesentliche Potenziale von Überschussstrom für eine Wärmenutzung zur Verfügung stehen werden, lässt sich also in letzter Konsequenz nicht vorhersagen.

4.6.3 Wärmekosten

Keine der uns bekannten Studien macht eine Aussage zu der Entwicklung der Kosten, die mit der Nutzung von Power-to-Heat bis 2030 oder 2040 verbunden sein werden. Den in Zukunft zu erwartenden Marktpreis vorherzusagen, dürfte mit Blick auf die Vielfalt der Nutzungsoptionen für Überschussstrom schwierig sein. Die Vielfalt der Nutzungsoptionen zeigt die folgende Abbildung von Sterner et al. (2016, S. 2), wobei hier eine weitere Kategorie von Einflussgrößen noch gar nicht berücksichtigt wurde. Hierbei handelt es sich um vielfältige Ansätze des Demand Side Managements sowie der virtuellen Kraftwerke, durch deren Nutzung die verfügbare Menge an Überschussstrom möglicherweise kleiner ausfällt als in den Prognosen errechnet.

Abbildung 8: Definition der Sektorenkopplung und Verwertungspfade für PtX



Quelle: Sterner et a. (2016, S. 2)

Dabei ist davon auszugehen, dass alle Technologien zur Vermeidung von Überschussstrom deutliche wirtschaftliche Vorteile gegenüber den Technologien zur Nutzung von Überschussstrom haben dürften. Denn die Vermeidung durch Demand Side Management, z.B. durch das zeitversetzte Laden der Batterie eines Elektroautos oder das vorsorgliche Herunterkühlen eines Kühlhauses, aber auch die Steuerung eines virtuellen Kraftwerkes, lässt sich im Grundsatz mit IKT-Technologien durchführen, während die Umwandlung von Strom in Wärme zusätzliche Anlagen wie Wärmespeicher und Heizstäbe erfordert, die ex-ante finanziert werden müssen.

Wärmequelle	Größe des Potenzials	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Power-to-Heat	klein	möglich	vermutlich niedrig

4.7 Bioenergie

4.7.1 Verfügbares Potenzial

Biomasse zur Wärmeversorgung ist in den Varianten der Verbrennung holzartiger Biomasse sowie der Verbrennung von Biogas von Bedeutung. Die Idee der Nutzung von Biomasse zu Heizzwecken weist Synergien mit den Interessen der land- und forstwirtschaftlichen Betriebe auf (Clausen & Hinterholzer, 2017, S. 26). Eine ganze Reihe von Bauern- und Bioenergieverbänden meldeten denn auch in 2016 eine entspannte Perspektive für die Bioenergie bis 2030 (Bundesverband Bioenergie e.V., 2016):

Die Verbände betonen die ausreichende Verfügbarkeit der Biomasse und erklären, dass Biomassepotenzial keine statische Größe für Prognosen ist. Die Aufteilung auf energetische und nicht-energetische Nutzung verändere sich vielmehr dynamisch, je nach demographischen und technischen Entwicklungen sowie möglicher Wertschöpfung. Stoffliche und energetische Nutzung sind eng verzahnt, wie die energetische Nutzung von Holz zeigt, wo auch zu entsorgende Rest- und Abfallstoffe eingesetzt werden können.

In der letzten BMU-Studie zu „Erneuerbaren Energien in Zahlen“, die noch Aussagen zum insgesamt realisierbaren Ertrag macht, wird das insgesamt zur Wärmeversorgung zur Verfügung stehende Bioenergie-Potenzial auf ca. 170 TWh/a veranschlagt, von denen in 2010 bereits 125,3 TWh/a genutzt wurden (Bundesministerium für Umwelt, 2011, S. 53). 6,1% des Wohnungsbestandes werden bereits durch Holz, Holzpellets oder auf Basis anderer Formen von Biomasse beheizt (AG Energiebilanzen, 2019, S. 13), ein Wert, der seit etwa 2015 konstant ist.

Die Begrenzung der Förderung des weiteren Ausbaus der Bioenergie im EEG 2014 weist bereits darauf hin, dass die Potenziale zunehmend ausgeschöpft sind. Auch die vergleichende Studie von Aretz und Hirschl (2007, S. 14) lässt darauf schließen, dass ein großer Teil des für die Wärmeengewinnung nutzbaren Biomassepotenzials bereits genutzt wird.

Das für Heizzwecke verfügbare Potenzial an Biomasse könnte zudem zukünftig anderweitig benötigt werden, z.B. in der Industrie. In einer 100% dekarbonisierten Wirtschaftsstruktur werden die wenigen verfügbaren Brennstoffe möglicherweise primär zur Erzeugung von Prozesswärme benötigt (Clausen & Hinterholzer, 2017, S. 27; Umweltbundesamt, 2019a, S. 130).

Mit Blick auf die Biomassenutzung weist das Umweltbundesamt (2019a, S. 132) darauf hin, dass Anbaubiomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien mit Blick auf die Flächennutzungseffizienz sehr schlecht abschneidet. Mit Wind- und Solarenergie kann auf der gleichen Fläche ein 5 - 50-fach höherer Energieertrag erzielt werden. Auch mit Blick auf Feinstaubemissionen von Verbrennungsprozessen sowie auf Akzeptanzprobleme der „Vermaisung“ der Landschaft (Umweltbundesamt, 2019a, S. 133) plädiert das Umweltbundesamt daher aktuell für einen Ausstieg aus der Nutzung von Anbaubiomasse (Umweltbundesamt, 2019a, S. 154). Weiter empfiehlt das Umweltbundesamt einen Ausstieg aus der Nutzung von Waldrestholz (Umweltbundesamt, 2019a, S. 32) und verlagert

die Perspektive der Holznutzung eher auf einen stark wachsenden Holzbau, um damit Treibhausgasemissionen aus der Gewinnung von mineralischen Baustoffen zu reduzieren (Umweltbundesamt, 2019a, S. 32, 64). Für die Wärmegewinnung würden dann primär Produktionsabfälle, also Sägespäne und Verschnitt, zur Verfügung stehen.

Dieser langfristig niedrigen Prognose des Potenzials zur Biomassenutzung für Heizzwecke steht ein aktuelles Überangebot auf dem Holzmarkt gegenüber, welches die niedersächsischen Landesforsten auf den Klimawandel zurückführen (Niedersächsische Landesforsten, 2019):

Bis Jahresende werden allein im Süden Niedersachsens etwa 1,8 Mio. Kubikmeter vom Borkenkäfer befallenes Fichtenholz zwangsweise geerntet worden sein. In 2018 waren es bereits 2,3 Mio. Kubikmeter, die in Folge von Sturm, Dürre und Borkenkäferbefall geerntet werden mussten. Zum Vergleich: In normalen Jahren ernten die Landesforsten nachhaltig ca. 1,7 Mio. Kubikmeter Holz in ganz Niedersachsen. Das Schadholz trifft auf einen übersättigten Holzmarkt, die Fichtenpreise sind mittlerweile um die Hälfte reduziert. Auch andere Baumarten zeigen mittlerweile gravierende Schäden infolge der zweijährigen Dürre. Vor allem die Buchen quittieren fehlende Niederschläge mit Vitalitätseinbußen und sterben teilweise flächig ab. Hieraus ergeben sich zunehmende Gefahren für die im Wald Arbeitenden und die Waldbesucher. Die Landesforsten mussten bereits einige Waldbereiche sperren.

Mit Blick auf die Waldschäden durch den Klimawandel bedarf die langfristige Abschätzung der nachhaltig nutzbaren Holzmengen vermutlich der Überarbeitung.

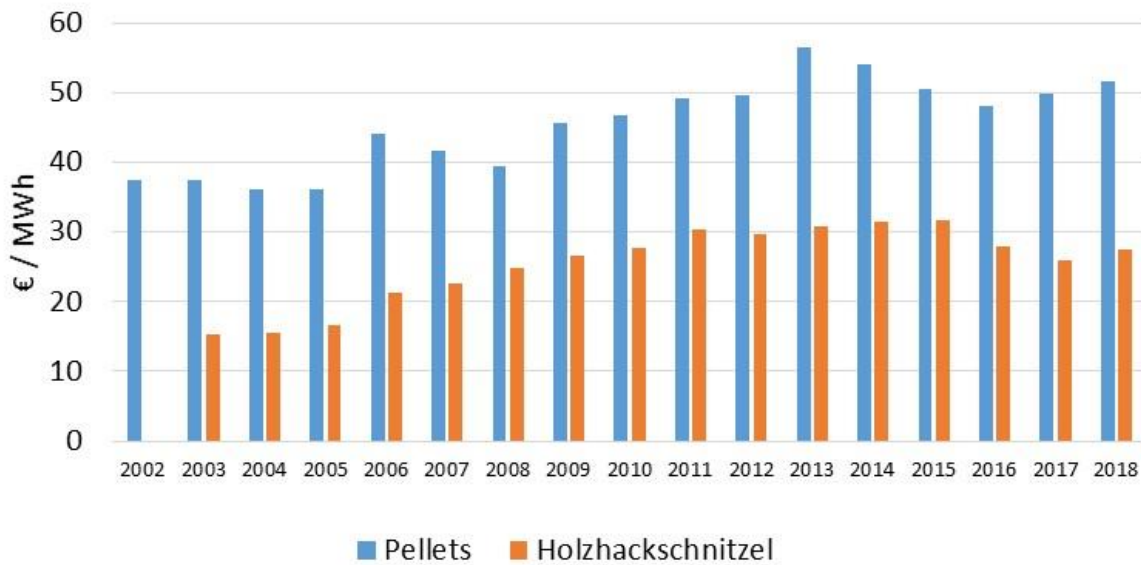
4.7.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Vorhandene Biomassepotenziale können mit vorhandenen Technologien kurzfristig für die Wärmeversorgung in Nutzung genommen werden. Neben Scheitholzöfen und Pelletsanlagen für Einzelhäuser sind Holzheizwerke zur Versorgung von Fernwärmenetzen am Markt verfügbar. So wird z. B. gegenwärtig ein Heizwerk zur Verbrennung von Waldrestholz für die Fernwärmeversorgung in Springe errichtet (Stadtwerke Springe, 2019). Auch die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Biomasse als Brennstoff ist technisch machbar und wurde in Schweden häufig durchgeführt (Clausen & Beucker, 2019a). In Hannover schlug der OB-Kandidat der SPD und Stadtwerke-Vorstand Marc Hansmann die Umrüstung des Kohlekraftwerks Stöcken auf Biomasse vor (Hannoversche Neue Presse, 2019).

4.7.3 Wärmekosten

Wie die Daten des Centralen Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerks e.V. zeigen, steigt zumindest im langjährigen Mittel der Pelletspreis wie auch der Preis für Holzackschnitzel langsam an (C.A.R.M.E.N., 2019).

Abbildung 9: Preisentwicklung bei Holzpellets und Holzhackschnitzeln



Quelle: C.A.R.M.E.N. (2019)

Preisprognosen bis 2030 oder gar darüber hinaus sind nicht bekannt. Mit Blick auf die umweltpolitischen Zielkonflikte wie auch die noch schwer abzuschätzenden Wirkung des fortschreitenden Klimawandels auf die Verfügbarkeit und den Preis von Biomasse ist u.U. mittelfristig mit einem sinkenden Preispfad, getrieben durch ein fortschreitendes Sterben der Wälder zu rechnen, welches aber langfristig eine mangelnde Verfügbarkeit und damit zwangsweise ansteigende Preise zur Folge hätte.

Wärmequelle	Größe des Potentials	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Bioenergie kurzfr.	mittel	möglich	2 bis 3
Bioenergie langfr.	klein		langfristig unklar

4.8 Kraft-Wärme-Kopplung

4.8.1 Verfügbares Potenzial

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist historisch eine Technologie zur kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme aus fossilen Brennstoffen. Aufgrund des im Regelfall gegenüber dem Wärmepreis hohen Strompreises ist diese Technologie in vielen Anwendungen wirtschaftlich.

Die Funktion von KWK in einem regenerativen Energiesystem ändert sich jedoch. Erweitert man den Blick über die Heizung eines Einzelgebäudes hinaus, ergeben sich für KWK Einsatzmöglichkeiten besonders im Kontext der Abdeckung von Spitzenlast. Dies hängt mit der Netzstabilität im Stromnetz zusammen. Denn wenn viele GW Wärmepumpen installiert werden, ist damit zu rechnen, dass in einer kalten Winterwoche alle diese Wärmepumpen gleichzeitig betrieben werden. Im Stromnetz nimmt dadurch die Höchstlast zu, jedes installierte Wärmepumpen-GW muss dabei teuer durch ein GW an gesicherter Erzeugungsleistung, im EE-Zeitalter also teurer Speicherkapazität, abgedeckt werden, denn die Jahresspitzenlast tritt jedes Jahr im Winter aufgrund von temperatursensitiver Last auf.

Wenn also die Grundlastkraftwerke (Atom und Kohle) abgeschaltet werden, steigt der Bedarf an flexiblen Stromerzeugern in den zweistelligen GW-Bereich. KWK hat in dieser Situation den Vorteil, dass sie synchron mit den fallenden Temperaturen Strom erzeugt und so nicht nur einen Teil des Wärmebedarfs deckt, sondern auch das Stromnetz entlastet.

Für den Antrieb einer KWK-Anlage in einem regenerativen Energiesystem stehen zwei Typen von Brennstoffen zur Verfügung, die langfristig beide nicht nur knapp, sondern auch teuer sein werden. Dabei handelt es sich um Brennstoffe, die entweder aus Biomasse (vgl. Abschnitt 4.7) hergestellt werden oder im Power-to-Gas Verfahren (vgl. Abschnitt 4.9) erzeugt werden. KWK wird in einem regenerativen Energiesystem daher primär dem Abdecken von Spitzenlast dienen und mit einer gegenüber heute kleinen Zahl von Betriebsstunden arbeiten.

Sowohl „grünes Gas“ wie auch die aus Biomasse gewonnenen flüssigen oder gasförmigen Energieträger sind speicherfähig. Die Kette Stromerzeugung, Power-to-Gas und Gasspeicher stellt daher genauso wie die Speicherung von Biomasse eine Variante der für ein regeneratives Energiesystem notwendigen Energiespeicherung dar.

4.8.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

KWK-Anlagen sind eine erprobte und an vielen Stellen bereits vorhandene Technologie und können kurzfristig für die erneuerbare Strom- und Wärmeversorgung in Nutzung genommen werden. Der zeitliche Umfang des Einsatzes von KWK wird zukünftig allerdings durch knappe und teure Rohstoffe limitiert werden.

4.8.3 Wärmekosten

Angetrieben durch Gas aus Power-to-Gas erhöht eine KWK Anlage trotz ihres Beitrags zur Stromerzeugung den Netto-Bedarf an Stromerzeugung. In diesem Technologieszenario erhöht sich den Strombedarf der Gasproduktion zur Versorgung der KWK-Anlage mit Gas um 15.000 kWh/a, während die KWK nur eine Stromerzeugung von 10.000 kWh/a leistet (Quaschnig, 2016).

Da sowohl der Brennstoff „grünes Gas“ (vgl. Abschnitt 4.9) als auch der Brennstoffe aus Bioenergie (vgl. Abschnitt 4.7) als zukünftig knapp und teuer eingeschätzt werden, wird auch Strom und Wärme aus KWK zukünftig eher teuer sein und schon allein dadurch wird sich die Anwendung auf Spitzenlastdeckung beschränken.

4.9 Power-to-Gas/Liquid

4.9.1 Verfügbares Potenzial

Das bisher in Deutschland verfügbare Potenzial an Elektrolyseuren für die Produktion von Wasserstoff ist gemessen an dem mittelfristigen Bedarf der Energieversorgung minimal. Mit einer Kapazität der deutschen Elektrolyseanlagen von ca. 100 MW_{el} (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH, 2018) können theoretisch ca. 530 GWh/a grüner Wasserstoff hergestellt werden⁷. In der Größenordnung von 100 MW/a bewegen sich auch die gegenwärtig jährlich realisierten Projekte zum Aufbau von Elektrolysekapazität (IRENA, 2019, S. 13)

Die Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie erwartet, dass diese Produktion bis 2025 auf ca. 8 TWh/a gesteigert werden kann, was einem jährlichen Wachstum von 72% entspricht (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH, 2018, S. 6). Bis 2030 wäre eine Produktion von ca. 50 TWh/a realisierbar bei einem auf ca. 44% fallenden Wachstum (a.a.O. S. 6). Unter der Annahme eines weiter auf 25% fallenden Wachstums wäre in 2035 mit einer jährlichen Produktion von ca. 130 TWh grünem Wasserstoff zu rechnen. Selbst wenn in 2035 ein doppelt so hoher Wert erreicht werden sollte, würde die Wasserstoffproduktion immer noch nicht zur Versorgung der Stahl- und Chemiebranche ausreichen. Auch der Prozesswärmebedarf wäre noch nicht gedeckt.

Die aus den Szenarien ableitbaren, jährlichen Zubauraten an Elektrolyseleistung übersteigen allerdings bereits in den 2020er Jahren die derzeit aus Akteurssicht als realistisch betrachtete Einschätzung (a.a.O. S. 5). Die Anlagen, die heute noch unter Manufakturbedingungen hergestellt werden, in den dreistelligen GW-Bereich aufzuskalieren, stellt daher aus Sicht der Studie eine Generationenaufgabe dar (a.a.O. S. 17).

Erst für das Jahr 2050 erwartet die Studie der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie einen Ausbau der installierten Elektrolysekapazität auf über 130 GW (2018, S. 4), mit der sich bei 8.000 Betriebsstunden pro Jahr und 67% Wirkungsgrad der Wasserstoffherstellung ca. 600 TWh Wasserstoff herstellen ließen. Die Studie lässt allerdings offen, wie eine zusätzliche regenerative Stromerzeugung von ca. 200% der gesamten gegenwärtigen Stromerzeugung realisiert werden kann. Und gelingt es nicht, 8.000 Betriebsstunden zu erreichen, schlägt sich das im Wasserstoffpreis nieder.

Diese Zahlen sind zusätzlich in einem weltweiten Kontext zu sehen. Das World Energy Council und Frontier Economics (2018, S. 31) gehen in 2040 von einer weltweiten Nachfrage nach PtX von bis zu 40.000 TWh und Elektrolysekapazitäten von 3 TW bis 6 TW aus (a.a.O. S. 6). Aber die vorgelegte Roadmap erwähnt erst für das Jahr 2042 den systematischen Aufbau von PtX-Anlagen in Gebieten

⁷ Hierbei wird davon ausgegangen, dass auf Basis einer elektrischen Anschlussleistung von 1 kW ein Wasserstoffoutput von ca. 0,67 kW erreicht wird und die Anlagen ca. 8.000 Stunden pro Jahr in Betrieb sind.

mit niedrigen Energiekosten (World Energy Council & Frontier Economics, 2018, S. 12). Die in der Studie genannten Zahlen zum weltweiten Ausbau der Kapazitäten machen insgesamt nicht den Eindruck, als wenn wesentliche Chancen für den Import großer Mengen von obendrein preiswertem grünen Gas bestehen würde (World Energy Council & Frontier Economics, 2018, S. 78). Andere Studien, z.B. von IRENA (2018, 2019), betonen die Priorität der Nutzung von Power-to-X für industrielle Anwendungen und z.B. Flugverkehr, machen aber keine klaren Aussagen zu Kapazitäten und Verfügbarkeit in den nächsten Jahrzehnten,

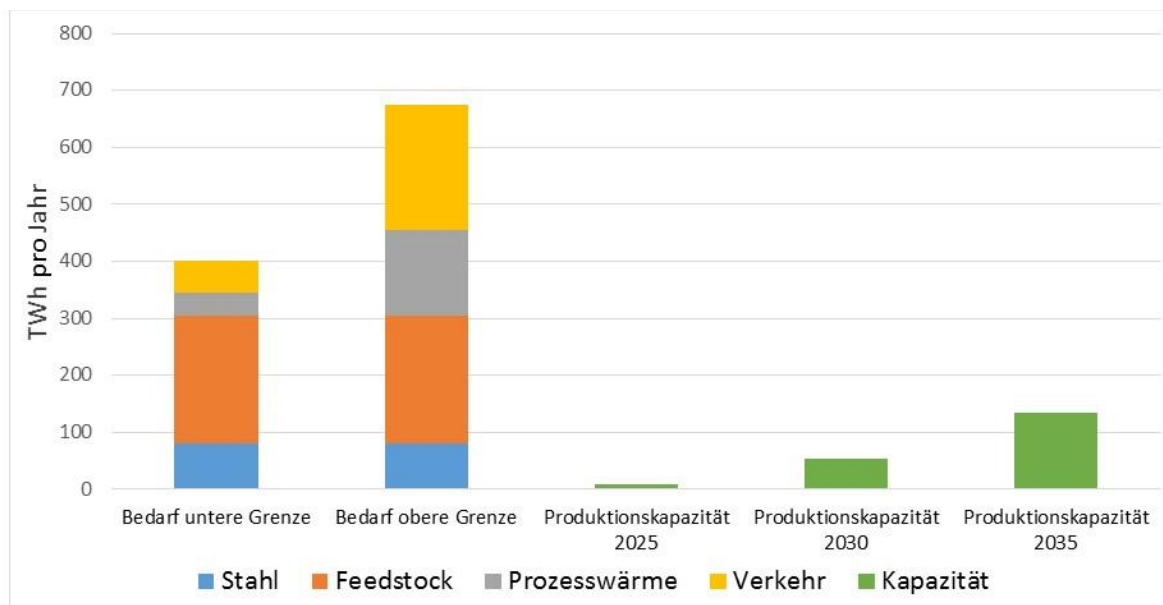
Auch das Kopernikus-Projekt „Power-to-X“ dämpft die Erwartungen auf unerschöpfliche Energiemengen aus Power-to-X (Ausfelder & Dura, 2019, S. 156), wobei sich die hier auf Kraftstoffe bezogene Aussage analog für die Wärmeversorgung treffen lässt:

„Der Markteintritt von PtX-Technologien wird vermutlich nicht übergreifend in großem Maßstab ausgerollt, sondern zunächst über einzelne besonders vorteilhafte Anwendungen in den Markt treten und sich darauf aufbauend weiterentwickeln. Somit ist es wenig wahrscheinlich, dass PtX-Kraftstoffe in größerem Umfang zur Erreichung der 2030 Klimaschutzziele des Verkehrssektors beitragen können, da die benötigten THG-Reduktionen die Kraftstoff-Kapazitäten, die bis dahin aufgebaut werden können, übersteigen.“

4.9.2 Dauer der Erschließung des Potenzials

Setzt man diese mit Wachstumsraten weit im zweistelligen Bereich durchaus nicht unambitionierte Skalierung in Bezug zu dem Wasserstoffbedarf, den eine klimaneutrale Wirtschaft hat, ist das Ergebnis ziemlich ernüchternd. Lechtenböhmer, Samadi, Leipprand und Schneider vom Wuppertalinstitut (2019, S. 12) errechnen einen Bedarf verschiedener Sektoren zwischen 400 und 800 TWh Wasserstoff pro Jahr. Alleine für die Bedarfe der kaum anders zu versorgenden Energiebedarfe der Stahlbranche, des Feedstocks für die chemische Industrie und der Prozesswärme für hohe Temperaturen sind 350 bis 450 TWh Wasserstoff pro Jahr erforderlich. Hinzu kommt der Treibstoffbedarf der Luftfahrt in Höhe von weiteren mindestens 120 TWh/a, wenn man vom gegenwärtigen Bedarf ausgeht und kein weiteres Wachstum des Luftverkehrs annimmt. Die folgende Grafik macht das mittelfristig bestehende Missverhältnis zwischen Bedarf und Erzeugung deutlich.

Abbildung 10: Wasserstoffbedarf und –erzeugung für Deutschland bis 2035



Quelle: Borderstep

Dass dieser in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich noch knappe und teure Energieträger auch für Low-Exergy Anwendungen wie Raumwärme oder Warmwasser genutzt werden wird, ist kaum vorstellbar. Wenn überhaupt, werden ausreichende Mengen hierfür schwerlich vor dem Jahr 2050 zur Verfügung stehen.

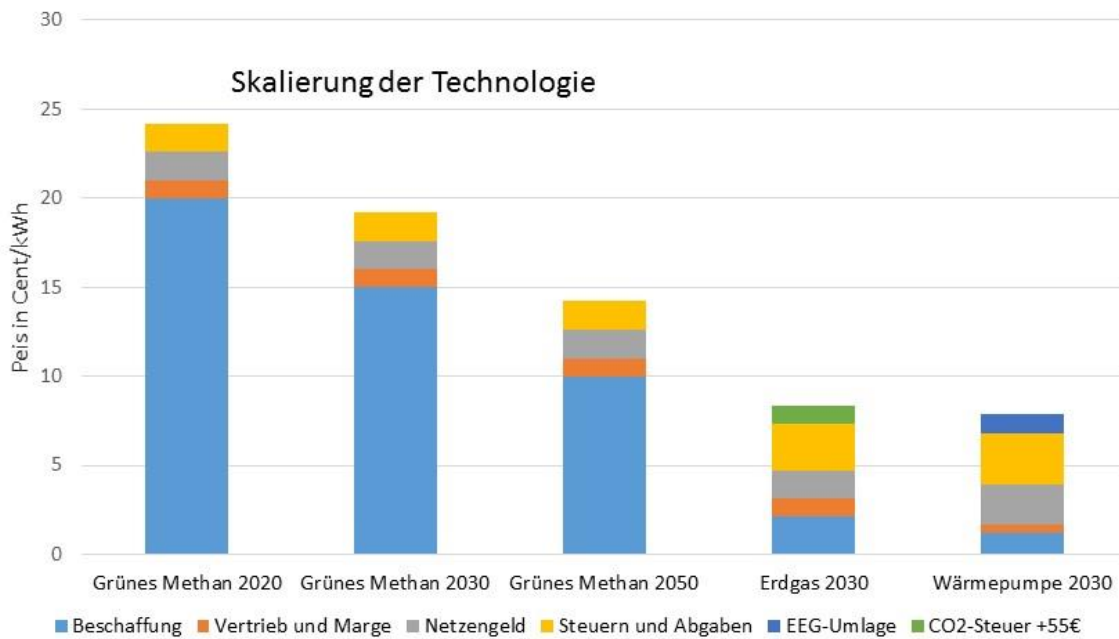
4.9.3 Wärmekosten

Die zu erwartenden Kosten der Heizung mit „grünem Methan“ lassen sich auf Basis von Preisschätzungen von Agora Verkehrs- und Energiewende (Perner, Unteutsch & Lövenich, 2018, S. 46) und von Angaben der Bundesnetzagentur zu den Komponenten des Erdgaspreises (Bundesnetzagentur, 2019b) abschätzen. Den Gestehungspreis von „grünem Methan“ veranschlagen Perner et al. (2018, S. 46) auf ca. 20 Cent/kWh in 2020, ca. 15 Cent/kWh in 2030 und ca. 10 Cent/kWh in 2050⁸. Die Kosten für Vertrieb und Marge, Netzentgelt sowie Steuern und Abgaben wurden analog zu den jeweiligen Kosten von Erdgas im Jahr 2019 bis 2050 konstant angesetzt (Bundesnetzagentur, 2019b).

Die zum Vergleich dokumentierte Abschätzung des Erdgaspreises baut ebenfalls auf den Angaben zur Zusammensetzung des Erdgaspreises für 2019 auf (Bundesnetzagentur, 2019b), berücksichtigt aber die für 2021 angekündigte CO₂-Steuer von 25 €/t CO₂ und geht für 2030 von einem Steuersatz von 110 €/t CO₂ aus. Die Kostenkomponenten der Wärmepumpe wurden in Kapitel 4.1.3 erläutert.

⁸ Ähnliche Werte nennen auch das World Energy Council und Frontier Economics (2018, S. 28).

Abbildung 11: Kostenvergleich Erdgasheizung und Heizung mit „grünem Methan“



Quelle Borderstep

Im Ergebnis zeigt sich, dass „grünes Methan“ perspektivisch für mehrere Jahrzehnte eine Technologie wäre, die sowohl im Vergleich zu Erdgas, aber auch im Vergleich zu einer mit grünem Strom betriebenen Wärmepumpe, deutliche Kostennachteile hätte. Mit einer Verbreitung dieser Technologie ist daher nicht zu rechnen. Besonders mit einer Transformationsperspektive auf das Jahr 2035 spielt „grünes Methan“ als Wärmequelle für Raumheizung keine Rolle.

Wärmequelle	Größe des Potenzials	Erschließbarkeit bis 2035	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Power-to-Gas/Liquid	nicht vorhanden	nicht gegeben	18 bis 24 langfristig auf 14 sinkend

5 Zusammenfassung

Die folgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Potenzialanalyse zusammen. Sie erscheint durchaus anschlussfähig an Planungen, die enercity 2017 begonnen hat (Scheloske & Schüle, 2017):

„Derzeit untersucht enercity systematisch die Möglichkeiten der erneuerbaren Fernwärmeerzeugung durch Abwärmenutzung, Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasseinsatz (auch im Kohle-Heizkraftwerk), Geothermie sowie auch die Option „Power to Heat“. Um effizient Einspeisoptionen wie Solarthermie und Großwärmepumpen nutzen zu können, ist perspektivisch eine Absenkung der Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz erforderlich. Dies prüft das Unternehmen unter Berücksichtigung der entsprechenden Anforderungen seiner Kunden.“

Das Spektrum der vorliegenden Untersuchung ist allerdings noch ein wenig breiter und umfasst einige zusätzliche Optionen wie „Große PV und Wärmepumpe“ und auch „Power-to-Gas“.

Tabelle 2: Zusammenfassende Bewertung der Wärmepotenziale

Wärmequelle	Größe des Potenzials bis 2035	Erschließbarkeit	Wärme-Gestehungspreis in Cent/kWh
Dezentrale Wärmepumpen	groß	unter Anstrengung	7 bis 10
Große Solarthermie	groß	unter Anstrengung	2 bis 4,5
Abwärme	mittel	unter Anstrengung	0 bis 6
Tiefe Geothermie	mittel	unter Anstrengung	ca. 6
Power-to-Heat	klein	möglich	vermutlich niedrig
Große PV und Wärmepumpe	groß	wg. Strommarktregeln nicht gegeben	zunächst vermutlich sehr hoch (EEG etc.)
Bioenergie kurzfr.	mittel	möglich	2 bis 3
Bioenergie langfr.	klein		langfristig unklar
Power-to-Gas	nicht vorhanden	nicht gegeben	18 bis 24 langfristig auf 14 sinkend

Quelle: Borderstep, der Wärme-Gestehungspreis bezieht sich bei dezentralen Wärmepumpen und Power-to-Gas auf die Wärmeversorgung von Gebäuden, bei allen anderen Wärmequellen auf den Preis der für das Wärmenetz bereitgestellten Wärme.

Grundsätzlich sind die Ergebnisse anschlussfähig an weitere Studien, die ähnliche Konzepte erarbeitet haben. Namentlich sind dies die „Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030“, (B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2019), die

aufgrund der hohen Berliner Flächenpreise allerdings die Solarthermie als zu teuer einstuft, die Studie „Wie werden Wärmenetze grün?“ (Agora Energiewende, 2019) und die Studie „Transformationsstrategien Fernwärme“ (AGFW e.V., 2014). Im Projekt „SubWW Wärmewende Stuhr-Weyhe“ stehen die Nutzung von Abwasserwärme, oberflächennaher Geothermie, Solarenergienutzung, Biomasseverwertung, Abwärmennutzung und die Einbindung bereits vorhandener Wärmeerzeuger im Vordergrund eines regenerativen Wärmekonzeptes außerhalb eines Ballungsraums (SubWW Wärmewende Stuhr-Weyhe e.V., 2020). Vattenfall setzt in Berlin in einer ersten Phase auf die Substitution von Kohle durch Erdgas und in einer zweiten Phase auf die verstärkte Nutzung von industrieller Abwärme und Geothermie (Heinrich Böll Stiftung, 2017).

Die Einschätzung, dass Wärmepumpen eine absolut unverzichtbare Bedeutung für die Beheizung des wenig verdichteten Gebäudebestandes spielen werden, findet sich in der Dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (Dena, 2018a, S. Teil 8, 19) wie auch in der „RESCUE-Studie“ des Umweltbundesamtes (2019a) oder bei Quaschnig (2016).

5.1 Ergebnisse mit Bezug auf das Fernwärmenetz

Für die Substitution der fossilen Fernwärmeerzeugung gibt es mit der Nutzung von Abwärme wie auch der großen Solarthermie zwei Technologien, die hohe Potenziale mit vergleichsweise günstigen, zumindest aber kalkulierbaren Preisen verbinden. Die gegenwärtig noch niedrigen Produktionszahlen von Solarkollektoranlagen wie auch die Kapazität der Planung und des Baus von Fernwärmenetzen stellen aber deutliche Hürden für ein rasches Aufskalieren der Technologien dar. Umso wichtiger ist ein rascher Beginn des Ausbaus.

Eine ebenfalls attraktive Wärmequelle stellt die tiefe Geothermie dar. Ein erhebliches Wärmepotenzial für die Region Hannover ist vorhanden und die Kosten der Gewinnung scheinen, abgesehen von der Risikofrage, bezahlbar. Aber eben aufgrund des Fündigkeitsrisikos scheint der Bau solcher Anlagen weitgehend zum Erliegen gekommen zu sein, während er sich in den Niederlanden (bei gelöster Risikofrage) im Aufwind befindet. Land oder Bund müssen hier den Weg frei machen.

Neben dem oben vorgestellten Wärme-Gestehungspreis, der alle im Marktprozess abgebildeten, d.h. internalisieren Kostenkomponenten umfasst, ist auch die Berücksichtigung der sogenannten „externen Umweltkosten“ umweltpolitisch von Bedeutung. In einem Vergleich der **externen Umweltkosten** der Wärmeversorgung privater Haushalte schneiden die tiefe Geothermie mit ca. 0,02 Cent /kWh und die Solarthermie mit 0,41Cent/kWh besonders günstig ab. Zum Vergleich: das Heizen mit Erdgas zieht nach den Berechnungen des Umweltbundesamtes (2019b) externe Kosten von 4,87 Cent/kWh nach sich.

Als Alternative zur großen Solarthermie schlagen Akteure der Photovoltaik die Kombination der Stromerzeugung mit Solarmodulen und die sommerliche Einspeicherung von Wärmepumpen-Wärme in Saisonalspeicher vor. Der Vorteil gegenüber der großen Solarthermie liegt darin, dass die Stromerzeugung auf verschiedene Flächen verteilt und auch weit außerhalb der Großstadt mit ihren hohen Bodenpreisen stattfinden könnte. Aufgrund der Strommarktregulierung mit ihren hohen Kosten für

Netznutzung, Steuern und EEG-Umlage auch auf regenerativen Strom ist diese Alternative jedoch bis auf weiteres ökonomisch kaum darstellbar.

Mit der Bioenergie und der Nutzung von Power-to-Heat stehen zwei weitere Potenziale zur Verfügung, die kurzfristig und problemlos genutzt werden können. Die Größe des Potenzials dürfte aber besonders bei Power-to-Heat begrenzt sein. Steigt die Nachfrage nach Power-to-Heat, könnte es auch mit Gratisstrom oder gar negativen Preisen irgendwann vorbei sein.⁹ Ähnlich ist die Lage mit der Bioenergie. Gegenwärtig scheint der vergleichsweise preisgünstige Kauf von Biomasse auch in großen Mengen kaum ein Problem zu sein. Wie es aber aufgrund der Auswirkungen des Klimawandels mittelfristig mit der Verfügbarkeit – und dann gleichzeitig auch mit den günstigen Preisen – weitergeht, ist zumindest unklar. Die Nutzung von Biomasse als Rückgrat einer nachhaltigen Wärmeversorgung könnte eine Übergangstechnologie sein, ist aber mittel- und langfristig mit hohen Risiken und Nutzungskonkurrenzen verbunden. Durch die Nutzung dieser beiden Potenziale allein kann der Wegfall fossiler Brennstoffe nicht ausgeglichen werden. Es muss darüber hinaus gedacht werden.

Für eine Reihe von Optionen der Speisung der Fernwärme mit regenerativer Wärme, z.B. der Nutzung von Abwärme mit niedrigen Temperaturen, der Geothermie, aber auch der Photovoltaik mit Wärmepumpe oder der großen Solarthermie ist eine entscheidende Variable das Temperaturniveau im Fernwärmenetz. Das aktuelle Temperaturniveau von über 100°C im Vorlauf von vielen Fernwärmesystemen ist für alle diese Lösungen nicht geeignet. Eine Vorlauftemperaturabsenkung auf 80 °C wäre anzustreben, damit der Kostenaufwand für den Betrieb von Wärmepumpen überschaubar bleibt. Auch Teilnetze mit noch niedrigerer Temperatur sollten angedacht werden.

Die ersten Schritte zu einer regenerativen Fernwärmeversorgung

Um die fossilen Energieträger in der Fernwärmeversorgung in den nächsten Jahren zu ersetzen ist es nötig, schnell mit ersten Schritten der Transformation zu beginnen. Aussichtsreiche erste Schritte bestehen in:

- der Nutzung von Abwärme als Quelle für das Wärmenetz, wobei zunächst die Erstellung eines Katasters der Abwärmequellen für die Kommune anzugehen ist,
- dem Aufbau einer ersten großen Solarthermieranlage mit Saisonspeicher, um lokal erste Erfahrungen mit der Technologie zu sammeln und den Anbietern die Chance zu ersten Wachstumsschritten und dem Aufbau von Arbeitsplätzen zu bieten,
- der Errichtung einer ersten tiefen Geothermieranlage im Nordosten der Stadt, wobei schon vorher die Frage der Versicherung des Fündigkeitsrisikos mit der Landesregierung zu klären ist. Auch

⁹ Es ist zu ergänzen, dass Power-to-Heat unter der derzeitigen Umlagen- und Entgeltsystematik der Gesetzgebung der Energiewirtschaft noch gar nicht attraktiv ist. Negativpreise und Gratisstrom existieren nur an der Strombörse. Stromverbraucher ohne Zugang zur Strombörse, egal ob privat oder gewerblich, sind aufgrund der Umlagen von solchen Anreizen noch komplett ausgeschlossen.

hier ist die Sicherung bzw. der Aufbau neuer Arbeitsplätze besonders in der Region Celle mit anzustreben, die in Deutschland das Zentrum der Bohrtechnikbranche darstellt.

Mit der Bioenergie und der Nutzung von Power-to-Heat stehen zwei weitere Potenziale zur Verfügung, die kurzfristig und weitgehend problemlos genutzt werden können. Die Größe des Potenzials dürfte aber sowohl bei der Biomasse wie auch bei Power-to-Heat begrenzt sein.

5.2 Ergebnisse für Gebäude außerhalb vom Fernwärmenetz

Abgesehen davon, dass große Wärmepumpen auch in Fernwärmesystemen zukünftig eine wichtige Rolle spielen werden, um vorhandene Wärmepotenziale auf die richtige Netztemperatur zu bringen, werden sie die zentrale Technologie zur Wärmeversorgung von Häusern in wenig verdichteten Gebieten sein. Mit Blick auf die Tatsache, dass das Biomassepotenzial weitgehend ausgeschöpft ist, verbleibt neben der Wärmepumpenheizung nur noch die Option, das vorhandene Gasnetz mit „grünem Gas“ zur Beheizung des wenig verdichteten Gebäudebestandes zu nutzen.

In Abhängigkeit von der Sanierung des Gebäudebestandes errechnet Quaschnig (2016) dabei am Beispiel eines Einfamilienhauses mit einem Wärmebedarf von 30.000 kWh/a (unsaniert) und 15.000 kWh/a (saniert) folgende Bedarfe an erneuerbar erzeugtem Strom (Quaschnig, 2016) jeweils abhängig von der eingesetzten Technologie (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Vergleich strombasierter Heizungstechnologien

Technologie	Notwendige Stromerzeugung pro saniertem Gebäude (Wärmebedarf 15.000 kWh/a)	Fiktive Wärmekosten je saniertem Gebäude auf Basis eines Preises von Strom UND von „grünem Methan“ von 20 Cent/kWh	Nationaler Bedarf an Strom	
			Gebäudebestand 100% saniert	Gebäudebestand 100% unsaniert
	kWh/a	€/a	TWh/a	TWh/a
Power-to-Gas (Gas-Brennwert)	23.000	2.400	383	767
Power-to-Gas (Gas-KWK)	Brutto 38.000 Netto 28.000	2.900	467	933
Wärmepumpe (COP 3)	5.000	1.000	83	167
Bessere Wärmepumpe (COP 5)	3.000	600	50	100

Quelle: Aus Basis von Quaschnig (2016), Perner (Perner, Unteutsch & Lövenich, 2018, S. 13, 26,) Kostenschätzung durch Borderstep

Aufgrund des hohen Strombedarfs und der aufwendigen Gasproduktion läuft die Kostenschätzung auf extrem hohe Kosten sämtlicher Varianten von Power-to-Gas-Lösungen in der Wärmeversorgung hinaus. Hinzu kommen die Kapazitätsprobleme der Herstellung von grünem Gas.

Die Entwicklung einer besseren Wärmepumpe bzw. die bautechnische und handwerkliche Realisierung höherer Jahresarbeitszahlen wäre klimapolitisch höchst bedeutend. Ohne die energetische Sanierung zahlreicher Gebäude sind die Aussichten auf gute Arbeitszahlen aber schlecht. Gerade mit Blick auf eine Verkürzung der Zeitziele einer klimaneutralen Wärmeversorgung ist zweifelhaft, was sich bis wann realisieren lässt. Erfolgt die Wärmeverteilung einer Luftwärmepumpe zunächst über Warmluftheizungen wie bei einer Klimaanlage, dann zeigen viele solche Anwendungen in Schweden, Kanada und Neuseeland zwar, dass auch schlechter isolierte Gebäude mit Wärmepumpe erwärmt werden können, dies kann jedoch Komforteinbußen nach sich ziehen. Hohe Arbeitszahlen werden hier aber nicht erreicht.

Erweitert man den Blick über die Heizung eines Einzelgebäudes hinaus auf die Energiespeicherung und Spitzenlast, ergeben sich auch für KWK Einsatzmöglichkeiten. Dies hängt mit der Netzstabilität im Stromnetz zusammen. Denn wenn viele Wärmepumpen installiert werden, ist damit zu rechnen, dass in einer kalten Winterwoche alle diese Wärmepumpen gleichzeitig betrieben werden. Im Stromnetz nimmt dadurch die Höchstlast zu, jedes installierte Wärmepumpen-GW muss dabei teuer durch ein GW an gesicherter Erzeugungsleistung, im EE-Zeitalter also teurer Speicherkapazität, abgedeckt werden, denn die Jahresspitzenlast tritt jedes Jahr im Winter aufgrund von temperatursensitiver Last auf.

Erste Schritte zu einer Versorgung von Einzelgebäuden mit regenerativer Wärme:

Die ersten Schritte zu einer Versorgung von Einzelgebäuden mit regenerativer Wärme fokussieren auf Sanierung und Wärmepumpen:

- Wärmepumpen werden die zentrale Technologie zur Wärmeversorgung von Häusern in wenig verdichteten Gebieten sein. Die Substitution von Öl- und Gasheizungen erfordert aber in vielen Fällen die Verbesserung des energetischen Sanierungsstandes der Gebäude.
- Quartier für Quartier sollten daher Sanierungspläne aufgestellt, finanzielle Mittel erschlossen und Maßnahmen kosteneffizient umgesetzt werden.

Auch der Umbau des größten Teils der Gebäude auf eine fossilfreie Heizung, in den meisten Fällen mit Wärmepumpe, ist eine Aufgabe, die über viele Jahre Arbeitsplätze in Handwerk und Industrie sichert.

Mit Blick auf die Tatsache, dass das Biomassepotenzial weitgehend ausgeschöpft ist, verbleibt neben der Wärmepumpenheizung nur noch die Option, das vorhandene Gasnetz mit „grünem Gas“ zur Beheizung des wenig verdichteten Gebäudebestandes zu nutzen. Grünes Gas aber wird bis Mitte des Jahrhunderts nur in kleinen Mengen und zu extrem hohen Preisen als Wärmeträger zur Verfügung stehen. Ergänzt werden können diese Lösungen durch kleine Solarthermieanlagen auf dem Dach sowie durch die individuelle Nutzung von Power-to-Heat, z.B. mit Strom aus der eigenen PV-Anlage oder in den wenigen Stunden im Jahr, in denen günstiger Strom im Netz zur Verfügung steht.

6 Quellen

- AG Energiebilanzen. (2019). *Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1.-3. Quartal 2019*. Münster. Zugriff am 29.12.2019. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/20-0-Berichte.html>
- AGEE-Stat. (2019). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Berlin: BMWi. Zugriff am 4.7.2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigations/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html
- AGFW e.V. (2014). *Transformationsstrategien Fernwärme TRAFÖ - Ein Gemeinschaftsprojekt von ifeu-Institut, GEF Ingenieur AG und AGFW*. Frankfurt am Main: Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW). Zugriff am 1.3.2016. Verfügbar unter: http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Publikationen/Dokumente/Endbericht_Transformationsstrategien_FW_IFEU_GEF_AGFW.pdf
- AGFW e.V. (2019). *AGFW Hauptbericht 2018*. Frankfurt am Main. Zugriff am 31.12.2019. Verfügbar unter: https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=436&u=0&g=0&t=1577871387&hash=43e208f56b7aa4836a6dfcbb04526be036d07502&file=fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2018.pdf
- AGFW e.V., Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Verband kommunaler Unternehmen & Bundesverband Geothermie. (2019). *Voraussetzungen für eine Beschleunigung der Wärmewende und effizienten Klimaschutz durch die Nutzung von Geothermie in Fernwärmenetzen*. Zugriff am 12.1.2020. Verfügbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Landingpages/Geothermie/Impulspapier_Geothermie_AGFW_VKU_BEE_BVG.pdf
- Agora Energiewende. (2019). *Wie werden Wärmenetze grün?*. Berlin. Zugriff am 3.2.2020. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf
- Aretz, A. & Hirschl, B. (2007). *Biomassepotenziale in Deutschland – Übersicht maßgeblicher Studienergebnisse und Gegenüberstellung der Methoden*. No. 1. Berlin. Zugriff am 4.3.2016. Verfügbar unter: http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Diskussionspapier_Potenzialanalyse_I_D6W.pdf
- Ausfelder, F. & Dura, H. (2019). *Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X Technologien. 2. Roadmap des Kopernikus-Projektes „Power-to-X“: Flexible Nutzung erneuerbarer Ressourcen (P2X)*. Frankfurt am Main. Zugriff am 3.2.2020. Verfügbar unter: http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Kopernikus-Projekt_Power-to-X-2-Roadmap.pdf
- Averfalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U., Gong, M. & Werner, S. (2017). Large heat pumps in Swedish district heating systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1275–1284. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.135>
- B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. (2019). *Machbarkeitsstudie Kohleausstieg und nachhaltige Fernwärmeversorgung Berlin 2030*. Aachen. Zugriff am 21.2.2020. Verfügbar unter: https://www.berlin.de/senuvk/klimaschutz/kohleausstieg/download/MBS_Berlin_Endbericht.pdf
- BAFA. (2020). *Wärmenetze 4.0*. Zugriff am 20.3.2020. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html

- Bayerische Staatsregierung. (2020). Tiefe Geothermieim Vergleich. Zugriff am 8.1.2020. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_geothermie/tiefe/daten.html
- Bergmann, A. & Erhorn, H. (2017). *Energieeffizienz elektrisch angetriebener Wärmepumpen - Praxisergebnisse aus dem Monitoring*. Stuttgart. Zugriff am 1.1.2020. Verfügbar unter: https://www.zukunftbau.de/fileadmin/user_upload/Forschung/Effizienzhaus_Plus/Forschung/Begleitforschung_Netzwerk/W%C3%A4rmepumpeneffizienzen_IBP_Mitteilung_549.pdf
- Beucker, S. (2017). Vorhaben ProSHAPE: Optimierung von Energiekosten im Quartier durch dezentrales Energiemanagement. In J. Pöschk (Hrsg.), *Energieeffizienz in Gebäuden. Jahrbuch 2017* (S. 171–176). Berlin: VME.
- BHKW-Infozentrum. (2019). Negative Strompreise – Fakten und Statistiken. Verfügbar unter: <https://www.bhkw-infozentrum.de/wirtschaftlichkeit-bhkw-kwk/negative-strompreise-fakten-und-statistiken.html>
- Bluhm, L. H. (2016, Februar 16). Strom für 1000 Haushalte. Celler Geothermie-Projekt wird bei Offenburger Messe vorgestellt. *Cellesche Zeitung*.
- BSW Solar. (2019). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie). Stand März 2019*. Berlin. Zugriff am 27.12.2019. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_st_2019_3.pdf
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle,. (2019). *Durch die Besondere Ausgleichsregelung in 2019 begünstigte Abnahmestellen*. Eschborn. Zugriff am 8.1.2019. Verfügbar unter: https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiX-92i5fPmAHVFLewKHTvMDI8QFjABegQIB-BAC&url=https%3A%2F%2Fwww.bafa.de%2FSharedDocs%2FDownloads%2FDE%2FEnergie%2Fbar_statistik.xlsx%3F__blob%3Dpublication-File%26v%3D8&usg=AOvVaw0xTYxuMv_psUC7y6yxGTIP
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). (2019). *BGR Energiestudie 2018. Daten und entwicklungen der deutschen und globalen energieverorgung*. Hannover. Zugriff am 8.1.2020. Verfügbar unter: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/energiestudie_2018.pdf;jsessionid=264767B40076EA7B3FCDC93F32D390AC.2_cid284?__blob=publicationFile&v=10
- Bundesministerium für Umwelt. (2011). *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Zugriff am 19.4.2016. Verfügbar unter: http://www.renewable-energy-concepts.com/fileadmin/user_upload/download-infos/broschuere_ee_zahlen_2011.pdf
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016). Durchschnittlicher Strompreis für ein Industrieunternehmen. Zugriff am 28.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/durchschnittlicher-strompreis-industrieunternehmen.html>
- Bundesnetzagentur. (2011). *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement - Abschaltangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte*. Bonn. Zugriff am 29.11.2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3

- Bundesnetzagentur. (2019a). Wie setzt sich der Strompreis zusammen? Zugriff am 10.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>
- Bundesnetzagentur. (2019b). Wie setzt sich der Gaspreis zusammen? Zugriff am 10.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerGaspreisZusammen.html>
- Bundesnetzagentur. (2019c). *Monitoringbericht 2018*. Bonn. Zugriff am 1.8.2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf;jsessionid=6B45618A1EB2E10E70BE2FC4F7B3101D?__blob=publicationFile&v=6
- Bundesverband Bioenergie e.V. (2016, November 4). Bioenergie bleibt auch 2030 wichtige Säule für Strom, Wärme und Verkehr. Zugriff am 30.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.bioenergie.de/presse/allgemeines/bioenergie-bleibt-auch-2030-wichtige-saule-fur-strom-warme-u>
- Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie. (2019). *10-Jahres-Verlauf Absatz der Wärmeerzeuger in Deutschland*. Köln. Zugriff am 18.3.2019. Verfügbar unter: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Pressegrafiken/10-jahres-absatz-waermeerzeuger.jpg
- Bundesverband Geothermie e.V. (2019). *Mit Geothermie den Wärmemarkt revolutionieren – frei von Öl und Gas bis 2030*. Berlin. Zugriff am 1.1.2020. Verfügbar unter: https://www.geothermie.de/aktuelles/nachrichten/news-anzeigen/news/mit-geothermie-effizient-klimaschutz-betreiben.html?tx_news_pi1%5BactbackPid%5D=137&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&cHash=9f384c6306151f502dd58e91c72f0fd7
- Bundesverband Geothermie e.V. (2020). Geothermie in Zahlen. Zugriff am 8.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermie-in-zahlen.html>
- Burrough, L., Saville-Smith, K. & Pollard, A. (2015). *Heat Pumps in New Zealand*. Porirua. Zugriff am 15.3.2020. Verfügbar unter: https://www.branz.co.nz/cms_show_download.php?id=31b486e20cf2d89b2337433553fad2588af75b88
- C.A.R.M.E.N. (2019). Der Holzpellet-Preis-Index, Jahresmittelwerte. Zugriff am 30.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.carmen-ev.de/infothek/preisindizes/holzpellets/jahresmittelwerte/121-der-pellet-preis-index-jahresmittelwerte>
- Cellesche Zeitung. (2018, Februar 14). Geothermie auf Celler Allerinsel ist vom Tisch. *Cellesche Zeitung*.
- Check24. (2019, Dezember 29). Ihr Heizstromvergleich für Nachtspeicherheizung. Zugriff am 29.12.2019. Verfügbar unter: https://www.check24.de/heizstrom/nachtspeicherheizung/result/?calculationparameter_id=87ed825b73200fd0d80dbdbf1b03cd12&product_id=12&stats=yes&sortfield=price&sortorder=asc&hide_promo_option=yes&tracking_id2=&tracking_id3=&tracking_id4=&preload_lead_id=&preload_lead_access_key=&cd_hash=&reference_provider_hash=&reference_tariffversion_key=&zipcode=30659&city=Hannover&measurement=separate&counter_type=double&totalconsumption_primary=2500&totalconsumption_secondary=5000&totalconsumption=7500&eco=no&consider_max_bonus_share=yes&setting=recommended&contractperiod=12&cancellationperiod=42&contractextension=12&priceguarantee=fixed_price&priceguarantee_months=12&paymentperiod=month&guidelinematch=yes&maxtariffs=2&companyevaluation_positive=yes

- Clausen, J. (2016). *Wärmenetze. Transformationsfeldanalyse im Rahmen des Projekts Evolution2Green – Transformationspfade zu einer Green Economy*. Berlin.
- Clausen, J. (2019a). *Verbreitung radikaler Systeminnovationen. Fallbeispiel Elektromobilität Norwegen*. Berlin: Borderstep Institut.
- Clausen, J. (2019b). *Verbreitung radikaler Systeminnovationen Fallbeispiel Stromversorgung Deutschland*. Berlin: Borderstep Institut.
- Clausen, J. (2019c). *Industrie 4.0 im Kontext von Umweltinnovationen*. CliDiTrans Werkstattbericht 3-4. Berlin: Borderstep Institut. Zugriff am 20.11.2019. Verfügbar unter: <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2019/09/IndustrieVierNull-CliDiTrans20190912.pdf>
- Clausen, J. & Beucker, S. (2019a). *Verbreitung radikaler Systeminnovationen. Fallbeispiel Wärmeversorgung Schweden*. Berlin.
- Clausen, J. & Beucker, S. (2019b). *Verbreitung radikaler Systeminnovationen. Fallbeispiel Wärmeversorgung Dänemark*. Berlin: Borderstep Institut. Zugriff am 20.6.2019. Verfügbar unter: <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2019/06/W%C3%A4rmeversorgung-Danemark-Go-19-6-2019.pdf>
- Clausen, J. & Fichter, K. (2020). *Governance radikaler Systemtransformationen. Wirkung politischer Strategien und Instrumente in der Transformation großer Versorgungssysteme*. Berlin: Borderstep Institut.
- Clausen, J. & Hinterholzer, S. (2017). *Versorgung von Gebäuden mit Wärme aus erneuerbaren Energien. Inputpapier aus dem Projekt Evolution2Green Transformationspfade zur Green Economy: den Pfadwechsel gestalten*. Berlin.
- Clausen, J. & Olteanu, Y. (2019). *Verbreitung radikaler Systeminnovationen. Fallbeispiel Sikkim Organic Mission*. Berlin: Borderstep Institut.
- Clausen, J. & Warnecke, N. (2019). *Governance radikaler Umweltinnovationen. Fallbeispiel Erneuerbare Wärme Baden-Württemberg*. Berlin: Borderstep Institut. Zugriff am 19.11.2019. Verfügbar unter: https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2019/09/Fallstudie-BaW%C3%BC_20190912.pdf
- Clausen, J., Warnecke, N. & Schramm, S. (2019). *Verbreitung radikaler Systeminnovationen. Fallbeispiel Fahrradstadt Kopenhagen*. Berlin. Zugriff am 2.7.2019. Verfügbar unter: <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2019/06/Fahrradstadt-Kopenhagen-Go20-06-2019-1.pdf>
- Danish Energy Agency. (2020). Facts about Geothermal Energy. Zugriff am 8.1.2020. Verfügbar unter: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/geothermal-energy/facts-about-geothermal-energy>
- Dena. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH. Zugriff am 16.8.2019. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2017). *dena-Gebäudereport 2016*. Berlin.
- enercity. (2019). *Preisblatt enercity Umweltwärme*. Hannover. Zugriff am 29.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.enercity.de/infothek/downloads/broschueren/umweltwaerme/enercity-umweltwaerme-preisblatt.pdf>

- Energiesprong. (2018). *Energiesprong works! Net zero energy homes put to the test both on technical performance and customer satisfaction*. Den Haag. Zugriff am 17.4.2019. Verfügbar unter: http://transition-zero.eu/wp-content/uploads/2018/06/Energiesprong-works_DEF.pdf
- Fraunhofer ISE. (2019). Jährliche Stromerzeugung in Deutschland. *Energy Charts*. Zugriff am 18.5.2019. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.de/energy_de.htm?source=all-sources&period=annual&year=all
- Frey, J. (2018, 12.6). Dronninglund Fjernvarme. Gehalten auf der Deutsch-Dänischer Dialog Wärmenetze, Stuttgart. Zugriff am 25.4.2019. Verfügbar unter: https://www.energiekompetenz-bw.de/energiekompetenz-bw/veranstaltungen/rueckblick/detail/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=523&cHash=3375a14e27c607cde0f95b25db67b963
- Führ, M., Rudolph-Cleff, A., Bizer, K., Cichorowski, G., Below, N., Bredenkamp, L. et al. (Hrsg.). (2018). *Dämmen allein reicht nicht: Plädoyer für eine innovationsoffene Klimaschutzpolitik im Gebäudereich*. München: oekom verlag.
- GFZ Helmholtz-Zentrum Potsdam. (2020). Zuordnung von Orten zu Erdbebenzonen. Zugriff am 27.2.2020. Verfügbar unter: https://www.gfz-potsdam.de/DIN4149_Erdbebenzonenabfrage/
- Government of the Netherlands. (2020). Government stimulates geothermal heat. Zugriff am 14.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.government.nl/topics/renewable-energy/government-stimulates-geothermal-heat>
- Grote, L., Hoffmann, P. & Tänzer, G. (2015). *Abwärmenutzung - Potentiale, Hemmnisse und Umsetzungsvorschläge*. Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES). Zugriff am 4.3.2016. Verfügbar unter: http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/20150901_BMUB_Studie_Abwaerme_V.1.1.pdf
- Haas, R., Suna, D., Loew, T. & Zeschmar-Lahl, B. (2013). *Optionen für die Gestaltung des Wiener Energiesystems der Zukunft*. Endbericht. Wien. Zugriff am 20.4.2016. Verfügbar unter: <http://www.4sustainability.de/energie-undstaedte/publikationen.html>
- Haglung Stignor, C. & Walfridson, T. (2019). *Nordsyn study on air-to-air heat pumps in humid Nordic climate*. Kopenhagen. Zugriff am 15.3.2020. Verfügbar unter: <http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1313699/FULLTEXT01.pdf>
- Haller, M., Loreck, C. & Graichen, V. (2015). *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035*. Berlin. Zugriff am 15.1.2020. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf
- Hannoversche Neue Presse. (2019, August 11). Marc Hansmann: Rot – mit vielen grünen Zügen. *Hannoversche Neue Presse*.
- Heinrich Böll Stiftung. (2017). Aufbruchsstimmung für die Wärmewende Berlin. Zugriff am 6.3.2020. Verfügbar unter: <https://www.boell.de/de/2017/11/14/aufbruchsstimmung-fuer-die-waermewende-berlin>
- Hesshaus, A. & Kringel. (2010). *Hydrogeochemie des Fluids der Wealden-Formation am Standort der GeneSys-Geothermiebohrung Groß Buchholz GT1. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, Tagebuch-Nr. B2.3 10620/10, 45S*. Hannover.
- Hintemann, R. (2018). *Boom führt zu deutlich steigendem Energiebedarf der Rechenzentren in Deutschland im Jahr 2017*. Berlin: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit. Zugriff am 31.12.2019. Verfügbar unter: https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2018/12/Borderstep-Rechenzentren-2017-final-Stand_Dez_2018.pdf

- Hintemann, R. & Clausen, J. (2018). *Bedeutung digitaler Infrastrukturen in Deutschland. Chancen und Herausforderungen für Rechenzentren im internationalen Wettbewerb*. Berlin: Borderstep Institut. Berlin: Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit.
- Huesmann, F. (2019, Dezember 18). EEG-Umlage: Das bringt Verbrauchern die Entlastung im Klimapaket.
- Institut für Wärme und Öltechnik. (2020). Wie setzt sich der Heizölpreis zusammen? Zugriff am 28.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.zukunftsheizen.de/heizoel/zusammensetzung-heizoelpreis.html>
- IRENA. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. Abu Dhabi.
- IRENA. (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*, International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Zugriff am 31.1.2020. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf
- Kahle, M. (2019, Juli 4). Interview Wärmenetze.
- Kahle, M., Liebermann, A., Mölle, B., Rohrsen, J. & Würz, M. (2013). *Baustein regenerative Wärme zur klimaneutralen Region Hannover*. Hemmingen. Zugriff am 31.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Umwelt-Nachhaltigkeit/Klimaschutz-Energie/Klimaschutzregion-Hannover/Masterplan-100-f%C3%BCr-den-Klimaschutz/Ergebnisse>
- Kegel, M., Sager, J. & Thomas, Ma. (2017). *Performance Testing of Cold Climate Air Source Heat Pumps*. Varnnes und Ottawa. Zugriff am 15.3.2020. Verfügbar unter: <http://hpc2017.org/wp-content/uploads/2017/05/O.1.6.4-Performance-Testing-of-Cold-Climate-Air-Source-Heat-Pumps.pdf>
- Landesamt für Statistik Niedersachsen. (2019, September 26). Gebäude nach Gebäudegröße; Wohnungen und Wohnfläche in Wohn- und Nichtwohngebäuden (Gemeinde; Zeitreihe), Landeshauptstadt Hannover. Zugriff am 26.9.2019. Verfügbar unter: <https://www1.nls.niedersachsen.de/statistik/html/default.asp>
- Landeshauptstadt Hannover. (2012). *CO2-Bilanz der Landeshauptstadt Hannover 1990 bis 2011*. Hannover. Zugriff am 26.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Umwelt-Nachhaltigkeit/Klimaschutz-Energie/CO2-Bilanz/CO2-Bilanz-der-Stadt-Hannover-ver%C3%B6ffentlicht>
- Landeshauptstadt Hannover, Region Hannover. (2014). *100 % für den Klimaschutz. Klimaneutrale Region 2050*. Hannover. Zugriff am 26.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Umwelt-Nachhaltigkeit/Klimaschutz-Energie/Klimaschutzregion-Hannover/Masterplan-100-f%C3%BCr-den-Klimaschutz/Ergebnisse>
- Lechtenböhrmer, S., Samadi, Sa., Leipprand, A. & Schneider, C. (2019). Grüner Wasserstoff, das dritte Standbein der Energiewende? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 69(10), 10–13.
- Leibniz Institut für angewandte Geophysik & Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). (2013). *Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie*. Hannover. Zugriff am 14.1.2020. Verfügbar unter: https://www.geotis.de/homepage/sitecontent/info/publication_data/final_reports/final_reports_data/Endbericht_Geothermie_Atlas.pdf

- Leibnizinstitut für angewandte Geophysik. (2018a). *Positionspapier: Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende. Wie Deutschland 60 % erneuerbare Wärme bis 2050 schaffen könnte*. Hannover. Zugriff am 31.1.2020. Verfügbar unter: https://www.leibniz-liag.de/fileadmin/user_upload/s4/downloads/positionspapier_waermewende.pdf
- Leibnizinstitut für angewandte Geophysik. (2018b). *Hydrothermisches Potenzial ab 60°C*. Hannover. Zugriff am 31.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.windkraft-journal.de/2018/09/13/geothermie-statt-kohle-erdwaerme-kann-einen-bedeutenden-beitrag-zum-kohleausstieg-leisten/127426>
- Miara, M., Günther, D., Langner, R. & Helmling, S. (2014). Efficiency of Heat Pumps in Real Operating Conditions— Results of three Monitoring Campaigns in Germany. *REHVA Journal*, (9), 7–12.
- Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. (2019). *Natural Resources and Geothermal Energy in the Netherlands 2018. Annual review*. Den Haag. Zugriff am 12.3.2020. Verfügbar unter: <https://www.nlog.nl/en/annual-reports>
- Munich Re. (2015, Juli 30). Munich Re versichert Fündigkeitsrisiko für Geothermie-Projekt Akiira in Kenia. Zugriff am 8.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.munichre.com/de/unternehmen/media-relations/medieninformationen-und-unternehmensnachrichten/unternehmensnachrichten/2015/2015-07-30-munich-re-versichert-fuendigkeitsrisiko-fuer-geothermie-projekt-akiira-in-kenia.html>
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH. (2018). *Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin. Zugriff am 15.1.2020. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf
- Niedersächsische Landesforsten. (2019, November 29). Der Wald fest uim Griff des Klimawandels. Zugriff am 30.11.2019. Verfügbar unter: <https://www.landesforsten.de/2019/11/29/der-wald-fest-im-griff-des-klimawandels/>
- Pantua, D. (2018, April 26). Hannover landesweit Spitzenreiter bei der Nutzung von Geothermie. *EU-WID-Energie*. Zugriff am 1.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.euwid-energie.de/hannover-landesweit-spitzenreiter-bei-der-nutzung-von-geothermie/>
- Pehnt, M. (2016). *Wärmenetzsysteme 4.0 -Endbericht. Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“*. Heidelberg, Berlin, Düsseldorf. Zugriff am 9.8.2019. Verfügbar unter: <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>
- Pehnt, M. & Bödecker, J. (2010). *Die Nutzung industrieller Abwärme – technisch-wirtschaftliche Potenziale und energiepolitische Umsetzung. Bericht im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative“*. Karlsruhe und Heidelberg: ifeu, Fraunhofer ISI & IREES. Zugriff am 30.7.2019. Verfügbar unter: https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Nutzung_industrieller_Abwaerme.pdf
- Perner, J., Unteutsch, M. & Lövenich, A. (2018). *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. Köln. Zugriff am 10.1.2020. Verfügbar unter: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf

- Plan Energi. (2018a). *Solar District Heating Trends and Possibilities—Characteristics of Ground-Mounted Systems for Screening of Land Use Requirements and Feasibility*. Kopenhagen. Zugriff am 7.6.2019. Verfügbar unter: <http://iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/SDH-Trends-and-Possibilities-IEA-SHC-Task52-PlanEnergi-20180619.pdf>
- Plan Energi. (2018b). *Technology Data For Energy Plants. Update of chapter45. Geothermal District Heating*. Slorping. Zugriff am 8.1.2020. Verfügbar unter: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=5&ved=2ahUKEwji-poSYkvTmAhUMzKQKHVMpD6QQFjAEegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fens.dk%2Fsites%2Fens.dk%2Ffiles%2FAnalyser%2Ftechnologydata_for_energy_plants_-_chapter_45_geothermal_dh.docx&usg=AOvVaw0qHGaP9OjozBlimsqBdYEB
- Plenefisch, T., Brückner, L., Cerenna, L., Gestermann, N., Houben, G., Tischner, T. et al. (2015). *Tiefe Geothermie – mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen*. Dessau-Roßlau.
- Plenz, M. (2016). *Potenzialanalyse Überschussstrom für Power-to-Heat und Power-to-Gas*. Senftenberg. Zugriff am 29.12.2019. Verfügbar unter: https://www.gebaeude-energie-wende.de/data/gebEner/user_upload/Bilder/Dateien/GEW_Arbeitspapier_5__Nutzung_%C3%9Cberschussstrom_Plenz.pdf
- Pollard, A. (2016). The low-down on heat pumps. *Build Magazine*, (152), 76–77.
- Quaschnig, V. (2016). *Energiewende im Wärmebereich*. Berlin. Zugriff am 9.1.2020. Verfügbar unter: https://www.youtube.com/watch?v=S4wx9P_bU3Q
- Region Hannover, Klimaschutzleitstelle. (2019). *Energie- und CO2-Bilanz 2015 für die Region Hannover*. Hannover. Zugriff am 26.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.hannover.de/Leben-in-der-Region-Hannover/Umwelt-Nachhaltigkeit/Klimaschutz-Energie/CO2-Bilanz/CO2-Bilanz-der-Stadt-Hannover-ver%C3%B6ffentlicht>
- Reveman, S. & Ostler, U. (2016, Juli 12). Die Energie in deutschen Datacenter verpufft zu 100% - Rechenzentren jagen das Geld zum Fenster raus. *DataCenter Insider*. Zugriff am 12.7.2016. Verfügbar unter: <http://www.datacenter-insider.de/die-energie-in-deutschen-datacenter-verpufft-zu-100-a-541729/>
- Rijksdienst voor Ondernemend & Nederland. (2019). *Regeling nationale EZ subsidies - Risico's dekken voor Aardwarmte*. Roermond.
- Sander, H. (2020, Februar 20). Stadtwerke Tübingen beziehen Abwärme aus Textilindustrie. Zugriff am 23.2.2020. Verfügbar unter: <https://www.energiate-messenger.de/news/200452/stadtwerke-tuebingen-beziehen-abwaerme-aus-textilindustrie>
- Scheloske, S. & Schüle, M. (2017, September 12). Heizen im Zeichen der Zukunft. <https://www.treffpunkt-kommune.de/heizen-im-zeichen-der-zukunft/>. Zugriff am 24.3.2020. Verfügbar unter: <https://www.treffpunkt-kommune.de/heizen-im-zeichen-der-zukunft/>
- Schill, W.-P. (2014, Dezember 11). Entwicklung der Residuallast und hypothetischer Speicherbedarf für Überschüsse. Gehalten auf der Abschlussworkshop des Forschungsprojekts StoRES, Berlin. Zugriff am 29.11.2019. Verfügbar unter: https://www.diw.de/documents/vortragsdokumente/220/diw_01.c.493075.de/v_2014_schill_ueberschuesse_stores7.pdf
- Sinning, H. & Spars, G. (Hrsg.). (2019). *Sharing-Ansätze für Wohnen und Quartier: Nachhaltigkeits-transformation, kollaborative Konsummodelle und Wohnungswirtschaft*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

- Sköldberg, H. & Rydén, B. (2014). *The heating market in Sweden - an overall view*. Lund und Halmstad. Zugriff am 26.6.2019. Verfügbar unter: http://www.varmemarknad.se/pdf/The_heating_market_in_Sweden_141030.pdf
- Solnet 4.0. (2019). *Solare Wärmenetze. Marktstatus 2018 für Deutschland und Europa*. Zugriff am 27.12.2019. Verfügbar unter: https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2019/05/Infoblatt_Solnet_Nr2.pdf
- Stadtwerke Springe. (2019). Neues Energiekonzept für die Stadt Springe. Zugriff am 30.12.2019. Verfügbar unter: <https://www.stadtwerke-springe.de/unternehmen/erzeugungsanlagen/fernwaermeprojekt/>
- Statistisches Bundesamt. (2018). *Gebäude und Wohnungen. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden Lange Reihen ab 1969 - 2018*. Wiesbaden. Zugriff am 1.1.2020. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/fortschreibung-wohnungsbestand-pdf-5312301.pdf?__blob=publicationFile
- Statistisches Bundesamt. (2019, Dezember 17). Bilanz - Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung. Zugriff am 2.1.2020. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bilanz-elektrizitaetsversorgung.html>
- Sterner, M., Hofrichter, A., Eckert, F. & Bauer, F. (2016). *Metastudie: Analyse sektorenübergreifender Studien zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems*. Regensburg. Zugriff am 29.12.2019. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Themen_und_Projekte/Energiesysteme/dena-Leitstudie/Metastudie_OTH_dena_Leitstudie_kleiner.pdf
- Stobbe, M. (2014, Oktober 2). The future of district heating. The case of Copenhagen. Kopenhagen. Zugriff am 7.3.2016. Verfügbar unter: http://di.dk/SiteCollectionDocuments/Markedsudvikling/Europa/Sustainable%20Cities%202014_presentations/DH%20Thursday_4_Morten%20Stobbe.pdf
- SubWW Wärmewende Stuhr-Weyhe e.V. (2020). SubWW Wärmewende Stuhr-Weyhe e.V. Zugriff am 23.2.2020. Verfügbar unter: <http://www.subww-leeste.de/Das-Projekt/>
- Svenska Kyl & Värmepumpföreningen. (2020). Värmepumpsförsäljning. Zugriff am 14.3.2020. Verfügbar unter: <https://skvp.se/aktuellt-o-opinion/statistik/varmepumpsforsaljning>
- Tischner, T., Krug, S., Jatho, R. & Orilski, J. (2012, Oktober 18). Möglichkeiten der geothermischen Nutzung der Bückeberg-Formation im Raum Hannover-Celle. Gehalten auf der Norddeutscher Geothermietag; „Bückeberg-Formation“.
- Tischner, T., Krug, S., Pechan, E., Hesshaus, A., Jatho, R., Bischoff, M. et al. (2013). *Massive Hydraulic Fracturing in Low Permeable Sedimentary Rock in the GeneSys project, Proceedings, 38th workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford, California, February 11-13, SGP-TR 198*. Stanford. Zugriff am 12.3.2020. Verfügbar unter: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2013/Tischner.pdf>
- Umweltbundesamt. (2017). Wärmeverbrauch nach Energieträgern. Zugriff am 29.11.2019. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#textpart-1>

- Umweltbundesamt. (2019a). *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie*. Dessau-Roßlau. Zugriff am 30.12.2019. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf
- Umweltbundesamt. (2019b). Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen. Zugriff am 27.2.2020. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#internalisierung-von-umweltkosten>
- Wahlroos, M., Pärssinen, M., Manner, J. & Syri, S. (2017). Utilizing data center waste heat in district heating – Impacts on energy efficiency and prospects for low-temperature district heating networks. *Energy*, 140, 1228–1238. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.078>
- Wahlroos, M., Pärssinen, M., Rinne, S., Syri, S. & Manner, J. (2018). Future views on waste heat utilization – Case of data centers in Northern Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1749–1764. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.058>
- Wegler, U., Pilger, M., Plenefisch, T., Schmidt, B., Eulenfeld, T. & Brüstle, A. (2017). *Verbundprojekt MAGS2 - Mikroseismische Aktivität geothermischer Systeme 2 - Vom Einzelsystem zur großräumigen Nutzung: Übersicht und Empfehlungen, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe*. Hannover. Zugriff am 12.3.2020. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.2314/GBV:1010933345>
- Wohlfahrt, M. (2020, Februar 19). Klimaschutz in Hannover proKlima -Der enercity-Fonds. Berlin.
- World Energy Council & Frontier Economics. (2018). *International Aspects of a POWER-TO-X Roadmap*. Köln. Zugriff am 31.1.2020. Verfügbar unter: https://www.weltenergieerat.de/wp-content/uploads/2018/10/20181018_WEC_Germany_PTXroadmap_Full-study-englisch.pdf