



Heidelberg 01.11.2020

Energiewende Fernwärme für Heidelberg

Vision für eine klimaverträgliche Fernwärmeversorgung in Heidelberg bis 2030

Kontakt:

Initiative Heidelberg kohlefrei – Klimanotstand ernst nehmen

Ansprechpartner: Dr.-Ing. Amany von Oehsen

Website: hd-kohlefrei.de

E-Mail: bund.heidelberg@bund.net

Inhaltsverzeichnis

1 Worum geht es?.....	3
2 Hintergrund und Problemstellung.....	3
2.1 Fernwärmeversorgung in Heidelberg und Umland.....	3
2.1 Wärmeerzeuger für die Heidelberger Fernwärme.....	4
2.3 Bleibende Herausforderungen.....	4
3 Vision für eine klimaverträgliche Fernwärmeversorgung in Heidelberg bis 2030.....	5
3.1 Technologien und Maßnahmen.....	6
1) Gebäudesanierung und Wärmerückgewinnung.....	6
2) Erschließung zusätzlicher klimaneutraler Energiequellen.....	6
3) Absenkung der Netztemperaturen.....	6
3.2 Ein neuer Energiemix für das Jahr 2030.....	7
3.3 Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz.....	8
4 Potentiale klimaneutraler Wärmeenergiequellen in Heidelberg und der Region.....	9
4.1 Flusswärme.....	9
4.2 Tiefen Geothermie.....	11
4.3 Biomasse.....	12
4.4 Maßnahme Netztemperaturabsenkung.....	13
5 Und die Alternativen Erdgas und Wasserstoff?.....	14

1 Worum geht es?

Die Klimaphysik sagt uns: Für das Einhalten des 1,5°C Klimaziels müssen die weltweiten netto **CO₂-Emissionen schon innerhalb der nächsten 10 Jahre auf Null abgesenkt** werden. Die Wärmeerzeugung ist neben der Stromerzeugung einer der zentralen Verursacher von Treibhausgasemissionen.

Die Initiative *Heidelberg kohlefrei* setzt sich deshalb für eine **schnelle und wirksame Energiewende in der Heidelberger Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2030** ein. Der Ausstieg aus dem bisherigen extrem klimaschädlichen Bezug von Steinkohleenergie aus dem Großkraftwerk Mannheim ist für Heidelberg politisch seit 2019 beschlossen. Nun muss dieser Ausstieg so zügig wie möglich umgesetzt werden, denn relevant ist der kumulative Ausstoß an Treibhausgasen über die Zeit und nicht nur der Zeitpunkt des endgültigen Ausstiegs. Daher gilt es, **die Potentiale regenerativer Energiequellen auf Wirtschaftlichkeit und Umwelteffekte zu prüfen und dann ohne Verzögerung für die Heidelberger Fernwärme zu nutzen**.

Hierfür setzen wir uns ein!

2 Hintergrund und Problemstellung

Stand 11. Oktober 2020

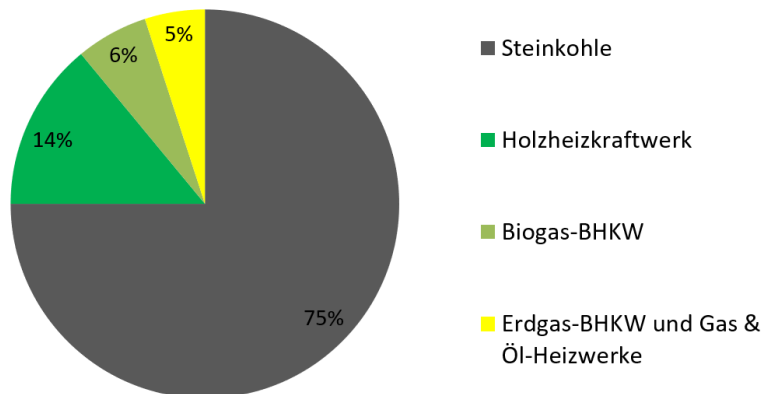
2.1 Fernwärmeversorgung in Heidelberg und Umland

Ca. 47% der Wärmeverbraucher in Heidelberg sind momentan an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Heidelberg (SWHD) angeschlossen (Wohnhäuser, Gewerbe, öffentliche Bauten). Ein weiterer Ausbau auf bis zu 50% bis 2030 ist geplant.

Der Fernwärmeverbrauch liegt in Heidelberg bei ca. 860 Gigawattstunden pro Jahr (GWh/a), davon werden ca. 580 GWh/a durch die Stadtwerke Heidelberg geliefert. Die Differenz von 280 GWh/a zwischen der Lieferung der SWHD und dem Verbrauch ist auf die Universität Heidelberg zurückzuführen, die ein eigenes Kraftwerk und Wärmenetz betreibt.

2.1 Wärmeerzeuger für die Heidelberger Fernwärme

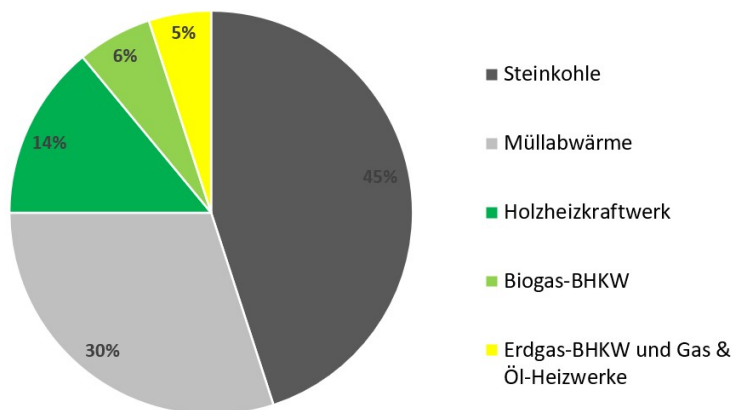
2019 setzte sich die Fernwärme in Heidelberg wie folgt zusammen:



Dabei wurde die Wärme aus Steinkohle vom Großkraftwerk Mannheim geliefert.

(BHKW = Blockheizkraftwerk)

Seit 2020 setzt sich die Wärmeerzeugungsstruktur wie folgt zusammen:



Ein guter Anteil der Steinkohlewärme konnte also zwischenzeitlich erfolgreich durch Abwärme aus der Abfallverbrennung auf der Friesenheimer Insel in Mannheim ersetzt werden.

2.3 Bleibende Herausforderungen

Trotz des erfolgreichen Starts der Ablösung der Steinkohlewärme in Heidelberg bleibt die Frage: mit welchen Technologien kann rechtzeitig und gleichzeitig wirtschaftlich und sozial verträglich der verbleibende CO₂-Ausstoß reduziert werden? Und diese Frage muss schnell beantwortet werden, auch weil die Entscheidungen über Investitionen bald getroffen werden müssen.

Aktuell wird bundesweit die Diskussion um Alternativen beherrscht durch die Konzepte (a) **Umrüstung auf Erdgasverbrennung** und (b) den **Einsatz von Wasserstoff**. Beides ist aus unserer Sicht derzeit nicht ausreichend geeignet für eine Energiewende in der Wärmeversorgung:

1) Die **Umrüstung auf Erdgas ist für den Klimaschutz keine Option**, da auch die Verbrennung von Erdgas sowie die Methanemissionen, die bei Produktion und Transport entweichen, erheblich zur Klimaerwärmung beitragen. Die teure Umrüstung wäre also nicht nachhaltig und führt zudem zu einer großen Abhängigkeit von Importen aus dem Ausland (insb. Russland und USA). Trotzdem gibt es Überlegungen Teile des Großkraftwerks Mannheim von Steinkohle auf Erdgas umzurüsten.

2) Für die **Erzeugung von grünem Wasserstoff wird massiv Strom benötigt**, der aber stattdessen dringend in der allgemeinen Energiewende benötigt wird (E-Mobilität etc.). Die alternative Aufspaltung von Erdgas (grauer Wasserstoff) ist keine Lösung, da hier große Mengen CO₂ anfallen, die aufwändig endgelagert werden müssen.

Der verstärkte Einsatz regenerativer Wärmeenergiequellen ist deshalb aus unserer Sicht unumgänglich. Dieser kann aber nur in regionaler Kooperation von Kommunen, Kreisen und Energieversorgern gelingen.

Die Pläne der Stadtwerke Heidelberg für die nächsten Schritte der laufenden Energiewende scheinen sich noch in der Entwicklung zu befinden¹. **Hier muss nun zeitnah geprüft werden, inwieweit regenerative Energiequellen zum Einsatz kommen können.**

3 Vision für eine klimaverträgliche Fernwärmeversorgung in Heidelberg bis 2030

Für die Erreichung des 1,5°C Klimaziels müssen die netto CO₂-Emissionen innerhalb der nächsten 10 Jahre auf Null abgesenkt werden^{2,3}. Wie schaffen wir dazu unseren Beitrag in Heidelberg?

Heidelberg kohlefrei möchte eine Vision für eine Energiewende in der Heidelberger Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2030 entwickeln. Die bisherigen Planungen in Heidelberg und Mannheim sehen einen deutlich späteren Umstieg vor, mit dem sich die Pariser Klimaziele für Heidelberg terminlich nicht erreichen lassen (Stand Herbst 2020) und müssen nun an den

1 Siehe z.B. <https://www.swhd.de/nachhaltig-energie-erzeugen>

2 FFF & Wuppertal Institut Oktober 2020: https://fridaysforfuture.de/wp-content/uploads/2020/10/FFF-Bericht_Ambition2035_Endbericht_final_20201011-v.3.pdf

3 Das CO₂-Budget ist bald aufgebraucht - Quelle: ZEIT ONLINE, dpa, sr - 31. Oktober 2017, 16:14 Uhr <https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2017-10/klimawandel-co2-erderwaermung-uneq>

Gemeinderatsbeschluss vom November 2019 bis 2030 weitestgehend CO₂-neutrale Fernwärme zu haben, angepasst werden..

Unser Ziel ist deshalb eine schnellere Umstellung auf eine ausreichend klimaneutrale Energieerzeugung bis 2030 voranzutreiben. Dieses Vorhaben ist ambitioniert, aber in unseren Augen technisch, ökonomisch und sozial bei entsprechendem Willen umsetzbar. Selbstverständlich ist diese Aufgabe nur einer der Teilbereich der allgemeinen Energiewende – aber es ist wahrscheinlich einer der am einfachsten, schnellsten und wirksamsten umsetzbaren Bereiche.

3.1 Technologien und Maßnahmen

Im Zentrum unserer Vision stehen drei Maßnahmen:

1) Gebäudesanierung und Wärmerückgewinnung

Durch Gebäudesanierung und Wärmerückgewinnung bei der Warmwasserbereitung soll der Wärmeverbrauch um 20% abgesenkt werden (*bei einer 2,5-3% Sanierungsrate über 10 Jahre hinweg bei einer Wärmeverbrauchsreduktion der sanierten Gebäude um 60-70%*). Dies ist eine wichtige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende, um die Grundlast zu senken.

2) Erschließung zusätzlicher klimaneutraler Energiequellen

Bislang ungenutzte klimafreundliche Energiequellen, die in der Region verfügbar sind, sollen nutzbar gemacht werden:

- (a) **Flusswärme** (über Wärmepumpen im Neckar und im Rhein)
- (b) **Tiefe Geothermie** (für eine regionalweite Versorgung)
- (c) **Biomasse aus Reststoffen (Altholz & Bioabfall)** und zu kleinen Teilen aus Agroforstwirtschaft

3) Absenkung der Netztemperaturen

Durch die Absenkung der Netztemperatur des lokalen Fernwärmenetzes sollen

- (a) Wärmeverluste des Netzes eingespart werden und
- (b) die technische Voraussetzung geschaffen werden, um klimafreundliche Energiequellen wie zum Beispiel die Flusswärme an das Netz anzuschließen.

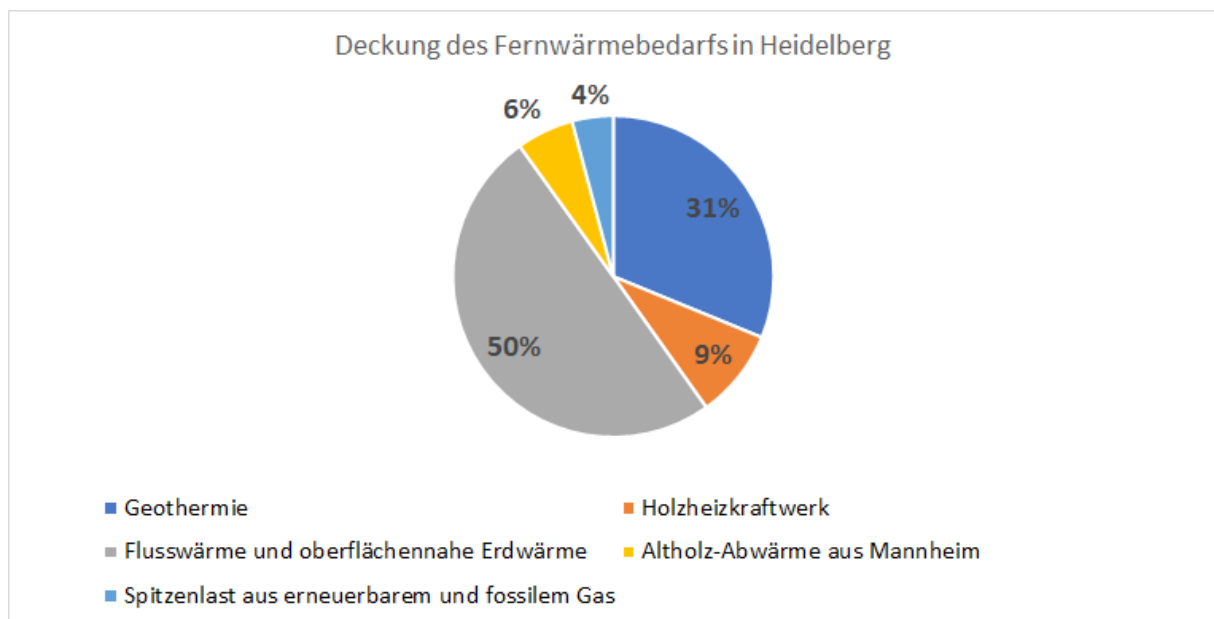
Für alle diese Technologien und Maßnahmen gibt es:

(a) Erfolgreiche Best Practice-Beispiele in Deutschland (beispielsweise Flusswärme: Lauterecken; Tiefen Geothermie: München)

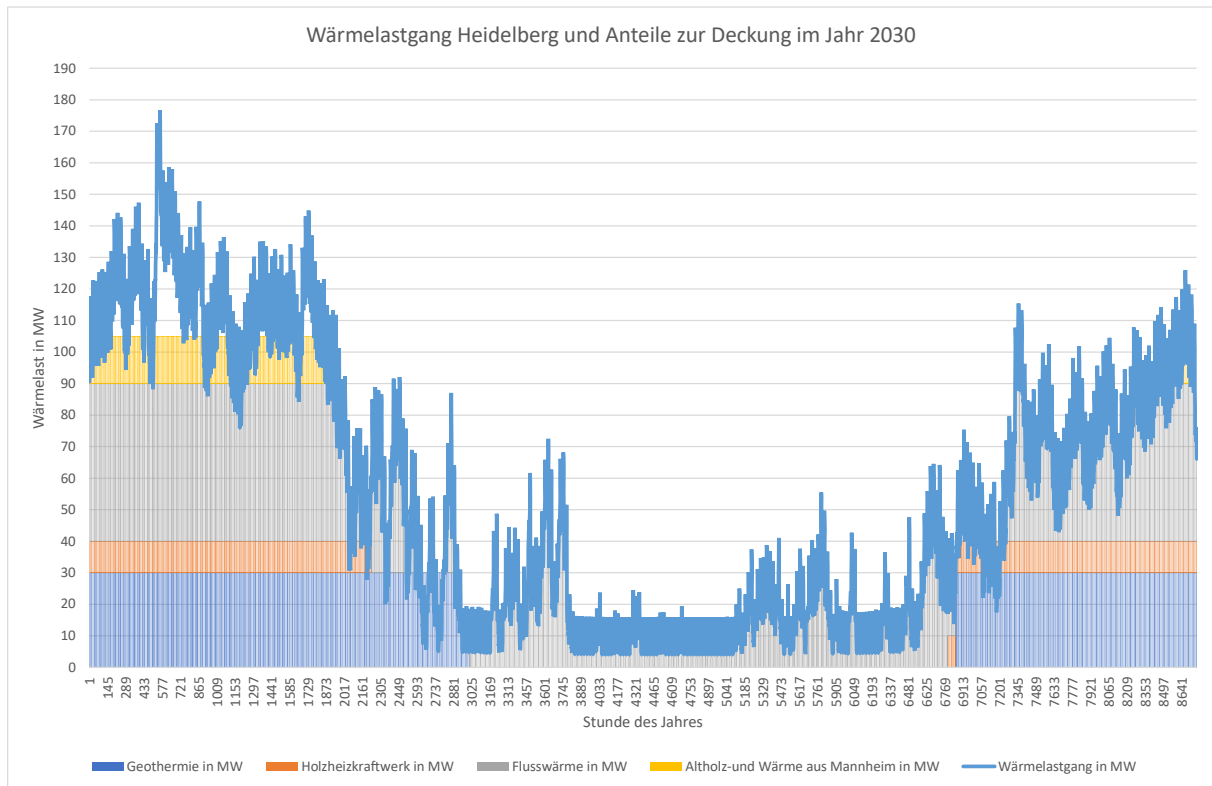
(b) Vielversprechende Potentiale an klimaneutralen Wärmeenergiequellen in der Metropolregion Rhein-Neckar

3.2 Ein neuer Energiemix für das Jahr 2030

Nutzt man die genannten Potentiale und Technologien intensiv, ließe sich mit entsprechendem politischen und wirtschaftlichen Engagement möglicherweise folgender Energiemix für die Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2030 realisieren (Eine Spitzenlastabdeckung könnte dabei ggf. mit Restanteilen fossiler Wärme aus den bestehenden Spitzenlastheizkraftwerken erfolgen):



Das Verhältnis Wärmelastverteilung zu eingesetzten Energieerzeugungstechnologien könnte im Jahresverlauf 2030 in Heidelberg dann idealerweise wie folgt aussehen:



3.3 Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz

Im Jahr 2021 wird voraussichtlich die **Förderung für erneuerbare Wärmeerzeuger** zur Einspeisung in Wärmenetze von der Bundesregierung deutlich verbessert werden (siehe Bundesförderung für effiziente Wärmenetze⁴). Dadurch werden erneuerbare Wärmeerzeuger allgemein konkurrenzfähiger, da durch die Förderung die Endpreise für die Verbraucher zumindest zeitweise abgesenkt werden können.

Trotzdem ist eine Preiserhöhung durch die Energiewende eventuell nicht ganz zu vermeiden. Eine wichtige politische Aufgabe wäre also für **Akzeptanz gegenüber eventuell steigenden Verbraucherpreisen** zu werben. Kommunal wäre auch eine zusätzliche Entlastungen einkommensschwacher Haushalte zum Ausgleich denkbar. Ob eine neue Bundesregierung 2021 die lokale Energiewende stärker als bisher unterstützen wird, ist leider noch nicht absehbar.

Zusätzlich muss politisch um die **Akzeptanz der neuen Technologien durch die Bevölkerung** geworben werden. Insbesondere für die Geothermie ist eine Aufklärung über die Eigenschaften und Rahmenbedingen notwendig. Auch muss **proaktiv auf die Akteure der Kommunen und Kreise zugegangen werden** und eine gemeinsame Zielvereinbarung ausgehandelt werden.

Ein zusätzlicher Pluspunkt der Energiewende ist die dadurch **steigende lokale Wertschöpfung**. Regenerative Energieträger werden nicht mehr wie Kohle oder Erdgas in die Region importiert,

⁴ https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html

sondern vor Ort gefördert. Dadurch entsteht ein attraktives Potential für neue Arbeitsplätze und Gewerbesteuerereinnahmen für die Kommunen.

4 Potentiale klimaneutraler Wärmeenergiequellen in Heidelberg und der Region

4.1 Flusswärme

Wie groß ist das Potenzial von Flusswärme für die Wärmeversorgung in Heidelberg und Umgebung?

Das theoretische Wärmepotenzial der Flüsse Rhein und Neckar ist immens und lässt sich über Flusswärmepumpen nutzen. Beide Flüsse haben über das Jahr in Heidelberg und Mannheim Temperaturen deutlich oberhalb des Gefrierpunktes.

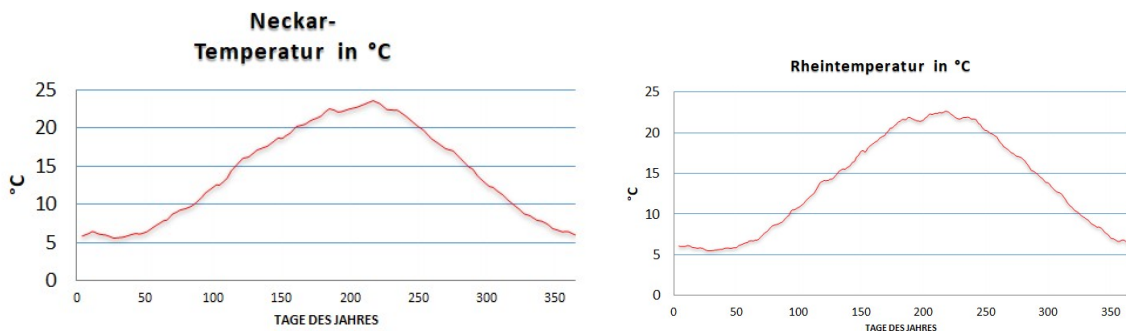


Abbildung: Temperaturverlauf im Neckar und Rhein (rechts) über das Jahr hinweg⁵

Bei Niedrigwasser fließen durch den Neckar am Standort Heidelberg 47 m³/s. Würde man 10% dieses Niedrigwasserabflusses mit Hilfe einer Wärmepumpe um 3 °C abkühlen, so käme man auf eine Wärmeentzugsleistung von 60 MW und eine Nutzwärmeleistung durch die Wärmepumpe von 90 MW. *Zum Vergleich: das Heidelberger Holzheizkraftwerk hat eine Wärmeleistung von 10 MW.*

Die theoretische Wärmemenge, die man mit der Flusswärmepumpe so erzeugen könnte, beträgt 765 GWh/a. Da die Wärmenachfrage im Sommer jedoch deutlich vermindert ist, kann nicht die volle Leistung übers Jahr genutzt werden und die praktisch nutzbare Menge ist deutlich geringer.

Ferner ist eine wichtige Voraussetzung für einen positiven Umwelteffekt der Flusswärmepumpe ein niedriger Stromeinsatz, um dem Fluss die Wärme zu entziehen. Das Verhältnis von eingesetztem Strom zu gewonnener Wärme über ein Jahr bei einer Wärmepumpe wird *Jahresarbeitszahl* genannt.

⁵ "Grundlage: Daten aus dem Umweltinformationssystem (UIS) der LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg"

Der CO₂ Faktor der Wärmeerzeugung aus Flusswärmepumpen berechnet sich aus:

CO₂ Faktor Strom / Jahresarbeitszahl

D.h. bei einem Strom CO₂ Faktor von 470 g/kWh (der deutsche Durchschnitt 2019 lag bei 401 g/kWh⁶, im Winter ist der CO₂-Faktor etwas höher) hat die Wärmepumpe mit Jahresarbeitszahl 3 einen CO₂ Faktor von

$$470 \text{ g/kWh} / 3 = 148 \text{ g/kWh}$$

Werden zusätzliche erneuerbare Stromerzeuger zum Betrieb der Wärmepumpe zugebaut, so kann der CO₂ gesenkt werden. Über die Jahre wird dieser Wert also absinken.

Die Wärmekosten hängen ebenfalls von der Jahresarbeitszahl ab.

Strompreis / Jahresarbeitszahl + Investitionskostendeckungsbeitrag, also z.B.

$$18 \text{ Cent/kWh} / 3 + 0,35 \text{ Cent/kWh} = 6,35 \text{ Cent/kWh.}$$

Die Arbeitszahl hängt ganz entscheidend ab vom Temperaturunterschied zwischen der Wärmequelle und dem Wärmeverbraucher, in diesem Fall dem Wärmenetz. Bei einer mittleren Wärmenetz-Heiztemperatur von 75°C kann eine Jahresarbeitszahl von 3 mit einer guten Wärmepumpe erreicht werden. Liegen die Temperaturen deutlich höher, so sinkt die Jahresarbeitszahl stark ab. Bei 90°C im Wärmenetz beträgt die Jahresarbeitszahl nur noch 2,65. Der Wärmepreis steigt dadurch entsprechend an.

Durch die für 2021 vorgesehenen Verbesserungen der **Bundesförderung für effiziente Wärmenetze**⁷ könnte die Förderung zwischen der Einspeisevergütung 5-7 ct/kWh betragen. Hierdurch könnte der Wärmepreis für Flusswärme auf ca. 1-2 cent/kWh reduziert werden, so dass der Kostenunterschied zu den fossilen Energien aufgehoben würde.

Best-Practice-Beispiele für eine erfolgreiche Nutzung Flusswärme

- Stadwerke Wien

⁶ <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom>

⁷ https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html

4.2 Tiefen Geothermie

Gibt es ein Geothermiewärme Potenzial in Heidelberg und der Region?

Heidelberg, Mannheim und Umland befinden sich im Oberrheingraben, welcher ein geothermisches Vorzugsgebiet ist. Hier herrscht ein erhöhter Wärmestrom vom Erdinnern zur Oberfläche. Durch unterirdische Bruchzonen kann Wasser in den Erdboden eindringen, welches sich für hydrothermale Geothermieanlagen nutzen lässt⁸.

Ein vielversprechendes Beispiel aus der Region: In Brühl wurde eine Förder-Bohrung in 3,3 km Tiefe durchgeführt, bei der hohe Temperaturen des Thermalwassers von 160°C und eine gute Förderrate erreicht wurden. Es ist sehr wahrscheinlich, dass man dort durch eine zweite Bohrung (zur Reinjektion des geförderten Thermalwassers), ein geothermisches Heizkraftwerk mit 30 MW Leistung zur Wärmeerzeugung errichten könnte, welches im Sommer bei niedrigem Wärmebedarf zusätzlich Strom produzieren kann. Durch die zusätzliche Möglichkeit der Stromproduktion steigt die Attraktivität der Geothermie noch einmal deutlich.

Auch vor Plankstadt werden günstige Bedingungen für Geothermie vermutet. Ist es möglich dort ein Heizkraftwerk mit 30 MW Entzugsleistung⁹ zu errichten, so könnten damit möglicherweise bei Wärmeproduktion im Winter und Stromproduktion im Sommer ca. 90 GWh/a Wärme (etwa 15% vom momentanen Heidelberger Wärmeverbrauch) und 25 GWh/a Strom erzeugt werden.

Zu welchen Kosten könnte geothermische Wärme hier in der Region genutzt werden?

Die oben beschriebenen Beispielanlagen könnten unter günstigen Annahmen Wärme für ca. 2-4 ct/kWh bereitstellen. In ungünstigen Fällen könnte die Wärme ca. 7-8 ct/kWh kosten. Außerhalb der Heizperiode würden die Anlagen Strom verkaufen, was die Wirtschaftlichkeit fördern würde, da über das EEG¹⁰ Strom aus Geothermieanlage sehr hoch gefördert wird (mit 25 ct/kWh).

Aber auch ohne Stromerzeugung können unter den passenden Bedingungen günstige Wärmepreise erreicht werden. So erzeugt die schon existierende Geothermieanlage in Weinheim, für die 1 km tief gebohrt wurde, die Wärme genauso günstig, wie man sie zurzeit durch Erdgas bereitstellen kann (ca. 4,3 ct/kWh). Diese Anlage wird von der MVV betrieben.

Können Geothermieanlagen Beben auslösen? Wenn ja, wie gefährlich sind diese?

Der Oberrheingraben ist ein tektonisch aktives Gebiet und ist durchzogen von Bruchzonen im Gestein, welche sich gegeneinander verschieben und unter Spannung stehen können. Hier treten deshalb auf natürliche Weise ständig kleine Beben auf. Gebäude im Oberrheingraben werden aus

⁸ Tiefengeothermisches Potenzial in Heidelberg und Mannheim - Vortrag 28.09.2020 - Dr. Kristian Bär - TU Darmstadt <https://hd-kohlefrei.de/wp-content/uploads/2020/10/Potential-Geothermie-DrKristianBaer-20200928.pdf>

⁹ In der Geothermie versteht man unter Entzugsleistung die Wärmemenge, die ein technisches System dem Untergrund pro Sekunde entzieht. Sie wird in Watt angegeben.

¹⁰ Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ins Stromnetz und garantiert deren Erzeugern feste Einspeisevergütungen.

diesem Grund stabiler errichtet, als in anderen Regionen. Wird bei Geothermieranlagen Wasser in das Gestein gepresst, so können Beben induziert werden. Deshalb wird in Geothermieprojekten zunächst begonnen behutsam und mit niedrigem Druck Wasser zu fördern oder zu verpressen. Dabei wird mit einem seismischen Messnetz überwacht, ob und wie der Erdboden mit Mikrobeben darauf reagiert. So ermittelt man die Betriebspunkte, bei denen die Beben unterhalb der Wahrnehmbarkeitsgrenze bleiben.

Im als Negativbeispiel bekannten Geothermieprojekt in Landau traten tatsächlich spürbare Mikrobeben auf, da der Betreiber den Druckanstieg im zirkulierenden Thermalwasser ignorierte, welcher ein Zeichen dafür war, dass das Wasser nicht ausreichend zirkulieren konnte.

Best-Practice-Beispiele für eine erfolgreiche Nutzung von Geothermie:

- Stadtwerke München:
<https://www.swm.de/privatkunden/unternehmen/energieerzeugung/geothermie.html>

4.3 Biomasse

Warum sind die Potenziale der energetischen Nutzung von Biomasse für die Wärmeversorgung begrenzt? Wie hoch ist das Potenzial der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse, Altholz und Restholz?

Waldholz und Altholz

Waldholz wächst sehr langsam, bis ein Baum im Wald ein Erntealter erreicht hat, vergehen mindestens 40 Jahre. Das CO₂ welches heute durch Verbrennung eines Baumes in die Atmosphäre freigesetzt wird, wird also erst innerhalb der nächsten 40 Jahre wieder gebunden. Eine sehr klimaschutzeffiziente Möglichkeit das Holz energetisch zu nutzen, ist es dieses erst stofflich im Bau oder anderen lange haltenden Produkten (wie zum Beispiel Dämmstoffen aus Zellulose oder Holzfaser) einzusetzen, um dort das CO₂ für 30-40 Jahre und mehr zu binden, und es erst dann, wenn es stofflich nicht mehr sinnvoll verwendet werden kann, energetisch zu nutzen. Holz kann zum Beispiel im Altholz- oder Müllheizkraftwerk verwertet werden. Allein aus Altholz können mindestens 270 GWh/a Wärme erzeugt werden.

Die MVV schätzt das Potenzial von Altholz in der Rhein-Neckar Region auf 200.000 Tonnen¹¹. Dies entspricht einer Steigerung von 38% der jetzt verbrannten Menge. Das Wärmepotenzial für die Fernwärme läge damit bei rund 370 Gwh/a

Biogas

Bis vor wenigen Jahren wurde die Biogaserzeugung aus landwirtschaftlich angebauten Energiepflanzen wie Mais, Zuckerrüben und Raps zur Strom- und Wärme-, und Kraftstofferzeugung politisch stark gefördert. Hierdurch ist inzwischen 13% der landwirtschaftlichen Fläche für die

11 <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/altholz-kraftwerk-mannheim-laeuft-46159>

Produktion von solchen Energiepflanzen belegt. Aufgrund unseres hohen Konsums von Fleisch und Milcherzeugnissen und damit einhergehenden Futtermittelbedarf für die Tiere haben wir jedoch einen höheren landwirtschaftlichen Flächenbedarf, als wir ihn mit der in Deutschland zur Verfügung stehenden Fläche decken können. In anderen Ländern nehmen wir über 2 Mio. Hektar Flächen zur Futtermittelproduktion in Anspruch, teilweise sind diese Flächen in Südamerika, auf denen zuvor Regenwald stand, welcher zum Anbau von Soja gerodet wurde. Ändern wir also unsere Ernährungsgewohnheiten nicht, so gibt es keine freien Flächen, um die Bioenergieproduktion aus Mais und Zuckerrüben auszuweiten.

Eine weniger problematische Anbaubiomasse könnten schnell wachsende Hölzer wie Weiden und Pappeln auf landwirtschaftlichen Flächen sein, die einen Weiterbetrieb der normalen Landwirtschaft erlauben, das Potenzial um Heidelberg herum könnte bei 20 GWh/a liegen, falls es gelingen würde auf 20% der landwirtschaftlichen Flächen Agroforstwirtschaft zu betreiben.

4.4 Maßnahme Netztemperaturabsenkung

Warum ist es für die Nutzung erneuerbarer Energien wichtig, die Netztemperatur abzusenken?

Das Potenzial von Solarthermie, Flusswärmepumpen und oberflächennaher Erdwärme für die Wärmeversorgung hängt im starken Maße von niedrigen Netztemperaturen ab (siehe die nachstehenden Abbildungen). Niedrige Netztemperaturen von unter 90°C erlauben erst diese Energien wirtschaftlich zu nutzen.

Auch die Nutzung tiefer Geothermie profitiert von niedrigen Netztemperaturen, denn niedrige Netztemperaturen erhöhen den Wirkungsgrad des Kraftwerks und erlauben sogar unter Umständen, die Wärme doppelt zu nutzen: zur Strom- und gleichzeitigen Wärmelieferung (durch die nach der Stromerzeugung verbleibenden Restwärme).

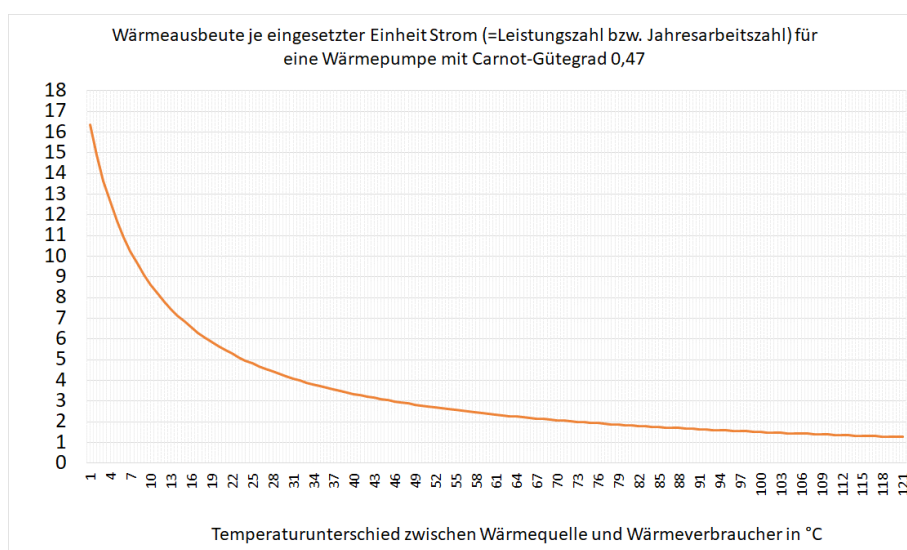


Abbildung 1: Wärmeausbeute einer guten Wärmepumpe in Abhängigkeit des Temperaturunterschiedes zwischen der Wärmequelle und dem Wärmenetz

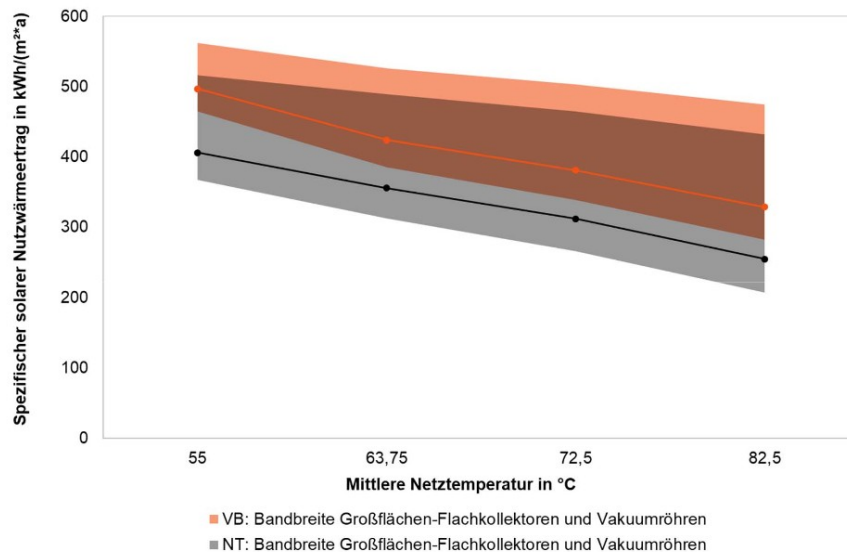


Abbildung 2: Ertrag von solarthermischen Großanlagen in Abhängigkeit der Netztemperatur

5 Und die Alternativen Erdgas und Wasserstoff?

Warum ist der Neubau von Erdgas-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen aus Klimaschutzsicht kritisch zu sehen?

Investitionen in fossile Kraftwerke haben Abschreibungszeiträume von mindestens 10 Jahren (Blockheizkraftwerkslösungen) bis hin zu 20 oder mehr Jahren und (größere Kraftwerke wie Gas- und Dampfturbinen). Daher müssen diese Kraftwerke über viele Jahre wirtschaftlich nutzbar sein, um nicht *Stranded Investments* zu erzeugen und zum Verlustgeschäft zu werden.

Zur Einhaltung des 1,5°C Ziels mit 50% Wahrscheinlichkeit verbleibt jedoch nur noch ein weltweites CO₂-Budget von 480 Mrd. Tonnen CO₂ bis zum Ende dieses Jahrhunderts (siehe z.B. Rogelj et al 2019 in Nature¹²). Dieses Budget ist beim heutigen globalen CO₂-Ausstoß von ca. 38 Mrd. Tonnen/Jahr (Tendenz des Ausstoßes steigend!) in etwas mehr als 10 Jahren komplett aufgebraucht. In Anbetracht der Tatsache, dass Deutschland zu den Ländern mit dem höchsten kumulierten CO₂-Ausstoß gehört, ist es aus Sicht der Klimagerechtigkeit notwendig, bis 2030 in Deutschland klimaneutral zu werden. Eine lange Erdgasbrücke können wir uns daher nicht erlauben. Der Bau von neuen Erdgaskraftwerken darf nicht dazu führen, dass der Ausstieg aus fossilen Energien verlängert wird, so wie es durch den Neubau von Kohlekraftwerken in den 2000er und 2010er Jahren passiert ist. Zumal kann eine Investition in diese Kraftwerke dazu führen, dass nicht ausreichend Gelder für die Alternativen zur Verfügung stehen.

¹² „Estimating and tracking the remaining carbon budget for stringent climate targets“, nature Juli 2019 , <https://www.nature.com/articles/s41586-019-1368-z>

Das Gas Methan hat auf einen 25 Jahreszeitraum betrachtet, ein Treibhausgasäquivalent von 84 mal dem von CO₂. Treten bei der Förderung des Gases also Leckagen auf, entfaltet das Gas in der Atmosphäre ein hohes Treibhausgaspotenzial, das im Emissionsfaktor berücksichtigt werden muss. Insbesondere für amerikanisches *Fracking Gas* sind hohe Leckagen anzunehmen. Eine Nutzung dieses Gases, wie es durch den Bau von Flüssiggasterminals in Deutschland zu befürchten steht, ist nicht zu verantworten.

Eine verlängerte Nutzung von Erdgas schafft ferner geopolitische Abhängigkeiten von Russland und den USA, die sich durch Wahl heimischer erneuerbarer Wärmequellen vermindern lassen.

Könnte nicht in Zukunft die Verstromung von grünem Wasserstoff oder erneuerbaren Methan in Erdgas-KWK-Kraftwerken die Lösung zur Dekarbonsierung der Wärmeversorgung sein?

Wasserstoff muss aus erneuerbarem Strom hergestellt werden, damit er eine Klimaschutzwirkung erbringt. *Grauer Wasserstoff* wird aus Erdgas hergestellt, indem CO₂ abgetrennt und in CO₂-Lagerstätten verpresst wird. Dieses ist unserer Auffassung nach, keine sichere Lösung. Sind oder werden die CO₂-Lagerstätten undicht, so tritt das CO₂ wieder in die Atmosphäre – ein großes Risiko für das Klima.

Solange der erneuerbare Strom fossilen Strom ersetzen kann, ist es effizienter ihn für diesen Zweck einzusetzen, als ihn zur Wasserstoffproduktion zu nutzen, denn die elektrolytische Wasserstoffproduktion ist mit Verlusten behaftet. Der Wirkungsgrad der Wasserstofferzeugung aus erneuerbarem Strom liegt derzeit zwischen 60% und 80%. Zur Wasserstofferzeugung sollte also der Strom verwendet werden, der nicht direkt verbraucht werden kann (*erneuerbarer Überschussstrom*). Solcher Überschussstrom ist aber bisher noch ein knappes Gut, da der Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugern und der Rückbau von fossilen Kraftwerken bisher noch nicht weit genug vorangeschritten ist. Überschussstrom, welcher durch Netzengpässe entsteht, wird in den kommenden Jahren durch den Netzausbau beseitigt, so dass der Strom effizient an alle Verbraucher durchgeleitet werden kann (Verluste durch den Transport von Strom liegen zwischen 2 bis maximal 10%, im Durchschnitt bei 5%).

Die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff in Deutschland ist also an die Geschwindigkeit des Zubaus von erneuerbaren Stromerzeugern und Rückbau von fossilen Kraftwerken direkt gekoppelt.

Projekte zur Erzeugung von „zusätzlichem“ grünen Wasserstoff außerhalb von Deutschland in Gebieten mit sehr hohen Potenzialen für Wind- und Solarenergie kündigt die Bundesregierung zwar in ihrer nationalen Wasserstoffstrategie¹³ an, bis 2030 sind die angekündigten Mengen aber gering und sollen vornehmlich in der Stahlindustrie genutzt werden.

Es ist in der nationalen Wasserstoffstrategie eine Menge von 14 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 geplant, welche bis zum Jahr 2030 in Deutschland in Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen. Dies entspricht einer erneuerbaren Strommenge von ca. 20 TWh.

13 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16

Erneuerbarer Überschussstrom ist bisher noch nicht in vielen Stunden des Jahres verfügbar. Will man grünen Wasserstoff aus erneuerbarem Überschussstrom herstellen, so werden die Herstellungsanlagen (Elektrolyseure) nicht gut „ausgelastet“. Den Investitionskosten in die Elektrolyseure stehen ein niedriger Output und somit hohe Stromgestehungskosten¹⁴ gegenüber. Wie sich diese Auslastung auf den Wasserstoffpreis auswirkt zeigt Abbildung 4. Wird eine hohe Auslastung gewählt, so sind die Anlagen klein und können nicht viel Wasserstoff produzieren. Bei größerer Anlage steigen die Produktionskosten.

Werden eigens Windparks in der Nordsee (wie in der nationalen Wasserstoffstrategie geplant) oder an der Küste Nordafrikas errichtet, könnte unter günstigsten Bedingungen der Wasserstoff für 8 ct/kWh hergestellt werden. Hinzuzurechnen auf die Kosten, die am Kraftwerk für den Wasserstoff entstehen, sind dann Transportkosten.

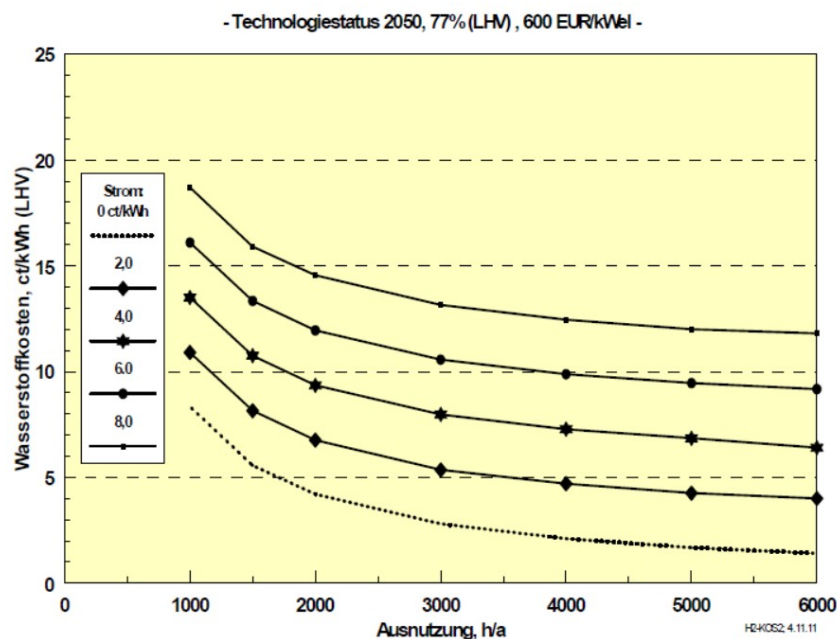


Abbildung 3: Gestehungskosten von Wasserstoff (am Elektrolyseur) bei verschiedenen Auslastungen der Anlage (y Achse) und Kosten für den Strom zur Wasserstofferzeugung gemäß der Einschätzung der BMU-Studie „Langfristszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“¹⁵, Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a, 77% Wirkungsgrad

¹⁴ Stromgestehungskosten bezeichnen die Kosten, welche für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom notwendig sind.

¹⁵ https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf