



Online-Expertenkonferenz
BEST PRACTICE GRÜNE FERNWÄRME
Heidelberg 28.09.2020

Hintergrundinformationen und Diskussionsimpulse zum Thema Fernwärme in Heidelberg und Mannheim

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	Status Quo der Fernwärmeversorgung in Heidelberg und Mannheim.....	3
2	Vision: Wie könnte eine Deckung der Wärmelast im Jahr 2030 aus weitestgehend erneuerbaren Quellen aussehen?	5
3	Potenzial von Erdgas und Wasserstoff.....	7
4	Wärmepotenzial der Tiefen Geothermie	11
5	Wärmepotenzial der Flusswärme für unsere Region.....	13
6	Potenzial der Netztemperaturabsenkung	14
7	Wärmepotenziale von Biomasse.....	16

1 Status Quo der Fernwärmeversorgung in Heidelberg und Mannheim

Wie groß ist das Fernwärmenetz in Heidelberg und Mannheim und wie viel Fernwärme wird verbraucht?

Ca. 47% der Wärmeverbraucher in Heidelberg sind momentan an das Fernwärmenetz der Stadtwerke Heidelberg (SWHD) angeschlossen, ein Ausbau auf 50% bis 2030 ist geplant.

Der Fernwärmeverbrauch in Heidelberg liegt bei ca. 860 Gigawattstunden pro Jahr (GWh/a), davon wurden 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 das eigene Wärmenetz der Uni zurückzuführen, die Uni betreibt ein eigenes Kraftwerk und Netz für die universitäre Wärmeversorgung.

In Mannheim sind ca. 60% der Wärmeverbraucher an das Fernwärmenetz angeschlossen. Der Fernwärmeverbrauch in Mannheim beträgt ca. 1,8 Terrawattstunden pro Jahr (TWh/a).

Was sind die Wärmeerzeuger für die Heidelberger Fernwärme?

2019 setzte sich die Fernwärme in Heidelberg wie folgt zusammen:

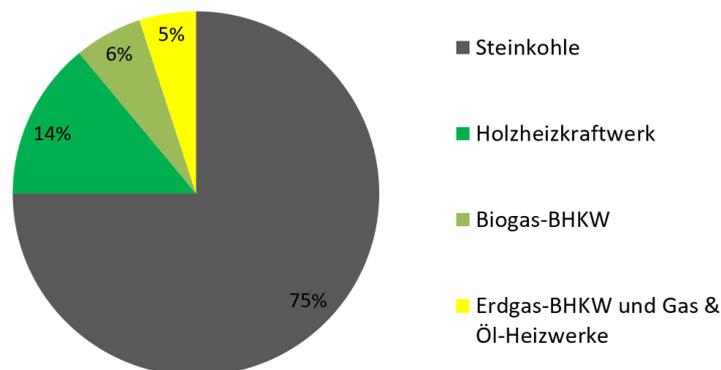


Abbildung 1: Zusammensetzung der Fernwärme der SWHD 2019

Dabei wurde die Wärme aus Steinkohle vom Großkraftwerk Mannheim geliefert.

Seit 2020 setzt sich die Wärmeerzeugungsstruktur wie folgt zusammen:

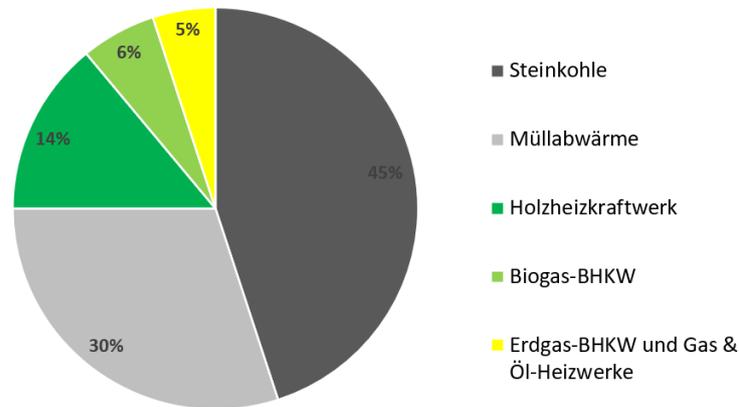


Abbildung 2: Zusammensetzung der Fernwärme ab Februar 2020

Was sind die Wärmeerzeuger für die Mannheimer Fernwärme?

In Mannheim findet die Wärmeerzeugung momentan zu 70% aus Steinkohle und 30 % aus Müll statt.

Wie „klimafreundlich“ ist Wärme aus Steinkohle-Kraft-Wärme-Kopplung?

Der CO₂ Faktor von Wärme aus Kraftwärme-Kopplung (KWK) wird in Mannheim und Heidelberg nach dem exergetischen Verfahren berechnet. Beim exergetischen Verfahren werden dem Strom mehr CO₂-Emissionen zugewiesen als der Wärme, da Strom ein „höherwertiges Gut“ ist, d.h. vielseitiger einsetzbar als Wärme. Strom kann z.B. auch zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden, wenn er Wärmepumpen antreibt. Mit der exergetischen Bilanzierung ist der Wärme aus dem effizienten Block 9 des GKM ca. 180 g CO₂ pro kWh zuzuweisen (die genaue Zahl ist nicht bekannt, da die Kraftwerksbetreiber den thermischen und elektrischen Wirkungsgrad nicht angeben). Der Strom trägt eine CO₂-Fracht von 310 g CO₂/kWh.

Der KWK-Wärmeverkauf aus Steinkohle rechtfertigt jedoch auch die Stromproduktion des Kraftwerks und macht sie wirtschaftlicher. Der 2015 neu ans Netz gegangene Block 9 erhält die KWK-Förderung für den Strom, weil er KWK-Wärme verkauft. Insofern sind korrekter Weise Strom und Wärme gemeinsam zu betrachten.

Selbst unter den optimistischen Annahmen für die Steinkohle-KWK-Wärme und pessimistischen Annahmen für die Referenzstrom- und Wärmeversorgung schneidet der Block 9 in der Klimabilanz sehr schlecht ab. Die nachstehende Abbildung zeigt die Klimabilanz, wenn 4 kWh Strom und 3 kWh Wärme benötigt werden. Der Berechnung liegen folgende CO₂-Faktoren zu Grunde:

- CO₂-Emissionen für Steinkohle inklusive Vorkette: 358 g/kWh Steinkohle.
- CO₂-Emissionen von Öl inklusive Vorkette: 299 g/kWh Öl.
- CO₂-Emissionen Netzstrom: 537 g/kWh.

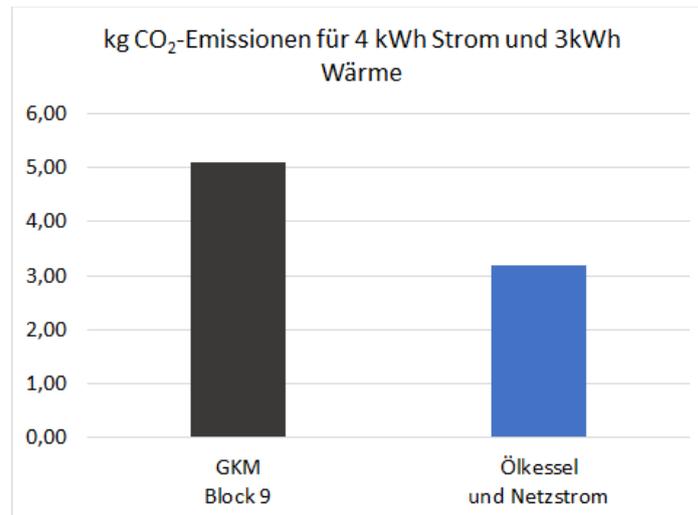


Abbildung 3: Vergleich der Emissionen von Steinkohlestrom- und wärme aus Blok 9 und Strom und Wärme aus einem Ölkessel und dem Stromnetz

Wichtige Bedingung dafür, dass Fernwärme einen Klimaschutzbeitrag leisten kann, ist also der Verzicht auf Steinkohlewärme.

2 Vision: Wie könnte eine Deckung der Heidelberg Wärmenachfrage im Wärmenetz im Jahr 2030 aus weitestgehend erneuerbaren Quellen aussehen?

Im Folgenden möchten wir unsere Vision für das Jahr 2030 vorstellen, die sicher als enorm ambitioniert zu bezeichnen ist, aber unserer Einschätzung nach technisch und ökonomisch machbar, denn die Technologien sind bekannt. Die technische Machbarkeit diskutieren wir in den nachfolgenden Kapiteln an.

Zur ökonomischen Machbarkeit ist zu anmerken:, dass im kommenden Jahr die Förderung für erneuerbare Wärmeerzeuger zur Einspeisung in Wärmenetze von der Bundesregierung verbessert werden wird, so dass erneuerbare Wärmeerzeuger konkurrenzfähiger werden. Möglicherweise wird es trotzdem eine gewisse Akzeptanz für Mehrkosten bei den Fernwärmekunden brauchen, falls eine neue Bundesregierung keinen Kurswechsel einschlägt und die lokale Energiewende stärker unterstützt. Für diese Akzeptanz kann aber unserer Auffassung nach erfolgreich geworben werden. Auch Entlastungen einkommensschwacher Haushalte halten wir für möglich, über die Möglichkeiten würden wir gerne diskutieren.

Zunächst zu unserer Vision:

Durch Gebäudesanierung und Wärmerückgewinnung bei der Warmwasserbereitung kann der Wärmeverbrauch bei entsprechender Ambition um 20% abgesenkt werden (3% Sanierungsrate auf 10 Jahre bei einer Wärmeverbrauchsreduktion der sanierten Gebäude um 60-70%). Ferner können Wärmeverluste des Wärmenetzes durch Absenkung der Netztemperatur eingespart werden.

Dies unterstellt, könnte die Wärmelast in Heidelberg im Jahresverlauf aus technischer Sicht wie folgt aussehen:

Die Spitzenlastabdeckung könnte ggf. mit Restanteilen fossiler Wärme aus den bestehenden Spitzenlastheizwerken oder kleinen Anteilen Wärme aus dem Müllheizkraftwerk geschehen.

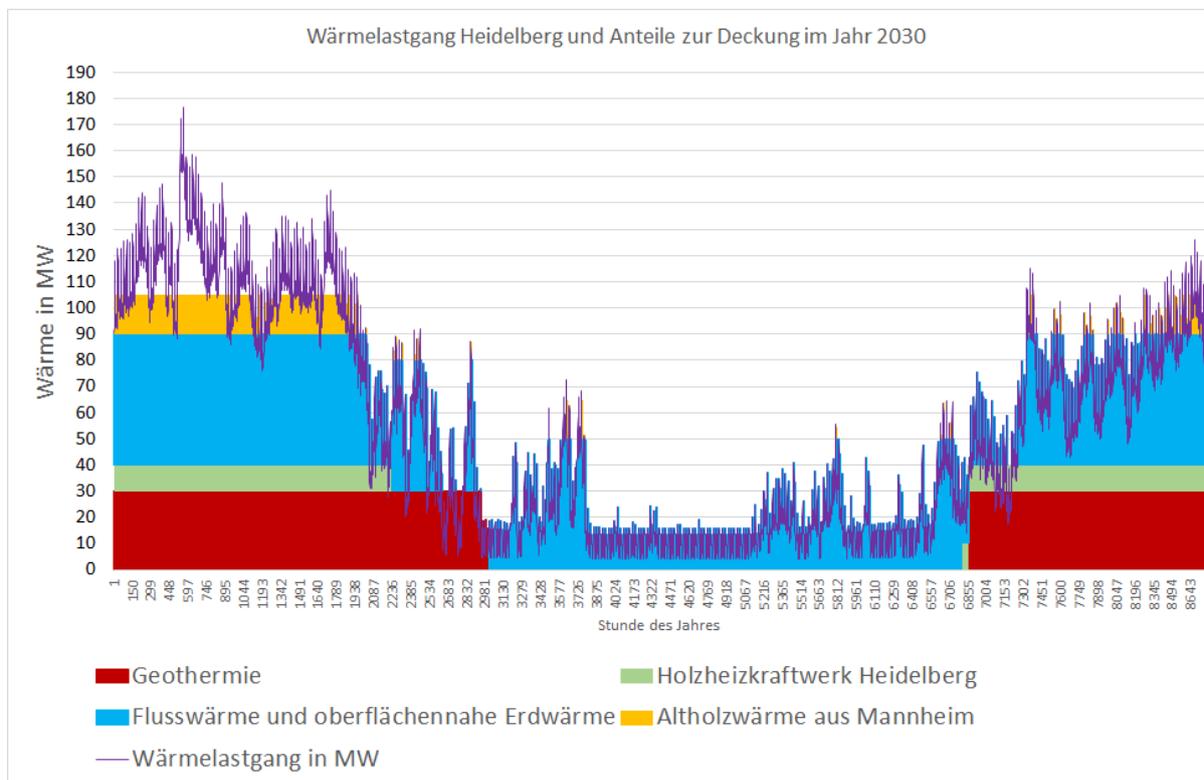


Abbildung 4: Mögliche Deckung der Wärmelast aus weitgehend erneuerbaren Energien in Heidelberg im Jahr 2030

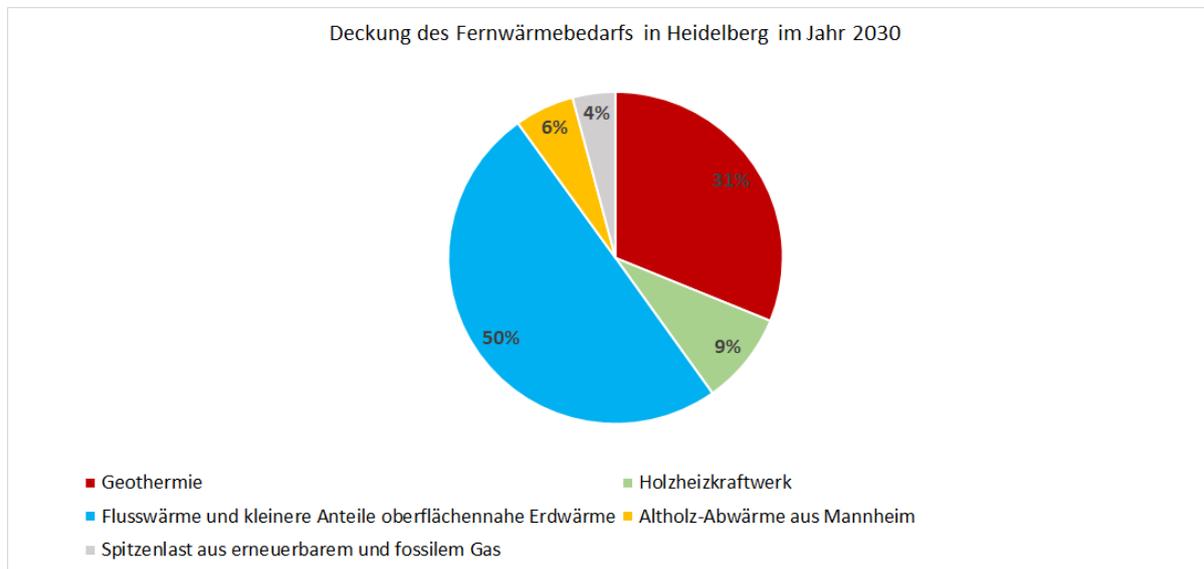


Abbildung 5: Vision Deckung des Fernwärmebedarfs in Heidelberg 2030: Tortendiagramm

3 Potenzial von 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 Nature¹). 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 (Global Carbon Project), 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 (z.B. durch die Genehmigung des Baus von Block 9, welcher nun die Kohlelaufzeit verlängert). Zumal

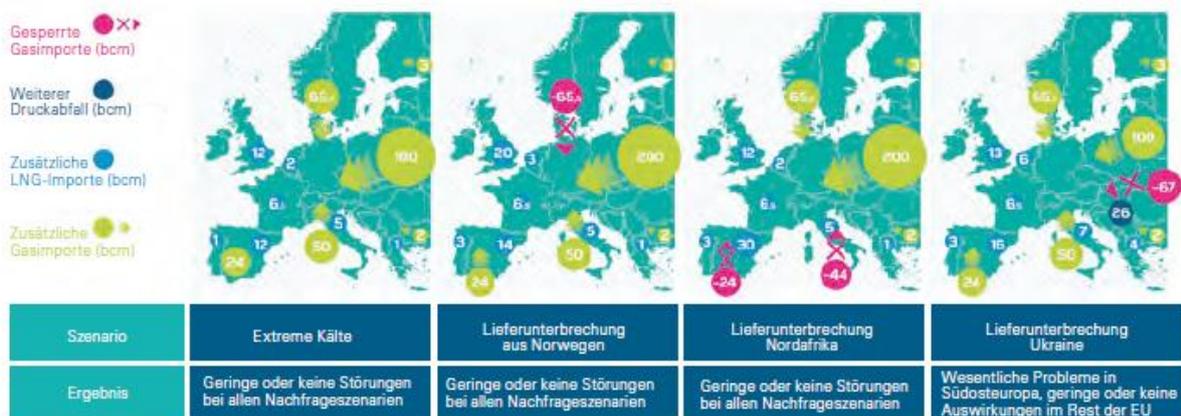
1 „Estimating and tracking the remaining carbon budget for stringent climate targets“, nature Juli 2019 , <https://www.nature.com/articles/s41586-019-1368-z>

kann eine Investition in diese Kraftwerke dazu führen, dass nicht ausreichend Gelder für die Alternativen zur Verfügung stehen.

Das Gas Methan hat auf einen 20 Jahreszeitraum betrachtet, ein Treibhausgasäquivalent von ca. 84 mal dem von CO₂ (IPCC 5th Assessment Report). Treten bei der Förderung und dem Transport von Erdgas 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 (siehe BGR 2020 [2]). Aber auch bei russischem Gas, könnten die Leckagen hoch sein (siehe Cremonese et al. 2019 [3]). 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.

SZENARIEN, IN DENEN DIE GASIMPORTE IN DIE EU UNTERBROCHEN WERDEN



Quelle: Gaventa, Dufour, & Bergamaschi, 2016

Anmerkung: Die Abbildung zeigt 4 Szenarien: extreme Kälte, Lieferunterbrechung aus Norwegen, Nordafrika oder der Ukraine. Die Kreise zeigen die Mengen, die aufgrund der Unterbrechung nicht importiert werden können (rot), die zusätzlichen Mengen, die als LNG (hellblau) und über Gaspipelines (grün) importiert werden müssten und die fehlenden Mengen (dunkelblau). Nur bei einem Lieferstopp aus der Ukraine würden 26 bcm fehlen, um den Bedarf des Systems zu decken.

Quelle: Perez, A.(2018): Globaler Gas Lock-In, Brücke ins Nirgendwo, Brüssel.

[2] Bundesanstalt für Geowissenschaften 2020: „Klimabilanz von Erdgas“ abrufbar unter https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[3] Zeitungsartikel oder zugehörige wissenschaftliche Publikation: <https://www.iass-potsdam.de/de/ergebnisse/publikationen/2019/klimawirkung-von-erdgas-noch-zu-wenig-erforscht>

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

Wasserstoff muss aus erneuerbarem Strom hergestellt werden (sog. *grüner Wasserstoff*), damit er eine Klimaschutzwirkung erbringt. *Grauer Wasserstoff* wird aus Erdgas hergestellt, indem CO₂ abgetrennt und in CO₂-Lagerstätten verpresst wird (Carbon Capture and Storage CCS). Pro kg grauer Wasserstoff aus Erdgas fallen 13,3 kg CO₂ an (inkl. Förderung und Transport des Gases) > Insgesamt gelangen durch Grauen Wasserstoff derzeit 830 Mio t CO₂ in die Atmosphäre – zum Vergleich: 800 Mio t Deutschlands jährliche CO₂-Emissionen.

CCS ist unserer Auffassung nach, keine sichere Lösung.

1. Sind die CO₂-Lagerstätten nicht dicht (und dieses kann man nicht garantieren (Lenz, C. (2019), Heinrich-Böll-Stiftung), so tritt das CO₂ wieder in die Atmosphäre – ein großes Risiko für das Klima. Etwa 2/3 von CCS-Projekten wurden wegen unvorhergesehener Probleme vorzeitig beendet. Bei zwei vermeintlichen Vorzeigeprojekten in den USA und Canada werden gerade mal 1/3 der CO₂-Emissionen abgeschieden (Greenpeace Energy).
2. Wenn es zu einer Eruption käme, wären Menschen und Umwelt in Gefahr, außerdem kann bei salinen Aquiferen das vom CO₂ verdrängte Salzwasser ins Grundwasser gelangen, es verunreinigen und versalzen.
3. Nach einer Studie der [Stanford University \(Jacobson, M.J.\(2019\)\)](#) in den USA ist diese Methode untauglich, das Problem der CO₂-Emission in die Atmosphäre zu lösen. Denn bei der CO₂-Verpressung können bereits minimale seismische Aktivitäten auftreten, die das CO₂ dann aus den Gesteinsspeichern austreten lassen; Eine Katastrophe bei größerer Seismischer Aktivität.
4. Weitere Gefahr: Bei einer Konzentrationsanreicherung von ca. 10% von CO₂ in der Luft wird das Gasgemisch bereits stark toxisch. Das geruchlose CO₂ kann sich zudem in Talsenken ansammeln und wird damit zur Gefahr für ganze Siedlungen. Auch wenn nur 0,01 % pro Jahr des CO₂ wieder in die Atmosphäre gelangt, wird das Klimaziel weit verfehlt.
5. Die vorhandenen Speicher in der EU haben eine Kapazität für 104 Gigatonnen (Gt) CO₂, davon 17 Gt in Deutschland. Bei den derzeitigen Emissionen der EU von etwa 3,2 Gt/Jahr wäre das CCS-Potential der EU (inkl. Norwegen) bei vollständiger Einlagerung nach 24 Jahren erschöpft. (Greenpeace Energy 2020)

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 Wasserstoffherzeugung aus erneuerbarem Strom liegt derzeit zwischen 60% und 80%. Zur Wasserstoffherzeugung 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 Rückbaus 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 Wasserstoffstrategie⁴ 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 Gesamt-Leistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen. Dies entspricht einer erneuerbaren Strommenge von ca. 20 TWh.

Ferner gilt: 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 Stromgestehungskosten⁵ 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.

Wir gehen in unserer Vision für das Jahr 2030 zunächst noch von keiner Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff aus.

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

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

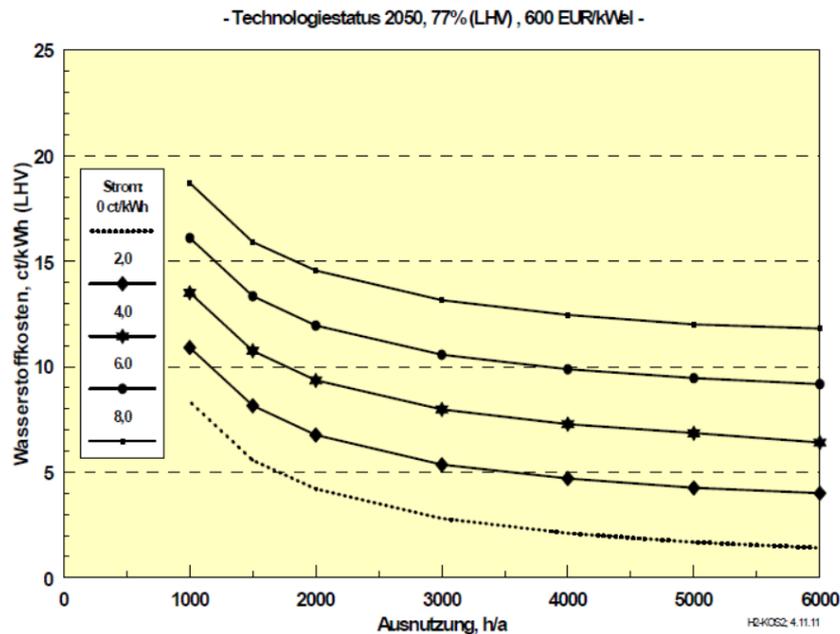


Abbildung 6: Gestehungskosten von Wasserstoff (am Elektrolyseur) bei verschiedenen Auslastungen der Anlage (y Achse) und Kosten für den Strom zur Wasserstoffherzeugung gemäß der Einschätzung der BMU-Studie „Langfristszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“, Zinssatz 6%/a, Abschreibung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

4 Wärmepotenzial der Tiefen Geothermie

Warum gibt es ein hohes Geothermiewärmepotenzial in Heidelberg und in 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 lässt. 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 wahrscheinlich, dass man dort durch eine zweite Bohrung (zur Reinjektion des gefördert Thermalwassers), ein geothermisches Heizkraftwerk mit 30 MW Leistung zur Wärmeerzeugung errichten könnte, welches im Sommer bei niedrigem Wärmebedarf zusätzlich Strom produzieren kann.

Auch vor Plankstadt werden günstige Bedingungen für Geothermie vermutet. Ist es möglich dort ein Heizkraftwerk mit 30 MW Entzugsleistung⁷ zu errichten, so könnten damit möglicherweise bei Wärme- und Stromproduktion im Winter und 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 EEG⁸ 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 natürlicher Weise ständig kleine Beben auf. Gebäude im Oberrheingraben werden aus diesem Grund stabiler errichtet, als in anderen Regionen. Wird bei Geothermieanlagen 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 Mikrobenen 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 Mikrobenen auf, da der Betreiber den Druckanstieg im zirkulierenden Thermalwasser ignorierte, welcher ein Zeichen dafür war, dass das Wasser nicht ausreichend zirkulieren konnte.

⁷ In der Geothermie versteht man unter Entzugsleistung die Wärmemenge, die ein technisches System dem Untergrund pro Sekunde entzieht. Sie wird in Watt angegeben.

⁸ Das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ins Stromnetz und garantiert deren Erzeugern feste Einspeisevergütungen.

5 Wärmepotenzial der Flusswärme für unsere Region

Wie groß ist das Potenzial der Flusswärme für die Wärmeversorgung in Heidelberg und Mannheim?

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

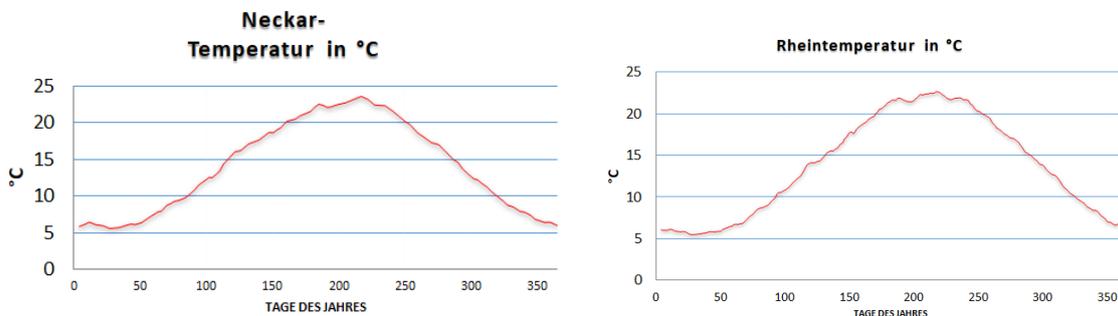


Abbildung 7: Temperaturverlauf im Neckar und Rhein (rechts) über das Jahr hinweg⁹

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 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. In unserer Vision für 2030 werden 50 MW Flusswärmeleistung genutzt und **234 GWh/a** bereitgestellt.

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.

Der CO₂ Faktor der Wärme aus Flusswärmepumpen:

CO₂ Faktor Strom / Jahresarbeitszahl

⁹ "Grundlage: Daten aus dem Umweltinformationssystem (UIS) der LUBW Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg"

D.h. bei einem Strom CO₂ Faktor von 470 g/kWh (der deutsche Durchschnitt 2019 lag bei 401 g/kWh¹⁰, 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.

Die Wärmekosten ergibt sich wie folgt:

Strompreis / Jahresarbeitszahl + Investitionskostendeckungsbeitrag, also z.B.

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

Ab nächstem Jahr könnte eine Einspeisvergütung auf diese Wärme von mehreren cent/kWh eingeführt werden, so dass der Kostenunterschied zu den fossilen Energien aufgehoben werden könnte.

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.

6 Potenzial der 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).

¹⁰ <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom>

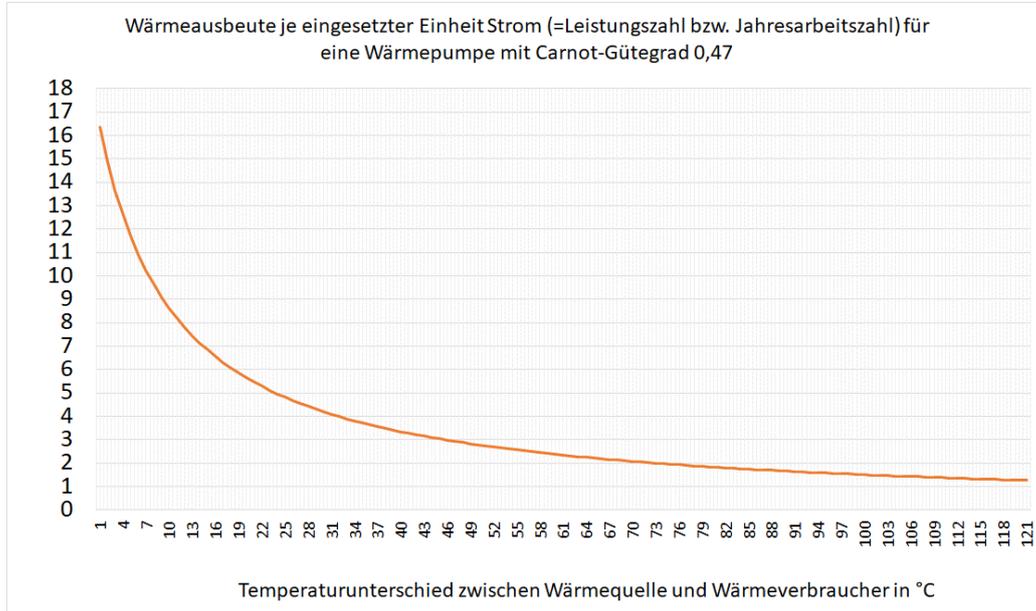


Abbildung 8: Wärmeausbeute einer guten Wärmepumpe in Abhängigkeit des Temperaturunterschiedes zwischen der Wärmequelle und dem Wärmenetz

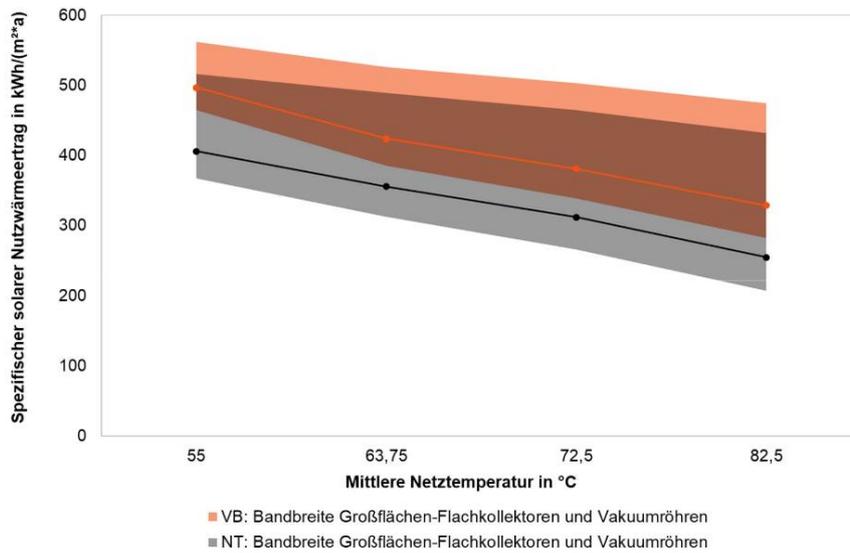


Abbildung 9: Ertrag von solarthermischen Großanlagen in Abhängigkeit der Netztemperatur

7 Wärmepotenziale von 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

Wie bereits erwähnt, müssen für das 1,5°C Ziel die netto CO₂-Emissionen innerhalb der nächsten 10 Jahre auf Null abgesenkt werden. 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, es erst stofflich im Bau oder anderen langhaltenden 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 direkte energetische Nutzung von ohnehin anfallendem Landschaftspflegematerial und geringen Mengen von Waldholz, so wie Sie im Holzheizkraftwerk im Pfaffengrund in Heidelberg geschieht, um **80 GWh/a** Wärme für Heidelberg zu erzeugen, befürworten wir. Der Hauptanteil geernteten Holzes sollte jedoch zuerst in die stoffliche Nutzung gehen und wenn möglich recycled werden, bevor es energetisch verwertet wird.

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 in Mannheim (und anteilig ggf. für Heidelberg) 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 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 dieses Flächen in Südamerika, auf denen zuvor Regenwald stand, welcher zum Anbau von Soja gerodet wurde. Ändern wir also unsere

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

Ernährungsgewohnheiten nicht, so gibt es keine freien Flächen, um die Bioenergieproduktion aus Mais und Zuckerrüben auszuweiten.

Wir gehen daher von einem Biogaspotenzial aus Anbaupflanzen wie Mais und Rüben von **0 GWh/a** im Jahr 2030 aus.

Eine weniger flächenintensive Anbaubiomasse könnten schnell wachsende Hölzer wie Weiden und Pappeln auf landwirtschaftlichen Flächen sein, die einen Weiterbetrieb der normalen Landwirtschaft erlauben (siehe Abbildung), das Potenzial um Heidelberg herum könnte bei **20 GWh/a** liegen, falls es gelingen würde auf 20% der landwirtschaftlichen Flächen Agroforstwirtschaft zu betreiben. In unserem Szenario ist diese Menge noch nicht unterstellt, da die Umsetzungsfreudigkeit in der Landwirtschaft bisher nicht geklärt ist.



Abbildung 10: Mähdrescher im Weizenfeld mit Reihen von Pappeln zur Biomassenutzung in Frankreich, Quelle: <http://www.agroforst.de/2-definition.html>