

Potenzialstudie Klimafreundliche Fernwärme ohne GKM 2030 -

Dekarbonisierungspotenziale für die Fernwärmeversorgung in Mannheim, Heidelberg und Region bis zum Jahr 2030 zur Beendigung der Steinkohleverbrennung im Grosskraftwerk Mannheim bis spätestens 2030

Teil 1

Autorin: Dr.-Ing. Amany von Oehsen, BUND Heidelberg & Heidelberg kohlefrei, ehemals wissenschaftliche Mitarbeiterin des ifeu Heidelberg und Fraunhofer IWES

Die Ergebnisse wurden in fachlicher Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Abteilung Strom-Wärme-Systeme, erstellt



Inhaltsverzeichnis

1	Kurzzusammenfassung / Ergebnisdarstellung.....	5
2	Anlass	14
3	Zielsetzung für die Szenarien und Vorgehen	14
4	Potenziale der Wärmeverbrauchsreduktion und resultierender Wärmeverbrauch 2030.....	15
4.1	Räumlicher Bilanzrahmen für die Modellierung des Fernwärmeverbrauchs	15
4.2	Aufteilung des heutigen Fernwärmeverbrauchs auf Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme..	17
4.2.1	Zusammensetzung des Fernwärmeverbrauchs in Mannheim	17
4.2.2	Zusammensetzung des Fernwärmeverbrauchs in Heidelberg	17
4.2.3	Zusammensetzung des Fernwärmeverbrauchs in Schwetzingen, Speyer, Oftersheim, Brühl, Ketsch.....	17
4.3	Potenzial zur Reduktion des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser	17
4.3.1	Raumwärme-Reduktionspotenzial.....	17
4.3.2	Reduktionspotenziale für den Warmwasserverbrauch	18
4.3.3	Geschwindigkeit der Wärmeverbrauchsreduktion: Sanierungsrate	18
4.4	Potenzial zur Reduktion des Prozesswärmeverbrauchs	18
4.5	Potenzial zur Reduktion der Netzverluste	19
4.6	Resultierender Fernwärmeverbrauch im Klimaschutz- und Referenzszenario 2030	19
5	Wärmelastgang 2030	19
6	Wärme- und Stromerzeugungspotenzial der Tiefen Geothermie	20
6.1	Technologiebeschreibung.....	20
6.2	Beispiele: Geothermieanlagen in unserer Region	22
6.2.1	Geothermische Wärmeerzeugung im Miramar	22
6.2.2	Geothermische Wärme- und Stromerzeugung in Bruchsal	22
6.2.3	Geothermische Wärme- und Stromerzeugung in Landau	23
6.3	Tiefen-Geothermisches Wärmepotenzial in Mannheim und Region bis 2030	24
7	Wärmepotenziale der Umweltwärme des Rheins und Neckars.....	25
7.1	Technologiebeschreibung.....	25
7.2	Theoretisches Potenzial des Rheins am Standort Mannheim	25
7.3	Theoretisches Potenzial des Neckars am Standort Heidelberg	28
8	Potenzial von Altholz	29
9	Potenzial von Biomüll und Restmüll	30
9.1	Status Quo bei der Nutzung von Biomüll aus der Biotonne	30
9.2	Status Quo bei der Verwertung von Restmüll	30
9.2.1	Restmüllmengen und technische Daten zum Restmüllheizkraftwerk	30
9.2.2	Zusammensetzung des Restmülls – wieviel Restmüll könnte recycled/besser genutzt werden?.....	32
9.3	Energiepotenzial der Biomüllvergärung	34
9.3.1	Abschätzung des Bioabfallaufkommens 2020	35
9.3.2	Steigerungspotenzial der Bioabfall-Getrennsammlung über die Grüne Tonne.....	35

9.3.3	Energiepotenzial in Grünabfällen	36
9.3.4	Energiepotenzial des Biomülls im Gewerbeabfall.....	36
10	Biogaspotenzial aus Ackerpflanzen	37
11	Bioenergiepotenzial aus Holz	37
11.1	Waldholz.....	37
11.1.1	Energetisches Potenzial zur Strom- und Wärmeerzeugung.....	37
11.1.2	Hintergrundinformation: aktuelle CO ₂ -Bindungsrate des deutschen Waldes	38
11.2	Holz aus Agroforstwirtschaft	38
12	Potenziale der Solarthermie und oberflächennahen Erdwärme.....	40
12.1	Technologiebeschreibung oberflächennahe Erdwärme (mit solarer Unterstützung)	40
12.2	Potenziale der oberflächennahen Erdwärme in Mannheim und Heidelberg	40
12.3	Best-Practice-Beispiele: geosolare, warmmietenneutrale Wärmeversorgung in Berliner Mehrfamilienhäusern	40
12.4	Best-Practice-Beispiele: geosolare Wärmeversorgung für ein Wärmenetz.....	41
12.5	Best-Practice-Beispiele: Solarthermie für Wärmenetze.....	41
13	Potenziale von Wasserstoff.....	41
13.1	Technologiebeschreibung.....	41
13.2	Potenzial der Wasserstofferzeugung und -nutzung in Deutschland	42
14	Klimaschutzszenario: Einsatz der Potenziale zur Fernwärmeversorgung 2030	43
14.1	Außerbetriebnahme der Steinkohle-Blöcke des GKM.....	43
14.2	Einsatz der Tiefen Geothermie im Klimaschutzszenario	44
14.3	Einsatz von Restmüll und Biomüll im Klimaschutzszenario.....	44
14.3.1	Entwicklung von Bio-Müllmengen und Biomüllgetrenntsammlung	44
14.3.2	Biomüllvergärung und Biogaserzeugung	44
14.3.3	Absinken der Restmüllmengen bis 2030.....	45
14.3.4	Steigerung der Energieeffizienz des Müll-Heizkraftwerks	47
14.4	Einsatz von Flusswärmepumpen im Klimaschutzszenario	48
14.4.1	Kurzfristige Limitierung des Potenzials durch die möglichen Jahresarbeitszahlen	48
14.4.2	Förderung für Flusswärmepumpen	49
14.4.3	Gewählte Wärmeleistung der Flusswärmepumpen	49
14.4.4	Stromversorgung für die Wärmepumpen.....	49
14.5	Biomethan Heizkraftwerk.....	50
14.6	Absenkung der Wärmenetztemperaturen im Klimaschutzszenario	50
14.7	Einsatz von Altholz im Klimaschutzszenario	51
14.8	Einsatz von Wärmespeichern im Klimaschutzszenario	52
14.9	Einsatz von Heizwerken zur Spitzenlastabdeckung und Fernwärmebesicherung	52
15	Referenzszenario Fernwärme.....	52
15.1	Nutzung des Grosskraftwerks Mannheim	52

15.2	Nutzung der Tiefen Geothermie im Referenzszenario	52
15.3	Nutzung von Restmüll und Biomüll im Referenzszenario	53
15.4	Einsatz von Flusswärmepumpen im Referenzszenario	53
15.5	Absenkung der Wärmenetztemperaturen im Referenzszenario	53
15.6	Einsatz von Altholz im Referenzszenario	53
15.7	Nutzung von zusätzlichen Speichern im Referenzszenario	53
15.8	Spitzenlastabdeckung und Besicherung im Referenzszenario	53
16	Methodik zur Berechnung der CO₂- Emissionen.....	54
16.1.1	CO ₂ Emissionen des GKM.....	54
16.1.2	CO ₂ Emissionen der Müllverbrennung.....	55
16.1.3	CO ₂ Emissionen des Biomethan-Heizkraftwerks.....	56
16.1.4	CO ₂ Emissionen von Altholz	56
16.1.5	CO ₂ -Emissionen der Tiefen Geothermie	56
16.1.6	CO ₂ Faktor von Strom aus dem Stromnetz der öffentlichen Versorgung 2030	56
16.1.7	CO ₂ Emissionen des Flusswärmepumpenbetriebs.....	57
16.1.8	Vermiedene CO ₂ -Emissionen durch Reduktion der GKM KWK-Stromerzeugung	57
17	Methodik zur Berechnung der Wärmegestehungskosten und der Kosten für den Endkunden	58
17.1	Kalkulationsdauer für die Kostenbetrachtung.....	58
17.2	Kalkulatorischer Zinssatz	58
17.3	Stromkosten und Stromerlöse	58
17.4	Förderzuschüsse durch das Förderprogramm Bundesförderung für effiziente Wärmenetze	59
17.5	CO ₂ -Zertifikatekosten, Brennstoffpreise, CO ₂ Abgabe für die Müllverbrennung.....	59
17.5.1	Preisentwicklung für Steinkohle	60
17.5.2	CO ₂ -Zertifikatekosten und CO ₂ -Abgabe auf Restmüll	60
17.5.3	Preise für Erdgas und Biomethan	60
17.6	Gebühren für Restmüll	60
17.7	Kosten für Wärme aus dem Grosskraftwerk Mannheim im Referenzszenario.....	61
17.8	Kosten für den Wärmenetzbetrieb, für Wärmespeicher und für Wärmeverluste.....	61
17.9	Kosten für die Verwaltung und Vermarktung der Fernwärme, Service und eventuelle Gewinnmargen 61	
17.10	Kosten und Erlöse der frühzeitigen Stilllegung des Großkraftwerks Mannheim im Klimaschutzszenario.....	61
18	Ergebnisse	61
19	Dokumentation der angenommenen technischen und wirtschaftlichen Parameter für die Fernwärme- und Stromerzeugung.....	62
20	Verwendete Literatur.....	62

1 Kurzdarstellung von Vorgehen und Ergebnissen

Anlass

Die Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Grosskraftwerk Mannheim (GKM) und das Müllheizkraftwerk auf der Friesenheimer Insel in Mannheim sind heute noch für über 2,8 Mio. Tonnen fossile CO₂-Emissionen in unserer Region verantwortlich. Zusätzlich zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt das GKM auch große Mengen nicht-KWK-Strom. Bezieht man diesen nicht-KWK-Strom in die CO₂-Bilanz ein, so summieren sich die fossilen CO₂-Emissionen des GKM und der Restmüllverbrennung in Mannheim derzeit auf 5 - 6 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr. Dies sind ca. 7% von Baden-Württembergs CO₂-Emissionen. Unsere Region trägt somit eine große Verantwortung, diese hohen Emissionen sehr schnell und sehr stark zu reduzieren. Wir - die Initiativen Mannheim und Heidelberg kohlefrei und der BUND Heidelberg - haben uns daher im vergangenen Jahr intensiv mit der Suche nach lokalen Potenzialen von erneuerbaren Fernwärmeerzeugern beschäftigt, um die technische und ökonomische Machbarkeit des Ausstiegs aus der Steinkohleverbrennung im Grosskraftwerk Mannheim vor dem Jahr 2030 und den Umstieg auf weitestgehend erneuerbare Energien auszuloten. Wir haben uns auf die Fernwärmepotenziale von erneuerbaren Energien fokussiert, da ihnen eine besondere Bedeutung zukommt: Während der GKM-Strom zum Teil auch durch Zubau von Windenergie und Photovoltaik-Anlagen in anderen Regionen Deutschlands ersetzt werden kann, muss die GKM-Wärmeerzeugung regional ersetzt werden, denn Wärme lässt sich - anders als Strom - nicht über weite Strecken transportieren. Das GKM erzeugt zurzeit Wärme für ca. 160.000 Haushalte in Mannheim, Heidelberg, Speyer, Schwetzingen, Brühl und Ketsch.

Können diese 160.000 Haushalte zukünftig kosteneffizient durch erneuerbare Wärme aus dem Fernwärmenetz versorgt werden oder sollten sie auf erneuerbare Einzelheizungen wie elektrische Wärmepumpen und Solarthermie sowie Biomasse umsteigen? Da der Umstieg auf erneuerbare Einzelheizungen derzeit langsam vorankommt, wäre es im Sinne einer hohen Dekarbonisierungsgeschwindigkeit hilfreich, die Haushalte „zentral“ und zügig mittels „grüner Fernwärme“ dekarbonisieren zu können. Den Begriff „Grüne Fernwärme“ gilt es jedoch zu definieren: Die Nutzung von Wärme aus der Verbrennung von Restmüll wird oftmals als solche bezeichnet, sie ist es jedoch momentan durch die hohen Anteile von erdölbasierten Kunststoffen im Restmüll keinesfalls. Die fossilen CO₂-Emissionen der Müllverbrennung müssen unbedingt bedacht werden. Im Restmüllheizkraftwerk Mannheim werden derzeit jährlich zwischen 200.000 und 340.000 t fossiles CO₂ emittiert¹. Diese Emissionen müssen absinken: durch einen Rückgang des Plastikmülls sowie durch Einsatz von erneuerbaren Wärmeerzeugern und Gebäudedämmung.

Vorgehen

Nach einer eingehenden Recherche der erneuerbaren Fernwärmepotenziale durch Aktive bei BUND Heidelberg, Heidelberg kohlefrei und Mannheim kohlefrei, wurde das Fraunhofer IEE durch den BUND Heidelberg und das Umweltforum Mannheim beauftragt, die Potenziale zu prüfen und ein Klimaschutzszenario für die Fernwärme zu untersuchen. In Zusammenarbeit des BUND Heidelberg mit dem Fraunhofer IEE wurde ein Klimaschutzszenario definiert, das eine Minderung der fossilen CO₂-Emissionen der Fernwärmebereitstellung um mindestens 80 % und bis zu 100% gegenüber heute erreicht. Das Fraunhofer IEE wurde beauftragt, die CO₂-Emissionen sowie die Wärmegestehungskosten (inklusive Wärmenetztransformations- und Betriebskosten) für das Szenario zu berechnen. Für die Berechnung der Wärmegestehungskosten wurden kapital-, betriebs- sowie bedarfs-

¹ Fossile CO₂ Emissionen gemäß Pollutant Transfer Register des Umweltbundesamtes: https://www.thru.de/daten/suche/details/thru-berichtsjaehr/2018/thru-details-jaehr/2018/thru-details-id/56846/?L=0&target=%22_blank%22

gebundene Kosten berücksichtigt. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde auf Basis der stündlichen Wärmelast und unter Berücksichtigung saisonaler Effekte eine wirtschaftlich sinnvolle, stündliche Einsatzweise der erneuerbaren Wärmeerzeuger definiert.

Ferner war es Bestandteil des Auftrags an das Fraunhofer IEE, den Fernwärmepreis, welcher in dem Szenario durch die Fernwärmeendkund*innen zu zahlen sein könnte, abzuschätzen. Der Wärmepreis für die Endkund*innen wurde aus den berechneten Wärmeerzeugungskosten, Wärmenetzbetriebskosten und der Annahme eines geschätzten Preisaufschlages durch die Fernwärme-Energieversorgungsunternehmen abgeleitet. Es erfolgte ferner eine Gegenüberstellung der Wärmegestehungskosten und Preise mit einem Referenzszenario, welches den fortlaufenden Betrieb auf Basis fossiler Energieträger darstellt und die bis dato bekannten Verlautbarungen bzw. vermuteten Pläne der MVV darstellt. Da relevante Informationen teilweise nicht öffentlich verfügbar waren, sind die Wärmegestehungskosten und -preise mit gewissen Unsicherheiten bzw. Ungenauigkeiten behaftet. Die Kosten und Preise sollten daher im Rahmen einer öffentlich finanzierten, detaillierteren Studie unter Nutzung aller notwendigen Informationen der Fernwärmeversorgungsunternehmen genauer berechnet werden.

Die durch das Fraunhofer IEE durchgeführte Potenzial- und Kostenanalyse stellt die Rechengrundlage für diese Studie dar, deren Ergebnisse und Forderungen in Verantwortung der Autoren von Heidelberg und Mannheim kohlefrei sowie dem BUND Heidelberg steht.

Im Folgenden werden die definierten Szenarien und Ergebnisse kurz zusammengefasst.

Szenarien

Die wichtigsten Eckdaten zu den Szenarien für das Jahr 2030 zeigt die nachstehende Tabelle.

	Klimaschutzszenario 2030	Referenzszenario 2030
GKM	Stilllegung aller Blöcke, bzw. ggf. Überführung in die Netzreserve	Stilllegung Block 6 und 8, Weiterbetrieb Block 9
Fernwärmeverbrauch	Rückgang um 16% durch Gebäude-Dämmung mit 2,5% Sanierungsrate und durch Reduktion der Netzverluste	Rückgang um 14% durch Gebäudedämmung mit 2,5% Sanierungsrate
Altholz	70 MW Wärmeleistung	45 MW Wärmeleistung
Restmüll	<ul style="list-style-type: none"> Rückgang Restmüll (nach Abzug von Biomüll wegen Getrennsammlung) um 15%, 50 MW zusätzliche Wärmeleistung durch Effizienzsteigerung/Erweiterung eines Kessels Mülllagerung im Sommer zur Flexibilisierung 	<ul style="list-style-type: none"> Restmüllmengen bleiben gleich Effizienzsteigerung
Biomüll	<ul style="list-style-type: none"> Zusätzliche Getrennsammlung bzw. Vermeidung (89.000 t/a) Vergärung von 60.000 t/a zu 40 GWh/a Biogas/Biomethan 	-
Flusswärme	100 MW in Mannheim, 50 MW in Heidelberg	20 MW in Mannheim
Biomethan-KWK-Anlage	49 MW _{th} , 44 MW _{el} . Biomethanverbrauch: 288 GWh/a	-
Tiefe Geothermie	3 Anlagen á 30 MW, 90 MW gesamt	-
Wärmenetz	Transformation von 30% des Netzes auf Niedertemperatur	-
Wärmespeicher	30 GWh Speicherzubau	Nur bestehende Speicher
Spitzenlast/Absicherung des Ausfalls von Wärmeerzeugern	Biomethan-Heizwerk (Einsatz nur in wenigen Stunden < 200 h/a im Jahr)	Heizwerk auf Basis von Erdgas (Einsatz in nur wenigen Stunden im Jahr)

Abbildung 1: Eckdaten des Klimaschutzszenarios und Referenzszenarios 2030 im Vergleich

Ergebnisse

Wärmelastdeckung

Die Wärmelastdeckung in stundenscharfer Zeitauflösung in den Szenarien zeigen die nachstehenden Abbildungen. Die Wärmelast wird zu jedem Zeitpunkt des Jahres gedeckt. Der Ausfall von Wärmeerzeugern, wie z.B. Flusswärmepumpen im Winter, ist durch ein Back-Up Heizwerk abgesichert.

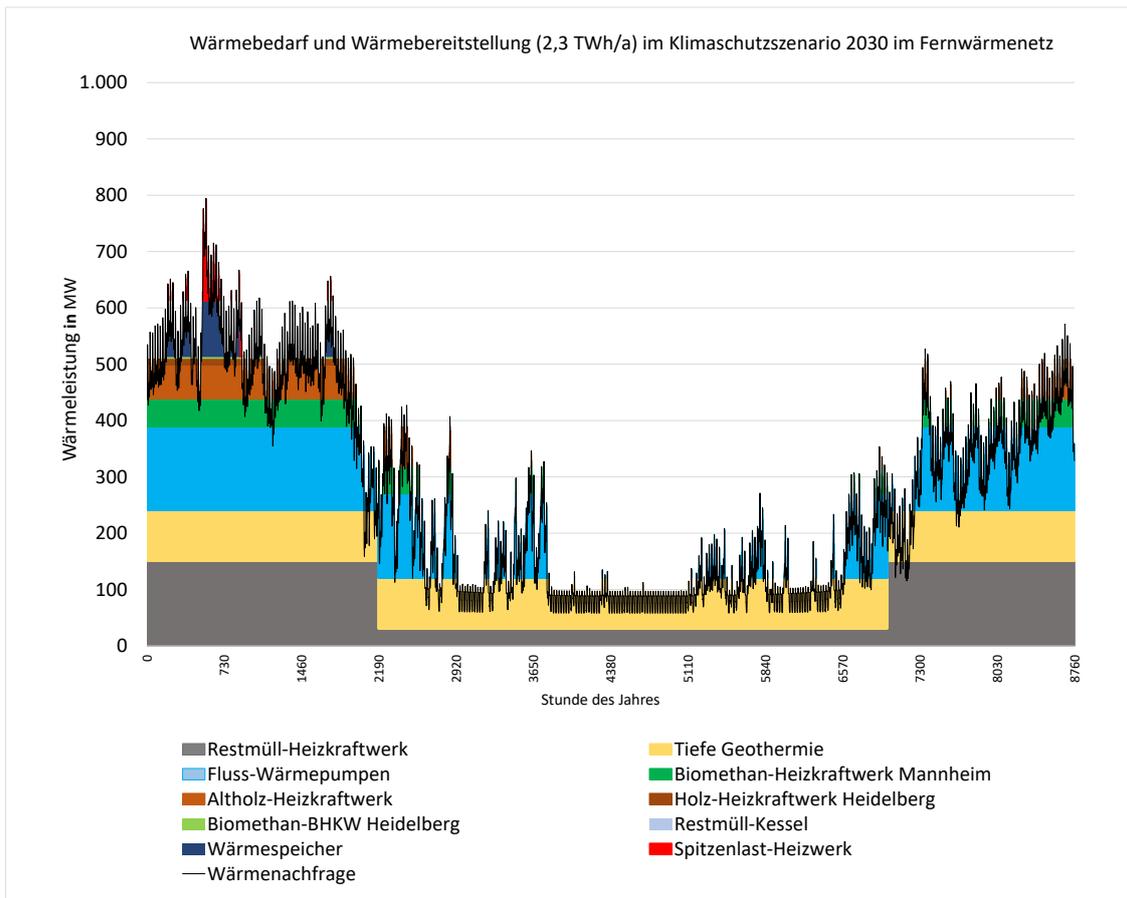


Abbildung 2: Wärmelastdeckung im Klimaschutzscenario 2030

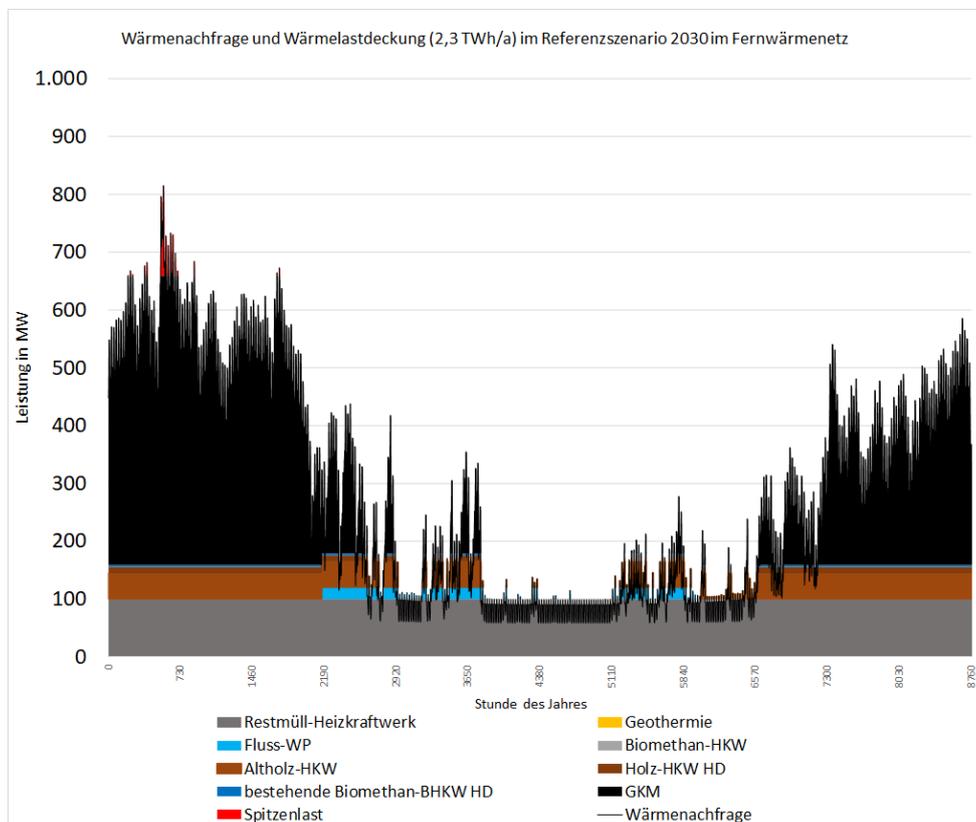


Abbildung 3: Wärmelastdeckung im Referenzscenario 2030

Anteile von erneuerbaren Energien an der Fernwärmeerzeugung

Der Anteil von erneuerbaren Energien beträgt im Klimaschutzscenario 2030 je nach Höhe des Anteils biogener Stoffe im Restmüll mindestens 84%. Der im Klimaschutzscenario angenommene biogene Anteil im Restmüll beträgt 50-60%. Im Referenzscenario bleibt der biogene Anteil bei 45-50% (Stand heute). Der Anteil von erneuerbaren Energien im Referenzscenario liegt damit bei 30-32%.

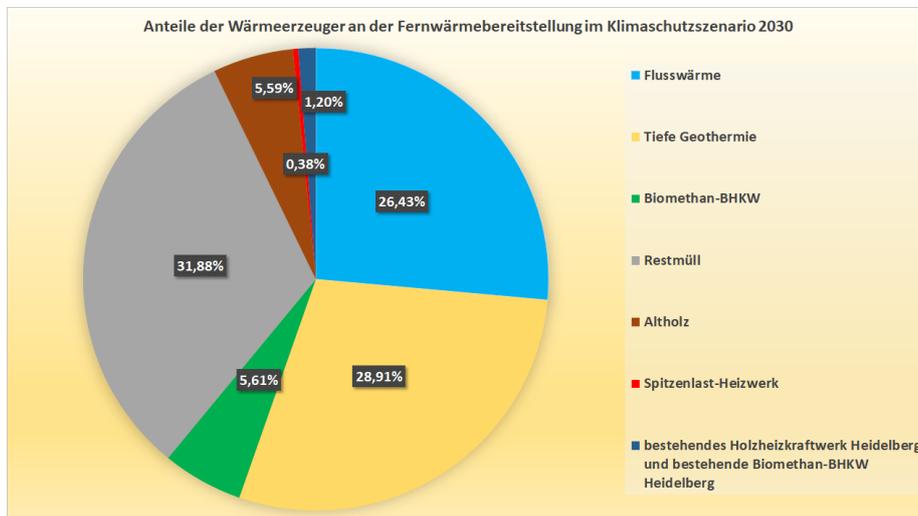


Abbildung 4: Anteile der Wärmeerzeuger an der Fernwärmebereitstellung im Jahr 2030 im Klimaschutzscenario

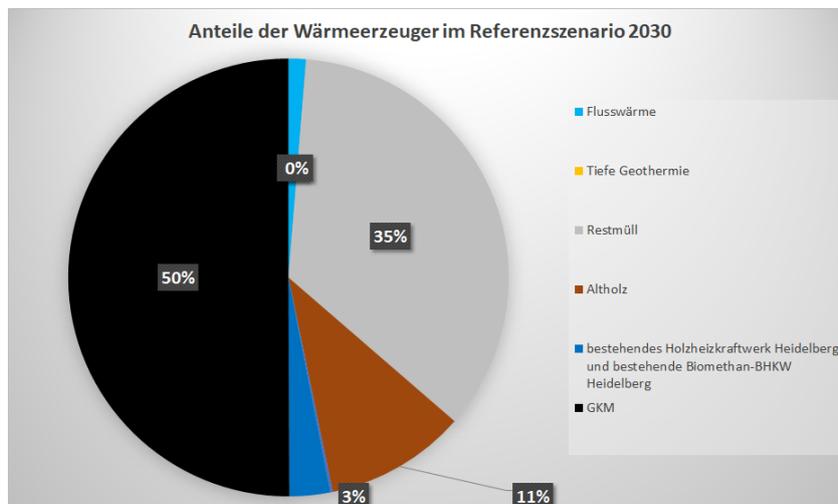


Abbildung 5: Anteile der Wärmeerzeuger an der Bereitstellung der Fernwärmefachfrage im Referenzscenario 2030

CO₂-Emissionen

Aufgrund der Tatsache, dass pessimistisch-konservative Annahme zum Absinken der fossilen Mengen Restmüll, welche im Müllheizkraftwerk Mannheim verbrannt werden, getroffen wurden, verblieben auch im Klimaschutzscenario fossile CO₂-Emissionen bei der Fernwärmebereitstellung. Die nachfolgend ausgewiesenen CO₂-Emissionen des Klimaschutzscenario basieren auf einem fossilen CO₂-Faktor von Restmüll von 130 g/kWh. Im Referenzscenario bleibt der CO₂-Faktor des Restmülls in etwa entsprechend dem heutigen bei 170 g/kWh.

Die CO₂-Emissionen für die Wärmebereitstellung von KWK-Anlagen werden durch die Fachwelt oft mit der sogenannten exergetischen Methode bilanziert. Bei dieser Methode erhält die Strombereitstellung in der Regel

die „Haupt-CO₂-Fracht“. Daher erscheint das Minderungspotenzial durch Ersatz der GKM-Wärme verhältnismäßig klein. Erweitert man aber den Bilanzrahmen und bezieht den vermeidbaren KWK-Strom des GKM mit ein und nimmt an, dass er durch „Netzstrom“ im Jahr 2030 ersetzt wird, so liegen die vermeidbaren CO₂-Emissionen sehr hoch. Die beiden Betrachtungsweisen mit engem und erweitertem Bilanzrahmen zeigen die nachstehenden Abbildungen.

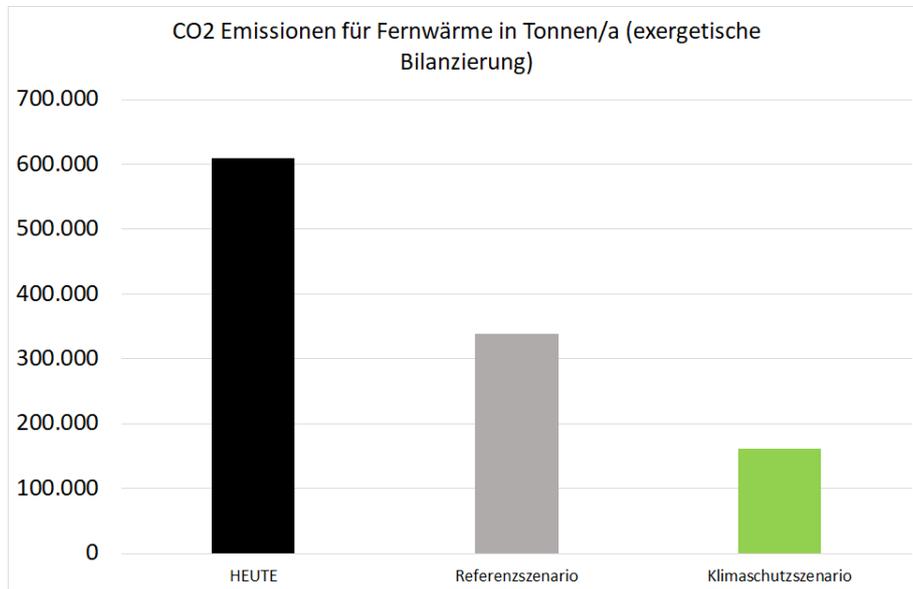


Abbildung 6: CO₂-Emissionen der Wärmebereitstellung bei exergetischer Bilanzierung für KWK-Strom

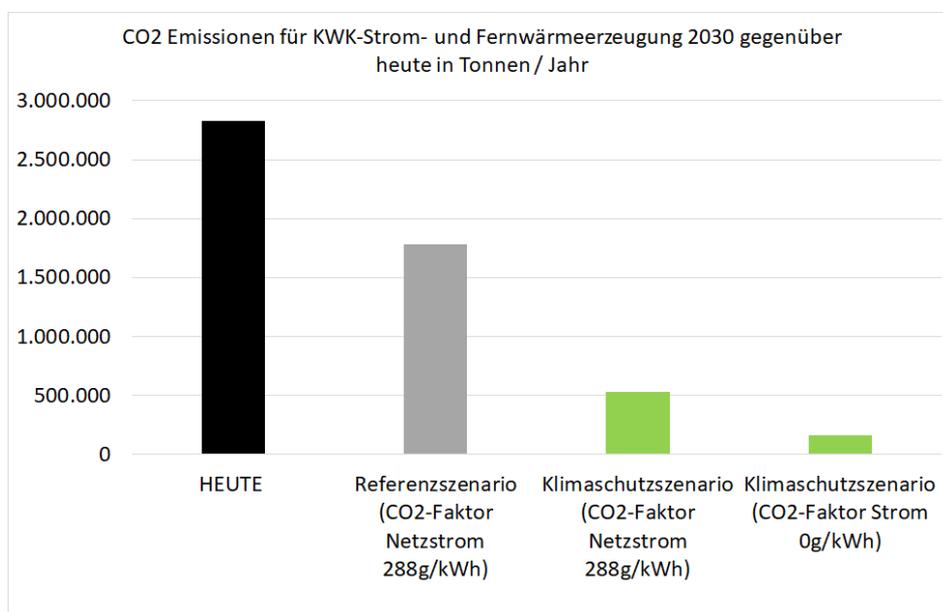


Abbildung 7: CO₂-Emissionen für die Wärme- und (vermeidene) KWK-Stromerzeugung des GKM

Das CO₂-Einsparpotenzial des Klimaschutzszenarios 2030 gegenüber heute beträgt damit fernwärmeseitig rund 449.000 t CO₂ pro Jahr (74% Einsparung gegenüber heute) und 176.000 t gegenüber dem Referenzszenario. Wird der KWK-Strom des GKM in die CO₂-Bilanz einbezogen, so beträgt die Einsparung gegenüber heute je nachdem, ob der Strom komplett durch erneuerbare Stromerzeuger ersetzt wird oder durch einen Netzstrommix 2030 mit CO₂-Faktor 288 g/kWh gestellt wird, ca. 2,29 - 2,67 Mio. t CO₂ (81-94% Einsparung gegenüber heute). Die zusätzliche Einsparung des Klimaschutzszenarios gegenüber dem Referenzszenario beträgt 1,24 Mio. Tonnen.

Investitionsbedarf in den Szenarien

Die Investitionskosten wurden vom Fraunhofer IEE hauptsächlich aus der einschlägigen Fachliteratur abgeleitet und können die realen Verhältnisse in Mannheim nicht exakt abbilden. Sie stellen einen Schätzwert dar, der durch die Städte mit Hilfe der Informationen der Energieversorger präzisiert werden sollte. Im Klimaschutzszenario müssen für den Bau bzw. Umbau und die Instandhaltung der Wärmeerzeuger und des Wärmenetzes 1.567 Mio. Euro (inflationbereinigt) über 20 Jahre investiert werden. Im Klimaschutzszenario werden davon 210 Mio. Euro für die Transformationen von Teilen des Wärmenetzes auf niedrigere Temperaturen sowie für Maßnahmen zur Absenkung der Temperaturen im Hauptnetz eingesetzt. Im Referenzszenario liegt der Investitionsbedarf etwas niedriger: Insgesamt müssen 1061 Mio. Euro über 20 Jahre investiert werden.

Wärmegestehungskosten und abgeschätzte Höhe des Fernwärmepreises für Endkund*innen

Aufbauend auf den Investitionskosten sowie Betriebskosten, Fördermöglichkeiten, CO₂-Preisen und weiteren Kostenannahmen werden die Wärmegestehungskosten und ein möglicher Fernwärmepreis für Endkund*innen abgeleitet. Viele Parameter haben einen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten und auf den Preis, so dass die hier dargestellten Werte mit einer gewissen „Unsicherheitsbandbreite“ behaftet sind. Die Parameter, welche die Fernwärmekosten und Fernwärme-Endkund*innen-Preise stark beeinflussen und die zu ihnen für die Szenarien getroffenen Annahmen sind in der nachstehenden Tabelle aufgeführt. Die gewählten Parameter dienen dabei als Eingangsgrößen für die Kostenanalyse des Fraunhofer IEE. Parametervariationen wurden durchgeführt, sind aber in diesem Endbericht nicht ausführlich dokumentiert. Die Abhängigkeit von variierenden CO₂-Preisen und der Frage, ob das Müllheizkraftwerk in den nationalen Brennstoff-Emissionshandel aufgenommen wird oder nicht, ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

An dieser Stelle sei vermerkt, dass die Wärmelastdeckung aus Gründen des knappen finanziellen Budgets nicht mit einer mit dem Strommarkt gekoppelten Einsatzoptimierung der Wärmeerzeuger berechnet wurde. Hierdurch haben die abgeleiteten Kosten und Preise ebenfalls eine gewisse Unschärfe. Eine genauere Betrachtung ist durch eine städtisch finanzierte Studie zu leisten.

	Klimaschutzszenario 2030	Referenzszenario 2030
Zinssatz /Weighted Average Cost of Capital	6%	6%
EU ETS-CO2-Kosten	34 €/t, 55 €/t, 80 €/t	34 €/t, 55 €/t, 80 €/t
Restmüllverbrennung in Brennstoffemissionshandel ja/nein	Variantenrechnung	Variantenrechnung
Restmüllgebühren	+20%	Wie heute
Erzielbare Erlöse für KWK-Anlagen am Strommarkt 2030 (Prognos 2019)	6,3 ct/kWh	6,3 ct/kWh
Einpreisung GKM-sunk costs	Nein	Nein
Preiszuschlag Fernwärme-EVU	1,5 ct/kWh netto (entspricht ca. 31 Mio. Euro/a)	1,5 ct/kWh netto (entspricht ca. 31 Mio. Euro/a)
Nutzbare Förderung aus dem Bundesförderprogramm für effiziente Wärmenetze	ungedeckelt (genutzt: 447 Mio. Euro in 20 Jahren)	ungedeckelt (genutzt: 35,7 Mio. Euro in 20 Jahren)
Brennstoffpreis Steinkohle 2030	Irrelevant	Mittelwert aus v. Szenarien: +43%

Abbildung 8: Die Kosten beeinflussende Parameter

Die Wärmegestehungskosten (ohne Vertriebskosten) liegen je nach CO₂-Zertifikatepreis und der Tatsache, ob für den fossilen Anteil der Restmüllverbrennung eine CO₂-Abgabe zu zahlen ist, unterschiedlich hoch, wie die nachstehende Abbildung zeigt:

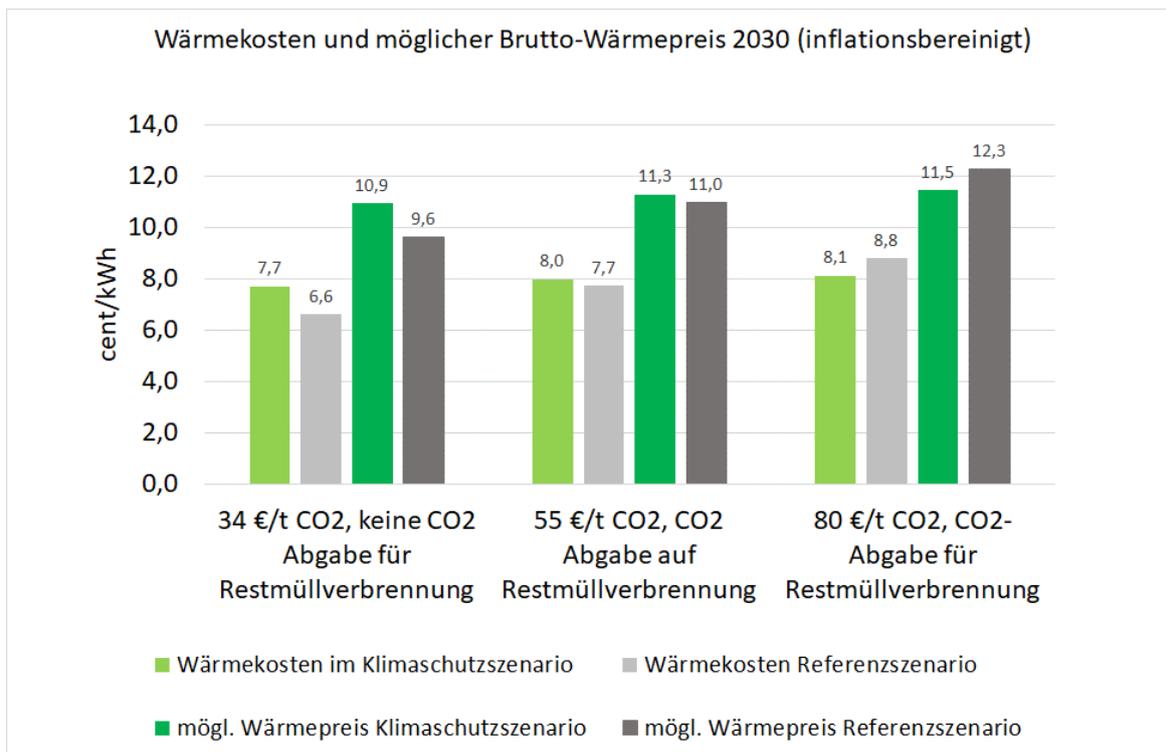


Abbildung 9: inflationsbereinigte Wärmegestehungskosten und mögliche Brutto-Wärmepreise (bei netto 19% Umsatzsteuer) für Fernwärmeendkund*innen in den Szenarien, Werte ganz links stellen die niedrigsten anzunehmenden Werte dar: MHKW wird nicht ins Brennstoffemissionshandelsgesetz aufgenommen und der CO₂-Preis liegt bei nur 34 Euro/Tonne, Werte Mitte: MHKW im Brennstoffemissionshandelsgesetz und CO₂-Preis bei 55 Euro/Tonne, Werte rechts: MHKW im BEHG und 80 Euro/Tonne CO₂

Ab einem CO₂-Preis von 58 Euro/Tonne sind Klimaschutzszenario und Referenzszenario in etwa gleich auf, ab einem CO₂-Preis darüber ist das Klimaschutzszenario im Hinblick auf Fernwärmekosten und -preise günstiger.

Der heutige Fernwärmepreis bewegt sich in Mannheim und Heidelberg zwischen 9 und 11 ct/kWh. Der Preisanstieg im Klimaschutzszenario gegenüber heute ist also gering und lässt sich somit sozialverträglich ausgestalten. Sollte die Förderung des Bundesförderprogramms für effiziente Wärmenetze auf 100 Mio. Euro für das Fernwärmenetz begrenzt sein, wäre der Preisanstieg im Klimaschutzszenario stärker (Erhöhung um ca. 1,5 - 2 ct/kWh), daher sollte sich die Kommunalpolitik gegebenenfalls für ein Fallenlassen einer Limitierung der Finanzierung des Programms stark machen.

Externe Klimaschadens-Kosten, also Kosten, die nicht für die Fernwärmeerzeugung und Verteilung anfallen, sondern durch bzw. für die Bewältigung von Klimaschäden entstehen, sind aktuell laut Umweltbundesamt mit mindestens 195 Euro/Tonne CO₂ anzusetzen. Dieser Wert kann sich mit fortschreitendem Klimawandel erhöhen. Werden diese (vermiedenen) Schadenskosten einbezogen, so ist das Klimaschutzszenario gesamtsystemisch betrachtet mit großem Abstand günstiger als das Referenzszenario.

Fazit

Die Ergebnisse des durch das Fraunhofer IEE untersuchten Klimaschutzszenarios für die Fernwärme 2030 zeigen, dass die Umstellung der Fernwärmeversorgung auf mindestens 84% erneuerbare Wärmeerzeuger bei maximal verbleibenden 16% fossiler Wärme aus der Restmüllverbrennung und ohne Fernwärme aus dem GKM bis 2030 nicht nur technisch möglich ist, sondern auch ökonomisch machbar. Es ist mit einem geringen Preisanstieg für Fernwärmekund*innen gegenüber heute verbunden. Ferner bietet es eine Absicherung gegen zukünftig stark steigende CO₂-Preise.

2 Anlass

Die durch das Grosskraftwerk Mannheim mit Fernwärme versorgten Kommunen Mannheim, Heidelberg, Speyer, Brühl, Ketsch und Schwetzingen stehen heute, wie auch andere große Städte (Hamburg, Berlin, München), vor der Aufgabe, die Fernwärme aus Steinkohle-KWK-Anlagen durch klimafreundliche Alternativen zu ersetzen. Auch wenn das jüngst verabschiedete Kohleausstiegsgesetz weit hinter den Anforderungen des Pariser Klimaschutzabkommens zurückbleibt, so bedeutet es trotzdem, dass schnell agiert werden muss. Spätestens 2034 muss - durch das Kohleausstiegsgesetz verordnet - der letzte Steinkohleblock des Grosskraftwerks Mannheim seine Energieerzeugung einstellen. Eine Stilllegungsprämie für Steinkohleblöcke wird es nur noch bei einer Stilllegung von Blöcken bis zum Jahr 2028 geben. Die EU wird die Preise für CO₂-Zertifikate (ETS) anheben, so dass die Energieerzeugung aus Steinkohle teurer und damit auch der Fernwärmepreis für Endkund*innen zunehmend steigen wird.

2005 wurde mit den Planungen und 2009 mit dem Bau von Block 9 begonnen. Umweltverbände forderten damals scharf, Block 9 aus Klimaschutzgründen und auch aus Gründen des ökonomischen Risikos für die Stadt Mannheim, die indirekt mit 168 Mio. Euro beteiligt war, nicht zu bauen². Diesen Einwänden wurde kein Gehör geschenkt. Man argumentierte damals mit den günstigeren Kohlepreisen relativ³ zu den Erdgaspreisen und ignorierte, dass der Neubau von Kohlekraftwerken mit den bereits damals bekannten Klimazielen schwer in Einklang zu bringen war.

Auch die Kraftwerke auf der Friesenheimer Insel schloss man trotz der damaligen Mahnungen der Umweltverbände nicht an die Fernwärme an. 12 Jahre später sind die Vorhersagen der Umweltverbände eingetroffen: Die Steinkohleverbrennung muss aus Klimaschutzgründen vor Ende ihrer technischen Lebensdauer beendet werden und wird voraussichtlich für die MVV ein großes Verlustgeschäft sein.

Zukünftig muss die Finanzkraft der Stadt für zukunftstaugliche Maßnahmen wie die Gebäudesanierung und den Ausbau erneuerbarer Wärme- und Stromerzeuger eingesetzt werden. Ein Verlagern von Problemen in die Zukunft, wie es in der kürzlich vorgelegten Energierahmenstudie der MVV durch die unvermindert hohe Verbrennung von Restmüll und das Setzen auf fragwürdige Technologien, wie die unterirdische Speicherung von Kohlenstoff, geschieht, ist inakzeptabel und wird der globalen Verantwortung, die wir tragen, nicht gerecht.

Die vorliegende Studie wurde angefertigt, um einen gangbaren Weg aufzuzeigen, wie ein bezahlbarer, ambitionierter Klimaschutz in der Fernwärme funktionieren kann.

3 Zielsetzung für die Szenarien und Vorgehen

Ziel der vorliegenden Studie ist es, zu untersuchen, wie die Beendigung der Steinkohleverbrennung im GKM bis spätestens 2030 erreicht werden kann und gleichzeitig die fossilen CO₂-Emissionen der Fernwärmebereitstellung um 80-100% durch Nutzung erneuerbarer Wärmeerzeuger abgesenkt werden können. Da die GKM-Wärmeerzeugung nur durch regionale und nicht durch Wärmeerzeuger in anderen Regionen ersetzt werden kann, fokussiert sich diese Studie auf den Ersatz der GKM-Wärmeerzeugung. Durch den BUND Heidelberg, Heidelberg kohlefrei und Mannheim kohlefrei wurde durch eine Fachliteraturrecherche sowie Expert*innengespräche Folgendes recherchiert:

² https://www.umweltforum-mannheim.de/sites/default/files/Umweltforum_Faktenpapier_%20GKM_2008.pdf

³ Die Kohle ist auch deswegen momentan günstiger, da die Kosten der Umweltzerstörung beim Abbau und Schäden der Menschen, die auf und um die Abbaugebiete lebten und leben, nicht eingerechnet werden. Mehr Informationen siehe:

1. Höhe von technischen Fernwärmeerzeugungspotenzialen erneuerbarer Fernwärmeerzeuger in der Region. Die Recherche ist aufgrund des schmalen finanziellen Budgets nicht vollständig. So konnten zum Beispiel die Fernwärmepotenziale von Grundwasserwärme und Solarthermischer Wärme leider nicht erhoben werden.
2. Mögliche Ausbaugeschwindigkeiten von erneuerbaren Fernwärmeerzeugern
3. Informationssammlung zu Kosten der erneuerbaren Potenziale sowie Integrationsmöglichkeiten der erneuerbaren Energien ins Fernwärmenetz
4. Höhe des möglichen Rückgangs des Fernwärmebedarfs durch Gebäudedämmung bis 2030
5. Verlauf des stündlichen Fernwärmelastgangs im Wärmenetz, d.h. der Schwankungen bei der stündlichen Wärmenachfrage im Fernwärmenetz über ein Jahr hinweg, welche bei der Auswahl und dem Einsatz der Fernwärmeerzeuger berücksichtigt werden müssen
6. Minderungspotenzial beim Restmüllanfall bis zum Jahr 2030 durch eine bessere Kreislaufwirtschaft und Mülltrennung
7. Nutzbare Biomüllmengen für eine Biomüllvergärungsanlage für Heidelberg und Mannheim
8. Welche Pläne für die Fernwärmeversorgung 2030 der MVV, GKM AG sowie Stadtwerke Heidelberg bisher bekannt sind

Die Potenziale wurden durch Fraunhofer IEE geprüft. Aufbauend auf den Recherchen wurde in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEE ein Klimaschutzszenario 2030 sowie ein Referenzszenario 2030 definiert. Für diese Szenarien wurde durch das Fraunhofer IEE berechnet:

- Welcher Anteil erneuerbarer Energien an der Fernwärmebereitstellung im Klimaschutzszenario und Referenzszenario 2030 erreichbar sein könnte
- Welche CO₂-Emissionsminderung sich für die Fernwärmeversorgung im Klimaschutzszenario 2030 gegenüber einem Referenzszenario 2030 ergibt
- Welche Investitions-, Betriebs- und Nebenkosten für die Fernwärmeversorgung im Klimaschutzszenario und im Referenzszenario aufzubringen sind
- Welcher Preis sich für die Fernwärmekund*innen im Klimaschutzszenario 2030 und Referenzszenario ergeben könnte

Da der Ersatz der 2,4 TWh/a KWK-Wärmeerzeugung im GKM auch ein Wegfallen von ca. 2,5 TWh/a KWK-Stromerzeugung des GKM bedeutet, wurde des Weiteren auch das CO₂-Minderungspotenzial bei Ersatz des KWK-Stroms durch Netzstrom im Jahr 2030 und durch erneuerbare Stromerzeuger betrachtet. Wieviel des Ersatzes lokal und wieviel überregional geschehen kann, kann innerhalb des finanziellen Budgets dieser Studie nicht geklärt werden. Es sei jedoch erwähnt, dass die Energierahmenstudie der MVV das lokale Potenzial für erneuerbare Stromerzeuger in Mannheim auf 1 TWh/a beziffert. In Heidelberg liegt das aus jetziger Sicht wirtschaftliche PV-Dachpotenzial bei ca. 500 GWh/a.

4 Potenziale der Wärmeverbrauchsreduktion und resultierender Wärmeverbrauch 2030

4.1 Räumlicher Bilanzrahmen für die Modellierung des Fernwärmeverbrauchs

Der Bilanzrahmen dieser Studie umfasst das gesamte regionale Fernwärmenetz. Neben Mannheim wird somit auch der Fernwärmeverbrauch von Heidelberg, Schwetzingen, Speyer, Oftersheim, Ketsch und Brühl in die Bilanz hineingenommen, denn an alle diese Städte liefert das GKM Fernwärme.

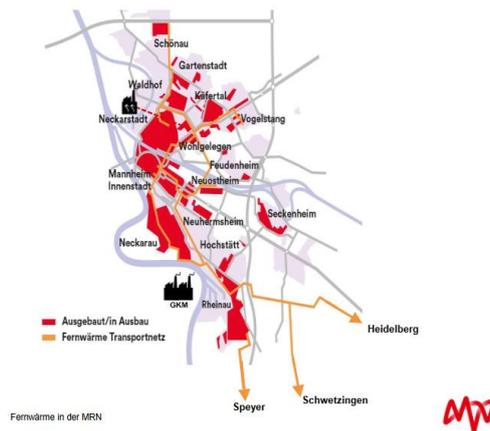


Abbildung 10: Fernwärmenetzgebiete in Mannheim und Transportleitungen nach Speyer, Schwetzingen und Heidelberg.
Quelle: MVV⁴

Die Gesamtwärmelieferung des GKM schwankt je nach Witterung, Entwicklung der Kund*innenzahlen bzw. Ausbaugrad des Fernwärmenetzes zwischen 2,2-2,5 TWh/a. Im Jahr 2017, welches bezüglich der Witterung dem langjährigen Mittel entspricht, betrug die Erzeugung ca. 2,4 TWh.

Das Holzheizkraftwerk in Heidelberg erzeugte 2017 ca. 71 GWh/a Wärme pro Jahr, ferner erzeugten 4 Biomethan-BHKW ca. 23,4 GWh/a Wärme sowie 2 Erdgas-BHKW ca. 11,3 GWh/a Wärme. In Summe werden ca. 106 GWh/a (ca. 20%) in Heidelberg selbst erzeugt, der Rest des Bedarfs wird durch Wärmelieferung von Mannheim gedeckt.

Die universitäre Fernwärmeversorgung in Heidelberg wird nicht in den Bilanzrahmen hineingenommen, da sie durch ein universitäres Kraftwerk und nicht durch das GKM bereitgestellt wird und da sie nicht im direkten Einflussbereich der Kommunen und der Energieversorger MVV und SWHD liegt.

Gegebenenfalls vorhandene kleinere Wärmeerzeuger in Schwetzingen, Speyer und Brühl werden aus Gründen der Einfachheit als Wärmeeinspeiser vernachlässigt.

Als Wärmeerzeugung, auf die wir uns im Folgenden beziehen, setzen wir die GKM-Wärmeerzeugung des Jahres 2017 mit 2,4 TWh/a an sowie die Erzeugung von 106 GWh/a Wärme in Heidelberg und 250 GWh/a Prozessdampf für die Industrie, welcher durch Müllheizkraftwerk und GKM⁵ bereitgestellt wird.

In Summe ergibt sich eine Referenzwärmeerzeugung von 2,506 TWh/a Heißwasser und 250 GWh/a Prozessdampf, welcher in unserem Bilanzrahmen betrachtet wird. Diese Wärmeerzeugung entspricht der Summe aus heutigem Wärmebedarf und den Wärmeverlusten, welche bei der Wärmeverteilung über das Netz entstehen.

Diese Wärmemenge gilt es, in den Szenarien bis zum Jahr 2030 abzusinken bzw. weitestgehend CO₂frei und überwiegend durch erneuerbare Wärmeerzeuger bereitzustellen.

Um Minderungspotenziale zu ermitteln, muss eine Aufteilung der Wärmemenge auf Anwendungen vorgenommen werden.

⁴ https://hd-kohlefrei.de/wp-content/uploads/2020/10/Best_Practise_Fernwaerme_MVV_DrHansjoergRoll-20200923.pdf

⁵Laut Geschäftsbericht der GKM AG⁵ wurden 2019 2,3 TWh Wärme verkauft, davon waren 48 GWh (2,1%) Prozessdampf, und 2.292 GWh Fernheisswasser

4.2 Aufteilung des heutigen Fernwärmeverbrauchs auf Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme

4.2.1 Zusammensetzung des Fernwärmeverbrauchs in Mannheim

Der gesamte Wärmeverbrauch in Mannheim ist zurzeit öffentlich nicht genau bekannt. 2008 wurde in der Studie „Fernwärme Metropolregion Rhein-Neckar“⁶ ein Gesamtwärmeverbrauch von 2,92 TWh für das Stadtgebiet Mannheim ausgewiesen. Davon sind 1,73 TWh/a Fernwärmeverbrauch.

BL	Kreis	PLZ	Gemeinde	Gas MWh/a (Hu)	Flüssiggas ¹⁾ MWh/a (Hu)	Öl MWh/a (Hu)	Kohle ²⁾ MWh/a (Hu)	Holz ³⁾ MWh/a (Hu)	Sonst. Regenerative ⁴⁾ MWh/a (Hu)	Fernwärme MWh/a	Strom MWh/a	Gesamt MWh/a
		67165	Waldsee	54.509	112	5.577	31	86	84	0	528	60.92
	krsfr.Stadt	69117	Heidelberg, Stadtkreis	686.995	3.554	177.635	993	2.746	678	624.892	13.600	1.511.06
	krsfr.Stadt	68159	Mannheim, Stadtkreis	802.768	6.164	308.127	1.723	4.763	1.458	1.730.000	63.541	2.918.54

Abbildung 11: Wärmebedarfsabschätzung der MRN Studie 2008

In der CO₂-Bilanz des ifeu für die Stadt Mannheim wurde der Fernwärmeverbrauch 2005 folgendermaßen aufgeteilt:

- 1,1 TWh private Haushalte,
- 250 GWh Industrie Heizwasser, 200 GWh Ferndampf Industrie
- und 150 GWh Fernwärmeverbrauch im Gewerbe.

Es wird geschätzt, dass 2008 von den 1,73 TWh/a Fernwärmeverbrauch in Mannheim der Verbrauch für Raumwärme und Warmwasser einen Anteil von 1,4 TWh/a (ca. 81-82%) hatte.

Eine Aufteilung des Verbrauchs in Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärmeanwendungen ist leider nicht öffentlich verfügbar.

4.2.2 Zusammensetzung des Fernwärmeverbrauchs in Heidelberg

Laut Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht betrug der Fernwärmeverkauf der Stadtwerke Heidelberg 2019 494,5 GWh. Der Verbrauch unterliegt witterungsbedingten Schwankungen. Das Jahr 2019 lag bezüglich der Gradtagszahlen etwas unter dem langjährigen Durchschnitt (5%). Das Jahr 2017 war in etwa durchschnittlich, der Verbrauch betrug 517 GWh/a. Da Heidelberg nicht industriell geprägt ist, wird der Fernwärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser auf über 90% des gesamten Fernwärmebedarfs geschätzt, dies entspricht 465,3 GWh.

4.2.3 Zusammensetzung des Fernwärmeverbrauchs in Schwetzingen, Speyer, Oftersheim, Brühl, Ketsch

Es wird angenommen, dass der Anteil Raumwärme und Warmwasser am Verbrauch fast 100% ausmacht.

4.3 Potenzial zur Reduktion des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser

Nachdem in den vorherigen Kapiteln die Aufteilung des Fernwärmeverbrauchs auf Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme vorgenommen wurde, sollen die Reduktionspotenziale in diesen Bereichen abgeleitet werden.

4.3.1 Raumwärme-Reduktionspotenzial

Die Heidelberger Gebäudetypologie⁷ zeigt, dass bereits für denkmalgeschützte Gebäude 60-70% Einsparung des Raumwärmeverbrauchs realisierbar sind. Für nicht-denkmalgeschützte Gebäude aus den 50er und 60er

⁶ https://enerko.de/wp-content/uploads/2015/06/Fernwaermestudie_komprimiert_2008.pdf

⁷ <https://www.ifeu.de/projekt/heidelberger-gebuedetypologie/>

Jahren können sogar bis zu 80% Einsparung des Endenergiebedarfs für Raumwärme durch Sanierung erreicht werden.

In Mannheim gibt es im Gegensatz zu Heidelberg keine Aufstellung über die Häufigkeit von Gebäudetypen, d.h. eine stadtspezifische Gebäudetypologie, anhand derer man spezifische Einsparungen für die häufigsten Mannheimer Gebäudetypen ableiten könnte. Wir gehen davon aus, dass die Einsparpotenziale für Raumwärme in Mannheim, Speyer, Schwetzingen, Brühl und Ketsch prozentual gesehen ähnlich denen in Heidelberg sind.

4.3.2 Reduktionspotenziale für den Warmwasserverbrauch

Der Wärmeverbrauch für Warmwasserbereitung kann abgesenkt werden, indem:

- Warmwasserleitungen in Gebäuden konsequent gedämmt werden,
- die Verluste, die durch die Warmwasserzirkulation entstehen, gesenkt werden, denn die Zirkulationsverluste machen in Mehrfamilienhäusern oft 50% des Endenergiebedarfs für Warmwasser aus. Ferner führen sie dazu, dass Vor- und Rücklauftemperatur zur Legionellenprophylaxe hoch bleiben (der Rücklauf bleibt über 60°C warm). Die Zirkulationsverluste können zum Beispiel durch den Einsatz von Frischwasserstationen vermieden werden.
- Wärmerückgewinnung aus dem Abwasser betrieben wird. Dies kann dezentral in den Wohnungen oder zentral in der Kanalisation erfolgen

4.3.3 Geschwindigkeit der Wärmeverbrauchsreduktion: Sanierungsrate

Um die Einsparpotenziale bei Raumwärmeverbrauch und Warmwasser zu aktivieren, muss die energetische Gebäudesanierung forciert vorangetrieben werden. Eine Sanierungsrate von mindestens 2,5% pro Jahr für private Gebäude und mindestens 3% pro Jahr für öffentliche Gebäude wurde in Heidelberg im Jahr 2019 als Ziel vom Gemeinderat beschlossen⁸.

Wir nehmen daher sowohl für das Klimaschutzszenario als auch das Referenzszenario eine Gebäudesanierungsrate von 2,5% für die gesamten Gebäude am Fernwärmenetz an. Eine Sanierungsrate von 2,5% pro Jahr bedeutet über 10 Jahre hinweg, dass 25% der Gebäude am Fernwärmenetz saniert werden, d.h. es werden Dämmmaßnahmen, Maßnahmen zur Reduktion des Warmwasserbedarfs und zum Absenken etwaig erhöhter Vor- und Rücklauftemperaturen durch veraltete Heizkörper und Warmwasserzirkulation angesetzt. Wir nehmen an, dass die Rücklauftemperatur auf kleiner oder gleich 45°C abgesenkt werden kann. **Wir gehen von 60% Minderung des Gesamtwärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser bei den sanierten Gebäuden aus. Dies bedeutet ein Absinken des Wärmeverbrauchs für Raumwärme und Warmwasser bis 2030 um 15%.**

Somit wird für den Raumwärme- und Warmwasseranteil am Fernwärmeverbrauch (= 85% des Fernwärmeverbrauchs) eine Reduktion von 15% bis 2030 angenommen.

4.4 Potenzial zur Reduktion des Prozesswärmeverbrauchs

Da keine Informationen erhoben werden konnten, gehen wir von einem gleichbleibenden Prozesswärmebedarf bis zum Jahr 2030 aus.

⁸ https://www.heidelberg.de/hd/HD/service/22_11_2019+der+30-punkte-aktionsplan+fuer+mehr+klimaschutz.html

4.5 Potenzial zur Reduktion der Netzverluste

In Wärmenetzen liegen die Verluste durch die Leitung der Wärme von den Erzeugern zu den Verbrauchern im Bereich zwischen 5 und 20%, in extremen Fällen können die Verluste noch höher liegen. Wir gehen von 15% Verlusten im heutigen Fernwärmenetz aus.

Die Wärmeverluste werden beeinflusst durch:

- die Dämmdicke und den Rohrdurchmesser der Fernwärmerohre
- durch die absolute Temperatur des Vor- und Rücklaufs des Fernwärmeheizwassers,
- sowie durch die sogenannte Bedarfsdichte bzw. - Wärmeabsatzdichte: je weniger Wärmeleistung pro Meter Rohrlänge abgenommen wird, desto höher die Übertragungsverluste.

Ein großes, in der Region nicht ausgeschöpftes Potenzial liegt im konsequenten Monitoring und der Absenkung der Rücklauftemperaturen bei den Wärmeverbrauchern. Durch eine Absenkung der Rücklauftemperaturen kann anschließend auch die Vorlauftemperatur abgesenkt werden, denn die übertragene Leistung hängt von der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklaufheizwasser ab. Je größer die Temperaturdifferenz an der Fernwärmestation der Kunden bei gleichem Massenstrom des Wassers, desto mehr Wärme-Leistung konnte an den Kunden abgegeben werden.

Wir nehmen im Referenzszenario an, dass im Gesamtnetz der Region die Verlusthöhe weiterhin 15% beträgt. Im Klimaschutzszenario können die Verluste durch Netzbaumaßnahmen und konsequentes Temperaturmanagement auf 12% abgesenkt werden.

4.6 Resultierender Fernwärmeverbrauch im Klimaschutz- und Referenzszenario 2030

Aus den zuvor genannten Potenzialen der Wärmeverbrauchsreduktion von 15% für den Bereich Raumwärme und Warmwasser und 5% für die Netzverluste ergibt sich ein Gesamtwärmeverbrauch im Klimaschutzszenario für das Jahr 2030 von 2,086 TWh Heizwasserbedarf und 250 GWh/ Prozessdampf, in Summe 2,336 TWh Wärme. Im Referenzszenario liegt der Verbrauch wegen der leicht höheren Netzverluste bei 2,364 TWh.

5 Wärmelastgang 2030

Im Rahmen einer Potenzialanalyse müssen die stündlich schwankenden Wärmeerzeugungspotenziale und der stündlich schwankende Wärmeverbrauch berücksichtigt werden. Die eingesetzten Wärmeerzeuger und -speicher müssen sicherstellen, dass der Wärmebedarf zu jeder Stunde des Jahres, insbesondere in der kalten Jahreszeit, gedeckt werden kann.

Fallen Wärmeerzeugungspotenzial und Wärmeverbrauch zeitlich zu stark auseinander, muss geprüft werden, inwiefern mit Hilfe von Wärmespeichern ein wirtschaftlicher Abgleich von Erzeugung und Bedarf erreicht werden kann.

Daher wurde die Potenzialanalyse auf Basis des stündlichen Wärmelastgangs des Fernwärmenetzes betrachtet. Der Verlauf im Jahr 2019 wurde in der Präsentation von Dr. Hansjörg Roll⁹ beim Best Practice Tag Grüne Fernwärme von Heidelberg kohlefrei gezeigt und kann dort nachvollzogen werden.

⁹ https://hd-kohlefrei.de/wp-content/uploads/2020/10/Best_Practise_Fernwaerme_MVV_DrHansjoergRoll-20200923.pdf

Für die Modellierung der Änderung des Wärmelastgangs durch die Gebäudedämmung bis zum Jahr 2030, muss auf Modellierungen des Fraunhofer Instituts zurückgegriffen werden. Der modellierte Lastgang für den Raumwärmebedarf von Haushalten, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist in der nachstehenden Abbildung dargestellt, wobei 1 für 100%, d.h. Maximallast, steht:

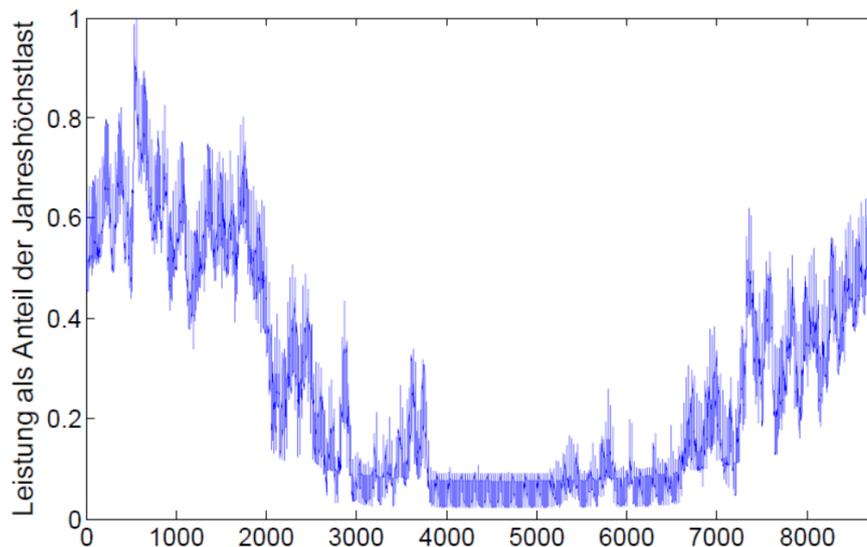


Abbildung 12: stündlich aufgelöster Verlauf von Haushalts- und Gewerbe-Fernwärmekund*innen über ein exemplarisches Jahr. Die 1 steht für 100% der höchsten Wärmenachfrage im Jahr.

Dieser Lastgang wurde auf den Fernwärmeverbrauch für Raumwärme und Warmwasser in den Szenarien skaliert und ein über das Jahr konstanter industrieller Wärmebedarf von 28,5 MW entsprechend 250 GWh/a hinzuaddiert. Anschließend wurde die Last um den Netzverlustfaktor erhöht. Auf diese Weise wurde der Fernwärmelastgang für das Klimaschutzszenario 2030 und das Referenzszenario 2030 erhalten.

Dieser Lastgang muss durch die Fernwärmeerzeuger abgedeckt werden.

6 Wärme- und Stromerzeugungspotenzial der Tiefen Geothermie

6.1 Technologiebeschreibung

Mannheim und Heidelberg liegen im Gebiet des Oberrheingrabens, welcher von Bruchzonen in den Erdschichten durchzogen ist, sodass Oberflächenwasser gut in Tiefen von 3-5 km versickern kann. Dieses Wasser führt zu einer verbesserten Wärmeleitfähigkeit und zu einem konvektiven Wärmetransport vom tiefen Erdinnern Richtung Erdoberfläche. Das Wasser erwärmt sich in der Tiefe durch die Erdwärme. Es wird hydrothermales Tiefenwasser genannt. Die Erdwärme, durch welche es erwärmt wird, stammt überwiegend aus den im Erdinnern stattfindenden radioaktiven Zerfällen. Abbildung 13 zeigt, dass im Mittel in 1500 m Tiefe unter dem Erdboden die Temperaturen um Mannheim und Heidelberg bereits zwischen 60°C und 75°C liegen.

Temperaturen in 1500 m unter Gelände Températures à 1500 m sous la surface

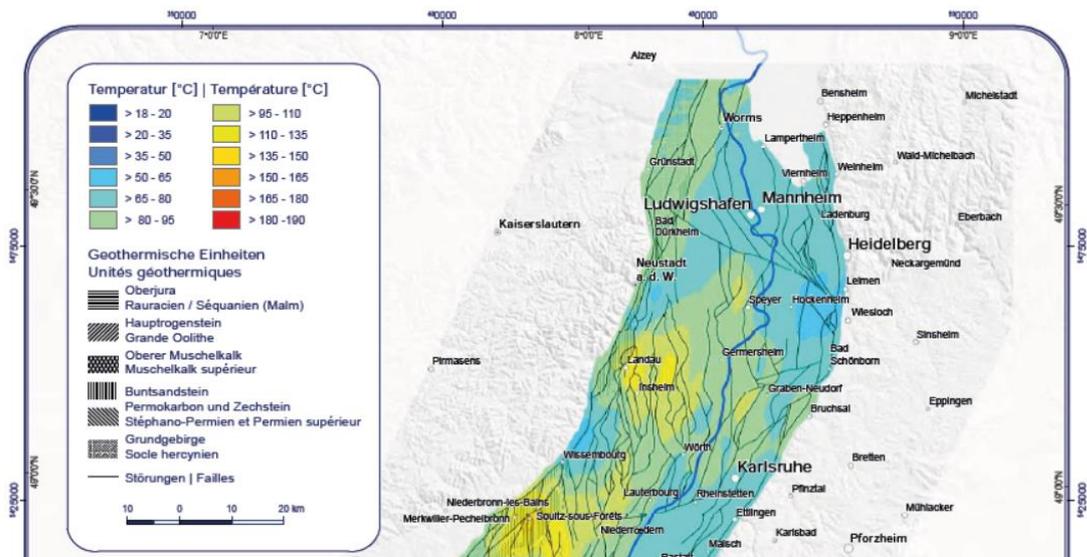


Abbildung 13: Temperaturen des Erdbodens und des Wassers in 1500 Meter unter der Erdoberfläche gemäß:

http://www.geopotenziale.eu/products/atlas/pdf/atlas_examples.pdf

Bei der „hydrothermalen“ Geothermie wird das heiße Wasser über eine Förderbohrung an die Oberfläche gebracht, gibt Wärme per Wärmetauscher an das Fernwärmeheizwasser ab und wird ausgekühlt über eine zweite Bohrung wieder in den Untergrund verpresst (siehe Abbildung 14 rechts). Wenn die Temperatur des Thermalwassers über 120°C liegt, kann mit der Wärme auch ein Dampfprozess betrieben werden, mit dem Strom erzeugt wird.

In Deutschland sind gegenwärtig ca. 30 geothermische Anlagen mit installierten thermischen Leistungen zwischen 150 kW und 30 MW in Betrieb, die Thermalwasser als Energiequelle nutzen. Es handelt sich vor allem um geothermische Heizzentralen oder Thermalbäder in Kombination mit Gebäudeheizung. Die gesamte in hydrothermalen Anlagen installierte Leistung beträgt in Deutschland ca. 300 MW_{th}.

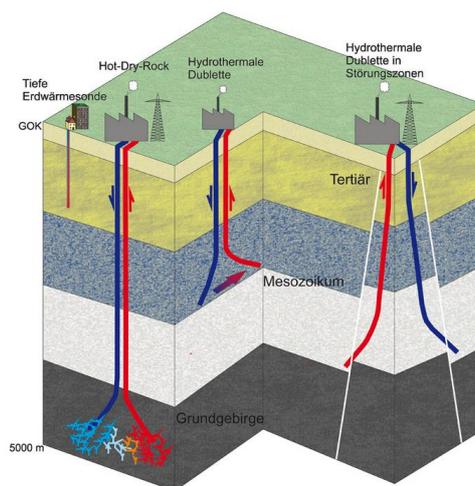


Abbildung 14: Bild gemäß <http://www.geopotenziale.org/geopotenziale/geothermal/index.html>

6.2 Beispiele: Geothermieranlagen in unserer Region

6.2.1 Geothermische Wärmeerzeugung im Miramar

In unserer Rhein-Neckar-Region wird seit 2005 in Weinheim eine geothermische Anlage von der MVV betrieben, welche das Miramar mit geothermischer Wärme aus 1050 m Tiefe versorgt. Das Wasser wird mit einer Temperatur von 65°C an die Oberfläche gefördert, durch einen Wärmetauscher geführt und mit 30°C wieder in den Aquifer eingebracht. Die Anlage hat eine Wärmeleistung von 2 MW. Jährlich werden ca. 8 GWh thermische Wärme erzeugt. Die Kosten für die geothermische Wärmeerzeugung liegen laut Aussage der Stadt Weinheim hier nicht höher als die für eine Erdgasversorgung. Eine exemplarische Berechnung des Wärmepreises auf Basis der Angaben zu den Investitionskosten und zur jährlich erzeugten Wärmemenge der MVV zeigt Abbildung 15.

Wärme-Leistung	2,4 MW
Investitionskosten	3.000.000 Euro
Betriebskosten	120.000 Euro
bereitgestellte Wärmemenge	8.000.000 kWh/a
Zinssatz	4%
Annuität	7%
Kalkulationsdauer	20 Jahre
Wärmepreis	0,043 Euro/kWh

Abbildung 15: Exemplarische Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Projekt Geothermie Miramar

Ein Wärmepreis von 4,3 ct/kWh ergibt sich unter den Annahmen, dass die Abschreibung über 20 Jahre mit einem Zinssatz von 4 % erfolgt.

6.2.2 Geothermische Wärme- und Stromerzeugung in Bruchsal

Ein weiteres Geothermieprojekt in unserer Nähe befindet sich in Bruchsal. Am 18. Dezember 2009 wurde dort ein geothermisches Kraftwerk mit 550 Kilowatt Stromerzeugungsleistung eingeweiht. Es wurde als Forschungskraftwerk konzipiert, daher resultiert die geringe Erzeugungsleistung. Es wird Thermalwasser mit 150°C aus ca. 2 km Tiefe gefördert. Die Investitionskosten betragen etwa 8,1 Mio. Euro.

In Zusammenarbeit mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT), der Universität Göttingen und der Industrie werden fortlaufend Forschungs- und Entwicklungsarbeiten durchgeführt. Um einen langfristigen Betrieb des Geothermie-Kraftwerks zu gewährleisten, wird neben einem seismischen Überwachungssystem auch ein Fluid-Monitoring betrieben. Letzteres liefert unter anderem auch Hinweise zu möglichen radioaktiven Ausfällungen an den oberirdischen Anlagen, denn Radioaktivität spielt im Tiefengrundwasser des Oberrheingrabens eine bedeutende Rolle. Man ist bestrebt, diese Ausfällungen zu vermeiden. Um die Kraftwerkanlage gegen Korrosionsanfälligkeiten weiter zu optimieren, wird derzeit der Einsatz von Inhibitoren in Labortests geprüft.¹⁰

Im bereits laufenden Forschungsprojekt LOGRO (Langzeitbetrieb und Optimierung eines Geothermiekraftwerks in einem geklüftet-porösen Reservoir im Oberrheingraben) wird die Interaktion zwischen Kraftwerksbetrieb und Tiefengrundwasserleiter erforscht. Das Hauptaugenmerk liegt dabei auf den untertägigen thermischen, hydraulischen, mechanischen und chemischen Prozessen (THMC-Prozesse), die durch die Anlagensteuerung beeinflusst werden. An dem Forschungsprojekt beteiligt sich die EnBW mit Förderung des Bundesumweltministeriums.

Seit Dezember 2019 versorgt ein Nahwärmenetz ein nahegelegenes Areal des Polizeipräsidiums Bruchsal.

Die Anlage erhält für die Stromerzeugung eine EEG-Vergütung von 25 ct/kWh.

¹⁰ <https://www.tiefengeothermie.de/projekte/bruchsal>

6.2.3 Geothermische Wärme- und Stromerzeugung in Landau

Das Geothermiekraftwerk Landau wurde zwischen 2004 und 2007 errichtet. Durch einen sogenannten Multihorizontansatz sollte das Fündigkeitsrisiko verringert werden. Hierbei wurden mehrere potenzielle Förderhorizonte in einer Bohrung gemeinsam erschlossen (Teza et al., 2008). Diese Förderhorizonte sind der Muschelkalk, der Buntsandstein und das Kristallin (Granit) in einem Tiefenbereich von 2300 bis 3000 m, in der eine Temperatur von bis zu 150°C vorliegt¹¹. Das Kraftwerk ist seit November 2007 in Betrieb. Seit Ende 2008 läuft es im Dauerbetrieb. Zwischen 2014 und 2017 war es jedoch aufgrund von Hebungen zwischenzeitlich stillgelegt.

Aus der Förderbohrung wird Thermalwasser mit knapp 160°C gefördert und zunächst zur Stromerzeugung genutzt. Mit verbleibenden 70 - 80°C wird die restliche Wärme in ein Fernwärmenetz eingespeist. Das auf 50°C abgekühlte Thermalwasser wird über die Injektionsbohrung wieder in den Untergrund abgegeben. In den einzelnen Wärmeversorgungsgebieten sind dezentrale Heizanlagen für den Spitzenbedarf und zur Absicherung etwaiger Schwierigkeiten der geothermischen Versorgung vorhanden.¹²

Das Heizwerk erzeugt mit einer Leistung von 6 MW jährlich ca. 9 GWh Wärme. Das Projekt wurde durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und das Land Rheinland-Pfalz gefördert. Das Gesamtvolumen der Investition für Bohrungen und Kraftwerk lag im Rahmen von rund 20 Millionen Euro. Betreiber ist die geo-x GmbH.

Im Jahr 2009 ereigneten sich mehrere Erdbeben in Landau, das stärkste Beben hatte eine Stärke von 2,9 auf der Richterskala und war für Menschen spürbar¹³. Es wurde dadurch hervorgerufen, dass das Thermalwasser mit zu hohem Druck in die Reinjektionsbohrung gepresst wurde. Als Konsequenz wurde auf der Injektionsseite der Druck begrenzt und so konnte das Kraftwerk nicht mehr mit voller Leistung gefahren werden. Im Oktober 2012 gaben die Betreiber bekannt, dass das Bundesumweltministerium eine dritte Bohrung fördern werde, um die Förderbohrung zu entlasten und damit die volle Auslastung und die Wirtschaftlichkeit der Anlage wiederherzustellen. Im Mai 2013 beschloss der Aufsichtsrat des Landauer Energieversorgers EnergieSüdwest, sich nicht an den Kosten für die dritte Bohrung zu beteiligen, eine dritte Bohrung wurde nicht vorgenommen.

2014 wurde das Kraftwerk aufgrund von Bodenhebungen in der Umgebung vorübergehend stillgelegt. Grund waren Thermalwasserleckagen aufgrund einer nicht ordnungsgemäß vorgenommenen Hinterfüllung des Bohrlochrohres und undichten Abdichtung am Bohrlochkopf. Nach erfolgreichem Probetrieb konnte das Kraftwerk im vierten Quartal 2017 wieder ans Netz gehen und produziert seitdem wieder Strom und Wärme.

Laut einem Bericht liegt auch in Landau der Wärmepreis für einen Mix mit hohem Anteil geothermischer Wärme nicht wesentlich über dem Preis für eine Versorgung mit Erdgas.

Das unsachgemäße Vorgehen der Betreibenden und die unzureichende Reaktion der Bergbehörde muss als Negativbeispiel angeführt werden. Für zukünftige Projekte muss eine Aufsichtsbehörde verhindern, dass mangelhafte Hinterfüllungen und Abdichtungen wieder vorkommen können.

¹¹ S.30 in https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_104_2015_tiefe_geothermie.pdf

¹² http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_14-2007/projekt_1407internet-x.pdf

¹³ https://www.dnr.de/fileadmin/Publikationen/Themenhefte/16_05_R2-0_Fallstudie-Geothermie-Landau.pdf

6.3 Tiefen-Geothermisches Wärmepotenzial in Mannheim und Region bis 2030

Gemäß einer bisher unveröffentlichten Masterarbeit an der TU Darmstadt beträgt das theoretische Potenzial der hydrothermalen Geothermie allein auf dem Stadtgebiet Mannheim 1,6 TWh/a, wenn man Wärme auf einem Temperaturniveau von 90°C bereit stellt. Bei einem Temperaturniveau zwischen 50°C und 90°C liegt das Temperaturniveau bei 3,42 TWh/a.

Vom theoretischen Potenzial ist nur ein Teil nutzbar, denn es müssen Standorte gefunden werden, die von den Projektentwickler*innen gepachtet oder erworben werden können und eine Nähe zum Fernwärmenetz bzw. zumindest zu den Wärmeabnehmer*innen aufweisen, so dass der Neubau eines Wärmenetzes sich lohnt.

Erst wenn die Förder- und Reinjektionsbohrung in die Tiefe erfolgt ist, wird die tatsächliche Durchlässigkeit des Thermalwasseraquifers für die Zirkulation des Thermalwassers bekannt. Auch die genaue Temperatur des Thermalwassers ist erst dann genau genug ermittelbar. Je höher die Durchlässigkeit des Bodens, desto höher die mögliche Fördermenge an Thermalwasser und damit die entnehmbare Leistung. Das bedeutet: Von einer Probebohrung allein lässt sich die Eignung eines Standorts noch nicht genau bestimmen. Auf hinreichend viele Standorte mit hoher Durchlässigkeit und hoher Thermalwassertemperatur im Großraum um Mannheim und Heidelberg deutet jedoch die gute mögliche Förderrate und Thermalwassertemperatur in Brühl hin. Bei einer Bohrung in 3 km Tiefe am Standort Brühl wurden Thermalwassertemperaturen von 160°C vorgefunden. Die in der Bohrung erreichte mögliche Förderrate beträgt 65 Liter/Sekunde (<https://www.tiefengeothermie.de/projekte/bruehl>). Diese guten Eigenschaften finden sich voraussichtlich auch an anderen Standorten des Oberrheingrabens.

Es war geplant, dass die Anlage in Brühl eine Wärmeleistung von 40 Megawatt thermisch und das Kraftwerk eine Stromerzeugungsleistung von 5 bis 6 Megawatt haben soll. Damit hätten unter der Annahme, dass überschüssige Wärme im Sommer ins Fernwärmenetz eingespeist werden kann und an Städte mit hohem Wärmebedarf im Sommer - zum Beispiel nach Mannheim zur Deckung des sommerlichen Warmwasser- und Prozesswärmebedarfs - abgegeben werden kann, ca. 40 MW *4000 h/a= 160 GWh/a Wärme erzeugt werden können. In Zeiten, in denen kein Wärmebedarf gegeben ist, kann das Kraftwerk die Thermalwasserleistung zur reinen Stromerzeugung nutzen.

Es gibt Hinweise, dass am Kraftwerksstandort des GKM sowie vor Plankstadt vorteilhafte Gegebenheiten für die Errichtung eines geothermischen Heizwerkes oder eines Heizkraftwerkes zur Strom- und Wärmeerzeugung herrschen. Für Plankstadt liegt bereits eine 3D-Seismik vor.

Bei einem entsprechenden politischen und unternehmerischen Willen sowie einer Akzeptanz der Bevölkerung ist es sehr wahrscheinlich, dass innerhalb der nächsten 10 Jahre in der Region, die über das Fernwärmenetz des GKM versorgt wird, 3 bis 4 geothermische Anlagen mit einer Wärmeleistung von durchschnittlich 25-30 MW thermischer Leistung errichtet werden können. Es ist ebenfalls wahrscheinlich, dass an mindestens einem Standort über 120°C heißes Thermalwasser mit ausreichender Ergiebigkeit genutzt werden kann, so dass neben der Wärmeerzeugung auch eine Stromerzeugung möglich ist. Über das EEG werden zurzeit hohe Vergütungen für die geothermische Stromerzeugung gezahlt, was die Stromerzeugung wirtschaftlich interessant macht.

Neben Tiefenbohrungen, bei denen hydrothermales Wasser gefördert wird, ist auch eine Nutzung von tiefer Erdwärme über sogenannte tiefe Erdsonden möglich. Bei diesen wird weniger tief gebohrt und weniger Leistung je Bohrung erschlossen, daher haben sie gegebenenfalls eine höhere Akzeptanz in der Bevölkerung als die Förderung von hydrothermale Tiefenwasser.

7 Wärmepotenziale der Umweltwärme des Rheins und Neckars

7.1 Technologiebeschreibung

Durch Wasser-Wasser-Wärmepumpen ist es möglich, die Umweltwärme des Neckar- und Rheinwassers zu nutzen. Mit Hilfe von Antriebsenergie für einen Kompressor können Wärmepumpen Umweltwärme aus der Luft, aus der Erde oder aus Flüssen, die dort auf einem niedrigen Temperaturniveau vorliegt, auf ein Temperaturniveau anheben, das zum Heizen geeignet ist. Bei Nutzung der Umweltwärme des Flusswassers wird das Flusswasser über einen sogenannten Wärmetauscher geführt. Im Inneren des Wärmetauschers strömt ein Wärmeträgerfluid, welches die Umweltwärme zum Kernstück der Wärmepumpe - dem Verdampfer und Verflüssiger/Kompressor - transportiert. Der Verdampfer nutzt die Wärme, um ein sogenanntes „Arbeitsmittel“, oft auch „Kältemittel“ genannt, zu verdampfen. Bei der Verdampfung nimmt dieses die Wärme des Wärmeträgerfluids auf und transportiert sie zum Verflüssiger. Am Wärmetauscher des Verflüssigers wird die Wärme an das Heißwasser des Fernwärmenetzes übertragen.

In Europa wird Wärme aus Oberflächengewässern mittels Wärmepumpen bereits genutzt. So gibt es zum Beispiel eine 20 MW Flusswärmepumpe im Wiener Donaukanal (anteilig nutzt sie die Umweltwärme des Flusses und anteilig Kraftwerkskühlwasser) und kleinere Anlagen in St. Moritz am St. Moritzer See¹⁴ ¹⁵ ^[10] geschilderten. Flusswärmepumpen sind wegen des bisher begrenzten Anteils erneuerbaren Stroms und hoher Strompreise in Deutschland nicht weit verbreitet. In Norwegen und Schweden ist das anders: Eine Meerwasser-Wärmepumpe mit 180 MW Leistung stellt beispielsweise fast 30% der Wärme des Stockholmer Wärmenetzes bereit.

7.2 Theoretisches Potenzial des Rheins am Standort Mannheim

Wasserrechtlich ist in der Regel eine Auskühlung des Flusswassers von 3°C erlaubt. Kommen die Wassertemperaturen nahe an den Gefrierpunkt heran, so muss der Wärmeentzug verringert oder gestoppt werden, um ein Vereisen des Wärmetauschers zu verhindern.

Wie die Messwerte der Messstation am Rhein in Karlsruhe zeigen, ist die Wassertemperatur des Rheins in der meisten Zeit des Jahres vom Gefrierpunkt weit genug entfernt:

14

¹⁵ Abel 2018: Systematische Erfassung von Wärmepumpen-Systemen in Fließgewässern

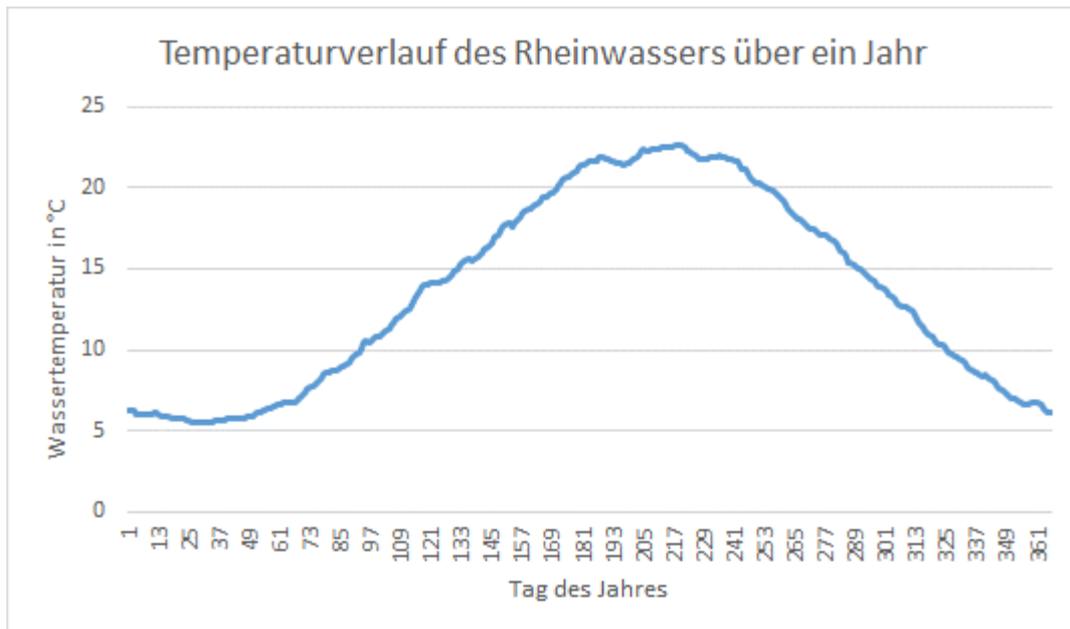


Abbildung 16: langjähriger Mittelwert der Wassertemperaturen des Rheins an der Messstelle Karlsruhe¹⁶

Der Rhein führt bei der Messstation in Karlsruhe (die sich ca. 70 km oberhalb von Mannheim befindet – Daten von näher gelegenen Messstationen lagen leider nicht vor, aber die Daten dürften hinreichend repräsentativ für eine überschlägige Potenzialberechnung am Standort Mannheim sein) eine Wasserabflussmenge von im Mittel bereits 1.271.000 Liter pro Sekunde. Der Abfluss bei Niedrigwasser beträgt 380.000 Liter pro Sekunde.

Werden 15% des Niedrigwasserabflusses (dies entspricht einer Entnahme von 57 m³/sec) um die wasserrechtlich meist erlaubten 3 °C abgekühlt, so entspricht das einem Wärmeentzug von 717 MW. Die Wärme, die dem Wärmenetz zur Verfügung gestellt werden kann, liegt höher, da zusätzlich zur Umweltwärme noch Abwärme aus dem Betrieb der Wärmepumpe (des Kompressors) hinzukommt. Diese Abwärme stammt ursprünglich aus der Antriebsenergie (Strom), die in mechanische Energie umgewandelt wird. Mit einer Wärmepumpe, welche eine Carnotgütegrad von 0,55 aufweist und im Jahresmittel einen konstanten Leistungsentzug von 717 MW vornimmt und die Wärme von der in Abbildung 16 gezeigten Flusstemperatur auf eine Heißwassertemperatur von 80°C anhebt, kann eine Jahresarbeitszahl von 2,95¹⁷ erreicht werden und damit **9563 GWh/a** Wärme (38% der verbrauchten Wärmemenge) erzeugt werden.

Diese immens hohe Wärmemenge von fast 9,6 TWh/a ist ein theoretischer Wert, da die für Verbraucher*innen benötigte Wärmeleistung im Sommer im Fernwärmenetz bei nur etwa 100 MW liegt und somit 717 MW Erzeugungsleistung stark unterschreitet. Zudem kann eine Flusswärmepumpe am Rhein im Winter nicht immer bei voller Leistung betrieben werden. Es gibt - abhängig vom Arbeitsmittel - Temperaturuntergrenzen, bei welcher die Wärmepumpe abgeschaltet werden muss, um das eingangs erwähnte Einfrieren des Wärmetauschers für den Wärmeaustausch zwischen Fluss und Arbeitsmittel zu verhindern. Die Grenze liegt für das Arbeitsmittel R1234ze beispielsweise bei ca. 3°C. Wie die nachstehende Abbildung zeigt, muss davon ausgegangen werden, dass eine Temperatur von 3°C an einigen Wintertagen unterschritten wird. Beim Arbeitsmittel CO₂, welches ebenfalls als Arbeitsmittel für Flusswärmepumpen in Frage kommt, liegt die Abschaltgrenze niedriger.

¹⁶ <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/wasser/fliessgewaesserdaten?id=2839#diagramm>

¹⁷ In diese Jahresarbeitszahl ist kein ggf. nötiger Pumpstrombedarf für Entnahme und Wiedereinleitung des Wassers in den Fluss eingerechnet, dieser dürfte jedoch gering sein

Jahresgang der Tagesmittelwerte Karlsruhe / Rhein – Wassertemperatur

akt. Tagesmittel bis gestern 28.01.2021 (5.3 °C) – langjährige Tagesmittel von 1988 bis 2020 ([Erläuterungen](#))

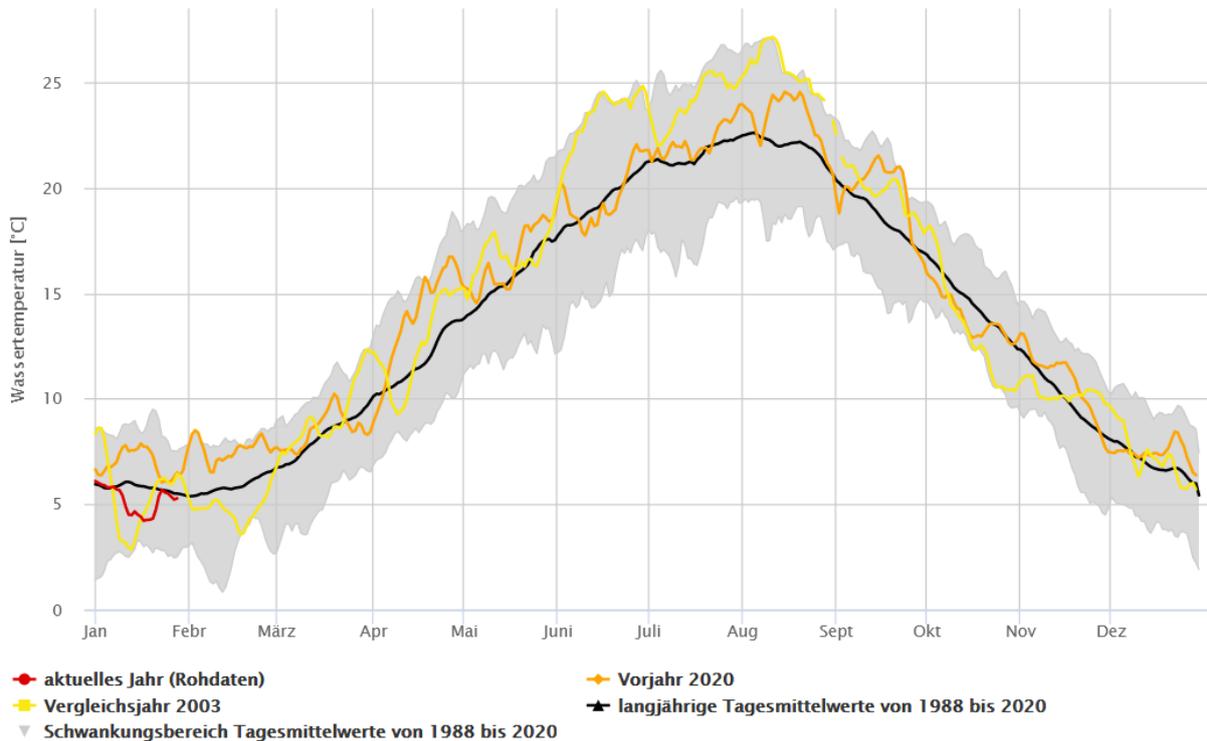


Abbildung 17: Mittlere Temperatur des Rheins am Messpegel Karlsruhe und ihre Schwankungsbreite zwischen 1988 und 2020

Für das real nutzbare Potenzial muss die Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden. Für eine gute Ökobilanz und Wirtschaftlichkeit ist eine hohe Arbeitszahl der Wärmepumpe wichtig, da der Stromverbrauch (P) zur Erzeugung einer Einheit Wärme (Q) auf dem gewünschten Temperaturniveau sich wie folgt ergibt: $P = Q \div \text{Arbeitszahl}$. Je höher die Arbeitszahl, desto niedriger die benötigte Strommenge zur Erzeugung einer Einheit Wärme.

Die Jahresarbeitszahl hängt sehr stark von dem Temperaturunterschied zwischen Wärmequelle (Fluss) und Wärmesenke (Wärmenetz) ab. Die tägliche Arbeitszahl, die sich bei den täglichen Rheintemperaturen ergibt, wenn die Wärme auf 75°C erwärmt werden soll, ist in Abbildung 18 verdeutlicht.

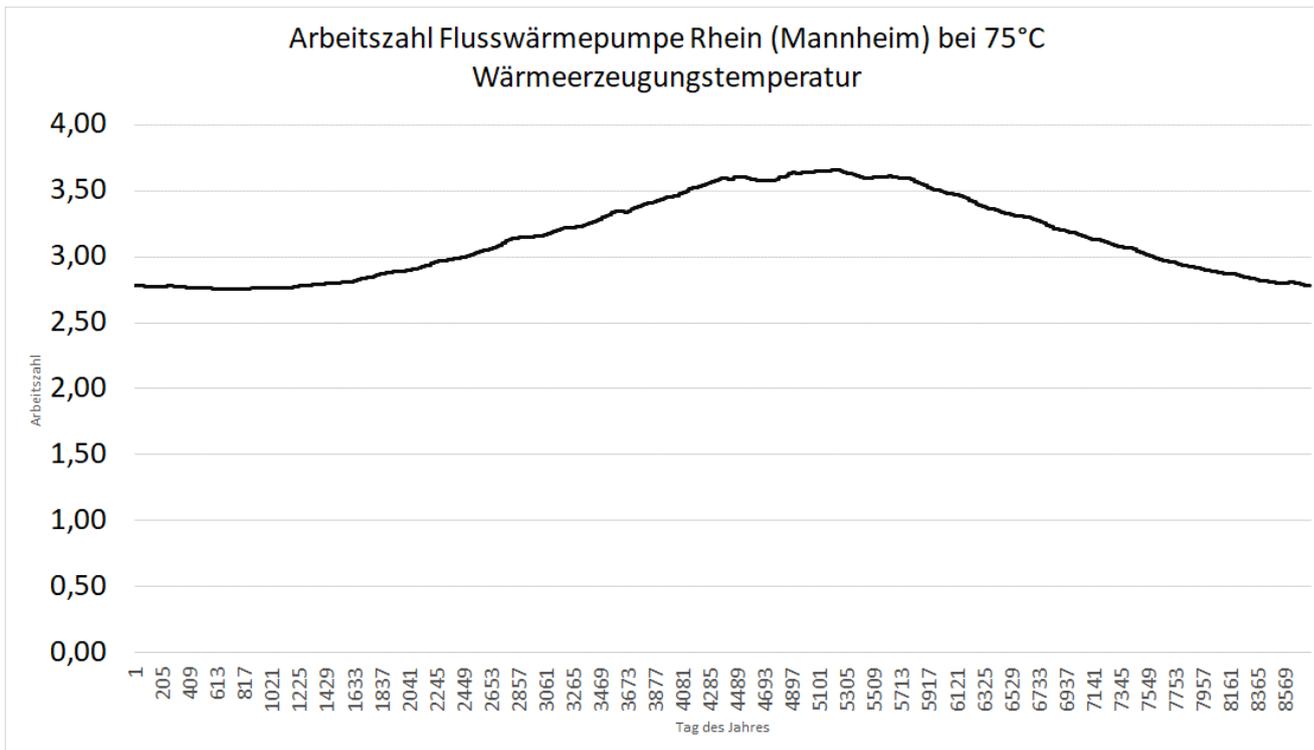


Abbildung 18: tägliche Arbeitszahl (= erzeugte Wärmemenge in kWh je eingesetzter kWh Strom) einer Rhein-Flusswärmepumpe bei einer Wärmeerzeugungstemperatur von 75°C

7.3 Theoretisches Potenzial des Neckars am Standort Heidelberg

Ein etwas geringeres theoretisches Wärmepotenzial als für den Rhein ergibt sich für die Nutzung des Neckars, da dieser einen geringeren Wasserabfluss führt.

Der mittlere Durchfluss des Neckars beträgt am Messpegel am Standort Neckargemünd ca. 161.000 Liter pro Sekunde. Der Niedrigwasserdurchfluss liegt bei nur 47.000 Liter pro Sekunde.

Abbildung 19 zeigt, dass auch im Neckar am Standort Heidelberg/Neckargemünd die Flusstemperatur im Mittel das ganze Jahr über 5°C liegt. Durch Außerbetriebnahme von Kraftwerken, dürfte theoretisch ein Absinken der Flusstemperatur um 1°C erwartet werden, durch den Klimawandel könnte dieses Absinken jedoch ausbleiben. Die mittleren Flusstemperaturen liegen in jedem Fall über der von uns angesetzten Abschaltgrenze von 3°C im Winter.

Eine Entnahme von 10% dieses Niedrigwasserabflusses (also 4700 Liter pro Sekunde) und Abkühlung um 3°C entspricht einer Wärmeentnahme von 59 MW. Bei Aufheizen des Wassers auf 80°C und einer Jahresarbeitszahl von 2,97 entspricht die theoretisch mögliche Wärmeabgabe bei ganzjährig gleichmäßigem Betrieb **798 GWh/a**.

Jahresgang der Tagesmittelwerte Neckargemünd / Neckar – Wassertemperatur

akt. Tagesmittel bis gestern 28.01.2021 (4.5 °C) – langjährige Tagesmittel von 1991 bis 2020 ([Erläuterungen](#))

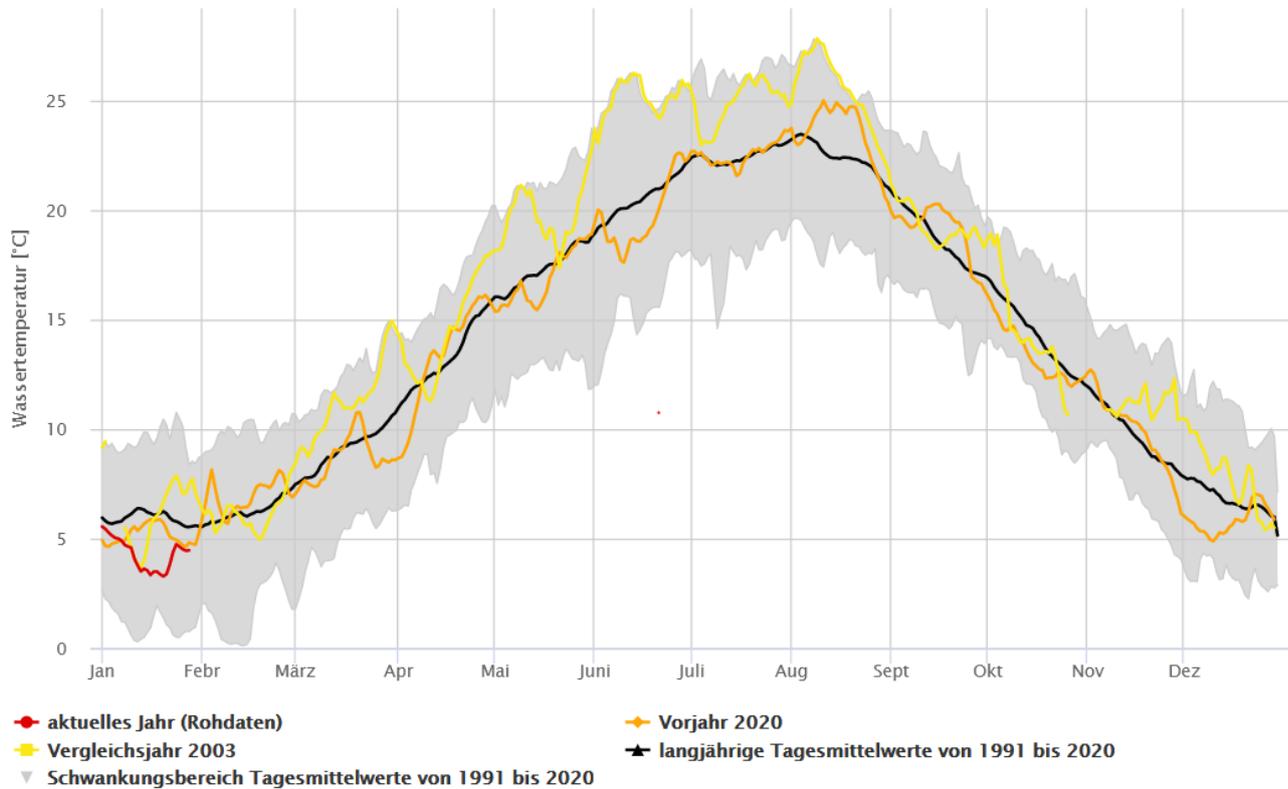


Abbildung 19: Temperaturverlauf des Neckarwassers und seine Schwankungsbreite am Messstandort Neckargemünd nach LUBW¹⁸

8 Potenzial von Altholz

Auf der Friesenheimer Insel betreibt die MVV seit dem Jahr 2003 ein Altholzwerk mit 69 MW Feuerungsleistung und 20 MW elektrischer Leistung¹⁹. Dort wird Altholz der Klassen A1-A4 verbrannt. Eine Wärmeauskopplung für die Fernwärme besteht momentan nicht. Die Umweltverbände des Umweltforums Mannheim hatten schon 2008 einen Anschluss des Kraftwerks an die Fernwärme gefordert, damit die Abwärme, die bei der Stromproduktion entsteht, genutzt wird. Inzwischen plant die MVV einen Anschluss des Kraftwerks an die Fernwärme im Jahr 2024.

Momentan ist das Kraftwerk auf 124.000 Tonnen/a Rest- und Altholzverbrennung ausgelegt. Damit werden laut E&M²⁰ 160 GWh Strom pro Jahr erzeugt.

Der Heizwert von Altholz liegt zwischen 11.000 kJ/kg und 15.000 kJ/kg²¹. Das entspricht im Mittel 13.000 kJ/kg = 3,62 MWh/t. In den 124.000 t stecken demgemäß **447 GWh/a**. Der elektrische Wirkungsgrad des Kraftwerks beträgt somit ca. 35,8%. Durch Umrüstung auf eine KWK-Anlage kann der Gesamtwirkungsgrad der Anlage stark gesteigert werden, der Stromwirkungsgrad wird dabei leicht absinken, dafür kann eine große Wärmemenge zusätzlich genutzt werden.

¹⁸ <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/wasser/fliessgewaesserdaten?id=2858#diagramm>

¹⁹ <https://www.kraftanlagen.com/projekte/biomasseheizkraftwerk-mannheim/>

<https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/altholz-kraftwerk-mannheim-laeuft-46159>²⁰

²¹ <https://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/abfall-und-kreislaufwirtschaft/altholz>

Als Beispiel sei die Braunschweiger Altholz-KWK-Anlage angeführt: sie weist einen Gesamtwirkungsgrad von 88% auf, der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 28%, der thermische Wirkungsgrad dementsprechend bei 60%:

<https://www.bs-energy.de/privatkunden/unternehmen/erzeugung-der-zukunft/biomasse-heizkraftwerk-recycle-waerme-aus-holz/>

Rüstet man das bestehende Kraftwerk auf der Friesenheimer Insel auf KWK-Betrieb um, so könnte mit diesen Parametern eine thermische Leistung von 41,4 MW (= 69 MW * 60%) erreicht werden. Die elektrische Leistung würde dabei auf 19,3 MW absinken.

Die MVV schätzt das Potenzial von Altholz in der Rhein-Neckar-Region auf 200.000 Tonnen²². Dies entspricht einer Steigerung von 38%. **Somit läge das Wärmepotenzial für die Fernwärme bei bis zu 370 GWh/a.**

Ob eine 100%ige Ausschöpfung dieses Potenzials aus Sicht des Klimaschutzes sinnvoll ist, sollte im Rahmen einer städtisch beauftragten Potenzialstudie geprüft werden. Denn zum einen kann Altholz, wenn es geringe Schadstofffrachten aufweist, gegebenenfalls sinnvoller in Anlagen in den Kommunen, in welchen das Altholz anfällt, energetisch genutzt werden (z.B. in kleineren Holzvergaser-BHKW) und es fallen die Transportenergieaufwendungen weg, zum anderen ist es aus Klimaschutzsicht vorteilhaft, Holz möglichst lange wiederzuverwenden und erst, wenn eine sinnvolle stoffliche Nutzung nicht mehr in Frage kommt, zu verbrennen.

9 Potenzial von Biomüll und Restmüll

9.1 Status Quo bei der Nutzung von Biomüll aus der Biotonne

Momentan werden die Bioabfälle, welche in den Biotonnen in Mannheim, Heidelberg und dem Rhein-Neckar-Kreis gesammelt werden, nicht energetisch genutzt, sondern an das Kompostwerk in Wieblingen und andere kleinere Kompostwerke geliefert und kompostiert. Dort werden auch Grünschnitt und Parkabfälle kompostiert. Das Kompostwerk in Wieblingen hat eine Kapazität zur Kompostierung von 35.000 Tonnen Material pro Jahr.

Bei der Kompostierung werden die langkettigen organischen Stoffe durch Mikroorganismen unter Anwesenheit von Sauerstoff (aerob) zu kürzerkettigen organischen Materialien und anorganischen Stoffen abgebaut. Dabei entsteht CO₂ und zum Teil auch Methan. Der Methananteil hängt von der Güte der Belüftung ab. Methan besitzt ein um ein Vielfaches höheres Treibhausgaspotenzial (auch GWP für Global Warming Potential genannt) als CO₂ hat: Je nach Betrachtungszeitraum für das GWP liegt die Höhe bei Methan beim 28-fachen (100-Jahreszeitraum) bis 84-fachen (25-Jahreszeitraum) von CO₂ und bei Lachgas bei dem über zweihundertfachen. Gelangen diese Gase in die Atmosphäre, können sie einen starken Treibhausgaseneffekt entfalten. Um das Entstehen von Methan zu minimieren, wird in Kompostwerken viel Sauerstoff zugeführt - so entsteht mehr CO₂ und weniger Methan.

Der entstehende Kompost wird an die Landwirtschaft und Privatverbraucher*innen vermarktet.

9.2 Status Quo bei der Verwertung von Restmüll

9.2.1 Restmüllmengen und technische Daten zum Restmüllheizkraftwerk

Im Müllheizkraftwerk auf der Friesenheimer Insel wird nicht nur der Restmüll aus der Grauen Tonne der Mannheimer Haushalte verbrannt, sondern auch der Restmüll von Haushalten aus Heidelberg, dem Rhein-Neckar-Kreis und dem Stadt- und Landkreis Karlsruhe sowie der Müll von Industrie- und Gewerbebetrieben in diesem

²² <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/detail/altholz-kraftwerk-mannheim-laeuft-46159>

Raum. Nach einer Pressemeldung der Stuttgarter Zeitung aus dem Jahr 2019 werden auch Restmüllmengen aus Trier in Rheinland-Pfalz verwertet (der Lieferweg beträgt 160 km).

Laut Kreislaufwirtschaftsgesetz dürfen Restmüllmengen nur innerhalb eines Bundeslandes zur Müllverbrennungsanlage geliefert werden oder, wenn dort keine ausreichenden thermischen Verwertungskapazitäten bestehen, auch aus Nachbarbundesländern.

In Baden-Württemberg sind sechs thermische Behandlungsanlagen in Betrieb. Es handelt sich um kleinere Anlagen in Ulm, Eschbach (Breisgau), Sindelfingen und Böblingen mit Kapazitäten unter 180.000 Tonnen im Jahr sowie die Anlage der EnBW AG in Stuttgart und die Anlage der MVV Umwelt Asset GmbH in Mannheim.

Laut Datenblatt der MVV²³ hat das Restmüllheizkraftwerk Mannheim folgende technische Parameter:

- Das Müllheizkraftwerk befindet sich auf der Friesenheimer Insel und hat eine Kapazität zur Verwertung von 700.000 Tonnen Müll pro Jahr
- Das Müllheizkraftwerk besteht aus drei abfallgefeuerten Kesseln und zwei gasgefeuerten Mitteldruckkesseln zur Absicherung der Dampfproduktion für die umliegende Industrie (Kunde ist vor allem Roche)
- Inbetriebnahme 1965/1997/2003/2009
- Das Müllheizkraftwerk produziert schon seit vielen Jahren Dampf für die Industrie. Momentan sind es 2,2 Mio. Tonnen Dampf zwischen 40 und 65 bar mit 385-430°C. Dies entspricht einer Energiemenge von etwa 280-350 GWh/a. Seit 2020 ist es außerdem über einen Düker unter dem Rhein an die Fernwärmeerzeugung für die Mannheimer Haushalte angeschlossen und stellt nach Pressemeldungen der MVV ca. 25-30% des Fernwärmebedarfs bereit. **Wir gehen von einer Fern-Wärmebereitstellung von 25%*2,2 TWh/a = 550 GWh/a und einer Prozessdampfbereitstellung von 250 GWh/a aus.**
- Das Müllheizkraftwerk hat 2 Bunker mit in Summe 34.000 m³ Volumen.
- Kessel 4 und 5 dienen der Verbrennung von Müll mit einem Heizwert von 9.600 kJ/kg (2,667 kWh/kg)
- Kessel 6 dient der Verbrennung von Müll mit einem Heizwert von 12.500 kJ/kg (3,47 kWh/kg)
- Die gesamte installierte Wärmeleistung beträgt 95 MWth²⁴.
- Das Kraftwerk verfügt laut Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur über insgesamt 4 Turbinen. 3 davon stehen in Verbindung mit einer KWK-Wärme-Erzeugung. Die gesamte elektrische Nettoleistung der 4 Kessel beträgt 40 MW. Die Feuerungswärmeleistung des gesamten Kraftwerks beträgt laut UBA 2018²⁵ 263 MW.
- Der Gesamtnutzungsgrad des HKW Mannheim liegt laut email-Auskunft des Unternehmens (Roland Kress) bei 59,6%. Davon werden ca. 23% als Strom und 77% als Wärme zurückgewonnen.

Laut selbiger E-Mail-Auskunft der Unternehmenskommunikation betrug die Produktion des Müllheizkraftwerks 2018:

- Stromerzeugung: ca. 252.000 MWh
- Stromeinspeisung: ca. 171.000 MWh
- Wärmelieferung: ca. 350.000 MWh

²³ https://www.mvv.de/fileadmin/user_upload/Ueber_uns/de/geschaeftsfelder_1/datenblaetter_1/Datenblatt_MHKW.pdf

²⁴ Mail der Umwelt GmbH der MVV 2017

²⁵ UBA 2018: Energieerzeugung aus Abfällen: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-06-26_texte_51-2018_energieerzeugung-abfaelle.pdf

Der Unterschied zwischen Stromerzeugung und Stromeinspeisung ist auf den Eigenstromverbrauch der Müllverarbeitung zur Verbrennung und der Rauchgaswäsche zurückzuführen.

9.2.2 Zusammensetzung des Restmülls – wieviel Restmüll könnte recycled/besser genutzt werden?

Eine Analyse typischer Restmüllzusammensetzungen in Deutschland, die im Auftrag des Umweltbundesamtes im Jahr 2019 durchgeführt wurde²⁶ und von der Unternehmenskommunikation der MVV als hinreichend repräsentativ für die Zusammensetzung des im MKKW verbrannten Siedlungs-Restmülls angesehen wird, zeigt folgende Zusammensetzung des Restmülls:

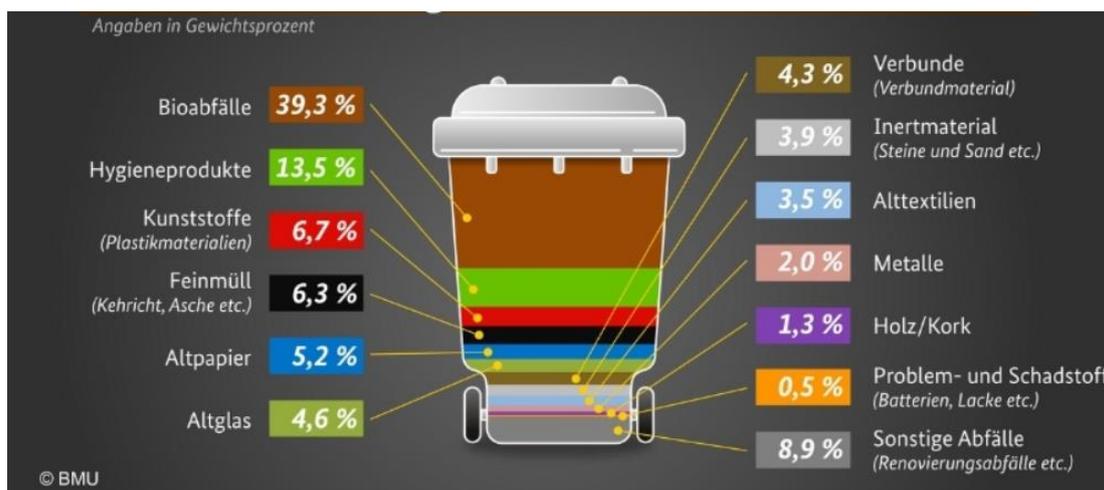


Abbildung 20: Zusammensetzung von Siedlungsabfällen. Die Prozentzahlen beziehen sich auf Gewichtsanteile, Quelle: Darstellung des Bundesumweltministeriums

Biomüllanteil und Problem der Mitverbrennung

Den höchsten Gewichtsanteil im Restmüll haben die Bioabfälle. Als Bioabfall werden in der Studie des Umweltbundesamtes nativ-organische Stoffe verstanden. Dies umfasst Küchen- und Nahrungsabfälle, Gartenabfälle, sonstige organische Abfälle (wie Kleintierstreu aus Stroh/Heu, Kadaver) sowie gefüllte oder teilentleerte Lebensmittelverpackungen. Das größte Wertstoffpotenzial innerhalb der Bioabfälle bilden laut UBA die Garten-, Küchen- und Nahrungsabfälle mit einer jährlichen Menge von etwa 3,3 Mio. Tonnen. Sie könnten und sollten über die Biomülltonne erfasst werden, damit sie in Form von hochwertiger Bioenergie und Dünger/Kompost genutzt werden können. Durch die Verbrennung im Restmüllkraftwerk vermischen sich die im Biomüll enthaltenen wertvollen Pflanzennährstoffe mit Problemstoffen und anderer Schlacke und können nur noch als Schlacke zum Straßenbau und Bau von Gebäudefundamenten genutzt werden.

Echter Restmüll

Nur der zweitgrößte Anteil im Hausmüll mit 32,6 Gewichtsprozent ist laut UBA echter „Restmüll“. Restmüll, der sich nicht mehr zur Verwertung eignet, sind zu 13,5% „Hygieneprodukte“ (Baby-Windeln, Staubsaugerbeutel etc.), 8,9% Abfälle aus Renovierung und Ähnlichem, 6,3% Feinmüll wie Kehricht und Asche, 3,9% nicht-brennbares und nicht-organisches Material wie Steine und Sand.

Kunststoff im Restmüll und Problem der Mitverbrennung

²⁶ <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/vergleichende-analyse-von-siedlungsrestabfaellen>

6,7 Gewichtsprozent im Restmüll sind Kunststoffe. Diese Kunststoffe sind laut UBA zu ca. 57% Verpackungskunststoffe, die im gelben Sack hätten gesammelt werden sollen. 2,7% der Kunststoffe sind Tüten, welche als Mülltüten genutzt werden, aber keine käuflichen Mülltüten sind. Ca. 12 Gewichtsprozent der Kunststoffe sind zum Zwecke der Abfallsammlung erworbene Tüten und Säcke.

Verbundmaterial

Unter Verbundmaterial sind zu 22% Verbundverpackungen, zu knapp 19% Elektroaltgeräte vorhanden. Der Rest wird als „sonstiges Verbundmaterial“ bezeichnet.

Über die Zusammensetzung und Menge der im Restmüllkraftwerk verbrannten Gewerbeabfälle liegen laut Wissen der Autoren keine öffentlichen Informationen vor. Laut schriftlicher Auskunft des Unternehmens dürfte die Zusammensetzung jedoch in etwa der oben genannten entsprechen.

Heizwertgebend sind insbesondere Kunststoffe, Verbundstoffe sowie Papier und Pappe, d.h. Stoffe, die zukünftig vermehrt recycled und nicht verbrannt werden sollten. Die nachstehenden Abbildungen stellen den Sachverhalt dar:

Abfallart	Heizwert in kJ/kg	Heizwert in kWh/kg
Bio- und Grünabfälle	4620	1,283
Papier und Pappe	13020	3,617
Verbundstoffe	18017	5,005
Glas	0	0,000
Windeln	4447	1,235
Kunststoffe	30481	8,467
Metalle	0	0,000
Holz	13250	3,681
Textilien, Leder, Gummi	15020	4,172
Feinmüll > 8mm	5133	1,426
Sonstige Abfälle	7800	2,167

Abbildung 21: Tabellarische Darstellung der Heizwerte verschiedener Müllfraktionen nach UBA 2010 „Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft am Beispiel Siedlungsabfall und Holz“ S. 14

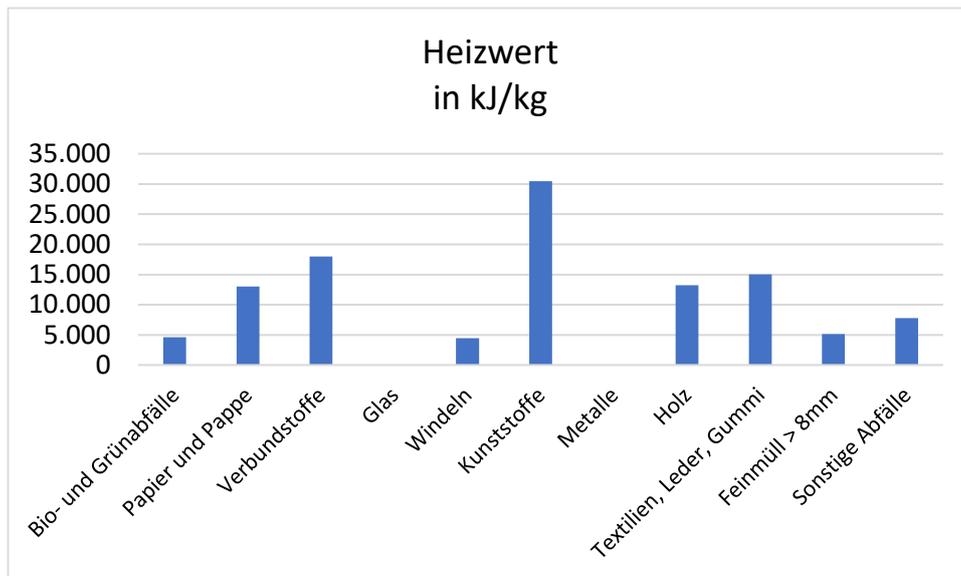


Abbildung 22: Graphische Darstellung der Heizwerte verschiedener Müllfraktionen nach UBA 2010 „Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft am Beispiel Siedlungsabfall und Holz“ S. 14

Zusammenfassung der Umweltprobleme der Müllverbrennung

- Bei Mitverbrennung von Biomüll: Verlust der Nährstoffe im Biomüll an die Restmüllschlacke
- Schlacke kann nur im Bau und zum Verfüllen von Bergbaugruben genutzt werden. Der Klimaschutz gebietet eine Minderung der Bautätigkeit und der Grubenraum ist endlich
- Die Rauchgasfilter von Müllverbrennungsanlagen sind hochgiftiger Sondermüll und müssen in Sondermülldeponien (oft Untertage in Salzbergwerken wie Atommüll) gelagert werden
- Die Verbrennung von Restmüll steht in Konkurrenz zum Kunststoff-Recycling. Die Herstellung und Verbrennung von Kunststoffen sind aber jeweils mit hohen CO₂-Emissionen verbunden
- Die Bezeichnung von Müll-Abwärme als Grüne Wärme schafft Reboundeffekte bei der Gebäudedämmung

9.3 Energiepotenzial der Biomüllvergärung

Anstelle einer Kompostierung von Biomüll kann der Biomüll vergoren werden, d.h. in gasdichten Einhausungen unter Ausschluss von Sauerstoff (anaerob) wird der Biomüll zu gasförmigem Methan, CO₂ und einem flüssigen oder festen Gärrest von Mikroorganismen abgebaut. Das entstehende Gasgemisch wird dabei aufgefangen und zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt.

Der bei der Vergärung übrigbleibende Gärrest kann - so wie Kompost - als Dünger im Gartenbau und in der Landwirtschaft genutzt werden und dort künstlich hergestellten Dünger, dessen Produktion energieaufwändig ist, ersetzen.

Die Gemeinderät*innen der Städte Mannheim und Heidelberg²⁷ haben eine Voruntersuchung im Juli 2020 bewilligt, durch die die Nassvergärung der Bioabfälle aus dem Rhein-Neckar-Kreis, Mannheim und Heidelberg in Mannheim geprüft wird.

²⁷ https://www.heidelberg.de/hd/HD/service/29_07_2020+aus+biomuell+wird+gruene+waerme.html

Diese Option wurde bereits 2010 in einer Studie im Auftrag des Verbandes Metropolregion Rhein-Neckar sowie weiterer Akteur*innen untersucht²⁸. Als einer der möglichen Standorte wurde Mannheim Scharhof, angrenzend an das zentrale Klärwerk Mannheim am Rhein genannt, da dort eine Anbindung an die Erdgasinfrastruktur gegeben ist.

Bereits in einer regional ausgerichteten Biomasse-Studie im Jahr 2010 wurden die Potenziale für eine energetische Nutzung auch von Bioabfällen aus der kommunalen Bioabfalltonne ermittelt (ifas, ifeu). Damals wurden bereits verschiedene konkrete Nutzungsszenarien detailliert untersucht.

9.3.1 Abschätzung des Bioabfallaufkommens 2020

Für die Vergärung nutzbare Bioabfallmengen aus der Biotonne werden auf Basis der statistischen Erhebung aus dem Jahr 2017 abgeschätzt sowie auf Basis der Studie von ifeu und ifas²⁹.

Für Mannheim wurden 2017 33 kg/Ea³⁰ (Ea= Einwohner und Jahr) ermittelt. Für Heidelberg wurden 2017 57 kg/Ea³¹ ermittelt.

2010 wurde durch ifeu/ifas et al. der Status Quo der über die Biotonne erfassten Bioabfälle im Stadtgebiet Mannheim auf 9.600 t/a (31 kg/Ea) und im Stadtgebiet Heidelberg auf 8.500 t/a (59 kg/Ea) beziffert. Im Rhein-Neckar-Kreis liegen die Mengen bei nur 5.100 t/a.

Pro Tonne Bioabfall entstehen in Abhängigkeit von Inputqualität und Verfahren zwischen 80 und 140 m³ Biogas mit einem Methangehalt von 50 bis 65 %, entsprechend einer Energie von 50 bis 80 Normkubikmeter Erdgas (UBA 2012³²). Der Energiegehalt eines Normkubikmeters Erdgas schwankt, je nach Erdgasherkunft. Wir rechnen mit einem Heizwert von 10 kWh pro Normkubikmeter und einem Brennwert von 11,2 kWh, d.h. es können je Tonne Biomüll 500 - 800 kWh (heizwertbezogen), im Mittel 650 kWh (heizwertbezogen) Energie bzw. 560 - 896 kWh (brennwertbezogen) Energie in Form von Methan genutzt werden.

Dementsprechend liegt der potenzielle Gasertrag der momentan über die Biotonnen in Heidelberg, Mannheim und Rhein-Neckar-Kreis erfassten Mengen bei 23.200 t/a* 650 kWh = **15,080 GWh/a**.

9.3.2 Steigerungspotenzial der Bioabfall-Getrenntsammlung über die Grüne Tonne

In Mannheim sind nur ca. die Hälfte der Haushalte an die Biomülltonne angeschlossen (Mitteilung der Abfallwirtschaft Mannheim auf schriftliche Anfrage hin).

Ifeu (2010) schätzen das Steigerungspotenzial der getrennten Biomüllfassung durch eine Ausweitung der Biotonne in Mannheim auf 10.540 t/a, in Heidelberg auf 900 t/a und im Rhein-Neckar-Kreis auf ganze 37.720 t/a. In Summe sind das **49.140 t/a**. Die Menge entspricht einem Energieinhalt von **31,590 GWh/a**.

Die Mengen des Steigerungspotenzials werden momentan im Restmüllheizkraftwerk (MHKW) verbrannt und müssen dort energetisch in Abzug gebracht werden, wenn sie zukünftig vergoren werden. Durch die Vergärung anstatt Verbrennung im Restmüllheizkraftwerk werden die Nährstoffe im Biomüll nicht mehr mit den giftigen Rückständen aus der Verbrennung von Problemstoffen gemischt und gehen nicht mehr unwiederbringlich aus dem Kreislauf verloren.

²⁸ Biomasse – Stoffstrommanagement für die Region Rhein-Neckar, ifeu und IfaS, 2010

²⁹ ifeu/ifas et al 2010: „Biomassestoffstrommanagement für die Region Rhein Neckar“: <https://www.edoweb-rlp.de/resource/edoweb%3A7007443>

³⁰ Umweltministerium Baden-Württemberg 2017

³¹ Umweltministerium Baden-Württemberg 2017

³² UBA 2012: „Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen“: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/oe-kologisch-sinnvolle-verwertung-von-bioabfaellen>

Laut exemplarischer Berechnung von ifeu und ifas ergibt sich bei Vergärung statt Verbrennung auch ein Klimavorteil. Dies ist in Abbildung 23 dargestellt.

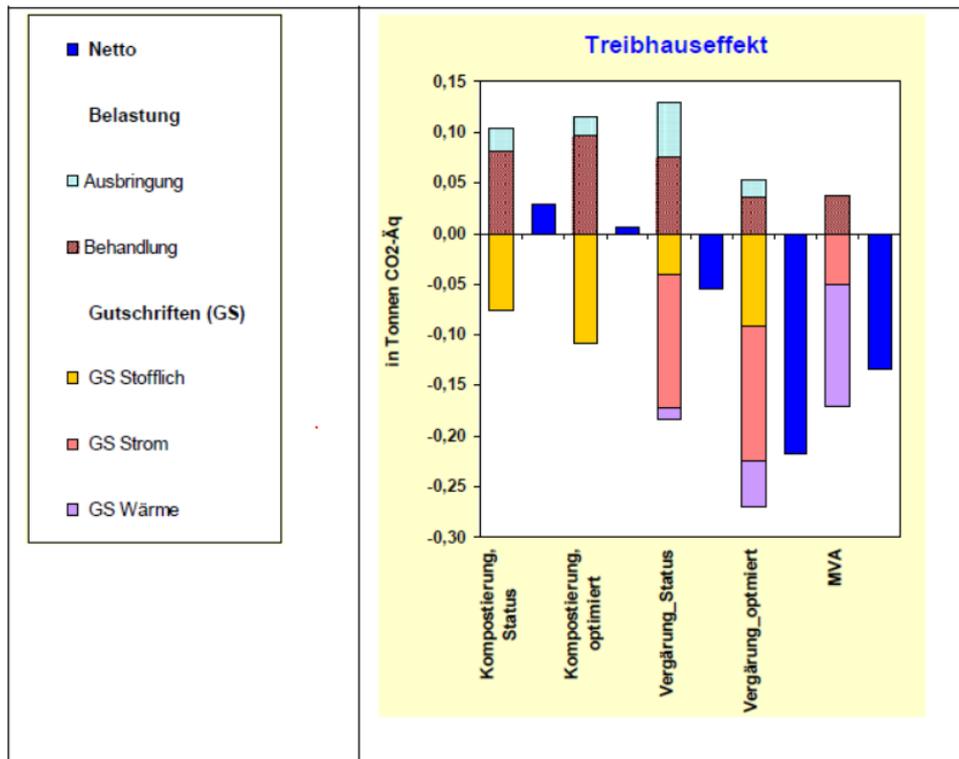


Abbildung 23: Klimabilanz einer Biomüllvergärung gegenüber einer Kompostierung und Verbrennung in einer Müllverbrennungsanlage (MVA) nach ifeu und ifas 2010

Als weiterer wichtiger Vorteil der stärkeren Biomüll-Getrennsammlung und Vergärung ist der Beitrag zur Flexibilisierung des Restmüllheizkraftwerks anzusehen: Das MHKW arbeitet zurzeit zur Müllbeseitigung kontinuierlich und erzeugt auch im Sommer hohe Wärmemengen, die den Verbrauch teilweise übersteigen.

9.3.3 Energiepotenzial in Grünabfällen

Neben dem Biomüll aus Biotonnen lassen sich auch Grünabfälle aus der Park- und Landschaftspflege und aus privaten Gärten energetisch nutzen. Schätzungen von ifeu und ifas (2010) zufolge (S. 26) könnten ca. 25% der in der Region anfallenden Grünabfälle für eine Vergärung sowie 25% für eine Verbrennung geeignet sein (holzige Anteile lassen sich schlecht vergären, sie eignen sich eher für die Verbrennung). Werden die kurzfristig in Mannheim, Heidelberg und Rhein-Neckar-Kreis mobilisierbaren Grüngutmengen von 6.600 t/a (Mannheim), 8.700 (Heidelberg) und 37.500 t/a (Rhein-Neckar-Kreis), in Summe also 52.800 t/a, angesetzt, so ergibt sich eine jeweils zusätzlich für die Vergärung nutzbare Menge von **13.200 t/a** (bei einem Ertrag von 100 Nm³ und Methangehalt von 54% entspricht dies einem Biogasertrag in der Vergärung von 530 kWh/Tonne*13.200 = **6,996 GWh/a**) und für die Verbrennung nutzbare Menge von 13.200 t/a. Möglicher Weise werden diese Grünabfälle teilweise bereits im Kompostwerk Wieblingen kompostiert.

9.3.4 Energiepotenzial des Biomülls im Gewerbeabfall

Des Weiteren fallen Bioabfälle, die sich zur Vergärung eignen, im Gewerbe an. Durch ifeu/ifas konnten die Mengen aufgrund der Heterogenität und Komplexität der Gewerbe in der Metropolregion nicht abgeschätzt werden. Wir schätzen die Menge pauschal auf **20.000 t/a**. Auch diese Menge wird vermutlich hauptsächlich im Restmüllheizkraftwerk verbrannt und stellt kein zusätzliches energetisches Jahrespotenzial dar, sehr wohl jedoch ein Flexibilisierungspotenzial und THG-Minderungspotenzial.

10 Biogaspotenzial aus Ackerpflanzen

Biogas kann nicht nur aus der Vergärung von Abfall, sondern auch aus für den Zweck der Energiegewinnung eigens angebauten Ackerpflanzen wie Mais oder Zuckerrüben gewonnen werden. Die Flächen, die für den Anbau der Energiepflanzen genutzt werden, fallen jedoch für den Anbau von Nahrungsmitteln bzw. Futtermitteln weg.

Zurzeit werden 14% der landwirtschaftlichen Fläche in Deutschland für den Anbau von Energiepflanzen genutzt (BMVBL). 60% der landwirtschaftlichen Fläche Deutschlands werden für die Produktion von Futtermitteln für Tiere genutzt. Ferner werden ca. 2 Mio. ha Fläche im Ausland zum Anbau von Futtermitteln für die deutsche Fleischproduktion beansprucht. Laut Schätzungen und Recherchen des WWF beträgt der Flächenbedarf, um den deutschen Fleischkonsum zu decken, 19 Mio. ha. Die gesamte landwirtschaftliche Fläche in Deutschland beläuft sich aber auf nur 16,7 Mio. ha. Es ist zu vermuten, dass der ausländische Anbau von Futtermitteln für die deutsche Fleischproduktion oft in Verbindung mit der Rodung von Regenwald steht. Eine Ausweitung des Energiepflanzenanbaus in Deutschland kann also dazu führen, dass die Produktion von Futtermitteln stärker in andere Länder (z.B. Brasilien) verlagert wird und durch Rodung von Regenwald insgesamt eine negative Klimabilanz aufweist.

Würde der deutsche Fleischkonsum reduziert, so könnten Flächen für den Anbau von Energiepflanzen frei werden, da die Umsetzung von pflanzlichen Kalorien in Fleisch-Kalorien relativ ineffizient geschieht. Diesen Sachverhalt verdeutlicht die Abbildung 24.

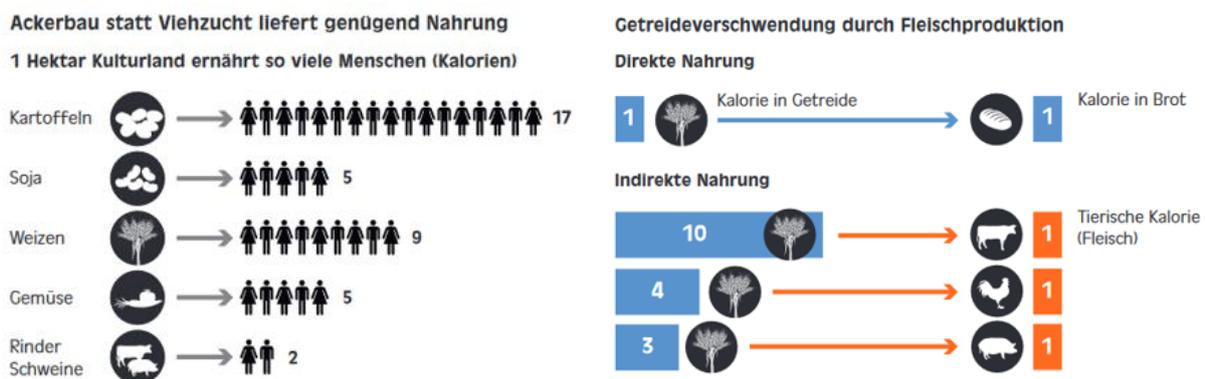


Abbildung 24: Flächeneffizienz von pflanzlicher und tierischer Kost (Bildquelle: Brot für die Welt)

Auf ein solches Szenario wollen wir uns bewusst nicht stützen, da es nicht im leicht und zügig beeinflussbaren Bereich der Kommunalpolitik liegt.

11 Bioenergiepotenzial aus Holz

11.1 Waldholz

11.1.1 Energetisches Potenzial zur Strom- und Wärmeerzeugung

Die schnelle Ausweitung der rein energetischen Nutzung von Waldholz muss hinsichtlich der Klimawirkung sehr differenziert betrachtet werden. Wenn durch Verbrennung des Holzes kurzfristig mehr Kohlenstoff freigesetzt wird, als kurzfristig nachwächst, gibt es zunächst eine Erhöhung des Kohlenstoffgehaltes in der Atmosphäre. Da das CO₂-Budget nicht nur langfristig, sondern auch sehr kurzfristig (innerhalb der nächsten 10 - 20 Jahre) in Richtung netto-Null hin abgesenkt werden muss, um ein Überschießen über 1,5°C Temperaturerwärmung und

Ingangsetzen klimatischer Kippschalter, wie das schnelle Tauen des Permafrostes, zu verhindern, ist eine Holznutzung, die - wenn auch nur kurzfristig - die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre erhöht, abzulehnen. Die zeitlichen Effekte eines vermehrten Holzeinschlags auf die Kohlenstoffbilanz in der Atmosphäre sind schwer zu quantifizieren - sie hängen stark davon ab, wie gut und schnell Holz nachwachsen und damit das in die Atmosphäre freigesetzte CO₂ wieder binden kann. Angesichts der mit dem Klimawandel zunehmenden Dürreperioden und den damit einhergehenden Waldverlusten und Zuwachsproblemen bestehen große Risiken bzw. Unsicherheiten beim zukünftigen CO₂-Bindungspotenzial des Waldes.

Eine sehr positive Klimabilanz hat die Kaskadennutzung von Holz: Dabei wird das eingeschlagene Holz zunächst stofflich genutzt, um emissionsintensive Baustoffe wie Beton, Stahl und Kunststoffe im Baubereich zu ersetzen. In den Baustoffen (zum Beispiel in Holzfaserdämmstoff) kann der Kohlenstoff lange gebunden werden (20 Jahre und länger) und im Anschluss energetisch im Altholzkraftwerk eingesetzt werden. Hierdurch können sich die höchsten Klimaschutzpotenziale ergeben.

Die Dürre im Jahr 2019 und die hierdurch verursachten Borkenkäferschäden führten zu einem vermehrten Holzeinschlag 2019. Hiervon war auch Mannheim in kleinerem Ausmaß betroffen. Durch die Borkenkäferschäden ist dieses Holz jedoch nur bedingt oder nicht stofflich verwertbar, so dass sich hier gegebenenfalls ein kurzfristiges energetisches Potenzial für die Mitverbrennung im Altholzkraftwerk ergibt.

Als konservative Schätzung wird für das Jahr 2030 kein Potenzial zur direkten energetischen Nutzung von Waldholz angesetzt.

11.1.2 Hintergrundinformation: aktuelle CO₂-Bindungsrate des deutschen Waldes

Laut der Kohlenstoffinventur des deutschen Waldes durch das von Thünen Institut³³ waren 2017 ca. 1,23 Milliarden Tonnen Kohlenstoff (entsprechend einem CO₂-Äquivalent von 1,23 Gt * 3,67 = 4,51 Gt CO₂) im lebenden Holz des Waldes gespeichert. Hinzu kommt gespeicherter Kohlenstoff im Boden und im Totholz des Waldes. 117,4 Mio. m³ Holz sind zwischen 2012 und 2017 pro Jahr nachgewachsen. Drei Viertel sind durch Holzeinschlag (für die stoffliche und energetische Nutzung) oder natürliche Ursachen wieder ausgeschieden, ein Viertel hat den lebenden Bestand vermehrt. Zwischen 2012 und 2017 entzog der Wald durch den Zuwachs gemäß den Ergebnissen des Thünen Instituts der Atmosphäre jährlich 62 Millionen Tonnen CO₂.

Laut Umweltbundesamt werden ca. 15-30% des Holzeinschlages direkt energetisch genutzt.³⁴

11.2 Holz aus Agroforstwirtschaft

Ein Bioenergiepotenzial, welches weniger bzw. nicht in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht und hinsichtlich der Klimaschutzwirkung positiv bewertbar ist, ist der Anbau von schnellwachsenden Energiehölzern, wie Pappel und Weiden auf Feldern gemeinsam mit Feldfrüchten der Nahrungs- und Futtermittelproduktion. Dabei werden die Bäume im Abstand von 10 Metern und mehr in Reihen gepflanzt, sodass die Fläche zwischen den Baumreihen zum Feldfruchtanbau weitergenutzt werden kann und die landwirtschaftlichen Maschinen weiterhin eingesetzt werden können. Ein Beispiel gibt Abbildung 25. Eine solche Form der Bewirtschaftung wird Agroforstwirtschaft genannt. Vorteil dieser Art des Anbaus von schnell wachsenden Energiehölzern ist die schnelle Bindung von CO₂ und das schnell mobilisierbare Potenzial - bereits nach 3 Jahren kann die erste Ernte des Holzes erfolgen. In Versuchen der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft führte das Anpflanzen von Pappeln zur Energieholzgewinnung nicht zu Minderertrag von Winterweizen im Vergleich zu Feldern

³³ <https://www.thuenen.de/de/thema/waelder/zaehlen-ernten-wachsen-lassen/kohlenstoffinventur-2017-eine-zwischenschau/>

³⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/forstwirtschaft#wirtschaftliche-bedeutung-des-waldes>

ohne Agroforstwirtschaft.³⁵ Sicherlich lassen sich diese vorläufigen Ergebnisse nicht pauschalisieren, eine genaue Betrachtung der Standortbedingungen und anzubauenden Ackerfrüchte ist notwendig, einen starken Ertragsrückgang der Feldfrüchte erwartet das Bundesministerium für Landwirtschaft und Ernährung jedoch nicht (<https://www.praxis-agrar.de/pflanze/forst/agroforstwirtschaft/>). Eine zusätzliche Klimaschutzwirkung entsteht durch die CO₂-Bindung im Ackerboden durch die Baumwurzeln.



Abbildung 25: Mährescher im Weizenfeld mit Reihen von Pappeln zur Biomassenutzung in Frankreich, Quelle: <http://www.agroforst.de/2-definition.html>

Laut statistischem Landesamt betrug die landwirtschaftlich genutzte Fläche auf dem Stadtgebiet Mannheim 2.915 ha³⁶, davon waren 2.393 ha Ackerland. Im Stadtkreis Heidelberg betrug die landwirtschaftlich genutzte Fläche im Jahr 2016 1824 ha, davon 1.502 ha Ackerland. Im Neckar-Odenwald-Kreis betrug sie 112.594 ha und im Rhein-Neckar-Kreis 106.155 ha.

Denkbar ist, dass bei hoher Ambition 25% der Ackerfläche für Agroforstwirtschaft im Stadtkreis Mannheim und Heidelberg sowie in der Region innerhalb der kommenden 10 Jahren mobilisiert werden könnten. Bei einem exemplarischen Ertrag von 4 Tonnen Trockenmasse Pappel pro Hektar und Jahr auf der agroforstwirtschaftlich genutzten Fläche (dieser Ertrag kann sich bei Anpflanzung von Pappeln auf 25% der Ackerfläche ergeben), resultiert ein Energieholzpotenzial von

$4 \text{ t/ha} * 25\% * 1502 \text{ ha} * 4,8 \text{ MWh/t} = \mathbf{6.609 \text{ MWh/a}}$ im Stadtkreis Heidelberg und

$4 \text{ t/ha} * 25\% * 2.393 \text{ ha} * 4,8 \text{ MWh/t} = \mathbf{10.530 \text{ MWh/a}}$ im Stadtkreis Mannheim.

³⁵ <https://orgprints.org/31881/1/Ertr%C3%A4ge%20von%20Winterweizen%20in%20einem%20Agroforstsystem%20zur.pdf>

³⁶ <https://www.statistik-bw.de/Landwirtschaft/Bodennutzung/05025033.tab?R=GS222000>

4 t/ha * 25% * 112.594 ha * 4,8 MWh/t = **540.451 MWh/a** im Neckar-Odenwald-Kreis

4 t/ha * 25% * 106.155 ha * 4,8 MWh/t = **509.544 MWh/a** im Rhein-Neckar-Kreis

Zusammen sind dies 17,1 GWh/a im Stadtgebiet Mannheim und Heidelberg und 1.067 GWh/a im Gesamtgebiet. Diese könnten im Altholzwerk oder bestehenden Holzheizwerk in Heidelberg mitverbrannt werden oder bei entsprechender Technologie und Kostenentwicklung zu Holzgas vergast werden. In den Szenarien wird aber auf dieses Potenzial nicht explizit zurückgegriffen, da die Kostenstruktur im Rahmen des finanziellen und Zeitbudgets der Studie nicht untersucht werden konnte.

12 Potenziale der Solarthermie und oberflächennahen Erdwärme

12.1 Technologiebeschreibung oberflächennahe Erdwärme (mit solarer Unterstützung)

Das oberflächennahe Erdreich (oberhalb 400 Meter Tiefe) speichert sowohl Sonnenwärme, welche im Sommer vom Erdboden in die Tiefe transportiert wird, als auch Wärme, welche aus tieferliegenden Schichten nach oben strömt.

Die oberflächennahe Erdwärme kann mit Hilfe von in 50-400 m tief in den Erdboden eingebrachten vertikalen Erdsonden oder in 1 - 2 Meter Tiefe horizontal verlegten Erdwärmekollektoren und Wasser-Wasser-Wärmepumpen, die die Erdwärme auf das Temperaturniveau zum Gebäudeheizen angeben, genutzt werden.

Die Erdwärmekollektoren und Sonden sollten möglichst auf unversiegelten Flächen installiert werden, damit die dem Erdboden durch sie entzogene Wärme durch Regenwasserversickerung und Sonneneinstrahlung im Sommer regeneriert werden kann. Ist die Verfügbarkeit unversiegelter Flächen in Relation zur zu beheizenden Fläche gering - dies ist bei verdichteten Wohngebieten oft der Fall - so kann die Regeneration des Erdreichs zum Teil über Solarthermiekollektoren auf dem Dach unterstützt werden. Man spricht dann von geosolaren Wärmesystemen.

Kombinationen von Solarthermie und Erdwärme kommen sowohl bei Einzelgebäuden als auch bei Wärmenetzen mit niedrigen Temperaturen zum Einsatz.

12.2 Potenziale der oberflächennahen Erdwärme in Mannheim und Heidelberg

Informationen zum Potenzial für Erdwärmesonden lassen sich auf den Internetseiten des Landesamts für Bergbau und Rohstoffe ableiten:

<https://lgrbwissen.lgrb-bw.de/geothermie/oberflaechennahe-geothermie/erdwaermesonden/informationssystem-oberflaechennahe-geothermie-ision>

Aufgrund des Zeitaufwands einer detaillierten Ermittlung von gebäudenahen geeigneten Freiflächen für Erdsondenbohrungen oder oberflächennahen Erdwärmekollektoren musste dieses Potenzial in der Untersuchung vernachlässigt werden. Im Rahmen der für Heidelberg und Mannheim verpflichtenden kommunalen Wärmeplanung sollte es unbedingt ermittelt und in ein Wärmeversorgungskonzept einbezogen werden.

Dass sehr interessante Lösungsmöglichkeiten gefunden werden können, sollen folgende Best-Practice-Beispiele verdeutlichen.

12.3 Best-Practice-Beispiele: geosolare, warmmietenneutrale Wärmeversorgung in Berliner Mehrfamilienhäusern

So wurde beispielsweise in Berlin Lichterfelde in einem Wohnquartier der Wohnungsbaugenossenschaft „Märkische Scholle“ mit 18 Mehrfamilienhäusern und 841 Wohnungen (400 davon aus den 30er Jahren, 441 aus den 60er Jahren) eine warmmietenneutrale geosolare Wärmeversorgung erreicht. Mehr Informationen:

<https://www.waermepumpe-regional.de/berlin/berlin-lichterfelde-maerkische-scholle-heizt-mit-offenem-erdwaerme-speicher>

12.4 Best-Practice-Beispiele: geosolare Wärmeversorgung für ein Wärmenetz

Umgesetzte Projekte finden sich in Crailsheim³⁷ und Wüstenrot³⁸.

12.5 Best-Practice-Beispiele: Solarthermie für Wärmenetze

Ein großes Projekt befindet sich derzeit in Ludwigsburg in der Umsetzung. Eine Untersuchung der Potenziale für das Wärmenetz konnte aus Zeit- und Kostengründen nicht durchgeführt werden.

13 Potenziale von Wasserstoff

13.1 Technologiebeschreibung

Nutzt man Strom aus erneuerbaren Stromerzeugern zur Wasserelektrolyse, so lässt sich aus dem so gewonnenen Wasserstoff durch Verbrennung im KWK-Kraftwerk oder in Gaskesseln Wärme erzeugen.

Der Wirkungsgrad, mit dem Strom zu Wärme durch Elektrodenkesseln und elektrische Widerstandsheizungen gewandelt wird, beträgt ca. 99%. Auch hohe Heizwassertemperaturen oberhalb von 100°C können problemlos erreicht werden.

Der Wirkungsgrad, mit welchem Wasserstoff aus Strom erzeugt werden kann, beträgt derzeit im besten Fall 77% für die dynamisch regelbare Protonen-Austausch-Membran Elektrolyse.

Bei der „Proton Exchange Membrane“ (PEM) Elektrolyse wird ein Festpolymer-Elektrolyt - die Protonen-Austauschmembran - verwendet, die von Wasser umspült wird. Wird an die Membran elektrische Spannung angelegt, wandern Protonen durch die Membran: An der Kathode entsteht Wasserstoff, an der Anode Sauerstoff.

Die Elektrolyseure enthalten keine flüssigen Elektrolyte, sondern eine feste, semipermeable Membran, durch die die Protonen wandern. Die Elektrolyseure werden lediglich mit Trinkwasser und elektrischem Strom betrieben. Sie sind einfach zu bedienen, benötigen keine Verbrauchsmittel wie Kaliumhydroxid (KOH) und arbeiten weitestgehend wartungsfrei. Darüber hinaus sind sie sicher: Wasserstoff und Sauerstoff sind durch die Membran physikalisch voneinander getrennt.

Die PEM-Stacks können zwischen 10 und 100 Prozent der Nennleistung geregelt werden und folgen Laständerungen nahezu verzögerungsfrei. Das ist besonders bei der Windenergie wichtig: Die Systeme können innerhalb von wenigen Sekunden aus dem Standby auf Volllastbetrieb (Nennleistung) gefahren werden.

³⁷ <https://www.solarserver.de/2014/08/01/groesste-solarthermie-anlage-deutschlands-agentur-fuer-erneuerbare-energien-ehrt-crailsheim-als-energie-kommune/>

³⁸ <http://bwen-update.bw-dev.rsm-development.de/en/e-in-stadt-und-kommune/best-practice/energieautarkes-wuestenrot/>

13.2 Potenzial der Wasserstoffherzeugung und -nutzung in Deutschland

Die Bundesregierung geht in ihrer nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh aus³⁹. Um einen Teil dieses Bedarfs zu decken, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen. Dies entspricht einer grünen Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh und einer benötigten erneuerbaren Strommenge von bis zu 20 TWh (da sind jedoch lediglich bis zu 20% der bisherigen Wasserstoffproduktion). Dabei ist sicherzustellen, dass die durch die Elektrolyseanlagen induzierte Nachfrage nach Strom im Ergebnis nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen führt. Im Rahmen des Monitorings der nationalen Wasserstoffstrategie wird die Bundesregierung zudem die Bedarfsentwicklung für grünen Wasserstoff detailliert erfassen. Für den Zeitraum bis 2035 werden nach Möglichkeit weitere 5 GW zugebaut, spätestens bis 2040.

Wasserstoff muss aus erneuerbarem Strom hergestellt werden, damit er eine Klimaschutzwirkung erbringt. Grauer Wasserstoff wird aus Erdgas hergestellt, indem CO₂ abgetrennt wird und in CO₂-Lagerstätten verpresst. Dieses ist unserer Auffassung nach, keine sichere Lösung. Sind die CO₂-Lagerstätten nicht ausreichend dicht (was bisher laut Umweltbundesamt ungeklärt ist⁴⁰), 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 höheren Verlusten behaftet als der Stromtransport innerhalb Deutschlands. Der Wirkungsgrad der Wasserstoffherzeugung aus erneuerbarem Strom liegt derzeit zwischen 60% und 80%, d.h. die Verluste liegen zwischen 20 und 40%. Zur Wasserstoffherzeugung also lediglich Strom verwendet werden, der nicht direkt verbraucht werden kann (erneuerbarer Überschussstrom). Solcher Überschussstrom ist bisher noch ein knappes Gut, da der Ausbau von erneuerbaren Stromerzeugern und Rückbau von unflexiblen Kohlekraftwerken 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“ grünem Wasserstoff außerhalb von Deutschlands in Gebieten mit sehr hohen Potenzialen für Wind- und Solarenergie, kündigt die Bundesregierung zwar in ihrer nationalen Wasserstoffstrategie⁴¹ an, bis 2030 sind die angekündigten Mengen aber gering und sollen vornehmlich in der Stahlindustrie genutzt werden. Die nationale Wasserstoffstrategie nennt eine geplante Produktionsmenge von 14 TWh Wasserstoff im Jahr 2030.

Durchaus ist es denkbar, dass durch MVV, SWHD oder die Städte selbst, zusätzliche erneuerbare Energieerzeuger zugebaut werden, um Wasserstoff für die Eigennutzung zu produzieren. Aus einer nationalen Perspektive heraus betrachtet hat dieser Strom das höchste CO₂-Einsparpotenzial, wenn er dazu genutzt wird, Kohle-Strom zu ersetzen. Im Sinne der kommunalen Vorreiterrolle, sind aber Zusatzprojekte denkbar. Dieses Gedankenexperiment wird im Folgenden betrachtet.

³⁹ Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung Juni 2020: <https://www.bmbf.de/de/nationale-wasserstoffstrategie-9916.html>

⁴⁰ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16⁴¹

Werden eigens Windparks in der Nordsee oder in Nordafrika an der Küste errichtet, wo Windenergieanlage auf sehr hohe Betriebsstunden und eine hohe Auslastung kommen und Strom für 4 ct/kWh erzeugen, so kann auch ein Elektrolyseur eine hohe Vollbenutzungsstundenzahl von 3000 h/a erreichen und Strom günstig nutzen. So könnte Wasserstoff für **8 ct/kWh** hergestellt werden. Hinzuzurechnen auf die Kosten, die am Kraftwerk für den Wasserstoff entstehen, sind dann Transportkosten. In den folgenden Kapiteln zeigt sich, dass die Potenziale anderer Erzeuger günstiger sind, als die des Wasserstoffs, daher wird das Wasserstoffpotenzial nicht weiter verfolgt.

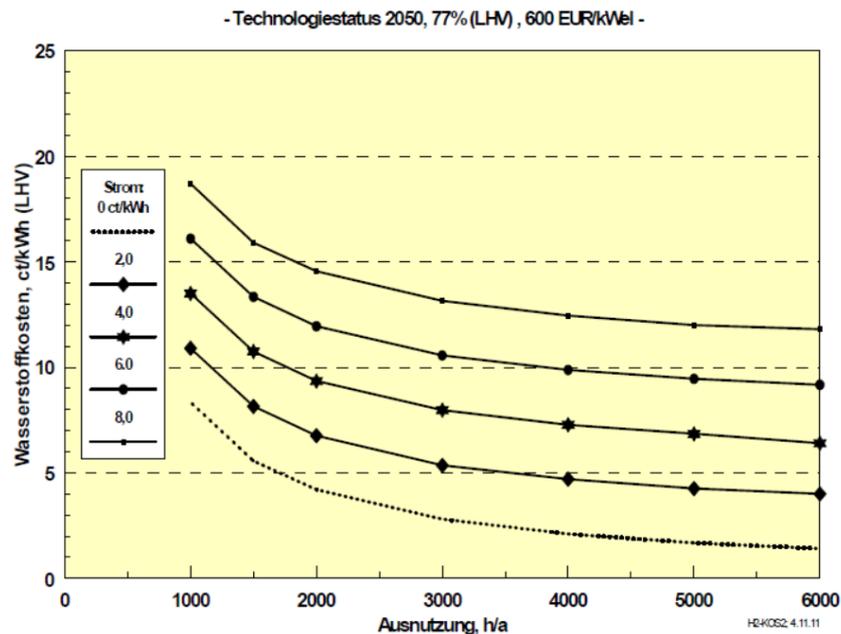


Abbildung 26: Gesteherungskosten von Wasserstoff (am Elektrolyseur) bei verschiedenen Auslastungen der Anlage (y Achse) und Kosten für den Strom zur Wasserstoffherzeugung gemäß der Einschätzung der BMU-Studie „Langfristszenarien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland“⁴², Zinssatz 6%/a, Abschreibung 20 a, Wartung/Betrieb 2% Inv./a, 77% Wirkungsgrad

14 Klimaschutzscenario: Einsatz der Potenziale zur Fernwärmeversorgung 2030

Im Folgenden wird die Auswahl und der Einsatz der vorhandenen technischen Potenziale zur Deckung der Wärmelast im Klimaschutzscenario beschrieben. Die vollständige Parameterdokumentation findet sich im Anhang.

Eine an das fluktuierende Stromsystem gekoppelte Simulation des Einsatzes der KWK-Wärmeerzeuger und der Stromverbrauchenden Komponenten im Wärmesystem (Wärmepumpen, Wärmenetzpumpen etc.) kann leider aufgrund des begrenzten Budgets für diese Studie nicht erfolgen. Diese Kopplung muss in einer detaillierteren Potenzialuntersuchung erfolgen. An dieser Stelle mussten für die Stromkosten und CO₂-Emissionen der Strombereitstellung Annahmen aus der Literatur verwendet werden.

14.1 Außerbetriebnahme der Steinkohle-Blöcke des GKM

Im Klimaschutzscenario werden alle Steinkohle-Blöcke, welche heute noch im Betrieb sind, bis zum Jahr 2027 stillgelegt und durch erneuerbare Wärmeerzeuger ersetzt.

⁴² https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf

Als Stilllegungsdaten könnten die Jahre 2022 für Block 8, 2025 für Block 6 und 2027 für Block 9 in Frage kommen, dann könnten für die Stilllegung noch Stilllegungsprämien aus den Ausschreibungen erzielt werden. Dieses würde die Finanzierungskraft der MVV positiv beeinflussen.

Kosten und Stilllegungsprämien für die Außerbetriebnahme der Steinkohleblöcke werden allerdings weder im Klimaschutzszenario noch im Referenzszenario in den Fernwärmepreis einkalkuliert, da wir diese als „sunk cost“ betrachten, die allenfalls die Bilanzen und Gewinne der Unternehmen belasten.

14.2 Einsatz der Tiefen Geothermie im Klimaschutzszenario

Für unser Szenario nehmen wir die Inbetriebnahme von 3 tiefengeothermischen Anlagen mit 30 MW thermischer Leistung bis 2030 an. Es ist wahrscheinlich, dass mindestens an einem Standort die gefundenen Temperaturen im Untergrund ausreichen, um bei 30 MW thermischer Leistung eine Stromerzeugungsleistung von 5 MW (netto) zu erbringen. Diese Leistung könnte mit dem EEG Vergütungssatz von 16,5 ct/kWh vergütet werden, wenn die Anlage im Jahr 2025 in Betrieb genommen wird. Im Klimaschutzszenario stellt es sich jedoch etwas günstiger dar, die Leistung der geothermischen Anlagen voll zur Wärmeerzeugung zu nutzen, so dass die geothermischen Heizwerke rund um das Jahr mit 90 MW Wärme ins Wärmenetz einspeisen. Da die Kosten von tiefengeothermischen Anlagen vorab nicht genau vorhergesagt werden können, sondern von der beim Bohren vorgefundenen Fündigkeit abhängen, könnte sich ein umgekehrter Betrieb mit mehr Flusswärme und weniger Geothermie ggf. als wirtschaftlicher herausstellen.

Sollten sich aufgrund von Akzeptanzproblemen keine 90 MW thermische Leistung der Tiefen Geothermie realisieren lassen, so könnten alternativ Erdsonden in Tiefen von bis zu 1 km eingebracht werden, aus denen Wärme mit ca. 60°C-70°C entzogen werden kann. Ggf. kann eine weitere Anhebung des Temperaturniveaus mittels Hochtemperaturwärmepumpe sinnvoll sein. Kostenseitig kann dieses Szenario im Rahmen dieser Studie nicht untersucht werden, sollte aber Gegenstand einer umfassenden Potenzial- und Planstudie der Stadt sein.

14.3 Einsatz von Restmüll und Biomüll im Klimaschutzszenario

14.3.1 Entwicklung von Bio-Müllmengen und Biomüllgetrenntsammlung

Im Klimaschutzszenario sinken die über den Restmüll entsorgten Biomüllmengen bis zum Jahr 2030 stark ab.

Im Klimaschutzszenario wird das Steigerungspotenzial für die bessere Bioabfallgetrenntsammlung weitgehend erschlossen. Wie in den vorherigen Kapiteln zum Energiepotenzial von Biomüll ausgeführt, betragen die zurzeit zusätzlich getrennt sammelbaren Biomüllmengen in Mannheim, Heidelberg und Rhein-Neckar-Kreis schätzungsweise 49.140 t/a bei Haushalten und 20.000 t/a im Gewerbe.

Auch im Land- und Stadtkreis Karlsruhe wird vermehrt getrennt gesammelt. In einer groben Abschätzung kann von 20.800 t/a Biomüll ausgegangen werden, der dort getrennt gesammelt oder vermieden werden kann.

Es wird angenommen, dass die im Müllheizkraftwerk verbrannte Menge Biomüll durch bessere Biomüllgetrenntsammlung und Vermeidung von Lebensmittelabfällen um 90.000 Tonnen im Jahr 2030 sinkt.

14.3.2 Biomüllvergärung und Biogaserzeugung

Für eine Biomüllvergärung stehen im Klimaschutzszenario im Raum Mannheim, Heidelberg und Rhein-Neckar-Kreis folgende Biomüllmengen für eine Vergärung zur Verfügung

- ca. 20.000 t/a Biomüll, welcher derzeit in der Kompostieranlage Heidelberg Wieblingen kompostiert wird und schätzungsweise vergärungsfähig wäre. Im Kompostwerk Wieblingen werden bis zu 35.000 t/a getrennt gesammelte Bioabfälle, Garten-, Park- und Friedhofsabfälle sowie Baum- und Strauchschnitt kompostiert. Zurzeit ist die Anlage jedoch nicht voll ausgelastet.

- sowie der getrennt sammelbare Biomüll, welcher zurzeit im Restmüllheizkraftwerk verbrannt wird. Die getrennt sammelbare Menge geht durch einen achtsameren Umgang mit Lebensmitteln/ Reduktion von Lebensmittelabfällen von heute 69.140 t/a um 15.000 t/a auf rund 54.000 t/a Biomüll zurück. Diese Menge kann einer Vergärung zugeführt werden. Für eine Vergärung können darüber hinaus bis zu 13.200 t/a zusätzliche Grünabfälle (siehe Abschnitt 9.3.3) genutzt werden.

Im Sinne einer nicht zu optimistischen Abschätzung wird von 60.000 t/a Biomüll und Grüngut ausgegangen, welche in einer neu zu errichtenden Biomassevergärungsanlage zu Biogas verarbeitet werden. Hierdurch werden **43 GWh/a an Biogas** gewonnen. Ein Teil des Gases wird zum Betrieb eines Biogas-BHKW zur Eigenversorgung der Vergärungsanlage verwendet, der Rest (ca. **34 GWh/a**) wird zu Biomethan aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist.

14.3.3 Absinken der Restmüllmengen bis 2030

Die nach Abzug des getrennt sammelbaren und vermeidbaren Biomülls verbleibende Restmüllmenge von (650.000 t/a - 89.140 t/a =) 560.860 t/a sinkt durch besseren Vollzug der Gewerbeabfallverordnung, die erhöhten Recycling-Quoten-Anforderungen des neuen Verpackungsgesetzes 2020 und vor allem durch ein intensives kommunales Marketing, Anreize oder ordnungsrechtliche Instrumente um 15%. Als Anreiz zur Müllvermeidung wird im Klimaschutzszenario 2030 eine Steigerung der Restmüllgebühren um 20% im Vergleich zu heute angesetzt: die Restmüllgebühren im Klimaschutzszenario betragen 165 Euro/Tonne Restmüll.

14.3.3.1 Flexibilisierung des Restmüllheizkraftwerks durch Mülllagerung im Sommer

Ferner ist das Klimaschutzszenario vom Bestreben geprägt, die Restmüllmengen energetisch besser zu nutzen. Würden die Mengen kontinuierlich über das ganze Jahr verbrannt werden (wie im Referenzszenario), wie dieses bisher der Fall ist, so resultiert beim thermischen Wirkungsgrad von 50% und 8000 Vollbenutzungsstunden eine Wärmeabgabe von knapp 100 MW. Da die Wärmelast im Sommer teilweise niedriger als 100 MW liegt, und die Flusswärmepumpen im Sommer besonders günstig Wärme bereitstellen können (eine Flusswärmepumpe hat bei hohen Flusstemperaturen eine bessere Arbeitszahl und Ökobilanz), während es im Winter an kostengünstig nutzbarer erneuerbarer Wärme-Leistung zur Wärmelastdeckung tendenziell mangelt, ist das Bestreben, die Verbrennung von Müllmengen durch Lagerung in den Winter zu verschieben. Die Mülllagerung in Ballen wird beispielsweise in Ferienorten in Frankreich zum Ausgleich der Müllmengenschwankungen, die durch die saisonal schwankenden Touristenzahlen entstehen, angewendet. Einen Eindruck vermittelt das nachstehende Bild:



Abbildung 27: Lagerung von Siedlungsabfall in Agde, Frankreich zur Verbrennung im Winter. Quelle: <http://www.fle-xus.se/cache.php?id=147>

Die Publikation „Bewährte Verfahren zur kommunalen Abfallbewirtschaftung“⁴³ des Umweltbundesamtes aus dem Jahre 2018 beschreibt die Technik der Ballierung sowie Anforderungen an den Müll und die Kosten. Diese wurden für das Klimaschutzscenario übernommen.

Das abgeleitete „Restmüllszenario 2030“ für das Klimaschutzscenario ist nachstehend übersichtlich dargestellt:

⁴³ https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-30_texte_39-2018-verfahren-kommunale-abfallwirtschaft_0.pdf

Parameter	Wert		Quelle / Anmerkung
Tonnen Restmüll MHKW in 2020	650.000	t/a	
spezifischer Heizwert des Restmülls 2020	9.500	kJ/kg	Annahme in Anlehnung an UBA 2010 Klima
Heizwert des Restmülls 2020	1.715.278	MWh/a	Ergebnis der Annahmen
getrennt sammelbare Biomüllmenge je Jahr Ma+HD+Rhein-Neckar (2030)	69.140	t/a	siehe Text
getrennt sammelbare Biomüllmenge Karlsruhe Stadt+LK	20.000	t/a	eigene Schätzung
Restmüllmenge abzüglich getrennt sammelbarer Biomüll	560.860	t/a	Ergebnis der Annahmen
Reduktion der Rest-Müllmenge aufgrund von besserer Kreislaufwirtschaft	15%		in Anlehnung an Öko-Institut 2019 "MHKW und Kreislaufwirtschaft" Szenario 2 (S.60)
resultierende Restmüllmenge im Klimaschuttszenario 2030	476.731	t/a	Ergebnis der Annahmen
Heizwert des Restmülls 2030	1.258.040	MWh/a	Annahme: der Heizwert bleibt gleich, da die
Tonnen pro Woche 2030	9.168	t/Woche	Ergebnis der Annahmen
Lagerung von Müll über Lagermenge	16	Wochen	Annahme zur Überbrückung der Sommer-N
	146.686	t/a	
Gewicht pro Ballen	1,4	t	UBA 2018: "Bewährte Verfahren der kommunalen Abfallbewirtschaftung" , S. 227 ff
Anzahl Ballen	104.776,0		
Flächenbedarf je Tonne Müll	0,4	m ² /t	UBA 2018: "Bewährte Verfahren der kommunalen Abfallbewirtschaftung" , S. 227 ff
Flächenbedarf für die Lagerung	58.675	m ²	
Stromverbrauch für Ballierung	1.571.641	kWh/a	in Anlehnung an UBA 2018: "Bewährte Verfahren der kommunalen Abfallbewirtschaftung" , S. 227 ff
CO ₂ -Faktor Strom	0,35	kg/kWh	
CO ₂ -Emissionen durch Ballierungsstrom	550	Tonnen/a	
Kosten der Ballierung und Lagerung je Tonne Restmüll	30	Euro/t	UBA 2018: "Bewährte Verfahren der kommunalen Abfallbewirtschaftung" , S. 227 ff
Kosten für die Zwischenlagerung	4.400.594	Euro/Jahr	

Abbildung 28:Müllmengen und Platzbedarf sowie Kosten für eine sommerliche Zwischenlagerung des Mülls

14.3.4 Steigerung der Energieeffizienz des Müll-Heizkraftwerks

Der Rückgang der verbrannten Müllmengen wird im Klimaschuttszenario zum Teil durch Effizienzverbesserung am Müll-Heizkraftwerk ausgeglichen. Durch Nutzung von Abwärme aus dem Rauchgas der Müllverbrennung besteht die Möglichkeit, die nutzbare thermische Leistung zu erhöhen. Ferner lässt sich die Leistung durch eine Erweiterung der Kesselleistung bei ohnehin anstehender Modernisierung erhöhen. Wir gehen von einer zusätz-

lich nutzbaren Wärmeleistung von 55 MW durch Kesselerweiterung bei einer Modernisierung und durch Effizienzsteigerungen aus, so dass die Leistung des Restmüll-Heizkraftwerks im Klimaschutzszenario 150 MW beträgt.

14.4 Einsatz von Flusswärmepumpen im Klimaschutzszenario

14.4.1 Kurzfristige Limitierung des Potenzials durch die möglichen Jahresarbeitszahlen

Das große theoretische Wärmeerzeugungspotenzial der Flusswärme wird aus mehreren Gründen im Klimaschutzszenario nur in begrenztem Maße zur Wärmebereitstellung ausgeschöpft. Die derzeit hohen Temperaturen im Wärmenetz sind nicht geeignet, um Flusswärmepumpen mit hoher Effizienz zu betreiben. Um eine hohe Effizienz und Klimafreundlichkeit zu erreichen, sollten die Wärmepumpen idealerweise in Nahwärmenetzen mit niedrigen Vorlauftemperaturen von 50-65°C betrieben werden. Da eine Absenkung von Temperaturen im gesamten 800 km langen Fernwärmenetz, welches derzeit bei Vorlauftemperaturen zwischen 90°C und 130°C betrieben wird, nicht innerhalb der nächsten 10 Jahre gelingen dürfte, speisen die Flusswärmepumpen im Klimaschutzszenario:

1. in vom Hauptnetz durch Wärmetauscher getrennte Teilnetze, welche mit einer maximalen Vorlauf-temperatur von 70°C betrieben werden oder neu aufgebaute Ersatznetze mit niedriger Temperatur
2. In den Rücklauf des bestehenden Fernwärmenetzes. Im Stadtgebiet Mannheim liegt die vertraglich geregelte Rücklauf-temperatur bei 45°C, im Heidelberger Stadtgebiet liegt sie bei 50°C. Die Flusswärmepumpen übernehmen in diesem Fall eine Rücklauf-temperaturerhöhung auf 70°C. Um den Rücklauf auf 70°C zu erwärmen, müssen die Wärmepumpen die Wärme auf 75°C erzeugen (Grädigkeit des Wärmetauschers). Die Nacherwärmung auf Vorlauf-temperatur kann mit Biomethan-Heizkraftwerken oder dem Restmüll-Heizkraftwerk erfolgen. Eine Rücklauf-temperaturerhöhung direkt am Standort der Nacherwärmung durch Biomethan-Heizkraftwerke (oder Restmüllverbrennung) ist anzustreben, um die Wärmetransportverluste klein zu halten. Ein geeigneter Standort könnte die Friesenheimer Insel sein.

Eine detaillierte Potenzialanalyse sollte klären, an welchen Standorten Wasserentnahmegenehmigung, Bau der Wärmepumpe und Betrieb von Niedertemperatur(teil-)netzen örtlich zusammenfallen können. Diese Frage kann im Rahmen dieser Untersuchung mangels öffentlich verfügbarer Informationen und des limitierten Budgets nicht geklärt werden.

Daher wird an dieser Stelle vereinfachend für alle eingesetzten Flusswärmepumpe eine Wärme-Erzeugung auf „im Mittel“ 75°C (Sommer wie Winter) unterstellt.

Nicht unerwähnt bleiben soll jedoch, dass am GKM Standort bereits ein Kanal zur Entnahme von ca. 30 m³/s Wasser des Rheins für die Kraftwerkskühlung besteht. Dieses könnte diesbezüglich ein geeigneter Standort für eine Flusswärmepumpe sein. Mit einer Entnahmemenge von 30 m³/s könnten theoretisch 600 MW Fluss-Wärmepumpenleistung realisiert werden. Nachteilig am Standort sind die langen Wärmetransportwege. Weitere Standorte könnten die Friesenheimer Insel oder innenstadtnahe Abschnitte des Mannheimer Rheins sein. Im Innenstädtischen Glücksteinquartier wird ein Niedertemperaturnetz realisiert, dieses könnte eine Wärmepumpe bei 75°C Vorlauf-temperatur versorgen. Eine Standortempfehlung kann im Rahmen dieser Potenzialanalyse nicht geschehen und muss durch eine städtisch finanzierte Analyse vorgenommen werden.

Die sich bei 75°C Wärmeerzeugungstemperatur ergebenden täglichen Arbeitszahlen von Flusswärmepumpen wird auf Basis der täglich schwankenden Flusstemperaturen von Heidelberg und Mannheim (langjährige Mittelwerte je Tag) simuliert. Eine Schwankung der Netz-Vorlauf-temperatur zwischen Sommer und Winter wird dabei vernachlässigt, sollte in einer detaillierteren Potenzialanalyse berücksichtigt werden.

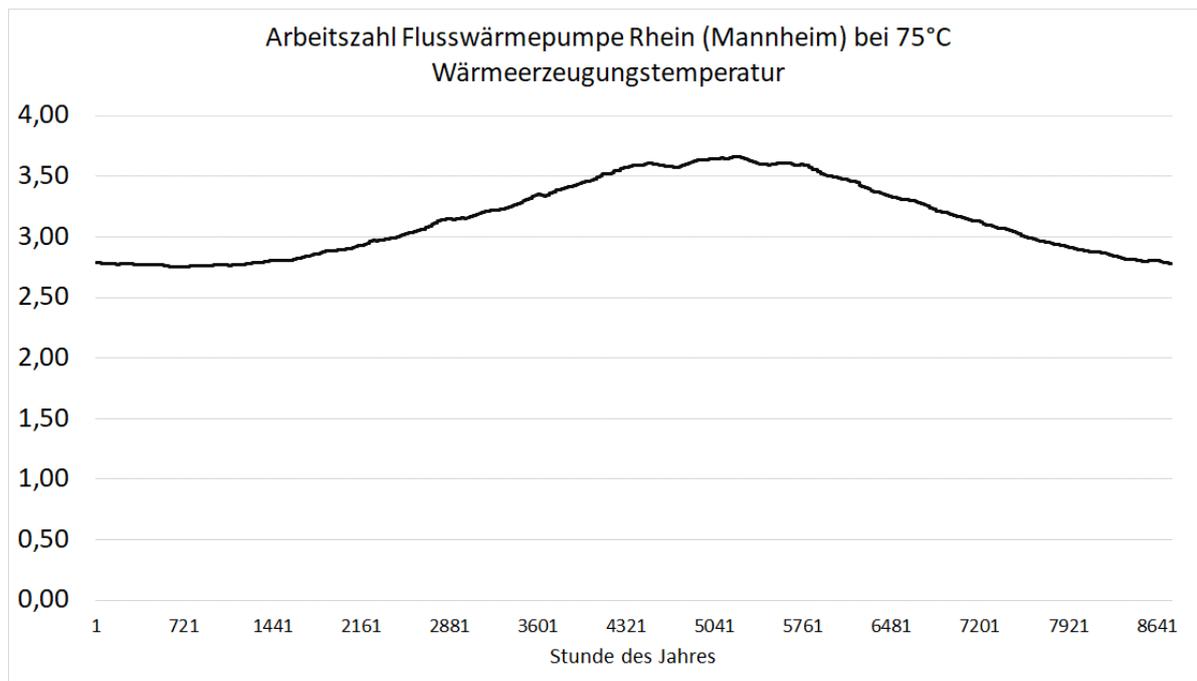


Abbildung 29: Arbeitszahl der Flusswärmepumpe bei 75°C Wärme erzeugungstemperatur (70°C Netztemperatureinspeisung) auf Basis der Rhein-Tagesmitteltemperaturen am Standort Karlsruhe nach LUBW

Mittelfristig sollte die Wärme erzeugungstemperatur durch fortschreitenden Umbau des Netzes auf Niedertemperatur weiter absinken.

14.4.2 Förderung für Flusswärmepumpen

Die Wärme erzeugung der Flusswärmepumpen wird in der Novellierung des Förderprogramms „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ (BEW) eine Förderung möglich sein. Gemäß Gutachtervorschlag zum Förderprogramm wird sich die tatsächlich ausgezahlte Förderung nach der Formel:

$$7 \text{ ct/kWh} - 0,75 * (17/2,5 - 17/\text{Jahresarbeitszahl})$$

bzw. bei Eigenstromversorgung: $7 \text{ ct/kWh} - (17/2,5 - 17/\text{Jahresarbeitszahl})$

richten. Ferner soll ein Investitionskostenzuschuss von 40% gewährt werden.

Bisher ist unbekannt, ob die Förderung pro Betreiber und Netz auf 50 Mio. Euro je 10 Jahre limitiert sein wird oder die EU einem Fallenlassen dieser Obergrenze zustimmt.

Die in der Kurzzusammenfassung dargestellte Klimaschutzszenariovariante gilt für den Fall, dass es keine Obergrenze der Förderung von 100 Mio. Euro (dieses wäre bei Limitierung auf 50 Mio. Euro pro Betreiber und Netz und der MVV und den SWHD und der Wertung von HD und MA als zwei Netze die Obergrenze) gibt.

14.4.3 Gewählte Wärmeleistung der Flusswärmepumpen

Aus einer Abwägung zwischen Effizienz und hohem EE-Anteil im Fernwärmenetze wird die Leistung bei 50 MW Wärmeleistung in Heidelberg und 100 MW Wärmeleistung in Mannheim angesiedelt.

14.4.4 Stromversorgung für die Wärmepumpen

Durch den Einsatz der 150 MW Flusswärmepumpenleistung entsteht ein nicht unerheblicher zusätzlicher Stromverbrauch. Um diesen CO₂-arm zu decken, bestehen prinzipiell zwei Optionen:

- Installation zusätzlicher erneuerbarer Stromerzeuger vor Ort
- Bezug von Netzstrom mittels Direktvermarktung von Ökostrom

14.5 Biomethan Heizkraftwerk

Im Klimaschutzscenario wird für die Versorgung der Flusswärmepumpe(n) in Mannheim ein Biomethan-Heizkraftwerk mit 43 MW elektrischer und 49 MW thermischer Leistung errichtet. Es versorgt die Wärmepumpe(n) mit Eigenstrom und speist KWK-Wärme ins Wärmenetz ein. Der für einen solchen Betrieb notwendige Biomethan-Bedarf geht weit über die Biomethanmenge hinaus, die in der Biomüll-Vergärungsanlage im Klimaschutzscenario erzeugt wird. Die MVV betreibt allerdings weitere Biomüllvergärungsanlagen andernorts, sie verfügt über ein Biomethan-Portfolio von ca. 212 GWh/a (Geschäftsbericht 2020). Diese Biomethanmenge könnte eventuell perspektivisch zum Betrieb eines Biomethan-BHKW eingesetzt werden, welches 100 MW Flusswärmepumpenleistung mit Strom versorgt. Um in jedem Fall eine ausreichende Biomethanverfügbarkeit, auch für andere potenzielle Nutzer herzustellen, sollten weiteren Standorten in Deutschland Biomüllvergärungsanlagen errichtet werden. Eine weitere perspektivische Möglichkeit Biomethan zu erzeugen ist mittel- bis längerfristig die Erzeugung von Holzgas, welches aus Holz der Agroforstwirtschaft oder soweit möglich aus der Vergasung von Altholz hergestellt wird (siehe zum Beispiel: <https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/energie/schweden-erprobt-produktion-biomethan-holzgas/>).

Die Biomethan-BHKW Wärme kann zum Anheben des Temperaturniveaus genutzt werden, auf welchem die Flusswärmepumpen Wärme erzeugen. Im Klimaschutzscenario erzeugen die Wärmepumpen Wärme auf 75°C, die je nach Standortnähe auf ein höheres Temperaturniveau gehoben werden kann.

14.6 Absenkung der Wärmenetztemperaturen im Klimaschutzscenario

Für den effizienteren Betrieb von Flusswärmepumpen und tiefer Geothermie wird im Klimaschutzscenario die mittlere Wärmenetztemperatur der Netze in Mannheim, Heidelberg, Speyer, Brühl und Ketsch abgesenkt. In Mannheim und Heidelberg werden momentan bereits Teilnetze mit unterschiedlicher Temperatur betriebendie maximalen Vorlauftemperaturen dieser Netze liegen bei 130°C, 120°C, 110°C, 90°C und 75°C. Die Vorlauftemperaturen werden an die Außentemperatur angepasst, dieses verdeutlichen die nachstehenden Abbildungen:

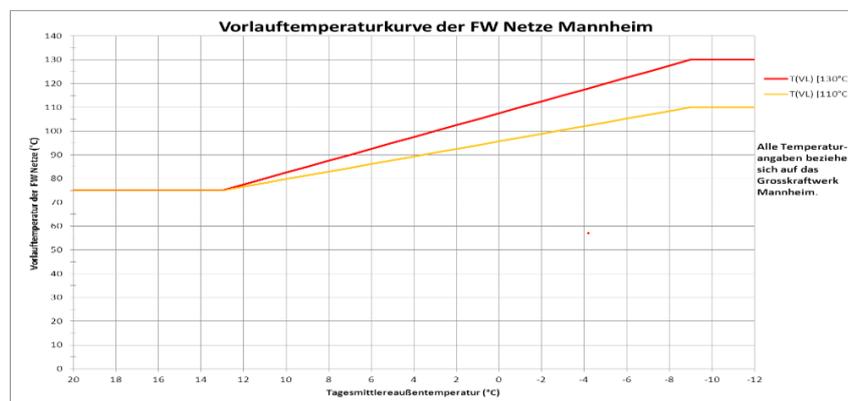


Abbildung 30: Netz-Vorlauftemperatur in den Mannheimer Wärmenetzen Abhängigkeit der Außentemperatur gemäß TAB der MVV⁴⁴ ()

⁴⁴ https://www.mvv-netze.de/fileadmin/user_upload_mvv-netze/Dokumente/bauen/technische_regelwerke/fernwaerme_1/TAB_Fernwaerme_2015.pdf

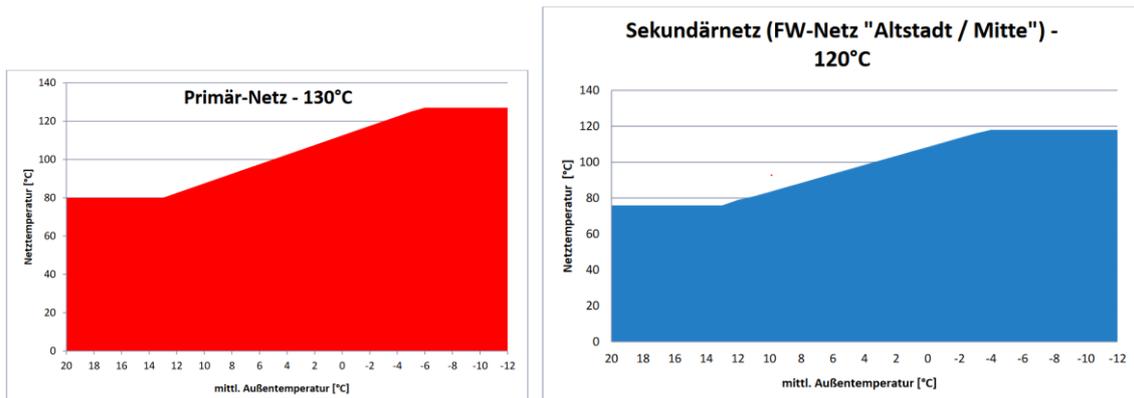


Abbildung 31: Netzvorlaufttemperaturen im Heidelberger 130°C-Primärnetz links und im 120°C Sekundärnetz (rechts) nach TAB der SWHD⁴⁵

Es ist anzunehmen, dass die mittlere maximale Netztemperatur über die gesamten Teilwärmenetze gemittelt heute bei 120°C liegt und bis 2030 auf 106°C abgesenkt werden kann. Hierzu werden 30% des Netzes auf eine maximale Vorlauftemperatur von 75°C transformiert. Hierzu müssen ggf. Rohre und Pumpen getauscht werden (der genaue Bedarf sollte in einer detaillierten Potenzialstudie geprüft werden). Es werden Kosten von 800 Euro/Meter Wärmenetz angesetzt.

Die Umstellung auf niedrigere Temperaturen bedeutet auch, dass Hausübergabestationen teilweise an die niedrigeren Temperaturen angepasst werden müssen oder umgerüstet werden müssen. Besonders effizient in größeren Mehrfamilienhäusern sind Wohnungsübergabestationen. Bei ihnen kann die Warmwasserbereitung dezentral in den Wohnungen erfolgen, daher muss das Warmwasser nicht zur Legionellenprophylaxe ständig auf 60°C gehalten werden und Zirkulationsverluste können eingespart werden. Das wiederum bedeutet, dass das Fernheizwasser im Vorlauf im Sommer auf unter 75°C absinken kann.

Die Kosten werden unter Annahmen einer notwendigen Umstellung an 8.000 der ca. 20.000 Hausanschlüsse im Wärmenetz berechnet. Eine Maßnahme wird mit 2000 Euro angerechnet.

14.7 Einsatz von Altholz im Klimaschutzszenario

Im Klimaschutzszenario wird das bestehende Altholzkraftwerk spätestens 2024 (wie von der MVV geplant und wie im Referenzszenario) an die Fernwärme angeschlossen. Im Klimaschutzszenario wird bei der Modernisierung die Anlage als Entnahmekondensations-KWK-Anlage ausgeführt, so dass sie flexibel zwischen ungekoppelter und gekoppelter Stromerzeugung wechseln kann. Die elektrische Netto-Stromleistung wird auf 30 MW elektrisch erhöht, die Fernwärmeleistung beträgt im Klimaschutzszenario 60 MW.

In Zeiten, in denen der Wärmebedarf durch andere Erzeuger gedeckt wird, erzeugt das Altholz-Heizkraftwerk ungekoppelten (Kondensations-)Strom, der am Strommarkt zum durchschnittlichen Börsenstrompreis veräußert wird. Ob die ungekoppelte Stromerzeugung über Kühlwasser aus dem Fluss (dessen Abwärme dann durch die Flusswärmepumpe genutzt werden könnte) oder über Trockenkühltürme bewerkstelligt wird, kann im Rahmen dieser Studie nicht detailliert untersucht werden.

In einer detaillierten Potenzialanalyse sollten die hier angenommenen Investitionskosten für den Um- und Ausbau der Anlage geprüft werden sowie geprüft werden, welche Erlöse am Strommarkt erzielbar sind und ob sich

⁴⁵ <https://www.swhd.de/de/SWH/Netze/Installateure/Gas-Wasser-Waerme/Infos-und-Ansprechpartner/Technische-Anschlussbedingungen-TAB-Fernwaerme.pdf>

eine Ausführung als Entnahmekondensations-Anlage darstellen lässt. Die Kopplung mit Flusswärmepumpen oder Wärmepumpen für eine Wärmerückgewinnung aus dem Abgas sollten ebenfalls geprüft werden.

14.8 Einsatz von Wärmespeichern im Klimaschutzscenario

Im Klimaschutzscenario wird ein Teil des Spitzenlastbedarfes im Winter durch gut isolierte verlustarme Behälter-Wärmespeicher gedeckt. In Mannheim und Heidelberg sind bereits Fernwärmespeicher vorhanden:

- Heidelberger Thermoskanne: 12.800 m³ / 115°C / 20 Mio. Euro. Speicherkapazität Ca.: 0,67 GWh, Wärmeausspeicherleistung: unbekannt
- Mannheimer Fernwärmespeicher: 43.999 m³ / 95°C / 27 Mio. Euro. Ca. 2,3 GWh Speicherkapazität und 165 MW Ausspeicherleistung

In der von Fraunhofer vorgelegten Untersuchung der Lastdeckung kann die optimale Speicherauslegung nicht detailliert modelliert werden.

Er wird auf 30 GWh festgelegt. Wärmeverluste werden nicht dynamisch modelliert. In einer detaillierten Potenzialuntersuchung sollte er genauer geprüft werden.

Die Speicher dienen auch teilweise der Absicherung des Ausfalls einzelner Wärmeerzeuger, wie zum Beispiel der Überbrückung von Tagen, an denen die Flusswärmepumpen wegen niedriger Flusstemperaturen zum Frostschutz ausgeschaltet werden müssen. Dieses ist spätestens bei Flusstemperaturen von unterhalb von 3°C zu erwarten.

Auf eine interessante Möglichkeit der Langzeitspeicherung mit 75-80% Speicherwirkungsgrad soll an dieser Stelle hingewiesen werden: es sind die sogenannten geothermische Aquiferwärmespeicher (ATES).

14.9 Einsatz von Heizwerken zur Spitzenlastabdeckung und Fernwärmebesicherung

Um bei Ausfall von Wärmeerzeugern im Netz die Wärmelast abzusichern, werden Heizwerke zur Besicherung zugebaut. Heizwerke sind von den Investitionskosten verhältnismäßig günstig, daher eignen sie sich für die Zwecke der Leistungsabsicherung. Im Klimaschutzscenario wird eine Leistung von 600 MW vorgesehen. Die Leistung von 600 MW wurde nicht auf Basis von Ausfallwahrscheinlichkeiten abgeleitet und ist als grober Schätzwert anzusehen.

15 Referenzscenario Fernwärme

Im Referenzscenario gehen wir von Maßnahmen aus, die durch Veröffentlichungen der MVV Energie AG geäußert bzw. angedeutet wurden bzw. die sich an die kürzlich vorgelegte Energierahmenstudie anlehnen.

15.1 Nutzung des Grosskraftwerks Mannheim

Im Referenzscenario werden die Blöcke 6 und 8 bis 2030 außer Betrieb genommen. Block 9 wird im Jahr 2030 noch betrieben.

15.2 Nutzung der Tiefen Geothermie im Referenzscenario

Bis 2030 wird kein Geothermieheizwerk in Betrieb genommen.

15.3 Nutzung von Restmüll und Biomüll im Referenzszenario

Die im Müllheizkraftwerk (MHKW) verbrannte Restmüllmenge könnte sich auf ca. 945.000 t/a erhöhen. Das geht aus den UVP Unterlagen zur Planung einer Phosphorrecycling-Anlage der MVV hervor⁴⁶. Das bedeutet, dass zu den bisherigen 700.000 t/a Restmüll und den geplanten 180.000 t/a Klärschlamm 65.000 t/a Restmüll mehr verbrannt werden würden. Wir gehen jedoch konservativ davon aus, dass im Referenzszenario so wie bisher 650.000 t/a Müll verbrannt werden. Zusätzlich werden 180.000 t/a Klärschlamm eingesetzt, die jedoch die Energieproduktion des Kraftwerks nur geringfügig verändern.

Die thermische Leistung verbleibt bei 100 MW_{th}. Das MHKW wird nicht flexibilisiert, d.h. es wird Sommer wie Winter eine in etwa gleiche Menge Restmüll verbrannt und im Sommer überschüssige Wärme aus der Verbrennung teilweise nicht genutzt, wenn der Wärmebedarf unter die Wärmeerzeugung fällt. Eine bessere Getrenntsammlung und Vergärung des Biomülls in Mannheim, Heidelberg und der Region wird nicht angenommen.

15.4 Einsatz von Flusswärmepumpen im Referenzszenario

Die MVV Energie bekam im Jahr 2020 im Ideenwettbewerb Reallabore zur Wärmewende den Zuschlag für ein Projekt, in welchem eine 20 MW Großwärmepumpe am Rhein realisiert werden soll⁴⁷. Als Standort wurde bislang das GKM genannt. Die genauen technischen Daten sind jedoch nicht bekannt. Weitere Projekte in diesem Bereich wurden lediglich angedeutet. In Presseartikeln wird die Option einer Flusswärmepumpe ebenfalls von der GKM AG genannt. Wir haben deshalb ein 20 MW_{th} Flusswärmepumpe mit den entsprechenden Parametern im Referenzszenario angesetzt. Die Wärmepumpe wird mit Strom aus dem Stromnetz betrieben.

15.5 Absenkung der Wärmenetztemperaturen im Referenzszenario

Im Referenzszenario gehen wir vom „business as usual“ aus, d.h. es werden aus Kostengründen keine nennenswerten Investitionen für eine Netztemperaturabsenkung im bestehenden Netz vorgenommen.

15.6 Einsatz von Altholz im Referenzszenario

Hier werden die gleichen von der MVV Energie AG geplanten Maßnahmen zur Umrüstung des bestehenden Kraftwerks auf KWK Betrieb wie im Klimaszenario angesetzt. Allerdings nur auf 45 MW Fernwärmeleistung.

15.7 Nutzung von zusätzlichen Speichern im Referenzszenario

Ein Ausbau von Wärmespeicherkapazitäten wird nicht angenommen, nur die bestehenden Speicher werden genutzt. Der Einsatz wurde nicht explizit simuliert.

15.8 Spitzenlastabdeckung und Besicherung im Referenzszenario

Im Referenzszenario werden ebenfalls 600 MW Spitzenlastleistung für das Heizwerk angenommen. Die Leistung von 600 MW wurde nicht auf Basis von Ausfallwahrscheinlichkeiten abgeleitet und ist genauer zu prüfen.

⁴⁶ <https://www.uvp-verbund.de/trefferanzeige?docuuid=C769FD32-CE2F-4CF6-907C-0E64E47E1027&plugid=/ingrid-group:ige-iplug-bw&docid=C769FD32-CE2F-4CF6-907C-0E64E47E1027>

⁴⁷ https://hd-kohlefrei.de/wp-content/uploads/2020/10/Best_Practise_Fernwaerme_MVV_DrHansjoergRoll-20200923.pdf

16 Methodik zur Berechnung der CO₂- Emissionen

16.1.1 CO₂ Emissionen des GKM

Laut Geschäftsbericht der GKM AG wurden im Jahr 2019 durch das GKM 1,8 Mio. t Steinkohleeinheiten als Brennstoff eingesetzt und damit 4,97 TWh Strom sowie 2,34 TWh Wärme verkauft. Über den mittleren CO₂ Faktor von Kraftwerks-Steinkohle in Deutschland von 2743,19 t CO₂ pro Tonne Steinkohleeinheit (UBA 2016) können die CO₂ Emissionen des GKM im Jahr 2019 auf 4,938 Mio. Tonnen beziffert werden.

Mit dem Brennstoffeinsatz erzeugte das GKM sowohl KWK-Wärme und Strom als auch ungekoppelten „Kondensation“-Strom. Das direkte CO₂- Einsparpotenzial durch den Ausschluss der GKM-Wärme aus der Fernwärmeversorgung entspricht dem CO₂-Gehalt des Brennstoffverbrauchs für die Erzeugung von KWK-Strom und KWK-Wärme. Es ist sehr wahrscheinlich, dass durch Verlust der Möglichkeit KWK-Wärme zu verkaufen, auch der Verkauf von Kondensationsstrom weniger gewinnbringend wird und stark zurückgeht. Somit liegt das mögliche CO₂-Einsparpotenzial durch den Ausschluss der GKM-Wärme aus der Fernwärmeversorgung bei bis zu 5 Mio. Tonnen CO₂. Die Betrachtung dieser Studie beschränkt sich auf die Bilanzierung von KWK-Strom- und Wärmeerzeugung.

Die CO₂ Emissionen der KWK-Strom und Wärmeerzeugung im GKM sind nicht öffentlich bekannt und müssen daher abgeleitet werden. Die Wärmeerzeugung des GKM wird im Geschäftsbericht des GKM veröffentlicht. Mit Hilfe der Stromkennzahl des Kraftwerks lässt sich auf die zugehörige KWK-Strommenge schließen. Die Stromkennzahl ist das Verhältnis aus KWK-Strom und KWK-Wärme bei Betrieb des Heizkraftwerks im Nennbetriebspunkt. Auch dieser technische Parameter ist nicht öffentlich bekannt und muss abgeschätzt werden. Da Block 9 auf die Stromerzeugung hin optimiert ist und im Referenzszenario einen hohen Anteil an der Wärmebereitstellung übernimmt, wird die Stromkennzahl des GKM im Referenzszenario 2030 auf 1,09 geschätzt. Eine produzierte Wärmemenge von 2,3 TWh würde somit eine KWK-Strommenge von $2,3 \text{ TWh} \cdot 1,09 = 2,507 \text{ TWh}$ bedeuten.

Um im nächsten Schritt die CO₂-Emissionen der KWK-Strom und Wärmeerzeugung zu berechnen, müssen Annahmen über den elektrischen und thermischen Nutzungsgrad getroffen werden. Es wird im KWK-Betrieb von einem elektrischen Nutzungsgrad von 35% und thermischen Nutzungsgrad von 32% ausgegangen. Die Unsicherheit der Aufteilung des Gesamtwirkungsgrads auf Strom und Wärme beziffern wir auf +/- 10%-Punkte.

Mit Hilfe dieser Annahmen kann mit Hilfe der exergetischen Bilanzierung die Aufteilung der CO₂ Emissionen auf Strom- und Wärme vorgenommen werden und ein CO₂-Emissionsfaktor für die GKM-Wärme und den GKM Strom abgeleitet werden:

elektrischer Wirkungsgrad KWK	%	35%
thermischer Wirkungsgrad	%	32%
Gesamtwirkungsgrad im KWK-Betrieb	%	67%
gekoppelt erzeugte Strommenge	MWh/a	955.628
CO ₂ -Emissionsfaktor Kohle	kg/kWh	0,337
Eintrittstemperatur Wärmetauscher Primärseite (Kraftwerk)	°C	130
Austrittstemperatur Wärmetauscher Primärseite (Kraftwerk)	°C	70
Umgebungstemperatur	°C	15
Carnotfaktor	-	0,228
Strom Allokationsfaktor	-	0,828
Wärme Allokationsfaktor	-	0,172
CO ₂ -Faktor Strom	kg/kWh	0,797
CO ₂ -Faktor Wärme	kg/kWh	0,182

Abbildung 32: exergetische Bilanzierung zur Berechnung des CO₂-Faktors Strom und Wärme

Würde man vereinfachend diese Parameter auf alle Blöcke (also Block 6,8, und 9) übertragen, so lägen die CO₂ Emissionen der heutigen Wärmeerzeugung des GKM von 2,3 TWh bei 0,4186 Mio. Tonnen und die der KWK-Stromerzeugung bei 1,998 Mio. Tonnen, zusammen **2,4166 Mio. Tonnen CO₂** .

In den CO₂-Emissionen des Referenzszenarios werden Vorketten-CO₂-Emissionen der Steinkohle vernachlässigt. Sie liegen in der Größenordnung von 20g/kWh.

16.1.2 CO₂ Emissionen der Müllverbrennung

Die realen CO₂ Emissionen der Müllverbrennung im Restmüllheizkraftwerk sind ebenfalls nicht genau bekannt, da die genaue Zusammensetzung des Mülls nicht erhoben bzw. nicht veröffentlicht wird. Somit ist nicht genau bekannt, wieviel erdölbasierte Kunst- und Verbundstoffe verbrannt werden. Es hat sich die Konvention eingebürgert bei der Müllverbrennung pauschal von 50% Gewichts-Anteil fossile Stoffe in Bezug auf die angelieferte Menge auszugehen. Ein Fernwärmezertifikat der MVV für das Heißwassernetz bescheinigt für das Jahr 2020 einen biogenen Anteil von 45%⁴⁸.

Die fossilen CO₂-Emissionen des Müllheizkraftwerks Mannheim werden im Pollutant Transfer Register des Umweltbundesamtes für eine verbrannte Müllmenge von 630.000 Tonnen Müll das Jahr 2018 mit **340.000 Tonnen CO₂** angegeben⁴⁹. Dieses entspricht einem fossilen CO₂ Faktor des Mülls von 0,53968 kg/kg. Umgerechnet auf einen angenommenen, mittleren Heizwert von 3,1 kWh/kg Restmüll ergibt sich ein fossiler CO₂ Faktor für den Restmüll von 171 g/kWh. Im Klimaschutzszenario erniedrigt sich der CO₂-Faktor von Restmüll auf **130 g/kWh** dadurch, dass weniger Kunststoffe und anteilig mehr Reststoffe mit hohem biogenen Anteil wie Windeln und Feinmüll verbrannt werden, der biogene Anteil im Restmüll steigt auf 60%. Im Referenzszenario gehen wir von einem Gleichbleiben des CO₂-Faktors bei **170 g/kWh** aus.

Der Heizwert von 1 Tonne Restmüll wird im Klimaschutzszenario zu 9500 kJ/kg angenommen, welches dem unteren Wert des in den bestehenden Kesseln verbrennbaren Mülls entspricht. Im Referenzszenario wird der

⁴⁸ https://www.mvv-netze.de/fileadmin/user_upload_mvv-netze/Dokumente/partner/installateure/Zertifikate_PEF_CO2_2020.pdf

⁴⁹ https://www.thru.de/daten/suche/details/thru-berichtsjaehr/2018/thru-details-jaehr/2018/thru-details-id/56846/?L=0&target=%22_blank%22

Heizwert von 1 Tonne Restmüll zu 10.800 kJ/kg aufgrund des höheren Plastikanteils angenommen. Dies entspricht umgerechnet einem Heizwert von 2,6 kWh/kg im Klimaschutzszenario und 3 kWh/kg im Referenzszenario.

16.1.3 CO₂ Emissionen des Biomethan-Heizkraftwerks

CO₂ Emissionen, die bei der Herstellung und Aufbereitung von Biomethan entstehen werden mitberücksichtigt und mit 77g/kWh Biomethan-Brennstoff angesetzt.

16.1.4 CO₂ Emissionen von Altholz

CO₂ Emissionen in der Vorkette des Altholzwerkwerks werden vernachlässigt und daher mit 0 g/kWh angesetzt.

16.1.5 CO₂-Emissionen der Tiefen Geothermie

Die Tiefe Geothermie benötigt in der Regel Strom zum Fördern und Reinjizieren des Thermalwassers. Dieser Strombedarf wird durch Strom aus dem Stromnetz gedeckt (dieses gilt auch für Geothermieanlagen, welche selbst Strom erzeugen, da dieses die betriebswirtschaftlich günstigere Variante ist). Der Pumpstrombedarf hängt stark von den lokalen Gegebenheiten ab: an manchen Orten steigt das Thermalwasser fast von allein auf, an anderen Orten kann die benötigte elektrische Leistung der Pumpen bis zu 12% der thermischen Leistung betragen.

Wir gehen von 5% Stromverbrauch in Bezug auf die Wärmeerzeugung aus und wichten diesen Stromverbrauch mit dem CO₂ Faktor des Netzstroms 2030. Der CO₂ Faktor von Netzstrom wird im nächsten Abschnitt diskutiert.

16.1.6 CO₂ Faktor von Strom aus dem Stromnetz der öffentlichen Versorgung 2030

Für den CO₂ Faktor für den Stromverbrauch von Wärmenetzpumpen und Geothermiepumpen wird der CO₂-Faktor 288 g/kWh gemäß der ifeu Studie „Szenario Energiewende Berlin“ herangezogen. Dieser Faktor entspricht auch in etwa den aktuellen Zielen der Bundesregierung für das Jahr 2030.

Dieser mittlere CO₂ Faktor Strom wird zur Berechnung der CO₂ Emissionen von Netzpumpen und Geothermiepumpen verwendet.

Werden PV und Windenergie in einer ausgewogenen Abstimmung zueinander ausgebaut, so wird in einem „normalen“ Wetterjahr der Anteil erneuerbarer Energien an der Strombedarfsdeckung im Winter und Sommer in etwa ausgeglichen sein. Dieses verdeutlichen die nachstehenden Abbildungen:

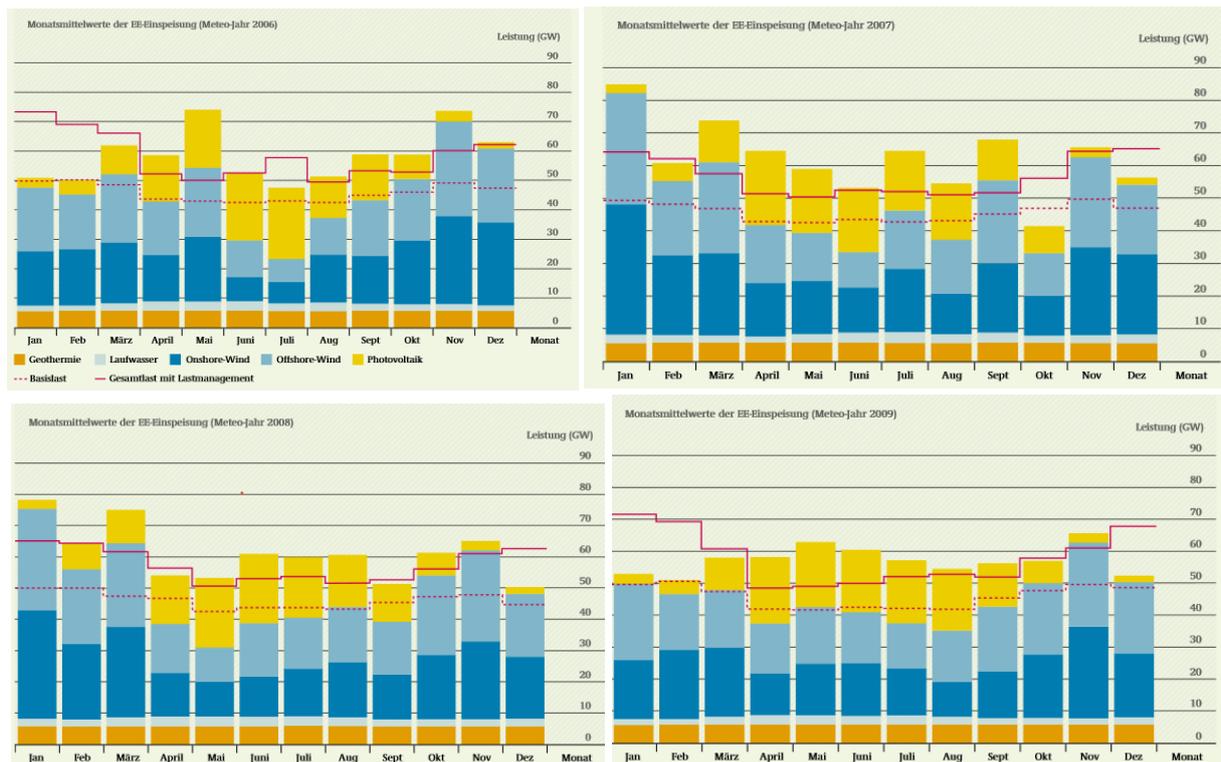


Abbildung 33: gegenseitiger Ausgleich der saisonalen Schwankungen in der Stromerzeugung von Windenergie und PV bei 60 GW onshore und 45 GW offshore Windenergieleistung und 120 GW PV-Stromproduktion in einem Klimaschutzenszenario des Umweltbundesamtes⁵⁰

16.1.7 CO₂ Emissionen des Flusswärmepumpenbetriebs

Beim Betrieb von elektrischen Flusswärmepumpen entstehen indirekte CO₂-Emissionen durch die Antriebsenergie Strom, wenn die Stromerzeugung nicht zu 100% aus erneuerbaren Quellen erfolgt. Im Klimaschutzenszenario sind verschiedene Varianten für die Stromerzeugung vorgesehen:

- Variante 1: Betrieb mit Strom aus dem Stromnetz. In diesem Fall wird der CO₂-Faktor des Stromnetzes vorgesehen. Diese Variante wird für die Flusswärmepumpenleistung in Heidelberg gewählt.
- Variante 2: Betrieb mit Strom aus lokalen, nur zur Versorgung der Flusswärmepumpen errichteten Biomethan-BHKW. Diese Variante wird für die Flusswärmepumpenleistung in Mannheim gewählt.
- Variante 3: Betrieb mit Strom aus zusätzlichem Wind- und PV-Stromerzeugern, welche vor Ort und andernorts ausgebaut werden. Für Wärmepumpen sollte das Portfolio aus erneuerbaren Energien einen hohen Windenergieanteil enthalten, da Windenergie eine höhere Erzeugung im Winter hat, wenn die Wärmepumpen einen höheren Strombedarf haben. Diese Variante wird hier nicht betrachtet.

16.1.8 Vermiedene CO₂-Emissionen durch Reduktion der GKM KWK-Stromerzeugung

Sowohl im Klimaschutzenszenario als auch im Referenzszenario sinkt die KWK-Stromerzeugung des GKM gegenüber heute ab. Es müssen daher für einen Vergleich der CO₂-Emissionen gegenüber heute Annahmen darüber getroffen werden, wie der Strom, welcher nicht mehr durch das GKM produziert wird, zukünftig ersetzt wird. Teilweise wird der GKM Strom durch die Stromerzeugung der Tiefen Geothermie und des Biomethan-Heizkraftwerks ersetzt. Ein großer Anteil Strom wird jedoch durch nicht-KWK-Stromerzeuger bereitgestellt werden müs-

⁵⁰UBA: Energieziel 2050: 100%EE: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf

sen. Für den CO₂ Faktor dieses Stroms setzen wir in einer Variante einen CO₂-Faktor von „Netzstrom- Deutschlandmix“ von 288 g/kWh an und zur Darstellung eines besonders wünschenswerten Szenarios ebenfalls eine Betrachtung mit dem Zielwert von annähernd 0 g CO₂ /kWh, welcher daraus resultieren könnte, dass die Energieversorger in zusätzliche erneuerbare Stromerzeuger in Deutschland investieren, um eigenen Grünstrom zu produzieren und nutzen.

17 Methodik zur Berechnung der Wärmegestehungskosten und der Kosten für den Endkunden

Die Wärmegestehungskosten werden auf Basis der annuisierten Investitionskosten sowie der laufenden Kosten für Betriebsstoffe, Hilfsstoffe und weiteren Nebenkosten sowie Planungskosten berechnet.

Zentrale Parameter, die die Kosten beeinflussen werden hier diskutiert:

17.1 Kalkulationsdauer für die Kostenbetrachtung

Die Kostenbetrachtung erstreckt sich über 20 Jahre. Über diesen Zeitraum werden die Investitionskosten annuisiert. Die reale Nutzungsdauer der Komponenten kann von diesem Zeitraum abweichen, dieses wird kostenseitig über Restwerte berücksichtigt. Beispielsweise beträgt die Nutzungsdauer von Wärmenetzen in der Regel 40 Jahre.

17.2 Kalkulatorischer Zinssatz

Der kalkulatorische Zinssatz hat einen hohen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten bzw. die Wärmekosten für den Endkunden. Im Idealfall liegt er sehr niedrig, wenn eine Förderbank den Investoren, das für die Investitionen benötigte Kapital zu einem Zinssatz von 1 bis 3 % zur Verfügung stellt oder ausreichend Eigenkapital zur Verfügung steht. In der Regel verfügen kommunale Stadtwerke oder Bürgerenergiegenossenschaften jedoch nicht über hohe Mengen Eigenkapital.

Die MVV als Aktiengesellschaft hält ebenfalls nur eine geringe Menge Eigenkapital und hohe Mengen Fremdkapital von den Aktionären Stadt Mannheim (50,1%) und FSI (45%) sowie Kleinaktionäre (4,9%). Die Aktionäre haben gewisse Kapitalverzinsungserwartungen, die bei Investitionen, welche die MVV tätigt, in den kalkulatorischen Zinssatz einfließen müssen. Laut Geschäftsbericht der MVV liegt das „Weighted Average Cost of Capital“ bei momentan 6%.

Die Kapitalkosten der Stadtwerke Heidelberg und von Bürgerenergiegenossenschaften dürften deutlich niedriger liegen. Wir gehen trotzdem von einem mittleren kalkulatorischen Zinssatz von 6% aus.

17.3 Stromkosten und Stromerlöse

In unserem Modell gehen wir davon aus, dass Erlöse, die das Altholz-Heizkraftwerk, das Restmüllheizkraftwerk sowie das Biomethan-Heizkraftwerk am Strommarkt erzielen, preisdämpfend auf die Wärmegestehungskosten wirken: d.h. die Erlöse aus dem Stromverkauf am Strommarkt werden dazu verwendet die Gesamtkosten der Wärmeerzeugung zu senken.

Welche genauen Stromerlöse, mit welchen KWK-Anlagen am Strommarkt erzielt werden können, kann über Berücksichtigung der zeitlichen Schwankungen von Wind- und PV-Stromangebot und Stromnachfrage, mit Hilfe eines dynamischen Strommarktmodells bestimmt werden. Der Einsatz eines solchen dynamischen Strommarktmodells war im Rahmen dieser Potenzialstudie aus Zeit- und Kostengründen nicht möglich. Die Erlössituation von KWK-Anlage am Strommarkt 2030 sollte im Rahmen einer von der Stadt beauftragten Potenzialstudie genauer betrachtet werden. Für das Klimaschutz- und Referenzszenario wurde zunächst verifiziert, dass die

Strompreise im Stromsystem 2030 keine starken saisonalen Schwankungen haben, die das Arbeiten mit einem Jahresdurchschnittswert verbieten würden. Dieses ist der Fall.

Somit wird zur Berücksichtigung von Stromkosten und Stromerlösen mit Durchschnittswerten gearbeitet. Es wird für die Szenarien der Baseload-Großhandelsstrompreis von Prognos et al (2019) verwendet, um die Erlöse am Strommarkt der KWK-Anlagen zu berechnen.

Die Stromkosten der Flusswärmepumpe in Heidelberg und weiterer Stromverbraucher wie Netzpumpen, welche die Fernwärme transportieren, werden durch Addition von Stromsteuer, EEG- Umlage, Netzentgelten, Konzessionsabgabe und sonstige Umlagen zum Baseload Strompreis errechnet. Vergünstigungen bei Eigenstromverbrauch werden ggf. abgezogen. So werden bei Stromversorgung der Flusswärmepumpen in Mannheim über das Biomethan-BHKW keine Netzentgelte, keine Stromsteuer und nur 40% der EEG-Umlage fällig.

Es wird angenommen, dass die EEG-Umlage bis 2030 um 3 ct/kWh gegenüber 2020 sinkt. Dieses entspricht in etwa in dem Maße, wie der Großhandelsstrompreis steigt (vgl. Agora Energiewende 2015 "EEG-Kosten", BMWi 2020 (Klimagutachten, S.45)). Eine Übersicht von Kostenbestandteilen des Strompreises zeigt die nachfolgende Abbildung:

<i>Parameter Strompreis</i>		
EEG-Umlage	€/MWh	37
Konzessionsabgabe	€/MWh	1,1
sonstige Abgaben (Offshore, KWKG etc.)	€/MWh	10
Netzentgelte Strom	€/MWh	35
Stromsteuer	€/MWh	20,5
Großhandelspreis Strom 2030	€/MWh	63
Strompreis aus öffentlichem Netz 2030	€/MWh	166,6
Strompreis Biomethan WP-Eigenversorgung	€/MWh	90

Abbildung 34: Durchschnittswerte Börsenstrompreis sowie Steuern und Abgaben

17.4 Förderzuschüsse durch das Förderprogramm Bundesförderung für effiziente Wärmenetze

Im zweiten Quartal dieses Jahres soll die Novellierung des Bundesförderprogramms für effiziente Wärmenetze in Kraft treten. In diesem Förderprogramm werden Investitionen in Solarthermie, Tiefe Geothermie, Großwärmepumpen gefördert und Betriebsprämien für den Betrieb von Großwärmepumpen in Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl und des Stromversorgungskonzepts gezahlt.

Derzeit ist unklar, ob das Förderprogramm auf 50 Mio. Euro pro 10 Jahre und pro Wärmenetz limitiert sein wird oder eine Grenze nach oben offen ist.

Für die Berechnung der Kosten im Klimaschutzszenario können verschiedene Varianten betrachtet werden:

- Eine Variante mit auf 50 Mio. Euro pro Wärmenetz limitierter Förderung. Das 800 km lange regionale Wärmenetz werden wir daher als 2 Wärmenetze jeweils für Heidelberg und Mannheim.
- Eine Variante mit unbegrenzter Förderung über einen Zeitraum von 10 Jahren.

In der Hauptvariante wird von einer unbegrenzten Förderung ausgegangen.

17.5 CO₂-Zertifikatekosten, Brennstoffpreise, CO₂ Abgabe für die Müllverbrennung

Die Annahmen für die Kostenentwicklung von CO₂-Zertifikaten im EU-Emissionshandel und für die Preise von Steinkohle und Biomethan beeinflussen vor allem die Wärmegestehungskosten im Referenzszenario. Die Annahmen sollen hier kurz diskutiert werden.

17.5.1 Preisentwicklung für Steinkohle

Zur Festlegung des Preises für Steinkohle 2030 werden verschiedene Szenarien ausgewertet. Für das Referenzszenario wird der Mittelwert dieser Szenarien verwendet. Dieser Mittelwert entspricht einer Preissteigerung gegenüber heute von ca. 43%.

Da im Klimaschutzszenario keine Steinkohle zum Einsatz kommt, ist der Preis für das Klimaschutzszenario irrelevant.

Übersicht Prognosen Steinkohlepreis 2030		
IEA 2015 Energy Technology Perspectives 2DS	€/GJ	2
IEA 2015 Energy Technology Perspectives 6DS	€/GJ	3
ECF 2010: Roadmap 2050	€/GJ	3
Prognos 2010-2011: Energieszenarien	€/GJ	3,2
Ökö-Institut, Fraunhofer ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050	€/GJ	4,1
Prognos 2014: Energieprognose	€/GJ	4,2
EU Com. 2014: Policy framework climate + energy 2020 - 2050	€/GJ	4,3
Fraunhofer ISE 2013: Energiesystem D 2050	€/GJ	4,4
Greenpeace 2012: Energy Revolution	€/GJ	4,5
DLR 2012: Langfristszenarien 2011: Preispfad B	€/GJ	5,3
DLR 2012: Langfristszenarien 2011: Preispfad A	€/GJ	6,7
Mittelwert	€/GJ	4,063636364
Mittelwert	€/T	117,9104727

Abbildung 35: Preise für Steinkohle 2030 in verschiedenen Szenarien. Verwendet wird der Mittelwert

17.5.2 CO₂-Zertifikatekosten und CO₂-Abgabe auf Restmüll

Als EU ETS CO₂-Zertifikatekosten werden zwischen 34 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2030 und bis zu 80 Euro pro Tonne CO₂ angenommen. Ferner werden die Wärmegestehungskosten und Endkunden-Wärmepreise berechnet für den Fall, dass die Restmüllverbrennung nicht mit einer CO₂-Abgabe belegt wird sowie für den Fall, dass die Restmüllverbrennung auf den fossilen Anteil im Restmüll eine CO₂-Abgabe in Höhe der EU-ETS CO₂-Zertifikate zahlen muss.

17.5.3 Preise für Erdgas und Biomethan

Der Preis von Erdgas hat einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten, da Erdgas im Klimaschutzszenario nicht genutzt wird und im Referenzszenario nur in marginaler Menge. Der Großhandelspreis für Erdgas wird im Jahr 2030 bei 2,66 ct/kWh (netto) angesiedelt. Der Preis für Biomethan, welches im Klimaschutzszenario im Biomethan-Heizkraftwerk zur Stromversorgung für die Wärmepumpe und im Spitzenlast-Heizwerk eingesetzt wird, wird mit 6,5 ct/kWh netto gemäß dem Branchenbarometer Biomethan 2020 angesetzt. Eine Preissteigerung wird nicht angenommen. Den Wert sehen wir als konservative Abschätzung an, denn in der regionalen Biomüllvergärungsanlage im Klimaschutzszenario kann das Biomethan zu Kosten von 5,8 ct/kWh produziert werden, wenn die Biomüllgebühren bei 50 Euro/Tonne liegen.

17.6 Gebühren für Restmüll

Im Referenzszenario wird angenommen, dass die Gebühren, welche pro Tonne Restmüll zur Verbrennung im Restmüllheizkraftwerk gezahlt werden müssen, in 2030 den heutigen entsprechen.

Im Klimaschutzszenario wird angenommen, dass die Restmüllgebühren um 20% steigen, um die Reduktion der Restmüllmengen und eine bessere Getrenntsammlung von Biomüll anzureizen. Ferner wird im Klimaschutzszenario angenommen, dass die Gebühren von heute 137,60 Euro/Tonne auf 165 Euro pro Tonne in 2030 im Klimaschutzszenario erhöht werden (+20%). Die Restmüllgebühren haben einen hohen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten.

17.7 Kosten für Wärme aus dem Grosskraftwerk Mannheim im Referenzszenario

Die Berechnung der Fernwärmekosten aus dem Grosskraftwerk Mannheim im Referenzszenario erfolgt durch Ableiten eines Korrelationsfaktors zwischen den Kosten für Kohle, den Kosten für CO₂ Zertifikate und dem Wärmepreis, welcher dem GKM Geschäftsbericht entnommen werden kann. Der abgeleitete Korrelationsfaktor wird genutzt um den Wärmepreis bei der Veränderung der Kosten für CO₂ Zertifikate und für Kohle im Referenzszenario zu berechnen. Dieser Ansatz ist angelehnt an die AVB Fernwärme-Preisgleitklauseln. Eine Simulation der Stromerlöse des GKM am Strommarkt und eine Berücksichtigung einer ggf. vorhandenen Auswirkung der Stromerlöse auf den Wärmepreis, kann im Rahmen dieser Studie aus Gründen des begrenzten finanziellen Budgets nicht erfolgen.

17.8 Kosten für den Wärmenetzbetrieb, für Wärmespeicher und für Wärmeverluste

Neben den Erzeugungskosten werden die Kosten für die Instandhaltung und den Betrieb des Wärmenetzes, von Wärmespeichern und die Kosten von Wärmenetzverlusten, die beim Verteilen von Wärme auftreten, in den Endkundenfernwärmepreis eingepreist werden.

17.9 Kosten für die Verwaltung und Vermarktung der Fernwärme, Service und eventuelle Gewinnmargen

Über die dargestellten Kosten für die Wärmeerzeugung und den Netzbetrieb hinaus, fallen Verwaltungskosten für die Abrechnung der an die Endkunden verkauften Wärme, für Optimierungsmaßnahmen beim Kunden und Servicedienstleistungen an. Ihre Höhe ist nicht genau bekannt. Ferner ist nicht bekannt, inwiefern auf die Kosten weitere Gewinnaufschläge erhoben werden. Die Aufschläge dürften nach unseren Abschätzungen in Höhe von 1,5-2 ct/kWh liegen und werden für die Szenarien auf 1,5 ct/kWh festgesetzt.

17.10 Kosten und Erlöse der frühzeitigen Stilllegung des Großkraftwerks Mannheim im Klimaschutzszenario

Trotz der damals bekannten Klimaziele der Bundesregierung wurde 2005 der gasbefeuerte Block 6 des GKM auf Steinkohle umgerüstet und mit den Planungen für den Bau von Block 9 begonnen. Bereits damals wurde von Seiten der lokalen Umweltverbände nicht nur vor der Inkompatibilität mit dem Klimaschutz, sondern auch vor dem ökonomischen Risiko des Neubaus von Steinkohleblöcken gewarnt. Der BUND klagte gegen den Neubau von Block 9 und verlor das Verfahren. In den Augen des BUND und der Initiativen Heidelberg und Mannheim kohlefrei wäre es nicht gerechtfertigt, Verluste, die durch eine Stilllegungsprämie nicht ausgeglichen werden können, durch eine Umlage auf den Endkunden-Fernwärmepreis auszugleichen. Im Klimaschutzszenario geschieht dieses daher nicht. Verluste sollten durch Gewinne in anderen Sparten (z.B. Wind und Solarenergie) ausgeglichen werden. Dass dieses möglich ist, zeigt der Abschluss des Geschäftsjahres 2020 der MVV.

In Teil 2 der Studie wird unter Anderem die Frage rechtlich abgewogen, ob ggf. der MVV entstehende Kosten für eine frühzeitige Stilllegung des GKM auf die Fernwärmekunden umgelegt werden können oder nicht. Eine Umlegbarkeit ist in der Tat fraglich.

18 Ergebnisse

Siehe Kurzzusammenfassung

19 Dokumentation der angenommenen technischen und wirtschaftlichen Parameter für die Fernwärme- und Stromerzeugung

Die Dokumentation der technischen und wirtschaftlichen Parameter für die Szenarien wird auf Anfrage zur Verfügung gestellt. Email-Adresse für Anfragen: bund.heidelberg@bund.net

20 Verwendete Literatur

- AEE 2014 J. Mühlhoff et al.: „Holzenergie in Deutschland – Status Quo und Potenziale“; Renew's Spezial Sonderausgabe; AEE, DBFZ; Berlin; Feb. 2014
- AEE 2015 AEE / Forschungsradar: „Metaanalyse Entwicklung der Preise für fossile Brennstoffe – Entwicklung des Einfuhrpreises für Steinkohle in verschiedenen Szenarien“; Vergleichsgrafik; 2015
- AfA EuWv BMF: „AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig Energie- und Wasserversorgung“; Jan. 1995; verfügbar unter: <https://www.bundes-finanzenministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Steuerverwaltung-Steuerrecht/Betriebsprüfung/betriebsprüfung.html>
- AGFW 2020 J. Kühne et al.: „Praxisleitfaden Großwärmepumpen“; AGFW; Frankfurt; Juni 2020
- Agora 2021 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut: Datenanhang zu: „Klimaneutrales Deutschland“; Studie im Auftrag von Agora-Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität; V 1.1; Nov. 2020; Datenanhang veröffentlicht Jan 2021
- ASUE 2010 W. Nowak, J. Arthkamp: „BHKW-Grundlagen“; ASUE; Berlin; Juni 2010
- AVR 2019 AVR: „Die AVR Bioabfallvergärungsanlage in Sinsheim“; Broschüre; AVR BioTerra; Sep. 2019; verfügbar unter: <https://www.avr-umweltservice.de/de/Unternehmen/Bioabfallvergaerung>
- AVR 2019a AVR: „Die AVR Biomethanaufbereitungsanlage in Sinsheim“; Broschüre; AVR BioGas; Sep. 2019; verfügbar unter: <https://www.avr-umweltservice.de/de/Unternehmen/Bioabfallvergaerung>
- BAFA 2017 BAFA: „Merkblatt Wärme- und Kältespeicher zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem KWKG“; BAFA; Jan. 2017
- BayernLB 2009 A. Von Dobschütz, T. Reif: „Finanzierung und Wirtschaftlichkeit von Projekten der Tiefengeothermie“; Bayern LB, geothermiekompetenz.de; Fachtagung „Klima schützen – Werte schaffen“; Juli 2009
- BDEW 2013 BDEW: „Umsetzungshilfe zum EEG 2012 - Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) und der damit verbundenen Verordnungen“; BDEW; Berlin; Mai 2013
- Beil 2008 M. Beil: „Biogasaufbereitung – eine Einführung“; in Tagungsband: „Biogasaufbereitung zu Biomethan – 6. Hanauer Dialog“; S. 12 – 17; ISET; Kassel; 2008
- BMWi 2019 D. Zech et al.: „Evaluation des Marktanzreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im förderzeitraum 2015 bis 2018 – Evaluation des Förderjahres 2018“; Fichtner; Nov. 2019
- BUND 2010 BUND: „Wege zu einer nachhaltigen Abfallwirtschaft“; positionen 49; Juni 2010

dena 2020 K. Völler: „Branchenbarometer Biomethan 2020“; dena; Berlin; April 2020

Difu 2018 Klimaschutz in Kommunen. Praxisleitfaden. 3., aktualisierte und erweiterte Auflage.
<https://leitfaden.kommunaler-klimaschutz.de/>

Edel 2019 M. Edel: „Biomethan: Potenzial, Wirtschaftlichkeit und Förderrahmen“; Foliensatz; Flexper-
ten-Workshop-Biogas; Kassel;
Juni 2019

GFZ 2017 A. Heumann, E. Huenges: „Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie“ (in: Technologien für die
Energiewende, Teilbericht 2); Deutsches GeoForschungsZentrum (GFZ); Potsdam; Dez. 2017

GKM 2016 GKM: „Zuverlässige Energie für Mannheim und die Region“; Broschüre; Großkraftwerk Mann-
heim AG; April 2016;
verfügbar unter: <https://www.gkm.de/service/informationsmaterial/>

GKM 2020 GKM: „Geschäftsbericht 2019“; Großkraftwerk Mannheim AG; Mai 2020;
verfügbar unter: <https://www.gkm.de/service/geschaeftsbericht/>

HIC 2016 M. Sandrock et al.: „Erneuerbare Energien im Fernwärmenetz Hamburg – Teil 1: Handlungsop-
tionen für einen kurzfristigen Ersatz des Kraftwerks Wedel“, Hamburg Institut, Hamburg, Dez.
2016

IEE 2018 U. Hoffstede et al.: „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts
gemäß §97 EEG –
Teilvorhaben 2a: Biomasse“; Zwischenbericht; Fh IEE; Kassel; März 2018

ifeu 2003 A. Scheuermann et al.: „Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des EEG -
Endbericht“; IFEU;
Leipzig; Dez. 2003

ifeu und itas 2010 Ifeu, IfaS: „Biomasse-Stoffstrommanagement für die Region Rhein-Neckar – Langfassung“;
Verband Region Rhein-Neckar; Regensburg; 2010; verfügbar unter: <https://www.edoweb-rlp.de/resource/edoweb:7007444/data>

ifeu 2017 R. Vogt: „Szenario Energiewende Berlin im Rahmen der SKU-Bilanz 2016“; IFEU; Heidelberg;
Juni 2017

ifeu 2020 M. Pehnt: „Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze (BEW)“; IFEU, AGFW; Foliensatz;
Okt. 2020

IÖW 2014 Kommunale Wertschöpfungseffekte durch energetische Gebäudesanierung (KoWeG). Endbe-
richt. https://www.ioew.de/publikation/kommunale_wertschoepfungseffekte_durch_energetische_gebaeudesanierung_koweg/

IÖW 2018 E. Dunkelberg et al.: „Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen – Ökonomische Bewer-
tung von Mehrleiter-Wärmenetzen zur Nutzung von Niedertemperaturwärme“; IÖW; Berlin;
Aug. 2018

ISE 2020 P. Sterchele et al.: „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem – Anhang zur Studie“; Fh
ISE; Freiburg; Feb. 2020

IZES 2018 F. Baur et al.: „Altholz – Quo Vadis: Altholz im Energiemarkt“; Vortrag-Session; IZES, STEAG
NE; Würzburg; Sep. 2018

Kail 2010 Kail et al.: „Die Brennstoff-Frage – Energieversorgungslösungen für Industrie und Kommunen“; BWK: das Energie-Fachmagazin; Bd. 62; Düsseldorf; 2010

Kattenstein 2003 T. Kattenstein; „Auslegung, Simulation und energiewirtschaftliche Analyse der Einbindung tiefer Erdwärme aus trockenem Gestein in Fernheizsysteme“; Dissertation; Ruhr-Universität Bochum; Bochum; 2003

Kaufmann 2008 R. Kaufmann, D. Zachäus; „Erzeugung von Strom und Wärme aus Abfall – Bedeutung und Potenzial“; Schriftenreihe „13. Fachtagung – Thermische Abfallbehandlung“; S. 151-158; Kassel; 2008

Kopp 2019 O. Kopp: „Dekarbonisierung der Fernwärme in Mannheim“; in: „Wie werden Wärmenetze grün?“; S. 18-20; Agora Energiewende; Mai 2019

MVV BMKW MVV: „Ökostrom aus nachwachsenden Rohstoffen – Unser Biomassekraftwerk Mannheim“; Datenblatt; verfügbar unter: <https://www.mvv.de/de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/erneuerbare-energien/biomasse/bmkw-mannheim>

MVV MHKW MVV: „Energie aus Abfällen: Nachhaltig und effizient – Unser Heizkraftwerk Mannheim“; Datenblatt; verfügbar unter: <https://www.mvv.de/de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/thermische-abfallverwertung/hkw-mannheim>

Nussbaumer 2017 T. Nussbaumer, S. Thalmann: „Ökonomisch optimierte Auslegung von Fernwärmenetzen“; in HK-Gebäudetechnik; 1/17; S. 38-44; 2017

Nussbaumer 2018 T. Nussbaumer et al.: „Planungshandbuch Fernwärme“; EnergieSchweiz (BFE); QM Fernwärme; Version 1.2; Sep. 2018

Ochs 2013 F. Ochs: „Stand der Technik erdvergrabener Wärmespeicher“; Bericht im Forschungsvorhaben: „Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie“; Dez. 2013

Öko-Institut 2008 F. Matthes et al.: „Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel – Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung“; Öko-Institut, Enerko; Aldenhoven / Berlin, Feb. 2008

Öko-Institut 2010 G. Dehoust et al.: „Klimaschutzpotenziale der Abfallwirtschaft – Am Beispiel von Siedlungsabfällen und Altholz“; Öko-Institut, IFEU; im Auftrag des UBA; Texte 06/2010; Dessau-Roßlau; März 2010

Öko-Institut 2015 M. Haller et al.: „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035“; Studie im Auftrag von Agora Energiewende; Öko-Institut; Mai 2015

Prognos 2019 M. Wünsch et al.: „Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung“; Prognos AG, Fh IFAM, Öko-Institut, BHKW-Consult, Stiftung Umweltenergierecht; Berlin; April 2019

Prognos 2020 A. Kemmler et al.: „Energiewirtschaftliche Projektion und Folgeabschätzungen 2030/2050 – Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030“; Prognos AG, Fh ISI, GWS, iinas; März 2020

Prognos 2020a N. Thamling et al.: „Perspektive der Fernwärme: Maßnahmenprogramm 2030 – Aus- und Umbau städtischer Fernwärme als Beitrag einer sozial-ökologischen Wärmepolitik“; Prognos AG, Hamburg Institut; Nov. 2020

Rausen 2012 T. Rausen, W. Sprick: „Kosten- und Erlösstruktur integrierter Bioabfallvergärungs- und Kompostierungsanlagen“; In: M. Kern, T. Rausen: „KrWG 2015: Erfassung und hochwertige Verwertung von Bioabfall“, S. 151-166; 2012

Slihte 2016 Slihte et al.: „Cost Analysis of In-House Heat Substations in Next Generation Heat Networks“; in: Energy Procedia 96 (2016); S. 511 – 516; SBE16 Tallinn and Helsinki Conference; Oct. 2016

Solites 2012 D. Mangold et al.: „Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung“; Steinbeis Forschungsinstitut solites; V 1.1; 2012

Solites 2013 E. P. Tziggili, T. Schmidt, D. Mangold: „Gesamtbetrachtung zur solaren saisonalen Wärmespeichern und mögliche multifunktionale Nutzungen“; Steinbeis Forschungsinstitut solites; V 1.0; 2013

SWHD 2018 Stadtwerke Heidelberg: „Zahlenspiegel 2018“; SWHD; verfügbar unter: <https://www.swhd.de/de/SWH/download/Unternehmensdaten/>

SWHD 2020 Stadtwerke Heidelberg: „Holz-Heizkraftwerk Heidelberg: Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien“; Broschüre; SWHD; Okt. 2020; verfügbar unter: <https://www.swhd.de/holz-heizkraftwerk>

Teza 2008 D. Teza, H. Menzel, J. Baumgärtner: Multihorizontansatz zur Erschließung ökonomisch relevanter Fließraten am Beispiel des Geothermieprojektes Landau, Schlussbericht. Landau: Geox GmbH

Trümpi 2017 U. Trümpi, P. Härtsch: „Betrieb und Instandhaltung in der Fernwärmeversorgung“; in: Aqua & Gas; Nr. 4; S. 28-34; 2017

UBA 2013 M. Memmler et al.: „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2012“; Climate Change 15/2013; Umweltbundesamt; Dessau-Roßlau; Okt. 2013

UBA 2015 Umweltbundesamt: Steckbrief „Zwischenlagerung und Deponierung von Abfällen“; Datenblatt „Zeitweise Abfallzwischenlagerung“; Okt. 2020

UBA 2016 K. Juhrich: „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“; Climate Change 27/2016; Umweltbundesamt; Dessau-Roßlau; Sep. 2016

WifaUE 2010 Kern et al.: „Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima- und Ressourcenschutz“; Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie; im Auftrag des UBA; Texte 43/2010; Dessau-Roßlau, Aug 2010

Wilfinger 2016 H. Wilfinger: „Einfluss relevanter variabler Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit von Hausmüllverbrennungsanlagen“; Diplomarbeit; Hochschule Mittweida; Graz; Okt. 2016

VDI 2067-1 VDI: „VDI 2067: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Blatt 1: Grundlagen und Kostenberechnung“; Verein Deutscher Ingenieure; Düsseldorf; Sep. 2012