

6. Energie- und CO₂-Bilanz für das Quartier

In den folgenden Ausführungen soll die Energie- und Treibhausgas (THG)-Bilanz des Untersuchungsgebiets dargestellt werden. Nach einer Beschreibung der grundsätzlichen Herangehensweise in Kapitel 6.1 und der Darstellung der Datengrundlagen in Kapitel 6.2 folgt die Darstellung der Endenergie- und der THG-Bilanz in den Kapiteln 6.3 und 6.4.

6.1. Grundsätzliches

Territorialprinzip

Die Energie- und THG-Bilanz ist nach dem Territorialprinzip aufgestellt. Das bedeutet, dass die betrachtete Systemgrenze grundsätzlich die Grenze des Quartiers darstellt. In die Bilanz fließen beispielsweise nur die physikalisch tatsächlich vor Ort befindlichen Anlagen erneuerbarer Energien ein. Anlagen, die über vertragliche Regelungen und Stromhandel von außen in das Betrachtungsgebiet bilanziell (oder bei gegebener räumlicher Nähe auch physikalisch) Strom liefern, werden nicht berücksichtigt, da diese nach dem Territorialprinzip in dem Gebiet berücksichtigt werden, in der die Anlagen errichtet sind. Durch diese allgemein angewandte Methodik wird einer doppelten Berücksichtigung ein- und derselben Anlage in unterschiedlichen Bilanzen vorgebeugt. Sie ist u.a. im Sinne des „Leitfaden Energienutzungsplan“ der Bayerischen Staatsregierung (vgl. STMUG 2011, ARGE ENP 2014), dem Praxisleitfaden „Klimaschutz in Kommunen“ (DIFU 2011) sowie der vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (IfEU) entwickelten Systematik BSKO (Bilanzierungs- Systematik Kommunal), welche als Empfehlung zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland gilt (IfEU 2014). Das Territorialprinzip entspricht im Allgemeinen dem aktuellen Paradigma bezüglich der Vorgehensweise zur Aufstellung von Energiekonzepten und wird deshalb auch im vorliegenden Konzept in dieser Art verwendet.

Thematische Differenzierung

Die vorliegende, erarbeitete Bilanz soll hinsichtlich der folgenden Bereiche differenzieren:

- Thermischer Energieverbrauch (Wärme)
- Elektrischer Energieverbrauch (Strom)
- Energieverbrauch für Mobilität (Wärme, Strom)

Bei der gesonderten Betrachtung der Mobilität handelt es sich um eine Mischform aus heute noch vorwiegend thermischem, aber auch zunehmend elektrischem Verbrauch. Man könnte diesen thematisch auch den jeweiligen thermischen (Verbrennungsmotor) und elektrischen Verbräuchen (Elektromotor) zuordnen. Der Anteil des Verkehrs in der Energie- und Treibhausbilanz wäre dadurch jedoch nicht so übersichtlich darstellbar.

Hinweis: Durch die gesonderte Betrachtung des Bereichs Mobilität wurde in der Bilanz der Strombedarf für Elektrofahrzeuge nicht dem Bereich Strom, sondern dem der Mobilität zugeordnet. Genauso verhält es sich mit dem Stromverbrauch für Heizzwecke, welcher nicht dem Strombereich, sondern dem Wärmebereich zugerechnet wird.

Treibhausgasemissionen (CO₂-Äquivalente)

In der folgenden Betrachtung werden in Anlehnung an das international renommierte „Globale Emissions-Modell Integrierter Systeme“ (GEMIS) unter THG-Emissionen vereinfachend die Freisetzung der Gase Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) sowie Lachgas (N₂O) verstanden. Diese Gase können hinsichtlich ihrer klimawirksamen Wirkung verglichen werden. Die Summe dieser Emissionen wird auch als „CO₂-Äquivalente“ bezeichnet. In der vorliegenden THG-Bilanz wurden zur Berechnung der THG-Emissionen Kennwerte des GEMIS in der Version 5 (Stand Februar 2021) verwendet (vgl. IINAS 2021).

Life-Cycle-Assessment

Während für die Betrachtung des Endenergieverbrauchs und der Potenziale innerhalb des Quartiers das Territorialprinzip gilt, wird bei der Betrachtung des Primärenergieverbrauchs und der damit in Zusammenhang stehenden THG-Emissionen die „Lebenszyklusanalyse“ (engl. „Life Cycle-Assessment“ [LCA]) angewandt. Das bedeutet, dass alle Energieverbräuche und Emissionen von der Erzeugung des benötigten Rohstoffs bis hin zum Verbrauch und ggf. der danach anstehenden Entsorgung soweit es durch vorhandene Studien und Untersuchungen möglich ist, auf globaler Ebene berücksichtigt werden. So wird also stets die Vorkette mit einbezogen. Dies kann die Förderung und Aufbereitung von Rohöl zur Erzeugung von Heizöl, Diesel oder Benzin sein, oder auch die durch eine energetisch aufwendigere Produktion von Elektrofahrzeugen (hoher Energieaufwand zur Produktion der Akkumulatoren und Leichtbauweise) höheren THG-Emissionen in der Vorkette gegenüber einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor sein.

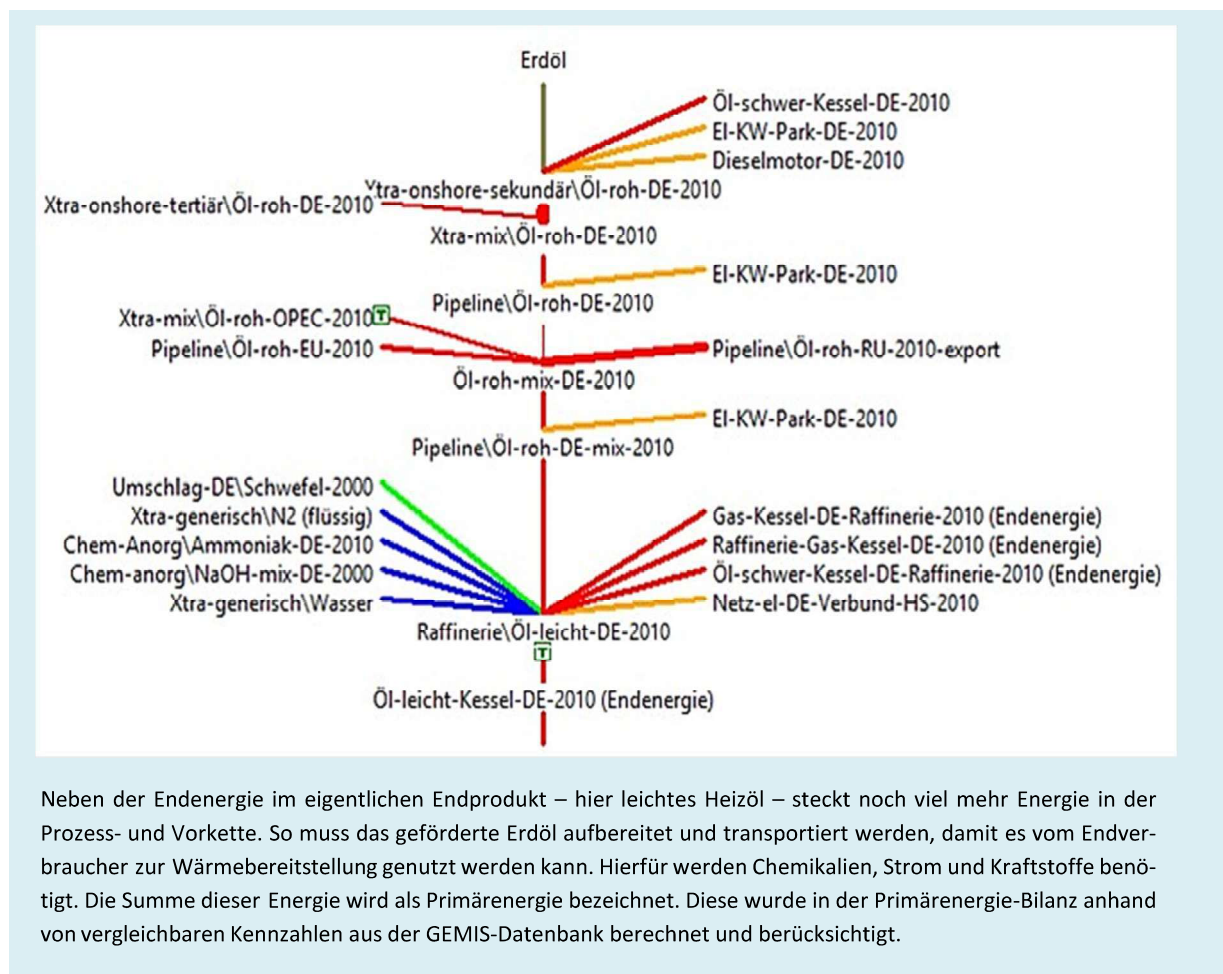


Abbildung 56: Beispiel einer Vorkette (hier: leichtes Heizöl), die in den Berechnungen der Summe der Emissionen berücksichtigt wird. Quelle: IINAS 2021

Im Bereich des Energieverbrauchs drückt sich die Berücksichtigung der Vorkette vor allem durch die Angabe des (nicht- regenerativen) Primärenergieverbrauchs aus. Bei den THG-Emissionen werden diese Emissionen nach LCA ebenfalls berücksichtigt. Es werden stets die gesamten Emissionen angegeben. Dabei handelt es sich zum einen um diejenigen, die vor Ort entstehen, und zum anderen um diejenigen, die über die gesamte Vorkette hinweg auch andernorts emittiert werden.

6.2. Datengrundlagen

Der Energieverbrauch des Quartiers wurde auf Grundlage vieler unterschiedlicher Quellen ermittelt. Nachfolgende Tabelle zeigt, welcher Energieverbrauch durch welche Methode und mit welcher Datengüte ermittelt wurde.

Energieverbrauch	Methodik/Datenquelle	Datenqualität
Stromverbrauch in den Gebäuden	Abfrage der Netz-Absatzdaten des Netzbetreibers	Absolute Erfassung aller Stromverbräuche
Stromverbrauch der Straßenbeleuchtung	Hochrechnung auf Basis des Straßenleuchtenkatasters	Berechneter Verbrauch auf Basis von angegebenen Leistungen; kein tatsächlich gemessener Verbrauch
Stromeinspeisung	Abfrage der Netz-Einspeisedaten des Netzbetreibers	Absolute Erfassung aller eingespeisten Strommengen
Summe Heizenergieverbrauch: grundsätzliches Vorgehen	Berechnung auf Basis baualtersklassen-typischer Kennzahlen und des augenscheinlichen Sanierungsstands; Verifizierung durch Abfrage per Fragebogen, Abfrage von Netzabsatzdaten des Gasnetzbetreibers	Verifizierte Berechnung der Art und des Umfangs des Heizenergiebedarfs aller Gebäude
Solarthermieanlagen	Angabe im Fragebogen, durch Fernerkundung ermittelt, Verifiziert durch Angabe im Energieatlas Bayern	Wärmeerzeugung statistisch berechnet auf Basis der vorhandenen Flächen
Biomasseheizungen	Angaben im Fragebogen und anteilig statistische Berechnung auf Basis der ausgewiesenen Anlagen im Energieatlas Bayern für ganz Aschaffenburg	Statistische Berücksichtigung von dezentralen Holzheizungen
Endenergieverbrauch Mobilität	Zulassungszahlen Kfz für Gesamtstadt über Einwohnerzahl auf Quartier übertragen	Statistische Näherung, ohne die Eigenheiten des Quartiers (z.B. eher weniger private Kfz in urbaneren Quartieren) berücksichtigen zu können

Abbildung 57: Datenbasis Energieverbrauchserhebung.

6.3. Endenergiebilanz

Im folgenden Kapitel wird die aktuelle Endenergiebilanz des Quartiers vorgestellt. Die Nutzung von Endenergie unterteilt sich in die Bereiche thermische und elektrische Endenergie sowie den Endenergieaufwand für Mobilität.

6.3.1. Thermische Energie

Um den thermischen Endenergieverbrauch zu berechnen, wurde in Abhängigkeit zur Verbrauchergruppe und zum Energieträger auf unterschiedliche Quellen zugegriffen. Bei den privaten Haushalten wurde dieser über die zu beheizende Wohnfläche, den Sanierungsstand, das Baualter des Gebäudes, die Gebäudeart (Ein- oder Mehrfamilien- oder Reihenhauses, etc.), sowie mit Hilfe der energetischen Kennwerte aus dem Leitfadens-Energienutzungsplan (vgl. STMUG 2011, S. 21) berechnet. Die Berechnungen konnten darüber hinaus in vielen Fällen durch die durchgeführte Befragung und Netzabsatzdaten des Gasnetzbetreibers verifiziert werden. Bei den wenigen gewerblichen Gebäuden wurde der Verbrauch durch branchenspezifische Kennzahlen ermittelt, sofern die entsprechenden Verbrauchsdaten nicht durch die Befragung erhoben werden konnten.

Insgesamt werden im Quartier **ca. 23.057 MWh Endenergie pro Jahr für thermische Zwecke** benötigt. Hiervon werden aktuell noch ca. 96 % (22.189 MWh/a) durch nicht erneuerbare Energieträger (Erdgas, Heizöl und Flüssiggas) und erst 4 % (868 MWh/a) durch erneuerbare Energieträger (Solarthermie, Biomasse, Umweltwärme und Erdwärme) bereitgestellt.

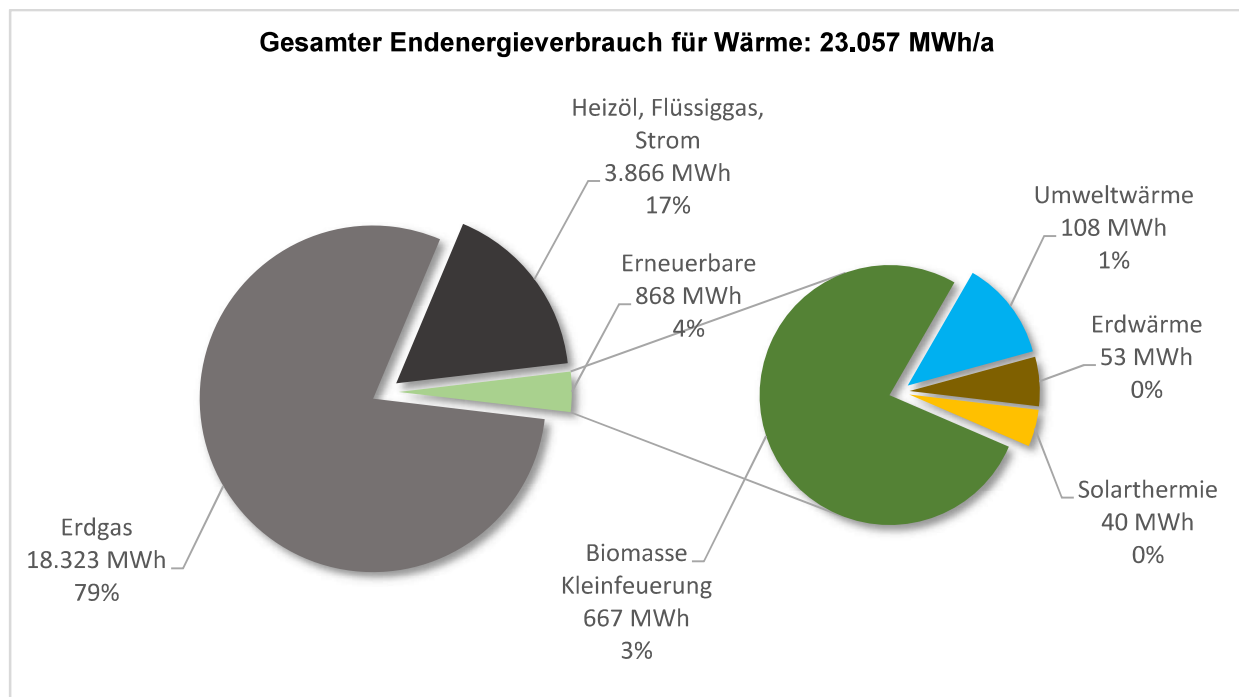


Abbildung 58: Verteilung der zur Wärmebedarfsdeckung verwendeten Energieträger.
Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Ein Blick auf die verwendeten Energieträger zeigt, dass immer noch mehrheitlich fossile Energieträger eingesetzt werden. Mit ca. 79 % und einem Verbrauch von 18.323 MWh/a ist Erdgas der meistgenutzte Energieträger. Heizöl und Flüssiggas stellen ca. 17 % bzw. 3.866 MWh/a.

Durch die Einführung der CO₂-Abgabe zum 01.01.2021 haben sich die Energiekosten im Quartier bereits um anfänglich ca. 111.000 €/a gesteigert. Durch den heute bereits absehbaren Anstieg des CO₂-Preises werden die Verbraucher im Quartier im Jahr 2025 bereits mehr als 240.000 €/a mehr zahlen müssen – ungeachtet regulär zu erwartender Preissteigerungen (weitere Informationen zur zukünftigen Bepreisung der CO₂-Emissionen in Kapitel 6.4.).

6.3.2. Elektrische Energie

Der Stromverbrauch wurde durch die Abfrage der Netzabsatzdaten im Quartier ermittelt.

Insgesamt werden im Quartier **ca. 4.369 MWh Strom pro Jahr** verbraucht. Etwa 96 % hiervon werden nicht im Quartier erzeugt. Nur ca. 4 % (178 MWh/a) stammen aus PV-Anlagen, die sich im Quartier befinden.

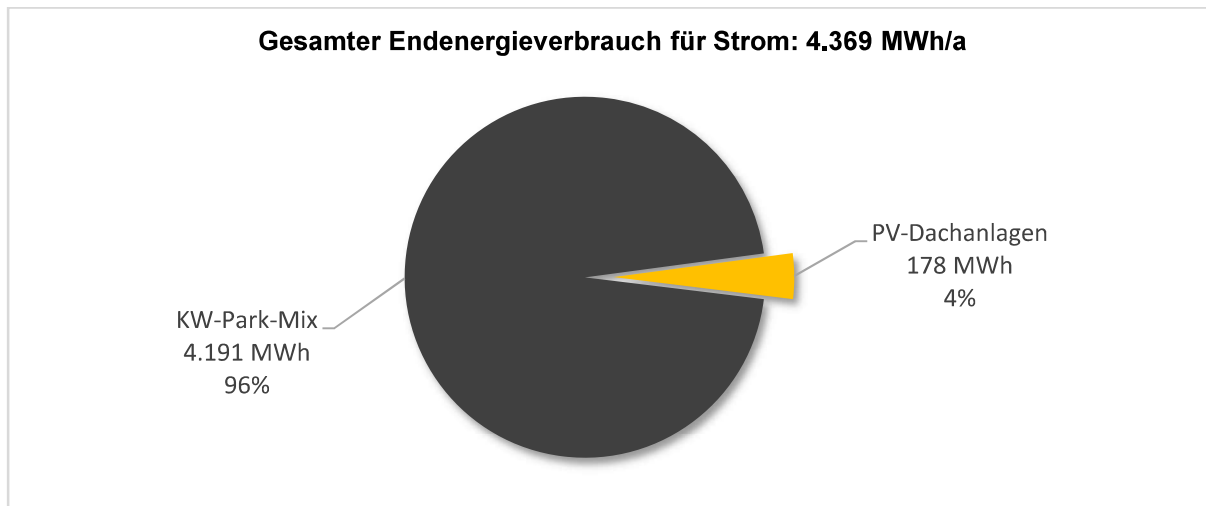


Abbildung 59: Stromverbrauch, Herkunft und verwendete Energieträger. Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Mobilität

Treibhausgasemissionen im Verkehrsbereich entstehen im Quartier vor allem durch den Motorisierten Individualverkehr (MIV). Der Energieverbrauch im Bereich Mobilität wurde grundsätzlich auf Basis der Zulassungszahlen für Fahrzeuge im Stadtgebiet und der Einwohnerzahl von Damm berechnet.

Im Quartier finden vor allem Verbrennungsmotoren auf Basis fossiler Kraftstoffe in PKW Verwendung. Dies schlägt sich auch im Endenergieverbrauch nieder: Zusammen etwa 97 % des Endenergieverbrauchs geht immer noch auf die fossilen Energieträger Benzin und Diesel zurück. Gas (Erdgas/CNG und Autogas/LPG) – ebenfalls ein fossiler Energieträger – ist nur wenig vertreten. Die Elektrofahrzeuge verursachen nur ca. 1 % des Endenergieverbrauchs. Werden die gesetzlich vorgeschriebenen biogenen Anteile im Benzin und Diesel berücksichtigt, ergibt sich ein Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch für Mobilität in Höhe von ca. 6,8 %.

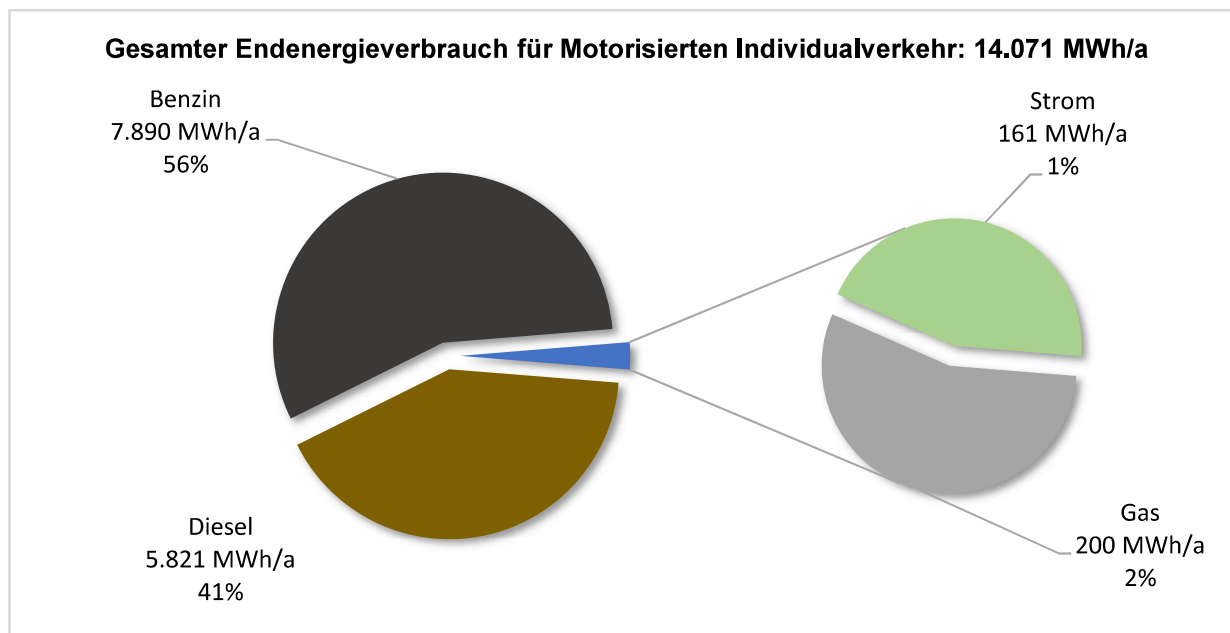


Abbildung 60: Verteilung des Energieverbrauchs für Mobilität nach Energieträgern. Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Die am meisten genutzten Endenergieträger sind Diesel und Benzin. Insgesamt werden jedes Jahr ca. 5.821 MWh Diesel und ca. 7.890 MWh Benzin verbraucht. Damit werden bei den aktuellen Kraftstoffpreisen (Mai 2023; Diesel zu 1,60 € und Super-Benzin zu 1,85 € der Liter) jedes Jahr ca. 2.650.000 € Wertschöpfung in Motoren verbrannt.

Zusammenfassung

Insgesamt werden im Quartier jedes Jahr ca. 41.498 MWh Endenergie verbraucht. Der größte Anteil in Höhe von ca. 56 % entfällt auf den Wärmeverbrauch. Etwa 34 % des gesamten Energieverbrauchs entfällt auf den Bereich Mobilität. Nur etwa 10 % werden für elektrische Zwecke benötigt.

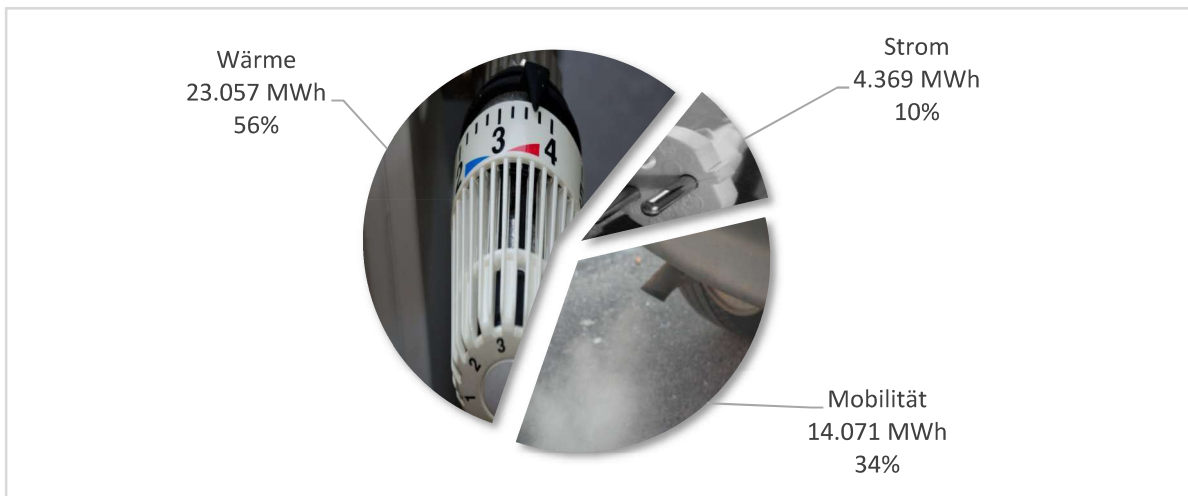


Abbildung 61: Zusammenfassung des Energieverbrauchs der Sektoren Wärme, Strom und Mobilität.

Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Insgesamt liegt der Anteil erneuerbarer Energien über alle Sektoren hinweg bei ca. 5 %. Damit werden **ca. 95 %** des Endenergieverbrauchs **durch fossile Energieträger** bereitgestellt.

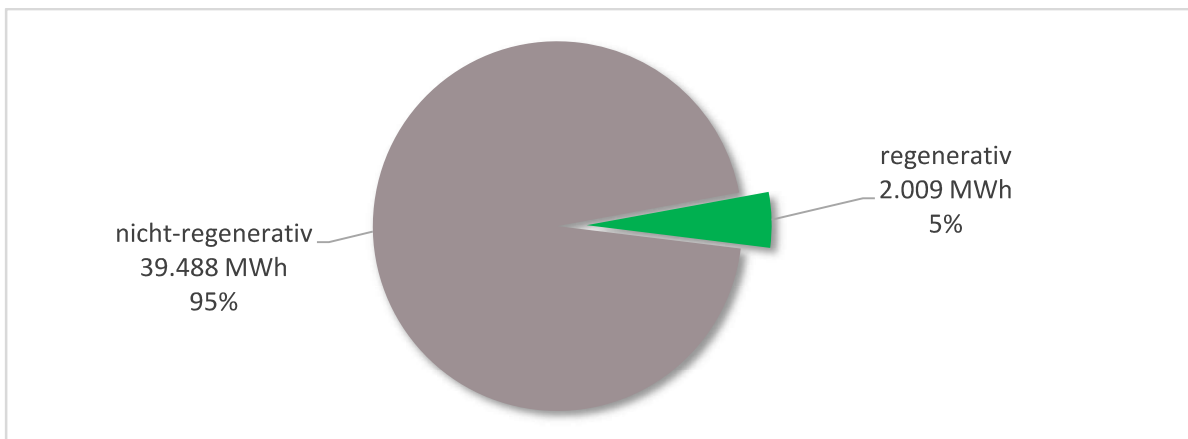


Abbildung 62: Regenerative und nicht-regenerative Anteile am gesamten Endenergieverbrauch im Quartier.

Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

6.4. Primärenergieverbrauch

Im Quartier werden aktuell etwa 41.498 MWh/a Endenergie verbraucht. Im Folgenden soll untersucht werden, welcher Primärenergieverbrauch mit dem genannten Einsatz von Endenergie verbunden ist.

Thermische Energie: Um die in Kapitel 6.3.1. genannten 23.057 MWh/a Wärme bereit zu stellen, werden insgesamt etwa 25.077 MWh/a Primärenergie verbraucht.

Elektrische Energie: Um die in Kapitel 6.3.2 genannten 4.369 MWh/a Strom bereit zu stellen, entsteht ein nicht regenerativer Primärenergieverbrauch in Höhe von ca. 5.975 MWh/a.

Mobilität: Um die in Kapitel 6.3.2 genannten 14.071 MWh/a bereit zu stellen, werden insgesamt 15.715 MWh/a nicht regenerative Primärenergie benötigt.

6.5. Treibhausgasbilanz

Vor allem durch die dargestellte Nutzung nicht-regenerativer Energieträger entstehen große Mengen klimaschädliche Treibhausgase. Insgesamt werden durch den Energiebedarf im Quartier jedes Jahr ca. 11.977 Tonnen THG emittiert. Den größten Anteil trägt der Wärmebereich mit ca. 5.541 t THG (46 %). Den zweitgrößten Anteil trägt der Mobilitätsbereich mit insgesamt ca. 4.789 t THG (40 %). Der Strombereich schlägt mit ca. 1.648 t THG pro Jahr zu Buche (ca. 14 %). Dies entspricht etwa 4,4 t THG pro Einwohner und ist im Vergleich zu den gesamten Emissionen der Stadt Aschaffenburg (ca. 10,5 t/EW*a; Stand 2017 Klimaschutzkonzept) niedrig. Dies liegt vor allem daran, weil sich im Quartier kein produzierendes Gewerbe und keine Industrie befindet.

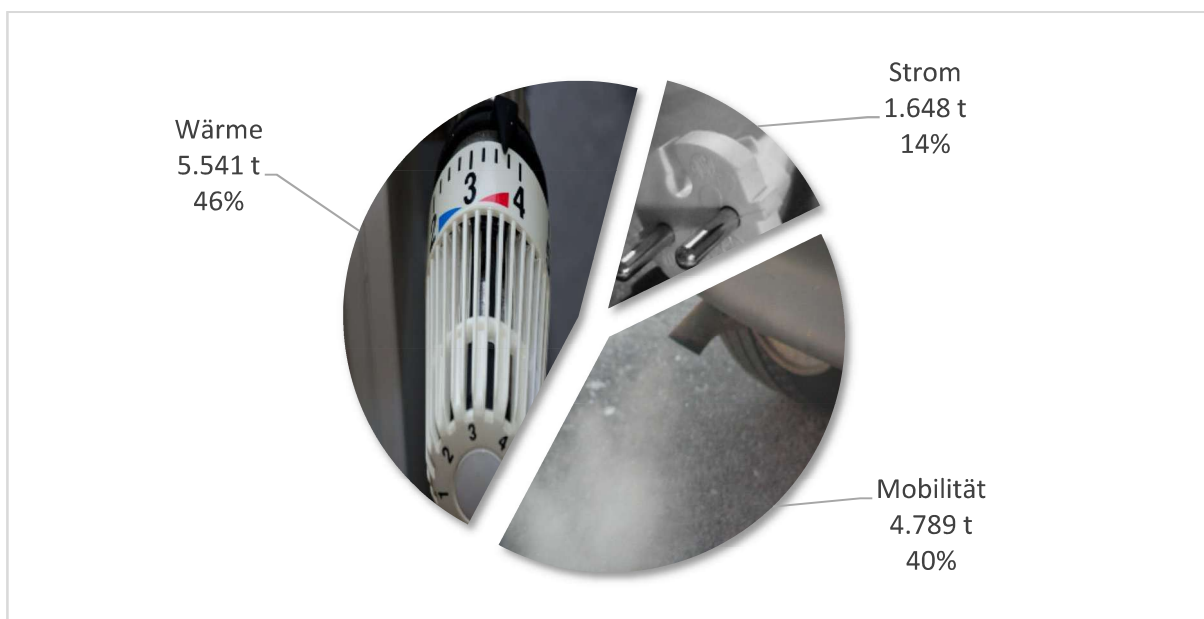


Abbildung 63: Gesamte THG-Emissionen der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität.

Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Neben dem allgemeinen Ziel des vorliegenden Quartierskonzepts, durch die dargestellten Maßnahmen auch die Treibhausgasemissionen im Quartier zu senken, wirken sich diese spätestens seit dem Klimaschutzgesetz der Bundesregierung und der in diesem Rahmen über das Brennstoffemissionshandelsgesetzes eingeführten CO₂-Abgabe auch direkt finanziell auf die Bürgerinnen und Bürger des Quartiers aus. Seit 2021 wurden 25 €/t CO₂ aus nicht-regenerativen Quellen wie Heizöl und Flüssiggas, Diesel oder Benzin (nicht inkl. Vorkette, wie die zuvor dargestellten CO₂-Emissionen berechnet wurden) erhoben. **Seit 2022 liegt der Preis bei 30 €/t CO₂.** Diese Abgabe soll planmäßig jährlich ansteigen und erreicht aus heutiger Sicht im Jahr 2025 bereits 55 €/t. Dadurch haben die Bewohnerinnen und Bewohner des Quartiers allein durch die CO₂-Abgabe seit 01.01.2021 schon Mehrkosten in Höhe von ca. 230.000 €. Bis 2025 steigen diese Mehrkosten auf insgesamt ca. 500.000 € an. Darüber hinaus wurde diesbezüglich vom Bundesverfassungsgericht auf Basis einer Klage bereits entschieden, dass die derzeitigen Maßnahmen der Bundesregierung (darunter auch die CO₂-Abgabe) zum Klimaschutz eine nur unzureichende Lenkungswirkung aufweisen, um die im Klimaschutzgesetz gesetzten Ziele der Treibhausgaseinsparungen tatsächlich zu erreichen (vgl. Bundesverfassungsgericht 2021). Bereits vor der Bundestagswahl im Herbst 2021 wurden deshalb parteiübergreifend noch höhere CO₂-Abgaben diskutiert (ZDF HEUTE 2021). Es ist deshalb **absehbar, dass die CO₂-Abgaben ab 2026 weiterhin deutlich steigen werden** und allein hierdurch die Mehrkosten im Quartier durch die Nutzung fossiler Energieträger wie Heizöl, Flüssiggas, Benzin und Diesel nochmals deutlich steigen. (vgl. BDEW 2021)

6.6. Handlungsbedarf und Szenarien

6.6.1. Klimaneutralität

Übergeordnetes Ziel ist im Zusammenhang mit dem vorliegenden energetischen Quartierskonzept die Klimaneutralität. Während auf Bundesebene die Klimaneutralität laut Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) bis spätestens 2045 zu errichten ist, fordert das bayerische Klimaschutzgesetz (BayKlimaG) die Klimaneutralität bereits bis 2040. Heute, im Jahr 2023, ist die Klimaneutralität also binnen 17 Jahren zu erreichen. Aktuell wird das **Quartier noch zu 95 % durch fossile Energieträger mit jährlich insgesamt 11.977 Tonnen CO₂-Emissionen mit Energie versorgt**. Das bedeutet, dass innerhalb der nächsten 17 Jahre ca. 437 Heizöl- und Erdgas-Heizungen, etwa 1.563 Verbrenner-Fahrzeuge und 4.191 MWh Strom durch erneuerbare Alternativen ausgetauscht werden müssen. Pro Jahr sind das 26 Heizungen, etwa 92 Fahrzeuge und 246 kW bzw. 1.170 m² PV-Anlagen allein für den heutigen Strombedarf. Hinzu kommt der zusätzliche Strombedarf für die neuen E-Fahrzeuge und Wärmepumpen (auch bei einem Anschluss an ein Wärmenetz ist davon auszugehen, dass der größte Anteil der darin verteilten Wärme mit Wärmepumpen generiert wird). Diese Annahmen, die der Annahme einer weitgehenden Elektrifizierung der Energieversorgung zu Grunde liegen, sollen im folgenden Kapitel hergeleitet werden.

6.6.2. Transformation der Energieversorgung

Seit Beginn der politischen Nachhaltigkeitsprozesse und der Energiewende im Allgemeinen werden verschiedene Konzepte einer künftigen nachhaltigen und erneuerbaren Energieversorgung diskutiert. Es ist klar, dass nur erneuerbare Energieträger wirklich Treibhausgas-neutral sind und nur diese eine wirklich nachhaltige Energieversorgung ermöglichen können. Auch Wasserstoff ist in diesem Zusammenhang per se kein erneuerbarer Energieträger, sondern lediglich ein Energiespeicher, der – vor allem wenn er aus erneuerbaren Energien hergestellt wird – verhältnismäßig ineffizient ist. Deutschland befindet sich in diesem Zusammenhang nun mittlerweile seit 20 Jahren in der Energiewende und es haben sich in der Zwischenzeit äußerst spezialisierte Lehrstühle und Institute an Universitäten und Hochschulen herausgebildet, die sich vertieft mit den Möglichkeiten der Energiewende befassen und die effizientesten Technologien und Anwendungsmöglichkeiten beschreiben. Dieser wissenschaftliche Diskurs wird begleitet von staatlichen Institutionen, wie beispielsweise der Deutschen Energieagentur (dena), die die wichtigsten Eckpfeiler der zukünftigen nachhaltigen Entwicklungsperspektiven aufzeigen (u.a. PIK 2021, dena 2021, S4F 2022a, S4F 2022b, S4F 2022c). Die wichtigsten Leitlinien dieses Diskurses sollen stichpunktartig wiedergegeben werden.

Grundsätzliche „Leitplanken“ der anstehenden Transformation:

- Die größten Potenziale für erneuerbare Energien liegen in der Stromerzeugung (Windkraft, Photovoltaik). Die Energieversorgung sollte deshalb in Zukunft in allen Sektoren (Strom, Wärme, Mobilität) soweit es geht elektrifiziert werden (**Elektrifizierung aller Sektoren**).
- Auch Biomasse ist als einer der wichtigsten Energieträger für den Wärmebereich nur in stark beschränkten Mengen nachhaltig verfügbar.
- Die Wärmeversorgung wird deshalb zukünftig vor allem durch **Wärmepumpen** (hoher Wirkungsgrad durch Nutzung von Umweltwärme) und **Wärmenetze** (dort, wo Wärmepumpen den äußeren Umständen nach – wie zum Beispiel in dicht besiedelten Gebieten ohne Platz für Wärmetauscher, Erdsonden oder Erdwärmekörbe – nicht betrieben werden können) stattfinden.
- Das rein **batterieelektrische Fahrzeug (BEV)** ist wegen der massiven Effizienzvorteile dem mittels Brennstoffzellen und Wasserstoff betriebenen batterieelektrischen Fahrzeug (FCEV) vorzuziehen. Aus erneuerbaren Energien hergestellte synthetische Kraftstoffe (sog. „E-Fuels), die in konventionellen Verbrennungsmotoren genutzt

werden, sind am ineffizientesten und können auch in Zukunft nicht ohne die Freisetzung von Schadstoffen betrieben werden. Während für eine Wasserstoff-Mobilität (FCEV) etwa dreimal so viele erneuerbare Energien (Windräder, PV-Anlagen auf Freiflächen) benötigt werden (wie bei BEV), würden Fahrzeuge auf Basis von „E-Fuels“ mindestens etwa zehnmal so viele Erneuerbare Energien (Windräder, PV-Anlagen auf Freiflächen) erforderlich machen.

- **Wasserstoff ist der wichtigste saisonale Energiespeicher.** Die nachhaltige Erzeugung mit erneuerbaren Energien ist mit hohen Wirkungsgradverlusten behaftet, weshalb er teuer ist. Aber auch importierter Wasserstoff ist sehr teuer. **Wasserstoff wird wegen der hohen Kosten nur sehr beschränkt und vor allem in Spezialfällen zur Anwendung kommen** oder wenn es nicht anders geht.

Wesentliche Leitlinien für den Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher (Kernaussagen aus S4F 2022A):

- Wasserstoff wird benötigt, um Ammoniak und Methanol als Grundstoffe für die chemische Industrie herzustellen. In der Eisen- und Stahlherstellung erfolgt gerade die Umstellung auf Wasserstoff als Reduktionsmittel – er soll die Kohle ersetzen. Für die langfristige Speicherung von Energie wird Wasserstoff von einer breiten Mehrheit der Wissenschaft als notwendiger Energieträger eingestuft.
- Der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger ist auch in zahlreichen weiteren Anwendungen scheinbar sehr reizvoll. So könnte man grünen Wasserstoff oder seine Folgeprodukte in Gasheizungen oder Verbrennungsmotoren verbrennen und so alte und ineffiziente Technologien auch in der Zukunft nutzen.
- Aber der Einsatz von Wasserstoff ist nicht unbedenklich oder folgenlos für die Erdatmosphäre: Die indirekte Treibhausgaswirkung von H₂ ist etwa vier- bis elfmal so schädlich wie Kohlendioxid. Auch Wasserstoff ist also ein klimaschädliches Gas, das zum Treibhauseffekt beiträgt und das sparsam verwendet und in geschlossenen Kreisläufen geführt werden muss. Und gerade das ist beim kleinsten aller vorkommenden Moleküle nicht einfach.
- Die Verwendung von Wasserstoff ist nur sinnvoll, wenn er mit erneuerbarem Strom hergestellt wird (grüner Wasserstoff). Dies ist zukünftig auch die billigste Produktionsmethode. Aus Erdgas hergestellter Wasserstoff (grau bzw. blau) und Wasserstoff aus Methanpyrolyse (türkis) ist wegen der Nutzung von Erdgas sowie der Vorkettenemissionen von Methan nicht klimaneutral und Atomenergie als Energiequelle der Elektrolyse birgt zu hohe Risiken und Langzeitfolgen, um damit umweltfreundlich Wasserstoff (pink bzw. rosa) herzustellen.
- Die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser mit Strom ist ein altbewährtes Verfahren, das prinzipiell auch für grünen Wasserstoff eingesetzt werden kann. Aber aus Kostengründen (H₂ aus Erdgas war billiger) gibt es bislang national und international nur wenige Elektrolyseanlagen. Hierzulande scheidet die Erzeugung von größeren Mengen grünen Wasserstoffs am zu langsamen Ausbau von Wind- und Solarstrom. Es wird deshalb zumindest Jahre dauern, bis merkliche Mengen an Wasserstoff importiert werden können. Lieferungen aus Katar und Kanada werden erst in einigen Jahren aufgenommen werden. Bis größere Mengen importiert werden können, werden mind. 10 Jahre vergehen. Und was bezüglich des erhofften Wasserstoffimports häufig verschwiegen wird ist, dass der Transport so aufwändig ist, dass importierter Wasserstoff ein Vielfaches von heutigem Erdgas oder Erdöl kosten wird. Dabei ist es egal, ob der Wasserstoff komprimiert, verflüssigt oder chemisch gebunden transportiert wird.
- Wasserstoff steht im Wettbewerb mit anderen Energieträgern. Sowohl beim Antrieb von Fahrzeugen als auch bei der Wärmeerzeugung konkurriert H₂ mit dem Einsatz von Elektrizität, deren Einsatz aus physikalischen Gründen um ein Vielfaches effizienter ist. Setzt man auf Elektrizität, benötigt man z.B. für die Wärmeversorgung etwa um den Faktor 5 weniger Windkraftwerke und PV als bei Wasserstoff – so groß sind die Verluste der Erzeugung und Verbrennung von H₂ gegenüber elektrischen Lösungen wie Wärmepumpen oder Elektroautos. Der Import von Wasserstoff z.B. für Heizzwecke wäre für die Masse der Bevölkerung unbezahlbar.

Wesentliche Leitlinien für den Einsatz von Wärmenetzen (Kernaussagen aus S4F 2022b):

- Durch Wärmenetze können Wärmepotenziale erschlossen werden, die sonst zur Wärmeversorgung nicht zur Verfügung stehen. Hierzu gehören die Nutzung von Abwärme aus Industrieprozessen oder Rechenzentren, Wärme aus tiefer Geothermie, Wärme aus großen solarthermischen Anlagen, Wärme aus der Verbrennung von Abfall und Klärschlamm und anderes mehr. Diese Wärmepotenziale werden zur Substitution der fossilen Energien aus Erdgas und Heizöl dringend gebraucht.
- Wärmenetze machen es möglich, regenerative Wärme von außerhalb in Ortskerne hinein zu bringen. Sie vereinfachen damit die Gewinnung und Nutzung von erneuerbarer Wärme.
- Das Beispiel Dänemark zeigt, dass die Wärmeversorgung durch Wärmenetze nicht nur klimafreundlich, sondern auch zu geringeren und stabileren Kosten im Vergleich zu fossilen Energien gewährleistet werden kann. Dies gilt besonders, wenn die Wärmeversorgung gemeinnützig, genossenschaftlich oder kommunal organisiert ist.
- Der Aufwand zum Umbau der bereits bestehenden großen Wärmenetze, die heute noch zu 80 % Abwärme aus fossilen Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung nutzen, auf regenerative Wärmequellen wird erheblich sein. Neben der Verbrennung von Reststoffen werden zunehmend Abwärme aus Industrieprozessen und Rechenzentren, Wärme aus Flusswasser, Solarthermie sowie tiefe und oberflächennahe Geothermie eine Rolle spielen. An vielen Stellen wird das Temperaturniveau dieser Quellen durch Wärmepumpen angehoben werden müssen. Im Gegenzug sollte das oft sehr hohe Temperaturniveau der Fernwärmenetze sukzessive gesenkt werden.
- Neben großen Fernwärmenetzen wird es auch mehr Quartierswärmenetze und sogenannte „kalte Nahwärmenetze“ geben. Auch sie bieten Potenziale, unkonventionelle Wärmequellen abseits von fossilen Energien oder Strom zu erschließen. Die Stadtplanung muss diese Wärmenetze in der kommunalen Wärmeplanung mitdenken und den Rahmen für sie schaffen. (s. Hinweis S. 110)

Wesentliche Leitlinien für den Einsatz von Wärmepumpen (Kernaussagen aus S4F 2022c):

- Deutschland soll nach dem Klimaschutzgesetz spätestens 2045 klimaneutral sein.
- Bis dahin müssen alle Öl- und Gasheizungen ersetzt werden. Da Holz und Pellets schon heute knapp sind, wird die Wärmepumpe das dominierende Heizsystem werden. Schon im Jahr 2024 soll jede zweite neu installierte Heizung eine Wärmepumpe sein.
- Wärmepumpen können Umweltwärme aus der Luft, dem Erdreich, dem Grundwasser und je nach Verfügbarkeit auch andere Wärmequellen für das Heizen nutzbar machen.
- Je nach energetischem Standard des Gebäudes und der Temperatur und Art der genutzten Umweltwärme kann eine Wärmepumpe im Jahresmittel pro Kilowattstunde Strom drei bis vier, unter besonders günstigen Bedingungen auch fünf Kilowattstunden Wärme zum Heizen bereitstellen.
- Wärmepumpen arbeiten besonders effizient, wenn die Wärme über Flächenheizungen verteilt wird. Besonders verbreitet ist die Fußbodenheizung. Aber auch Wände und Decken können mit Flächenheizsystemen nachgerüstet werden.
- Verzichtet man auf den Anspruch höchster Effizienz, dann zeigen zahlreiche Beispiele, dass sich auch ältere Bestandsgebäude mit Wärmepumpenanlage durch die vorhandenen Heizkörper beheizen lassen. Oft reicht schon der Austausch einzelner Heizkörper für eine erste Optimierung des Heizsystems aus.
- Die Ausrüstung zahlreicher Gebäude mit Wärmepumpen zeitgleich zur Verbreitung von Elektroautos wird den Strombedarf in Wohngebieten deutlich erhöhen. Gemeinden sollten darauf hinwirken, dass die Stromnetze rechtzeitig ertüchtigt werden. Die erneuerbare Stromerzeugung muss dabei zügig ausgebaut und auch direkt lokal genutzt werden. (v.a. Photovoltaik und Windkraft).

- Wärmepumpen erfordern den Einsatz von Kältemitteln, die früher häufig sehr klimaschädlich waren. Da sich die Freisetzung durch Lecks nie ganz vermeiden lässt, wurde in der EU-Verordnung Nr. 517/2014 vorgeschrieben, dass als Kältemittel in Wärmepumpen künftig nur noch Stoffe mit einem geringen Treibhausgaspotential wie Propan, Butan oder Ammoniak zum Einsatz kommen.
- Neben der Wärme sind viele Wärmepumpen auch in der Lage, Kühlung bereitzustellen. Ein wachsender Bedarf an Gebäudekühlung entsteht durch den fortschreitenden Klimawandel, vor allem in den Sommermonaten. Wärmepumpen können also auch dazu beitragen, hitzebedingte Gesundheitsschäden abzumildern.

6.6.3. Szenario 1 – Trendentwicklung

Das Trendszenario soll ganz grundsätzlich die weitere Entwicklung darstellen, wie sie ohne weiteres Zutun mit der größten Wahrscheinlichkeit eintreten wird. Hierfür wurden die folgenden groben Grundannahmen getroffen:

- Es wird angenommen, dass kein Sanierungsmanagement zur Aktivierung und Animation der Bevölkerung installiert wird. Es findet also keine zusätzliche Sensibilisierung der Bevölkerung auf Basis der Erkenntnisse des vorliegenden Quartierskonzepts statt – und somit auch keine Verstärkung der Klimaschutzmaßnahmen.
- Energetische Sanierungen der Gebäudehülle finden wegen der hohen Kosten und der fehlenden Kommunikation der Vorteile weiterhin nur reserviert statt. Dennoch sorgen staatliche Anreizprogramme (BEG und dessen Weiterentwicklung) und die steigende CO₂-Abgabe dazu, dass ein geringer Anteil der Objekte trotzdem saniert werden (Mobilisierung eines Einsparpotenzials von 17 % des heutigen Endenergiebedarfs im Quartier [Sanierungsquote in Höhe von ca. 1 %/a bis 2040]).
- Die CO₂-Abgabe (Regelmechanismus der Bundesregierung zum Erreichen der Klimaneutralität bis 2045) erhöht sich bis 2045 kontinuierlich über den aus heutiger Sicht höchsten Stand im Jahr 2025 (55 €/Tonne) hinaus. Im Jahr 2045 werden die für eine Klimaneutralität benötigten, mindestens ca. 350 €/Tonne erreicht (vgl. MCC 2018). Fossile Energieträger wie Heizöl und Erdgas werden hierdurch deutlich teurer. Dies führt dazu, dass die o.g. sanierten Objekte i.d.R. mit Wärmepumpen ausgestattet werden.
- Bezüglich einer übergeordneten Wärmeplanung finden im Trend-Szenario keine Überlegungen hinsichtlich einer Transformation zu umwelt- und klimafreundlicheren Technologien statt. Das Erdgasnetz bleibt bestehen und da auch deutschlandweit genauso wie im untersuchten Quartier weitgehend keine Verbräuche reduziert wurden, fehlt es in Zukunft an klimafreundlichen synthetischen Gasen für das Gasnetz (s. Kapitel 6.5.2). Es wird deshalb notgedrungen auch nach 2035 weiterhin fossiles Erdgas im Gasnetz verteilt werden müssen. Das Quartier wird in Zukunft auch nicht durch ein größeres (klimafreundliches) Fernwärmenetz erschlossen. Es werden auch keine kleinen initialen Wärmenetze im Quartier umgesetzt. Die Wärmeversorgungsstruktur bleibt im Wesentlichen unverändert: Das Erdgasnetz bleibt erhalten und im Vergleich zum Klimaschutzszenario rüsten nur wenige sanierte Objekte auf Wärmepumpen um.
- Der Strombedarf für elektrische Anwendungen (also ohne Heizstrom bzw. Strom für Wärmepumpen) ändert sich kaum. Etwaige Einspar- und Effizienzsteigerungspotenziale werden durch Rebound-Effekte (anspruchsvollere Unterhaltungselektronik, etc.) substituiert.
- Erneuerbare-Energien-Anlagen werden im Bestandsgebiet eher reserviert ausgebaut. Die vorhandenen Potenziale werden nur zu einem kleinen Teil genutzt. Der aktuelle Bestand wird im Bestandsquartier bis 2040/2045 jedoch etwa verdoppelt.
- Im Bereich Mobilität ergeben sich kaum Änderungen an der Quantität (Kraftfahrzeugbestand und die Fahrleistung). Da nur mäßig zusätzliche Ladestationen ausgebaut werden, und sich diese auch meist nicht unmittelbar im Quartier befinden, werden 2040 nicht so viele umweltfreundliche Elektrofahrzeuge vorhanden sein, wie im

Klimaschutz-Szenario (nur etwa 16 % des Bestands). Der verbleibende Fahrzeugbestand mit Verbrennungsmotoren bleibt so groß, dass dieser nicht durch sog. „eFuels“ versorgt werden kann. Die (deutschlandweiten) Potenziale hierfür reichen allen Prognosen und Hochrechnungen nach nicht aus.

- Die Emissions-Faktoren sowohl für den Kraftwerkpark-Mix der Bundesrepublik Deutschland als auch im internationalen Umfeld (z.B. Fahrzeugbau) verbessern sich auf Grund der fortschreitenden Energiewende im selben Maß wie bisher. Quartiersbezogene Entscheidungen haben hierauf keinen Einfluss. Dennoch wird im Trend-Szenario angenommen, dass deutschland- und weltweit nur ungenügend Treibhausgase reduziert werden und in einer linearen Fortschreibung der vergangenen Entwicklung das Ziel der Klimaneutralität nicht erreicht wird. Die Annahme: Genauso wie im Quartier wird deutschland- und weltweit nur ungenügend Klimaschutz betrieben. Dies hat weitreichenden Einfluss auf indirekte Emissionen in der Vorkette: Die Emissionsfaktoren sind in Zukunft nicht so gut wie im Klimaschutz-Szenario.

6.6.4. Szenario 2 – Klimaneutralität

Das Szenario zur Klimaneutralität soll ganz grundsätzlich die weitere Entwicklung darstellen, wie sie bei Umsetzung der hier diskutierten Maßnahmen mit der größten Wahrscheinlichkeit eintreten wird. Hierfür wurden die folgenden groben Grundannahmen getroffen:

- Es wird angenommen, dass auf Basis des Quartierskonzepts ein Sanierungsmanagement installiert wird, welches fortwährend Öffentlichkeitsarbeit betreibt und die Bevölkerung für die anstehenden Energie-Projekte sensibilisiert, über die Vorteile der energetischen Sanierung aufklärt und als ständiger Ansprechpartner für Fragen rund um Energie zur Verfügung steht.
- Im Klimaschutz-Szenario findet übergeordnet eine stadtweite Kommunale Wärmeplanung statt. Auf dieser Basis wird in den Folgejahren das Erdgasnetz sukzessive durch ein Fernwärmenetz und Nahwärmenetze ersetzt (insbesondere bei sehr dichter Bebauung mit vielen MFH). Auch im Quartier werden erste initiale Nahwärmenetze errichtet – teilweise noch mit gewissen Anteilen fossiler Spitzenlastträger, die später durch das klimaneutrale Fernwärmenetz ersetzt werden. Durch die hohen Preise für fossile Energieträger und die vorhandene Alternative eines klimafreundlichen Wärmenetzes wird das gesamte Quartier sukzessive durch Wärmenetze erschlossen. Vor der Verfügbarkeit eines solchen Wärmenetzes sanierte Gebäude haben sich jedoch für eine dezentrale Versorgung mit Wärmepumpen entschieden.
- Da das Quartier insgesamt sehr dicht ist und ein Anschluss an ein Wärmenetz die bequemere und deutlich kostengünstigere Alternative zu einer Vollsaniierung mit eigener Wärmepumpe ist, wurden auch viele Objekte an die Wärmenetze angeschlossen, die eigenes Potenzial für oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme aufweisen (s. Kapitel 7.4.4). Statt für eine Wärmepumpe haben sich die Eigentümer für den Anschluss an ein Wärmenetz entschieden.
- Energetische Sanierungen der Gebäudehülle finden wegen der besseren Kommunikation der Vorteile und Alternativen etwas intensiver statt (Mobilisierung eines Einsparpotenzials von 26 % des heutigen Endenergiebedarfs im Quartier [Sanierungsquote in Höhe von ca. 1,5 %/a bis 2040]).
- Der Strombedarf für elektrische Anwendungen (also ohne Heizstrom bzw. Strom für Wärmepumpen) ändert sich auch im Klimaschutz-Szenario kaum. Etwaige Einspar- und Effizienzsteigerungspotenziale werden durch Rebound-Effekte (anspruchsvollere Unterhaltungselektronik, etc.) substituiert.
- Erneuerbare-Energien-Anlagen werden wegen der besseren Kommunikation und des durch das Wärmeplanungsgesetz gesteigerten Bewusstseins etwas ambitionierter ausgebaut. Der aktuelle Bestand wird bis 2040/2045 etwa verdreifacht (statt verdoppelt).

- Im Bereich Mobilität führt u.a. das durch das Sanierungsmanagement gesteigerte Bewusstsein dazu, dass im Quartier im Jahr 2040 ein hoher Anteil Elektrofahrzeuge vorhanden ist (ca. 62 %). Der Restbestand an Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren können weitgehend mit klimafreundlichen E-Fuels versorgt werden. Der Kfz-Bestand und die Fahrleistung bleiben hinsichtlich Quantität nahezu unverändert. Es kann jedoch durch ein ziel führendes Sanierungsmanagement versucht werden eine noch höhere Bereitschaft zur Nutzung des ÖPNV-Angebots zu erreichen. Hierdurch verringert sich die Fahrleistung und der Fahrzeugbestand um ca. 10 %.
- Die Emissions-Faktoren sowohl für den Kraftwerkpark-Mix der Bundesrepublik Deutschland als auch im internationalen Umfeld (z.B. Fahrzeugbau) verbessern sich auf Grund des festen Ziels der Klimaneutralität bis 2045 auf Bundesebene und bis 2040 in Bayern deutlich stärker als bisher. Quartiersbezogene Entscheidungen haben hierauf keinen Einfluss. Dennoch wird im Klimaschutz-Szenario angenommen, dass deutschlandweit erst bis 2045 und weltweit erst etwas später Treibhausgase soweit reduziert werden, dass die Klimaneutralität erreicht wird. Die Annahme: Genauso wie im Quartier wird deutschland- und weltweit deutlich ambitionierter Klimaschutz betrieben. Dies hat weitreichenden Einfluss auf indirekte Emissionen in der Vorkette: Die Emissionsfaktoren sind in Zukunft deutlich besser als im Trend-Szenario.

6.6.5. Vergleich der Szenarien

Die beiden Szenarien sind sich grundsätzlich sehr ähnlich. Denn in beiden Szenarien führen globale und deutschlandweite Prozesse bereits zu höheren Preisen für CO₂-Emissionen und damit dazu, dass Einsparpotenziale erschlossen und erneuerbare Energien-Anlagen ausgebaut werden. Der Endenergiebedarf für Wärme und Strom ändert sich hierdurch nur unwesentlich. Vor allem die Entwicklung im Mobilitäts-Bereich (deutlich mehr E-Fahrzeuge) führen im Klimaschutz-Szenario zu größeren Einsparungen von Endenergie. Während im Trend-Szenario insgesamt nur ca. 7 % Endenergie eingespart werden, sind es im Klimaschutz-Szenario etwa 22 %. Diese Entwicklung soll im Folgenden kurz diskutiert werden.

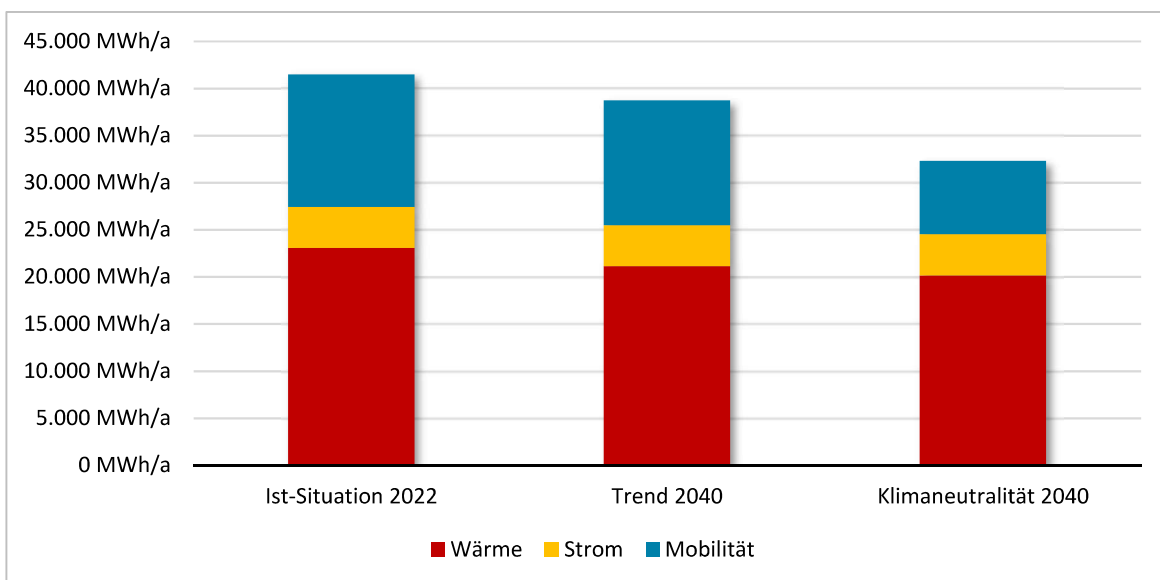


Abbildung 64: Endenergieverbrauch der Ist-Situation und der Szenarien Trend und Klimaneutralität. Quelle: EVF GmbH 2023

Im Trendszenario wird kein Sanierungsmanagement installiert und keine Wärmenetze auf Basis erneuerbarer Energien ausgebaut. Einige Anwohnerinnen und Anwohner tauschen im Zuge ihrer Sanierungsmaßnahmen ihre Gas-Heizung gegen eine Wärmepumpe. Ganz allgemein findet der Umstieg auf erneuerbare Energien aber nur langsam statt. Im Resultat wird das **Quartier im Jahr 2040** einen Anteil erneuerbarer Energien am **Gesamtverbrauch in Höhe**

von nur **12 %** aufweisen. Damit hat sich dieser Anteil gegenüber den heutigen 5 % erneuerbare Energien zwar etwas mehr als verdoppelt, jedoch ist das Ergebnis noch weit vom Ziel der Klimaneutralität entfernt.

Im Szenario der Klimaneutralität wird hingegen ein zielführendes Sanierungsmanagement installiert und umwelt- und klimafreundliche Wärmenetze ausgebaut. Auf Grund der Verfügbarkeit von Wärmenetzen haben sich auch viele Gebäude an diesen angeschlossen, die eigentlich auch eigenes Potenzial für oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme mittels Wärmepumpe hätten. Bis 2040 findet etwa 96 % des Wärmeverbrauchs wegen der hohen CO₂-Abgaben für fossile Energieträger, der hohen Kosten für eine individuelle energetische Sanierung und der bequemen nachhaltigen Energieversorgung durch ein Wärmenetz statt. Durch das Sanierungsmanagement und die Wärmeplanung werden die Anwohnerinnen und Anwohner darüber hinaus mehr für erneuerbare Energien und Einsparpotenziale sensibilisiert. Hierdurch wurden mehr PV-Anlagen ausgebaut und die Adaption der Elektromobilität erfolgt deutlich schneller. **Der gesamte Anteil erneuerbarer Energien liegt in diesem Szenario im Jahr 2040 bilanziell bei etwa 84 %.** Der hohe Anteil erneuerbarer Energien im Quartier wird in diesem Szenario jedoch maßgeblich durch die Wärmenetze erreicht. Durch Nutzung lokaler Ressourcen, wie z.B. der Wärme aus der Aschaff ist der hohe Anteil erneuerbarer Energien bereits zu einem gewissen Teil aus dem Quartier heraus erreichbar (s. Kapitel 7.4.4 und 7.5.5). Die vorhandenen Potenziale im Quartier reichen aber nicht aus, die Wärmeversorgung vollständig klimaneutral zu gestalten. Ohne weitere klimaneutrale Wärme über ein Fernwärmenetz von außerhalb des Quartiers ist dieser hohe Anteil erneuerbarer Energien perspektivisch nicht zu erreichen. *(Hinweis: Ein drittes, d.h. mittleres Szenario erübrigt sich aufgrund der mittlerweile beschlossenen gesetzlichen Neuregelungen.)*

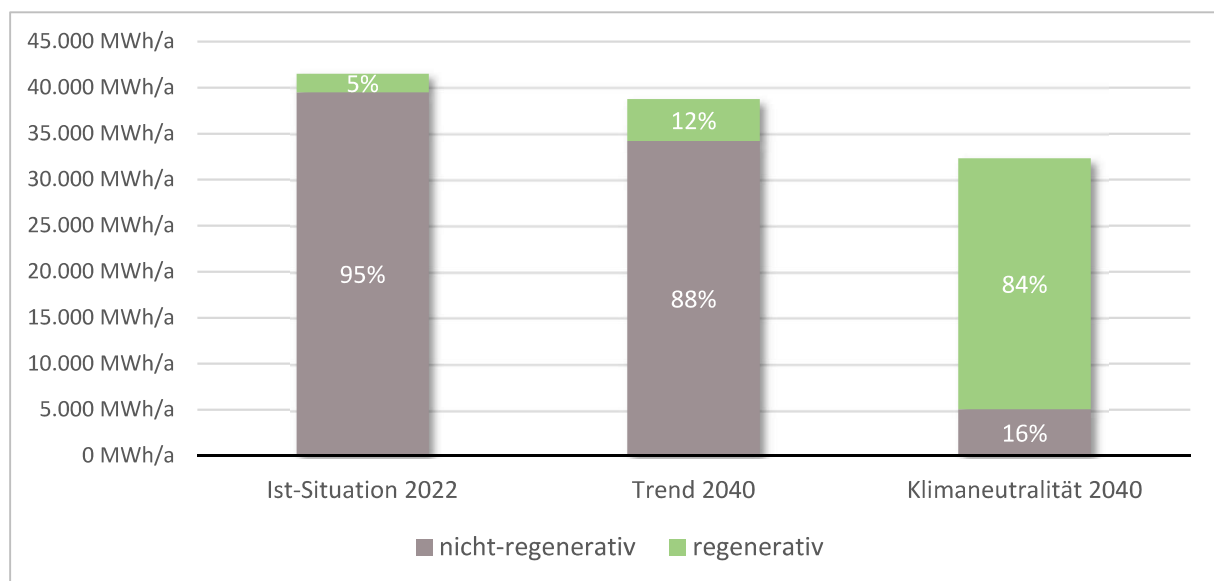


Abbildung 65: Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch in der Ist-Situation und in den Szenarien. Quelle: EVF GmbH 2023

Durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien werden im Szenario der Klimaneutralität auch deutlich mehr Treibhausgase (THG) eingespart. Während im Trend-Szenario die THG von heute ca. 11.980 t/a in einer vereinfachten Betrachtung auf dann ca. 10.097 t/a reduziert werden (- 16 %), können die THG-Emissionen im Szenario der Klimaneutralität in Summe sogar auf 2.218 t/a gesenkt werden (-81 %). Der nicht regenerative Primärenergieverbrauch sinkt von heute insgesamt ca. 46.767 MWh/a im Trend-Szenario auf 42.036 MWh/a (-10 %) und im Klimaschutz-Szenario auf nur noch 20.476 MWh/a (-56 %).

Die Einsparung der THG-Emissionen wirkt sich auch auf die Höhe der CO₂-Abgaben auf fossile Energieträger aus, die unmittelbar durch die Bewohnerinnen und Bewohner des Quartiers bezahlt werden müssen. Diese erhöht sich bis 2025 auf 55 €/t. Während auf die Haushalte des Quartiers mit Einführung der CO₂-Abgabe im Jahr 2021 eine

Mehrbelastung von insgesamt ca. 230.000 € zukam, erhöht sich diese bis 2025 bereits auf ca. 500.000 €. Um das bundesweite Ziel einer Klimaneutralität zu erreichen, werden CO₂-Preise in Höhe von bis zu 350 €/t*a diskutiert (vgl. MCC 2022). Dies hat folgende Auswirkungen:

- Da im **Trendszenario** das Wärmenetz nicht ausgebaut wird und nur reserviert saniert und auf umweltfreundliche Wärmepumpen umgerüstet wird, weisen im Jahr 2040/45 immer noch viele Gebäude fossile Heizungen auf. Bei einem CO₂-Preis in Höhe von 350 €/t*a beläuft sich die gesamte Belastung für das Quartier im Jahr der anvisierten Klimaneutralität (Annahme: 350 €/t CO₂) auf insg. ca. 3,1 Mio. €, die vor allem von den Haushalten bezahlt werden müssen, die noch Erdgas-Heizungen besitzen und noch Verbrennungsmotoren nutzen.
- Im **Klimaschutz-Szenario** werden dagegen Nahwärmenetze auf Basis erneuerbarer Energien errichtet und die darin noch genutzten Anteile fossile Energieträger später ebenfalls durch klimaneutrale Fernwärme ersetzt. Wegen des Kostendrucks der CO₂-Abgabe wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2045 fast alle Gebäude, die ehemals eine Erdgas-Heizung aufwiesen, sich an ein nachhaltiges Wärmenetz ohne CO₂-Abgaben angeschlossen haben. Damit fallen im Wärmebereich kaum noch CO₂-Abgaben an. In diesem Szenario reichen die E-Fuels für die deutlich weniger verbliebenen Verbrennungsmotoren aus. Da E-Fuels als klimaneutral gelten, fallen hier auch keine CO₂-Abgaben mehr an.

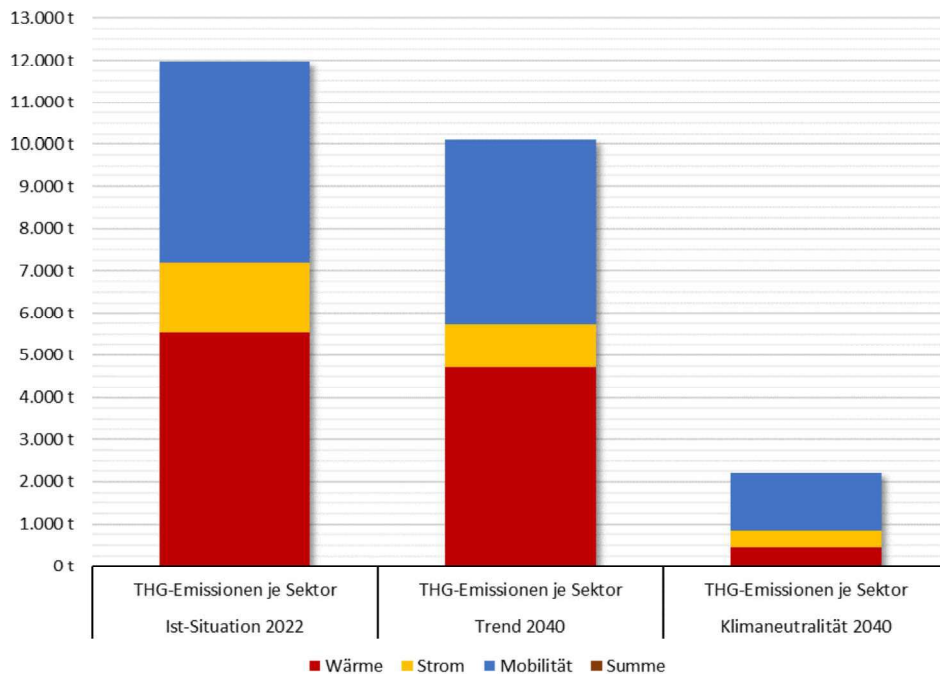


Abbildung 66: THG-Emissionene je Sektor in der Ist-Situation und den Szenarien Trend und Klimaneutralität. Quelle EVF 2023

Die Klimaneutralität kann nur im Klimaschutz-Szenario erreicht werden. Während im Trend-Szenario insgesamt nur ca. 16 % THG eingespart wurden, sind es im Klimaschutz-Szenario ca. 81 %. Dennoch verbleiben auch im Klimaschutz-Szenario durch globale Vorketten im Produktionssystem THG, die perspektivisch durch andere Maßnahmen kompensiert werden müssen. Bei einem CO₂-Preis von ca. 350 €/t und verbleibenden direkten und indirekten Emissionen (LCA) in Höhe von ca. 2.220 t entstehen hierdurch Kosten für die Allgemeinheit in Höhe von ca. 750.000 Mio. €. Im Szenario der Klimaneutralität kommen auf das Quartier dann etwa 92 % geringere Kosten für diese Kompensationen zu als im Trend-Szenario.

Erzielte Einsparungen	Trend-Szenario	Klimaschutz-Szenario
Endenergie	2.772.000 kWh/a	9.191.000 kWh/a
Primärenergie	4.732.000 kWh/a	26.292.000 kWh/a

THG-Emissionen	1.883,3 t	9.761,6 t
-----------------------	-----------	-----------

Abbildung 67: Erzielte Einsparungen in den zwei Szenarien. Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023



7

7. Potenzialermittlung im Quartier

7.1. Energieeinsparpotenziale durch Gebäudesanierung

Die vorangehende Analyse des Gebäudebestands hinsichtlich des Baualters und des Sanierungsstands der Gebäude hat gezeigt, dass großes Sanierungspotenzial im betrachteten Quartier vorhanden ist. 48 % der Hausdächer sind aktuell unsaniert. 35 % der Fenster sind ebenfalls unsaniert. Die geringste Sanierungsrate schlägt sich bei den Außenwänden mit 65 % nieder. Hinzu kommt, dass der gesamte Gebäudebestand sehr alt ist. Etwa 26 % der Gebäude sind insgesamt völlig unsaniert (keine neuen Fenster, keine Dämmung des oberen Gebäudeabschlusses und keine Außendämmung). Nur 10 % der Gebäude wurden nach 2002 erbaut, mussten die zum entsprechenden Zeitpunkt gültige Energieeinsparverordnung (EnEV) einhalten und sind damit bereits relativ energieeffizient. **Insgesamt ist ein sehr großes Einsparpotenzial festzustellen.**

7.1.1. Energieeinsparpotenziale im Gebäudebestand

Für die Bestandsgebäude des Quartiers Kernbereich-Damm wurde überschlägig das energetische Einsparpotenzial der Gebäudehülle ermittelt.

Gebäudehülle

Das Einsparpotenzial wurde anhand der baualterstypischen U-Werte und den laut Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) gültigen U-Werten ermittelt. Diese wurden dann mit Hilfe der vorhandenen Geodaten auf die tatsächlich vorhandenen Umfassungsflächen aller Gebäude der jeweiligen Baualtersklasse bezogen. Das bedeutet, dass letztendlich eine Sanierung aller Gebäude des Quartiers auf aktuellen BEG-Standard (KfW 55) simuliert wurde.

Der aktuelle Wärmeenergieverbrauch der Gebäude des Quartiers beträgt 23.057 MWh/a, was ca. 174 kWh/m²a entspricht. Nach der Sanierung der Gebäudehülle reduziert sich der Wärmeenergiebedarf den Annahmen nach auf ca. 6.415 MWh/a, was ca. 48 kWh/m² entspricht. Für das betrachtete Quartier bedeutet dies ein Einsparpotential durch die Sanierung der Gebäudehülle von ca. 72 %.

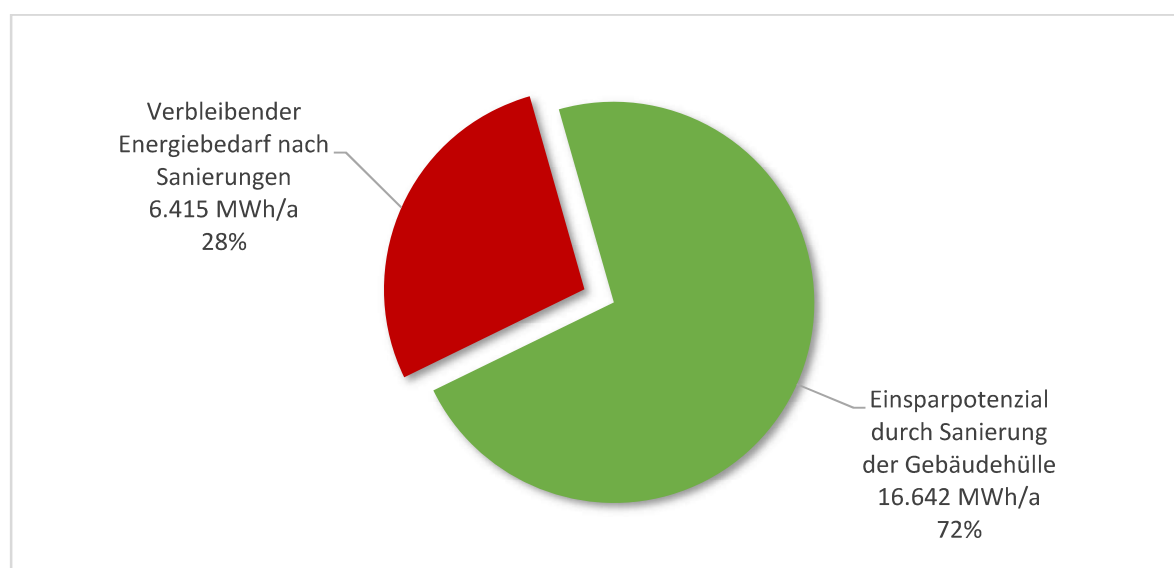


Abbildung 68: Einsparpotenzial durch Sanierung der Gebäudehülle. Quelle: EVF GmbH 2023

Anlagentechnik

Neben der Gebäudehülle spielt auch die Sanierung der Anlagentechnik eine entscheidende Rolle für das Einsparpotenzial. Denn während alte Spezial- oder Niedertemperaturheizungen einen Wirkungsgrad in Höhe von in der Praxis nur ca. 75 bis 90 % aufweisen, können bereits Brennwertheizungen Wirkungsgrade in Höhe von 95 bis 97 % erreichen. Allein durch die Umrüstung der alten Heizungen auf moderne Brennwertheizungen entsteht also bereits ein Einsparpotenzial von durchschnittlich ca. 15 %. Darüber hinaus kann in Gebäuden mit ausreichend Platz für Wärmetauscher auf dem zugehörigen Grundstück sogar eine deutlich effizientere Wärmepumpen-Heizung noch deutlich höhere Wirkungsgrade erzielen. Reihenhäuser und Blockrandbebauung ohne ausreichend Platz vor oder hinter dem Gebäude eignen sich hierfür i.d.R. aber kaum. Selbst ohne energetische Sanierung der Gebäudehülle können diesbezüglich bereits Jahresarbeitszahlen von 2,5 bis 3,5 erzielt werden. Dies bedeutet, dass je eingesetzter Energieeinheit Antriebsstrom im Jahresdurchschnitt 2,5 bis 3,5 Energieeinheiten Wärme erzeugt werden können. In Bezug auf den Antriebsstrom können so im Bestand also quasi Wirkungsgrade von 250 bis 350 % erzielt werden. Wärmepumpen sind damit nochmals deutlich effizienter als Brennwertheizungen und reduzieren den Wärmebedarf nochmals um etwa die Hälfte bis auf ein Drittel.

Für die pauschale Potenzialanalyse zum Einsparpotenzial wurde im Folgenden angenommen, dass sich etwa die Hälfte der Gebäude des Quartiers dafür eignen, eine Wärmepumpe zu installieren. Für die übrigen wurde angenommen, dass dort eine Brennwert-Heizung oder alternativ ein sehr effizienter Wärmenetzanschluss in Frage kommt. In Ergänzung zur Sanierung der Gebäudehülle ergibt sich durch Umsetzung dieser Maßnahmen ein verbleibender Wärmeenergiebedarf von nur noch 4.009 MWh/a, was einem flächenspezifischen Wärmebedarf in Höhe von 30 kWh/m²a entspricht. Insgesamt beläuft sich damit das Einsparpotenzial auf bis zu ca. 83 %.

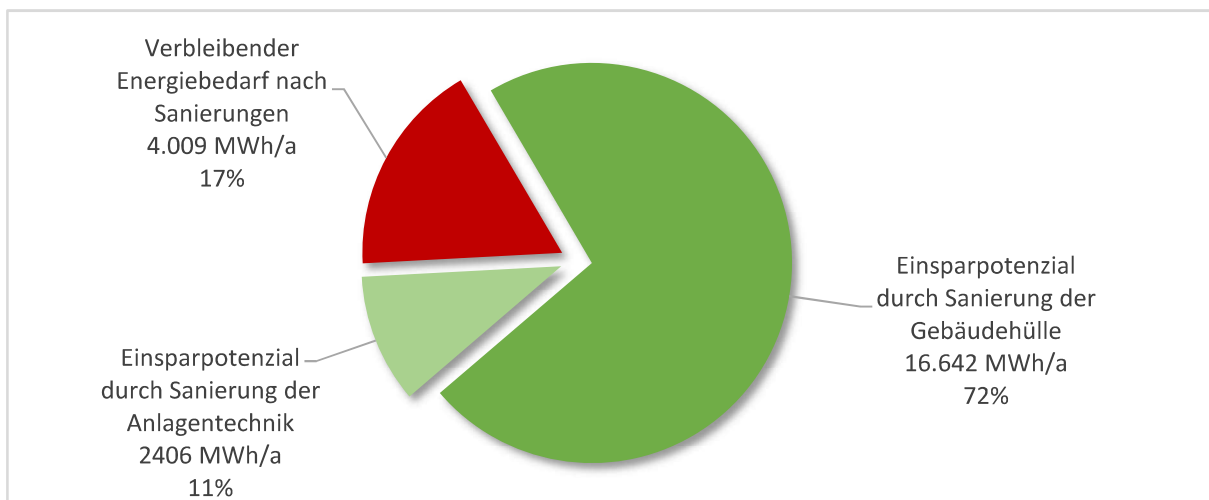


Abbildung 69: Einsparpotenzial durch Sanierung der Gebäudehülle und der Anlagentechnik.

Quelle: Eigene Darstellung EVF GmbH 2023

Projektbeispiel: Gebäude der Stadtbau Aschaffenburg in der Schillerstraße

Ein Beispiel soll die Optionen für die Sanierung der Anlagentechnik und die Wirtschaftlichkeit verdeutlichen. Als Beispiel sollen 4 Wohngebäude der Stadtbau Aschaffenburg GmbH näher betrachtet werden. Die Stadtbau Aschaffenburg GmbH verwaltet ca. 3.200 Wohnungen in Aschaffenburg und hat für die sanierungsbedürftigen Wohngebäude ein Konzept zur energetischen Sanierung aufgestellt. Auf Grund der Anzahl der betreuten Objekte im Stadtgebiet müssen diese der Dringlichkeit nach in eine Reihenfolge gebracht werden und nacheinander saniert werden. Die hier betrachteten Gebäude fallen nicht in den nächsten 10-Jahres-Plan für eine Sanierung, jedoch müssen baualtersbedingt bald die Heizanlagen getauscht werden. Die Gebäude sind 1969 in der Schillerstraße errichtet worden und weisen je eine Gas-Zentralheizung auf. Insgesamt verbrauchen die vier Gebäude ca. 230.000 kWh pro Jahr.



Abbildung 70: Projektbeispiel Objekte der Stadtbau Aschaffenburg. Quelle: EVF GmbH 2023

Für die 4 Gebäude wurde überschlägig untersucht, welche die beste Sanierungsoption für die Heizungstechnik ist. Insgesamt sind 3 Heizungen zu erneuern (2 Gebäude werden bereits durch eine gemeinsame Heizungsanlage versorgt). Dabei wurde auch berücksichtigt, dass alle vier Gebäude unmittelbar nebeneinanderstehen und ggf. statt neuer dezentraler Heizungen eine gemeinsame Heizung installiert werden könnte, welche mittels Unterverteilung (Gebäudenetz) alle 4 Gebäude versorgen kann. Folgende Varianten wurden untersucht:

- V1. Gemeinsame Heizung auf Basis einer Holzhackschnitzel-Heizung mit Gebäudenetz
- V2. Gemeinsame Heizung auf Basis einer Pellets-Heizung mit Gebäudenetz
- V3. Drei einzelne neue dezentrale Pellets-Heizungen
- V4. Drei einzelne neue dezentrale Gas-Heizungen
- V5. Gemeinsame Wärmepumpe auf Basis „Mitteltiefer Geothermie“ mit Gebäudenetz (s. Kapitel 7.3.5)
- V6. Gemeinsame Wärmepumpe auf Basis einer Luft-Wärmepumpe mit Gebäudenetz

Alle 6 untersuchten Varianten unterscheiden sich grundlegend in der Höhe der Investitionskosten. Die Varianten mit den Biomasse-Heizungen und Wärmepumpen sind deutlich teurer zu realisieren, als eine neue Gas-Heizung. Für die Installation eines Gebäudenetzes entstehen darüber hinaus weitere Kosten für die technische Anbindung und die Räumlichkeiten einer gemeinsamen Heizzentrale (für die stets eine Container-Lösung ohne größere Umbaumaßnahmen betrachtet wurde). Dafür sind die Kosten für Biomasse als Energieträger langfristig günstiger als Erdgas, für das in den kommenden Jahren höhere Kosten wegen der CO₂-Abgabe entstehen. Wärmepumpen benötigen dafür relativ teuren Strom, sind wegen des guten Wirkungsgrades aber besonders effizient. Folgende Tabelle zeigt das Ergebnis der Berechnungen. Betrachtet wurde ein Zeitraum von 20 Jahren.

	V 1	V 2	V 3	V 4	V 5	V 6
Investitionskosten:	316.514 €	310.589 €	183.661 €	49.163 €	399.760 €	243.873 €
Förderung:	-63.303 €	-62.118 €	-36.732 €	0 €	-159.904 €	-85.356 €
Kapitalkosten (∅):	19.239 €	18.571 €	11.178 €	3.865 €	20.025 €	12.551 €
Verbrauchskosten (∅):	10.527 €	17.457 €	15.008 €	34.948 €	21.616 €	26.188 €
Betriebskosten (∅):	15.108 €	8.446 €	8.015 €	3.275 €	7.096 €	11.485 €
Gesamtkosten (∅):	44.874 €	44.474 €	34.201 €	42.088 €	48.737 €	50.224 €
Gestehungskosten im 1. Jahr (€/kWh):	0,23	0,24	0,18	0,17	0,27	0,26
Gestehungskosten (∅) (€/kWh):	0,30	0,30	0,23	0,29	0,32	0,33

Abbildung 71: Wärmegestehungskosten möglicher Versorgungsvarianten für das Beispiel der Stadtbau Aschaffenburg. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

Letztendlich ist das Ergebnis der Berechnungen, dass die dezentralen Heizungsvarianten ohne neues Verteilnetz (Gebäudenetz) günstiger sind. Durch die Mehrkosten für den Aufbau eines Gebäudenetzes werden die Varianten mit einer zentralen Heizungsanlage aus heutiger Sicht zunächst unwirtschaftlich. Im ersten Jahr kosten die Energieversorgung mit einer neuen Erdgas-Heizung zwar noch in etwa genau so viel wie die dezentrale Pellets-Lösung, jedoch führen die Kosten der CO₂-Abgabe in den kommenden Jahren dazu, dass Erdgas im Vergleich überproportional teuer wird. Im Durchschnitt sind deshalb aus heutiger Sicht die dezentralen Pellets-Heizungen die wirtschaftlichste Wahl.

Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die Erdgas-Heizung voraussichtlich spätestens im Jahr 2045 ausgetauscht werden muss. Spätestens dann muss eine vollständig erneuerbare Heizung eingebaut werden. Denn spätestens im Jahr 2045 dürfen Heizungen auf Basis fossiler Energieträger nicht mehr betrieben werden. Zum einen kann die heute eingebaute Erdgasheizung nicht vollständig mit einem der möglichen Alternativen – CO₂-freier Wasserstoff - betrieben werden (auch nicht, wenn diese nach heutigem Standard „H2-ready“ ist). Zum anderen ist wegen der schlechten physikalischen Wirkungsgrade zu erwarten, dass synthetische Gase, die fossiles Erdgas tatsächlich ersetzen könnten, um ein Vielfaches teurer und damit deutlich unwirtschaftlich gegenüber z.B. Wärmepumpen sein werden. Eine Pellets-Heizung und eine Wärmepumpe müssen nach 22 Jahren Betriebszeit dagegen noch nicht ausgetauscht werden. Die Pellets-Heizung erst nach 30 Jahren.

Bezüglich der Kosten und insbesondere der zukünftigen Kostensteigerungen wurden Annahmen getroffen, die aus heutiger Sicht plausibel sind. Dennoch können unvorhergesehene Entwicklungen, wie beispielsweise die durch den Ukraine-Krieg ausgelöste Energiekrise oder Verknappungen auf dem Holz-Markt dazu führen, dass einzelne Energieträger in nicht absehbarer Zukunft unvorhergesehen teurer werden.

Werden unabhängig der wirtschaftlichen Faktoren die Einsparpotenziale für End – und Primärenergie, sowie für CO₂-Emissionen betrachtet, zeigt sich folgendes Bild: Das größte Einsparpotenzial bieten gemäß der durch das Gebäudeenergiegesetz festgelegten Faktoren die Biomasseheizungen (Grundlage der Berechnung ist hier abweichend zu den Ausführungen in Kapitel 6.1 die Anlage 9 des GEG). Durch den Einsatz von Biomasse kann insgesamt über 80 % Primärenergie und über 90 % CO₂-Emissionen eingespart werden. Zwar können die Wärmepumpen wegen des besonders effizienten Wirkungsgrads auch besonders viel Endenergie einsparen, jedoch wird hier auf Grund des heute noch relativ schlechten Primärenergiefaktors für Strom deutlich weniger Primärenergie und CO₂-Emissionen eingespart. Mit zunehmender Energiewende in den kommenden Jahren (weiterer deutschlandweiter Ausbau von Windkraft- und PV-Anlagen, die ganz grundsätzlich den Primärenergie-Faktor für Strom aus dem öffentlichen Stromnetz verbessern), oder durch den zusätzlichen Einsatz von PV-Anlagen auf den Dächern der untersuchten Objekte kann das Einsparpotenzial aber auch hier deutlich erhöht werden. Aus ökologischer Sicht und aus Sicht der Energieeffizienz sind jedoch alle Varianten besser als neue Erdgas-Heizungen.

Einsparungen	V 1	V 2	V 3	V 4	V 5	V 6
Endenergie:	+1 %	-3 %	-17 %	-17 %	-74 %	-67 %
Primärenergie:	-82 %	-82 %	-85 %	-17 %	-57 %	-46 %
CO₂-Emissionen:	-92 %	-92 %	-93 %	-17 %	-39 %	-23 %

Abbildung 72: Einsparpotenziale der untersuchten Varianten. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

Auch wenn die zentralen Lösungen mit Gebäudenetz wegen der zusätzlichen Investitionen in Infrastruktur und Anlagentechnik zunächst etwas teurer sind, bieten sie aber perspektivisch die Möglichkeit, zentral auf Unvorhergesehenes reagieren zu können. Sollten z.B. neue Abgas-Vorschriften zu zusätzlichen Kosten für Filteranlagen führen, kann einmal an zentraler Stelle eine andere Heizungsart eingebaut werden (z.B. auch ein Wärmenetzanschluss), statt drei dezentraler, ggf. teurerer Ersatzmaßnahmen.

Da die Objekte nicht in den 10-Jahres-Plan für eine umfassende energetische Sanierung fallen, könnte insbesondere im Hinblick auf die ebenfalls anstehende Kommunale Wärmeplanung (in der ggf. ein Wärmenetz auch das hier untersuchte Quartier erschließen könnte) eine mögliche Sanierungsvariante wie folgt aussehen: Es könnte trotz der zunächst etwas höheren Kosten eine zentrale Variante mit Gebäudenetz gewählt werden und die Wärmeversorgung wie oben betrachtet mittels Container-Lösung umgesetzt werden. Hier bietet sich auf Grund der zunächst niedrigeren Kosten und heute noch besseren CO₂-Bilanz eine Biomasse-Lösung an. Wenn die Gebäude dann in 10-20 Jahren umfangreich energetisch saniert werden, sinkt auch insgesamt der Wärmebedarf und die Nutzung einer Wärmepumpe könnte dann noch effizienter erfolgen. Die Heizzentrale für die 4 untersuchten Gebäude könnte dann mit der energetischen Sanierung entweder auf eine Wärmepumpe umgerüstet werden, oder an ein dann ggf. vorhandenes Wärmenetz angeschlossen werden. Die Biomasse-Lösung würde also eine Interims-Lösung darstellen. Die Heiz-Container könnten danach an anderer Stelle eine fossile Wärmeversorgung ersetzen.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen aber auch: Es gibt keine klare Allround-Lösung für Gebäude, wie sie hier beispielhaft dargestellt wurden. Es muss stets und individuell die beste Lösung gefunden werden. Wird der aktuell im politischen Diskurs diskutierte Wärmepumpen-Strompreis tatsächlich eingeführt, können auch schon heute die Wärmepumpen wirtschaftlicher sein, als alle anderen Varianten. Zusammen mit einer PV-Anlage auf dem Dach wären die Wärmepumpen dann auch deutlich besser in der Energie- und CO₂-Bilanz.

7.1.2. Kosten der energetischen Sanierung

Gebäudehülle

Um die gesamten Sanierungskosten für das Quartier ermitteln zu können, werden die Umfassungsflächen aller Gebäude des Quartiers herangezogen. Hieraus ergeben sich folgende Gesamtkosten:

Bauteil	Sanierungsbedürftige Fläche	Sanierungskosten pro m ²	Sanierungskosten Gebäudehülle
Außenwände	187.649 m ²	ca. 170 €/m ²	ca. 31.900.330 €
Oberste Geschossdecke	74.226 m ²	ca. 70 €/m ²	ca. 5.195.820 €
Unterste Geschossdecke	74.226 m ²	ca. 80 €/m ²	ca. 5.938.080 €
Fenster, Türen	36.034 m ²	ca. 700 €/m ²	ca. 25.223.758 €
Gesamt	372.135 m²	-	ca. 68.257.988 €

Abbildung 73: Kosten der Sanierung der Gebäudehülle. Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Werden die Sanierungsmaßnahmen so durchgeführt, dass die Vorgaben des BEG für Einzelmaßnahmen eingehalten werden, können aktuell 15 % der Kosten gefördert werden. Von den Sanierungskosten in Höhe 68,3 Mio. Euro verbleiben dann nur ca. 58 Mio. Euro. Dies entspricht dann etwa 130.000 € je Gebäude. Die Förderquote kann durch Optimierung der durchgeführten Maßnahmen zu sog. „Effizienzhäusern“ und weiteren Boni (z.B. „ISFP-Bonus“) nochmals deutlich verbessert werden.

Anlagentechnik

Im Quartier finden sich diverse Heizungssysteme unterschiedlichen Baualters und Technik. Viele der Heizungen sind sanierungsbedürftig. Ganz grundsätzlich muss zukünftig bei einer Sanierung auf erneuerbare Energieträger umgerüstet werden. Weder mit Heizöl noch mit Erdgas können in Zukunft die Ziele zur Klimaneutralität erreicht werden. Hierzu gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

1. Anschluss Wärmenetz auf Basis regenerativer Energien
2. Dezentrale Heizungsanlage auf Basis erneuerbarer Energien (Wärmepumpe, Biomasse)

Zur groben Berechnung der zusätzlichen Kosten für neue Anlagentechnik wurde angenommen, dass die Hälfte der Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen und die andere Hälfte die bestehende fossile Heizungsanlage durch eine Wärmepumpe ersetzt. Es werden in dem Zusammenhang nur die Anschaffungs- und Installations- bzw. die Anschlusskosten betrachtet. Die Kosten für den Bau eines Wärmenetzes im Quartier sind nicht berücksichtigt, da diese für den Anschlussnehmer bzgl. Investition irrelevant sind und dann auf die Bezugs- und Verbrauchskosten umgelegt werden. Hieraus ergeben sich folgende Gesamtkosten:

Sanierung Anlagentechnik	Sanierungskosten je Gebäude	Sanierungskosten gesamt
Wärmepumpen	30.000 €	6.660.000 €
Wärmenetzanschlüsse	20.000 €	4.440.000 €
Gesamt		11.100.000 €

Abbildung 74: Kosten der Sanierung der Anlagentechnik. Quelle: Eigene Berechnungen EVF GmbH 2023

Bei der Sanierung der Anlagentechnik kann ebenfalls auf die BEG zurückgegriffen werden. Je nach Anlagentechnik fördert die BEG hier mit unterschiedlichen Fördersätzen. Bei den Wärmepumpen wurde angenommen, dass pauschal der Basisfördersatz in Höhe von 25 % zzgl. Heizungstausch-Bonus in Höhe von 10 % in Anspruch genommen werden kann. Insgesamt stehen diesen Annahmen folgend hier also 35 % Förderung zur Verfügung. Für den Anschluss an ein Wärmenetz können als Basisfördersatz 30 % zzgl. Heizungstausch-Bonus in Höhe von 10 % in Anspruch genommen werden. Insgesamt stehen diesen Annahmen folgend hier also 40 % Förderung zur Verfügung. Von den Sanierungskosten in Höhe von 11,1 Mio. Euro verbleiben dann nur ca. 7 Mio. Euro.

7.2. Einsparpotenzial in der Straßenbeleuchtung

7.2.1. Einsparpotenzial durch besonders effiziente LED-Technologie

Die aktuelle Straßenbeleuchtung im Quartier besteht aus insgesamt 194 Leuchten mit einem jährlichen Stromverbrauch in Höhe von ca. 60.205 kWh/a. Durch den Betrieb der Straßenbeleuchtung entstehen CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 26,4 Tonnen pro Jahr. Insgesamt 91 Leuchten sind in der Vergangenheit bereits auf besonders energieeffiziente LED-Technologie umgerüstet worden. Hier kann kein wesentliches zusätzliches Einsparpotenzial festgestellt werden.

Weitere 103 Leuchten bestehen jedoch noch aus konventionellen Leuchten mit hohem Energieverbrauch. Der Verbrauch dieser Leuchten beläuft sich auf insgesamt ca. 47.441 kWh/a. Hier entstehen auch ca. 80 % der aktuellen CO₂-Emissionen. Auf Basis des übergebenen Leuchtenkatasters wurde lichtpunktscharf und unter Berücksichtigung der Anforderungen im Straßenraum das Einsparpotenzial berechnet.

Die 103 konventionellen Leuchten können ausnahmslos auf besonders energieeffiziente LED-Technologie umgerüstet werden. Statt der aktuell verbauten elektrischen Leistung in Höhe von 14,4 kW würden dann nur noch 4 kW benötigt. Dies entspricht bereits 72 % weniger Leistung. Darüber hinaus können die Leuchten dann durch die technischen Möglichkeiten der neuen LED auch noch individuell über mehrere Stufen der Leistungsreduktion in der Nacht betrieben werden. Hierdurch lässt sich zusätzliches Einsparpotenzial erschließen. Das gesamte energetische Einsparpotenzial beläuft sich so auf insgesamt ca. 78 %. Die umgerüsteten Leuchten würden dann nur noch ca. 10.401 kWh/a verbrauchen. Das Einsparpotenzial beläuft sich damit auf ca. 37.040 kWh/a. Durch die Maßnahme würden jedes Jahr ca. 16,2 Tonnen CO₂ vermieden.

Die Umsetzung der Maßnahme würde sich auch aus wirtschaftlicher Sicht relativ schnell rechnen. Die Investitionskosten belaufen sich auf insgesamt ca. 70.000 €. In der Wirtschaftlichkeitskalkulation wurde die Basis-Förderung im Rahmen der Kommunalrichtlinie in Höhe von 25 % berücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieser Förderung (nur für die förderfähigen Kosten) verbleiben Investitionskosten in Höhe von ca. 57.300 €. Für die Wirtschaftlichkeitskalkulation sind darüber hinaus die zukünftigen Stromkosten von besonderer Bedeutung. Auf Grund der aktuellen Situation in der Energiekrise 2022/2023 sind die zukünftigen Stromkosten nur schwer zu prognostizieren. Ganz allgemein wird jedoch langfristig von einem höheren Strompreisniveau ausgegangen als vor der Energiekrise. Als Basis für die Wirtschaftlichkeitskalkulation wurde unabhängig eines heute möglicherweise noch extrem hohen Krisen-Strompreises ein Strompreis von 0,30 €/kWh im ersten Jahr angenommen. Weiterhin wurde ganz allgemein eine zukünftige inflationsbedingte Kostensteigerung in Höhe von 3 % pro Jahr angenommen. Zur Finanzierung der Maßnahme wurden typische Annahmen getroffen.

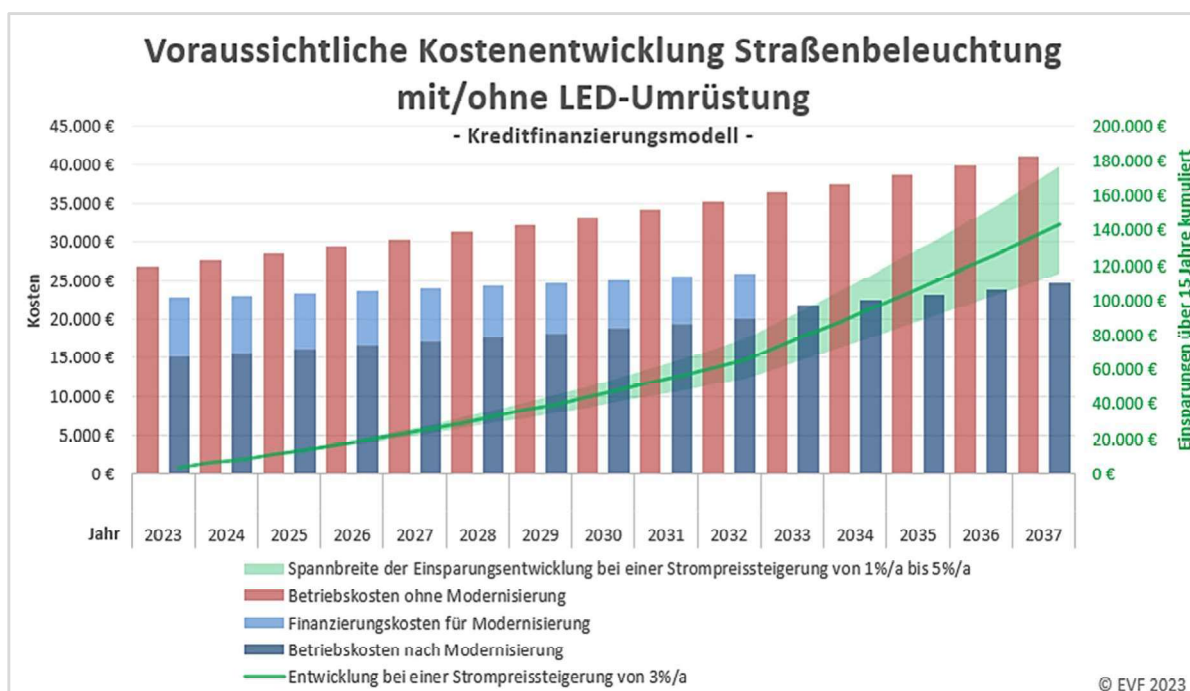


Abbildung 75: Prognose der Wirtschaftlichkeit für die Umrüstung der Straßenbeleuchtung auf LED-Technologie.
Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass durch die Maßnahme anfangs 10.000 € und gegen Ende des 15-jährigen Betrachtungszeitraums bis zu 16.000 € jährlich eingespart werden können. Die gesamte Einsparung beläuft sich nach 15 Jahren auf ca. 200.000 €. Hierdurch ergibt sich bzgl. der Investition eine Rendite in Höhe von ca. 17 %/a. Die Maßnahme amortisiert sich bei den getroffenen Annahmen nach etwa 5 Jahren.

Weiterhin können im Rahmen des Bayerischen Förderprogramms „KommKlimaFör“ zusätzliche Förderungen für die energetische Sanierung der Straßenbeleuchtung in Anspruch genommen werden. Diese Förderung lässt sich mit der bereits berücksichtigten Förderung des BMU kumulieren. Die vom BMU gewährte Förderung lässt sich so von 25 % auf bis zu 75 % erhöhen. Die Maßnahme amortisiert sich dann nochmals deutlich schneller.

7.2.2. Einsparpotenzial durch adaptive Lichtsteuerung

Auf Grund der Veränderungen der Landes- und Bundesvorgaben in Hinblick auf Immissions- und Naturschutz, wird das Thema der auftretenden Lichtverschmutzung bei der Revision von Beleuchtungsanlagen immer wichtiger.

Neben der Wahl möglichst niedriger Farbtemperaturen ($\leq 2.400\text{K}$) mit niedrigen Blauanteilen sollte auch das Beleuchtungsniveau auf das Nötigste reduziert werden.

Die Notwendigkeit zur Erfüllung von Beleuchtungsnormen für den Außenbereich muss in jedem Einzelfall geprüft werden und es sollten immer die niedrigsten möglichen Beleuchtungsklassen gewählt werden, sofern daraus keine Verletzung hinsichtlich der Verkehrssicherungspflicht durch die Kommune entsteht (Bayerisches Straßen- und Verkehrswegesetz Art. 51). An dieser Stelle sei auf die Leitfäden des BfN (Leitfaden zur Neugestaltung und Umrüstung von Außenbeleuchtungsanlagen) sowie des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt und Verbraucherschutz (Leitfaden zur Eindämmung der Lichtverschmutzung) verwiesen.

In neuerer Zeit etablieren sich zudem immer häufiger Systeme zur adaptiven Lichtsteuerung, die sich automatisch an die Nutzung und die Umgebungslichtverhältnisse anpasst. Hierfür werden Leuchten mit Kommunikationseinheiten ausgestattet die per Funk (z.B. über WiFi oder Mobile Datennetze) an ein zentrales Steuerungssystem angebunden werden. Zudem werden Leuchten mit Sensorik zur Lichtmessung und Bewegungserkennung bestückt. Dadurch wird es möglich die Beleuchtung zeit-, zonen- und präsenzabhängig anzusteuern. Auch ein Wechsel von Lichtfarben und Lichtlenkungssystemen ist grundsätzlich möglich. Die Mehrkosten belaufen sich pro Lichtpunkt auf ca. 125 bis 250 Euro je Leuchte (inkl. Softwarelizenz und Wartung). Diese Mehrkosten amortisieren sich üblicherweise innerhalb der ersten 5 bis 10 Betriebsjahre. Neben den monetären und klimaschutztechnischen Vorteilen ergibt sich durch adaptive Lichtsteuerung die Chance sowohl im Bereich des Insekten- und Tierschutzes aktiv zu werden als auch für den Schutz der Nacht und des Nachthimmels einzutreten. Hinzu kommt ein zusätzlicher Komfort für angrenzende Anwohner, die deutlich weniger durch künstliche Lichtquellen gestört werden, zumal „wärmere“ Lichtfarben einen nachweislich positiven Einfluss auf den Biorhythmus der Menschen vor Ort haben.

Im Rahmen der Begehungen vor Ort, sowie mittels Geodatenanalyse wurden potenzielle Abschnitte entlang von Fußwegen identifiziert, welche sich grundsätzlich für eine adaptive Lichtsteuerung eignen. Es wurden ausschließlich beleuchtete Fußwege untersucht, da davon ausgegangen wird, dass eine adaptive, bewegungsaktivierte Lichtsteuerung im Bereich der öffentlichen Straßen als nicht mehrheitsfähig anzusehen ist. Regelmäßige Lichtniveauschwankungen im normalen Straßenraum haben ein hohes Potenzial seitens der Anwohner als störend empfunden zu werden, da von einer deutlich höheren Frequenz der Lichtniveaüänderungen auszugehen ist. Die deutlich größere Betroffenheit der Anwohner, welche in vergleichbaren Projekten in der Vergangenheit zu sehr kontroversen, subjektiv geprägten, Diskussionen geführt hat, führte zu der Entscheidung ausschließlich Fußwege mit niedriger Nachtfrequenz zu betrachten. Hier sind die Einsparungen voraussichtlich am größten und der positive Effekt für Mensch und Natur ist als besonders hoch einzuschätzen.



Abbildung 76: Impressionen des für „bewegtes Licht“ geeigneten Rad- und Gehwegs. Quelle: EVF GmbH 2023

Im Ergebnis konnte im betrachteten Quartier Kernbereich Damm lediglich ein Fußweg identifiziert werden, der sich für die Realisierung eines Lichtszenarios mit „Bewegtem Licht“ auf Basis einer zonen-, zeit- und präsenzabhängigen Steuerung gut eignet. Dieser kombinierte Fuß- und Radweg verläuft am nördlichen Untersuchungsgebietsrand ost-westwärts entlang des südlichen Aschaffufers und verbindet die Sportanlage des SV1910 Damm mit der Schulstraße auf westlicher Seite. Sowohl die erwartete Frequenz als auch die Naturnähe des Gebietes sprechen für die Realisierung einer intelligenten Lichtsteuerungslösung.

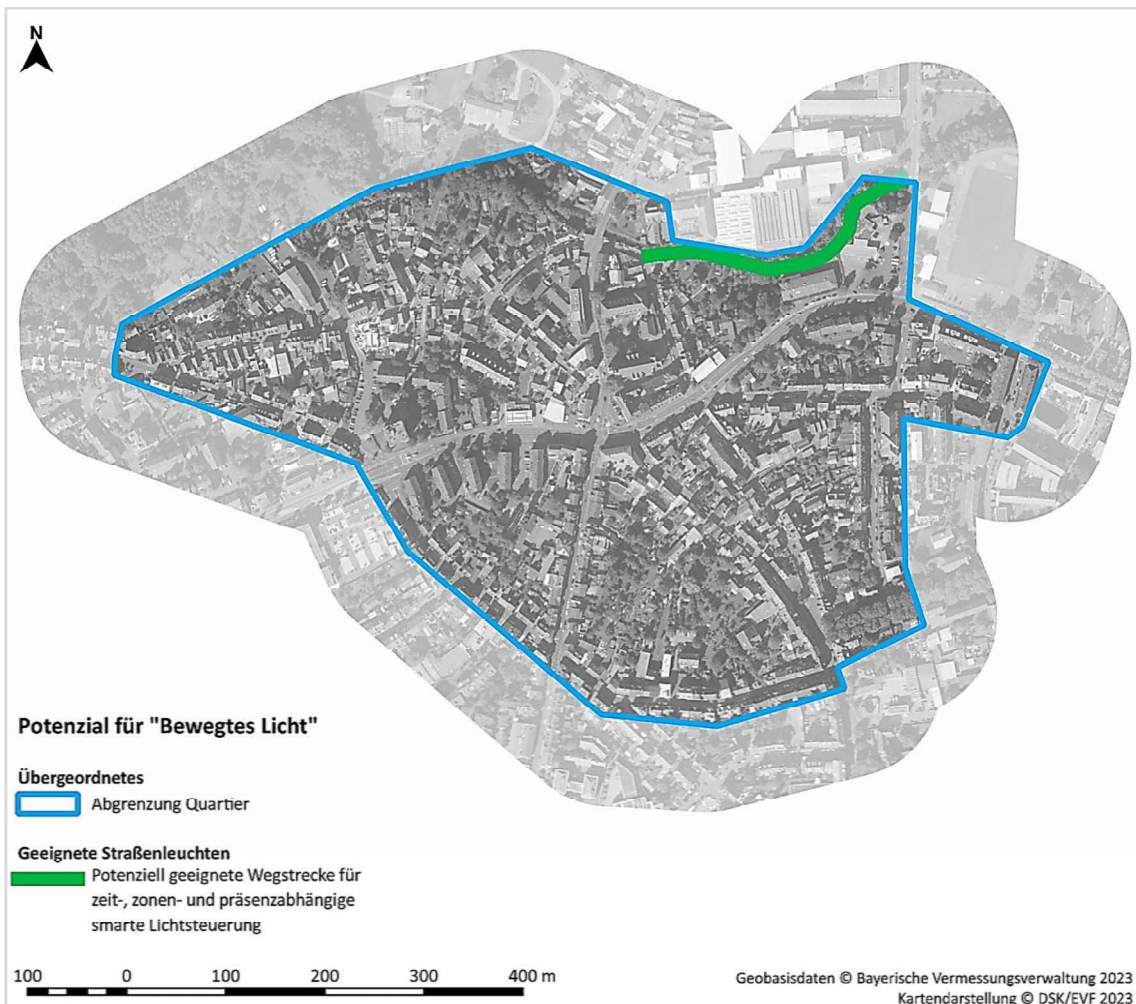


Abbildung 77: Potenzial für „Bewegtes Licht“. Quelle: Eigene Darstellung EVF GmbH 2023

Die energetische Sanierung und das grundsätzliche Einsparpotenzial auch für diesen Rad- und Gehweg wurden bereits in Kapitel 7.2.1 diskutiert. In diesem Fall werden hier Kofferleuchten mit elektrischen Leistungen von je 62 W auf 21,6 W je Leuchte inkl. Nachtabenkung vorgesehen. Während heute ca. 2.288 kWh/a an dem Radweg verbraucht werden, würde sich der Strombedarf dort auf ca. 496 kWh/a reduzieren. Es können also bereits ohne adaptive Schaltung 1.792 kWh/a (78%) eingespart werden.

Durch die adaptive Schaltung reduziert sich der Strombedarf nochmals. Die zusätzliche Einsparung ist dann abhängig von der Frequentierung des Rad- und Gehwegs. Hierzu liegen keine Erkenntnisse vor. Unter der Annahme, dass der Rad- und Gehweg zu etwa 90 % der Betriebszeit nicht genutzt wird und nur zu 10 % tatsächlich Licht benötigt wird, kann der Stromverbrauch durch die adaptive Schaltung nochmals um ca. 450 kWh/a reduziert werden. Hierdurch könnten nochmals ca. 200 kg CO₂ pro Jahr eingespart werden. Die gesamte energetische Einsparung am Rad- und Gehweg beläuft sich damit auf bis zu 98 %. Die Mehrkosten für die adaptive Schaltung gegenüber der „normalen“ Umrüstung auf energieeffiziente LED belaufen sich an dem untersuchten Rad- und Gehweg ohne die Berücksichtigung einer Förderung auf ca. 2.250 €.

7.3. Potenziale für erneuerbare Energien

Die Potenziale für erneuerbare Energien beschränken sich im untersuchten Quartier im Wesentlichen auf die solare Strahlungsenergie und die Umweltwärme. Kleinstwindkraft kann im Quartier wegen der mikroklimatischen Bedingungen und der heute noch kostspieligen Technik und teuren notwendigen Voruntersuchungen nur eine unwesentliche Rolle für den versierten Enthusiasten einnehmen. Ein größerer Wasserlauf zur Wasserkraftnutzung existiert im Quartier nicht. Zwar könnte theoretisch Energie aus der Aschaff bezogen werden, jedoch handelt es sich hier um einen kleineren Fluss mit begrenztem Potenzial. In einem etwas weiter entfernten benachbarten Industriegebiet steht theoretisch Abwärme zur Verfügung. Die Potenziale sollen im Folgenden dargestellt werden.

7.3.1. Solare Strahlungsenergie

Ein Zugriff auf die Daten des vorhandenen Solarkatasters der Region Bayerischer Untermain war im Rahmen der Konzepterstellung leider nicht möglich. Es wurde deshalb zur Potenzialermittlung ein eigener Solarkataster für das Quartier erstellt. Im Gegensatz zum vorhandenen, automatisiert erstellten Solarkataster der Region, konnten so sogar alle Dachflächen individuell untersucht und analysiert werden. Darüber hinaus wurde auch das Potenzial für aufgeständerte PV-Anlagen auf Parkplatzflächen ermittelt („Carport-Anlagen“).

Zur Potenzialermittlung wurden **alle Dachflächen** hinsichtlich ihrer Ausrichtung nach Süden, Dachform (Satteldach/Flachdach, etc.) und sonstigen Hindernissen begutachtet und kategorisiert. Bei Satteldächern wurde für die vertikale Ausrichtung pauschal ein Aufstellwinkel in Höhe von 45° angesetzt. Bei Flachdächern wurde angenommen, dass die Module auf 30° aufgerichtet werden.

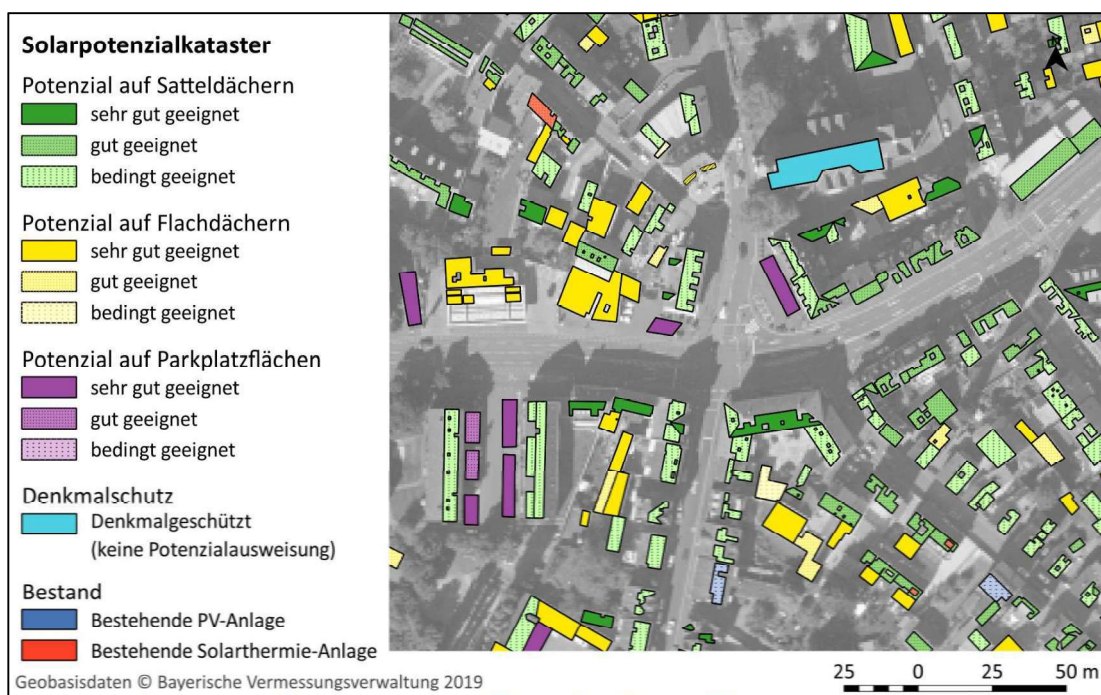


Abbildung 78: Ausschnitt aus dem Solarkataster des Quartiers. Quelle: EVF GmbH 2023

Als Erträge wurden pauschalisierte regionaltypische Energieerträge herangezogen. Diese können zwar in Realität in Abhängigkeit zur Bauform (bei Photovoltaikanlagen: polykristallin/ monokristallin/ Dünnschicht, bei Solarthermieanlagen: Röhren- oder Flachkollektor) abweichen, stellen jedoch das grundsätzliche Potenzial im Wesentlichen

sehr gut verallgemeinernd dar. Für verschattende Hindernisse wurden Abschläge berücksichtigt. Von der Dachfläche gingen dabei nur 80 % der Fläche in die Berechnung ein (Sicherheitsabschlag in Höhe von 20 %).

Art der Überdachung	Vertikaler Winkel	Eignung*	Jährlicher Ertrag Photovoltaikanlagen	Jährlicher Ertrag Solarthermieanlagen**
Satteldach	45°	Sehr gut geeignet	1.000 kWh _{el} /kW _{el}	600 kWh _{th} /m ²
		Gut geeignet	850 kWh _{el} /kW _{el}	550 kWh _{th} /m ²
		Bedingt geeignet	700 kWh _{el} /kW _{el}	450 kWh _{th} /m ²
Flachdach	30°	Sehr gut geeignet	1.000 kWh _{el} /kW _{el}	600 kWh _{th} /m ²
		Gut geeignet	850 kWh _{el} /kW _{el}	550 kWh _{th} /m ²
		Bedingt geeignet	700 kWh _{el} /kW _{el}	450 kWh _{th} /m ²
Parkplatz-überdachung	30°	Sehr gut geeignet	1.000 kWh _{el} /kW _{el}	-
		Gut geeignet	850 kWh _{el} /kW _{el}	-
		Bedingt geeignet	700 kWh _{el} /kW _{el}	-

*) Abhängig von der Abweichung in der Ausrichtung nach Süden und von Hindernissen, die die Dachfläche verschatten (z.B. Bäume, hohe Häuser in unmittelbarer Umgebung, etc.).
 **) Bezüglich des Ertrags wurden Vakuumröhrenkollektoren angesetzt.

Abbildung 79: Angenommene Kenndaten in Abhängigkeit zur Eignung für Photovoltaik- und Solarthermieanlagen.

Quelle: EVF 2023

In der Betrachtung sind bislang noch keine Untersuchungen hinsichtlich der statischen Tragfähigkeit und sonstigen technischen Eignung der Dächer erfolgt, weshalb nicht der gesamte, aber erwartungsgemäß der größte Teil des ausgewiesenen Potenzials tatsächlich genutzt werden kann. Aus diesem Grund wurden in der Potenzialbetrachtung pauschal nur 75 % des Gesamtpotenzials ausgewiesen.

Die Potenzialbetrachtung erfolgt in Anlehnung an die Methodik des „Leitfaden Energienutzungsplan“. Der im Folgenden dargestellte Vergleich der Szenarien soll helfen, die weiteren Ausführungen zur Potenzialermittlung einordnen zu können (vgl. STMUG 2011):

- **100 % Solarthermie-Szenario**
Alle Dachflächen würden mit solarthermischen Anlagen belegt. Es wird das maximale Wärmepotenzial genutzt. Es können dann keine Photovoltaikanlagen mehr auf den Dächern errichtet werden.
- **100 % Photovoltaik-Szenario**
Alle Dachflächen würden mit PV-Anlagen belegt. Es wird das maximale Strompotenzial genutzt. Es können dann keine solarthermischen Anlagen mehr auf den Dächern errichtet werden.

Das Gesamtpotenzial der Solareinstrahlung auf den Dächern im Quartier gestaltet sich unter Berücksichtigung der oben genannten Abschläge wie folgt:

Auf den Dächern der Gebäude im Quartier könnte bilanziell also tatsächlich etwas mehr Strom erzeugt werden, wie heute insgesamt benötigt wird (ca. 4.369 MWh/a). Dabei unberücksichtigt bleiben jedoch zusätzliche zukünftige Stromverbräuche in anderen Sektoren (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge).

Szenario	Leistung	Jährlicher Ertrag
100 % Photovoltaik-Szenario	6.077 kW _{el}	5.144 MWh _{el}
100 % Solarthermie-Szenario	23.603 kW _{th}	17.837 MWh _{th}

7.3.2. Kleinstwindkraft

Kleinstwindkraftanlagen können – ähnlich wie Photovoltaikanlagen – theoretisch an nahezu jedem Gebäude oder auf jedem Grundstück errichtet werden. Die Planung einer Kleinstwindkraftanlage ist jedoch aus technischer Sicht wesentlich anspruchsvoller als die einer Photovoltaikanlage. Während für Photovoltaikanlagen mit Hilfe von Wetterstatistiken der letzten Jahre nahezu überall verlässliche durchschnittliche Erträge prognostizierbar sind, existieren für Kleinstwindkraftanlagen in den meisten Fällen keine fundierten Grundlagen über die mikroklimatischen Windgeschwindigkeiten und deren Häufigkeitsverteilungen – und damit über das Ertragspotenzial. Darüber hinaus muss verschiedenen baurechtlichen und immissionsschutzrechtlichen Belangen Rechnung getragen werden. So muss im Gegensatz zu einer Photovoltaikanlage – die keine Betriebsgeräusche verursacht – auch dafür Sorge getragen werden, dass keine Lärmbelästigung auf Nachbarn ausgeht. Darüber hinaus sind z.B. bei Dachinstallationen die Baustatik auf Grund der höheren Angriffsfläche des Windrads für Windböen und eine schalltechnische Entkopplung des Windrads zum eigenen Dach besonders zu berücksichtigen.

Die Prognosen des Bayerischen Windatlas sagen für das Quartier mittlere Windgeschwindigkeiten in Höhe von maximal ca. 2,8 bis 2,9 m/s in 10 m Höhe voraus. Ab einer mittleren Windgeschwindigkeit von ca. 3 m/s könnten theoretisch moderne Kleinstwindkraftanlagen in einigen Fällen tatsächlich auch wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden. Der Bayerische Windatlas sagt damit aber niedrigere Windgeschwindigkeiten voraus, als für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig wären. Damit eignet sich das Quartier grundsätzlich nicht für Kleinstwindkraft.

Diese Prognose gilt jedoch stets für frei angeströmte Anlagen in bis zu 10 m Höhe. Das Potenzial kann in einigen Fällen besser oder sogar schlechter sein. Potenzielle Anlagen auf den Dächern höherer Gebäude könnten besser angeströmt werden und wirtschaftlich betrieben werden. Andererseits könnten andere Faktoren dazu führen, dass sogar noch geringeres Potenzial vorhanden ist. Bodennahe Vegetation wie Bäume oder Sträucher sowie benachbarte Gebäude sind dafür verantwortlich, dass nur in sehr exponierten Lagen kleine Windenergieanlagen tatsächlich aus allen Richtungen und zu jeder Zeit frei angeströmt werden können (s. Abbildung 81). So kann beispielsweise ein einziger 20 m hoher Baum oder ein Haus ein 10 m hohes Kleinstwindrad noch in bis zu 200 m Entfernung negativ beeinträchtigen, wenn dieses in Hauptwindrichtung im Windschatten liegt und regelmäßig verschattet wird. Trotzdem können sich naheliegende Gebäude in Straßenschluchten theoretisch auch positiv auswirken, indem ein sonst nur wenig vom Wind angeströmtes, weil eigentlich fast rundherum verschattetes, Windrad durch eine Art „Kamineffekt“ häufiger und heftiger als normal angeströmt wird.

Hinzu kommt die Tatsache, dass ein wirtschaftlicher Betrieb kleiner Windkraftanlagen auch vom Strombedarf abhängt. Denn ähnlich wie Photovoltaikanlagen können kleine Windkraftanlagen heute meist nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn der erzeugte Strom auch gleichzeitig verbraucht wird und damit der Zukauf von „teurem“ Strom aus dem öffentlichen Netz vermieden wird.

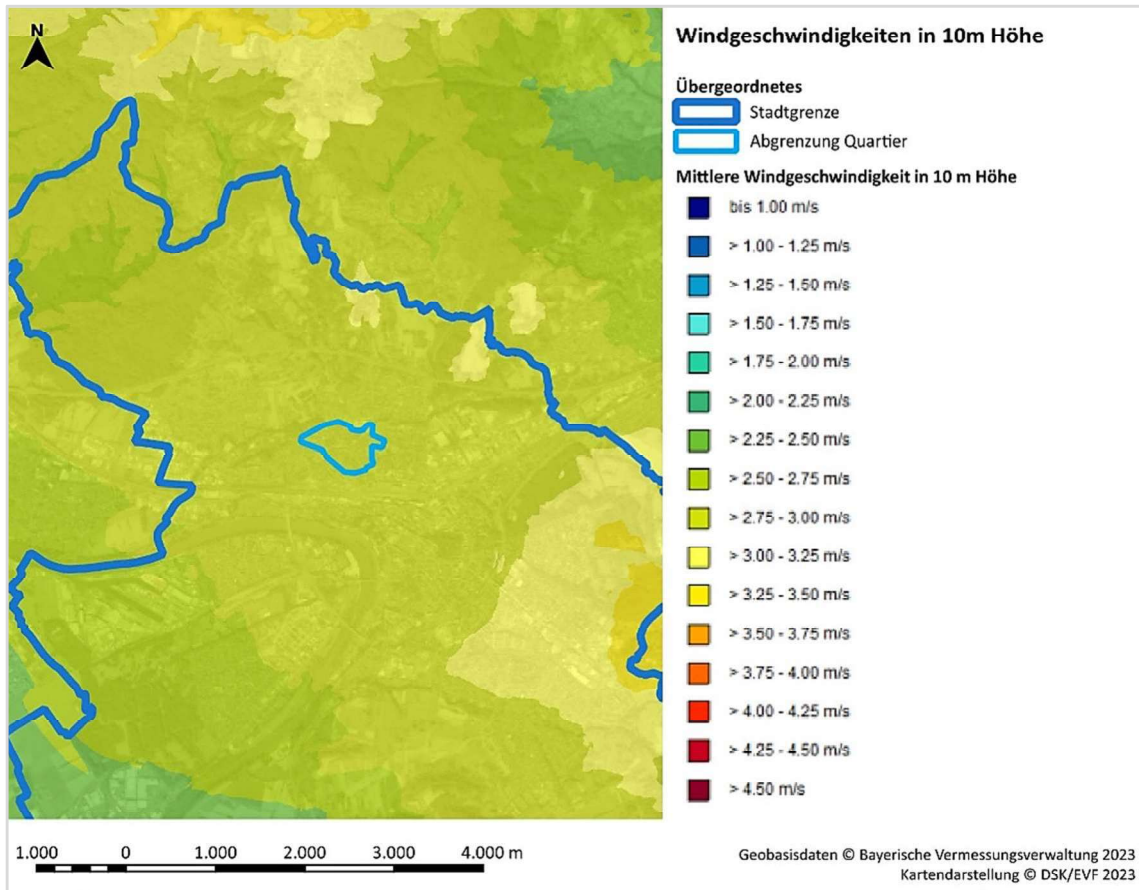


Abbildung 80: Mittlere Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe. Quelle: LfU 2022; eigene Bearbeitung EVF GmbH 2022

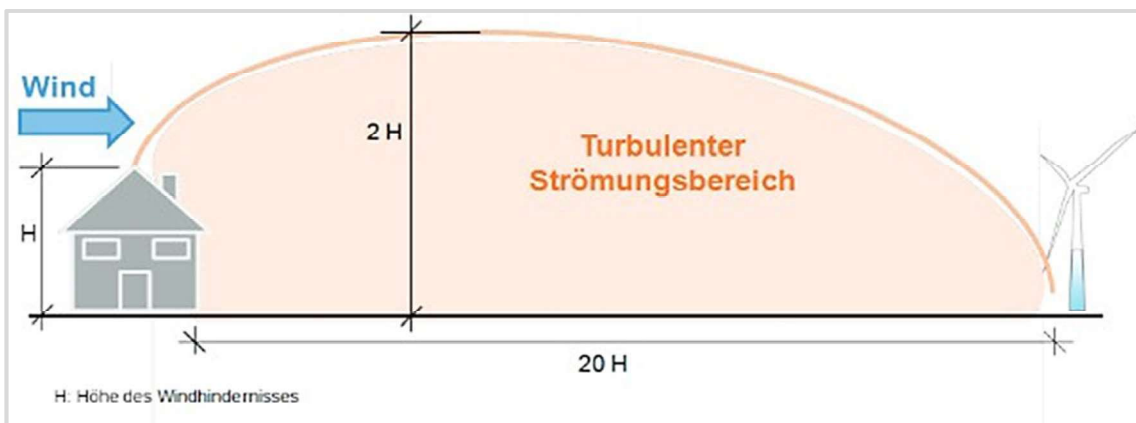


Abbildung 81: Turbulenter Strömungsbereich aufgrund von Windhindernissen. Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. 2013

Erst eine konkrete Windmessung am individuellen Standort kann also Aussagen über das tatsächliche Potenzial treffen. Bereits durch die mit einer professionellen Windmessung entstehenden Kosten durch externe Dienstleister werden Kleinstwindkraftanlagen i.d.R. aber schon unwirtschaftlich. Die Installation wird deshalb selbst unter günstigen Bedingungen nur versierten Enthusiasten empfohlen.

Eine quantitative Potenzialausweisung kann im Rahmen der vorliegenden Studie aus den genannten Gründen nicht erfolgen. Es wird wegen der geringen prognostizierten Windgeschwindigkeiten grundsätzlich davon ausgegangen, dass im Quartier kein wirtschaftlich umsetzbares Potenzial vorhanden ist.

7.3.3. Wasserkraft

Wasserkraft ist eine der ältesten Energieerzeugungsformen der Menschheit. Dabei wird allgemein Bewegungsenergie des Wassers, sei es durch die Fließbewegung oder das Herabfallen aus einer bestimmten Höhe, in mechanische Energie umgewandelt. Heute wird diese Bewegungsenergie größtenteils durch einen Generator zur Stromerzeugung genutzt. Im Binnenland kann dabei grundsätzlich zwischen Laufwasserkraftwerken und (Pump-)Speicherkraftwerken unterschieden werden. Vereinfachend gesagt: während beim Laufwasserkraftwerk die Bewegungsenergie des Wassers eines Flusses genutzt wird, fällt bei einem Speicherkraftwerk angestautes Wasser aus einer bestimmten Höhe auf die Turbinen und treibt so die Generatoren an. Grundsätzlich wird jedoch bei allen Wasserkraftwerken die potenzielle Energie des Wassers in kinetische Energie umgewandelt.

Weiterhin kann zwischen kleinen Anlagen mit einigen wenigen Watt Leistung und großen Anlagen mit mehreren Megawatt elektrischer Leistung unterschieden werden. Während die kleinsten Anlagen dem lokalen Bedarf dienen und hier einen kleinen Beitrag zur regenerativen Stromversorgung leisten können, stellen große Wasserkraftanlagen Infrastruktureinrichtungen dar, die den erzeugten Strom meist in das Mittel- oder Hochspannungsnetz einspeisen und zumindest bilanziell ganze Dörfer und Städte mit Strom versorgen können.

Durch das Quartier „Kernbereich Damm“ fließt die Aschaff. Heute finden sich im oder in der Nähe des Quartiers keine Wasserkraftanlagen mehr. Bei der Aschaff handelt es sich um einen rechten Zufluss des Mains mit Einzugsbereich im westlichen Spessart. Im jährlichen Durchschnitt weist die Aschaff einen Abfluss in Höhe von ca. 1,35 m³/s auf. Die jahreszeitliche Schwankungsbreite beläuft sich auf winterliche 1,75 m³/s und sommerliche 0,96 m³/s. Im Eintrittsbereich in das Quartier beträgt die Geländehöhe der Aschaff ca. 120 m ü.NN. und bei Austritt aus dem Quartier ca. 119 m ü.NN. Das theoretische Maximal-Potenzial beläuft sich damit bei einem nutzbaren Gefälle von ca. 1 m auf eine Kleinwasserkraftanlage mit ca. 10 kW elektrische Leistung. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass dann der gesamte Abfluss genutzt werden müsste.



Abbildung 82: Die Aschaff am Rande des Quartiers. Quelle: EVF GmbH 2022

In oder nahe dem Quartier „Kernbereich Damm“ wurde die Aschaff in der Vergangenheit auch entsprechend genutzt. Eine der ersten Mühlen ist urkundlich bereits im Jahr 1182 erwähnt. Heutige Zeitzeugen der ehemaligen Wasserkraftnutzung spiegeln sich beispielsweise in den Straßennamen „Mühlstraße“, die zur ehemaligen Bergmühle und Schwalbenmühle führte oder östlich des Quartiers im „Pfaffenmühlweg“, welcher der ehemals dort befindlichen Pfaffenmühle gewidmet ist, wieder. Auch die ehemalige Dämmer Steingutfabrik, dessen Verwaltungsgebäude sich noch im Norden des Quartiers findet, nutzte früher die Wasserkraft über einen Mühlkanal. Die zugehörigen Wehre und Mühlkanäle wurden in der Zwischenzeit aber wieder vollständig rückgebaut. Die potenziell nutzbare elektrische Leistung von bis zu maximal ca. 10 kW stehen jedoch in keinem Verhältnis zu den hierfür notwendigen ökologischen Eingriffen.

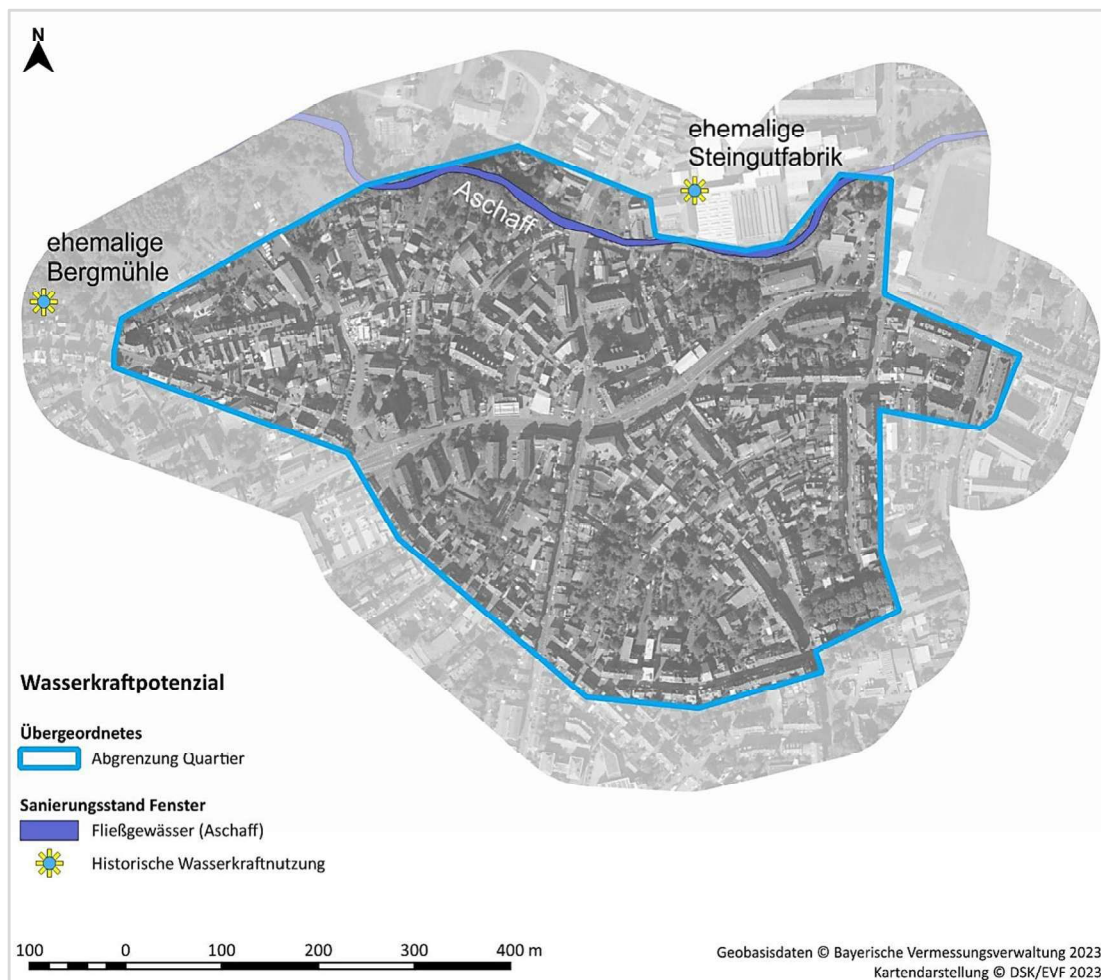


Abbildung 83: Historische Wasserkraftnutzung im Quartier. Quelle: Eigene Darstellung EVF GmbH 2023

So wurden die Flüsse zur Nutzung der Wasserkraft in der Vergangenheit zu Lasten der Umwelt stark anthropogen angepasst und verändert. Aus Gründen des Umweltschutzes und der Gewässerökologie ist es heute aber das Ziel, Flüsse soweit es geht wieder in den ursprünglichen naturnahen oder zumindest in einen guten ökologischen Zustand zurück zu versetzen. Die für die Wasserkraftnutzung notwendigen Wehre stellen in diesem Zusammenhang einen erheblichen Eingriff dar, verursachen Rückstau von Wasser und Sedimenten und stellen deshalb vor allem das Gegenteil dieses Ziels dar. Der positive Nutzen im Sinne der Energiewende muss deshalb stets mit den negativen Einflüssen auf die Umwelt abgewogen werden. Damit ist auch eine erhöhte Wasserabgabe zur Einhaltung der mittlerweile deutlich erhöhten Umweltstandards verbunden. Diese Wassermenge kann i.d.R. nicht energetisch genutzt werden. Durch den Klimawandel sind zudem längere Trockenperioden und eine für Wasserkraftanlagen ungünstigere Niederschlagsverteilung (kurze, heftige Niederschläge zunehmend) zu erwarten, was sich ebenfalls negativ auf das künftige Potenzial auswirkt.

Im Sinne einer nachhaltigen und umweltverträglichen Nutzung erneuerbarer Energien und in Anbetracht des äußerst geringen Potenzials soll an dieser Stelle kein weiteres Potenzial für Wasserkraftanlagen an der Aschaff ausgewiesen werden.

7.3.4. Umweltwärme und oberflächennahe Geothermie

Unter der Nutzung der Umweltwärme wird im Allgemeinen die Nutzbarmachung der Wärme der oberflächennahen Luft-, Wasser- und Bodenschichten bis zu einer Tiefe von ca. 400 m verstanden. Diese Energie wird durch Wärme-

pumpen, welche die Umgebungswärme nutzen und die bestehende Wärme mittels Antriebsenergie auf ein höheres Temperaturniveau „pumpen“, nutzbar gemacht. Je geringer der Temperaturunterschied zwischen Umgebungswärme und erforderlicher Heizwärme ist, desto weniger Antriebsenergie ist im Verhältnis zum Gesamtwärmeertrag erforderlich. So weisen Sole- bzw. Wasserwärmepumpen eine Jahresarbeitszahl (Verhältnis zwischen abgegebener Wärme und aufgenommener elektrischer Energie) von 4 - 6, während die Jahresarbeitszahlen bei Luftwärmepumpen bei etwa 3 - 4 liegen. Zurückzuführen ist dies darauf, dass Erdreich und Wasser als Wärmequelle ganzjährig über ein relativ gleichbleibendes Temperaturniveau von ca. 10 °C verfügen, die Luft als Wärmequelle im Winter aber oft im Frostbereich liegt und somit mehr Antriebsenergie zum Erreichen der erforderlichen Heiztemperatur benötigt wird. Eine Arbeitszahl von 4 bedeutet dabei beispielsweise, dass die Wärmepumpe durchschnittlich aus einer Kilowattstunde Antriebsenergie (i.d.R. Strom) mit Hilfe der Umweltwärme vier Kilowattsstunden Wärmeenergie nutzbar machen kann.

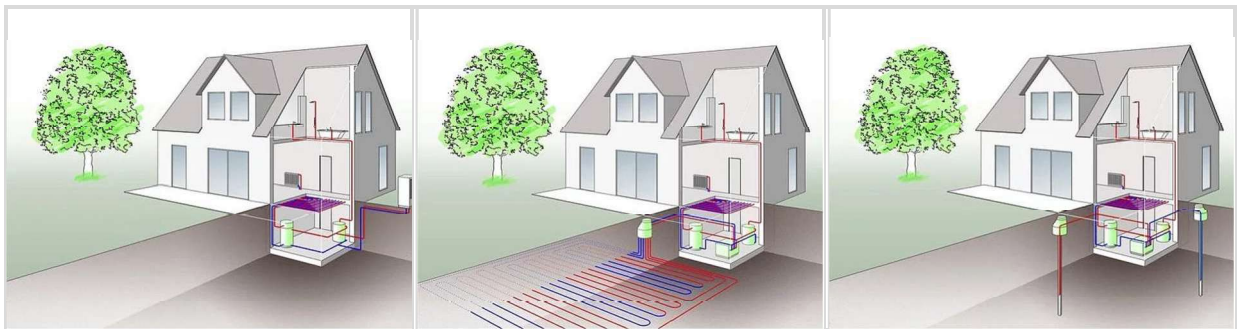


Abbildung 84: Vergleich der Nutzung: Erdwärmekollektor, Erdwärmesonde und Luftwärmepumpe. Quelle: BWP 2022

Voraussetzung für diese guten Arbeitszahlen ist u.a. eine im Heizsystem ausreichende niedrige Vorlauftemperatur zur Beheizung der Gebäude. Optimal ist eine Fußboden- oder ggf. auch eine Wandheizung, da hier wesentlich niedrigere Vorlauftemperaturen von 30-40 °C erforderlich sind. Darüber hinaus kommen auch besonders effiziente und meist sehr große Niedertemperaturheizkörper in Frage. Ab einer Notwendigkeit von Vorlauftemperaturen über 55 °C (typischer konventioneller Heizkörper im Altbau mit schlechtem energetischem Zustand) ist der Einsatz einer Wärmepumpe aktuell nicht mehr zu empfehlen. Hier wird das Verhältnis von Antriebsenergie zu bereitgestellter Energie so ineffizient, dass sich sowohl ein wirtschaftlicher als auch ein ökologischer Nutzen nur unter sehr günstigen Bedingungen einstellt. Hier sollte zunächst energetisch saniert werden. Als Faustregel und Orientierungspunkt kann ein spezifischer Wärmebedarf von ca. 150 kWh/m² herangezogen werden. Bei Gebäuden unterhalb dieses Wertes kann eine Wärmepumpe i.d.R. auch ohne energetische Sanierung neben den energetischen Vorteilen auch Kostenvorteile aufweisen, und darüber sollte zunächst saniert werden. Gleichwohl möchte die im September 2021 neu gewählte Bundesregierung die wirtschaftlichen Bedingungen für Wärmepumpen verbessern. Ebenso empfiehlt die DENA-Leitstudie zur Erreichung der Klimaneutralität eine weitgehende Elektrifizierung des Wärmesektors (DENA 2021). Wärmepumpen könnten also auch kurzfristig im Bestand deutlich an Bedeutung gewinnen.

Es gibt jedoch noch weitere Einschränkungen, wo eine Wärmepumpe ggf. nur mit erhöhtem Aufwand oder gar nicht eingebaut werden kann. Hierzu zählt u.a. auch die städtebauliche Dichte. Insbesondere in stark verdichteten Quartieren kann ganz einfach der Platz fehlen, die für Wärmepumpen benötigten Außengeräte aufzustellen. Denn Luft/Wasser-Wärmepumpen benötigen einen Außengerät in dem ein Ventilator eingebaut ist, von dem u.a. auch Schall-Emissionen ausgehen. Es muss deshalb i.d.R. ein ausreichender Abstand zum Nachbargrundstück eingehalten werden. Darüber hinaus benötigen Wasser/Wasser- oder Boden/Wasser-Wärmepumpen eine unbebaute Außenfläche, in der der Wärmetauscher (z.B. Erdwärmekorb, Brunnen) installiert werden kann. In manchen Fällen ist es zwar möglich, den Brunnen im Keller des Gebäudes zu installieren, jedoch ist dies i.d.R. mit hohen Kosten verbunden und meist nur im Rahmen einer umfangreicheren Sanierung möglich. Darüber hinaus kann es bei größeren

Gebäuden mit höherer Heizlast der Fall sein, dass mehrere Erdwärmesonden benötigt werden. Der hier benötigte Mindestabstand von ca. 6 m zueinander und mindestens 5 m zum Nachbargrundstück kann auf kleinen Grundstücken mit wenig geeigneten Standorten das Potenzial ebenso deutlich einschränken.

Wärmepumpen eignen sich deshalb vor allem für weniger dicht bebaute Quartiere und für Gebäude, die entsprechende Außenflächen aufweisen. Für die dichter bebauten Quartiere eignet sich dagegen eher der Einsatz eines Wärmenetzes (dessen Energiequelle aber auch eine Wärmepumpe sein kann). Im untersuchten Quartier Kernbereich Damm eignen sich in dieser Hinsicht nicht alle Gebäude für den unproblematischen Einsatz einer Wärmepumpe. Folgende Karte zeigt an, bei welchen Gebäuden der Einsatz einer Wärmepumpe den äußeren Platzverhältnissen und der Bausubstanz nach relativ einfach und wo dies relativ schwer umzusetzen ist. Die Farbgebung der Grundkarte zeigt, welche Art der Nutzung der oberflächennahen Geothermie laut Bayerischen Landesamt für Umwelt möglich ist.

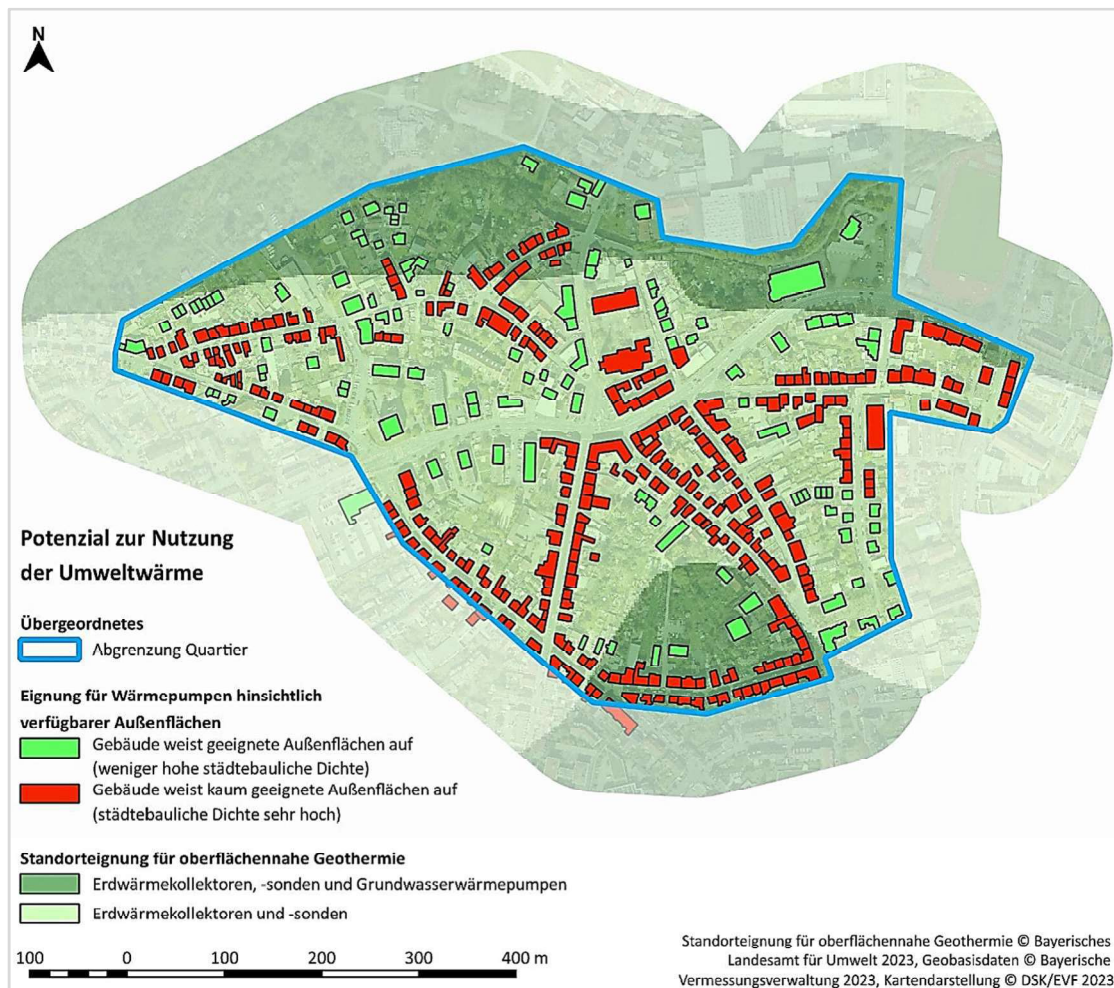


Abbildung 85: Potenzial zur Nutzung der Umweltwärme. Quelle: Eigene Darstellung EVF GmbH 2023

Potenzial für Wärmepumpen und oberflächennahe Geothermie

Diesen Annahmen folgend eignen sich etwa 120 Gebäude für die Nutzung der Umweltwärme mittels Wärmepumpe und ca. 320 Gebäude eher nicht. Die Gebäude, die sich für den Einsatz einer Wärmepumpe relativ gut eignen, weisen jedoch einen höheren Wärmebedarf auf. So könnte fast die Hälfte des Wärmeverbrauchs im Quartier (ca. 40 %) unmittelbar durch Wärmepumpen am Gebäude bereitgestellt werden. Rechnerisch entspricht dies einem heutigen Potenzial in Höhe von ca. 9.100 MWh/a vor Sanierungen. Darüber hinaus könnten aber auch die übrigen Gebäude mittels Wärmenetz durch eine Wärmepumpe mit Umweltwärme versorgt werden.

Nutzung der Wärme der Aschaff

Bei der Aschaff handelt es sich um den Fluss, der durch das Quartier fließt. In Kapitel 7.3.3 wurde bereits festgestellt, dass kein Potenzial zur konventionellen Nutzung der Wasserkraft vorhanden ist. Jedoch könnte die Aschaff nicht nur mit Wasserkraftanlagen genutzt werden, sondern es könnte ihr auch ganz ohne Querbauwerk durch einen Wärmetauscher Wärmeenergie entzogen werden und mit einer Wärmepumpe Heizenergie erzeugt werden. Nach der Nutzung der Wärme des Gewässers wäre das Wasser dann aber kühler. Hierbei ist zu beachten, dass es sich bei der Aschaff um ein natürliches Fließgewässer handelt und die darin lebenden Lebewesen empfindlich auf Temperaturänderungen reagieren. Der Aschaff darf deshalb nicht mehr als maximal ca. 1,5° K abgekühlt werden. Im Winter beträgt das arithmetische Mittel der niedrigsten Tageswerte (MNQ) des Abflusses ca. 0,574 m³/s. Diese Menge Wasser steht also theoretisch im Winter regelmäßig mindestens für eine Nutzung mit einer Wärmepumpe zur Verfügung. Dies entspricht einer theoretischen maximalen Entzugsleistung von ca. 3.500 kW und bei typischen 1.800 Vollbenutzungsstunden einer verfügbaren Wärmemenge von bis zu ca. 6.500 MWh/a.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass es sich hier um das theoretisch maximale Potenzial handelt. Die Aschaff ist ein relativ kleines Fließgewässer mit schwankendem und meist niedrigem Wasserstand, das im Winter auch gefrieren kann. Die niedrigsten Wasserstände liegen im Winter teilweise auch unter dem o.g. arithmetischen Mittelwert. Dies kann zu Ausfallzeiten führen, in denen dann statt mit der Wärmepumpe auf andere Weise die benötigte Heizenergie bereitgestellt werden muss. Weiterhin wird die Wärmeenergie i.d.R. mit Registern oder durch Ausleitung für die Wärmepumpe nutzbar gemacht. Auf diese Weise kann aber nicht an einer Stelle die gesamte potenziell vorhandene Energie genutzt werden. Darüber hinaus müsste sich eine etwaige Nutzung auch mit vor- oder nachgelagerten Nutzungen abstimmen. Wird beispielsweise zuvor bereits Wärmeenergie aus der Aschaff entzogen, benötigt diese eine größere Fließstrecke um sich zu regenerieren. Es kann dann an nachgelagerter Stelle keine weitere Nutzung stattfinden.

Gleichwohl kann ggf. an einzelnen Stellen die Heizenergie für Einzelobjekte bereitgestellt werden. Ein größeres Objekt stellt z.B. die Turnhalle der Turn- und Sportgemeinschaft Aschaffenburg Damm dar. Hier ist die Aschaff nur etwa 20 m entfernt. Die Halle benötigt aktuell ca. 200 MWh/a. Bei ca. 1.800 Vollbenutzungsstunden würde dies einer Heizleistung in Höhe von ca. 110 kW entsprechen. Die punktuelle Nutzung würde die Aschaff zu dieser Zeit durchschnittlich um ca. 0,05 °K abkühlen. Gegenüber der Turnhalle liegen darüber hinaus weitere Objekte der Stadtbau Aschaffenburg GmbH. Diese könnten über ein kleines Wärmenetz ebenso angeschlossen werden. Theoretisch liegt auch die Schiller-Schule nur etwa 50 Meter von der Aschaff entfernt. Die Schiller-Schule weist einen jährlichen Wärmeverbrauch in Höhe von ca. 300 MWh auf. Bei ca. 1.800 Vollbenutzungsstunden würde dies einer Heizleistung in Höhe von ca. 170 kW entsprechen. Die punktuelle Nutzung würde die Aschaff zu dieser Zeit durchschnittlich um ca. 0,07 °K abkühlen. Theoretisch ließe sich auch für ein Wärmenetz eine größere Menge Energie aus der Aschaff holen. Das umsetzbare Potenzial liegt aber sicher deutlich unter dem o.g. Gesamtpotenzial. Das Potenzial für eine tatsächliche Nutzung für solche Einzelobjekte müsste an anderer Stelle genauer geprüft werden.



Abbildung 86: An der Turnhalle besteht Potenzial, Abwärme aus der Aschaff zu nutzen.
Quelle: EVF GmbH 2023

7.3.5. Tiefe Geothermie

Tiefe Geothermie ist die Nutzung von Erdwärme der Erdrinde ab 400 m Tiefe. Die Energie kann durch hydrothermale Technik gewonnen und für Heizzwecke oder sogar zur Stromerzeugung genutzt werden. Dabei können zwei unterschiedliche Verfahren angewandt werden.

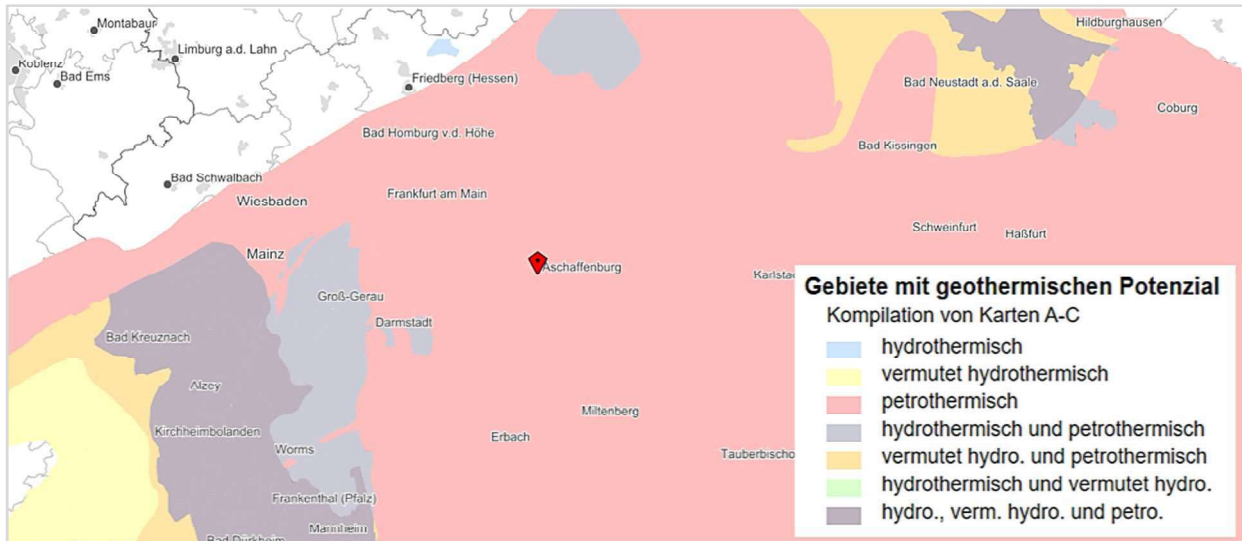


Abbildung 87: Potenzialgebiete für tiefe Geothermie. Quelle: GeotIS 2023, Bearbeitung und Darstellung EVF GmbH 2023

Hydrothermisches Potenzial

Zum einen kann thermische Energie der natürlichen wasserführenden Schicht entnommen werden. Vereinfacht gesagt kann bei Temperaturen über 100 °C (an der Oberfläche unter 1 Atmosphäre Druck entspricht dies kochendem Wasser) diese Energie zur Strom- und Wärmezeugung (durch Dampf) und bei Temperaturen unter 100 °C kann diese nur zur Wärmezeugung verwendet werden. Je nach „Schüttung“ (in etwa gleichzusetzen mit „Menge Wasser pro Zeiteinheit“) des vorhandenen geothermalen Wassers stehen dabei unterschiedliche Energiemengen zur Verfügung.

In Südbayern existieren solche tiefen wasserführenden Schichten, weshalb es sich dort um ein entsprechendes Gunstgebiet handelt. In Nordbayern und insbesondere Aschaffenburg sind keine solchen wasserführenden Schichten bekannt. Auch lässt die Geologie Aschaffenburg nicht auf ein solches Potenzial schließen. U.a. deshalb wird auch laut dem Geothermischen Informationssystem Deutschland (GeotIS) dann kein für energetische Zwecke wirtschaftlich nutzbares hydrothermisches Potenzial auf dem Gebiet Aschaffenburgs vermutet (GeotIS 2023). **Es wird daher angenommen, dass kein solches Potenzial existiert.**

Petrothermisches Potenzial

Wenn keine wasserführende Schicht vorhanden ist, können künstliche Klüfte im heißen Tiefengestein angelegt und ein geeignetes Medium (i.d.R. ein Gemisch aus Wasser und anderen Stoffen) durch das warme oder heiße Gestein gepumpt werden. Das Wasser absorbiert die Tiefenwärme und kann an der Oberfläche der Energiebereitstellung dienen. Die im Untersuchungsgebiet vermuteten Temperaturen in der Tiefe sind in Abbildung 88 dargestellt und können theoretisch durch entsprechende Verfahren zugänglich gemacht werden.

Der Vertikalschnitt vom Norden Aschaffenburgs von Glattbach über Aschaffenburg bis nach Obernau zeigt, dass ab etwa 2.250 m Tiefe u.NHN. wegen des typischen Temperaturgradienten Temperaturen in Höhe von ca. 100 °C erwartet werden. Ab dieser Temperatur kommt theoretisch eine thermische und auch eine elektrische Nutzung in

Frage. Das Potenzial steigt jedoch mit zunehmendem Temperaturniveau. In noch größeren Tiefen sind voraussichtlich Temperaturen über 100 °C erschließbar und können in Zukunft bei entsprechender technologischer Weiterentwicklung theoretisch zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden (GeotIS 2023).

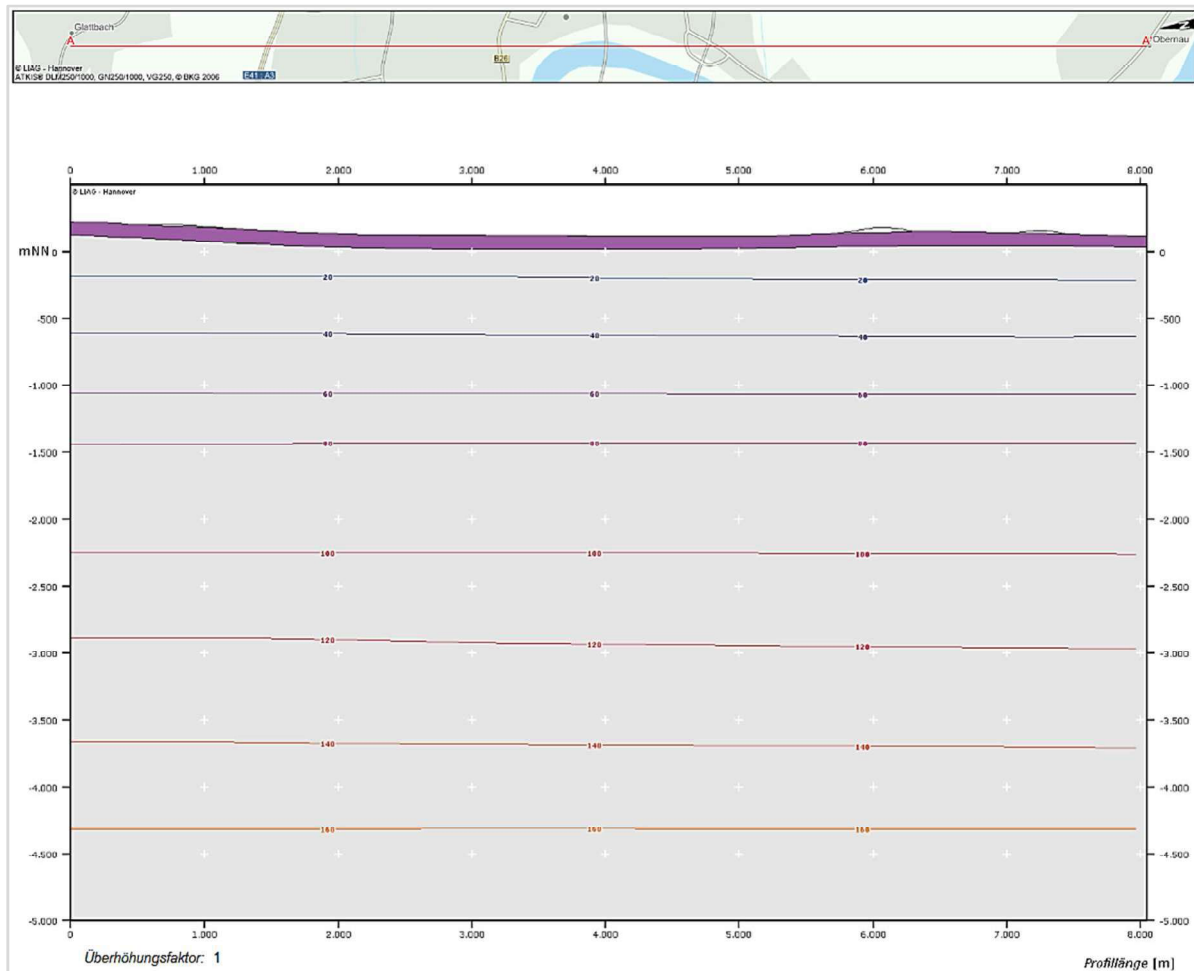


Abbildung 88: Vertikalschnitt des Potentials für petrothermische Tiefe Geothermie. Quelle: GeotIS 2023, Bearbeitung EVF GmbH 2023

Ganz grundsätzlich liegt Aschaffenburg bzgl. petrothermaler Tiefer Geothermie jedoch in einem relativ warmen Bereich Bayerns. Ab 1.500 m unter GOK sind bereits Temperaturen von 80-90 °C zu erwarten. Dabei handelt es sich um die höchsten Temperaturen in Nordbayern in dieser Tiefe.

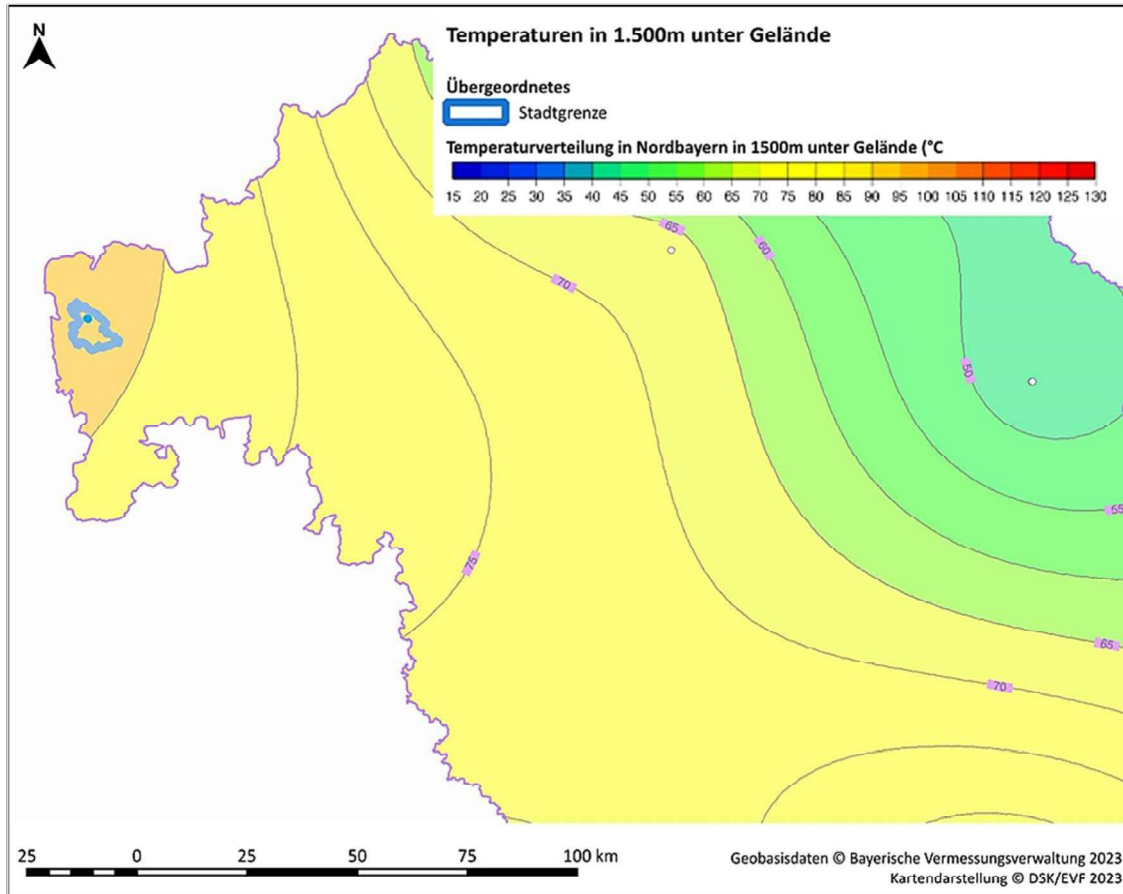


Abbildung 89: Horizontalschnitt des Potenzials für petrothermische Tiefe Geothermie in 1.500 m unter Geländeoberkante. Quelle: GeotIS 2023, Eigene Bearbeitung und Darstellung EVF GmbH 2023

Zusammenfassung Tiefe Geothermie

In Aschaffenburg und im Quartier Kernbereich Damm existiert aller Wahrscheinlichkeit nach kein hydrothermisches Potenzial. Theoretisch sind die Gesteine in nicht allzu großer Tiefe jedoch heiß genug und grundsätzlich dafür geeignet, petrothermische Energie zur Strom- und Wärmeerzeugung zu gewinnen. Dieses Potenzial ist nach heutigem Kenntnisstand und ohne weitere Untersuchungen jedoch nicht zu quantifizieren. Auch befindet sich die hierfür notwendige Technologie noch in der Erforschung. Auf Grund des aktuellen Stands der Technik ist noch nicht abzusehen, unter welchen Umständen eine Energiegewinnung aus ökonomischer Sicht in Zukunft sinnvoll ist bzw. sinnvoll sein kann. **Von der Ausweisung eines entsprechenden theoretischen Potenzials wird im Rahmen dieses Quartierskonzepts abgesehen.**

Sollte dieses Potenzial jedoch in Zukunft durch technischen Fortschritt erschließbar werden, bietet es theoretisch die Chance, große Mengen regenerativer Energien zur Strom- und Wärmeproduktion zu gewinnen. Die technische Entwicklung auf diesem Gebiet sollte auf Grund des theoretischen Potenzials beobachtet werden.

Mitteltiefe Geothermie

Einen Sonderfall stellt die sog. „Mitteltiefe Geothermie“ dar. Während mit Erdwärmesonden bei der Nutzung der Umweltwärme die Wärme des Erdreichs bis ca. 100 m nutzbar gemacht wird (s. Kapitel 7.3.4), können tiefere Erdwärmesonden bis ca. 800 m die Wärme tieferer Erdschichten nutzbar machen. Durch die tiefere Bohrung kann im Vergleich zur konventionellen Erdwärmesonde je Bohrung auch eine größere Wärmeleistung genutzt werden.

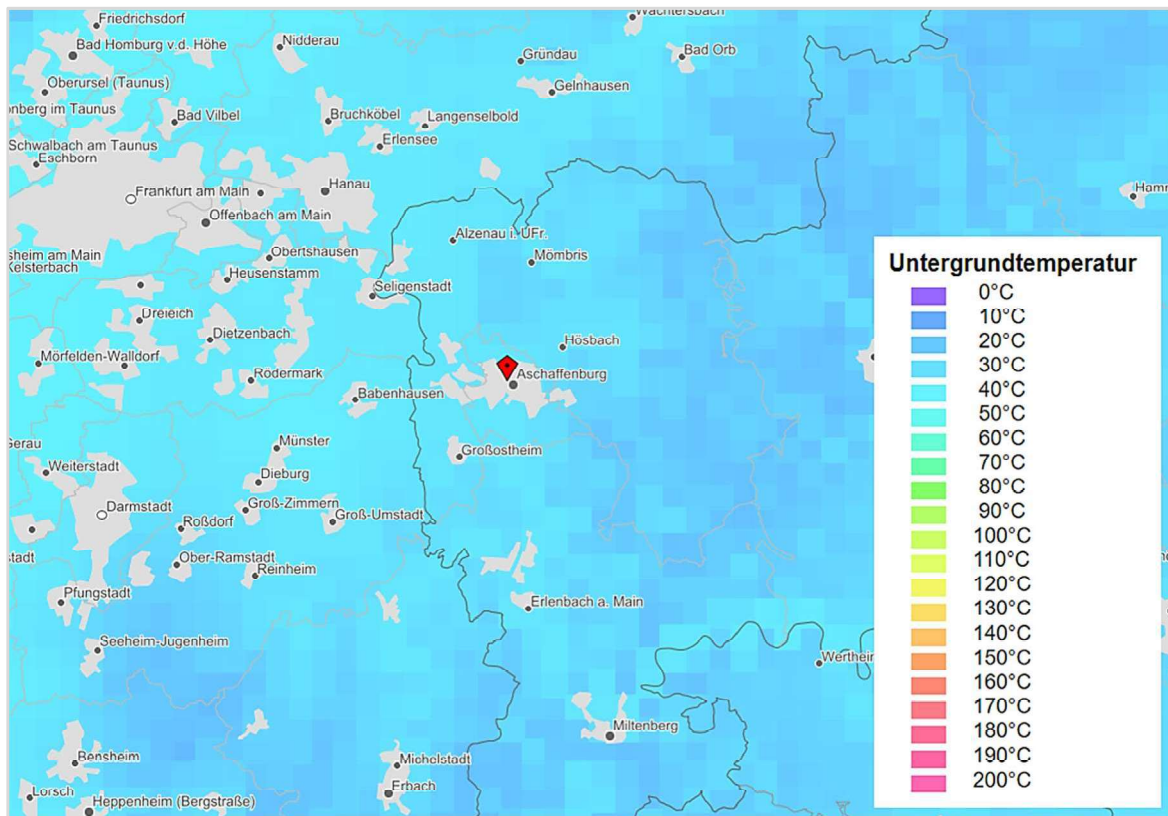


Abbildung 90: Wärme der Gesteinsschichten in ca. 600 m Tiefe. Quelle: GeotIS 2023, Eigene Bearbeitung EVF GmbH 2023

In diesem Zusammenhang liegt Aschaffenburg im Vergleich zu Bayern und dem deutschen Durchschnitt in einer Gunstregion. Ein Pilotprojekt in Groß-Umstadt mit der Datenlage nach ähnlichen Bedingungen wie im Stadtbereich Aschaffenburgs hat gezeigt, dass durch Mitteltiefe Geothermie deutlich höhere Wirkungsgrade erzielt werden können, wie bei konventionellen Erdwärmesonden. Während bei einer konventionellen, flacheren Erdwärmesonde typischerweise ca. 50-65 Watt Entzugsleistung je Meter Tiefe erzielt werden können, sind es bei der Mitteltiefen Geothermie in Groß-Umstadt bereits 110-120 Watt je Meter. Die Zahl der notwendigen Bohrungen je zu versorgendem Objekt kann durch die Tiefe bereits um etwa den Faktor 6 reduziert werden. Durch die fast doppelte Entzugsleistung in den wärmeren, tieferen Erdschichten nochmals um die Hälfte. Auf diese Weise kann in Groß-Umstadt durch eine einzige Erdwärmesonde mit ca. 750 m Tiefe eine Wärmeleistung von ca. 90 kW erzielt werden. Zum Vergleich: Um dieselbe Heizleistung mit konventionellen Erdwärmesonden zu erzielen, wären etwa 15-20 konventionelle Erdwärmesonden mit einer Tiefe von ca. 80 m erforderlich.

Solche Bohrungen zur Nutzung der mitteltiefen Geothermie benötigen aber auch Platz. Gerade in den sehr dichten Siedlungsbereichen im Kernbereich des Quartiers bieten sie meist keine Alternative. Für größere Objekte und Mehrfamilienhäuser mit ausreichend Fläche für die Bohrung kann die Mitteltiefe Geothermie jedoch eine adäquate Lösung sein.

Weiterhin ist zu beachten, dass sich Bohrungen gegenseitig beeinflussen können. Grundsätzlich wird ein gegenseitiger Abstand von etwa 10 % der Bohrtiefe empfohlen. Während bei konventionellen Erdwärmesonden mit geringerer Bohrtiefe mindestens Abstände von ca. 6 m eingehalten werden muss, kann bei der Nutzung mitteltiefer Geothermie ein Mindestabstand von bis zu 60-80 m erforderlich sein. Gegebenenfalls können also zwei benachbarte größere Objekte nicht gleichzeitig das Potenzial der Mitteltiefen Geothermie nutzen.

Es eignen sich mehrere Gebäude im Quartier zur Nutzung der mitteltiefen Geothermie. Diese weisen einen Energieverbrauch in Höhe von ca. 3.500 MWh/a vor Sanierung auf.

7.4. Potenzial für Wärmenetze

Im Rahmen des vorliegenden Quartierskonzepts wurden die Potenzialen für Energieeinsparung, Energieeffizienzsteigerung und die Potenziale für erneuerbare Energien untersucht. Die größten Potenziale für eine regenerative Energieversorgung liegen vor allem in der Umweltwärme, sowie in der Oberflächennahen und Mitteltiefen Geothermie. Die für die Nutzung dieses Potenzials notwendigen Erdwärmesonden, -Körbe und Außeneinheiten benötigen jedoch Platz. Insbesondere im stark verdichteten Kernbereich des Quartiers fehlt dieser Platz aber häufig. Ebenso kann der Energiebedarf nicht einfach flächendeckend durch Biogase und synthetische Gase („Power-to-Gas“) im bestehenden Erdgasnetz ersetzt werden. Hierfür stehen zum einen perspektivisch deutschlandweit einfach nicht ausreichend erneuerbare Energien-Potenziale zur Verfügung und durch die Wirkungsgrade und Umwandlungsverluste bei der Herstellung solcher synthetischen Energieträger aus erneuerbaren Energien ist abzusehen, dass die vorhandenen Potenziale in diesem Bereich sehr teuer und damit i.d.R. unwirtschaftlich sind. Auf absehbare Zeit werden diese vor allem im industriellen Bereich benötigt, wo ein Umstieg auf erneuerbare Energien anders nicht möglich ist. Für das untersuchte Quartier wird dagegen auf absehbare Zeit kein solches Potenzial im Bereich Wasserstoff oder Power-to-Gas zur Verfügung stehen (s. Kapitel 6.6.2).

Damit stellt das untersuchte Quartier aber keinen Einzelfall dar. Im Prinzip ist jedes städtische Verdichtungsgebiet in Deutschland davon betroffen. Um dennoch die Wärmeversorgung durch erneuerbare Energien bereitstellen zu können, kann an diesen Stellen zukünftig nur ein Wärmenetz die benötigte Energie in das Quartier bringen. Im Rahmen der sog. „Kommunalen Wärmeplanung“ sollen deutschlandweit in verdichteten Stadtquartieren Potenzialgebiete für Wärmenetze gesucht und gefunden werden. In Kapitel 7.3.4 und in Abbildung 85 wurde bereits erörtert, für welche Gebäude eine Versorgung mit dezentralen Wärmepumpen in Frage kommt. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass alle anderen Gebäude perspektivisch an ein Wärmenetz angeschlossen werden müssen, da vor Ort nicht ausreichend Platz für die benötigte Infrastruktur der Wärmepumpen vorhanden ist.

Zur Ermittlung des Potenzials für Wärmenetze soll zunächst das Wärmekataster erstellt werden. Aufbauend hierauf können schließlich Wärmebelegungsdichten in den zu versorgenden Bereichen berechnet werden. Aus diesen kann das Potenzial für Wärmenetze abgeleitet werden.

Hinweis: Da es sich um ein Bestandsquartier mit energetisch teils schlechten Gebäudehüllen handelt und nicht davon auszugehen ist, dass dieser kurz- bis mittelfristig energetisch saniert wird, sind entsprechend hohe Vorlauftemperaturen für die Bereitstellung der Heizwärme erforderlich, sodass im vorliegenden Konzept nur das Potenzial für sog. „heiße Wärmenetze“ untersucht wird und nicht für sog. „kalte Wärmenetze“, die tendenziell eher in energetisch effizienteren Neubaugebieten zum Einsatz kommen.

7.4.1. Wärmekataster

Das Wärmekataster wurde auf Basis der vorhandenen Informationen zum Baualter und zum Sanierungsstand, sowie auf Basis der Befragung erstellt. Grundlage für die Berechnungen stellte das dreidimensionale Gebäudemodell der Bayerischen Vermessungsverwaltung dar. Über das Baualter, den Sanierungsstand und die Gebäudekubatur konnte der Wärmebedarf jedes einzelnen Gebäudes berechnet werden. Das Ergebnis wurde mit den Ergebnissen der Befragung und Daten des Energieversorgers verifiziert. Das Wärmekataster ist in folgendem Bild dargestellt.

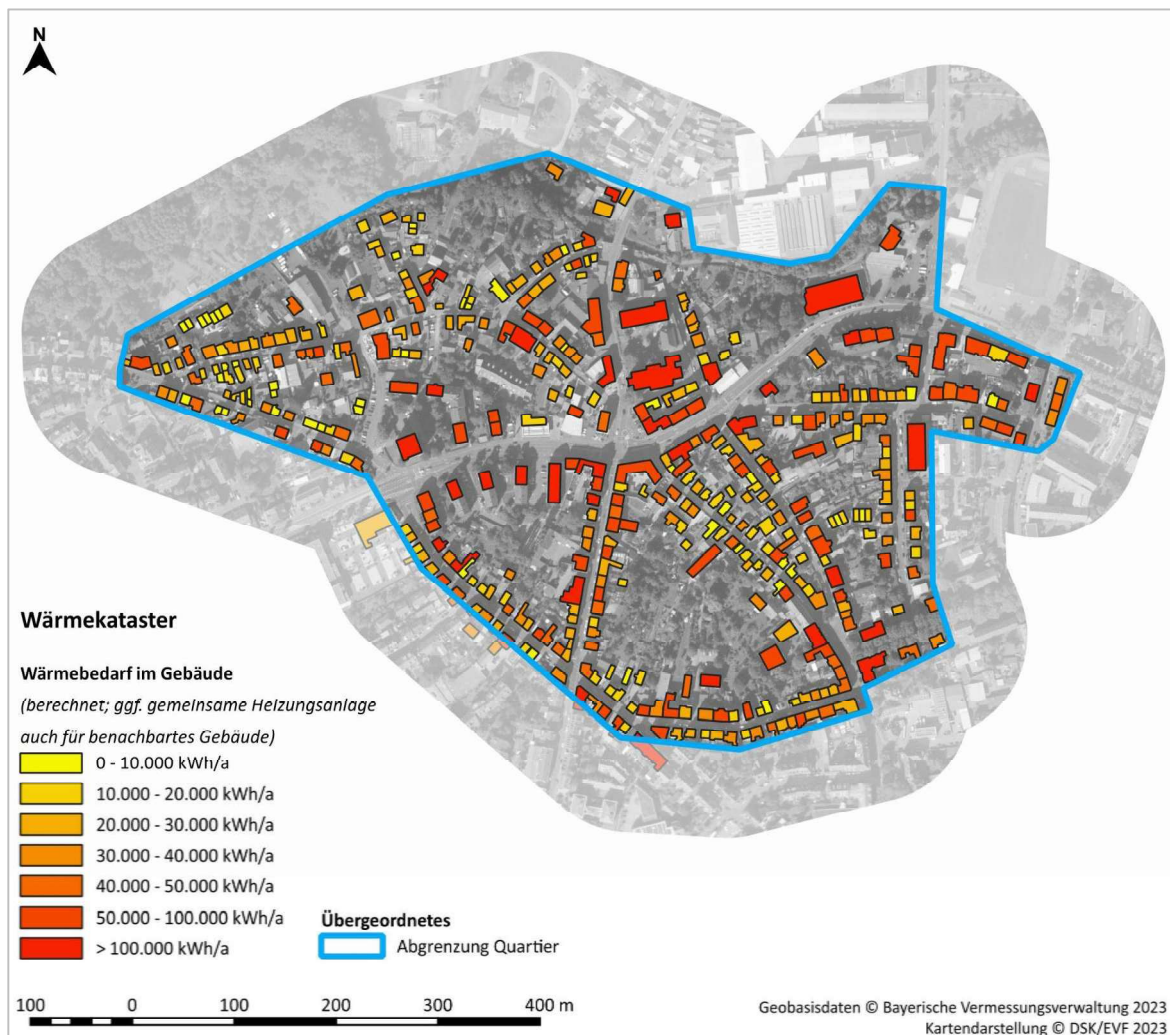


Abbildung 91: Wärmekataster des Quartiers. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

7.4.2. Potenzielle Wärmebelegungsdichten

Aus dem Wärmekataster gehen die Wärmeverbräuche für jedes einzelne Gebäude im Quartier hervor. Hieraus lassen sich sog. „Wärmebelegungsdichten“ ableiten, die aussagen, wie viel Wärme potenziell je laufendem Meter Wärmenetzleitung benötigt werden. In einem ersten Schritt sollen die Wärmebelegungsdichten für Straßenzüge abgeleitet und dargestellt werden. Hierzu dienen die Straßenlängen als Grundlage und je Gebäude mit Heizungsanlage wurde zusätzlich eine Hausanschlusslänge von pauschal 20 m angenommen.

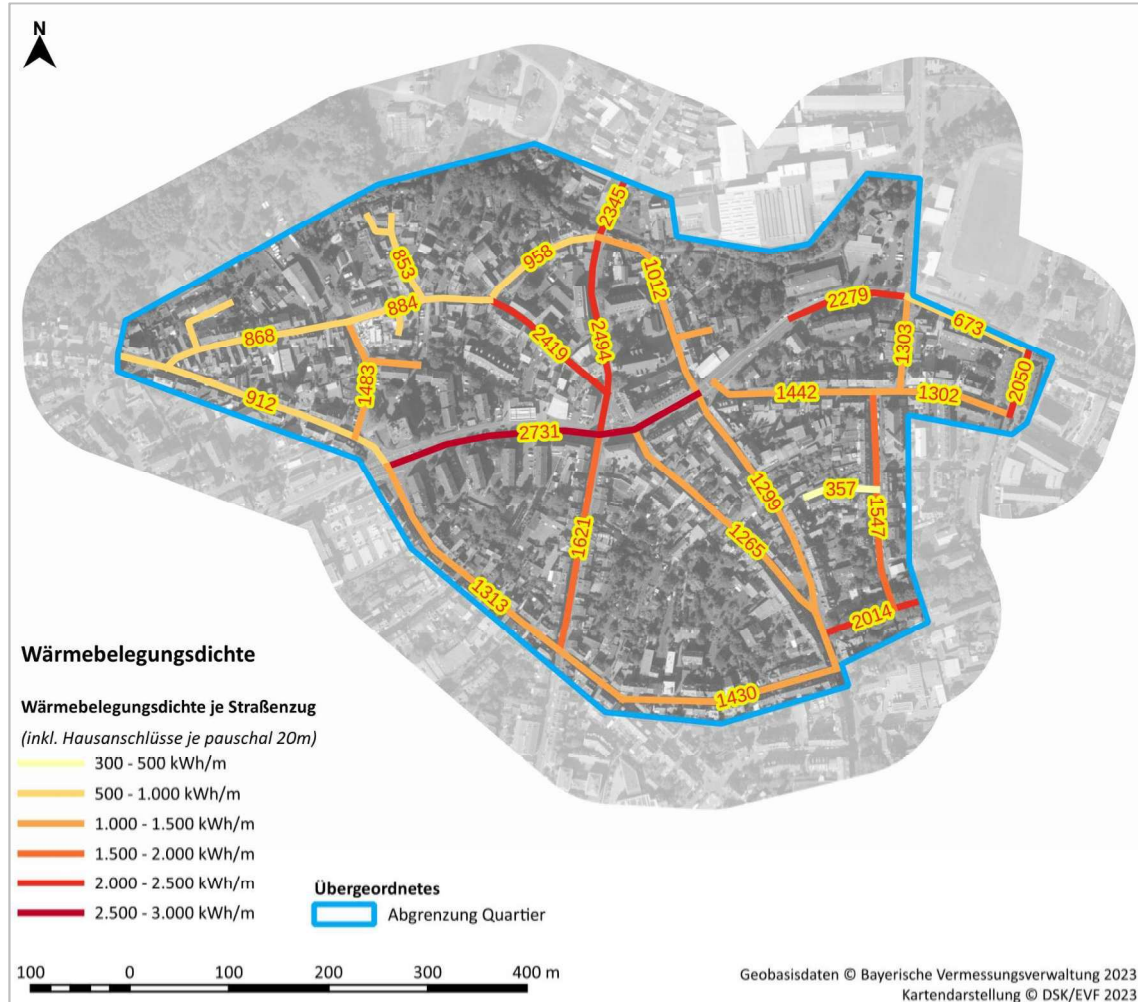


Abbildung 92: Potenzielle Wärmebelegungsdichten im Quartier. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

Die höchsten Wärmebelegungsdichten im Quartier finden sich vor allem entlang der Schillerstraße, in der Haidstraße, in der Paulusstraße und in der Boppstraße. Hier finden sich Wärmebelegungsdichten von über 2.000 kWh/m. Aber auch in den meisten anderen Straßen finden sich Wärmebelegungsdichten von über 1.000 kWh/m. Das Quartier weist damit sehr hohe Wärmebelegungsdichten auf und eignet sich grundsätzlich für eine Versorgung mit einem Wärmenetz.

7.4.3. Theoretische Gesamtversorgung im Quartier

Bereits bei einer Anschlussquote in Höhe von nur 20 % über das gesamte Quartier hinweg können Wärmebelegungsichten von über 500 kWh/m erzielt werden. Würde das gesamte Quartier durch ein Wärmenetz erschlossen werden, liegt die durchschnittliche Wärmebelegungsichte bei Vollanschluss bei über 1.320 kWh/m.

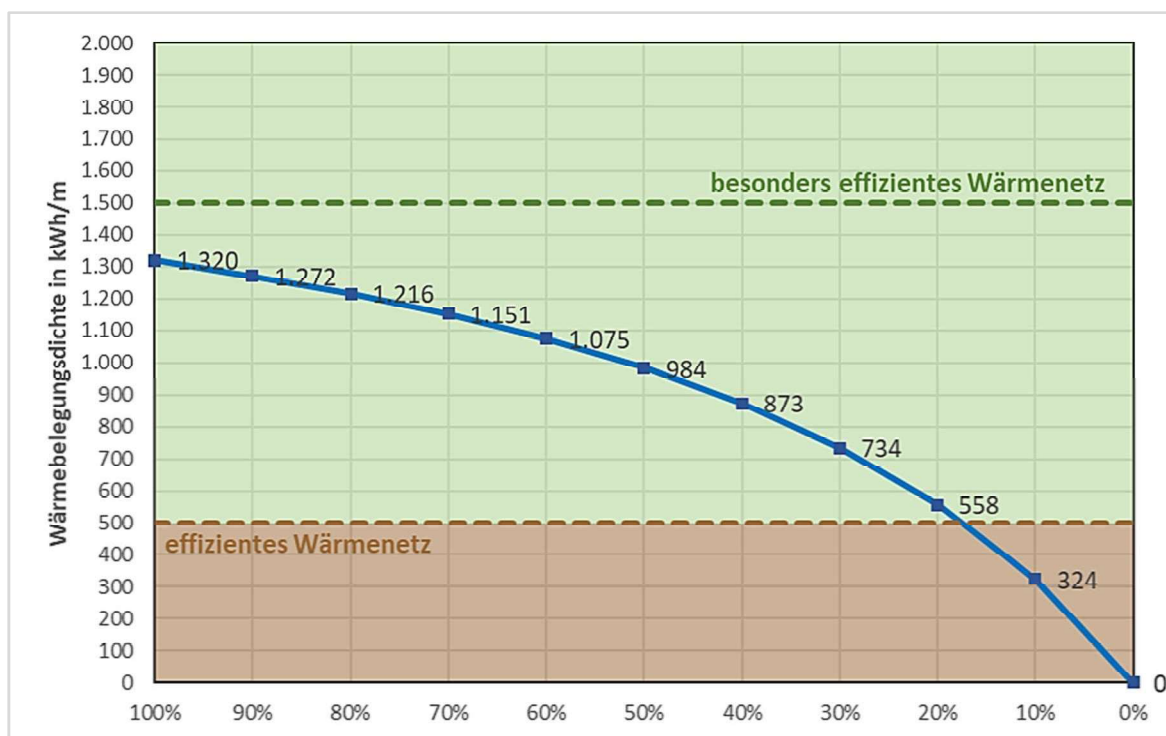


Abbildung 93: Potenzielle Wärmebelegungsichten im Quartier. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

7.4.4. Bedarf für Wärmeversorgung durch Wärmenetz

Folgende Karte führt die Wärmebelegungsichten in den Straßen und die Gebäude, die perspektivisch bzgl. einer regenerativen Energieversorgung Bedarf für den Anschluss an ein Wärmenetz haben, zusammen. Perspektivisch sind die Gebäude in folgenden Straßen auf den Anschluss an ein Wärmenetz angewiesen:

- Mühlstraße
- Merlotstraße
- Seestraße
- Burchardstraße
- Mittelstraße
- Schulstraße
- Schneidmühlweg
- Boppstraße
- Brückengasse
- Teile der Antoniusstraße
- Teile der Haidstraße

In den meisten Fällen handelt es sich um ganze Straßenzüge, die versorgt werden müssten. In einigen Fällen wird deutlich, dass theoretisch auch Gebäude, die eigenes Potenzial zur Nutzung oberflächennaher Geothermie aufweisen, bei einem Ausbau eines Wärmenetzes in den zu erschließenden Straßenzügen mitgenommen werden können. Dies würde in diesen Fällen zu einer Erhöhung der Wärmedichte im Quartier führen.

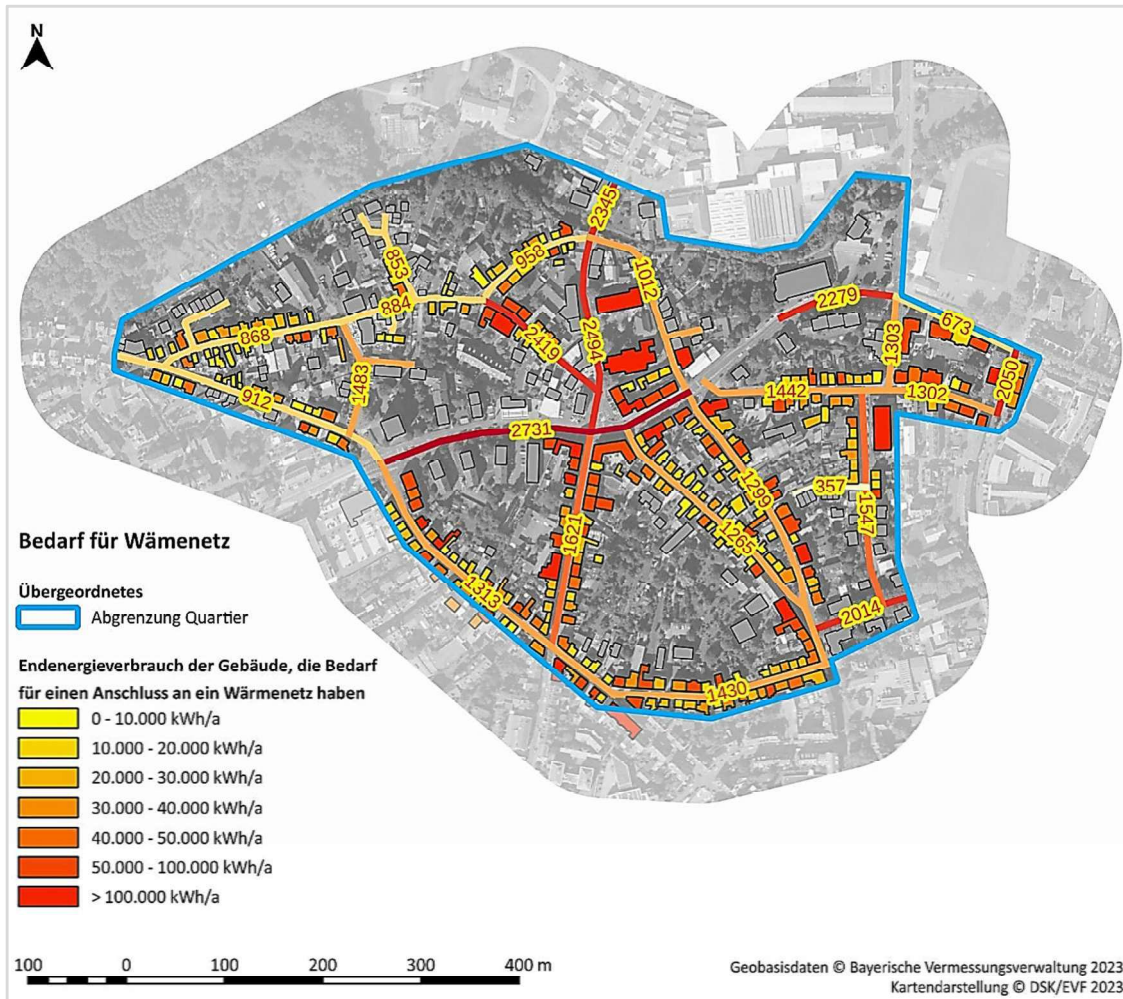


Abbildung 94: Potenzielle Wärmebelegungsdichten im Quartier. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

Da viele der hier dargestellten potenziellen Anschlussnehmer häufig gar keine andere Möglichkeit haben, bei einem anstehenden Heizungstausch die Anforderungen an den Einsatz erneuerbarer Energien nach Gebäudeenergiegesetz zu erfüllen, ist bei der Errichtung eines Wärmenetzes davon auszugehen, dass relativ hohe Anschlussquoten erzielt werden können. In der Regel ist deshalb von Wärmebelegungsdichten von über ca. 1.000-1.500 kWh/m auszugehen.

7.4.5. Schlussfolgerungen und Handlungsoptionen

Folgende Schlussfolgerungen ergeben sich:

- Perspektivisch sind die zuvor genannten Objekte im Quartier auf den Anschluss an ein Wärmenetz angewiesen, da sie kaum eigenes Potenzial zur Nutzung Oberflächennaher Geothermie und Umweltwärme mittels Wärmepumpe haben. Eine Erschließung dieser Objekte mit einem Wärmenetz ist damit aus heutiger Perspektive nahezu unumgänglich.
- Zudem sind in der vorliegenden Betrachtung aufgrund der Quartiersgrenze nur Teile eigentlich viel größerer Wärmedichten abgedeckt. Straßen mit hohen Wärmebelegungsdichten liegen nur teilweise innerhalb des Quartiers. Diese erstrecken sich auch in andere Quartiere, wo aufgrund der städtebaulichen Struktur ähnliche Wärmebelegungsdichten zu erwarten sind.
- Bei genauerer Betrachtung des Quartiers zeigt sich auch, dass innerhalb des Quartiers nicht ausreichend Platz für eine größere Heizzentrale vorhanden ist, mit der ein größeres Wärmenetz betrieben werden kann.
- Die hier betrachtete Quartiersebene ist für eine systematische Wärmeplanung deshalb zu klein gefasst. Es bedarf einer übergeordneten Gesamtwärmeplanung, die das hier untersuchte Quartier, die umliegenden Quartiere und den hier ermittelten Handlungsbedarf berücksichtigt. Diese liegt bislang noch nicht vor. Auch wenn diese in den kommenden Jahren vorliegt, könnte die Umsetzung eines großen Fernwärmenetzes erst relativ spät erfolgen.

Handlungsoptionen:

- Um zügig eine regenerative Energieversorgung auch in den Straßenzügen ohne eigenes Potenzial für Wärmepumpen umzusetzen, könnten zunächst kleinere Nahwärmenetze ggf. mit provisorischen Heizzentralen in Containerbauweise geplant und umgesetzt werden.
- Diese kleineren Nahwärmenetze können dann perspektivisch sukzessive an ein größeres Fernwärmenetz angeschlossen werden, sobald dieses vorhanden ist.
- Die Vorplanungszeit für die Nahwärmenetze sollte voraussichtlich ausreichend Zeit mit sich bringen, sodass das Potenzial für ein größeres Fernwärmenetz im Rahmen einer übergeordneten Kommunalen Wärmeplanung bekannt ist. Nach Abschluss der übergeordneten Kommunalen Wärmeplanung kann für die hier im Raum stehenden Nahwärmenetze noch rechtzeitig festgelegt werden, ob provisorische Heizzentralen vorgesehen werden, die später durch einen Anschluss an ein Fernwärmenetz abgelöst werden können, oder, ob tatsächlich permanente Heizzentralen vorgesehen werden müssen, weil ein Anschluss an ein Fernwärmenetz nicht in Frage kommt.
- Die **Gesetzgebung rund um die Kommunale Wärmeplanung** wird zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Quartierskonzepts mit der Einführung des Wärmeplanungsgesetzes gerade grundlegend neugestaltet. Darüber hinaus ist Bayern das letzte Bundesland in Deutschland, in dem für Bestandsgebiete noch kein Anschluss- und Benutzungszwang für Wärmenetze festgelegt werden kann. Die weitere Entwicklung in diesem Bereich sollte fortwährend beobachtet werden. Sollten sich die Möglichkeiten z.B. für einen Anschluss- und Benutzungszwang im Bestandsgebiet auch in Bayern ergeben, sollte hiervon Gebrauch gemacht werden, damit die Wärmenetze effizienter und letztendlich kostengünstiger für die Allgemeinheit betrieben werden können.

7.4.6. Projektbeispiel

Die Möglichkeiten zum **Aufbau dezentraler kleiner Nahwärmenetze** – wie sie bereits in der Klima-Anpassungsstrategie gefordert werden (vgl. ebd 2021: 185) – sollen anhand folgenden Projektbeispiels gezeigt werden. Da aktuell die Versorgung mit Biomasse (Hackschnitzel) die günstigste Variante darstellt, soll das Projektbeispiel in dieser Hinsicht optimiert werden. Die Kosten für eine Kilowattstunde Wärme aus Biomasse in Höhe von ca. 0,04 €/kWh stehen in diesem Zusammenhang selbst bei einer guten Jahresarbeitszahl von 5 und einem sehr günstigen Strompreis von heute 0,30 €/kWh Energiebezugskosten in Höhe von 0,06 €/kWh Wärme bei Wärmepumpen gegenüber. Hinzu kommen die deutlich höheren Investitionskosten für Wärmepumpen und die Erschließungskosten für die Wärmequelle (z.B. Erdwärmesonden). Da konventionelle Biomassekessel aktuell bis maximal 1.000 kW gefördert werden, soll dies als Maßstab für die Dimensionierung des kleinen Nahwärmenetzes dienen.

Als Standort für die Heizzentrale wurde die Sporthalle der Turn- und Sportgemeinschaft Aschaffenburg Damm bzw. dessen nähere Umgebung gewählt. Die Machbarkeit dieses Standorts bzgl. der Errichtung einer Heizzentrale müsste noch geklärt werden.

Die Sporthalle liegt zudem nahe an der Aschaff. Im vorliegenden Projektbeispiel soll deshalb auch ein Teil der benötigten Wärme durch Abwärmenutzung aus der Aschaff bereitgestellt werden. Gedanklich sollen hier ca. 500 kW Wärmeentzugsleistung bzw. Wärmebereitstellungsleistung mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe vorgesehen werden. Es wird wegen der benötigten hohen Temperaturen von einer Jahresarbeitszahl von 3,5 ausgegangen. Um die Stromkosten für die Wärmepumpe zu senken, soll zudem eine PV-Anlage mit ca. 100 kW auf dem Dach der Sporthalle errichtet werden. Als Pachtkosten für das Dach sind 0,01 €/kWh berücksichtigt.

Um insgesamt kurzfristig mehr Objekte versorgen zu können, soll in der Heizzentrale weiterhin ein größerer Erdgas-Heizkessel vorgesehen werden. Die Investitionskosten sind hier bedeutend niedriger und die Verbrauchskosten sind ungeachtet etwaiger erneuter Verknappungen wie sie in der Energiepreiskrise 2022/2023 beobachtet wurden günstig. Der Erdgas-Kessel dient zum einen als günstige sicherheitsrelevante Redundanz, und zum anderen als Spitzenlast-Kessel im Winter mit geringem Anteil an der Gesamtwärmeproduktion. Die aktuellen Gesetzgebungsverfahren und Förderungen sehen die Möglichkeit von bis zu 25 % nicht-erneuerbare Energien wie Erdgas vor. Erst ab 2045 sollen laut Bundes-Klimaschutzgesetz dann 100 % klimaneutrale Energien genutzt werden. Laut Bayerischer Landesgesetzgebung (BayKlimaG) soll dies bereits ab 2040 der Fall sein. Im vorliegenden Beispiel-Konzept und der hier zu Grunde liegenden Dimensionierung würde Erdgas nur etwa 15 % der benötigten Wärme liefern. Perspektivisch ließe sich das Nahwärmenetz dann bis 2040/2045 an ein noch zu planendes und übergeordnetes Fernwärmenetz anschließen. Mit der erneuerbaren Fernwärme könnte dann sowohl das fossile Erdgas, als auch die Biomasse ersetzt werden.

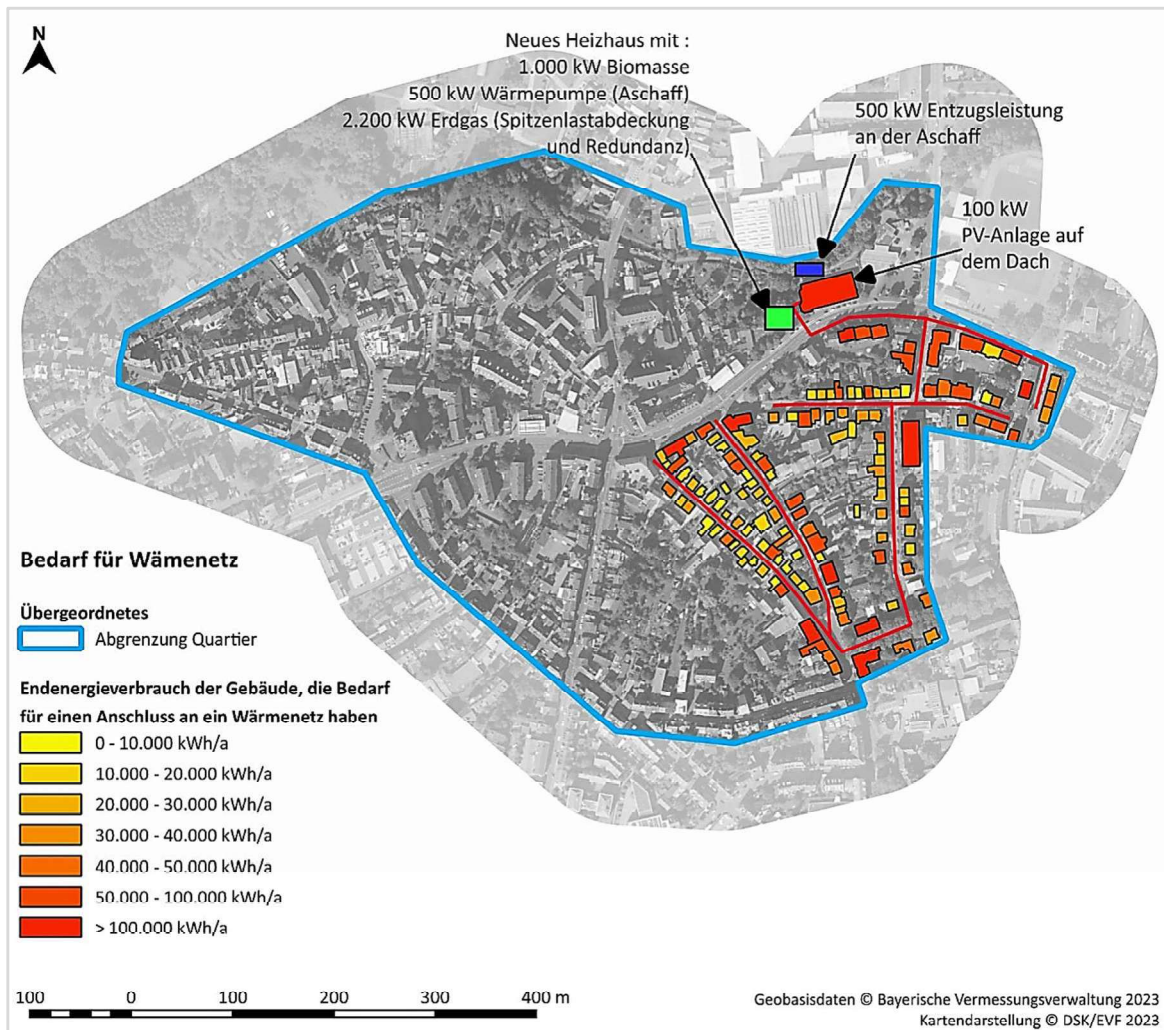


Abbildung 95: Projektbeispiel für ein Nahwärmenetz im Quartier. Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung EVF GmbH 2023

Abbildung 95 zeigt die Projektskizze des Beispielprojekts. Wegen der fehlenden Alternativen wird insgesamt von einer sehr hohen Anschlussquote ausgegangen. Insgesamt werden hier ca. 130 Gebäude mit Wärme versorgt. Diese benötigen ungeachtet etwaiger anstehender Sanierungen aktuell ca. 6.000 MWh/a Wärme. Insgesamt zeigt die Projektskizze bzgl. des zu errichtenden Wärmenetzes eine Hauptleitung mit 1.500 m. Je anzuschließendem Objekt wurde eine Hausanschlussleitung von ca. 20 m angenommen. Das Netz ist demnach insgesamt ca. 4.100 m lang und weist eine Wärmebelegungsdichte in Höhe von ca. 1.450 kWh/m auf.

Im Rahmen der immer noch andauernden Energiepreiskrise im Jahr 2023 und den beobachteten enormen Preissteigerungen und der immer noch andauernden hohen Inflation ist es schwer, die Investitionskosten für das skizzierte Beispielprojekt abzuschätzen. Es wird von gesamten Investitionskosten in Höhe von ca. 9.000.000 € ausgegangen. Hiervon würden ca. 40 % durch die BEW gefördert. Zudem ist in der Wirtschaftlichkeitskalkulation für das Wärmenetz berücksichtigt, dass je Hausanschluss eine Anschlussgebühr in Höhe von 10.000 € erhoben wird. Damit müssen letztendlich ca. 4.000.000 € finanziert werden. In der Wirtschaftlichkeitskalkulation wurden darüber hinaus typische aktuelle Kostenansätze für die Verbrauchs- und Betriebskosten, sowie für künftige Preissteigerungen angesetzt. Hieraus ergibt sich folgende Betriebskostenprognose:

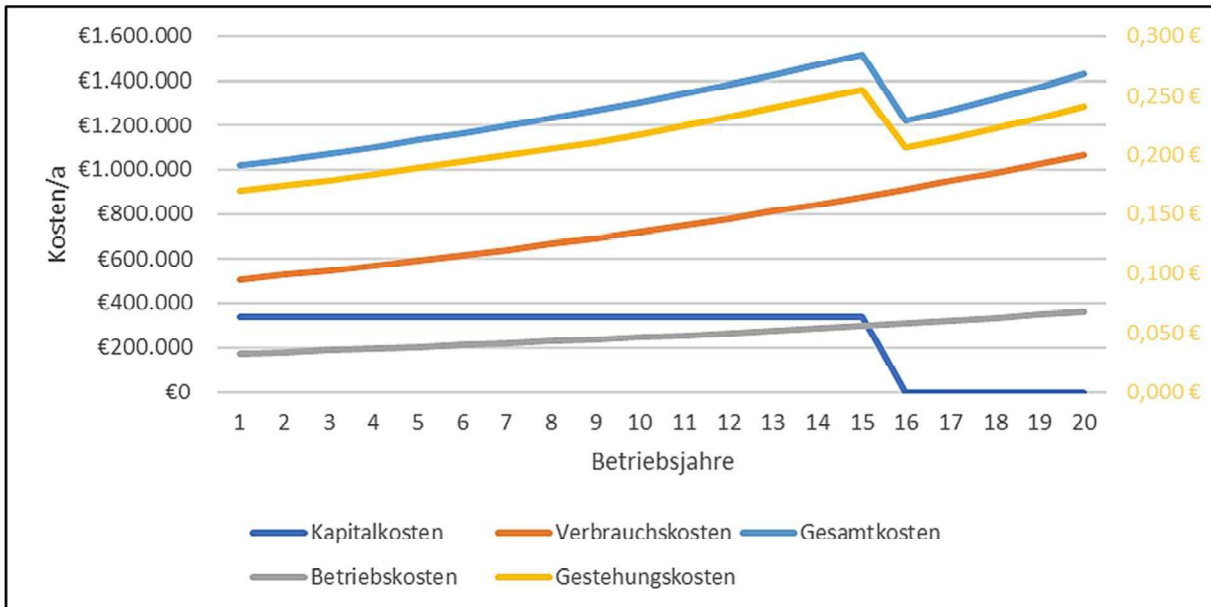


Abbildung 96: Betriebskostenprognose und Wärmegestehungskosten für das Projektbeispiel eines Nahwärmenetzes.
Quelle: Eigene Berechnungen und Darstellung DSK GmbH 2023

Die reinen Wärmegestehungskosten belaufen sich demnach im ersten Jahr auf ca. 0,17 €/kWh netto (ca. 0,20 €/kWh brutto). Im Durchschnitt der nächsten 20 Jahre würden die Gestehungskosten ca. 0,21 €/kWh (ca. 0,25 €/kWh brutto) betragen. Ein Anschluss an das Wärmenetz wäre demnach günstiger als die dezentralen Alternativen des Projektbeispiels für die vier Gebäude der Aschaffener Stadtbau in der Schillerstr., die in Kapitel 7.1 vorgestellt wurden.

Die Diskussion über ein oder mehrere **mögliche Wärmenetze im Quartier** hat einen Schwerpunkt im gesamten Projektzeitraum, d.h. in den zahlreichen Abstimmungsgesprächen mit der Lenkungsgruppe sowie mit den Vertretern der Stadtwerke dargestellt. **Aufgrunddessen sollte die künftige Auseinandersetzung, im Sinne der Untersuchung der Machbarkeit dieser Versorgungsoption, eine hohe Priorität eingeräumt bekommen im Zuge der Maßnahmenumsetzung.**