



# Digitaler Energienutzungsplan

## Markt Heiligenstadt i. OFr.

Jahr 2024

## **Digitaler Energienutzungsplan**

### **Markt Heiligenstadt i. OFr.**

#### **Auftraggeber:**

Markt Heiligenstadt i. OFr.

Marktplatz 20

91332 Heiligenstadt i. OFr.

#### **Auftragnehmer**

Institut für Energietechnik IfE GmbH

an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden

Kaiser-Wilhelm-Ring 23a

92224 Amberg

#### **Gefördert durch das**

Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Projektablauf und Akteursbeteiligung .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Analyse der energetischen Ausgangssituation .....</b>	<b>5</b>
3.1	Methodik und Datengrundlage.....	5
3.1.1	Definition der Verbrauchergruppen .....	5
3.1.2	Datengrundlage und Datenquellen .....	6
3.2	Energieinfrastruktur.....	7
3.3	Sektor Wärme .....	8
3.3.1	Gebäudescharfes Wärmekataster .....	8
3.3.2	Wärmebedarf und Anteil erneuerbarer Energien .....	10
3.4	Sektor Strom .....	12
3.5	Sektor Verkehr .....	15
3.6	Gesamtenergie- und CO <sub>2</sub> -Bilanz im Ist-Zustand.....	17
<b>4</b>	<b>Potenzialanalyse.....</b>	<b>19</b>
4.1	Grundannahmen .....	19
4.2	Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz .....	19
4.2.1	Private Haushalte.....	19
4.2.2	Kommunale Liegenschaften .....	20
4.2.3	Gewerbe und Industrie.....	21
4.2.4	Gebäudescharfes Sanierungskataster .....	21
4.3	Transformationsprozesse.....	22
4.3.1	Elektrifizierung im Sektor Mobilität.....	22
4.3.2	Elektrifizierung durch den Einsatz von Wärmepumpen (Power-to-Heat).....	23
4.4	Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien .....	24
4.4.1	Potenzialbegriff.....	24
4.4.2	Solarthermie und Photovoltaik.....	26

4.4.3	Photovoltaik auf Freiflächen.....	28
4.4.4	Wasserkraft.....	28
4.4.5	Biomasse.....	29
4.4.6	Abwärme .....	33
4.4.7	Windkraft.....	34
4.4.8	Geothermie.....	36
<b>5</b>	<b>Maßnahmenkatalog - Energieszenario 2040 .....</b>	<b>38</b>
<b>6</b>	<b>Schwerpunktprojekte .....</b>	<b>45</b>
6.1	Energiecheck der Kläranlage Heiligenstadt.....	45
6.1.1	Rahmenbedingungen und Datengrundlage .....	45
6.1.2	Einordnung des Strombedarfs.....	47
6.1.3	Maßnahmenempfehlung.....	51
6.2	Aufbau eines Wärmeverbundes im Schulbereich.....	52
6.2.1	Rechtliche Vorgaben für Neubauten und Wärmenetze .....	53
6.2.2	Ausgangszustand .....	54
6.2.3	Aufbau eines Wärmeverbundes.....	55
6.2.4	Ökonomische und ökologische Betrachtung.....	64
6.2.5	Förderungen .....	73
6.2.6	Fazit.....	76
6.3	Kriterienkatalog für Freiflächen-Photovoltaik .....	77
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>82</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>84</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>86</b>

## 1 Einleitung

Mit dem digitalen Energienutzungsplan für den Markt Heiligenstadt i. OFr. wird ein Instrument zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieerzeugungs- und Energieversorgungsstruktur erarbeitet. Der Fokus liegt dabei auf der Identifizierung von konkreten Handlungsmöglichkeiten vor Ort, um die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien zu forcieren. Der digitale Energienutzungsplan umfasst:

- eine umfassende Bestandsaufnahme der derzeitigen Energieinfrastruktur mit einer detaillierten Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr
- ein digitales Energiemodell mit gebäudescharfem Wärmekataster in den Verbrauchergruppen Private Haushalte, Kommunale Liegenschaften und Gewerbe/Industrie
- eine gebäudespezifische Analyse des Sanierungspotenzials
- eine standortspezifische Potenzialanalyse zum Ausbau erneuerbarer Energieträger
- ein Energieszenario zur Erreichung einer bilanziellen Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2040
- die Ausarbeitung eines umfassenden Maßnahmenkatalogs mit detaillierter Betrachtung einzelner Leuchtturmprojekte

Das Projekt wurde durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie gefördert.

### **Hinweis zum Datenschutz:**

*Die Erstellung eines Energienutzungsplans setzt zum Teil die Erhebung und Verwendung von Daten voraus, die zumindest mittelbar einen Personenbezug aufweisen können (zum Beispiel Datenerhebungsbögen, Verbrauchsangaben). Auch wenn es sich dabei ausschließlich um energierelevante Informationen handelt und nicht um Informationen zu Personen selbst, unterliegen die Daten und das ausgearbeitete Kartenmaterial dem Datenschutz. Aus diesem Grund enthält dieser Endbericht keine gebäudescharfen Informationen.*

## 2 Projektablauf und Akteursbeteiligung

Die Entwicklung des digitalen Energienutzungsplans erfolgte in mehreren Projektphasen. Zunächst wurde auf Basis einer umfassenden Bestandsaufnahme eine fortschreibbare Energiebilanz für Strom, Wärme und Mobilität im Ist-Zustand (Jahr 2020) erstellt. Dabei wurde zwischen den Verbrauchergruppen „Private Haushalte“, „Kommunale Liegenschaften“, „Gewerbe/Industrie“ und „Verkehr“ unterschieden. Die Energieströme wurden, aufgeschlüsselt nach den einzelnen Energieträgern (Strom, Erdgas, Heizöl, Biomasse, ...) erfasst und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung ermittelt. Ausgehend von der energetischen Ausgangssituation wurde der CO<sub>2</sub>-Ausstoß berechnet. Als zentrales Ergebnis dieser Projektphase wurde ein gebäudescharfes Wärmekataster ausgearbeitet.

Im nächsten Schritt wurde verbrauchergruppenspezifisch untersucht, welche Energieeinsparpotenziale, Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz und zu erwartender Transformationsprozesse (E-Mobilität, verstärkter Einsatz von Wärmepumpen) realistisch ausgeschöpft werden können. Ebenso wurden die erschließbaren Ausbaupotenziale regionaler erneuerbarer Energieträger analysiert.

Zentrales Element des digitalen Energienutzungsplans ist die Ausarbeitung eines Energieszenarios zum Erreichen einer bilanziell vollständigen Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2040. Dieses Energieszenario dient als übergeordneter Handlungsleitfaden und Basis zur Ableitung eines konkreten Maßnahmenkatalogs.

Der Energienutzungsplan wurde in enger Abstimmung mit allen relevanten Akteuren ausgearbeitet:

### **Auftaktveranstaltung:**

Die grundlegende und strategische Organisation, die Zeitplanung und die fachliche Ausrichtung des digitalen Energienutzungsplans wurde bei einer Auftaktveranstaltung besprochen.

### **Abstimmungstermine:**

Im Rahmen von mehreren Terminen wurden, in enger Abstimmung mit den lokalen Akteuren (z.B. Marktrat), regelmäßig die Zwischenergebnisse abgestimmt und fortgeschrieben.

### **Abschlussveranstaltung:**

Die Endergebnisse des digitalen Energienutzungsplans wurden dem Marktrat vorgestellt und der Abschlussbericht übergeben.

## 3 Analyse der energetischen Ausgangssituation

### 3.1 Methodik und Datengrundlage

Im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans wird nach dem sogenannten Territorialprinzip bilanziert. Hierbei werden die Energieverbräuche sowie die Potenziale jeweils nur innerhalb der Kommune betrachtet. Dies bedeutet, dass nur Energieverbräuche innerhalb der Gemeindegrenze erfasst und bilanziert werden und der Anteil erneuerbarer Energien sich rein aus den Erzeugungsmengen der Anlagen im Gemeindegebiet zusammensetzt.

#### 3.1.1 Definition der Verbrauchergruppen

Im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans werden folgende Verbrauchergruppen definiert:

a) Private Haushalte

Die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ umfasst alle zu Wohnzwecken genutzten Flächen im Betrachtungsgebiet. Dies schließt sowohl Wohnungen in Wohngebäuden als auch in Nicht-Wohngebäuden (z. B. hauptsächlich gewerblich genutzte Halle mit integrierter Wohnung) ein.

b) Kommunale Liegenschaften

In der Verbrauchergruppe „Kommunale Liegenschaften“ werden alle Liegenschaften der Kommune, inkl. Straßenbeleuchtung und gemeindeeigener Ver- und Entsorgungseinrichtungen, zusammengefasst. Hierfür konnte auf gebäudescharfe Energieverbrauchsdaten der Kommune zurückgegriffen werden.

c) Gewerbe/Industrie

In der Verbrauchergruppe „Gewerbe/Industrie“ werden alle Energieverbraucher zusammengefasst, die nicht in eine der Verbrauchergruppen „Private Haushalte“ oder „Kommunale Liegenschaften“ fallen. Dies beinhaltet Betriebe aus Gewerbe, Handel, Dienstleistung und Industrie. Auch Landwirtschafts- und offiziell als Tourismusbetriebe gemeldete Unternehmen sind dieser Verbrauchergruppe zugeordnet.

d) Verkehr

Der Endenergiebedarf im Sektor Verkehr schließt sämtliche Bereiche der Mobilität mit ein. So sind nicht nur die zugelassenen Kfzs oder LKWs im Bilanzraum in dieser Analyse berücksichtigt, sondern auch Flug-, Schienen- und Bahnverkehr.

### 3.1.2 Datengrundlage und Datenquellen

Alle Datenerhebungen, Analysen und Berechnungen im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans beziehen sich auf das Bilanzjahr 2020. Für das Jahr 2021 lag während der Projektbearbeitung noch keine vollständige Datenbasis vor. Die Analyse des Energieverbrauchs stützt sich auf die nachfolgenden Datenquellen:

- Energieabsatz- und Einspeisedaten der lokal tätigen Energieversorgungsunternehmen für die leitungsgebundenen Energieträger Strom (inkl. Heizstrom) und Erdgas. Hierfür wurden exakte Netzabsatzdaten für das Jahr 2020 zur Verfügung gestellt.
- Gebäudescharfe Erfassung des Energieverbrauchs der kommunalen Liegenschaften mittels Erfassungsbogen.
- Datenerhebungsbögen im Bereich der Wirtschaftsbetriebe.
- Datenerhebungsbögen im Bereich der Biogasanlagen.
- Datenabfrage Solarthermie: Die Gesamtfläche, der in der Kommune installierten Solarthermieanlagen, wurde mit Hilfe des Solaratlas, einem interaktiven Auswertungssystem für den Datenbestand aus dem bundesweiten „Marktanreizprogramm Solarthermie“, ermittelt. Die Aufstellung umfasst alle Kollektortypen (Flachkollektoren, Vakuum-Röhrenkollektoren) und Anwendungen (Warmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung).
- Wärmebereitstellung aus Erdwärme: Die Wärmeerzeugung aus oberflächennaher Geothermie (Wärmepumpen zur Gebäudebeheizung) kann aufgrund der fehlenden Datenbasis nicht eigens aufgeschlüsselt werden, ist jedoch über den Stromverbrauch (Heizstrom) zum Antrieb der Wärmepumpen in der Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz enthalten.
- Öffentlich zugängliche statistische Daten (z. B. Statistik Kommunal).
- Geodaten der Bayerischen Vermessungsverwaltung (z. B. 3D-Gebäude- und Geländemodell, Laserscandaten, etc.) zur Simulation des Wärmekatasters.
- Veröffentlichungen über den bundesweiten Endenergieverbrauch nach Kraftstoffarten des Bundesverkehrsministeriums wurden für die Analyse des Endenergiebedarfs im Sektor Mobilität herangezogen.



## 3.2 Energieinfrastruktur

**Hinweis:**

*Die Energieinfrastrukturen sind eine Momentaufnahme zum Zeitpunkt der Erstellung des Energienutzungsplans und dienen als Übersicht zur Erstinformation. Detaillierte Informationen sind für konkrete Vorhaben stets bei den zuständigen Netzbetreibern einzuholen.*

*Sämtliche vorhandenen Infrastrukturdaten wurden in ein GIS überführt.*

### **Stromnetz**

Das Stromnetz in Heiligenstadt wird von der Bayernwerk AG betrieben. Es liegen vollständige Netzabsatzdaten und Daten zur Stromeinspeisung vor.

### **Erdgasnetz**

Das Erdgasnetz in Heiligenstadt wird von der Bayernwerk AG betrieben. Es liegen vollständige Netzabsatzdaten vor.

### **Wärmenetze**

In Heiligenstadt gibt es eine Rückmeldung zu einem kleinen Wärmenetz.

### **3.3 Sektor Wärme**

#### **3.3.1 Gebäudescharfes Wärmekataster**

Das gebäudescharfe Wärmekataster ist ein Werkzeug der kommunalen Wärmeplanung. Es erfasst alle beheizten Gebäude und beinhaltet zu jedem Gebäude Informationen zu Nutzung, Baustruktur und Wärmebedarf. Es bietet damit eine flächendeckende Information zur Struktur und dem Wärmebedarf des Gebäudebestands. Wärmekataster finden als Planungs- und Entscheidungsgrundlagen beim Ausbau von Wärmenetzen, bei der Entwicklung von Förder- und Sanierungsmaßnahmen, in der Energie- und Sanierungsberatung sowie im Rahmen des Klimaschutzmonitorings Anwendung.

Zur Erstellung des gebäudescharfen Wärmekatasters wurden in einem ersten Schritt wesentliche Daten zum Gebäudebestand erfasst und zusammen mit einem 3D-Gebäudemodell zu einem digitalen Modell vereint. Für jedes Gebäude wurde auf dieser Grundlage dessen Wärmebedarf ermittelt. Ergänzt wurden die berechneten Werte durch konkrete Verbrauchswerte aus den Fragebögen für Gewerbe- und Industriebetriebe, Biogasanlagen und Kommunale Liegenschaften.

Die Wärmedichte fasst den Wärmebedarf mehrerer Gebäude zusammen und hebt somit Gebietsumgriffe mit einem hohen Wärmebedarf hervor. Abbildung 1 zeigt exemplarisch den Wärmebedarf als Wärmedichtekarte in definierten Gebietsumgriffen des Marktes Heiligenstadt. Das vollständige gebäudescharfe Wärmekataster liegt dem Energienutzungsplan bei und wurde in das GIS überführt. Aus datenschutzrechtlichen Gründen darf dieses nicht im Abschlussbericht veröffentlicht werden.



Abbildung 1: Exemplarischer Ausschnitt zur Darstellung der Wärmedichte auf Grundlage des gebäudescharfen Wärmekatasters des Marktes Heiligenstadt i. OFr.

### 3.3.2 Wärmebedarf und Anteil erneuerbarer Energien

Der jährliche Endenergiebedarf für die Wärmeversorgung aller Verbrauchergruppen beläuft sich auf rund 50.963 MWh pro Jahr. In Abbildung 2 ist die Aufteilung des Wärmebedarfs in die einzelnen Verbrauchergruppen dargestellt. Den höchsten Wärmebedarf weist die Verbrauchergruppe der privaten Haushalte auf, gefolgt von Gewerbe und Industrie und den kommunalen Liegenschaften.

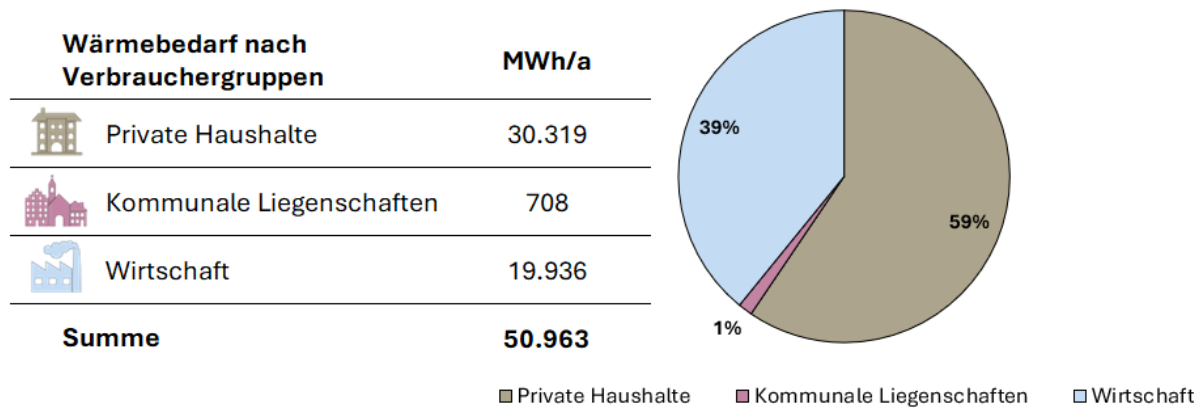


Abbildung 2: Wärmebedarf im Jahr 2020 nach Verbrauchergruppen

Von den insgesamt 50.963 MWh Wärmebedarf im Jahr 2020 werden rund 23 % aus erneuerbaren Energien bereitgestellt, insbesondere über Biomasse (Holz). Der mit Abstand größte Anteil an der Wärmeversorgung wird durch fossile Brennstoffe gedeckt (77%). Hauptenergieträger ist hierbei das Heizöl, welches allein einen Anteil von 60 % an der Wärmebereitstellung hat. In Bayern werden 36,7% der Heizsysteme mit Gas und 38,8% mit Öl betrieben. Der deutlich höhere Anteil an Heizöl in Heiligenstadt lässt sich jedoch mit dem nicht flächendeckend vorhandenen Erdgasnetz erklären.

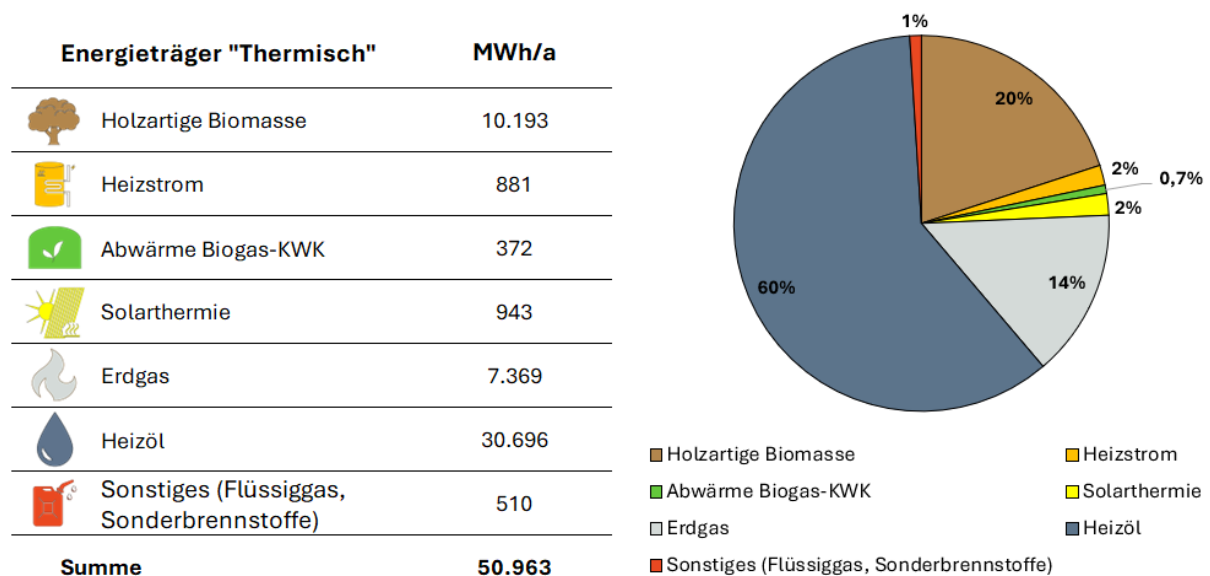


Abbildung 3: Wärmeverbrauch im Jahr 2020 nach Energieträger

### 3.4 Sektor Strom

Der Strombezug im Jahr 2021 beläuft sich in Summe auf rund 9.615 MWh. Die Aufteilung des Strombedarfs in die einzelnen Verbrauchergruppen zeigt, dass die Verbrauchergruppe Wirtschaft mit rund 5.363 MWh den mit Abstand größten Anteil einnimmt, gefolgt von den privaten Haushalten. Die kommunalen Liegenschaften benötigen in etwa 7 % des jährlichen Strombedarfs im Markt Heiligenstadt.

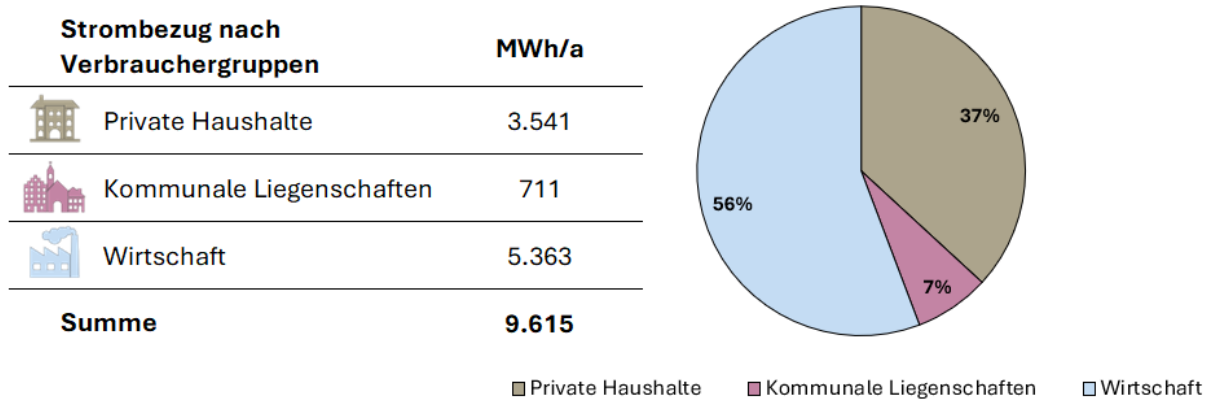


Abbildung 4: Strombezug im Jahr 2020 nach Verbrauchergruppen

Im Rahmen der Gesamt-Energiebilanz wurden des Weiteren die eingespeisten Strommengen aus Energie-Erzeugungsanlagen im Marktgebiet detailliert erfasst und analysiert.

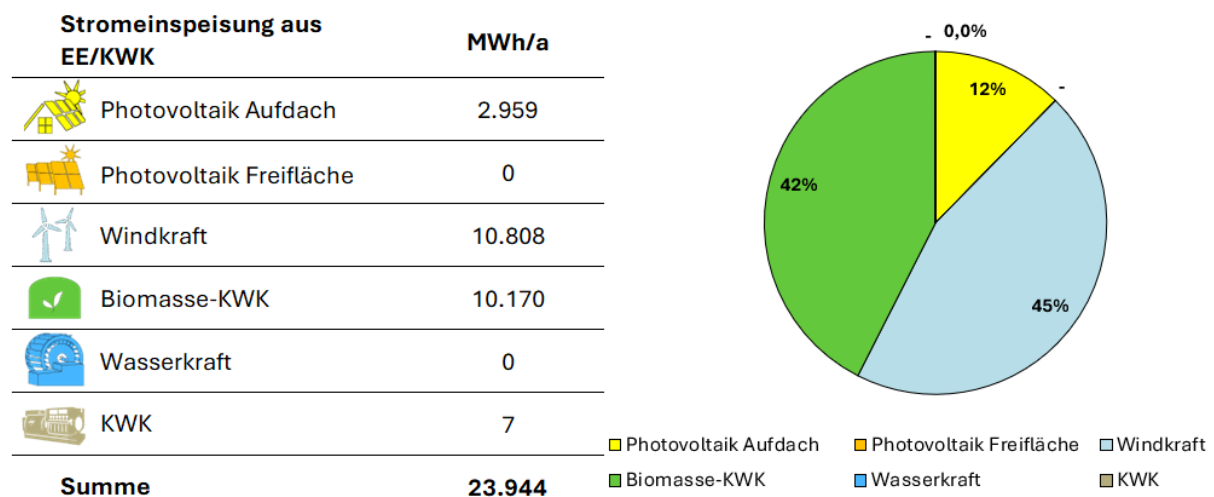


Abbildung 5: Stromeinspeisung im Jahr 2020 zeigt die eingespeisten Strommengen aus Photovoltaik, Windkraft, Biogas sowie aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK). In Summe wurden im Bilanzjahr 2020 rund 23.944 MWh in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Den größten Anteil bildeten dabei die Windkraftanlagen, gefolgt von Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Dem gegenüber steht ein Strombezug im Jahr 2020 in Höhe von 9.615 MWh.

⇒ **Jahr 2020: Bilanzieller Anteil erneuerbarer Energien/KWK an der Stromversorgung bei rund 249 %**

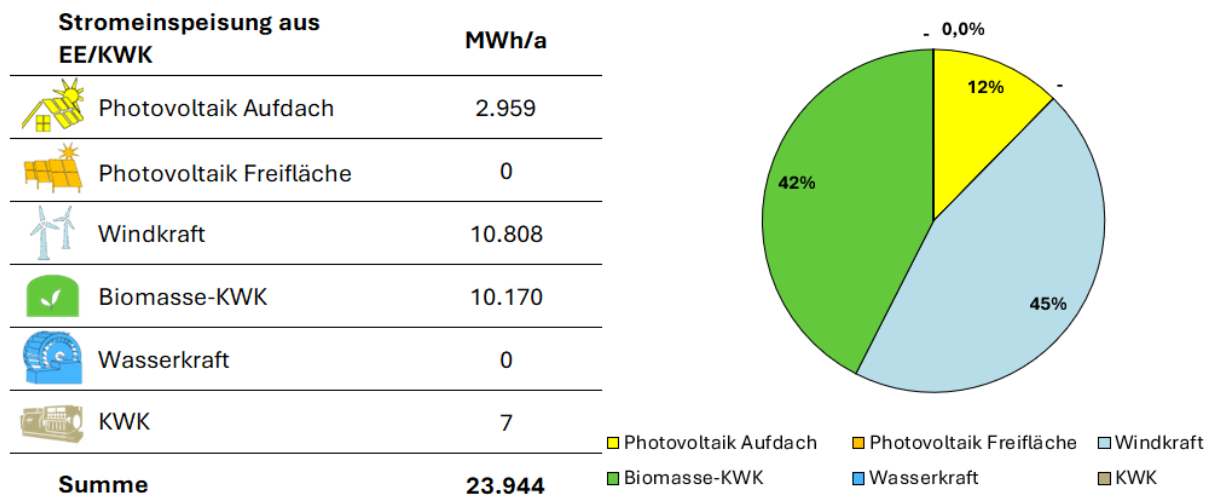


Abbildung 5: Stromeinspeisung im Jahr 2020

Im Rahmen des digitalen Energienutzungsplans wurden die eingespeisten Strommengen aus Energieerzeugungsanlagen detailliert erfasst und analysiert. Nachfolgende Abbildung zeigt eine Standortübersicht der Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 30 kW.

**Hinweise:**

- Die Stromeigennutzung aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen und KWK-Anlagen ist nicht im Anteil des jeweiligen Energieträgers enthalten. Stattdessen wird die tatsächlich in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge aus erneuerbaren Energien berücksichtigt und dem tatsächlichen Strombezug aus dem öffentlichen Netz gegenübergestellt. Stromeigennutzung führt zu einer Minderung des Strombezugs aus dem Stromnetz. Diese angewandte Bilanzierungsmethodik ist entscheidend für eine kontinuierliche Fortschreibung des Energienutzungsplans und der Energiebilanz, da nur Bezugs- und Einspeisedaten den Energieversorgern exakt und vollumfänglich vorliegen.
- Zum Zeitpunkt der Datenerhebung lag für alle Datensätze als letztes vollständiges Kalenderjahr das Jahr 2020 vor (Bilanzjahr) → im Jahr 2021 und später neu errichtete EEG- und KWK-Anlagen sind in der Energiebilanz im Ist-Zustand nicht mit eingerechnet.



- Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner 30 kW sind nicht in Abbildung verzeichnet, da diese Informationen aus Datenschutzgründen nicht georeferenziert vorliegen

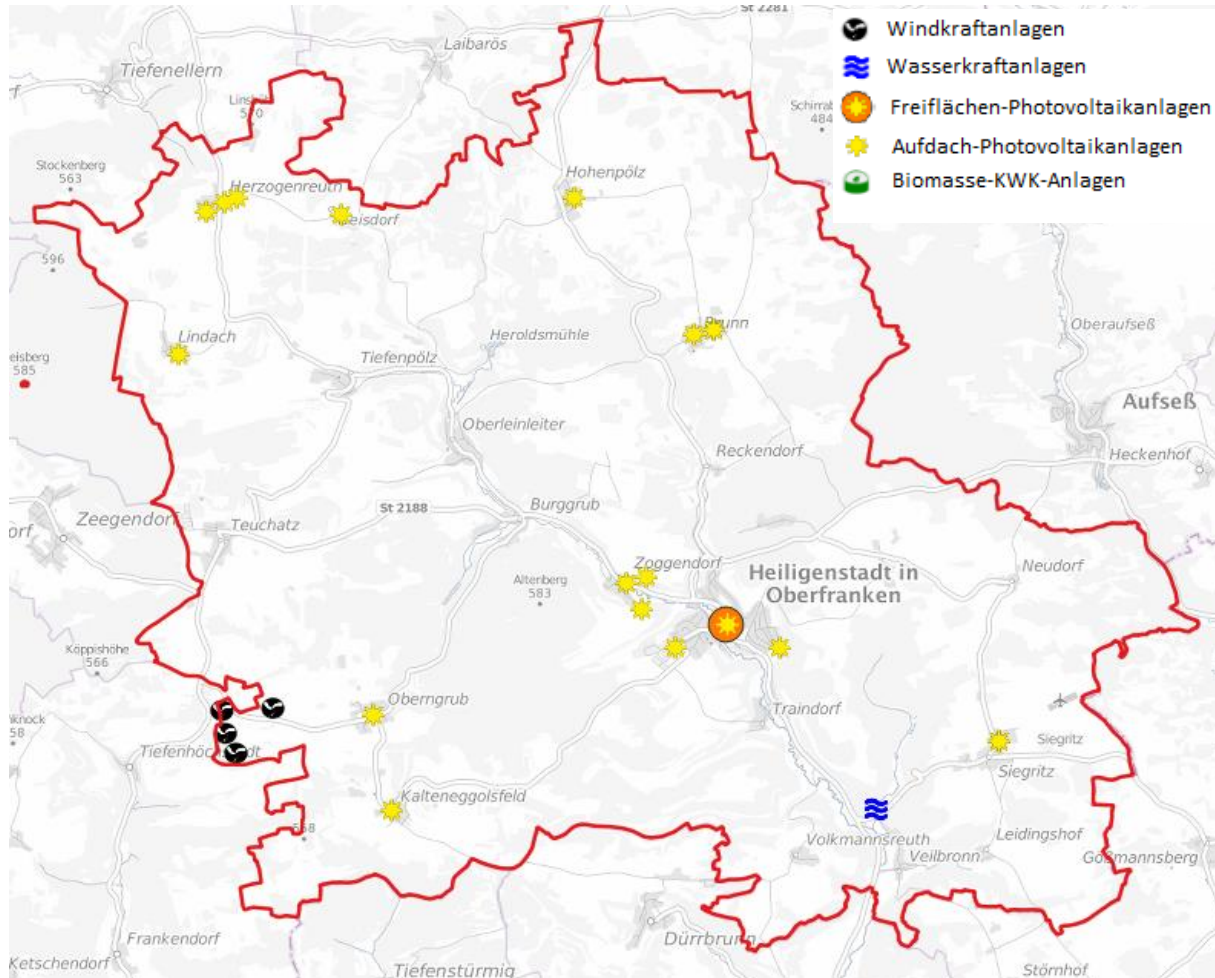


Abbildung 6: Übersichtskarte der Erneuerbare-Energien-Anlagen im Betrachtungsgebiet [Energie-Atlas Bayern (www.energieatlas.bayern.de), Geobasisdaten: Bayerische Vermessungsverwaltung, eigene Bearbeitung] Hinweis: Das Bilanzjahr ist 2020, später errichtete Anlagen sind nicht abgebildet.



### 3.5 Sektor Verkehr

**Hinweis:**

Eine detaillierte Analyse des Sektors Verkehr kann nur über Detailstudien erfolgen. Diese sind nicht Bestandteil des Energienutzungsplans. Die Berechnung des Endenergieverbrauchs stützt sich deshalb u.a. auf allgemeine bundesdeutsche und öffentlich zugängliche Verbrauchsdaten des Sektors.

Als Grundlage für die Berechnung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr für den Markt Heiligenstadt i. OFr. wurde die Verkehrsstatistik Deutschlands herangezogen. Das Bundesministerium für Digitales und Verkehr veröffentlicht dazu jährlich das Werk „Verkehr in Zahlen“ mit den aktuellen Daten. Unter Berücksichtigung der Gesamtbevölkerung Deutschlands im Bezugsjahr 2020 (gemäß dem Statistischen Bundesamt) konnte mit den Daten der Verkehrsstatistik ein Kennwert für den Endenergieverbrauch pro Einwohner im Sektor Verkehr gebildet werden.

Dem vorliegenden Energienutzungsplan liegt der spezifische Kennwert von 9.047 kWh/Einwohner zugrunde. Für den Markt Heiligenstadt mit der Einwohnerzahl 3.482 (gemäß dem Bayerischen Landesamt für Statistik) folgt im Jahr 2020 ein Endenergieverbrauch im Sektor Verkehr von rund 26.613 MWh.

Zum gesamten Endenergieverbrauch des Sektors (Abbildung ) zählen der Schienen-, Straßen- und Luftverkehr sowie die Binnenschifffahrt. Beim Straßenverkehr wird zwischen Personen- und Güterverkehr unterschieden. Zum Personenverkehr zählen der öffentliche und der Individualverkehr. Letzterer bildet den größten Anteil am Endenergieverbrauch. Die Zahlen der Statistik für ganz Deutschland sind in Abbildung nach den Verkehrsbereichen dargestellt.

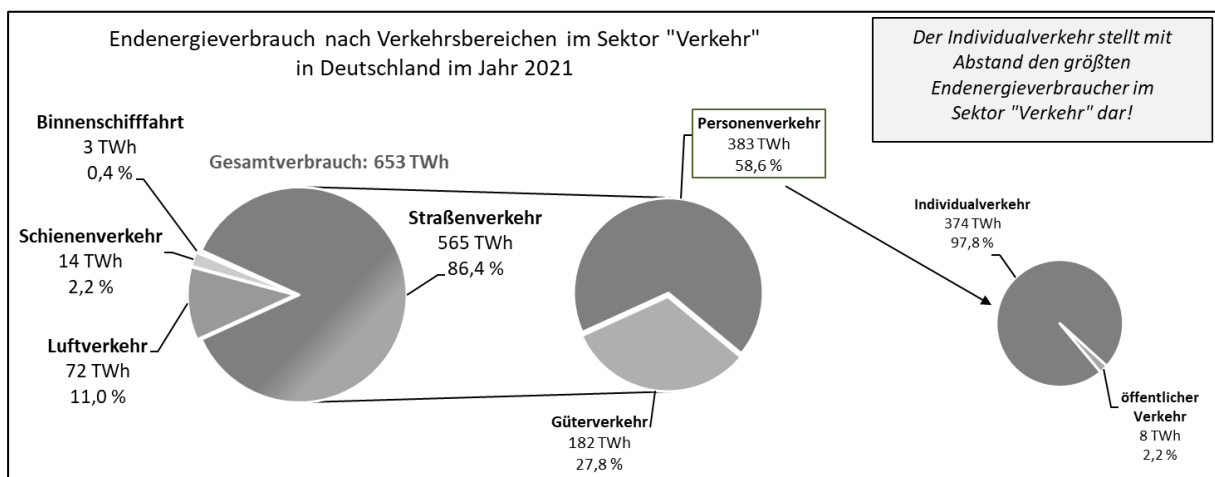


Abbildung 7: Endenergieverbrauch nach Verkehrsbereichen im Sektor "Verkehr" in Deutschland im Jahr 2021. Datenbasis nach "Verkehr in Zahlen 2022/2023", S. 303; Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hrsg.)

Neben der Aufschlüsselung in Verkehrsbereiche geht aus den Daten der Verkehrsstatistik der Anteil verschiedener Energieträger am Endenergieverbrauch des Sektors Verkehr hervor (Abbildung ).

Demnach werden überwiegend fossile Kraftstoffe eingesetzt. Energieträger aus erneuerbarer Energie (bspw. Biomasse oder bedingt auch elektrischer Strom) spielen in diesem Sektor aktuell eine geringe Rolle.

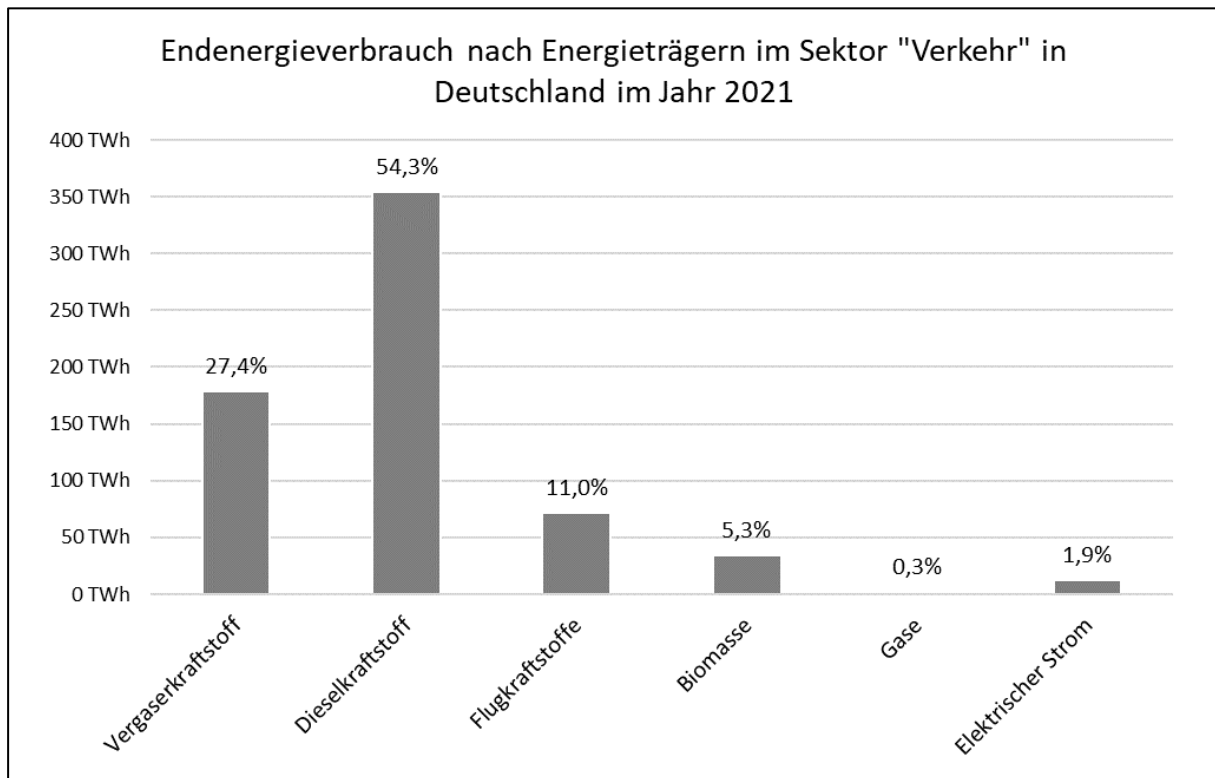


Abbildung 8: Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Sektor Verkehr in Deutschland im Jahr 2021. Datenbasis nach "Verkehr in Zahlen 2022/2023", S. 304; Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hrsg.)

### 3.6 Gesamtenergie- und CO<sub>2</sub>-Bilanz im Ist-Zustand

In Abbildung 9 ist dargestellt, wie sich der Endenergiebedarf auf die betrachteten Verbrauchergruppen Private Haushalte, Kommunale Liegenschaften, Gewerbe/Industrie und Verkehr verteilt. Den höchsten Energieverbrauch weist im Vergleich die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ auf, gefolgt von den Verbrauchergruppen „Mobilität“, „Wirtschaft“ und den „Kommunalen Liegenschaften“.

Die Kommunalen Liegenschaften spielen hinsichtlich des Gesamt-Endenergiebedarfs im Vergleich eine eher untergeordnete Rolle. Jedoch kommt dieser Verbrauchergruppe ein besonderes Augenmerk zu, da für die Kommune die Handlungsmöglichkeiten am unmittelbarsten gegeben sind und mit konkreten Maßnahmen gegenüber den Bürgern und Unternehmen eine Vorbildfunktion ausgeübt werden kann.

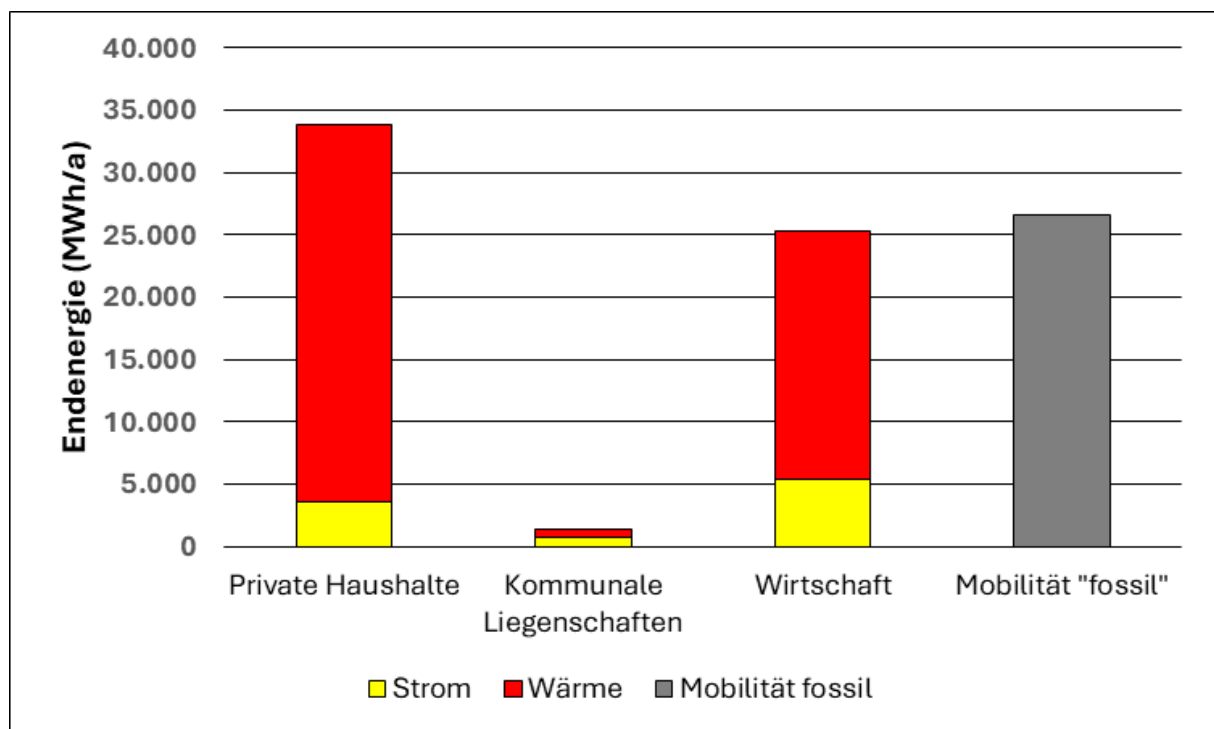


Abbildung 9: Endenergieeinsatz aufgeschlüsselt nach den Verbrauchergruppen

Um auf Basis des ermittelten Strom- und Wärmebedarfes sowie der Anteile der jeweiligen Energieträger am Endenergiebedarf die CO<sub>2</sub>-Bilanz bilden zu können wird jedem Energieträger ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor zugewiesen, das sogenannte CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Dieses beinhaltet neben den direkten Emissionen (z.B. aus der Verbrennung von Heizöl) auch die vorgelagerten Bereitstellungsketten (Gewinnung und Transport des Energieträgers). Im CO<sub>2</sub>-Äquivalent sind also alle klimawirksamen Emissionen enthalten, die für die Bereitstellung und Nutzung eines Energieträgers anfallen. Dies beinhaltet

auch die Emissionen an weiteren klimawirksamen Gasen, wie z. B. Methan, die auf die Klimawirksamkeit von Kohlendioxid normiert und im CO<sub>2</sub>-Äquivalent verrechnet werden.

Die verwendeten CO<sub>2</sub>-Äquivalente wurden mit Hilfe des Lebenszyklus- und Stoffstromanalyse-Modells GEMIS in der Version 4.9 ermittelt und sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen für die einzelnen Energieträger ergeben sich dann aus der eingesetzten Energiemenge multipliziert mit dem jeweiligen CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Für die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung innerhalb des Betrachtungsgebiets, wird eine CO<sub>2</sub>-Gutschrift in Höhe des CO<sub>2</sub>-Äquivalents für den deutschen Strommix auf Verteilnetzebene angesetzt. Dahinter steht die Annahme, dass diese Strommenge in gleicher Höhe Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark verdrängt. Durch diese Betrachtungsweise können sich bilanziell negative CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben. Dies wäre in diesem Fall so zu interpretieren, dass gegenüber der durchschnittlichen Stromerzeugung in Deutschland anderorts, außerhalb des Bilanzgebiets, CO<sub>2</sub>-Emissionen kompensiert werden.

Tabelle 1: Die CO<sub>2</sub>-Äquivalente der jeweiligen Energieträger [GEMIS 4.9; KEA; Berechnungen IfE]

<b>Energieträger</b>	<b>CO<sub>2</sub>-Äquivalent (Direkt + Vorkette) [g/kWh<sub>End</sub>]</b>
Strom	424
Erdgas	244
Flüssiggas	271
Heizöl EL	313
Braunkohle	449
Biogas	90
Biomethan	111
Holzpellets	18
Hackschnitzel	14
Scheitholz	13
<i>...angelehnt an Berechnungen der KEA BW</i>	
Verkehr	300

Aus dem Gesamtendenergieverbrauch und der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien und KWK resultiert ein Ausstoß von rund 13.754 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr (inkl. Verkehr). Dies entspricht einem jährlichen Ausstoß klimawirksamer Gase von rund 3,95 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Einwohner.

## 4 Potenzialanalyse

### 4.1 Grundannahmen

**Betrachtungszeitraum:** Der angenommene Betrachtungszeitraum zur Ermittlung der Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz erstreckt sich bis zum Zieljahr 2040. Die dargestellten Ergebnisse beziehen sich stets auf den Endzustand im Jahr 2040 (Ausbauziel) im Vergleich zum Ausgangszustand im Bilanzjahr 2020. Als Normierungsbasis dient der Zeitraum eines Jahres, d. h. alle Ergebnisse sind als Jahreswerte nach Umsetzung der Ausbauziele angegeben (z. B. jährlicher Energieverbrauch in MWh/a und jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen in t/a).

**Demographie / Struktur der Wirtschaft:** Prinzipiell korreliert der Endenergiebedarf u. a. mit der Bevölkerungszahl, der Anzahl an Wohngebäuden oder der Anzahl und Art der Wirtschaftsbetriebe. Die prognostizierte Änderung des Bevölkerungsstandes oder der Betriebe im Betrachtungsgebiet liegt jedoch außerhalb der erzielbaren Genauigkeit der in diesem Gesamtenergiekonzept errechneten Bilanzen. Folglich kann nicht ausgeschlossen werden, dass die unvermeidbare Abweichung der errechneten Ergebnisse von den tatsächlichen zukünftigen Werten, die Effekte der demographischen Entwicklung egalisiert. Für die Ausarbeitung der Potenzialanalyse in den nachfolgenden Kapiteln wird ein gleichbleibender Bevölkerungsstand und eine gleichbleibende Anzahl und Art der Wirtschaftsbetriebe wie im Ist-Zustand angenommen.

### 4.2 Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz

#### 4.2.1 Private Haushalte

Für die Sanierungsvarianten im Wohngebäudebestand wurden die Berechnungen mit der Maßgabe einer ambitionierten, aber realistischen Sanierungsrate der Wohngebäudefläche von 2 % pro Jahr durchgeführt (aktuelle Sanierungsrate in Deutschland rund 1 % pro Jahr [Mittelwert verschiedener Studien]). Durch die Einsparmaßnahmen soll in diesem Szenario ein energetischer Stand von im Mittel rund 100 kWh/m<sup>2</sup> erzielt werden. Insgesamt könnten somit rund 16,6 % des Wärmeverbrauchs der Wohngebäude bis 2040 eingespart werden, was einer Reduktion von derzeit ca. 30.319 MWh/a auf etwa 25.288 MWh/a entspricht.

Der Einsatz von stromsparenden Haushaltsgeräten trägt zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs und somit auch zu einer Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bei. Für die Ermittlung der Einsparpotenziale in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ wird angenommen, dass bis zum Zieljahr 2040 jährlich 1,5 % des Strombedarfs eingespart werden können. In Summe kann der Stromverbrauch in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ bis zum Jahr 2040 von derzeit 3.541 MWh pro Jahr auf 2.671 MWh gesenkt werden (rund 26 %). Nicht enthalten ist hierbei der künftig zusätzlich notwendige Strombedarf für Transformationsprozesse (z. B. verstärkter Einsatz von Wärmepumpen). Dieser zusätzliche Strombedarf wird in Kapitel 4.3 betrachtet.

#### **4.2.2 Kommunale Liegenschaften**

Aus Sicht des Bundes kommt den Städten und Kommunen eine zentrale Rolle bei der Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen zu. Die Motivation zur eigenen Zielsetzung und Mitwirkung bei der Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Städte und Kommunen kann dabei in mehrere Ebenen untergliedert werden:

- Die Selbstverpflichtung aus Überzeugung von der Notwendigkeit des Handelns
- Die Vorbildfunktion für alle Bürger
- Die wirtschaftliche Motivation

Es wird angenommen, dass bis zum Zieljahr 2040 jährlich

- 1,5 % des Strombedarfs
- 1,5 % des thermischen Endenergiebedarfs

eingespart werden können.

Als Ergebnis kann bei Ausschöpfen der Energieeinsparpotenziale im Bereich der Kommunalen Liegenschaften der Stromverbrauch von derzeit 711 MWh/a auf rund 526 MWh/a jährlich und der Wärmebedarf von rund 708 MWh/a auf ca. 523 MWh/a gesenkt werden. Nicht enthalten ist hierbei der künftig zusätzlich notwendige Strombedarf für Transformationsprozesse (z. B. verstärkter Einsatz von Wärmepumpen). Dieser zusätzliche Strombedarf wird in Kapitel 4.3 betrachtet.

### 4.2.3 Gewerbe und Industrie

Da Unternehmen je nach Betrieb und Branche sehr unterschiedlichen Nutzungen unterliegen, kann eine genaue Analyse der Energieeinsparpotenziale nur durch eine ausführliche Begehung der Betriebe sowie der damit verbundenen, umfangreichen Datenerhebung erfolgen. Um dennoch die Effizienzsteigerung in dieser Verbrauchergruppe zu berücksichtigen, wird angenommen, dass, bezogen auf den Ist-Zustand, bis zum Zieljahr 2040 jährlich

- 1,5 % des Strombedarfs
- 1,5 % des thermischen Endenergiebedarfs

eingespart werden können. Mit dieser Zielstellung könnten bis zum Zieljahr 2040 der thermische Energiebedarf von 19.936 MWh pro Jahr im Ist-Zustand auf rund 14.736 MWh jährlich reduziert werden. Der Strombedarf könnte von 5.363 MWh/a auf 3.964 MWh/a reduziert werden. Nicht enthalten ist hierbei der künftig zusätzlich notwendige Strombedarf für Transformationsprozesse (z. B. verstärkter Einsatz von Wärmepumpen). Dieser zusätzliche Strombedarf wird in Kapitel 4.3 betrachtet.

### 4.2.4 Gebäudescharfes Sanierungskataster

Für die Entwicklung von Zukunftsstrategien für Sanierungsmaßnahmen und die Wärmeversorgungsstruktur bildet das Sanierungskataster Szenarien des künftigen Wärmebedarfs ab. Hierbei wurden die in den Verbrauchergruppen beschriebenen Einsparpotenziale kartografisch dargestellt.

Das Sanierungskataster bietet damit eine strategisch-technische Entscheidungsgrundlage für Netzausbaustrategien in Kommunen. Weiterhin bietet das Sanierungskataster Informationen zum Sanierungspotenzial einzelner Gebäude, die als Grundlage für die Identifikation städtebaulicher Sanierungsgebiete mit energetischen Missständen dienen können. Maßnahmen, wie etwa die Erstellung von Quartierskonzepten, lassen sich daraus ableiten. Die Informationen zum Sanierungspotenzial können darüber hinaus in Aktivitäten zur Energie-Erstberatung einfließen und die Gestaltung kommunaler Förderprogramme stützen.

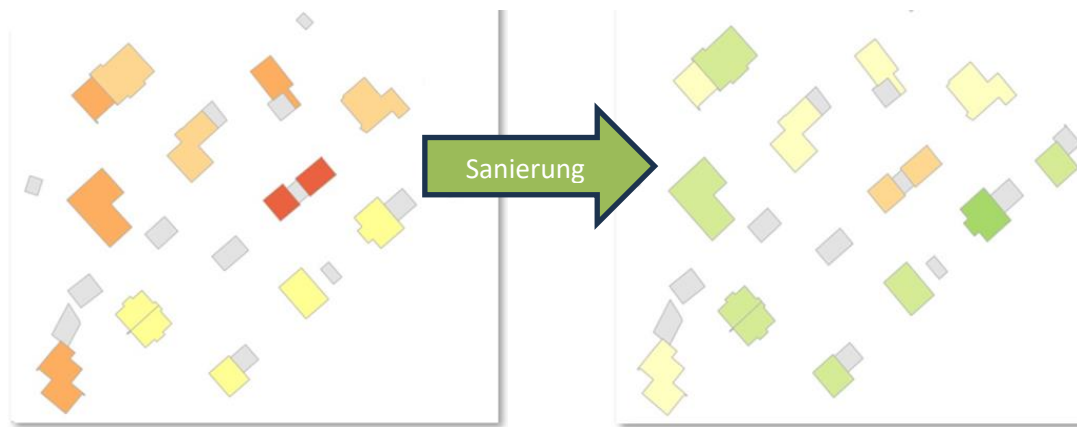


Abbildung 6: Anonymisierter Ausschnitt eines Sanierungskatasters vor und nach der Sanierung (Szenario: 1,5% Sanierungsrate bis zum Jahr 2040)

### 4.3 Transformationsprozesse

Für das Erreichen der Klimaneutralität (Dekarbonisierung des Energiesystems) ist es erforderlich, bestimmte Bereiche zu elektrifizieren und damit die Verbrennung fossiler Energieträger zu substituieren. Dies betrifft zum einen den Sektor Mobilität und zum anderen den Sektor Wärme.

#### 4.3.1 Elektrifizierung im Sektor Mobilität

Im Bereich Mobilität beinhaltet die Transformation eine entweder direkte Elektrifizierung der Antriebstechnologien (batterieelektrisch) oder eine Elektrifizierung der Antriebe über eine Zwischenstufe (z. B. Wasserstoff). In Anlehnung an die im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie e.V. erstellte Studie „Klimapfade für Deutschland“ [BDI, Berechnung IfE], wird für das Aufstellen eines möglichen Transformationsszenarios der Anteil batterieelektrischer und wasserstoffbetriebener Transportmittel auf in etwa 30 % im Jahr 2030 und auf rund 85 % im Jahr 2040 beziffert. Da elektrische Antriebe (gemäß Endenergiebedarf) energieeffizienter arbeiten als konventionelle Verbrennungsmotoren, geht mit dem Transformationsschritt auch eine direkte Energieeinsparung einher. So benötigt der Elektromotor im Vergleich nur noch rund ein Drittel dessen, was ein klassischer Benzin- oder Dieselmotor benötigt [Berechnung IfE]. Parallel dazu muss die dafür erforderliche elektrische Energie entweder unmittelbar aus erneuerbaren Stromquellen oder indirekt aus erneuerbaren Quellen mit einem Zwischenschritt (z. B. Wasserstoff) zur Verfügung gestellt werden. Der Strombedarf steigt also insgesamt an (siehe Abbildung 11).



### **4.3.2 Elektrifizierung durch den Einsatz von Wärmepumpen (Power-to-Heat)**

Unter Power-to-Heat wird die Erzeugung von Wärme unter dem Einsatz elektrischer Energie verstanden. Insbesondere der Einsatz von Wärmepumpen (mit denen je nach Typ Jahresarbeitszahlen > 4 erreicht werden können) wird zukünftig eine steigende Bedeutung in der Wärmeversorgungsstruktur in Deutschland bekommen. Das Bundeswirtschaftsministerium hat im Jahr 2021 das Ziel formuliert, dass bis zum Jahr 2030 insgesamt 6 Millionen Wärmepumpen in Deutschland installiert sein sollen [BMWi]. Bei einem Wohngebäudebestand in Höhe von rund 19 Millionen Wohngebäuden in Deutschland [statista] entspricht dies rund einem Drittel aller Gebäude. → Dieses Ziel wird für das Entwicklungsszenario im Rahmen dieses Energienutzungsplans übernommen.

Für das Zieljahr 2040 wird das Szenario angenommen, dass der Anteil von Wärmepumpen/Power-to-Heat-Lösungen sich nochmals verdoppelt. Der zusätzliche erforderliche Strombedarf ist in Abbildung 11 dargestellt.

## 4.4 Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien

### 4.4.1 Potenzialbegriff

Basis für die Ausarbeitung der Potenzialanalyse erneuerbarer Energien ist zunächst die Festlegung auf einen Potenzialbegriff. Nachfolgende Potenzialbegriffe werden im Rahmen des Energienutzungsplans definiert:

#### ***Das theoretische Potenzial***

*Das theoretische Potenzial ist als das physikalisch vorhandene Energieangebot einer bestimmten Region in einem bestimmten Zeitraum definiert. Das theoretische Potenzial ist demnach z. B. die Sonneneinstrahlung innerhalb eines Jahres, die nachwachsende Biomasse einer bestimmten Fläche in einem Jahr oder die kinetische Energie des Windes im Jahresverlauf. Dieses Potenzial kann als eine physikalisch abgeleitete Obergrenze aufgefasst werden, da aufgrund verschiedener Restriktionen in der Regel nur ein deutlich geringerer Teil nutzbar ist.*

#### ***Das technische Potenzial***

*Das technische Potenzial umfasst den Teil des theoretischen Potenzials, der unter den gegebenen Energieumwandlungstechnologien und unter Beachtung der aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen erschlossen werden kann. Im Gegensatz zum theoretischen Potenzial ist das technische Potenzial veränderlich (z. B. durch Neu- und Weiterentwicklungen) und vom aktuellen Stand der Technik abhängig.*

#### ***Das wirtschaftliche Potenzial***

*Das wirtschaftliche Potenzial ist der Teil des technischen Potenzials, der „unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen interessant ist“.*

Der vorliegende Energienutzungsplan orientiert sich bei der Potenzialbetrachtung am **technisch-wirtschaftlichen Potenzial**. Dabei wird zwischen bereits genutztem und noch ungenutztem Potenzial differenziert. Das genutzte Potenzial verdeutlicht, welchen Beitrag die bereits in Nutzung befindlichen erneuerbaren Energieträger liefern. Das noch ungenutzte Potenzial zeigt, welchen zusätzlichen Beitrag erneuerbare Energiequellen leisten können.

**Hinweis zu Post-EEG-Anlagen:**

*Ab dem Jahr 2021 endete für die ersten EE-Anlagen der frühen 2000er-Jahre die EEG-Förderung. Dies setzt sich entsprechend fort, sodass eine jährlich zunehmende Zahl an EE-Anlagen-Betreibern keine feste EEG-Vergütung mehr erhalten wird. Sollte dann kein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Anlagen mehr möglich sein, müsste von deren Rückbau ausgegangen werden, was das Erreichen der Klimaneutralität in Bayern bis 2040 deutlich erschweren würde. Daher wird für die Potenzialanalyse angenommen, dass Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb der Post-EEG-Anlagen geschaffen werden. → Es wird kein Rückbau von EE-Anlagen einkalkuliert.*

#### 4.4.2 Solarthermie und Photovoltaik

Die Nutzung der direkten Sonneneinstrahlung ist auf verschiedene Arten möglich. Zum einen stehen Möglichkeiten der passiven Nutzung von Sonnenlicht und -wärme zur Verfügung, die vor allem in der baulichen Umsetzung bzw. Gebäudearchitektur Anwendung finden (z. B. solare Gewinne über großzünftig verglaste Fassaden). Zum anderen kann die Sonnenstrahlung aktiv zur Energieerzeugung genutzt werden, in erster Linie zur Warmwasserbereitung (Solarthermie) und Stromerzeugung (Photovoltaik).

Zur Analyse der Photovoltaik- und Solarthermiepoteziale auf Dachflächen wurde auf das gebäude-scharfe Solarkataster des Landkreises Bamberg zurückgegriffen (<https://www.solarkataster-bamberg.de/#s=map>). Grundlage für die Solarpotenzialanalyse sind Laserscandaten, die beim Überfliegen des jeweiligen Untersuchungsgebietes generiert wurden. Aus diesen Informationen wird ein vereinfachtes Modell der Häuser und der umgebenden Objekte (z. B. Bäume) erstellt. Dabei werden Einstrahlung und Verschattung berechnet. Stark verschattete Bereiche werden als nicht geeignet identifiziert. Für die übrigen Dachflächen wird die Einstrahlung für den Verlauf eines ganzen Jahres bestimmt. Somit können alle Dachflächen auf Grundlage der Einstrahlungssimulation kategorisiert werden, inwieweit diese zur Installation von Solarthermie- oder Photovoltaikmodulen geeignet sind. Das Solarkataster dient als Basis der Potenzialanalyse für Solarthermie und Photovoltaik auf Dachflächen im Gemeindegebiet Heiligenstadt.



Abbildung 7: Auszug des Solarkatasters für den Markt Heiligenstadt i. OFr.

#### 4.4.2.1 Solarthermie auf Dachflächen

Viele der für solare Nutzung geeigneten Dachflächen (siehe Solarkataster) können sowohl für die Installation von Solarthermieanlagen als auch für die Installation von Photovoltaikanlagen für die Stromproduktion genutzt werden. Aufgrund der direkten Standortkonkurrenz der beiden Techniken muss dabei eine prozentuale Verteilung berücksichtigt werden. Um ein praxisbezogenes Ausbausoll an Solarthermiefläche vorgeben zu können, wird als Randbedingung ein Deckungsziel des Warmwasserbedarfs in der Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ anvisiert. Ausgehend von einem spezifischen Energiebedarf für die Brauchwassererwärmung von  $12,5 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2_{\text{WF}} \cdot \text{a}$  [EnEV] ergibt sich für das Betrachtungsgebiet ein jährlicher Gesamt-Energiebedarf von rund  $2.390 \text{ MWh}_{\text{th}}$  für die Wassererwärmung. Das angestrebte Deckungsziel wird auf 60 % festgelegt.

Dies entspricht einem Energiebedarf von rund  $1.430 \text{ MWh}_{\text{th}}$ , der durch Solarthermie gedeckt werden soll. Um dies zu erreichen, werden insgesamt rund  $2.900 \text{ m}^2$  an Kollektorfläche benötigt. Diese Fläche wird im Rahmen des Energienutzungsplans gleichzeitig als technisches Potenzial der Solarthermie definiert. Derzeit sind im Betrachtungsgebiet bereits Solarthermieanlagen mit einer Gesamtfläche von rund  $2.100 \text{ m}^2$  installiert, sodass noch ein Ausbaupotenzial von rund  $800 \text{ m}^2$  besteht. Das Ausbaupotenzial für Solarthermie auf Dachflächen beträgt somit  $490 \text{ MWh}$ .

#### 4.4.2 Photovoltaik auf Dachflächen

Berücksichtigt man einen Vorrang von Solarthermie zur Warmwassererzeugung auf Wohngebäuden, so ergibt sich, ausgehend von der Annahme, dass das verbleibende Potenzial voll ausgeschöpft wird, ein technisches Gesamtpotenzial von 51.050 MWh/a. In Absprache mit den beteiligten Akteuren wurde ein Abzugsfaktor von rund 30 % gewählt, welcher potenzielle Hemmnisse in der praktischen Umsetzung (z. B. aus statischen Gründen) berücksichtigt. Somit steht ein Gesamtpotenzial in Höhe von 30.360 MWh Stromerzeugung pro Jahr zur Verfügung. Im Bilanzjahr 2020 waren bereits Module mit einer Gesamtleistung von rund 3.260 kW<sub>p</sub> installiert, sodass unter den beschriebenen Annahmen noch ein Ausbaupotenzial von rund 28.980 kW<sub>p</sub> besteht.

Für das Zieljahr 2040 wird davon ausgegangen, dass rund 60 % des Ausbaupotenzials realisiert werden kann. Dies entspricht einer Gesamtstromerzeugung in Höhe von rund 18.380 MWh im Jahr 2040 und stellt ein ambitioniertes Ziel dar.

#### 4.4.3 Photovoltaik auf Freiflächen

Für die Prüfung von Potenzialflächen für Freiflächen-PV-Anlagen wurde in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber ein Kriterienkatalog ausgearbeitet. Nähere Informationen hierzu finden sich in Kapitel 5. Für das Energieszenario 2040 werden hierbei folgende Annahme getroffen.

- 1,5 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche als technisches Potenzial für die Nutzung durch Freiflächen-PV-Anlagen
  - Rund 54 ha

Hierdurch resultiert eine Stromerzeugung gesamt im Jahr 2040 aus Freiflächen-Photovoltaik in Höhe von rund 54.660 MWh pro Jahr.

#### 4.4.4 Wasserkraft

Im Ist-Zustand (Jahr 2020) wird kein Strom aus Wasserkraft gewonnen. Nach Abstimmung mit dem zuständigen Wasserwirtschaftsamt Kronach werden im Rahmen des Energienutzungsplans keine größeren Potenziale zum Ausbau der Wasserkraftnutzung gesehen. Es wird daher auch weiterhin von keiner Stromproduktion durch Wasserkraft ausgegangen.

## **4.4.5 Biomasse**

### **4.4.5.1 Holz für energetische Nutzung**

Der Markt Heiligenstadt i. OFr. weist eine Waldfläche von rund 3.135 ha auf. [Statistik kommunal Bayern]

Über die aus den Auswertungen von Referenz-Kaminkehrerdaten abgeleiteten Kennwerte und Fragebögen kann errechnet werden, dass im Jahr 2020 in etwa 10.200 MWh Endenergie aus Biomasse bereitgestellt wurden (vergleiche Kapitel 3.3.2).

Zur Analyse des technischen Gesamtpotenzials an Holz für die energetische Nutzung wurde die Expertise des zuständigen Amtes für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, sowie der Bayerischen Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF) hinzugezogen. Insbesondere aktuelle Berechnungen der LWF stellen eine wesentliche Grundlage für die Potenzialanalyse im Bereich der holzartigen Biomasse dar.

Im Wesentlichen sind drei Quellen in diesem Zusammenhang von Bedeutung: Waldderbholz, Flur- und Siedlungsholz sowie Altholz. Während die LWF detaillierte Betrachtungen zu den Punkten Waldderbholz und Flur- und Siedlungsholz angestellt und veröffentlicht hat, konnte das Aufkommen an Altholz mit Hilfe der vorliegenden Abfallstatistiken ermittelt werden.

#### **Energieholz aus Forstwirtschaft**

Die Betrachtungen der LWF in Bezug auf Waldderbholz geben die jährlich anfallende Energiemenge aus Holz oberhalb der Derbholzgrenze (>7 cm Durchmesser) an. Das potenzielle Holzaufkommen wurde auf Basis von Stichprobenflächen der dritten Bundeswaldinventur und unter Berücksichtigung von LWF-eigener Studien zum Waldumbau (im Zusammenhang mit der Anpassung der Wälder an den Klimawandel) ermittelt. Der energetisch nutzbare Anteil am Holzaufkommen wurde aus bekannten Holzeinschlagserhebungen, aus welchen die unterschiedliche Sortierungspraxis von Kleinprivatwald und größeren Forstbetrieben ersichtlich ist, abgeleitet. Der Anteil des Energieholzes in Privatwäldern ist beispielsweise größer als in von großen Forstbetrieben bewirtschafteten Wäldern. Die Flächen der Besitzarten und -größen konnten über das automatisierte Liegenschaftsbuch ermittelt werden. Nach Analysen der LFW beläuft sich das energetische Potenzial somit auf 27.720 MWh.

#### **Flur- und Siedlungsholz**

Auch bei der Analyse des Aufkommens an Flur- und Siedlungsholz wurde auf Berechnungen der LWF zurückgegriffen. Es handelt sich dabei um eine Potenzialberechnung unter Verwendung unterschiedlicher Fernerkundungs-, Modellierungs- und Inventurdatensätze. Es gibt die erzielbare Energiemenge

aus Gehölzen, Hecken und Bäumen im Offenland an. Basis sind unter anderem Flächendaten aus dem Amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) und dem normalisierten digitalen Oberflächenmodellen (nDOM). Zudem wird sich auch hier auf Daten aus der dritten Bundeswaldinventur und die damit in Verbindung stehende Analyse von Stichprobenflächen gestützt.

Die LWF merkt an, dass es sich dabei um das theoretisch vorhandene Energiepotenzial handelt und nicht final abgeleitet werden kann, zu welchem Grad diese theoretischen Potenziale in der Praxis tatsächlich nutzbar gemacht werden können.

In Summe beträgt das theoretische Potenzial 4.280 MWh. Letztlich werden (unter anderem aufgrund der Funktion der Wälder als CO<sub>2</sub>-Senke und möglicher klimatischer Einflüsse) nicht 100 % des theoretischen Potenzials technisch nutzbar sein. Dies wird später mit einem Abschlagsfaktor berücksichtigt. Somit kann das hier angegeben theoretische Potenzial als legitime Größe für das spätere Ausweisen eines technischen Potenzials betrachtet werden.

### **Altholz**

Laut Abfallbilanz fielen im Jahr 2020 im Betrachtungsgebiet pro Einwohner 20,2 kg Altholz an [LfU Altholz]. Ähnlich wie zuvor beim Aufkommen an Landschaftspflegeholz, steht auch diese Menge nur theoretisch vollständig zur Verfügung. In der Praxis wird diese Fraktion allerdings nur zu etwa 40 % einer energetischen Verwertung zugeführt. Der Rest erfährt eine stoffliche Verwertung. Unter Berücksichtigung der Einwohnerzahl im Betrachtungsgebiet steht somit eine Altholz-Menge von rund 30 t zur energetischen Nutzung zur Verfügung, was einer Energiemenge von rund 130 MWh/a entspricht.



## Zusammenfassung feste Biomasse

In Tabelle 2 ist das technische Potenzial zur Energiebereitstellung aus holzartiger Biomasse zusammenfassend aufgelistet.

Tabelle 2: Zusammenfassung des rechnerischen, territorialen Gesamtpotenzials im Bereich fester Biomasse

<b>Energiebereitstellung</b>		
Energieholz aus Waldbeständen	MWh/a	27.720
<u>zusätzlich:</u>		
Flur- und Siedlungsholz	MWh/a	4.280
Altholz	MWh/a	130
<b>Rechnerisches Gesamtpotenzial</b>	<b>MWh/a</b>	<b>32.130</b>

In Summe beträgt das rechnerische Gesamtpotenzial an fester Biomasse im Markt Heiligenstadt i. OFr. rund 32.130 MWh, wovon aktuell rund 10.200 MWh genutzt werden. Das Ausbaupotenzial beträgt rechnerisch also 21.930 MWh. Es wird angenommen, dass bis zum Jahr 2040 25 % dieses Potenzials erschlossen werden. Unter der Berücksichtigung des Anteils der bereits genutzten Biomasse ergibt sich bis zum Zieljahr eine gesamtenergetische Nutzung des Holzes in Höhe von rund 15.700 MWh.

#### 4.4.5.2 Biogasanlagen / Kraft-Wärme-Kopplung

Der Begriff Biomasse-KWK beinhaltet nicht nur die klassischen Biogasanlagen, sondern vereint sämtliche Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die auf der Basis von Biomasse Strom und Wärme generieren. Zumeist ist jedoch der Hauptanteil von Biomasse-KWK-Systemen auf der Basis von Biogas betrieben. Häufig sind noch (meist kleinere) Anlagen mit enthalten, die entweder auf der Basis von Biomethan oder Pflanzenöl betrieben werden sowie auch kleinere Holzvergaser-Anlagen. Auch Klärgas-BHKWs sind in dieser Kategorie mit eingeschlossen.

Aktuell beträgt der Anteil von Energiepflanzen an der Anbaufläche in Deutschland rund 20 %. Auf Pflanzen zur Biogasgewinnung entfallen rund 13 % [BMUV]. Um dem Aspekt der Nachhaltigkeit und die Belange der Nahrungsmittelproduktion zu berücksichtigen, wird an der Stelle von einer nur geringen Steigerung dieses Wertes ausgegangen und der mögliche Anteil auf 15 % festgelegt. Hierzu kommen außerdem Potenziale aus der energetischen Verwertung von Gülle, Klärschlamm und biogenen Abfallstoffen. So ergibt sich ein rechnerisches Gesamtpotenzial zum Betrieb von Biomasse-KWK-Anlagen mit einer jährlichen Stromerzeugung von ca. 7.100 MWh.

Holzvergaser-Anlagen bzw. Heizkraftwerke auf der Basis von holzartiger Biomasse sind im Ausbaupotenzial zu Biomasse-KWK nicht mit enthalten. Es ist anzunehmen, dass der Hauptteil, der zur Verfügung stehenden Biomasse Holz (wie bisher) in klassischen Verbrennungsprozessen und nicht in Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozessen verwendet wird. Somit sind die diesbezüglich analysierten Stoff- und Energiemengen in der Kategorie Energieholz enthalten (Kapitel 4.4.5.1).

Im Ist-Zustand erzeugen die Biomasse-KWK-Anlagen im Markt Heiligenstadt jährlich rund 10.170 MWh. Aus den ermittelten Potenzialen und der aktuellen Stromproduktion der bestehenden Biogasanlagen ergibt sich, dass das zur Verfügung stehende Potenzial an Biomasse zur energetischen Nutzung bereits mehr als ausgeschöpft ist. Als Szenario im Rahmen des ENP wird deshalb eine zukünftig leicht rückläufige Stromproduktion durch Biogasanlagen angesetzt. Entsprechend wird für das Energieszenario 2040 von einer Stromproduktion in Höhe von 7.100 MWh pro Jahr ausgegangen. Die Nutzung der Abwärme aus Biogasanlagen ist dabei noch deutlich ausbaufähig, kann jedoch im Rahmen des ENP nicht genau beziffert werden. Rechnerisch würden zukünftig rund 5.100 MWh an (ergänzend zum erforderlichen Eigenbedarf sinnvoll nutzbarer) Abwärme aus Biomasse-KWK-Anlagen zur Verfügung stehen.

Diese Abwärme kann insbesondere bei einer Nutzung in Wärmenetzen einen wertvollen Beitrag leisten, fossile Energieträger wie Öl und Gas zu ersetzen. Der Weiterbetrieb von Biogasanlagen ist im Kontext des erneuerbaren Energiemix' von großer Bedeutung, da sie keiner Volatilität unterliegen,

sondern jederzeit bedarfsgerecht gesteuert werden können. Mit dem Wegfallen von zentralen Großkraftwerken (Atom- und Kohlekraftwerke) sind dezentrale, grundlastfähige Kraftwerke auf regenerativer Basis von großer Bedeutung für die Stabilität des zukünftigen Energiesystems. Andererseits sehen Behörden und Fachverbände die Verbesserung der Flächeneffizienz von Biogasanlagen auch als wichtige zukünftige Anforderung. So wird zukünftig auch verstärkt eine Nutzung von biogenen Abfallstoffen angestrebt.

#### **4.4.6 Abwärme**

Abwärme im Sinne des hier betrachteten energetischen Potenzials schließt explizit nicht die bereits zuvor betrachtete Wärmekomponente aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ein. Sie bezieht sich hier insbesondere auf Abwärme aus industriellen Prozessen. Ein klassisches Beispiel für häufig ungenutzte Abwärme-Potenziale liegt zum Beispiel im Bereich der Druckluftbereitstellung oder im Zusammenhang mit der Bereitstellung und Nutzung von Prozessdampf. Über Wärmetauscher können ansonsten über entsprechende Kühler abgeführte Wärmemengen abgegriffen und diese zum Beispiel der Gebäudeheizung oder wiederum anderen industriellen Prozessen zugeführt werden.

In der Praxis stellen vor allem die häufig niedrigen Temperaturniveaus und die jährliche Benutzungsdauer eine Hürde dar. Zudem wird vielerorts in Unternehmen mit entsprechendem Abwärmepotenzial, dieses insbesondere in den Wintermonaten bereits zur Wärmeversorgung des Unternehmens selbst eingesetzt. So würden die Potenziale für mögliche weitere, externe Abnehmer zum Großteil lediglich in den warmen Monaten mit ohnehin allgemein wenig Heizwärmebedarf zur Verfügung stehen. Dennoch kann das „Abfallprodukt“ Abwärme vor allem in sinnvoller Kombination mit weiteren Wärmeerzeugern einen wertvollen Beitrag zum Energiesystem leisten.

Im Rahmen des Energienutzungsplans können Abwärmepotenziale vor allem auf Basis von Rückläufern aus der durchgeführten Befragung großer Industriebetriebe mittels eines Fragebogens identifiziert werden (aus datenschutzrechtlichen Gründen darf eine Benennung im Rahmen dieses Abschlussberichts nicht erfolgen). Hierbei zeigt sich, dass einzelne Unternehmen in Heiligenstadt über kleinere Abwärmepotenziale verfügen. Diese sind in das dem Energienutzungsplan zu Grunde liegende GIS eingetragen und können für künftige Planungen (z.B. kommunale Wärmeplanung) als wertvolle Information herangezogen werden.

#### **4.4.7 Windkraft**

Das „Wind-an-Land-Gesetz“ weist Quoten für die einzelnen Bundesländer auf, welcher prozentuale Anteil der Landesfläche für die Errichtung von Windkraftanlagen auszuweisen ist. Für Bayern lautet dieser 1,1 Prozent der Landesfläche bis 2027 und 1,8 Prozent der Fläche bis Ende 2032. Zuständig hierfür sind die 18 regionalen Planungsverbände in Bayern. Sollten diese Ziele nicht erreicht werden, hält sich der Bund eine vollständige Privilegierung von Windkraftanlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) vor.

Um den deutlich gestiegenen Ausbauzielen des Bundes nachzukommen, wurde im Jahr 2022 die Bayerische Bauordnung (BayBO) mit einigen Ausnahmefällen für die 10-H-Regel versehen. So wird beispielsweise in Waldgebieten, entlang von Autobahnen und Bahnlinien oder auch rund um Industriegebiete der Mindestabstand von 10-H (entspricht i.e. 2.000 – 2.500 m) auf 1.000 m reduziert.

Dies öffnet auch im Gemeindegebiet Heiligenstadt eine deutlich größere Gebietskulisse für die Windenergie. Die Steuerung des Windkraftausbaus ist entsprechend über die Regionalplanung möglich. Der Markt Heiligenstadt möchte diese Möglichkeit nutzen und einen willkürlichen Ausbau von Windenergieanlagen verhindern. Aus diesem Grund wurden (auf Basis der Analysen) bereits während der Erstellung des Energienutzungsplans konkrete Gebiete festgelegt. Basis hierfür war eine Übersichtskarte des Regionalen Planungsverbands, der verschiedene, potenziell für Windkraft geeignete Gebiete, in Heiligenstadt ausgewiesen hat.

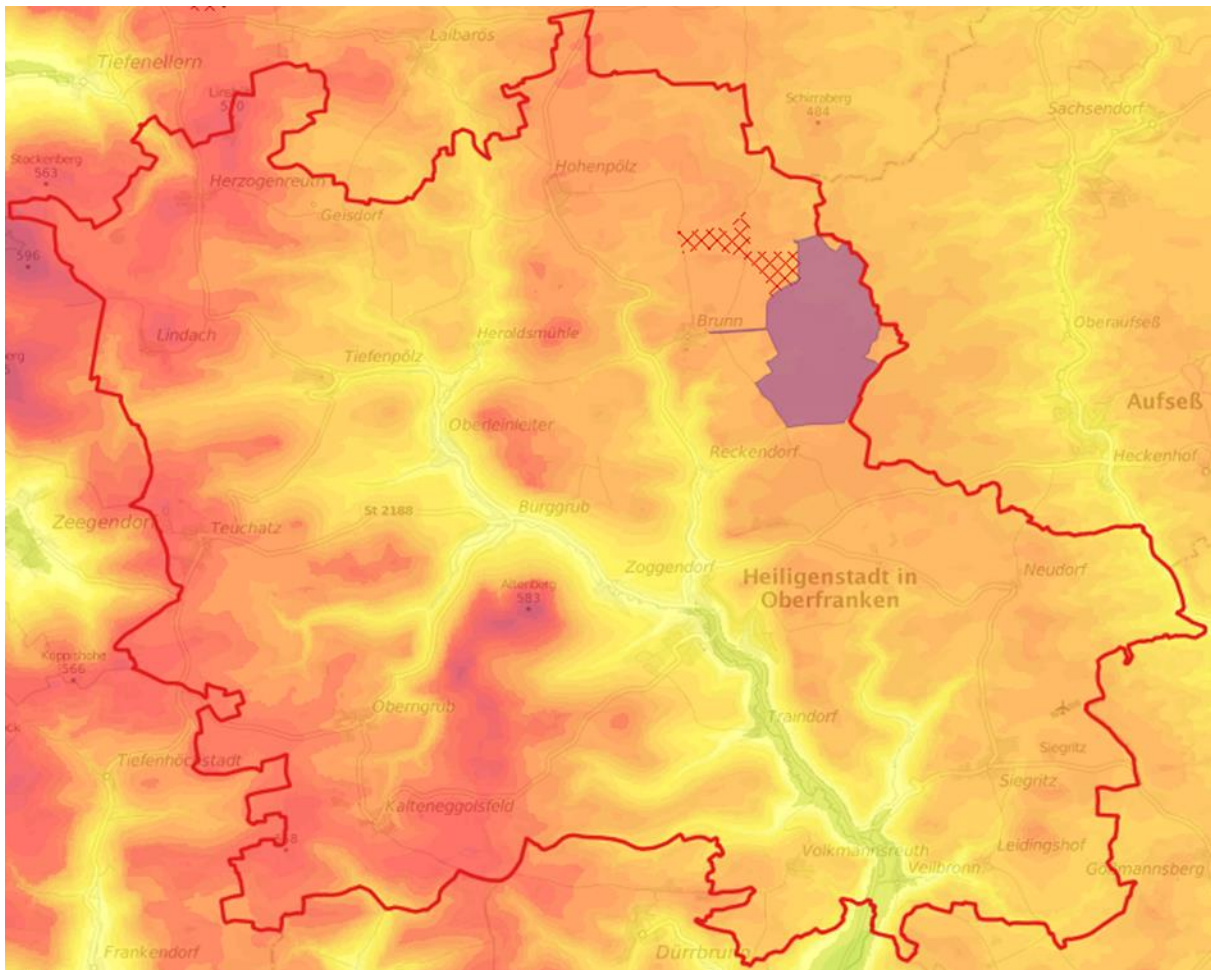


Abbildung 8: Potenzielle Gebiete für Windkraft in Heiligenstadt (Quelle Regionaler Planungsverband, Anpassung Markt Heiligenstadt)

Als Ergebnis der Bewertung hat sich gezeigt, dass das bereits vorhandene Vorranggebiet 139 nördlich von Brunn in östlicher Richtung erweitert werden soll. Dieses zusätzliche Gebiet ist rund 180 ha groß. Zusammen mit dem bestehenden Windvorranggebiet Brunn nord (ca. 40 ha) entspricht dies rund 2,87 % des Gemeindegebietes. Die Windgüte ist mit 80 bis 85 Prozent angegeben. Die hohe Standortqualität lässt auf eine gute Rentabilität von Windkraftanlagen in diesem Bereich schließen.

Für das Energieszenario 2040 wird von einer Installation von 10 Windkraftanlagen à 5 MW Leistung ausgegangen. Zusammen mit den bereits bestehenden vier Windkraftanlagen wird die jährliche Stromproduktion dieser Anlagen auf rund 110.800 MWh prognostiziert.

#### 4.4.8 Geothermie

Die Geothermie oder Erdwärme ist die im derzeit zugänglichen Teil der Erdkruste gespeicherte Wärme. Sie umfasst die in der Erde gespeicherte Energie, soweit sie entzogen werden kann. Sie kann sowohl direkt genutzt werden, etwa zum Heizen und Kühlen, als auch zur Erzeugung von elektrischem Strom.

Grundsätzlich gibt es zwei Arten der Geothermienutzung:

- oberflächennahe Geothermie bis ca. 400 Meter Tiefe zur Wärme- und Kältengewinnung
- tiefe Geothermie ab 400 Meter Tiefe. In diesen Tiefen kann neben der Wärmeproduktion auch die Produktion von Strom interessant sein

Unter oberflächennaher Geothermie versteht man die Nutzung der Erdwärme in bis zu 400 Metern Tiefe. Durch Sonden oder Erdwärmekollektoren wird dem Erdreich Wärme auf niedrigem Temperaturniveau entzogen und diese Wärme mithilfe von Wärmepumpen und dem Einsatz elektrischer Energie auf eine für die Beheizung von Gebäuden nutzbare Temperatur angehoben.

Die Tiefengeothermie nutzt Erdwärme auf hohem Temperaturniveau in Tiefen ab 400 Metern. Eine nähere Betrachtung sowie eine Quantifizierung des Potenzials im Rahmen des Energienutzungsplans wurden nicht vorgenommen.

##### Potenzialermittlung oberflächennahe Geothermie

Zur Ermittlung der Potenziale oberflächennaher Geothermie wurde auf hydrogeologische Daten des Geologischen Dienstes des Landesamtes für Umwelt zurückgegriffen. In Abbildung 9 ist die Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Gemeindegebiet Heiligenstadt dargestellt [LfU Bayern]. Es zeigt sich, dass viele Gebiete grundsätzlich für die Nutzung oberflächennaher Geothermie geeignet erscheinen. Der Großteil des Marktgebietes ist grundsätzlich für die Nutzung von Erdwärmekollektoren und -sonden geeignet. *(Wichtig: Die Übersicht dient lediglich als Erstinformation. Die Umsetzung einer Anlage mit Nutzung oberflächennaher Geothermie bedarf zwingend einer detaillierten Einzelfalluntersuchung).*

Neben der hydrologischen Eignung und den bohrrechtlichen Rahmenbedingungen sind jedoch zudem der energetische Zustand des Gebäudes sowie das im Gebäude zum Einsatz kommende Wärmeabgabesystem ausschlaggebend für die Nutzung oberflächennaher Geothermie. Hinzu kommen noch andere Einflussfaktoren wie zum Beispiel die Beeinflussung anderer Anlagen auf den Nachbargrundstücken. Deshalb wurde auf die Ausweisung bzw. Quantifizierung eines Gesamtausbaupotenzials verzichtet, da für den Einsatz oberflächennaher Geothermie immer eine Einzelfallprüfung auf Basis der tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort notwendig ist.

Geothermie ist eine Form der Umweltwärme, die für den Betrieb von Wärmepumpen genutzt werden kann. Der Einsatz von Wärmepumpen kann künftig einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten, wenn der für den Betrieb der Wärmepumpen notwendige Stromerzeugung aus regenerativen Energieformen erfolgt. Aus diesem Grund ist der weitere Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wichtig, um diese Stromüberschüsse durch den Einsatz von Wärmepumpen regional nutzen zu können und den Bedarf an Heizöl und Erdgas zu mindern (Sektorenkopplung Power-to-Heat siehe Abbildung 11). Der weitere Ausbau von Wärmepumpensystemen könnte z. B. über Informationskampagnen forciert werden.

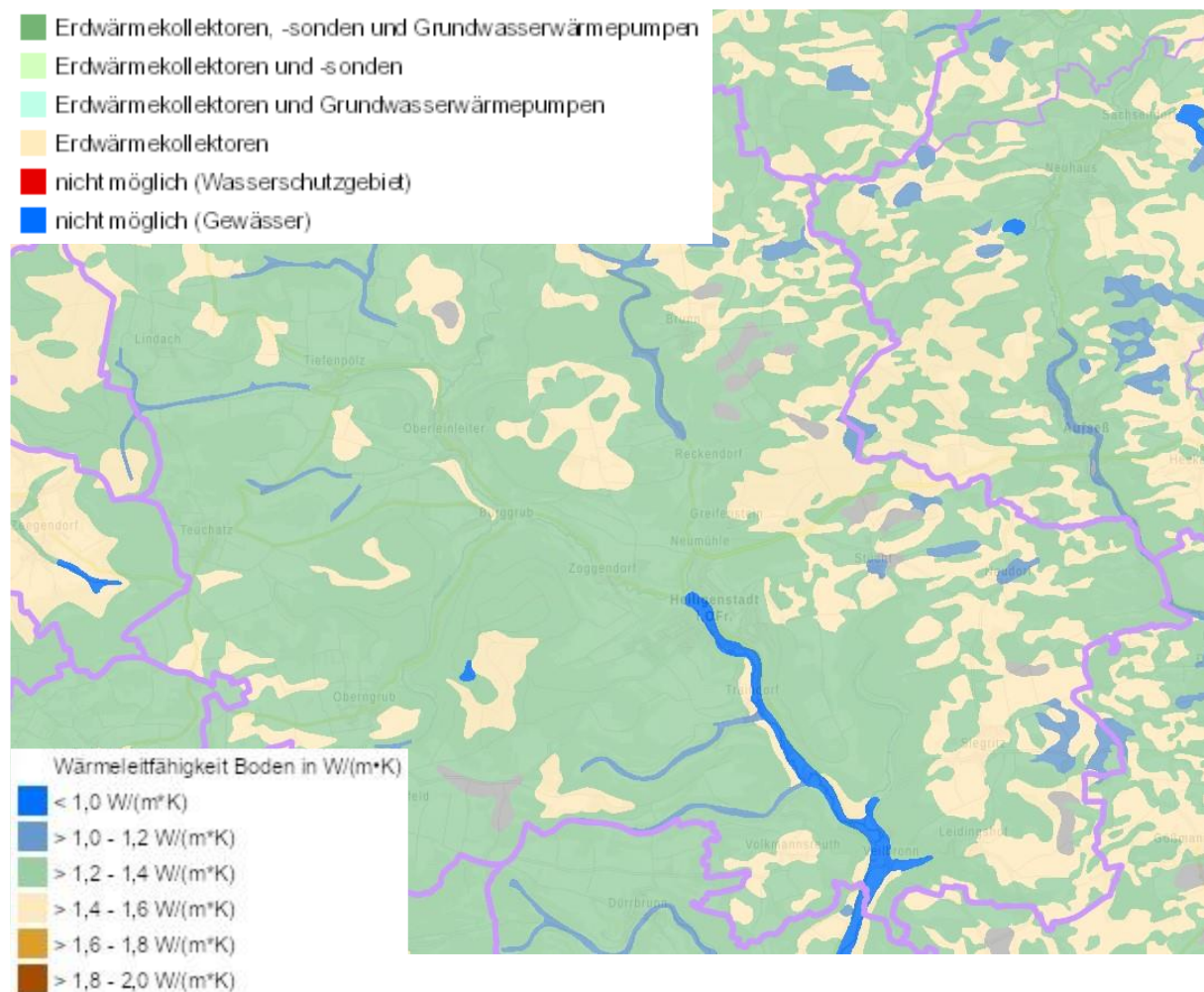


Abbildung 9: Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Marktgebiet Heiligenstadt (Energieatlas Bayern)

## **5 Maßnahmenkatalog - Energieszenario 2040**

Das Kernziel des digitalen Energienutzungsplans ist die Erstellung eines konkreten Maßnahmenkatalogs in Form eines Energieszenarios, der konkrete Handlungsempfehlungen für die Kommune zum Erreichen der Klimaschutzpolitischen Ziele im Jahr 2040 aufzeigt. Dieses Energieszenario wurde in enger Abstimmung mit den kommunalen Akteuren ausgearbeitet und während der Konzepterstellung stetig an die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen angepasst und konkretisiert.



Nr.	Maßnahme	Beschreibung und nächste Schritte	Akteure	Weitere Hinweise
1	<b>Nahwärmenetz Schule Heiligenstadt</b>	Für das angedachte Nahwärmenetz an der Schule hat die erste Prüfung ergeben, dass es durchaus wirtschaftlich betrieben werden kann. Im nächsten Schritt sollte eine Machbarkeitsstudie in Auftrag gegeben werden. Die Anliegersollten durch Informationsveranstaltungen bei der Gestaltung der Umsetzung beteiligt werden, um größtmögliche Akzeptanz und Anschlussleistung zu erreichen. Anschließend kann die Umsetzung über die Förderrichtlinie BEW (Bundesförderung effiziente Wärmenetze) gefördert werden.	Markt Heiligenstadt / externe Beratung / externer Betreiber	Förderung BEW / Umsetzungsbegleitung ENP
2	<b>Umsetzung von Maßnahmen im Bereich Freiflächen-Photovoltaik</b>	Im Rahmen des Energienutzungsplans wurde ein detaillierter Kriterienkatalog zur Identifizierung potenziell geeigneter Flächen für Freiflächen-Photovoltaik ausgearbeitet. Im nächsten Schritt werden die potenziell geeigneten Flächen näher geprüft (z. B. anhand möglicher Netzverknüpfungspunkte). Nächster Schritte wären Flächensicherung, Bauleitplanung, Bürgerinformation; Betreibergesellschaft gründen. Anschließend kann ggf. die Umsetzung durch eine noch zu definierende Gesellschafts-/ Beteiligungsstruktur mit Bürgerbeteiligung erfolgen. Auch Projekte z.B. in Form von Agri-Photovoltaik, wären ggf.denkbar.	Markt Heiligenstadt / externe Betreiber	
3	<b>Prüfung zur Installation von Photovoltaik auf allen Gemeindegemeinschaften</b>	Die Prüfung zur Identifikation sinnvoller Dachflächen für die Installation von Photovoltaikanlagen sollte zeitnah umgesetzt werden. Eine entsprechende Handlungsempfehlung an die Gremien soll anschließend zeitnah vorgelegt werden. Sinnvolle Maßnahmen sollen anschließend sukzessive umgesetzt werden.	Markt Heiligenstadt / externe Beratung	
4	<b>PV Offensive Markt Heiligenstadt</b>	Vom LRA gibt es bzgl. dem Ausbau von Photovoltaik auf Dachflächen im Gemeindegebiet bereits eine Studie sowie ein gebäudescharfes Solarkataster. Hier werden die Potentiale zum Ausbau aufgezeigt. Ein gezieltes Anschreiben von Eigentümern mit viel Ausbaupotential und guten Erträgen wäre mittels der GIS-Daten und mit Anschreiben möglich. Auch die Kommune möchte die nutzbaren Gebäude mit PV belegen.	Markt Heiligenstadt	
5	<b>Photovoltaikanlagen auf Parkplätzen</b>	Dem Nutzen bereits versiegelter Flächen, wie z. B. Parkplätzen an Hotels / Supermärkten, kommt eine stetig wachsende Bedeutung zu. Meist sind die Systemkosten zwar teurer als beim Installieren einer klassischen Freiflächen- oder Dachanlage, dennoch kann dies gerade in Verbindung mit Eigenstromnutzung und hohen Stromeinkaufspreisen eine wirtschaftlich sinnvolle Konstellation ergeben. Möglichkeiten hierzu sollten geprüft werden.	Unternehmen	
6	<b>Konzept zur Nutzung von Speicherpotenzialen im Gemeindegebiet</b>	Um überschüssigen Strom kurzzeitig speichern zu können, bedarf es flexibler Speichertechnologien. Durch die Erstellung eines Konzeptes können der Bedarf sowie die optimale Positionierung von Speichern im Gemeindegebiet ermittelt und bereits mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien koordiniert werden. Insbesondere die Stromnetze können dadurch entlastet werden. Gleichzeitig sollen hier die zukünftig zu erwartenden Effekte durch Elektromobilität (bidirektionales Laden) berücksichtigt werden.	Markt Heiligenstadt / Netzbetreiber / Unternehmen / externe Beratung	
7	<b>Regelmäßige Sensibilisierung und Information zu Förderprogrammen</b>	Sowohl auf Bundesebene als auch auf Landesebene gibt es eine Vielzahl von Förderprogrammen, die bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Energieeinsparung und dem effizienten Neubau in Anspruch genommen werden können. Es wird empfohlen, regelmäßig über aktuelle Förderprogramme zu informieren, z. B. über die Homepage der Gemeinde, (soziale) Medien oder Mitteilungsblätter. Hierbei kann auch auf das vorhandene Solarkataster verwiesen werden.	Markt Heiligenstadt / Landkreis Klimaschutzmanagement	
8	<b>Aufbau neuer Wärmeverbundlösungen</b>	Das gebäudescharfe Wärmekataster zeigt Areale im Gemeindegebiet mit erhöhter Wärmebedarfsdichte auf. Dies stellt einen ersten Indikator für sinnvoll erschließbare Bereiche über Wärmenetze dar. Insbesondere in Verbindung mit Straßenbau-Maßnahmen, Glasfaser- oder Kanal-Ausbau zeigen sich große Umsetzungspotenziale. Ein Projekt zum Aufbau eines Nahwärmenetzes in Heiligenstadt wurde im Rahmen des Energienutzungsplans geprüft. Für dieses Projekt sollte eine weitere detaillierte Betrachtung / Planung erfolgen.	Markt Heiligenstadt / externe Beratung / externer Betreiber / Bürger	
9	<b>Erstellung Kriterienkatalog Windkraft</b>	Das Thema Windkraft nimmt, unter anderem wegen der gesetzten Klimaschutzziele, immer mehr an Bedeutung zu. Die Gemeinde ist allgemein nicht abgeneigt von Windrädern. Um einen klaren Rahmen zu schaffen und potenzielle Flächen auszuweisen, würde sich die Erstellung eines Kriterienkatalogs anbieten. Die Kommune sieht dies auch als interkommunales Projekt mit anderen Gemeinden.	Markt Heiligenstadt / regionaler Planungsverband	
10	<b>Energiemanagement für kommunale Gebäude fortführen</b>	Im Rahmen des Energienutzungsplans wurde eine Übersicht der Energieverbrauchsdaten der kommunalen Liegenschaften ausgearbeitet. Es wird empfohlen, diese Übersicht mindestens jährlich zu aktualisieren und als Basis eines kommunalen Verbrauchsmonitorings zu nutzen. So können zwischenzeitlich durchgeführte energetische Maßnahmen bewertet und weiterer Handlungsbedarf sowie weitere Ansatzpunkte identifiziert werden. Darauf aufbauend können auch vorhandene Prioritäten und Budgets verteilt werden. Die Fortsetzung des bereits eingeführten kommunalen Energiemanagements ist daher sehr wichtig und wird empfohlen. Es wird ein Zeitraum von 3-5 Jahren zwischen den Analysen vorgeschlagen.	Markt Heiligenstadt	
11	<b>Prüfung verschiedener Möglichkeiten zum Aufbau einer Gesellschafts- / Beteiligungsstruktur zur Umsetzung von Maßnahmen im Bereich erneuerbare Energien schaffen</b>	Der Energienutzungsplan zeigt eine Vielzahl potenzieller Projektideen zum Ausbau regionaler erneuerbarer Energien auf. Der Markt Heiligenstadt legt Wert darauf, dass die Umsetzung der Projekte (soweit möglich) mit kommunaler Beteiligung und Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger erfolgt. Hierfür sollten im Vorfeld verschiedene Möglichkeiten potenzieller Gesellschafts- / Beteiligungsstrukturen geprüft werden.	Markt Heiligenstadt / Bürger	
12	<b>Weiterführung der identifizierten Maßnahmen aus dem Energienutzungsplan</b>	Weiterentwicklung des ENP zur kommunalen Wärmeplanung (Förderantrag stellen). Quartierskonzepte und Fokusgebiete zur Beurteilung und Darstellung der Versorgung mit erneuerbaren Energien.	Markt Heiligenstadt	

Abbildung 10: Maßnahmenkatalog für den Markt Heiligenstadt i. OFr.

Basierend auf der Analyse der energetischen Ausgangssituation (siehe Kapitel 3) und der Potenzialanalysen (siehe Kapitel 4) wurden strategische Szenarien für Strom, Wärme und Mobilität erarbeitet, aus denen Handlungsoptionen und der Entwicklungspfad zur Senkung des Energieverbrauchs und für den Ausbau erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2040 abgeleitet werden können. Das Energieszenario 2040 stellt zugleich die Zusammenfassung der Ergebnisse aus den vorangegangenen Kapiteln dar. Anhand der Analyse und Zielsetzung können konkrete Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

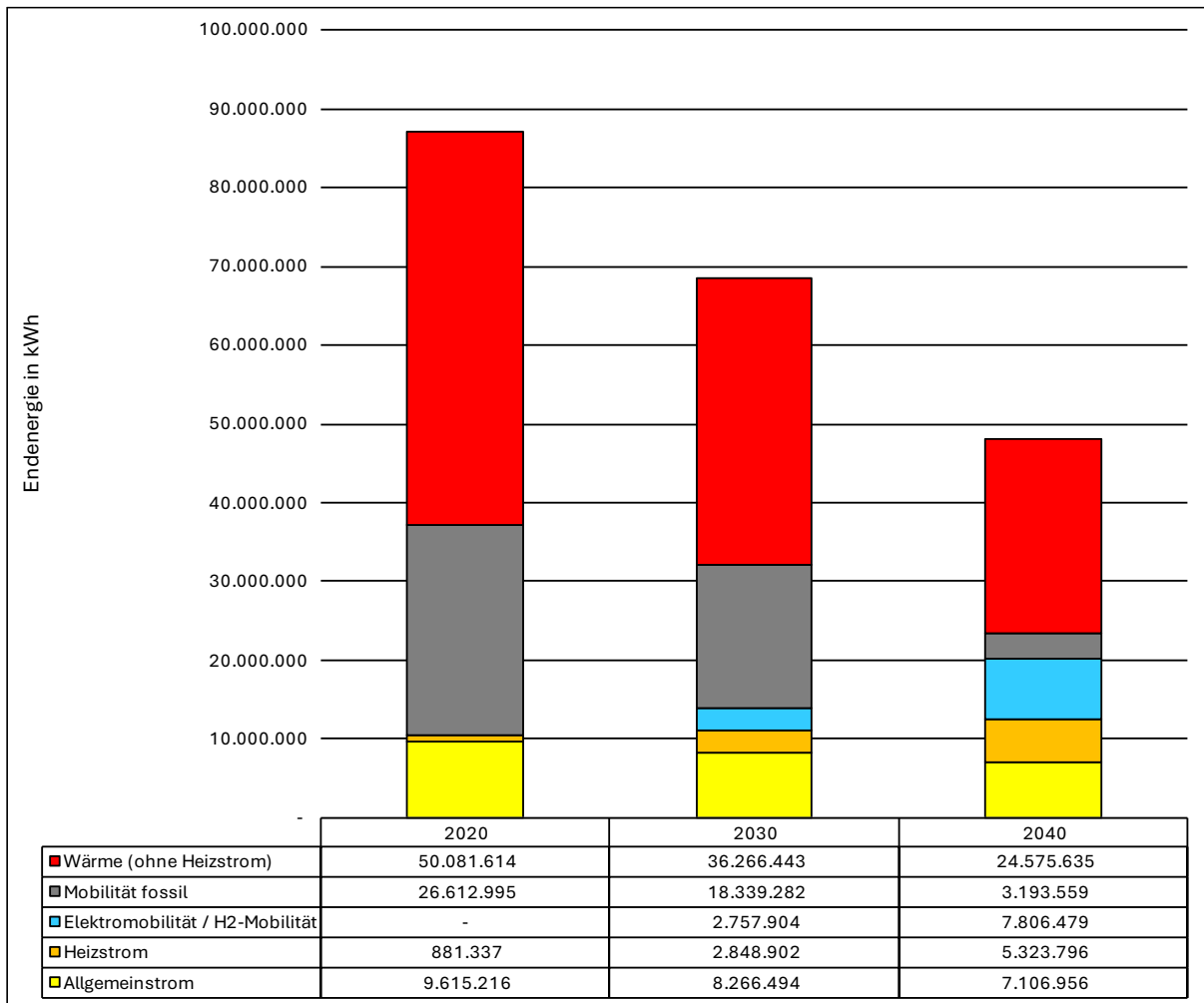


Abbildung 11: Energieszenario 2020 bis 2040 – Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung

Abbildung 11 zeigt die Energiebedarfs-Seite sowie die Auswirkung der in Kapitel 4 geschilderten Einspar- und Transformationsprozesse vom Ist-Zustand im Jahr 2020 (linker Balken) über das Jahr 2030 (mittlerer Balken) bis hin zum Zieljahr 2040 (rechter Balken). Die resultierende Einsparung basiert zum einen auf den berechneten Energieeinsparpotenzialen (z. B. durch Gebäudesanierungen) und zum anderen auf den beschriebenen Transformationsprozessen (E-Mobilität, Power-to-Heat). Durch die verstärkte Elektrifizierung der Sektoren steigt jedoch der künftige Strombedarf (wertvollste Energieform!).

Zum Erreichen einer bilanziellen Eigenversorgung aus regenerativen Energien bis zum Jahr 2040 gilt es, den aufgezeigten Bedarf im Jahr 2040 vollständig durch Erschließung der Potenziale zu decken. In Abbildung 12 ist dementsprechend der Ausbau der in Kapitel 4 ermittelten Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien dargestellt. Es ist ersichtlich, dass, gemäß diesem Entwicklungsszenario, eine Zunahme von rund 35.450 MWh im Ist-Zustand auf rund 209.340 MWh im Jahr 2040 erfolgen würde. Dies ist zum Großteil auf den Einsatz von Windkraftanlagen, PV-Aufdachanlagen und PV-Freiflächenanlagen zurückzuführen.

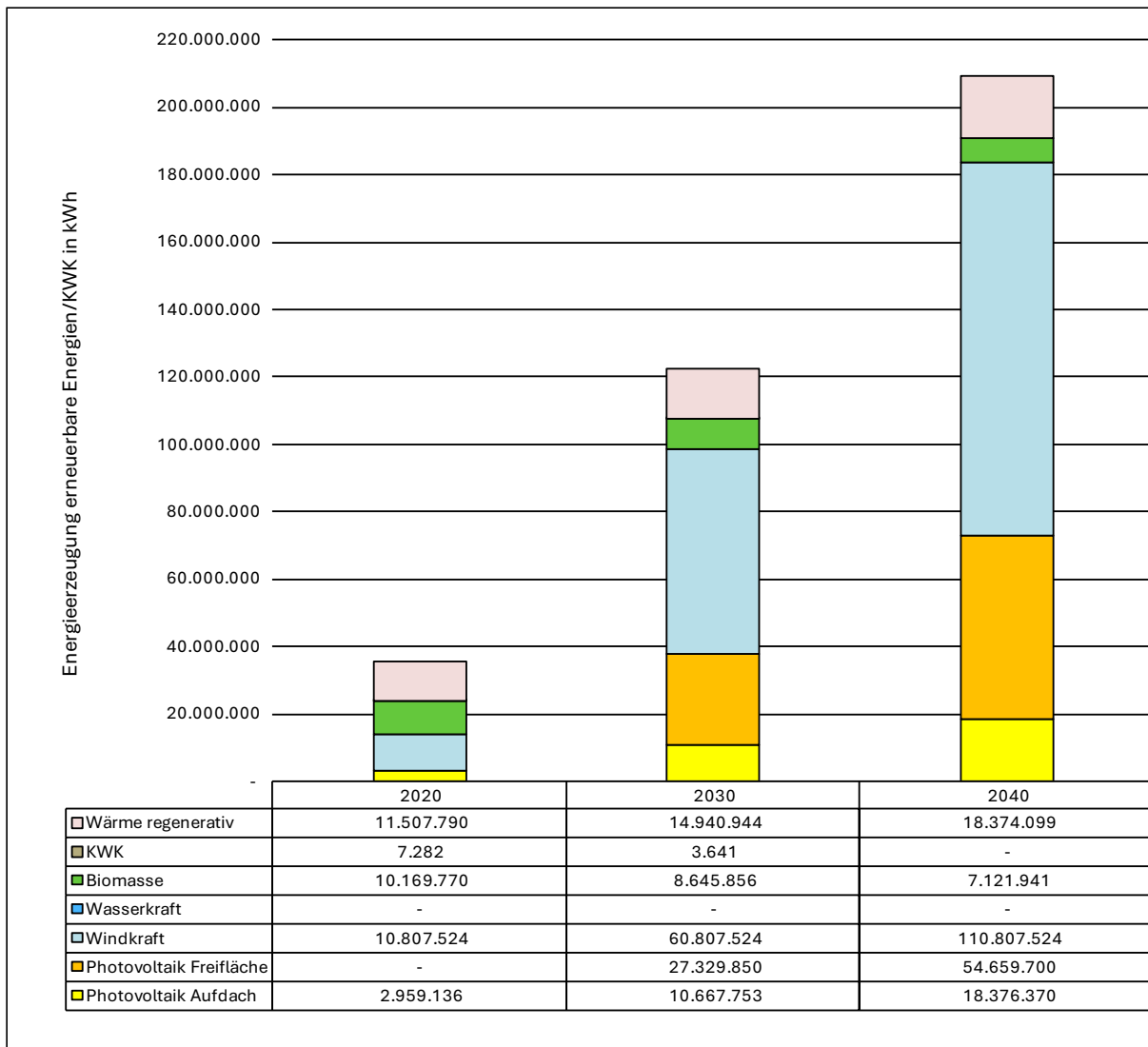


Abbildung 12: Energieszenario 2020 bis 2040 - Ausbauszenario erneuerbarer Energien im Strombereich

Es zeigt sich, dass bei konsequentem Ausbau der Erneuerbaren Energien und gleichzeitigem Ausschöpfen der Einsparpotenziale und Transformationsprozesse eine bilanzielle Klimaneutralität erreicht werden kann.

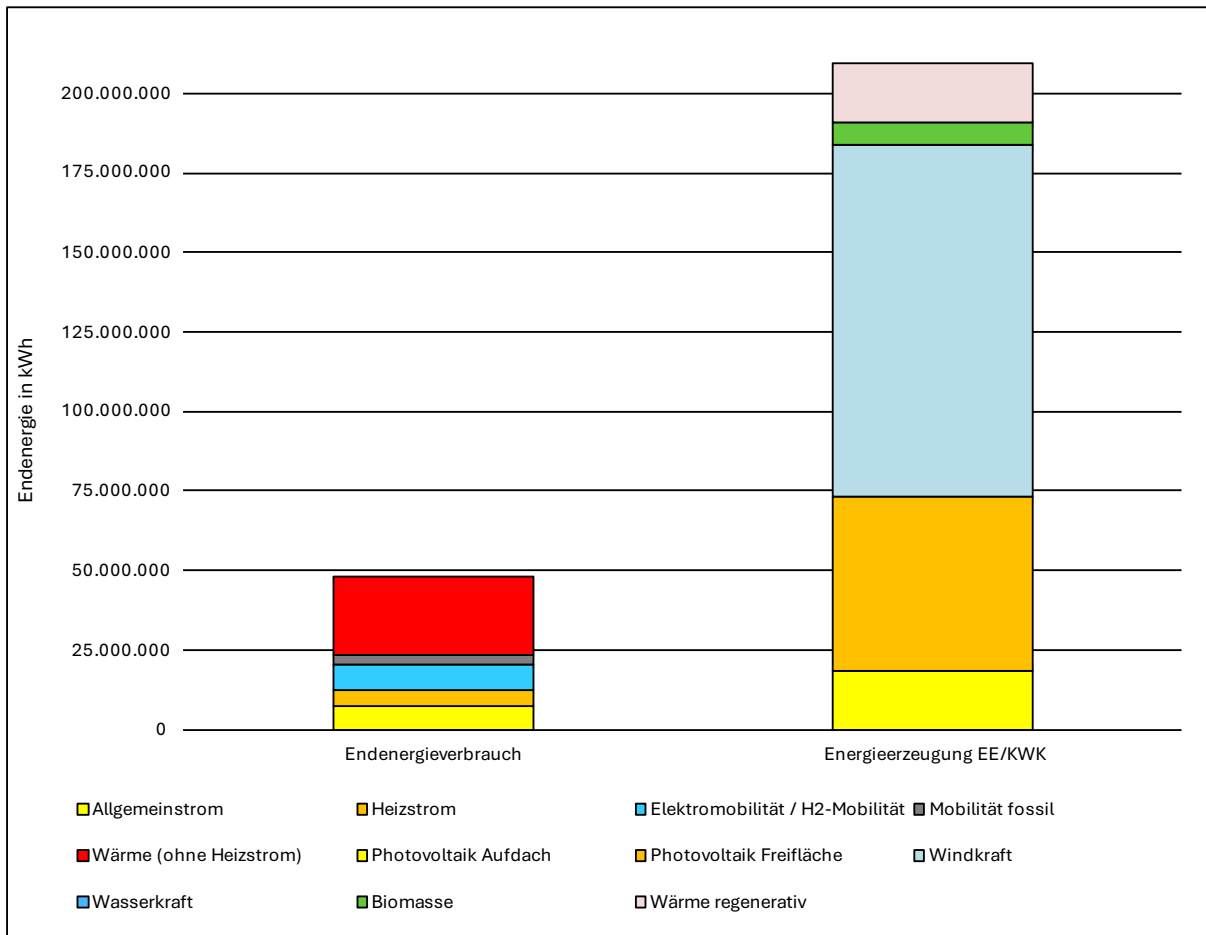


Abbildung 13: Energieszenario im Jahr 2040 – Gegenüberstellung des Energiebedarfs und der erneuerbaren Energien

**Hinweise:**

- *Es muss erwähnt werden, dass es sich hierbei um eine rein bilanzielle Betrachtung handelt, keine Autarkiebetrachtung. Der tatsächliche Autarkiegrad könnte jedoch auf verschiedene Wege erhöht werden. So ist es ggf. möglich, Verbraucher nach der aktuellen Erzeugung auszurichten, bspw. wenn ein hohes Angebot an Sonne und Wind vorliegt (Lastmanagement). Alternativ können verschiedene Formen von Stromspeichern dazu dienen, Überkapazitäten zu puffern und bei Bedarf freizugeben. Darüber hinaus wäre ein Speichern von Strom über Zwischenstufen (wie z. B. das Medium Wasserstoff) denkbar.*
- *Der Ausbau erneuerbarer Energien ist stark von den Möglichkeiten zur Einspeisung des Stroms in die Netze abhängig. Insbesondere auf der Mittelspannungs- und Hochspannungsebene zeigen sich häufig Kapazitätsengpässe, die den zügigen Ausbau erneuerbarer Energien verzögern.*

## 6 Schwerpunktprojekte

### 6.1 Energiecheck der Kläranlage Heiligenstadt

#### 6.1.1 Rahmenbedingungen und Datengrundlage

Die Reinigung von Abwasser in Kläranlagen leistet einen elementaren Beitrag zum Umwelt- und Gewässerschutz. Der Betrieb einer Kläranlage ist mit einem hohen Energieaufwand verbunden. Häufig stellt die Kläranlage den größten kommunalen Energieverbraucher dar.

Der Markt Heiligenstadt betreibt zur Abwasserreinigung eine Kläranlage mit einer Ausbaugröße von 6.000 EW, welche sich in die Größenklasse 3 einordnen lässt. Als Detailprojekt im Energienutzungsplan soll eine energetische Einordnung der Kläranlage im Rahmen eines Energiechecks nach in Anlehnung an das DWA-Merkblatt DWA-A-216 vorgenommen werden. Das Konzept folgt der Logik des sogenannten „Energetischen Dreisprungs“: Energieeinsparung, Energieeffizienz und Nutzung Erneuerbarer Energien.

Als Datengrundlage dienen Messungen und Aufzeichnungen der Kläranlage, welche in Form von Jahresberichten zusammengefasst werden. Zusätzlich werden Strombezugslastgänge der letzten Jahre für die Betrachtung herangezogen.

Nachfolgendes Luftbild (Abbildung 14) zeigt die Kläranlage Heiligenstadt.



Abbildung 14: Luftbild Kläranlage Heiligenstadt<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – [www.geodaten.bayern.de](http://www.geodaten.bayern.de)



### 6.1.2 Einordnung des Strombedarfs

In der Regel wird zur ersten Einordnung des Strombedarfes eine Lastganganalyse durchgeführt. Da die Kläranlage Heiligenstadt unter 100.000 kWh pro Jahr Strom vom Netz bezieht, ist kein Lastgang vom Netzbetreiber vorhanden. In Abbildung 15 wird daher Strombedarf der Kläranlage in Tagesmittelwerten dargestellt, der im Betriebsleitsystem hinterlegt ist. Nur wenige einzelne Werte weichen deutlich ab. Diese sind vermutlich auf Übertragungsfehler im System zurückzuführen. Insgesamt zeigt sich ein gleichmäßiger Verlauf ohne Auffälligkeiten.

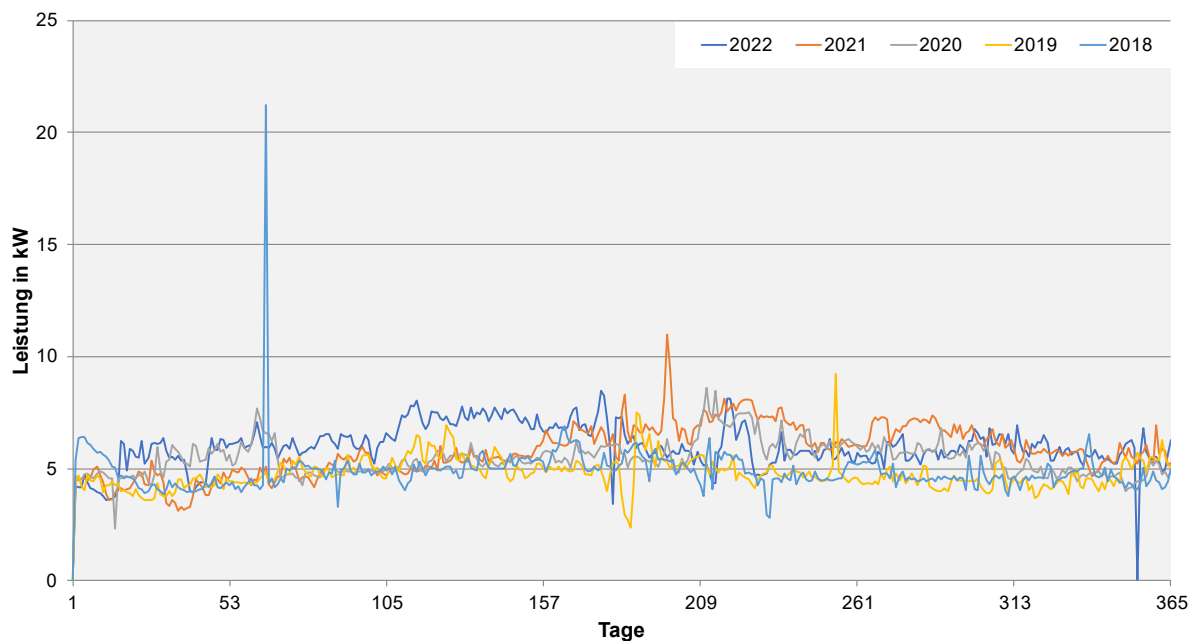


Abbildung 15: Durchschnittlicher täglicher Leistungsbedarf auf Basis der Daten aus dem Prozessleitsystem

Bei der Gegenüberstellung der Werte aus dem Betriebsleitsystem zeigen sich Unterschiede zu den Werten aus den Stromabrechnungen. Aus diesem Grund wurden Messungen vor Ort durchgeführt, um die Stromverbrauchswerte zu plausibilisieren. In Abbildung 16 werden die gemessenen Leistungen dargestellt. Im Messzeitraum wurden von der Kläranlage 15,5 kWh Strom verbraucht. Davon wurden rund 5,5 kWh durch die PV-Anlage gedeckt. Dies stimmt mit dem Zähler des Netzbetreibers mit einem Netzbezug von 10 kWh im Betrachtungszeitraum überein.

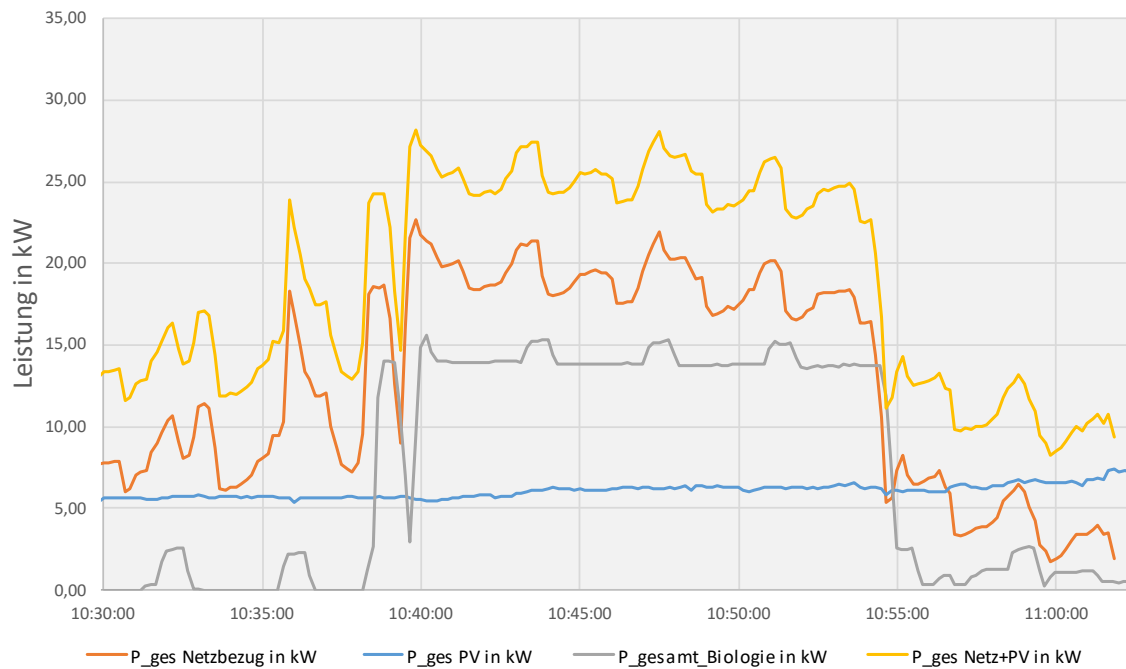


Abbildung 16: Darstellung der gemessenen Leistungen

Gleichzeitig zeigt sich, dass die Werte im Betriebssystem zum Teil nicht korrekt dargestellt werden. Für die weitere Einordnung gegenüber anderen Kläranlagen werden daher die Verbrauchswerte aus den Stromrechnungen verwendet.

Der Energiecheck liefert eine erste Einschätzung der Kläranlage Heiligenstadt hinsichtlich des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung. Anhand einer ersten Positionsbestimmung kann die Kläranlage mit Anlagen ähnlicher Reinigungsart und Ausbaugröße verglichen werden. Idealerweise wird der Energiecheck separat für mehrere Jahre erstellt und auch in Zukunft weiter fortgeführt. Aus den Diagrammen des Energiechecks sollen augenscheinliche Defizite herausgestellt werden. Daraus lassen sich Potenziale für eine detaillierte energetische Bewertung in Form der Energieanalyse ableiten. Für die Bewertung der Energieeffizienz werden im Energiecheck spezifische Energieverbrauchswerte berechnet. Hierzu wird der Energiebedarf in Relation zur mittleren Einwohnerbelastung (bezogen auf CSB) gesetzt.

Die Einwohnerbelastung stieg in den Jahren 2018 bis 2021 von rund 2.300  $EW_{CSB}$  im Jahr 2018 und 2.800  $EW_{CSB}$  im Jahr 2019 auf rund 3.200  $EW_{CSB}$  im Jahr 2020. Nach einem geringfügigen Belastungsrückgang im Jahr 2021 auf rund 2.900  $EW_{CSB}$  stieg der Wert erneut auf rund 4.000  $EW_{CSB}$  im Jahr 2022. Dass diese Werte deutlich unter der Ausbaugröße von 6.000  $EW$  liegen, deutet darauf hin, dass die Kläranlage bei mittlerer Belastung nicht vollständig ausgelastet ist.

In Abbildung 17 wird veranschaulicht, wie sich der spezifische Stromverbrauch der Kläranlage, jeweils bezogen auf die Einwohnerbelastung, in den betrachteten Jahren entwickelt hat.

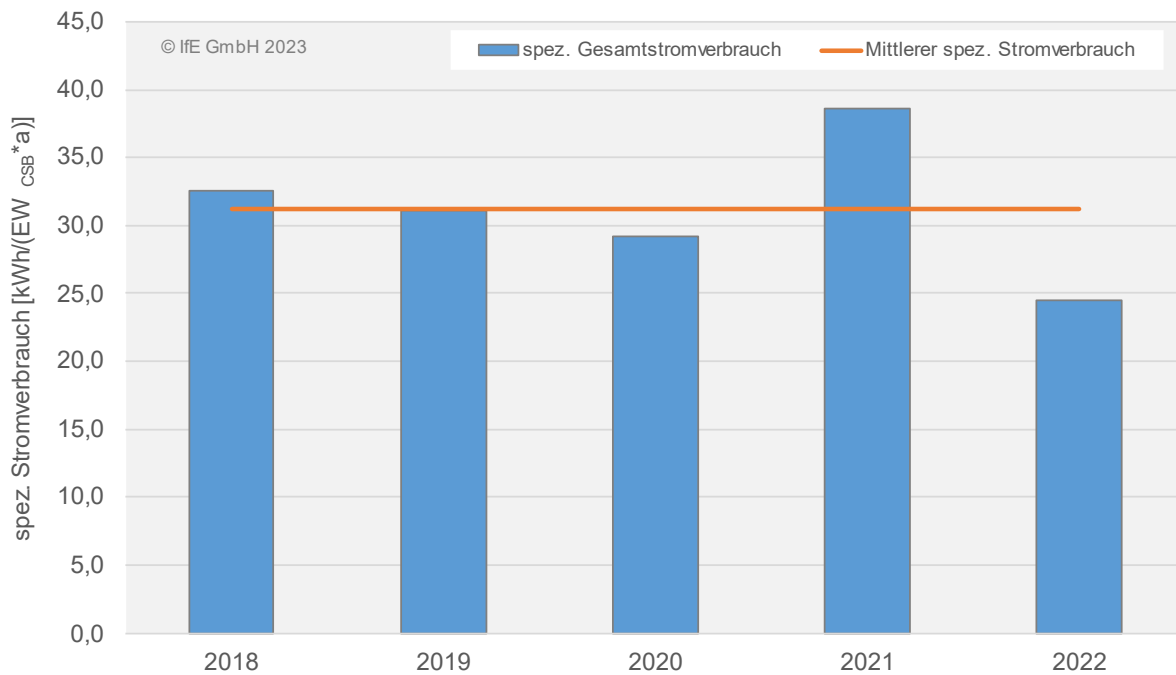


Abbildung 17: Spezifischer Stromverbrauch

Der mittlere spezifische Strombedarf im Zeitraum 2018 bis 2022 beträgt  $31,2 \text{ kWh}/(\text{EW}_{\text{CSB}} \cdot \text{a})$ , was für Kläranlagen dieser Größenklasse einen normalen Wert darstellt. In den Jahren 2018 bis 2020 ist zunächst ein leicht sinkender Wert zu erkennen. Im Jahr 2021 ist ein deutlich überdurchschnittlicher Wert zu sehen, woraufhin im Jahr 2022 unterdurchschnittlich viel Strom pro Einwohnerbelastung verbraucht wurde. Gemessen an anderen Kläranlagen ähnlicher Größe und Reinigungsart zeichnet sich in Abbildung 18 folgendes Bild ab:

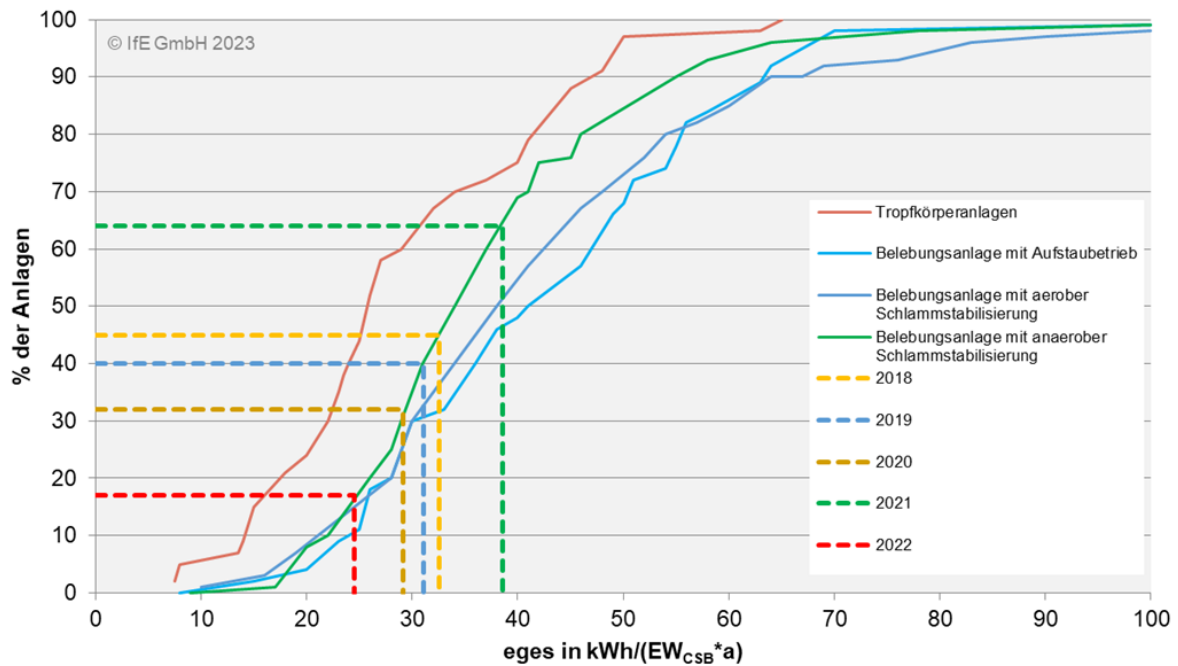


Abbildung 18: Einordnung des spezifischen Strombedarfes nach DWA-A-216

Demnach können etwa 17 bis 65 % der vergleichbaren Kläranlagen, je nach Betrachtungsjahr, einen besseren spezifischen Gesamtstromverbrauch vorweisen als die Kläranlage Heiligenstadt. Die starken Schwankungen ergeben sich zum Teil aus den schwankenden Belastungen. So wurde im Jahr 2021 mehr Strom bei niedrigerer Belastung verbraucht. Vor allem in Jahr 2022 zeigt sich ein, im Vergleich zu anderen Kläranlagen, guter Wert. Es wird empfohlen, den spezifischen Verbrauchswert in den nächsten Jahren weiter zu beobachten.

### **6.1.3 Maßnahmenempfehlung**

Im Energiecheck nach DWA-A-216 wurde die Kläranlage Heiligenstadt energetisch eingeordnet und Potenziale zur Effizienzsteigerung untersucht. Die Daten im Betriebsleitsystem zeigen, dass einige Werte nicht korrekt dargestellt werden. In Bezug auf die energetische Betrachtung ist zu sehen, dass die Kläranlage in den letzten Jahren einen schwankenden Stromverbrauchswert aufweist, der jedoch im Durchschnitt für Kläranlagen gleicher Größenklasse und Reinigungsart normal ist. Hierbei ist eine leicht sinkende Tendenz zu erkennen.

Es wird empfohlen, die Darstellung der Stromverbrauchswerte im Prozessleitsystem zu überprüfen und zu korrigieren. Darüber hinaus sollten ggf. weitere Werte z.B. für die PV-Eigenstromnutzung, PV-Einspeisung, Gesamtstromverbrauch der Kläranlage, etc. übersichtlich dargestellt werden. In Bezug auf die energetische Einordnung sollte in den kommenden Jahren weiterhin der spezifische Verbrauchswert im Rahmen eines Energiechecks beobachtet und kontrolliert werden. Falls sich dieser Wert (im Gegensatz zur Tendenz in den letzten Jahren) verschlechtert, sollten weitere Betrachtungen, wie z.B. eine Energieanalyse nach DWA-A-216, angestellt werden.

## 6.2 Aufbau eines Wärmeverbundes im Schulbereich

Ein weiteres Schwerpunktprojekt des Energienutzungsplanes für den Markt Heiligenstadt i.OFr. war die Untersuchung des Aufbaus eines Wärmenetzes im Bereich der Grundschule unter Berücksichtigung aller ökologischen und auch ökonomischen Aspekte. Hauptbeweggründe der Kommune sind eine ökologische Versorgung der geplanten Neubauten Kinderkrippe und Kinderhort, sowie die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gemeindegebiet und die Erfüllung der Ziele der Bundesregierung. Auch der Anschluss des geplanten Neubaugebiets und die Anbindung weiterer kommunalen Liegenschaften in Richtung des Marktkerns waren Teil der Betrachtungen im Detailprojekt.

Für die Neubauten lag zum Bearbeitungszeitpunkt noch kein Bebauungsplan vor. Die Betrachtung wurde mit 28 verteilten Baurechten in dem Gebiet vorgenommen. Die Lage und Größe des Neubaugebiets „Unteres Gewend II“ kann aus Abbildung 19 (rot hinterlegtes Gebiet) entnommen werden.



6.

Abbildung 19: Fläche des Neubaugebiets „Unteres Gewend II“ [Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – [www.geodaten.bayern.de](http://www.geodaten.bayern.de); Eigene Bearbeitung]

Zum Projektbearbeitungszeitpunkt liefen die Planungen für den Neubau eines Kinderhortes und einer Kinderkrippe. Diese sollen in unmittelbarer Nähe zur Grundschule gebaut werden. (siehe rot markiertes Gebiet in Abbildung 20)



Abbildung 20: Gebiet für die geplanten Neubauten Kinderkrippe und Kinderhort [Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – [www.geodaten.bayern.de](http://www.geodaten.bayern.de); Eigene Bearbeitung]

### 6.2.1 Rechtliche Vorgaben für Neubauten und Wärmenetze

Über das GEG wurden die Vorgaben für Wärmeerzeugungsanlagen hinsichtlich des zu nutzenden Anteils an erneuerbaren Energien verschärft: mindestens 65 % der Wärme für die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser für Neubauten in Neubaugebieten muss mit Inkrafttreten des Gesetzes aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, für Bestandsbauten und Neubauten in Baulücken gilt diese Vorgabe erst mit Abschluss der kommunalen Wärmeplanung, spätestens ab Ende Juli 2028. Der Nachweis über die Einhaltung der rechtlichen Vorgaben ist entweder rechnerisch über das Berechnungsverfahren nach DIN V18599: 2018-09 zu erbringen oder über den Einbau von vorgeschlagenen Wärmeerzeugerkombinationen erfüllbar. Zusätzlich sind Anforderungen an die verschiedenen Heizungsanlagen in Bezug auf den Brennstoffeinsatz bei Biomasseheizungen sowie zum Gebäudestandard bei Nutzung direktelektrischer Wärmeerzeuger gestellt. An die Nutzung von elektrisch betriebenen Wärmepumpen oder den Anschluss an ein Wärmenetz werden keine rechtlichen Vorgaben an den Gebäudeeigentümer gestellt. Die Vorgaben des GEG werden mit Anschluss an ein Wärmenetz automatisch eingehalten und die zugehörigen Pflichten an den Wärmenetzbetreiber übertragen. Diese Anforderungen sind größtenteils im WPG zu finden.

Laut WPG ist in bestehenden Wärmenetzen ab 2030 ein Wärmeanteil von 30 % über erneuerbare Energien oder Abwärme bereitzustellen, 2040 steigt dieser Wert auf 80 % an. Bei Bau von neuen Wärmenetzen ist mit Betriebsbeginn 65 % der Wärmemenge über erneuerbare Energien oder Abwärme sicherzustellen, wobei in großen Netzen mit einer Länge von mehr als 50 km der Wärmeanteil aus Biomasse auf 25 % limitiert ist. Ab 2045 ist von allen Wärmenetzen ein EE- bzw. Abwärme-Anteil von

100 % einzuhalten, wobei bei Wärmenetzen mit einer Trassenlänge von mehr als 50 km der Biomasseanteil auf 15 % beschränkt ist.

Im Hinblick auf die Vielzahl an neuen bzw. teilweise verschärften rechtlichen Anforderungen birgt die dezentrale Wärmeversorgung sowohl technische als auch finanzielle Herausforderungen für die Gebäudeeigentümer. Daher ist der Anschluss an ein bestehendes oder neues Wärmenetz hinsichtlich der Gesetzeskonformität als am praktikabelsten zu sehen.

### **6.2.2 Ausgangszustand**

Derzeit werden die Grundschule und der Kindergarten mittels eines Erdgas-Brennwertkessels mit einer thermischen Leistung von 212 kW<sub>th</sub> aus dem Jahr 1998 mit Wärme versorgt. Da hier jedoch die rechnerische Nutzungszeit bereits überschritten ist, werden alternative Systeme überdacht. Wegen des Neubaus der Kinderkrippe und des Kinderhorts liegt es nahe, eine zentrale Versorgung der Liegenschaften über einen Wärmeverbund anzustreben. Im weiteren Zuge gaben die Oertelscheune und das Oertelhaus, welche ebenfalls durch einen Erdgas-Brennwertkessel aus dem Jahr 2010 versorgt werden, sowie das Neubaugebiet „Unteres Gewend II“ Anlass zu einer erweiterten Betrachtung der Nahwärmeverbundlösung. Die kommunalen Liegenschaften Rathaus, Bürgerbüro und altes Rathaus, welche sich unmittelbar östlich der Oertelscheune befinden, sind bereits an ein Wärmenetz angeschlossen und werden über einen Hackschnitzelkessel versorgt. Der Glasfaserausbau entlang der Straße Hinterer Steinig kann als Synergieeffekt genutzt werden und mit einer Verlegung der Wärmenetzleitung verbunden werden. Aus diesen aufgezeigten Faktoren ergab sich das in Abbildung 21 dargestellte Betrachtungsgebiet für einen Wärmeverbund.



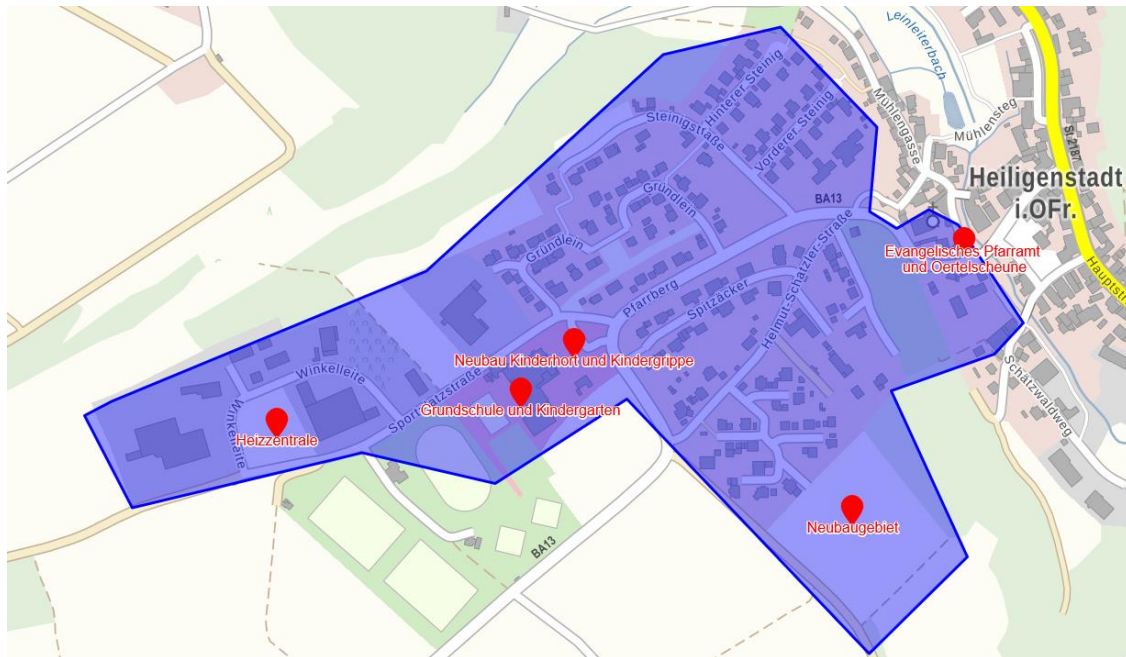


Abbildung 21: Betrachtungsgebiet für das Wärmenetz [Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – [www.geodaten.bayern.de](http://www.geodaten.bayern.de); Eigene Bearbeitung]

In der Abbildung ist ebenfalls das vorhergesehene Gebiet für die Heizzentrale markiert. Das Grundstück liegt westlich von der Firma INKA System GmbH und ist in Besitz des Marktes.

### 6.2.3 Aufbau eines Wärmeverbundes

Beim Aufbau der Wärmeverbundlösung erfolgte die Erstellung der Trassenverlaufvarianten nach den folgenden Berücksichtigungen:

- Vorliegen einer hohen Wärmebelegungsichte und dadurch Einsparung hoher Netzverluste
- Anbindung der kommunalen Liegenschaften
- Anbindung der Neubauten

Die im ENP ermittelten Wärmebedarfsdaten bildeten die Grundlage für die technische Dimensionierung der Wärmetrassen. Die Dimensionierung geschah anhand der für jeden Straßenzug bzw. Teilabschnitt notwendigen thermischen Leistung inkl. Wärmeverluste sowie den aus den Faktoren Temperatur und Durchflussmenge hervorgehenden, notwendigen Leitungsdurchmessern bei Nennleistung. Die benötigte Wärmeleistung wird näherungsweise für jede Liegenschaft anhand einer mittleren Volllaststundenanzahl pro Jahr berechnet. Diese mittlere Volllaststundenanzahl beträgt für sämtliche Gebäude 1.600 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Für die Dimensionierung wurde zusätzlich ein Gleichzeitigkeitsfaktor in Abhängigkeit der Abnehmeranzahl für das betrachtete Gebiet berücksichtigt. Dies

ersetzt keine detaillierte Heizlastberechnung nach DIN 12831, welche im Zuge einer Umsetzung der Maßnahme eine Rechtsverbindlichkeit schafft.

Die auftretenden Wärmeverluste im Netz werden unter der Annahme eines mehrfach gedämmten Leitungsaufbaus berechnet. Ebenso ausschlaggebende Faktoren zur Bestimmung der Netzverluste sind die für den ganzjährigen Betrieb des Wärmenetzes vorzusehenden Vor- und Rücklauftemperaturen. Aufgrund der Altersstruktur der Gebäude im Betrachtungsgebiet muss gebäudeintern mindestens mit einem Temperaturniveau des Heizsystems von 75 °C für den Vor- und 55 °C für den Rücklauf gerechnet werden (Ausnahme: Niedertemperaturheizsysteme wie z. B. Fußbodenheizung; Temperaturanpassung erfolgt in der Hausübergabestation der angeschlossenen Gebäude).

Dieses Temperaturniveau und darüber hinaus mindestens 65 °C für die hygienische Warmwasserbereitung führen dazu, dass im Wärmeverbund mit einer maximalen Vorlauftemperatur von bis zu 80 °C kalkuliert wird. Für den Rücklauf werden bei einer angestrebten Spreizung von mindestens 20 K ca. 60 °C festgelegt.

Die benötigte Wärme für die beiden neuen kommunalen Liegenschaften Kinderhort und Kinderkrippe wurde anhand der Heizlastangaben berechnet. Der Wärmebedarf im Neubaugebiet wurde anhand spezifischer Kennwerte für den aktuell einzuhaltenden Gebäudedämmstandard für 28 Parzellen bestimmt.

### **6.2.3.1 Trassenverlaufsvariante 1**

Diese Variante ist die kleinste betrachtete Lösung und umfasst lediglich den Anschluss des Kindergartens, Kinderhorts und der Kinderkrippe und Grundschule. Der Trassenverlauf ist in Abbildung 22 dargestellt.



Abbildung 22: Trassenverlaufsvariante 1

In Tabelle 3 sind die Kenndaten für die erste Trassenverlaufsvariante aufgelistet. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund 220 kW<sub>th</sub>. Das Netz hat eine Länge von etwa 325 Meter, die spezifische Wärmebelegungsdichte beläuft sich auf ca. 1.000 kWh<sub>th</sub> pro Meter und Jahr.

Tabelle 3: Rahmendaten Trassenverlaufsvariante 1

	Variante 1
Anzahl Abnehmer	4 Stück
Trassenlänge inkl. Hausanschlüsse	325 m
Wärmebedarf Abnehmer	325.000 kWh/a
Spitzenleistungsbedarf	220 kW
Wärmebelegungsdichte	1.000 kWh <sub>th</sub> /(m*a)
Wärmeverluste	28.000 kWh <sub>th</sub> /a (≅ 8,7 %)

Aus den jährlichen Wärmeverbräuchen wurden mithilfe der Gradtagszahlen für den Markt Heiligenstadt i.OFr. die geordnete thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs erzeugt. Diese beschreibt die Leistungsbedarfe für alle 8.760 Stunden eines Jahres, geordnet vom höchsten bis zum geringsten Leistungsbedarf. Dabei wurden 1.600 Vollbenutzungsstunden angenommen, d.h. rein rechnerisch gesehen wird zu so vielen Stunden die volle Leistung der Wärmeerzeuger benötigt.

In Abbildung 23 ist diese Jahresdauerlinie grafisch abgebildet. Zur Deckung der Spitzenlast ergeben sich etwa 220 kW<sub>th</sub>. Im Winter ist eine Leistung von circa 65 kW<sub>th</sub>, im Sommer eine Leistung von annähernd 15 kW<sub>th</sub>, zur Grundlastdeckung notwendig. Zur Wärmeerzeugung wird in diesem Szenario ein Hackschnitzelkessel mit einer thermischen Leistung von 250 kW<sub>th</sub> verwendet, wodurch diese Variante zu 100 % auf erneuerbaren Energien beruht. Dieser erzeugt die gesamte benötigte Wärme über etwa 1.400 Vollbenutzungsstunden und benötigt dafür rund 116 Tonnen Hackschnitzel im Jahr.

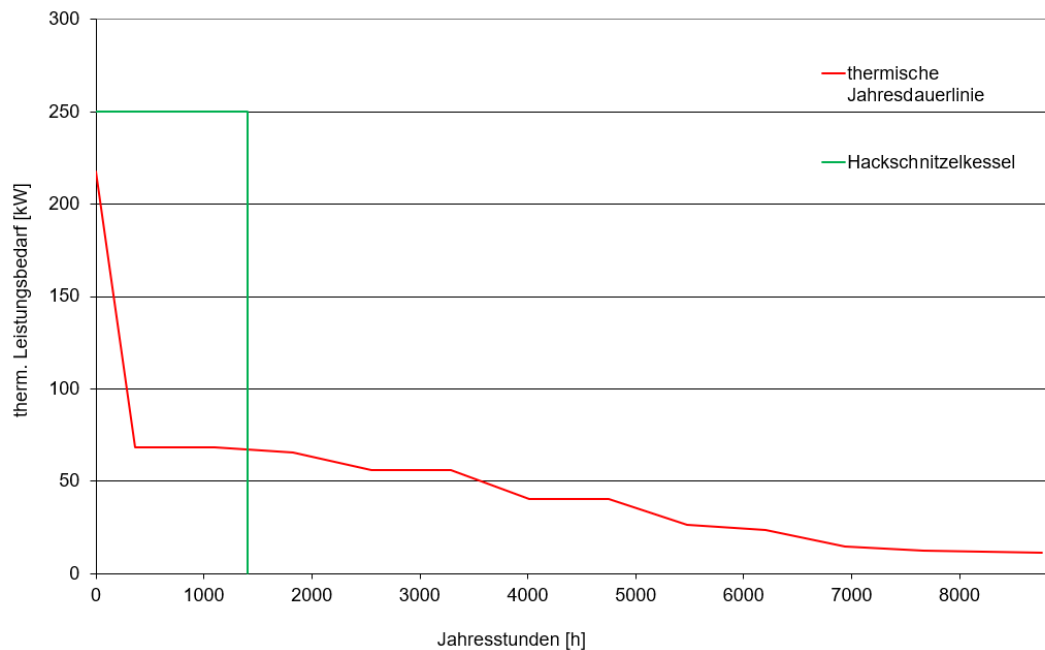


Abbildung 23: thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs Trassenverlaufsvariante 1

### 6.2.3.2 Trassenverlaufsvariante 2

Dieser Trassenverlauf ist bis zum Neubaugebiet erweitert. Entlang der Trasse wurde davon ausgegangen, dass bei jedem dritten Privathaushalt ebenfalls Interesse an einem Anschluss besteht. Im Neubaugebiet wurde jedes Gebäude in den Berechnungen berücksichtigt. Der Trassenverlauf ist der Abbildung 24 zu entnehmen.



Abbildung 24: Trassenverlaufsvariante 2

Die Rahmendaten der zweiten Trassenverlaufsvariante sind in Tabelle 4 aufgezählt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund  $425 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Das Netz hat eine Länge von etwa 1.290 Meter, die spezifische Wärmebelegungsdichte beläuft sich auf ca.  $550 \text{ kWh}_{\text{th}}$  pro Meter und Jahr.

Tabelle 4: Rahmendaten Trassenverlaufsvariante 2

	Variante 2
Anzahl Abnehmer	33 Stück
Trassenlänge inkl. Hausanschlüsse	1.290 m
Wärmebedarf Abnehmer	710.000 kWh/a
Spitzenleistungsbedarf	425 kW
Wärmebelegungsdichte	$550 \text{ kWh}_{\text{th}} / (\text{m} \cdot \text{a})$
Wärmeverluste	$113.000 \text{ kWh}_{\text{th}} / \text{a}$ ( $\cong 16 \%$ )

Abbildung 25 zeigt die thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs der zweiten Trassenverlaufsvariante. Die Spitzenlast beträgt hier etwa  $220 \text{ kW}_{\text{th}}$ , die Mittellast  $150 \text{ kW}_{\text{th}}$  und die Grundlast ca.  $40 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Der Wärmeerzeugerpark besteht in dieser Variante aus einem Hackschnitzelkessel mit einer Leistung von  $250 \text{ kW}_{\text{th}}$  zur Deckung der Grund- und Mittellast und einem Spitzenlastkessel mit einer Leistung von mindestens  $340 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Letzterer stellt zusätzlich Wärme bereit, falls der Hackschnitzelkessel die benötigte Leistung nicht zur Verfügung stellen kann. Um die benötigte Wärme zu erzeugen,

läuft der Hackschnitzelkessel jährlich mit einer Volllaststundenzahl von etwa 3.800, bei einem Verbrauch von ca. 315 Tonnen Hackschnitzel und deckt somit einen Anteil von 92 % der benötigten Wärme. Der Spitzenlastkessel deckt den restlichen Anteil der Wärme, läuft dafür rund 270 Vollbenutzungsstunden und verbraucht dabei als Erdgaskessel 72.000 kWh<sub>H<sub>5</sub></sub> Erdgas und als Heizölkessel ca. 7.000 Liter Heizöl.

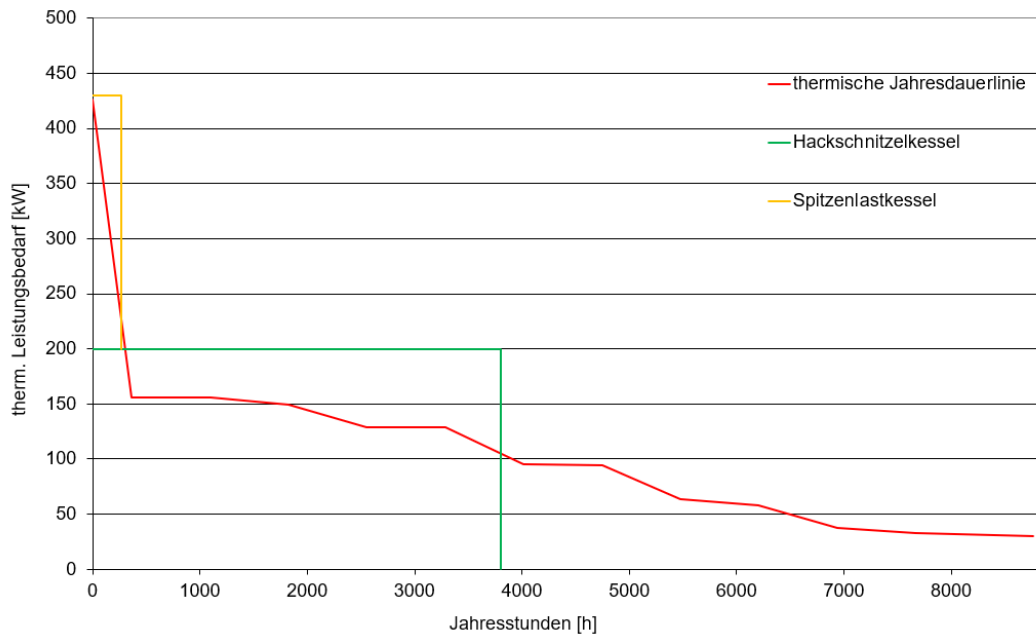


Abbildung 25: thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs Trassenverlaufvariante 2

### 6.2.3.3 Trassenverlaufvariante 3

Aufbauend auf der zweiten Variante wurde die dritte Variante noch bis zum evangelischen Pfarrhaus erweitert. Entlang des weiteren Trassenverlaufs wurden neben Pfarramt, Oertelscheune und Oertelhaus analog jede dritte Liegenschaft als interessiert an einem Anschluss hinterlegt. In Abbildung 26 ist der zugehörige Trassenverlauf abgebildet.



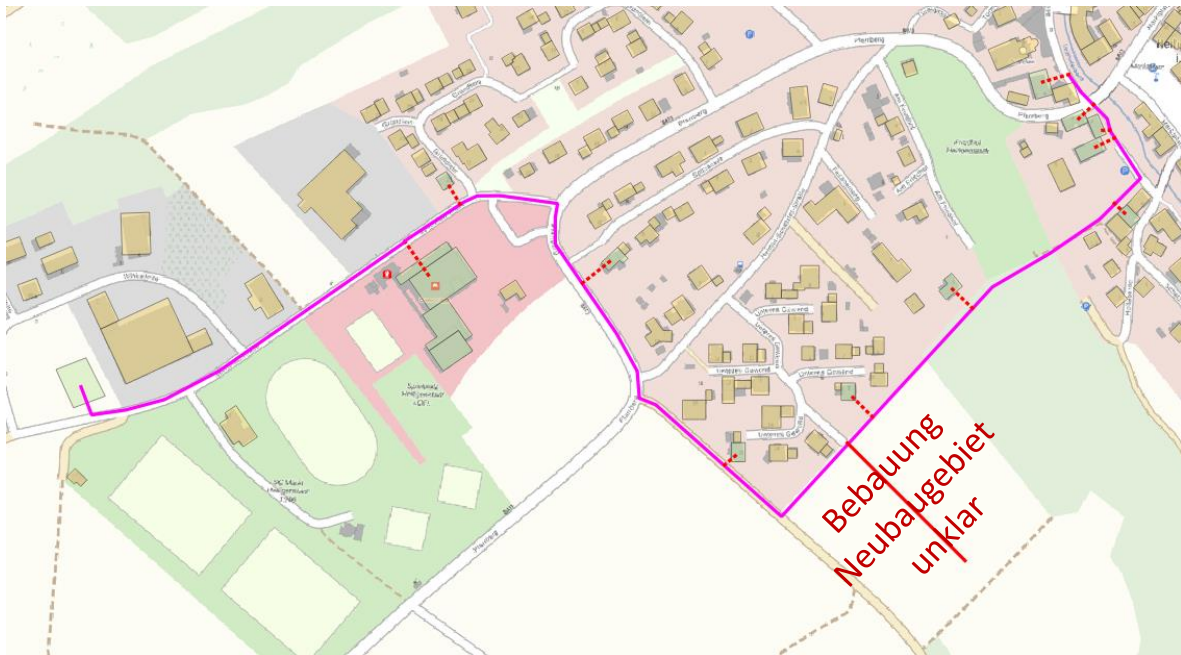


Abbildung 26: Trassenverlaufsvariante 3

In Tabelle 5 sind die Eckdaten dieser Variante aufgeführt. Die zu installierende Spitzenleistung beträgt rund  $580 \text{ kW}_{\text{th}}$ . Das Netz hat eine Länge von etwa 1.800 Meter, die spezifische Wärmebelegungsichte beläuft sich auf ca.  $570 \text{ kWh}_{\text{th}}$  pro Meter und Jahr.

Tabelle 5: Rahmendaten Trassenverlaufvariante 3

	Variante 3
Anzahl Abnehmer	40 Stück
Trassenlänge inkl. Hausanschlüsse	1.800 m
Wärmebedarf Abnehmer	1.020.000 $\text{kWh}/\text{a}$
Spitzenleistungsbedarf	580 kW
Wärmebelegungsichte	$570 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m} \cdot \text{a})$
Wärmeverluste	$160.000 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{a}$ ( $\cong 15,8 \%$ )

In Abbildung 27 ist die thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs der dritten Trassenverlaufvariante dargestellt. Zur Deckung der Spitzenlast werden knapp  $600 \text{ kW}_{\text{th}}$  benötigt. Die Mittellast beträgt etwa  $200 \text{ kW}_{\text{th}}$ , zur Bereitstellung der Grundlastleistung im Sommer werden rund  $50 \text{ kW}_{\text{th}}$  abgerufen. Analog zur zweiten Trassenverlaufvariante wird die Wärmeerzeugung durch einen Hackschnitzelkessel für die Grund- und Mittellast und einen Spitzenlastkessel übernommen. Der Hackgutkessel

wurde mit einer Leistung von 250 kW<sub>th</sub> ausgelegt und übernimmt den Großteil der jährlichen Wärmeerzeugung mit einem Anteil von 91 %. Dafür läuft der Kessel mit 4.300 Volllaststunden und verbraucht dabei rund 355 Tonnen Hackgut. Der Spitzenlastkessel deckt den restlichen Anteil der Wärme, läuft dafür rund 320 Vollbenutzungsstunden und verbraucht dabei als Erdgaskessel 125.000 kWh<sub>H<sub>s</sub></sub> Erdgas und als Heizölkessel ca. 12.000 Liter Heizöl.

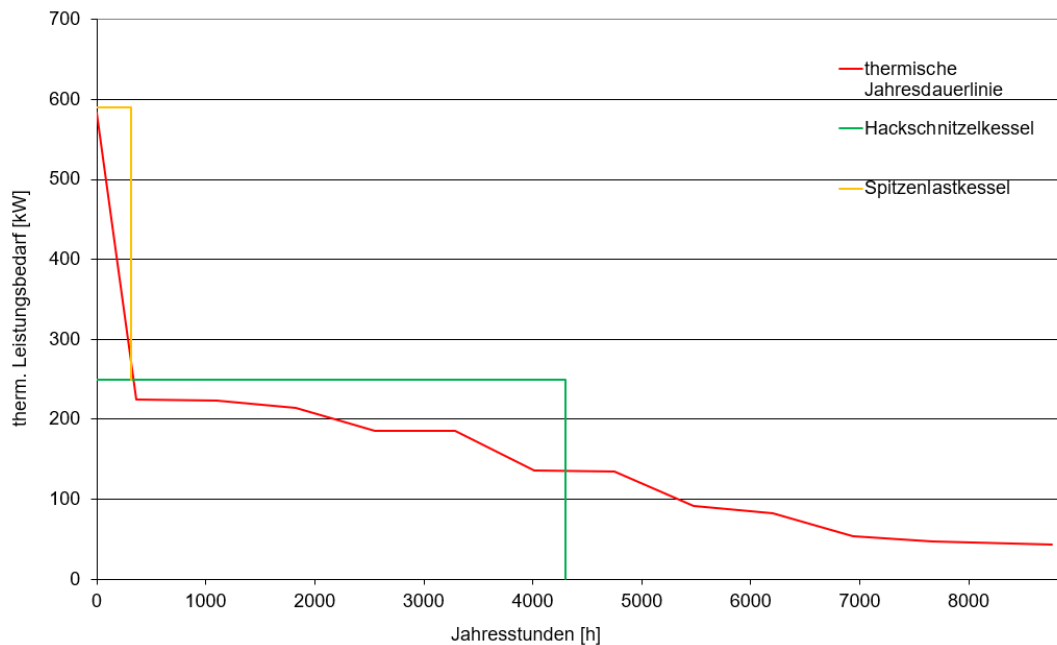


Abbildung 27: thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs Trassenverlaufsvariante 3

### 6.2.3.4 Weitere Betrachtungen

#### Erschließung weiterer Baugebiete

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Varianten wurden die Baugebiete entlang der Straßen Gründlein und Hinterer Steinig auf ihr Anschlusspotential untersucht. Dabei wurde ebenfalls davon ausgegangen, dass sich jeder dritte Haushalt, der an der Trasse liegt, anschließt. Der Straßenzug Gründlein weist eine moderne Gebäudestruktur auf, wodurch ein niedriger Wärmebedarf vorliegt. Durch die relativ neue Bebauung in diesem Gebiet ist von dezentralen Heizsystemen auszugehen, die dem Stand der Technik entsprechen und nicht in absehbarer Zeit ausgetauscht werden müssen. Dadurch ist das Anschlussinteresse an ein Wärmenetz ggf. nicht so stark ausgeprägt. Für den Abschnitt Gründlein ist eine Wärmebelegungsichte von maximal 230 kWh<sub>th</sub>/(m\*a) anzunehmen, wodurch die Wärmebelegung von dem gesamten, in Abbildung 28 blau hinterlegten, Trassenabschnitt unter 400 kWh<sub>th</sub>/(m\*a) liegt. Die Trassen von konventionellen Wärmenetzen ohne besondere Standortvorteile sollten einen Mindestwärmeabsatz von 500 kWh<sub>th</sub>/(m\*a) aufweisen, um ökonomisch wettbewerbsfähig zu sein.



Eine Erweiterung des Netzes über diesen Trassenabschnitt ist nicht empfehlenswert und wird innerhalb des Detailprojekts nicht näher betrachtet.

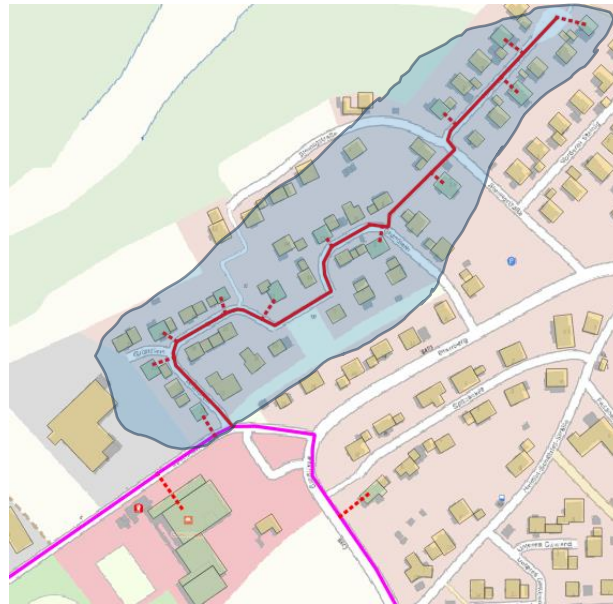


Abbildung 28: Erweiterte Betrachtung - Baugebiete Gründlein und Hinterer Steinig

#### Variante mit 100-prozentiger Anschlussquote

Um Aufschluss über das maximale Potenzial der Trassenverlaufsvariante 3 zu geben, wurde zusätzlich ein Szenario überprüft, bei der sich jede Liegenschaft entlang der Wärmenetzleitung für einen Anschluss entscheidet. Dabei wurden ebenfalls gewerbliche Liegenschaften berücksichtigt, welche durchschnittlich einen erhöhten Wärmebedarf aufweisen. Das intern benötigte Temperaturniveau und der Wärmelastgang dieser Liegenschaften sind unbekannt, weshalb ein Anschluss individuell geprüft werden muss. Die Ausgangssituation für das Szenario mit 100-prozentiger Anschlussquote und Integration gewerblicher Liegenschaften ist in Abbildung 29 gezeigt.

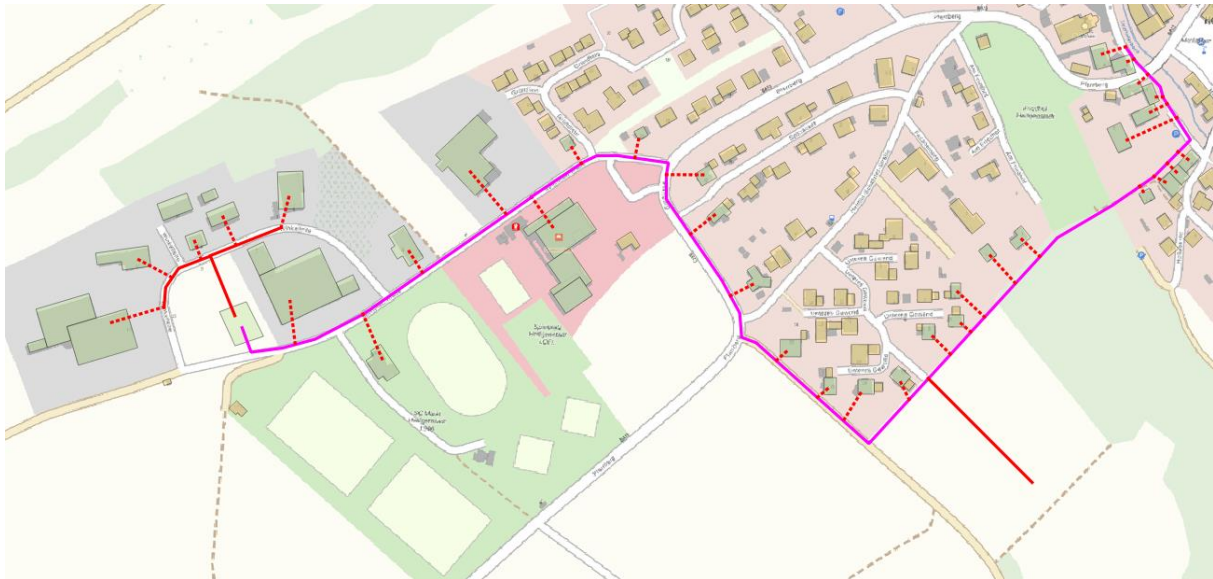


Abbildung 29: Trassenverlaufsvariante 3 mit 100-prozentiger Anschlussquote

Durch die 20 zusätzlich angebenen Liegenschaften werden etwa 500 Meter Leitung mehr benötigt, wodurch die Netzverluste um ungefähr 40.000 kWh/a steigen. Der Wärmebedarf erhöht sich um ca. 925.000 kWh/a, wodurch sich eine verbesserte Wärmebelegungsichte von ungefähr  $850 \text{ kWh}_{\text{th}}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  ableiten lässt. Die benötigte Spitzenleistung steigt durch den erhöhten Wärmebedarf auf rund  $870 \text{ kW}_{\text{th}}$ .

#### 6.2.4 Ökonomische und ökologische Betrachtung

Für Trassenverlaufsvariante 1 und 3 wurden detailliertere ökologische und ökonomische Betrachtungen vorgenommen, welche zum einen das wirtschaftliche Potenzial einer Wärmeverbundlösung, zum anderen die Verringerung der umweltschädlichen Emissionen und der eingesetzten Primärenergie aufzeigen sollen. Auf die Trassenverlaufsvariante 3 und die Betrachtungen aus Kapitel 6.2.3.4 wird nicht näher eingegangen, da sie eine schlechtere Wärmebelegungsichte aufweisen und schlechtere Ergebnisse als die zwei betrachteten Szenarien hervorbringen würden.

##### Ökonomische Betrachtung

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wurde eine Vollkostenrechnung mit Prognose für die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten in Anlehnung an die VDI 2067 aufgestellt. Alle Preise sind dabei als **Nettopreise** zu verstehen. (exkl. MwSt.) Die VDI-Richtlinie unterscheidet dabei in Kapitalkosten, welche als einmalige Investitionskosten zu verstehen sind, Verbrauchskosten, welche für die Beschaffung des Brennstoffs und für den Bezug von Hilfsenergie anfallen, Betriebskosten, welche Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen umgreifen und sonstige Kosten. Diese Kostenblöcke wurden detailliert berechnet und sind in den folgenden Tabellen gekürzt zusammengefasst (Tabelle 6 bis Tabelle 8).

Die jährlichen Kapitalkosten wurden mit einem konstanten Zinssatz von 3 % und einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren berechnet. Dabei wurden die Kosten für die Hausübergabestationen, der Bau der Heizzentrale und des Wärmenetzes und dessen Verlegung mit einem Abschreibungszeitraum von 40 Jahren und alle anderen Investitionskosten mit 20 Jahren linear abgerechnet. Ein Überblick der Investitionskosten und der daraus resultierenden Kapitalkosten ist der Tabelle 6 zu entnehmen. Dabei wurden die Kapitalkosten ohne Berücksichtigung möglicher Fördermittel und mit Förderungen aufgeführt. Weitere Informationen zu den Fördermöglichkeiten und den veranschlagten Fördersätzen sind dem Kapitel 6.2.5 zu entnehmen. Die gelisteten Kosten sind Einschätzungen, die den aktuellen Markt widerspiegeln und können in konkreten Angeboten für das Projekt abweichen.

Tabelle 6: Investitionskosten und Kapitalkosten der Wärmeverbundlösungen

	Trassenverlaufsvariante 1	Trassenverlaufsvariante 3	
	Hackschnitzelkessel	Hackschnitzelkessel + Gaskessel	Hackschnitzelkessel + Ölkessel
Wärmeerzeuger inkl. Anbindung	105.000 €	161.000 €	166.000 €
Heizhaus mit Kamin und Baustelleneinrichtung	66.000 €	178.000 €	208.000 €
Pufferspeicher + Druckhaltung + Abgasbehandlung	33.000 €	60.000 €	60.000 €
Netz, Netzpumpen und Hausübergabestationen	234.000 €	1.204.000 €	1.204.000 €
Brennstofflogistik + Asche + Lagerung	65.000 €	65.000 €	73.000 €
MSR-Technik	8.000 €	14.000 €	14.000 €
Planung	102.000 €	336.000 €	345.000 €
Sonstige Kosten	31.000 €	101.000 €	104.000 €
mögliche Fördermittel	205.000 €	818.000 €	835.000 €
<b>Investitionssumme</b>	<b>644.000 €</b>	<b>2.119.000 €</b>	<b>2.174.000 €</b>
<b>Investitionssumme abzüglich Fördermittel</b>	<b>439.000 €</b>	<b>1.301.000 €</b>	<b>1.339.000 €</b>
<b>resultierende Kapitalkosten</b>	<b>36.300 €/a</b>	<b>110.000 €/a</b>	<b>113.000 €/a</b>
<b>resultierende Kapitalkosten abzüglich Fördermittel</b>	<b>24.700 €/a</b>	<b>68.000 €/a</b>	<b>70.200 €/a</b>

Für die Trassenverlaufsvariante 1 wurde als Heizzentrale ein Heizcontainer gewählt, der investiv geringer ausfällt als ein Heizhaus, welches bei Trassenverlaufsvariante 3 zum Einsatz kommt.

Folgende Netto-Preise wurden für die Energieträger aus den verbrauchsgebundenen Kosten angesetzt:

- Hackschnitzel: 100 €/t (2,9 ct/kWh)
- Erdgas: 3,5 ct/kWh<sub>HS</sub> (Arbeitspreis exkl. Netzentgelte, Steuern und Abgaben)

- Heizöl: 93 ct/l (exkl. Abgaben)
- CO<sub>2</sub>-Bepreisung: 65 €/t<sub>CO2</sub>
- Allgmeinstrom: 30 ct/kWh

Bei einer zentralen Versorgung und damit einhergehenden größeren Energiebezugsmengen, darf von kostengünstigeren Bezugspreisen v.a. bei langfristigen Liefervereinbarungen ausgegangen werden.

Die prognostizierten Verbrauchskosten für die verschiedenen Wärmeverbundlösungen sind in Tabelle 7 aufgelistet.

Tabelle 7: Verbrauchskosten der Wärmeverbundlösungen

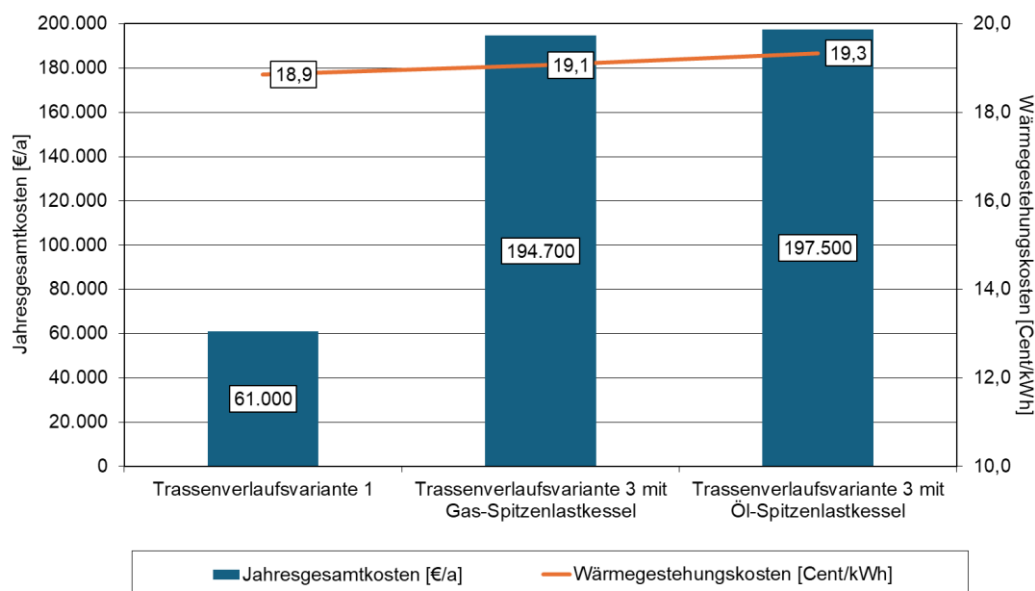
		Trassenverlaufvariante 1	Trassenverlaufvariante 3	
		Hackschnitzelkessel	Hackschnitzelkessel + Gaskessel	Hackschnitzelkessel + Ölkessel
Hackschnitzel	Wärmeerzeugung Hackschnitzel [kWh/a]	351.683	1.075.000	
	Hackschnitzelverbrauch [kWh/a]	399.640	1.221.591	
	Verbrauchskosten Hackschnitzel [€/a]	11.617	35.511	
Erdgas	Wärmeerzeugung Erdgas [kWh <sub>Hi</sub> /a]		107.507	
	Erdgasbedarf [kWh <sub>Hs</sub> /a]		125.599	
	spezifische Netzentgelte [ct/kWh <sub>Hs</sub> ]		6,04	
	Energiesteuer [ct/kWh <sub>Hs</sub> ]		0,55	
	Konzessionsabgabe [ct/kWh <sub>Hs</sub> ]		0,03	
	Gasspeicherumlage [ct/kWh <sub>Hs</sub> ]		0,186	
	Messstellenbetrieb [ct/kWh <sub>Hs</sub> ]		0,86	
	Verbrauchskosten Erdgas [€/a]		14.025	
Heizöl	Wärmeerzeugung Heizöl [kWh/a]			107.507
	Heizölbedarf [kWh/a]			119.452
	Verbrauchskosten Heizöl [€/a]			11.296
Allgemeinstrom	Hilfsstrombedarf [kWh/a]	6.356	20.598	
	Verbrauchskosten Allgmeinstrom [€/a]	1.907	6.179	
CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> -Abgabe [€/a]		1.481	2.523
	Summe Verbrauchskosten [€/a]	13.524	57.197	55.509

Die Betriebskosten wurden mit Hilfe von Richtwerten aus der VDI 2067 als prozentualer Ansatz der Investitionskosten berechnet. Darüber hinaus wurden Lohnkosten für den Betrieb des Wärmenetzes berücksichtigt. (z.B. Entaschung, Abrechnung und Brennstofflogistik) Für die Personalkosten wurden dabei 50 €/h angesetzt.

Tabelle 8: Betriebskosten der Wärmeverbundlösungen

	Trassenverlaufsvariante 1	Trassenverlaufsvariante 3	
	Hackschnitzelkessel	Hackschnitzelkessel + Gaskessel	Hackschnitzelkessel + Ölkessel
Wartung/Instandhaltung	8.830 €/a	22.225 €/a	23.630 €/a
Betrieb der Anlage	1.400 €/a	4.250 €/a	4.350 €/a
Summe	10.230 €/a	26.475 €/a	27.980 €/a

Die Jahresgesamtkosten umfassen die vorher aufgezählten Kostenblöcke. Die spezifischen Wärmege-  
stehungskosten geben einen transparenten Aufschluss über die anfallenden Kosten pro verkaufter Ki-  
lowattstunde Wärme und werden aus den Jahresgesamtkosten und der abgesetzten Wärmemenge  
gebildet. Bei der Bildung der Wärmege-  
stehungskosten werden keine Marge, Rückstellungen oder ähn-  
liches beachtet. Die jeweiligen Jahresgesamtkosten und Wärmege-  
stehungskosten der verschiedenen  
Szenarien sind in Abbildung 30 ohne Berücksichtigung möglicher Fördermittel und in Abbildung 31 mit  
Abzug der Fördermittel dargestellt. Aus den Abbildungen ist ersichtlich, dass Trassenverlaufsvariante  
1 mit 61.000 € die niedrigsten Jahresgesamtkosten und mit 18,9 ct/kWh die geringsten Wärmege-  
stehungskosten aufweist. Trassenverlaufsvariante 3 mit einem Ölkessel zur Spitzenlastabdeckung führt  
mit Jahresgesamtkosten von 197.500 € zu den höchsten Ausgaben und hat mit Wärmege-  
stehungskosten von 19,3 ct/kWh den teuersten Wärmepreis.

Abbildung 30: Jahresgesamt- und Wärmege-  
stehungskosten der Wärmeverbundlösungen ohne Förderung

Mit Berücksichtigung möglicher Fördermittel verringern sich die Kosten, wodurch mit voller Ausschöp-  
fung der Fördermittel die Trassenverlaufsvariante 3 mit Erdgaskessel zur Spitzenlastdeckung zu den  
niedrigsten Wärmege-  
stehungskosten mit 15 ct/kWh führt.

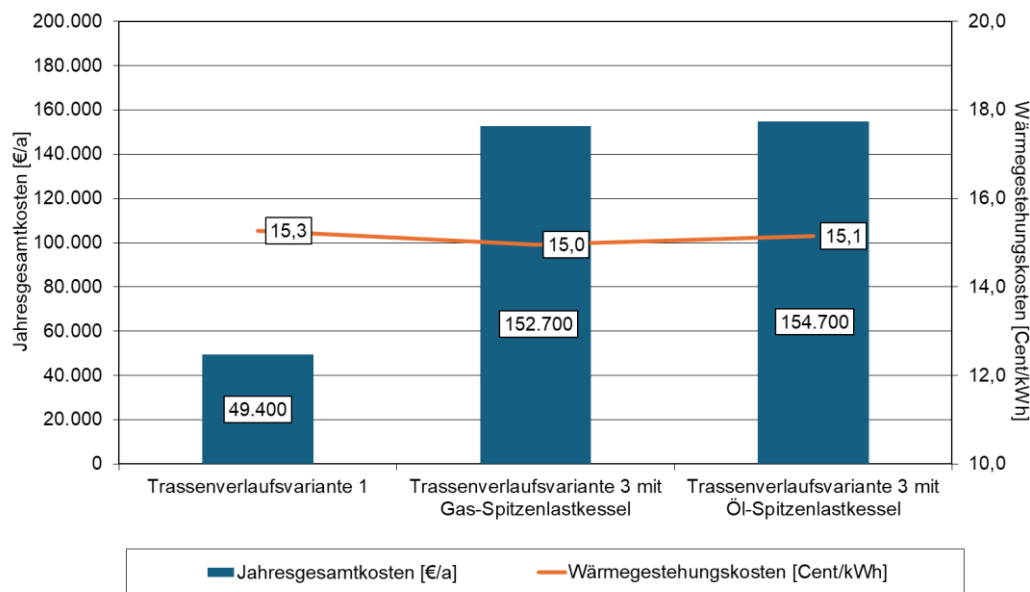


Abbildung 31: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten der Wärmeverbundlösungen mit Förderung

Allgemein sind die Wärmegestehungskosten aller Szenarien ähnlich. Der größte Unterschied der Kosten liegt in den Jahresgesamtkosten, welche bei Trassenverlaufsvariante 1 aufgrund des geringeren Umfangs deutlich geringer ausfällt als bei den Szenarien der Trassenverlaufsvariante 3.

Die Wärmegestehungskosten der zentralen Versorgungsszenarien über Wärmeverbundlösungen müssen sich mit dezentralen Wärmeversorgungsvarianten messen. Diese wurden ebenfalls mit der Methodik in Anlehnung an die VDI 2067 aufgestellt und dienen als Vergleichsbasis. Für die dezentralen Kosten wurden als Rahmenbedingungen analog zum Wärmenetz ein Zinssatz von 3 % und ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren festgelegt. Zur Berechnung der verbrauchsgebundenen Kosten wurden folgende Annahmen für die Energiepreise getroffen:

- Erdgas: 8 ct/kWh<sub>HS</sub> (inkl. Netzentgelte und Abgaben, exkl. CO<sub>2</sub>-Bepreisung)
- Heizöl: 93 ct/l (exkl. Abgaben)
- CO<sub>2</sub>-Bepreisung: 65 €/t<sub>CO2</sub>
- Allgemiestrom: 30 ct/kWh
- Pellets: 300 €/t

Die zum Vergleich aufgestellten Modellgebäude investieren in einen neuen Wärmereizer und sind in Anlehnung an die Gebäudestruktur im Markt Heiligenstadt i.OFr. aufgeteilt in folgende Kategorien:

- Einfamilienhaus (Wärmebedarf 15.000 kWh/a)

- Zweifamilienhaus (Wärmebedarf 30.000 kWh/a)
- größeres Gewerbe (Wärmebedarf 100.000 kWh/a)

Die dezentralen Wärmegestehungskosten der Gebäudekategorien sind unter Einbezug verschiedener Fördersätze Abbildung 32, Abbildung 33 und Abbildung 34 dargestellt. Wärmeerzeuger, die auf fossilen Energiequellen basieren, können nicht gefördert werden.

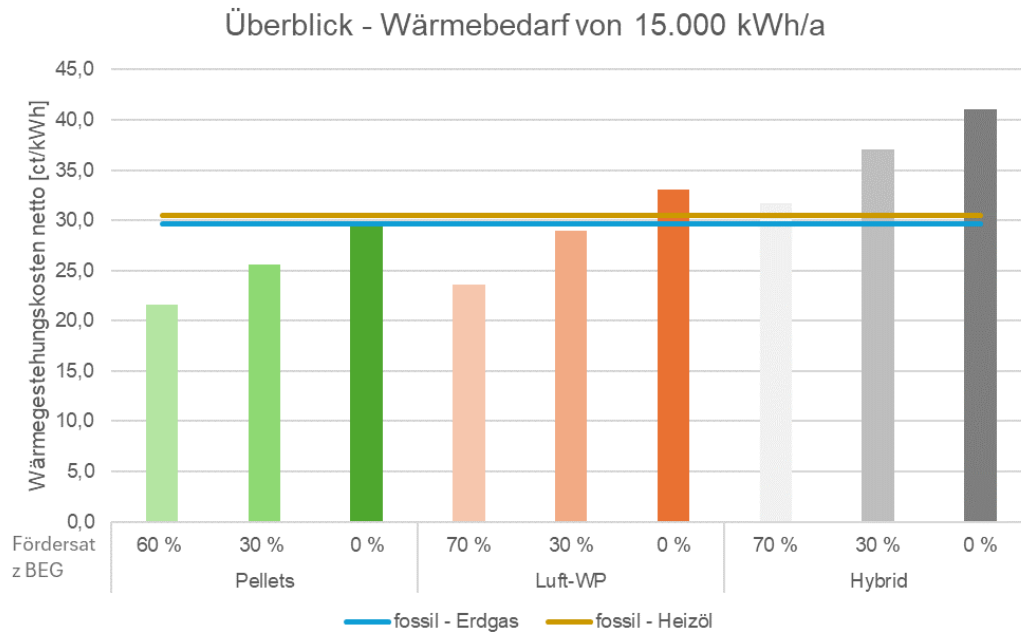


Abbildung 32: Wärmegestehungskosten Referenzgebäude Einfamilienhaus

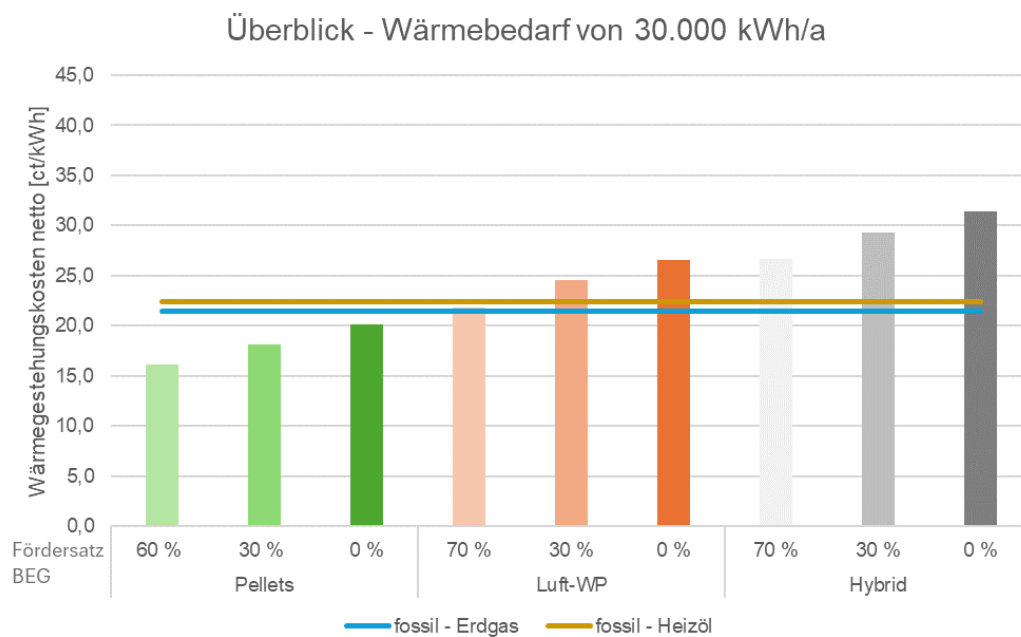


Abbildung 33: Wärmegestehungskosten Referenzgebäude Mehrfamilienhaus



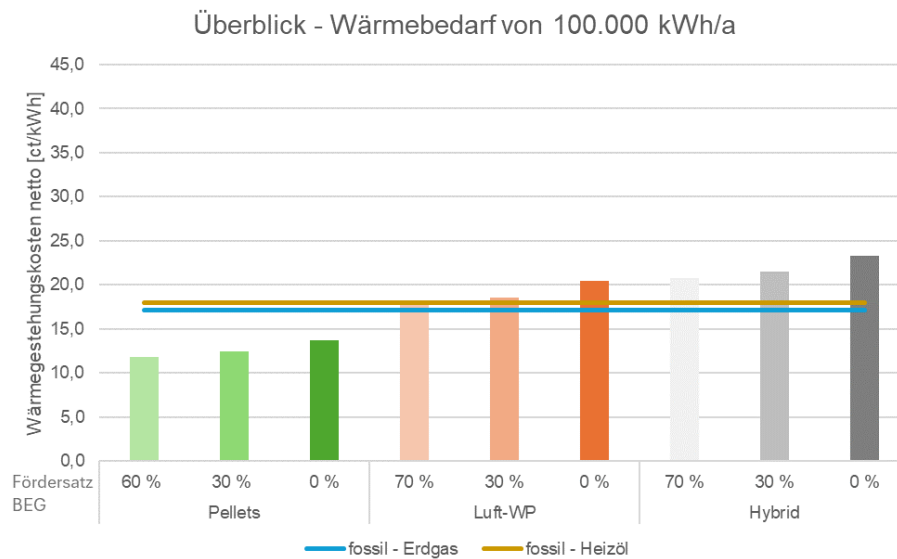


Abbildung 34: Wärmegestehungskosten Referenzgebäude Gewerbe

Beim Vergleich der Wärmegestehungskosten der Wärmeverbundlösungen und der dezentralen Wärmegestehungskosten ist zu beachten, dass die Kosten des Wärmenetzes ohne Marge, Rückstellungen oder ähnliches betrachtet wurden, welche in Abhängigkeit vom Betreibermodell ggf. zusätzlich anfallen würden. Die AVBFernwärmeV regelt die Fernwärmepreisgestaltung und die Versorgungsbedingungen zwischen Fernwärmebetreiber und Fernwärmekunden.

### Ökologische Betrachtung

Zur Beurteilung der ökologischen Verträglichkeit wird für die verschiedenen Energieversorgungsvarianten eine Bilanzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt. Zur Berechnung wurden die Emissionsfaktoren nach GEG verwendet. Neben der Bilanzierung des Brennstoffs wurde zusätzlich der Hilfsstrombedarf berücksichtigt. Als Referenz wurde, aufgrund fehlender Verbraucherdaten, eine CO<sub>2</sub>-Bilanz gebildet. Dabei wurde davon ausgegangen, dass jeder Anschlussnehmer mit einem dezentralen Erdgaskessel Wärme erzeugt. Die CO<sub>2</sub>-Bilanz ist dargestellt mit einem Strombezug aus dem allgemeinen Versorgungsnetz. Das Einbringen von „grünem Strom“ kann mit einem Emissionsfaktor von 0 angerechnet werden. In Abbildung 35 sind die Ergebnisse der CO<sub>2</sub>-Bilanzierung dargestellt.

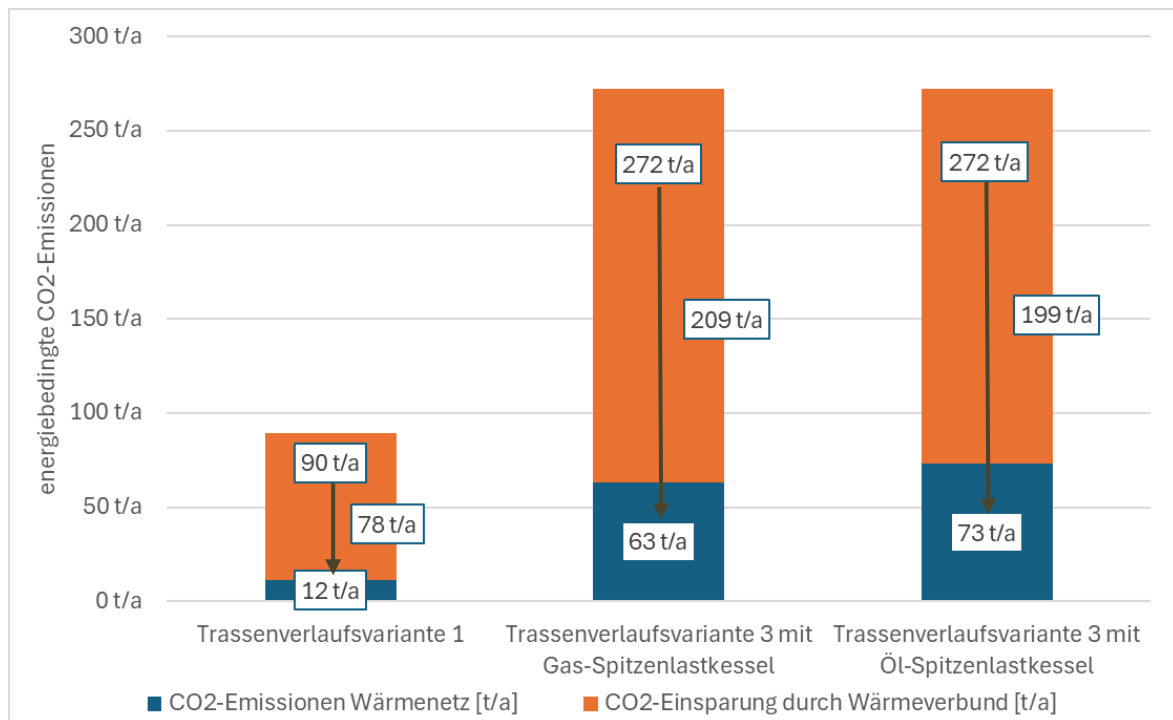
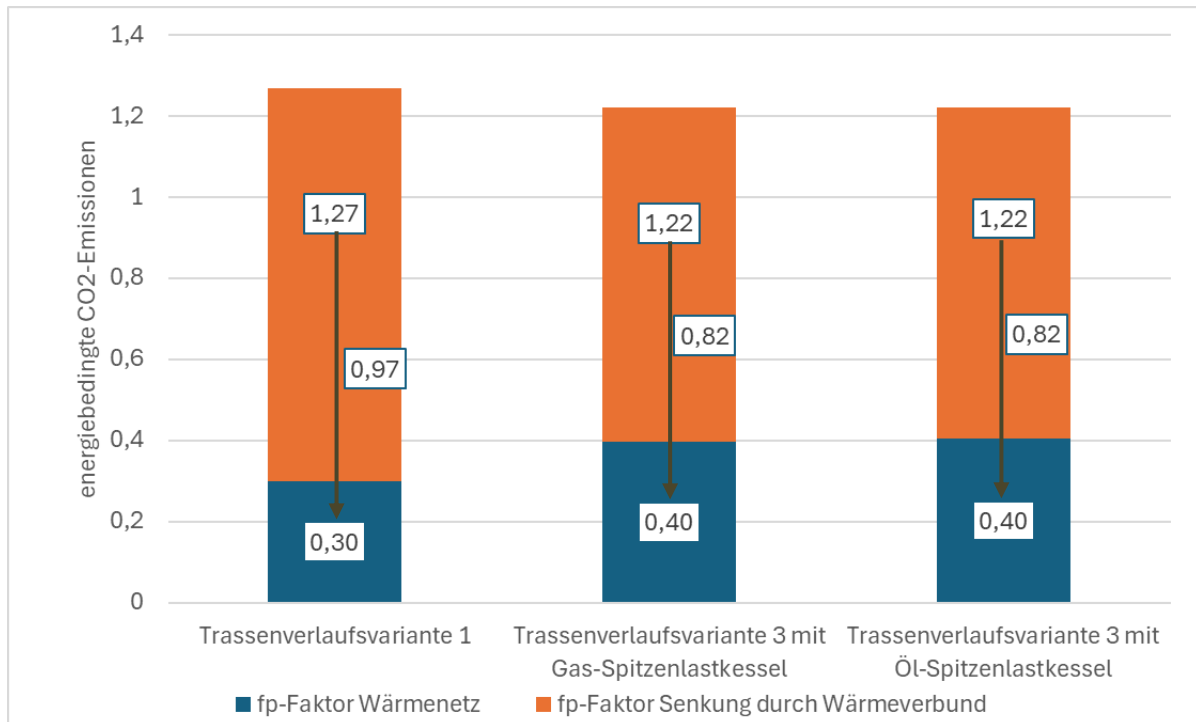


Abbildung 35: CO<sub>2</sub>-Bilanz der Wärmeverbundlösungen

Mit allen Varianten können deutlich Treibhausgasemissionen vermieden werden. Trassenverlaufsvariante 3 führt zu höheren Einsparungen aufgrund des größeren Gebietsumgriffs.

Abgeleitet aus den ermittelten Primärenergiemengen kann der  $f_p$ -Faktor ermittelt werden. Der  $f_p$ -Faktor setzt nach eingangs erwähnten festgelegten GEG-Werten den Einsatz von Primärenergie der benötigten Endenergiemenge ins Verhältnis und ist vor allem für die rechtliche Nachweispflicht von Wärmenetzbetreibern notwendig. Hierfür ist ein offizielles  $f_p$ -Gutachten nach FW-309 nötig. Die unten aufgeführten Ergebnisse ersetzen dieses Gutachten nicht. Die berechneten Primärenergiefaktoren sind in Abbildung 36 abgebildet.

Abbildung 36:  $f_p$ -Faktoren der Wärmeverbundlösungen

Jedes Szenario zur Umsetzung des Wärmenetzes würde zu erheblicher Primärenergieeinsparung führen.

## 6.2.5 Förderungen

### 6.2.5.1 Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)

Am 1. Januar 2024 trat die überarbeitete Förderrichtlinie zu der Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM) in Kraft. Die Anträge auf Errichtung eines Gebäudenetzes und auf Anschluss an das Gebäudenetz sind bei der BAFA einzureichen. Ein Gebäudenetz ist dabei als ein Netz zur ausschließlichen Versorgung mit Wärme und Kälte von mindestens zwei und bis zu 16 Gebäuden und bis zu 100 Wohneinheiten definiert. Die Wärmeerzeugung muss dabei zu 65 % aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme geschehen. Bei der Antragstellung ist zwingend ein ausgebildeter Energieeffizienz-Experte einzubinden. Förderfähige Maßnahmen sind die Wärmeverteilung auch außerhalb Grundstücke angeschlossener Gebäude, Wärmeerzeuger auf Basis erneuerbarer Energien und ggf. Wärmespeicher, MSR-Technik und Wärmeübergabestationen. Außerdem sind die Ausgaben für Installation, Inbetriebnahme und Umfeldmaßnahmen förderfähig. Wärmeerzeuger, die mit Gas, Öl oder Kohle betriebene werden, sind nicht förderfähig, mit Ausnahme von Brennstoffzellenheizungen und wasserstofffähigen Heizungen. Über die Förderung BEG EM sind für Kommunen Fördersatzte von bis zu 30 % für die Errichtung eines Gebäudenetzes möglich. Für private Abnehmer sind höhere Förderquoten mit bis zu 70 % möglich. Die Höchstgrenze der förderfähigen Ausgaben beträgt

30.000,00 € für Gebäude bis 150 Quadratmeter Nettogrundfläche. Für Gebäude größer 150 Quadratmeter Nettogrundfläche gilt folgende gestaffelte Höchstgrenze der förderfähigen Ausgaben:

- bis 400 Quadratmeter Nettogrundfläche 200 € pro Quadratmeter Nettogrundfläche;
- für größer als 400 bis 1.000 Quadratmeter Nettogrundfläche zusätzlich 120 € pro Quadratmeter Nettogrundfläche;
- ab größer als 1.000 Quadratmeter Nettogrundfläche zusätzlich 80 € pro Quadratmeter Nettogrundfläche.

Für jedes Bestandsgebäude, welches mit Wärme versorgt wird, ist ein separater Antrag zu stellen. Dafür müssen für jeden Anschlussnehmer die förderfähigen Höchstausgaben ermittelt werden. Der Gebäudenetzerrichter ermittelt seine förderfähigen Höchstausgaben anhand eines Referenzgebäudes, welches dann für die Errichtung der Heizzentrale und des Wärmeverbundes zur Verfügung steht. Diese Summe reicht meist nicht für die Errichtung der gesamten Infrastruktur aus, weshalb eine Übertragung der nicht benötigten förderfähigen Höchstausgaben auf den Gebäudenetzerrichter anschließend möglich ist.

Hinweis:

*Angaben zu Fördermittel ohne Gewähr.*

*Informationen zu weiteren Kriterien und Rahmenbedingungen der Förderung sind den technischen Merkblättern des Fördermittelgebers zu entnehmen: [https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente\\_Gebaeude/Foerderprogramm\\_im\\_Ueberblick/foerderprogramm\\_im\\_ueberblick\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html)*

### **6.2.5.2 Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)**

Im September 2022 wurde von der BAFA mit der „**Bundesförderung für effiziente Wärmenetze**“ (**BEW**) das bisher umfangreichste Förderprogramm für leitungsgebundene Wärmeversorgung eingeführt. Darin berücksichtigte Investitionsanreize für die Einbindung von erneuerbaren Energien und Abwärme in Wärmenetze sollen zu einer Minderung der Treibhausgasemissionen führen und einen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele im Bereich der Energie- und Wärmeversorgung leisten. Darüber hinaus soll eine Wirtschaftlichkeit und preisliche Wettbewerbsfähigkeit von Wärmenetzen gegenüber anderen nachhaltigen Wärmeversorgungskonzepten garantiert werden. Ausschließlich Wärmenetze, welche über 16 Gebäude oder über 100 Wohneinheiten versorgen, werden dabei gefördert.

Das Förderprogramm umfasst vier große, teilweise nochmals unterteilbare Module, welche größtenteils aufeinander aufbauen. Zu Beginn erfolgt über **Modul 1** bei neuen, zu planenden Wärmenetzen die Erstellung einer **Machbarkeitsstudie**, für bestehende Netze ist ein **Transformationsplan** zu erstellen. Darin ist im ersten Schritt eine Ist- sowie Soll-Analyse des Wärmenetz-Gebietsumgriffs durchzuführen, die lokale Verfügbarkeit diverser regenerativer Energiequellen zu prüfen und verschiedene Wärmeversorgungskonzepte ökologisch und ökonomisch zu bewerten. Im zweiten Schritt erfolgt die Bearbeitung der Leistungsphasen 2 – 4 nach HOAI. Im gesamten Modul 1 werden 50 % der Kosten, maximal 2.000.000 € bezuschusst.

**Modul 2** dient zur systemischen Förderung von Neubau- und Bestandsnetzen und kann ausschließlich nach Fertigstellung von Modul 1 bzw. dem Vorliegen einer konformen Machbarkeitsstudie oder eines Transformationsplanes beantragt werden. Neben der gesamten Anlagentechnik im Bereich der Wärmeverteilung und regenerativen Wärmeerzeugung sind auch sogenannte Umfeldmaßnahmen, wie beispielsweise die Errichtung von Anlagenaufstellungsflächen und Heizgebäuden, förderfähig. Über die Berechnung der Wirtschaftlichkeitslücke können bis zu 40 % der Investitionskosten, maximal 100.000.000 €, über Bundesmittel subventioniert werden.

Für kurzfristig umzusetzende investive Maßnahmen in bestehenden Netzen besteht die Möglichkeit, ohne Vorliegen eines fertigen Transformationsplans, eine Subventionierung nach **Modul 3** zu beantragen.

Werden über Modul 2 Investitionskosten für Solarthermie- oder Wärmepumpenanlagen gefördert, kann über **Modul 4**, bei Nachweis der Wirtschaftlichkeitslücke, eine Betriebskostenförderung beantragt werden. Diese wird in den ersten zehn Betriebsjahren gewährt und trägt für solar gewonnene Wärme pauschal 1 ct/kWh<sub>th</sub>. Bei Wärmepumpen ist der Fördersatz vom eingesetzten Strom abhängig: wird eigenerzeugter regenerativer Strom direkt genutzt ergibt sich maximal ein Fördersatz von 3 ct/kWh<sub>th</sub>, wird die Wärmepumpe über netzbezogenen Strom betrieben, beträgt die Förderhöhe maximal 13,95 ct/kWh<sub>el</sub>. Bei Nutzung beider Stromarten wird der gültige Fördersatz anteilmäßig ermittelt.

Hinweis:

*Angaben zu Fördermittel ohne Gewähr.*

*Informationen zu weiteren Kriterien und Rahmenbedingungen der Förderung sind den technischen Merkblättern des Fördermittelgebers zu entnehmen: [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente\\_Waermenetze/effiziente\\_waermenetze\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html)*

### **6.2.5.3 Angesetzte Fördermittel**

In allen Szenarien konnten die Investitionskosten durch Fördermittel verringert werden. In Trassenverlaufvariante 1 wurden Fördermittel aus der BEG angesetzt. Für Trassenverlaufvariante 3 wurde eine Förderung über das BEW nach Modul 1 und Modul 2 berücksichtigt.

### **6.2.6 Fazit**

Abschließend ist festzuhalten, dass die Umsetzung eines Wärmenetzes im Markt Heiligenstadt i.OFr. möglich ist. Ausschlaggebender Faktor für den Erfolg einer Wärmeverbundlösung ist ein breites Anschlussinteresse in der Bevölkerung. Sollte eine hohe Anschlussquote entlang der Trasse erreicht werden, kann das Wärmenetz wirtschaftliche Vorteile bringen. Eine Verbesserung der Ökologie bringt jedes Wärmenetzscenario mit der Annahme von einem aktuell gasversorgten Bestand.

### 6.3 Kriterienkatalog für Freiflächen-Photovoltaik

Mit der Ausarbeitung eines Kriterienkatalogs für PV-Freiflächenanlagen möchte der Markt Heiligenstadt i. OFr. einen wertvollen Beitrag zur Energiewende und zum Klimaschutz leisten. Gleichzeitig soll auch eine transparente Entscheidungsgrundlage für die Öffentlichkeit, Grundeigentümer, sonstige eingebundene Akteure sowie die Antragsteller bzw. Betreiber von Photovoltaik-Freiflächenanlagen geschaffen werden. Durch die Anwendung einfacher und nachvollziehbarer Kriterien kann städtebaulicher Fehlentwicklung vorgebeugt und Wildwuchs, in Form zufallsgesteuerter Flächennutzung, verhindert werden. Der Kriterienkatalog / Leitfaden zeigt potenzielle Flächen für die Installation von PV-Freiflächenanlagen im Gemeindegebiet auf, wodurch - unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit - die Belange der sauberen Energieerzeugung und des Klimaschutzes nachvollziehbar mit den Belangen der Nahrungsmittelerzeugung, des Landschaftsbildes und des Naturschutzes zusammengeführt werden.

Die Entwicklung des Kriterienkatalogs erfolgte in den nachfolgenden Projektphasen. Sämtliche Schritte erfolgten in enger Abstimmung mit der Kommunalverwaltung und dem Marktrat:

- Abstimmung der grundsätzlichen Zielsetzung und Vorgehensweise
- Ausarbeitung und Abstimmung eines Kriterienkatalogs für potenzielle Flächen
- Überführung sämtlicher Daten in ein Geoinformationssystem (GIS) mit Darstellung transparenter Ergebniskarten (aus datenschutzrechtlichen Gründen nicht Bestandteil dieses Abschlussberichts)
- Vorstellung und Beschluss im Marktrat

Nachfolgend sind die einzelnen Kriterien dargestellt.

### Flächenkriterien

Soll die Installation von PV-Anlagen in diesen Gebieten möglich sein		Kriterien	Bemerkung / Hinweis
Ja	Nein		
	X	Nationalparke, Naturschutzgebiete, Nationale Naturmonumente	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Nicht geeignete Standorte</b>
	X	Schutzgebiete zur Erhaltung gefährdeter oder typischer Lebensräume und Arten (Natura 2000): Vogelschutzgebiete, FFH-Gebiete	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Eingeschränkt geeignete Standorte</b>
	X	Amtlich kartierte Biotop (LfU): Geschützte Biotop (gemäß §30 BNatSchG und Art.23 BayNatSchG)	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Nicht geeignete Standorte</b>
	X	Wiesenbrüter- und Feldvogelkultisse (LfU): Flächen, die von Wiesenbrütern oder Feldvögeln als Lebensräume genutzt werden	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Nicht geeignete Standorte</b>
	X	Festgesetzte oder vorläufig gesicherte Überschwemmungsgebiete	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Nicht geeignete Standorte</b>
	X	Risikobehaftete Gebiete für Geogefahren (LfU): Dolinen, Erdfälle, Steinschlag, Erdbeben, Senkungsgebiete, etc. Mindestabstand: 50 m	Empfehlung IFE: <b>Nicht geeignete Standorte</b>
	X	Ökoflächenkataster (LfU): Rechtlich festgesetzte Ausgleichs- und Ersatzflächen	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Nicht geeignete Standorte</b>

<sup>2</sup> Rundschreiben Nr. 374/2021 vom 14. Dezember 2021 des Bayerischen Städtetags im Bayerischen Staatsministerium des Inneren an die Unteren Bauaufsichtsbehörden der Regierungen



	X	Flächen in Wasserschutzgebieten Zone 1+2 (LfU): Trinkwasserschutzgebiete, Heilquellenschutzgebiete	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Nicht geeignete Standorte</b>
	X	Landschaftsschutzgebiete	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : Eingeschränkt geeignete Standorte
X		Naturparke	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Eingeschränkt geeignete Standorte</b>
X		Bodendenkmäler	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Eingeschränkt geeignete Standorte</b> Einzelfallprüfung in Abstimmung mit Fachbehörde
	X	Landschaftsprägende Denkmäler (LfU): Besonders bedeutende oder weithin einsehbare Landschaftsteile wie landschaftsprägende Höhenrücken, Kuppen und Hanglagen	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Eingeschränkt geeignete Standorte</b>
	X	Flächen, die in der Blickbeziehung von Kultur- oder Naturdenkmälern stehen bzw. das Landschaftsbild beeinträchtigen oder für den Tourismus oder die Naherholung von besonders hoher Qualität sind	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Eingeschränkt geeignete Standorte</b>
X		Vorranggebiete für Windkraft	
X		Landwirtschaftliche Böden geringer Bonität sind zu bevorzugen	
	X	Wassersensible Bereiche (LfU): Gebiete, die durch den Einfluss von Wasser geprägt sind und den natürlichen Einflussbereich des Wassers kennzeichnen, in dem es zu Überschwemmungen und Überspülungen kommen kann.	Einzelfallprüfung in Abstimmung mit Fachbehörde

	X	Flächen, die näher als 300 m von der nächsten Siedlungsgrenze entfernt liegen	Ausnahmen sind nur dann möglich, wenn die Einsehbarkeit einer potenziellen Fläche nicht gegeben ist, oder eine Einverständniserklärung aller betroffenen Eigentümer im Umkreis vorliegt (Einzelfallentscheidung).
	X	Potenzielle Erweiterungsflächen für Wohnbauung / Gewerbe / Landwirtschaft	
X		Versiegelte Konversionsflächen (aus gewerblicher und militärischer Nutzung)	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Geeignete Standorte</b>
X		Siedlungsbrachen und sonstige brachliegende, ehemals baulich genutzte Flächen	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Geeignete Standorte</b> Hinweis: Im Einzelfall behält sich der Gemeinderat vor, andere Kriterien nachrangig zu bewerten
X		Abfalldeponien sowie Altlasten und -verdachtsflächen	Empfehlung des Bayerischen Städtetags <sup>2</sup> : <b>Geeignete Standorte</b> Hinweis: Im Einzelfall behält sich der Gemeinderat vor, andere Kriterien nachrangig zu bewerten
X		Agri-PV Anlagen bis 2,5 ha im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einem land- oder forstwirtschaftlichen Betrieb oder Betrieb der gartenbaulichen Erzeugung	Privilegierte Flächen (§35 Baugesetzbuch)

**Sonstige Kriterien**

Ist das nachfolgende Kriterium wichtig?		Individuelles Kriterium	Bemerkung
Ja	Nein		
X		Bürgerbeteiligung an der regionalen Wertschöpfung	Ausnahme: Regionale Stromeigennutzung durch heimische Betriebe
X		Vorlage eines Informations- und Kommunikationskonzeptes für die Bürger (z.B. Informationsveranstaltungen)	
X		Eine natur- und artenschutzfördernde <u>bauliche Umsetzung</u> der Anlage (Vorlage eines Konzeptes)	
X		Eine natur- und artenschutzfördernde <u>Bewirtschaftung</u> der Anlage (Vorlage eines Konzeptes)	
X		Unternehmenssitz in Kommune	
X		Finanzielle Sicherheit des Antragstellers/Investors vorab zu erbringen (auch für Rückbau und Entsorgung) <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bürgschaft</li> <li>- Liquiditätsnachweis</li> <li>- Bonitätsnachweis</li> </ul>	
X		Schriftliche Einspeisezusage des Netzbetreibers	
X		Bestätigung über Anbindung der Anlage an das Stromnetz per Erdverkabelung	

**Wichtige Hinweise:**

- Der Leitfaden hat keine rechtsverbindliche Wirkung
- Als Obergrenze im Gemeindegebiet werden max. 1,5 % (entspricht ca. 54 ha) der landwirtschaftlichen Flächen definiert → hierdurch wird Vorrang für die Nahrungsmittelproduktion gewährleistet
- Einzelne Gemarkungen nicht überproportional, pro Gemarkung max. ca. 10ha
- Photovoltaikanlagen mit einer gleichzeitigen landwirtschaftlichen Nutzung und Stromproduktion (Agri-Photovoltaik) werden bevorzugt

## 7 Zusammenfassung

Mit dem digitalen Energienutzungsplan für den Markt Heiligenstadt i. OFr. wurde ein Instrument zur Umsetzung einer nachhaltigen Energieerzeugungs- und Energieversorgungsstruktur erarbeitet. Der Fokus liegt dabei auf der Identifizierung und dem Aufzeigen von konkreten Handlungsmöglichkeiten vor Ort, um die Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien zu forcieren.

In einer umfassenden Bestandsaufnahme wurde zunächst detailliert die Energiebilanz für die Sektoren Wärme, Strom und Verkehr im Ist-Zustand (Bilanzjahr 2020) erfasst und der Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung ermittelt. Die Berechnungen zeigen, dass bilanziell bereits im Ist-Zustand rund 250 % Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Wärmeerzeugung erfolgt noch zu rund 77 % aus fossilen Energiequellen (insbesondere Heizöl und Erdgas).

Sämtliche Energieverbrauchsdaten wurden gebäudescharf erfasst und in ein gebäudescharfes Wärmekataster überführt. Das gebäudescharfe Wärmekataster ist ein Werkzeug der kommunalen Wärmeplanung und beinhaltet zu jedem Gebäude Informationen zu Nutzung, Baustruktur und Wärmebedarf.

Auf Basis der energetischen Ausgangssituation wurde eine umfassende Potenzialanalyse zur Minderung des Energieverbrauchs und zum Ausbau erneuerbarer Energien ausgearbeitet. Für die Potenzialanalyse zur energetischen Sanierung wurde ein gebäudescharfes Sanierungskataster erstellt. Für jedes Gebäude stellt das Sanierungskataster die mögliche Energieeinsparung für definierte Sanierungsvarianten bzw. Sanierungstiefen dar.

Im Bereich der regenerativen Stromerzeugung besteht das größte Ausbaupotenzial aus der solaren Stromerzeugung auf Dachflächen und Freiflächen sowie der Installation von Windkraftanlagen. Durch den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung könnten die bilanziellen Überschüsse durch den Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung genutzt werden und den Bedarf an Heizöl mindern. Zudem könnte ein Stromüberschuss für den künftig ansteigenden Bedarf an Strom für die Elektromobilität / H2-Mobilität genutzt werden. Des Weiteren ergeben sich durch Sektorenkopplung und den gezielten Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstoffproduktion („Speicher“) zukünftig weitere Potenziale.

Aufbauend auf die Potenzialanalyse erfolgte die Ausarbeitung eines konkreten Energieszenarios für das Jahr 2040. Das Energieszenario zeigt, dass im Gemeindegebiet Heiligenstadt gute Voraussetzungen vorliegen, um eine bilanzielle Energieversorgung aus regionalen erneuerbaren Energien (in Verbindung mit klugen Speichertechnologien) zu ermöglichen.

Durch die hohe Detailschärfe ist der digitale Energienutzungsplan nicht nur ein Instrument für die kommunale Energieplanung, sondern auch eine Unterstützung für Wirtschaftsbetriebe und alle Bürgerinnen und Bürger bei der künftigen Identifizierung von Energieeinsparmaßnahmen und der Nutzung erneuerbarer Energien.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Exemplarischer Ausschnitt zur Darstellung der Wärmedichte auf Grundlage des gebäudescharfen Wärmekatasters des Marktes Heiligenstadt i. OFr.....	9
Abbildung 2: Wärmebedarf im Jahr 2020 nach Verbrauchergruppen.....	10
Abbildung 3: Wärmeverbrauch im Jahr 2020 nach Energieträger .....	11
Abbildung 4: Strombezug im Jahr 2020 nach Verbrauchergruppen .....	12
Abbildung 5: Stromeinspeisung im Jahr 2020 .....	13
Abbildung 6: Anonymisierter Ausschnitt eines Sanierungskatasters vor und nach der Sanierung (Szenario: 1,5% Sanierungsrate bis zum Jahr 2040) .....	22
Abbildung 7: Auszug des Solarkatasters für den Markt Heiligenstadt i. OFr. ....	26
Abbildung 8: Potenzielle Gebiete für Windkraft in Heiligenstadt (Quelle Regionaler Planungsverband, Anpassung Markt Heiligenstadt) .....	35
Abbildung 9: Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Marktgebiet Heiligenstadt (Energieatlas Bayern).....	37
Abbildung 10: Maßnahmenkatalog für den Markt Heiligenstadt i. OFr. ....	39
Abbildung 11: Energieszenario 2020 bis 2040 – Auswirkungen der Energieeinsparung und Transformation durch Elektrifizierung .....	40
Abbildung 12: Energieszenario 2020 bis 2040 - Ausbauszenario erneuerbarer Energien im Strombereich .....	42
Abbildung 13: Energieszenario im Jahr 2040 – Gegenüberstellung des Energiebedarfs und der erneuerbaren Energien.....	43
Abbildung 14: Luftbild Kläranlage Heiligenstadt.....	46
Abbildung 15: Durchschnittlicher täglicher Leistungsbedarf auf Basis der Daten aus dem Prozessleitsystem .....	47
Abbildung 16: Darstellung der gemessenen Leistungen.....	48
Abbildung 17: Spezifischer Stromverbrauch .....	49
Abbildung 18: Einordnung des spezifischen Strombedarfes nach DWA-A-216.....	50
Abbildung 19: Fläche des Neubaugebiets „Unteres Gewend II“ [Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – www.geodaten.bayern.de; Eigene Bearbeitung].....	52

---

Abbildung 20: Gebiet für die geplanten Neubauten Kinderkrippe und Kinderhort [Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – <a href="http://www.geodaten.bayern.de">www.geodaten.bayern.de</a> ; Eigene Bearbeitung] .....	53
Abbildung 21: Betrachtungsgebiet für das Wärmenetz [Datenquelle: Bayerische Vermessungsverwaltung – <a href="http://www.geodaten.bayern.de">www.geodaten.bayern.de</a> ; Eigene Bearbeitung].....	55
Abbildung 22: Trassenverlaufsvariante 1 .....	57
Abbildung 23: thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs Trassenverlaufsvariante 1.....	58
Abbildung 24: Trassenverlaufsvariante 2 .....	59
Abbildung 25: thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs Trassenverlaufsvariante 2.....	60
Abbildung 26: Trassenverlaufsvariante 3 .....	61
Abbildung 27: thermische Jahresdauerlinie des Leistungsbedarfs Trassenverlaufsvariante 3.....	62
Abbildung 28: Erweiterte Betrachtung - Baugebiete Gründlein und Hinterer Steinig.....	63
Abbildung 29: Trassenverlaufsvariante 3 mit 100-prozentiger Anschlussquote .....	64
Abbildung 30: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten der Wärmeverbundlösungen ohne Förderung .....	67
Abbildung 31: Jahresgesamt- und Wärmegestehungskosten der Wärmeverbundlösungen mit Förderung .....	68
Abbildung 32: Wärmegestehungskosten Referenzgebäude Einfamilienhaus .....	70
Abbildung 33: Wärmegestehungskosten Referenzgebäude Mehrfamilienhaus .....	70
Abbildung 34: Wärmegestehungskosten Referenzgebäude Gewerbe .....	71
Abbildung 35: CO <sub>2</sub> -Bilanz der Wärmeverbundlösungen .....	72
Abbildung 36: f <sub>p</sub> -Faktoren der Wärmeverbundlösungen.....	73

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Die CO <sub>2</sub> -Äquivalente der jeweiligen Energieträger [GEMIS 4.9; KEA; Berechnungen IfE].....	18
Tabelle 2: Zusammenfassung des rechnerischen, territorialen Gesamtpotenzials im Bereich fester Biomasse .....	31
Tabelle 3: Rahmendaten Trassenverlaufsvariante 1 .....	57
Tabelle 4: Rahmendaten Trassenverlaufsvariante 2 .....	59
Tabelle 5: Rahmendaten Trassenverlaufsvariante 3 .....	61
Tabelle 6: Investitionskosten und Kapitalkosten der Wärmeverbundlösungen .....	65
Tabelle 7: Verbrauchskosten der Wärmeverbundlösungen .....	66
Tabelle 8: Betriebskosten der Wärmeverbundlösungen .....	67