

Durch das KWW-Musterleistungsverzeichnis sind die für die Projektkommune zu untersuchenden nachfolgenden Energiepotenziale definiert:

- Gewässerwärmepumpe (Flüsse und Seen): Nutzung der Umweltwärme der Gewässer
- Abwärme aus Klärwerken: Nutzbare Restwärme aus Abwasserbehandlungsanlagen.
- Photovoltaik (Freifläche & Aufdach): Stromerzeugung durch Sonneneinstrahlung
- Solarthermie (Freifläche & Aufdach): Nutzbare Wärmeenergie aus Sonnenstrahlung
- Oberflächennahe Geothermie: Nutzung des Wärmepotenzials der oberen Erdschichten
- Tiefengeothermie: Nutzung von Wärme in tieferen Erdschichten zur Wärme- und Stromgewinnung
- Luftwärmepumpe: Nutzung der Umweltwärme der Umgebungsluft
- Industrielle Abwärme: Erschließbare Restwärme aus industriellen Prozessen
- Erneuerbare Gase: Methan perspektivisches Wasserstoffnetz
- Biomasse: Erschließbare Energie aus organischen Materialien
- Windkraft: Stromerzeugungspotenzial aus Windenergie
- Kraft-Wärme-Kopplung: Nutzung von Strom und Wärme

5.9 Potenziale der Wärmeerzeugung

Die Untersuchung der thermischen Potenziale offenbart eine Vielzahl an Möglichkeiten für die lokale Wärmeversorgung (siehe Abbildung 5-2). Dabei wird deutlich, dass der Wärmebedarf im Projektgebiet zu einem großen Teil durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Wie in Kapitel 5.4 beschrieben, sind in der Abbildung die technischen Potenziale der jeweiligen Wärmeerzeugungsmethoden dargestellt. In diese Betrachtung fließen die Wirtschaftlichkeit sowie Faktoren wie Akzeptanz, kommunale Prioritäten oder Flächenkonkurrenz nicht ein. Das realisierbare Potenzial wird geringer ausfallen und muss im Nachgang der Wärmeplanung ermittelt werden. Für die nachfolgenden Untersuchungen der Potenziale zur Wärmeerzeugung wird generell eine geringe Sanierungsquote (konservative Betrachtung) zugrunde gelegt. Somit ergibt sich für die Projektkommune ein Reduktionspotenzial an Wärmebedarf von 8 GWh/a.

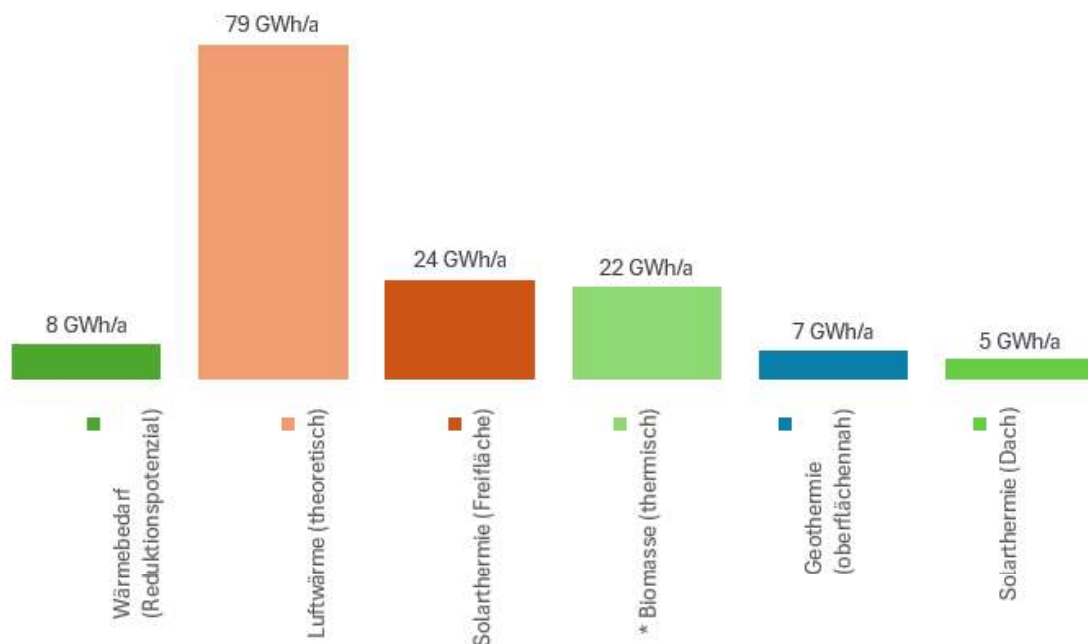


Abbildung 5-2: Erneuerbare Wärmepotenziale

5.9.1 Solarthermie

Als nahezu emissionsfreie Methode der Wärmeherzeugung ist Solarthermie eine gute Option, um die im Sommer anfallenden Wärmebedarfe (insbesondere den Warmwasserbedarf) zu dekarbonisieren. Im Betrieb fallen Emissionen lediglich für den Pumpenstrom an, sofern dieser nicht vollständig aus erneuerbaren Energien stammt. Solarthermie verursacht selbst keine Betriebskosten und steht bei ausreichend vorhandener Fläche unbegrenzt zur Verfügung. Demgegenüber steht der hohe Flächenbedarf, der vor allem im innerstädtischen Bereich und in der Nähe von Fernwärmenetzen nur in Ausnahmefällen gedeckt werden kann. Erschwerend kommt hinzu, dass eine starke saisonale Abhängigkeit besteht, die dem Wärmebedarf entgegenläuft. Vor diesem Hintergrund kann die Solarthermie nur ein Teilelement bei der Dekarbonisierung sein. Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung wurde eine Potenzialanalyse für Solarthermie durchgeführt, um vielversprechende Flächen zu ermitteln.

5.9.1.1 Solarthermie auf Freiflächen

Im Rahmen der Potenzialanalyse für Agri-Solarthermie wurden sämtliche landwirtschaftlich genutzten Flächen im Gemeindegebiet mit den standardmäßigen Ausschlussflächen abgeglichen. Berücksichtigt wurden ausschließlich Flächen innerhalb einer definierten Pufferzone entlang der Siedlungsgrenzen – einschließlich kleinerer Ortsteile wie Weiler und Einzelgehöfte. Hintergrund dieser Eingrenzung ist die Annahme, dass bei größeren

Entfernungen zwischen solarthermischer Anlage und Wärmeabnehmer die Transportverluste wirtschaftlich nicht vertretbar sind. Neben der Konkurrenz um geeignete Flächen spielt die räumliche Nähe zwischen Wärmeerzeugung und -verbrauch eine zentrale Rolle, da der Wärmeverlust über längere Transportwege erheblich ist. Auch wenn Flächen in der Umgebung kleinerer Siedlungen theoretisch hohe Erträge liefern könnten, ist eine überregionale Nutzung des Überschusses aufgrund der verlustreichen Wärmeverteilung nicht realisierbar. Zudem sei darauf hingewiesen, dass es bei Solarthermie- und PV-Freiflächenanlagen eine Flächenkonkurrenz gibt.

Zur Potenzialberechnung wurden folgenden Parameter zugrunde gelegt:

- Nutzungsfaktor 15 % des Photovoltaikfreiflächenpotenzials
- Wärmeertrag: 285 kWh/ m²/a
- Volllaststunden: 1060 h/a

Die Solarthermie auf Freiflächen stellt in der Projektkommune mit einem Potenzial von 24 GWh/a (siehe Tabelle 5-3) die zweitgrößte Ressource dar.

Tabelle 5-3: Potenzial Freiflächen - Solarthermie ⁴⁶

Technologie	Technisches Potenzial	Flächenbedarf	Wärmeertrag	CO ₂ -Reduzierung
Freiflächen Solarthermie	17 %	8 ha	24 GWh/a	6.399 t/a

⁴⁶ Eigene Berechnung, Daten von (Energieatlas Bayern, 2026)

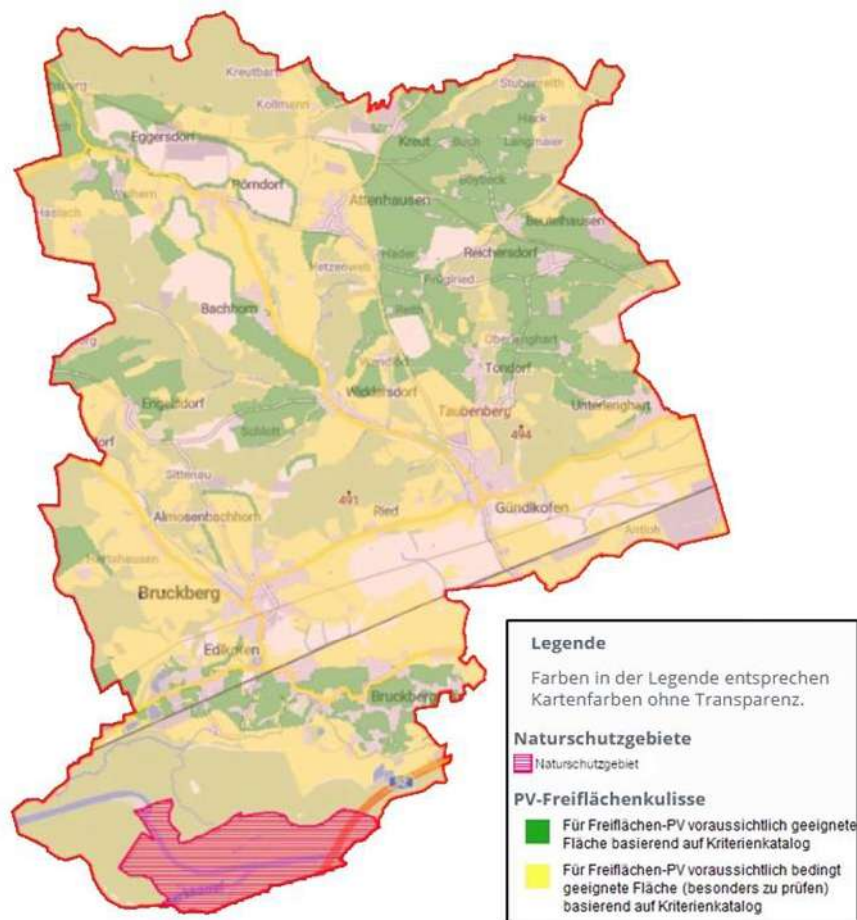


Abbildung 5-3: Potenzial Freiflächen-Solarthermie im Projektgebiet⁴⁷

5.9.1.2 Solarthermie auf Dachflächen

Die Berechnung des potenziell möglichen Wärmertrages aus solarthermischen Anlagen für Dachflächen wurde analog zu der Vorgehensweise für Freiflächen-Solarthermie verfahren. Auch hier stellt sich die Thematik der Flächenkonkurrenz zu PV-Dachflächen-Anlagen. Aus wirtschaftlicher Sicht macht eine vollständige Bestückung einer Dachfläche mit Solarthermie-Modulen keinen Sinn.

Für die Potenzialberechnung wurden folgende Parameter zugrunde gelegt:

- Nutzungsfaktor 15 % des Photovoltaikfreiflächenpotenzials
- Wärmeertrag: 285 kWh/ m²/a

⁴⁷ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#)), abgerufen am 20.02.2026

- Volllaststunden: 1060 h/a

Somit ergibt sich ein Potenzial an Solarthermie auf Dachflächen von 24 GWh/a (siehe Tabelle 5-4).

Tabelle 5-4: Potenzial Dachflächen - Solarthermie⁴⁸

Technologie	Technisches Potenzial	Flächenbedarf	Wärmeertrag	CO ₂ -Reduzierung
Dachflächen Solarthermie	9 %	1 ha	3 GWh/a	873 t/a

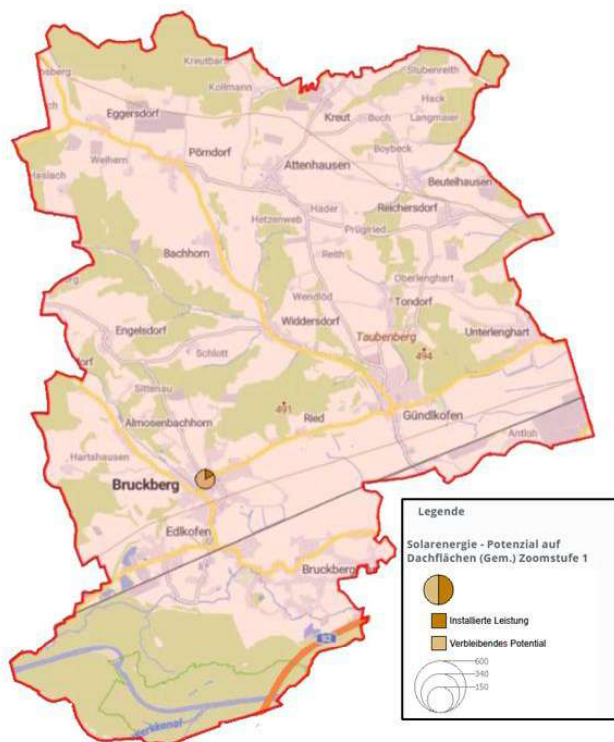


Abbildung 5-4: Potenzial Dachflächen-Solarthermie in der Projektkommune⁴⁹

⁴⁸ Eigene Berechnung, Daten von (Energieatlas Bayern, 2026)

⁴⁹ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

Die Abbildung 5-5 stellt die Summe der Potenziale aus der Solarthermie dem Wärmebedarf der Projektkommune mit entsprechenden Sanierungsquoten gegenüber (links der Trennlinie). Damit wird ersichtlich, dass die Potenziale der Solarthermie für sich betrachtet nicht ausreichend sind um den Wärmebedarf der Projektkommune zu decken.

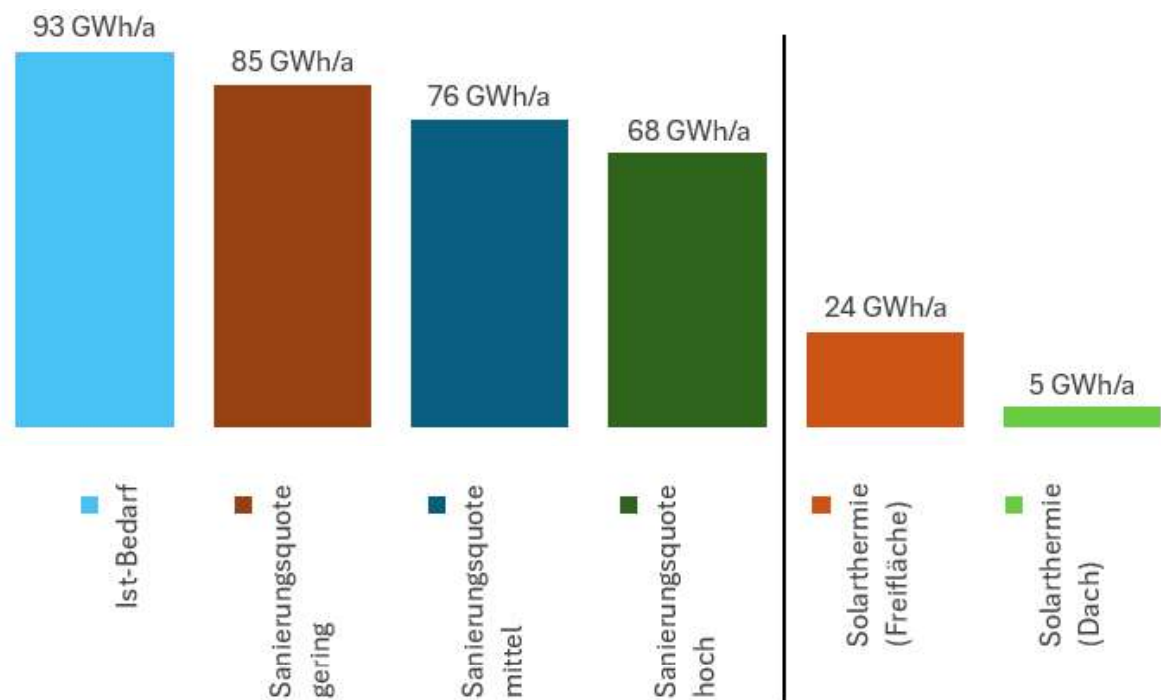
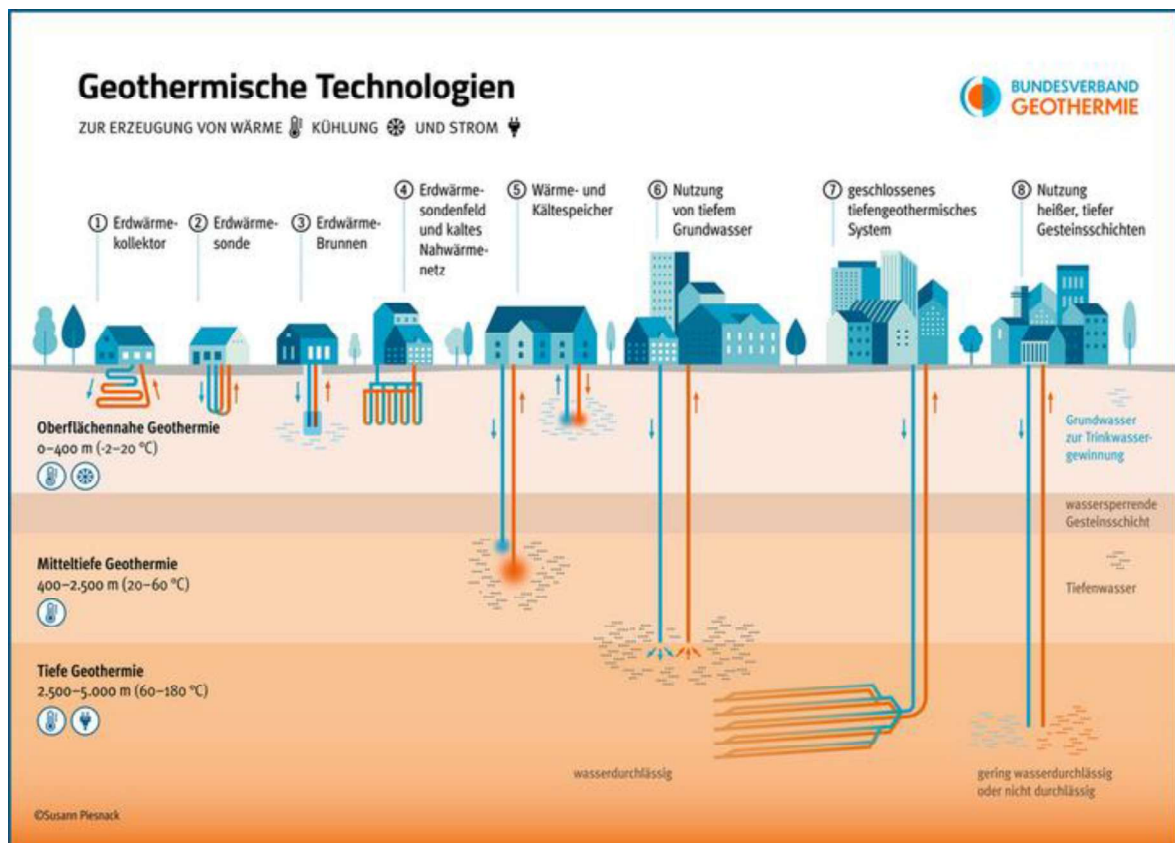


Abbildung 5-5: Solarthermische Potenziale in der Projektkommune

5.9.2 Geothermie

Zu Beginn dieses Abschnitts erfolgt ein kurzer Exkurs zum Themengebiet der Geothermie, ergänzend zu den Informationen in Kapitel 5.7.2. Im Rahmen der Geothermie wird anhand der Tiefe in nachfolgende unterschiedliche Begriffe und Technologien (siehe Abbildung 5-6) unterschieden:

- Oberflächennahe Geothermie (Tiefe bis ca. 400 m)
 - Erdwärmesonden
 - Erdwärmekollektoren
 - Grundwasser
- Tiefe Geothermie (Tiefe mehr als 400 m)

Abbildung 5-6: Geothermische Technologien⁵⁰

5.9.2.1 Oberflächennahe Geothermie: Erdwärmesonden

Im Gemeindegebiet der Projektkommune ist die Nutzung von Erdwärmesonden in weiten Teilen des Gemeindegebiets möglich. Als Kriterium dient die Wärmeleitfähigkeit des Bodens. Sie liegt in weiten Teilen der Projektkommune bei etwa $1,4 - 1,6 \text{ W/m}^2\text{K}$ (siehe Abbildung 5-7). Eine bislang geringe Anzahl von Sonden wurde Ortsteil Unterlenghardt identifiziert (siehe Abbildung 5-7).

Bei der Nutzung von Erdwärmesonden können drei Varianten zur Gebäude-Heizung zum Einsatz kommen:

- Klassisches Wärmenetz mit Großwärmepumpe
- Kaltes Netz, welches als Quelle für dezentrale Wärmepumpe verwendet werden kann
- Klassische individual Lösung mit Wärmepumpe und einer Erdsonde als Quelle

⁵⁰ Quelle: <https://www.geothermie.de/geothermie/geothermische-technologien>, abgerufen am 20.02.2026

Bei einem klassischen Fernwärmenetz mit Großwärmepumpe/n würde sich das Potenzial des möglichen Wärmeertrages aufgrund des Hebeleffektes der Jahresarbeitszahl steigern.

5.9.2.2 Oberflächennahe Geothermie: Erdwärmekollektoren

Im Gemeindegebiet der Projektkommune ist die Nutzung von Erdwärmekollektoren in weiten Teilen des Gemeindegebiets möglich, jedoch ist für jedes Gebäude eine Einzelfallprüfung notwendig. Die Entzugsenergie liegt im Schnitt innerhalb des Projektgebiets bei etwa 70 bis 80 kWh/m²*a (siehe Abbildung 5-8).

Bei der Nutzung von Erdsonden können drei Varianten zur Gebäude Heizung zum Einsatz kommen:

- Klassisches Wärmenetz mit Großwärmepumpe
- Kaltes Netz, welches als Quelle für dezentrale Wärmepumpe verwendet werden kann
- Klassische individuelle Lösung mit Wärmepumpe und einer Erdsonde als Quelle

Bei einem klassischen Fernwärmenetz mit Großwärmepumpe/n würde sich das Potenzial des möglichen Wärmeertrages aufgrund des Hebeleffektes der Jahresarbeitszahl steigern.

5.9.2.3 Grundwasser

In der Projektkommune ist die Nutzung von Grundwasser für Sole-Wärmepumpen in weiten Teilen des Gemeindegebiets möglich. Derzeit sind sich südlich der Bahnlinie in den Gemeindeteilen Bruckbergerau, Gündlkofen, im Gewerbegebiet Edlkofen sowie in Unterlenghardt Förder- und Schluckbrunnen (siehe Abbildung 5-7) installiert.

5.9.2.4 Tiefe Geothermie

Die Projektkommune liegt nicht in einem Eignungsgebiet für tiefe Geothermie. Trotz lokaler geologischer Besonderheiten und vorhandener Gebäudestruktur schließt sich die punktuelle Nutzung tiefer Geothermie nicht aus. Eine belastbare Bewertung erfordert systematische Schritte: Auswertung der regionalen Temperatur- und Tiefenkarte des Landes, Prüfung vorhandener Bohr- und hydrogeologischer Daten sowie eine technische Voruntersuchung zur Abschätzung erreichbarer Temperaturen und Fördermengen.

Für die Kommune sind wirtschaftliche und rechtliche Aspekte ebenso entscheidend wie die Geologie. Wirtschaftlichkeitsrechnungen müssen Fördermöglichkeiten, Investitions- und Betriebskosten sowie Anschlussdichten berücksichtigen. Rechtliche Prüfungen klären wasserrechtliche und bergrechtliche Vorgaben sowie Anforderungen an Umwelt- und Erschütterungsschutz. Kommunale Akteure sollten die örtliche Wärmeplanung, Energieversorger

und Fachplaner frühzeitig einbinden und Optionen für alternative Wärmequellen wie oberflächennahe Geothermie, Abwärmenutzung oder Biomasse prüfen.

Fazit: Der Status als Nicht-Eignungsgebiet reduziert die Wahrscheinlichkeit der Realisierbarkeit großflächiger Tiefengeothermie-Projekte, schließt aber gezielte Untersuchungen und lokal begrenzte Vorhaben nicht aus. Gezielte Vorprüfungen und eine integrierte Betrachtung von Geologie, Wirtschaftlichkeit und Genehmigungsrahmen sind der nächste notwendige Schritt.

In Summe ergibt sich ein Potenzial an oberflächennahe Geothermie von 7 GWh/a (siehe Tabelle 5-5).

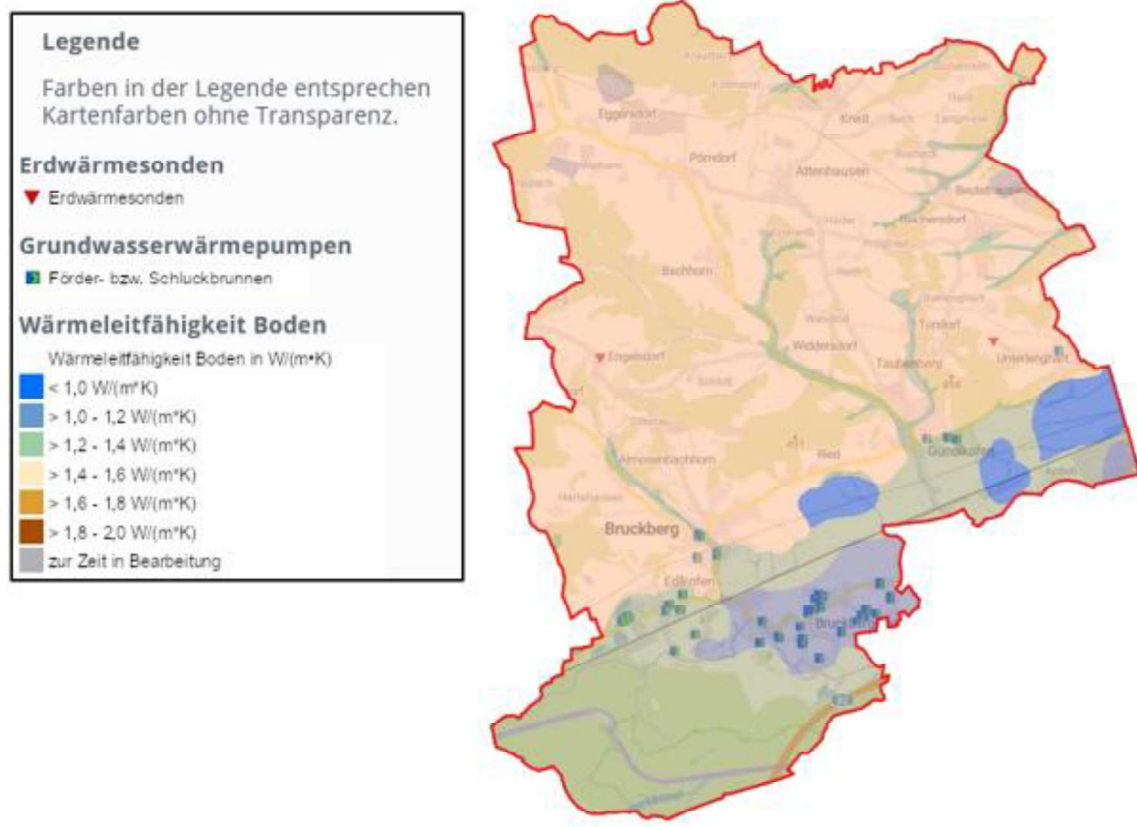
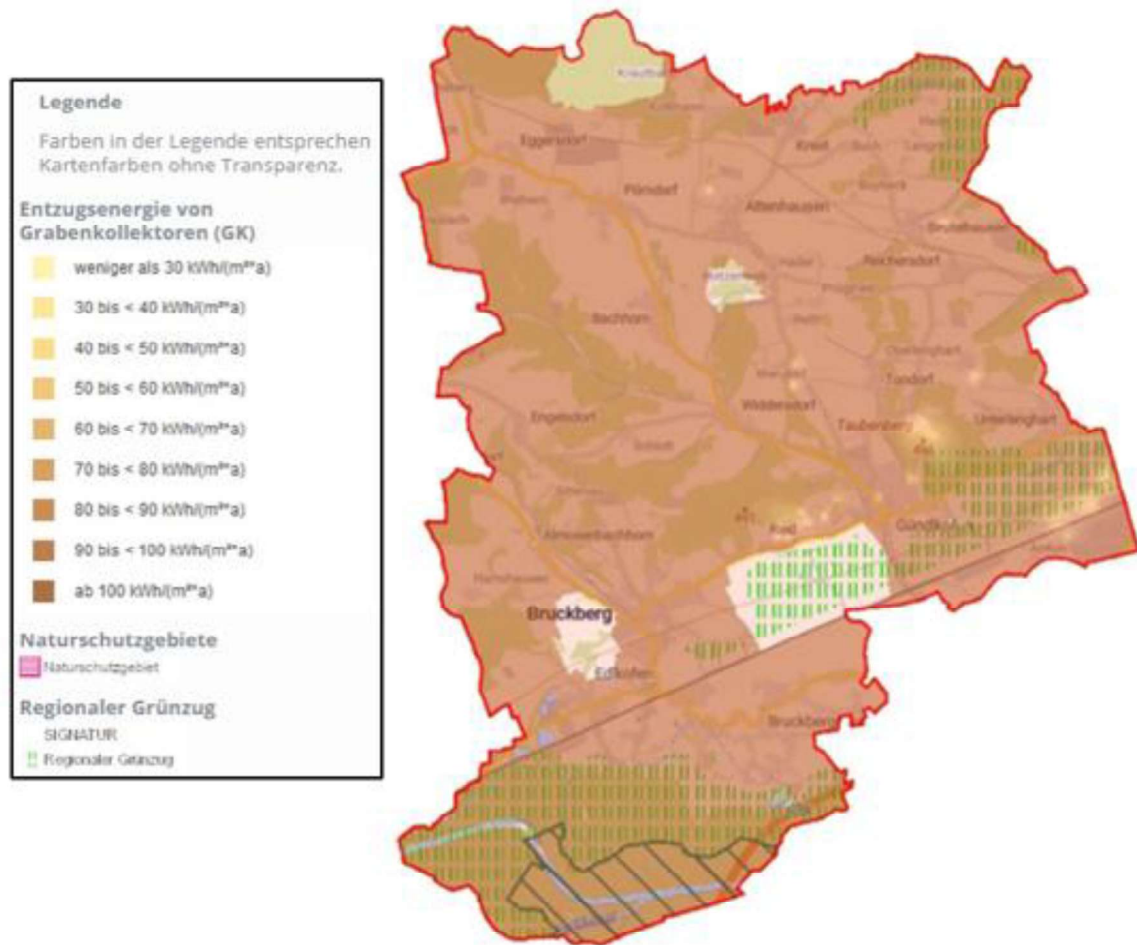


Abbildung 5-7: Potenzial Boden-Wärmeleitfähigkeit im Projektgebiet⁵¹

⁵¹ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

Tabelle 5-5: Potenzial Oberflächennahe Geothermie

Technologie	Technisches Potenzial	Wärmeertrag	CO ₂ -Reduzierung
Oberflächennahe Geothermie	9 %	7 GWh/a	1.759 t/a

Abbildung 5-8: Potenzial Entzugsleistungsenergie im Projektgebiet⁵²

Die Abbildung 5-5 stellt die Summe der Potenziale aus der oberflächennahen Geothermie dem Wärmebedarf der Projektkommune mit entsprechenden Sanierungsquoten gegenüber (links der Trennlinie).

⁵² Quelle: [Energie-Atlas Bayern – das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Nutzung von oberflächennaher Geothermie in der Projektkommune nur eingeschränkt einen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten kann.

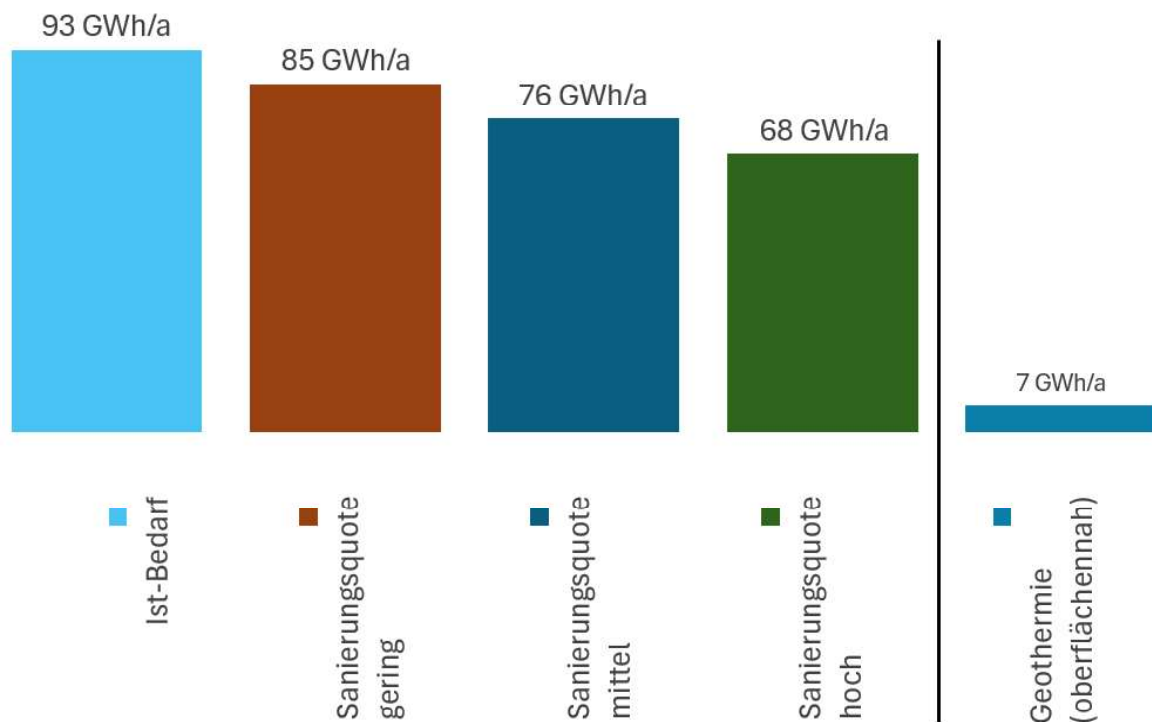


Abbildung 5-9: Geothermische Potenziale im Projektgebiet

5.9.3 Biomasse

Biomasse steht in verschiedenen Formen zur Verfügung. Feste Biomasse, wie beispielsweise Waldrestholz, Altholz oder Energiehölzer, kann in Kesseln verbrannt werden, um Wärme zu erzeugen. Gase aus Biomasse wie Biogas und Biomethan werden dagegen meist in KWK-Anlagen zur Bereitstellung von Wärme und Strom genutzt. In beiden Fällen wird beispielsweise im Vergleich zur Solarthermie, Wärme auf einem hohen Temperaturniveau bereitgestellt. Zudem kann Biomasse gelagert und bei Bedarf für die Wärmebereitstellung genutzt werden. Diese Eigenschaften machen Biomasse zu einem attraktiven Energieträger. Gleichzeitig ist das Potenzial trotz der regenerativen Eigenschaft regional begrenzt, da die Wälder Regenerationszeiten benötigen und landwirtschaftliche Flächen nur begrenzt zur Verfügung stehen. Dabei ist darauf zu achten, dass die biologische Masse nur in dem Maße dem Ökosystem entnommen wird, wie es für Fauna und Flora verträglich ist.

5.9.3.1 Biomasse fest

Für das Gemeindegebiet ergibt sich das in folgender Tabelle dargestellte Energiepotenzial an fester Biomasse.

Tabelle 5-6: Potenzial Biomasse-Fest in der Projektkommune⁵³

Art der Biomasse	Wärmeertrag	CO ₂ -Reduzierung ⁵⁴
Waldderbholz	12 GWh/a	3.359 t/a
Siedlungsholz	2 GWh/a	604 t/a

Das gesamte theoretische Potenzial an fester Biomasse beträgt folglich ca. 14 GWh/a.

Inwieweit dieses Potential bereits genutzt wird, kann aus der Quellenlage nicht ermittelt werden. Da der gesamte Energiebedarf zur Wärmeerzeugung derzeit bei ca. 93 GWh/a liegt, reicht das Potential aus eigenem Gemeindegebiet nicht annähernd aus. Für die Versorgung einzelner Cluster kommt die feste Biomasse aber sicher in Betracht.

5.9.3.2 Biomasse flüssig (Biogas & Klärgas)

Gemäß den Informationen (siehe Tabelle 5-7) des Energieatlas Bayern beträgt das theoretische technische Biogaspotenzial (Methan) für die Projektkommune ca. 16,4 GWh/a. Dabei ist die Nutzung von Erntehauptprodukten ausgeschlossen. Durch die Verwertung in KWK-Anlagen stehen bei einem angenommenen thermischen Wirkungsgrad von 50 % ca. 3,5 GWh/a für die Wärmenutzung zur Verfügung gehen. Der Anteil der Stromnutzung wird im Abschnitt über die Potenziale der Stromerzeugung im Projektgebiet betrachtet.

Tabelle 5-7: Biogaspotenzial in der Projektkommune⁵⁵

Technisches Biogaspotenzial gesamt	2.775.854 m ³ CH ₄ /a
Technisches Biogaspotenzial gesamt (elektrisch)	10.853.590 kWh/a
Anteile am technischen Biogaspotenzial nach Sektoren	
Pflanzliche Biomasse - Erntehauptprodukte	1.132.675 m ³ CH ₄ /a (59,9 %)
Pflanzliche Biomasse - Erntenebenprodukte	990.993 m ³ CH ₄ /a (22,7 %)

⁵³ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

⁵⁴ Im Vergleich zu Heizöl als Energieträger (Holz 0,020 t CO₂e/MWh; Heizöl 0,310 t CO₂e/MWh)

⁵⁵ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

Organischer Abfall	91.106 m ³ CH ₄ /a (2,9 %)
davon kommunales Biogut (Biotonne)	15,3 %
davon kommunales Grüngut (Garten und Parkabfälle)	7,2 %
davon Organik im Hausmüll	25,3 %
davon gewerbliche organische Abfälle (Lebensmittelabfälle)	26,5 %
davon Landschaftspflegeabfälle	25,7 %
Gülle und Festmist	561.801 m ³ CH ₄ /a (14,5 %)
davon Gülle	61,3 %
davon Festmist	38,7 %

Kläranlage

Wie bereits im Rahmen der Bestandsanalyse ermittelt, ergeben sich aufgrund der Verortung sowie der Größe der Kläranlage in Bruckberg keine ausreichenden Mengen an Klärschlamm für eine wirtschaftlich signifikante Erzeugung von Klärgas.

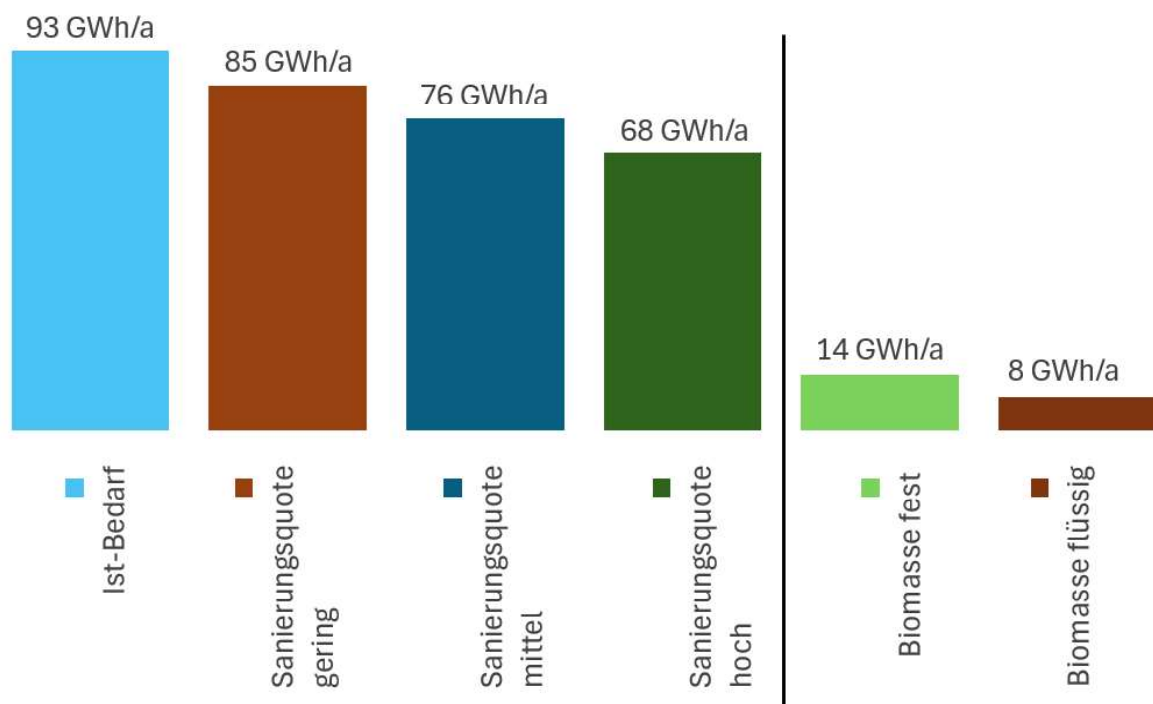


Abbildung 5-10: Biomassepotenziale im Projektgebiet

Die Abbildung 5-10 stellt die Summe der Potenziale aus der Biomasse dem Wärmebedarf der Projektkommune mit entsprechenden Sanierungsquoten gegenüber (links der Trennlinie).

5.9.4 Umwelt

5.9.4.1 Luft

Eine Luftwärmepumpe nutzt die Umgebungsluft als Wärmequelle. Da Luft überall verfügbar ist, können Luftwärmepumpen unabhängig von anderen Wärmequellen wie Geothermie, Gewässern oder Abwärme fast überall errichtet werden. In der Regel sind sie einfacher und mit geringeren Investitionskosten zu installieren als andere Arten von Wärmepumpen, da sie beispielsweise keine Erdbohrungen für den Zugang zu geothermischen Ressourcen erfordern. Im Vergleich zu Erdsonden-Wärmepumpen oder Solarthermie ist der Flächenbedarf für das Außengerät sehr gering. Luftwärmepumpen können sowohl zur Beheizung einzelner Gebäude als auch in Fern- und Nahwärmenetzen eingesetzt werden.

Ein Hauptnachteil ist, dass der Wärmeertrag von der Außentemperatur abhängt und daher im Winter am niedrigsten und im Sommer am höchsten ist. Die Wärmebedarfskurve ist genau gegenläufig. Gerade bei extremen Minustemperaturen kann die Wärmepumpe kaum noch Umweltwärme nutzen, sodass dann zusätzlich andere Wärmeerzeuger, beispielsweise Stromdirektheizungen, eingesetzt werden müssen. Dennoch können mit Luft-Wärmepumpen in unseren Breiten hohe Jahresarbeitszahlen erreicht werden, insbesondere, wenn die geforderten Vorlauftemperaturen für die dezentrale Heizung oder für ein Wärmenetz niedrig sind.

Zudem sollte geprüft werden, ob eine Kombination mit Photovoltaik möglich ist, um den Eigenstromanteil zu erhöhen und Betriebskosten zu senken. Die Förderprogramme des Bundes unterstützen die Anschaffung und können die Investitionskosten deutlich reduzieren. In der KWP der Projektkommune sollten Luftwärmepumpen daher als Schlüsseltechnologie für dezentrale, erneuerbare Wärmeversorgung berücksichtigt werden – insbesondere in Gebieten mit geringer Anschlussdichte und hohem Sanierungspotenzial.

5.9.4.2 Gewässerwärme

Eine Auswertung der Gewässer-Nutzung zur Wärmeversorgung war nicht möglich, da Gewässer sehr wenig bis kaum vorhanden sind bzw. die Flüsse (u. a. Klötzlmühlbach) über zu wenig Wasserabfluss verfügen. Daneben liegt das Gewässer – analog zu der Kläranlage geografisch ungünstig für eine perspektivische Warmegewinnung / -verwertung durch eine Flusswasserwärmepumpe.

5.9.5 Abwärme

5.9.5.1 Abwärme aus Abwasser

Aufgrund der mit der Größenklasse des Klärwerks in Zusammenhang stehenden geringen Trockenwasserabflussmenge ergeben sich keine signifikanten Potenziale an nutzbarer Restwärme. Daneben liegt die Anlage, selbst wenn genügend Wasserabfluss vorliegen würde, zu weit zu weit von potenziellen Wärmekunden entfernt, um einen wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes zu gewährleisten.

Die Überprüfung der Kanalisation in der Projektkommune ergab, dass das Leitungsnetz nicht über die erforderlichen Rohrquerschnitte von mindestens 800 mm Durchmesser verfügen und der geforderte Volumenstrom von mindesten 12-15 l/s nicht erfüllt wird. Dadurch entfällt die Möglichkeit der Abwärmenutzung.

5.9.5.2 Unvermeidbare industrielle Abwärme

Im Rahmen der Bestandsanalyse wurden in Zusammenarbeit mit der planungsverantwortlichen Stelle die wichtigsten Industrie- und Gewerbebetriebe ermittelt. Im Rahmen einer Akteursbefragung wurde festgestellt, dass aufgrund der Geschäftsmodelle keine signifikanten, unvermeidbaren industriellen Abwärmepotenziale vorliegen.

5.9.6 Erneuerbare Gase

5.9.6.1 Wasserstoff

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen in Deutschland ein Wasserstoff-Kernnetz mit dem Zieljahr 2032 (siehe Abbildung 5-11). Dieses umfasst auch Leitungen, die durch Bayern verlaufen. Nach Aussage der ENB liegt die Projektgemeinde an Hochdruck - Leitung von Oberbayern nach Niederbayern. Die Leitung soll perspektivisch wichtige Großkunden mit Wasserstoff (H₂) versorgen, deren Prozesse schwer zu dekarbonisieren sind. Daneben bestehen Ansätze, Biogas-Einspeiseanlagen zur Einspeisung von grünem Methan in das Netz einzuspeisen. Allerdings lässt sich die zukünftige Verfügbarkeit von H₂ hinsichtlich Menge und Preis allgemein noch nicht abschätzen. Auch ob und in welchem Umfang das aktuelle Gasnetz für den Transport von H₂ in der Projektkommune genutzt werden könnte, muss noch geprüft werden.

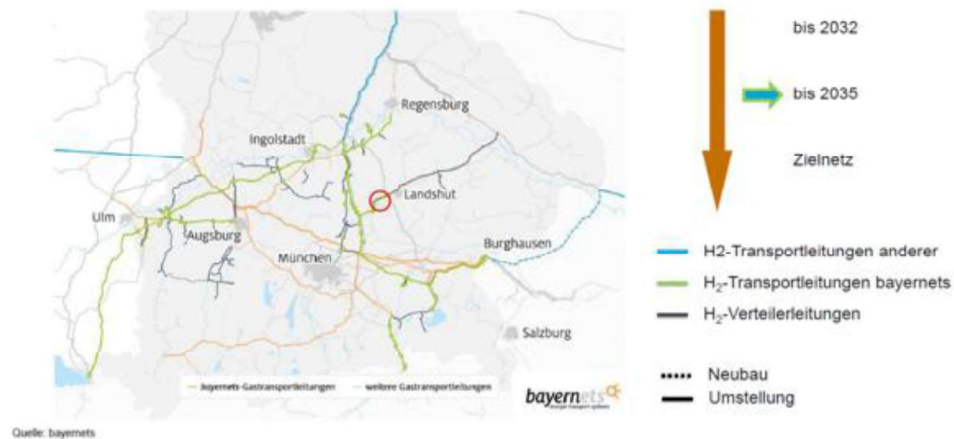
kernnetz^{plus}

Energienetze
Bayern



kernnetz^{plus}

Energienetze
Bayern



kernnetz^{plus}

Energienetze
Bayern

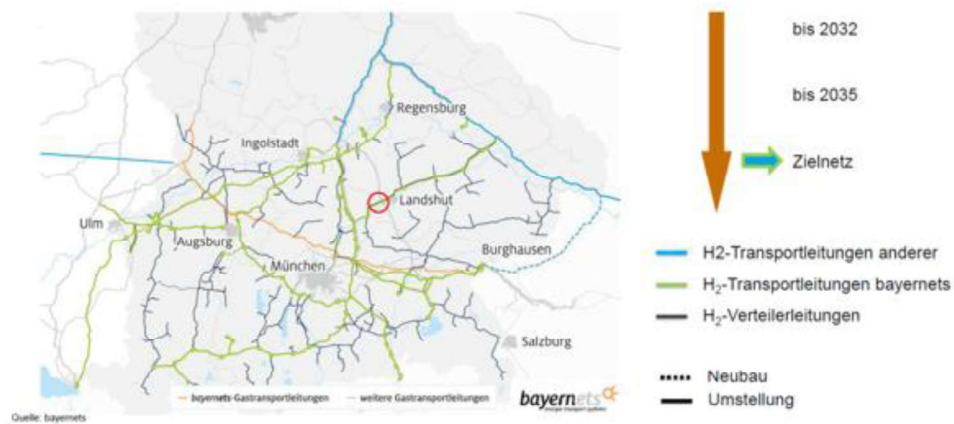


Abbildung 5-11: geplantes Kernnetz in Nieder- und Oberbayern

5.10 Potenziale der Stromerzeugung

Die Analyse der Potenziale im Projektgebiet hat verschiedene Optionen für die lokale Erzeugung von erneuerbarem Strom ergeben (siehe Abbildung 5-12).

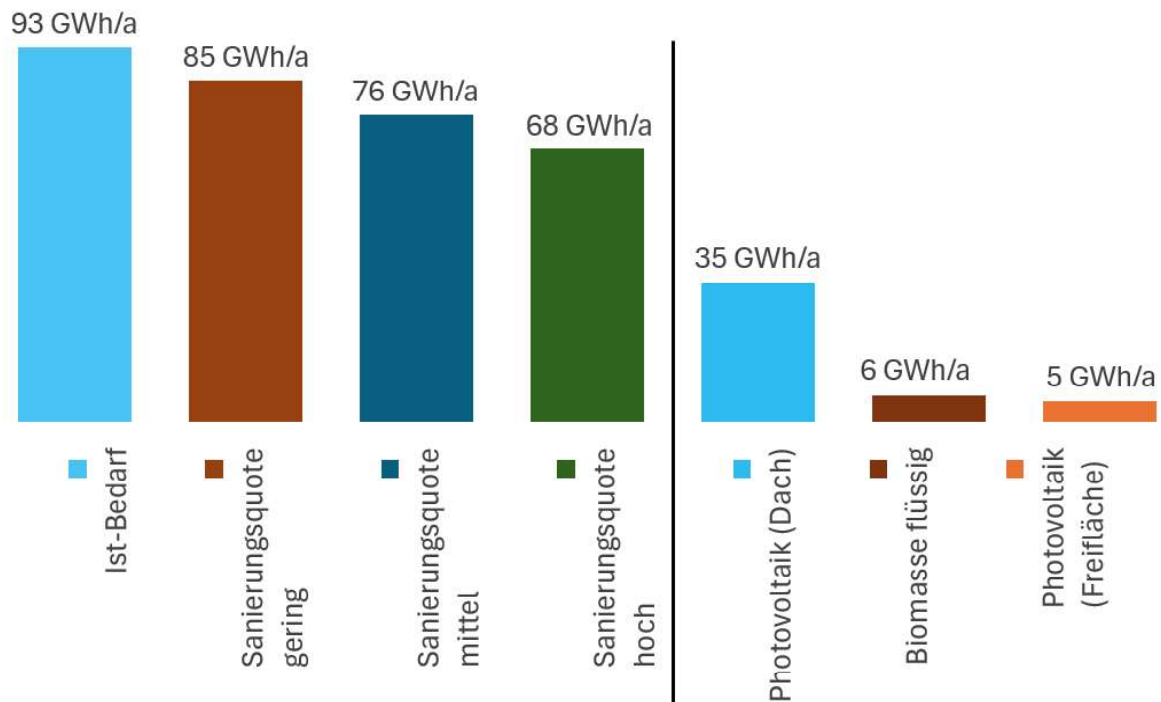


Abbildung 5-12: Erneuerbare Strompotenziale im Projektgebiet

5.10.1 Photovoltaik

5.10.1.1 Photovoltaik auf Freiflächen

Als grundsätzlich geeignet werden Flächen ausgewiesen, die keinen Restriktionen unterliegen und die technischen Anforderungen erfüllen. Dabei werden besonders Naturschutz, Hangneigungen, Überschwemmungsgebiete und gesetzliche Abstandsregeln beachtet. Bei der Potenzialberechnung werden Module unter Berücksichtigung von Verschattung und Sonneneinstrahlung optimal platziert, um die jährlichen Volllaststunden und den Jahresenergieertrag pro Gebiet zu errechnen. Die wirtschaftliche Nutzbarkeit wird basierend auf Mindestvolllaststunden und dem Neigungswinkel des Geländes bewertet, um nur die rentabelsten Flächen einzubeziehen. Zudem sind Flächenkonflikte beispielsweise mit landwirtschaftlichen Nutzflächen sowie die Netzanschlussmöglichkeiten abzuwägen. Ein großer Vorteil von PV-Freiflächen in Kombination mit großen Wärmepumpen ist, dass sich die Stromerzeugungsflächen nicht in unmittelbarer Nähe zur Wärmequelle befinden.

Insgesamt wurden im Rahmen der Bestandsanalyse durch das Marktstammdatenregister (MaStR) 21 Solarparks mit einer Nettoleistung von 29.151 kWp identifiziert⁵⁶.

Zur Potenzialberechnung wurden folgenden Parameter zugrunde gelegt:

- Platzbedarf: 15 m²/kWp
- Volllaststunden: 867 h/a

Mit 5 GWh/a stellt die Photovoltaik auf Freiflächen das derzeit niedrigste erneuerbare Strompotenzial dar. Dies ist dadurch begründet, dass, wie in Kapitel 1.4 beschrieben, der Ausbau an Photovoltaik auf Freiflächen in der Projektgemeinde schon sehr stark vorangetrieben wurde.

Tabelle 5-8: Potenzial Freiflächen - Solarthermie ⁵⁷

Technologie	Technisches Potenzial	Flächenbedarf	Stromertrag	CO ₂ -Reduzierung
Photovoltaik auf Freiflächen	22 %	20 ha	33 GWh/a	22.595 t/a

⁵⁶ Datenabfrage vom 20.02.2026

⁵⁷ Eigene Berechnung, Daten von (Energieatlas Bayern, 2026)

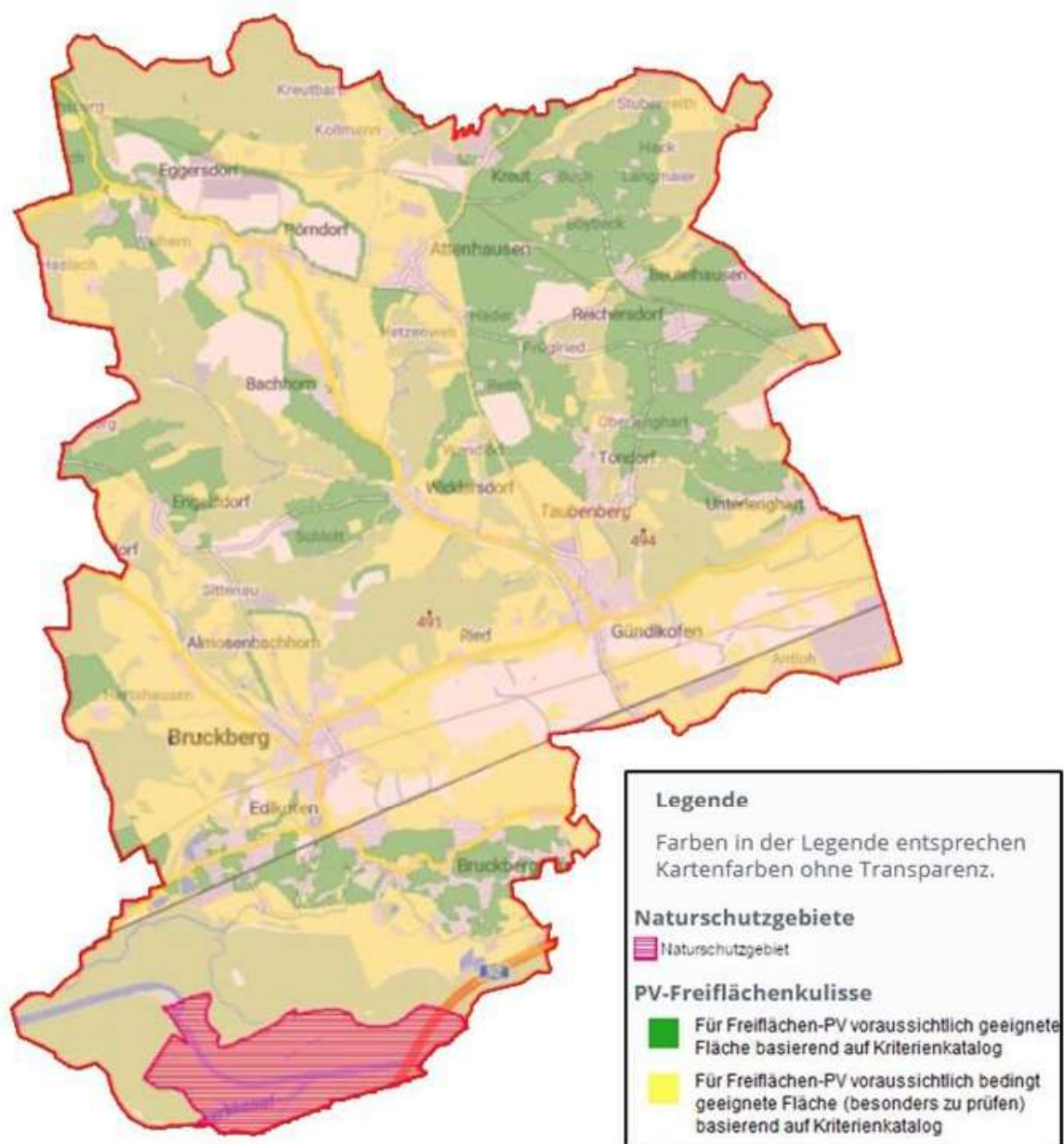


Abbildung 5-13: Potenzial Photovoltaik auf Freiflächen im Projektgebiet⁵⁸

5.10.1.2 Biomasse, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

KWK-Anlagen sind als flexible Energieerzeugungsanlagen von Bedeutung und dienen der kombinierten Erzeugung von Strom und Nutzwärme. Durch die ermittelten Potenziale an flüssiger Biomasse in Kapitel 5.9.3.2 ergibt sich ein anteiliges Potenzial zur Stromerzeugung von 6 GWh/a (siehe Tabelle 5-9) bei einem angenommenen Wirkungsgrad der KWK-

⁵⁸ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

Anlagen von ca. 39 %. Im Rahmen der Bestandsanalyse wurden zudem im Projektgebiet zwei signifikante KWK-Anlagen identifiziert, welche eine Erzeugerleistung von 162.165 kWh für 2023 ausweisen⁵⁹.

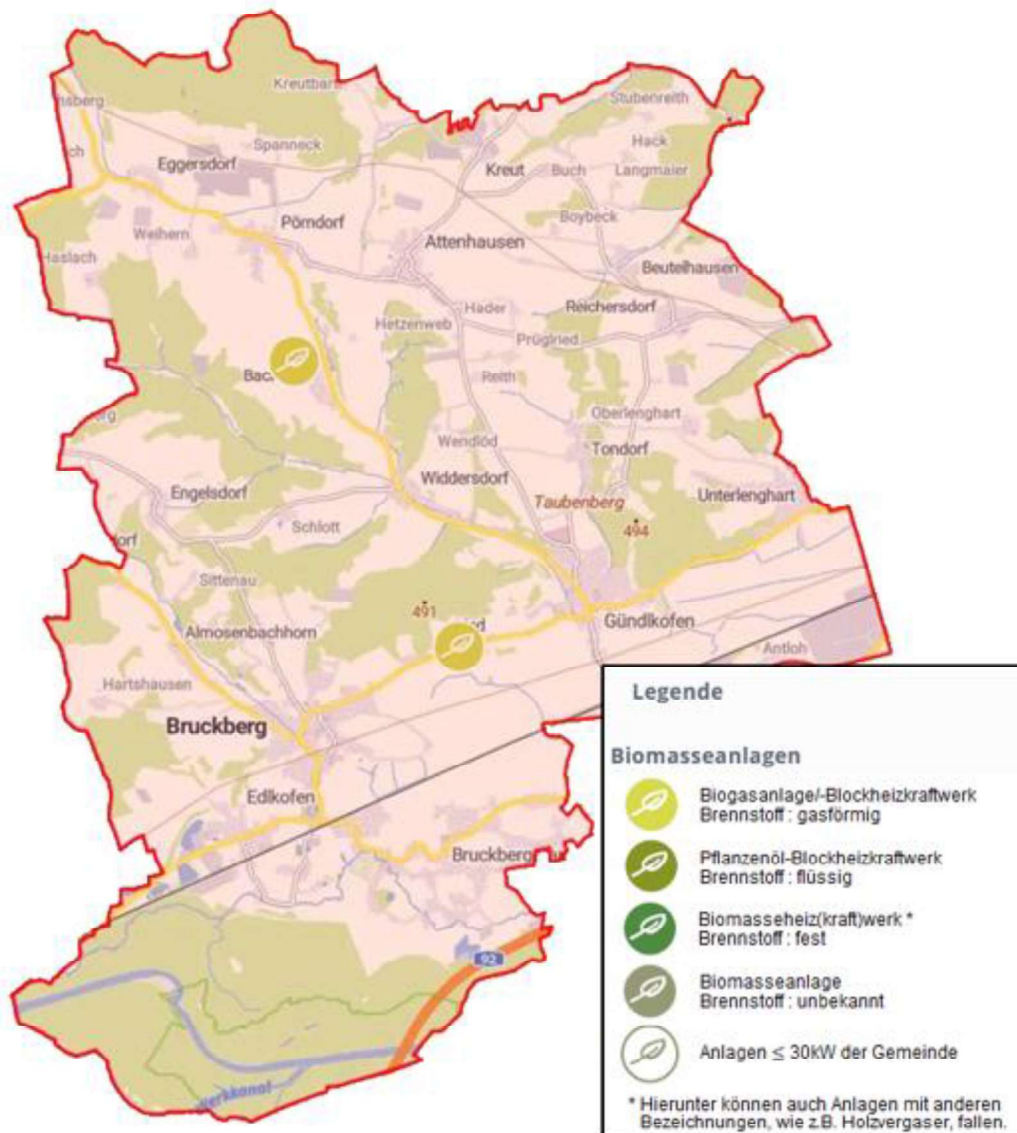


Abbildung 5-14: Biomasseanlagen im Projektgebiet⁶⁰

⁵⁹ Bayernwerk Netz GmbH

⁶⁰ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

Die Analyse der Daten des MaStR weist zwei KWK-Anlagen in den Ortsteilen Ried und Bachhorn mit einer Gesamterzeugerleistung 485 kW aus.

Tabelle 5-9: Potenzial Biomasse, KWK-Anlagen

Technologie	Technisches Potenzial	Leistung	Stromertrag	CO ₂ -Reduzierung
Biomasse, KWK	17 %	1,7 MW	6 GWh/a	3.415 t/a

Anhand der Einspeiser-Daten der Bayernwerk Netz GmbH ergeben sich in der Projektkommune drei Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 95 kW. Daraus resultiert eine Erzeugerleistung von 241.679 kWh im Jahr 2023. Die Anlagen befinden sich im südlichen Gemeindegebiet und werden durch den Klötzlmühlbach gespeist (siehe Abbildung 5-15). Nach Aussage der planungsverantwortlichen Stelle sind allerdings aktuell nur noch die Bartmühle und die Mittermühle in Betrieb, sodass sich die Erzeugerleistung für 2026 reduzieren wird. Der Energie-Atlas-Bayern weist kein zusätzliches Potenzial an Wasserkraft aus, geht allerdings von leicht erhöhten Werten für die installierte Leistung aus. Der Beitrag zur CO₂-Reduzierung durch die Wasserkraft mit 320 t/a (siehe Tabelle 5-10) spielt keine signifikante Rolle an der Gesamtbilanz.

Tabelle 5-10: Potenzial Wasserkraft

Technologie	Technisches Potenzial	Leistung (installiert)	Stromertrag	CO ₂ -Reduzierung
Wasserkraft	0 %	125 kW	397 MWh/a	320 t/a

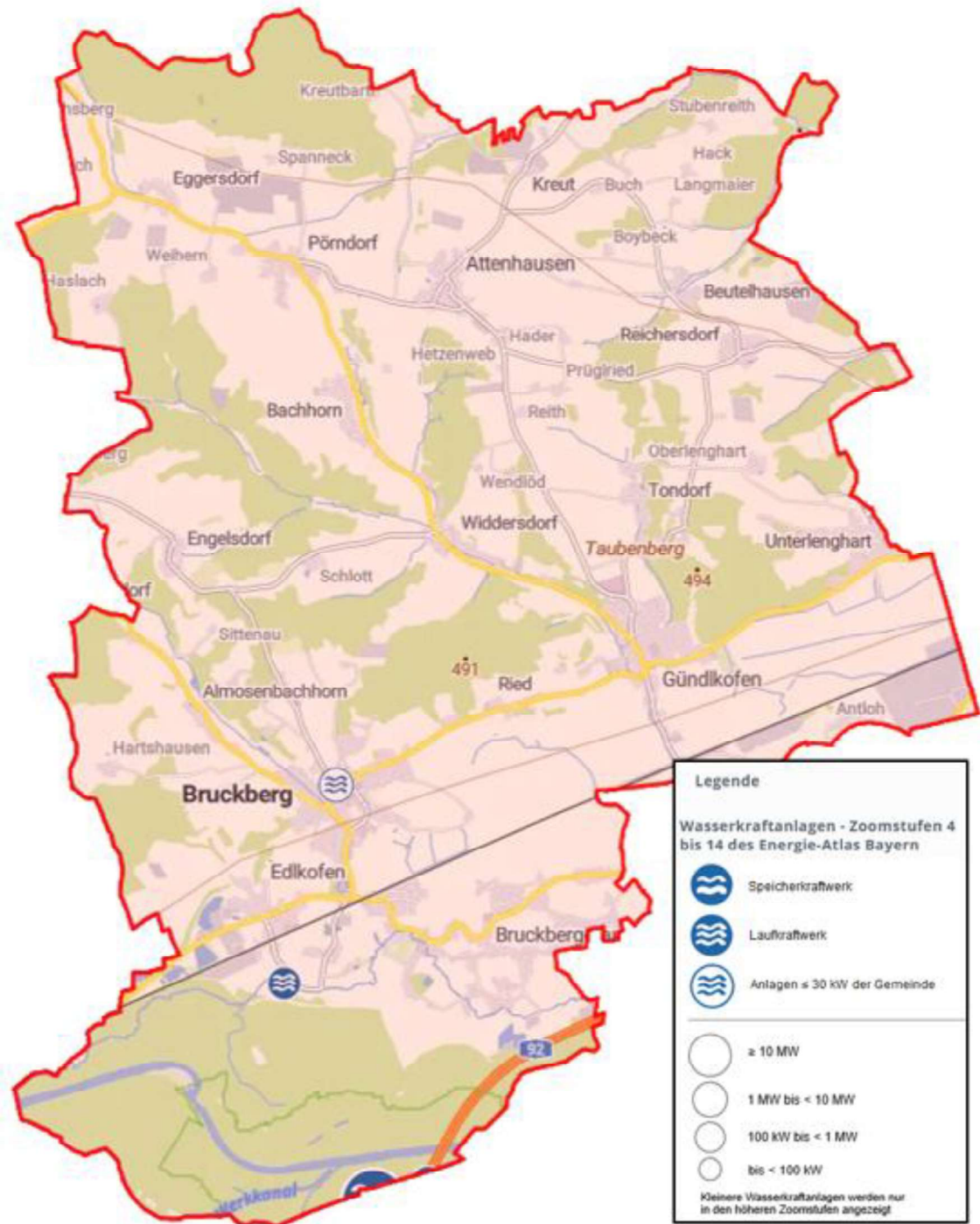


Abbildung 5-15: Bestand an Wasserkraft im Projektgebiet

5.10.1.3 Photovoltaik auf Dachflächen

Die Photovoltaik auf Dachflächen stellt mit 35 GWh/a das größte erneuerbare Strompotenzial dar (siehe Tabelle 5-11 und Abbildung 5-17). Das MaStR weist 856 installierte Anlagen

einer Gesamterzeugerleistung von 14 MW aus⁶¹. Im Projektgebiet sind überaus günstige Verhältnisse der solaren Einstrahlung gegeben (siehe Abbildung 5-16).

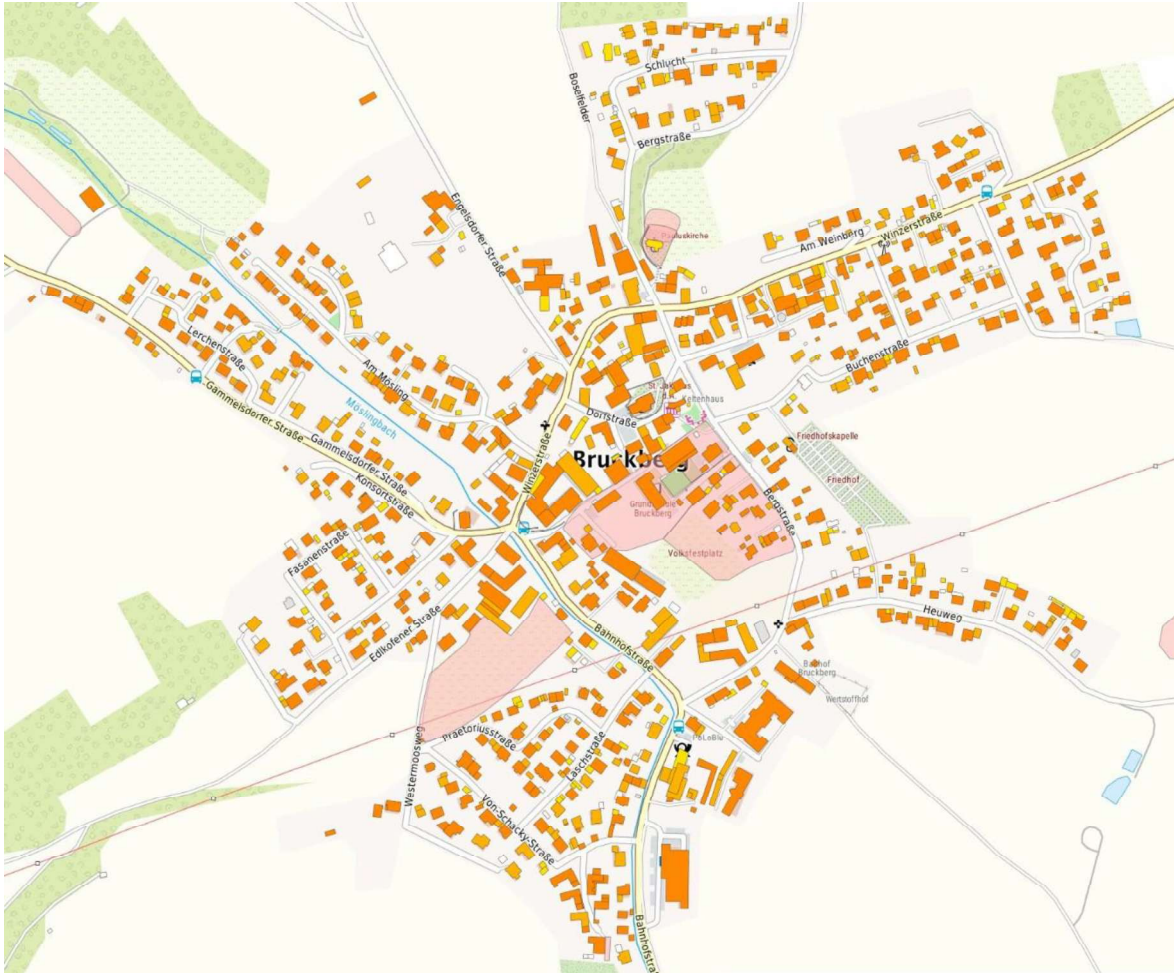


Abbildung 5-16: Solare Einstrahlung Projektkommune⁶²

Im Vergleich zum Potenzial auf Freiflächen bietet dieses Potenzial den Vorteil, dass es ohne zusätzlichen Flächenbedarf ausgenutzt werden kann, zu beachten sind allerdings mögliche Denkmalschutzrestriktionen. Allerdings ist im Vergleich zu Freiflächenanlagen mit höheren spezifischen Kosten zu kalkulieren. In Kombination mit Wärmepumpen ist das Potenzial von PV-Anlagen auf Dachflächen insbesondere für die Warmwasserbereitung im Sommer sowie die Gebäudeheizung in den Übergangszeiten interessant.

⁶¹ Stand 31.12.2024

⁶² Quelle: <https://www.solarkataster-landkreis-landshut.de>, abgerufen am 20.02.2026

Zur Potenzialberechnung wurden folgenden Parameter zugrunde gelegt:

- Platzbedarf: 6 m²/kWp
- Volllaststunden: 1.060 h/a

Tabelle 5-11: Potenzial Photovoltaik auf Dachflächen

Technologie	Technisches Potenzial	Leistung	Stromertrag	CO ₂ -Reduzierung
Dachflächen Photovoltaik	217 %	30 MW	35 GWh/a	34.699 t/a

Die nachfolgende Tabelle 5-12 zeigt die Aufteilung der Potenziale für PV-Dachflächen nach Gebäudetyp. Es bestehen hohe Potenziale im Bereich von Wohn- und unbeheizten Gebäuden sowie bei Dachflächen der Industriebetriebe.

Tabelle 5-12: Potenzial Photovoltaik auf Dachflächen nach Gebäudetyp

Dachflächenpotenzial nach Gebäudetyp					
Wohngebäude	Öffentliche Gebäude	Industrie	Unbeheizte Gebäude	GHD	Sonstige Gebäude
31 %	2 %	19 %	39 %	3 %	6 %

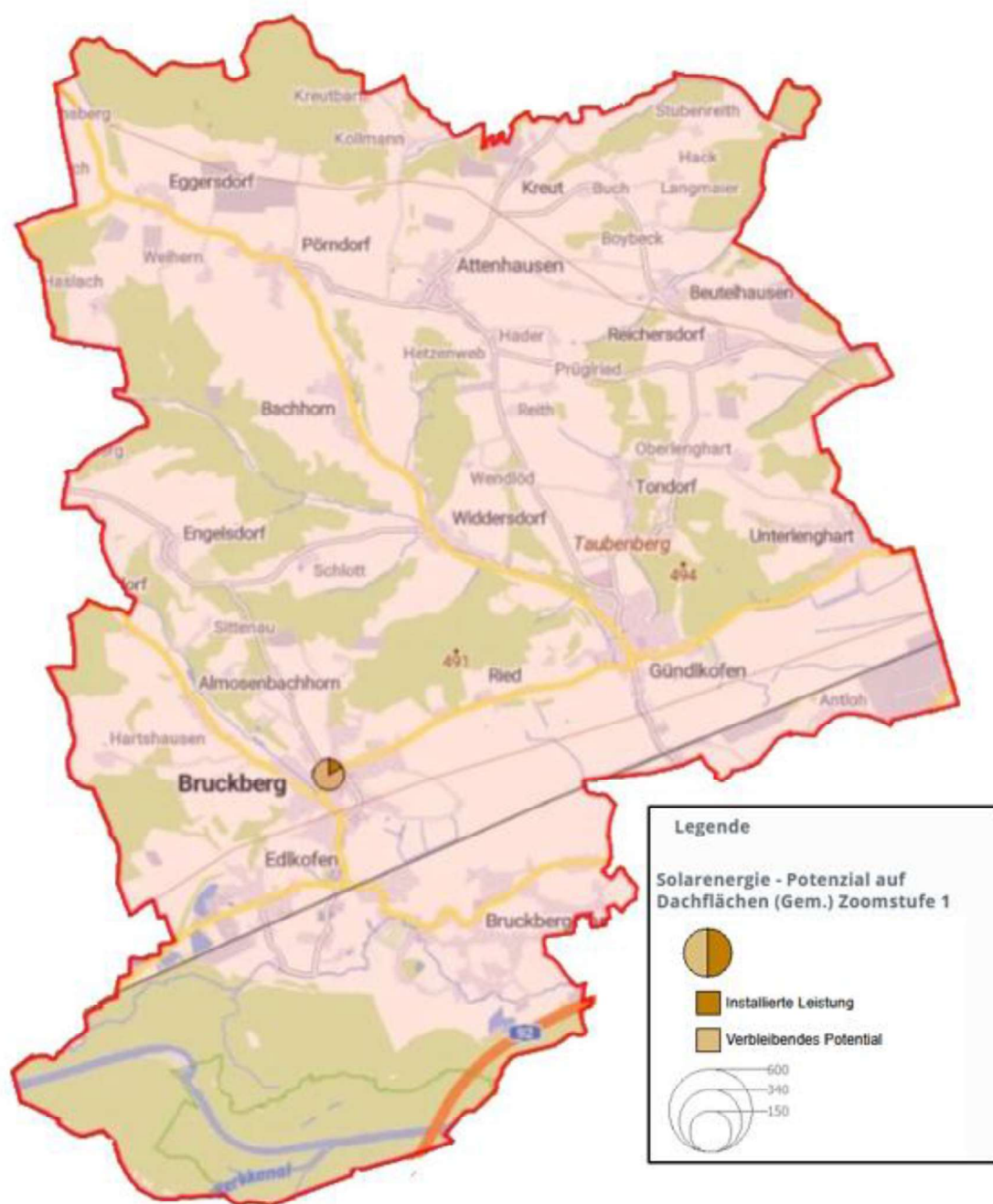


Abbildung 5-17: Potenzial Photovoltaik auf Dachflächen im Projektgebiet⁶³

⁶³ Quelle: [Energie-Atlas Bayern - das zentrale Informationsportal zur Energiewende in Bayern | Energie-Atlas Bayern](#), abgerufen am 20.02.2026

5.10.2 Windkraft

Die Gemeinde Bruckberg liegt der Planungsregion 13 Landshut. Die aktuelle Tekturkarte über Vorranggebiete für Windenergieanlagen vom 13. März 2025 weist derzeit keine Gebiete für Windkraftanlagen aus. Die planungsverantwortliche Stelle begründet dies durch den naheliegenden Flugplatz Landshut-Ellermühle südöstlich der Gemarkung Bruckberg. Somit besteht momentan kein Potenzial für die Gewinnung von erneuerbarem Strom durch Windkraft im Projektgebiet.

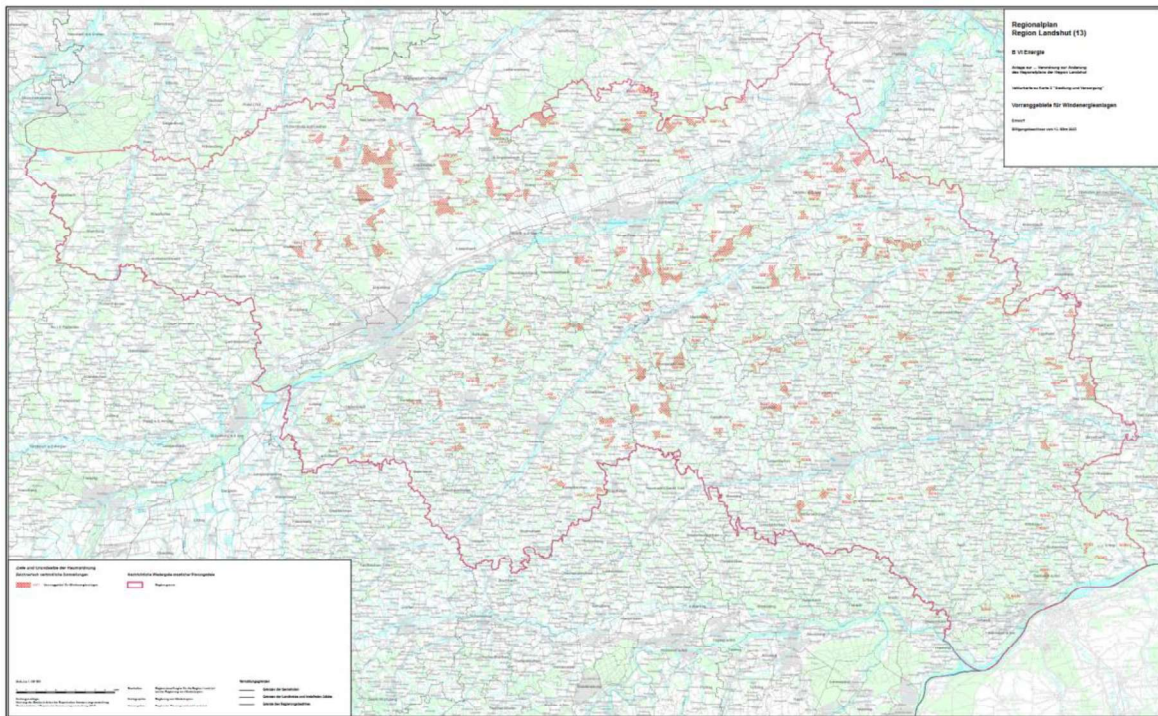


Abbildung 5-18: Tekturkarte Regionalplan Landshut⁶⁴

⁶⁴ Quelle: https://daten2.verwaltungsportal.de/dateien/seitengenerator/17a4c1429bc80651e325b22316dd7c1f225398/250324_R13_Windenergie_Entwurf_small.pdf, abgerufen am 20.02.2026

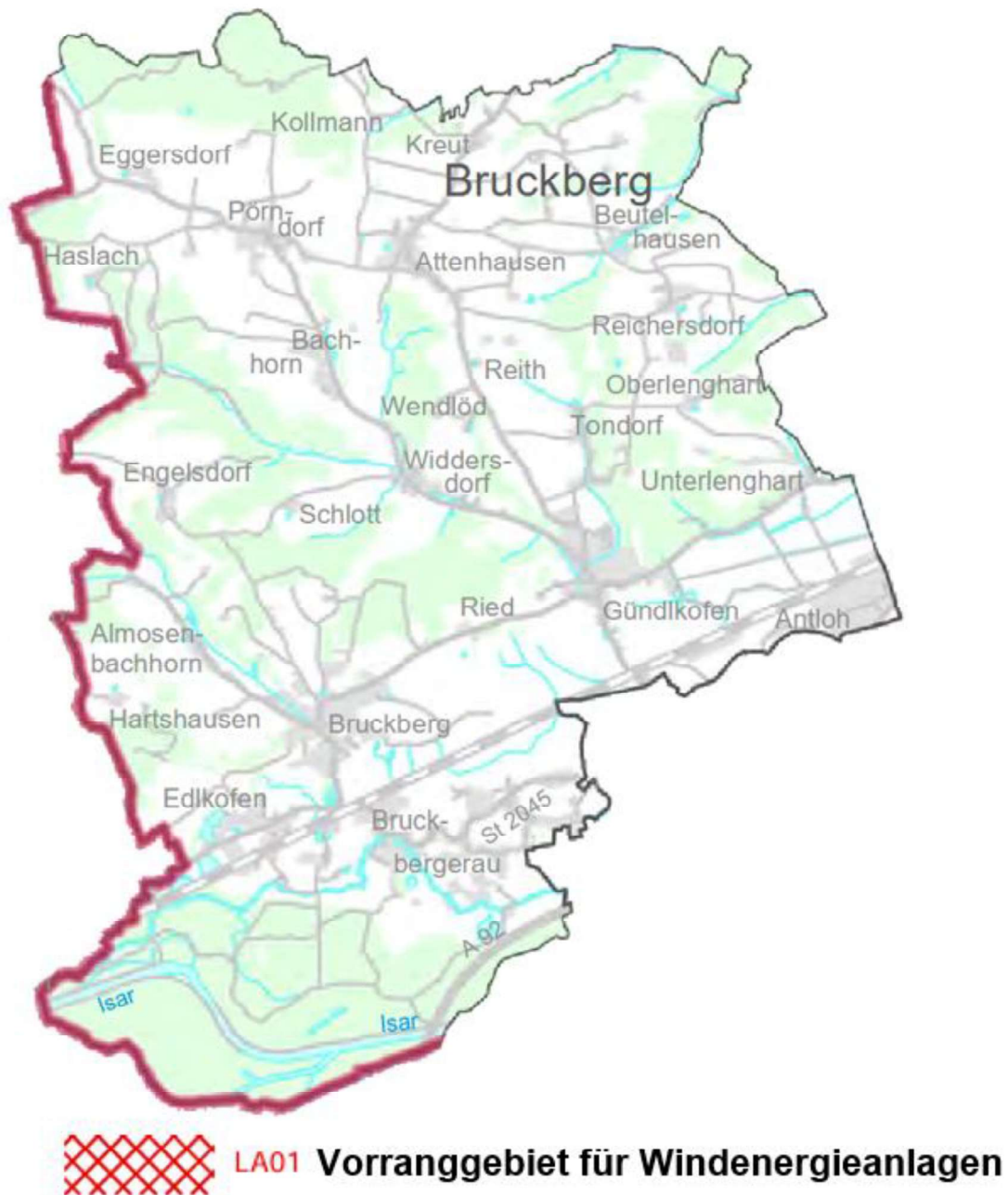


Abbildung 5-19: Ausschnitt Tekturkarte Regionalplan Landshut

5.11 Potenzial zur Gebäudesanierung

Die Bestandsanalyse zeigt, dass ca. 40 % der Gebäude in der Projektkommune vor 1979 errichtet wurden, also, bevor die erste Wärmeschutzverordnung im Jahr 1977 in Kraft trat. Den mit ca. 31 % größten Anteil davon stellen die zwischen 1950 und 1979 errichteten Gebäude dar. Hier bietet sich ein umfangreiches Sanierungspotenzial. Altbauten (ca. 4%), die

vor 1919 errichtet wurden und bislang wenig oder nicht saniert wurden, verfügen tendenziell über den höchsten Wärmebedarf. Aufgrund ihrer robusten Bauweise sind sie ebenfalls für Sanierungen interessant, wobei u. U. denkmalschutzrechtliche Einschränkungen zu beachten sind. Anhand der Auswertung der Verteilung der Gebäudealtersklassen (siehe Abbildung 4-8) befinden sich die größten Sanierungspotenziale in den Clustern Almosenbachhorn 28; Bruckberg 32, 33, 34, 37, 38, 39, 40, 41, 48, 49, 50; Bruckbergerau Ost 1 und 2; Edlkofen 3; Gündlkofen 17, 21, 23, 24, 25, 26, 27; Kreut; Unterlenghardt 15; Ried, Tondorf und Widdersdorf (siehe Abbildung 4-18 und Tabelle 4-3). Die energetische Gebäudesanierung stellt einen wichtigen Hebel zur Reduzierung des Energiebedarfs und die damit verbundene Reduktion an CO₂-Emissionen in der Projektkommune dar.

In den nachfolgenden Abschnitten werden unterschiedliche Sanierungsquoten und deren Auswirkungen auf die Reduzierung des Wärmebedarfs in der Projektkommune bis 2040 dargestellt

5.11.1 Sanierungsquote 0,7 % pro Jahr

Bei der Gebäudesanierung und die damit verbundene Senkung des Wärmebedarfs müssen unterschiedliche Szenarien betrachtet werden. Die Zielvorgabe einer Sanierungsquote von 2 % jährlich wird derzeit nicht annähernd erreicht, 2023 und 2024 liegt sie im bundesweiten Schnitt bei ca. 0,7 %.

Die Auswertung der Gebäudealtersklassen legt eine ähnliche Quote für Bruckberg nahe.

Eine jährliche Sanierungsquote von 0,7 % bis 2040 ergibt ein Reduktionspotenzial von ca. 9 % des Gesamtwärmebedarfs in der Projektkommune. Dies würde zu einer Reduzierung des durchschnittlichen spezifischen Wärmebedarfs von derzeit 178 kWh/a*m² auf 162 kWh/a*m² (siehe Abbildung 5-20) im Jahr 2040 führen. Der spezifische Wärmebedarf definiert die jährliche, zum Heizen pro Fläche benötigte Energie. Er wird bei der Einteilung der Effizienzklassen für Gebäude angegeben. Zum besseren Verständnis sind bei der Betrachtung der Effekte der Sanierungsquoten die Veränderungen innerhalb der Gebäudeenergieeffizienzklassen angegeben. Eine Sanierungsquote von 0,7 % würde demzufolge gerade so zu einer Verbesserung der Energieeffizienzklasse von F auf E (siehe Abbildung 5-23) führen.

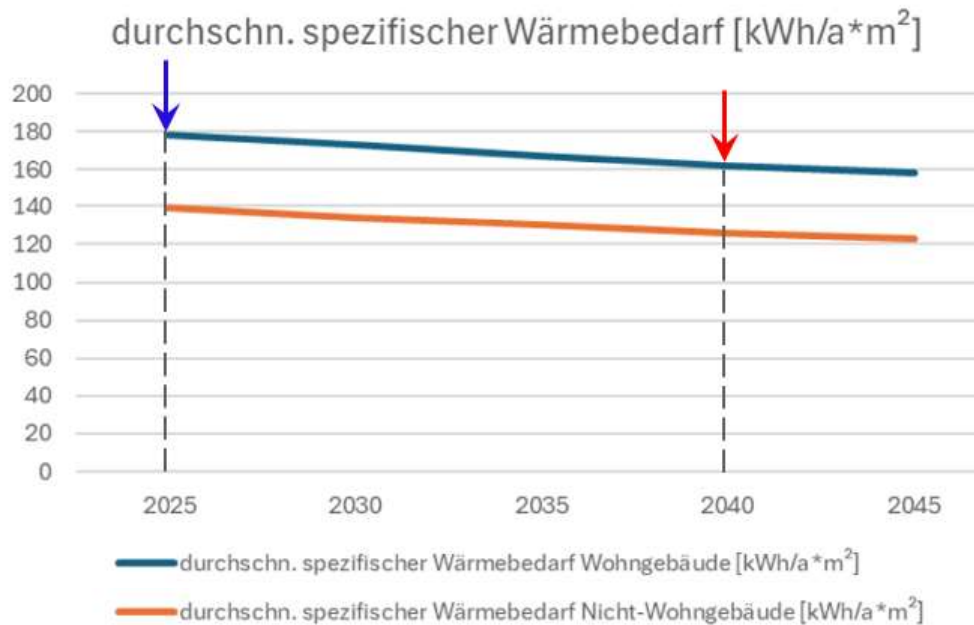


Abbildung 5-20: Durchschnittlicher spezifischer Wärmebedarf Sanierungsquote 0,7 %

Parallel dazu würde die durchschnittlich spezifische Heizlast von derzeit 99 W/m² auf 90 W/m² im Jahr 2040 sinken (siehe Abbildung 5-21).

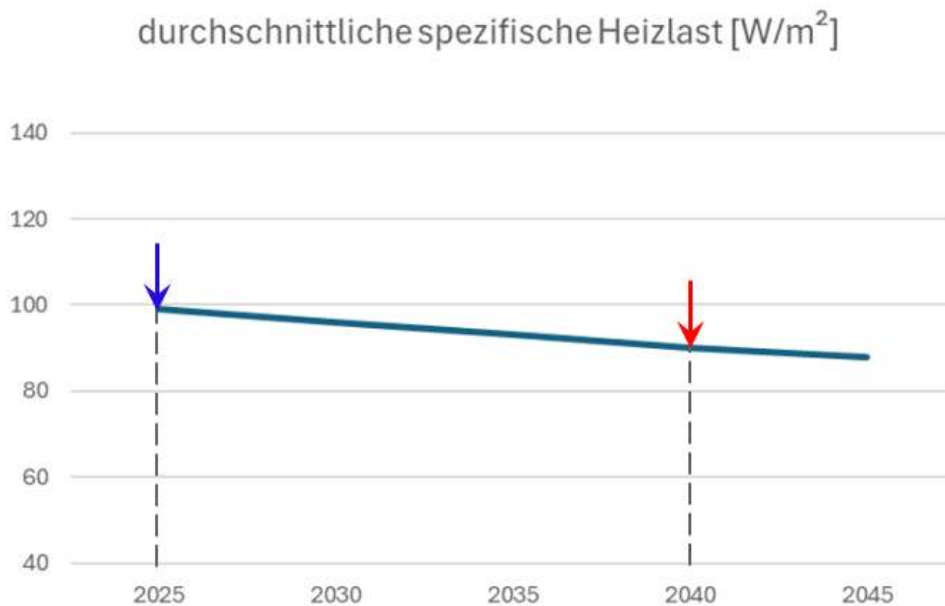


Abbildung 5-21: Durchschnittliche spezifische Heizlast Sanierungsquote 0,7 %

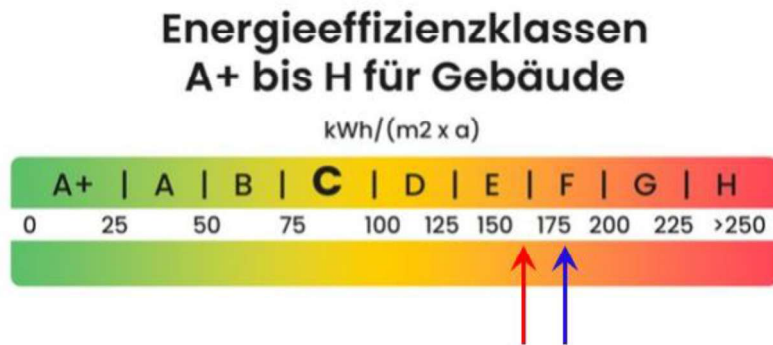


Abbildung 5-22: Veränderung der Energieeffizienzklasse bei Sanierungsquote 0,7 %

5.11.2 Sanierungsquote 1,5 % pro Jahr

Eine jährliche Sanierungsquote von 1,5 % bis 2040 ergibt ein Reduktionspotenzial von ca. 18 % des Gesamtwärmebedarfs in der Projektkommune. Dies würde zu einer Reduzierung des durchschnittlichen spezifischen Wärmebedarfs von derzeit 178 kWh/a*m² auf 144 kWh/a*m² (siehe Abbildung 5-23) im Jahr 2040 führen.

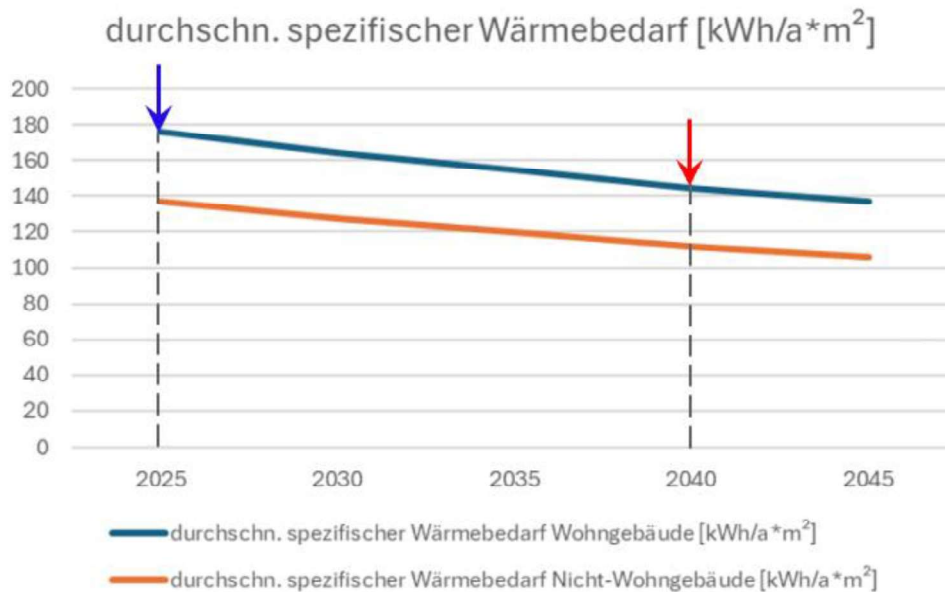


Abbildung 5-23: Durchschnittlicher spezifischer Wärmebedarf Sanierungsquote 1,5 %

Analog dazu würde die durchschnittlich spezifische Heizlast von derzeit 99 W/m² auf 80 W/m² im Jahr 2040 sinken (siehe Abbildung 5-24).

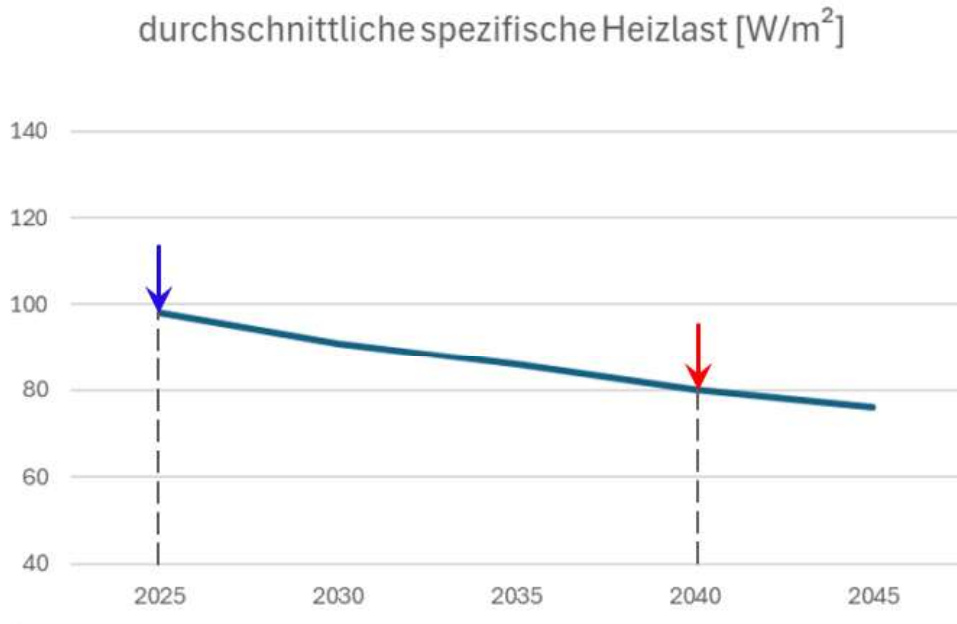


Abbildung 5-24: Durchschnittliche spezifische Heizlast Sanierungsquote 1,5 %

Bei der Betrachtung der Gebäudeenergieeffizienzklasse zeigt sich nur eine geringfügige Veränderung in der Stufe E (siehe Abbildung 5-25).

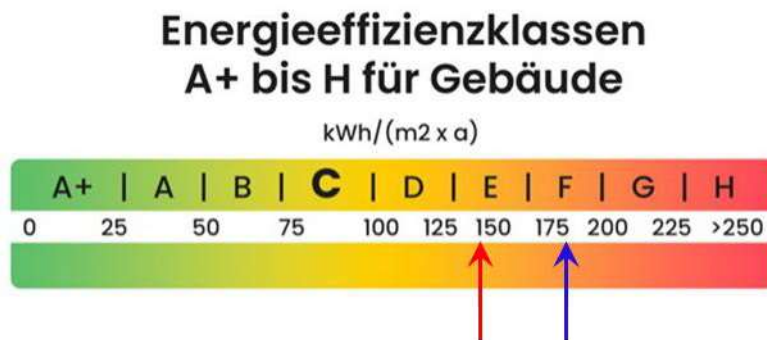


Abbildung 5-25: Veränderung der Energieeffizienzklasse bei Sanierungsquote 1,5 %

5.11.3 Sanierungsquote 2,0 % pro Jahr

Eine jährliche Sanierungsquote von 2,0 % bis 2040 ergibt ein Reduktionspotenzial von ca. 27 % des Gesamtwärmebedarfs in der Projektkommune. Dies würde zu einer Reduzierung des durchschnittlichen spezifischen Wärmebedarfs von derzeit 178 kWh/a*m² auf 128 kWh/a*m² (siehe Abbildung 5-26) im Jahr 2040 führen.

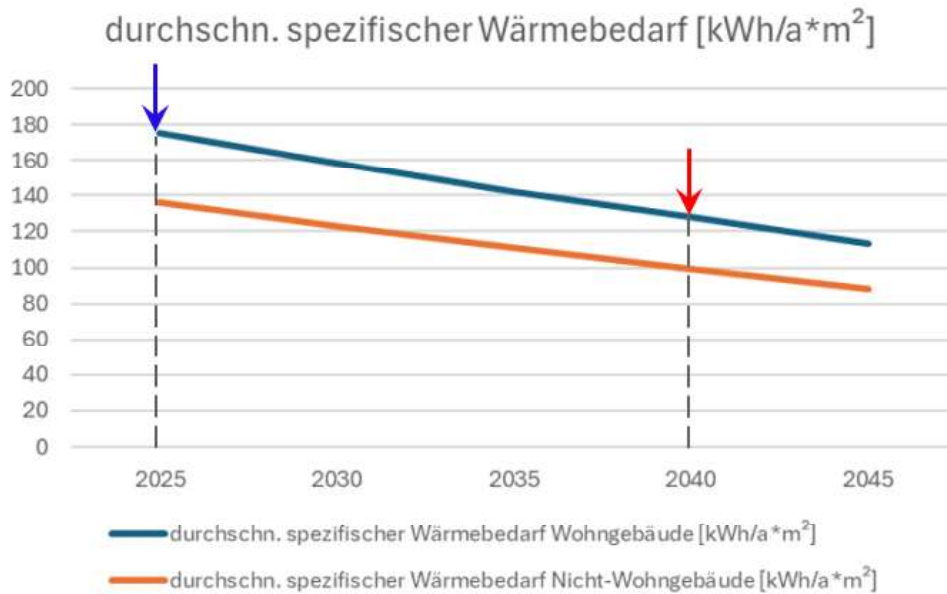


Abbildung 5-26: schnittlicher spezifischer Wärmebedarf Sanierungsquote 2,0 %

Parallel dazu würde die durchschnittlich spezifische Heizlast von derzeit 99 W/m² auf 71 W/m² im Jahr 2040 sinken (siehe Abbildung 5-27).

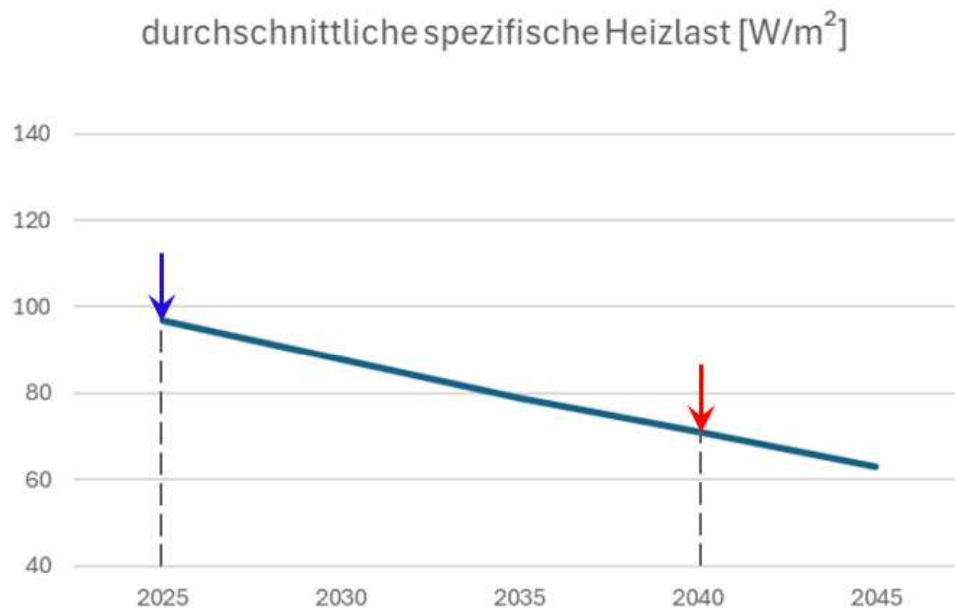


Abbildung 5-27: Durchschnittliche spezifische Heizlast Sanierungsquote 2,0 %

Eine Sanierungsquote von 2,0 % würde demzufolge zu einer Verbesserung der Energieeffizienzklasse von F auf nahezu D führen (siehe Abbildung 5-28).

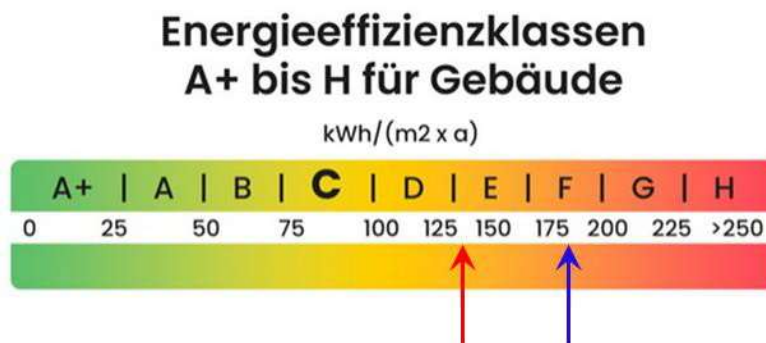


Abbildung 5-28: Veränderung der Energieeffizienzklasse bei Sanierungsquote 2,0 %

5.12 Zusammenfassung und Fazit

Die Potenzialanalyse für erneuerbare Energien in der Wärmeerzeugung in Bruckberg offenbart große Chancen für eine nachhaltige Wärmeversorgung (siehe Abbildung 5-29).

Die Potenziale hierfür sind räumlich heterogen verteilt: In den dicht besiedelten Hauptortsteilen sowie in Gewerbegebieten dominieren die Potenziale der Solarthermie auf Dachflächen. Die Anzahl der denkmalgeschützten Gebäude in der Projektkommune ist überschaubar und beschränkt sich im Wesentlichen auf Sakralgebäude, einige historische Bauernhäuser und das Schloss Bruckberg.

Für diese Gebäude gelten strenge Auflagen für bauliche Veränderungen an Dächern und Fassaden, was den Ausbau solarthermischer Anlagen erschwert.

In locker bebauten Quartieren bieten Erdwärmekollektoren ein hohes Potenzial, während an den Gemeinderändern Solar-Kollektorfelder und außerhalb der Wasserschutzgebiete große Erdwärme-Kollektorfelder oder Sondenfelder vielerorts möglich sind. Trotz des hohen Potenzials erfordert die Solarthermie auf Freiflächen eine sorgfältige Planung hinsichtlich der Flächenverfügbarkeit, der Flächen zur Wärmespeicherung sowie der Flächenkonkurrenz mit der Agrarwirtschaft und der Photovoltaik. Die Erschließung dieser Potenziale wird bei der detaillierten Prüfung der Wärmenetzeignungsgebiete im Anschluss an die Wärmeplanung untersucht.

In den Ortskernen Bruckberg und Gündlkofen liegt das größte Potenzial in der Gebäudesanierung, wobei der Schwerpunkt auf kommunalen Liegenschaften und Wohngebäuden liegt. Besonders Gebäude, die bis 1978 erbaut wurden, bieten ein hohes Einsparpotenzial

durch Sanierung. Wichtige Wärmequellen ergeben sich durch die Nutzung von Aufdach-PV in Kombination mit Wärmepumpen, Solarthermie und Biomasse.

Die umfassende Analyse legt nahe, dass es technisch möglich ist, den gesamten Wärmebedarf durch erneuerbare Energien auf Basis lokaler Ressourcen zu decken. Dieses ambitionierte Ziel erfordert allerdings eine differenzierte Betrachtungsweise, da die Potenziale räumlich stark variieren, nicht überall gleichermaßen verfügbar sind und die Flächenverwendung nicht nur aus energetischer Perspektive betrachtet werden kann. Zudem ist die Saisonalität der erneuerbaren Energiequellen zu berücksichtigen und in der Planung mittels Speichertechnologien und intelligenter Betriebsführung zu adressieren.

Im Hinblick auf die dezentrale Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Energien spielt die Flächenverfügbarkeit eine entscheidende Rolle. Individuelle, räumlich angepasste Lösungen sind daher unerlässlich für eine effektive Wärmeversorgung. Dabei sind die Potenziale von Dachflächen und weiteren Flächen in bereits bebauten, versiegelten Gebieten gegenüber den Potenzialen von Freiflächen prioritär zu betrachten.

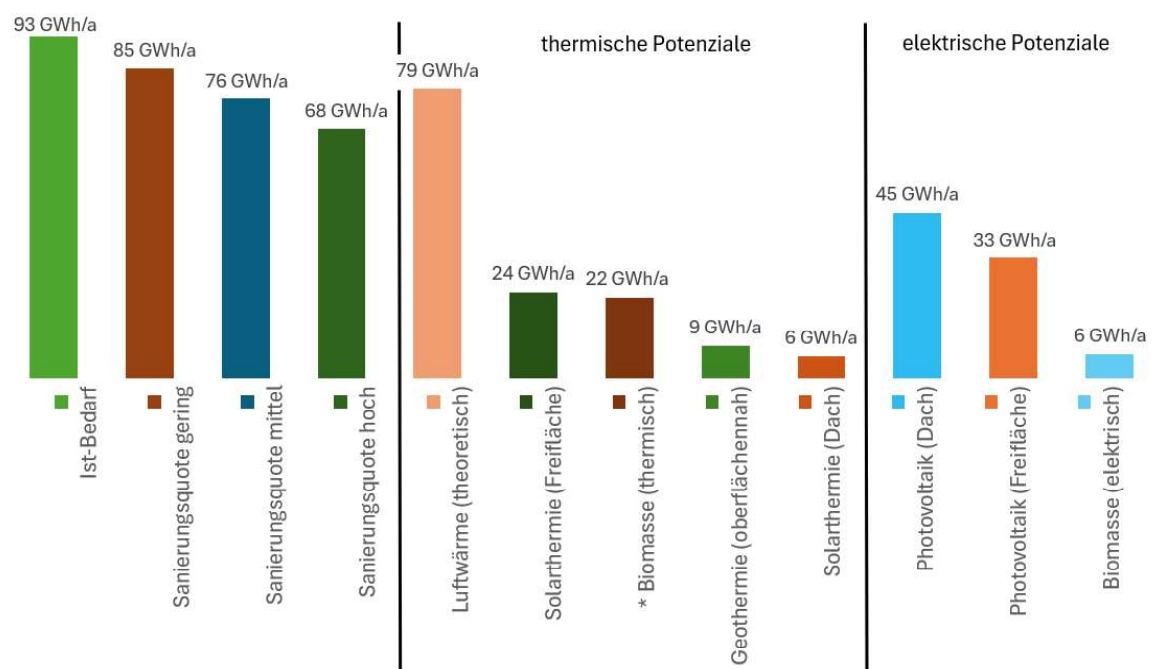


Abbildung 5-29: Wärme- und Strompotenziale im Projektgebiet

6 Zielszenario

6.1 Entwicklung des Zielszenario

6.1.1 Rechtliche Basis

Auf Grundlage der Eignungsprüfung nach § 14 WPG sowie der Bestands- und Potenzialanalyse (§§ 15 und 16 WPG) entwickelt die planungsverantwortliche Stelle ein maßgebliches Zielszenario (§ 17 Absatz 2 WPG). Die im Wärmeplan für das Zielszenario darzustellenden Indikatoren finden sich in Abschnitt III der Anlage 2 zum WPG. Das Zielszenario muss in Einklang stehen mit der Einteilung des geplanten Gebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete gemäß § 18 WPG sowie der Darstellung der Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr (§ 19 WPG). Weiterhin muss das Zielszenario vereinbar sein mit den Zielen des Wärmeplanungsgesetzes (§ 1 WPG). Die Erstellung des Zielszenarios ist Gegenstand von § 17 WPG.

6.1.2 Beschreibung

6.1.2.1 Ziel

Ziel der Entwicklung des Zielszenarios sowie der Einteilung des betrachteten Gebiets in Wärmeversorgungszone ist es, die Ergebnisse aller vorherigen Schritte der Wärmeplanung zu einem stimmigen Gesamtbild für das gesamte Planungsgebiet zusammenzuführen. Dieser Schritt legt die grundlegenden Rahmenbedingungen für die Transformation der Wärmeversorgung fest, bietet den beteiligten Akteuren eine geografisch differenzierte Orientierung für Investitionsentscheidungen und bildet die Basis für die spätere Umsetzungsstrategie. Das Zielszenario beschreibt aus Sicht der planungsverantwortlichen Stelle einen bevorzugten, konsistenten und realistischen Entwicklungspfad hin zu einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung bis spätestens 2040 – in einigen Bundesländern erst ab 2045 – im Einklang mit dem Bundesklimaschutzgesetz sowie weiteren relevanten bundes-, landes- und kommunalrechtlichen Vorgaben und Strategien.

6.1.2.2 Inhalt

Die Entwicklung des Zielszenarios erfolgt auf Grundlage der Analyse und Abwägung verschiedener Entwicklungspfade, die alle mit dem Ziel einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung bis spätestens 2045 vereinbar sind. Das Zielszenario wird für das gesamte geplante Gebiet erstellt und bildet ein konsistentes, langfristiges Zielbild.

In die Ausarbeitung fließen die Ergebnisse der Eignungsprüfung im Rahmen der Bestandsanalyse (siehe Kapitel 4) sowie der Potenzialanalyse (siehe Kapitel 5) gemäß §§ 14 bis 16 des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) ein. Darüber hinaus muss das Zielszenario mit der Gebietseinteilung nach § 18 WPG sowie mit der Darstellung der vorgesehenen Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr gemäß § 19 WPG übereinstimmen.

Die Gebietseinteilungen für die Jahre 2030, 2035 und 2040 sowie die Darstellung der Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr sind integrale Bestandteile des Zielszenarios. Sie beschreiben die angestrebte Struktur der Wärmeversorgung entlang des Zielpfads in räumlich differenzierter Form.

6.1.2.3 Rahmenbedingungen und Ablauf

Zu Beginn werden die relevanten Rahmenbedingungen für das Zielszenario definiert. Dies erfolgt auf Basis geltender gesetzlicher Vorgaben sowie einschlägiger nationaler und regionaler Strategien. Darauf aufbauend wird die Entwicklung des zukünftigen Wärmebedarfs für das Zielszenario prognostiziert.

Im Anschluss erfolgt eine qualitative Bewertung aller Teilgebiete hinsichtlich ihrer Eignung als Wärmenetzgebiet, Wasserstoffnetzgebiet oder Gebiet für eine dezentrale Wärmeversorgung. Die Bewertung stützt sich auf vier zentrale Kriterien:

- Niedrige WärmeGESTEHUNGSKOSTEN
- Geringes Realisierungsrisiko
- Hohe Versorgungssicherheit
- Geringe kumulierte Treibhausgasemissionen

Diese Kriterien werden anhand definierter Indikatoren bewertet. Alternativ kann für die Kriterien „WärmeGESTEHUNGSKOSTEN“ und „Treibhausgasemissionen“ auch eine detaillierte quantitative Analyse erfolgen.

Auf Grundlage dieser Bewertung wird abgeleitet, welche Wärmeversorgungsart für jedes Teilgebiet am besten geeignet ist und zu welchem Zeitpunkt diese voraussichtlich verfügbar sein wird. Ist eine eindeutige Zuordnung noch nicht möglich, kann das Teilgebiet als Prüfgebiet für die Stützjahre ausgewiesen werden. Dies gilt auch, wenn eine Versorgung mit grünem Methan in Betracht gezogen wird – in diesem Fall wird die Eignung gesondert geprüft.

Die Gebietseinteilung, zusammen mit den vorangegangenen Schritten der Wärmeplanung und den Annahmen zur Entwicklung des Wärmebedarfs bildet die Grundlage für die

Entwicklung zielkonformer Transformationsszenarien und damit auch für das finale Zielszenario.

Wie bereits in den vorherigen Planungsschritten vorgesehen, sollen auch bei der Erstellung des Zielszenarios und der Gebietseinteilung die relevanten Akteure einbezogen werden. Zudem ist den Beteiligten gemäß § 7 Abs. 2 und 3 WPG die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Zielszenario einzuräumen.

6.1.2.4 Ableitung des Zielszenarios

1. Entwicklung des Wärmebedarfs im gesamten geplanten Gebiet.
2. **Eignungsbewertung der Teilgebiete:** Analyse der Eignung jedes Teilgebiets für die Versorgung über:
 - ein Wärmenetz,
 - ein Wasserstoffnetz sowie
 - dezentrale Wärmeerzeugung.
3. **Gebietseinteilung nach Wärmeversorgungsarten:** Zuordnung der Teilgebiete zu voraussichtlichen Wärmeversorgungsgebieten für die Stützjahre (z. B. 2030, 2035, 2040).
4. **Kartografische Darstellung**
 - Visualisierung der Eignung aller Teilgebiete für die betrachteten Wärmeversorgungsarten im Zieljahr.
 - Darstellung der erwarteten zeitlichen Entwicklung der Wärmeversorgung in den Teilgebieten.
 - Zusätzlich: Kartografische Kennzeichnung von Gebieten mit erhöhtem Potenzial zur Energieeinsparung im Bereich Raumwärme.

6.1.2.5 Zusammenfassung und Fazit

Wie bereits in Kapitel 5.11 beschrieben, bestehen in der Projektgemeinde aufgrund der Gebäudealtersstruktur signifikante Sanierungspotenziale. Für die Entwicklung des Zielszenarios (siehe Abbildung 6-1) wurde eine geringe Sanierungsquote von 0,7 % pro Jahr (konservativ, realistische Einschätzung) zugrunde gelegt, sodass sich der Gesamtwärmebedarf bis 2040 um 8 GWh/a von derzeit 93 GWh/ auf 85 GWh/a reduziert.

Bei der Betrachtung der einzelnen Energieträger wird davon ausgegangen, dass sich der Anteil der Wärmeerzeugung durch Nachtspeicheröfen bis 2040 vollständig auf null zurück gehen wird. Dabei wurde eine lineare Reduzierung zugrunde gelegt. Ähnlich wurde mit der Wärmeerzeugung durch Heizöl (Ölkessel) verfahren, da sich die Wirtschaftlichkeit dieser Wärmeerzeugung durch den zunehmenden CO₂-Preis auf fossile Energieträger zunehmend

verschlechtern wird. Bei der bereits bestehenden Wärmeerzeugung durch feste Biomasse (Holz, Holzpellets) wurde eine konservative Zunahme von einem Fünftel des vorhandenen Potenzials zugrunde gelegt, auch weil die Ressourcen endlich sind. Dies betrifft ebenfalls die flüssige Biomasse, hier wurde etwa die Hälfte zugrunde gelegt. Die höchsten ermittelten Potenziale in Summe aus Luftwärme, Solarthermie, Geothermie wurden mit den größten Zuwachsraten in dem Zielszenario berücksichtigt. Aus heutiger stellen diese klimaneutralen Energiequellen bzw. -erzeugungsarten in dezentraler Form zukünftig den größten Anteil in der Projektkommune dar. Die Energieversorgung durch Erd- und Flüssiggase ist mit einem Fragezeichen verbunden. Der Betreiber des vorliegenden Gasnetzes stellt eine Versorgung mit Wasserstoff aufgrund des Anschlusses an eine naheliegende, strategisch wichtige Hochdruckleitung bis 2040 in den Raum. Allerdings stellt sich die Frage, ob und in welchem Umfang Wasserstoff wirtschaftlich⁶⁵ zur Wärmeversorgung von privaten Haushalten zur Verfügung gestellt werden kann, zumal ein aktueller Bericht des Bundesrechnungshofs vom 28.10.2025 den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft mit erheblichen Risiken behaftet sieht⁶⁶. Zudem liegen die Bedarfe an Prozesswärme der vorliegenden Industrie- und Gewerbebetriebe in einem Temperaturbereich, welcher auch durch andere Wärmeerzeugungstechnologien bereitgestellt werden könnte. Die Unsicherheit der möglichen perspektivischen Wasserstoffversorgung wurde im Zielszenario entsprechend abgebildet.

⁶⁵ Vgl. https://www.kea-bw.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/188_Wasserstoff_zur_Waermever-sorgung.pdf, abgerufen am 20.02.2026

⁶⁶ Vgl. https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2025/wasserstoffstrategie-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=2, abgerufen am 20.02.2026

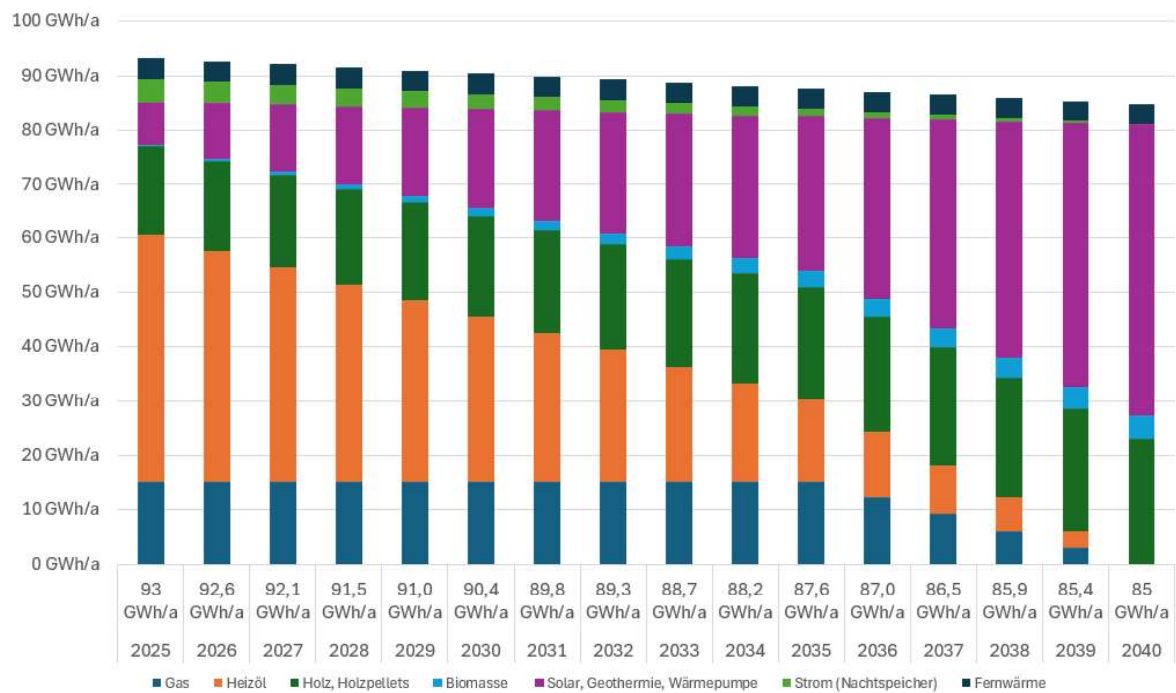


Abbildung 6-1: Verteilung des Energiebedarfs nach Energieträger bis 204

7 Auswirkungen auf den Stromsektor

Durch die technologischen Entwicklungen wie der Ausbau von Photovoltaikanlagen (PV), die Zunahme der Elektromobilität sowie der Wandel hin zu neuen Heizsystemen wie Wärmepumpen und der Einsatz von Batteriespeichern verändert sich die Struktur von Erzeugern und Verbrauchern im Stromnetz. In diesem Absatz wird dargestellt, wie diese Veränderungen erfasst werden können.

7.1.1 Bestandsanalyse Stromsektor

Im Rahmen der Analyse der Projektkommune wurden die in Tabelle 7-1 dargestellte Anzahl und Nennleistung stromintensiver Technologien identifiziert. In Bruckberg gibt es über 786 Photovoltaikanlagen, welche erneuerbare Energie mit einer Nettoleistung von über 39.973 kWp erzeugen. Daneben leisten rund 379 Wärmepumpen und Speicherheizungen ca. 1,951 GWh zur Wärmeversorgung. Auf dem Gemeindegebiet befinden sich 5 Ladesäulen mit 99 kW Leistung, welche den Grundstein zur Elektromobilität legen. Zusätzlich unterstützen ca. 306 Batteriespeicher mit einer Kapazität von 2,942 MWh die flexible Nutzung erneuerbarer Energien. Die KWK-Anlagen (insgesamt fünf Stück) wurden in der Bestandsanalyse nicht berücksichtigt, da sich deren Nennleistung im niederschwelligen, zweistelligen Kilowatt Bereich bewegt.

Tabelle 7-1: Derzeit installierte Stromerzeuger und Verbraucher⁶⁷

Technologie	Anzahl	Nennleistung / Kapazität
Photovoltaik	786	39,973 MWp
Wärmepumpe / Speicherheizung	379	1.951 MWh
Ladesäulen	7	0,099 MW
Batteriespeicher	306	2,942 MWh
Biomasse	2	0,567 MWh
Wasserkraft	2	0,095 MWh

⁶⁷ Basisjahr 2023

7.1.2 Bestandsanalyse Stromnetze

Anhand der Datenanalyse des Verteilnetzbetreibers (VNB) für die Projektkommune ergeben sich nachfolgend in Tabelle 7-2 dargestellte Kennwerte des Verteilnetzes.

Tabelle 7-2: Kenndaten Verteilnetz

Übertragungstechnik	Länge		Anzahl Leitungsstränge	
	in Betrieb	stillgelegt	in Betrieb	stillgelegt
Mittelspanungskabel 20 kV	78.689 m	2.450 m	293	15
Mittelspanungsfreileitung 20 kV	22.503 m	12.733 m	48	31

Die Aufgabe der Sekundärumspannwerke, siehe Tabelle 7-3, besteht in der Anpassung der 20 kV Mittelspannung auf das verbrauchsgerechte Spannungsniveau, beispielsweise 230 V für private Haushalte sowie der Spannungsübertragung der unter 1.2.1 ermittelten Stromerzeugersysteme in der Projektkommune. Der Ausbau der Umspannungswerke erfolgt kontinuierlich anhand der Bedarfe, welche sich auch durch den fortschreitenden Zubau/Erschließung von Potenzialen für PV-Anlagen ergeben.

Tabelle 7-3: Anzahl Sekundärumspannwerke

Typ	Anzahl	Baujahr
Sekundärumspannungswerk	78	1955 - 2023

Die Lage der Sekundärumspannwerke in der Projektkommune ist in Tabelle 7-1 dargestellt.



Abbildung 7-1: Überblick der Sekundärumspannwerke in Bruckberg⁶⁸

Entsprechend dem Versorgungsauftrags des VNB durch das Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfolgt die Installation zusätzlicher Umspannwerke durch die entstehenden Bedarfe wie beispielsweise durch die Projektierung neuer PV-Freiflächenanlagen. Dies lässt sich am Beispiel des Solarparks im Ortsteil Edlkofen in Abbildung 7-2: Solarpark Edlkofen erkennen. Der Solarpark wird dabei durch die drei Umspannwerke E.9 – E.11 an das Verteilnetz angeschlossen. Auf die durch den zunehmenden Zubau durch große PV-Anlagen

⁶⁸ Quelle: eigene Erstellung unter Verwendung von Google Earth, abgerufen am 20.02.2026

verbundenen Herausforderungen an die VNB wird zum späteren Zeitpunkt dieses Abschnitts eingegangen.



Abbildung 7-2: Solarpark Edlkofen⁶⁹

7.1.3 Prognose der Stromnetzlasten

Vorbetrachtungen

Die Grundlage für die Entwicklung und den Ausbau der Verteilnetze bildet der von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) entwickelte Szenariorahmen (SzR) zum Netzentwicklungsplan (NEP), welcher am 08. Juli 2022 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt wurde. Bezogen auf die Eingangsdaten des NEP bezieht sich dieser an vielen Stellen auf die Agora-Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“. Für den NEP bestehen die drei Szenariopfade A-C, welche von unterschiedlichen Entwicklungsfortschritten der sektorenübergreifenden Entwicklungen wie dem Hochlauf der Elektromobilität sowie der dafür erforderlichen Ladeinfrastruktur, der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen sowie die Dekarbonisierung in Industrie, Gewerbe und Handwerk, ausgehen.

Auf Verteilnetzebene bestehen Netzausbaupläne (NAP), welche durch die in einer Planungsregion vorhandenen VNB gemeinschaftlich unter Einbeziehung der für die Planungsregion relevanten ÜNB erarbeitet werden und in Regionalszenarien dargestellt werden. Die maßgeblichen Betrachtungsjahre des Regionalszenarios sind in Abbildung 7-3 dargestellt.

⁶⁹ Quelle: google maps, abgerufen am 20.02.2026

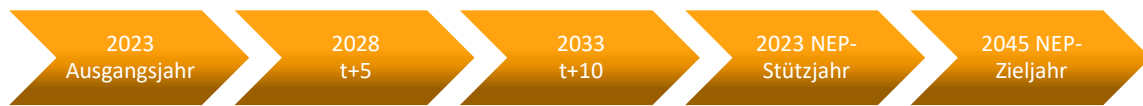


Abbildung 7-3: Stützjahre zur Erstellung der NAP

Grundlagen für die Prognose der Stromlastentwicklung

Zur Erarbeitung der Prognose für die Stromlastentwicklung werden die Annahmen aus dem Regionalszenario des zuständigen VNB, die Bayernwerk Netz GmbH, für den Ausbau von PV-Anlagen, Wärmepumpen sowie der Ladeinfrastruktur zugrunde gelegt. Für die Abschätzung des Batteriespeicherausbaus wird das Szenario C des Netzentwicklungsplans 2023 als Basis verwendet.

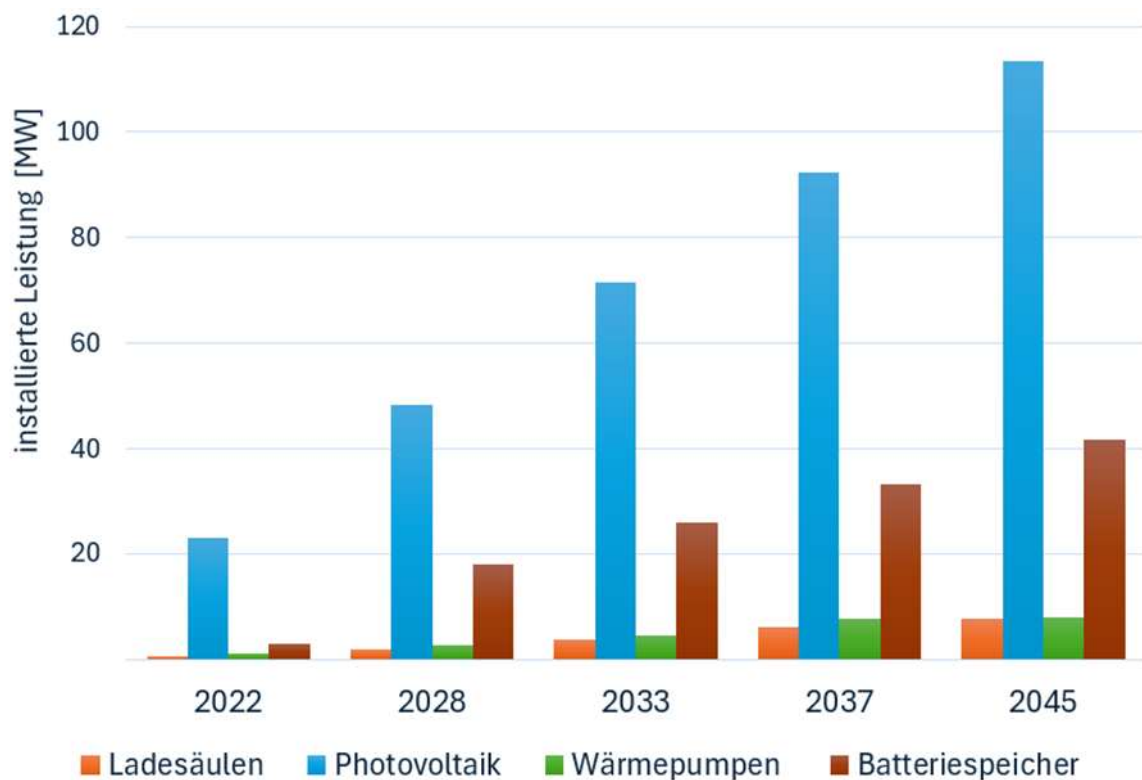


Abbildung 7-4: Zusätzlich installierte Leistungen [MW] im Stromnetz nach Technologie

Die Analyse der zu erwartenden Hochlaufzahlen macht deutlich, dass die installierten Leistungen für Wärmepumpen, Batteriespeicher und Ladesäulen in den kommenden Jahren bis 2045 voraussichtlich stark zunehmen werden.

Wärmepumpensystemen wird als klimafreundliche Alternative zu fossil betriebenen Heizungsanlagen insbesondere im häuslichen Umfeld ein starkes Wachstum prognostiziert. Im Rahmen der Erstellung des Netzausbauplans (NAP) wurden die im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans (NEP-SzR) ausgewiesenen Energiebedarfswerte berücksichtigt, die für das Jahr 2045 einen Bestand von rund 13,6 Millionen Wärmepumpen in Deutschland vorsehen. Diese Werte wurden in netzirksame Leistungsgrößen überführt, um ihre Relevanz für die zukünftige Netzplanung abzubilden.

Gemäß den Annahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) im Szenariorahmen (SzR) wird für das Jahr 2045 in Bayern mit einem Bestand von rund 5,5 Millionen batterieelektrischen Personenkraftwagen gerechnet. Dies entspricht – bezogen auf den Ausgangsbestand zum 01.01.2021 – einem Zuwachs um etwa den Faktor 100 und würde perspektivisch einem Anteil von rund zwei Dritteln des gesamten bayerischen Pkw-Bestandes entsprechen. Zur Plausibilisierung wurden die im NEP-SzR ausgewiesenen Energiebedarfswerte in netzirksame Leistungsgrößen transformiert sowie Daten zur Entwicklung der Elektromobilität berücksichtigt, welche durch die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur bereitgestellt wurden.

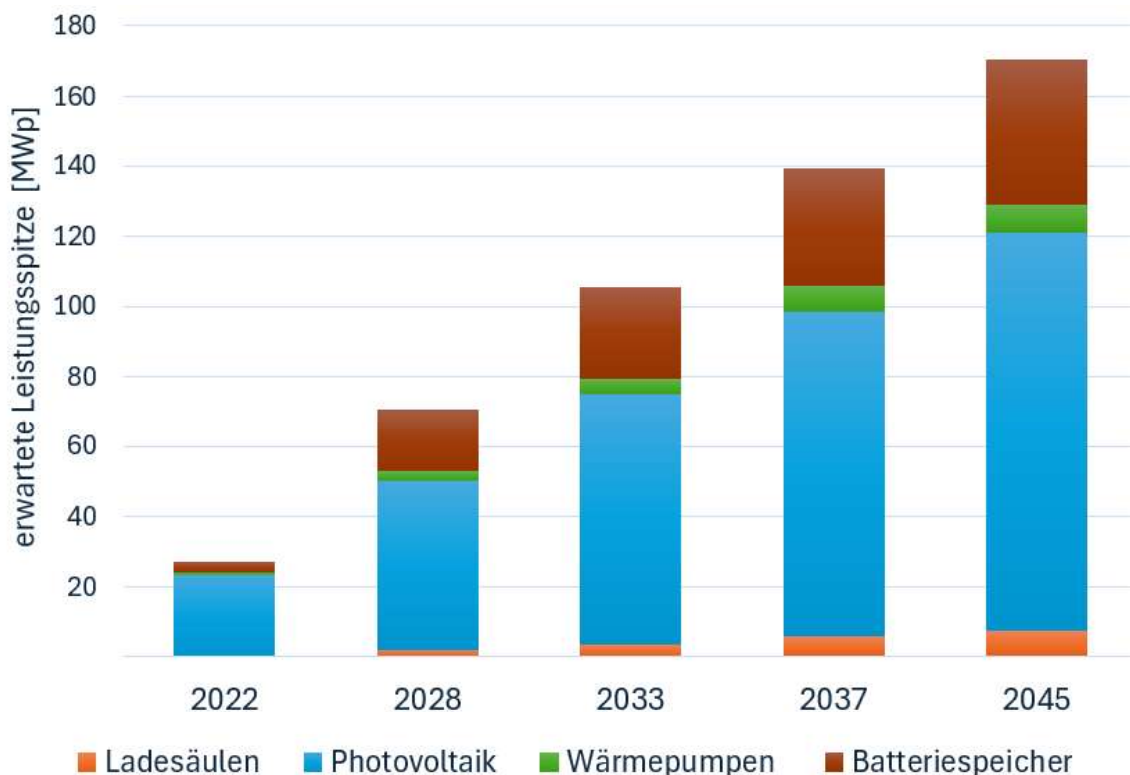


Abbildung 7-5: Leistungsspitzen [MWp] im Stromnetz nach Technologie

Für Wärmepumpen steigt die installierte Leistung um bis zu 7 MW an, für Photovoltaikanlagen um 90 MW, für Batteriespeicher um 42 MW und für Ladesäulen um 8 MW, siehe Abbildung 7-4.

Insbesondere der Zubau durch Photovoltaikanlagen führt zu einem starken Anstieg der Einspeiseleistung von rund 90 MWp im Jahr 2045. Durch die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen steigt die Netzbelastung aufgrund der damit verbundenen Leistungsspitzen von ca. 7 MWp im Jahr 2045. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur mit 8 MWp im Jahr 2045 hat zusätzliche Auswirkungen auf die Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage. Batteriespeicher (nur Kleinspeicher betrachtet) am Netz üben eine wechselseitige Wirkung auf das Stromnetz aus, da sie sowohl Strom ein- als auch ausspeisen können. Ihre maximale Leistung wird zum Jahr 2045 auf rund 48 MWp prognostiziert. Es zeigt sich insgesamt, dass alle Technologien einen erheblichen Beitrag zur Erhöhung der Leistungsspitzen beitragen.



Abbildung 7-6: Zusätzliche Stromspitzen durch Stromverbrauch von Ladesäulen und Wärmepumpen

Der zusätzliche Stromverbrauch durch Ladesäulen und Wärmepumpen führt zu einer zunehmenden Belastung des Stromnetzes (siehe Abbildung 7-6). Bis zum Jahr 2045 erhöht sich die Spitzenlast auf ca. 16 MWp. Dadurch wachsen die Anforderungen an die

Energieinfrastruktur beträchtlich. Um dem entgegenzuwirken, bedarf es einer entsprechenden dimensionalen Anpassung der Verteilnetze, Transformatoren und die Weiterentwicklung von Lastmanagementsystemen, um das Stromnetz trotz dieser Lastzuwächse langfristig stabil zu halten.

Parallel zum zusätzlichen Stromverbrauch steigen die Stromeinspeisungsspitzen kontinuierlich bis auf 113 MWp im Jahr 2045 durch Photovoltaik an (siehe Abbildung 7-7). Vor allem an sonnenreichen Tagen mit geringer Last stellt dies eine hohe Anforderung an die Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes.

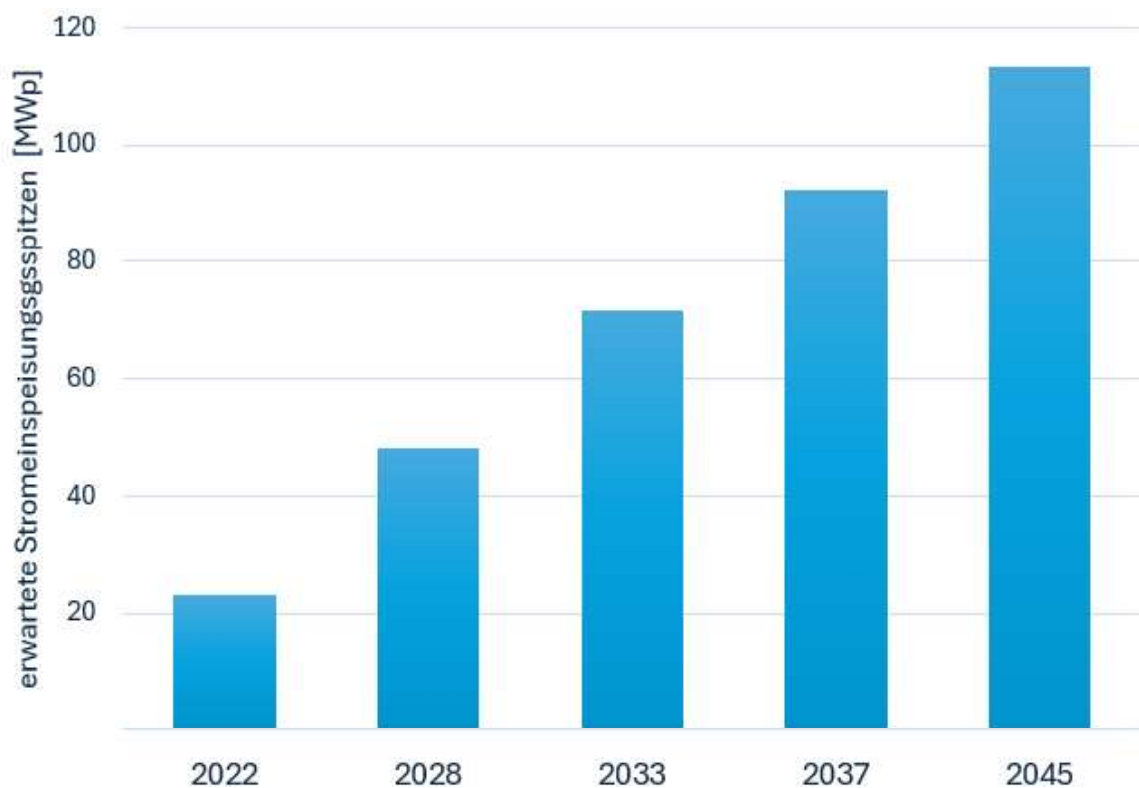


Abbildung 7-7: Stromeinspeisungsspitzen durch Photovoltaik

7.1.4 Zusammenfassung und Fazit

Die zentrale Herausforderung besteht in der Langzeitspeicherung der elektrischen Energie, wenn Photovoltaikanlagen im Sommer hohe Erträge erwirtschaften und gleichzeitig nur ein geringer Energiebedarf für die Bereitstellung von Warmwasser besteht, bzw. im Winter, wenn erhebliche Mengen Wärmepumpenstrom benötigt werden.

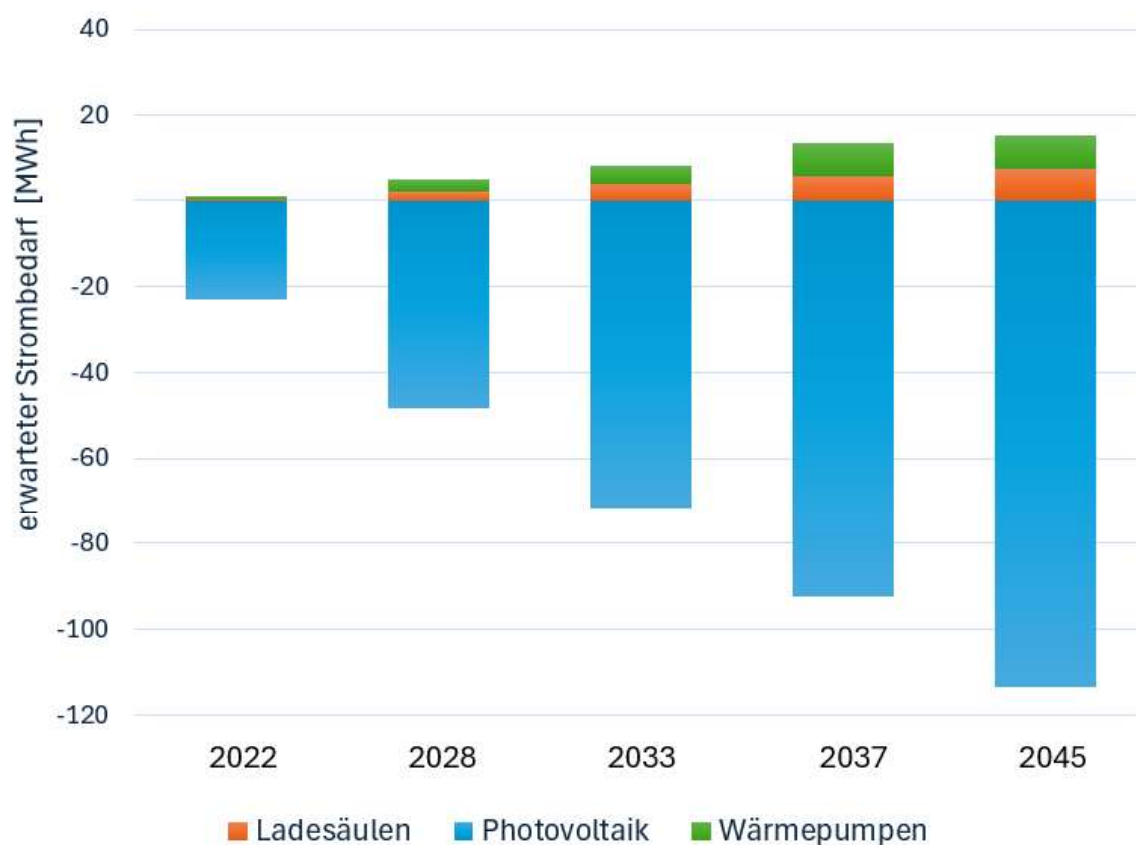


Abbildung 7-8: Erwarteter Strombedarf / - erzeugung nach Technologie

Die Abbildung 7-8 veranschaulicht die Entwicklung der Strombedarfe beziehungsweise der Stromerzeugung. Im Jahr 2045 stehen Lastspitzen durch Einspeisung von bis zu 113 MW aus Photovoltaik Stromverbrauchsspitzen von ca. 16 MW durch Ladesäulen und Wärmepumpen gegenüber. Diese große Dynamik, welche insbesondere in Sommermonaten entsteht, muss durch das Stromnetz abgedeckt werden und zeigt die große Herausforderung für die weitere Stromnetzplanung.

8 Fokusgebiete

Gemäß dem KWW-Musterleistungsverzeichnis als Anforderungskatalog für die Erstellung für die vorliegende kommunale Wärmeplanung sind zwei bis drei Fokusgebiete zu erarbeiten. Die Umstellung auf eine klimaneutrale Wärmeversorgung ist in den Fokusgebieten kurz- und mittelfristig zu priorisieren. In diesen Bereichen sollte entweder der Aufbau einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung oder eine vertiefte Prüfung der Versorgungsoptionen vorrangig erfolgen. Nach Abschluss der kommunalen Wärmeplanung sollen die Versorgungs- und Untersuchungsgebiete als erstes detaillierter untersucht werden. In der Projektgemeinde wurden sechs Fokusgebiete ermittelt, welche nachfolgend genauer beschrieben werden.

- Fokusgebiet 1 – OT Bruckberg (im Cluster 38)
- Fokusgebiet 2 – OT Bachhorn (im Cluster 9)
- Fokusgebiet 3 – OT Gündlkofen (im Cluster 61)
- Fokusgebiet 4 – OT Edlkofen (im Cluster 43)
- Fokusgebiet 5 – OT Ried (im Cluster 16)

8.1 Fokusgebiet 1

Das erste Fokusgebiet liegt im Cluster 38 (siehe Abbildung 8-1 und Abbildung 8-2) von Bruckberg. Das Cluster wird von der Bahnhofstraße, der Winzerstraße, der Dekan-Graßl-Straße, der Bergstraße und im weiteren Sinne dem Heuweg begrenzt.

Im Fokus des Clusters stehen folgende gemeindliche Liegenschaften (siehe Abbildung 8-2):

- 1) Kinderhaus Bruckberg
- 2) Grundschule
- 3) Turnhalle Grundschule
- 4) Rathaus
- 5) Heimatmuseum
- 6) Wiesbeckhaus mit keltischem Museum

Zusätzlich dazu werden bislang nicht gemeindliche Liegenschaften wie das katholische Pfarrheim (7) und der dazugehörige Kindergarten (8), und die angrenzenden Flurstücke zum Pfarrheim sowie zum Heimatmuseum betrachtet.

Aktuell erfolgt die Wärmeversorgung des Rathauses, der naheliegenden Grundschule und der Turnhalle durch fossile Brennstoffe (Heizöl) mit stark veralteter Heizungstechnik.

Außerdem denkt man an einen Neubau des katholischen Kindergartens. Da die Liegenschaften in unmittelbarer Nähe zueinander liegen besteht perspektivisch die Möglichkeit der Entwicklung eines Quartierswärmenetzes auf Basis der kommunalen Liegenschaften an dem sich im Zuge der weiteren Gemeindekernentwicklung weiter, in unmittelbarer Nähe befindlichen Liegenschaften anschließen könnten.

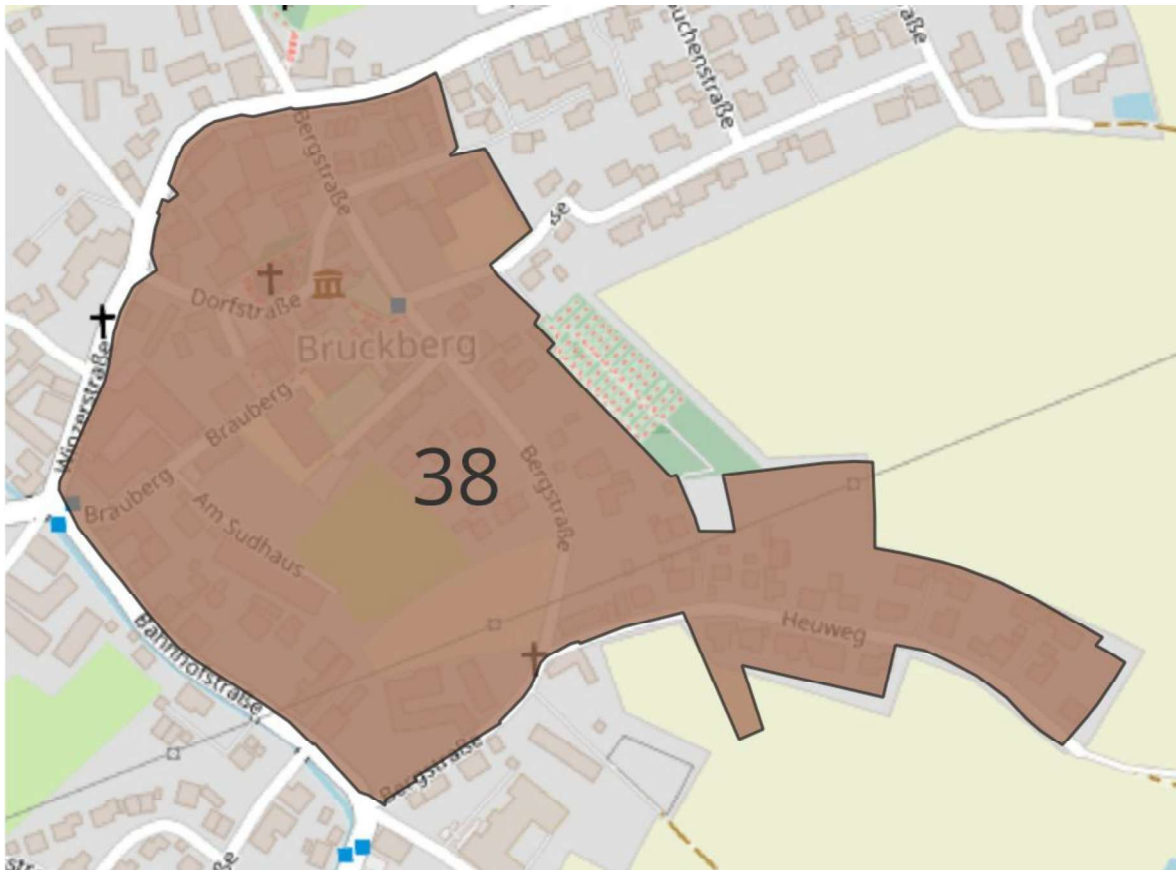


Abbildung 8-1: Lage Fokusgebiet 1

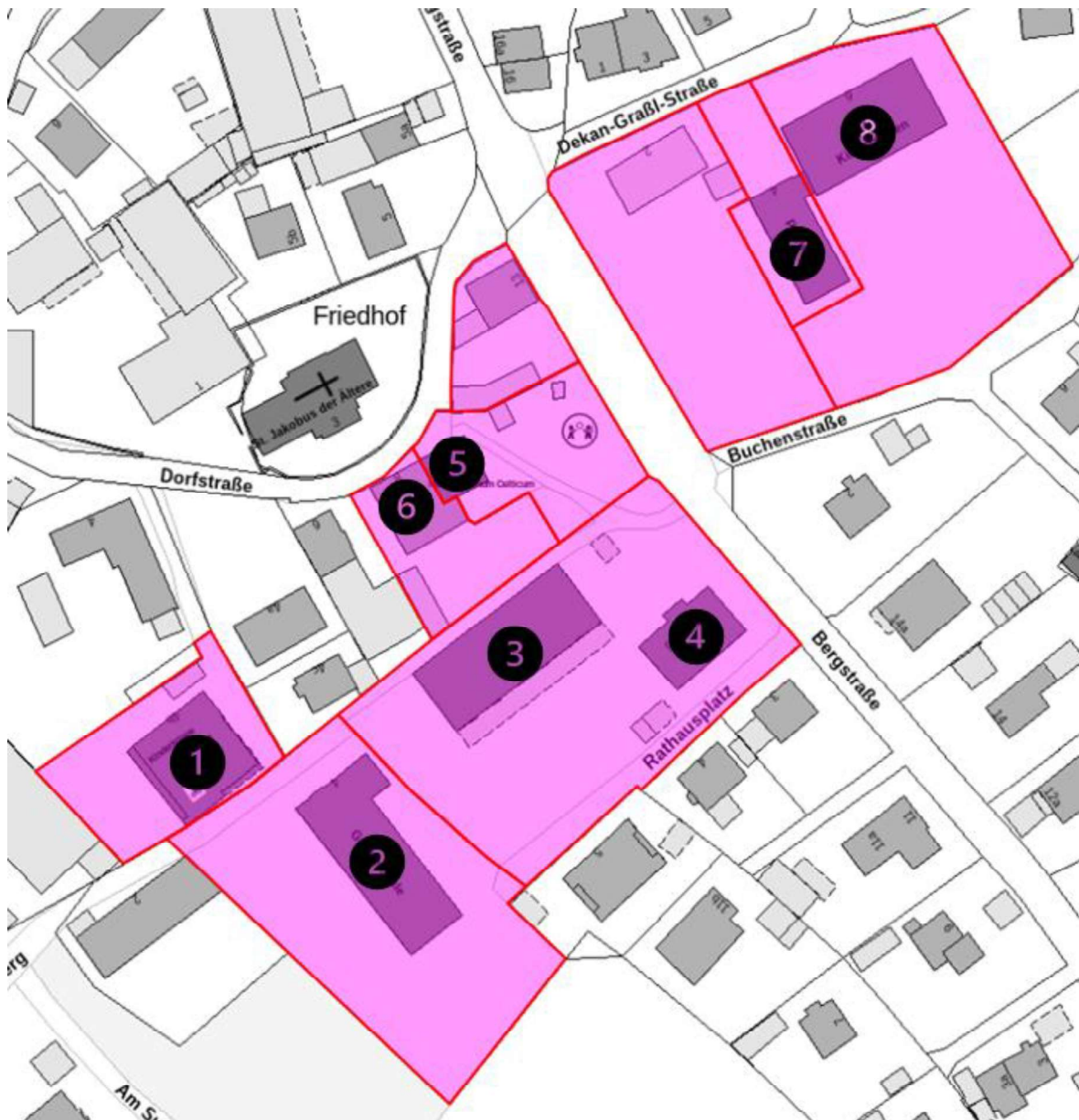


Abbildung 8-2. Lage der kommunalen Liegenschaften im Fokusgebiet 1

8.2 Fokusgebiet 2

Das zweite Fokusgebiet befindet sich im Cluster 9 (siehe Abbildung 8-3 und Abbildung 8-4) des Ortsteils Bachhorn. Das Marktstammdatenregister weist in diesem Ortsteil eine KWK-Anlage im Bestand aus. Im Zusammenhang mit der Erneuerung der Dorfstraße und einem möglichen Neubaugebiet (Einbeziehungssatzung) links der Dorfstraße besteht eine denkbare Entwicklung eines Niedertemperatur-Wärmenetzes. Hierzu müsste die Erweiterung der KWK-lage sowie die Bereitschaft / Interesse des Betreibers im Rahmen der Fortschreibung der kommunalen Wärmeplanung geklärt werden. Aus den Daten des

Clustersteckbriefes (siehe Anhang) wurden überwiegend Baujahre von 2010 bis 2015 für die Gebäudestruktur ermittelt. Der Anteil an fossiler Energieerzeugung liegt bei ca. 20 %.

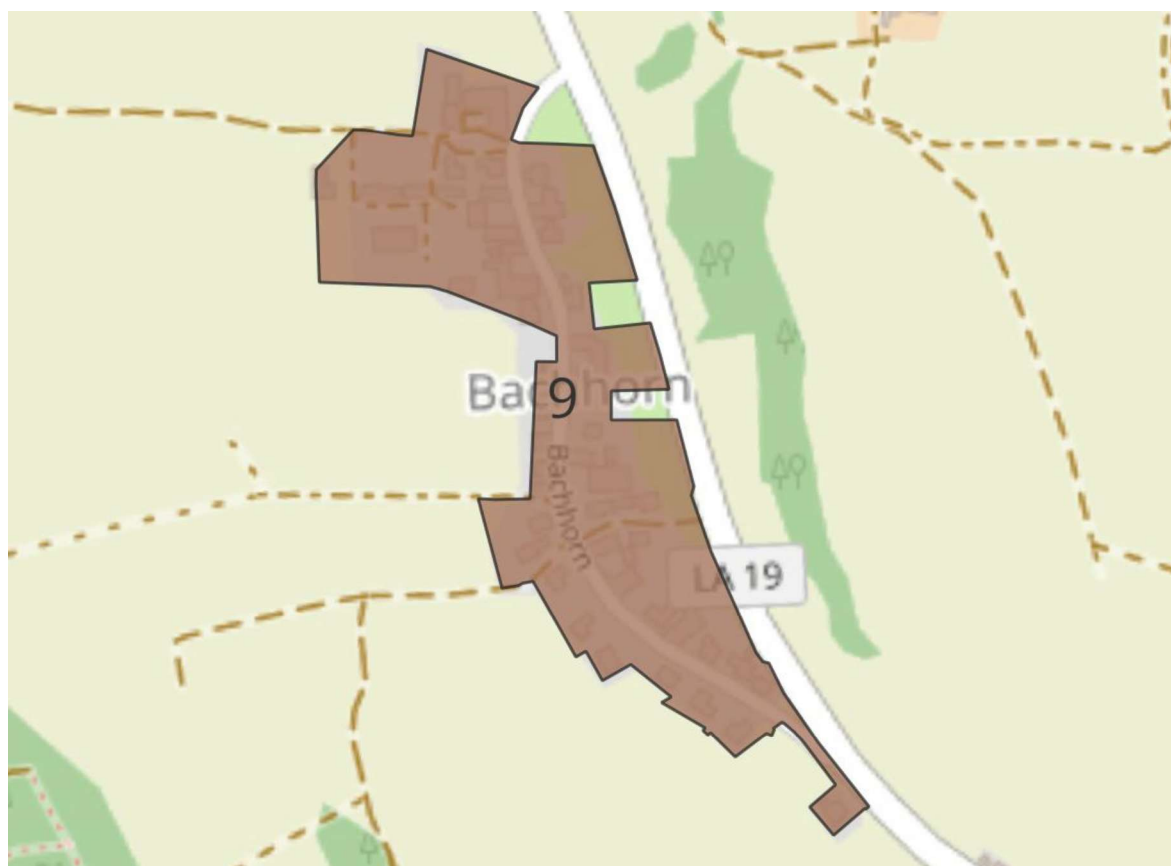


Abbildung 8-3: Lage Fokusgebiet 2

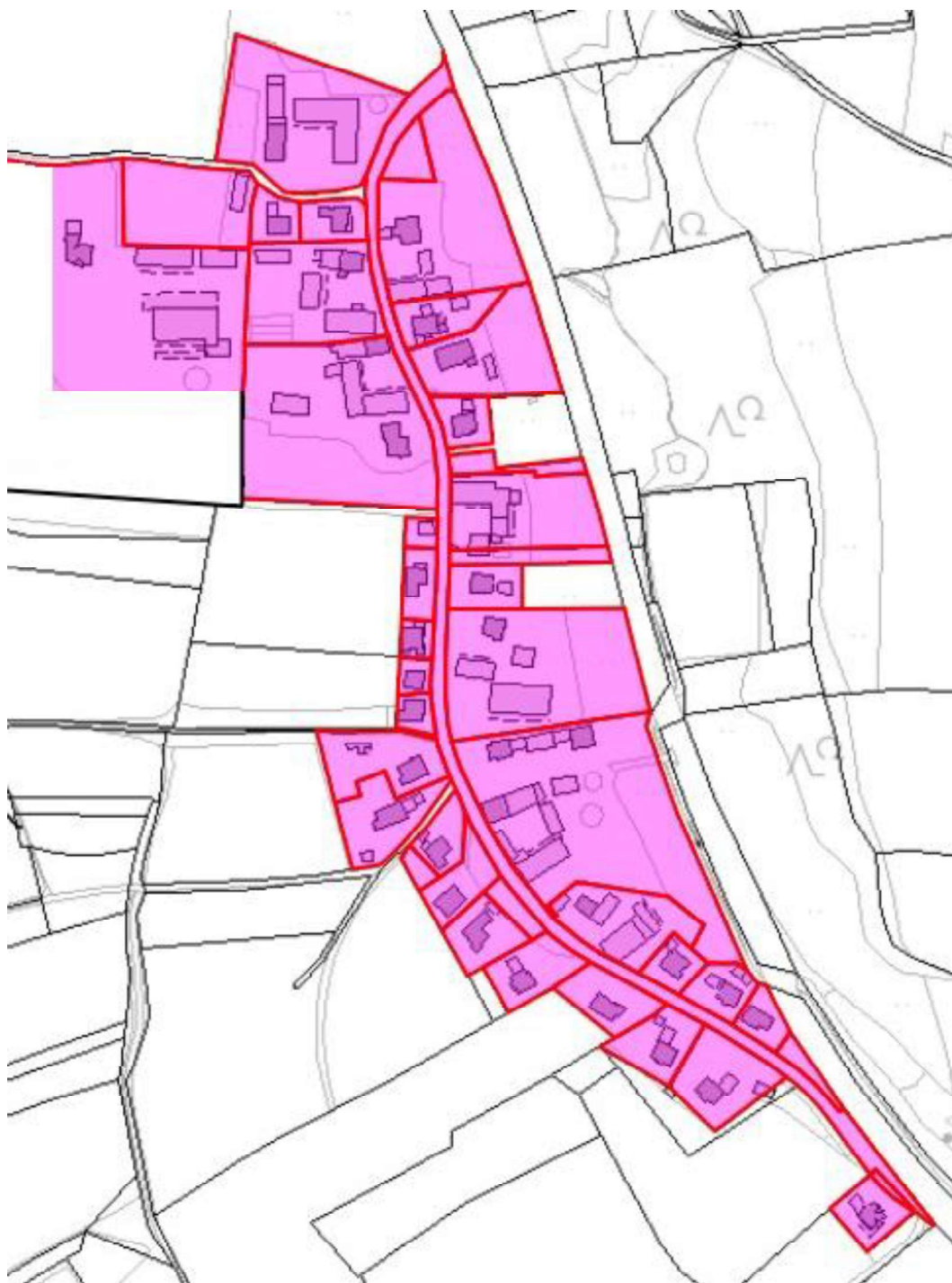


Abbildung 8-4: Cluster 9 im Fokusgebiet 2

8.3 Fokusgebiet 3

Das dritte Fokusgebiet befindet sich im Cluster 61 des Ortsteils Gündlkofen. Es handelt sich dabei ausschließlich um kommunale Liegenschaften der Projektkommune. Im Zentrum der Betrachtungen steht die Grund- und Mittelschule (1) sowie die angrenzende Turnhalle (2) (siehe Abbildung 8-5 und Abbildung 8-6). In der Grund- und Mittelschule aus dem Jahr 1995 sind zwei Ölkessel installiert, welche auch die Wärmeversorgung für die Turnhalle sicherstellen. Beide Kesselanlagen sind im fortgeschrittenen Alter, wobei eine davon nach Aussage der planungsverantwortlichen Stelle in kritischer Funktionsweise ist. Hier besteht nach Aussage der planungsverantwortlichen Stelle zeitnah Handlungsbedarf.

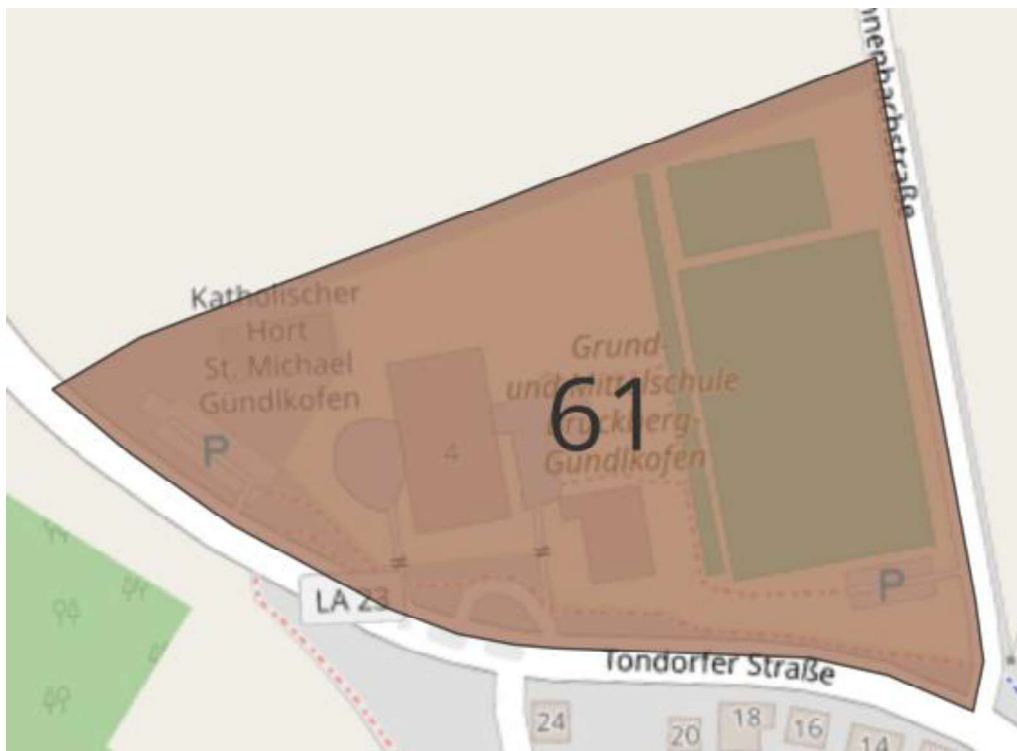


Abbildung 8-5: Lage Fokusgebiet 3

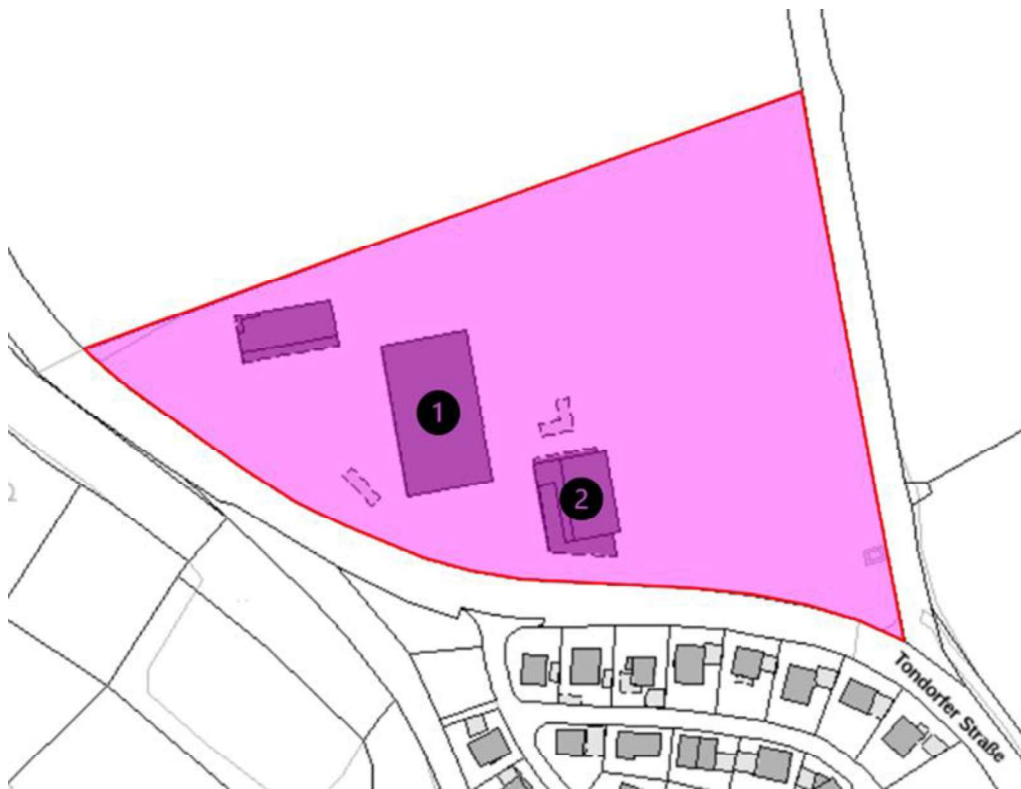


Abbildung 8-6: Lage der kommunalen Liegenschaften im Fokusgebiet 3

8.4 Fokusgebiet 4

Das vierte Fokusgebiet befindet sich im Cluster 43 (siehe Abbildung 8-7 und Abbildung 8-8) des Ortsteils Edlkofen. Perspektivisch ist eine Erweiterung des Gewerbegebiets geplant. In diesem Kontext besteht die Idee, eines zentralen Heizkraftwerkes zur Energieversorgung des kompletten Areals mit dem Ziel, sämtliche Anrainer mit klimaneutraler Wärme zu versorgen.

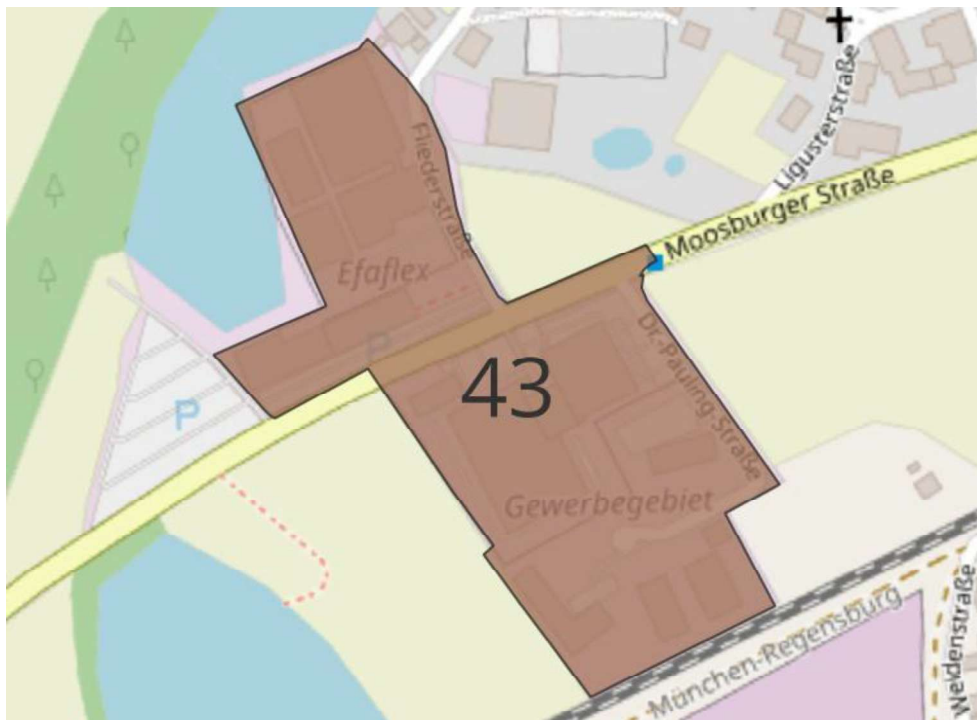


Abbildung 8-7: Lage Fokusgebiet 4



Abbildung 8-8: Gewerbe- und Industriegebiet im Fokusgebiet 4

8.5 Fokusgebiet 5

Das fünfte Fokusgebiet befindet sich im Cluster 16 (siehe Abbildung 8-9 und Abbildung 8-10) des Ortsteils Ried. Das Marktstammdatenregister weist in diesem Ortsteil eine KWK-Anlage mit einer signifikanten Erzeugerleistung aus. Ob und inwiefern der Anteil der thermischen Energie zur Wärmeversorgung verwendet wird, konnte im Rahmen der KWP nicht geklärt werden. Aus den Daten des Clustersteckbriefes (siehe Anhang) wurden überwiegend Baujahre von 1970 bis 1979 für die vorliegende Gebäudestruktur ermittelt. Die Energieerzeugung teilt sich in Strom (Nachtspeicheröfen), Gas und Heizöl auf. Der planungsverantwortlichen Stelle liegen zudem Informationen vor, dass sich der überwiegende Gebäudebestand in einer Hand befindet. Somit besteht perspektivisch die Möglichkeit der Entwicklung eines Mikrowärmenetzes, welches eventuell durch das bereits bestehende BHKW gespeist werden könnte.

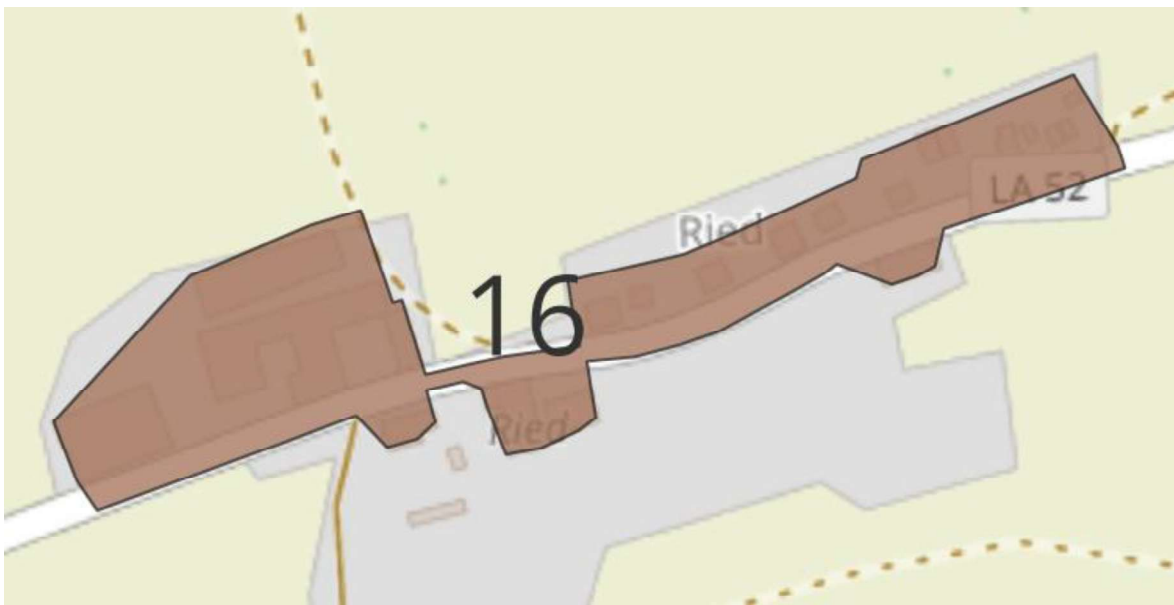


Abbildung 8-9: Lage Fokusgebiet 5

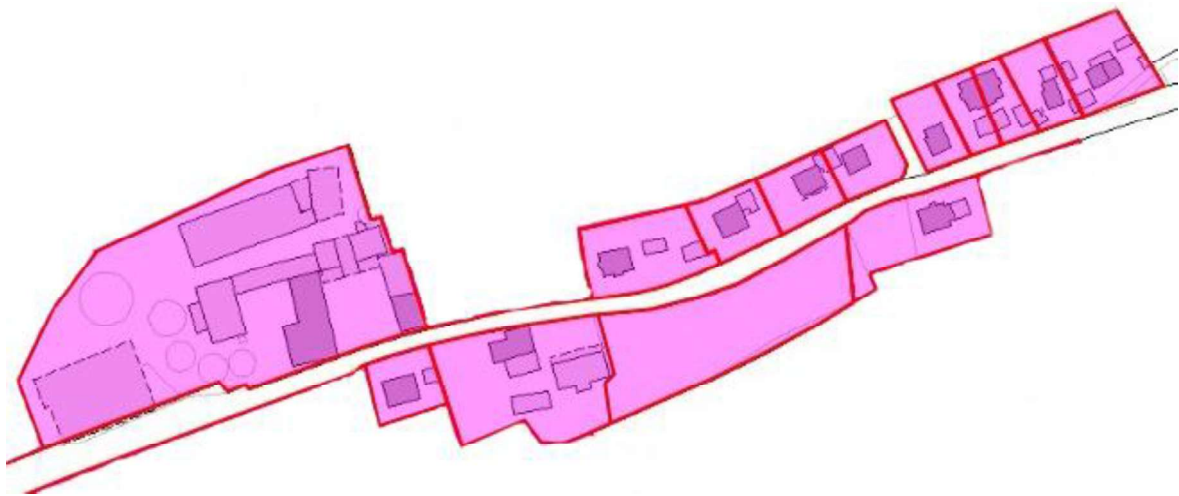


Abbildung 8-10: Cluster 16 im Fokusgebiet 6

Alternativ dazu wäre eine Wärme- bzw. Biogasversorgung nach Bruckberg denkbar. Dabei könnte das Biogas u. U. in die Bestandsleitung des Gasnetzes, welches direkt in Ried vorbeiläuft, eingespeist werden oder alternativ ein Heizkraftwerk am Ortsrand von Bruckberg versorgen welches wiederum ein zu entwickelndes Wärmenetz versorgen könnte. Hier bieten die vorliegenden Daten der betreffenden Cluster von Bruckberg die Grundlage für eine weiterführende Untersuchung nach Abschluss der kommunalen Wärmeplanung.

9 Maßnahmen

9.1 Grundlagen

Zur Erreichung des Ziels einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 sind konkrete und zielgerichtete Maßnahmen erforderlich. Im vorangegangenen Kapitel wurden bereits Gebiete identifiziert, die entweder grundsätzlich für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung geeignet erscheinen oder in denen weiterführende Untersuchungen notwendig sind, um die Eignung abschließend bewerten zu können.

Für die Umsetzung des angestrebten Zielszenarios ist jedoch nicht allein der Auf- oder Umbau der Infrastruktur entscheidend. Ergänzend werden weitere Maßnahmen in Form strukturierter Steckbriefe beschrieben. Die Gesamtheit dieser Maßnahmen verfolgt das übergeordnete Ziel, bis 2040 eine vollständig treibhausgasneutrale Wärmeversorgung zu realisieren.

9.2 Einteilung der Maßnahmen

Um eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung in der Gemeinde Bruckberg zu realisieren, reichen der Ausbau und die Verdichtung bestehender Wärmenetze in den identifizierten Fokusgebieten allein nicht aus.

Ergänzend dazu sind eine Vielzahl weiterer technischer, infrastruktureller und organisatorischer Maßnahmen erforderlich, die sowohl kurzfristige als auch langfristige Effekte auf die kommunale Wärmewende haben. Diese Maßnahmen adressieren unterschiedliche Handlungsfelder – von der energetischen Sanierung über den Einsatz erneuerbarer Energien bis hin zur Optimierung bestehender Versorgungssysteme.

In diesem Kapitel werden sämtliche geplanten Maßnahmen systematisch in Form von Maßnahmensteckbriefen dargestellt. Jeder Steckbrief enthält zentrale Informationen wie:

- Ziel und Beschreibung der Maßnahme
- Zuständigkeiten und Akteure
- Finanzierung- und Fördermöglichkeiten
- Herausforderungen und Risiken
- Erfolgsindikatoren
- Laufzeit

Die Maßnahmen lassen sich in vier zentrale Kategorien einteilen, die gemeinsam das Fundament einer wirkungsvollen kommunalen Energie- und Klimastrategie bilden.

- **Sanierung** umfassen alle Aktivitäten, die auf die energetische Verbesserung des bestehenden Gebäudebestands abzielen. Dazu gehören insbesondere Sanierungsoffensiven für Privathaushalte, die Modernisierung kommunaler Gebäude, die Erstellung individueller Sanierungsfahrpläne sowie die Förderung effizienter Heiz- und Gebäudetechnik. Diese Maßnahmen reduzieren langfristig den Energiebedarf und schaffen die Voraussetzung für eine klimaneutrale Wärmeversorgung.
- **Versorgung/Erzeugung** bündelt alle Maßnahmen, die auf den Ausbau erneuerbarer Energien und die Bereitstellung klimafreundlicher Wärme und Strom abzielen. Dazu zählen der Freiflächenausbau von Photovoltaik, Solarthermie und Windenergie, die Integration von Batteriespeichern, die Nutzung von Abwärmepotenzialen – etwa aus Kläranlagen – sowie der Aufbau kommunaler Wärme- und Stromnetze. Diese Maßnahmen erhöhen die lokale Energieautarkie, stabilisieren das Netz und schaffen regionale Wertschöpfung.
- **Management/Controlling** darunter fallen alle strategischen und organisatorischen Instrumente, die Planung, Umsetzung und Überwachung der Maßnahmen sicherstellen. Dazu gehören Energie- und Treibhausgasmonitoring, kommunale Ausbaupläne, Flächenkataster, Wirtschaftlichkeitsanalysen, Genehmigung- und Prozessmanagement sowie die kontinuierliche Erfolgskontrolle anhand definierter KPIs. Diese Kategorie sorgt dafür, dass Maßnahmen priorisiert, effizient gesteuert und transparent bewertet werden können.
- **Beratung/Information** umfasst alle Aktivitäten zur Aktivierung, Befähigung und Einbindung von Bürgerinnen und Bürgern, Unternehmen und weiteren Akteuren. Dazu zählen Energieberatungen, Informationskampagnen, Quartiersdialoge, Fördermittelberatung, Schulungsangebote für Handwerk und Verwaltung sowie digitale Tools wie Förderrechner oder Sanierungsportale. Diese Maßnahmen erhöhen die Akzeptanz, beschleunigen die Umsetzung und schaffen die notwendige Wissensbasis für eine breite Beteiligung.

Gemeinsam bilden diese vier Kategorien ein integriertes Maßnahmenportfolio, das sowohl technische als auch organisatorische, soziale und kommunikative Aspekte der Energiewende abdeckt und damit eine robuste Grundlage für eine erfolgreiche kommunale Transformation schafft.