

Abschlussbericht

Energienutzungsplan für das Neubaugebiet „Oberdorf – Hauptstraße“ der Gemeinde Waltenhofen im Allgäu

gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und
Energie

Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie



Titel: Erstellung eines Energienutzungsplans für das Neubaugebiet „Oberdorf – Hauptstraße“ der Gemeinde Waltenhofen im Allgäu

Auftraggeber: Gemeinde Waltenhofen, vertreten durch 1. Bürgermeister Eckhard Harscher

Bearbeiter: Michael Eichinger, egrid applications & consulting GmbH
Philipp Schrott, egrid applications & consulting GmbH
Thomas Schönland, egrid applications & consulting GmbH

Datum: 31.08.2020

Art: Abschlussbericht

Inhalt

1.	Inhalt und Ziele	4
2.	Grundlagenermittlung	5
2.1	Thermischer Energiebedarf	7
2.2	Elektrischer Energiebedarf	9
2.3	Elektrischer Energiebedarf Elektromobilität	10
3.	Analyse Ist-Zustand	15
3.1	Geographie und Infrastruktur	15
3.1.1	Gasanschluss	15
3.2	Eigentumsverhältnisse	16
3.3	Regulatorische Rahmenbedingungen (EEWärmeG, EnEV, KfW)	16
3.3.1	Energieeinsparverordnung (EnEV)	17
3.3.2	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	18
3.3.3	Vorgaben KfW 153 Energieeffizient Bauen	19
3.3.4	Fazit	19
4.	Potentialerhebung Quellen	20
4.1	Nah-/Fernwärme	20
4.2	Erdgas/Flüssiggas	20
4.3	Biomasse	21
4.4	Grundwasser	22
4.5	Oberflächennahe Geothermie	23
4.5.1	Erdwärmekollektoren	23
4.5.2	Erdwärmesonden	26
4.6	Abwasser	32
4.7	Luft	32
4.8	Abwärme	34
4.9	Solare Energie	35
4.9.1	Stromerzeugung durch Photovoltaik	36
4.9.2	Wärmeerzeugung durch Solarthermie	40
4.5	Zusammenfassung der Quellen	41
5.	Ausarbeitung Versorgungskonzepte	43
5.1	Zentrale Konzepte	43
5.1.1	Variante 1a BHKW	46
egrid/Energienutzungsplan/Waltenhofen Oberdorf/Abschlussbericht		2



5.1.2 Variante 1b BHKW	55
5.1.3 Variante 2a Biomasse	60
5.1.4 Variante 2b Biomasse	65
5.2 Dezentrale Versorgungsvarianten	71
5.2.1 Wärmepumpe mit Erdwärmesonde pro Gebäude	71
5.2.2 Luft/Wasser-Wärmepumpe pro Gebäude	75
5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse aller Varianten	80
5.4 Empfehlung einer Versorgungsvariante	82
6. Umsetzbarkeit	83
6.1 Varianten 1a und 1b	83
6.2 Varianten 2a und 2b	84
6.3 Variante Wärmepumpe mit Erdwärmesonden	84
6.4 Variante Luft/Wasser-Wärmepumpe	84
7. Wirtschaftlichkeit	85
8. Primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung	86
9. Maßnahmenvorschläge	87
10. Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung	90
Quellen	92
Anhang	93

1. Inhalt und Ziele

Die Firma egrid applications & consulting GmbH wurde durch die Gemeinde Waltenhofen angefragt, einen Energienutzungsplan gemäß den Ausschreibungsunterlagen und des vorgelegten Leistungsverzeichnisses auf Basis der Inhalte des Förderprogramms *Energiekonzepte und kommunale Energienutzungspläne* für das derzeit geplante Neubaugebiet „Oberdorf – Hauptstraße“ zu erstellen. Nach Beauftragung wurde in einem ersten Gespräch mit der Gemeinde definiert, welche Schwerpunkte und expliziten Inhalte zu untersuchen sind, sodass sowohl für die Gemeinde, als auch die späteren Grundstückseigentümer und Bauherren ein maximaler Mehrwert geschaffen werden kann. Ziel ist, dass die hier gewonnenen Erkenntnisse auch auf in Zukunft geplante und bebaute Areale übertragbar sind. So könnte zukünftig bereits vor Beginn der Planungen, ohne Einsatz von Geldern, eine Lenkung in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung angestrebt werden.

Die Energieversorgung heutzutage ist durch die Energiewende im Wandel. Vielfältige neue Technologien bieten große Potenziale für innovative Versorgungsstrategien. In der Entwicklung von Arealen sieht die Fa. egrid dafür ein ideales Anwendungsgebiet, da hier die drei Sektoren Strom, Wärme und Mobilität ineinandergreifen. Durch eine kombinierte, integrierte und vor allem sektorenübergreifende Planung werden Potenziale und die technische Umsetzbarkeit für den Einsatz neuer und konventioneller Technologien und die sich daraus ergebenden Synergieeffekte ermittelt.

Das Ziel: Innovation und nachhaltige Versorgung in Bau und Betrieb des Areals. Energie wird zu einem Standortvorteil für das Neubaugebiet „Oberdorf – Hauptstraße“ (im Folgenden *Oberdorf*).

Das Vorgehen ist angelehnt an die Förderrichtlinien bzw. das Merkblatt zur Förderung und besteht im Wesentlichen aus den folgenden Punkten:

- Grundlagenermittlung und Analyse Ist-Zustand
- Potentialerhebung Quellen
- Maßnahmenvorschläge auf Basis der
 - Konzeptentwicklung mit div. Szenarien
 - Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit
 - Primärenergetischen und emissionstechnischen Betrachtung
- Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung

Der B-Plan umfasst ein Plangebiet, das im Wesentlichen in zwei Bereich aufgeteilt werden kann. Im östlichen Geltungsbereich befindet sich ein Einzelhandelsgebäude (geplant ist ein Vollversorger) mit zusätzlichen Wohn- und/oder Büroflächen in den oberen Geschossen. Der weitläufige Parkplatz ist primär dem Vollversorger geschuldet, die Zufahrt von den bestehenden Straßen erfolgt über einen neu zu errichtenden Kreisverkehr. Von dort wird es auch eine neue Erschließungsstraße zum westlichen Teil des Geltungsbereichs geben, welche an die bestehenden Straßen angeknüpft wird. Der westliche Teil besteht vollständig aus Wohnbebauung, primär im Einzelgebäudestil, als Einfamilienhäuser (EFH) und Doppelhaushälften (DHH). Reihenhäuser sind im Geltungsbereich nicht zu finden. Auf Grundstück 4 (GS4) befindet sich ein Mehrfamilienhaus (MFH). Zwischen dem westlichen und östlichen Teil des Geltungsbereichs sind schematisch bereits Gebäude und weitere Wohnbebauung eingezeichnet. Nach Rücksprache mit der Kommune ist jedoch nicht absehbar ob und wann dieser Teil erschlossen und bebaut werden soll, weshalb eine Berücksichtigung im ENP nicht erfolgt.

Dem B-Plan können folgende Informationen entnommen werden:

- 16 Wohneinheiten (WE) in Einzelgebäuden (6 EFH und 10 DHH)
- 1 MFH im westlichen Teil des B-Plans
- 1 Einzelhandelsgebäude (Vollversorger) mit zusätzlichen Wohnungen in den Obergeschossen
- Anbindung an Grundstücke mit Bestandsbauten im Süden und Westen

Im Folgenden werden die Planungsgrundlagen zu den jeweiligen Gebäudetypen dargelegt. Für alle baugleichen Gebäude werden Durchschnittswerte angesetzt und Cluster gebildet. Als Vorgabe für den Gebäudeenergiestandard wurde von der Gemeinde KfW55 angedacht, wenn auch nicht verpflichtend vorgegeben.

Haustyp	Wohnfläche [m]	Anzahl	Wärmebedarf [kWh/a]	Heizlast [kW]
EFH	150	6	10.700	8
DHH	120	10	7.900	6
MFH	500	1	32.400	23
Gewerbe	800	1	47.000	34
Wohnen Gewerbe	600	1	38.500	28
Summen	4.000	19	261.100	193

Tabelle 1: Angesetzte Planungsgrundlagen für Gebäudetypen

Die EFH wurden im Schnitt mit ca. 150 m² Wohnfläche angesetzt, bei einem spezifischen Wärmeenergiebedarf von rund $70 \frac{kWh}{m^2}$ (inkl. Brauchwasser). Die DHH wurden mit 120 m² etwas kleiner angesetzt, das MFH auf Basis der Entwurfsplanung des B-Plans und der dargestellten Grundfläche mit rund 500 m² und insgesamt 6 Wohneinheiten (WE). Die beheizte Nutzfläche (Wohnen und Gewerbe) beläuft sich somit auf rund 4.000 m².

Als Besonderheit ergibt sich hierbei der Einzelhandel. Da es sich um einen Vollversorger handeln wird, ist zu erwarten, dass dieser, wie die meisten Supermärkte und Lebensmittelhändler, ein eigenes Energiekonzept vorhält. Supermärkte versorgen sich oftmals autark durch Nutzung der Abwärme aus Kühltheken und Kühltruhen und beziehen hierbei nur Strom über das öffentliche Netz, haben jedoch keinen Wärmebedarf im Sinne der Bereitstellung über eine externe Wärmequelle, ein Wärmenetz oder eine sonstige Lieferung. Zum Zeitpunkt der ersten Gespräche im Rahmen des ENP wurde durch die Gemeinde bereits ein Betreiber der Einzelhandelsfläche gesucht, die Auswahl konnte auf zwei Anbieter

begrenzt werden. Es war demnach damit zu rechnen, zeitnah einen Betreiber für das Gebäude zu finden, mit dem dann bzgl. der Themen des ENP in weitere Verhandlungen und Gespräche getreten werden könnte. Allerdings hat sich im Verlauf des Projekts ergeben, dass die bisherigen Betreiber aus verschiedenen Gründen nicht mehr in Frage kamen, weshalb sich auch zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch kein finaler Betreiber finden konnte. Eine Abstimmung war entsprechend nicht möglich und auch eine Validierung des Energiebedarfs konnte nicht durchgeführt werden. In den späteren Varianten wird auf Basis der Werte aus Tabelle 1 eine Unterscheidung getroffen, ob das Einzelhandelsgebäude (inkl. Wohnungen) berücksichtigt oder ausgeschlossen wird. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass eine Berücksichtigung nur als sinnvoll erachtet wird, wenn das Gebäude einen signifikanten Wärmebedarf aufweist.

Angelehnt an die DIN V 18599 wurde auf Basis der zur Verfügung gestellten Daten eine Energiebedarfsermittlung für elektrische und thermische Energie durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt.

2.1 Thermischer Energiebedarf

Der thermische Energiebedarf (Warmwasser und Heizung) beläuft sich gemäß Berechnungen im Untersuchungsgebiet auf ca. $261.100 \frac{kWh}{a}$. Dies entspricht einem durchschnittlichen Bedarf von 9.300 kWh pro Gebäude. Der spezifische Energiebedarf beträgt entsprechend rund $70 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$ (in Abhängigkeit des Gebäudetyps) und wird als realistisch unter Einbeziehung des Brauchwasserbedarfs (ca. $12,5 \frac{kWh}{m^2 \cdot a}$) angesehen. Ohne das Einzelhandelsgebäude im östlichen Teil ergibt sich ein Jahreswärmebedarf von nur noch $175.600 \frac{kWh}{a}$, was eine Reduktion von ca. 33 % bedeutet.

Bei Zugrundelegung eines zentralen Versorgungskonzepts sind ebenfalls Netzverluste einzuplanen. Diese sind in der Gesamtbetrachtung bereits beinhaltet. Aufgrund der zu erwartenden, geringen Wärmebelegungsichte, die erfahrungsgemäß in Neubaugebieten mit Einzelhausbebauung auftritt wird hier von ca. 20 % Netzverlusten ausgegangen.

Folgende Abbildungen zeigen die thermischen Lastprofile (Gesamtareal und Einzelgebäude).

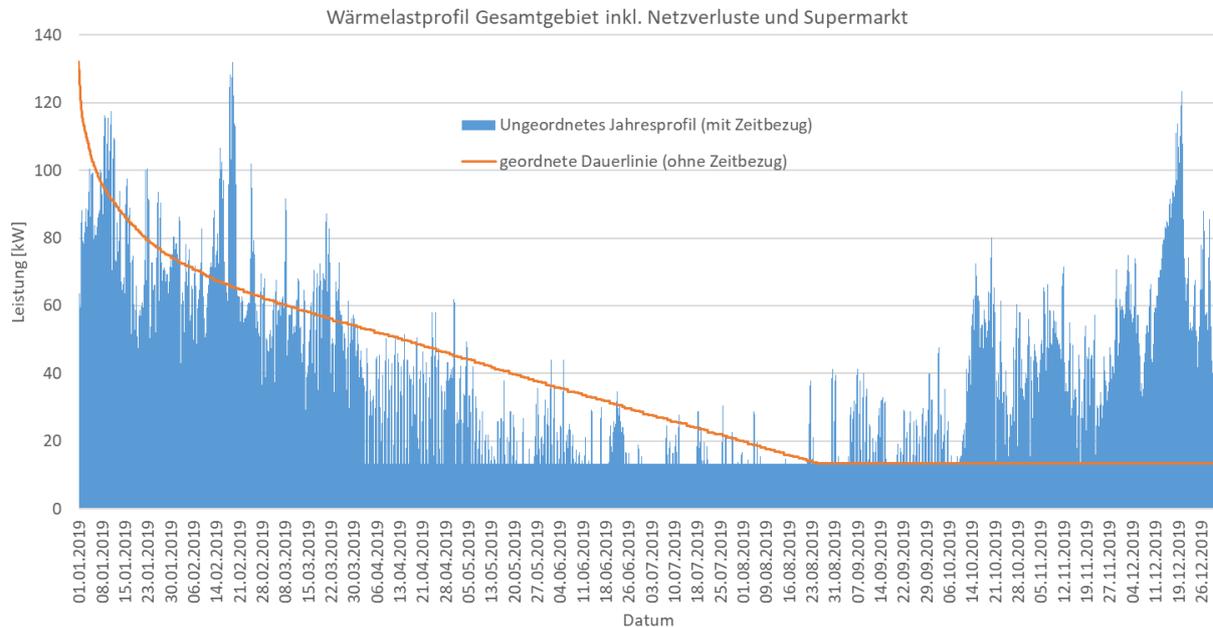


Abbildung 2: Wärmelastprofil Gesamtareal Oberdorf (mit Netzverlusten)

Das Lastprofil wird anhand der durchschnittlichen Wetterdaten und Temperaturdaten der vergangenen 20 Jahre ermittelt. Es zeigen sich insb. für den Standort Waltenhofen Leistungsspitzen im Februar und Dezember mit maximalen Leistungen von knapp 140 kW. Pro Einzelgebäude besteht eine Auslegungsleistung (-16 °C) von rund 6-8 kW, die Gesamtheizlast beträgt gemäß Tabelle 1 193 kW. Es ist jedoch z.B. für eine zentrale Versorgung nicht notwendig, knapp 200 kW Erzeugungsleistung bereitzustellen, da aufgrund der Anzahl an Gebäuden und dem Einsatz von Pufferspeichern eine gewisse Gleichzeitigkeit vorausgesetzt werden kann. Die Anlagenauslegung wird nochmals explizit in Kap. 5 behandelt.

Die Auslegungsleistung von rund 8 kW pro Gebäude resultiert in einer thermischen Leistung von rund $55 \frac{W}{m^2}$. Auch dieser Wert ist plausibel, wenn auch für ein KfW55-Gebäude tendenziell etwas konservativ angesetzt.

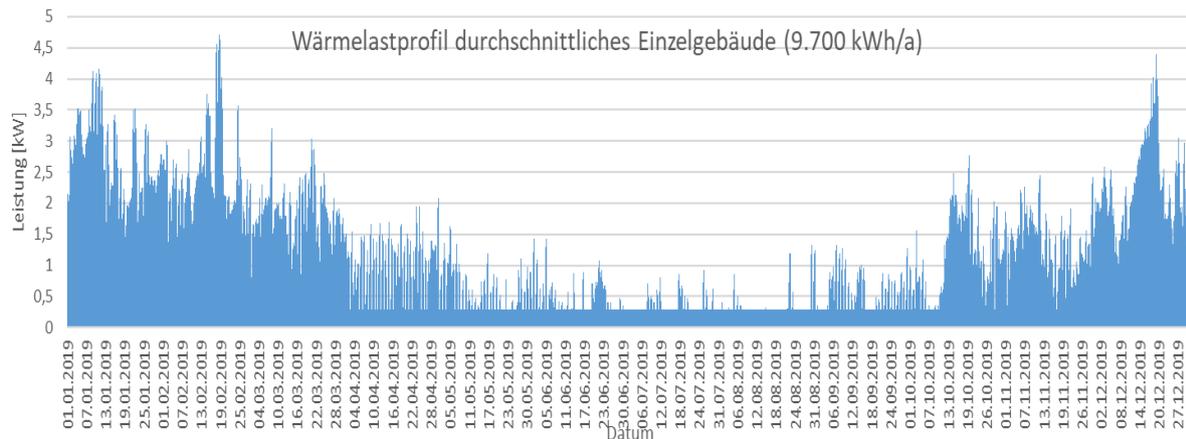


Abbildung 3: Wärmelastprofil exemplarisches Einzelgebäude (8 kW Heizlast, 10.700 kWh Wärmebedarf p.a., 1.300 Volllaststunden)

Ein Kältebedarf wird für die Wohnbebauung nicht angenommen. Für den Einzelhandel ist mit einem Kältebedarf zu rechnen, dieser wird jedoch nicht zentral bereitgestellt werden. Es ist zu erwarten, dass sich der Vollversorger im Rahmen einer (teilweise) autarken Energieversorgung selbst die erforderliche Kälte bereitstellt. Weiterhin ist es ohne Kenntnis der genauen Anlagentechnik nicht möglich eine validierte Abschätzung des Bedarfs zu treffen.

2.2 Elektrischer Energiebedarf

Der elektrische Energiebedarf hängt deutlich stärker vom Nutzerverhalten und möglichen Verbrauchsgeräten (Kühlschränke, Multimedia, Wärmepumpe, Elektromobilität, Küchengeräte, etc.) ab, als der thermische Energiebedarf. Auch bestehen ggf. Wechselwirkungen zur Wärmeversorgung (je nach Konzept) und zur Mobilität. Da insb. das Mobilitätsverhalten derzeit nur schwer abschätzbar ist, wird dieser Punkt für den elektrischen Energiebedarf zunächst nicht berücksichtigt. Ebenfalls ist der Strombedarf einer Wärmepumpe vom umgesetzten Konzept abhängig und somit auch nicht Teil der Allgemeinstrombedarfsermittlung.

Als Grundlage der elektrischen Bedarfsermittlung dient einerseits die DIN V 18599, sowie die Übersichtswerte des Stromspiegels Deutschland [1]. Der Stromspiegel geht klassischerweise für Einzelgebäude ohne elektrische Brauchwassererwärmung mit 2-3 Personen pro WE und einem geringen bis mittleren Stromverbrauch von Werten zwischen $2.500 \frac{kWh}{a}$ und $3.800 \frac{kWh}{a}$ aus. Im Mittel ist ein Wert um die $3.000 \frac{kWh}{a}$ als realistisch anzusehen. Somit ergeben sich für das gesamte Neubaugebiet ca. $65.000 \frac{kWh}{a}$ elektrischer Bedarf (inkl. Einzelhandelsgebäude ca. $180.000 \frac{kWh}{a}$). Für das Gewerbe wird ein Strombedarf von rund $92.000 \frac{kWh}{a}$ nach DIN V 18599 ermittelt. Dieser resultiert insb. aus den Kühlaggregaten und dem primären Bezug von Strom zur Gesamtenergieversorgung des Supermarkts. Ohne die Berücksichtigung des Einzelhandelsgebäudes fällt auch der Strombedarf der darüber liegenden Wohnungen weg.

Für die Lastprofilermittlung wurde auf die allgemein gültigen Standardlastprofile zurückgegriffen und diese gewichtet für Handel und Wohnen verrechnet.

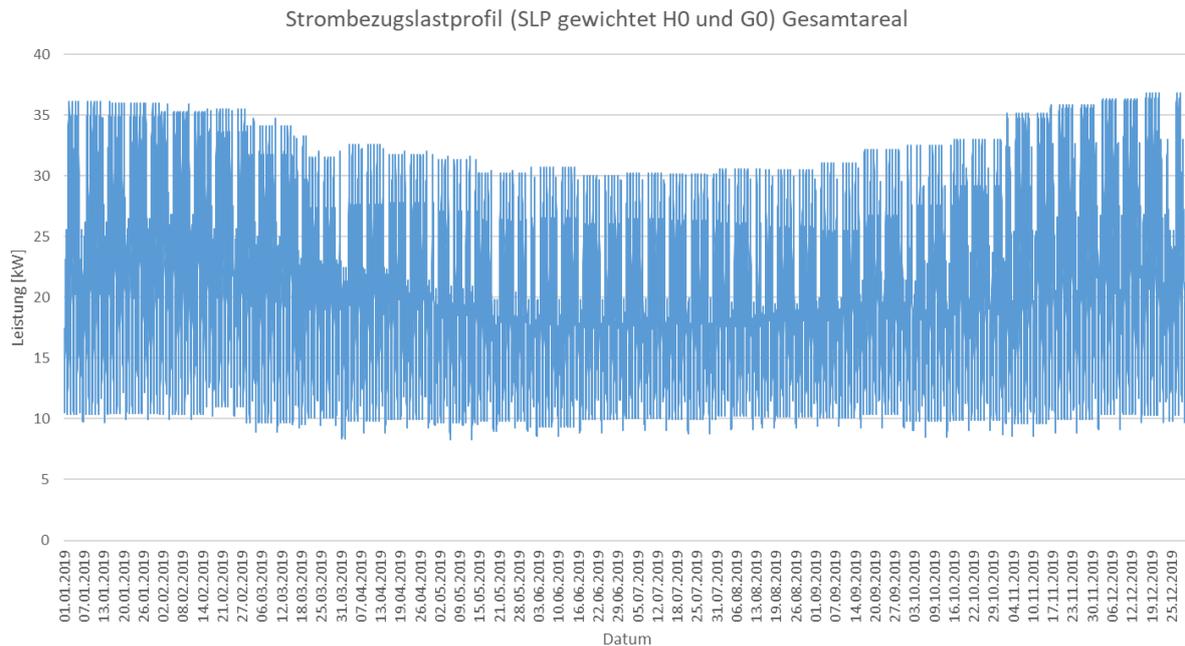


Abbildung 4: Gewichtetes Strombedarfsprofil Gesamtareal (inkl. Supermarkt) auf Basis von Standardlastprofilen

2.3 Elektrischer Energiebedarf Elektromobilität

Nach aktuellen Entwicklungen entsteht in Zukunft ein deutlich höherer Strombedarf durch den großflächigen Umstieg auf elektrisch angetriebene Fortbewegungsmittel (PKW, Fahrrad, E-Scooter). Im Wohnbereich spielen vor allem Elektroautos eine signifikante Rolle, da hier der größte Bedarf zu erwarten sein wird. Für eine Abschätzung der Elektromobilitätsentwicklung im Neubaugebiet Oberdorf wurden zunächst einige Annahmen getroffen.

- Anzahl Parkflächen gemäß Stellplatzsatzung
- Für die Hochrechnung wurde stellvertretend für Waltenhofen die aktuelle Altersverteilung der Stadt Kempten gemäß vorhandener Zensusdaten verwendet
- Für die „PKW-Dichte“ (PKW-Besatz) wurden für das Neubaugebiet näherungsweise die Daten des Regierungsbezirks Schwaben herangezogen und adaptiert
- Einbeziehung einer Meta-Studie (Zusammenfassung verschiedener umfassender Studien) zur Mobilitätsentwicklung mit progressiven, passiven und durchschnittlichen Entwicklungspfaden in Deutschland
- Einbeziehung der realen Entwicklung der Elektromobilität im Allgäu anhand tatsächlicher Daten

Unter Berücksichtigung und Verrechnung aller oben genannten Quellen und Daten ergeben sich für die Jahre bis 2040 in 5-Jahresschritten folgende antizipierte Entwicklungen im Baugebiet.

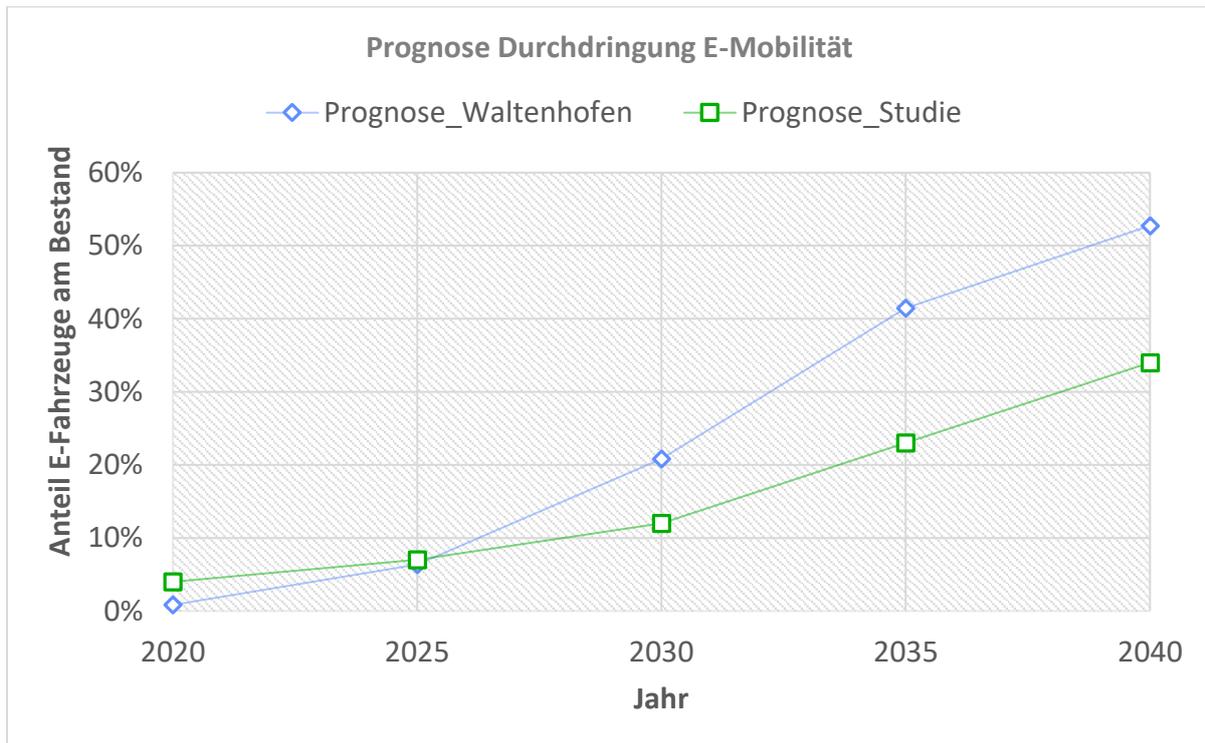


Abbildung 5: Mögliche Entwicklungspfade bis 2040 mit Durchschnittsszenario „Meta-Studie“ bzw. Berechnung mit Zensusdaten und realen Daten der Stadt Kempten

Der Hochlauf „Meta-Studie“ nutzt die in der Studie gemittelten und validierten Daten zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklungen, wohingegen „Prognose Waltenhofen“ die realen Gegebenheiten im Bereich Kempten (PKW-Besatz, reale Entwicklung der vergangenen drei Jahre, vermutete Altersverteilung in Neubaugebiet) mit einfließen lässt, wodurch sich Unterschiede bei den Entwicklungspfaden ergeben. Es wird hier auf die Daten der Stadt Kempten stellvertretend zurückgegriffen, da die Datengrundlage deutlich besser ist. Insbesondere in den kommenden Jahren ist mit einer geringeren Entwicklung im Raum Kempten zu rechnen, als im Durchschnitt der Meta-Studie, jedoch nähert sich der Ausbau an, sodass final im Jahr 2040 damit zu rechnen ist, dass jedes zweite Fahrzeug im Neubaugebiet vollelektrisch oder teilelektrisch betrieben sein wird (genaue Anteile siehe Tabelle 2).

Die prozentuale Entwicklung ist in folgender Tabelle dargestellt (Werte gerundet).

Jahr	Anteil [%]	Anzahl Fahrzeuge
2020	1	1
2025	6	4
2030	21	12
2035	41	23
2040	53	29

Tabelle 2: Prognostizierte prozentuale Entwicklung der Elektromobilität im Neubaugebiet

Bei der Berechnung fließen auch Punkte wie die Altersverteilung, die potentiellen Kunden der Neubauten, die Affinität bestimmter Altersgruppen gegenüber alternativer Mobilitätsformen, etc. mit ein.

Somit ist zu sehen, dass im Entwicklungspfad der kommenden 20 Jahre mit einem Zubau von bis zu 29 privaten Ladepunkten zu rechnen sein wird. Daraus wiederum resultieren zusätzliche Energiemengen und Leistungsbedarfe im Baugebiet, die im besten Fall bereits bei der Erschließung berücksichtigt werden, um mittelfristig teure Nachrüstungen zu vermeiden. Eine Abstimmung gemäß zusätzlicher Leistungen ist hier insb. mit dem Netzbetreiber (AllgäuNetz) zu empfehlen. Allerdings sei ebenfalls darauf hingewiesen, dass Einzelgebäude standardmäßig eine Hausanschlussleistung von 30 kW bereitgestellt bekommen. Sollten hier nicht weitere Großverbraucher (Sauna, Wärmepumpe etc.) vorhanden sein, ist die Installation einer Ladesäule (im privaten Bereich meist max. 11 kW) in der Regel problemlos möglich. Zu berücksichtigen ist hier jedoch die vorgelagerte Netzstruktur, da bei einer gehäuften Installation von Ladepunkten Zuleitungen zum Baugebiet problematisch sein können. Eine Einschätzung hierzu muss der zuständige Netzbetreiber treffen.

Aus den Hochrechnungen für die Entwicklung der Fahrzeuganzahl lassen sich nun Energiebedarfe für Elektromobilität, sowie Leistungsbedarfe für spätere Ladeleistungen ermitteln. Auch hier liegen wieder einer Reihe von Annahme zugrunde:

- Durchschnittliche Fahrstrecke PKW: ca. 45 km
- Durchschnittlicher Verbrauch Elektrofahrzeug: $18 \frac{kWh}{100 km}$
- Ladeleistungen pro Ladepunkt: 3,7 kW bis 11 kW
- 85 % der Ladevorgänge privat (zu Hause)
- Ladevorgänge vollkommen ungesteuert (maximaler Bezug bei Anschluss des Fahrzeugs bis zur Vollladung, dann Abfall der Leistung wieder auf 0 kW)

Den Annahmen liegt die Überlegung zugrunde, dass an jedem Ladepunkt zu jedem Zeitpunkt mindestens eine Leistung von 3,7 kW verfügbar sein muss. Für höhere Ladeleistungen von 11 kW lassen sich über Gleichzeitigkeiten oder Lademanagement auch temporär geringere Leistungen abbilden. Dennoch ist damit zu rechnen, dass die Fahrzeuge in angemessenen Zeiten wieder vollgeladen sein sollen. Durch das Anschlusskonzept jedes Ladepunkts über den eigenen Hausanschlusskasten, wird voraussichtlich kein übergeordnetes Lademanagement greifen (wie z.B. bei einem MFH), es sind hierdurch aber auch keine expliziten Engpässe bei der Versorgung zu befürchten, da jede WE mit einer ausreichenden Anschlussleistung an das Netz angebunden wird. Dennoch ist eine Meldung beim Netzbetreiber für jeden Ladepunkt notwendig. Dies liegt in der Verantwortung der späteren Eigentümer.

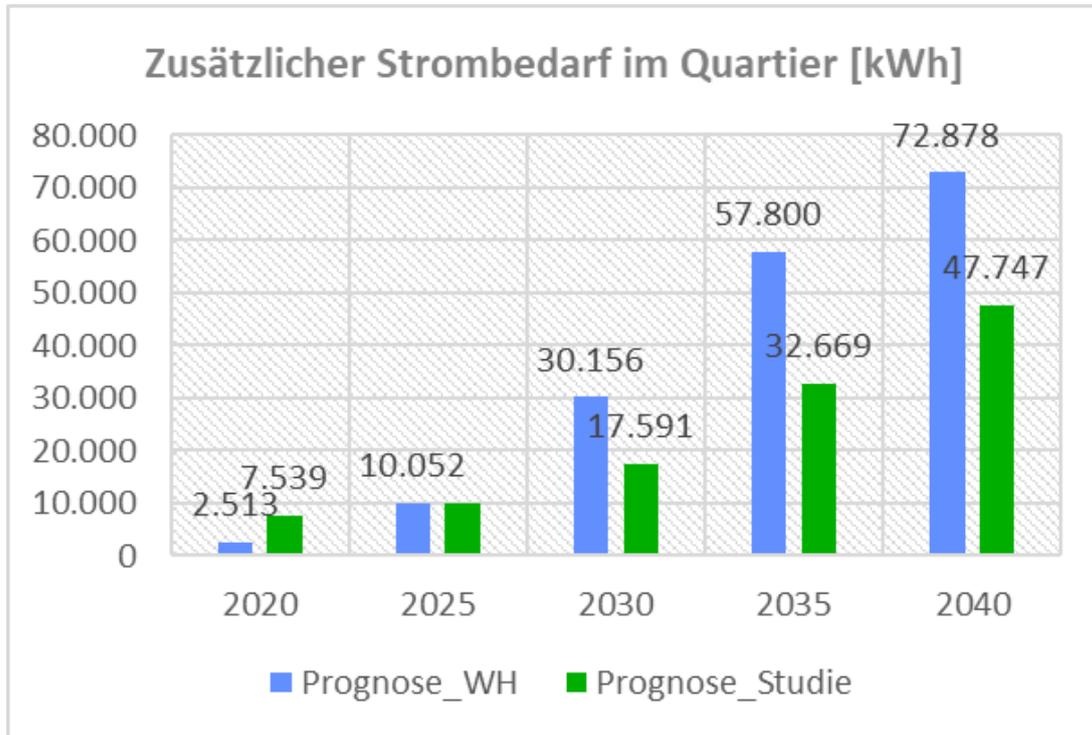


Abbildung 6: Jährlicher Strombedarf Elektromobilität anhand Prognosen bis 2040

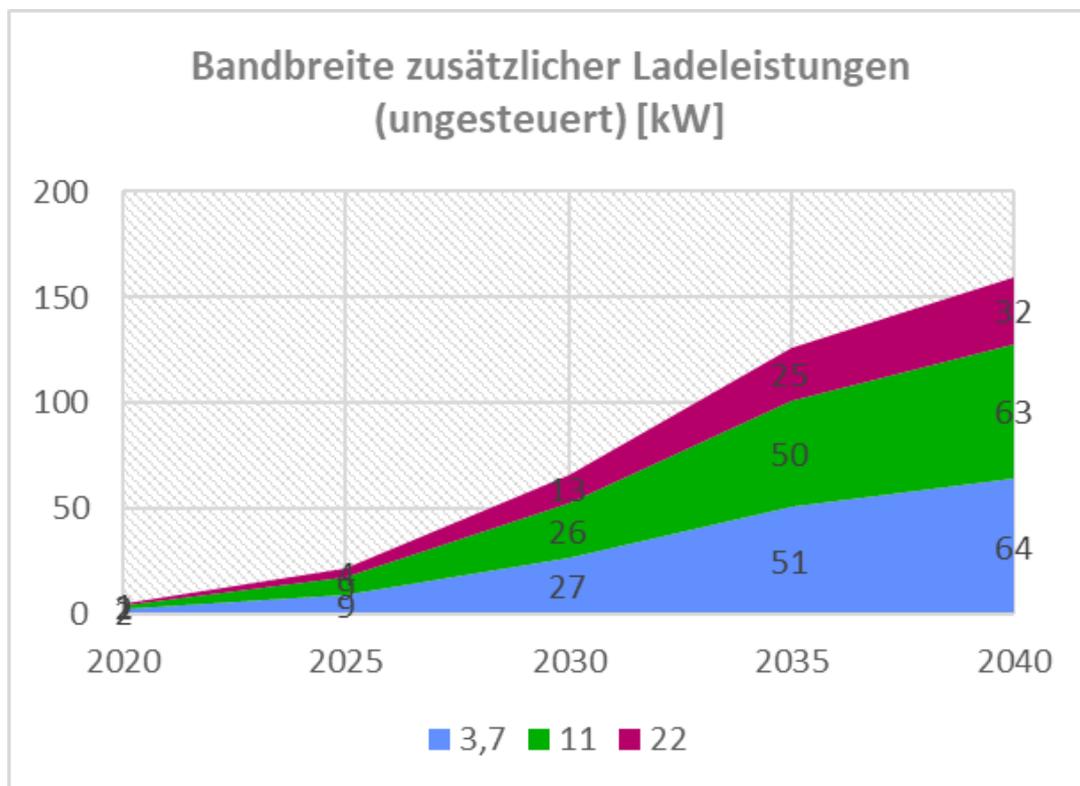


Abbildung 7: Mögliche Bandbreite an zur Verfügung zu stellender Ladeleistungen bis 2040

In den vorangegangenen Abbildungen ist zu erkennen, dass bis zum Jahr 2040 mit einem zusätzlichen Strombedarf von $73.000 \frac{kWh}{a}$ gerechnet werden kann, was rein bezogen auf die Wohnbebauung im

westlichen Teil des B-Plans mehr als eine Verdopplung bedeuten würde. Interessanter als der bloße Strombezug sind jedoch die Leistungen. Nur durch die Elektromobilität, kann eine zusätzliche Leistung im Bereich von 160 kW auf elektrischer Seite entstehen. Hierbei sei zu beachten, dass über intelligente und übergeordnete Laststeuerung deutliche Reduzierung oder Gleichverteilung möglich wäre. Beispielsweise könnten innerhalb des Quartiers alle Ladepunkte (oder zumindest ein Teil) regelungstechnisch verknüpft werden, wodurch eine Begrenzung der maximalen Ladeleistung im vorgelagerten Netz auf einen festgelegten Wert realisiert werden kann. Die Auswirkungen zeigt folgende Abbildung. Hierbei wurde vereinfachend angenommen, dass im Endausbau (29 Fahrzeuge und 29 Ladepunkte à 11 kW Ladeleistung) alle Fahrzeuge zeitgleich, abends um 18:00 Uhr mit voller Leistung zu laden beginnen. Bei 45 km Tagesfahrleistung (Verbrauch rund 8,1 kWh), wären die Fahrzeuge innerhalb von ca. 45 Minuten wieder vollgeladen. Die Leistungsspitze (inkl. des Allgemeinbedarfs) läge jedoch bei rund 130 kW, was nahezu einer Erhöhung des Leistungsbedarfs um den Faktor fünf zum Allgemeinverbrauch entspräche. Wird nun eine maximale Ladedauer, innerhalb der alle Fahrzeuge wieder vollgeladen sein müssen, vorgegeben (hier 6 Stunden), so reduziert sich die der Spitzenleistungsbezug auf rund 65 kW, was nur noch etwas mehr als einer Verdoppelung des Allgemeinbezugs gleichkommt. Da die meisten Fahrzeuge für den täglichen Weg zur Arbeit eingesetzt werden, wäre theoretisch auch eine deutlich längere Zeitspanne bis zum vollen Ladezustand von rund 12 Stunden denkbar, was den (zusätzlichen) Leistungsbedarf entsprechend weiter reduzieren kann.

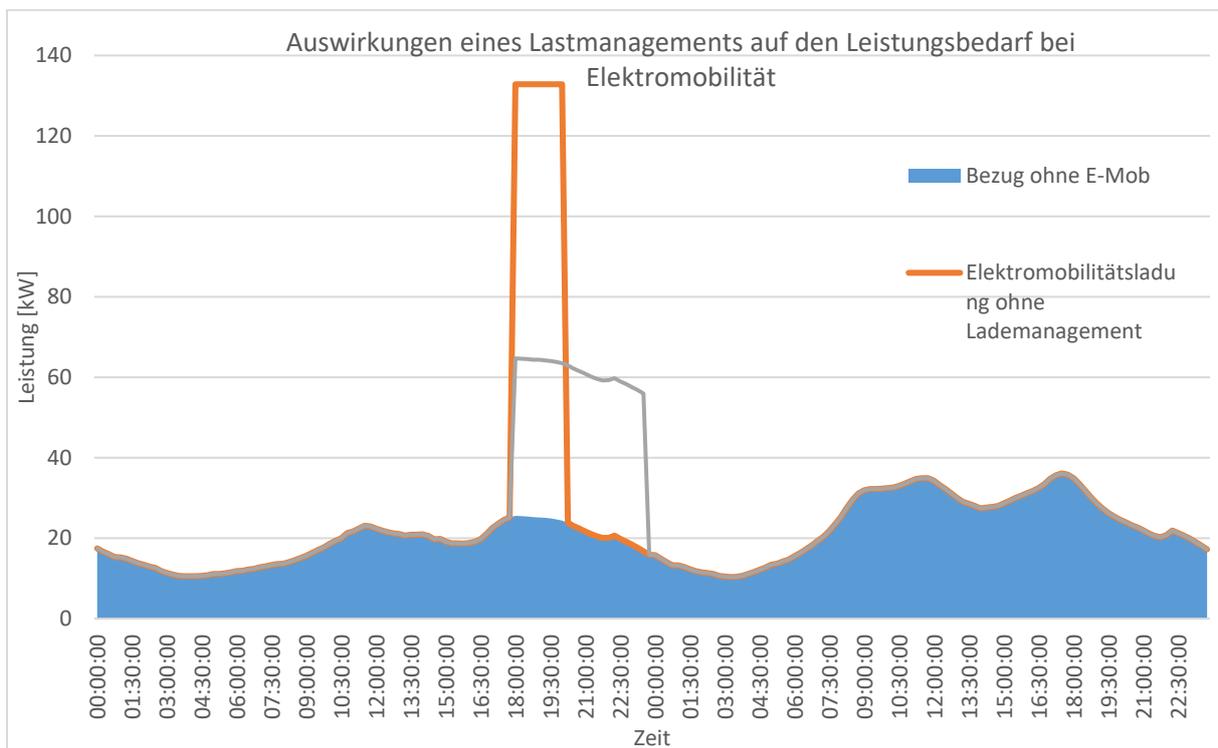


Abbildung 8: Auswirkungen eines einfachen Lademanagements auf den Leistungsbedarf im Neubaugebiet durch Elektromobilität

3. Analyse Ist-Zustand

Da es sich beim Baugebiet Oberdorf um eine Neuerschließung handelt, ist eine Analyse des aktuellen Zustands nur bedingt möglich. Bisher wurde die Fläche landwirtschaftlich genutzt, es ist also keine Ableitung von einer früheren Nutzung möglich. Im Folgenden werden als relevant bewertete Grundlagen und Rahmenbedingungen erläutert.

3.1 Geographie und Infrastruktur

Wie dem B-Plan in Abbildung 1 zu entnehmen ist, liegt das Areal eingebettet in Bestandsbauten im Süden (Hauptstraße) und Osten (Bahnhofstraße), sowie teilweise im Norden. Im Osten ist eine Zufahrtsstraße und die B19 als vierspurige Straße angrenzend, weiter in diese Richtung befinden sich die nördlichen Ausläufer der Ortschaft Martinszell.

Im Rahmen der Erschließungsvorbereitung wurde ein geotechnischer Bericht mit dem Ziel der Baugrunderkundung erstellt (Gutachten vom 07.07.2017 von der Geo-Consult Allgäu GmbH aus Blaichach). Hieraus geht z.B. hervor, dass im Bereich des Bauvorhabens (BV) kein zusammenhängender Grundwasserspiegel erkundet wurde, insb. deshalb, da das Baugebiet an einem von Ost nach West abfallenden Hang liegt, weshalb auch bei intensiverer Erkundung kein zusammenhängender Grundwasserspiegel zu erwarten sei. Außerdem gibt es bisher keine Untersuchungen seitens des WWA Kempten, weshalb auch hier keine zusätzlichen Informationen eingeholt werden konnten. Eine detailliertere Auswertung der Rahmenbedingungen zum Einsatz oberflächennaher Geothermie für die Wärmeversorgung wird in Kap. 4 beschrieben.

Als Infrastruktur im Umfeld des geplanten Areals wären lediglich die Sparten Erdgas und Abwasser relevant. Strom wird grundsätzlich als vorhanden und, aufgrund der Klassifizierung als Grundversorgung, auch als gegeben angesehen. Mögliche Mehrleistungen aufgrund der bereits beschriebenen Elektromobilitätsentwicklung, oder abhängig des Wärmeversorgungskonzepts auch aufgrund von Wärmepumpen, sind dem Netzbetreiber mitzuteilen und frühzeitig abzustimmen. Es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass sich aus diesen Gründen für den Bauherren Probleme ergeben werden.

3.1.1 Gasanschluss

Über einen Zugang zum Gasnetzportal des örtlichen Gasnetzbetreibers *schwaben netz* wurde ein Spartenplan für einen möglichen Erdgasanschluss erzeugt. Einen relevanten Ausschnitt zeigt Abbildung 9. Hieraus geht hervor, dass keine Niederdruckinfrastruktur im Bereich Oberdorf oder in direktem Umfeld gegeben ist. Östlich des jenseits der B12 liegenden Martinszell verläuft eine Hauptversorgungsleitung des Gasnetzbetreibers. Auf Rückfrage bei einem zuständigen Planer wurde die Auskunft erteilt, dass ein Anschluss zwar grundsätzlich auf eigene Kosten möglich wäre, dieser jedoch aufgrund der Druckverhältnisse in der Ausführung sehr komplex würde und mit einer sechsstelligen Summe einherginge. Entsprechend dieser Aussage und der Tatsache, dass für die Versorgung des Baugebiets Oberdorf weiterhin eine vierspurige Bundesstraße gequert werden müsste, wurde eine Verfügbarkeit der Quelle Erdgas ausgeschlossen.

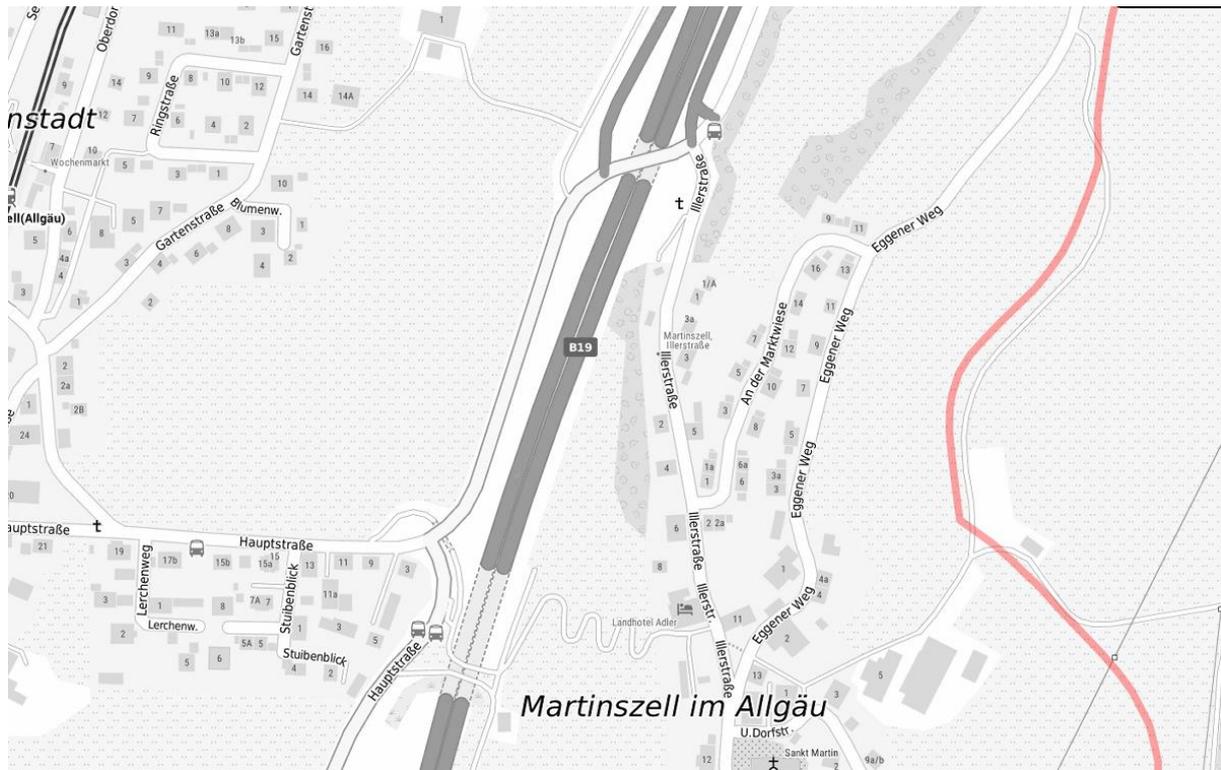


Abbildung 9: Spartenplan Erdgas im Bereich des Baugebiets [2]

3.2 Eigentumsverhältnisse

Das gesamte Baugebiet befindet sich aktuell im Eigentum der Gemeinde Waltenhofen. Nach erfolgreicher Erschließung werden die einzelnen Grundstücke an neue Eigentümer verkauft, welche dort dann ein Baurecht erhalten und eine Bebauung entsprechend des B-Plans erstellen können. Etwaige Leitungsrechte und Dienstbarkeiten sollten bereits frühzeitig und bestenfalls vor Grundstücksteilung in die Grundbücher eingetragen werden. Nach Verkauf an einen Interessenten geht das Eigentum gemäß vertraglicher Regelungen über. Bis dahin besteht für die Gemeinde Waltenhofen grundsätzlich die Möglichkeit, Einfluss auf die spätere Gestaltung z.B. in Form der Wärmeversorgung zu machen (zentrale Versorgung mit Energiezentrale und Nahwärmenetz).

3.3 Regulatorische Rahmenbedingungen (EEWärmeG, EnEV, KfW)

Neben den energetischen und ökonomischen Einflüssen auf Seiten des Bauherrn, sowie der späteren Eigentümer, spielen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen eine signifikante Rolle. Insbesondere im Neubau sind die gesetzlichen Vorgaben aus dem *Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz* (EEWärmeG), der *Energieeinsparverordnung* (EnEV), sowie ggf. auch die Richtlinien der *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW) relevant. Wunsch der Gemeinde ist eine Errichtung der Gebäude in KfW55-Standard. Hierfür werden im Folgenden die Vorgaben, sowie deren Auswirkungen auf die Energieversorgung dargestellt.

3.3.1 Energieeinsparverordnung (EnEV)

Über die EnEV werden Bauherren und Bauträgern technische Mindestanforderungen bzgl. des Primärenergiebedarfs der Gebäudeversorgung, sowie der Transmissionswärmeverluste auferlegt. Seit 2016 gelten hierfür strengere Grenzwerte. Als Mindeststandard nach EnEV gelten die folgenden Werte:

- $H'_{T, \text{Gebäude}} = 0,85 \cdot H'_{T, \text{Referenzgebäude}}$
- $q_{p, \text{Gebäude}} = 0,70 \cdot q_{p, \text{Referenzgebäude}}$

mit

H'_{T} : Transmissionswärmeverlust und

q_p : Primärenergiebedarf und

$$q_p = f_p \cdot E_{\text{End}}$$

mit

f_p : Primärenergiefaktor und

E_{End} : Endenergiebedarf (Summe der Energiemengen im Gebäude für Heizung, Kühlung, Lüftung, Warmwasser)

Diese entsprechen den Vorgaben der KfW für ein Effizienzhaus 70. Da das KfW-Effizienzhaus 70 als gesetzlicher Mindeststandard definiert ist, gibt es hierfür über die KfW auch keine Fördermittel mehr. Diese können erst ab einem Effizienzhausstandard 55 oder besser beantragt werden. Da im vorliegenden BV nach KfW-Standard 55 gebaut werden soll, sind die vorgegebenen Grenzwerte nochmals explizit dargestellt.

- $H'_{T, \text{Gebäude}} = 0,70 \cdot H'_{T, \text{Referenzgebäude}}$
- $q_{p, \text{Gebäude}} = 0,55 \cdot q_{p, \text{Referenzgebäude}}$

Entsprechend im Vergleich von KfW70 zu KfW55 ergeben sich als für H'_{T} und q_p jeweils um 15 %-Punkte verbesserte Mindestanforderungen, die einzuhalten sind. Es gibt ebenfalls einen Zusammenhang zwischen H'_{T} und q_p .

H'_{T} und q_p sind hierbei fest vorgegeben und müssen im Neubau (für einen bestimmten Energiestandard) verpflichtend gemäß der jeweiligen Vorgaben eingehalten werden. Dennoch gibt es gewisse Wechselwirkungen zwischen den Faktoren, insb. im Hinblick auf den Primärenergiefaktor, der mit dem Endenergiebedarf multipliziert den Primärenergiebedarf ergibt. Der Primärenergiefaktor gibt in diesem Zusammenhang eine Näherung der vorgelagerten Prozesskette zur Erzeugung des Energieträgers an, wobei erneuerbare Primärenergieträger einen deutlich geringeren Primärenergiefaktor aufweisen, als z.B. fossile Energieträger. Somit lässt sich über den Einsatz regenerativer Energien der Wert von q_p anpassen bzw. verringern. Im Fall des Einsatzes von Erdgas (ausschließlich) würde der Primärenergiefaktor bei 1,1 liegen. Um damit die Vorgaben nach EnEV zu erreichen, wäre ein deutlich geringerer Energiebedarf im Bezug zum Referenzhaus nötig, was über eine bessere Dämmung und somit ein geringeres H'_{T} erreichbar ist. Durch eine Verbesserung des H'_{T} lässt sich also eine Verringerung des q_p erreichen. Durch ein sehr geringes q_p ist jedoch keine Erhöhung des H'_{T} über die gesetzlichen (bzw.

von der KfW vorgegebenen) Anforderungen zulässig. Überschreitet bei Erreichen des H'_T der q_p die Vorgaben, so ist durch den Einsatz eines Primärenergieträgers mit geringerem Primärenergiefaktor oder der Versorgung mit Nahwärme mit geringem Primärenergiefaktor die Reduktion des q_p auf den vorgegebenen Wert möglich. Dadurch spielt auch der Primärenergiefaktor f_p eine erhebliche Rolle bei der energetischen Bewertung von Energieversorgungssystemen.

3.3.2 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)

Eine weitere gesetzliche Vorschrift, die Auswirkungen auf die Errichtung von Neubauten hat, ist das EEWärmeG. Hierin ist für bestimmte Gebäude, die neu errichtet werden sollen, unter die die Gebäude im Neubaugebiet Oberdorf gemäß § 4 EEWärmeG fallen, in gewissem Maße eine Energie(teil)versorgung vorgegeben. Das Gesetz schreibt vor, dass nach § 3 Abs. 1 EEWärmeG die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien im Neubau bei der Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs verpflichtend ist. Da im Wohnbereich nicht von einer Kälteversorgung ausgegangen wird, beziehen sich die folgenden Ausführungen nur noch auf den Wärmebedarf (Heizung und Brauchwasser). Dabei gilt nach § 5 EEWärmeG für die jeweiligen Quellen ein zu erzeugender Anteil am gesamten Wärmebedarf von:

- 15 % bei solarer Strahlungsenergie
- 30 % bei gasförmiger Biomasse
- 50 % bei flüssiger und fester Biomasse (z.B. Pellets, Hackschnitzel)
- 50 % bei Umweltwärme und Geothermie

Zusätzlich zu den o.g. Werten lässt der Gesetzgeber nach Anhang I des Gesetzes einige Ersatzmaßnahmen zu, die pauschaliert eine Erreichung der Vorgaben garantieren, oder gibt weitere Bedingungen, die nur bei Erreichung zur Erfüllung der Pflichten führen. Relevant für den vorliegenden Fall ist die Anlage zum EEWärmeG (EEWärmeG I Solare Strahlungsenergie, III Geothermie und Umweltwärme, sowie VIII Fernwärme oder Fernkälte).

Zu I: Der Mindestanteil nach §5 Abs. 1 gilt als erfüllt, wenn bei Wohngebäuden mit max. 2 WE solarthermische Anlagen mit einer Fläche von mindestens 0,04 m² Aperturfläche pro m² Nutzfläche des Gebäudes vorhanden sind. Für die EFH mit ca. 150 m² wären dies rund 6 m² Solarthermiefläche, für die DHH mit ca. 120 m² ca. 4,8 m² Solarthermie. Unabhängig der realen Erzeugung gilt die Anforderung des EEWärmeG dann als erfüllt. Zusätzlich wird eine Zertifizierung bei Anlagen mit Flüssigkeiten als Wärmeträger nach „Solar Keymark“ vorgeschrieben.

Zu III: Hier gibt es zusätzliche Anforderungen, die zur Erfüllung der Pflicht nach EEWärmeG vorausgesetzt werden. Einerseits muss die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpe für Sole-Wasser-Wärmepumpen 4,0 oder mehr betragen (bei primärer Warmwassererzeugung durch die Wärmepumpe ist eine JAZ von 3,8 nachzuweisen), es muss jeweils ein Strom- und Wärmemengenzähler zur Berechnung der JAZ an der Wärmepumpe verbaut sein und die Wärmepumpe muss mit einem Zertifikat gemäß Anhang EEWärmeG III Nr. 1a ausgezeichnet sein.

Zu VIII: Die Nutzung von Fernwärme/Nahwärme gilt nur dann als Erfüllung der Pflicht, wenn die Wärme im Netz zu „einem wesentlichen Anteil“ aus erneuerbaren Energien, zu mind. 50 % aus Abwärme, KWK-Anlagen oder eine Kombination der vorigen besteht (50 % Anteil jeweils vorausgesetzt).

3.3.3 Vorgaben KfW 153 Energieeffizient Bauen

Unabhängig der gesetzlichen Rahmenbedingungen und Mindestanforderungen schreibt zusätzlich die KfW explizit Maßnahmen vor, die erfüllt sein müssen, dass ein Energiestandard nach KfW gegeben ist und somit Fördergelder beantragt werden können. Diese sind in der Anlage zum Merkblatt „Technische Mindestanforderungen“ zum KfW-Kredit 153 aufgezeigt [3]. Dabei wird nochmals auf die Werte zu H'_T und q_p hingewiesen (siehe hierzu Kap. 3.3.1). Weiterhin darf kein Wärmeerzeuger auf Basis des Energieträgers Öl zum Einsatz kommen (in allen Formen, auch in Fernwärmenetzen und als Hybridsystem mit z.B. einer Solarthermieanlage). Weiterhin ist für ein KfW55-Gebäude eines der nachfolgenden Anlagenkonzepte in Bezug auf die verbaute Anlagentechnik umzusetzen, sofern ein rechnerischer Nachweis nicht erbracht wird. Erfolgt ein rechnerischer Nachweis, so können auch Abwandlungen der unten dargestellten Anlagentechnik eingesetzt werden. Diese können z.B. sein:

1. Gas-Brennwertkessel, solare Trinkwarmwasserbereitung, zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (Wärmebereitstellungsgrad $\geq 80\%$)
2. Fernwärme mit zertifiziertem Primärenergiefaktor $f_p \leq 0,7$, zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (Wärmebereitstellungsgrad $\geq 80\%$)
3. Sole-Wasser (oder Wasser-Wasser) Wärmepumpe mit Flächenheizsystem zur Wärmeübergabe und zentrale Abluftanlage

Weiterhin ist eine Reihe von Vorgaben zu U-Werten der thermischen Gebäudehülle zu berücksichtigen, diese sind im Merkblatt nachzulesen [3].

3.3.4 Fazit

Bezüglich der EnEV-Vorgaben sind die jeweiligen Grenzwerte (mind. „KfW70“, geplant „KfW55“) einzuhalten. Über die Wechselwirkung von H'_T und q_p kann hier z.B. über ein geringes f_p zusätzliche Dämmung zur Verringerung des q_p über ein verringertes H'_T vermieden werden.

Das EEWärmeG schreibt verpflichtend die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energiequellen zur Wärme- und Kälteerzeugung vor. Diese können unabhängig einer realen Erzeugung auch z.T. (z.B. Solarthermie) über Ersatzmaßnahmen ohne Bezug zum tatsächlichen Anteil erbracht werden. Für mögliche zu untersuchende Varianten der zentralen Biomasseversorgung (ggf. mit BHKW) und der Sole-Wasser-Wärmepumpe werden die Vorgaben entsprechend EEWärmeG erfüllt.

Zur Erreichung eines förderfähigen KfW-Standards müssen die gegebenen Vorgaben eines verbesserten H'_T - und q_p -Werts im Vergleich zum derzeitigen EnEV-Mindeststandard eingehalten werden. Ohne spezifische Berechnung kann der Nachweis eines KfW55-Gebäudes auch über vordefinierte Anlagenkonzepte und die Einhaltung pauschaler Grenzwerte gemäß technischem Merkblatt erfüllt werden. Es ist jedoch in der Regel einfacher, die Berechnungen von einem zertifizierten Energieberater durchführen zu lassen.

4. Potentialerhebung Quellen

Für alle möglichen Quellen zur Energieversorgung im Areal sollen in den folgenden Kapiteln die vorhandenen Potentiale analysiert sowie eine Abschätzung getroffen werden ob die jeweilige Quelle für ein ganzheitliches und funktionierendes Konzept in Frage kommt oder nicht.

Folgende Quellen-Potentiale wurden in Abstimmung mit der Gemeinde Waltenhofen im Rahmen des Energienutzungsplans ermittelt.



Abbildung 10: Mögliche Quellen für eine spätere Energieversorgung

4.1 Nah-/Fernwärme

Zur Energieversorgung des Neubaugebietes kann ein naheliegendes Nah- oder Fernwärmenetz genutzt werden, sofern gewisse Rahmenbedingungen gegeben sind. Sowohl nach Abstimmung mit der Gemeinde, als auch allgemeiner Recherche ergibt sich, dass im Bereich Oberdorf kein bestehendes Netz vorhanden ist und somit diese Quelle als nicht vorhanden deklariert wird. Zwar betreibt die Gemeinde Waltenhofen selbst ein Nahwärmenetz im Ortskern von Waltenhofen, dieses ist jedoch mit ca. 5 km Entfernung deutlich zu weit entfernt, um eine energetisch und ökonomisch sinnvolle Umsetzung zu gewährleisten.

4.2 Erdgas/Flüssiggas

In Kap. 3.1 wurde bereits darauf eingegangen, dass eine Erdgasinfrastruktur in Oberdorf nicht vorhanden ist. Als Alternative hierzu ergibt sich die Möglichkeit ortsunabhängig Flüssiggas zu nutzen. Dieses

kann in Tanks (ober-/unterirdisch) gelagert und per Tanklastzug ähnlich Heizöl oder fester Biomasse flexibel geliefert werden. Demnach steht die Quelle grundsätzlich zur Verfügung und kann für Konzepte berücksichtigt werden. Zu beachten ist hierbei, dass es sich bei Flüssiggas um einen fossilen, nicht erneuerbaren Energieträger handelt, welcher aus ökologischen Gesichtspunkten nur im Notfall einzusetzen ist. Ein weiterer möglicher Einsatz ist die hocheffiziente, gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) im Rahmen eines Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozesses (KWK-Prozess). Ob und in welchem Umfang der Einsatz von Flüssiggas nötig und möglich ist, sollen die weiteren Untersuchungen zeigen.

4.3 Biomasse

Ähnlich des Flüssiggases lässt sich auch Biomasse praktisch ortsunabhängig zur Wärmeversorgung einsetzen. Es handelt sich hierbei weitestgehend um einen erneuerbaren Primärenergieträger. Biomasse bezieht sich im vorliegenden Fall auf feste Biomasse in Form von Holzpellets oder Holz hackschnitzeln. Pellets werden regional hergestellt und können somit als nachhaltig und erneuerbar deklariert werden. Hackschnitzel können z.B. auch aus der gemeindeeigenen Forstwirtschaft bereitgestellt werden, was somit ebenfalls als regional und erneuerbar deklariert werden kann. Für Hackschnitzel ist der Feuchtegehalt und die Qualität ausschlaggebend für eine spätere Nutzung zur Wärmeversorgung. Pellets sind hingegen standardisiert und weisen stets dieselben technischen Parameter auf. Damit ist ein störungsfreier Betrieb deutlich einfacher möglich, als mit Hackschnitzeln. Der Einsatz einer der beiden Biomasseformen ist von den vorhandenen Rahmenbedingungen abhängig zu machen. Fällt qualitativ hochwertiger Forstabfall auf gemeindeeigenen Wäldern an, so bietet sich dessen Nutzung für die Wärmeversorgung deutlich mehr an, als der Kauf von externen Pellets. Erfüllen die Hackschnitzel die Qualitätsanforderungen in vielen Fällen nicht, so wäre im Sinne eines wartungsarmen Betriebs der Einsatz von Pellets zu empfehlen. In Rücksprache mit dem Geschäftsführer der Nahwärmeversorgungsgesellschaft Waltenhofen (Nahwärmenetz im Ortskern) wurden diese Überlegungen für das Bestandsnetz bereits getätigt, was zu dem Ergebnis führte, dass die eigenen Forstabfälle zunächst ca. sechs Monate getrocknet werden müssten, um einen akzeptablen Wassergehalt und eine gute Qualität zu erreichen. Da dies derzeit weder möglich, noch in Zukunft geplant ist, geht die Tendenz eher zum Einsatz von Pellets oder dem externen Zukauf von qualitativ hochwertigen Hackschnitzeln, die über die Gemeinde für beide Netze aufgrund höherer Abnahme günstiger bezogen werden könnten. Hier liegt also ein finanzieller Vorteil des Einsatzes von Hackschnitzeln.

Im Rahmen der Biomasseversorgung ist vorwiegend ein übergreifendes, zentrales Versorgungskonzept angedacht, sprich eine Hackschnitzel-Nahwärmeversorgung über eine Energiezentrale, ein Wärmeleitungsnetz und dezentrale Hausübergabestationen pro WE. Eine dezentrale Versorgung (also Biomassekessel pro Gebäude) soll nicht näher untersucht werden. Grund hierfür ist, dass eine Biomasseanlage im Neubau pro Haus in der Regel deutlich ineffizienter betrieben wird (keine Gleichzeitigkeit, allgemein geringer Wärmebedarf in KfW55-Gebäuden, starkes Takten der Anlage in den Sommermonaten). Für einen Biomassekessel ist neben dem Kessel selbst auch eine Förderschnecke, sowie ein Lager (hoher Flächenverbrauch) bereitzustellen, was häufig im Neubau nicht gewünscht ist. Demnach soll diese Versorgung nur für ein zentrales Konzept untersucht werden.

Als weitere Untersuchungsgegenstände wurden umliegende, bestehende Biomasseanlagen identifiziert, die sich grundsätzlich auch für eine thermische Versorgung des Baugebiets eignen könnten. Dies

ist insb. im Rahmen der Idee einer zentralen Versorgung interessant. Nach Datengrundlage des Energieatlas Bayern gibt es in unmittelbarer Nähe des Baugebiets keine Biomasseanlagen, etwas weiter entfernt sind einige Anlagen zu finden.

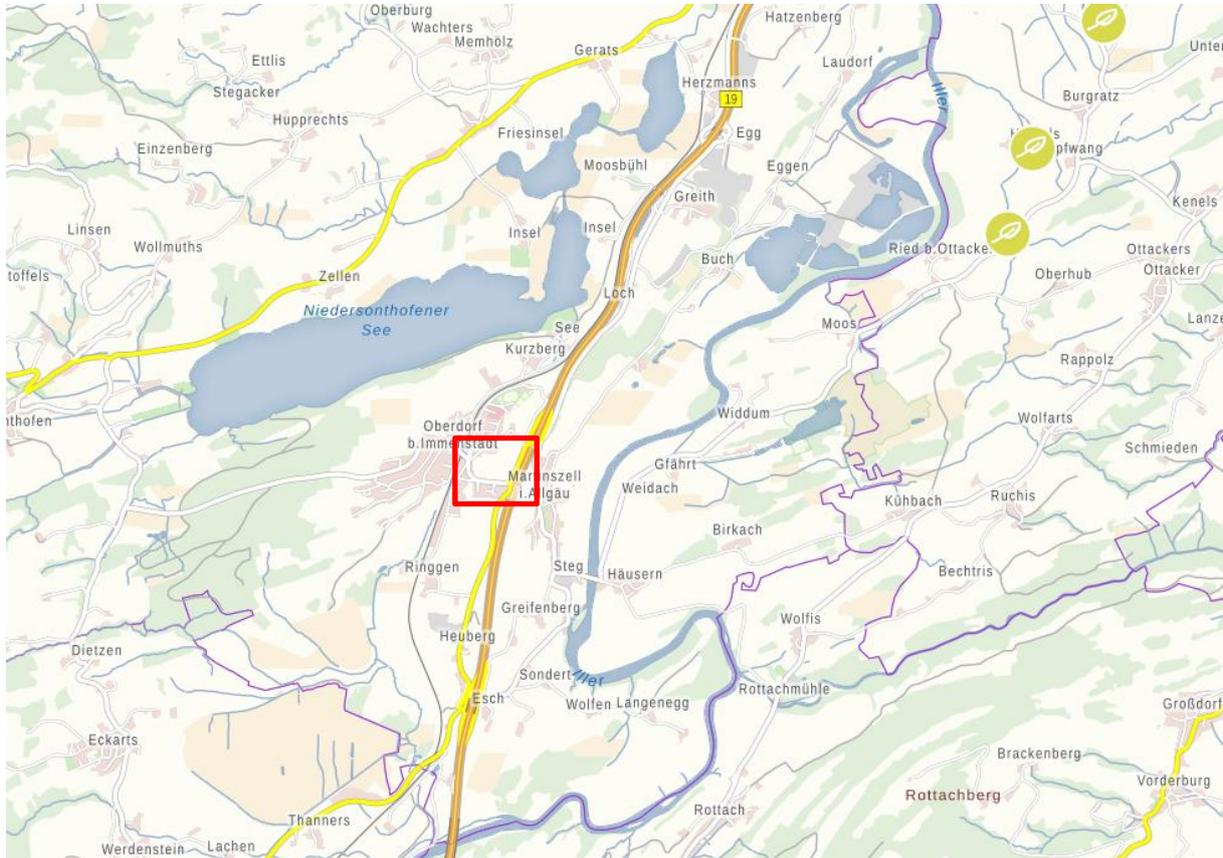


Abbildung 11: Nächstegelegene Biomasseanlagen im Bestand zum Betrachtungsgebiet (rot) [4]

Die nächstgelegene Anlage befindet sich Luftlinie ca. 4 km von Oberdorf entfernt, es handelt sich hierbei um ein kleines BHKW mit einer elektrischen Leistung von 80 kW. Eine Nutzung für die Wärmeversorgung des Areals durch Abwärmeauskopplung beim BHKW stellt sich aufgrund der Entfernung als nicht sinnvoll heraus. Alle anderen Anlagen sind noch weiter entfernt, weshalb auch hier eine Nutzung unabhängig des Erzeugers nicht wirtschaftlich sein wird. Bestehende Biomasseanlagen stehen demnach ebenfalls nicht für die Versorgung des Neubaugebiets zur Verfügung.

4.4 Grundwasser

Wie bereits in Kap. 3 beschrieben, geht das geologische Baugrundgutachten, sowohl auf Basis der vor Ort durchgeführten Untersuchungen zur Baugrunderkundung, sowie anhand der vermuteten topographischen Rahmenbedingungen nicht davon aus, dass ein zusammenhängender Grundwasserspiegel vorgefunden wird. Vereinzelt können kleinere Grundwasservorkommen anzutreffen sein, diese stellen aber keine geeignete Quelle im Sinne eines Energieversorgungskonzepts dar. Es ist weder das Potential, noch die genaue Lage und Tiefe der Vorkommen bekannt. Diese Informationen könnten nur durch

weitergehende Untersuchungen ermittelt werden, was zu hohen initialen Kosten führt. Eine Sicherheit, dass sich als Ergebnis ein technisch und ökonomisch umsetzbares Konzept ergibt gibt es jedoch nicht. Ebenfalls wurden Gespräche mit dem zuständigen Wasserwirtschaftsamt in Kempten (WWA Kempten) geführt. Als Ergebnis wurden die Aussagen des geologischen Berichts weitestgehend bestätigt. Eine Erkundung wird als nicht sinnvoll eingeschätzt. Die Quelle steht somit nicht zur Verfügung.

4.5 Oberflächennahe Geothermie

Als oberflächennahe Geothermie werden grundsätzlich alle Technologien verstanden, die thermische Energie aus dem Erdreich, z.B. in Form von direkter Erdwärme oder Grundwasser in oberflächennahen Schichten, bis zu einer maximalen Tiefe von 400 Metern nutzen. Die Nutzungsformen sind vielseitig, häufig wird darüber jedoch Raumwärme und zum Teil Warmwasser erzeugt. Diese Technologie ist insb. im Neubau von Einfamilienhäusern beliebt, da so eine thermisch autarke und weitgehend regenerative Versorgung, unabhängig eines Gasnetzanschlusses oder sonstiger Abhängigkeiten (Ausnahme Strom) realisierbar ist. Über PV-Anlagen ggf. mit elektrischem Heimspeicher kann die Autarkie nochmals deutlich gesteigert und der Einfluss des Stromnetzes minimiert werden.

Klassische Systeme zur Nutzung oberflächennaher Geothermie sind der Einsatz von Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren (sog. geschlossene Systeme) oder Brunnenbauwerken zur thermischen Grundwassernutzung (offenes System) – siehe hierzu Kap. 4.4. Da Erdwärme im oberflächennahen Bereich (keine Tiefengeothermie) nur auf geringem Temperaturniveau entzogen werden kann (in der Regel ca. um 10 °C) werden zur Nutzbarmachung für Raumheizung oder Warmwasser noch Wärmepumpenanlagen benötigt. Da Wärmepumpen wiederum energetisch am sinnvollsten bei Vorlauftemperaturen von max. 40 °C und einem Temperaturhub von 10 K bis 30 K arbeiten, ist der Einsatz von Flächenheizsystemen bei der Wärmesenke (Verbraucher) notwendig. In Bestandsgebäuden sind häufig Radiatoren verbaut, welche mit Vorlauftemperaturen von < 50 °C zu wenig Wärme liefern, um die Räume ausreichend zu beheizen. Diese Technologie ist folglich primär im Neubaubereich zu prüfen.

Die Thematik der energetischen Grundwassernutzung fällt per Definition ebenfalls unter die oberflächennahe Geothermie, wurde hier jedoch gesondert betrachtet (Kap. 4.4). Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich entsprechend auf den Einsatz von Erdwärmesonden und Erdwärmekollektoren zur Wärmeversorgung der Gebäude.

4.5.1 Erdwärmekollektoren

Unter Erdwärmekollektoren werden primär horizontal in geringer Tiefe (bis 2 Meter) verlegte Kunststoffrohre verstanden, welche als Wärmequelle für eine Wärmepumpenheizung genutzt werden. Die häufig ähnlich einer Fußbodenheizung in Schleifen verlegten Flächenkollektoren entziehen dem Erdreich aufgrund der großen Oberfläche im Optimalfall ausreichend Wärme, um damit ganzjährig eine Wärmepumpe zu betreiben. Nachdem die Temperatur in den oberflächennahen Schichten, in denen sich die Kollektoren befinden, stark von den Außentemperaturen, der Sonneneinstrahlung und insb. auch der Regenwasserversickerung abhängig ist, sind die jahreszeitlichen Entzugsleistungen im Winter tendenziell geringer, was dazu führt, dass größere Flächen für einen entsprechenden Wärmeentzug benötigt werden. Einer der kritischen Punkt bei der Auslegung und Nutzung von Erdwärme mit Kollektoren ist die Flächenverfügbarkeit. Wie bereits angesprochen, sind die Temperaturen von Regenwassereintrag und Sonneneinstrahlung abhängig, weshalb Kollektoren nur in nicht überbauten, möglichst

auch wenig verschatteten Grünflächen zum Einsatz kommen sollten. Tiefwurzelnde Bäume können die Kollektoren aufgrund der geringen Verlegetiefe ebenfalls beschädigen, weshalb auch dies in unmittelbarer Nähe oder über den Kollektoren vermieden werden sollte. Klarer Vorteil der Kollektoren sind die geringere Investitionskosten, da keine tiefen Bohrungen oder weitreichenden Aufgrabungen nötig sind.

Nachfolgende Darstellung zeigt beispielhaft, wie ein Erdwärmekollektor aussehen kann.



Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung Erdwärmekollektor [5]

Eine kurze Beispielrechnung und Auslegung zeigt, welche Flächen pro Gebäude notwendig sind, um eine funktionierende Wärmepumpenanlage mit Erdwärmekollektoren auszuführen. Die VDI 4640 als allgemeingültige Norm für die Nutzung oberflächennaher Geothermie gibt Rahmenbedingungen vor, die zur Berechnung heranzuziehen sind. Für die Klimazone 15 (Alpenrand) geben Tabellen spezifische Entzugsleistungen pro m² Kollektorfläche für unterschiedliche Bodenarten vor.

Klimazonen	Entzugsleistung in W/m ² Entzugsarbeit in kWh/a Volllaststunden in h/a Rohrabstand in m	Sand	Lehm	Schluff	Sandiger Ton
Klimazone 15	Entzugsleistung	14	25	26	29
	Entzugsarbeit	24	43	45	50
	Volllaststunden	1750	1750	1750	1750
	Rohrabstand	0,6...0,7	0,6...0,7	0,6...0,7	0,6...0,7

Abbildung 13: Entzugsleistungen von Erdwärmekollektoren nach Klimazone und Bodenart gemäß VDI 4640 [6]

Für den Bereich Oberdorf ist mit Lehm oder Schluff innerhalb der ersten 2 Grabmeter zu rechnen. Die Entzugsleistung beträgt folglich rund $25 \frac{W}{m^2}$ (konservative Annahme), die Entzugsarbeit liegt bei rund $43 \frac{kWh}{a}$. Für ein beispielhaftes EFH mit 8 kW Heizlast und einem Energiebedarf von ca. $10.700 \frac{kWh}{a}$ ist

also das Maximum an Kollektorfläche zu ermitteln, um die beiden energetischen Rahmenbedingungen (Leistung und Energie) zu erfüllen.

$$\text{Fläche (Leistung)} = \frac{\text{Verdampferleistung Wärmepumpe [W]}}{\text{spez. Entzugsleistung EWK } \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right]} = \frac{6.000 \text{ W}}{25 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 240 \text{ m}^2$$

$$\text{Fläche (Energie)} = \text{Energiebedarf } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{a}}\right] \cdot \frac{\frac{\text{COP}-1}{\text{COP}}}{\text{spez. Entzugsenergie } \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}\right]} = 10.700 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} \cdot \frac{\frac{3}{4}}{43 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{a}}} = 187 \text{ m}^2$$

Energetisch gesehen wäre also eine Fläche von rund 190 m² ausreichend, bezüglich der zur Verfügung zu stellenden Leistung beträgt die Fläche jedoch 240 m², was auch das Ergebnis der Berechnung ist, da sowohl Energie, als auch Leistung erfüllt sein müssen. Es wurde für die Wärmepumpe von einem COP von 4,0 ausgegangen.

Für alle im Geltungsbereich vorhanden Gebäude wurden nun die benötigten Kollektorflächen als Sensitivitätsanalyse mit unterschiedlichen Entzugsleistungen und unterschiedlichen COP-Werten der Wärmepumpen ermittelt. Die Ergebnisse zeigt folgende Tabelle.

	COP WP	Heizlast [kW]	20 W/m ²	25 W/m ²	30 W/m ²	35 W/m ²
EFH	3	8	267	214	178	153
DHH		6	200	160	134	115
MFH		23	767	614	512	439
MFH Gewerbe		28	934	747	623	534
EFH	4	8	300	240	200	172
DHH		6	225	180	150	129
MFH		23	863	690	575	493
MFH Gewerbe		28	1.050	840	700	600
EFH	5	8	320	256	214	183
DHH		6	240	192	160	138
MFH		23	920	736	614	526
MFH Gewerbe		28	1.120	896	747	640

Tabelle 3: Sensitivitätsanalyse der benötigten Kollektorflächen für den Geltungsbereich

Unter den ermittelten Annahmen (Entzugsleistung) und dem angesetzten COP zwischen 4,0 und 5,0 ergeben sich für die EFH Flächen von rund 240-260 m², für die DHH 180-200 m² und für das MFH bzw. den Wohnbereich im Einzelhandelsgebäude rund 700-900 m².

Bei Betrachtung der verfügbaren „ungenutzten“ Flächen (Grünfläche im Garten ohne Überbauung) zeigt sich schnell, dass die benötigten 180 m² z.B. für eine DHH nicht bei allen Grundstücken realisierbar sind. Die Grundstücke (GS) 5 bis 8 haben mit zum Teil gerade 300 m² die kleinsten Grundstücksflächen. Mit Haus und Zufahrt etc. verbleiben **maximal** 100 m² für eine Kollektornutzung im Garten.



Abbildung 14: Flächenverfügbarkeit DHH GS 6

Die verfügbaren Flächen reichen nicht aus, um die energetischen Rahmenbedingungen zu erfüllen, weshalb Kollektoren aus flächentechnischer Sicht nicht umgesetzt werden können.

4.5.2 Erdwärmesonden

Alternativ zu Erdwärmekollektoren ist auch der Einsatz von Erdwärmesonden möglich. Bei Erdwärmesonden handelt es sich um vertikal in die Erde bis meist zu einer Tiefe um 100 m eingebrachte Kunststoffleitungen (z.B. Doppel-U-Sonde), welche von einer Sole (Glykol-Wasser-Gemisch) durchströmt werden. Da die Erdreichtemperatur ab einer Tiefe von rund 10 Metern ganzjährig konstant ist, besteht hier keine entsprechende jahreszeitliche Abhängigkeit, wie bei Kollektoren. Die mittlere Erdreichtemperatur wird in der Regel mit rund 10 °C angesetzt. Je tiefer die Sonde gebohrt wird, desto höher das Entzugspotential, was einerseits an der größeren Oberfläche liegt, andererseits aber auch darauf zurückzuführen ist, dass die Temperaturen in den oberflächennahen Erdschichten pro 100 m Tiefe durchschnittliche um 3 °C steigen. Aus tieferen Schichten sind also höhere Temperaturniveaus entziehbar. Da bei Sonden und Bohrungen allgemein im Bereich über 100 m das Bundesberggesetz (BBergG) greift, und damit zusätzliche Genehmigungen und Abstimmungen nötig werden, wird in der Regel empfohlen, bei Bohrtiefen kleiner 100 m zu bleiben. Lokal ansässige Bohrunternehmen können hierzu in der Regel eine gute Einschätzung treffen, ob und unter welchen Voraussetzungen tiefere Bohrungen möglich und sinnvoll sind. Kostentechnisch ist eine einzelne tiefe Bohrung mehreren weniger tiefen Bohrungen vorzuziehen. Bei der Bohrtiefe ist weiterhin das WWA ausschlaggebend, da dieses z.B. aufgrund des

Grundwasserschutzes (oder allgemein des Schutzes bestimmter hydrologischer- oder hydrogeologischer Gegebenheiten) oder auch der Zusammensetzung des Untergrunds Bohrtiefenbeschränkungen verhängen kann. In einem derartigen Fall ist bereits ohne Einschätzung des zuständigen Bergamts eine Bohrung größer der vorgegebenen Maximaltiefe verboten.

Da die Sonden vertikal und nicht horizontal eingebracht werden, ist deren Flächenbedarf sehr gering. Das Bohrloch einer Sonde hat in etwa einen Durchmesser von 15 cm und kann nach erfolgreicher Bohrung auch unterirdisch ins Gebäude eingeführt werden. Besondere Einschränkungen, wie bei Kollektoren bestehen dadurch nicht. Wichtig bei der Planung und Bohrung der Sonden ist die Einhaltung der allgemeinen Mindestabstände, welche z.B. durch die VDI 4640 vorgegeben werden. Diese geben bei der Bohrung mehrerer Sonden vor, dass Sonden untereinander einen Abstand von mindestens 6 m haben müssen. Zu Grundstücksgrenzen sind ebenfalls Abstände von jeweils 3 einzuhalten.

Die erste Analyse im Raum Oberdorf ergab, dass im direkten Umfeld einige Sonden installiert sind. Sowohl südlich, als auch direkt nördlich an das Neubaugebiet angrenzend sind gemäß öffentlich zugänglicher Bohrdaten bereits Sonden in Betrieb. Die in der direkten Nachbarschaft gebohrten Sonden können als Referenz herangezogen werden. Hierbei handelt es sich um je eine Bohrung aus dem Jahr 2018 und 2016 mit einer Endteufe von 106 respektive 94 Metern. Grundwasserdaten bzw. eine Angabe des Ruhewasserspiegels ist nicht vorhanden. Das Thema Grundwasser wurde bereits in Kap. 4.4 detailliert untersucht.

Die bereits in Betrieb befindlichen Sonden lassen darauf schließen, dass die geologischen Verhältnisse für den Einsatz der Technologie sprechen.



Abbildung 15: Bestehende Erdwärmesondenbohrungen im Bereich Oberdorf [4]

Von einem ausführenden Bohrunternehmen, das bereits eine Reihe Sonden im relevanten Bereich gebohrt hat, wurde ein anonymisiertes Bohrprofil zur Verfügung gestellt. Aus diesem ist ersichtlich, dass

der Untergrund bis etwa 12 Meter unter Geländeoberkante (GOK) kiesig und bis etwa 45 Meter schluffig ist. Bis über 100 m ist Mergelstein anzutreffen. Diese Daten sind relevant für die Abschätzung des Entzugspotentials einer Sonde und die spezifische Entzugsleistung in $\frac{W}{m}$.

Basierend auf der VDI 4640 sind für verschiedene Wärmeleitfähigkeiten die spezifischen, zu erwartenden Entzugsleistungen angegeben. Basierend auf den geologischen Daten (Schluff und Mergelstein) ist mit einer Wärmeleitfähigkeit im Untergrund von ca. $3 \frac{W}{m \cdot K}$ zu rechnen. Gemäß nachfolgender Tabelle aus der VDI 4640 wird die Entzugsleistung bei Bohrung einer Sonde mit rund $43,5 \frac{W}{m}$ angesetzt.

Entzugsleistung bei Anlagenbetrieb Heizen und Trinkwassererwärmung, mit $T_{WP-Austritt} \geq -3 \text{ °C}$ bei Maximalleistung, in W/m

Jahresvolllaststunden	Anzahl Sonden	Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Untergrunds			
		Entzugsleistung bei turbulentem Durchfluss in W/m			
		1,0 W/(m·K)	2,0 W/(m·K)	3,0 W/(m·K)	4,0 W/(m·K)
2100 h/a	1	22,8	34,9	43,5	50,0
	2	20,2	31,6	39,9	46,4
	3	18,5	29,3	37,5	44,0
	4	17,3	27,7	35,6	42,0
	5	16,7	26,7	34,6	41,0

Abbildung 16: Entzugsleistung bei Anlagenbetrieb Heizen und Trinkwasser bei Maximalleistung [6]

	COP WP	Heizlast [kW]	35 W/m	40 W/m	45 W/m	50 W/m
EFH	3	8	153	133	119	107
DHH		6	114	100	89	80
EFH	4	8	172	150	133	120
DHH		6	129	113	100	90
EFH	5	8	183	160	142	128
DHH		6	137	120	107	96

Tabelle 4: Sensitivität der benötigten Gesamtböhrtiefen für EFH und DHH unter Annahme unterschiedlicher Entzugsleistungen und COP-Werte der Wärmepumpen

	COP WP	Heizlast [kW]	30 W/m	35 W/m	40 W/m	45 W/m
MFH	3	23	512	438	384	341
MFH Gewerbe*		28	623	534	467	415
MFH	4	23	575	493	432	383
MFH Gewerbe*		28	700	600	525	467
MFH	5	23	614	526	460	409
MFH Gewerbe*		28	747	640	560	498

Tabelle 5: Sensitivität der benötigten Gesamtböhrtiefen für das MFH und MFH Gewerbe (*ohne Heizlast Supermarkt) unter Annahme unterschiedlicher Entzugsleistungen und COP-Werte der Wärmepumpen

Die obenstehenden Tabellen zeigen für die jeweiligen Gebäude die benötigten Böhrtiefen unter Annahme unterschiedlicher Entzugsleistungen und COPs. Die Entzugsleistung ist final nur durch eine Probebohrung mit *thermal response test* (TRT) zu ermitteln. Dieser ist unbedingt im Voraus auszuführen,

um eine Über- oder Unterdimensionierung der Sonden und damit Mehrkosten oder zu geringe Bohrtiefen/Entzugsleistungen zu verhindern. Die finale Auswertung des TRT und die Planung der Sonden sollte von einem geologischen Fachbüro durchgeführt werden. Da im Rahmen der Berichtserstellung keine Ergebnisse eines TRT vorlagen, wurden die Entzugsleistungen anhand der verfügbaren Daten abgeschätzt und einer Sensitivität bei Variation verschiedener Parameter unterzogen.

Insgesamt zeigt sich, dass bei der derzeit angenommenen Entzugsleistung der Sonden für EFH (Heizlast 8 kW) voraussichtlich Bohrtiefen im Bereich von 130 Metern benötigt werden. Ohne eine genaue Anlagenplanung (Wärmepumpe) ist eine finale Aussage auch hier nicht möglich. Es ist jedoch sowohl für die EFH, als auch für die DHH zu erwarten, dass eine einzelne Sondenbohrung ausreichend für die Wärmeversorgung ist. Je nach Vorgaben und Rahmenbedingungen des WWA kann eine Bohrtiefenbeschränkung von z.B. 100 Metern greifen, was die Bohrung von zwei Sonden à 70 Meter nötig machen würde. Nach Auswertung der Probebohrung kann hier ein verbindlicher Wert vom WWA festgelegt werden.

Um den Vorgang entsprechend bewerten zu können, verlangt das WWA nach ersten Vorgesprächen im Rahmen des ENPs insgesamt drei Probebohrungen für das gesamte Baugebiet. Diese müssen zusätzlich von einem privaten Sachverständigen der Wasserwirtschaft (PSW) begleitet werden. Bei sinnvoller Platzierung der Probebohrungen, können diese im späteren Verlauf zu funktionsfähigen Sonden ausgebaut werden, was weiter Kosten sparen kann. Zum allgemeinen Genehmigungsprozess ist mit dem WWA in Kontakt zu treten. Hintergrund sind verschiedene mögliche Konzepte des Genehmigungsverfahrens. Es können für jedes Grundstück separat Anträge zur Genehmigung gestellt, oder aber diese gesammelt über einen gemeinsamen Antrag eingereicht werden. Eine enge Abstimmung zum einfachsten Vorgehen ist in jedem Fall mit dem WWA zu empfehlen.

Nach Ermittlung der realen Entzugsleistungen durch den TRT, können die derzeitigen Schätzungen aus obenstehenden Tabellen detailliert und validiert werden. Bei höheren Entzugsleistungen kann ggf. auch eine signifikante Reduktion der Bohrtiefen erfolgen.

Die Sonden könnten grundsätzlich im Bereich der Gärten/Terrassen oder der Hauseingänge/Zuwege der jeweiligen Häuser platziert und unterirdisch in den Heizraum geleitet werden. Ein weiterer Vorteil des Konzepts ist die Möglichkeit der freien Kühlung (sofern gewünscht). Über den reversiblen Betrieb der Wärmepumpe kann im Sommer eine Kühlung mit demselben System stattfinden (Achtung: Brauchwasserbereitung). Hierbei sind jedoch einige Punkte, wie z.B. die Taupunktunterschreitung bei Fußbodenheizungen zu berücksichtigen, besser wären z.B. Wand- und/oder Deckenheizungen, da durch auf dem Boden stehende Möbel Schimmel- und Feuchtigkeitsprobleme entstehen können. Weiterhin ist zu beachten, dass ggf. eine Brauchwasserbereitung über die Wärmepumpe erfolgen soll, was eine gleichzeitige Kühlung nicht möglich macht. Über die Einbringung eines Bypasses an der Wärmepumpe wäre tendenziell eine passive Kühlung bei gleichzeitiger Brauchwasserbereitung denkbar. Dazu würde die Sole direkt aus den Sonden Kälte über einen Wärmetauscher an die „Heizkreis“ abgeben, welcher dann im Sommerbetrieb mit kaltem Heizwasser durchströmt wird und somit das Gebäude kühlt. Weiterer Vorteil ist, dass durch die Kühlung Wärme aus dem Gebäude an die Sole in den Erdwärmesonden abgegeben wird, was zu einer Regeneration der Sonden führt. Das Erdreich wird in diesem Fall als großer, saisonaler Speicher verwendet, der die Wärmeenergie aus den Sommermonaten im Winter nutzbar macht.

Alternativ zum Einsatz von standardmäßigen Doppel-U-Sonden können auch andere Systeme eingesetzt werden. Ein mögliches Einsatzgebiet sind Bereiche mit Bohrtiefenbeschränkungen oder sonstigen schwierigen Verhältnissen, die z.B. eine tiefere Bohrung deutlich verteuern würden.

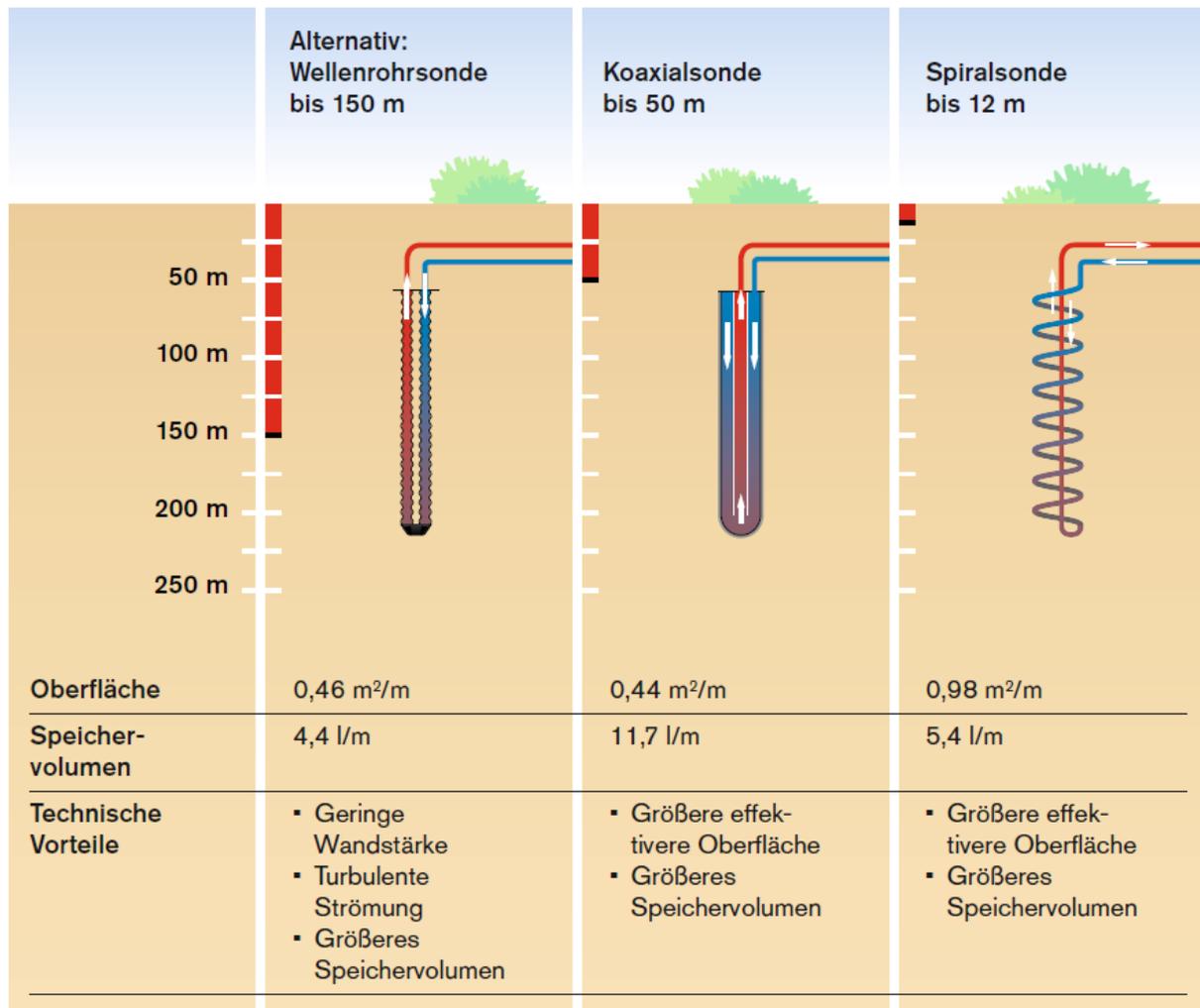


Abbildung 17: Alternative Sondenkonzepte bei besonderen Einsatzrahmenbedingungen [7]

Für Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonden kann sehr konservativ von einem COP von 4 ausgegangen werden, da damit zu rechnen ist, dass sich die Quelltemperatur zu den Betriebszeiten der Wärmepumpe, also primär im Winter dennoch gleichbleibend und auf verhältnismäßig hohem Temperaturniveau (ca. 10 °C) befindet.

4.5.2.1 Regulatorische und genehmigungsrechtliche Rahmenbedingungen

Zusätzlich zur bereits angesprochenen Einbeziehung des Bergamts bei Bohrungen über 100 m Tiefe ergeben sich weitere Vorgaben, die aus verschiedenen Gesetzen, insb. dem Wasserhaushaltsgesetz (WHG) resultieren können. Eine Übersicht bietet die folgende Liste:

a) Tatbestand „Nutzung von Gewässern“ nach §9 Abs. 2 Nr. 2 WHG

Es kann ein erlaubnispflichtiger Tatbestand nach §9 Abs. 2 Nr. 2 WHG (Benutzung von Gewässern) bestehen, eine Prüfung ist im Einzelfall notwendig und mit den entsprechenden Behörden zu erörtern (WWA). Nach Ersteinschätzung und allgemeiner Aussage bilden Einzelsondenanlagen für klassische EFH oder DHH (mit je einer WE pro Gebäude/Anlage) keinen derartigen Benutzungstatbestand. Jedoch ist im Neubaugebiet Oberdorf die hohe Sondendichte auf relativ geringer Fläche zu berücksichtigen und entsprechend mit dem WWA zu diskutieren. Hier kann auch noch die gegenseitige thermische Beeinflussung der Sonden gegeneinander relevant sein. Sonden in einem Sondenfeld sind, um gegenseitige Beeinflussung zu verhindern, mit einem Abstand von ca. 6 m zueinander auszuführen. Besonders im Bereich der DHH mit kleinen Grundstücksflächen, kann dies zu zusätzlichen Abstimmungen führen.

b) Tatbestand „Erdaufschlüsse“ nach § 49 WHG

Es besteht grundsätzlich Anzeigepflicht für Bohrungen, die sich unmittelbar auf die Höhe oder die Beschaffenheit des Grundwassers auswirken können (unabhängig ob in der Ausführung eine Wechselwirkung besteht). Die Bohranzeige wird in der Regel vom ausführenden Unternehmen mit angeboten und bei den zuständigen Behörden (in Bayern Landratsamt als untere Genehmigungsbehörde) gestellt.

c) Zusätzliche Vorgaben Wasserwirtschaftsamt

Folgende Punkte sind insb. vom ausführenden Unternehmen zu berücksichtigen und durch den AG zu prüfen:

- i. Eine Vermischung von Grundwasser aus unterschiedlichen Stöcken darf nicht vorkommen. Dies ist vom ausführenden Unternehmen zu gewährleisten.
- ii. Unterschiedliche Grundwasserstöcke dürfen keinesfalls miteinander hydraulisch verbunden werden.
- iii. Es darf keinerlei Eintrag von Oberflächengewässern oder aus oberflächennahen Gewässern in die Grundwasserleiter stattfinden.
- iv. Allgemein gilt eine Verhinderung der Verunreinigung des Grundwassers als Voraussetzung für Arbeiten nach § 49 WHG
- v. Bei Antreffen von gespanntem Grundwasser muss ein Abbruch des Vorhabens oder eine besondere Abdichtung erfolgen (dies entscheidet z.B. der Gutachter bei der Erkundungsbohrung)
- vi. Die Wärmeträgerflüssigkeit muss bestimmte Anforderungen erfüllen (diese sind von den Herstellern und ausführenden Unternehmen in der Regel grundsätzlich gegeben)

d) Zusätzliche Informationen aus Telefonaten mit dem WWA

- i. Erkundungsbohrung mit Begleitung Gutachter (PSW) notwendig
- ii. Eine Bohrung > 100 m ist zunächst aufgrund (noch) nicht vorliegenden Bohrtiefenbeschränkungen möglich (das Bergamt ist einzuschalten)
- iii. Die ausführende Fachfirma muss den Antrag auf ein wasserrechtliches Verfahren für die Erkundungsbohrung einreichen

- iv. Grundsätzlich besteht auch alternativ zu Einzelbohrungen (eine „Anlage“ pro Gebäude) die Errichtung eines Sondenfelds (eine „Anlage“ im Gesamtgebiet)
- v. Bezüglich der Genehmigungsbescheide ist mit dem WWA abzustimmen, ob ein Bescheid für alle Einzelanlagen gesammelt eingereicht werden soll, oder ob für jede Einzelbohrung ein eigener Bescheid zu beantragen ist
- vi. Ermittlung der realen, langfristigen Entzugsleistung und Regenerationsfähigkeit des Bodens nur durch TRT möglich

4.5.2.2 Fazit

- Sonden nach Ersteinschätzung umsetzbar und genehmigungsfähig im Bereich des Neubaugebiets
- Endteufe aktuell unklar, Erkundungsbohrungen notwendig
- Ausführung TRT ist unbedingt frühzeitig auszuführen
- Genehmigungsverfahren (Bescheid pro Bohrung oder gesammelter Bescheid für alle Bohrungen) ist rechtzeitig von Ausführung durch Kontaktaufnahme zum WWA (Kontakt auf Anfrage) abzustimmen

4.6 Abwasser

Als weitere interessante Quelle in Neubaugebieten kann Abwasser betrachtet werden. Ähnlich der Nutzung des Grundwassers über Entnahme, Abkühlung in der Wärmepumpe zur Wärmeerzeugung und Wiedereinleitung kann selbiges Konzept auch mit Abwasser durchgeführt werden. Hierbei wäre jedoch in jedem Fall eine zentrale Versorgung zu planen, da derartige Anlagen zur Entnahme des Abwassers und die zugehörigen Wärmetauscher zur Übertragung der Abwasserwärme auf den Primärkreislauf der Wärmepumpe nur im größeren Maßstab wirtschaftlich sind. Weitere Voraussetzung ist die ausreichende Abflussmenge und insb. auch eine Konstanz des Abflusses im Kanal. Die Quelle muss ganzjährig sicher und dauerhaft verfügbar bereitgestellt werden. Dies ist meist die Schwierigkeit bei der thermischen Abwassernutzung, da für die Anlagenauslegung und die Ermittlung des Potentials der minimale Trockenwetterabfluss herangezogen werden muss. Bei kleinen Kanälen und Sammlern beläuft sich dieser oftmals auf wenige Liter oder gar $0 \frac{l}{s}$, da in Abhängigkeit der angeschlossenen Einleiter in bestimmten Zeiten kein Abfluss vorhanden ist. Im worst-case kann dieser Fall auch in Zeiten hoher Wärmenachfrage vorkommen, was eine Wärmeproduktion unmöglich macht. In Hinblick auf die Versorgungssicherheit der Wärmelieferung ist demnach der minimale Trockenwetterabfluss in einem möglichen Kanal zu ermitteln (Langzeitmessung, mind. 3 Monate) und auszuwerten. Im Bereich Oberdorf ist auf Basis der vorliegenden Informationen nicht mit signifikanten Abwassermengen zu rechnen, wodurch auch der relevante minimale Trockenwetterabfluss als zu gering eingeschätzt wird, um eine wirtschaftliche und auch sichere Versorgung gewährleisten zu können. Aus diesem Grund lässt sich die Quelle Abwasser nach ersten Einschätzungen nicht für die energetische Versorgung nutzen.

4.7 Luft

Luft steht dauerhaft in ausreichender Menge zur Verfügung. Über Wärmepumpenanlagen, in der Regel Luft/Wasser-Wärmepumpen, lässt sich aus der thermischen Energie der Luft, welche auch bei Minusgraden noch ausreichend vorhanden ist, Heizenergie mit entsprechenden Vorlauftemperaturen für

Flächenheizsysteme (Fußbodenheizung, Wand- und Deckenheizung) erzeugen. Ein mögliches Konzept zeigt folgende Abbildung.

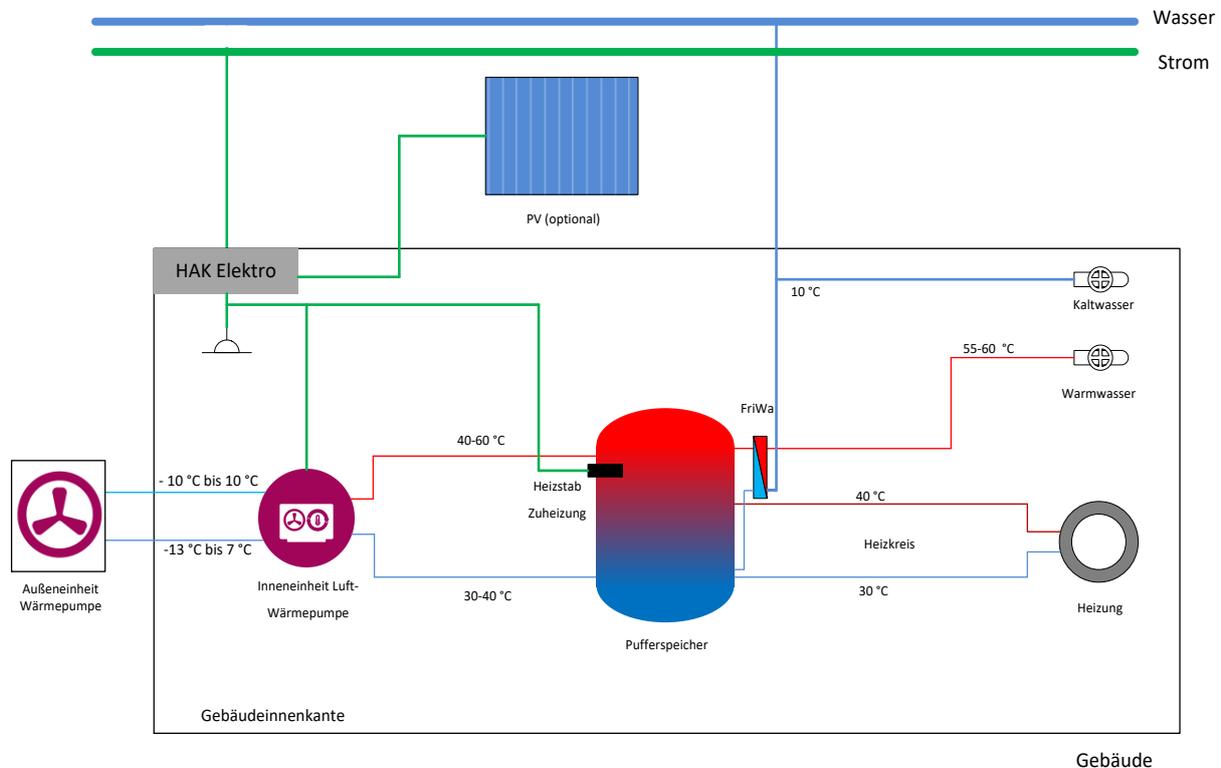


Abbildung 18: Technisches Konzept Luft/Wasser-Wärmepumpenanlage

Im Gegensatz zu den in Kap. 4.4 bis 4.6 angesprochenen Quellen, schwankt die Temperatur der Luft jahreszeitabhängig sehr stark. Insbesondere im Winter, wenn die Lufttemperaturen minimal sind, entsteht der größte Heizenergiebedarf, wodurch sich eine Gegenläufigkeit zwischen optimalem Betrieb der Wärmepumpe (mit möglichst hohen Lufttemperaturen – geringer Temperaturhub) und primärer Einsatzzeit (bei geringen Lufttemperaturen – größerer Temperaturhub) ergibt. Dies hat Auswirkungen auf die Effizienz der Wärmepumpe bzw. den sog. Coefficient of Performance (COP), was wiederum dazu führt, dass der Stromverbrauch für eine Luft/Wasser-Wärmepumpe tendenziell höher sein wird, als für eine Erdwärmesondenanlage oder eine Wärmepumpe mit der Quelle Grund- oder Abwasser. Die mittlere Jahrestemperatur nach Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) im Jahr 2018 in Kempten (Lufttemperatur 2 Meter über Geländeoberfläche) beträgt für das gesamte Jahr rund 9,5 °C. Wird nur die Heizperiode (Oktober bis März) herangezogen, so liegt der Durchschnitt hier bei nur noch rund 3,1 °C. Die Betriebskosten der Anlage liegen somit höher als für die anderen Systeme, dafür ist jedoch eine Quellenerschließung (Nutzbarmachung der Umweltquelle) ohne Aufwand möglich. Es müssen weder Sonden gebohrt, noch Abwasserkanäle oder Grundwasserleiter genutzt werden. Einzige Erschließung der Quelle Luft ist klassischerweise die Installation einer Außeneinheit, die die Luft ansaugt und zur Nutzung in der Wärmepumpe auf der Primärseite (Verdampferseite) verfügbar macht.

Luft/Wasserwärmepumpen sind heutzutage im Neubau standardmäßig im Einsatz. Von älteren Anlagen sind häufig starke Lärmbelastungen der Außeneinheiten ausgegangen, die insb. im Wohnbereich zur einem hohen Konfliktpotential zwischen benachbarten Bewohnern geführt haben. Heutzutage ist

die Technik bereits deutlich weiter fortgeschritten, sodass die Lärmbelastungen kaum noch wahrnehmbar sind. Alle gängigen Wärmepumpen erfüllen die technischen Mindestanforderungen an den Lärmschutz und können dies über Tests und Zertifikate auch nachweisen. Psychologisch gesehen kann es aber trotzdem vorkommen, dass sich Bewohner durch die Wärmepumpe des Nachbarn gestört fühlen, auch wenn ein Einfluss messtechnisch nicht nachweisbar ist.

Als Fazit lässt sich sagen, dass die Umweltquelle Luft durch den Einsatz von Luft/Wasserwärmepumpen grundsätzlich eine mögliche, umsetzbare und nachhaltige Quelle darstellt (Voraussetzung Nutzung Ökostrom für WP-Betrieb). Die historisch gewachsenen Befürchtungen der hohen Lärmbelastung durch die Anlage des Nachbarn sind heutzutage aufgrund des technischen Fortschritts praktisch nicht mehr haltbar, psychologische Effekte sind hier aber nicht zu unterschätzen. Energetisch gesehen ist die Luft/Wasser-Wärmepumpe z.B. einer Wärmepumpe mit Erdwärmesonde deutlich unterlegen (schlechtere JAZ, höherer Stromverbrauch, geringere Vorlauftemperaturen bei vergleichbarem COP). Einen klaren Vorteil bietet die Nutzung der Quelle Luft bei den Erschließungskosten, sowie bei der Verfügbarkeit. Bei falscher Auslegung können Erdwärmesonden das Erdreich zu stark auskühlen, was dazu führt, dass die Effizienz der Anlage abnimmt, dies ist bei der Quelle Luft nicht möglich (eine falsche Auslegung kann natürlich auch hier zu einer geringeren Effizienz und Leistungsabgabe führen). Über die zum Zeitpunkt der Berichtserstellung geltende Förderkulisse lassen sich voraussichtlich keine Fördergelder für den Einbau einer Luftwärmepumpe nutzbar machen (Bafa – Heizen mit erneuerbaren Energien), wodurch der investitionskostentechnische Vorteil gegenüber einer Sondenanlage nur noch marginal vorhanden ist.

4.8 Abwärme

Abwärme bietet in Deutschland ein enormes Potential zur Einsparung von Primärenergie oder zur weiteren Verwendung in der Beheizung von Wohn- oder Gewerbearealen.

Abwärme beschreibt die von Lebewesen oder technischen Geräten erzeugte und an die Umgebung abgegebene thermische Energie. Hierbei gibt es verschiedene Formen der Abwärme:

1. Industrielle Abwärme
2. Abluft/Abgas
3. Abwasser/Mischwasser (siehe Kap. 4.6)

Der Begriff „Abwärme“ wird meist klassischerweise mit der industriellen Abwärme assoziiert. Streng genommen zählt auch die Abwasserwärme zur Abwärme, diese wurde bereits in Kap. 4.6 behandelt. Im Folgenden wird primär auf die industrielle Abwärme eingegangen. Diese entsteht z.B. aus Produktionsprozessen oder der Kühlung in Gewerbebetrieben und kann vom Industrieunternehmen nicht mehr (vollständig) genutzt werden (deshalb Abwärme). Sie ist somit als Abfallprodukt zu klassifizieren und wird entsprechend an die Umgebung abgegeben. Abhängig vom Temperaturniveau der Abwärme kann diese extern verwendet werden um beispielsweise Gebäude zu beheizen oder Brauchwasser zur erzeugen. Wichtig hierfür ist die räumliche Nähe der Abwärmequelle zu möglichen Wärmesenken.

Bei Analyse der näheren Umgebung des Neubaugebiets sind keine potentiellen Abwärmequellen identifizierbar. Über die Planung der Errichtung eines neuen Vollversorgers innerhalb des Geltungsbereichs

des B-Plans war die ursprüngliche Überlegung, die dort anfallende Abwärme in die Konzepte zu integrieren und weiter zu nutzen. Vollversorger verfügen immer über ein gewisses Abwärmepotential, da über die Kühltheken, Tiefkühltruhen und Lagerräume ein hoher Kältebedarf entsteht. Bei der Bereitstellung bzw. Erzeugung der Kühlenergie entsteht Abwärme. Diese kann primär innerhalb des Supermarkts, z.B. ebenfalls zur Heizung oder Brauchwasserbereitung genutzt werden. Jegliche dann noch überschüssige Wärme kann einer externen Nutzung zugeführt werden.

Die Menge und der Zeitraum, in dem in einem Supermarkt Abwärme abfällt, ist stark von der eingesetzten Anlagentechnik im Gebäude abhängig. Eine Aussage dazu und auch eine grobe Schätzung lässt sich nur in Abstimmung mit einem potentiellen Betreiber erarbeiten. Zum Zeitpunkt der ersten Gespräche zur vorliegenden Studie und der vertrieblichen Vorstellung möglicher Inhalte eines Energienutzungsplans standen bereits wenige potentielle Betreiber des Supermarkts in einer engeren Auswahl. Im weiteren Verlauf hat sich jedoch herausgestellt, dass diese aus verschiedenen Gründen nicht in Frage kommen, weshalb bis zum Zeitpunkt der Berichtserstellung kein finaler Betreiber festgelegt werden konnte. Entsprechend ist auch eine direkte Absprache und Abstimmung mit dem Betreiber zum Abwärmepotential nicht möglich. Aufgrund der fehlenden Datengrundlage kann die Abwärme somit als Quelle nicht in das Gesamtkonzept integriert werden und wird für die weiteren Untersuchungen ausgeschlossen.

Für die Planungen des Neubaugebiets (mögliche zukünftige Erschließung der Grundstücke zwischen Vollversorger und derzeitigen Geltungsbereich) kann dieses Konzept wieder aufgegriffen werden, da zu erwarten ist, dass bis dahin der Supermarkt bereits in Betrieb sein sollte. Somit lässt sich auch über den bereits erfolgten Betrieb eine gute Abschätzung über mögliche Abwärmemengen treffen. Es wäre weiterhin sinnvoll, dieses Thema bei den Verhandlungen mit den potentiellen Betreibern anzusprechen und die Bereitschaft abzufragen, sich an einem derartigen Konzept zu beteiligen. Letztlich liegt die Entscheidung stets beim Betreiber der Anlage, ob dieser anfallende Abwärme zur Verfügung stellen möchte, oder nicht. Die Ausübung eines Zwangs zur Abwärmerebereitstellung ist nicht möglich. Dennoch kann unter Umständen für beide Seiten eine Win-Win-Situation entstehen, da die bisher nicht genutzte Abwärme nun vergütet wird, diese aber in den meisten Fällen deutlich günstiger sein sollte, als konventionell bereitgestellte Wärmeenergie.

4.9 Solare Energie

Aus dem bayerischen Energieatlas geht hervor, dass mit einer globalen Einstrahlung im Jahresmittel von ca. $1.200 \frac{kWh}{m^2}$ gute bis sehr gute Verhältnisse für die energetische Nutzung der Solarstrahlung bestehen. Dies betrifft den Einsatz von Photovoltaik zur Stromerzeugung, wie auch Solarthermie zur Wärmeerzeugung gleichermaßen. Der Einsatz einer Technologie ist stets abhängig vom Gesamtkonzept, es kann also keine pauschale Aussage für oder gegen eine der Technologien getroffen werden. Weiterhin gilt anzumerken, dass aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Dachflächen in der Regel der Einsatz einer Technologie die andere Technologie (zumindest teilweise) ausschließt. Zwar existieren sog. Hybridmodule am Markt, diese sind jedoch nur bedingt sinnvoll einzusetzen. Hauptgrund hierfür ist, dass die solarthermische Wärmeerzeugung maximale Temperaturen, die photovoltaische Stromerzeugung jedoch minimale Modultemperaturen benötigt. Die gleichzeitige Strom- und Wärmeerzeugung stehen

sich somit aus physikalischen Standpunkten heraus gegenüber. Außerdem sind die Hybridmodule preislich gesehen deutlich teurer als die bereits etablierten „Einzeltechnologien“.

Nachdem im Baugebiet Oberdorf die Grundstücke erschlossen verkauft, und individuell bebaut werden (kein schlüsselfertiger Verkauf von Häusern), liegt die Entscheidung zum Bau einer PV- oder Solarthermieanlage grundsätzlich beim Bauherren selbst. Ein Zwang oder eine Pflicht kann seitens der Gemeinde über den B-Plan aktuell nicht vorgegeben werden. Über den privatrechtlichen Kaufvertrag wäre eine Verpflichtung möglich, diese wird jedoch erfahrungsgemäß nicht umgesetzt. In Baden-Württemberg soll für ab 2022 neu errichtete Nicht-Wohngebäude (z.B. kommunale und gewerbliche Bauten) eine PV-Pflicht gelten. Ob und wann dies auf Wohngebäude und auch flächendeckend z.B. durch ein bundesweites Gesetz vorgeschrieben wird, ist aktuell nicht absehbar. Dennoch zeigt sich, dass bereits Schritte in diese Richtung unternommen werden. Insgesamt entsteht durch die Wahlfreiheit der Bauherren zur Errichtung einer derartigen Anlage nur eine geringfügige Wechselwirkung zum Energiesystem. In Abhängigkeit des umgesetzten Konzepts können aber für den späteren Gebäudeeigentümer geringere oder größere Vorteile entstehen. Bei Einsatz einer Wärmepumpe erhöht sich tendenziell der Eigenverbrauch der PV und die Wirtschaftlichkeit verbessert sich. Solarthermieanlagen können nach EEWärmeG bei Einsatz einer fossilen Erzeugung (z.B. Flüssiggas) notwendig werden.

Zunächst soll in den folgenden Kapiteln auf allgemeine Rahmenbedingungen zur solaren Energienutzung eingegangen werden. Diese können z.B. bei der Detaillierung des B-Plans (Dachformen, Dachneigungen, Gebäude-/Firstausrichtungen) einfließen, wodurch über den B-Plan zumindest eine Verbesserung der Voraussetzungen zur späteren Nutzung solarer Einstrahlung erreicht werden kann. Im weiteren Verlauf erfolgt dann eine Abschätzung des theoretischen Potentials auf Basis der vorliegenden Informationen.

4.9.1 Stromerzeugung durch Photovoltaik

Zunächst sollen ein paar allgemeine Grundlagen für die Stromerzeugung durch Photovoltaik erläutert werden, die später auch für die Definition der nutzbaren Dachflächen relevant sind. Die Erzeugung und somit auch Sinnhaftigkeit einer Anlage im Vergleich zu den Kosten ist stark von der Modulneigung, sowie der Ausrichtung (Azimutwinkel) abhängig. Einen Überblick darüber gibt folgende Abbildung.

Prozentanteil vom maximal möglichen Ertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung und der Dachneigung																			
Dachneigung		Ausrichtung (Abweichung in Grad von Süden)																	
		Süd		SüdOst SüdWest						Ost West	NordOst NordWest						Nord		
		0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170
0°	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
10°	93%	93%	93%	92%	92%	91%	90%	89%	88%	86%	85%	84%	83%	81%	81%	80%	79%	79%	79%
20°	97%	97%	97%	96%	95%	93%	91%	89%	87%	85%	82%	80%	77%	75%	73%	71%	70%	70%	70%
30°	100%	99%	99%	97%	96%	94%	91%	88%	85%	82%	79%	75%	72%	69%	66%	64%	62%	61%	61%
40°	100%	99%	99%	97%	95%	93%	90%	86%	83%	79%	75%	71%	67%	63%	59%	56%	54%	52%	52%
50°	98%	97%	96%	95%	93%	90%	87%	83%	79%	75%	70%	66%	61%	56%	52%	48%	45%	44%	43%
60°	94%	93%	92%	91%	88%	85%	82%	78%	74%	70%	65%	60%	55%	50%	46%	41%	38%	36%	35%
70°	88%	87%	86%	85%	82%	79%	76%	72%	68%	70%	58%	54%	49%	44%	39%	35%	32%	29%	28%
80°	80%	79%	78%	77%	75%	72%	68%	65%	61%	56%	51%	47%	42%	37%	33%	29%	26%	24%	23%
90°	69%	69%	69%	67%	65%	63%	60%	56%	53%	48%	44%	40%	35%	31%	27%	24%	21%	19%	18%

Abbildung 19: Anhängigkeit der solaren Stromerzeugung durch PV von Modulneigung und Ausrichtung [8]

Es ist zu erkennen, dass sich die maximale Erzeugung bei reiner Südausrichtung und einer Modulneigung von ca. 30° bis 40° ergibt. Bei Abweichung der Modulneigung oder der Ausrichtung können sich die Erträge teils stark reduzieren. Für eine nach Südost oder Südwest ausgerichtete Anlage mit einer Modulneigung von ca. 30° beträgt die Gesamterzeugung noch ca. 95% (relativ gesehen zum Maximum 0° Süd und 35° Modulneigung). Für eine nach Ost oder West ausgerichtete Anlage mit einer Modulneigung von ca. 30° (vgl. DHH) ergibt sich noch eine Erzeugung von ca. 80 % im Vergleich zum Maximum. Nachdem PV-Anlagen im privaten Bereich aufgrund verhältnismäßig geringer Eigenverbrauchsanteile (klassischerweise ca. 30-50% ohne Speicher, abhängig von der Anlagengröße und dem Verbrauchsverhalten) nur bedingt wirtschaftlich sind, stellt sich die Frage, inwiefern für den Bauherrn die Investition in eine PV-Anlage sinnvoll wäre.

Im ersten Schritt ist hier spezifisch pro Gebäude die verfügbare Dachfläche und im Anschluss die nutzbare Dachfläche zu ermitteln. Basis hierfür bildet der B-Planentwurf, der einen Überblick über die Ausrichtung der Dachflächen, sowie deren ungefähre Größe gibt. Was hierin noch nicht berücksichtigt ist, sind mögliche Dachaufbauten (z.B. Gauben, Dachfenster) die von den späteren Gebäudeeigentümern möglicherweise errichtet werden. Grundsätzlich gilt zu sagen, dass die zugelassenen Dachaufbauten und die Gestaltung der Dachform (Satteldach, Pultdach etc. und Dachneigungen) einen ebenso großen Einfluss auf eine potentielle PV-Nutzung haben, wie die Ausrichtung der Dachfläche.

Nachfolgende Tabelle zeigt die geschätzten (nutzbaren) Dachflächen pro Gebäude, die Anzahl an möglichen Modulen und die daraus resultierende PV-Leistung (maximal), sowie die zu erwartende Erzeugungsmenge pro Jahr. Wie beschrieben handelt es sich hierbei um einen Idealfall, wenn 100 % der nutzbaren Flächen auch mit PV belegt werden.

Cluster	Dachfläche [m ²]*	Max. Anzahl Module	max. PV-Leistung [kWp]**	Max. Erzeugung [kWh/a]***
1	45	22	7,0	7.350
2	64	24	7,7	6.661
3	32	12	3,8	3.990
4	209	104	33,3	30.300
5	45	22	7,0	6.370
6	90	44	14,1	12.197
Summe	1.036	450	143,8	134.193

Tabelle 6: Verfügbare Dachflächen nach Gebäudetyp (* für PV nutzbar, ** Annahme 320 Wp pro Module, *** in Abhängigkeit der Ausrichtung, Neigung 30°)

Der Geltungsbereich (ohne Einzelhandel) wurde in Cluster aufgeteilt:

Cluster	Grundstücke	Eigenschaften
1	2, 9, 10, 11	EFH, Süddach
2	14, 15, 16, 17, 18, 19	DHH, Ost/West-Dach
3	5, 6, 7, 8	DHH, Süddach
4	MFH (4)	MFH Südwestdach
5	12	EFH Südwestdach
6	13	EFH Ost/West-Dach

Tabelle 7: Beschreibung der Clusterbildung zur Potentialermittlung PV-Erzeugung

Insgesamt zeigt der B-Plan gute Voraussetzungen für die spätere PV-Nutzung bzgl. der Ausrichtung der Gebäude.

Beispielhaft zeigt folgende Darstellung die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage im Einfamilienhausbereich.

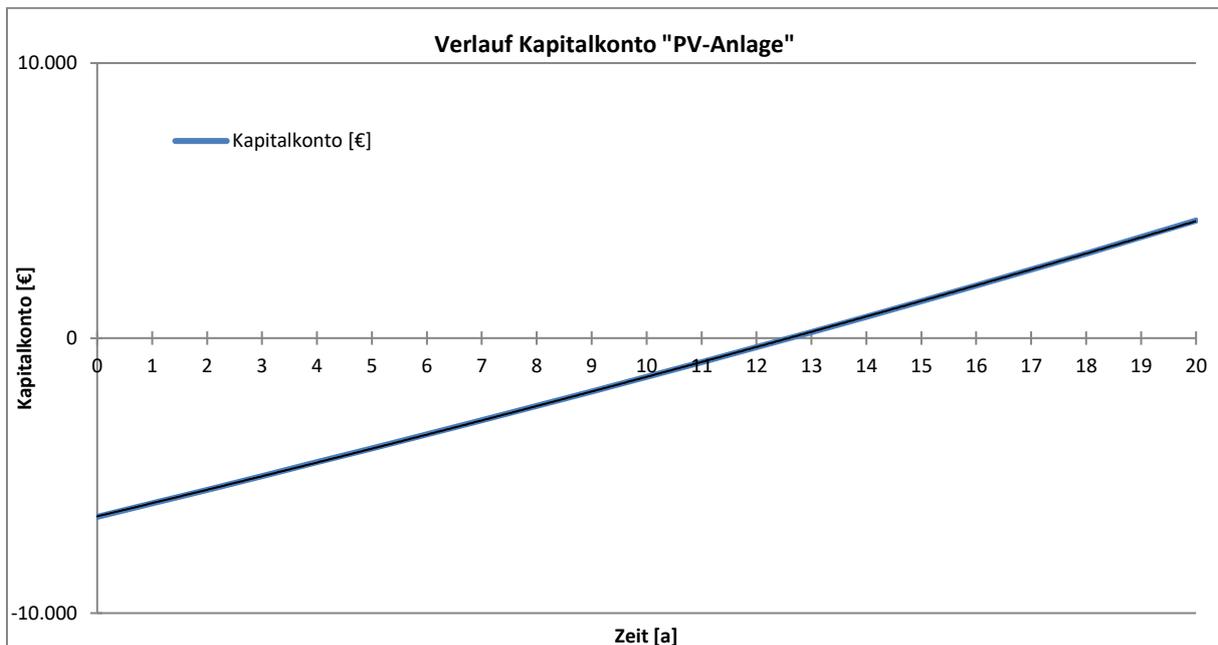


Abbildung 20: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsberechnung private PV-Anlage

Es zeigt sich, dass derzeit, trotz geringer Einspeisevergütungen eine PV-Anlage mit einer Amortisationszeit von rund 13 Jahren durchaus wirtschaftlich sinnvoll ist. Als Anlagengröße wurden 5 kWp gewählt. Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei knapp 30 %. Die Gesamtkapitalrendite beträgt rund 5,2 %. In Kombination mit einer Wärmepumpe lässt sich die PV-Anlage noch deutlich wirtschaftlicher betreiben. Hier ist mit Amortisationszeiten von rund 11 Jahren zu rechnen.

Unabhängig der späteren Ausführungen zeigen die folgenden Grafiken eine Sensitivitätsanalyse bzgl. der PV-Anlagengröße im Hinblick auf energetische Kennzahlen (Eigenverbrauch, Autarkiegrad, Einspeisung). Dies dient dazu, ein Gefühl für sinnvolle Anlagengrößen im Wohnbereich zu bekommen.

Benötigte Fläche [m²]	Leistung [kWp]	Erzeugung [kWh/a]	Eigenverbrauch [kWh/a]	Einspeisung [kWh/a]	Netzbezug [kWh/a]	Anteil Eigenverbrauch [%]	Autarkiegrad [%]
10	1,2	1.029	855	175	2.146	83,03	28,48
20	2,4	2.058	1.131	928	1.870	54,92	37,68
30	3,5	3.002	1.223	1.778	1.777	40,75	40,78
40	5,0	4.288	1.284	3.004	1.716	29,94	42,79
50	5,9	5.060	1.306	3.754	1.694	25,80	43,52
60	7,1	6.089	1.327	4.762	1.673	21,80	44,25
70	8,2	7.033	1.340	5.692	1.660	19,06	44,67
80	9,4	8.062	1.350	6.712	1.650	16,75	45,00

Tabelle 8: Darstellung der Sensitivität energetischer Kennzahlen durch die Variation der Anlagengröße

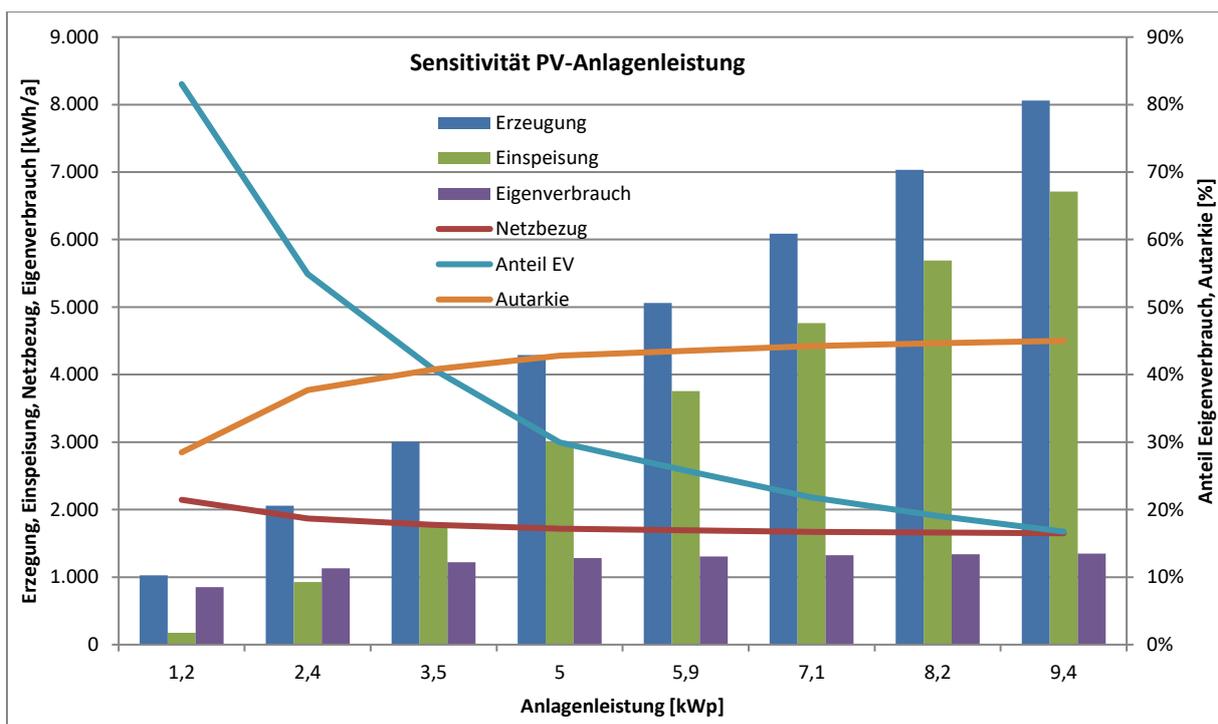


Abbildung 21: Grafische Darstellung der energetischen Kennzahlen in Abhängigkeit der Anlagengröße

Es ist zu erkennen, dass sich insb. der Autarkiegrad sehr schnell einem Maximalwert annähert, der bei ca. 45 % liegt. Mit größeren Anlagen wären höhere Werte möglich, dies ist jedoch wirtschaftlich in der Regel nicht sinnvoll. Weiterhin ist zu sehen, dass sich der Eigenverbrauch nur marginal bei größeren Leistungen erhöht, primär geht die Mehrerzeugung einer großen Anlage in die wesentlich unattraktivere Netzeinspeisung und wird nach EEG vergütet (ab dem 1.10.2020 ca. $8,6 \frac{ct}{kWh}$ für Dachanlagen < 10 kWp). Die Betrachtung bezieht sich lediglich auf den Allgemeinstromverbrauch ohne Berücksichtigung einer möglichen Wärmeerzeugung durch Strom oder der Berücksichtigung von Speichern.

4.9.2 Wärmeerzeugung durch Solarthermie

Gemäß der aktuellen Fassung des EEWärmeG gilt nach § 3 Abs. 1 EEWärmeG die Verpflichtung für Eigentümer neuer Gebäude, den Kälte- und Wärmeenergiebedarf anteilig durch erneuerbare Energien zu decken. Nach § 5 ist ein einzuhaltender Mindestanteil erneuerbarer Wärme bei Neubauten für verschiedene Energieträger vorgegeben. Nach § 5 Abs. 1 EEWärmeG gilt für solare Strahlungsenergie die Pflicht als erfüllt, wenn mindestens 15 % des Wärme- oder Kälteenergiebedarfs aus solarer Energie gedeckt werden. Alternativ können über Ersatzmaßnahmen Erfüllungen dieser Verpflichtung nach Nr. 1 der Anlage des Gesetzes geltend gemacht werden. Siehe hier Kap. 3.3.2.

Bei einem angenommenen Referenzgebäude mit 135 m² Wohnfläche wäre die Mindestfläche einer Solarthermieanlage demnach 5,4 m² zur Erfüllung der Vorgaben des EEWärmeG. Die Gesamtwärmeerzeugung beträgt bei einem spezifischen Ertrag von $540 \frac{kWh}{m^2 a}$ etwa $3.000 \frac{kWh}{a}$ (Normalwert bei sinnvoller Ausrichtung). Ähnlich der PV-Anlage, konzentriert sich der Hauptertrag auf die Sommermonate, in denen der Wärmebedarf minimal ist (nur Brauchwasser). Wird jedoch über das Erdreich als saisonalen Langzeitspeicher Wärmeerzeugung und –bedarf entkoppelt, so stellt sich die zeitliche Diskrepanz nicht mehr als Problem dar, da die Wärme der Sommermonate im Winter zur Gebäudeheizung und ggf. zur Brauchwasserbereitung eingesetzt werden kann. Die nutzbaren Solarthermie-Flächen zeigt folgende Tabelle. Es wird davon ausgegangen, dass für eine reine Brauchwasserbereitung Flächen zwischen 6-8 m² benötigt werden, für eine zusätzliche Heizungsunterstützung erhöhen sich diese auf rund 12-16 m², je nach Gebäude.

Cluster	Dachfläche [m ²]*	Fläche ST für Brauchwasser [m ²]	Fläche ST für BW und Heizung [m ²]	Erzeugung [kWh/a]**
1	45	6	12	3.300-6.600
2	64	8	16	3.200-6.400
3	32	6	12	3.300-6.600
4	209	25	50	12.500-25.000
5	45	7	14	3.360-6.720
6	90	8	16	3.200-6.400
Summe	1.036	121	242	64.660-129.320

Tabelle 9: Nutzbare Dachflächen und Erzeugung von Solarthermieanlagen

Solarthermische Anlagen können auf verschiedene Weisen genutzt werden. Zum einen ist die reine Erzeugung von Brauchwasser denkbar. Zusätzlich dazu ist auch eine Brauchwassererzeugung mit Heizungsunterstützung möglich. Eine seltenere Nutzung kann z.B. die Regeneration von Umweltquellen sein. Beim Wärmeentzug durch Erdwärmesonden ist je nach Konzept eine aktive Regeneration des Erdreichs notwendig, um ein Auskühlen des Bodens zu verhindern. Im ersten Schritt, ohne Kenntnisse der hydrogeologischen Gegebenheiten kann konservativ davon ausgegangen werden, dass dieselbe Energiemenge, die entzogen wurde, auch wieder zu regenerieren ist – ein Großteil wird jedoch durch das Erdreich selbst (Grundwasserbewegungen etc.) regeneriert. In diesem Fall dient das Erdreich als

saisonalen Langzeitspeicher, in dem die im Sommer über solarthermische Anlagen eingebrachte Wärmeenergie dem Boden in den Wintermonaten über Erdwärmesonden wieder entzogen und zu Heizzwecken über Wärmepumpen genutzt wird.

Den Betrieb und Mehrwert einer Solarthermieanlage im Einzelhausbereich zeigt folgende Abbildung.

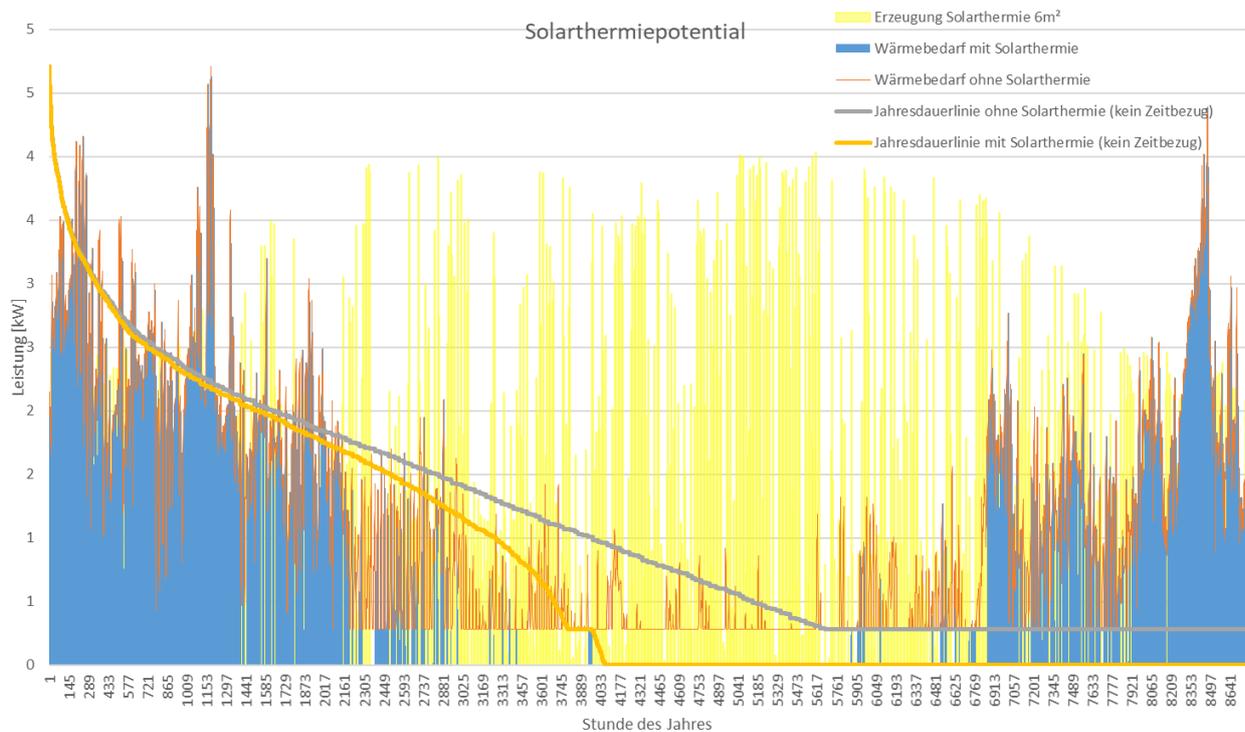


Abbildung 22: Simulation einer Solarthermieanlage mit Speicher zur Brauchwasserbedarfsdeckung

Es kann theoretisch (rechnerisch) fast der gesamte Wärmeenergiebedarf im Sommer (Brauchwasser) durch eine Solarthermieanlage gedeckt werden. Dies hat den Vorteil, dass die Heizung (Kessel, Wärmepumpe) in den Sommermonaten überhaupt nicht in Betrieb ist, was insb. bei einer Wärmepumpenheizung Vorteile hat, da diese für die Brauchwasserbereitung tendenziell höhere Vorlauftemperaturen bei schlechterem COP bereitstellen muss. Dennoch besteht hierbei weiterhin der Konflikt zwischen PV-Anlage und Solarthermieanlage. Dieser muss von den Bauherren individuell betrachtet werden.

4.5 Zusammenfassung der Quellen

Nachfolgend werden alle beschriebenen Quellen nochmals zusammengefasst, inkl. einer Bewertung, ob die Quelle verfügbar, realisierbar und nicht zuletzt nachhaltig ist.

Energetische Quelle	Verfügbarkeit	Realisierbarkeit	Nachhaltigkeit	Kommentar
Nah/Fernwärme	Nein			Kein Potential
Erd-/Flüssiggas	Ja	Ja	Nein	Fossiler Energieträger
Biomasse	Ja	Ja	Ja	Nur zentral sinnvoll
Grundwasser	Nein			Kein Potential
Erdwärmesonden	Ja	Ja	ja	Dezentrale Versorgung
Abwasser	Nein			Kein Potential
Luft	Ja	Ja	Ja	Ggf. Lärm
Abwärme	Nein			Kein Potential
Solare Energie	Ja	Ja	Ja	Übergeordnet, privat

Tabelle 10: Zusammenfassung der Quellenverfügbarkeit und-nutzbarkeit

Entsprechend Tabelle 10 stehen die Quellen Flüssiggas, Biomasse (Pellets oder Hackschnitzel), Erdwärme, Luft und solare Energie zur Verfügung.

Folgende Versorgungskonzepte werden im Folgenden in Abstimmung mit dem AG ausgearbeitet.

Quelle	Technologie	Konzept
Flüssiggas	Brennwerttherme, BHKW	Zentral
Biomasse	Hackschnitzelkessel Heizzentrale	Zentral
Erdwärme	Bohrungen mit Wärmepumpenanlagen	Dezentral
Luft	Luft/Wasser-Wärmepumpen	Dezentral
Solare Energie	Solarthermie und Photovoltaik	Übergeordnet

Tabelle 11: Definition der zu untersuchenden Versorgungsvarianten

Folgende Rahmenbedingungen bestehen weiterhin:

- PV als übergeordnetes Konzept insb. in Kombination mit Wärmepumpenlösungen sinnvoll
- Vorgabe Kommune i.d.R. nicht möglich/gewünscht, aber kann im B-Plan z.B. angereizt oder explizit erwähnt werden
- Luft-Wärmepumpen nur für dezentrale Versorgung pro Gebäude/Grundstück
- Flüssiggas/fossil nur für zentrale Versorgung angedacht (Tanks, Infrastruktur)
- Biomasseanlage grundsätzlich dezentral auch nutzbar, bei hohem Gebäudeenergiestandard aber wenig sinnvoll
- Erdwärme aufgrund der Flächenverfügbarkeit nicht als Sondenfeld (zentrale Variante), sondern nur dezentral pro Gebäude nutzbar

5. Ausarbeitung Versorgungskonzepte

Aus den verfügbaren und nutzbaren Quellen müssen nun Konzepte erarbeitet werden. Dabei fließen neben der Potentialermittlung auch die Grundlagen aus den Kap. 3 und 4 mit ein. Fokussiert werden hierbei jeweils verschiedene Konzepte für eine dezentrale Versorgung pro Gebäude mit eigener Anlagentechnik und eine zentrale Nahwärmeversorgung als gemeinschaftliches Konzept.

Variante	Technologie	Beschreibung
1a BHKW	BHKW, Biomassekessel Spitzenlastkessel	Zentrale Versorgung der Wohngebäude inkl. Einzelhandelsgebäude mit BHKW-Anlage (Grundlast), Biomasse (Mittellast) und Flüssiggaskessel (Spitzenlastabdeckung und Redundanz)
1b BHKW	BHKW, Biomassekessel Spitzenlastkessel	Zentrale Versorgung der Wohngebäude ohne Einzelhandelsgebäude mit BHKW-Anlage (Grundlast), Biomasse (Mittellast) und Flüssiggaskessel (Spitzenlastabdeckung und Redundanz)
2a BHKW	Biomassekessel, Spitzenlastkessel	Zentrale Versorgung der Wohngebäude inkl. Einzelhandelsgebäude mit Biomasse (Grund-/Mittellast) und Flüssiggaskessel (Spitzenlastabdeckung und Redundanz)
2b BHKW	Biomassekessel, Spitzenlastkessel	Zentrale Versorgung der Wohngebäude ohne Einzelhandelsgebäude mit Biomasse (Grund-/Mittellast) und Flüssiggaskessel (Spitzenlastabdeckung und Redundanz)
3	Erdwärmesonden mit Wärmepumpen	Dezentrale Versorgung pro Grundstück mit einer Erdwärmesonde und Sole/Wasser-Wärmepumpe (Kombination mit PV möglich)
4	Luft/Wasser-Wärmepumpen	Dezentrale Versorgung pro Grundstück mit einer Luft-Wasser-Wärmepumpe (Kombination mit PV möglich)

Tabelle 12: Beschreibung der untersuchten Varianten

Varianten 1a, 1b, 2a und 2b stellen folglich die zentralen Nahwärmekonzepte dar, wohingegen 3 und 4 als dezentrale Konzepte auch einen Vergleich schaffen, wie sich die Wärmepreise und die Kosten für die späteren Hauseigentümer darstellen.

5.1 Zentrale Konzepte

Nachfolgend werden die technischen, ökologischen und ökonomischen Ergebnisse der Simulationen und Berechnungen für die vier in Tabelle 12 beschriebenen Konzepte dargestellt. Zunächst soll aber noch ein Überblick gegeben werden, welche zusätzlichen zentralen Varianten möglich sein könnten und warum diese ausgeschlossen wurden.

- Innovative Niedertemperaturversorgung (Vorlauftemperaturen ca. 45 °C) aufgrund der nicht verfügbaren Quellen (Abwasser, Grundwasser) nicht umsetzbar, Erdwärmesondenfeld theoretisch möglich, aber durch zusätzliches Netz zu hohe Kosten für relativ geringe Abnahme
- Anergienetz (Vorlauftemperaturen ca. 10 °C) aufgrund geringer Abnahmemenge und lockerer Bebauung nicht wirtschaftlich darstellbar (→ dezentrale Sonden wirtschaftlicher)
- Biomasse-BHKW (Holzvergaser-BHKW) aufgrund hoher Wartungskosten, geringer Robustheit nicht empfohlen

- Abwärmepotential zum aktuellen Zeitpunkt nicht abschätzbar, daher nicht berechnet. Voraussichtlich nicht ausreichendes Potential für Gesamtareal, häufig bereits vorhandene Konzepte bei Vollversorgern, von denen nicht oder nur sehr ungern abgewichen wird (eigene Abwärmenutzung etc.). Möglichkeit der Nutzung für die Wohneinheiten im Gebäude oder für weitere Bebauung außerhalb des derzeitigen Geltungsbereichs (zu klären, wenn Betreiber feststeht)
- Keine weiteren Abwärmequellen vorhanden (Industrie, Biogasanlage)

Für die geplanten, zentralen Konzepte ergeben sich folgende, allgemeine Grundlagen.

Keyfacts
Bewährte Konzepte, einfache Regelung, gute Versorgungssicherheit, geringes Risiko
Hoher Anteil erneuerbarer Wärme möglich, voraussichtlich guter Primärenergiefaktor
Keine dezentralen Erzeuger nötig (Platzersparnis)
Erweiterung auf umliegenden Bestand möglich (hohes Temperaturniveau)
In Abhängigkeit des Primärenergieeinsatzes hoher Anteil erneuerbar und geringe Emissionen

Tabelle 13: Keyfacts zu zentralen Konzepten

Weiterhin gibt es für die Konzepte gewisse Annahmen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der Vollkosten für den Endnutzer, die im Folgenden allgemein dargestellt werden.

Position	Annahme
Kalkulationszinssatz	3 %
Zubau	Gleichzeitige Inbetriebnahme und Bezug der WE in Jahr 0
Reinvestition	Nach 10 Jahren, sonst in Betriebskosten enthalten
Strombezug Hilfsstrom	2 % der Wärmeenergie
Wärmenetzverluste	20 %
Strompreis Wärmepumpe	22,0 ct/kWh netto (Vollkosten) ¹
Strompreis Sonstiges	25,0 ct/kWh netto (Vollkosten)
Flüssiggasbezugspreis	5,3 ct/kWh netto (Vollkosten)
Hackschnitzelbezugspreis	3,2 ct/kWh netto (Vollkosten)
Wohnfläche (exemplarisch)	150 m ²
Leistung pro WE	8 kW
Wärmebedarf pro WE (EFH, DHH)	8.950 kWh/a
Baukostenzuschuss	12.000 € pro GS
Grundpreis	65 €/kW
Arbeitspreis	8,4 ct/kWh netto
Messpreis	100 €/a
Betriebskosten ÜGT	150 €/a

Tabelle 14: Berechnungsgrundlagen „Wirtschaftlichkeit“

¹: Tarif Allgäu Therm Öko von AÜW inkl. Grundpreis

Im Rahmen einer zentralen Variante werden stets spezielle Komponenten (Wärmeverteilnetz, Energiezentrale und Hausübergabestation) notwendig, die bei dezentralen Versorgungen entfallen. Dafür werden dezentral dann eigene Erzeugungseinheiten benötigt. Die Energiezentralenauslegung, sowie die Netzauslegungen werden bei den jeweiligen Varianten erläutert. Allen zentralen Konzepten gleich ist die Übergabetechnik, weshalb diese hier übergeordnet dargestellt wird.

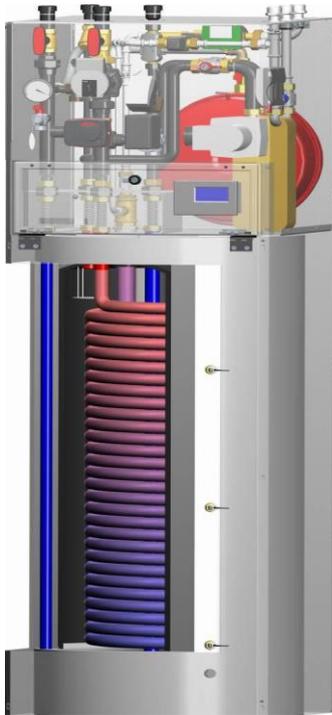


Abbildung 23: Mögliche Übergabetechnik Fa. enerpipe [9]

Die Übergabe der Wärme findet bei zentralen Nahwärmeversorgungen in der Regel in einer Übergabestation (ÜGS) im Technikraum der Endkunden/Gebäude statt. Eine mögliche ÜGS zeigt nebenstehende Abbildung. Primärseitig werden hier die Leitungen des Wärmenetzes angeschlossen, sekundärseitig dann entsprechend die Pufferspeicher, die Heizkreise (Fußbodenheizung) bzw. die Brauchwarmwasserversorgung. Der sekundärseitige Anschluss stellt in der Regel die Schnittstelle (auch bzgl. Investitionskosten im Rahmen des Energiekonzepts) dar.

Bei der nebenstehenden Station, Modell der Fa. enerpipe, handelt es sich um ein Kompaktgerät mit einem Flächenbedarf von rund 0,6 m x 0,6 m, inkl. Wartungsflächen max. 1 m². Dieses wird anstelle eines eigenen Erzeugers installiert und an das Wärmenetz angeschlossen. Über einen Wärmetauscher findet eine Systemtrennung zwischen dem Nahwärmenetz und der hauseigenen Installation statt, es findet also nur ein Austausch von Energien und nicht von Stoffströmen statt. Damit bleibt die Heizwasserqualität auf beiden Seiten gewährleistet, da sowohl im Nahwärmenetz für die Erzeuger, als auch innerhalb der Gebäude für die Verbraucher ggf. unterschiedliche Wasserqualitäten nötig sind. Durch die Systemtrennung entsteht also eine maximale Flexibilität für den Gebäudeeigentümer, da dieser von der Übergabe und

dem Nahwärmenetz vollkommen unabhängig seine hausinterne Wärmeversorgung planen kann. Diese kann mit Radiatoren, Flächenheizungen (Fußboden, Wand Decke) oder eine Kombination ausgeführt werden. Einzig die Temperaturniveaus sollten beachtet werden. So ist in der Regel im Winter mit einem Vorlauf aus dem Netz (abhängig des Konzepts) mit ca. 70-80 °C zu rechnen. Sollte ein Niedertemperaturnetz betrieben werden (Vorlauf max. 45 °C), so wäre zu beachten, dass aufgrund der geringen Temperaturen keine Radiatoren verbaut werden sollten.

Die ÜGS enthält alle relevanten und zum Betrieb benötigten Komponenten integriert, wie z.B. ein Ausdehnungsgefäß, eine Frischwasserstation, Pumpengruppen etc. Somit lässt sich über die ÜGS problemlos und ohne Legionellenprobleme hygienisch Frischwasser im Durchlaufprinzip aus der Nahwärmeversorgung bereitstellen.

5.1.1 Variante 1a BHKW

Nachfolgend dargestellt die wichtigsten Rahmenbedingungen zur untersuchten Variante 1a BHKW.

Versorgungsart	Zentrale Versorgung BHKW und Biomasse
Quellen	Flüssiggas, Biomasse
Primärenergieträger	Biomasse (Hackschnitzel), Flüssiggas
Vorlauftemperatur	HT 80 °C
Erzeugungsleistung	175 kW _{th} , 9 kW _{el}
Abnehmer	Wohngebäude westlicher Teil (16x EFH/DHH und 1x MFH) inkl. Einzelhandel

Tabelle 15: Rahmenbedingungen Variante 1a BHKW

5.1.1.1 Technische Auslegung

Das grundsätzliche Versorgungskonzept für die Variante Erdgas zeigt folgende Abbildung.

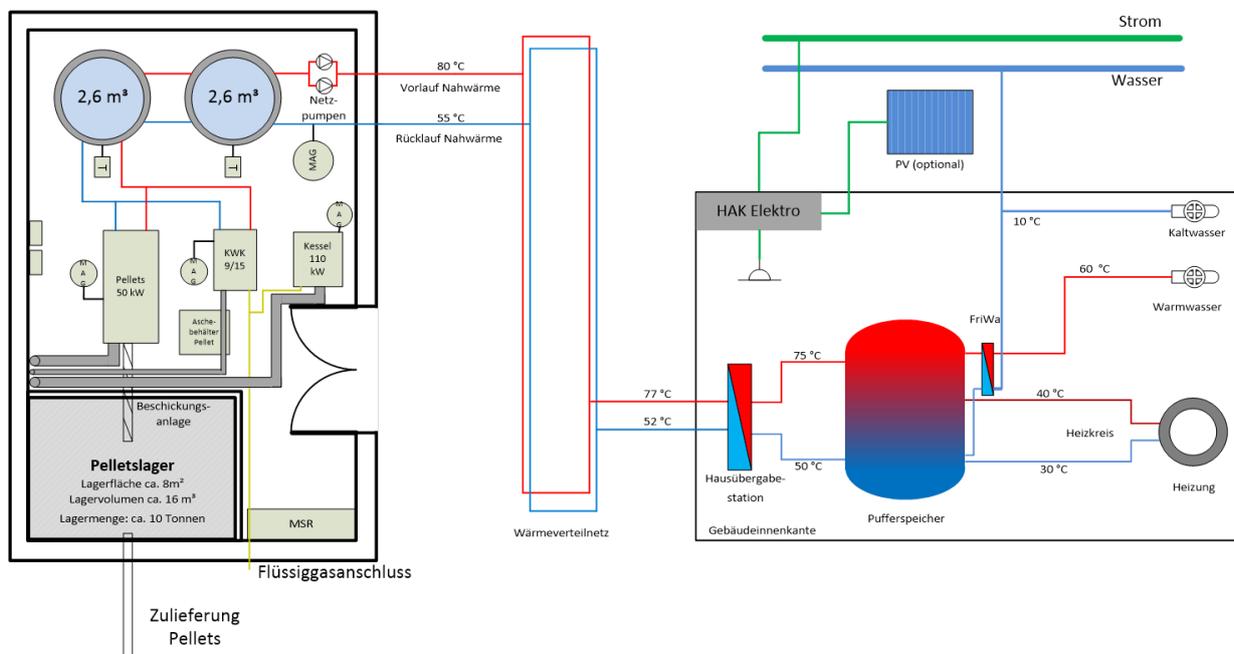


Abbildung 24: Versorgungskonzept Variante 1a BHKW

Die Wärme wird in einer externen Energiezentrale erzeugt. Dafür stehen neben einer kleinen KWK-Anlage (Grundlast/Brauchwasser) ein Biomassekessel für die Mittellast (insb. Heizwärme im Winter), sowie ein flüssiggasbetriebener Spitzenlastkessel zur Verfügung. Der Spitzenlastkessel dient der Redundanz und Versorgungssicherheit und deckt die maximalen Spitzen an sehr kalten Tagen ab. Es ist damit zu rechnen, dass dieser nur wenige Volllaststunden im gesamten Jahr erreicht. Entsprechend ist auch der Primärenergieverbrauch gering. Das BHKW erzeugt die Grundlast und ist hoch ausgelastet, da es ganzjährig zur Brauchwasserversorgung eingesetzt wird. Der Biomassekessel läuft nur in den Heizmonaten und stellt die in diesem Fall benötigte Energie, über die Grundlast hinaus, zur Verfügung. Die Wärme wird in zwei Pufferspeichern mit insgesamt rund 5 m³ Volumen zwischengespeichert, was einen gleichmäßigen Betrieb der Wärmeerzeuger zulässt (geringes Takten). Die Versorgung des Biomassekessels erfolgt aus einem in der Energiezentrale integrierten Biomasselager. Über eine Förderschnecke wird der Primärenergieträger zum Kessel transportiert und dort in Wärme umgewandelt. Da

im Bereich Oberdorf kein Erdgasnetz vorhanden ist, müssen BHKW und Spitzenlastkessel von einem Flüssiggastank versorgt werden. Dieser kann im Außenbereich der Energiezentrale ober- oder unterirdisch installiert werden. Wie dies in Realität aussieht zeigen die folgenden Bilder [10].



Abbildung 25: Unterirdische Flüssiggastanks



Abbildung 26: Oberirdischer Flüssiggastank

Über eine Leitung wird das Flüssiggas zu den Wärmeerzeugern geleitet und dort genutzt.

Die erzeugte Wärme auf hohem Temperaturniveau (ca. 75 °C bis 80 °C) wird nach den Pufferspeichern über eine Pumpe in das Verteilnetz bzw. Nahwärmenetz geleitet und von der Energiezentrale zu den Verbrauchern transportiert. Dabei fallen Verluste an, da trotz der Leitungsdämmung Wärme ins Erdreich abgegeben wird. Beim Verbraucher/Abnehmer (Gebäudeeigentümer) wird über eine Nahwärmeübergabestation (ÜGS) eine Systemtrennung erreicht. Die Wärme des Netzes wird über einen Wärmetauscher an die Sekundärseite, also die Gebäudeinstallation übertragen. Dort steht ein weiterer kleiner Heizungspuffer mit Frischwasserstation. Der Puffer wird stets auf Vorlauftemperatur des Wärmenetzes gefüllt, dass auch bei kurzfristigem Ausfall des Netzes weiterhin Wärme und Brauchwasser in den Gebäuden verfügbar ist. Die Frischwasserstation erwärmt das benötigte Trinkwarmwasser hygienisch über eine weitere Systemtrennung (Wärmetauscher) aus dem Heizungspuffer. Es besteht nicht die Gefahr der Legionellenbildung, da kein Brauchwasser gespeichert wird, sondern dieses im Durchlaufprinzip bedarfsgerecht bereitgestellt werden kann. Der Pufferspeicher im Gebäude kann sich auf ein Volumen von rund 0,5 m³ bis 1 m³ belaufen. Dieser kann anhand der Anzahl an Bewohnern größer oder kleiner ausgelegt werden. Neuere Systeme integrieren den Pufferspeicher, sowie Frischwasserstation direkt in der ÜGS, was zu signifikanten Platzeinsparungen führt. Es wird hierbei im Neubau meist nur noch eine Fläche von 1 m² für die gesamte Wärmeversorgung benötigt (ohne Verteiler, Pumpen und weitere Peripherie auf der Sekundärseite).

Die sekundärseitigen Temperaturen werden für Heizung mit 40 °C Vorlauf (Flächenheizung, Fußbodenheizung), sowie ca. 60 °C für Brauchwasser angesetzt. Vorteil ist, dass jeder Bauherr seine benötigten Temperaturen selbst regulieren kann. Für das Brauchwasser (da keine Legionellenthematik) kann auch mit einer Vorlauftemperatur von 45 °C gearbeitet werden. Ebenfalls wäre theoretisch auch der Einsatz von Radiatoren mit hohen Vorlauftemperaturen möglich. Im Neubau wird jedoch davon ausgegangen, dass Flächenheizungen verbaut werden. Je nach Verbraucherstruktur ist auch eine Vorlauftemperaturabsenkung des Wärmenetzes (z.B. im Sommer) auf 60 °C denkbar, um die Verteilnetzverluste zu minimieren.

Für die Verteilung der Wärme im Neubaugebiet wird ein Wärmenetz benötigt. Dieses geht von der Energiezentrale mit größtem Leitungsquerschnitt (DN) aus und bindet alle Gebäude an. In Abhängigkeit der Positionierung der Energiezentrale kann auch das Wärmenetz abweichen. Es wurde angenommen, dass die Energiezentrale im Bereich des MFH (ggf. in der Tiefgarage) untergebracht ist. Die Verteilung stellt folgende Abbildung dar (Wärmeleitung orange)



Abbildung 27: Wärmeverteilnetz Variante 1a BHKW

Das gesamte Netz weist eine Tassenlänge von 680 Metern auf, wovon ca. 260 Meter auf die Zuleitung zum Einzelhandelsgebäude, 160 Meter auf die Anschlüsse der Einzelgebäude und 260 Meter auf die Hauptverteilung entfallen. Bei einer Wärmeabnahme von $261 \frac{MWh}{a}$ ergibt sich eine Wärmebelegungsdichte von rund $384 \frac{kWh}{m \cdot a}$ für das Gesamtnetz. Insgesamt ist zu sagen, dass das Einzelhandelsgebäude nur angeschlossen werden sollte, wenn die Abnahme in etwa mit den angesetzten Werten zu erwarten ist. Die Wärmebelegung des Einzelstrangs zum Supermarkt beträgt separat betrachtet rund $329 \frac{kWh}{m \cdot a}$ und liegt somit etwas unter dem Durchschnitt im Wohnbereich. Sollte die Abnahme weiter sinken, ist ein Anschluss als nicht mehr sinnvoll zu erachten.

Weiter zu berücksichtigen sind mögliche Erweiterungen in Richtung Osten (vom Bereich der Wohnbebauung gesehen), falls im Zwischenbereich in absehbarer Zukunft weitere Bebauung geplant ist. Dies hätte zur Folge, dass die Leitungen (Hauptleitungen) größer dimensioniert werden müssten, um die zusätzlichen Leistungsanforderungen der neuen Bebauung abdecken zu können, ohne weitreichende Aufgrabungen durchzuführen. Dabei könnten z.B. Abzweige in den derzeit geplanten Erschließungsstraßen vorgesehen und mit Endmuffen verschlossen werden. Alternativ wäre eine punktuelle Aufgrabung mit Anschluss an die Bestandsleitung nötig. Dies führt jedoch heute zu höheren Investitionskosten, welche zunächst dem aktuellen Business-Case zugerechnet werden müssten, was sich wieder negativ auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Nach Rücksprachen mit der Gemeinde Waltenhofen ist eine

Erweiterung des Geltungsbereichs bzw. eine zusätzliche Bebauung in absehbarer Zeit nicht angedacht, weshalb keine Vorkehrungen zu einem nachträglichen Anschluss oder eine Erweiterung getroffen werden. In der Energiezentrale müsste ebenfalls Fläche für zusätzliche Erzeuger vorgehalten werden. Dies könnte jedoch gelöst werden, indem bei einem Zubau eine weitere Energiezentrale errichtet und mit dem Bestandsnetz verknüpft wird. Dies wäre zumindest technisch gesehen eine Möglichkeit, Synergien in beiden Netzen zu nutzen. Alle oben beschriebenen Punkte sind aktuell als hypothetisch zu sehen, sollten allerdings bei einer Umsetzung im Hinterkopf behalten werden, um keine positiven Effekte in Zukunft zu verbauen.

Basierend auf den ermittelten Lastprofilen und der Anlagenauslegung ergibt sich folgende geordnete Dauerlinie.

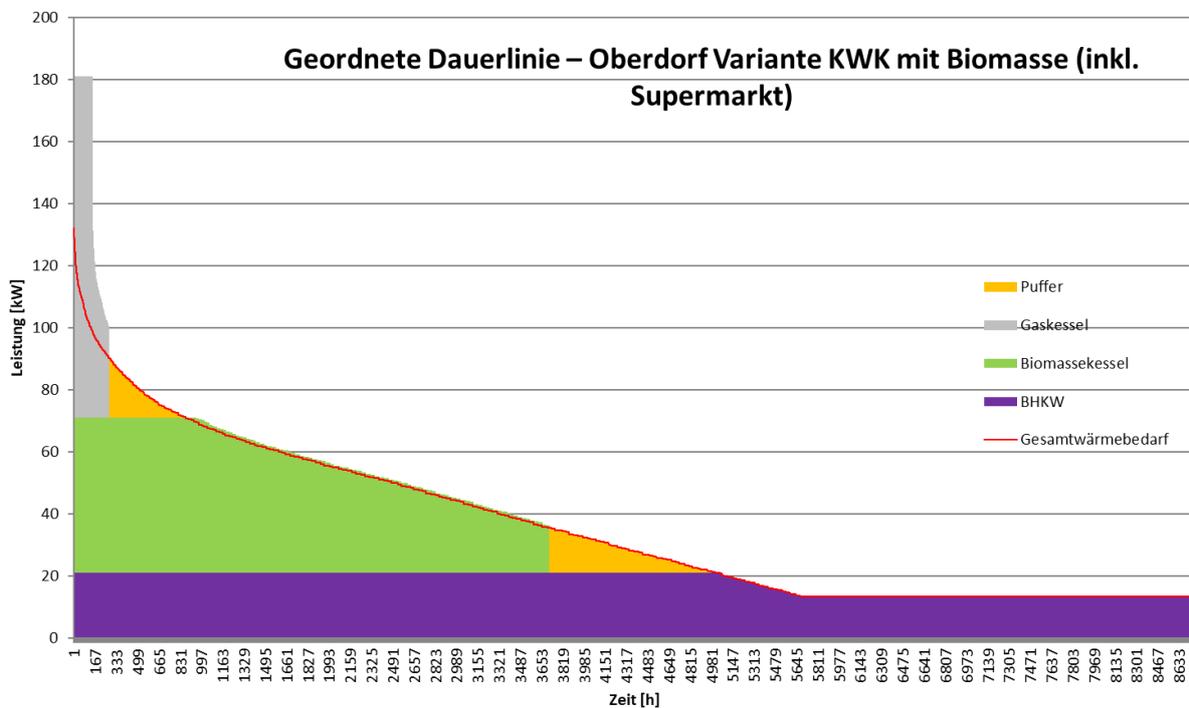


Abbildung 28: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 1a BHKW

Prio		Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]	Betriebsstunden [h]	Starts
1	BHKW	158.074	50,32	7.527	Flüssiggas	242.557	67.746	8.760	1
2	Biomassekessel	135.095	43,01	2.702	Pellets	146.843	0	3.716	184
3	Gaskessel	20.957	6,67	191	Flüssiggas	22.779	0	274	154
	Pufferspeicher	17.360							
	Summe	314.126				412.179	67.746		

Tabelle 16: Energetische Simulationsergebnisse Variante 1a BHKW

Es ergeben sich folgende Rahmendaten:

- Anteil erneuerbarer Wärme: 43 %
- Anteil KWK-Wärme: 50 %
- Stromerzeugung: $67,7 \frac{MWh}{a}$
- Biomasselager bei 3-4 Füllungen p.a.: 15 m^3 (2,3m x 3,4 m x 2,5 m [LxBxH])
- Flüssiggastank bei 3-4 Füllungen p.a.: 5,8 t (2x 2,9 Tonnen-Tank)
- Primärenergiefaktor: 0,54
- CO_2 -Emissionen Gesamtareal: 32,1 t p.a. (Anrechnung BHKW-Strom)

Nachfolgende Abbildungen zeigen die jeweiligen Lager-/Tankfüllstände für Flüssiggas und Biomasse in Abhängigkeit der gewählten oder möglichen Größe.

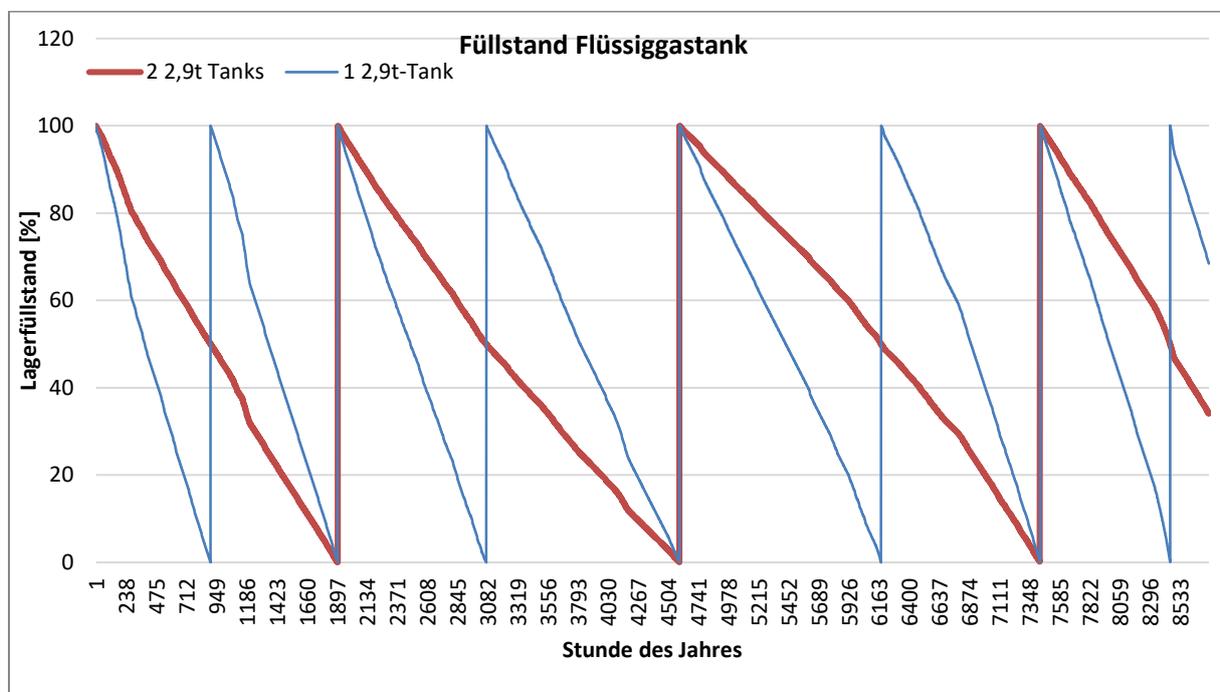


Abbildung 29: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 1a BHKW

Aufgrund des durchgehenden Betriebs des BHKWs ist auch ganzjährig ein konstanter Flüssiggasbezug zu erkennen.

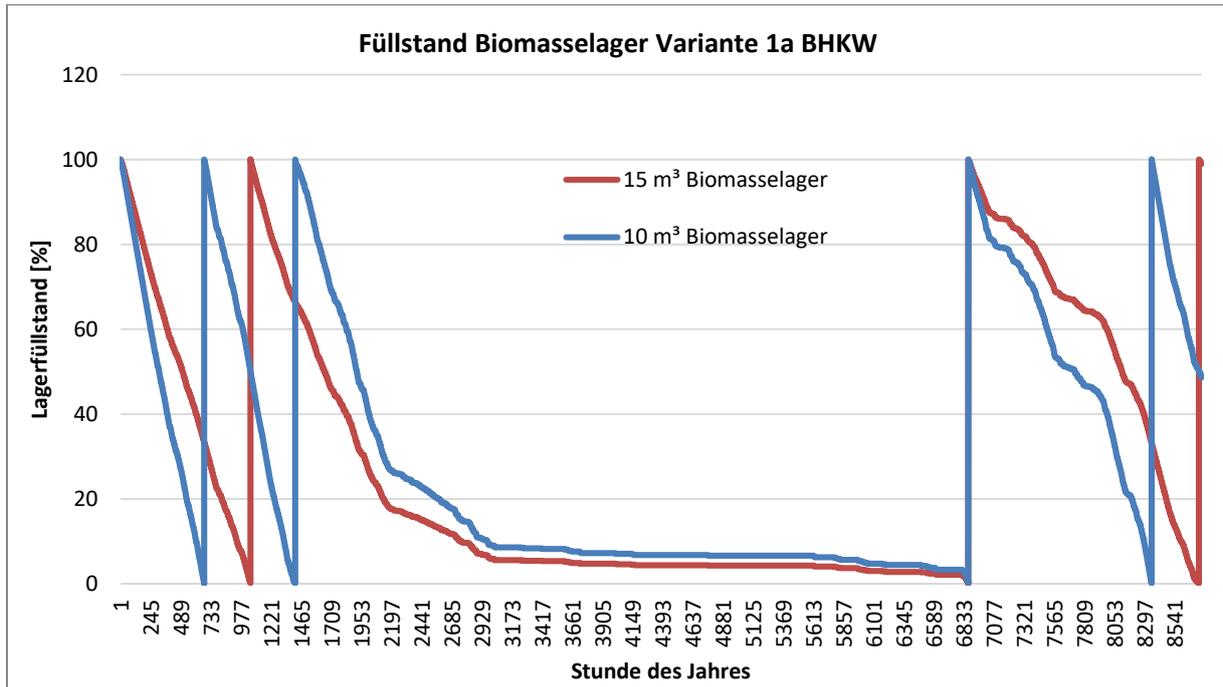


Abbildung 30: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 1a BHKW

Es zeigt sich also, dass sowohl Hackschnitzel, als auch Flüssiggaslieferungen nur jeweils viermal pro Jahr erfolgen müssten, diese konzentrieren sich (insb. Biomasse) naturgemäß auf die Wintermonate.

5.1.1.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Wirtschaftliche Ergebnisse im Sinne der Informationen für den Auftraggeber beschreiben im vorliegenden Fall die Investitionskosten pro Gebäude und gesamt für die Umsetzung des Konzepts, sowie die späteren, prognostizierten Energie-, Betriebs- und Wartungskosten für die neuen Eigentümer und/oder einen Betreiber. Schnittstelle der Betrachtung ist der Anschluss der Vor- und Rücklaufleitungen an die gebäudeinterne Verteilung bzw. die Heizkreise. Es werden also hier nur die Kosten für die Quellenerschließung/BKZ, Erzeugungsanlagen, Übergabe, Puffer, Frischwasserbereitung und deren Montage und Inbetriebnahme auf Basis von Vorkostenangeboten und Schätzangeboten von Heizungsbauunternehmen aus der Region, sowie Erfahrungswerten aus vergleichbaren Projekten berücksichtigt. Aufgeteilt werden die Kosten in folgende Komponenten:

Kostenpunkt	Kostenträger	Inhalt
Investitionskosten	Betreiber	Erstellung der Wärmeversorgung, Anlagentechnik, Montage, Inbetriebnahme, Koordination
Betriebsgebundene Kosten	Betreiber	Wartung, Reparaturen, Instandhaltung, Instandsetzung, Rückstellungen
Bedarfsgebundene Kosten	Betreiber	Bezug Primärenergieträger für Wärme (Strom, Erdgas, Wärme bei zentraler Versorgung)
Wärmekosten	Bauherr	Vergütung für die Wärmelieferung als Arbeits-, Grund- und ggf. Messpreis an den Betreiber/Lieferanten

Tabelle 17: Kostenfaktoren der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die Investitionskosten wurden anhand von Angeboten von möglichen ausführenden Unternehmen (Bohrunternehmen, Heizungsbauer, Lieferanten) ermittelt. Es ist entsprechend noch eine gewisse Varianz vorhanden, diese besteht jedoch für alle Konzepte gleichermaßen, weshalb ein Vergleich untereinander wiederum als schlüssig bewertet wird. Die Gesamtinvestitionskosten, sowie deren Inhalt zeigt folgende Tabelle.

Inhalt	Kosten [€]
Wärmeerzeuger (BHKW, Kessel, Biomasseanlage)	
Energiezentrale, Kamin, Pumpen, Armaturen, Speicher, Isolierungen, Ventile	
Tiefbau Wärmetrasse	
Nahwärmerohre und Verteilleitungen	
Zentrale Regelungstechnik	
Übergabetechnik dezentral pro Gebäude	
Förderungen	
Sicherheitsaufschlag wg. Varianz (10 %)	
Summe	500.600

Tabelle 18: Investitionskostenaufstellung für Variante 1a BHKW

Die Besonderheit hierbei ist, dass die Übergabetechnik (ÜGT) initial vom Wärmenetzbetreiber gekauft und verbaut wird, über den Baukostenzuschuss dann aber an die Eigentümer verkauft wird, wodurch auch die Verantwortung für Wartung und Betrieb, sowie die dafür anfallenden Kosten auf die Eigentümer übergehen. Diese werden entsprechend nicht im Business-Case des Betreibers, sondern bei der Kostenberechnung der Endkunden eingepreist.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die angesetzten Betriebskosten. Diese wurden nach der allgemeingültigen VDI 2067 ermittelt und berücksichtigt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Wartung, Instandhaltung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Rückstellungen, Instandsetzung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Miete Flüssiggastank, ggf. Miete Energiezentrale	
Bedienung Anlagen für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Abrechnung Wärme	
Verwaltungsaufwand	
Messdienstleistung	
Summe	7.900

Tabelle 19: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 1a BHKW

Weiterhin entstehen Kosten für den Einkauf des oder der Primärenergieträger, diese werden als bedarfsgebundene Kosten deklariert und in folgender Tabelle dargestellt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Einkauf Primärenergieträger Flüssiggas und Biomasse	
Hilfsstrom Aggregate, Pumpen	
Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe	
Summe Jahr 1-8	25.300
Summe Jahr 9-20	17.300

Tabelle 20: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 1a BHKW

Es ergeben sich hier für die ersten Jahre unterschiedliche Kosten als für die späteren Jahre. Dies liegt daran, dass nach Ende der Förderdauer des BHKW (60.000 Volllaststunden) kein Ersatz erfolgt, sondern stattdessen die Wärme über den Biomassekessel bereitgestellt wird. Hintergrund ist, dass die Förderkulisse für KWK-Anlagen in mittelfristiger Zukunft nicht sicher vorhergesagt werden kann und somit nicht abschätzbar ist, ob sich der Einsatz eines BHKW weiterhin lohnt. Es handelt sich entsprechend um eine konservative Herangehensweise, die zum möglichen Zeitpunkt eines Ersatzes des BHKW nochmals validiert werden muss. Wäre ein BHKW wirtschaftlich tragbar, würde dies nur eingebaut, wenn es den Business-Case entsprechend verbessert. Die höheren Kosten in den ersten Jahren resultieren daraus, dass über das BHKW anteilig nur ein kleiner Teil Wärme erzeugt wird, zusätzlich aber Erlöse aus der Stromerzeugung entstehen. Da primär die Wärmeenergie bereitzustellen ist, wird ein höherer Primärenergieeinsatz benötigt, als z.B. mit einem Biomasse- oder Erdgaskessel. Weiterhin wird aufgrund der ab 2021 geltenden CO₂-Steuer eine stärkere Erhöhung des Erdgaspreises erwartet, welche hier mit einberechnet wurde. Es ist weiterhin anzumerken, dass es sich bei den Werten jeweils um die Zahlen aus Jahr 1 des Betriebs handelt. Durch die dynamische Berechnung ändern sich diese Werte gemäß einer angesetzten Steigerungsrate entsprechend jedes Jahr. Gleiches gilt auch für die Erlöse, wodurch eine Vergleichbarkeit geschaffen wird.

Die Erlöse zeigt folgende Tabelle.

Inhalt	Erlöse [€/a]
Wärmeverkauf Arbeitspreis (8,4 ct/kWh netto)	
Wärmeverkauf Leistungspreis (65 €/kW netto)	
Messpreis (100 €/a/Abnehmer)	
Betrieb BHKW (KWK-Zuschlag, Stromvergütung, EnSt-Rückerstattung)	
Summe	44.795

Tabelle 21: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 1a BHKW

Neben den laufenden Erlösen werden standardmäßig für den Anschluss an das Wärmenetz Baukostenzuschüsse erhoben, die sich negativ auf die Investitionskosten auswirken (im Sinne der Berechnung der Gesamtkapitalrendite für den Betreiber, da der BKZ als Einnahme/Erlöse gewertet wird).

Insgesamt ergibt sich ein BKZ von 257.000 € (12.000 € pro EFH/DHH, 20.000 € pro MFH, 25.000 € für Einzelhandel ohne Wohnen).

Somit ergibt sich folgender Cash-Flow und Barwertverlauf für Variante 1a BHKW über 20 Jahre.

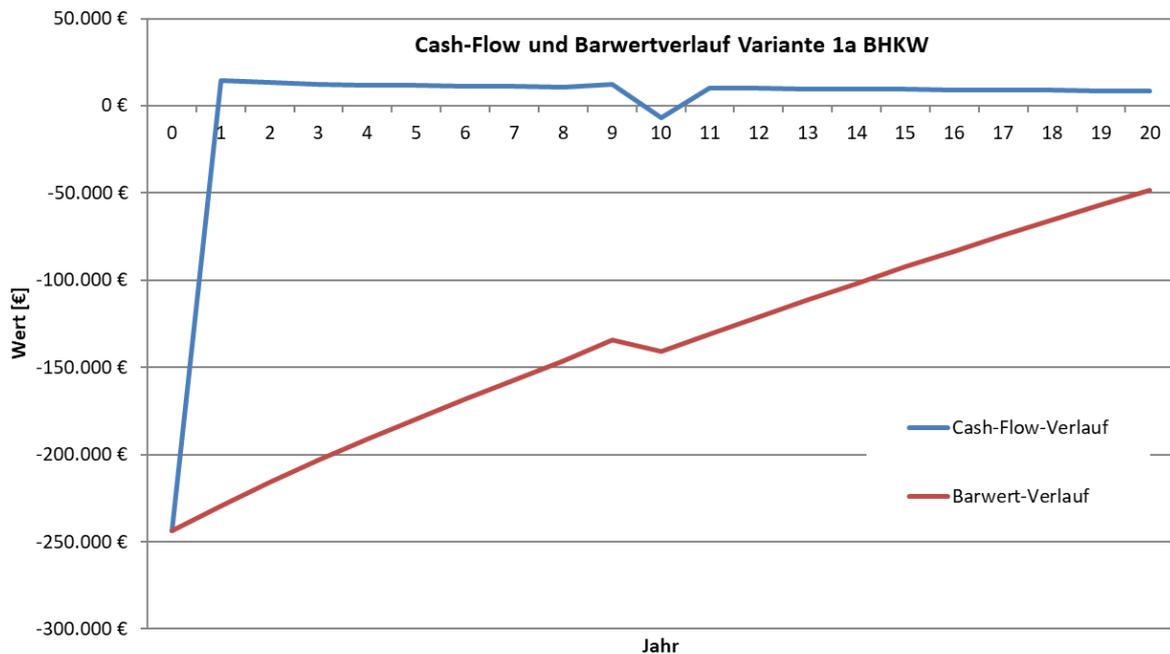


Abbildung 31: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 1a BHKW

Es ist zu erkennen, dass bei den gegebenen Rahmenbedingungen (Kosten und Erlöse) über eine Laufzeit von 20 Jahren keine Refinanzierung stattfindet, es sich also kein langfristig rentabler Betrieb des Systems darstellen lässt. Gründe hierfür sind die verhältnismäßig geringe Abnahme (geringe Wärmebelegungsdichte), im Vergleich dazu hohe Investitionskosten und die steigenden Primärenergiekosten für Erdgas in mittelfristiger Zukunft. Ein Teil davon kann über Preisanpassungsklauseln an die Endkunden weitergegeben werden, da noch keine expliziten Vertragsentwürfe vorliegen, wurde pauschal mit einer Anpassung des Arbeits- und Grundpreises gerechnet.

Für den Endkunden ergibt sich aus dem Preismodell ein Vollkostenwärmepreis von $16,13 \frac{ct}{kWh}$ netto bzw. $19,19 \frac{ct}{kWh}$ brutto. Es wird hier beispielhaft nur der Wärmepreis eines EFH mit 150 m^2 und 10.700 kWh Abnahme pro Jahr aufgezeigt. Auf die angesetzte Wohnfläche beträgt der Kostenfaktor $11,45 \frac{€}{\text{m}^2 \cdot a}$ netto ($13,63 \frac{€}{\text{m}^2 \cdot a}$ brutto), was zu monatlichen Kosten von unter 1 € pro m^2 führt (netto) und somit durchaus konkurrenzfähig zu anderen Versorgungskonzepten ist. Die Vollkosten sind für alle zentralen Varianten gleich, da immer dasselbe Preismodell angesetzt wurde.

5.1.1.3 Fazit Variante 1a BHKW

Eine technische Umsetzung der Variante ist problemlos möglich. Durch den gemischten Einsatz von Flüssiggas (Grundlast) und Biomasse (Heizenergie) lässt sich ein verhältnismäßig hoher erneuerbarer Wärmeanteil mit einem akzeptablen Primärenergiefaktor erreichen. Durch den Einsatz fossiler Energieträger ergibt sich dennoch eine gewisse Emission. Insgesamt lässt sich das Konzept mit den angesetzten Preismodellen nicht wirtschaftlich langfristig betreiben, die interne Gesamtkapitalverzinsung liegt bei knapp über 0% . Für die Endkunden ergeben sich bei Betrieb konkurrenzfähige Wärmepreise.

Daraus ergeben sich mit ca. 160 Metern Hausanschlussleitungen und 260 Meter Verteilung Haupttrasse rund 420 Meter Gesamtrasse. Bei einer Abnahme von nunmehr $175,6 \frac{MWh}{a}$ liegt die Wärmebelegungsichte mit $418 \frac{kWh}{m \cdot a}$ etwas höher als bei Variante 1a BHKW, aber weiterhin im unteren Bereich, ab dem eine zentrale Variante untersucht werden sollte.

Anhand der Anlagenauslegung und dem erstellten Lastprofil ergibt sich folgende Betriebsweise dargestellt in einer geordneten Dauerlinie.

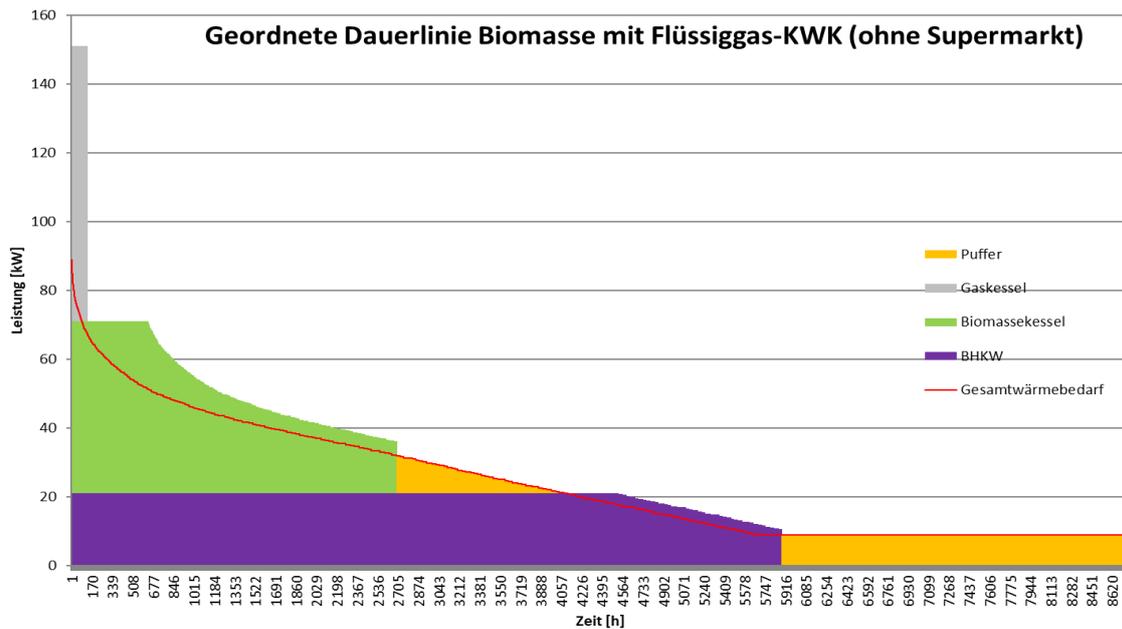


Abbildung 33: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 1b BHKW

Es ist zu erkennen, dass im Gegensatz zur Variante 1a die Leistungen etwas geringer werden und auch das BHKW aufgrund der verringerten Grundlast weniger stark ausgelastet ist.

Prio		Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]	Betriebsstunden [h]	Starts
1	BHKW	116.303	55,02	5.538	Flüssiggas	178.460	49.844	5.879	517
2	Biomassekessel	85.004	40,21	1.700	Pellets	92.395	0	2.694	634
3	Gaskessel	10.080	4,77	126	Flüssiggas	10.957	0	126	125
	Pufferspeicher	40.535							
	Summen	211.386				281.812	49.844		

Tabelle 23: Energetische Simulationsergebnisse Variante 1b BHKW

Folgende Ergebnisse resultieren aus der Simulation:

- Anteil erneuerbarer Wärme: 40 %
- Anteil KWK-Wärme: 55 %
- Stromerzeugung: $49,8 \frac{MWh}{a}$
- Biomasselager bei 3-4 Füllungen p.a.: 10 m^3 (2,0m x 2,5 m x 2,5 m [LxBxH])
- Flüssiggastank bei 3-4 Füllungen p.a.: 5,8 t (2x 2,9 Tonnen-Tank)
- Primärenergiefaktor: 0,53
- CO_2 -Emissionen Gesamtareal: 21,8 t p.a. (Anrechnung BHKW-Strom)

Nachfolgende Abbildungen zeigen die jeweiligen Lager-/Tankfüllstände für Flüssiggas und Biomasse in Abhängigkeit der gewählten oder möglichen Größe.

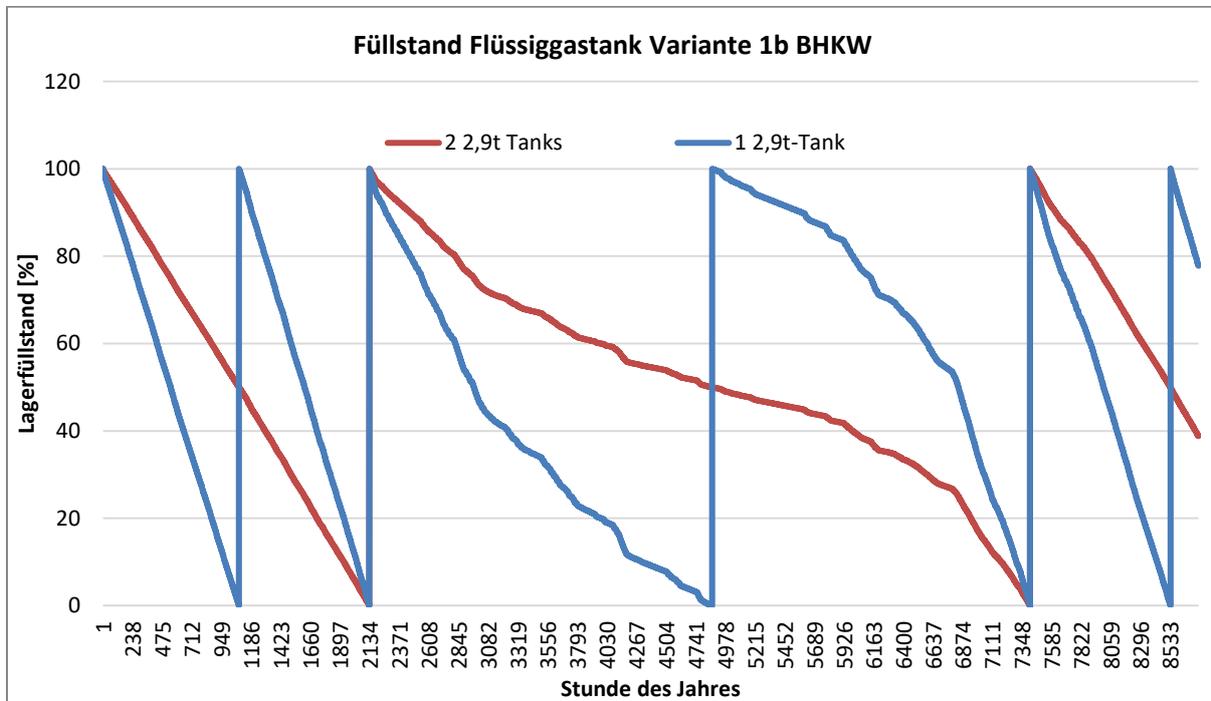


Abbildung 34: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 1b BHKW

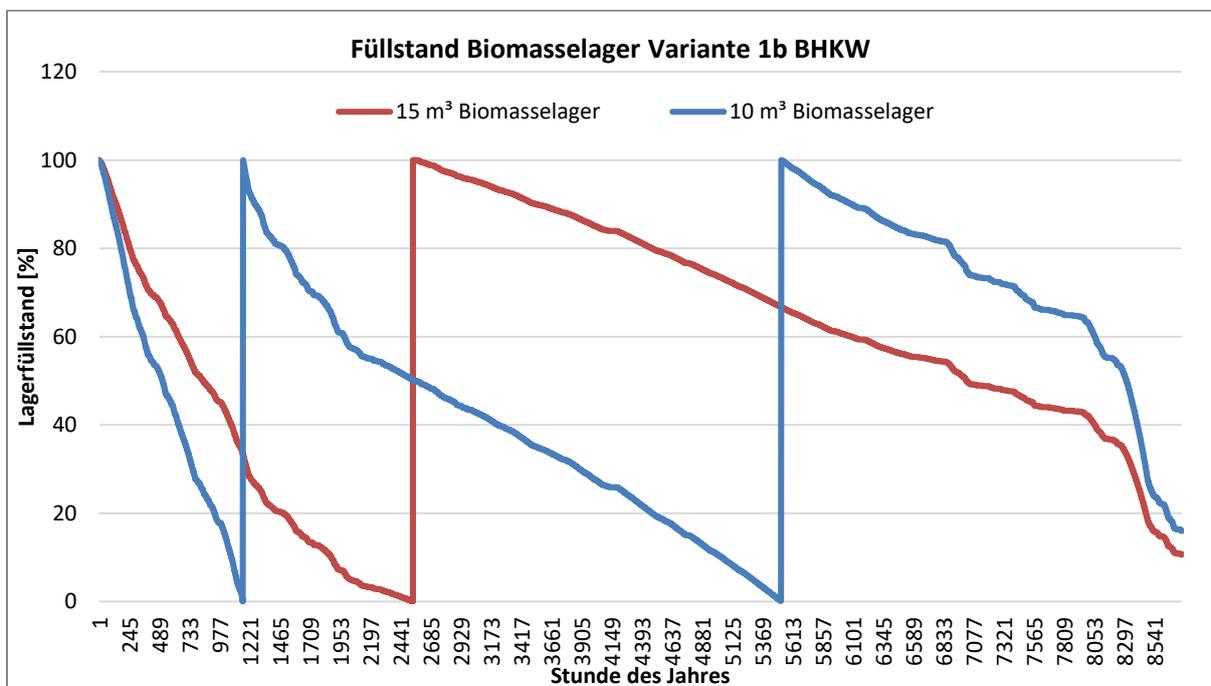


Abbildung 35: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 1b BHKW

Es zeigt sich, dass durch die geringere Abnahme auch ein kleineres Biomasselagervolumen von nur noch 10 m³ ausreichend wäre. Außerdem wird deutlich weniger Flüssiggas verbraucht. Auch hier könnte über eine Verringerung der Tankkapazität auf einen Tank nachgedacht werden.

5.1.2.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Für allgemeine Informationen zu den wirtschaftlichen Ergebnissen sei auf Kap. 5.1.1.2 hingewiesen. Nachfolgend die relevanten Daten und Zahlen für die Variante 1b BHKW.

Inhalt	Kosten [€]
Wärmeerzeuger (BHKW, Kessel, Biomasseanlage)	
Energiezentrale, Kamin, Pumpen, Armaturen, Speicher, Isolierungen, Ventile	
Tiefbau Wärmetrasse	
Nahwärmerohre und Verteilleitungen	
Zentrale Regelungstechnik	
Übergabetechnik dezentral pro Gebäude	
Förderungen	
Sicherheitsaufschlag wg. Varianz (10 %)	
Summe	415.000

Tabelle 24: Investitionskostenaufstellung für Variante 1b BHKW

Die Besonderheit hierbei ist, dass die Übergabetechnik (ÜGT) initial vom Wärmenetzbetreiber gekauft und verbaut wird, über den Baukostenzuschuss dann aber an die Eigentümer verkauft wird, wodurch auch die Verantwortung für Wartung und Betrieb, sowie die dafür anfallenden Kosten auf die Eigentümer übergehen. Diese werden entsprechend nicht im Business-Case des Betreibers, sondern bei der Kostenberechnung der Endkunden eingepreist.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die angesetzten Betriebskosten. Diese wurden nach der allgemeingültigen VDI 2067 ermittelt und berücksichtigt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Wartung, Instandhaltung im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Rückstellungen, Instandsetzung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Miete Flüssiggastank, ggf. Miete Energiezentrale	
Bedienung Anlagen für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Abrechnung Wärme	
Verwaltungsaufwand	
Messdienstleistung	
Summe	7.600

Tabelle 25: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 1b BHKW

Im Vergleich zur Variante 1a BHKW ergeben sich nur marginal geringere Betriebskosten, obwohl die Wärmeabnahme deutlich sinkt, diese sind also in weiten Teilen gemäß VDI 2067 unabhängig des Betriebs.

Weiterhin entstehen Kosten für den Einkauf des oder der Primärenergieträger, diese werden als bedarfsgebundene Kosten deklariert und in folgender Tabelle dargestellt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Einkauf Primärenergieträger Flüssiggas und Biomasse	
Hilfsstrom Aggregate, Pumpen	
Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe	
Summe Jahr 1-8	14.200
Summe Jahr 9-20	9.650

Tabelle 26: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 1b BHKW

Für den Unterschied der bedarfsgebundenen Kosten für Jahr 1-8 und Jahr 9-20 wird auf Kap. 5.1.1.2 verwiesen.

Die Erlöse zeigt folgende Tabelle.

Inhalt	Erlöse [€/a]
Wärmeverkauf Arbeitspreis (8,4 ct/kWh netto)	
Wärmeverkauf Leistungspreis (65 €/kW netto)	
Messpreis (100 €/a/Abnehmer)	
Betrieb BHKW (KWK-Zuschlag, Stromvergütung, EnSt-Rückerstattung)	
Summe Jahr	35.910

Tabelle 27: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 1b BHKW

Neben den laufenden Erlösen werden standardmäßig für den Anschluss an das Wärmenetz Baukostenzuschüsse erhoben, die sich negativ auf die Investitionskosten auswirken (im Sinne der Berechnung der Gesamtkapitalrendite für den Betreiber, da der BKZ als Einnahme/Erlöse gewertet wird). Insgesamt ergibt sich ein BKZ von 212.000 € (12.000 € pro EFH/DHH, 20.000 € für MFH).

Somit ergibt sich folgender Cash-Flow und Barwertverlauf für Variante 1b BHKW über 20 Jahre.

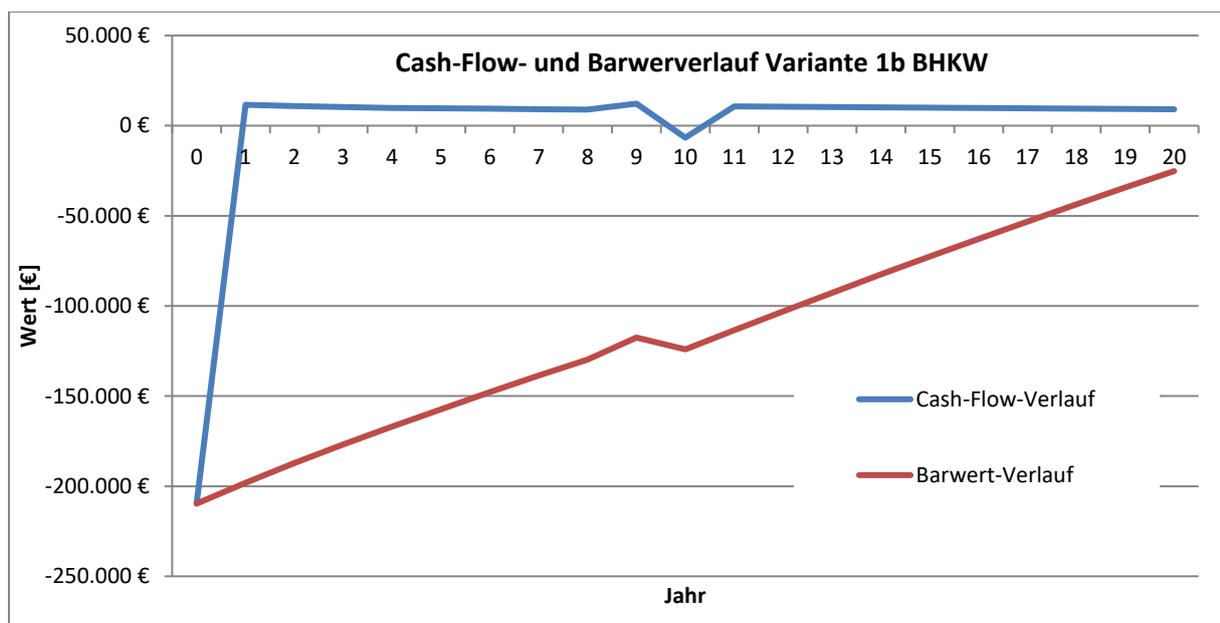


Abbildung 36: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 1b BHKW

Es zeigt sich also, dass bei den gegebenen Rahmenbedingungen (Kosten und Erlöse) über eine Laufzeit von 20 Jahren nur sehr knapp eine Refinanzierung stattfindet. Der Business-Case stellt sich also marginal besser dar, als für Variante 1a BHKW, was insb. auf die geringeren Investitionskosten für die Erschließung des Einzelhandelsgebäudes mit einem Wärmenetz zurückzuführen ist. Die Wärmebelegungsdichte ist im reinen Wohnbereich (Westen des Geltungsbereichs) etwas höher, was dazu führt, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen positiver ausfallen.

Für den Endkunden ergibt sich aus dem Preismodell ein Vollkostenwärmepreis von $16,13 \frac{ct}{kWh}$ netto bzw. $19,19 \frac{ct}{kWh}$ brutto. Es wird hier beispielhaft nur der Wärmepreis eines EFH mit $150 m^2$ und $10.700 kWh$ Abnahme pro Jahr aufgezeigt. Auf die angesetzte Wohnfläche beträgt der Kostenfaktor $11,45 \frac{€}{m^2 \cdot a}$ netto ($13,63 \frac{€}{m^2 \cdot a}$ brutto), was zu monatlichen Kosten von unter $1 €$ pro m^2 führt (netto) und somit durchaus konkurrenzfähig zu anderen Versorgungskonzepten ist. Die Vollkosten sind für alle zentralen Varianten gleich, da dasselbe Preismodell für die zentralen Konzepte angesetzt wurde.

5.1.2.3 Fazit Variante 1b BHKW

Eine technische Umsetzung der Variante ist problemlos möglich. Durch den gemischten Einsatz von Flüssiggas (Grundlast) und Biomasse (Heizenergie) lässt sich ein verhältnismäßig hoher erneuerbarer Wärmeanteil mit einem akzeptablen Primärenergiefaktor erreichen. Durch den Einsatz fossiler Energieträger ergibt sich dennoch eine gewisse Emission. Durch den Ausschluss des Einzelhandelsgebäudes ergeben sich signifikant geringere Investitionskosten, die den verringerten Wärmebedarf überkompensieren, wodurch ein knapp wirtschaftlicher Betrieb erreichen lässt. Die interne Gesamtkapitalverzinsung liegt bei rund 2 %.

5.1.3 Variante 2a Biomasse

Nachfolgend dargestellt die wichtigsten Rahmenbedingungen zur untersuchten Variante 2a Biomasse. Im Unterschied zu Variante 1a BHKW entfällt in diesem Fall das BHKW als Erzeuger, die Wärme wird rein über einen Biomassekessel und einen Flüssiggaskessel bereitgestellt.

Versorgungsart	Zentrale Versorgung BHKW und Biomasse
Quellen	Flüssiggas, Biomasse
Primärenergieträger	Biomasse (Hackschnitzel), Flüssiggas
Vorlauftemperatur	HT 80 °C
Erzeugungsleistung	160 kW _{th}
Abnehmer	Wohngebäude westlicher Teil (16x EFH/DHH und 1x MFH) inkl. Einzelhandel

Tabelle 28: Rahmenbedingungen Variante 2a Biomasse

5.1.2.1 Technische Auslegung

Für das technische Konzept sei näherungsweise auf Abbildung 24 verwiesen. Zwar fällt das BHKW als Erzeuger weg, dafür erhöhen sich die Leistungen der beiden verbleibenden Erzeuger entsprechend.

Für das Wärmeverteilnetz wird auf Abbildung 27 verwiesen, da sich netztechnisch keine Unterschiede ergeben. Auf die Thematik einer möglichen Erweiterung wurde in Kap. 5.1.1.1 hingewiesen.

Bei einer Trassenlänge von 680 Meter ergibt sich erneut eine Wärmebelegungsdichte von $384 \frac{kWh}{m \cdot a}$.

Anhand der Anlagenauslegung und dem erstellten Lastprofil ergibt sich folgende Betriebsweise dargestellt in einer geordneten Dauerlinie.

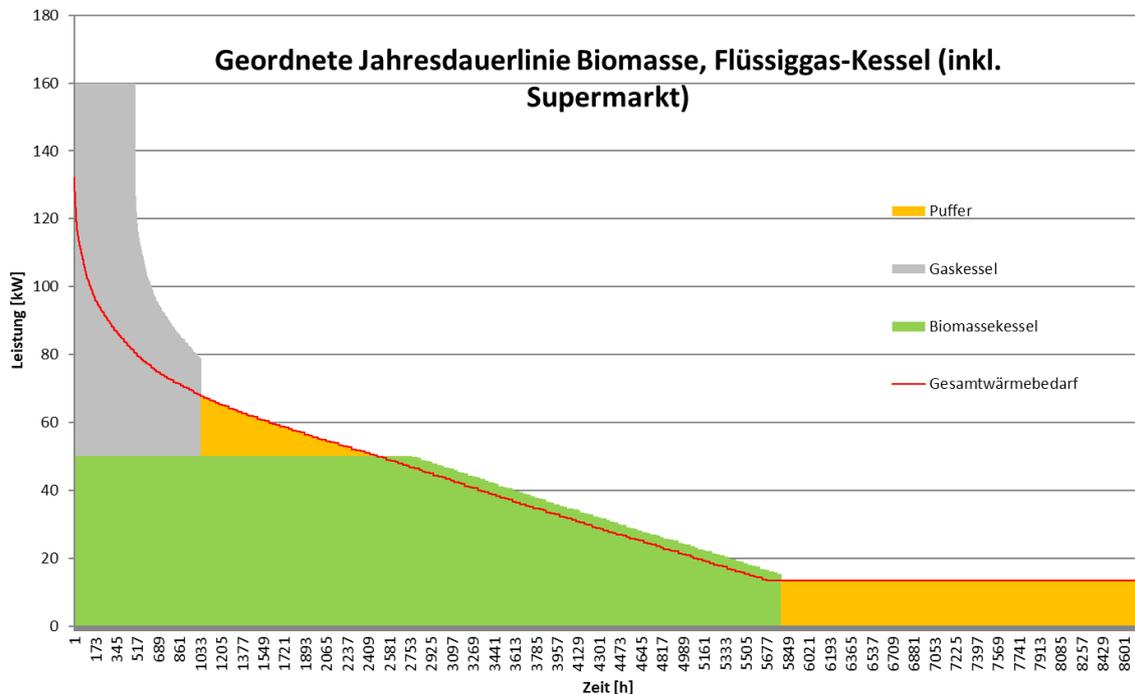


Abbildung 37: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 1b BHKW

Es ist zu erkennen, dass ohne BHKW der Biomassekessel einen höheren Anteil aufweist. Ebenfalls trägt der Spitzenlastkessel signifikant mehr zur Wärmebedarfsdeckung bei. Die zahlenmäßigen Ergebnisse zeigt folgende Tabelle

Prio	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]	Betriebsstunden [h]	Starts	
1	Biomassekessel	236.380	75,27	4.728	Pellets	256.935	0	5.794	405
2	Gaskessel	77.669	24,73	706	Flüssiggas	84.422	0	1.034	516
	Pufferspeicher	60.354							
	Summe	314.049				341.357			

Tabelle 29: Energetische Simulationsergebnisse Variante 2a Biomasse

Es ergeben sich folgende Rahmendaten:

- Anteil erneuerbarer Wärme: 75 %
- Anteil KWK-Wärme: 0 %
- Stromerzeugung: $0,0 \frac{MWh}{a}$
- Biomasselager bei 5 Füllungen p.a.: 15 m³ (2,3m x 3,4 m x 2,5 m [LxBxH])
- Flüssiggastank bei 3 Füllung p.a.: 1x 2,9 Tonnen-Tank
- Primärenergiefaktor: 0,58
- CO₂-Emissionen Gesamtareal: 27,8 t p.a.

Nachfolgende Abbildungen zeigen die jeweiligen Lager-/Tankfüllstände für Flüssiggas und Biomasse in Abhängigkeit der gewählten oder möglichen Größe.

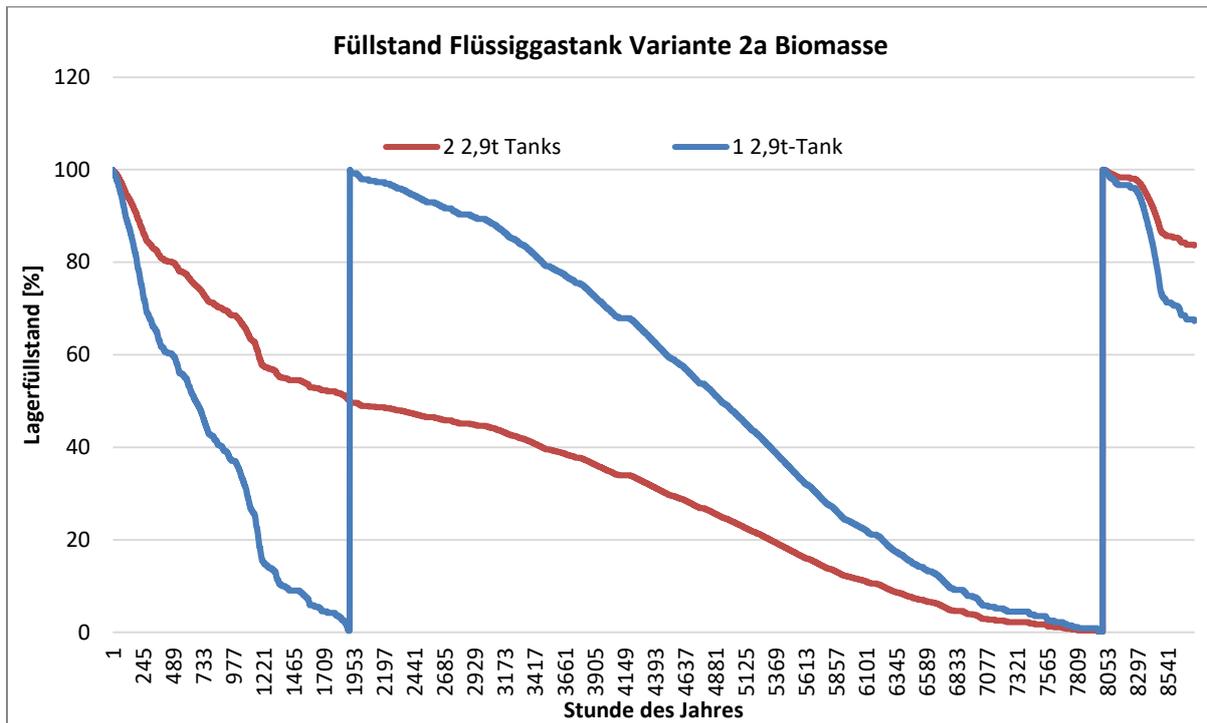


Abbildung 38: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 2a Biomasse

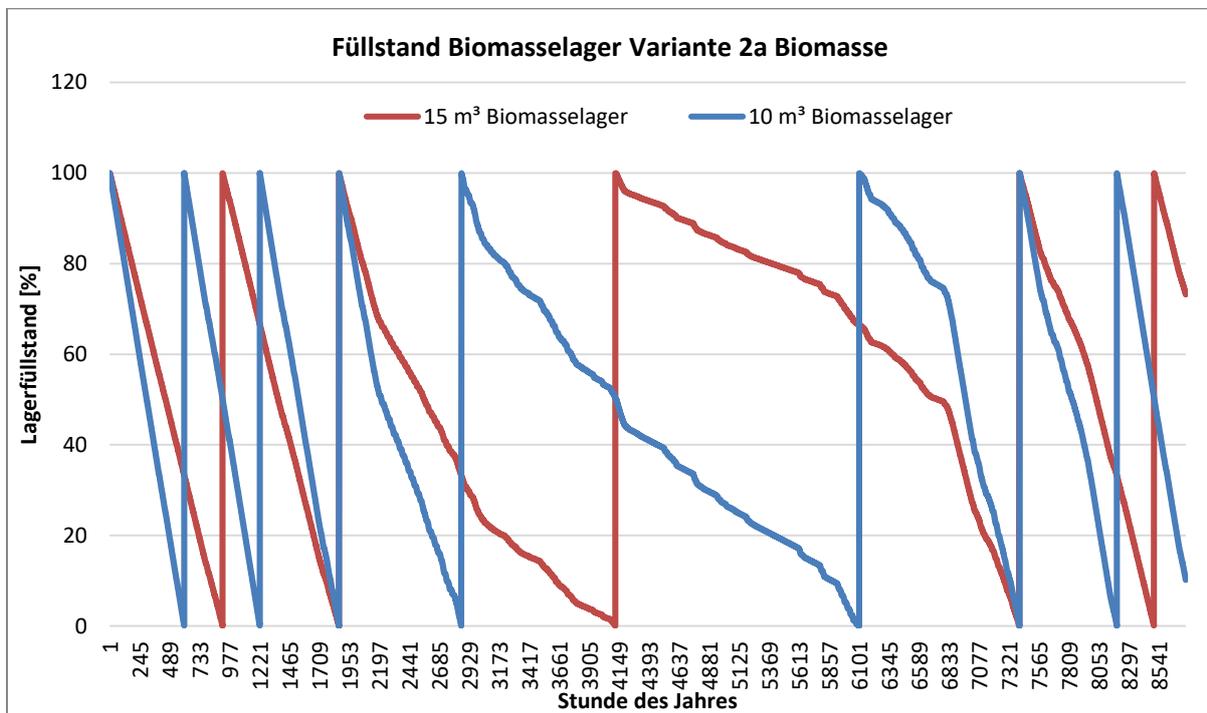


Abbildung 39: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 2a Biomasse

Durch den Wegfall des BHKW und die erhöhte Betriebsdauer des Biomassekessels wird ebenfalls deutlich mehr Biomasse als Primärenergieträger benötigt. Dadurch erhöht sich bei Annahme gleicher La-

gervolumina die Anzahl an Füllungen pro Jahr. Mit einem großen Lager von 15 m³ wären ca. 5-6 Füllungen pro Jahr notwendig (vorher 3-4). Bei weiterer Erhöhung könnten Lieferungen eingespart werden, was jedoch auf Kosten der benötigten Fläche der Energiezentrale ginge.

5.1.2.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Für allgemeine Informationen zu den wirtschaftlichen Ergebnissen sei auf Kap. 5.1.1.2 hingewiesen. Nachfolgend die relevanten Daten und Zahlen für die Variante 2a Biomasse.

Inhalt	Kosten [€]
Wärmeerzeuger (Kessel, Biomasseanlage)	
Energiezentrale, Kamin, Pumpen, Armaturen, Speicher, Isolierungen, Ventile	
Tiefbau Wärmetrasse	
Nahwärmerohre und Verteilleitungen	
Zentrale Regelungstechnik	
Übergabetechnik dezentral pro Gebäude	
Förderungen	
Sicherheitsaufschlag wg. Varianz (10 %)	
Summe	438.900

Tabelle 30: Investitionskostenaufstellung für Variante 2a Biomasse

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die angesetzten Betriebskosten. Diese wurden nach der allgemeingültigen VDI 2067 ermittelt und berücksichtigt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Wartung, Instandhaltung im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Rückstellungen, Instandsetzung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Miete Flüssiggastank, ggf. Miete Energiezentrale	
Bedienung Anlagen für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Abrechnung Wärme	
Verwaltungsaufwand	
Messdienstleistung	
Summe	5.660

Tabelle 31: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 2a Biomasse

Im Vergleich zur Variante 1a BHKW ergeben sich deutlich geringere Betriebskosten, was insb. auf den Wegfall des BHKW zurückzuführen ist. Dieses wird mit einer pauschalen Zahlung (Vollwartungsvertrag) pro Betriebsstunde angesetzt und trägt somit zu einem großen Anteil zu den Betriebskosten bei. Da auch bei den vorangegangenen Varianten mit BHKW jeweils eine Biomasseanlage vorhanden war und deren Betriebskosten bereits berücksichtigt, findet durch den BHKW-Wegfall eine signifikante Reduktion statt.

Weiterhin entstehen Kosten für den Einkauf des oder der Primärenergieträger, diese werden als bedarfsgebundene Kosten deklariert und in folgender Tabelle dargestellt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Einkauf Primärenergieträger Flüssiggas und Biomasse	
Hilfsstrom Aggregate, Pumpen	
Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe	
Summe	15.300

Tabelle 32: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 2a Biomasse

Die Erlöse zeigt folgende Tabelle.

Inhalt	Erlöse [€/a]
Wärmeverkauf Arbeitspreis (8,4 ct/kWh netto)	
Wärmeverkauf Leistungspreis (65 €/kW netto)	
Messpreis (100 €/a/Abnehmer)	
Summe Jahr	36.200

Tabelle 33: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 2a Biomasse

Neben den laufenden Erlösen werden standardmäßig für den Anschluss an das Wärmenetz Baukostenzuschüsse erhoben, die sich negativ auf die Investitionskosten auswirken (im Sinne der Berechnung der Gesamtkapitalrendite für den Betreiber, da der BKZ als Einnahme/Erlöse gewertet wird). Insgesamt ergibt sich ein BKZ von 212.000 € (12.000 € pro EFH/DHH, 20.000 € je MFH, 25.000 € Einzelhandel ohne Wohnen).

Somit ergibt sich folgender Cash-Flow und Barwertverlauf für Variante 2a Biomasse über 20 Jahre.

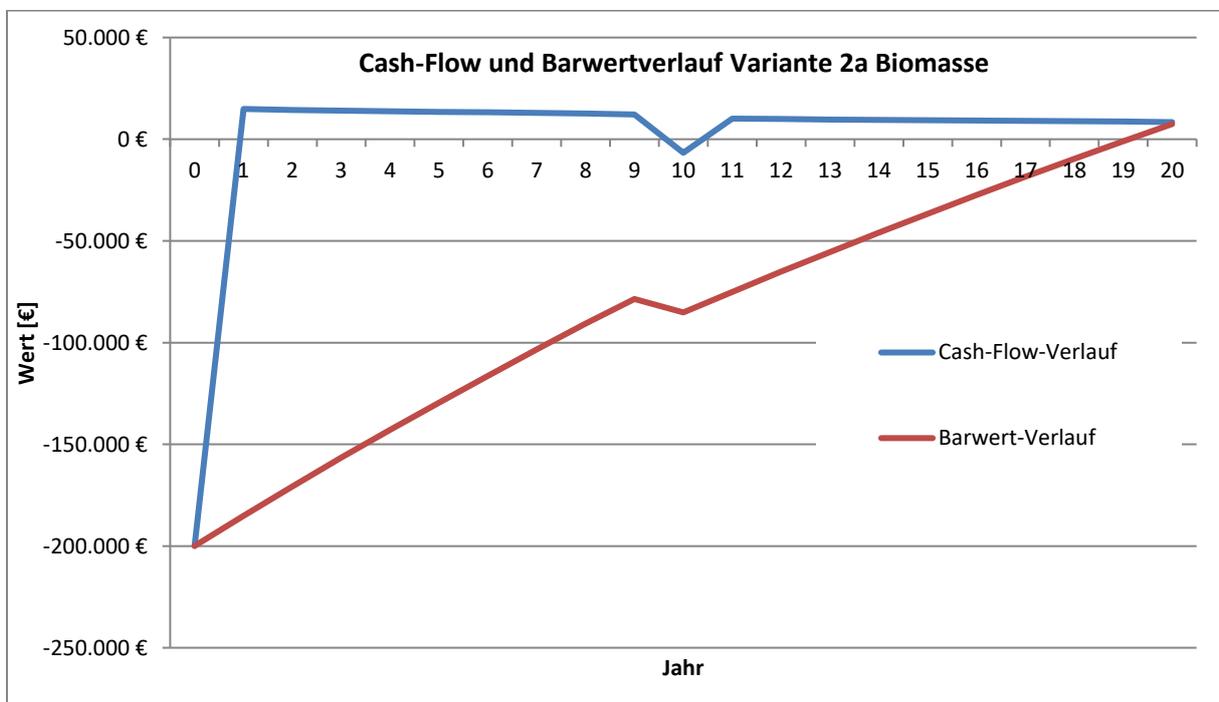


Abbildung 40: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 2a Biomasse

Es zeigt sich also, dass bei den gegebenen Rahmenbedingungen (Kosten und Erlöse) über eine Laufzeit von 20 Jahren eine Refinanzierung möglich ist. Der Business-Case stellt sich also wiederum besser dar,

als für Variante 1b BHKW, was insb. auf die geringeren Investitionskosten (BHKW) und die Kostenentwicklung Flüssiggas zurückzuführen ist.

Für den Endkunden ergibt sich aus dem Preismodell ein Vollkostenwärmepreis von $16,13 \frac{ct}{kWh}$ netto bzw. $19,19 \frac{ct}{kWh}$ brutto. Es wird hier beispielhaft nur der Wärmepreis eines EFH mit $150 m^2$ und $10.700 kWh$ Abnahme pro Jahr aufgezeigt. Auf die angesetzte Wohnfläche beträgt der Kostenfaktor $11,45 \frac{€}{m^2 \cdot a}$ netto ($13,63 \frac{€}{m^2 \cdot a}$ brutto), was zu monatlichen Kosten von unter $1 €$ pro m^2 führt (netto) und somit durchaus konkurrenzfähig zu anderen Versorgungskonzepten ist. Die Vollkosten sind für alle zentralen Varianten gleich, da dasselbe Preismodell für die zentralen Konzepte angesetzt wurde.

5.1.2.3 Fazit Variante 2a Biomasse

Eine technische Umsetzung der Variante ist problemlos möglich. Durch den gemischten Einsatz von Flüssiggas (Spitzenlast) und Biomasse (Grundlast und Heizwärme) lässt sich ein sehr hoher erneuerbarer Wärmeanteil erreichen. Der Primärenergiefaktor ist durch den höheren Einsatz von Flüssiggas im Brennwertkessel (nicht im BHKW) etwas schlechter als für die BHKW-Varianten 1a und 1b. Durch den Einsatz fossiler Energieträger ergibt sich außerdem eine gewisse Emission, die mit den vorangegangenen Varianten vergleichbar ist. Trotz Einbindung des weiter entfernten Einzelhandelsgebäudes lässt sich mit einer Gesamtkapitalrendite von über 3% ein attraktiver Business-Case erzielen. Eine Refinanzierung über 20 Jahre ist inkl. Marge möglich. Eine Verbesserung der ökologischen Ergebnisse (insb. erneuerbarer Anteil und PEF) ließe sich durch eine Optimierung (z.B. Erhöhung der Leistung des Biomassekessels) erreichen.

5.1.4 Variante 2b Biomasse

Nachfolgend dargestellt die wichtigsten Rahmenbedingungen zur untersuchten Variante 2b Biomasse. Im Unterschied zu Variante 2a Biomasse wird in diesem Fall das Supermarktgebäude nicht mit in die Betrachtung einbezogen, was einerseits Investitionskosten (Wärmenetz und Tiefbau) spart, andererseits jedoch auch eine geringere Wärmeabnahme und somit weniger Erlöse verursacht.

Versorgungsart	Zentrale Versorgung BHKW und Biomasse
Quellen	Flüssiggas, Biomasse
Primärenergieträger	Biomasse (Hackschnitzel), Flüssiggas
Vorlauftemperatur	HT $80 °C$
Erzeugungsleistung	$130 kW_{th}$
Abnehmer	Wohngebäude westlicher Teil ($16x$ EFH/DHH und $1x$ MFH)

Tabelle 34: Rahmenbedingungen Variante 1b BHKW

5.1.4.1 Technische Auslegung

Für das technische Konzept sei auf Abbildung 24 verwiesen.

Für das Wärmenetz wird auf Abbildung 32 verwiesen. Auf die Thematik einer möglichen Erweiterung wurde in Kap. 5.1.1.1 hingewiesen.

Bei einer Trassenlänge von 420 Meter ergibt sich erneut eine Wärmebelegungsdichte von $418 \frac{kWh}{m \cdot a}$.

Anhand der Anlagenauslegung und dem erstellten Lastprofil ergibt sich folgende Betriebsweise dargestellt in einer geordneten Dauerlinie.

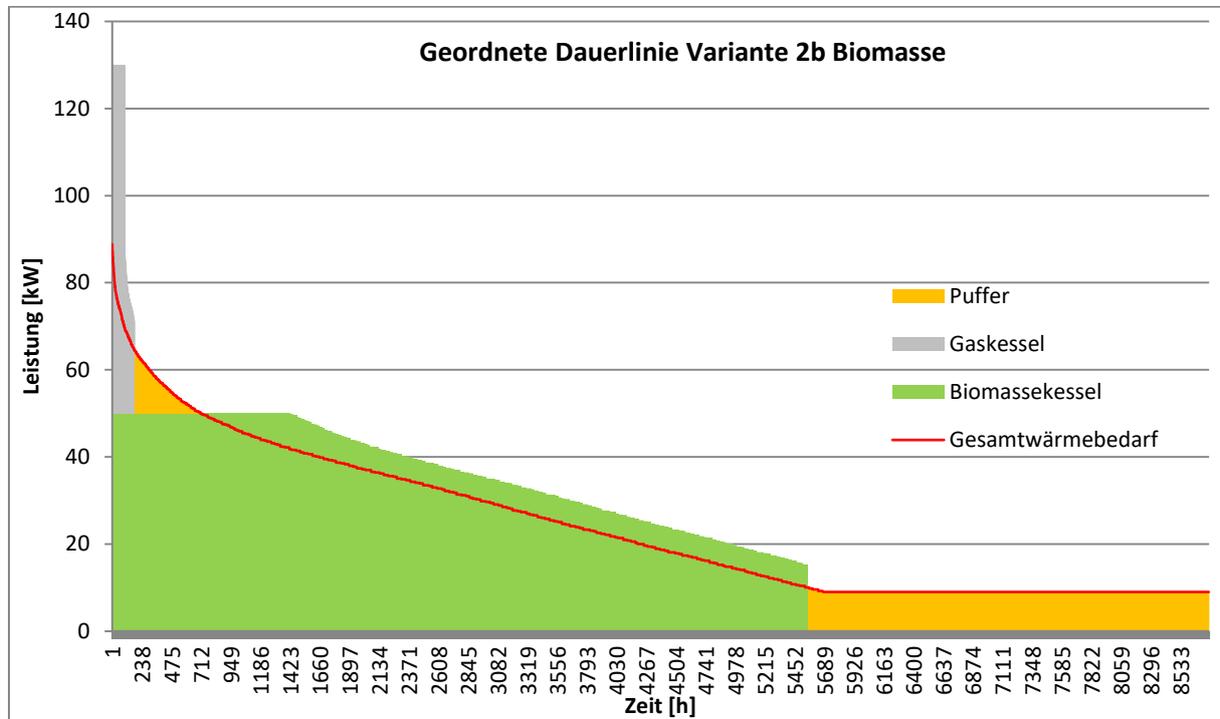


Abbildung 41: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 2b Biomasse

Es ist zu erkennen, dass der Großteil der Wärme über den Biomassekessel bereitgestellt wird, der Flüssiggaskessel dient lediglich der Spitzenlastabdeckung. Dadurch ist ein hoher erneuerbarer Anteil gewährleistet.

Prio	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Erzeugter Strom [kWh]	Betriebsstunden [h]	Starts	
1	Biomassekessel	201.123	95,17	4.022	Pellets	218.612	0	5.556	790
2	Gaskessel	10.215	4,83	128	Flüssiggas	11.104	0	179	108
	Pufferspeicher	35.642							
	Summen	211.339			229.716				

Tabelle 35: Energetische Simulationsergebnisse Variante 2b Biomasse

Es ergeben sich folgende Rahmendaten:

- Anteil erneuerbarer Wärme: 95 %
- Anteil KWK-Wärme: 0 %
- Stromerzeugung: $0,0 \frac{MWh}{a}$
- Biomasselager bei 3-4 Füllungen p.a.: 15 m^3 (2,3m x 3,4 m x 2,5 m [LxBxH])
- Flüssiggastank bei 0,5 Füllungen p.a.: 1x 2,9 Tonnen-Tank
- Primärenergiefaktor: 0,29
- CO_2 -Emissionen Gesamtareal: 8,8 t p.a.

Nachfolgende Abbildungen zeigen die jeweiligen Lager-/Tankfüllstände für Flüssiggas und Biomasse in Abhängigkeit der gewählten oder möglichen Größe.

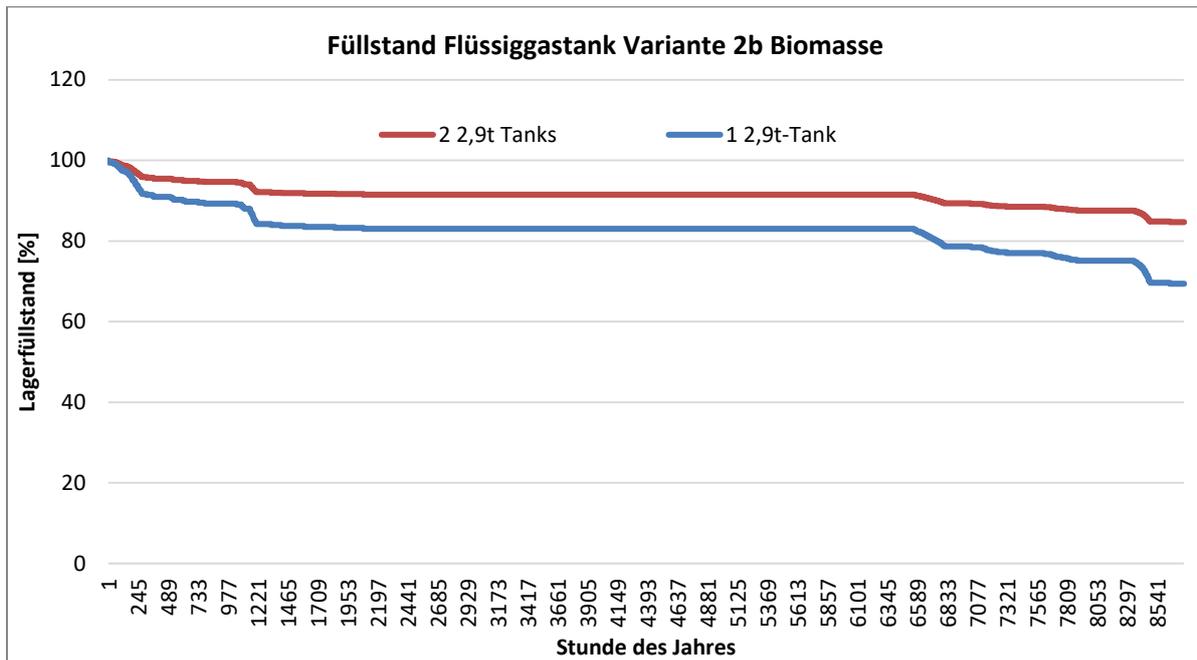


Abbildung 42: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 2b Biomasse

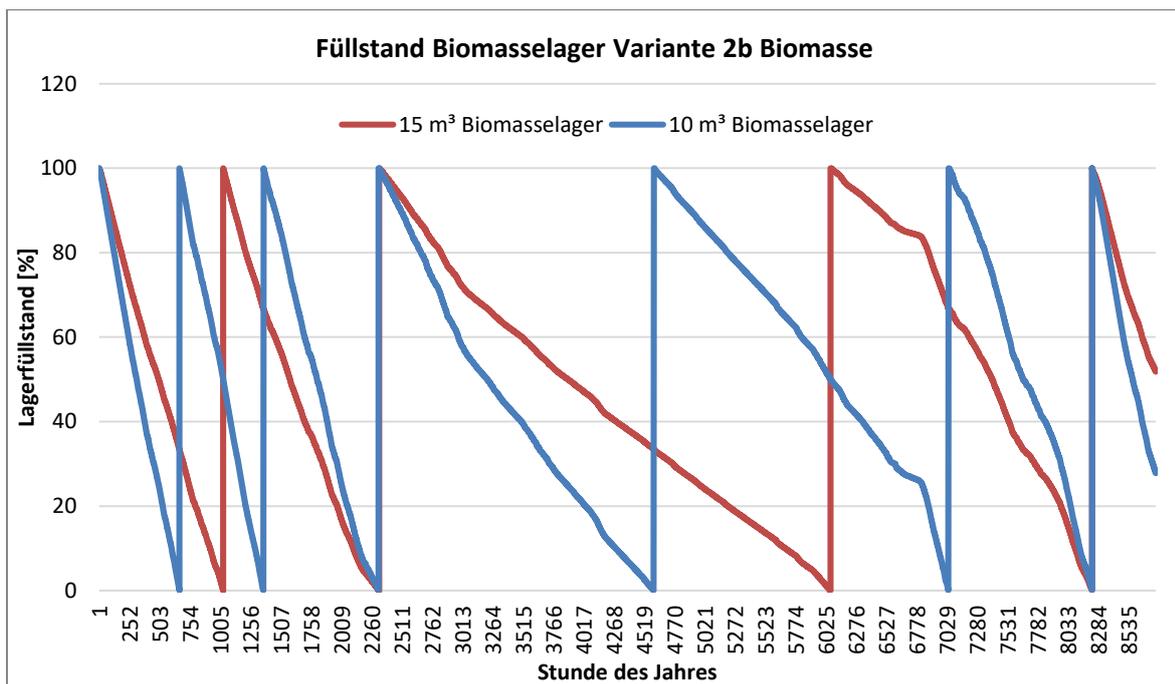


Abbildung 43: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 2b Biomasse

Aufgrund des deutlich höheren Biomassebedarfs empfiehlt es sich, ein großes Biomasselager (mind. 15 m³) zu installieren. Der Flüssiggasverbrauch hingegen ist so gering, dass ein voller Tank über einen Betrieb von einem Jahr maximal auf 70 % (bei 1x 2,9t-Tank) fällt, womit pro Jahr weniger als eine halbe Füllung notwendig wäre. Hier könnte entsprechend ein kleinerer Tank eingesetzt werden.

5.1.4.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Für allgemeine Informationen zu den wirtschaftlichen Ergebnissen sei auf Kap. 5.1.1.2 hingewiesen. Nachfolgend die relevanten Daten und Zahlen für die Variante 2b BHKW.

Inhalt	Kosten [€]
Wärmeerzeuger (Kessel, Biomasseanlage)	
Energiezentrale, Kamin, Pumpen, Armaturen, Speicher, Isolierungen, Ventile	
Tiefbau Wärmetrasse	
Nahwärmerohre und Verteilleitungen	
Zentrale Regelungstechnik	
Übergabetechnik dezentral pro Gebäude	
Förderungen	
Sicherheitsaufschlag wg. Varianz (10 %)	
Summe	362.800

Tabelle 36: Investitionskostenaufstellung für Variante 1b BHKW

Die Besonderheit hierbei ist, dass die Übergabetechnik (ÜGT) initial vom Wärmenetzbetreiber gekauft und verbaut wird, über den Baukostenzuschuss dann aber an die Eigentümer verkauft wird, wodurch auch die Verantwortung für Wartung und Betrieb, sowie die dafür anfallenden Kosten auf die Eigentümer übergehen. Diese werden entsprechend nicht im Business-Case des Betreibers, sondern bei der Kostenberechnung der Endkunden eingepreist.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die angesetzten Betriebskosten. Diese wurden nach der allgemeingültigen VDI 2067 ermittelt und berücksichtigt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Wartung, Instandhaltung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Rückstellungen, Instandsetzung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Miete Flüssiggastank, ggf. Miete Energiezentrale	
Bedienung Anlagen für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Abrechnung Wärme	
Verwaltungsaufwand	
Messdienstleistung	
Summe	4.950

Tabelle 37: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 1b BHKW

Im Vergleich zur Variante 2a Biomasse ergeben sich nur marginal geringere Betriebskosten, obwohl die Wärmeabnahme deutlich sinkt, diese sind also in weiten Teilen gemäß VDI 2067 unabhängig des Betriebs.

Weiterhin entstehen Kosten für den Einkauf des oder der Primärenergieträger, diese werden als bedarfsgebundene Kosten deklariert und in folgender Tabelle dargestellt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Einkauf Primärenergieträger Flüssiggas und Biomasse	
Hilfsstrom Aggregate, Pumpen	
Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe	
Summe	9.600

Tabelle 38: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 1b BHKW

Für den Unterschied der bedarfsgebundenen Kosten für Jahr 1-8 und Jahr 9-20 wird auf Kap. 5.1.1.2 verwiesen.

Die Erlöse zeigt folgende Tabelle.

Inhalt	Erlöse [€/a]
Wärmeverkauf Arbeitspreis (8,4 ct/kWh netto)	
Wärmeverkauf Leistungspreis (65 €/kW netto)	
Messpreis (100 €/a/Abnehmer)	
Summe Jahr	29.600

Tabelle 39: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 1b BHKW

Neben den laufenden Erlösen werden standardmäßig für den Anschluss an das Wärmenetz Baukostenzuschüsse erhoben, die sich negativ auf die Investitionskosten auswirken (im Sinne der Berechnung der Gesamtkapitalrendite für den Betreiber, da der BKZ als Einnahme/Erlöse gewertet wird). Insgesamt ergibt sich ein BKZ von 212.000 € (12.000 € pro EFH/DHH, 20.000 € für MFH).

Somit ergibt sich folgender Cash-Flow und Barwertverlauf für Variante 2b Biomasse über 20 Jahre.

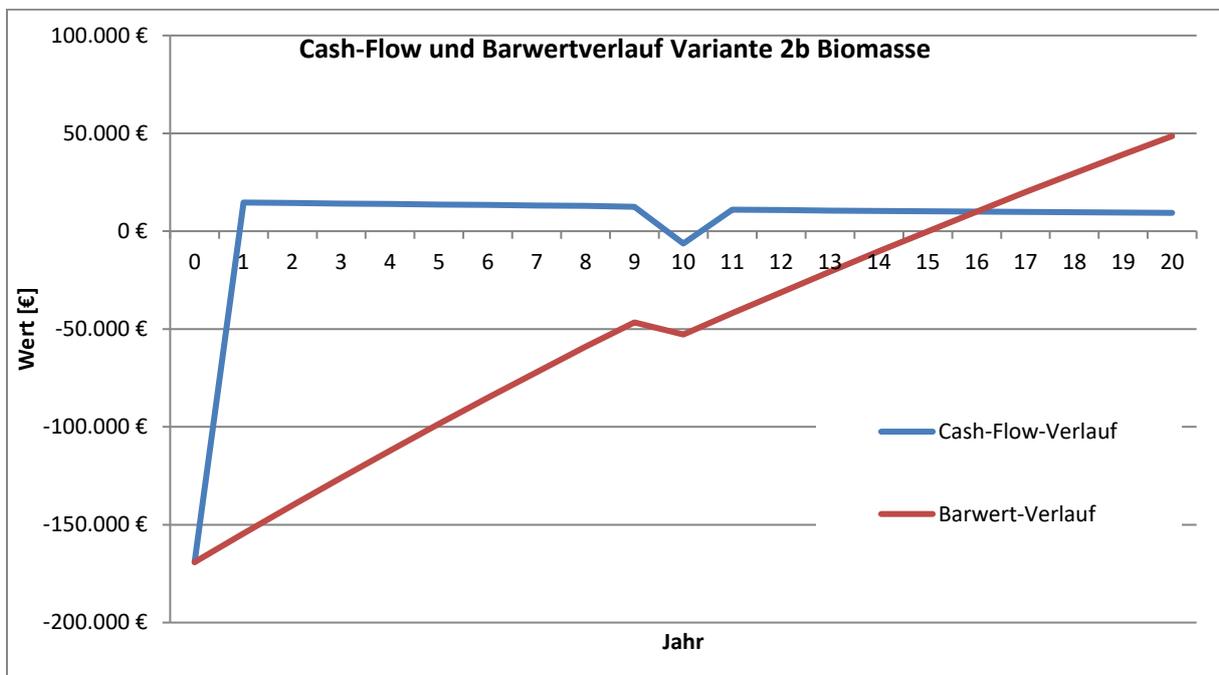


Abbildung 44: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 2b Biomasse

Es zeigt sich also, dass bei den gegebenen Rahmenbedingungen (Kosten und Erlöse) über eine Laufzeit von 20 Jahren eine verhältnismäßig frühe Reinvestition stattfindet, was darauf hindeutet, dass das

Konzept wirtschaftlich langfristig betrieben werden kann. Der Business-Case stellt sich nochmals besser dar, als für Variante 2a Biomasse und somit auch besser als für die Varianten 1a und 1b, was insb. auf die geringeren Investitionskosten für die Erschließung des Einzelhandelsgebäudes mit einem Wärmenetz und den Wegfall der KWK-Anlage zurückzuführen ist. Die Wärmebelegungsichte ist im reinen Wohnbereich (Westen des Geltungsbereichs) etwas höher, was dazu führt, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen besser ausfallen.

Für den Endkunden ergibt sich aus dem Preismodell ein Vollkostenwärmepreis von $16,13 \frac{ct}{kWh}$ netto bzw. $19,19 \frac{ct}{kWh}$ brutto. Es wird hier beispielhaft nur der Wärmepreis eines EFH mit 150 m^2 und 10.700 kWh Abnahme pro Jahr aufgezeigt. Auf die angesetzte Wohnfläche beträgt der Kostenfaktor $11,45 \frac{\text{€}}{\text{m}^2 \cdot a}$ netto ($13,63 \frac{\text{€}}{\text{m}^2 \cdot a}$ brutto), was zu monatlichen Kosten von unter 1 € pro m^2 führt (netto) und somit durchaus konkurrenzfähig zu anderen Versorgungskonzepten ist. Die Vollkosten sind für alle zentralen Varianten gleich, da dasselbe Preismodell für die zentralen Konzepte angesetzt wurde.

5.1.2.3 Fazit Variante 2b Biomasse

Eine technische Umsetzung der Variante ist problemlos möglich. Durch den gemischten Einsatz von Flüssiggas (nur Spitzenlast, sehr wenig) und Biomasse (95% Anteil) lässt sich ein sehr hoher erneuerbarer Wärmeanteil mit einem sehr guten Primärenergiefaktor erreichen. Durch den Einsatz fossiler Energieträger ergibt sich dennoch eine gewisse, wenn auch im Vergleich sehr geringe Emission. Durch den Ausschluss des Einzelhandelsgebäudes und des BHKWs ergeben sich signifikant geringere Investitions- und Betriebskosten, die den verringerten Wärmebedarf überkompensieren, wodurch sich ein wirtschaftlicher Betrieb erreichen lässt. Die interne Gesamtkapitalverzinsung liegt bei knapp 6 % und ist als sehr attraktiv anzusehen.

5.2 Dezentrale Versorgungsvarianten

Eine zentrale Versorgung kann aus verschiedenen Gründen nicht umsetzbar sein. Dies kann die fehlende Wirtschaftlichkeit, ein fehlender Betreiber, nicht vorhandene Quellenpotentiale, fehlende Flächen im B-Plan für eine Energiezentrale, Vorgaben der Kommune oder eine Reihe weiterer Gründe sein. Im Fall der Gemeinde Waltenhofen liegt ein Hemmnis darin, dass für die zukünftigen Bauherren kein Bauzwang besteht. Dies kann letztlich dazu führen, dass einige Grundstücke erst in mehreren Jahren bebaut und folglich auch an die zentrale Versorgung angeschlossen werden können. Dies hat signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Konzepte, da derzeit angenommen wird, dass 100 % der Abnahme im ersten Betriebsjahr vorliegt. Um Alternativen zu den bereits beschriebenen zentralen Varianten aufzuzeigen, wurden zusätzlich zwei dezentrale Konzepte (Versorgung mit Erzeugung pro Gebäude/Grundstück) erarbeitet und berechnet. Dies ist einerseits die Versorgung mit einer Wärmepumpe und Quelle Erdwärmesonde, andererseits die klassische Versorgung mit einer Luft/Wasser-Wärmepumpe. Der Fokus der dezentralen Untersuchungen liegt hierbei auf den EFH bzw. DHH. Es ist zu erwarten, dass der Supermarkt mit einem eigenen Konzept aufwartet, und das MFH eine deutlich höhere Varianz bzgl. Anzahl Wohneinheiten, Größe, Verbrauch etc. aufweist, als klassische Einzelgebäude. Die nachfolgenden Kapitel geben einen Überblick über die Berechnungen und Ergebnisse der dezentralen Varianten, welche auch gleichzeitig als Vergleich zum Nahwärmenetz dienen.

5.2.1 Wärmepumpe mit Erdwärmesonde pro Gebäude

Nachfolgend dargestellt die wichtigsten Rahmenbedingungen zur untersuchten Variante 3 Wärmepumpe mit Erdwärmesonde.

Versorgungsart	Wärmepumpe mit Erdwärmesonde
Quellen	Erdwärme
Primärenergieträger	Umweltwärme, Strom
Vorlauftemperatur	NT 45 °C
Erzeugungsleistung	Je nach Gebäude
Abnehmer	Eigenes Gebäude

Tabelle 40: Rahmenbedingungen Variante 3

5.2.1.1 Technische Auslegung

Die nachfolgende Abbildung zeigt schematisch das Versorgungskonzept der Variante 3. Neben den Sparten Wasser und Strom als Grundversorgung wird kein zusätzlicher Anschluss an eine öffentliche energetische Infrastruktur benötigt. Die Quellwärme (Verdampfer der Wärmepumpe) wird über eine Erdwärmesonde mit einer gewissen Tiefe (abhängig vom Untergrund, der Heizlast des Gebäudes, der Wärmepumpe etc.) bereitgestellt. Dabei durchströmt eine Sole den Primärkreislauf der Wärmepumpe, und nimmt während des Transports durch die Erdwärmesonde Energie in Form einer geringen Temperaturerhöhung der Sondenflüssigkeit auf. Die Sonde wird an der Oberfläche z.B. mit einer Temperatur von ca. 7 °C durchströmt, durch die Temperaturen von 10 °C und mehr unterhalb der Erdoberfläche erhöht sich auch die Soletemperatur. Diese beträgt nach Durchfließen der Sonde ca. 10 °C und kann in der Wärmepumpe zur Heizwärmebereitstellung verwendet werden. Die Wärmepumpe erzeugt mithilfe der relativ hohen Soletemperatur und zusätzlich Strom (von einer eigenen PV-Anlage oder dem Stromnetz) Wärme auf Temperaturniveaus bis zu 60 °C. Theoretisch sind für reine Heizwärmebereitstellung auch Temperaturen um 35 °C bis 40 °C ausreichend. Die Wärme wird dann in einem Puffer

zwischengespeichert und kann zur Bereitstellung der Heizwärme oder des warmen Brauchwassers genutzt werden. Durch den Pufferspeicher entsteht zusätzlich eine Entkopplung zwischen Erzeugung und Bedarf, wodurch z.B. tagsüber bei PV-Erzeugung Wärme erzeugt und abends bei Bedarf wieder abgegeben werden kann. Die Warmwassererzeugung geschieht in Abhängigkeit der eingestellten Temperaturen (Vorlauf Wärmepumpe) mithilfe einer Frischwasserstation im Durchlaufprinzip oder durch eine elektrische Nachheizung bzw. einen Heizstab. Klassischerweise können auch Boiler oder dezentrale Durchlauferhitzer eingesetzt werden.

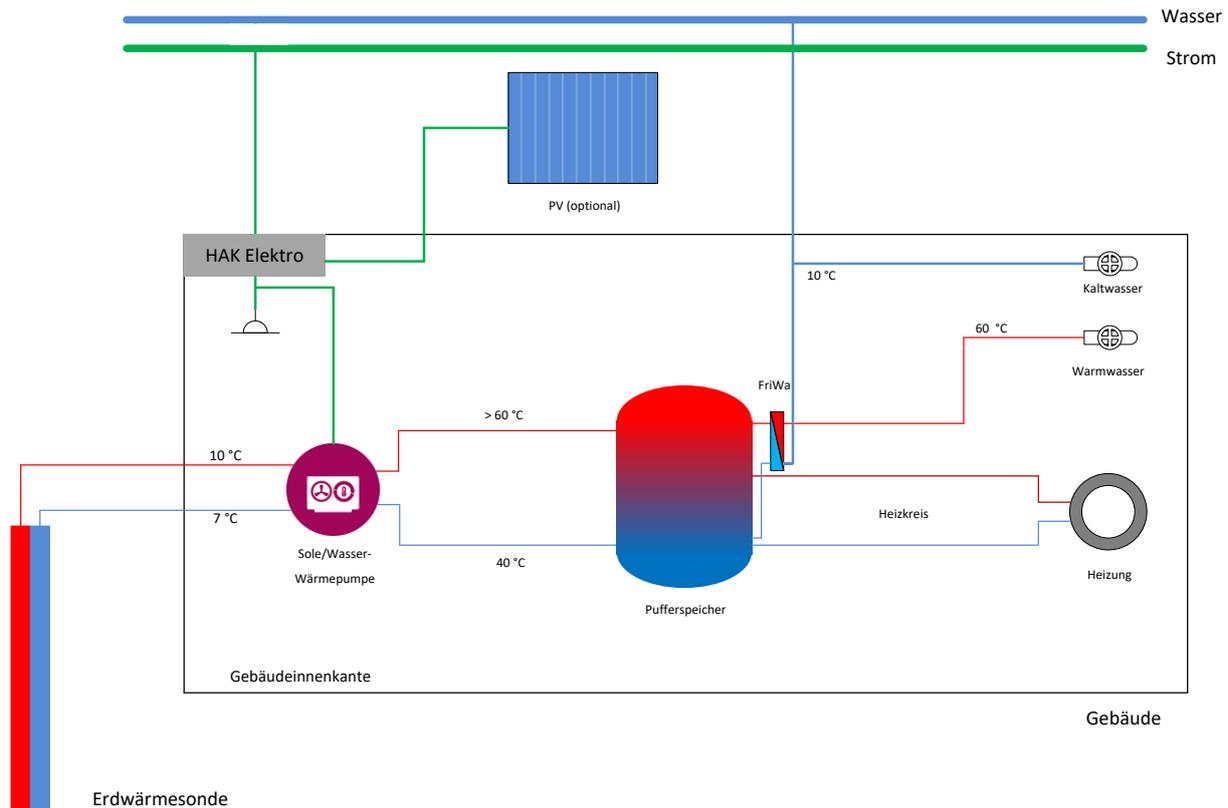


Abbildung 45: Schema Versorgung Wärmepumpe mit Erdwärme Variante 3

Die Grundlagen zur Auslegung einer Erdwärmesonde und welche Sondentiefen unter den getroffenen Annahmen für die jeweiligen Gebäude anzusetzen sind, können in Kap. 4.5.2 nachgelesen werden. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass ausreichend Erdwärme für den Betrieb der Wärmepumpen ganzjährig zur Verfügung steht.

Für ein klassisches EFH mit einer Heizlast von rund 8 kW ergibt sich nachfolgende Betriebsweise der Wärmepumpe, dargestellt in einer geordneten Dauerlinie.

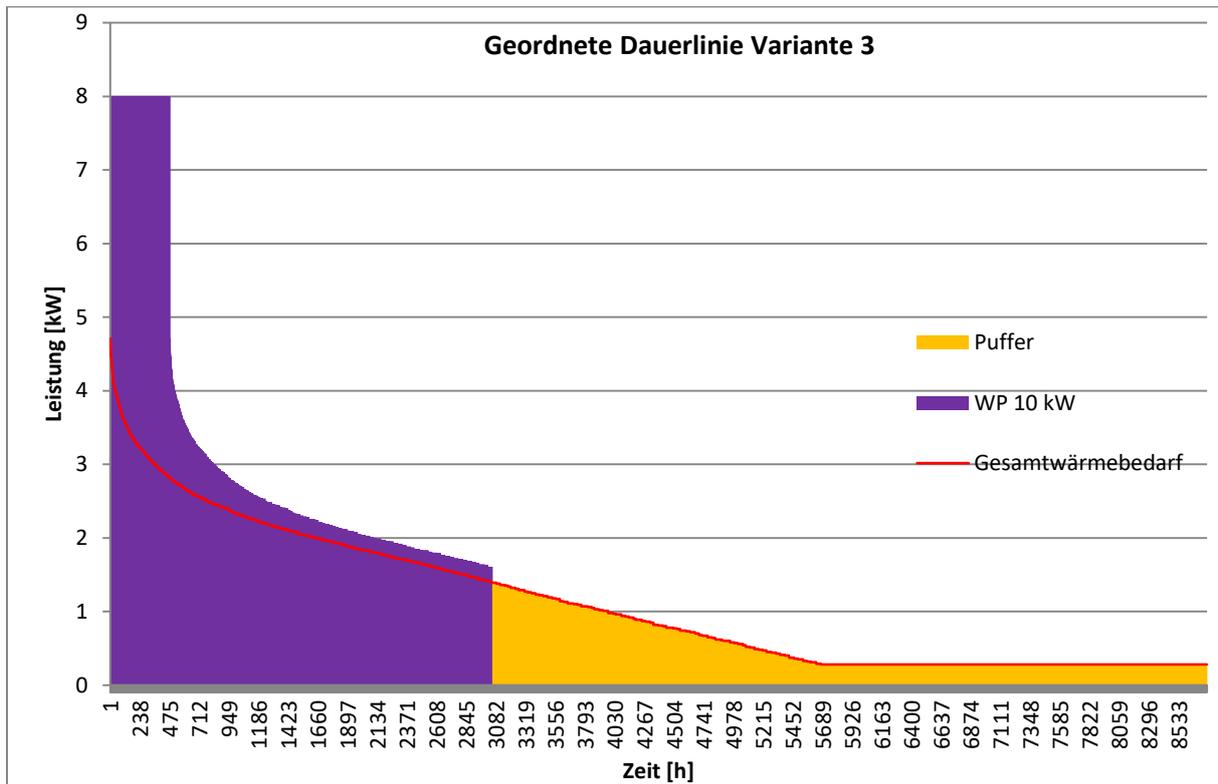


Abbildung 46: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 3

Es ist zu sehen, dass durch die Auslegung der Wärmepumpe insb. die geringen Wärmebedarfe in den Übergangszeiten und im Sommer (primär Brauchwasser) nicht direkt von der Wärmepumpe gedeckt, sondern immer über den Puffer bereitgestellt werden müssen.

Prio		Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Betriebsstunden [h]
1	Wärmepumpe	9.801	100,00	1.225	Strom	2.450	3.052
	Pufferspeicher	3.367					
	Summen	9.801				2.450	

Tabelle 41: Energetische Simulationsergebnisse Variante 3

Es ergeben sich folgende Rahmendaten:

- Anteil erneuerbarer Wärme: 100 % (Annahme Ökostrombezug)
- Strombedarf Wärmepumpe EFH: $2.450 \frac{kWh}{a}$
- Primärenergiefaktor: 0,45
- CO_2 -Emissionen Gesamtareal: 0,0 t p.a. (Annahme Ökostrombezug)

Unter Annahme des Ökostrombezugs für die Wärmepumpe lässt sich ein CO_2 -neutrales Konzept mit einem guten PEF und maximalem Anteil erneuerbarer Wärme umsetzen.

5.2.1.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Für allgemeine Informationen zu den wirtschaftlichen Ergebnissen sei auf Kap. 5.1.1.2 hingewiesen. Nachfolgend die relevanten Daten und Zahlen für die Variante 3.

Inhalt	Kosten [€]
Wärmeerzeuger (Wärmepumpe)	
Sondenbohrung	
Pufferspeicher	
Sonstige Peripherie	
Regelungstechnik	
Förderungen	
Summe	18.400

Tabelle 42: Investitionskostenaufstellung für Variante 3 für ein EFH

Aufgrund der aktuellen Förderlandschaft in Deutschland und insb. der Förderprogramm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) können bis zu 35 % der ansetzbaren Investitionskosten inkl. Kosten für die Sondenbohrung, Montage, Planung etc. gefördert werden. Damit lassen sich praktisch gesehen Fördergelder in Höhe der Kosten für die Sonde beantragen. Dafür muss die Anlagenauslegung jedoch professionell und korrekt durchgeführt werden, um die Vorgaben des Bafa (JAZ größer 4,5) auch erreichen zu können.

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die angesetzten Betriebskosten. Diese wurden nach der allgemeingültigen VDI 2067 ermittelt und berücksichtigt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Wartung, Instandhaltung im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Rückstellungen, Instandsetzung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Summe	605

Tabelle 43: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 3 für ein EFH

Die Betriebskosten liegen nach VDI 2067 mit rund 600 € pro Jahr verhältnismäßig hoch für ein einzelnes Gebäude. Dabei berücksichtigt sind Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Wärmepumpe und die Sondenanlage. Da jeder Bauherr voraussichtlich einen eigenen Heizungsbauer haben wird, lassen sich keine Skaleneffekte nutzen (Wartung mehrerer Anlagen mit einer einzigen Anfahrt, höhere Auslastung etc.)

Weiterhin entstehen Kosten für den Einkauf des oder der Primärenergieträger, diese werden als bedarfsgebundene Kosten deklariert und in folgender Tabelle dargestellt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Einkauf Primärenergieträger Strom	
Hilfsstrom Aggregate, Pumpen	
Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe	
Summe	514

Tabelle 44: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 3

Da keine Wärme an Dritte verkauft wird entstehen auch keine Erlöse, die eine Wirtschaftlichkeit des Systems vorgeben könnten. Jedoch lassen sich mit den angesetzten Kosten die Vollkostenwärmepreise des Gesamtsystems bestimmen und mit den Kosten für andere Konzepte ins Verhältnis setzen. Der Vollkostenwärmepreis der Versorgung mit einer Wärmepumpe mit Quelle Erdwärmesonde liegt bei

brutto $8,8 \frac{\text{€}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$, bezogen auf die beheizte Wohnfläche. Dies bedeutet Kosten von deutlich weniger als $1 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ pro Monat.

5.2.1.3 Fazit Variante 3 Wärmepumpe mit Erdwärmesonde

Technisch gesehen bietet eine Erdwärmesonde eine gute Möglichkeit, eine hocheffiziente und nachhaltige Wärmeversorgung darzustellen. Bei Einsatz von Ökostrom (zumindest für die Wärmepumpen) sind erneuerbare Anteile von 100 % möglich. Eine Kopplung mit Eigenstromerzeugung durch PV ist ebenfalls möglich, um den Strombezug noch weiter zu verringern. Der PEF stellt sich mit 0,45 hervorragend dar. Die Emissionen für die Wärmeversorgung liegen bei Einsatz von Ökostrom bei 0. Im Vergleich zu den Vollkostenwärmepreisen der zentralen Varianten stellt sich die Variante 3 aufgrund der hohen privaten Förderungen von 35 % auf das Gesamtsystem als hochattraktiv heraus. Weiterhin ergibt sich keine Abhängigkeit von einem Betreiber, sowie keine Wechselwirkung zwischen der Bauzeit und der Wirtschaftlichkeit der Versorgung. Zu beachten ist hier klar, dass der Untergrund heterogen sein kann und sich ggf. auch nicht für alle Bauherren dieselben guten Voraussetzungen für den Erdwärmeeinsatz ergeben. Dies ist durch Probebohrungen und Tests im Vorfeld abzuklären.

5.2.2 Luft/Wasser-Wärmepumpe pro Gebäude

Nachfolgend dargestellt die wichtigsten Rahmenbedingungen zur untersuchten Variante 4 Luft/Wasser-Wärmepumpe.

Versorgungsart	Luft/Wasser-Wärmepumpe
Quellen	Luft
Primärenergieträger	Umweltwärme, Strom
Vorlauftemperatur	NT 45 °C
Erzeugungsleistung	Je nach Gebäude
Abnehmer	Eigenes Gebäude

Tabelle 45: Rahmenbedingungen Variante 4

5.2.2.1 Technische Auslegung

Die nachfolgende Abbildung zeigt schematisch das Versorgungskonzept der Variante 4. Neben den Sparten Wasser und Strom als Grundversorgung wird kein zusätzlicher Anschluss an eine öffentliche energetische Infrastruktur benötigt. Die Quellwärme (Verdampfer der Wärmepumpe) wird über die Außenluft bereitgestellt. Eine Quellenerschließung bei der Erdwärmesonde ist nicht notwendig, wodurch Investitionskosten gespart werden können. Die Außentemperatur ist stark jahreszeitabhängig, weshalb auch, anders als bei der Erdwärmepumpenanlage keine konstante Vorlauftemperatur auf der Primärseite der Wärmepumpe bereitgestellt werden kann. Dies wiederum hat Auswirkungen auf die Effizienz und die JAZ der Wärmepumpe. Wärmepumpen mit Quelle Luft benötigen aufgrund der schlechteren Effizienz in der Regel mehr Strom, was zwar Investitionskosten spart, aber im Betrieb zu höheren Kosten führt. Insbesondere wird dies dadurch verstärkt, dass die Quelle Luft die geringsten Temperaturen liefert, wenn der Heizwärmebedarf maximal ist. Die Effizienz ist also insb. an kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf naturgemäß schlechter, als an wärmeren Tagen. Da Luft/Wasserwärmepumpen in der Regel (aufgrund der schwankenden und teils geringen primärseitigen Quelltemperaturen) geringere Vorlauftemperaturen bereitstellen, haben diese meist eine Nacherhitzung (in Form eines einfachen Heizstabs) integriert, um den Wärmebedarf sicher zu jeder Zeit decken zu können. Die

erzeugte Wärme wird dabei wiederum in einem Puffer gespeichert und kann bei Bedarf abgegeben werden. Die Kopplung mit einer Eigenerzeugung ist analog zu Variante 3. Neben dem integrierten Heizstab in einer Wärmepumpe, kann auch im Puffer ein zusätzlicher Heizstab zur Nachheizung oder Brauchwassererzeugung integriert werden.

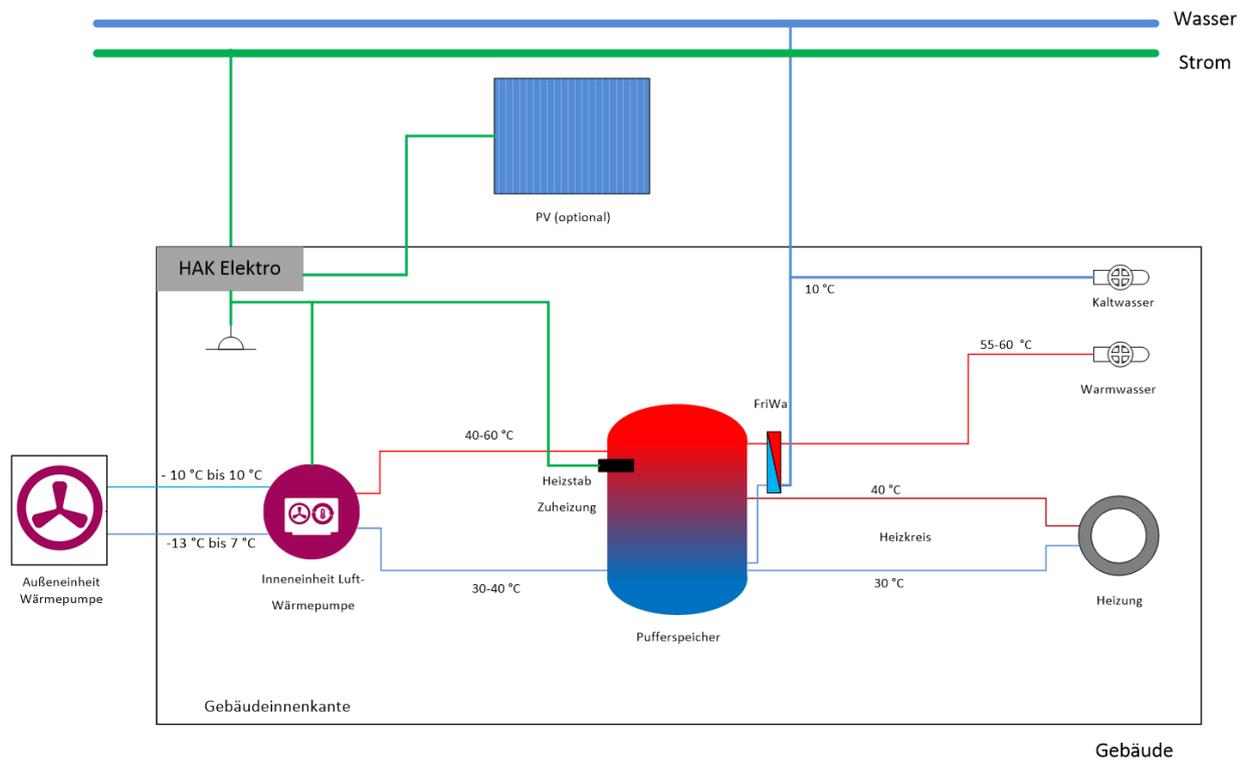


Abbildung 47: Schema Versorgung Wärmepumpe mit Erdwärme Variante 4

Da die Temperaturen der Außenluft sehr gering sein können, muss der Luftumsatz (Volumen) entsprechend hoch sein, um die benötigten Leistungen bereitstellen zu können. Die Quelle wird der Primärseite (Verdampfer) der Wärmepumpe durch eine Außeneinheit zugeführt. Durch die großen Luftströme können hierbei Geräuschemissionen entstehen, die von benachbarten Bewohnern als störend empfunden werden können. In den letzten Jahren haben sich die Technologien stetig weiterentwickelt, sodass es hier in der Regel nicht zu Problemen kommen sollte, dennoch ist dieser Punkt auch aus psychologischen Gegebenheiten heraus nicht zu unterschätzen.

Für ein klassisches EFH mit einer Heizlast von rund 8 kW ergibt sich nachfolgende Betriebsweise der Wärmepumpe, dargestellt in einer geordneten Dauerlinie.

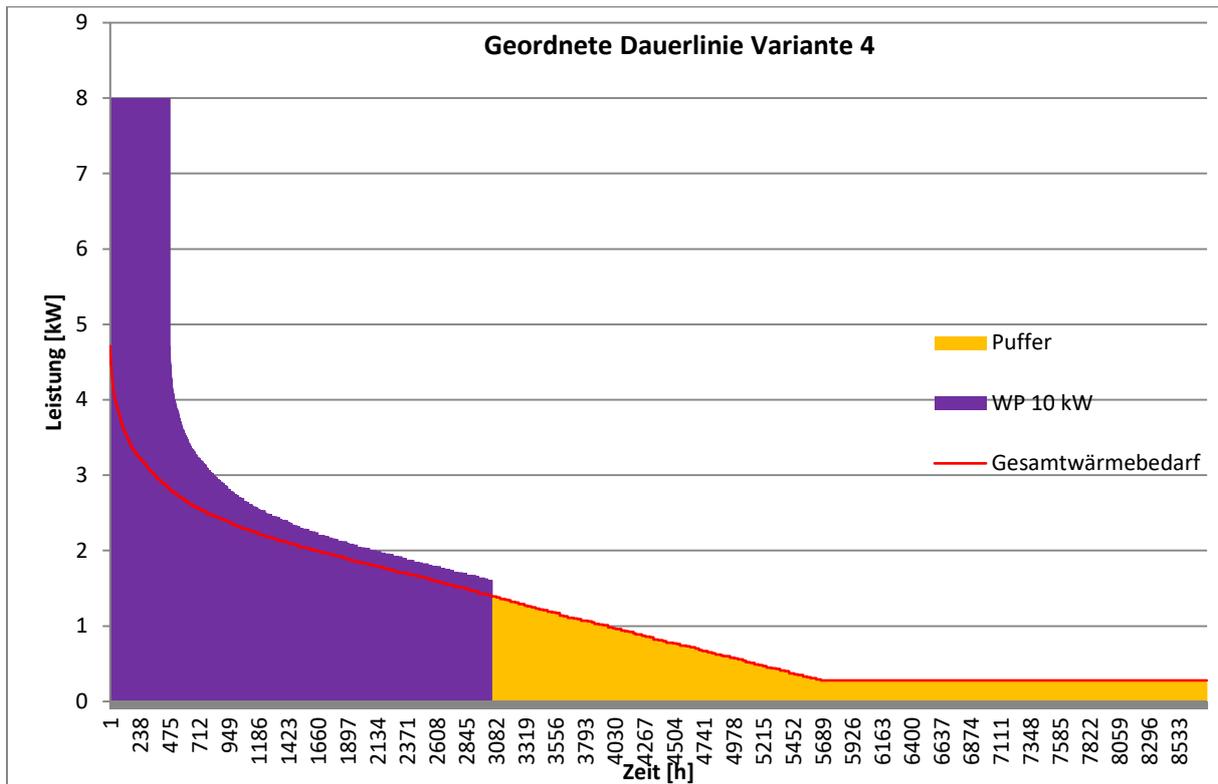


Abbildung 48: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 4

Es ist zu sehen, dass durch die Auslegung der Wärmepumpe insb. die geringen Wärmebedarfe in den Übergangszeiten und im Sommer (primär Brauchwasser) nicht direkt von der Wärmepumpe gedeckt, sondern immer über den Puffer bereitgestellt werden müssen. Der jahreszeitliche Verlauf deckt sich sehr gut mit dem einer Erdwärmepumpe, die Luft/Wasser-Wärmepumpe benötigt jedoch signifikant mehr Strom für den Betrieb. Anstatt $2.450 \frac{kWh}{a}$ beläuft sich der Bedarf auf rund $3.300 \frac{kWh}{a}$.

Prio	Erzeugte Wärme [kWh]	Anteile [%]	Volllaststunden [h]	Brennstoff	Brennstoffeinsatz [kWh]	Betriebsstunden [h]	
1	Wärmepumpe	9.801	100,00	1.225	Strom	3.267	3.052
	Pufferspeicher	3.367					
	Summen	9.801				3.267	

Tabelle 46: Energetische Simulationsergebnisse Variante 4

Es ergeben sich folgende Rahmendaten:

- Anteil erneuerbarer Wärme: 100 % (Annahme Ökostrombezug)
- Strombedarf Wärmepumpe EFH: $3.267 \frac{kWh}{a}$
- Primärenergiefaktor: 0,60
- CO_2 -Emissionen Gesamtareal: 0,0 t p.a. (Annahme Ökostrombezug)

Unter Annahme des Ökostrombezugs für die Wärmepumpe lässt sich ein CO_2 -neutrales Konzept mit maximalem Anteil erneuerbarer Wärme umsetzen. Der PEF liegt mit 0,6 jedoch deutlich schlechter und kann zusätzliche Kosten bei der Dämmung zur Folge haben, wenn z.B. ein KfW-Kredit für ein Effizienzhaus 55 genutzt werden soll. Dies ist bei der Wahl eines Konzepts entsprechend zu berücksichtigen.

5.2.2.2 Wirtschaftliche Ergebnisse

Für allgemeine Informationen zu den wirtschaftlichen Ergebnissen sei auf Kap. 5.1.1.2 hingewiesen. Nachfolgend die relevanten Daten und Zahlen für die Variante 3.

Inhalt	Kosten [€]
Wärmeerzeuger (Wärmepumpe)	
Außeneinheit mit Anschluss und Installation	
Pufferspeicher	
Sonstige Peripherie	
Regelungstechnik	
Summe	17.100

Tabelle 47: Investitionskostenaufstellung für Variante 3 für ein EFH

Aufgrund der Vorgaben des Bafa für die Förderung „Heizen mit erneuerbaren Energien“ einer JAZ von 4,5 für alle Wärmepumpen (auch Luft/Wasser-Wärmepumpen) ist davon auszugehen, dass die Förderung für die Variante 4 nicht möglich ist, da die die JAZ nicht erreichbar scheint. Demnach ergibt sich keine Fördermöglichkeit und vergleichbar hohe Kosten, obwohl eine Sondenbohrung oder sonstige Quellenerschließung nicht notwendig ist (Kosten Erdwärmepumpe ca. 18.400 € inkl. Förderung).

Nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die angesetzten Betriebskosten. Diese wurden nach der allgemeingültigen VDI 2067 ermittelt und berücksichtigt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Wartung, Instandhaltung im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Rückstellungen, Instandsetzung für im Eigentum befindliche Anlagentechnik	
Summe	600

Tabelle 48: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 4 für ein EFH

Die Betriebskosten liegen nach VDI 2067 mit rund 600 € pro Jahr verhältnismäßig hoch für ein einzelnes Gebäude. Dabei berücksichtigt sind Wartungs- und Instandhaltungskosten für die Wärmepumpe und die Außeneinheit, sowie alle weiteren Peripheriekomponenten. Da jeder Bauherr voraussichtlich einen eigenen Heizungsbauer haben wird, lassen sich keine Skaleneffekte nutzen (Wartung mehrerer Anlagen mit einer einzigen Anfahrt, höhere Auslastung etc.)

Weiterhin entstehen Kosten für den Einkauf des oder der Primärenergieträger, diese werden als bedarfsgebundene Kosten deklariert und in folgender Tabelle dargestellt.

Inhalt	Kosten [€/a]
Einkauf Primärenergieträger Strom	
Hilfsstrom Aggregate, Pumpen	
Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe	
Summe	771

Tabelle 49: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 4

Die bedarfsgebundenen Kosten belaufen sich auf rund $770 \frac{\text{€}}{\text{a}}$ und liegen deutlich über den Kosten der Erdwärmesondenanlage ($514 \frac{\text{€}}{\text{a}}$).

Da keine Wärme an Dritte verkauft wird entstehen auch keiner Erlöse, die eine Wirtschaftlichkeit des Systems vorgeben könnten. Jedoch lassen sich mit den angesetzten Kosten die Vollkostenwärmepreise des Gesamtsystems bestimmen und mit den Kosten für andere Konzepte ins Verhältnis setzen. Der Vollkostenwärmepreis der Versorgung mit einer Wärmepumpe mit Quelle Erdwärmesonde liegt bei brutto $10,8 \frac{\text{€}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$, bezogen auf die beheizte Wohnfläche (Erdwärmesonde $8,8 \frac{\text{€}}{\text{m}^2 \cdot \text{a}}$). Dies bedeutet Kosten von weniger als $1 \frac{\text{€}}{\text{m}^2}$ pro Monat.

5.2.2.3 Fazit Variante 4 Luft/Wasser-Wärmepumpe

Luft/Wasser-Wärmepumpen sind heutzutage im Neubau weit verbreitet. Sie bieten eine investitions-kosten sparende Möglichkeit zur Wärmeversorgung und lassen sich mit Ökostrom emissionsneutral und 100 %erneuerbar betreiben. Durch die geringere Effizienz im Vergleich zu Variante 3 ergeben sich jedoch jährlich höhere bedarfsgebundene Kosten. Die Betriebskosten für beide Varianten sind ähnlich hoch. Eine Kopplung mit Eigenstromerzeugung durch PV ist ebenfalls möglich, um den Strombezug zu verringern. Der PEF stellt sich mit 0,60 deutlich schlechter dar und liegt sogar höher, als für die zentralen Varianten, welche durch den Einsatz der KWK-Anlage und Biomasse gute Werte erzielen. Das Potential der Lärmbelastung, was ein potentiell Konfliktisrisiko darstellen kann, sollte berücksichtigt werden, wenn auch klar zu betonen ist, dass die Technologie heutzutage entsprechend weit entwickelt ist und die Anlagen alle vorgegeben Grenzwerte zur Lärmbelastung deutlich unterschreiten, sowie von den meisten Menschen nicht als störend empfunden werden. Im Vergleich zu den Vollkostenwärmepreisen der zentralen Varianten stellt sich die Variante 4 aufgrund der geringen Investitionskosten als attraktiv heraus. Weiterhin ergibt sich keine Abhängigkeit von einem Betreiber, sowie keine Wechselwirkung zwischen der Bauzeit und der Wirtschaftlichkeit der Versorgung.

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse aller Varianten

Auf Basis der in Kap. 5 dargestellten Ergebnisse werden nachfolgend nochmals alle Werte direkt gegenübergestellt.

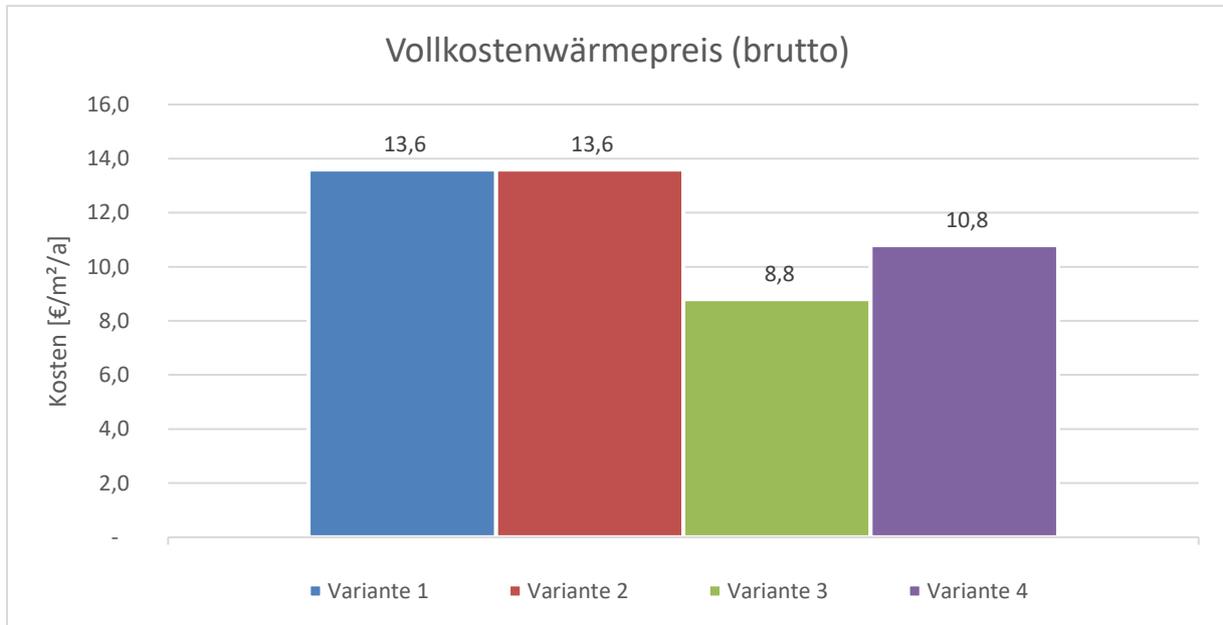


Abbildung 49: Vergleich der Vollkostenwärmepreise aller Varianten

Da die zentralen Varianten alle mit demselben Preismodell berechnet wurden, ergeben sich auch dieselben Vollkostenwärmepreise. Diese liegen etwas höher als für die dezentralen Vergleichskonzepte.

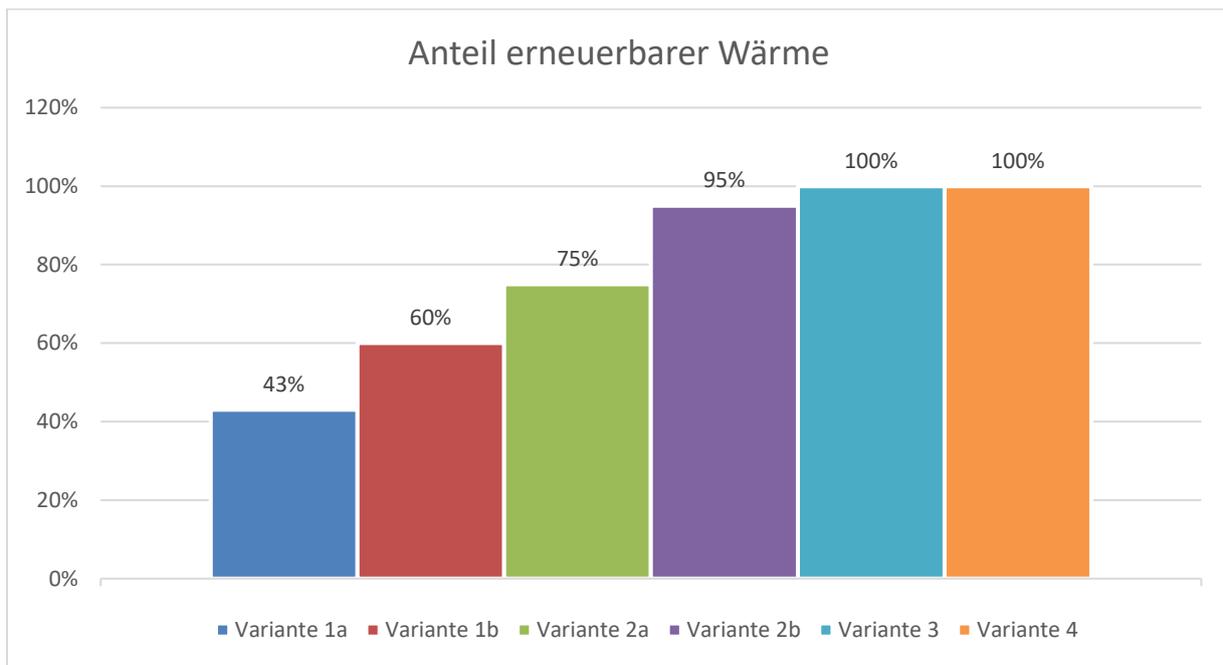


Abbildung 50: Vergleich der Anteile erneuerbarer Wärme für alle Varianten

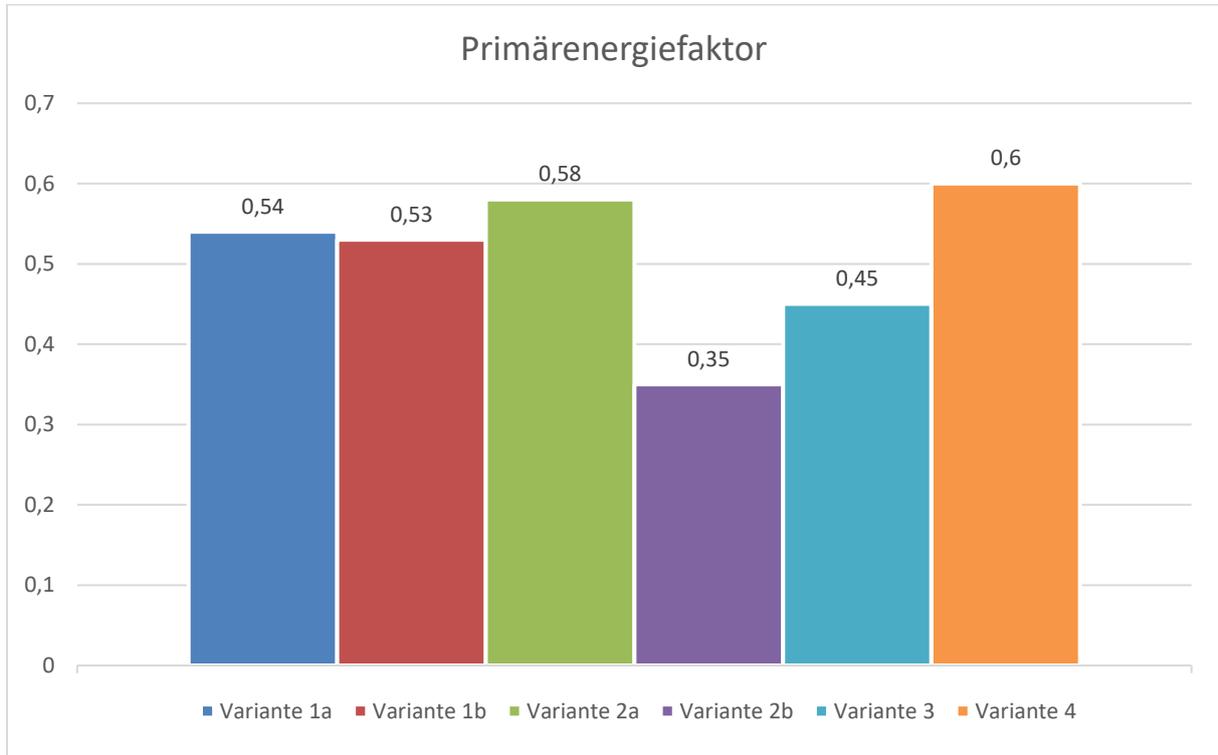


Abbildung 51: Vergleich der Primärenergiefaktoren aller Varianten

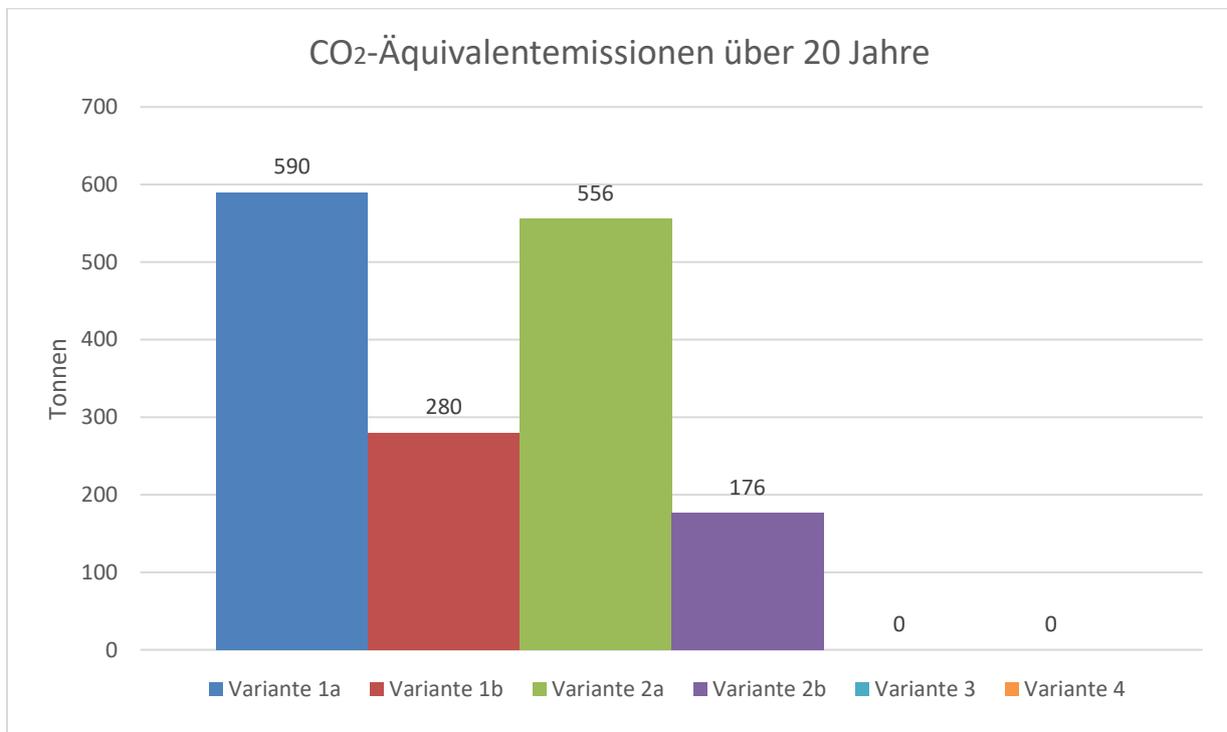


Abbildung 52: Vergleich der kumulierten Emissionen im Gesamtgebiet aller Varianten über 20 Jahre

5.4 Empfehlung einer Versorgungsvariante

Auf Basis der Ausführungen und Berechnungen ergeben sich zwei Variantenempfehlungen, einerseits für eine zentrale und eine dezentrale Variante.

Geht die Tendenz der Kommune in Richtung einer zentralen Versorgung, so ist Variante 2b Biomasse zu empfehlen. Der Ausschluss des Supermarktgebäudes spart einerseits Kosten für die Wärmenetzverlegung und andererseits ergeben sich von allen zentralen Varianten die besten ökologischen Kennwerte. Einige weitere Vorteile zeigt die nachfolgende Liste:

- Geringe CO₂-Emissionen
- Geringer Primärenergiefaktor
- Marktüblicher Vollkostenwärmepreis
- Langfristig wirtschaftlicher Betrieb möglich (Contracting)
- Energiezentrale notwendig (kann auch z.B. als Erweiterung oder Teil der Tiefgarage im MFH integriert werden, dann wäre kein zusätzliches Gebäude notwendig)
- Hohe Platzersparnis in den einzelnen Gebäuden (keine dezentrale Wärmetechnik notwendig)

Nachteilig ist klar die Abhängigkeit eines zentralen Betreibers, die höheren Vollkosten als für eine dezentrale Variante, sowie die starke Abhängigkeit des Gesamtkonzepts von der Entwicklung des Baugebiets und der späteren Ausführungen der Neubauten. Sollte die Abnahme abweichen (aufgrund hoher Gebäudeenergiestandards) ist mit einer Verschlechterung der ökonomischen Ergebnisse zu rechnen, wodurch im worst-case eine Wirtschaftlichkeit nicht mehr gegeben sein kann.

Als dezentrale Empfehlung ergibt sich die Umsetzung von Erdwärmesonden mit Wärmepumpen pro Gebäude. Die Voraussetzungen werden nach aktuellem Informationsstand als gut eingeschätzt, und durch die derzeitige Förderlandschaft ergeben sich trotz Sondenbohrung verhältnismäßig geringe Investitionskosten. Weitere Vorteile sind:

- Geringer Primärenergiefaktor
- Keine CO₂-Emissionen (Nutzung Ökostrom für WP)
- Niedriger Vollkostenwärmepreis
- Verbesserung durch Kombination mit PV möglich
- Geringer Verwaltungs- und Abstimmungsaufwand
- Geringer Planungsaufwand Bauherren
- hohe Flexibilität der Bauherren (Anlagentechnik, Nutzung nicht zwingend)
- Kühlung möglich
- Energiezentrale und Netz wird nicht benötigt

Nachteilig hierbei ist, dass trotz Förderung ein höherer initialer Aufwand entsteht. Bei falscher Anlagenauslegung und Konfiguration können deutlich schlechtere Ergebnisse entstehen. Weiterhin ist zu beachten, dass die ermittelten und zur Berechnung verwendeten Grundlagen noch nicht validiert sind und sich bei einer Probebohrung anders darstellen können (geringere Entzugsleistung etc.).

6. Umsetzbarkeit

Das Thema Umsetzbarkeit bezieht sich im vorliegenden Fall insb. auf die rechtliche Umsetzbarkeit der verschiedenen Konzepte, sowie technische und sonstige Einflüsse seitens der Kommune oder der B-Plan-Gestaltung. Die Ausführungen zum regulatorischen Rahmen wurden bereits in Kap. 3.3 dargestellt.

6.1 Varianten 1a und 1b

Nachdem die Varianten 1a und 1b auf dieselbe Anlagentechnik (Biomasse, Flüssiggaskessel und BHKW) zurückgreifen und sich hier nur Unterschiede im Abnehmerprofil ergeben, werden diese zusammengefasst.

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Varianten 1a und 1b haben können. Es wird darauf hingewiesen, dass sich für die beiden Varianten eigentlich keine Hemmnisse ergeben sollten, die eine Umsetzung komplett verhindern könnten. Maximal könnte eine Optimierung der Anlagenauslegung (kleineres Biomasselager o.ä.) nötig werden. Die spätere Akzeptanz der Bauherren, sollte jedoch nicht außer Acht gelassen werden. Ebenfalls muss für das Konzept verhältnismäßig viel Fläche (Tanks und Biomasselager) bereitgestellt werden, zusätzlich zur eigentlichen EZ.

Einflussfaktor	Gegeben?
Möglichkeit der Errichtung einer Energiezentrale oder Integration in MFH	?
Möglichkeit der Errichtung von Schornsteinen am Gebäude	✓
Lagerfläche und Erreichbarkeit für Biomasselieferungen	✓
Möglichkeit der Errichtung eines oder zweier Flüssiggastanks im Außenbereich	?
Anschluss BHKW ans Stromnetz	✓
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG) für Bauherren gegeben	✓
Primärenergiefaktor akzeptabel	✓
Akzeptanz spätere Eigentümer	?
Möglichkeit der Leitungsverlegung entlang der Hauptstraße (nur Variante 1a)	?

Tabelle 50: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Varianten 1a und 1b

6.2 Varianten 2a und 2b

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Variante 2a und 2b haben können. Für die Varianten wird auf die Ausführungen in Kap. 6.1 verwiesen.

Einflussfaktor	Gegeben?
Möglichkeit der Errichtung einer Energiezentrale oder Integration in MFH	?
Möglichkeit der Errichtung von Schornsteinen am Gebäude	✓
Lagerfläche und Erreichbarkeit für Biomasselieferungen	✓
Möglichkeit der Errichtung eines oder zweier Flüssiggastanks im Außenbereich	?
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG) für Bauherren gegeben	✓
Primärenergiefaktor akzeptabel	✓
Akzeptanz spätere Eigentümer	?
Möglichkeit der Leitungsverlegung entlang der Hauptstraße (nur Variante 2a)	?

Tabelle 51: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Varianten 2a und 2b

6.3 Variante Wärmepumpe mit Erdwärmesonden

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Variante Wärmepumpe mit Erdwärmesonden haben können. Aus den Probebohrungen und den weiteren Abstimmungen mit dem WWA geht hervor, ob eine Umsetzung in der Form möglich ist. Eine finale Aussage dazu kann derzeit noch nicht getroffen werden. Das Konzept kann im worst-case durch die Entscheidungen zur Genehmigung und die Ergebnisse der Bohrungen komplett verhindert werden.

Einflussfaktor	Gegeben?
Verfügbarkeit Stromanschluss, Anschlussleistungen Netzbetreiber	✓
Möglichkeit der Errichtung Erdwärmesonden und ausreichende Leistungen	?
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG)	✓
Akzeptanz spätere Eigentümer	✓

Tabelle 52: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante *Erdwärme mit Erdwärmesonden*

6.4 Variante Luft/Wasser-Wärmepumpe

Nachfolgend eine Zusammenfassung möglicher Faktoren, die Einfluss auf die Variante Luft/Wasserwärmepumpe haben können.

Einflussfaktor	Gegeben?
Verfügbarkeit Stromanschluss, Anschlussleistungen Netzbetreiber	✓
Möglichkeit der Errichtung Außeneinheiten	?
Rechtlicher Rahmen(EnEV und EEWärmeG)	✓
Akzeptanz spätere Eigentümer	?

Tabelle 53: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante *Erdwärme mit Erdwärmesonden*

7. Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftliche Darstellung aller betrachteten Konzepte wurde bereits in Kapitel 5 behandelt. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird demnach auf die jeweiligen Abschnitte in Kapitel 5 verwiesen. Weiterhin wurden in diesem Zusammenhang die für die späteren Endkunden anfallenden Kosten für Betrieb, Wartung, Instandhaltung, Rückstellungen, sowie den Bezug der Primärenergieträger berechnet und dargestellt.

8. Primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung

Die primärenergetische und emissionstechnische Betrachtung wurde im Rahmen der Konzeptentwicklung in Kap. 5 durchgeführt und beschrieben. Für die Vorgehensweise wird auf das Arbeitsblatt der AGFW FW-309 [11] verwiesen. Es wurde hierbei die BHKW-Erzeugung gemäß Berechnungsvorschrift, sowie die Primärenergieeinsätze mit den jeweiligen Faktoren verrechnet. Als Abnahme wurden die realen Verbräuche der Gebäude ohne Netzverluste angesetzt.

9. Maßnahmenvorschläge

Ziel der Ausarbeitung des Energienutzungsplans ist die Definition konkreter Maßnahmen, die die Gemeinde Waltenhofen unternehmen kann, um die Weichen für die Entwicklung des Neubaugebiets *Oberdorf Hauptstraße* Richtung erneuerbarer, nachhaltiger, effizienter und fossilfreier Versorgung zu stellen.

Konkrete Maßnahmenvorschläge sollen im Folgenden umrissen werden.

Grundsätzlich können in bestimmten Fällen im Rahmen des Bebauungsplans Vorgaben gemacht werden, die zwar eine gewisse energetische Versorgung bzw. den Einsatz bestimmter Primärenergieträger nicht direkt und zwingend vorschreiben aber indirekt dazu führen, dass gewisse Ziele erreicht werden. Nachfolgend einige Beispiele, wie der B-Plan energetische Themen beeinflussen kann.

Der B-Plan kann Festsetzungen zur **Gestaltung der Dachflächen** machen. So kann im schlechtesten Fall vorgegeben werden, dass jedes Gebäude mit Pultdach und Dachneigung Richtung Norden auszuführen ist, was dazu führt, dass die solare Nutzung durch PV oder Solarthermie für die Bauherren extrem uninteressant wird, da durch den B-Plan die Rahmenbedingungen entsprechend vorgegeben sind. Im besten Fall wird ein Flachdach oder Pultdach nach Süden vorgegeben, das eine Nutzung grundsätzlich offenlässt. Somit ist auch die Ausrichtung der Gebäude und die Festsetzung der Firstausrichtungen eine weitere Möglichkeit zur direkten Einflussnahme. Dies steht jedoch häufig den architektonischen Vorgaben gegenüber (z.B. Erreichung der EnEV-Kriterien durch hohe solare Gewinne über die Südseite, wenn das Pultdach nach Norden ausgerichtet ist) und kann damit Auswirkungen auf die Kosten für den/die Bauherren haben.

Die **Gebäudehöhe** (Traufhöhe, Firsthöhe, etc.) kann ebenfalls als Ausschlusskriterium für die Nutzung erneuerbarer Energien gelten, wenn dadurch starke Verschattungen für nebenliegende Gebäude zu erwarten sind. Im Rahmen einer Bebauung primär mit Einzelgebäuden (EFH; DHH) ohne große MFH ist dies kaum zu erwarten.

Weiterhin kann, insb. im Mehrfamilienhausbereich eine **Nutzung der Dachfläche** vorgegeben oder verboten werden (z.B. Dachterrassen bei Flachdächern). So steht die Freigabe der Dachfläche für eine Dachterrassennutzung direkt der verfügbaren PV/Solarthermie-Fläche entgegen, was die erneuerbare Erzeugung deutlich reduzieren und sogar komplett verhindern kann. Investoren und Projektentwickler nutzen aus wirtschaftlichen Gründen gerne die Dächer für Dachterrassen, da so höhere Mieten oder Verkaufspreise generiert werden können.

Weiteren Einfluss kann auch die Festsetzung der **Dachneigungen** haben, diese sind Bestandteil des B-Plans und müssen vom Entwickler/Investor/Bauherrn eingehalten werden. Über verschiedene Unterkonstruktionen sind heutzutage jedoch für alle möglichen Dachneigungen geeignete Anlagen möglich, die auch gute Erträge liefern, somit hat dieser Punkt nur bedingt Auswirkungen auf die energetische Versorgung. Für den Einfluss der Dachneigungen auf den Ertrag z.B. einer PV-Anlage sei auf Abbildung 19 hingewiesen.

Weiterhin kann im Textteil z.B. eine **solare Nutzung der Dachflächen** zwar nicht vorgegeben jedoch explizit erwähnt und gewünscht sein. Andererseits können durch **Höhenbegrenzungen** oberhalb der Dachhaut (z.B. technische Aufbauten dürfen die Dachhaut um nicht mehr als 30 cm überragen) die solaren Nutzungen auch indirekt komplett verboten werden, was keinesfalls zu empfehlen ist.

Es kann weiterhin erwähnt werden, dass die jeweiligen **Dachlasten** der Gebäude für die Installation einer solaren Anlage ausgelegt sein müssen, um nicht zu riskieren, dass nach Abzug weiterer obligatorischer Lasten (z.B. Schneelast) keine freie Dachlast mehr für eine solare Anlage verfügbar ist.

Die Festsetzungen im B-Plan sind entsprechend bindend, weshalb die hier festgelegten Rahmenbedingungen stets einzuhalten und für den gesamten Geltungsbereich gültig sind, was wiederum dazu führt, dass Kommunen häufig gewisse Spielräume geben (in Bezug auf z.B. Dachneigungen, Dachformen, Dachausrichtung), um mögliche Investoren nicht zu verprellen und auch den Bauherren noch eigene Entscheidungen zuzugestehen. Außerdem sind die Festsetzungen, die im B-Plan zulässig sind ebenfalls geregelt (keine Vorgabe eines Primärenergieträgers oder eine Versorgungsvariante möglich, Anschlusszwang kann ebenfalls nicht rechtssicher über den B-Plan verankert werden).

Dies wäre jedoch über **städtebauliche oder privatrechtliche Verträge** durchaus möglich, liegt allerdings im Entscheidungsbereich der Kommune, ob eine Durchsetzung gewünscht ist. Im städtebaulichen Vertrag können allgemein deutlich spezifischere und weiter gefasste Vorgaben durchgesetzt werden. So ist hier beispielsweise eine Festlegung auf einen gewissen Anteil erneuerbarer Wärme im Geltungsbereich möglich. Weitere Möglichkeiten sind das Verbot oder der Nutzungszwang bestimmter Energieträger (Verbot von fossilen Primärenergieträger oder verpflichtende/anteilige Nutzung von Biomasse, o.ä.) oder auch das Verbot von Schornsteinanlagen im Geltungsbereich. Dadurch kann z.B. indirekt der Einsatz jeglicher, fossiler Energieträger vermieden werden, jedoch gilt dies dann auch wieder für Biomasseanlagen, die ebenfalls verbrennungsbasiert sind und eine Abgasanlage benötigen. Vorsicht ist bei derartigen Festsetzungen geboten, wenn die Potentiale möglicher Quellen unklar sind. So könnte beispielsweise die ausschließliche Nutzung von Wärmepumpentechnologien als Erzeuger vorgegeben werden, ohne geeignete Quellen (Geothermie, Grundwasser, Ab-/Mischwasser) bleiben nur Luft/Wasserwärmepumpen für eine Erzeugung. Städtebauliche Verträge werden in der Regel nur mit Investoren abgeschlossen, die größere Gebiete gemeinschaftlich bebauen, für Privatpersonen, die jeweils nur ein Gebäude für die Eigennutzung errichten, bietet sich das Instrument nicht an.

Kommunale Festsetzungen, die nicht im B-Plan verankert werden, können auch direkt über die Kaufverträge an Investoren/Projektentwickler/Bauherren weitergegeben werden. **In der Gemeinderatssitzung vom 20.07.2020 der Gemeinde Waltenhofen wurde die klare Tendenz seitens des Bürgermeisters, der Bauamtsleitung und der Gemeinderatsmitglieder geäußert, die zukünftige Versorgung des Neubaugebiets Oberdorf – Hauptstraße nachhaltig auf Basis von Erdwärmesonden mit Wärmepumpen gestalten zu wollen.** Über Kaufverträge der Grundstücke kann z.B. ein Verbot fossiler Energienutzung an die späteren Bauherren weitergegeben werden, wodurch standardmäßig nur noch biomasse- oder wärmepumpenbasierte Technologien nutzbar wären.

Folgende Tabelle zeigt nochmals zusammengefasst einige Maßnahmen, die durch die Kommune im vorliegenden, aber auch bei weiteren Baugebieten berücksichtigt werden können/sollten, um eine langfristig nachhaltige und ökologische Entwicklung der Stadt Marktoberdorf zu gewährleisten.

Der ENP gliedert mögliche Maßnahmen in die Klassen A, B und C. Dabei gilt:

- A: Die Kommune hat direkten Einfluss
- B: Die Kommune hat indirekten Einfluss,
- C: Die Kommune hat geringen bis keinen Einfluss auf die Umsetzung

Nr.	Kl.	Maßnahme	Beschreibung
1	A	Gemeinderatsentscheidung zur Energieversorgung des Neubaugebiets	Der Gemeinderat hat bereits einstimmig den Wunsch geäußert, ein Konzept auf Basis von Wärmepumpentechnologien im Gebiet umsetzen zu wollen.
2	B	Solare Energiegewinnung	Eine direkte Verpflichtung zur solaren Nutzung durch die Gemeinde ist theoretisch möglich (Kaufvertrag). Die Bauherren sollten über Informationen aufgeklärt werden, was die solare Nutzung für Vorteile bringt (siehe hierzu z.B. Kap. 4.9)
3	A	Vorgabe Gebäudeenergiestandard	Zur Erhöhung der Energieeffizienz und Verringerung des Energieverbrauchs im Areal sollten die zu errichtenden Gebäude einen möglichst hohen Gebäudeenergiestandard aufweisen.
4	B	Verringerung des Energieverbrauchs durch Sensibilisierung der zukünftigen Bewohner	Durch Informationsbereitstellung zu verschiedenen energierelevanten Themen (z.B. richtiges Heizen, richtiges Lüften, Energieverbrauch Ist/Soll, Möglichkeiten zur Energieeinsparung etc.) können Bauherren sensibilisiert und ggf. motiviert werden, im privaten Bereich bewusster mit Energie umzugehen und so zur Reduktion des Energieverbrauchs beizutragen.
5	A	Festsetzungen im B-Plan	Gemäß Ausführungen in Kap. 9 gibt es gewisse Einflussfaktoren im B-Plan die insb. eine solare Energiegewinnung begünstigen können. Diese sollten möglichst ausgeschöpft und festgesetzt werden.
6	A	Privatrechtliche Verträge	Über die Kaufverträge können und sollten ebenfalls Vorgaben zur energetischen Versorgung geschaffen (z.B. verpflichtende Nutzung solarer Energie, Verbot des Einsatzes fossiler Energieträger, etc.) und an die späteren Bauherren weitergegeben werden.
7	B	Vorbereitende Maßnahmen Elektromobilität	Das Thema Elektromobilität ist bereits bei der Erschließung mit in die Planungen einzubeziehen. Mögliche Entwicklungen und Leistungen können Kap. 2.3 entnommen werden. Eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber wird empfohlen.

Tabelle 54: Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Erschließung und Bebauung Oberdorf - Hauptstraße

10. Zusammenfassung und Ergebnisdarstellung

Im ersten Schritt zur Erstellung des Energiekonzepts wird der aktuelle Stand des Gebiets aufgenommen, sowie die bestehende Infrastruktur analysiert. Weiterhin erfolgt anhand der bestehenden Plan-
daten (B-Plan zeichnerischer Teil) eine Auswertung und Analyse der elektrischen und thermischen Energiebedarfe. Diese werden sowohl für das Gesamtareal (als Grundlage für eine zentrale Versorgung), als auch für die einzelnen Gebäude (dezentrale Versorgung) ermittelt, um eine fundierte Datengrundlage zu erhalten. Zusätzlich zum allgemeinen elektrischen Energiebedarf (Bewohner des Areals) erfolgt noch eine Abschätzung zur möglichen Entwicklung der Elektromobilität im Areal. Ebenfalls werden die Rahmenbedingungen beschrieben und Energie- wie auch Leistungsbedarfe in gewissen Bandbreiten ermittelt. Diese können als Input für Gespräche mit dem Netzbetreiber herangezogen werden.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Aufarbeitung relevanter gesetzlicher Vorgaben bei der Errichtung von Gebäuden und wie diese mit den Wärmeversorgungskonzepten zusammenhängen. Weiterhin gibt die EnEV Vorgaben zur Gebäudehülle, sowie dem Primärenergiebedarf. Dieser hängt wiederum sehr eng mit dem Primärenergiefaktor der Wärmeversorgung zusammen. Bei der Ausarbeitung der Konzepte wird stets auf die Wechselwirkungen bzgl. des Primärenergiefaktors geachtet, weshalb dieser im Verlauf der Bearbeitung auch für alle Konzepte betrachtet wird. Alle Konzepte können anhand der ersten überschlägigen Berechnungen einen PEF < 0,55 einhalten, einzig die Luft-Wärmepumpe liegt mit 0,6 geringfügig darüber.

Anschließend werden alle verfügbaren Quellen einer Potentialanalyse unterzogen. Diese sind Nah-/Fernwärme, Erd- und Flüssiggas, Biomasse (insb. fest als Pellets oder Hackschnitzel), Umweltquellen (Grundwasser, oberflächennahe Geothermie, Luft, Abwasser), sowie das Thema Abwärme. Als Ergebnis konnte herausgearbeitet werden, dass im Grunde nur die Quelle Erdwärme in Form von Sonden als ortsabhängige Quelle nutzbar ist. Weiterhin kann, grundsätzlich ortsunabhängig Flüssiggas, Biomasse und Luft genutzt werden. Auf dieser Basis wurden die Konzepte erarbeitet.

Als zentrale Versorgung wird ein Biomasse/Flüssiggas-Nahwärmenetz berechnet. Hierbei gibt es verschiedene Untervarianten, welche sowohl die Abnehmerstruktur (mit und ohne Supermarktgebäude), als auch die Erzeugerstruktur (mit und ohne BHKW) betreffen. Die dezentralen Varianten nutzen die Erdwärme über Sonden in Kombination mit Wärmepumpen, sowie alternativ Luft/Wasser-Wärmepumpen. Diese gelten gleichzeitig als benchmark für die Vollkosten der zentralen Varianten.

Für alle Konzepte wird die „Wirtschaftlichkeit“ anhand von Angeboten, Erfahrungen und Kennzahlen nach der VDI 2067 (Vollkostenberechnung) ermittelt. Für die zentralen Varianten wird ein realistischer Business-Case für einen langfristigen Betrieb erstellt. Für alle Konzepte erfolgt eine Betrachtung der späteren Kosten des Gesamtsystembetriebs (Vollkosten) für den Eigentümer anhand eines Referenzgebäudes. Für den Bauherrn ist insb. die Abschätzung der Investitionskosten ein ausschlaggebendes Kriterium. Alle Varianten bewegen sich ökonomisch gesehen in einer ähnlichen Spanne. Durch langfristige Wärmelieferverträge bieten zentrale Versorgungskonzepte eine höhere Absicherung für den Endkunden gegenüber Preissteigerungen (auch diese werden in gewissem Maße über Preisanpassungsklauseln weitergegeben, in der Regel aber nicht vollständig) im Vergleich zu dezentralen Konzepten. Weiterhin können über größere Einkaufsmengen (Biomasse und Flüssiggas) bessere spezifische Preise erzielt werden, als für jeden Bauherrn separat.

Neben den ökonomischen Betrachtungen, die erfahrungsgemäß ausschlaggebend sind, werden weiterhin die ökologischen Ergebnisse dargestellt. Hier zeigt sich, dass das Wärmepumpenkonzept bei Einsatz von regenerativem Strom (z.B. auch anteilig über die eigene PV-Anlage) keine Emissionen verursacht. Auch die zentralen Varianten schneiden mit zum Teil sehr geringen Emissionen pro Gebäude gut ab. Primärenergiefaktoren werden ebenfalls genauer beleuchtet. Sowohl die zentralen Biomassekonzepte, als auch die Wärmepumpen erfüllen die Vorgaben problemlos und sind entsprechend der ökologischen Auswirkungen klar zu empfehlen.

Die weiteren Kapitel 6 und 9 beschäftigen sich mit den Risiken, die für die jeweiligen Konzepte noch auftreten und eine Umsetzung verhindern könnten, sowie eine Darstellung der Ansatzpunkte, um die Konzepte effizienter (z.B. durch architektonische Planung) zu gestalten. Kap. 9 geht dabei insb. auf die Maßnahmen ein, die die Kommune bei der Gestaltung des B-Plans, der Kaufverträge oder sonstiger Rahmenbedingungen unternehmen kann, um eine möglichst nachhaltige und zukunftssichere Versorgung mit geringer Umweltauswirkung zu begünstigen.

Quellen

- [1] <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/Stromspiegel-2019-web.pdf>
- [2] Planauskunft schwaben netz GmbH (örtlicher Erdgasnetzbetreiber)
- [3] [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003465_M_153_EEB_TMA_2018_04.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003465_M_153_EEB_TMA_2018_04.pdf)
- [4] Energieatlas Bayern unter: <https://geoportal.bayern.de/energieatlas-karten/?wicket-crypt=QUi9Ctnzn04>
- [5] <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/e/erdwaermekollektor.html>
- [6] VDI 4640 – Thermische Nutzung des Untergrunds – Erdgekoppelte Wärmepumpenanlagen
- [7] Direkte Anfrage Baugrund Süd
- [8] <https://www.photovoltaiik-web.de/photovoltaik/dacheignung/dachneigung>
- [9] Fa. enerpipe CaldoTHERM
- [10] Tyczka Energies
- [11] https://www.agfw.de/index.php?eID=tx_securedownloads&p=150&u=0&g=0&t=1583926295&hash=3b8e7e693a872d7fc8bbc585476f48dd6341f233&file=fileadmin/user_upload/Technik_u_Normung/Erzeugung/Energetische_Bewertung/EnEV_und_Fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung.pdf

Anhang

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorläufiger B-Plan des Neubaugebiets Oberdorf	5
Abbildung 2: Wärmelastprofil Gesamtareal Oberdorf (mit Netzverlusten).....	8
Abbildung 3: Wärmelastprofil exemplarisches Einzelgebäude (8 kW Heizlast, 10.700 kWh Wärmebedarf p.a., 1.300 Volllaststunden)	9
Abbildung 4: Gewichtetes Strombedarfsprofil Gesamtareal (inkl. Supermarkt) auf Basis von Standardlastprofilen.....	10
Abbildung 5: Mögliche Entwicklungspfade bis 2040 mit Durchschnittsszenario „Meta-Studie“ bzw. Berechnung mit Zensusdaten und realen Daten der Stadt Kempten	11
Abbildung 6: Jährlicher Strombedarf Elektromobilität anhand Prognosen bis 2040.....	13
Abbildung 7: Mögliche Bandbreite an zur Verfügung zu stellender Ladeleistungen bis 2040	13
Abbildung 8: Auswirkungen eines einfachen Lademanagements auf den Leistungsbedarf im Neubaugebiet durch Elektromobilität.....	14
Abbildung 9: Spartenplan Erdgas im Bereich des Baugebiets [2]	16
Abbildung 10: Mögliche Quellen für eine spätere Energieversorgung	20
Abbildung 11: Nächstgelegene Biomasseanlagen im Bestand zum Betrachtungsgebiet (rot) [4].....	22
Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung Erdwärmekollektor [5].....	24
Abbildung 13: Entzugsleistungen von Erdwärmekollektoren nach Klimazone und Bodenart gemäß VDI 4640 [6]	24
Abbildung 14: Flächenverfügbarkeit DHH GS 6.....	26
Abbildung 15: Bestehende Erdwärmesondenbohrungen im Bereich Oberdorf [4].....	27
Abbildung 16: Entzugsleistung bei Anlagenbetrieb Heizen und Trinkwasser bei Maximalleistung [6]	28
Abbildung 17: Alternative Sondenkonzepte bei besonderen Einsatzrahmenbedingungen [7].....	30
Abbildung 18: Technisches Konzept Luft/Wasser-Wärmepumpenanlage.....	33
Abbildung 19: Anhängigkeit der solaren Stromerzeugung durch PV von Modulneigung und Ausrichtung [8]	36
Abbildung 20: Beispielhafte Wirtschaftlichkeitsberechnung private PV-Anlage.....	38
Abbildung 21: Grafische Darstellung der energetischen Kennzahlen in Abhängigkeit der Anlagengröße	39
Abbildung 22: Simulation einer Solarthermieanlage mit Speicher zur Brauchwasserbedarfsdeckung	41
Abbildung 23: Mögliche Übergabetechnik Fa. enerpipe [9]	45
Abbildung 24: Versorgungskonzept Variante 1a BHKW.....	46
Abbildung 25: Unterirdische Flüssiggastanks.....	47
Abbildung 26: Oberirdischer Flüssiggastank	47
Abbildung 27: Wärmeverteilnetz Variante 1a BHKW	48
Abbildung 28: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 1a BHKW	49
Abbildung 29: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 1a BHKW	50
Abbildung 30: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 1a BHKW	51
Abbildung 31: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 1a BHKW.....	54

Abbildung 32: Wärmeverteilnetz Variante 1b BHKW	55
Abbildung 33: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 1b BHKW	56
Abbildung 34: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 1b BHKW	57
Abbildung 35: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 1b BHKW	57
Abbildung 36: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 1b BHKW	59
Abbildung 37: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 1b BHKW	61
Abbildung 38: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 2a Biomasse	62
Abbildung 39: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 2a Biomasse	62
Abbildung 40: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 2a Biomasse	64
Abbildung 41: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 2b Biomasse	66
Abbildung 42: Tankfüllstand Flüssiggas im Jahresverlauf bei Einsatz eines oder zwei Tanks à 2,9t Variante 2b Biomasse	67
Abbildung 43: Füllstand Biomasselager im Jahresverlauf bei Annahme unterschiedlicher Lagergrößen Variante 2b Biomasse	67
Abbildung 44: Cash-Flow- und Barwertverlauf Variante 2b Biomasse	69
Abbildung 45: Schema Versorgung Wärmepumpe mit Erdwärme Variante 3	72
Abbildung 46: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 3	73
Abbildung 47: Schema Versorgung Wärmepumpe mit Erdwärme Variante 4	76
Abbildung 48: Anlagenauslegung und Betrieb Variante 4	77
Abbildung 49: Vergleich der Vollkostenwärmepreise aller Varianten	80
Abbildung 50: Vergleich der Anteile erneuerbarer Wärme für alle Varianten	80
Abbildung 51: Vergleich der Primärenergiefaktoren aller Varianten	81
Abbildung 52: Vergleich der kumulierten Emissionen im Gesamtgebiet aller Varianten über 20 Jahre	81
Abbildung 53: Schematische Darstellung zentrale Versorgung (explizit Variante 1a)	97
Abbildung 54: GIS-basierte Ermittlung des max. PV-Potentials im Geltungsbereich	98
Abbildung 55: GIS-basierte Darstellung möglicher Standorte für KWK-Anlagen zur Wärme-/Kälteversorgung im Geltungsbereich.....	99
Abbildung 56: GIS-basierte Darstellung eines Abwärmepotentials im Geltungsbereich (rote Fläche)	99

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Angesetzte Planungsgrundlagen für Gebäudetypen	6
Tabelle 2: Prognostizierte prozentuale Entwicklung der Elektromobilität im Neubaugebiet	11
Tabelle 3: Sensitivitätsanalyse der benötigten Kollektorflächen für den Geltungsbereich	25
Tabelle 4: Sensitivität der benötigten Gesamtbohrtiefen für EFH und DHH unter Annahme unterschiedlicher Entzugsleistungen und COP-Werte der Wärmepumpen	28
Tabelle 5: Sensitivität der benötigten Gesamtbohrtiefen für das MFH und MFH Gewerbe (*ohne Heizlast Supermarkt) unter Annahme unterschiedlicher Entzugsleistungen und COP-Werte der Wärmepumpen	28
Tabelle 6: Verfügbare Dachflächen nach Gebäudetyp (* für PV nutzbar, ** Annahme 320 Wp pro Module, *** in Abhängigkeit der Ausrichtung, Neigung 30°)	37
Tabelle 7: Beschreibung der Clusterbildung zur Potentialermittlung PV-Erzeugung	38
Tabelle 8: Darstellung der Sensitivität energetischer Kennzahlen durch die Variation der Anlagengröße	39
Tabelle 9: Nutzbare Dachflächen und Erzeugung von Solarthermieanlagen	40
Tabelle 10: Zusammenfassung der Quellenverfügbarkeit und-nutzbarkeit	42
Tabelle 11: Definition der zu untersuchenden Versorgungsvarianten	42
Tabelle 12: Beschreibung der untersuchten Varianten	43
Tabelle 13: Keyfacts zu zentralen Konzepten	44
Tabelle 14: Berechnungsgrundlagen „Wirtschaftlichkeit“	44
Tabelle 15: Rahmenbedingungen Variante 1a BHKW	46
Tabelle 16: Energetische Simulationsergebnisse Variante 1a BHKW	49
Tabelle 17: Kostenfaktoren der Wirtschaftlichkeitsberechnung	51
Tabelle 18: Investitionskostenaufstellung für Variante 1a BHKW	52
Tabelle 19: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 1a BHKW	52
Tabelle 20: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 1a BHKW	52
Tabelle 21: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 1a BHKW	53
Tabelle 22: Rahmenbedingungen Variante 1b BHKW	55
Tabelle 23: Energetische Simulationsergebnisse Variante 1b BHKW	56
Tabelle 24: Investitionskostenaufstellung für Variante 1b BHKW	58
Tabelle 25: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 1b BHKW	58
Tabelle 26: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 1b BHKW	59
Tabelle 27: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 1b BHKW	59
Tabelle 28: Rahmenbedingungen Variante 2a Biomasse	60
Tabelle 29: Energetische Simulationsergebnisse Variante 2a Biomasse	61
Tabelle 30: Investitionskostenaufstellung für Variante 2a Biomasse	63
Tabelle 31: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 2a Biomasse	63
Tabelle 32: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 2a Biomasse	64
Tabelle 33: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 2a Biomasse	64
Tabelle 34: Rahmenbedingungen Variante 1b BHKW	65

Tabelle 35: Energetische Simulationsergebnisse Variante 2b Biomasse	66
Tabelle 36: Investitionskostenaufstellung für Variante 1b BHKW	68
Tabelle 37: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 1b BHKW	68
Tabelle 38: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 1b BHKW	69
Tabelle 39: Jährliche Erlöse aus Wärmeverkauf für Variante 1b BHKW	69
Tabelle 40: Rahmenbedingungen Variante 3	71
Tabelle 41: Energetische Simulationsergebnisse Variante 3.....	73
Tabelle 42: Investitionskostenaufstellung für Variante 3 für ein EFH.....	74
Tabelle 43: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 3 für ein EFH	74
Tabelle 44: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 3.....	74
Tabelle 45: Rahmenbedingungen Variante 4	75
Tabelle 46: Energetische Simulationsergebnisse Variante 4.....	77
Tabelle 47: Investitionskostenaufstellung für Variante 3 für ein EFH.....	78
Tabelle 48: Aufstellung Betriebskosten für Systembetrieb angelehnt an VDI 2067 Variante 4 für ein EFH	78
Tabelle 49: Darstellung der bedarfsgebundenen Kosten für Variante 4.....	78
Tabelle 50: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Varianten 1a und 1b	83
Tabelle 51: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Varianten 2a und 2b	84
Tabelle 52: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante <i>Erdwärme mit Erdwärmesonden</i>	84
Tabelle 53: Einflussfaktoren für die Umsetzung der Variante <i>Erdwärme mit Erdwärmesonden</i>	84
Tabelle 54: Mögliche Maßnahmen im Rahmen der Erschließung und Bebauung Oberdorf - Hauptstraße	89

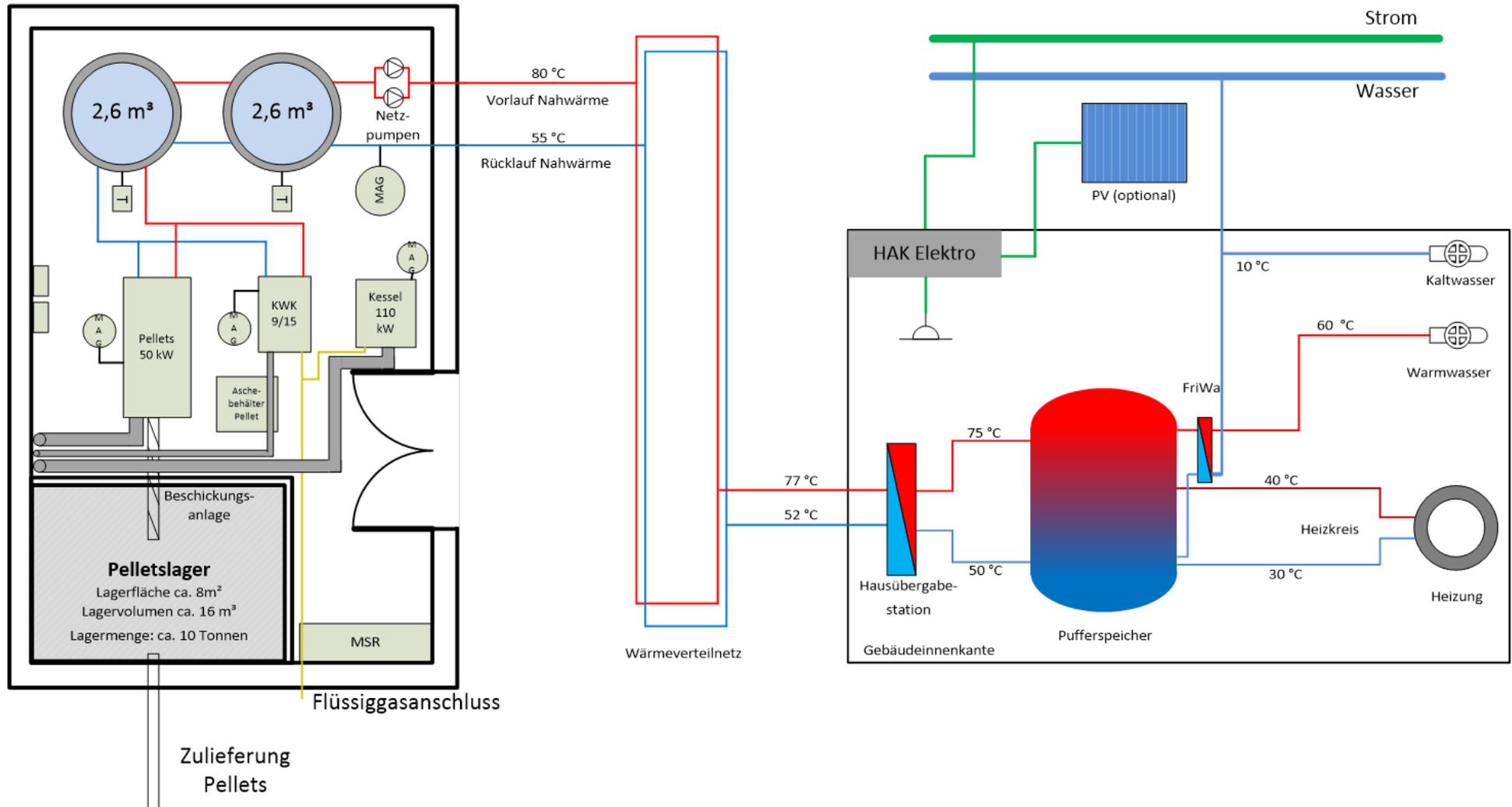


Abbildung 53: Schematische Darstellung zentrale Versorgung (explizit Variante 1a)



Abbildung 54: GIS-basierte Ermittlung des max. PV-Potentials im Geltungsbereich



Abbildung 55: GIS-basierte Darstellung möglicher Standorte für KWK-Anlagen zur Wärme-/Kälteversorgung im Geltungsbereich



Abbildung 56: GIS-basierte Darstellung eines Abwärmepotentials im Geltungsbereich (rote Fläche)