



Energieversorgungskonzept

„Damloup-Kaserne“ in Rheine

Abschlussbericht Oktober 2020



Auftraggeber:

Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH

Hafenbahn 10

48427 Rheine

Telefon: 05971 45-0

www.stadtwerke-rheine.de

info@swrheine.de

Auftragnehmer:

Energielenker projects GmbH

AirportCenter II

Hüttruper Heide 90

48268 Greven

Tel. +49 (2571) 58866-10

Fax +49 (2571) 58866-20

www.energielenker.de

Bearbeitung des Berichtes durch:

Christoph Kappelhoff

Hendrik Fedtke

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
1 Ausgangssituation und Projektansatz	1
2 Ermittlung des Energiebedarfs	5
3 Wärmeversorgungskonzept	8
3.1 Zentrale Wärmeversorgung: Wärmenetz	12
3.2 Variante 1: Kaltes Netz mit Erdsonden als Wärmequelle und dezentralen Wärmepumpen	17
3.3 Variante 2: Kaltes Netz im Teilgebiet mit Erdsondenfeld als Wärmequelle und dezentralen Wärmepumpen	24
3.4 Variante 3: Wärmenetz mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage mit Biomethan- Blockheizkraftwerk und Gasspitzenlastkessel	29
3.5 Dezentrale Wärmeversorgung.....	33
3.5.1 Gasbrennwerttherme mit Solarthermie	34
3.5.2 Luft-Wasser-Wärmepumpe	36
3.5.3 Brennstoffzelle.....	39
4 Vergleich der Versorgungsvarianten.....	42
5 Zusammenfassung.....	52
Literatur	54
Anhang	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Lageplan des Quartiers "Damloup-Kaserne"	2
Abbildung 1.2:	Grafischer Vergleich der Ausbauvarianten der Liegenschaft "Damloup-Kaserne"	3
Abbildung 3.1:	Definition der Teilgebiete	10
Abbildung 3.2:	Darstellung Bilanzgrenze für den Vergleich der Versorgungsvarianten (energielenker GmbH 2020).....	12
Abbildung 3.3:	Schematischer Aufbau des kalten Wärmenetzes (energielenker GmbH 2020).	13
Abbildung 3.4:	Schematischer Aufbau eines warmen Wärmenetzes (energielenker GmbH 2020).	14
Abbildung 3.5:	Möglicher Aufbau eines Wärmenetzes im Baugebiet „Damloup-Kaserne“ ..	15
Abbildung 3.6:	Geothermisches Potenzial für Erdsonden bis 100 m. (Quelle: geothermie.nrw.de).....	18
Abbildung 3.7:	Mögliche Flächenpotenziale für die Nutzung von Geothermie im betrachteten Gebiet.....	19
Abbildung 3.8:	Schematischer Aufbau eines kalten Wärmenetzes mit Erdsondenfeld und Luftabsorbern. (energielenker GmbH 2020).	20
Abbildung 3.9:	Möglicher Aufbau eines Wärmenetzes im Teilgebiet des Baugebiets „Damloup-Kaserne“.....	26
Abbildung 3.10:	Darstellung Prozess zentrale Nahwärmeversorgung.....	30
Abbildung 3.11:	Versorgungsschema Gasbrennwerttherme mit Solarthermie. (Quelle: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.).....	35
Abbildung 3.12:	Versorgungsschema Luft-Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Bundesverband Wärmepumpe e.V.).....	37
Abbildung 4.1:	Vergleich der durchschnittlichen Wärmepreise aus Endkundensicht in Abhängigkeit der Versorgungsvarianten.	47
Abbildung 4.2:	Vergleich der jährlichen CO _{2e} -Emissionen aus Endkundensicht in Abhängigkeit der Versorgungsvarianten.	48
Abbildung 4.3:	Jährlicher Endenergiebedarf des Gesamtquartiers	50
Abbildung 4.4:	Jährliche CO _{2e} -Emissionen des Gesamtquartiers	51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1.1:	Tabellarischer Vergleich der Ausbauvarianten des Quartiers "Damloup-Kaserne"	3
Tabelle 2.1:	Spez. Wärmebedarf pro qm für Trinkwarmwasser und Heizung und Lüftung für EnEV-Standard.....	5
Tabelle 2.2:	Energiestandards von Gebäuden (Quelle: www.kfw.de, [7])	6
Tabelle 2.3:	Spez. Wärmebedarf pro m ² nach Gebäudearten und energetischen Standards	6
Tabelle 2.4:	Jahreswärme-, Kälte-, und Strombedarf nach Gebäudetyp	7
Tabelle 3.1:	Zusammenfassung Versorgungsvarianten	9
Tabelle 3.2:	Trassenauslegung der kalten Nahwärmenetze (Gesamtgebiet: 1-5; Teilgebiet: 1-3).....	16
Tabelle 3.3:	Trassenauslegung des warmen Nahwärmenetzes.....	16
Tabelle 3.4:	Komponenten Wärmeversorgungskonzept Variante 1	21
Tabelle 3.5:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 1 (KfW55-Standard).....	22
Tabelle 3.6:	Förderprogramme kaltes Netz mit Erdsonden.....	24
Tabelle 3.7:	Jahreswärme-, Kälte-, und Haushaltsstrombedarf nach Gebäudetyp des Teilgebiets	25
Tabelle 3.8:	Komponenten Wärmeversorgungskonzept Variante 2	27
Tabelle 3.9:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 2 (KfW55-Standard).....	27
Tabelle 3.10:	Förderprogramme kaltes Netz mit Erdsonden.....	29
Tabelle 3.11:	Vor- und Nachteile warmes Netz im Vergleich zum kalten Netz	31
Tabelle 3.12:	Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 3 (KfW55-Standard).....	31
Tabelle 3.13:	Fördermöglichkeiten: Wärmenetz BHKW.....	33
Tabelle 3.14:	Durchschnittliche Gebäudetypen nach KfW55-Baustandard (Berechnungsgrundlage).....	34
Tabelle 3.15:	Konzeption und Grobdimensionierung Gasbrennwerttherme mit Solarthermie.	36
Tabelle 3.16:	Konzeption und Grobdimensionierung Luft-Wasser-Wärmepumpe	37
Tabelle 3.17:	Förderprogramme Luft-Wasser-Wärmepumpe.....	38
Tabelle 3.18:	Konzeption und Grobdimensionierung Brennstoffzelle	40
Tabelle 3.19:	Förderprogramme Brennstoffzelle.....	41
Tabelle 4.1:	CO ₂ Emissionsfaktoren in g CO ₂ -Äquivalent pro kWh (Quelle: Gebäude Energie Gesetz Stand: 13.08.2020)	43

Tabelle 4.2:	Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	44
Tabelle 4.3:	Vergleich von Emissionen und Wärmepreisen der Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein EFH	45
Tabelle 4.4:	Vergleich von Emissionen und Wärmepreisen der Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein MFH.....	46
Tabelle 4.5:	Jährliche Endenergie- und Emissionsbilanz des Gesamtgebiets.....	49
Tabelle A.1:	Tabellarischer Vergleich der zentralen Versorgungsvarianten	55
Tabelle A.2:	Tabellarischer Vergleich der dezentralen Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein EFH	56
Tabelle A.3:	Tabellarischer Vergleich der dezentralen Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein MFH.....	57

1 Ausgangssituation und Projektansatz

Mit der Novelle des BauGBs im Jahr 2011 hat der Gesetzgeber explizit herausgestellt, dass globaler Klimaschutz und Energieeffizienz verpflichtende Bestandteile der Bauleitplanung sind [1]. Auch anlässlich der Energieeinsparverordnung sowie des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, wird der Einsatz erneuerbarer Energien verstärkt bei der Umsetzung von Neubauvorhaben gefordert. Darüber hinaus wird seit dem Jahr 2000 über das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien die Förderung erneuerbarer Energien für die Erzeugung elektrischer Energie geregelt. Aktuell gilt dazu das EEG vom 21.07.2017 [2].

Die Stadt Rheine, als Klimaschutzkommune, verfolgt bereits seit 2013 engagierte langfristige Klimaschutzziele. Basierend auf dem Masterplan 100 % Klimaschutz sollen im gesamten Stadtgebiet die Treibhausgase bis 2050 um 95 % reduziert und der Endenergieverbrauch gegenüber 1990 um 50 % gesenkt werden. Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, verfolgt die Stadt Rheine gemeinsam mit den Stadtwerken Rheine die Intention neu zu erschließende Quartiere zukunftssträftig auszulegen. Für das betrachtete Quartier der Damloup-Kaserne wird daher eine nahezu bilanzielle Autarkie angestrebt.

Das zu betrachtende Areal der ehemaligen Damloup-Kaserne im Stadtteil Dorenkamp befindet sich südwestlich des Altstadtkerns von Rheine (vgl. Abbildung 1.1).

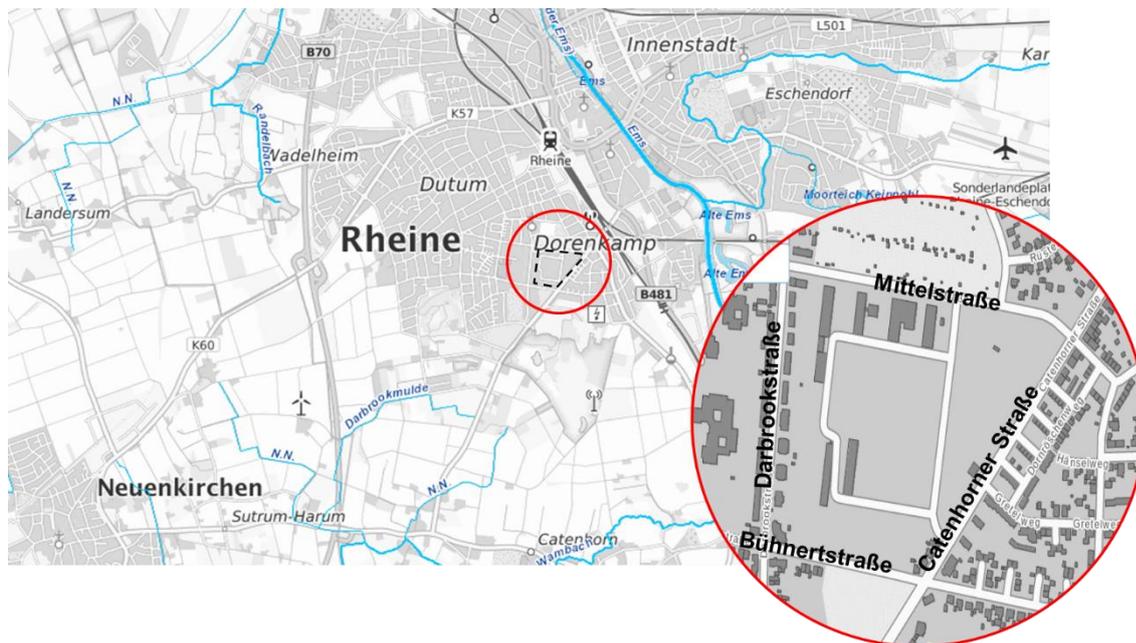


Abbildung 1.1: Lageplan des Quartiers "Damloup-Kaserne"

Das ca. 10 ha große Kasernengelände ist im Besitz der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) und unterliegt der Verantwortung des Bundes. Im Jahr 2018 hat sich die Stadt Rheine für eine Ausübung der Erstzugriffsregelung ausgesprochen.

Basis des Energiekonzepts bildet der städtebauliche Entwurf vom 27.11.2019, welcher im Ausschuss für Stadtentwicklung, Umwelt und Klimaschutz beschlossen wurde. Das städtebauliche Konzept mit einem sogenannten „Zettpark“ ermöglicht durch verdichtete Bauformen (Reihenhäuser, Mehrfamilienhäuser) eine Bruttogeschossflächenzahl von ca. 77.000 m² für ca. 700 Wohneinheiten (WE). Im Gebiet werden Geschosswohnungen mit bis zu vier Vollgeschossen vorgesehen, die abgehend vom zentral angelegten Park abflachen. Innerhalb des Gebiets ist keine Verkehrsanbindung vorgesehen. Für das Konzept stehen zwei Ausbauformen zur Debatte, die sich durch die Geschossigkeit der zentralen Gebäude unterscheiden (vgl. Abbildung 1.2).



Abbildung 1.2: Grafischer Vergleich der Ausbauvarianten der Liegenschaft "Damloup-Kaserne"

Tabelle 1.1 zeigt den Vergleich der beiden Varianten bezüglich Geschossigkeit und daraus resultierender energetischer Nutzflächen aus der aktuellen Höhenentwicklung (Stand: 29.07.2020).

Tabelle 1.1: Tabellarischer Vergleich der Ausbauvarianten des Quartiers "Damloup-Kaserne"

Variante	Bruttogeschossfläche [m ²]	GRZ	GFZ	Wohneinheiten
1	67.771	0,45	1,26	600
2	76.653	0,45	1,47	693

Die ermittelten Versorgungskonzepte wurden auf Grundlage der 2. Variante ermittelt. Damit lässt sich der maximal mögliche Bedarf und damit das energetische Worst-Case-Szenario ermitteln. So kann die technische Umsetzbarkeit der Versorgungskonzepte, insbesondere mit Nutzung von Umweltwärme, sichergestellt werden. Tatsächliche zukünftige Bedarfe können durch Anpassungen der Konzepte berücksichtigt werden.

Der zukünftige Wärmebedarf wird auf der Grundlage der vorliegenden Gebäudestrukturen (MFH, RH und Kita) berechnet. Zusätzlich zu den neu errichteten Gebäuden befinden sich zwei Mehrfamilienhäuser aus dem ehemaligen Kasernenbestand innerhalb des betrachteten Gebiets. Diese wurden in den Jahren 2015/2016 weitreichend saniert und fungieren seit Juli

2016 als zentrale Unterbringungseinrichtung (ZUB) für Asylsuchende. Diese werden nicht in der Bedarfsermittlung berücksichtigt.

2 Ermittlung des Energiebedarfs

Die Berechnung des Jahreswärmebedarfes erfolgt über die energetische Nutzfläche und den spezifischen Wärmebedarf des jeweiligen Gebäudes. Der Nutzwärmebedarf für das Trinkwarmwasser wird nach Tabelle 4 der DIN V 18599-10: 2011-12 [3] angesetzt. Die Ermittlung des spezifischen Wärmebedarfs wird aus der Energieeinsparverordnung [4] abgeleitet und auf der Basis der Daten der IWU Gebäudetypologie [5] mit dem TABULA WebTool („Typology Approach for Building Stock Energy Assessment“) und dem BDEW Heizkostenvergleich Neubau 2016 [6] ermittelt.

Der spez. Wärmebedarf für die unterschiedlichen Gebäude ergibt sich dabei aus dem spez. Wärmebedarf für Trinkwarmwasser und dem spez. Wärmebedarf für die Heizung und Lüftung und ist für den Mindeststandard nach der EnEV 2016 in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt (s. Tabelle 2.1). Eine aktive Klimatisierung des Gebäudes ist nicht vorgesehen.

Tabelle 2.1: Spez. Wärmebedarf pro qm für Trinkwarmwasser und Heizung und Lüftung für EnEV-Standard

Gebäude	Spez. Wärmebedarf gesamt EnEV-Standard	Spez. Wärmebedarf für Trinkwarmwasser	Spezifischer Wärmebedarf für Heizung und Lüftung (H_T und H_V)	Spez. Kältebedarf für Klimatisierung
	[kWh/m ² a]	[kWh/m ² a]	[kWh/m ² a]	[kWh/m ² a]
RH/MFH	53	15	38	0
Kita	74	0	74	0

Durch die Umsetzung höherer Bau- und Dämmstandards sowie dem Einsatz effizienter Wärme- und Lüftungsanlagen können höhere energetische Standards erzielt werden. Tabelle 2.2 zeigt einen Vergleich der baulichen Mindestanforderungen nach EnEV 2016 zu höheren energetischen Standards nach KfW. Dabei ist die Einsparung im Bereich des Primärenergieverbrauchs und der Transmissionsverluste entscheidend. Ein Effizienzhaus 55 beispielsweise darf maximal einen Primärenergiebedarf von 55 % im Vergleich zum Referenzhaus der EnEV 2014 besitzen. Dies kann über zusätzliche Wand- und Dachdämmung realisiert werden. Für die Effizienzhäuser 40 und 40 Plus kommen zudem weitere technische Anforderungen hinzu.

Tabelle 2.2: Energiestandards von Gebäuden (Quelle: www.kfw.de, [7])

KfW-Effizienzhaus	EnEV 2014	EnEV 2016	Effizienzhaus 55	Effizienzhaus 40	Effizienzhaus 40 Plus
Primärenergie QP in % QP REF	100	70	55	40	40
Transmission H'T in % H'T REF	115	85	70	55	55
Zusätzliche Anforderungen				Detaillierter Wärmebrücken-nachweis	Stromerzeuger EE, Stromspeicher, Lüftung mit WRG, Visualisierung
Förderung	-	-	15 % vom Darlehen (120T€ 0,75% p.a.), bis zu 18.000 Euro für jede Wohneinheit	20 % vom Darlehen, bis zu 24.000 Euro für jede Wohneinheit	25 % vom Darlehen, bis zu 30.000 Euro für jede Wohneinheit

Zur Ermittlung des Jahreswärmebedarfs wurden unterschiedliche energetische Standards betrachtet und der jeweilige jährliche Bedarf ermittelt. Tabelle 2.3 gibt einen Überblick über die verwendeten spezifischen Bedarfe für den jeweiligen baulichen Standard.

Tabelle 2.3: Spez. Wärmebedarf pro m² nach Gebäudearten und energetischen Standards

Gebäude	Spez. Wärmebedarf EnEV-Standard	Spez. Wärmebedarf KfW 55	Spez. Wärmebedarf KfW 40
	[kWh/m ² a]	[kWh/m ² a]	[kWh/m ² a]
RH/MFH	53	45	35
Kita	74	52	38

Neben den Jahreswärmebedarfen werden ebenfalls Bedarfe für Haushaltstrom ermittelt. Dafür wird die für das Gebiet Rheine durchschnittliche Personenzahl pro Wohneinheit von 2,3 mit der Anzahl der Wohneinheiten und dem spezifischen Strombedarf pro Person multipliziert.

Für den jährlichen Kühlbedarf einer passiven Gebäudekühlung wird von einer Kühllast von 30 % der Heizlast über einen Zeitraum von 300 h/a ausgegangen.

In Summe ergibt sich für das Baugebiet ein Jahreswärmebedarf nach EnEV-Standard von ca. 4.063 MWh/a. Analog dazu ergeben sich die Werte für die energetischen Standards „KfW Effizienzhaus 55“ und „KfW-Effizienzhaus 40“. Tabelle 2.4 zeigt die jährlichen Wärme- und Haushaltstrombedarfe für das Wohnquartier „Damloup-Kaserne“. Durch Vorgaben der Stadt Rheine soll im Gesamtgebiet ein Mindestbaustandard von KfW55 vorgeschrieben werden. Das Gesamtgebiet wird demnach in diesem Standard betrachtet, wobei von einem durchschnittlich höheren Standard ausgegangen werden kann.

Tabelle 2.4: Jahreswärme-, Kälte-, und Strombedarf nach Gebäudetyp

Gebäudeart	Jahreswärmebedarf [kWh/a]	Jahreskältebedarf [kWh/a]	Haushaltsstrombedarf [kWh/a]
EnEV	4.062.987	243.779	1.876.466
KfW 55	3.414.430	193.421	1.876.466
KfW 40	2.701.024	150.616	1.876.466

3 Wärmeversorgungskonzept

Für die Wärmeversorgung des Quartiers gelten als Mindestanforderungen die Standards des seit 01.11.2020 geltenden Gebäudeenergiegesetzes (GEG). Zudem werden die Grundlagen der letzten Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017 (EEG) und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) vom 14.08.2020 sowie geplante Novellierungen des EEG 2021 berücksichtigt.

Bei der Wärmeversorgung können unterschiedliche Ansätze verfolgt werden, die sich in einem zentralen Heizwerk oder einem zentralen Erdwärmesondenfeld mit Nahwärmenetz und einer individuellen Objektversorgung darstellen.

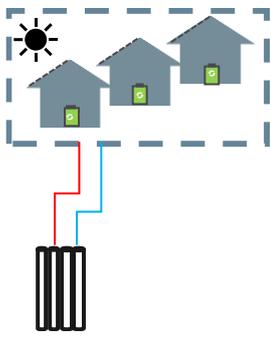
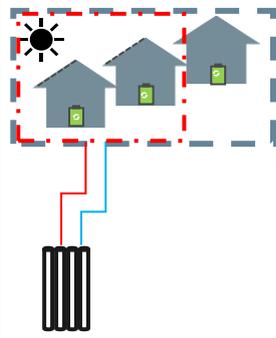
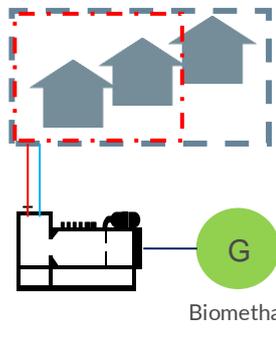
Im Rahmen des Energieversorgungskonzeptes wurden mögliche Varianten für die zukünftige Energieversorgung des Baugebiets „Damloup-Kaserne“ konzipiert. Als Versorgungslösungen wurden dabei untersucht:

- Kaltes Nahwärmenetz im Gesamtgebiet mit Erdsondenfeld als Wärmequelle und dezentralen Wärmepumpen (Variante 1)
- Kaltes Nahwärmenetz im Teilgebiet mit Erdsondenfeld als Wärmequelle und dezentralen Wärmepumpen sowie dezentralen Versorgungsvarianten im restlichen Gebiet (Variante 2)
- Warmes Nahwärmenetz im Teilgebiet mit Biomethan-BHKW und dezentralen Wärmeübergabestationen sowie dezentralen Versorgungsvarianten im restlichen Gebiet (Variante 3)

Die Versorgungsvarianten sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Weitere Versorgungslösungen wurden untersucht, aber nicht weiter betrachtet:

- Abwasserwärmenutzung (Potenzial zu gering)
- Biomasse-Heizung (Lagerraumbedarf, Anlieferung, Feinstaubproblematik)
- Abwärmenutzung (zu große Entfernungen, Wärmeverluste)

Tabelle 3.1: Zusammenfassung Versorgungsvarianten

Versorgungsvariante	Variante 1 Komplettes Gebiet	Variante 2 Teilgebiet	Variante 3 Teilgebiet
Versorgungsgebiet	Gesamtgebiet	Teilgebiet	Teilgebiet
Versorgung	Kalte Nahwärme mit dezentralen Sole-Wärmepumpen	Kalte Nahwärme mit dezentralen Sole-Wärmepumpen	Warmes Netz mit EEG-BHKW + Spitzenlastkessel
Wärmequelle	Erdsonden + Kraftdach	Erdsonden + Kraftdach	Biomethan
			

In den Versorgungsvarianten 2 und 3 wird das Gesamtgebiet in zwei Teilgebiete unterteilt. Ein Gebiet wird dabei zentral über ein Wärmenetz versorgt, während der restliche Teil mit dezentralen Versorgungslösungen versorgt wird. Die angesetzte Gebietsabgrenzung ist Abbildung 3.1 zu entnehmen.



Abbildung 3.1: Definition der Teilgebiete

Der Bereich der zentralen Wärmeversorgung (rot) beinhaltet einen Großteil der mehrgeschossigen Gebäude und bildet daher ein Gebiet mit hoher Wärmebedarfsdichte. Die Versorgungsvariante 1 sieht eine Versorgung über ein kaltes Nahwärmenetz des gesamten Plangebiets (blau und roter Bereich) vor. Die Varianten 2 und 3 beinhalten ein Nahwärmenetz zur Versorgung des roten Teilgebiets.

Im Folgenden werden diese Versorgungslösungen vorgestellt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Dafür werden die Jahreswärmebedarfe in Abhängigkeit der jeweiligen baulichen Standards ausgewertet. Für die wirtschaftliche Bewertung der zentralen Lösungen und damit eine Vergleichbarkeit der Versorgungslösungen hergestellt werden kann, ist es sinnvoll diesen Vergleich auf Lieferebene herzustellen. Da neben zentralen Lösungen

mit Verteilnetzen ebenfalls dezentrale Versorgungskonzepte in Erwägung gezogen werden, wird die Betrachtung aus Endkundensicht herangezogen. Für die Planung, den Bau und den Betrieb eines solchen Versorgungsnetzes werden Investitionskosten sowie bedarfs- und betriebsgebundene Kosten ermittelt, die von entsprechenden Investoren und Betreibern zu tragen sind. Diese müssen über geeignete Auswahlverfahren identifiziert werden. Dafür kommen beispielhaft die ortsansässigen Stadtwerke Rheine in Betracht. Die wirtschaftliche Betrachtung und der Vergleich der Versorgungsvarianten erfolgt demnach zusätzlich aus Betreibersicht und umfasst alle Kosten bis zur Liefergrenze (siehe Abbildung 3.2). Die Liefergrenze bildet die Schnittstelle zwischen Betreiber und Verbraucher. Der Verbraucher schließt lediglich Strom- und Wärmetarife mit dem Betreiber. Investitionen in Netz, Erzeugungsanlagen und Hausübergabestationen / Wärmepumpen sowie Kosten für den Wärmepumpenstrom tätigt der Betreiber und legt diese durch Lieferverträge auf die Verbraucher um. Alternativ kann ein Betreibermodell angewendet werden, indem Gebäudegrenze und Liefergrenze zusammenfallen. Dabei installiert der Verbraucher eine eigene Wärmepumpe. Den benötigten Wärmepumpenstrom rechnet der Verbraucher selbständig mit einem Versorger ab und zahlt Grund- und Arbeitspreis für den Anschluss an das Wärmenetz.

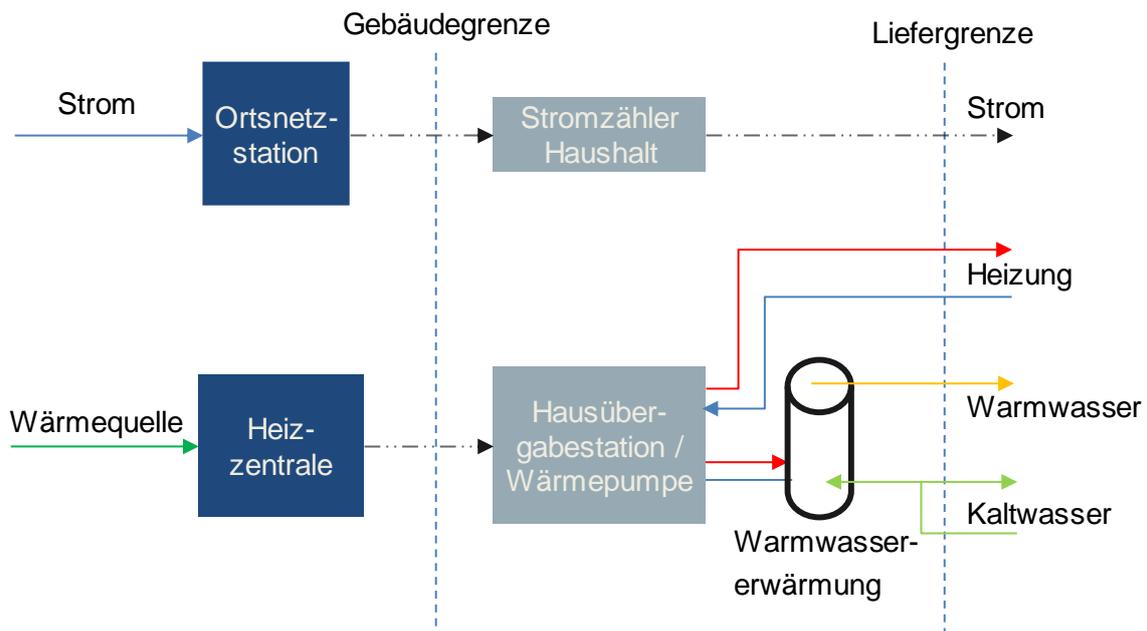


Abbildung 3.2: Darstellung Bilanzgrenze für den Vergleich der Versorgungsvarianten (energielenker GmbH 2020).

3.1 Zentrale Wärmeversorgung: Wärmenetz

Versorgungskonzepte über Wärmenetze ermöglichen lokale Reduktionen von Emissionen und Umweltbelastungen und haben einen sehr geringen Primärenergiefaktor. Aus Wärmekundensicht birgt eine gemeinschaftliche zentrale Energieversorgung einige Vorteile. So sind keine privaten Brennstoffbevorratungen und andere Lagerkapazitäten nötig. Zudem ist neben der Energieversorgung eine gemeinschaftliche zentrale (E-)Mobilität möglich.

Die betrachteten Energiekonzepte sehen eine gemeinschaftliche Wärmeversorgung der Wohngebäude vor. Hierzu wird entweder ein kaltes oder ein herkömmliches Wärmenetz aufgebaut, welches die Wärme von der Heizzentrale bzw. der Wärmequelle über die öffentlichen Verkehrswege im Neubaugebiet an die Wärmeübergabestationen oder die Wärmepumpen in den Gebäuden liefert.

Unter einem kalten Wärmenetz wird ein Wärmenetz verstanden, das mit einem geringen Temperaturniveau von 8 °C bis 20°C betrieben wird. Als Energiequelle dient Umweltwärme oder Abwärme, welche dem Wärmeträgermedium über Wärmepumpen entzogen wird. Das abgekühlte Wärmeträgermedium wird anschließend wieder in den Netzurücklauf eingespeist. Vorteile der kalten Wärmenetze gegenüber den konventionellen sind ein häufig geringerer

Wärmeverlust, größere überbrückbare Distanzen und geringe Kosten für die notwendigen Materialien. Als Umweltwärmequellen können Erdwärme oder Grundwasser genutzt werden.

Im Falle des kalten Wärmenetzes befinden sich alle Wärmeerzeuger dezentral in den Wohngebäuden (vgl. Abbildung 3.3). Die Heizzentrale beinhaltet nur die Versorgungstechnik und kann daher sehr kompakt ausgeführt werden. Zudem kann über die kalte Sole bzw. das Grundwasser eine sommerliche Kühlung bereitgestellt werden.

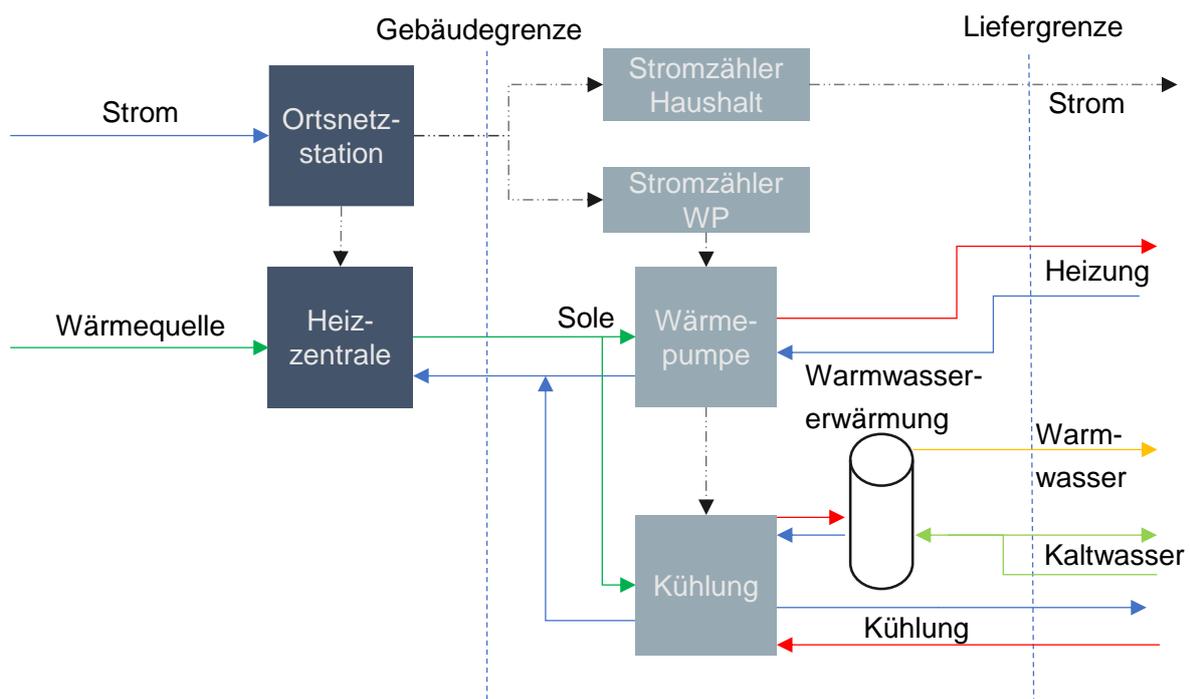


Abbildung 3.3: Schematischer Aufbau des kalten Wärmenetzes (energielenker GmbH 2020).

Bei dem Wärmenetz mit der KWK-Anlage befindet sich in einer Heizzentrale die nötige Anlagentechnik wie Pumpen, Druckhaltung und Steuerungstechnik sowie der Wärmeerzeuger (vgl. Abbildung 3.4). Die produzierte Wärme wird dann ebenfalls in die Versorgungsleitung eingespeist und abgehend von der Versorgungsleitung über Hausanschlussleitungen zu den einzelnen Häusern geführt.

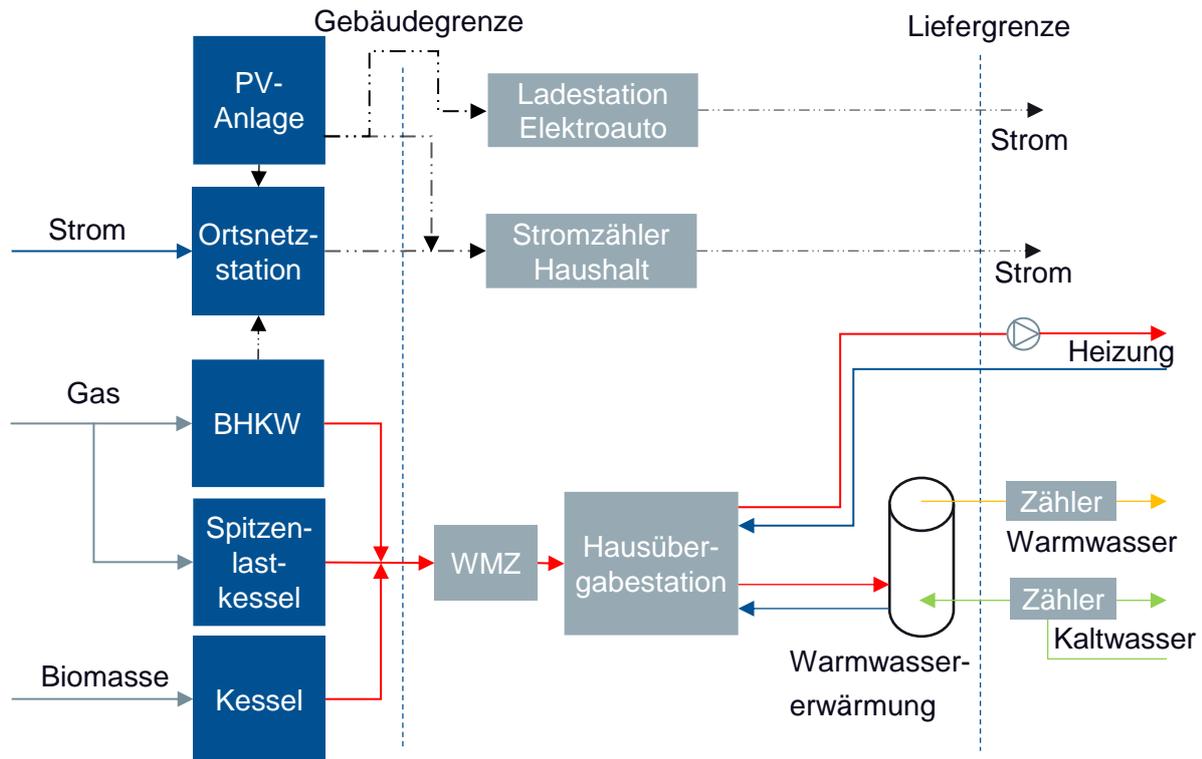


Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau eines warmen Wärmenetzes (energielenker GmbH 2020).

Ausgehend von dem Wärmeerzeuger wird also die produzierte Wärme sowohl bei einem kalten als auch bei einem herkömmlichen Wärmenetz in die Versorgungsleitung eingespeist, an die alle Häuser über sogenannte Hausanschlussleitungen angebunden werden. Nachfolgend ist in der Abbildung 3.5 der mögliche Verlauf eines Wärmenetzes im Baugebiet „Damloup-Kaserne“ dargestellt.



Abbildung 3.5: Möglicher Aufbau eines Wärmenetzes im Baugebiet „Damloup-Kaserne“

Anhand des oben dargestellten Verlaufes wird die Länge der Rohrleitungen des Wärmenetzes abgeschätzt. Für das betrachtete Gebiet ergibt sich eine Trassenlänge von ca. 1.630 m, hinzu kommen 120 Hausanschlüsse á 10 m. Insgesamt beläuft sich die Netzlänge auf ca. 2.830 m. Um zu große und damit kostenintensive Rohrleitungsdurchmesser zu verhindern, wird das Gesamtgebiet in einzelne kleinere Versorgungsgebiete eingeteilt. Jedes Versorgungsgebiet wird über eine eigene Trasse von der Heizzentrale aus versorgt. Dadurch kommt es zu einer parallelen Verlegung einzelner Trassenstränge innerhalb eines Rohrgrabens. Eine Grobauslegung der Wärmetrassen für das kalte Nahwärmenetz ist Tabelle 3.2 zu entnehmen. Äquivalent zeigt Tabelle 3.3 die Auslegung des warmen Netzes.

Tabelle 3.2: Trassenauslegung der kalten Nahwärmenetze (Gesamtgebiet: 1-5; Teilgebiet: 1-3).

Versorgungsgebiet	Leistung (80% GLZ) [kW]	Leitungsquer- schnitt [mm]	Leitungslänge (UNO) [m]
1	621	250	1082
2	583	250	958
3	38	63	0
4	396	200	725
5	647	260	1583

Tabelle 3.3: Trassenauslegung des warmen Nahwärmenetzes

Versorgungsgebiet	Leistung (80% GLZ) [kW]	Leitungsquer- schnitt [mm]	Leitungslänge (DUO) [m]
1	621	90	541
2	583	90	479
3	38	25	0

Die Versorgungsgebiete 1-3 kennzeichnen dabei das Teilgebiet der zentralen Wärmeversorgung. Die Gebiete 4 und 5 das Teilgebiet der dezentralen Wärmeversorgung. Durch die Parallelverlegung erhöht sich die Rohleitungslänge inklusive Hausanschlüsse im Gesamtgebiet auf ca. 3.380 m. Die Positionierung der Heizzentrale, die sowohl als Sammelbau der Sondengruppen als auch zur Unterbringung der zentralen Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik dient, wird in dem rechten Mobilitätshub (Quartiersgarage) vorgesehen. Diese werden voraussichtlich ebenfalls durch die Stadtwerke Rheine betrieben und bieten sich daher als Heizzentrale an. Die Erschließung des Gebiets beginnt mit Versorgungsgebiet 1, wodurch die Heizzentrale im ersten Bauabschnitt errichtet werden kann. Als Flächenbedarf für die Heizzentrale muss eine Fläche von ca. 30 m² (ca. 5 m x 6 m) für Druckhaltung, Ausdehnungsgefäße, Nachspeisung sowie Steuer- und Regelungstechnik vorgesehen werden.

Als Geschäftsmodell für den Bau und den Betrieb der Anlagentechnik sind grundsätzlich mehrere Varianten möglich. So kann eine Einzelperson (Kaufmann, GbR o. ä.) oder ein Unternehmen das Wärmenetz aufbauen und betreiben oder es gründet sich eine Genossenschaft aus allen Wärmekunden. Darüber hinaus sind zudem Lösungen wie beispielsweise eine GmbH & Co. KG, bestehend aus Unternehmen und den privaten Wärmekunden, grundsätzlich möglich.

Aufgrund der Größe des geplanten Projektvorhabens und zur Bereitstellung der nötigen Versorgungssicherheit sind viele der genannten Betreibermodelle jedoch nicht sinnvoll. Zudem ist mit Hinblick auf den nötigen zeitlichen Horizont eine Neugründung einer Betreibergesellschaft nur schwer umsetzbar. Ebenso sollte ein Abrechnungswesen etabliert sein. Empfehlenswert als Netzbetreiber können daher die ortsansässigen Stadtwerke Rheine in Betracht gezogen werden. Die Stadtwerke Rheine sind in dem Bau und dem Betrieb von ähnlichen Anlagen sowie bei der Betreuung von Endkunden bereits sehr erfahren.

3.2 Variante 1: Kaltes Netz mit Erdsonden als Wärmequelle und dezentralen Wärmepumpen

Für die Versorgung des kalten Netzes sieht die Variante 1 Erdwärme als Wärmequelle vor. Da im Gebiet „Damloup-Kaserne“ keine Trinkwasser- und Heilquellen vorliegen, ist die Nutzungsmöglichkeit nicht generell ausgeschlossen. Um den Wärmebedarf des Quartiers decken zu können, werden Erdsonden vorgesehen. Flächenkollektoren würden eine zu große

Fläche einnehmen. Für die Betrachtung werden Erdsonden mit einer Bohrtiefe von 100 m herangezogen, um entsprechende Genehmigungsverfahren einfach zu halten. Für das verfügbare Geothermiespotenzial werden Daten des geologischen Dienst NRW ausgewertet. Abbildung 3.6 zeigt das Geothermiespotenzial im Plangebiet für Erdsonden mit einer Sondenlänge von 100 m.

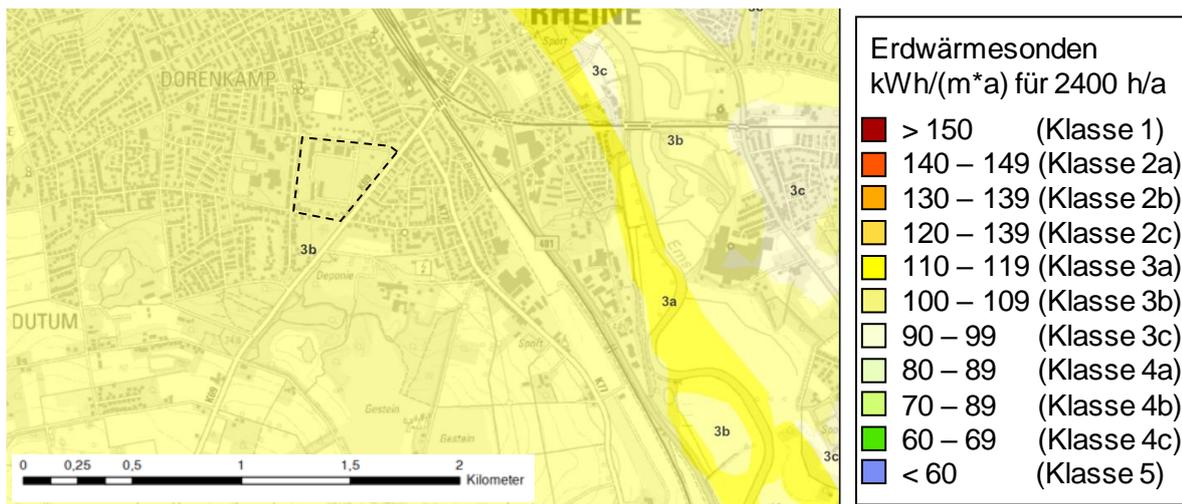


Abbildung 3.6: Geothermisches Potenzial für Erdsonden bis 100 m. (Quelle: geothermie.nrw.de)

Das angegebene geothermische Potenzial wird als Klasse 3b ausgewiesen. Es kann von einer ungefähren Entzugsleistung von 100 – 109 kWh/a bei einer Vollbenutzungsstundenzahl von 2400 h/a ausgegangen werden. Für eine abschließende Betrachtung des geothermischen Potenzials innerhalb des Quartiers ist eine geothermische Untersuchung des Untergrunds notwendig.

Eine genauere Untersuchung der Ergiebigkeit der Geothermie kann durch einen sogenannten Geothermal-Response-Test (GRT) oder Thermal-Response-Test (TRT) erfolgen. Zur Durchführung dieser Messung wird eine Probebohrung erstellt, in die eine erste Wärmesonde eingebracht wird. Über eine mobile Kühlanlage und entsprechende Messapparatur werden an dieser Sonde dann die genauen geothermischen Eigenschaften ermittelt. Anhand dieses Tests kann die genaue Anzahl und Tiefe der notwendigen Erdsonden bestimmt werden. Für die Betrachtung eines Erdsondenfeldes kann es notwendig sein, mehrere Sonden einzubringen. Dadurch können zusätzlich Aussagen über die Grundwasserfließrichtung getroffen werden. Für einen solchen TRT sowie für die nachfolgende Auswertung müssen ein Zeitraum von ca. 14 Tagen und Kosten von ca. 30.000 € veranschlagt werden. Die eingebrachte Sonde kann im Nachhinein innerhalb des Erdsondenfeldes genutzt werden.

Anhand des Bebauungsplans können einzelne öffentliche Freiflächen, die sich zur Nutzung von Erdsonden eignen, identifiziert werden. Diese sind in Abbildung 3.7 eingeteilt.



Abbildung 3.7: Mögliche Flächenpotenziale für die Nutzung von Geothermie im betrachteten Gebiet

Abbildung 3.7 zeigt, dass innerhalb des Zett-Parks ein Flächenpotenzial von ca. 10.000 m² zur Verfügung steht. Allerdings sieht der Bebauungsplan öffentliche Quartiersplätze und Bepflanzungen der Flächen vor. Bestandsbäume auf der rechten Seite des Zett-Parks sollen erhalten bleiben. Generell können Geothermiefelder bepflanzt und teilweise bebaut werden. Allerdings ist von einer flächendeckenden Versiegelung der Flächen, aufgrund der sommerlichen Regeneration des Bodens abzusehen. Zudem ist eine Bepflanzung mit Tief- und

Herzwurzeln ungeeignet, da diese zu Schäden an den Erdsonden sowie den Versorgungsleitungen führen können. Auf einer Fläche von 10.000 m² könnten über 275 Erdsonden eingebracht werden. Um eine Beeinflussung der Erdsonden untereinander zu verhindern, werden diese in einem Abstand von ca. 6 m eingebracht.

Neben den Erdsonden ist eine zusätzliche Wärmequelle für das Quartier vorgesehen. Für die sommerliche Trinkwarmwasserbereitstellung und die Regeneration des Erdsondenfeldes werden zusätzlich Solar-Luft-Absorber eingesetzt. Diese nutzen die Umgebungswärme und entlasten das Erdsondenfeld. Dadurch kann verhindert werden, dass über einen längeren Zeitraum der Unterboden auskühlt und somit die Effizienz und generelle Nutzung der Erdsonden eingeschränkt wird. Das Versorgungsschema aus kaltem Netz mit Erdsondenfeld und Solar-Luft-Absorbern ist in Abbildung 3.8 dargestellt.

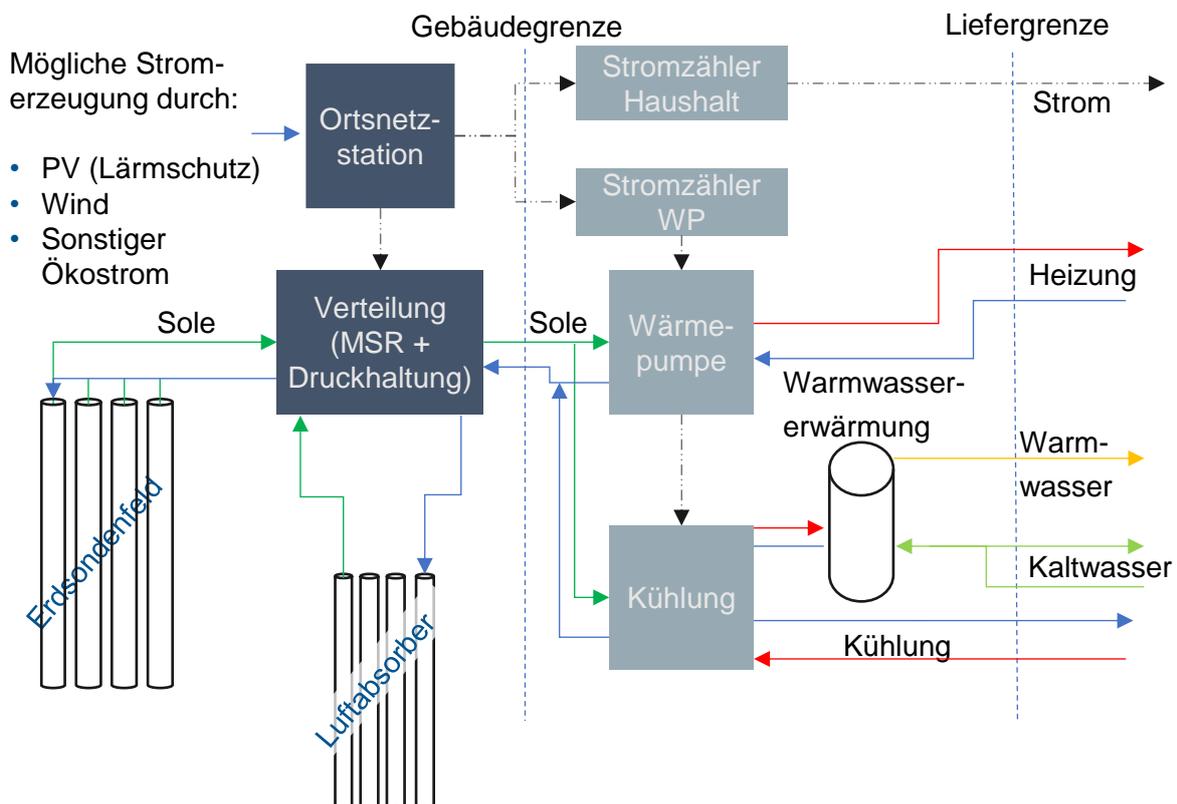


Abbildung 3.8: Schematischer Aufbau eines kalten Wärmenetzes mit Erdsondenfeld und Luftabsorbern. (energielenker GmbH 2020).

Die Solar-Luft-Absorber zur Regeneration des Erdsondenfeldes werden verteilt auf den drei Mobilitätshubs positioniert. Ein weiterer Vorteil der Absorber liegt darin, dass sie unterhalb von handelsüblichen Photovoltaik-Modulen installiert werden können. Eine Kombination aus Photovoltaik und Solarthermieabsorbern wird als PVT-Modul bzw. Krafdach bezeichnet. Für

das Wärmeversorgungskonzept werden die Solar-Luft-Absorber inklusive der Unterkonstruktion bilanziert. Die Unterkonstruktion ist dabei so ausgelegt, dass handelsübliche PV-Module kostengünstig oberhalb der Solar-Luft-Absorber installiert werden können. Die möglichen Stromerträge können in das öffentliche eingespeist oder direkt im Quartier genutzt werden, um die dezentralen Wärmepumpen und Netzpumpen mit erneuerbarem Strom zu versorgen. Ebenso kann der Strom den Anwohnern über Mieterstrommodelle oder in Form von Ladestationen für Elektromobilität bereitgestellt werden. Mögliche Stromerträge aus PV sowie Investitionskosten der Module werden in der Bilanzierung für das Wärmenetz nicht berücksichtigt.

Die Dächer der drei Mobilitätshubs haben insgesamt ein Flächenpotenzial von ca. 5.000 m². Für die Regeneration des Erdsondenfeldes werden auf jedem Mobilitätshub ca. 264 Absorber geplant, was einer Aufstellfläche von ca. 2.700 m² entspricht. Pro Quadratmeter installierter Absorberfläche kann ein Ertrag von 750 kWh/m²a erzielt werden, was einer jährlichen Regeneration von ca. 1.200 MWh/a entspricht, um das Erdreich auf die Quellenursprungstemperatur zu bringen. Die geplanten Absorberflächen bieten eine Unterkonstruktion für ein Aufständerung ca. 1.320 Solarmodule (ca. 1,7 m x 1,0 m) in Ost-West-Ausrichtung.

Die Investitionskosten des Wärmeversorgungskonzepts setzen sich vorrangig aus dem Wärmenetz, den Hausanschlüssen und Übergabestationen / Wärmepumpen sowie den Erdsonden bzw. den Solar-Luft-Absorbern als Wärmequelle zusammen. Tabelle 3.4 gibt einen Überblick über die geplante Auslegung des Versorgungskonzepts der Variante 1.

Tabelle 3.4: Komponenten Wärmeversorgungskonzept Variante 1

Komponente	Anzahl	Flächenbedarf
Erdsonden	222 Stk. á 99 m/Stk.	ca. 8.000 m ²
Wärmepumpen	120 Stk.	
Solar-Luft-Absorber	3 Felder á 88 Stk.	ca. 2.700 m ²
Rohrleitung	ca. 2.200 m	
Hausanschlussleitungen	120 Stk. á 10 m	
Rohrleitungstiefbau	1.630 m	
Hausanschlusstiefbau	120 m	

Für die geplanten Erdsonden müssen entsprechende Genehmigungen erworben werden. Diese müssen bei der unteren Wasserbehörde und dem Landesamt für Bergbau eingeholt werden. Für die Genehmigungsverfahren eines Projektes dieser Größenordnung kann etwa ein Zeitraum von 6 – 12 Monaten angesetzt werden.

Für eine belastbare Berechnung des Erdsondenfelds müssen Pilotbohrungen über Feldversuche getestet und die Wärmeleitfähigkeit des Untergrunds erkundet werden. Hierfür werden an den Pilotsonden Thermal Response Tests durchgeführt, anschließend kann das Erdsondenfeld, entsprechend der angetroffenen Bedingungen hinsichtlich Tiefe und thermischer Leistung, berechnet und optimiert werden.

Eine Grobdimensionierung der Versorgungsvariante 1 mit entsprechenden Leistungszahlen und Investitionskosten kann Tabelle 3.5 entnommen werden.

Tabelle 3.5: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 1 (KfW55-Standard)

Kalte Nahwärme Gesamtgebiet Erdsonden + Solar-Luft-Absorber		
Wärmebedarf	3.410.000 kWh/a	
Netzverluste	-	
Gesamter Wärmebedarf	3.410.000 kWh/a	
Strombedarf	745.000 kWh/a	Wärmepumpen, Netzpumpen
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	835.781 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmequelle	1.350.410 €	Erdsonden, Solar-Luft-Absorber
Wärmeerzeugungsanlagen	1.680.000 €	Dezentrale Wärmepumpen
Sonstige Investitionskosten	982.196 €	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	1.682.151 €	BAFA: Heizen mit erneuerbaren Energien
Investition nach Förderung	3.166.236 €	

Baukostenzuschuss und Anlagentechnik	3.180.000 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	- €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten (keine Kapitalkosten, da Fördermittel und Netzkostenbeiträge höher als Investitionskosten)
Bedarfsgebundene Kosten	130.832 €/a	Energiekosten (Wärmepumpen-, Netzpumpenstrom)
Betriebsgebundene Kosten	39.690 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	10.138 €/a	
Jahreseinnahmen (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverkauf	180.346 €/a	
Stromeinspeisung	- €/a	
Energierückerstattung	- €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	179.496 €/a	
Jahreseinnahmen	180.346 €/a	
Jahresüberschuss	850 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	5,3 ct./kWh	

Für eine kostendeckende, zentrale Versorgung der Objekte über eine Heizzentrale mit Erdsondenfeld, drei Solar-Luft-Absorber-Feldern auf den Mobilitätshubs und dezentralen Wärmepumpen ist ein Wärmepreis von mindestens 5,3 ct/kWh zzgl. Vertrieb und Marge zu generieren. Die Jahresausgaben setzen sich aus kapital-, bedarfs-, und betriebsgebunden sowie sonstigen Kosten zusammen. Für die Kapitalkosten wird eine 5%ige Verzinsung der Investitionskosten (abzüglich BKZ und Förderung) angesetzt. Das Nahwärmenetz, inklusive Erdsondenfeld und Solar-Luft-Absorber, wird als Wärmequelle der Wärmepumpen gefördert. Bei der Förderung ist darauf hinzuweisen, dass für jede dezentralen Wärmepumpen ein Förder-

antrag gestellt werden muss. Dies kann durch den Betreiber (Contractor) im Namen der Eigentümer oder durch die jeweiligen Eigentümer selbst geschehen. Die Fördergelder sind dem Betreiber freizugeben oder in den Baukostenzuschuss zu inkludieren. Durch die Umlage des Baukostenzuschusses und der Anlagentechnik werden die Erdsonden, die Solar-Luft-Absorber und das Wärmenetz anteilig und die Wärmepumpe vollständig auf die Wärmekunden umgelegt.

Fördermöglichkeiten:

Tabelle 3.6: Förderprogramme kaltes Netz mit Erdsonden

Variante	Art und Höhe der Förderung	Förderfähige Kosten	Technische Voraussetzungen	Antragsteller
Förderprogramm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ - BAFA				
WP	35 % der förderfähigen Kosten	Sole-Wasser-Wärmepumpe, Pufferspeicher	Jahresarbeitszahl = 4,5 (Neubau)	Eigentümer, Pächter, Mieter des Grundstücks oder des Gebäudes, Contractoren

3.3 Variante 2: Kaltes Netz im Teilgebiet mit Erdsondenfeld als Wärmequelle und dezentralen Wärmepumpen

Die Versorgungsvariante 2 sieht eine zentrale Wärmeversorgung über ein kaltes Nahwärmenetz des Teilgebiets der zentralen Wärmeversorgung vor. Das restliche Gebiet wird über objektbezogene Konzepte mit Wärme versorgt (siehe Kapitel 3.5). In Tabelle 3.7 sind die jährlichen Energiebedarfe des Teilgebiets abgebildet. Der Jahreswärmebedarf des Teilgebiets beträgt dabei ca. 54 % des Gesamtgebiets.

Tabelle 3.7: Jahreswärme-, Kälte-, und Haushaltsstrombedarf nach Gebäudetyp des Teilgebiets

Gebäudeart	Jahreswärmebedarf [kWh/a]	Jahreskältebedarf [kWh/a]	Haushaltsstrombedarf [kWh/a]
EnEV	2.202.337	132.140	1.017.138
KfW 55	1.850.790	111.047	1.017.138
KfW 40	1.464.089	87.845	1.017.138

Der Verlauf des geplanten Wärmenetzes für die Versorgung des Teilgebiets ist in Abbildung 3.9 abgebildet.



Abbildung 3.9: Möglicher Aufbau eines Wärmenetzes im Teilgebiet des Baugebiets „Damloup-Kaserne“

Die Heizzentrale wird identisch zu Variante 1 innerhalb des östlichen Mobilitätshubs geplant. Durch das verkleinerte Teilgebiet reduzieren sich die jährlichen Verbräuche und die technische Auslegung der Versorgung. Die Auslegungskomponenten der Teilgebietsversorgung reduziert sich im Vergleich zum Gesamtgebiet auf die Werte in Tabelle 3.8.

Tabelle 3.8: Komponenten Wärmeversorgungskonzept Variante 2

Versorgungsgebiet	Anzahl	Flächenbedarf
Erdsonden	138 Stk. á 99 m/Stk.	ca. 5.000 m ²
Wärmepumpen	35 Stk.	-
Solar-Luft-Absorber	2 Felder á 88 Stk.	ca. 1.800 m ²
Rohrleitung	ca. 1.000 m	
Hausanschlussleitungen	35 Stk. á 10 m	
Rohrleitungstiefbau	730 m	
Hausanschlusstiefbau	35 m	

Die Dimensionierung der Erzeugungseinheiten und die ermittelten Kosten können Tabelle 3.9 entnommen werden.

Tabelle 3.9: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 2 (KfW55-Standard)

Kalte Nahwärme Gesamtgebiet Erdsonden + Solar-Luft-Absorber		
Wärmebedarf	1.851.000 kWh/a	
Netzverluste	-	
Gesamter Wärmebedarf	1.851.000 kWh/a	
Strombedarf	412.000 kWh/a	Wärmepumpen, Netzpumpen
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	367.131 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmequelle	691.493 €	Erdsonden, Solar-Luft-Absorber
Wärmeerzeugungsanlagen	572.215 €	Dezentrale Wärmepumpen
Sonstige Investitionskosten	482.510 €	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung

Förderung	724.950 €	BAFA: Heizen mit erneuerbaren Energien
Investition nach Förderung	1.388.399 €	
Baukostenzuschuss und Anlagentechnik	1.260.000 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	10.815 €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten (keine Kapitalkosten, da Fördermittel und Netzkostenbeiträge höher als Investitionskosten)
Bedarfsgebundene Kosten	72.312 €/a	Energiekosten (Wärmepumpen-, Netzpumpenstrom)
Betriebsgebundene Kosten	14.526 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	4.419 €/a	
Jahreseinnahmen (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverkauf	102.642 €/a	
Stromeinspeisung	- €/a	
Energierückerstattung	- €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	102.073 €/a	
Jahreseinnahmen	102.642 €/a	
Jahresüberschuss	569 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	5,5 ct./kWh	

Durch die Verkleinerung des zu versorgenden Gebietes erhöhen sich die spezifischen Investitionskosten. Allerdings erhöht sich die Wärmebelegungsichte des Wärmenetzes. Für eine kostendeckende zentrale Versorgung der Objekte, über eine Heizzentrale mit Erdsondenfeld, drei Solar-Luft-Absorber-Feldern auf den Mobilitätshubs und dezentralen Wärmepumpen ist ein Wärmepreis von mindestens 5,5 ct/kWh zzgl. Vertrieb und Marge zu generieren. Bei der

Förderung ist darauf hinzuweisen, dass für die dezentralen Wärmepumpen für jede Wohnungseinheit ein Förderantrag gestellt werden muss. Das Nahwärmenetz inklusive Erdsondenfeld und Solar-Luft-Absorber wird als Wärmequelle der Wärmepumpen gefördert.

Tabelle 3.10: Förderprogramme kaltes Netz mit Erdsonden

Variante	Art und Höhe der Förderung	Förderfähige Kosten	Technische Voraussetzungen	Antragsteller
Förderprogramm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ - BAFA				
WP	35 % der förderfähigen Kosten	Sole-Wasser-Wärmepumpe, Pufferspeicher	Jahresarbeitszahl = 4,5 (Neubau)	Eigentümer, Pächter, Mieter des Grundstücks oder des Gebäudes, Contractoren

3.4 Variante 3: Wärmenetz mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage mit Biomethan- Blockheizkraftwerk und Gasspitzenlastkessel

Variante 3 sieht die Versorgung des Teilgebiets der zentralen Wärmeversorgung mit warmer Nahwärme vor. Bei der Nahwärmeversorgung wird an zentraler Stelle die Wärme erzeugt und über ein Nahwärmenetz an die Liegenschaften im betrachteten Quartier transportiert. Für die Nahwärmeversorgung wird ein Blockheizkraftwerk (BHKW) und ein Gas-Spitzenlastkessel vorgesehen. Das BHKW wird mit Biomethan betrieben, das über das öffentliche Erdgasnetz bezogen wird. Der Strom kann in das öffentliche Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet werden oder den Anwohnern des Quartiers über ein Mieterstrommodell zur Verfügung gestellt werden.

Ein BHKW ist eine Kraft-Wärme-Kopplungsanlage, die gleichzeitig Strom und Wärme produziert. Es besteht häufig aus einem Gasmotor und einem daran angekoppelten Stromgenerator. Bei dem Betrieb der Anlage wird die Motorwärme und die Abgaswärme technisch nutzbar gemacht. Aufgrund der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme sind diese Anlagen

hocheffizient. Für eine zukunftssträngige Energieversorgung des Gebiets kann bei der Auswahl des BHKWs bereits eine Möglichkeit des Betriebs mit Wasserstoff in Betracht gezogen werden.

Für die sichere Wärmeversorgung auch bei niedrigen Außentemperaturen wird ein Gas-Spitzenlastkessel eingesetzt. Dieser stellt ausreichend Leistung auch für die kältesten Stunden und Tage eines Jahres bereit. Der Prozess der Wärmebereitstellung ist in Abbildung 3.10 dargestellt.



Quellen: 2G / Isoplus / Rehau / PEWO / Kamstrup



Betreibermodell und Schnittstellen können variabel gestaltet werden



Abbildung 3.10: Darstellung Prozess zentrale Nahwärmeversorgung

Gegenüber einem kalten Netz bietet die Versorgung mittels warmen Netzes sowohl Vorteile als auch Nachteile. Diese können folgender Tabelle 3.11 entnommen werden.

Tabelle 3.11: Vor- und Nachteile warmes Netz im Vergleich zum kalten Netz

Vorteile	Nachteile
Geringere Investitionskosten	Höhere CO ₂ -Emissionen
Höherer Trinkwarmwasserkomfort	Keine Reduktion von CO ₂ -Emissionen durch Einsatz von erneuerbarem Strom
Geringeres Baugrundrisiko	Keine zusätzliche Gebäudetemperierung (ohne Zusatzaufwand)
Geringerer Hilfsenergieaufwand	Höheres Risiko bei niedriger Wärmebelegungsdichte

Die Dimensionierung der Erzeugungseinheiten und die ermittelten Kosten können Tabelle 3.12 entnommen werden.

Tabelle 3.12: Konzeption und Grobdimensionierung für Variante 3 (KfW55-Standard)

Wärmenetz mit Biomethan-BHKW		
Wärmebedarf	1.851.000 kWh/a	
Netzverluste	142.000 kWh/a	
Gesamter Wärmebedarf	1.993.000 kWh/a	
Strombedarf	36.000 kWh/a	Netzpumpen
BHKW	150 kW _{el}	
Spitzenlastkessel	1.000 kW	
Kosten (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverteilnetz	466.678 €	Rohrnetz, Tiefbau, Hausanschlüsse
Wärmeerzeugungsanlagen	241.468 €	BHKW, Spitzenlastkessel
Wärmebereitstellung	163.490 €	Übergabestationen
Sonstige Investitionskosten	345.332 €	Druckhaltung, Pufferspeicher, Verteilung, Regelung, Grundstück, Baukonstruktion, Bauherrenaufgaben, Architekten- und Ingenieurleistung
Förderung	129.275 €	
Investition nach Förderung	1.087.693 €	

Baukostenzuschuss und Anlagentechnik	1.260.000 €	
Jahresausgaben (netto exkl. MwSt.)		
Kapitalgebundene Kosten (Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge)	- €/a	Grundstück, Baukosten, Anlagenkosten (keine Kapitalkosten, da Fördermittel und Netzkostenbeiträge höher als Investitionskosten)
Bedarfsgebundene Kosten	337.773 €/a	Energiekosten (Brennstoff, Netzpumpenstrom)
Betriebsgebundene Kosten	31.237 €/a	Betriebsführung, Instandhaltung
Sonstige Kosten	2.244 €/a	
Jahreseinnahmen (netto exkl. MwSt.)		
Wärmeverkauf	78.582 €/a	
Stromeinspeisung	142.537 €/a	
Energierückerstattung	18.787 €/a	
Bilanzierung		
Jahresausgaben	357.652 €/a	
Jahreseinnahmen	239.905 €/a	
Jahresüberschuss	-117.747 €/a	
Wärmepreis (kostendeckend)	10,6 ct/kWh	

Für eine kostendeckende zentrale Versorgung der Objekte, über eine Heizzentrale mit Erdsondenfeld, drei Solar-Luft-Absorber-Feldern auf den Mobilitätshubs und dezentralen Wärmepumpen ist ein Wärmepreis von mindestens 10,6 ct/kWh zzgl. Vertrieb und Marge zu generieren.

Fördermöglichkeiten:

Tabelle 3.13: Fördermöglichkeiten: Wärmenetz BHKW

Variante	Art und Höhe der Förderung	Förderfähige Kosten	Technische Voraussetzungen	Antragsteller
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - BMWi				
Wärme- und Kältenetze mit KWK-Wärme)	Tilgungszuschuss	40 % der ansatzfähigen Kosten	75 % KWK-Wärme und EE-Wärme	Eigentümer, Pächter, Mieter des Grundstücks oder des Gebäudes, Contractoren

3.5 Dezentrale Wärmeversorgung

Die Versorgungsvarianten 2 und 3 sehen jeweils eine zentrale Wärmeversorgung eines Teilgebiets und eine dezentrale, individuelle Versorgung der restlichen Liegenschaften vor. Für eine objektbezogene, dezentrale Wärmeversorgung werden folgende Konzepte betrachtet:

- Gasbrennwerttherme mit Solarthermie (als Referenz-Variante)
- Luft-Wasser-Wärmepumpe
- Brennstoffzelle

Die Versorgung des Gebietes über konventionelle Gasbrennwertthermen ist für das Gebiet „Damloup-Kaserne“ nach den politischen Vorgaben nicht zulässig. Der Einsatz von Erdgas bzw. Biomethan ist lediglich für den Einsatz in einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage vorgesehen. Für die Versorgung über Brennstoffzellen ist eine Erschließung des Gebiets über ein öffentliches Gasnetz vorauszusetzen.

Im Folgenden werden diese Versorgungslösungen vorgestellt und eine Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Für die wirtschaftliche Bewertung der zentralen und dezentralen Lösungen und damit eine Vergleichbarkeit der Versorgungslösungen hergestellt werden kann, ist es sinnvoll diesen Vergleich auf Gebäudeebene herzustellen. Aufgrund der Anzahl an unterschiedlichen geplanten Gebäuden würde dies jedoch zu einer zu hohen Komplexität führen. Es werden daher stellvertretend für die geplanten Einfamilien- und Reihenhäuser ein

„durchschnittliches EFH“ (im Folgenden ØEFH) sowie ein „durchschnittliches MFH“ (im Folgenden ØMFH) stellvertretend für die großen und kleinen Mehrfamilienhäuser definiert. Durch die beiden Referenzgebäude ist es möglich, die untersuchten Versorgungslösungen zu vergleichen. Die Berechnungsgrundlage und die Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung dieser beiden Referenzgebäude sind in der nachfolgenden Tabelle 3.14 dargestellt.

Tabelle 3.14: Durchschnittliche Gebäudetypen nach KfW55-Baustandard (Berechnungsgrundlage)

	ØEFH	ØMFH
Wohnfläche	150 m ²	650 m ²
Nutzfläche	245 m ²	1.070 m ²
Heizleistung	9 kW	38 kW
Heizenergiebedarf	7.300 kWh/a	32.000 kWh/a
Bedarf Trinkwassererwärmung	3.700 kWh/a	16.000 kWh/a
Anzahl	68	17
Rahmenbedingungen		
Betrachteter Zeitraum	20 Jahre	20 Jahre
Kalkulatorischer Zins	2 %	2 %
Nutzungsdauer und Instandhaltungskosten nach	VDI 2067	VDI 2067

3.5.1 Gasbrennwerttherme mit Solarthermie

Die Variante sieht vor, dass im Gebäude eine Gasbrennwerttherme aufgestellt wird, um die Liegenschaft mit Wärme zu versorgen. Für die Trinkwassererwärmung wird zusätzlich eine Solarthermieanlage auf dem Dach installiert. Die angenommenen Heizleistungen beruhen auf konkreten Anlagen. Das Versorgungsschema kann Abbildung 3.11 entnommen werden. Die Grobdimensionierung und eine Abschätzung der Investitionskosten und sich daraus ergebene Jahreswärmepreise können Tabelle 3.15 entnommen werden.

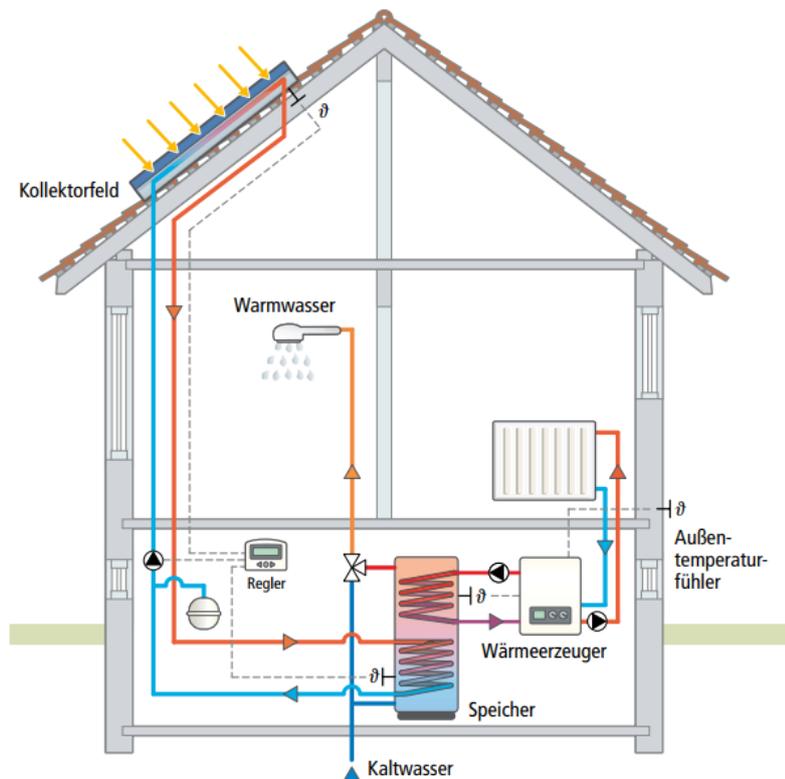


Abbildung 3.11: Versorgungsschema Gasbrennwerttherme mit Solarthermie. (Quelle: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.)

Bei der dezentralen Wärmeversorgung über eine Gasbrennwerttherme mit Solarthermieanlage setzen sich für die Wärmeabnehmer die Kosten aus einem Grundpreis und einem Wärmepreis bzw. Arbeitspreis zusammen. Der Grundpreis liegt bei 154,00 € (brutto) pro Jahr und enthält alle Kosten, die unabhängig von dem Gasverbrauch entstehen. Dazu zählen Messung, Abrechnung und Netznutzung. Der Arbeitspreis ist gekoppelt an den Erdgasstarif und beträgt 5,74 ct/kWh (brutto). Insgesamt ergeben sich aus der Vollkostenrechnung für den Verbraucher bei einem ØEFH Gesamtkosten von 2.569 €/a (brutto), woraus sich ein durchschnittlicher Wärmepreis von 21,8 ct/kWh (brutto) ableiten lässt. Bei einem Mehrfamilienhaus betragen die Gesamtkosten 7.289 €/a (brutto), die sich auf alle Parteien aufteilen. Für den Verbraucher ergibt sich hier ein durchschnittlicher Wärmepreis von 15,2 ct/kWh (brutto).

Tabelle 3.15: Konzeption und Grobdimensionierung Gasbrennwerttherme mit Solarthermie.

Gasbrennwerttherme + Solarkollektor			
	ØEFH	ØMFH	
Gasbrennwerttherme	9 kW	45 kW	
Solarkollektor	7,6 m ²	64 m ²	
Bivalenter Kombispeicher	750 l	1500 l	
Kosten (netto exkl. MwSt.)			
Anlagentechnik	13.655 €	46.218 €	Hausanschluss, Kessel, Solaranlage, Regelung, Trinkwassererwärmung, Schornstein, Installation, zentrale Lüftungsanlage
Grundpreis	121 €/a	122 €/a	
Arbeitspreis	3,84 ct/kWh	3,84 ct/kWh	Verbrauchtes Gas
Wartung	355 €/a	355 €/a	
Schornsteinfeger	25 €/a	28 €/a	
Gesamtkosten	2.008 €/a	6.126 €/a	
Durchschnittlicher Wärmepreis	18,3 ct/kWh	12,8 ct/kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis Energiekosten		3,91 ct/kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis sonst. Kosten		8,9 ct/kWh	

3.5.2 Luft-Wasser-Wärmepumpe

Als alternative zu einer konventionellen erdgasbasierten Wärmeversorgung können die Gebäude im Gebiet über eine dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpe versorgt werden. Dabei wird in jedem Gebäude eine Wärmepumpe installiert. Die Heizleistung beruht auf konkreten Anlagen und wird durch Spitzenlast-Heizstäbe ergänzt. Für die Trinkwasserbereitung in den Mehrfamilienhäusern werden zusätzliche Wohnungsstationen vorgesehen.

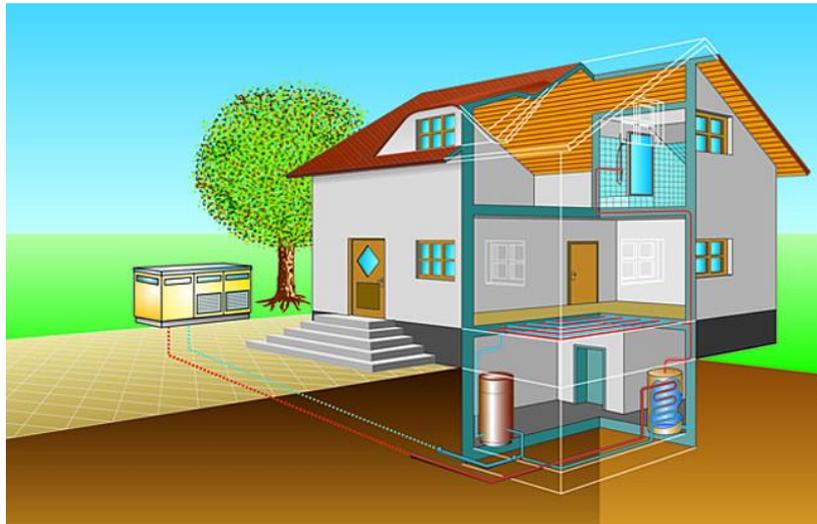


Abbildung 3.12: Versorgungsschema Luft-Wasser-Wärmepumpe (Quelle: Bundesverband Wärmepumpe e.V.)

Eine Schätzung der Kosten für das ØEFH und ØMFH ist in Tabelle 3.16 aufgeführt. Bei der Objektversorgung durch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe ergibt sich für den Wärmeabnehmer ein Grundpreis von 79 € pro Jahr (brutto). Im Grundpreis werden die Kosten für die Wartung, Instandhaltung und Inspektion der Anlagentechnik berücksichtigt. Für die in Anspruch genommene Strommenge liegt der Arbeitspreis für den Verbraucher bei 20,9 ct/kWh (brutto). Aus der Vollkostenrechnung ergeben sich bei dem EFH für den Wärmeabnehmer Gesamtkosten von 1.991 €/a (brutto) und auf den Verbrauch bezogen ein durchschnittlicher Wärmepreis von 18,2 ct/kWh (brutto). Bei dem MFH ergeben sich Gesamtkosten von 6.031 €/a (brutto), die sich auf alle Wärmeabnehmer aufteilen. Für den Verbraucher ergibt sich ein durchschnittlicher Wärmepreis von 12,6 ct/kWh (brutto).

Tabelle 3.16: Konzeption und Grobdimensionierung Luft-Wasser-Wärmepumpe

Luft-Wasser-Wärmepumpe			
	ØEFH	ØMFH	
Luft-Wasser-Wärmepumpe	8 kW	40 kW	zzgl. Zusatzheizung
Pufferspeicher	200 l	800 l	
Indirekt beheizter Speicher	300 l	600 l	
Kosten (netto exkl. MwSt.)			

Anlagentechnik	15.273 €	44.370 €	Wärmepumpe, Regelung, Trinkwassererwärmung, Installation
Förderung	5.346 €	15.529 €	BAFA: Heizen mit erneuerbaren Energien
Grundpreis	66 €/a	66 €/a	
Arbeitspreis	17,55 ct/kWh	17,55 ct/kWh	Verbrauchter Strom
Wartung	241 €/a	241 €/a	
Schornsteinfeger	- €/a	- €/a	
Gesamtkosten	1.673 €/a	5.068 €/a	
Durchschnittlicher Wärmepreis	15,3 ct/kWh	12,6 ct/kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis Energiekosten		5,0 ct/kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis sonst. Kosten		7,6 ct/kWh	

Fördermöglichkeiten:

Tabelle 3.17: Förderprogramme Luft-Wasser-Wärmepumpe

Variante	Art und Höhe der Förderung	Förderfähige Kosten	Technische Voraussetzungen	Antragsteller
Förderprogramm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ - BAFA				
WP Luft	35 % der förderfähigen Kosten	Luft-Wasser-Wärmepumpe, Pufferspeicher	JAZ = 4,5 (Neubau)	Eigentümer, Pächter, Mieter des Grundstücks oder des Gebäudes, Contractoren

3.5.3 Brennstoffzelle

Für diese Variante wird die geforderte Versorgung mit Einsatz einer Brennstoffzelle betrachtet. Eine Brennstoffzelle wird als Mikro-KWK-Gerät bezeichnet. Sie reformiert handelsübliches Erdgas aus dem Versorgungsnetz zu Wasserstoff und dieser wird über die sogenannte „kalte Verbrennung“ oxidiert. Dabei wird elektrische Energie gewonnen. Die entstehende Abwärme kann ebenfalls für die Heizungsunterstützung genutzt werden. Gegenüber Blockheizkraftwerken (BHKW) haben Brennstoffzellen den Vorteil eines höheren elektrischen Wirkungsgrades und der damit verbundenen höheren Stromkennzahl. Die Stromkennzahl beschreibt das Verhältnis der elektrischen Leistung zur thermischen Leistung. Im Regelfall werden Brennstoffzellen im Gegensatz zu BHKWs stromgeführt betrieben.

Die Brennstoffzelle für die Ø-Einfamilienhäuser enthält eine zusätzliche Gasbrennwerttherme zur Spitzenlastabdeckung. In den Mehrfamilienhäusern werden für jede Wohnung dezentrale Wohnungsstationen für die Trinkwarmwasserbereitung installiert. Beide Systeme sind mit ausreichend Pufferspeichern ausgestattet, um die Vollbenutzungsstunden der Brennstoffzellen zu erhöhen und häufige Taktvorgänge zu reduzieren. Das Versorgungskonzept über dezentrale Brennstoffzellen sieht den Einsatz von Biomethan vor. Für die Versorgung muss das Gebiet mit einer Erdgasleitung ausgestattet sein. Im Einfamilienhausbereich wird von einer Eigenstromnutzung des erzeugten KWK-Stroms von 100 % ausgegangen. Die geringe elektrische Leistung von 0,75 kW deckt die Grundlast des Gebäudes. In den Mehrfamilienhäusern kann der Strom ins öffentliche Netz eingespeist oder über ein Mieterstrommodell von den Bewohnern bezogen werden. Die zugrundeliegende Berechnung sieht eine Einspeisung von 100 % vor. Allerdings werden Stromerlöse, Steuerrückerstattungen und KWK-Boni den Wärmekunden gutgeschrieben. Hierbei ist ein faires Verhältnis zwischen Vermieter und Mieter ausschlaggebend für die Wärmepreise des Mieters.

Tabelle 3.18: Konzeption und Grobdimensionierung Brennstoffzelle

Brennstoffzelle			
	ØEFH	ØMFH	
El. Leistung	0,75 kW	5 kW	
Th. Leistung	1,1 kW	7,5 kW	zzgl. Zusatzleistung
Speicher	300 l	1000 l	
Kosten (netto exkl. MwSt.)			
Anlagentechnik	25.042 €	77.142 €	Hausanschluss, Kessel, Regelung, Trinkwassererwärmung, Schornstein, Installation, zentrale Lüftungsanlage
Förderung	7.815 €	23.697 €	KfW Zuschuss 433 – Energieeffizientes Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle
Grundpreis	121 €/a	104 €/a	
Arbeitspreis	9,00 ct/kWh	9,00 ct/kWh	Verbrauchtes Biomethan
Stromvergütung / eingesparte Strombezüge	774 €	2850 €	EFH: 100% Eigennutzung MFH: 100% Einspeisung
Energiesteuerrückerstattung	49 €	276 €	
KWK-Zuschlag	120 €	1.600 €	
Wartung	240 €/a	240 €/a	
Schornsteinfeger	25 €/a	43 €/a	
Gesamtkosten	2.293 €/a	6.292 €/a	
Durchschnittlicher Wärmepreis inkl. Rückvergütungen	20,9 ct/kWh	13,1 ct/kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis ohne Rückvergütungen	- €	25,5 ct/kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis Energiekosten		12,9 ct/kWh	

Durchschnittlicher Wärmepreis sonst. Kosten		12,6 ct/kWh	
---	--	-------------	--

Bei der Objektversorgung durch eine Brennstoffzelle ergibt sich für den Wärmeabnehmer ein Grundpreis von 144 € pro Jahr (brutto). Im Grundpreis werden die Kosten für die Wartung, Instandhaltung und Inspektion der Anlagentechnik berücksichtigt. Für die in Anspruch genommene Biomethan liegt der Arbeitspreis für den Verbraucher bei 10,71 ct/kWh (brutto). Aus der Vollkostenrechnung ergeben sich bei dem EFH für den Wärmeabnehmer Gesamtkosten von 2.728 €/a (brutto) und auf den Verbrauch bezogen ein durchschnittlicher Wärmepreis von 24,9 ct/kWh (brutto). Bei dem MFH ergeben sich Gesamtkosten von 7.488 €/a (brutto), die sich auf alle Wärmeabnehmer aufteilen. Für den Verbraucher ergibt sich ein durchschnittlicher Wärmepreis von 15,6 ct/kWh (brutto).

Fördermöglichkeiten:

Tabelle 3.19: Förderprogramme Brennstoffzelle

Variante	Art und Höhe der Förderung	Förderfähige Kosten	Technische Voraussetzungen	Antragsteller
Förderprogramm „Heizen mit erneuerbaren Energien“ - BAFA				
Brennstoffzelle	40 % der Förderfähigen Kosten, maximal Festbetrag von 5.700 € plus Leistungsabhängiger Betrag von 450 € /100kW _{el}	Brennstoffzellensystem Vollwartungsvertrag		Natürliche Personen Wohnungseigentümergeinschaften, Freiberuflich Tätige, In- und ausländische Unternehmen, Contracting-Geber, Kommunen, Kommunale Unternehmen und kommunale Zweckverbände Gemeinnützige Organisationen und Kirchen

4 Vergleich der Versorgungsvarianten

Nachfolgend werden die verschiedenen Versorgungsvarianten für das Quartier ökologisch und ökonomisch verglichen. Zudem werden die genannten Vor- und Nachteile gegenübergestellt. Ein Gesamtvergleich der vorgestellten zentralen Versorgungsvarianten kann Tabelle A.1 im Anhang entnommen werden. Ein tabellarischer Vergleich auf ØEFH-Ebene ist in Tabelle A.2 und auf ØMFH-Ebene in Tabelle A.3 dargestellt. Der Vergleich erfolgt auf Gebäudeebene. Dafür werden die definierten Durchschnittsgebäude genutzt. Die objektbezogenen dezentralen Versorgungsvarianten werden mit der zentralen Versorgung durch kalte Nahwärme verglichen.

Die ökologische Bewertung erfolgt anhand der CO₂-Emissionen, die durch die Wärmebereitstellung emittiert werden. Als Grundlage werden CO₂-Emissionsfaktoren aus dem Gebäude-Energie-Gesetz (GEG) angewendet, diese können Tabelle 4.1 entnommen werden. Für Wärmepumpenstrom wird der Wert des aktuellen deutschen Strommix angesetzt. Zukünftige Erhöhungen des Erneuerbaren Stroms können für eine Reduktion der CO₂-Emissionen in wärmepumpenbasierten Versorgungskonzepten sorgen. Bei den Emissionsfaktoren handelt es sich jeweils um sog. LCA-Faktoren (life-cycle-analysis, engl. für Lebenszyklusanalyse), also Faktoren, welche die gesamten zu Produktion und Distribution benötigten Vorketten miteinbeziehen. Da es sich um CO_{2e} Faktoren, also Emissionsfaktoren die Kohlenstoffdioxid-Äquivalente bewerten, handelt, wurden die Wirkungen weitere Treibhausgase neben Kohlenstoffdioxid (CO₂) wie Methan und Stickoxide in CO₂-Äquivalente umgerechnet und mit in den Faktor einbezogen. Beispielsweise entspricht 1 kg Methan etwa 21 kg CO_{2e}. Deshalb sind die CO_{2e}-Emissionsfaktoren immer etwas höher als reine CO₂-Faktoren, da die Auswirkungen weiterer Treibhausgase mitbilanziert werden.

Tabelle 4.1: CO₂ Emissionsfaktoren in g CO₂-Äquivalent pro kWh (Quelle: Gebäude Energie Gesetz Stand: 13.08.2020)

Nr.	Kategorie	Energieträger	Emissionsfaktor
			[g CO ₂ -Äquivalent pro kWh]
1	Fossile Brennstoffe	Heizöl	310
2		Erdgas	240
3		Flüssiggas	270
4		Steinkohle	400
5		Braunkohle	430
6	Biogene Brennstoffe	Biogas	140
7		Biogas, gebäudenah erzeugt	75
8		Biogenes Flüssiggas	180
9		Bioöl	210
10		Bioöl, gebäudenah erzeugt	105
11		Holz	20
12	Strom	netzbezogen	560
13		gebäudenah erzeugt (aus Photovoltaik oder Windkraft)	0
14		Verdrängungsstrommix	860
15	Wärme, Kälte	Erdwärme, Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme	0
16		Erdkälte, Umgebungskälte	0
17		Abwärme aus Prozessen	40
18		Wärme aus KWK, gebäudeintegriert oder gebäudenah	nach DIN V 18599-9:2018-09
19		Wärme aus Verbrennung von Siedlungsabfällen (unter pauschaler Berücksichtigung von Hilfsenergie und Stützfeuerung)	20
20	Nah-/Fernwärme aus KWK mit Deckungsanteil der KWK an der Wärmeerzeugung von mindestens 70 Prozent	Brennstoff: Stein-/Braunkohle	300
21		Gasförmige und flüssige Brennstoffe	180
22		Erneuerbarer Brennstoff	40
23	Nah-/Fernwärme aus Heizwerken	Brennstoff: Stein-/Braunkohle	400
24		Gasförmige und flüssige Brennstoffe	300
25		Erneuerbarer Brennstoff	60

Bei der Berechnung der Treibhausgase sowie der Primärenergie werden, neben den Vorketten, auch die Stromgutschriften bei kombinierter Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) berücksichtigt. Die Stromgutschriften, die durch den erzeugten Strom anfallen, werden anteilig der erzeugten Wärme gutgeschrieben und somit in der Treibhausgas- und Primärenergiebilanz berücksichtigt. Da die CO_{2e}-Emissionsfaktoren für Strom mit dem aktuellen deutschen Strommix bilanziert werden und dieser zukünftig sinken wird, kann ebenfalls die lokale Freisetzung von CO₂ durch die Energieversorgung betrachtet werden. Diese ist bereinigt von den Gutschriften aus der Kraft-Wärme-Kopplung.

Die Berechnungsgrundlagen für die Wirtschaftlichkeit bilden die Investitionskosten, eventuelle Förderungen sowie jährliche Ein- und Ausgaben. Die Grundlagen der berechneten Kosten sind vergleichbaren Maßnahmen entnommen oder stützen sich auf Angebotsanfragen sowie Preisen aus dem Baukostenindex (BKI). Hierbei handelt es sich um Preise aus Referenzprojekten und Anfragen am Markt. Die Kosten sind als Nettopreise exkl. Mehrwertsteuer angegeben. Die vorliegende Energieversorgungsbetrachtung hat nicht den endgültigen Anspruch einer Planung. Als Rahmenbedingung für die Wirtschaftlichkeitsberechnung gelten die Daten aus Tabelle 4.2.

Tabelle 4.2: Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Rahmenbedingungen	
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Kalkulatorischer Zins	5,0 %
Nutzungsdauer und Instandhaltungskosten nach	VDI 2067

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Varianten wird der kostendeckende Wärmepreis ausgewertet. Dieser setzt die erbrachte Wärmemenge mit den aufgewendeten Kosten eines Jahres in Verhältnis. Eine Aufschlüsselung der jährlichen Kosten und Einnahmen sowie die Investitionskosten der zentralen Versorgungsvarianten können Tabelle A.1 entnommen werden.

Aufgrund der hohen Kosten für das eingesetzte Biomethan und den daraus resultierenden, kostendeckenden Wärmepreisen, wird Variante 3 im Folgenden nicht weiter betrachtet. Eine Alternative mit konventionellem Erdgas kann wirtschaftlich abgebildet werden, ist aber als Energieträger ausgeschlossen.

Für die Versorgungsvarianten sind die jährlichen CO_{2e}-Emissionen und durchschnittlichen Wärmepreise in Tabelle 4.3 dargestellt. Der durchschnittliche Wärmepreis für den Wärmekunden ergibt sich aus einer Vollkostenbetrachtung inklusive Investitionskosten bzw. Baukostenzuschüssen.

Tabelle 4.3: Vergleich von Emissionen und Wärmepreisen der Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein EFH

	kalte Nahwärme	Referenzvariante: Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Luft-Wasser Wärmepumpe	Brennstoffzelle (Biomethan)
CO _{2e} -Emissionen	1.341 kg/a	2.390 kg/a	1.706 kg/a	625 kg/a
Durchschnittlicher Wärmepreis (brutto)	23,4 ct./kWh	21,8 ct./kWh	18,2 ct./kWh	25,6 ct./kWh

Bei der Objektversorgung mit Luft-Wasser-Wärmepumpen sind die Betriebskosten überschaubar, die Investitionskosten fallen jedoch sehr hoch aus. Die dezentralen Wärmepumpen ermöglichen eine sehr umweltverträgliche Versorgungslösung. Zudem bieten sie dem Wärmekunden durch das Contracting-Modell geringere Investitionskosten und ein geringeres Eigenrisiko. Eine Versorgung über eine Brennstoffzelle mit Biomethan ist aus Kostensicht nicht konkurrenzfähig. Dennoch bietet sie die geringsten CO₂-Emissionen. Auf lange Sicht kann sich der durchschnittliche Wärmepreis bei der Nahwärmelösung und den dezentralen Luft-Wasser-Wärmepumpen noch verringern, da hier mit einer geringeren Preissteigerung der Energieträger zu rechnen ist als bei der Brennstoffzellenvariante. Zudem ist mit einer zukünftigen Verringerung der CO₂-Emissionen für die strombasierten Varianten zu rechnen, wenn der Anteil an erneuerbarem Strom im deutschen Strommix steigt.

Der Vergleich aus Wärmekundensicht eines MFH ist in Tabelle 4.4 aufgeführt.

Tabelle 4.4: Vergleich von Emissionen und Wärmepreisen der Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein MFH

	kalte Nahwärme	Referenzvariante: Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Luft-Wasser Wärmepumpe	Brennstoffzelle (Biomethan)
CO _{2e} -Emissionen	5.973 kg/a	10.931 kg/a	7.453 kg/a	2.704 kg/a
Durchschnittlicher Wärmepreis (brutto)	11,6 ct./kWh	15,2 ct./kWh	12,6 ct./kWh	15,6 ct./kWh

Wie auch bei dem EFH unterscheiden sich die verschiedenen Versorgungsvarianten hinsichtlich der CO₂-Emissionen zum Teil deutlich voneinander. Bei diesem Vergleich wird erkennbar, dass der durchschnittliche Wärmepreis der Versorgungsvariant mit dem Verbundnetz (Varianten 1) niedriger ist, als bei den beiden anderen Versorgungsvarianten. Die Versorgung über eine Brennstoffzelle kann für den Wärmekunden rentabler werden, wenn der produzierte Strom über ein Mieterstrommodell an den Wärmekunden weitergereicht und lokal verbraucht wird. Eine grafische Darstellung des Wärmepreis-Vergleichs kann Abbildung 4.1 entnommen werden. Äquivalent zeigt Abbildung 4.2 den Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen.

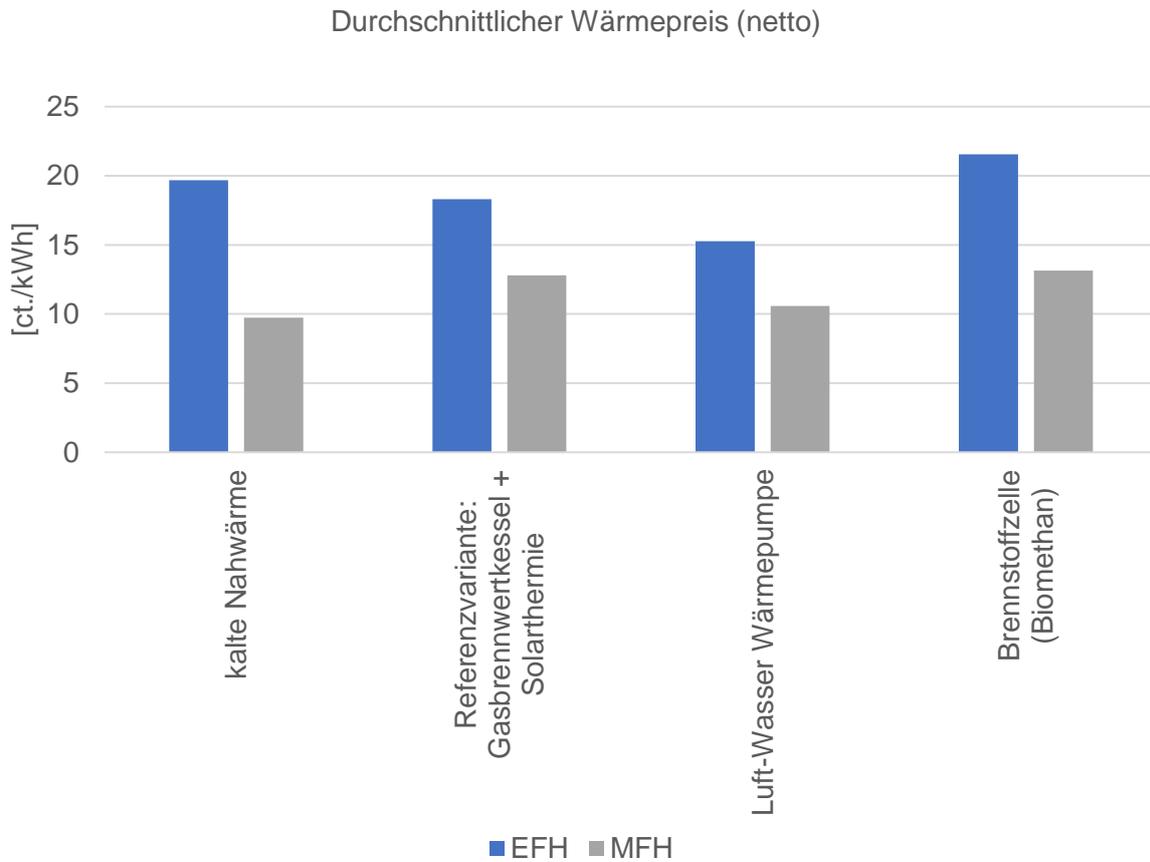


Abbildung 4.1: Vergleich der durchschnittlichen Wärmepreise aus Endkundensicht in Abhängigkeit der Versorgungsvarianten.

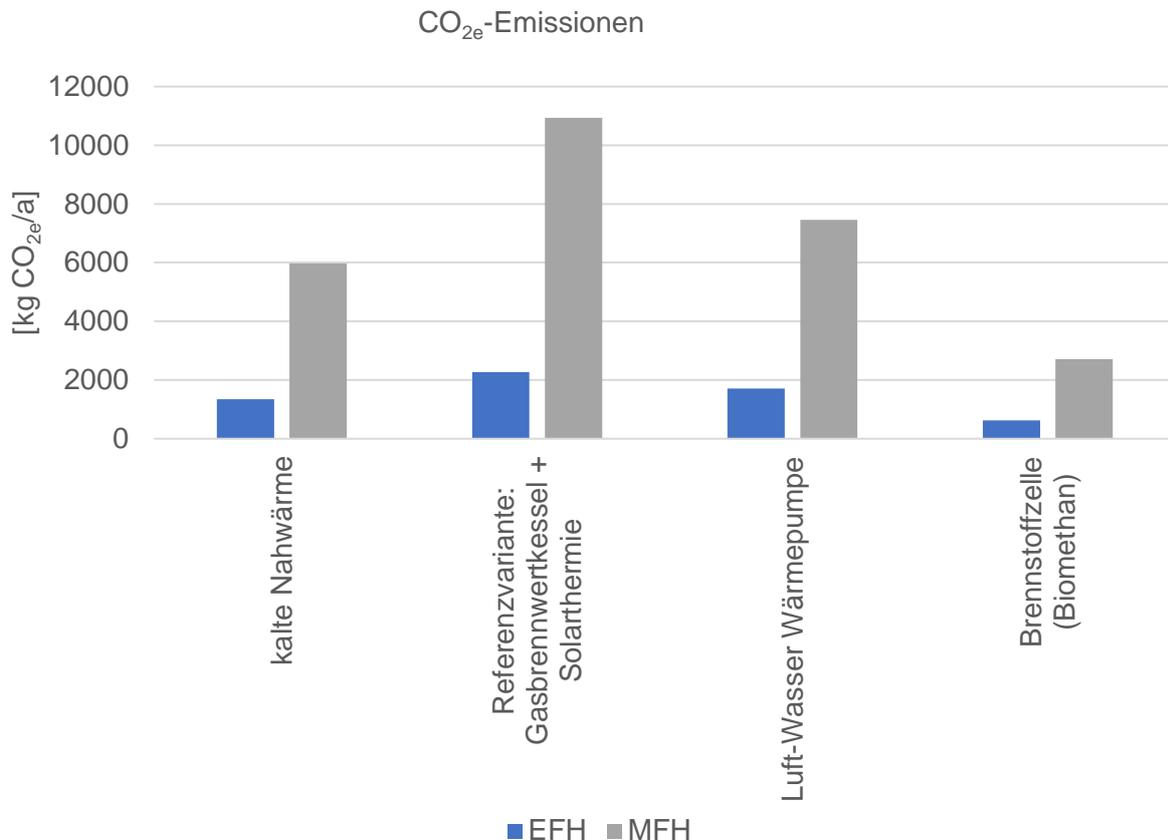


Abbildung 4.2: Vergleich der jährlichen CO_{2e}-Emissionen aus Endkundensicht in Abhängigkeit der Versorgungsvarianten.

Eine zusätzliche Optimierung ergibt sich für alle Versorgungsvarianten aus der konsequenten Nutzung der Dachflächen zur Stromerzeugung.

Neben dem Vergleich der Versorgungsvarianten aus Endkundensicht wird ebenfalls eine Gesamtenergie- und Emissionsbilanz für das gesamte Gebiet ausgewertet. Tabelle 4.5 gibt einen Überblick über die Endenergiebedarfe des Gesamtgebiets. Dafür werden die genannten Versorgungsvarianten in Gesamt- und Teilgebiet sowie die Versorgung mit Luft-Wasser-Wärmepumpen des restlichen Gebiets betrachtet. Zusätzlich werden die Bilanzen für die Versorgung des Gesamtgebiets über Luft-Wasser-Wärmepumpen als Referenz ausgewertet. Für die Varianten mit BHKW und Brennstoffzelle werden die KWK-Strom-Erlöse für die Endenergie und die CO₂-Emissionen bilanziell gutgeschrieben. Die KWK-Gutschriften sind separat aufgeführt und ermöglichen eine Betrachtung des lokalen Endenergiebedarfs und der lokalen CO₂-Emissionen sowie einer bilanziellen Betrachtung, in der der erzeugte KWK-Strom Netzstrom verdrängt.

Tabelle 4.5: Jährliche Endenergie- und Emissionsbilanz des Gesamtgebiets

Versorgungsvariante	Endenergiebedarf Wärme- erzeugung [kWh/a]		Haus- halts- strombe- darf [kWh/a]	Gesamt Endener- giebedarf [kWh/a]	CO ₂ -Emis- sionen [kg/a]
	Strom	Biomethan / Erdgas			
Variante 1: Gesamtgebiet kalte Nahwärme	745.484		1.876.466	2.621.950	1.468.292
Variante 2: Teilgebiet kalte Nahwärme	412.035		1.876.466	2.722.846	1.524.794
Variante 2: restliches Gebiet Luft-Wasser-WP	434.344				
Variante 2: Teilgebiet kalte Nahwärme	412.035		1.876.466	4.306.877 Mit KWK- Gutschrift: 3.503.627	1.362.296 Mit KWK- Gutschrift: 671.501
Variante 2: restliches Gebiet Brennstoffzellen	Erzeugung KWK: 803.250	2.018.376			
Variante 3: Teilgebiet Bio- methan	35.781 Erzeugung KWK: 1.125.102	4.042.625	1.876.466	6.389.216 Mit KWK- Gutschrift: 5.264.114	1.601.155 Mit KWK- Gutschrift: 633.567
Variante 3: restliches Gebiet Luft-Wasser-WP	434.344				
Zusatz: Gesamtgebiet dezentrale Luft- Wasser-WP	948.453		1.876.466	2.824.919	1.581.955

Abbildung 4.3 visualisiert die Endenergiebilanz des Quartiers und Abbildung 4.4 die Emissionsbilanz.

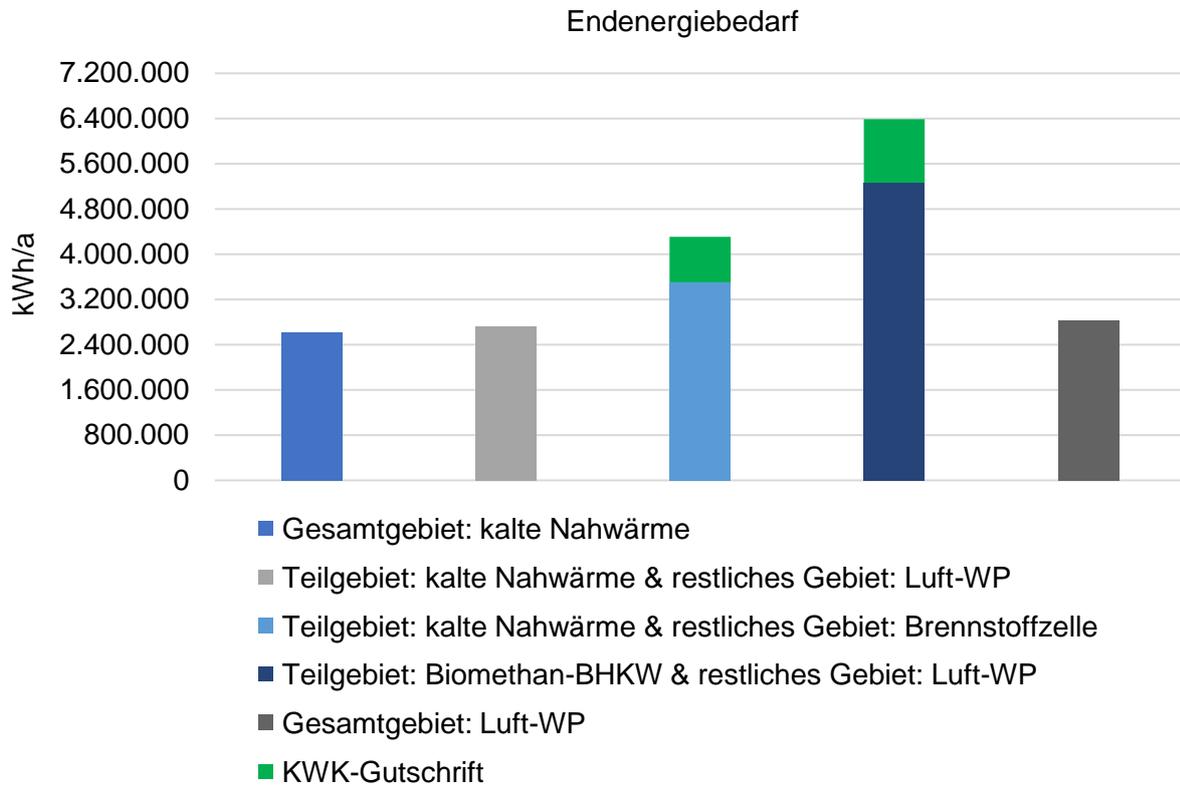


Abbildung 4.3: Jährlicher Endenergiebedarf des Gesamtquartiers

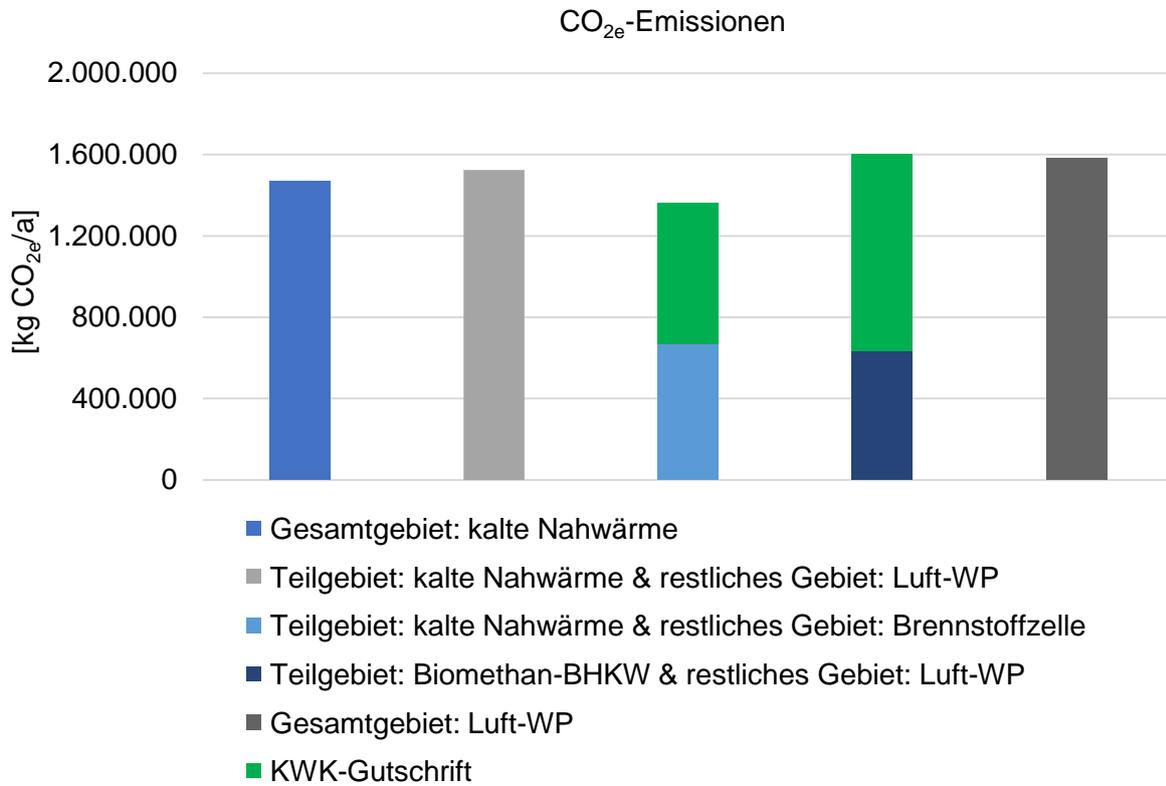


Abbildung 4.4: Jährliche CO_{2e}-Emissionen des Gesamtquartiers

5 Zusammenfassung

Als Klimaschutzkommune verfolgt die Stadt Rheine seit 2013 engagierte langfristige Klimaschutzziele. Basierend auf dem Masterplan 100 % Klimaschutz sollen im gesamten Stadtgebiet die Treibhausgase bis 2050 um 95 % reduziert und der Endenergieverbrauch gegenüber 1990 um 50 % gesenkt werden. Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, verfolgt die Stadt Rheine gemeinsam mit den Stadtwerken Rheine die Intention neu zu erschließende Quartiere zukunftssträftig auszulegen. Für das betrachtete Quartier der Damloup-Kaserne wird daher eine nahezu bilanzielle Autarkie angestrebt.

Ziel dieser Studie ist, die erwarteten Wärmebedarfe für verschiedene bauliche Standards zu ermitteln und die Versorgungsmöglichkeit dieser mit nachhaltigen Wärmequellen zu analysieren (vgl. Kapitel 2). Nach Erstellung verschiedener Versorgungskonzepte (vgl. Kapitel 3) wurden diese ökologisch und wirtschaftlich gegenübergestellt (vgl. Kapitel 4).

Ausgehend von den ermittelten Daten wurden drei Versorgungskonzepte für das zukünftige Wohngebiet „Damloup-Kaserne“ erarbeitet. Die Varianten 1 beruht auf einem kalten Nahwärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen. Das kalte Nahwärmenetz nutzt eine Kombination aus einem Erdwärmesondenfeld und Solar-Luft-Absorbern als Wärmequelle (vgl. Variante 1, Kapitel 3.2). Variante 2 und 3 sehen eine Versorgung eines Teilgebiets über ein Nahwärmenetz vor, während das restliche Gebiet dezentrale Versorgungsvarianten einsetzt. Dabei wird in Variante 2 ebenfalls ein kaltes Netz mit Erdwärmesonden und Solar-Luft-Absorbern vorgesehen (vgl. Kapitel 3.3). Alternativ zur kalten Nahwärme wurde in Variante 3 ein warmes Netz auf Basis eines Biomethan-BHKWs betrachtet.

Für die objektbezogenen Wärmeversorgungsmöglichkeiten in Variante 2 und 3 wurden Luft-Wasser-Wärmepumpen und Brennstoffzellen untersucht. Ebenso wurde als Referenz eine konventionelle Gasbrennwerttherme mit solarer Trinkwasserbereitung betrachtet. Die Erdgas-Referenzvariante dient dabei lediglich zu Vergleichszwecken, da eine erdgasbasierte Quartiersversorgung ausgeschlossen ist.

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit zeigt, dass Variante 3 aufgrund der hohen Brennstoffpreise für das eingesetzte Biomethan wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig ist. Eine abgewandelte Betrachtung der Variante 3 mit dem Einsatz von Erdgas könnte eine wirtschaftliche und ökologische (durch Gutschrift von KWK-Strom) Alternative darstellen, widerspricht aber der Vorgabe kein Erdgas im Gebiet einsetzen zu wollen. Allerdings sei hier ebenfalls auf die zukünftige CO₂-Bepreisung verwiesen.

Als dezentrale Versorgungslösungen wurden Luft-Wasser-Wärmepumpen und Brennstoffzellen betrachtet. Aus wirtschaftlicher Sicht bietet hier die Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 18,2 ct./kWh den günstigsten Wärmepreis. Wohingegen die Brennstoffzelle bei Einsatz von Biomethan die geringeren CO₂-Emissionen emittiert. Die jährliche Gesamtenergie- bzw. Emissionsbilanz des Quartiers kann Kapitel 4 entnommen werden (vgl. Tabelle 4.5).

Auf Grundlage der ermittelten Daten wird im Plangebiet „Damloup-Kaserne“ für die Wärmeversorgung eine Versorgung des Gesamtgebiets über ein kaltes Nahwärmenetz mit Erdsonden und Solar-Luft-Absorbern als Wärme-/ Regenerationsquelle empfohlen. Alternativ kann lediglich das Teilgebiet über ein kaltes Nahwärmenetz versorgt werden und das restliche Gebiet über Luft-Wasser-Wärmepumpen oder Brennstoffzellen.

Durch das Versorgungskonzept über kalte Nahwärme wird das Gebiet mit einer nachhaltigen und wirtschaftlichen Lösung versorgt. Darüber hinaus werden sich die Förderungen von Heizsystemen auf Basis von erneuerbaren Energien sowie für die Erreichung von höheren (KfW-)Energiesstandards verbessern. Auch hiervon profitieren insbesondere die hocheffizienten Wärmepumpensysteme des empfohlenen kalten Verbundnetzes.

In Kombination mit den Förderungen der KfW-Bank für das energieeffiziente Bauen steht den Endkunden damit eine weitere Fördermöglichkeit zur Verfügung, die einen großen Teil der Investitionsmehrkosten bereits abdeckt.

Als nächsten Schritt für die Umsetzung des Vorhabens muss ein hydrogeologisches Gutachten zu den Untergrundverhältnissen und der Ergiebigkeit der geplanten Erdsonden erstellt werden. Auf Grundlage dieser Erkenntnisse muss das Energiekonzept im Detail ausgelegt, geplant sowie politisch beschlossen werden. Gleichzeitig müssen alle relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen geklärt werden und es muss ein geeignetes Betreibermodell für die Umsetzung und den Betrieb der Energieversorgung gefunden werden. Dabei sollten Liefergrenzen definiert und mögliche Zusatzkonzepte wie Mieterstrommodelle geprüft werden.

Im Idealfall sollten alle Plangebäude im Neubaugebiet „Damloup-Kaserne“, den städtischen Vorgaben entsprechend, mindestens einen KfW-55-Standard erreichen. Zudem sollte jedes Gebäude mit einer Photovoltaikanlage für die Eigenstromversorgung (Ausrichtung Süd, Ost, West) ausgestattet sein. Die Wärmeversorgung sollte dabei zukünftig für das gesamte Quartier über das kalte Verbundnetz und die dezentralen Wärmepumpen erfolgen.

Literatur

- [1] M. Krautzberger, “Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes bei der Entwicklung in den Städten und Gemeinden,” *Online unter: <http://www.krautzberger.info/assets/2012/03/BauGB-Novelle-2011.pdf> (letzter Aufruf 23.10.2016)*, 2011.
- [2] D. Bundestag, “Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2017),” *EEG. Bundesgesetzblatt Teil I*, pp. 1066–1132, 2017.
- [3] S. Himburg, “Energetische Bilanzierung von Wohngebäuden nach DIN V 18599,” *Bauphysik*, vol. 33, no. 2, pp. 99–110, 2011, doi: 10.1002/bapi.201110012.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, “Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung - EnEV),” *BGBI. I S*, vol. 3951, 2007.
- [5] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach, and R. Born, *Deutsche Wohngebäudetypologie*, 2nd ed. Darmstadt: IWU, 2015. [Online]. Available: http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf
- [6] B. Oschatz and B. Mailach, “BDEW-Heizkostenvergleich Neubau 2016-Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung in Neubauten,” *Studie bearbeitet vom Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden, Forschung und Anwendung und herausgegeben vom Bund Deutscher Elektrizitätswerke (BDEW)*, 2016.
- [7] Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), *Homepage*. [Online]. Available: <https://www.kfw.de> (accessed: 2020).

Anhang

Tabelle A.1: Tabellarischer Vergleich der zentralen Versorgungsvarianten

Zusammenfassung alle Preise netto zzgl. MwSt. 	Variante 1	Variante 2	Variante 3
	Kaltes Netz	Teilgebiet Kaltes Netz	Teilgebiet Warmes Netz EEG-BHKW
Jahresausgaben			
kapitalgebundene Kosten unter Berücksichtigung der Fördermittel und Netzkostenbeiträge	-1.164 €	10.815 €	-13.602 €
bedarfsgebundene Kosten (Energiekosten)	130.832 €	72.312 €	337.773 €
betriebsgebundene Kosten (Betriebsführung+Instandhaltung)	39.690 €	14.526 €	31.237 €
sonstige Kosten	10.138 €	4.419 €	2.244 €
Jahresausgaben gesamt	179.496 €	102.073 €	357.652 €
Jahreseinnahmen			
Einnahmen durch Wärmeverkauf	180.346 €	102.642 €	78.582 €
Einnahmen durch Stromeinspeisung	0 €	0 €	142.537 €
Energiesteuerrückerstattung	0 €	0 €	18.787 €
Einsparung Eigenstromnutzung	0 €	0 €	0 €
Jahreseinnahmen gesamt	180.346 €	102.642 €	239.905 €
Einnahmen - Ausgaben (Überschuss)	850 €	569 €	-117.747 €
kostendeckender Wärmepreis	53 €/MWh	55 €/MWh	106 €/MWh
Investition	4.848.387 €	2.113.349 €	1.216.968 €
Investition nach Förderung	3.166.236 €	1.388.399 €	1.087.693 €
CO₂ Emissionen	417.471 kg/a	230.740 kg/a	-689.777 kg/a
CO₂ Emissionen lokal	417.471 kg/a	230.740 kg/a	277.810 kg/a
Primärenergiefaktor AGFW-309-1	0,40	0,41	0,22
CO ₂ Preis ab 2021 25 €/t	10437 €/a	5768 €/a	6945 €/a
CO ₂ Preis ab 2022 30 €/t	12524 €/a	6922 €/a	8334 €/a
CO ₂ Preis ab 2023 35 €/t	14611 €/a	8076 €/a	9723 €/a
CO ₂ Preis ab 2024 45 €/t	18786 €/a	10383 €/a	12501 €/a
CO ₂ Preis ab 2025 55 €/t	22961 €/a	12691 €/a	15280 €/a

Tabelle A.2: Tabellarischer Vergleich der dezentralen Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein EFH

Zusammenfassung alle Preise netto zzgl. MwSt.	 energielenker	kalte Nahwärme	Referenzvariante: Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Luft-Wasser Wärmepumpe	Brennstoffzelle (Biomethan)
Summe Investition netto		17.900,00 €	13.655,46 €	15.273,11 €	25.042,02 €
Summe Investition brutto		21.301,00 €	16.250,00 €	18.175,00 €	29.800,00 €
Preise					
Anschlusskosten Einmalig		21.301,00 €	200,00 €	0,00 €	200,00 €
Grundpreis Brutto		12,89 €/Monat	11,96 €/Monat	6,55 €/Monat	11,96 €/Monat
Arbeitspreis Brutto		154,70 €/Jahr	143,48 €/Jahr	78,54 €/Jahr	143,48 €/Jahr
Fp-Anlagenzahl		5,74 ct/kWh	4,57 ct/kWh	20,88 ct/kWh	10,71 ct/kWh
		0,40	0,95	0,50	0,54
Primärenergiebedarf ca.		4420 kWh/a	10416 kWh/a	5483 kWh/a	7814 kWh/a
Primärenergiefaktor		0,4	1,1	1,8	0,5
Endenergiebedarf		10967 kWh/a	9469 kWh/a	3046 kWh/a	15629 kWh/a
Energieinhalt Heizwert/Brennwert		1	0,9124	1	0,9124
Brennstoffeinsatz (Heizwert)		2333 kWh	8640 kWh	3046 kWh	14260 kWh
Jahresnutzungsgrad (bez auf Heizwert)		470%	98%	360%	77%
davon Solare Deckung / Wärmerückgewinnung Lüftung			2500 kWh		
Nutzwärmebedarf		10967 kWh	10967 kWh	10967 kWh	10967 kWh
Energiekosten					
Grundkosten (netto)		130 EUR/a	121 EUR/a	66 EUR/a	121 EUR/a
Arbeitspreis (netto)		4,83 ct/kWh	3,84 ct/kWh	17,55 ct/kWh	9,00 ct/kWh
Arbeitskosten (netto)		529 EUR/a	364 EUR/a	535 EUR/a	1407 EUR/a
Wartung und Ersatzteile		0 EUR/a	355 EUR/a	241 EUR/a	240 EUR/a
Schornsteinfeger und sonstige Kosten		0 EUR/a	25 EUR/a	0 EUR/a	25 EUR/a
Stromertrag PV Anlage / KWK-Anlage		0 kWh/a	0 kWh/a	0 kWh/a	3375 kWh/a
Eigenstromverbrauch		0%	0%	0%	100%
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten		0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	-774 EUR/a
Energiesteuerrückerstattung					-49 EUR/a
KWK-Zuschlag					-120 EUR/a
Jahresheizkosten		659 EUR/a	864 EUR/a	842 EUR/a	850 EUR/a
Durchschnittlicher Wärmepreis ohne Abschreibung		6,0 ct./kWh	7,9 ct./kWh	7,7 ct./kWh	7,7 ct./kWh
Investition nach Förderung		17900 EUR	13655 EUR	9928 EUR	17227 EUR
Nutzungsdauer nach VDI 2067		15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Kapitalgebundenen Kosten		1499 EUR/a	1144 EUR/a	832 EUR/a	1443 EUR/a
Vollkostenrechnung					
Gesamtkosten (netto)		2159 EUR/a	2008 EUR/a	1673 EUR/a	2293 EUR/a
MwSt.		410 EUR/a	382 EUR/a	318 EUR/a	436 EUR/a
Gesamtkosten (brutto)		2569 EUR/a	2390 EUR/a	1991 EUR/a	2728 EUR/a
CO₂-Emissionen		1.341 kg CO₂/a	2.273 kg CO₂/a	1.706 kg CO₂/a	625 kg CO₂/a
Durchschnittlicher Wärmepreis (netto)		19,7 ct./kWh	18,3 ct./kWh	15,3 ct./kWh	20,9 ct./kWh
Durchschnittlicher Wärmepreis (brutto)		23,4 ct./kWh	21,8 ct./kWh	18,2 ct./kWh	24,9 ct./kWh

Tabelle A.3: Tabellarischer Vergleich der dezentralen Versorgungsvarianten aus Wärmekundensicht für ein MFH

Zusammenfassung alle Preise netto zzgl. MwSt.	 energielenker	kalte Nahwärme	Referenzvariante: Gasbrennwertkessel + Solarthermie	Luft-Wasser Wärmepumpe	Brennstoffzelle (Biomethan)
Summe Investition netto		26.500,00 €	46.218,49 €	44.369,75 €	77.142,86 €
Summe Investition brutto		31.535,00 €	55.000,00 €	52.800,00 €	91.800,00 €
Preise					
Anschlusskosten Einmalig	31.535,00 €	200,00 €	0,00 €	200,00 €	
Grundpreis Brutto	12,89 €/Monat 154,70 €/Jahr	12,08 €/Monat 145,00 €/Jahr	7,50 €/Monat 90,00 €/Jahr	10,33 €/Monat	
Arbeitspreis Brutto	5,74 ct/kWh	4,57 ct/kWh	20,88 ct/kWh	10,71 ct/kWh	
Fp-Anlagenzahl	0,45	1,05	0,50	0,48	
Primärenergiebedarf ca.	21513 kWh/a	50102 kWh/a	23957 kWh/a	33804 kWh/a	
Primärenergiefaktor	0,4	1,1	1,8	0,5	
Endenergiebedarf	47913 kWh/a	45547 kWh/a	13309 kWh/a	67608 kWh/a	
Energieinhalt Heizwert/Brennwert	1	0,9124	1	0,9124	
Brennstoffeinsatz (Heizwert)	10647 kWh	41558 kWh	13309 kWh	61688 kWh	
Jahresnutzungsgrad (bez auf Heizwert)	450%	98%	360%	78%	
davon Solare Deckung / Wärmerückgewinnung Lüftung		7187 kWh			
Nutzwärmebedarf	47913 kWh	47913 kWh	47913 kWh	47913 kWh	
Energiekosten					
Grundkosten (netto)	130 EUR/a	122 EUR/a	76 EUR/a	104 EUR/a	
Arbeitspreis (netto)	4,83 ct/kWh	3,84 ct/kWh	17,55 ct/kWh	9,00 ct/kWh	
Arbeitskosten (netto)	2312 EUR/a	1749 EUR/a	2335 EUR/a	6085 EUR/a	
Energiekosten pro Jahr (netto)	2442 EUR/a	1871 EUR/a	2411 EUR/a	6189 EUR/a	
Energiekosten pro kWh (netto)	5,10 ct/kWh	3,91 ct/kWh	5,03 ct/kWh	12,92 ct/kWh	
Wartung und Ersatzteile	0 EUR/a	355 EUR/a	241 EUR/a	240 EUR/a	
Schornsteinfeger und sonstige Kosten	0 EUR/a	28 EUR/a	0 EUR/a	43 EUR/a	
Stromertrag PV Anlage / KWK-Anlage	0 kWh/a	0 kWh/a	0 kWh/a	22500 kWh/a	
Eigenstromverbrauch	0%	0%	0%	0%	
Stromvergütung/eingesparte Strombezugskosten	0 EUR/a	0 EUR/a	0 EUR/a	-2850 EUR/a	
Energiesteuerrückerstattung				-276 EUR/a	
KWK-Zuschlag				-1600 EUR/a	
Jahresheizkosten	2442 EUR/a	2254 EUR/a	2652 EUR/a	1815 EUR/a	
Durchschnittlicher Wärmepreis ohne Abschreibung	5,1 ct./kWh	4,7 ct./kWh	5,5 ct./kWh	3,8 ct./kWh	
Investition nach Förderung	26500 EUR	46218 EUR	28840 EUR	53445 EUR	
Nutzungsdauer nach VDI 2067	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	
Kapitalgebunden Kosten	2220 EUR/a	3872 EUR/a	2416 EUR/a	4477 EUR/a	
Vollkostenrechnung					
Gesamtkosten (netto)	4662 EUR/a	6126 EUR/a	5068 EUR/a	6292 EUR/a	
MwSt.	886 EUR/a	1164 EUR/a	963 EUR/a	1196 EUR/a	
Gesamtkosten (brutto)	5547 EUR/a	7289 EUR/a	6031 EUR/a	7488 EUR/a	
CO₂-Emissionen	5.973 kg CO₂/a	10.931 kg CO₂/a	7.453 kg CO₂/a	2.704 kg CO₂/a	
Durchschnittlicher Wärmepreis (netto) mit Rückvergütungen (Stromerlöse, Energiesteuerrückerstattung, KWK-Zuschlag)	9,7 ct./kWh	12,8 ct./kWh	10,6 ct./kWh	13,1 ct./kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis (netto) ohne Rückvergütungen	9,7 ct./kWh	12,8 ct./kWh	10,6 ct./kWh	21,4 ct./kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis (brutto) mit Rückvergütungen (Stromerlöse, Energiesteuerrückerstattung, KWK-Zuschlag)	11,6 ct./kWh	15,2 ct./kWh	12,6 ct./kWh	15,6 ct./kWh	
Durchschnittlicher Wärmepreis (brutto) ohne Rückvergütungen	11,6 ct./kWh	15,2 ct./kWh	12,6 ct./kWh	25,5 ct./kWh	