

Projektstudie für ein Nahwärmeversorungskonzept im Markt Heimenkirch

-

„Betrachtungsraum Ortskern“



Erstellt von:
ratioplan GmbH
Wellheimer Strasse 34
91795 Dollnstein

Ansprechpartner: Sascha Emig, Dipl.-Ing. (FH)
Elias Bettrich, B.Eng.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	4
1 Ausgangssituation und Projektgegenstand	5
2 Vorgehensweise.....	7
3 Betriebsweise als „kaltes“ Nahwärmenetz	9
4 Darstellung, Auswertung und Interpretation der Fragebögen	11
5 Möglicher Wärmenetzplan.....	11
5.1 Gesamtleitungslänge und Wärmebedarfsdichte	13
5.2 Dimensionierung des Leitungsnetzes	14
5.3 Verlustberechnung im Vergleich zur Hochtemperaturbetriebsweise	15
6 Wärmelastgang und Jahresganglinie.....	16
6.1 Betrachtungsraum Ortskern Markt Heimenkirch	16
6.2 Betrachtungsraum Ortskern Markt Heimenkirch – öffentliche Gebäude	17
7 Betrachtung der Wärmeerzeuger der Varianten 1-6.....	18
8 Wärmespeicher und Quellspeicher	20
9 Wärmeerzeugungsanteile der Varianten 1-6.....	21
10 Energetische Betrachtung des Primärenergiebedarfs	25
11 Relevante Förderungen für Varianten 1-6.....	25
12 Betrachtung der Investitionskosten mit und ohne Förderungen.....	26
13 Jährlich laufende Kosten	28
13.1 Betriebs- und Instandhaltungskosten	28
13.2 Brennstoff- bzw. Erzeugungskosten	28
13.3 Kapitaldienst inkl. Zinsbelastung	29
14 Wärmegestehungskosten und Wärmepreis	29
15 Diskussion der Varianten 1-6 und Fazit für Realisierung	33

16	Mögliche Betreibermodelle	36
17	Abschlussbetrachtung und weiteres Vorgehen	37

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Nahwärmekonzeptes in Dollnstein	5
Abbildung 2: Betrachtungsraum für mögliche Nahwärmeversorgung	7
Abbildung 3: Wärmenetzplan für Nahwärmekonzept	12
Abbildung 4: Wärmenetzplan für Nahwärmekonzept öffentliche Gebäude	13
Abbildung 5: Ergebnis Verlustberechnung gesamtes Netz	15
Abbildung 6: Ergebnis Verlustberechnung öffentliche Gebäude	16
Abbildung 7: Jahresganglinie Nahwärmenetz Ortskern	17
Abbildung 8: Jahresganglinie Nahwärmenetz Ortskern nur öffentliche Gebäude	18
Abbildung 9: Wärmeerzeugeranteile Variante 1	22
Abbildung 10: Wärmeerzeugeranteile Variante 2	22
Abbildung 11: Wärmeerzeugeranteile Variante 3	23
Abbildung 12: Wärmeerzeugeranteile Variante 4	23
Abbildung 13: Wärmeerzeugeranteile Variante 5 - Hochtemperatur	24
Abbildung 14: Wärmeerzeugeranteile Variante 6 – öffentliche Gebäude	24
Abbildung 15: Vergleich Primärenergiebedarf je Variante	25
Abbildung 16: Investitionskostenübersicht der Varianten 1 – 6	27
Abbildung 17: Wärmegestehungskosten der Varianten 1 – 6 nach aktuellen Energiepreisen (Stand: Mitte Juli 2017)	30
Abbildung 18: Wärmegestehungskosten der Varianten 1 – 6 nach Energiepreisprognose	31
Abbildung 19: Energiepreisentwicklung verschiedener Energieträger	32
Abbildung 20: Prozentuale Steigerungen der Wärmegestehungskosten beim vorgestellten Nahwärmekonzept	32

1 Ausgangssituation und Projektgegenstand

Ab dem Jahr 2018 stehen umfangreiche Ortskernsanierung im Markt Heimenkirch an, weshalb im Jahr 2014 die Thematik einer Nahwärmeversorgung aufgegriffen wurde. Bei der Vorprüfung zur Machbarkeitsstudie wurde erkannt, dass es innovative Nahwärmekonzepte gibt, die auch für Bestandsgebiete ausreichend Potenzial zur Umsetzung bieten. Das Energieteam Heimenkirch besuchte in 2016 das Nahwärmenetz Dollnstein um sich im Allgemeinen über die Möglichkeiten und die Funktion eines solchen Netzes zu informieren. Daraufhin kam der Beschluss zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie mit Konzeptvorschlag am Beispiel des innovativen Nahwärmenetzes in Dollnstein.

Das Nahwärmenetz Dollnstein zeichnet sich durch die ganzheitliche Betrachtung von Strom und Wärme im Verbund sowie dem hohen Anteil erneuerbarer Energien aus. Entscheidend zur Vernetzung aller Komponenten ist eine intelligente Energiemanagement-Software. Der Aufbau des Netzes mit unterschiedlichen Erzeugern und Abnehmern, sowie der Vernetzung von Wärme, Strom und Kommunikation ist in Abb. 1 schematisch dargestellt. Des Weiteren ist der Betrieb als „kaltes“ Nahwärmenetz in den Sommermonaten als besondere Innovation zu nennen. Die Besonderheiten in diesem Zusammenhang werden im Rahmen der Betrachtung näher erläutert.

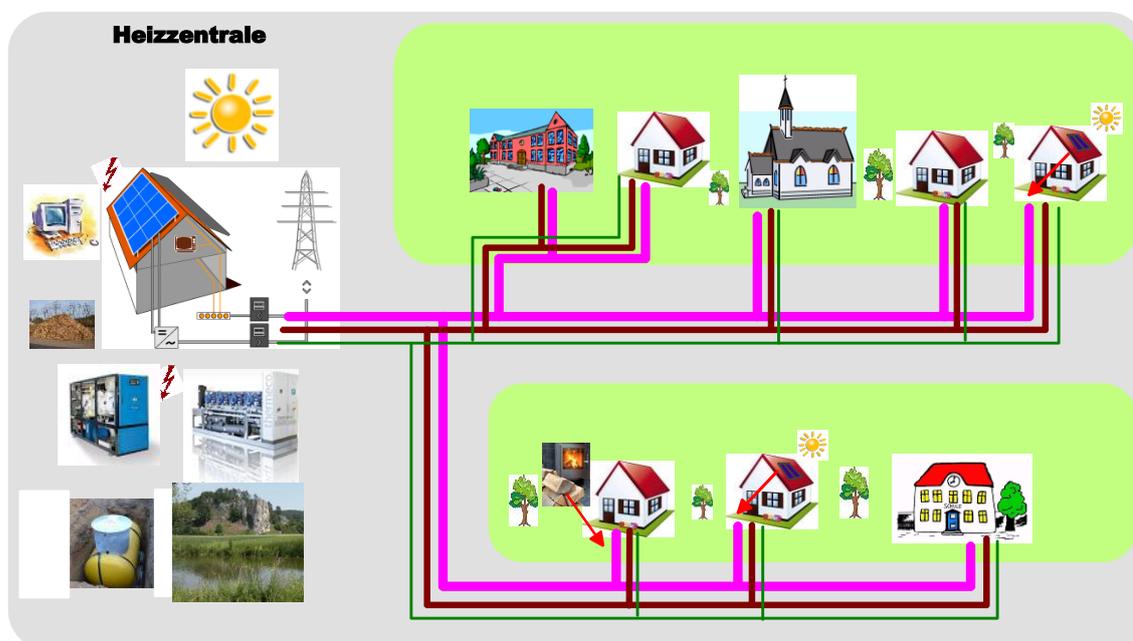


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Nahwärmekonzeptes in Dollnstein

Neben den offensichtlichen Rahmenbedingungen wie Umsetzbarkeit und Wirt-

schaftlichkeit des Nahwärmenetzes wurden vom Markt Heimenkirch noch weitere Rahmenbedingungen gesetzt. Zusätzlich zu einem Beitrag für die Umwelt, welcher durch einen sinnvollen Anteil erneuerbarer Energien erzielt werden soll, wird auch eine realitätsnahe Betrachtung vorausgesetzt. Zudem sollen auch die Interessen der Abnehmer berücksichtigt und Gegebenheiten vor Ort mit einbezogen werden. Zu den Gegebenheiten vor Ort zählen neben den Örtlichkeiten auch der Einsatz entsprechender Energieträger, die Nutzung von potentieller Abwärme aus der angrenzenden Industrie – dies ist als spätere Option in der Diskussion und wird für diese Studie vorerst nicht in Betracht gezogen. Für den Betrieb eines möglichen Nahwärmenetzes ist die Frage des Betreibers seitens des Marktes zu diskutieren.

Der Betrachtungsraum, wie in Abb. 2 dargestellt, wurde zu Beginn der Studie gemeinsam mit dem Energieteam festgelegt. Das eingezeichnete, gelb markierte Gebiet resultiert aus der in Planung befindlichen Sanierung bzw. Erneuerung des Ortskerns in Heimenkirch. Eine Erweiterung des Betrachtungsraums wurde vorerst nicht gewünscht.

Anmerkung zur Variante öffentliche Gebäude:

Auf Grundlage der vorläufigen Ergebnisse wurde vom Energieteam gewünscht, dass für ein späteres Umsetzungskonzept vorerst nur die öffentlichen Gebäude in der engeren Betrachtung relevant sind. In diesem Zusammenhang wurde ebenfalls festgelegt, dass ein Heizzentrale nicht auf dem freien Grundstück hinter dem Rathaus platziert werden kann. Als Alternative wird für diese Variante abschließend ein freier Kellerraum im „Karg-Haus“ (ehemaliger Braukeller) in Betracht gezogen. Umbaukosten für diesen Raum können zum jetzigen Zeitpunkt nicht abgeschätzt werden und sind daher nur überschlägig angenommen.



Abbildung 2: Betrachtungsraum für mögliche Nahwärmeversorgung

2 Vorgehensweise

Nach den zu Beginn der Studie abgesteckten und in Abschnitt 1 zusammengefassten Rahmenbedingungen gilt es ein Nahwärmeversorgungskonzept für den Markt Heimenkirch zu entwickeln und dieses hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Gesichtspunkte zu betrachten und zu bewerten.

Dafür ist die Ermittlung eines plausiblen Heizwärme- und Warmwasserbedarfs der zu beheizenden Gebäude erforderlich. Hierzu wurde ein Fragebogen erstellt bzw. dem Energieteam zur Verfügung gestellt, der im Wesentlichen folgende Daten erfasst:

- Abfrage von Energieverbräuchen und bisher genutzter Energieträger
- Abfrage bisheriger Heizungstechnik und deren Alter
- Art und Weise der Wärmeverteilung und Warmwasserbereitung
- Gebäudeart und –alter, sowie Zeitpunkt der letzten Sanierungsmaßnahme(n)
- Anzahl Personen und beheizte Wohnflächen
- Anschlussbereitschaft und –zeitpunkt

Die Auswertung umfasst die Evaluierung der vorhandenen Bedingungen in den Haushalten sowie Aussagen über den Wärmebedarf (ermittelt aus den Selbst-

auskünften sowie aus Flächendaten, korreliert mit der Einschätzung der Bauart) und die Anschlussbereitschaft. Die Erhebung hierfür wird vom Markt Heimenkirch selbständig durchgeführt, ratioplan hat die Vorlage für den Fragebogen geliefert. Die erfragten/erfassten Daten werden zur Auswertung an ratioplan übergeben.

Anhand der ausgewerteten Daten wird ein möglicher Netzplan entworfen, um die Gesamtleitungslänge zu ermitteln. Unter Berücksichtigung des errechneten Gesamtwärmebedarfs kann nun die Wärmebedarfsdichte des betrachteten Nahwärmenetzes ermittelt werden. Diese dient als wichtige Kenngröße für eine erste Abschätzung der Umsetzbarkeit des Wärmenetzes und ist zudem entscheidend für den Erhalt diverser Fördergelder.

In der Folge werden benötigte Leitungsdimensionen der einzelnen Trassenabschnitte sowie der Hausanschlüsse ermittelt und für die Berechnung der zu erwartenden Leitungsverluste genutzt.

Unter Berücksichtigung der klimatischen Bedingungen und der Charakteristik des Jahregangs für den Wärmebedarf werden die Kennwerte für Leistung, Nutzungsgrad, Verbrauch und Kosten der Versorgungsvarianten benannt. Die jeweils zu erwartenden Primär- und Endenergieverbräuche werden abgeschätzt. Es erfolgt eine Konzeptionierung des Nahwärmenetzes.

Die technische Konzeption wird kurz dargestellt. Eine erste Dimensionierung der Systemkomponenten wird vorgenommen und die erforderlichen Investitionskosten positionsabhängig, wenn möglich durch konkrete Angebote, Erfahrungswerten oder Kostenschätzungen ermittelt. Die ermittelten Investitionskosten werden abhängig von der jeweiligen Versorgungsvariante den möglichen Fördergeldern gegenübergestellt.

Die Versorgungsvarianten werden hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Für diese Bewertung werden die jährlichen Gesamtkosten, bestehend aus Betriebs- und Instandhaltungskosten, Brennstoffkosten sowie den zu leistenden Kapitaldienst, ermittelt, um dann Wärmegestehungskosten zu berechnen. Diese Betrachtung erfolgt für die verschiedenen Varianten jeweils mit und ohne Berücksichtigung der möglichen Förderungen.

Unter Berücksichtigung der Einhaltung benannter Kennwerte werden für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung folgende, mit dem Energieteam abgestimmten, Varianten definiert und unterschieden:

- Variante 1:
 - Zentrale Solarthermie Anlage
 - Grund- und Mittellast Erdgas BHKW in Modulation mit zentraler Erd-Wärmepumpe

- Mittel- und Spitzenlast Erdgas Kessel
- Variante 2:
 - Zentrale Solarthermie Anlage
 - Grund- und Mittellast Hackschnitzel BHKW in Modulation mit zentraler Erd-Wärmepumpe
 - Mittel- und Spitzenlast Hackschnitzel Kessel
- Variante 3:
 - Zentrale Solarthermie Anlage
 - Grund- und Mittellast Erdgas BHKW in Modulation
 - Mittel- und Spitzenlast Erdgas Kessel
- Variante 4:
 - Zentrale Solarthermie Anlage
 - Grund- und Mittellast Hackschnitzel BHKW in Modulation
 - Mittel- und Spitzenlast Hackschnitzel Kessel
- Variante 5 (Hochtemperatur, klassisch heiß):
 - Vollastkessel (Erdgas), Solarthermie
- Variante 6 (öffentliche Gebäude, auch Sonne und Karg-Haus):
 - Zentrale Solarthermie Anlage
 - Grund- und Mittellast Erdgas BHKW in Modulation
 - Mittel- und Spitzenlast Erdgas Kessel

Für die später ggf. zu beantragenden Fördermittel ist das Nahwärmeversorgungs-konzept plausibel darzulegen. Die wichtigsten technischen und ökonomischen Daten (Gesamtrassenlänge, Anzahl der Übergabestationen, Bauart der Rohrleitungen, Kennzahlen der Wärmeerzeuger etc.) sind anzugeben. Die vorliegende Studie kann zur Beantragung der Fördermittel herangezogen werden.

3 Betriebsweise als „kaltes“ Nahwärmenetz

Die Machbarkeitsstudie über ein Nahwärme-konzept für den Ortskern von Heimenkirch beruht auf der Betriebsweise als „kaltes“ Nahwärmenetz.

Charakteristisch dafür sind folgende variierende Betriebszustände:

- Betrieb als klassisches Hochtemperaturnetz in der kalten Zeit in den Wintermonaten mit Vorlauf-temperaturen von ca. 80 °C
- Gleitende Netzvorlauf-temperaturen in der Übergangszeit von ca. 50/60 – 80 °C

- Absenkbetrieb in den Sommermonaten mit Vorlauftemperaturen von ca. 25 °C

Während des Hochtemperaturbetriebs kann die benötigte Wärme in der Übergabestation, welche die Schnittstelle zwischen Wärmenetz und Abnehmer darstellt, direkt übergeben und genutzt werden. Während des Absenkbetriebs in den Sommermonaten entfällt der Heizwärmebedarf, das benötigte Warmwasser kann durch eine Wärmepumpe unter Einhaltung der Trinkwasserverordnung erzeugt werden. Das „kalte“ Wärmenetz dient dabei als Quelle für die Wärmepumpe, welche in der Übergabestation integriert ist. In der Übergangszeit wird ein Mischbetrieb eingestellt, wobei Wärme direkt übergeben wird und der fehlende Temperaturhub oder die fehlende Leistung bei Bedarf durch die Wärmepumpe ergänzt wird.

Diese Betriebsweise bietet mehrere Vorteile, der Hauptgrund liegt dabei in den Verlusten bei der Wärmeverteilung. Verluste entstehen gegenüber dem Erdreich, welches bei der vorgeschriebenen Verlegetiefe ganzjährig nahezu konstante Temperaturen aufweist. Beim klassischen Hochtemperaturnetz sind die Netzverluste demnach das ganze Jahr über konstant, der Wärmebedarf schwankt jedoch sehr stark. Während der Bedarf in der Heizperiode sehr groß ist, wird in den Sommermonaten vergleichsweise sehr wenig Energie für Warmwasser benötigt. Das kann besonders in ländlichen Gebieten mit einer vergleichsweise geringen Wärmebedarfsdichte pro Trassenlänge dazu führen, dass die Verluste in den Sommermonaten größer sind, als die tatsächlich benötigte und verkaufte Energiemenge. Insgesamt ist die prozentuale Verlustrate dann so groß, dass ein wirtschaftlicher Betrieb des Nahwärmenetzes nicht möglich ist.

Eine exemplarische Vergleichsrechnung folgt in Abschnitt 5.3 bei der Analyse der Verteilungsverluste im Wärmenetz am konkreten Beispiel für das untersuchte Nahwärmenetz in Heimenkirch.

Als weiterer Vorteil ist die verbesserte Einsatzmöglichkeit Erneuerbarer Energien aufzuführen. Der Solarertrag kann durch die geringeren benötigten Temperaturen um bis zu 40 % verbessert werden. Zudem kann durch die intelligente Vernetzung von Wärme und Strom durch eine Energiemanagement-Software die Wärmeerzeugung vorausschauend, in Abhängigkeit der zu erwartenden Erträge, geplant werden. Dies bezieht sich ebenfalls auf die Eigennutzung von Photovoltaikanlagen, sowie den Eigenstromverbrauch von integrierten BHKW's. Durch diese Flexibilität kann das örtliche Stromnetz entlastet werden, zukünftig kann sogar aktives Lastmanagement am Strommarkt betrieben werden.

4 Darstellung, Auswertung und Interpretation der Fragebögen

Im Zuge der Studie wurden insgesamt ca. 30 Haushalte durch ein Rundschreiben kontaktiert. Die Rücklaufquote belief sich nach Angaben des Marktes Heimenkrich auf nahezu 100% %, was als absolut zufriedenstellendes Resultat angesehen werden kann. Die Umfrage wurde in zwei Etappen durchgeführt, zunächst wurden die potentiellen Abnehmer im Betrachtungsraum angeschrieben und in einem weiteren Schritt fehlende Rückmeldungen persönlich nachgearbeitet. Die tabellarisch ausgewerteten Fragebögen sind als Excel Datei (Anhang A und B) zu finden.

Im Folgenden werden einzige zentrale Daten tabellarisch aufgeführt:

	Ortskern	
Anschlussbereite Haushalte	19	
Gesamtwärmebedarf	1.147.810 kWh/a	
Ölheizung	7	
Gasheizung	8	
Stromheizung direkt	1	
Holzheizung	3	
Heizung älter als 15 Jahre	89 %	
Heizung 2001-2010	11 %	

Diese Fragebogenauswertung lässt bereits eine erste Analyse zu. Der erfasste Gesamtwärmebedarf im Durchschnitt ziemlich hoch, aber im nächsten Schritt ist jedoch die örtliche Verteilung entscheidend. Die meisten Haushalte greifen auf fossile Energieträger wie Öl oder Erdgas zurück. Zudem sind 89 % der Heizungsanlagen älter als 15 Jahre, was eine hohe Anschlusswahrscheinlichkeit der Interessenten in naher Zukunft, also den ersten 5 Jahren nach einer möglichen Umsetzung des Nahwärmenetzes, vermuten lässt.

5 Möglicher Wärmenetzplan

In Abb. 3 (als Anhang C.1 als PDF zu finden) ist ein mögliches Wärmenetz mit den interessierten, potentiellen Anschlusssteilnehmern eingezeichnet. Von türkisen Teilnehmern sind definitive Verbrauchsdaten bekannt, hellgrüne Haushalte mussten anhand einiger Angaben wie Wohnfläche, Gebäudezustand, nicht

plausibler Daten etc. geschätzt werden. In Summe basieren jedoch etwa 75 % des Gesamtwärmebedarfs auf konkreten Angaben der Eigentümer.

Der mögliche Leitungsverlauf ist rot eingezeichnet. Der Standort der möglichen Heizzentrale ist in grün (hinter dem Rathaus auf Gemeindeflächen) eingezeichnet. Der Zusammenschluss mit der Molkerei Hochland ist als Diskussionspunkt angestoßen, wird aber vorerst nicht betrachtet.

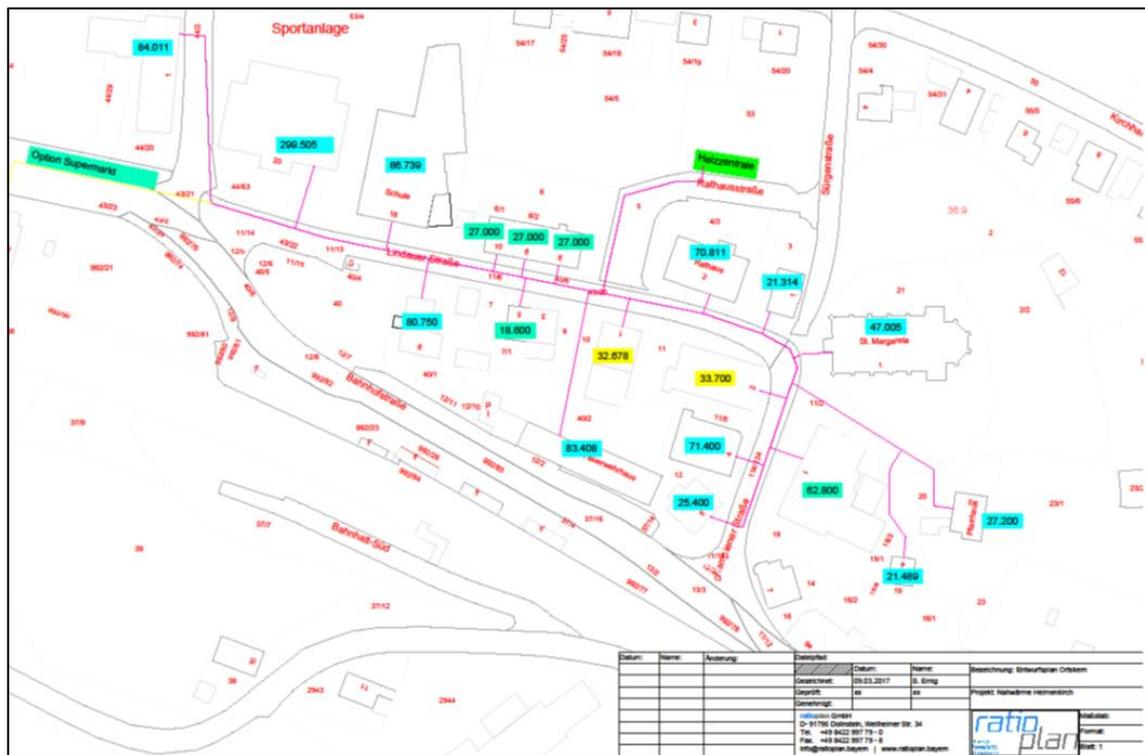


Abbildung 3: Wärmenetzplan für Nahwärmekonzept

In Anbetracht der gewünschten, abschließenden Betrachtung der Variante 6 „öffentliche Gebäude“, und Verlegung der Heizzentrale in den Keller des Karg-Hauses ergeben sich folgende Anpassungen:

- Wärmenetzplan, siehe Abb. 4 (Anhang C.2)
- Leitungsführung und -Dimensionierung
- Leitungsverluste, die jedoch im Verhältnis ungefähr gleich bleiben
- Wärmebedarfsdichte

kerns, wie z. B. Straßen- und Tiefbauarbeiten, können wirtschaftliche Vorteile für den Betreiber entstehen.

5.2 Dimensionierung des Leitungsnetzes

Anhand des Jahresverbrauchs der einzelnen Abnehmer kann anhand des klimatisch charakteristischen Jahresgangs die maximal geforderte Anschlussleistung ermittelt werden. Diese ist sowohl für die Dimensionierung der Übergabestation wie auch für die Dimensionierung der Stichleitungen entscheidend. Die Gesamttrassen können dann anhand der Anschlusssummen unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeiten ausgelegt werden.

Die Dimensionierung und Verlustberechnung basiert auf Grundlage von Kunststoff-Flex-Rohren, welche je nach Nenndurchmesser als 4-fach, Doppel- oder Einzelrohr eingesetzt werden können. Diese wurden speziell für Nahwärmenetze entwickelt und erlauben durch eine besonders glatte Oberfläche hohe Fließgeschwindigkeiten und somit kleinere Nenndurchmesser.

In Anhang D ist das Ergebnis der Dimensionierung angehängt, inkl. Wärmebedarf, Anschlussleistung, Stichleitungslänge und Leitungsdimension.

Für das Gesamte Netz (Varianten 1 – 5) können folgende Längen und Durchmesser tabellarisch zusammengefasst werden:

Nenndurchmesser	Leitungslänge Stichleitungen	Leitungslänge Zweingleitungen	Leitungslänge Gesamt
DN 25	153,8 m	64,2 m	218,0 m
DN 32	102,8 m	87,5 m	190,3 m
DN 40	10,2 m	6,3 m	16,5 m
DN 50		23,5 m	23,5 m
DN 63	22,4 m	50,1 m	72,5 m
DN 75		81,8 m	81,8 m
DN 90		60,5 m	60,5 m
DN 110		67,0 m	67,0 m
DN 125			
DN 160			
DN 200			

5.3 Verlustberechnung im Vergleich zur Hochtemperaturbetriebsweise

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Leitungsverlustberechnung abgebildet. In Abb. 5 werden die Verluste des Netzes dargestellt, in Abb. 6 nur die Verluste zur Versorgung der öffentlichen Gebäude:

Berechnete Verlustwerte	
Bei ganzjährig konstanten Temperaturen:	
Vorlauf 80°C / Rücklauf 60°C	184.339 kWh
Vorlauf 70°C / Rücklauf 50°C	153.616 kWh
Vorlauf 45°C / Rücklauf 30°C	84.489 kWh
Vorlauf 25°C / Rücklauf 10°C	23.042 kWh
Bei Absenkung auf VL 25°C / RL 10°C über 10°C Außentemperatur:	
Vorlauf 80°C / Rücklauf 60°C	112.505 kWh
Vorlauf 70°C / Rücklauf 50°C	95.464 kWh
Vorlauf 45°C / Rücklauf 30°C	57.123 kWh
Bei gleitender Netztemperatur (außentemperaturabhängig):	
Vorlauf Max. 80°C / Spreizung 20°C / Sommerbetrieb Vorlauf 25°C / Rücklauf 10°C	88.686 kWh

Abbildung 5: Ergebnis Verlustberechnung gesamtes Netz

Berechnete Verlustwerte	
Bei ganzjährig konstanten Temperaturen:	
Vorlauf 80°C / Rücklauf 60°C	123.590 kWh
Vorlauf 70°C / Rücklauf 50°C	102.992 kWh
Vorlauf 45°C / Rücklauf 30°C	56.646 kWh
Vorlauf 25°C / Rücklauf 10°C	15.449 kWh
Bei Absenkung auf VL 25°C / RL 10°C über 10°C Außentemperatur:	
Vorlauf 80°C / Rücklauf 60°C	75.429 kWh
Vorlauf 70°C / Rücklauf 50°C	64.004 kWh
Vorlauf 45°C / Rücklauf 30°C	38.298 kWh
Bei gleitender Netztemperatur (außentemperaturabhängig):	
Vorlauf Max. 80°C / Spreizung 20°C / Sommerbetrieb Vorlauf 25°C / Rücklauf 10°C	59.460 kWh

Abbildung 6: Ergebnis Verlustberechnung öffentliche Gebäude

Wie bereits in Abschnitt 3 erläutert können durch die „kalte“ und gleitende Betriebsweise enorme Verluste eingespart werden. Im konkreten Fall für Heimenkirch können die jährlichen Leitungsverluste dadurch auf ca. die Hälfte reduziert werden. Beim gesamten Netz bekommt man damit einen Verlustanteil von 7,7 % anstatt 16,1 % im Verhältnis zum Nutzwärmebedarf.

6 Wärmelastgang und Jahresganglinie

Für die Auslegung der Wärmeerzeuger sind der Wärmelastgang bzw. die Jahresganglinie, der sortierte Wärmelastgang, erforderlich. Diese ergeben sich aufgrund des charakteristischen Jahresgangs bei den klimatischen Bedingungen der betrachteten Region.

Bei klassischen Wärmeerzeugern wie Heizkesseln oder BHKW wird die Jahresganglinie benötigt, bei der Solarthermie Anlage und den Übergabestationen ist der zeitliche Faktor mit entscheidend, weshalb diese in Verbindung mit dem unsortierten Wärmelastgang betrachtet werden müssen. Im Folgenden sind die Jahresganglinien für den Betrachtungsraum dargestellt und analysiert.

6.1 Betrachtungsraum Ortskern Markt Heimenkirch

In Abb. 7 ist die Jahresganglinie des gesamten Wärmenetzes dargestellt. In der blauen Linie ist der zeitliche sortierte Verlauf des Wärmebedarfs inkl. Vertei-

lungsverlusten im Leitungsnetz dargestellt. Wie bereits erläutert ist in der orangenen Kurve die Wärmelast dargestellt, nachdem zuvor die Solarthermieerträge sowie die Wärmeerzeugung durch die dezentralen Wärmepumpen abgezogen wurden. Auf dieser Grundlage wird die Auslegung der ausstehenden Wärmeerzeuger vorgenommen

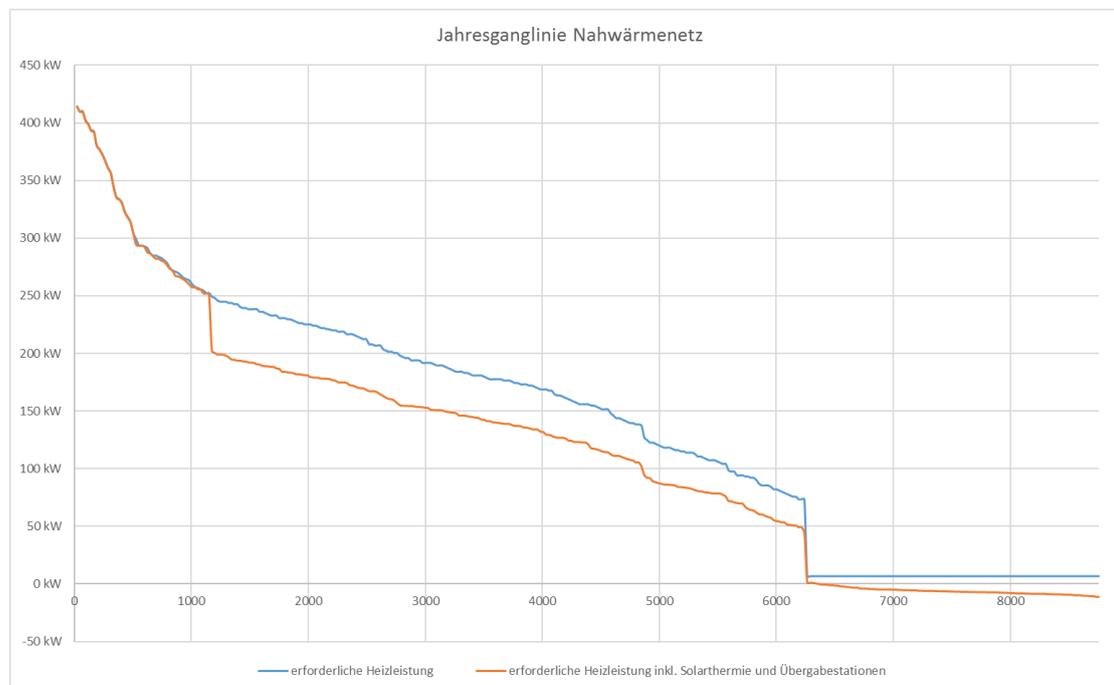


Abbildung 7: Jahresganglinie Nahwärmenetz Ortskern

Wie man am linken Rand der Grafik erkennen kann beträgt die maximal benötigte Leistung ca. 410 kW, die es in der Heizzentrale zu installieren und vorzuhalten gilt. Die benötigte Maximalleistung basiert auf der Grundlage, dass jeder Wärmeerzeuger maximal 20 Betriebsstunden pro Tag aufweist. Auf der rechten Seite der Grafik kann man einen sehr markanten Sprung der Kurve erkennen. Ab diesem Zeitpunkt wird nicht mehr geheizt, sondern nur noch Warmwasser benötigt. In der Realität ist dies kein Sprung, sondern ein sanfterer Übergang, da aufgrund der unterschiedlichen Gewohnheiten und Gebäudebeschaffenheiten nicht jeder Abnehmer zur gleichen Zeit den Heizbetrieb einstellt. Zu dieser Zeit befindet sich das Netz bereits im Absenkbetrieb.

6.2 Betrachtungsraum Ortskern Markt Heimenkirch – öffentliche Gebäude

Die Abb. 8 kann analog zur Abb. 7 analysiert und interpretiert werden. Allerdings beträgt die maximale Leistung hier nur ca. 320 kW.

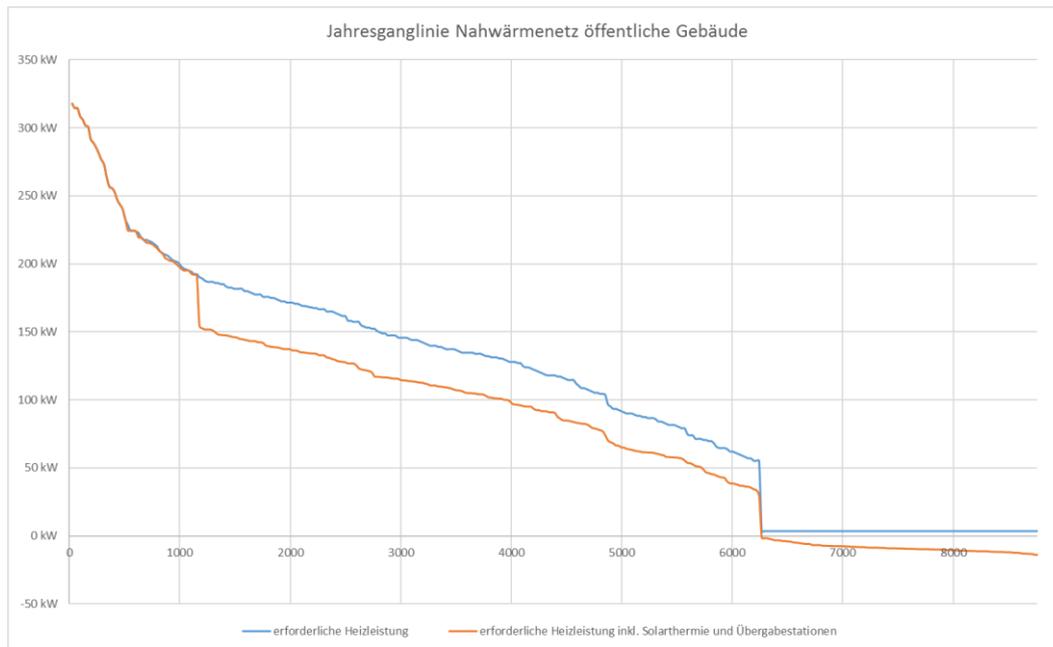


Abbildung 8: Jahresganglinie Nahwärmenetz Ortskern nur öffentliche Gebäude

7 Betrachtung der Wärmeerzeuger der Varianten 1-6

Einige Wärmeerzeuger sind unabhängig von der Variante.

Auf der Heizzentrale ist eine Solarthermie Anlage geplant, diese umfasst im Rahmen der Machbarkeitsstudie ca. 100 m², bei einer tatsächlichen Umsetzung muss die Größe jedoch an die Gebäude- bzw. Dachmaße angepasst werden. Sofern sich andere, nahe Dachflächen zur Installation anbieten ist dies zu prüfen und für eventuell größere Flächen zu bewerten.

Am Ende der Studie wird eine Abschätzung/Empfehlung für eine „optimale“ Solarthermiefläche gemacht. Ebenso wird auf Wunsch des Energieteams ergänzend eine Abschätzung/Empfehlung für die mögliche Einbindung einer Photovoltaikanlage gemacht.

Die dezentralen Wärmepumpen sind ebenfalls in den Varianten 1 – 4 sowie 6 vorhanden und hängen von der Anzahl der Abnehmer ab. Generell wird die Wärmepumpe der Übergabestation auf ca. 1/3 der Heizlast des jeweiligen Gebäudes ausgelegt, da diese zu Spitzenlastzeiten im Winter inaktiv bleibt.

Bei der betrachteten zentralen Wärmepumpe ist die maximale Leistung durch die benötigte Anzahl an Erdsonden und dem verfügbaren Platz begrenzt, weshalb hier bei allen Varianten von ca. 150 kW thermischer Leistung ausgegan-

gen wird. Beim exemplarisch betrachteten Wärmepumpentyp entspricht das einer Stromaufnahme von ca. 40 kW elektrisch. In der ursprünglichen Betrachtung der Variante 6 wurde eine Wärmepumpe mit ca. 80 kW thermischer Leistung zu Grunde gelegt. In der mit dem Energieteam abgestimmten, finalen Berechnung der Variante 6, wird die zentrale Wärmepumpe nicht weiter betrachtet.

Da im Zusammenhang mit dem Nahwärmekonzept der größte ökonomische und ökologische Nutzen beim BHKW durch Eigenstromverbrauch entsteht, ist das BHKW so zu dimensionieren, dass die dezentralen Wärmepumpen und die zentrale Wärmepumpe möglichst abgedeckt werden können. Zugleich muss in Bezug auf Abb. 7 und 8 bei der Auslegung darauf geachtet werden, dass das BHKW im Grund- oder Mittellastbereich aktiv ist und nicht im Spitzenlastbereich.

Daher wurden die übrigen Wärmeerzeuger der Varianten 1 – 6 wie folgt ausgewählt:

Variante 1:

- Erdgas BHKW mit 70 kW_{el} und 109 kW_{th}
- Erdgas Spitzenlastkessel mit 200 kW

Variante 2:

- Hackschnitzel BHKW mit 50 kW_{el} und 110 kW_{th}
- Hackschnitzel Spitzenlastkessel mit 250 kW

Variante 3:

- Erdgas BHKW mit 140 kW_{el} und 212 kW_{th}
- Erdgas Spitzenlastkessel mit 300 kW

Variante 4:

- Hackschnitzel BHKW mit 2 x 50 kW_{el} und 2 x 110 kW_{th}
- Hackschnitzel Spitzenlastkessel mit 250 kW

Variante 5 - Hochtemperatur:

- (ohne dezentrale Übergabestationen mit Wärmepumpe)
- Hackschnitzel Kessel mit 2 x 250 kW

Variante 6 - öffentliche Gebäude:

- Erdgas BHKW mit 70 kW_{el} und 109 kW_{th}
- Erdgas Spitzenlastkessel mit 200 kW

8 Wärmespeicher und Quellspeicher

Thermische Speicher dienen allgemein zum zeitlichen Ausgleich von Lasten sowie zum Glätten der Spitzenlast. Erzeugung und Verbrauch können so zeitlich entkoppelt werden, wodurch beispielsweise Solarerträge tagsüber eingespeichert werden und am Abend oder am nächsten Morgen genutzt werden können. Außerdem dienen sie zum Ausgleich von Spitzenlast, beispielsweise für die Bedarfsspitze am Morgen. Die Spitze entsteht, da nahezu gleichzeitig die Heizung der Abnehmer aus der Nachtabsenkung geht und Warmwasser benötigt wird. Durch den Einsatz eines Wärmespeichers kann ein Teil der benötigten Wärme schon einige Stunden vorher erzeugt, eingespeichert und dann wieder genutzt werden. Somit wird die Lastspitze geglättet.

Spitzenlast ist vergleichsweise sehr teuer, da für wenige Stunden im Jahr Wärmeerzeuger mit großer Leistung benötigt werden, die ansonsten stillstehen. Zudem dient der Speicher, wie bereits erwähnt, zum Einfangen des Solarertrags, welcher zeitlich nicht beeinflussbar ist. Daher ist der Einsatz eines Wärmespeichers in einem Nahwärmekonzept zwingend empfehlenswert bzw. notwendig.

Für das Nahwärmekonzept wurde für alle Varianten ein Speicher mit 25.000 Liter Volumen gewählt. Mit diesem Volumen bei einer nutzbaren Temperaturdifferenz von 40 Kelvin kann das BHKW ca. 5 Stunden ohne gleichzeitige Einspeisung in das Wärmenetz betrieben werden. Vom anderen Blickwinkel betrachtet kann der Speicher bei voller Beladung, ohne dass zugleich ein Wärmeerzeuger läuft, die Last im Winter für ca. 2-4 Stunden abdecken. Dieser Zeitraum ist ausreichend um Tagesspitzen zu glätten und bietet zusätzlich einen gewissen zeitlichen Puffer, falls ein Wärmeerzeuger unerwartet ausfallen sollte.

Neben dem Wärmespeicher ist noch ein zweiter thermischer Speicher vorgesehen. Dieser dient als Quellspeicher der zentralen Wärmepumpe und kann über den Solekreis der Erdsonden beladen werden. Hier herrschen deutlich niedrigere Temperaturen. Dieser Speicher dient wiederum zur zeitlichen Entkopplung. Außerdem kann mit dem Quellspeicher der Solarertrag erhöht werden. Falls der Wärmespeicher komplett beladen ist, kann zusätzlicher Solarertrag im Quellspeicher aufgefangen werden. Zudem kann durch die niedrigen Temperaturen im Quellspeicher auch an bewölkten Tagen Solarertrag erzielt werden, welcher als Quelle für die Wärmepumpe oder beim Absenkbetrieb im Sommer auch direkt für die Einspeisung in das Wärmenetz genutzt werden kann. Der Quellspeicher ist mit 8.000 Liter Volumen vorgesehen. In den Varianten ohne zentrale Wärmepumpe entfällt dieser Speicher.

Beide Speicher sind mit Schichteinrichtung geplant. Dadurch können die Rückläufe aus dem Wärmenetz auf dem jeweiligen Temperaturniveau wieder genutzt werden, ohne dass eine Vermischung im Speicher stattfindet. Zudem können für die Wärmeerzeuger sowie für die Solaranlage kühle Rückläufe aus der untersten Speicherschicht gewährleistet werden, wodurch die Brennwerteffizienz wie auch der Solarertrag erhöht wird.

9 Wärmeeerzeugungsanteile der Varianten 1-6

Nachfolgend sind die Wärmeeerzeugungsanteile der Varianten 1 – 6 prozentual grafisch dargestellt und tabellarisch mit absoluten Zahlen betitelt. Die auftretenden Verluste sind in den Berechnungen berücksichtigt, sodass die gesamt zu erzeugende Energiemenge, Nutzwärmebedarf und Verluste, als 100 % angesetzt ist.

Die Berechnungen dienen als Anhaltspunkt und als Einschätzung der Größenordnung, im realen Betrieb können die Anteile abweichen. Gründe dafür sind z.B. Anteilverschiebung durch Optimierung der Energiemanagementsoftware, Witterungsbedingungen, tatsächlicher Nutzwärmebedarf, Wartungsintervalle, u.v.m..

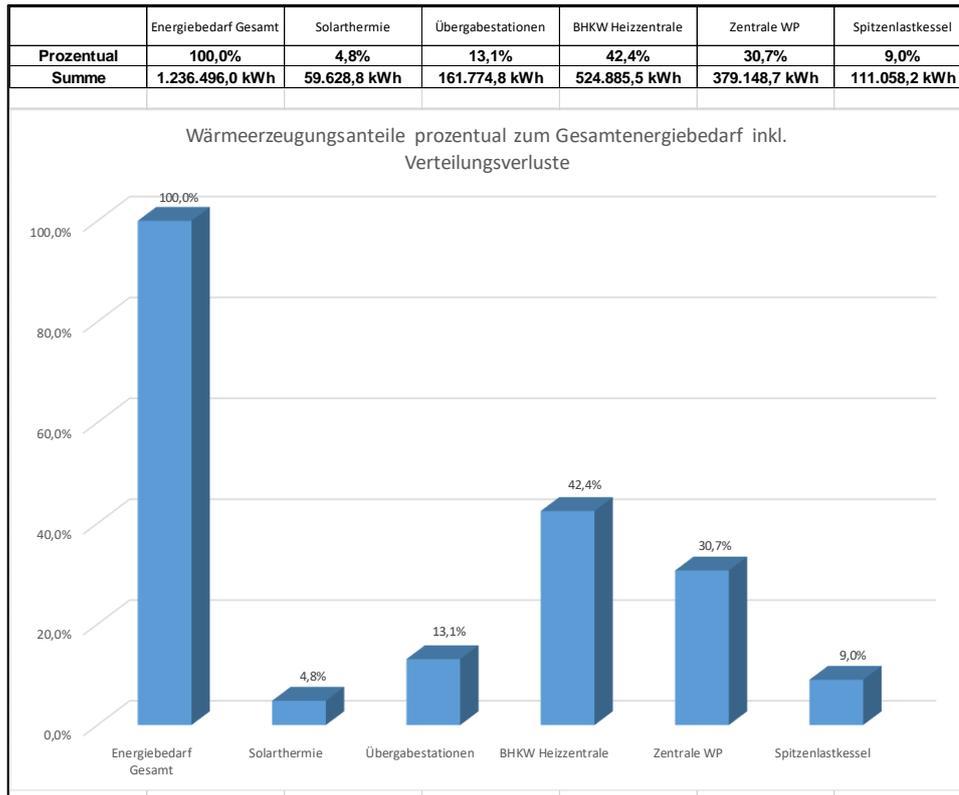


Abbildung 9: Wärmeerzeugeranteile Variante 1

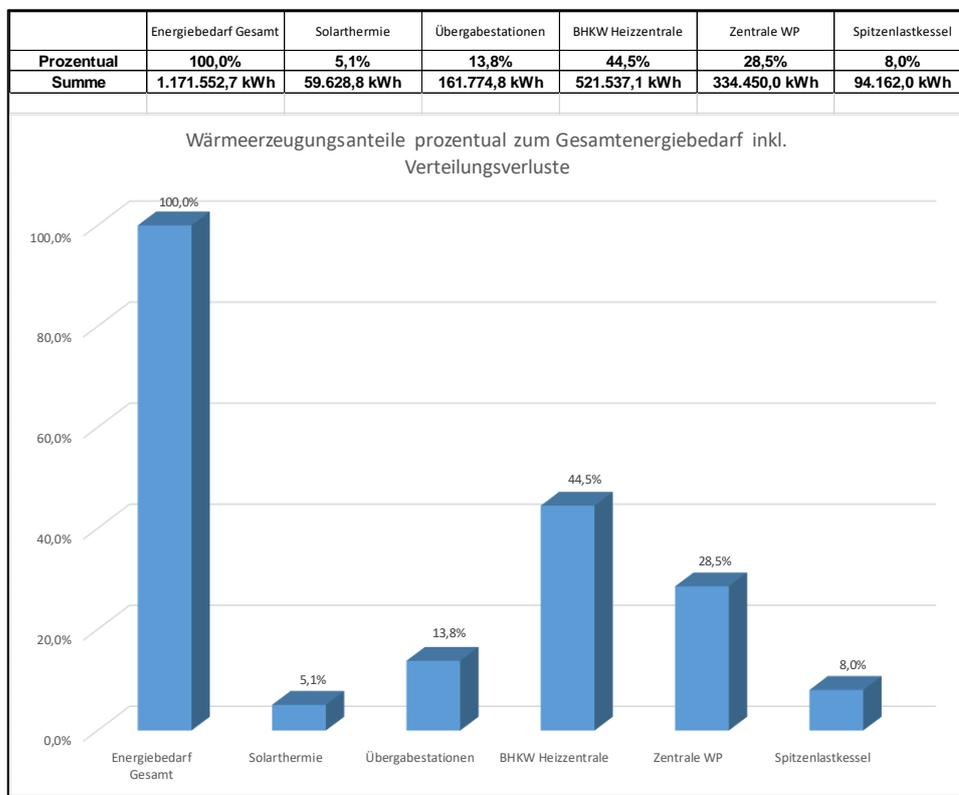


Abbildung 10: Wärmeerzeugeranteile Variante 2

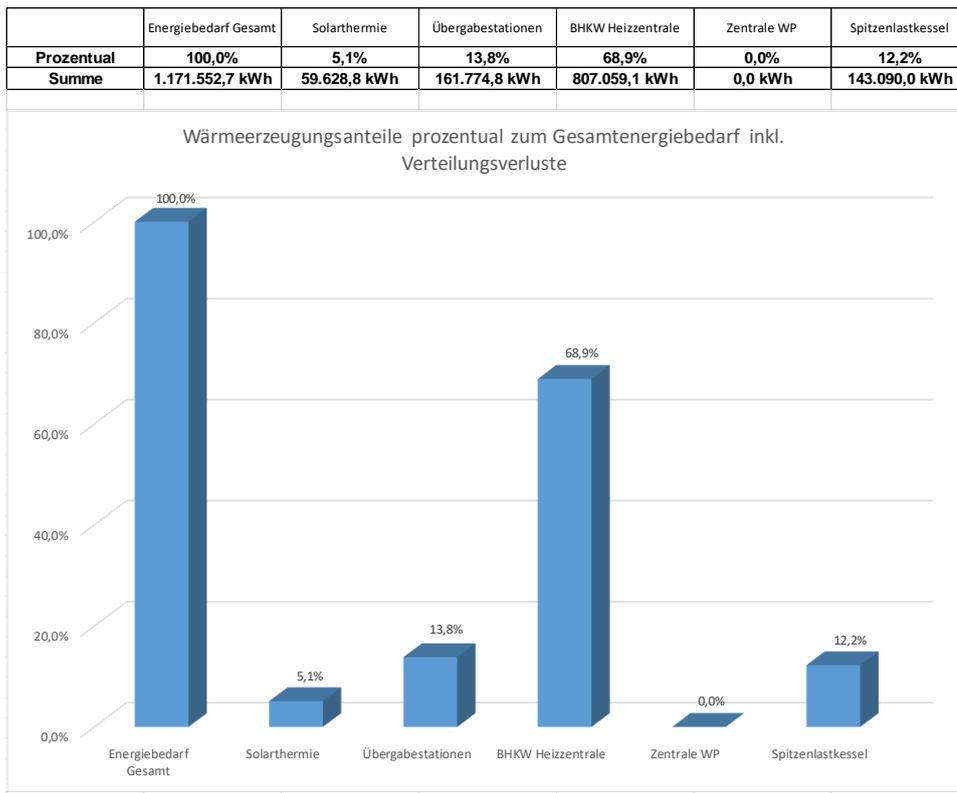


Abbildung 11: Wärmeerzeugeranteile Variante 3

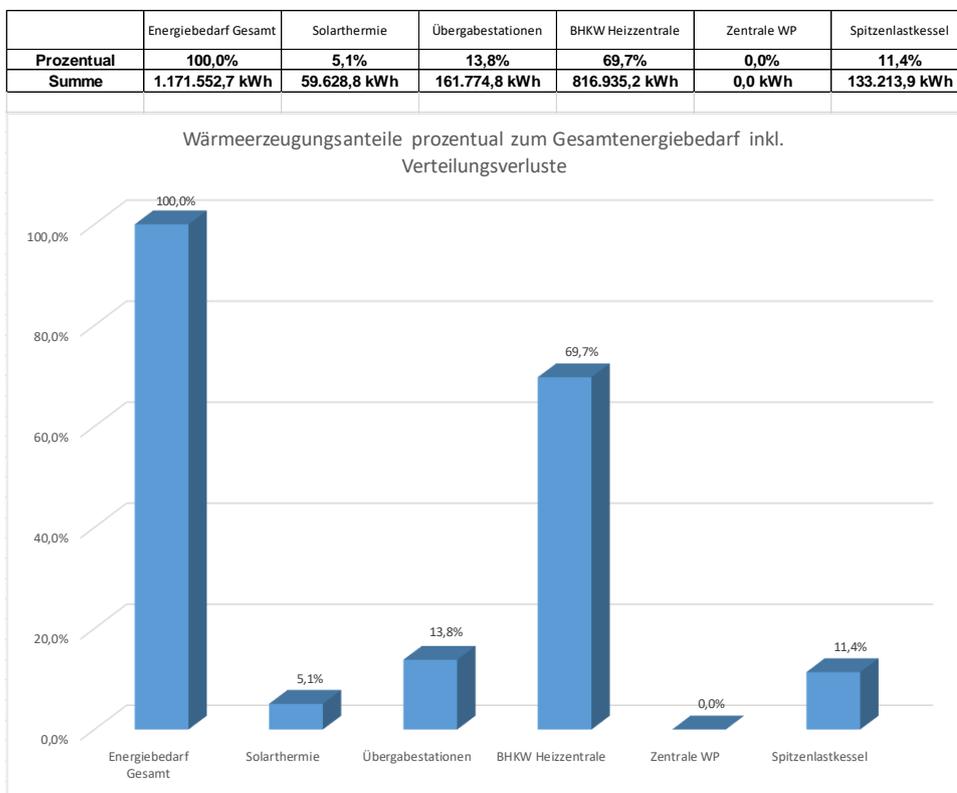


Abbildung 12: Wärmeerzeugeranteile Variante 4

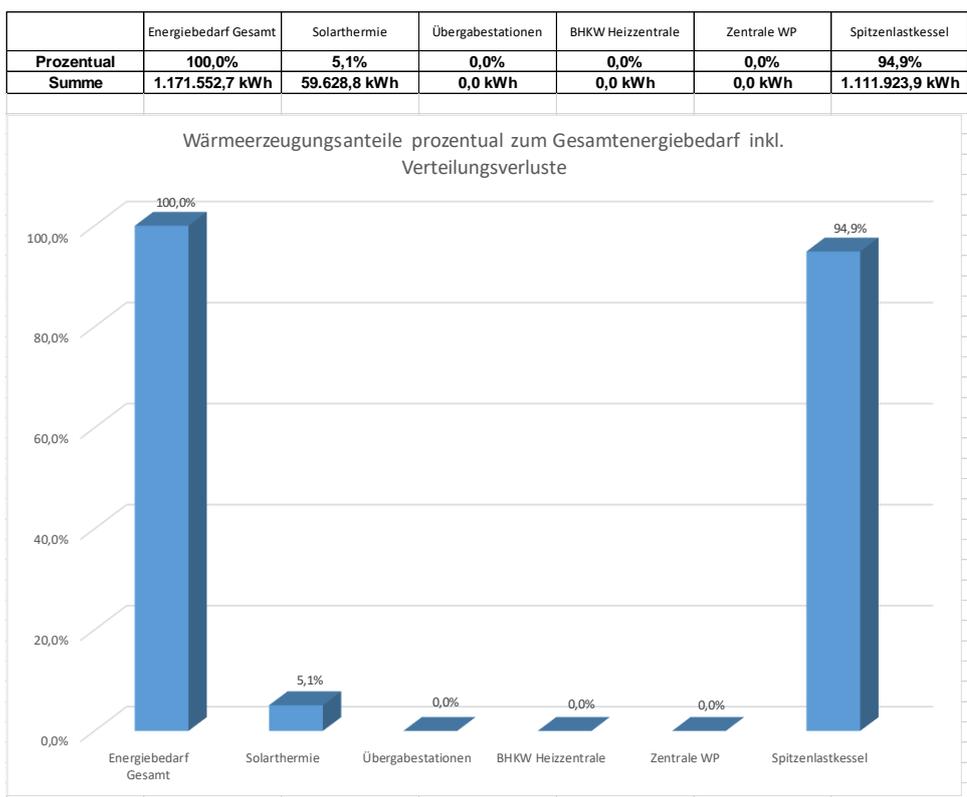


Abbildung 13: Wärmeerzeugeranteile Variante 5 - Hochtemperatur

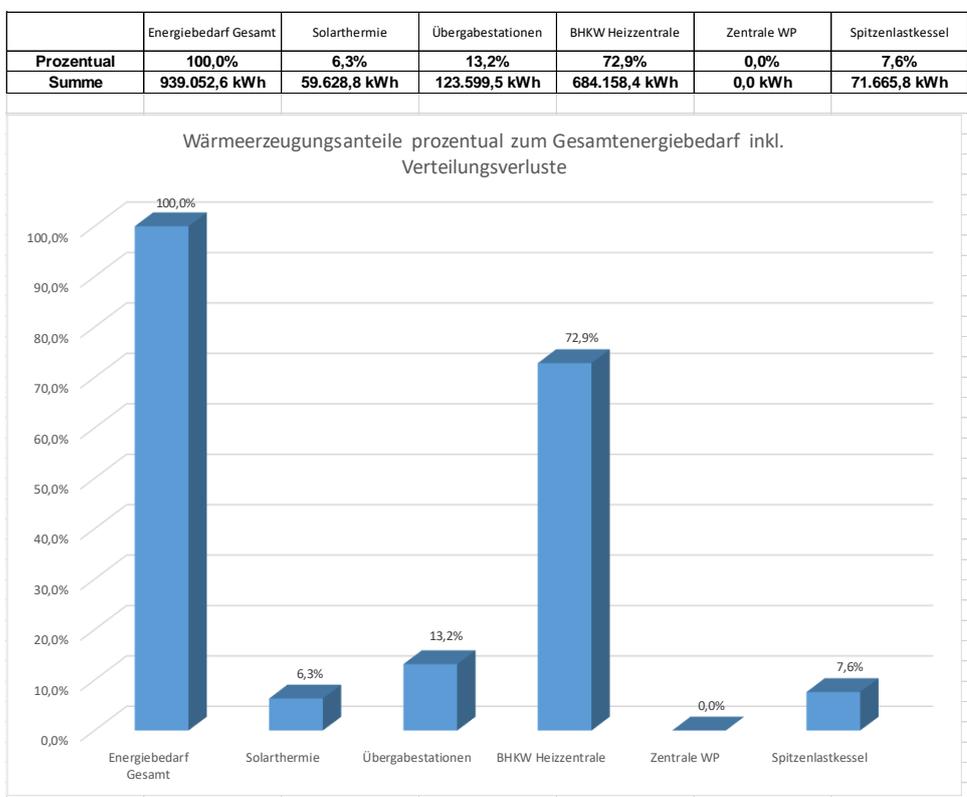


Abbildung 14: Wärmeerzeugeranteile Variante 6 – öffentliche Gebäude

10 Energetische Betrachtung des Primärenergiebedarfs

In folgender Grafik ist der Primärenergiebedarf für die Ausgangssituation sowie für die Varianten 1 – 6 im Vergleich prozentual dargestellt. Bezugsgröße ist jeweils der Nutzwärmebedarf des jeweiligen Betrachtungsraums.

Wie zu erkennen ist, kann der Primärenergiebedarf bei der Realisierung des Nahwärmenetzes bei Berechnung nach der DIN V 18599-1 je nach Variante von über 100 % auf unter 20 – 90 % gesenkt werden. Die gelb dargestellten Varianten sind auf Grundlage des Einsatzes von Biomasse berechnet und weisen daher einen deutlich geringeren Energiebedarf auf als die anderen Varianten mit Erdgasversorgung in der Heizzentrale. Entsprechend verhält sich die Betrachtung der CO₂ Reduzierung je Variante.

An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Nutzung von Biomasse erhöhten Betreuungsaufwand bzw. Personalaufwand mit sich bringt.

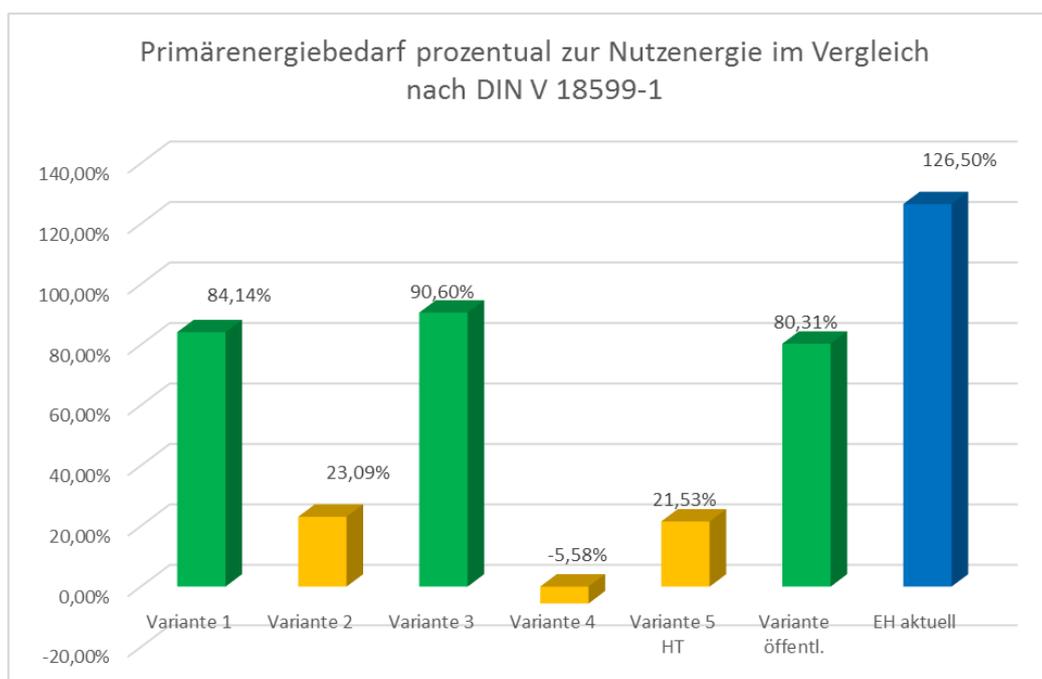


Abbildung 15: Vergleich Primärenergiebedarf je Variante

11 Relevante Förderungen für Varianten 1-6

Für Nahwärmeprojekte gibt es eine Vielzahl von Förderungen, die individuell von der Ausführung und den Anlagenkomponenten abhängen. Generell werden Solarthermie Anlagen, Wärmespeicher, KWK-Anlagen, Biomasseanlagen,

CO₂-Einsparung durch Biomasse, Wärmepumpen, Errichtung von Wärmenetzen, Hausübergabestationen, Geothermie u.v.m. durch verschiedene Fördermittel bezuschusst. Die beiden wichtigsten Fördermittelgeber sind KfW und BAFA, im Einzelfall kommen aber auch andere in Frage, z.B. das TFZ oder lokale Verbände.

Für das entwickelte Konzept in Heimenkirch sind Förderungen der KfW und BAFA möglich. Die jeweiligen Förderungen der einzelnen Varianten können den Investitionskostenaufstellungen der Varianten 1 – 6 in den Anhängen E – J entnommen werden. Dort sind die Fördertöpfe einzeln aufgeführt, kurz erläutert und die zu erwartende Förderhöhe aufgelistet.

Unabhängig von der Art der Förderung oder des Fördermittelgebers und dessen Vorgaben, sollten Förderungen immer im Vorfeld geprüft und bei Möglichkeit bereits beantragt werden. Grund dafür ist, dass man vorher nicht mit 100%-iger Sicherheit garantieren kann, eine Förderung zu bekommen. Als konkretes Beispiel kann hier die Wärmenetzförderung durch BAFA oder KfW herangezogen werden. Je nach Zusammensetzung des geplanten Netzes ist meist die Förderung der BAFA höher. Man kann insgesamt nur eine der beiden Förderungen bekommen. BAFA Fördermittel werden jedoch grundsätzlich nach Abschluss der Baumaßnahme beantragt und vergeben, KfW Fördermittel ausschließlich im Vorfeld. Prüft man bereits vor der Umsetzung hinreichend, ob man diese Fördergelder erhält oder nicht, kann man im Notfall noch eine Ersatzförderung beantragen.

12 Betrachtung der Investitionskosten mit und ohne Förderungen

In Abb. 16 sind die Investitionskosten der Varianten 1 – 6 jeweils mit und ohne Förderungen grafisch dargestellt und verglichen. Zudem sind tabellarisch die jeweiligen Investitionskosten mit und ohne MwSt. aufgeführt. Die Übersicht ist zusätzlich in Anhang J.1 als PDF-Datei zu finden. Die detaillierte Auflistung der Investitionskosten der einzelnen Varianten ist in den Anhängen E – J.

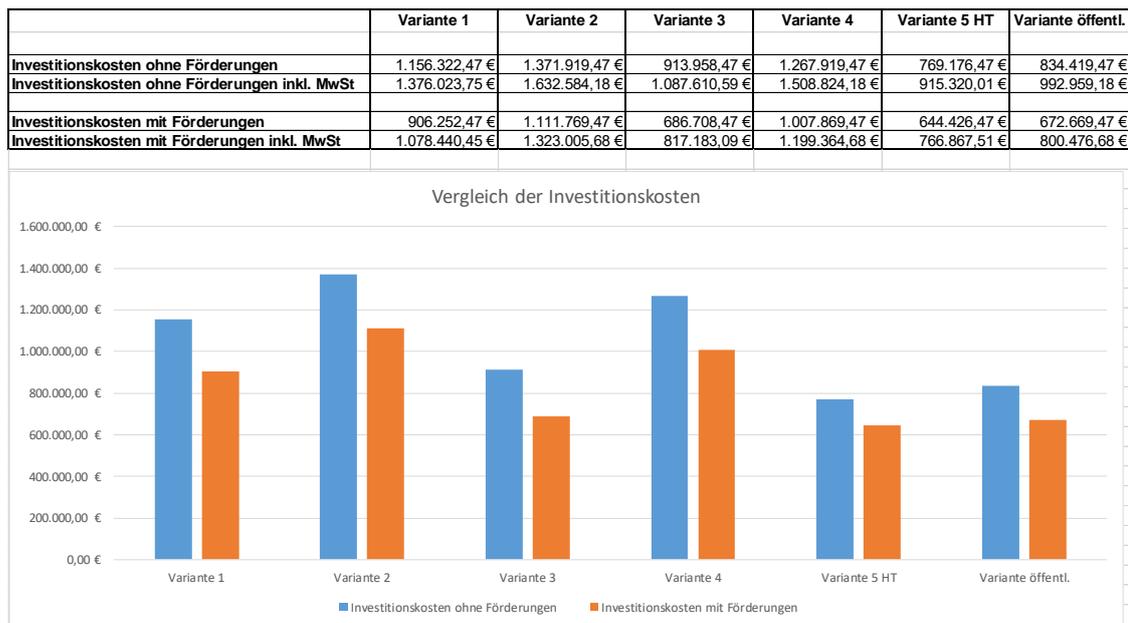


Abbildung 16: Investitionskostenübersicht der Varianten 1 – 6

Wie man der Grafik entnehmen kann, kann durch Fördermittel je nach Variante zwischen 15% und 25% der Investitionskosten abgedeckt werden. Dadurch wird die Wirtschaftlichkeit bzw. der benötigte Wärmepreis deutlich verbessert. Man sollte allerdings bedenken, dass keine Garantie besteht, dass die Fördermittel tatsächlich zur Verfügung gestellt werden. Daher ist es essentiell, dass die Wirtschaftlichkeit auch ohne Förderungen mit einem angemessenen Wärmepreis gewährleistet ist.

Die Investitionskosten setzen sich unabhängig von der Variante aus 7 großen Kostenblöcken zusammen, die bei der Betrachtung wiederum in einzelne Positionen untergliedert wurden:

- Wärmeerzeuger
- Heizzentrale – Gebäudekosten + Erschließung der Schnittstellen (z.B. Strom- oder Erdgasanschluss)
- Weitere Komponenten – Heizzentrale (z.B. Anlagentechnik, MSR)
- Verteilungsnetz (und Übergabestationen)
- Sonstiges (z.B. Planungskosten, Unvorhergesehenes)
- Abzüge (Anschlusspauschale in Abhängigkeit von der Anschlussleistung)
- Förderungen

Zunächst wurden generell alle Kosten netto, ohne MwSt. betrachtet, die Gesamtsummen sind jeweils separat tabellarisch inkl. MwSt. aufgeführt.

In den einmal Investitionskosten sind keine möglichen Synergien die im Zuge der Ortskern-Erneuerung, z. B. Teilung der Kosten für Tiefbau, entstehen können berücksichtigt.

13 Jährlich laufende Kosten

13.1 Betriebs- und Instandhaltungskosten

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten, die individuelle Aufstellung für die Varianten 1 – 6 ist in den Anhängen K - P zu finden, sind als jährlich laufende Kosten zu betrachten. Dazu zählen Ausgaben, die für die Gewährleistung des Betriebs notwendig sind, z.B.:

- Personalaufwand für Abrechnungen, Verwaltung, Anlagenüberwachung oder Pflege der Heizzentrale
- Wartungs- und Instandhaltungskosten der einzelnen Wärmeerzeuger in Form von konkreten Wartungsverträgen
- Kalkulierte Kosten für evtl. anfallende Reparaturen an weiteren Anlagenkomponenten
 - Tausch von defekten Pumpen
 - Pflege der Solarthermie Anlage
 - Übergabestationen
 - Instandhaltung der Quelle
 - Unvorhergesehenes

Die jährlichen Kosten sind im Mittel für einen Betrachtungszeitraum von ca. 20 Jahren gedacht. Die Wartungsverträge der BHKW sehen eine Generalüberholung mit Motortausch vor, sodass die BHKW diesen Zeitraum überstehen. In der Regel kann in den ersten Jahren durch die kalkulierten Kosten ein Polster angespart werden, um Reparaturen zu gegebener Zeit zu tätigen. Nach Ablauf des Tilgungszeitraums steht weiteres Geld für Großinvestitionen und Generalüberholungen zur Verfügung.

13.2 Brennstoff- bzw. Erzeugungskosten

Brennstoff- bzw. Erzeugungskosten beinhalten die entstehenden Kosten für den Energieeinsatz um die benötigte Wärme zu erzeugen. Bei der Berechnung berücksichtigt sind dabei:

- Erhöhter Brennstoffeinsatz durch Kesselwirkungsgrade
- Erhöhter Brennstoffeinsatz durch Ausgleich von Verteilungsverlusten und Verlusten bei der Speicherung in der Heizzentrale

- Vergütung von Stromüberschüssen und Stromeigenverbrauch des BHKW-Stroms im Verhältnis von ca. 30 / 70 (Referenz Dollnstein: 75 – 80 % Eigenstromnutzung)
- Strombezug des Defizits
- Berücksichtigung von Solarertrag

Die Anhänge Q und R zeigen die errechneten jährlichen Brennstoffkosten der Varianten 1 – 6 zu aktuellen Energiepreisen wie auch mit Prognosepreisen für Energiekosten in 10 Jahren als Ausblick. Die Energiepreisprognose orientiert sich dabei an den gesammelten Daten zur Energiepreisentwicklung der letzten 20 Jahre durch das BMWi.

13.3 Kapaldienst inkl. Zinsbelastung

Der zu leistende Kapaldienst stellt den letzten Posten der jährlich laufenden Kosten dar. Dabei wird die jährliche Tilgung unter Berücksichtigung der anfallenden Zinsbelastung berechnet.

Wie bereits zuvor erwähnt darf die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes nicht von Fördermittel abhängig sein. Daher zeigen die Anhänge S und T den Tilgungsplan der Varianten 1 – 6 jeweils mit und ohne Förderungen. Bei den Berechnungen wurde von einem Finanzierungszeitraum von 20 Jahren ausgegangen, wobei im Jahr 1 des Tilgungsplans keine Tilgung vorgesehen ist, da in der Regel auch noch kein Wärmeverkauf stattfindet. Des Weiteren wird von 1,5 % Zinsen ausgegangen, der tatsächliche Finanzierungszins hängt jedoch sehr stark vom Betreiber des Nahwärmenetzes ab. Sofern sich der Markt Heimenkirch für den Betrieb dieses Netzes entscheidet sind sicherlich Zinsen unter 1% möglich, die die Wärmegestehungskosten nochmal positiv beeinflussen.

14 Wärmegestehungskosten und Wärmepreis

Wärmegestehungskosten beschreiben die Kosten, die bei der Erzeugung und Verteilung einer kWh Wärme entstehen. Im Anwendungsgebiet der Nahwärme sind dabei auch die Verteilungsverluste im Wärmenetz zu berücksichtigen, da diese auszugleichen sind, um Energie beim Abnehmer zu übergeben. Im Detail werden daher alle jährlich laufenden Kosten durch die jährliche Verkaufs- bzw. Wärmebedarfsmenge geteilt.

In Abb. 17 sind die netto Wärmegestehungskosten der verschiedenen Varianten jeweils mit und ohne Berücksichtigung der möglichen Förderungen grafisch dargestellt. Die Tabelle über dem Diagramm zeigt die Gestehungskosten inkl.

MwSt. Die Abb. 18 zeigt die Wärmegestehungskosten analog zu Abb. 17, jedoch mit den Prognosepreisen wie in Abschnitt 13.2 beschrieben. Die vollständige Wärmegestehungskostenberechnung, sowie die eingesetzten Energiepreise, sind in den Anhängen Q und R zu finden.

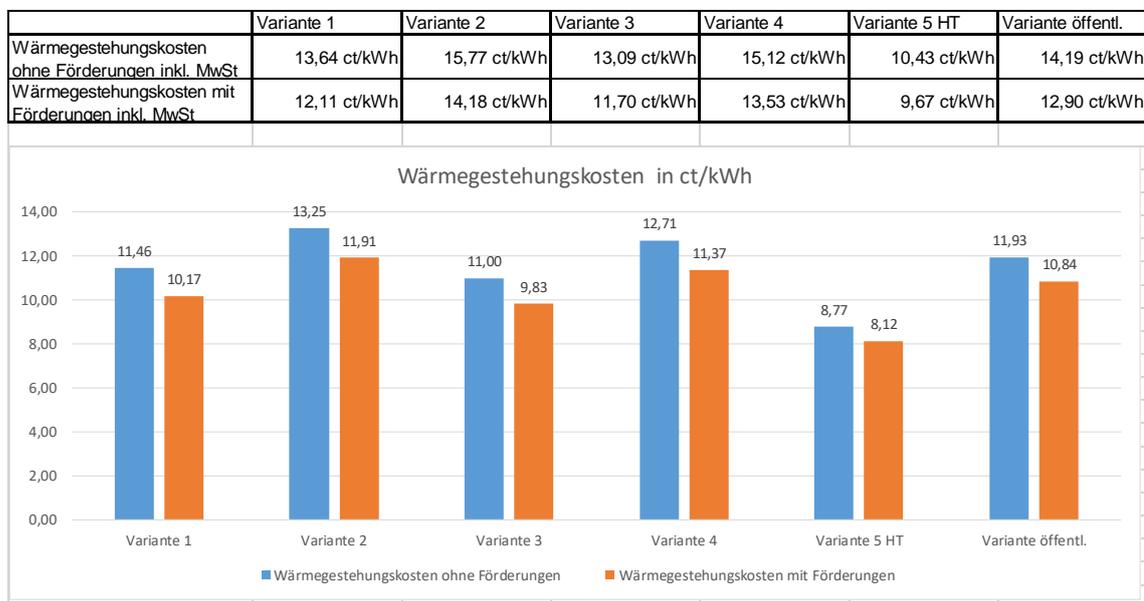


Abbildung 17: Wärmegestehungskosten der Varianten 1 – 6 nach aktuellen Energiepreisen (Stand: Mitte Juli 2017)

Der Wärmepreis entspricht dem Verkaufspreis der Energie an den Abnehmer. Somit kann man allgemein sagen, dass der Wärmepreis mindestens den Wärmegestehungskosten entsprechen muss, sodass ein kostendeckender Betrieb gewährleistet ist. Wie viel der Wärmepreis über den Wärmegestehungskosten liegt hängt grundsätzlich vom Betreibermodell ab. Entscheidet sich der Betreiber beispielsweise für mehr Sicherheit oder will profitorientiert arbeiten, wird der Wärmepreis höher angesetzt, arbeitet der Betreiber sehr stark abnehmerorientiert und will das Wärmenetz zwar kostendeckend aber nicht gewinnbringend betreiben, wird der Preis nahe an den Wärmegestehungskosten liegen.

Denkbar ist eine regelmäßige Energiepreisanpassung nach Ermittlung der aktuellen Wärmegestehungskosten. Diese Betriebsweise gewährleistet dem Betreiber zu jederzeit vollständige Kostendeckung, bietet jedoch dem Verbraucher wiederum keine Preisstabilität. Des Weiteren gibt es die Möglichkeit dem Abnehmer eine Wärmepreisgarantie über einen definierten Zeitraum auszusprechen. In diesem Fall muss der Wärmepreis so angesetzt sein, dass über den gesamten Zeitraum zumindest im Durchschnitt ein kostendeckender Betrieb gewährleistet wird. Denkbar wäre z.B. die Ermittlung eines Durchschnittspreises über den betrachteten Zeitraum unter Aufschlag eines gewissen Sicherheitspolsters, da die Energiepreisentwicklung nicht vorhersehbar ist.

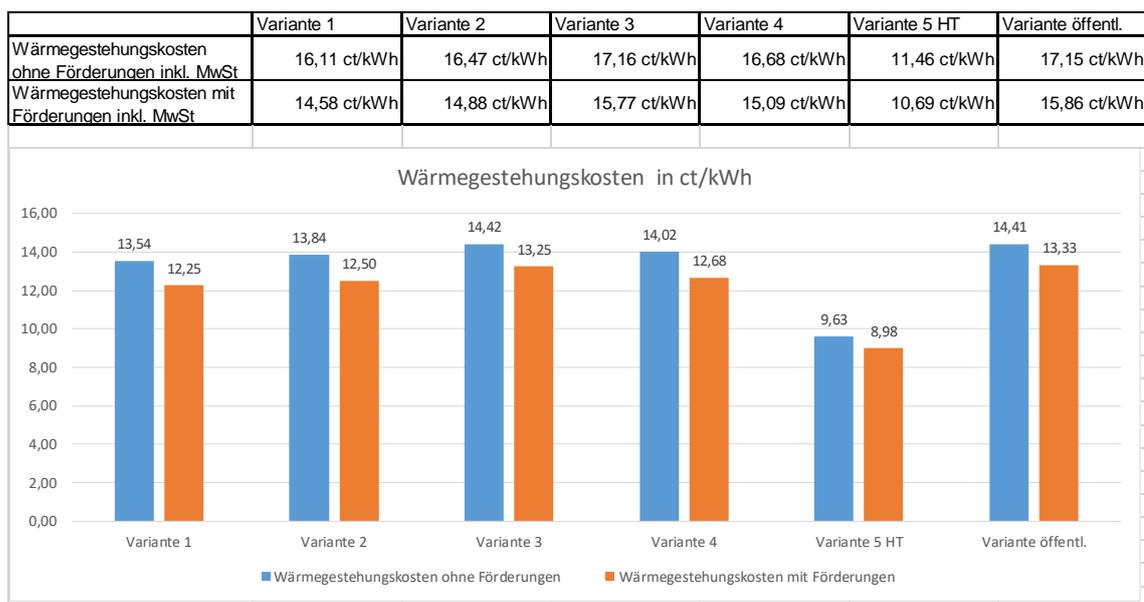


Abbildung 18: Wärmegestehungskosten der Varianten 1 – 6 nach Energiepreisprognose

Durch den verringerten Primärenergieeinsatz und den Einsatz erneuerbarer Energien liegt beim betrachteten Nahwärmekonzept generell eine deutlich größere Preisstabilität vor als bei eigenständiger Erzeugung. In Abb. 19 ist die Energiepreisentwicklung der letzten Jahre verschiedener Energieträger grafisch dargestellt. In der Legende sind die prozentualen Preissteigerungen von 2004 bis 2014 errechnet. Im Gegensatz dazu sind in Abb. 20 die prozentualen Preissteigerungen des Nahwärmekonzeptes zwischen den aktuellen Wärmegestehungskosten und den prognostizierten Wärmegestehungskosten tabellarisch dargestellt. Man kann erkennen, dass eine deutlich höhere Preisstabilität vorliegt.

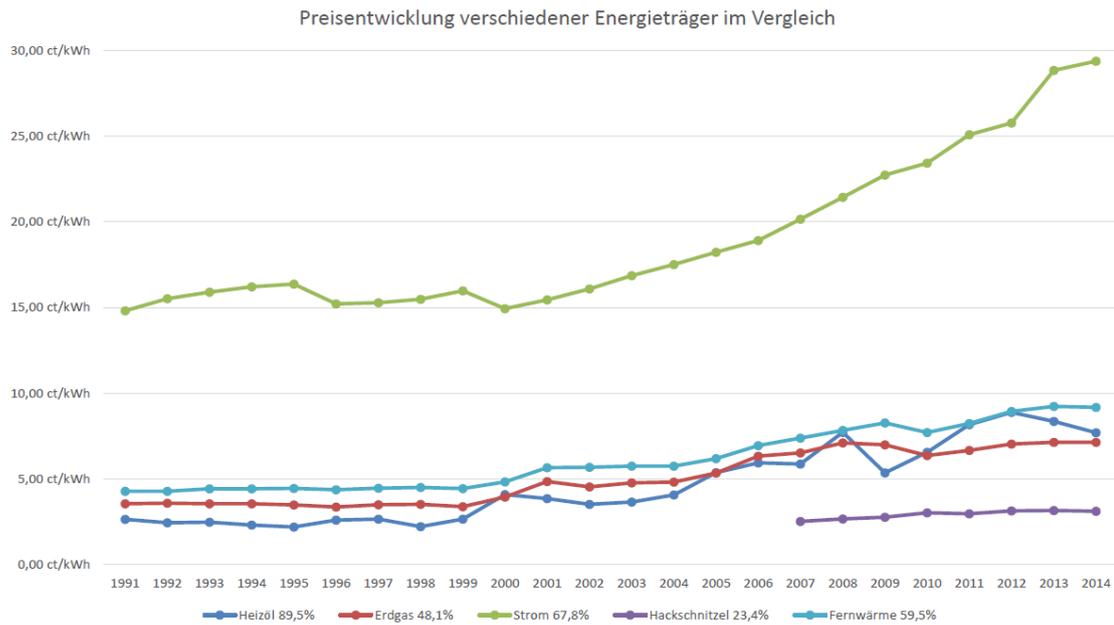


Abbildung 19: Energiepreisentwicklung verschiedener Energieträger

Heute

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5 HT	Variante öffentl.
Wärmegestehungskosten ohne Förderungen inkl. MwSt	13,43 ct/kWh	15,56 ct/kWh	13,09 ct/kWh	15,12 ct/kWh	10,43 ct/kWh	14,19 ct/kWh
Wärmegestehungskosten mit Förderungen inkl. MwSt	11,90 ct/kWh	13,97 ct/kWh	11,70 ct/kWh	13,53 ct/kWh	9,67 ct/kWh	12,90 ct/kWh

In 10 Jahren

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5 HT	Variante öffentl.
Wärmegestehungskosten ohne Förderungen inkl. MwSt	16,11 ct/kWh	16,78 ct/kWh	17,16 ct/kWh	16,68 ct/kWh	11,46 ct/kWh	17,15 ct/kWh
Wärmegestehungskosten mit Förderungen inkl. MwSt	14,58 ct/kWh	15,19 ct/kWh	15,77 ct/kWh	15,09 ct/kWh	10,69 ct/kWh	15,86 ct/kWh

Prozentuale Steigerung

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5 HT	Variante öffentl.
Prozentuale Steigerung ohne Förderungen inkl. MwSt	17%	7%	24%	9%	9%	17%
Prozentuale Steigerung mit Förderungen inkl. MwSt	18%	8%	26%	10%	10%	19%

Abbildung 20: Prozentuale Steigerungen der Wärmegestehungskosten beim vorgestellten Nahwärmekonzept

15 Diskussion der Varianten 1-6 und Fazit für Realisierung

Zusammengefasst scheinen die Varianten 1, 3 und 5 als eher umsetzbar als die übrigen Varianten. Die Variante 6 hat das Potential durch den weiteren Ausbau mit anderen Wohngebäuden die Wärmegegostehungskosten zu senken. Zudem können durch Verhandlungen mit dem Gas- und Stromversorger auf Grund von größeren Abnahmemengen die Energiepreise reduziert werden, was wiederum einen positiven Effekt auf die Gestehungskosten mit sich bringt. Angepasste Zinswerte sowie Aufteilung der Investitionsposten auf unterschiedliche Abschreibungszeiträume, wirken sich generell in allen Varianten positiv aus. Ebenso kann diskutiert werden ob Möglichkeiten zur Nutzung von Regelenergie in das Konzept einbezogen werden soll, was sich wiederum positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken kann.

Bei allen Varianten kann Primärenergie eingespart werden und die Wärmegegostehungskosten liegen im Vergleich zu anderen bereits umgesetzten Nahwärmenetzen im ländlichen Bereich gut. Natürlich muss man anführen, dass diese Netze zu damaligen Energiepreisen, die deutlich höher waren als heute, konzipiert und berechnet wurden. Im Folgenden sind die Vor- und Nachteile der einzelnen Varianten kurz aufgeführt, diese sind natürlich aus verschiedenen Gesichtspunkten erweiterbar.

Variante 1:

- Vorteile:
 - Wärmegegostehungskosten im Vergleich zu Vollkostenrechnung in akzeptablen Bereich
 - Anteil an Erneuerbaren Energien durch Wärmepumpen und Solarthermie
 - Hoher Anteil an Fördermittel möglich
 - Geringer Betreuungsaufwand bei der Wärmezeugung
- Nachteile:
 - Vergleichsweise schlechte Preisstabilität
 - Geringere Primärenergieeinsparung, dennoch deutlich besser als Einzelanlage
 - Einsatz fossiler Energieträger
 - Akzeptanz bei der Bevölkerung ggf. nur schwer erreichbar

Variante 2:

- Vorteile:
 - Vergleichsweise gute Preisstabilität (größte aller Varianten)
 - Sehr hohe Primärenergieeinsparung
 - Hoher Anteil Erneuerbarer Energien durch Wärmepumpe, Biomasse und Solarthermie

- Akzeptanz bei der Bevölkerung da großer ökologischer Aspekt
- Nachteile:
 - Zunächst deutlich höhere Wärmegestehungskosten
 - Höchste Investition
 - Platzbedarf der Heizzentrale größer
 - Größerer Betreuungsaufwand bei der Wärmeerzeugung

Variante 3:

- Vorteile:
 - Günstigere Wärmegestehungskosten
 - Geringere Investition da ohne zentrale Wärmepumpe
 - Anteil an Erneuerbarer Energie durch Solarthermie und dezentrale Wärmepumpen
 - Weniger Platzbedarf der Heizzentrale
 - Geringer Betreuungsaufwand bei der Erzeugung
- Nachteile:
 - Geringste Primärenergieeinsparung
 - Schlechteste Preisstabilität
 - Einsatz fossiler Energieträger
 - Akzeptanz bei der Bevölkerung ggf. nur schwer erreichbar

Variante 4:

- Vorteile:
 - Hohe Preisstabilität
 - Größte Primärenergieeinsparung
 - Hoher Anteil Erneuerbarer Energien durch Biomasse, Solarthermie und dezentrale Wärmepumpen
 - Akzeptanz bei der Bevölkerung
- Nachteile:
 - Zunächst deutlich höhere Wärmegestehungskosten
 - Höhere Investition
 - Platzbedarf der Heizzentrale größer
 - Größerer Betreuungsaufwand bei der Wärmeerzeugung

Variante 5 - Hochtemperatur:

- Vorteile:
 - Günstigste Wärmegestehungskosten
 - Geringste Investition
 - Großer Anteil an Erneuerbarer Energien durch Biomasse und Solarthermie
 - Hohe Primärenergieeinsparung
- Nachteile:
 - Ganzjährig hohe Netztemperaturen notwendig

- Höhere Netzverluste
- Platzbedarf der Heizzentrale größer
- Größerer Betreuungsaufwand bei der Wärmeerzeugung
- Wenig flexibel, bzw. nur mit späterem höheren Aufwand

Welche Variante für die Umsetzung am geeignetsten ist, hängt wiederum von den Prioritäten des Betreibers bzw. den Wünschen der Bevölkerung ab. Werden die Interessen der Bevölkerung ignoriert, könnte der Betreiber potentielle Abnehmer verlieren. In Summe muss dann die ideale Variante ermittelt werden.

Generell zu empfehlen ist die Variante 5, auch wenn diese Variante rein auf Hochtemperatur-Niveau konzipiert ist. In dieser Variante werden ökologische und ökonomische Aspekte im Sinne des Verbrauchers vereint. Für diese Variante muss jedoch beachtet werden, dass u. U. erhöhte Auflagen für Feinstaubemissionen vorgeschrieben sind da man sich innerhalb eines „Wohngebietes“ befindet. Aus Sicht technischer Aspekte sowie Flexibilitätsgründen wären die Varianten 1 und 3 zu fokussieren. Wobei Variante 3 nicht mit einer zentralen Wärmepumpe konzipiert wurde.

Auf Grund der aktualisierten Anforderung des Energieteams bei der Ergebnispräsentation, wurde einstimmig beschlossen, dass eine zentrale Wärmepumpe zum einen aus Investitionsgründen und zum anderen an dem vorgesehenen Standort für die Heizzentrale nicht realisierbar sei. Generell wurde der für die Untersuchung gewählte Standort in Frage gestellt. In Folge dessen wurde auch für die Variante 6 ein alter Braukeller im „Karg-Haus“ als Alternative herangezogen. Die Variante 6 fokussiert sich zudem ausschließlich auf die Versorgung der öffentlichen Gebäude. Modernisierungskosten hierfür konnten nur überschlägig bzw. in Abschätzung in die Berechnung aufgenommen werden. Ebenso kann zu diesem Zeitpunkt keine Aussage darüber getroffen werden, ob dieser Kellerraum für ein solches Vorhaben, sprich als Heizzentrale, überhaupt geeignet ist. Rein technisch sehen wir keine Restriktionen für eine Nutzung, wobei der genaue Platzbedarf je nach Variante unterschiedlich ist. Für die Variante 6 ist der Platzbedarf laut vorliegenden Plänen ausreichend. Im weiteren Schritt sollte dies mit Statik und Baurecht besprochen werden.

In Abhängigkeit der möglichen Dachflächen für Solarthermie und/oder Photovoltaik ist die Dachausrichtung nicht ganz ausser Acht zu lassen. Für die Installation von Solarthermie und/oder Photovoltaik bieten sich aus unserer Sicht die „Sonne“ und das Feuerwehrhaus an. Wichtig für die Bewertung der beiden Technologien ist die Anwendung im Zusammenhang mit einer Nahwärmeversorgung und zielt somit nicht nur auf wirtschaftliche Randbedingungen ab. Die in den Varianten hinterlegte Solarthermiefläche von 100 m² leistet einen beachtlichen Beitrag im Gesamtkonzept. Dennoch ist ein Netzbezug für die de-

zentral installierten Wärmepumpen erforderlich. Die Erhöhung der Solarthermiefläche z. B. auf das Doppelte hat wiederum zur Folge, dass das BHKW weniger Laufzeit bekommt und der Netzbezug für die dezentral eingesetzten Wärmepumpen weiter erhöht wird.

Mit einer entsprechenden Erzeugerstrategie bei der Auslegung bzw. Aufteilung der BHKW's kann sich der Netzbezug sicherlich reduzieren lassen. Sofern eine Differenz in Form von Netzbezug bestehen bleibt, ist der Einsatz einer Photovoltaikanlage eine Alternative. Die Leistung würde dabei zwischen 20 und 30 kWp liegen, was wiederum einer Fläche von 160 – 240 m² entspricht. Zusätzlich speist man mit dieser Anlagengröße einen Anteil in das Netz ein was entsprechend der gültigen Rahmenbedingungen vergütet wird.

Der Anteil von Solarthermie zu Photovoltaik liegt bei ca. 70/30. Eine detaillierte Betrachtung zur Feststellung des wirtschaftlichen Optimums im Zusammenspiel aller vorgesehenen Wärme- und Stromerzeuger zieht auch detaillierte Berechnungen mit sich. Hierzu ist es notwendig alle Variablen bzw. noch offenen Fragen, z. B. Betreiber, Nutzbare Flächen, Standort der Heizzentrale, Anschlussnehmer, zu fixieren.

Das Verlegen von reinen „Leerrohren“ um später das Netz nachzurüsten ist nicht sinnvoll (Beispiel: Vor- und Rücklauf mit Dimension jeweils DN90 zzgl. Isolierung). Sofern die Absicht der Nahwärmeversorgung für den Betrachtungsraum da ist, macht es Sinn die Netzinfrastruktur zusammen mit den Straßenbauarbeiten zu realisieren. Hierbei ist jedoch erforderlich, dass jeder potentielle Abnehmer mit einem Anschluss und der entsprechenden Abnehmerleistung vorgesehen wird. Ein späterer Anschluss ist nicht mehr bzw. nur mit sehr hohem Aufwand möglich wenn der Anschluss nicht vorgesehen wird.

Generell kann man sagen, dass durch die Kombination aus Erdgas oder Hackschnitzel Erzeugung, Solarthermie und dezentrale Wärmepumpen die meisten Interessen und Anforderungen des Marktes hinsichtlich Ökologie und Ökonomie umgesetzt werden können, wobei der ökologische Aspekt für diese Studie etwas mehr in den Vordergrund gerückt wurde. Synergiepotentiale wie z. B. günstigere Zinsen oder Teilung von Tiefbaukosten konnten für die Studie nicht berücksichtigt werden.

16 Mögliche Betreibermodelle

Für die Realisierung eines Nahwärmekonzepts gilt es als nächsten Schritt einen Betreiber zu finden. Dabei gibt es eine Vielfalt von Möglichkeiten, deren Vor- und Nachteile es abzuwägen gilt.

Mögliche Wärmenetzbetreiber:

- Markt Heimenkirch
- Gründung eines Kommunalunternehmens
- Gründung einer Bürgergenossenschaft
- Lokaler Betreiber, z.B. bestehende Genossenschaft, Unternehmen, Privatperson
- Contractor, z. B. Energieversorger

Jeder der möglichen Betreibermodelle bietet Vor- und Nachteile, die es individuell abzuwägen gilt. Dabei sollten bestimmte Gesichtspunkte beachtet werden, die als entscheidende Kriterien gelten können:

- Bevölkerungsakzeptanz
- Mitspracherecht
- Vertrauen zum Betreiber
- Versorgungssicherheit
- Interessen des Betreibers
- Auftretende Interessenskonflikte
- Preisstabilität und Flexibilität
- Abhängigkeit vom Betreiber
- Finanzierbarkeit und Finanzierungsbedingungen des Projekts für den jeweiligen Betreiber

Im Markt Heimenkirch gibt es zum jetzigen Zeitpunkt noch keinen Ansatz für einen möglichen Betreiber. Die optimale Lösung hängt immer vom konkreten Fall ab und kann nicht allgemeingültig genannt werden. Generell ist es jedoch von Vorteil, wenn der Betreiber eines Nahwärmeprojektes bereits früh bekannt ist, da weitere Planungsschritte und auch die Anschlussbereitschaft der Anwohner sehr stark davon abhängen. Bevor man potentielle Anschluss Teilnehmer mit konkreten Zahlen konfrontiert, muss erfahrungsgemäß diese Frage beantwortet sein. Um für diese Gespräche die konkreten Zahlen ermitteln zu können, bedarf es der finalen Fixierung des Konzeptes und weiterer detaillierter Berechnungen auf dieser Grundlage.

17 Abschlussbetrachtung und weiteres Vorgehen

Mit diesem Dokument wird die Machbarkeitsstudie über ein Nahwärmekonzept für den Markt Heimenkirch „Betrachtungsraum Ortskern“ abgeschlossen. Die Ergebnisse wurden bereits im Energieteam präsentiert, diskutiert und Änderungswünsche in Bezug auf die Variante 6 eingearbeitet. Das Energieteam hat zum jetzigen Zeitpunkt keine weiteren Schritte zur konkreteren Prüfung der Umsetzbarkeit vorgesehen.

Es wird abschließend empfohlen:

- Diskussion über möglichen Betreiber
- Mögliche Synergien identifizieren, bewerten und ggf. in eine fixierte Realisierungsvariante einbeziehen
- Plausibilisierung der Verbrauchswerte der potentiellen Anschluss-
teilnehmer