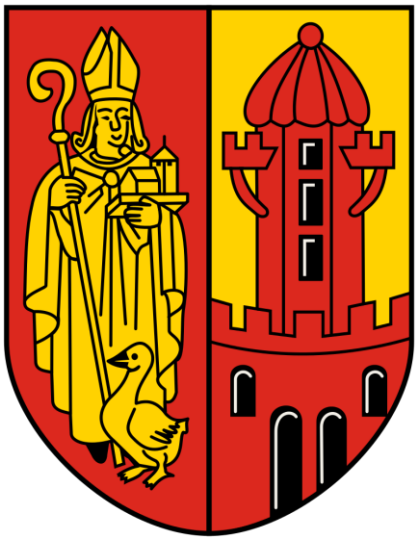
BODE

Planungsgesellschaft
für Energieeffizienz



Machbarkeitsstudie Nahwärmenetz - Gemeinde Heek
Neubaugebiet Wohngebäude – Sanders Kamp

August 2020

Impressum

Erstellt von:

Bode Planungsgesellschaft
für Energieeffizienz m.b.H.
Kesslerweg 20
48155 Münster

Ansprechpartner:
Sebastian Rickert, M.Sc.
Tel: 0251 674487-22
E-Mail: rickert@bode.ms

Jan Müller, M.Eng.
Tel: 0251 674487-26
E-Mail: mueller@bode.ms

Erstellt für:

Gemeinde Heek
Bahnhofstr.60
48619 Heek

Ansprechpartner/in:
Thorsten Meyer
Tel: 02568 9300-16
E-Mail: t.meyer@heek.de

Gefördert durch das INTERREG-V-Projekt
“Wärme in der Euregio – fokussieren und modernisieren” (WiEfm).

Inhaltsverzeichnis

1 Aufgabenstellung 1
1.1 Abweichungen Förderantrag 1
1.2 Innovativer Ansatz 1
2 Ist-Zustand 2
2.1 Standortbeschreibung 2
2.1.1 Lage 2
2.1.2 Geologie 3
2.1.3 Grund- und Oberflächenwasser 4
2.1.4 Schutzzonen 4
2.1.5 Geothermisches Potential 5
2.1.6 Klimadaten Standort 7
3 Wärmeabnehmer 9
3.1 Mustergebäude Neubau 9
3.1.1 Gebäudebeschreibung 9
3.1.2 Solarthermieanlage / Pufferspeicher 11
4 Wärmeübergabe 14
4.1 Pufferspeicher 15
5 Nahwärmenetz 16
5.1 Beschreibung des Netzes 16
5.2 Netzstruktur 18
5.2.1 Technik Energieverteilung 18
5.2.2 Heizungspumpen 20
5.3 Wärmeverluste Netz 22
5.3.1 Wärmeabnahmeliniendichte 22
5.4 Prosumer-Netz 23
6 Wärmebedarf 25

6.1 Trinkwarmwasserbedarf 25
6.2 Raumwärmebedarf 25
6.3 Simulationsergebnisse 26
6.4 Anlagentechnik 28
6.4.1 Sole-Wasser-Wärmepumpe 28
6.4.2 Anlagentechnik gesamt 31
6.4.3 Energiemengen Anlagentechnik 35
6.5 Gegenüberstellung dezentrale Versorgung 37
6.5.1 Gegenüberstellung Endenergiebedarf der Netzvarianten 38
7 Emissionen 39
8 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 41
8.1 Investitionsrechenverfahren 44
8.2 Fördermittel 45
8.3 Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsberechnung 47
8.3.1 Sensitivitätsanalyse 51
9 Fazit 55
10 Empfehlung 57

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtskarte Heek - Quelle: DTK Bezirksregierung Köln 2
Abbildung 2: Digitales Orthophoto des Neubaugebietes „Sanders Kamp“ in Heek Quelle: DOP Bezirksregierung Köln 3
Abbildung 3: Geologie am Standort Heek Quelle: GEOportal.nrw 4
Abbildung 4: Schutzzonen am Standort Heek Quelle: Geologischer Dienst NRW 5
Abbildung 5: Geothermische Ergiebigkeit im Neubaugebiet „Sanders Kamp“ Quelle: Geologischer Dienst NRW 6
Abbildung 6: Geothermische Ergiebigkeit bei einer Sondenlänge von 100 m Quelle: Geologischer Dienst NRW 6
Abbildung 7: Standort Wetterstation 7
Abbildung 8: Temperaturganglinie 2017 - 2019 im Vergleich (Wetterstation Ahaus) 8
Abbildung 9: Modellgebäude 11
Abbildung 10: Potential Solarthermie (Beispiel Südausrichtung) 12
Abbildung 11: Indirekter (oben) und direkter (unten) Netzanschluss (Beispiel) 14
Abbildung 12: Netzplan Neubaugebiet Sanders Kamp 16
Abbildung 13: Versorgungsgebiete Nahwärmenetz Sanders Kamp 17
Abbildung 14: Vor- und Rücklaufrohre der hochflexible Duoleitungen 18
Abbildung 15: Aufbau Rohrleitung (ENERPIPE Technische Beschreibung CaldoPEX) 19
Abbildung 16: Verbrauchsprofil Pumpen 21
Abbildung 17: Wärmeabnahmeliniendichte Nahwärmenetz 23
Abbildung 18: Prosumer-Netz 24
Abbildung 19: Simulierter Lastgang des Raumwärmebedarfs für ein Gebäude 26
Abbildung 20: Vergleich des simulierten Wärmelastgangs des Neubaugebiets mit den solarthermischen Erträgen 27
Abbildung 21: Simulierter Lastgang des Raumwärmebedarfs für 251 Wohngebäude des Neubaugebietes 27
Abbildung 22: Montagemöglichkeiten Wasserwärmetauscher 29
Abbildung 23: Positionierungsmöglichkeiten Wärmetauscher See 30
Abbildung 24: Entzugsleistung Wasserwärmetauscher (Quelle FRANK WET) 31
Abbildung 25: Lastdeckung der verschiedenen Anlagentechnik 32
Abbildung 26: Geordnete Jahresdauerlinie der verschiedenen Anlagentechnik 34
Abbildung 27: Wärmeerzeugung 34
Abbildung 28: Energiebedarf der jeweiligen Anlagentechnik 35
Abbildung 29: In- und Output der BHKWs 36
Abbildung 30: Deckung des elektrischen Energiebedarfs der Anlagentechnik 36
Abbildung 31: Über- und Unterdeckung Nahwärmenetz 37
Abbildung 32: Notwendiger Endenergiebedarf zur Deckung des Wärmebedarfs 38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 33: Vergleich des Endenergiedarfs zentralen und dezentralen Variante 38
Abbildung 34: Vergleich CO_2-Emissionen.....40
Abbildung 35: Investitionskostenvergleich 42
Abbildung 36: Vergleich Bedarfs- und betriebsgebundene Kosten pro Jahr 43
Abbildung 37: Jährliche Kosten und Einnahmen.....48
Abbildung 38: Kosten Endenergie 49
Abbildung 39: Kostenverteilung Nahwärmenetz 50
Abbildung 40: Kostenverteilung dezentrale Wärmeerzeugung.....50
Abbildung 41: Abgezinste Einzahlungsüberschüsse Nahwärmenetz und dezentrale Wärmeerzeuger.....51
Abbildung 42: Kostenentwicklung 0% Zinsen, 0,05 €/kWh, keine Förderung.....52
Abbildung 43: Kostenentwicklung 0% Zinsen, 0,16 €/kWh, keine Förderung.....53
Abbildung 44: Kostenentwicklung 0% Zinsen, 0,31 €/kWh, 50% Förderung 54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Temperaturdaten Wetterstation Ahaus 8
Tabelle 2: Bauteilübersicht Mustergebäude 10
Tabelle 3: Simulierte Erträge der Solarthermieanlage 12
Tabelle 4 - Pufferspeicher 800 Liter (Quelle: Enerpipe) 15
Tabelle 5: Längen Versorgungsstränge 18
Tabelle 6: Materialeigenschaften Rohrleitung (ENERPIPE CaldoPEX) 19
Tabelle 7: Eckdaten Wärmeverlust 20
Tabelle 8 - Technische Daten Umwälzpumpe 20
Tabelle 9 - Betriebsprofil Pumpen 20
Tabelle 10: Wärmeverluste der Duoleitungen (ENERPIPE CaldoPlex double) 22
Tabelle 11: Wärmeverlust pro Teilstrecke nach Rohrdurchmesser 22
Tabelle 12: Vereinfachte Ermittlung des Warmwasserbedarfs nach EN 12831 Bbl. 2 Auszug Trinkwarmwasserbedarf Ermittlung 25
Tabelle 13: Ergebnis der Trinkwarmwasserbedarfsermittlung gemäß EN 12831 25
Tabelle 14: Wärmebedarf 28
Tabelle 15 - Technische Daten Wasserwärmetauscher (Quelle: Frank GmbH) 29
Tabelle 16: Zonierung des Sees 29
Tabelle 17 - Anlagentechnik 33
Tabelle 18: Bereitgestellte Wärmeenergie 34
Tabelle 19 - Emissionsäquivalente nach GEMIS 4.9.5.0 39
Tabelle 20 - Kapitalgebundene Kosten 41
Tabelle 21 - Bedarfsgebundene Kosten 42
Tabelle 22 - Betriebsgebundene Kosten 42
Tabelle 23 - Kennzahlen Wirtschaftlichkeitsberechnung 44
Tabelle 24 - Abschreibungsdauer nach AfA-Tabelle 45
Tabelle 25: KWKG Fördersätze 46

1 Aufgabenstellung

Die Gemeinde Heek plant im Ortsteil Nienborg das Neubaugebiet „Sanders Kamp“ mit ca. 250 Ein- und Zweifamilienhäusern. Im Rahmen dieser Machbarkeitsstudie soll die Umsetzung eines innovativen Nahwärmenetzes untersucht werden. Die Studie soll ein Nahwärmenetz untersuchen, in welchem die Hauseigentümer/innen im Wärmebereich mit ihren angeschlossenen Gebäuden gleichermaßen als Energiekonsumenten und -produzenten, dementsprechend als „Prosumer“ auftreten. Dieses soll über die Einbindung von Solarthermieanlagen in den Gebäuden gewährleistet werden, wodurch die Hauseigentümer/innen einen Teil ihres Wärmeenergiebedarfes über ihre Solarthermieanlage decken können. Ungenutzte Solarthermiewärme soll in das „Prosumer-Nahwärmenetz“, gegen Vergütung, eingespeist werden können.

Die Machbarkeitsstudie beinhaltet die Untersuchung und Dimensionierung der Wärmequellen des Nahwärmenetzes (Wärmepumpe, BHKW und Spitzenlastkessel) sowie die Darstellung der Auswirkungen auf die energetische Gebäudequalität der anzuschließenden Gebäude. Ebenfalls soll im Rahmen der Machbarkeitsstudie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der verschiedenen Varianten unter Berücksichtigung zur Verfügung stehender Fördermittel durchgeführt werden.

1.1 Abweichungen Förderantrag

Ursprünglich sollten die Berechnungen, wie im Antrag beschrieben, nur für den Anschluss von 150 Gebäuden des geplanten Nahwärmenetzes durchgeführt werden. Davon abweichend wurde in der Machbarkeitsstudie das gesamte Neubaugebiet „Sanders Kamp“ mit 250 Gebäuden berücksichtigt. Bei der Gegenüberstellung zu einer konventionellen Wärmeversorgung wird entgegen des Antrags eine Versorgung von jeweils 50 % der Gebäude durch Wärmepumpen und Gasbrennwertgeräten anstelle von 2/3 Versorgung durch Gaskessel und 1/3 Versorgung durch Wärmepumpen angenommen.

1.2 Innovativer Ansatz

Der innovative Ansatz sowie das Alleinstellungsmerkmal ist das "Prosumer"-Nahwärmenetz, welches auch anteilig von der Abnahmeseite über regenerative Energiequellen gespeist werden soll.

Der wirtschaftliche Mehrwert soll sich aus den günstig zur Verfügung stehenden regenerativen Energiequellen sowie der verbesserten bilanziell energetischen Qualität der jeweiligen anzuschließenden Gebäude ergeben.

2 Ist-Zustand

Für die Erstellung der Machbarkeitsstudie des Nahwärmenetzes werden im Vorfeld die örtlichen Gegebenheiten untersucht.

2.1 Standortbeschreibung

Im folgenden Abschnitt werden die Lage, Geologie, das Grund- und Oberflächenwasser, Schutzzonen sowie das Geothermische Potential am Standort beschrieben.

2.1.1 Lage

Die Gemeinde Heek liegt im westlichen Münsterland im Kreis Borken und gehört zu der Bezirksregierung Münster im Nordwesten des Landes Nordrhein-Westfalen.

Insgesamt leben in der ca. 69 km² großen Gemeinde Heek 8.698 Einwohner (Stand: 31.12.2019) von denen 5.582 Einwohner im Ortsteil Heek und 3.116 Einwohner im Ortsteil Nienborg wohnhaft sind (Gemeinde Heek, 2020). Ein Übersichtsplan der Gemeinde Heek kann der Abbildung 1 entnommen werden.

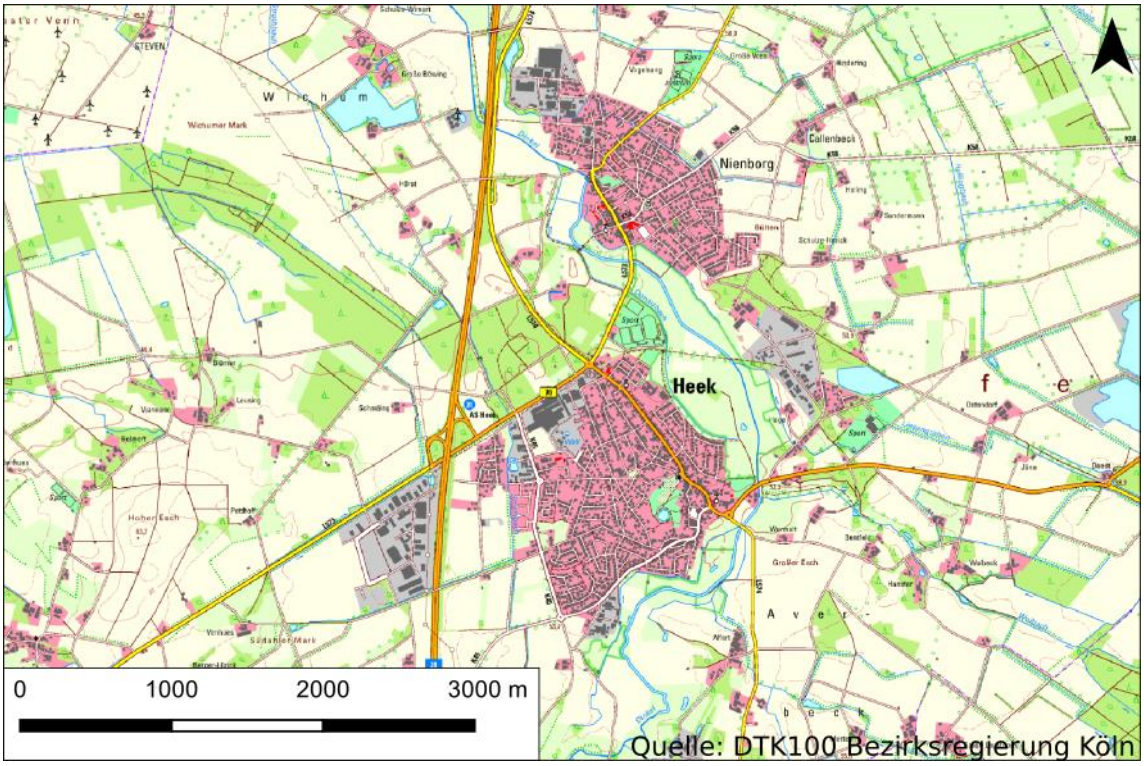


Abbildung 1: Übersichtskarte Heek - Quelle: DTK Bezirksregierung Köln

Der Untersuchungsstandort ist das Neubaugebiet „Sanders Kamp“ mit ca. 250 Ein- und Zweifamilienhäusern im nordwestlichen Bereich der Gemeinde Heek, im Ortsteil Nienborg (Abbildung 2).

Abbildung 2: Digitales Orthophoto des Neubaugebietes „Sanders Kamp“ in Heek Quelle: DOP Bezirksregierung Köln

2.1.2 Geologie

Entsprechend der Angaben des GEOportal.NRW ist das Untersuchungsgebiet vorrangig durch Sande des Quartärs geprägt. Der Untergrund des Ortskerns besteht hierbei aus Sanden des Oberpleistozäns. Im Bereich des Untersuchungsgebietes stehen Sande und Kiese des Oberpleistozäns an.

Der Untergrund besteht hierbei aus Sand mit schluffigen Anteilen und Kies und wird meist von einem gering mächtigen tonigen sowie sandigen Schluff überlagert (GEOportal.NRW, 2020). Einen Ausschnitt der Geologischen Karte von Heek ist in der Abbildung 3 enthalten.

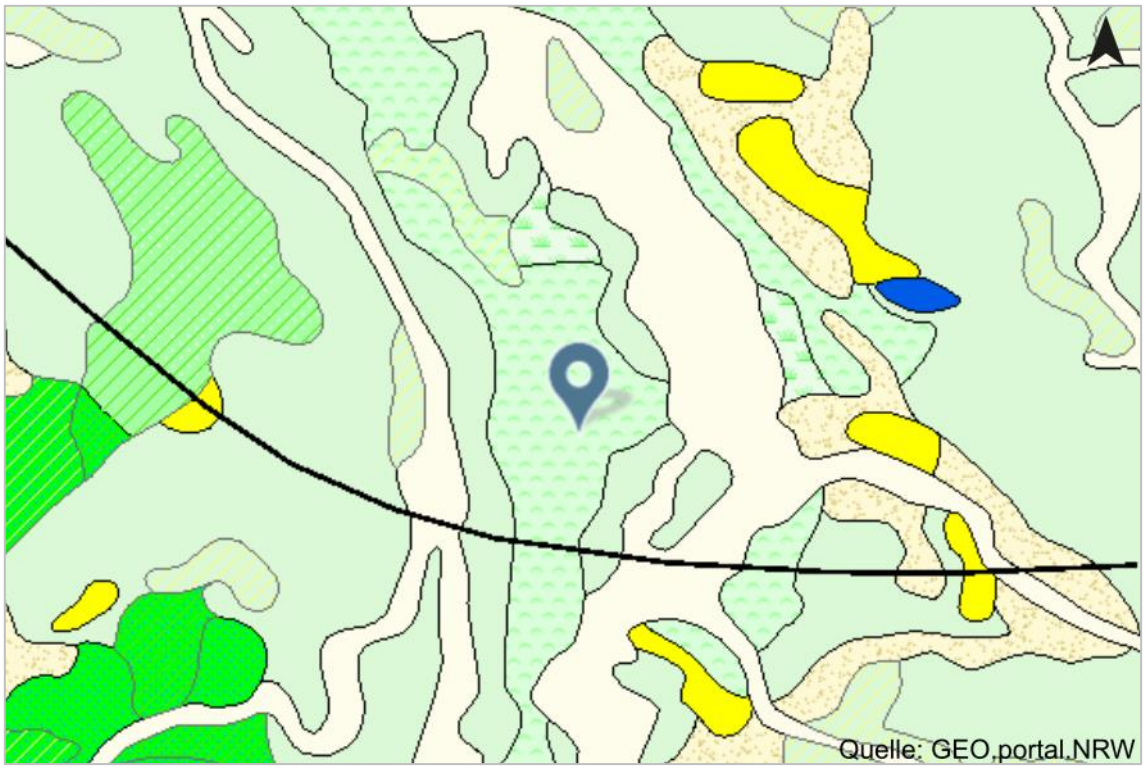


Abbildung 3: Geologie am Standort Heek Quelle: GEOportal.nrw

2.1.3 Grund- und Oberflächenwasser

Das örtliche Grundwasser ist Teil der Niederung der Dinkel und gehört mit einer Fläche von 283,7 km² zum Flusseinzugsgebietes des Rhein. Der mittlere Gebietsniederschlag liegt bei 807 mm. Westlich des Neubaugebietes fließt die Dinkel sowie dessen Nebengewässer Wiesengraben und Donaubach. Auf der Höhe des Ortskerns von Heek liegt der Pegel „Heek“ (EPSG 4326: 52.116994, 7.117088) auf einer Höhe von 47,691 mNHN (Pegelnullpunkt). Entsprechend des gewässerkundlichen Jahrbuches ist ein durchschnittlicher Durchfluss von 1,415 m³/s zu verzeichnen (NQ = 0,039 m³/s; MQ = 1,415 m³/s; HQ = 65,49 m³/s) (ELWAS-WEB, 2020).

2.1.4 Schutzzonen

Das Untersuchungsgebiet liegt außerhalb von Schutzzonen wie Trinkwasserschutzgebiete oder Heilquellen. Laut dem Kartenausschnitt in der Abbildung 4 ist der Standort weder wasserwirtschaftlich noch hydrogeologisch kritisch im Hinblick auf den Einsatz geothermischer Anlagen.

Das nächstgelegene (geplante)Trinkwasserschutzgebiet ist die Düstermühle Südwestlich von Heek.

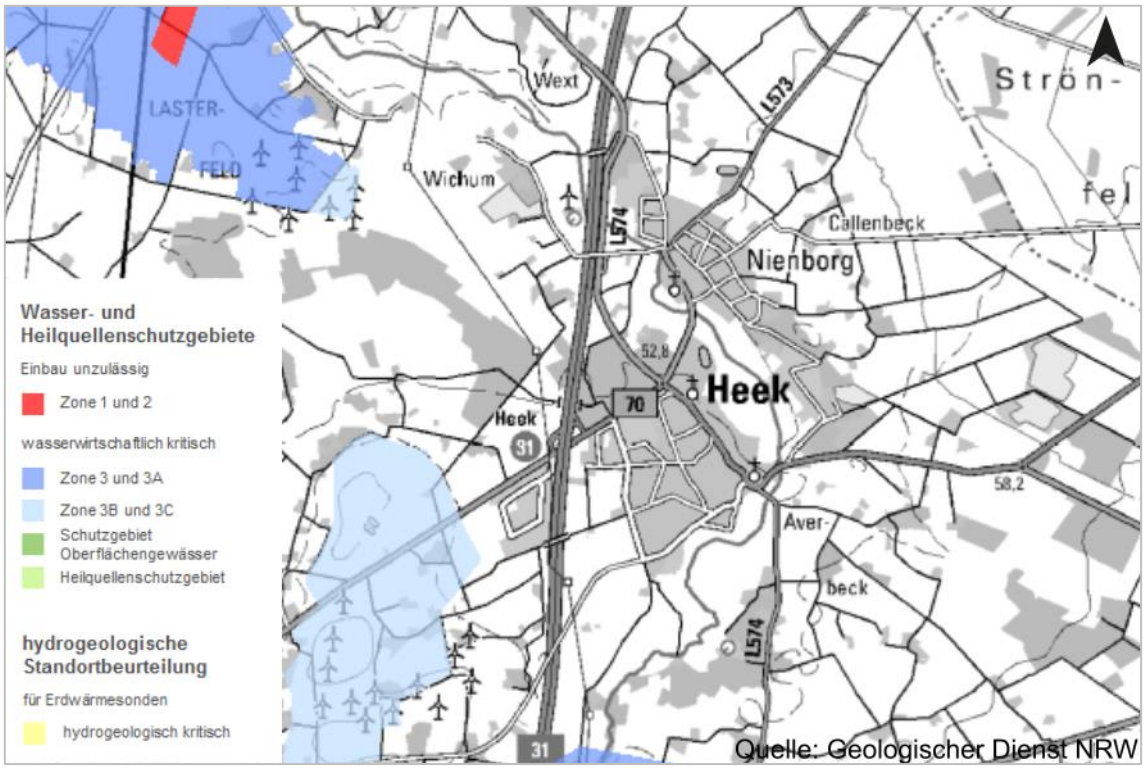


Abbildung 4: Schutzzonen am Standort Heek Quelle: Geologischer Dienst NRW

2.1.5 Geothermisches Potential

Die Abbildung 5 zeigt die geothermische Ergiebigkeit für Erdwärmekollektoren am Untersuchungsstandort. Im Bereich des Neubaugebietes ist eine mittlere geothermische Ergiebigkeit zu verzeichnen.

Für Erdwärmesonden wird ebenfalls eine mittlere geothermische Ergiebigkeit der Klasse 3c vergeben (Abbildung 6). Dies erstreckt sich durchgängig bis zu einer Teufe von 100 m (Geologischer Dienst NRW, 2020).

Eine Abschätzung der Entzugsleistung wird nicht vorgenommen, da zurzeit Untersuchungen zur Nutzung einer geothermischen Anlage durchgeführt wird. Im Hinblick auf die nicht tangierten Schutzzonen, die Grundlastfähigkeit sowie Nachhaltigkeitsaspekte ist Geothermie eine denkbare zukünftige Wärmequelle für das Nahwärmenetz.

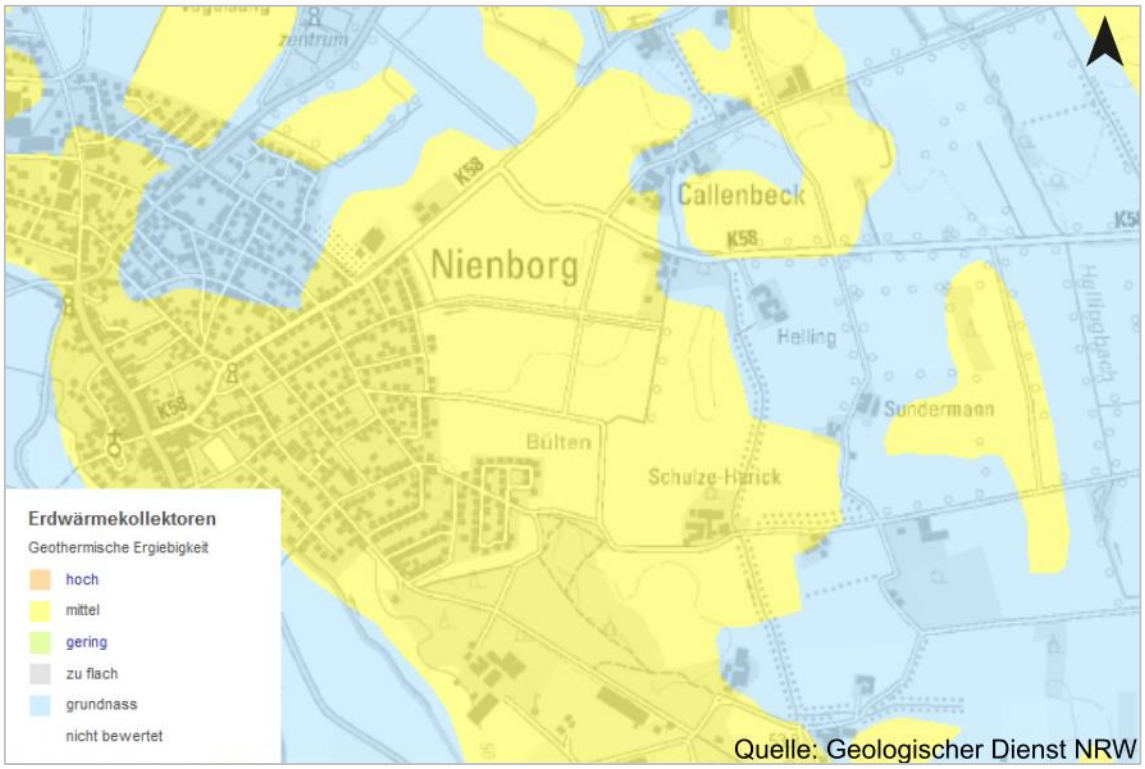


Abbildung 5: Geothermische Ergiebigkeit im Neubaugebiet „Sanders Kamp“ Quelle: Geologischer Dienst NRW

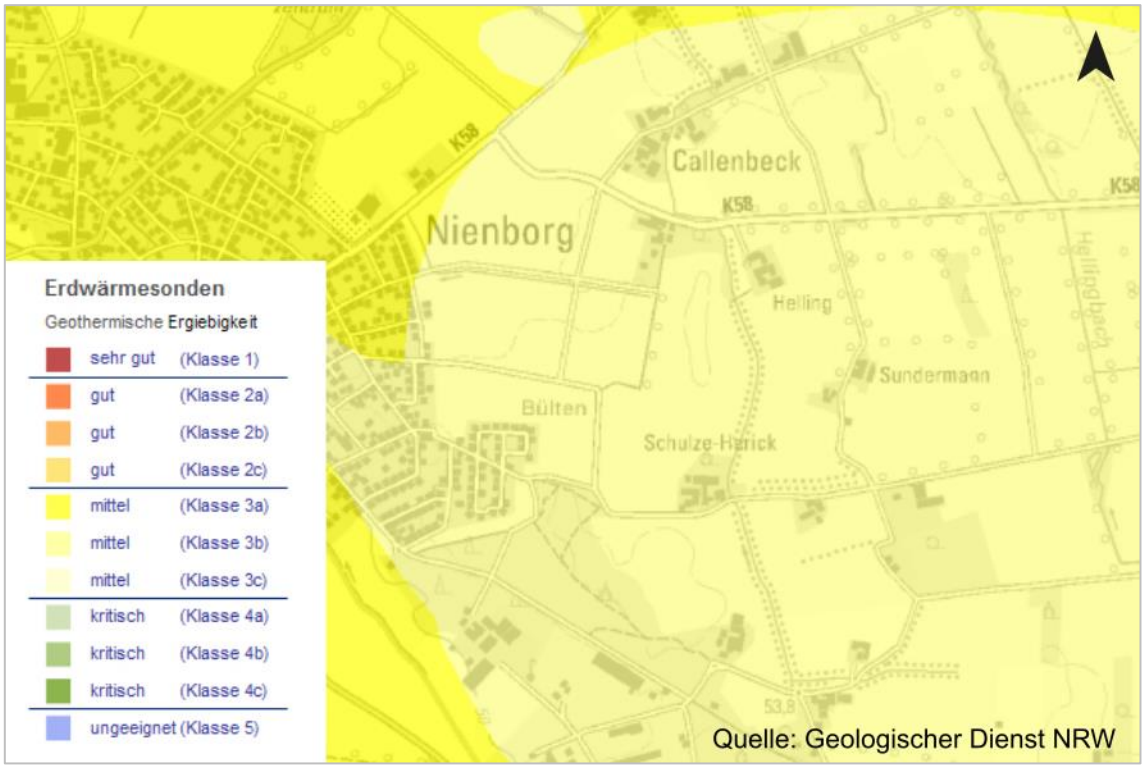


Abbildung 6: Geothermische Ergiebigkeit bei einer Sondenlänge von 100 m Quelle: Geologischer Dienst NRW

2.1.6 Klimadaten Standort

Die für die Auslegung der Anlagentechnik werden Messungen der Lufttemperatur der nächstgelegenen Wetterstation in Ahaus berücksichtigt.

In der Abbildung 7 ist der Standort der Wetterstation dargestellt. Diese befindet sich ca. 13 km von den geplanten Nahwärmenetzen entfernt.

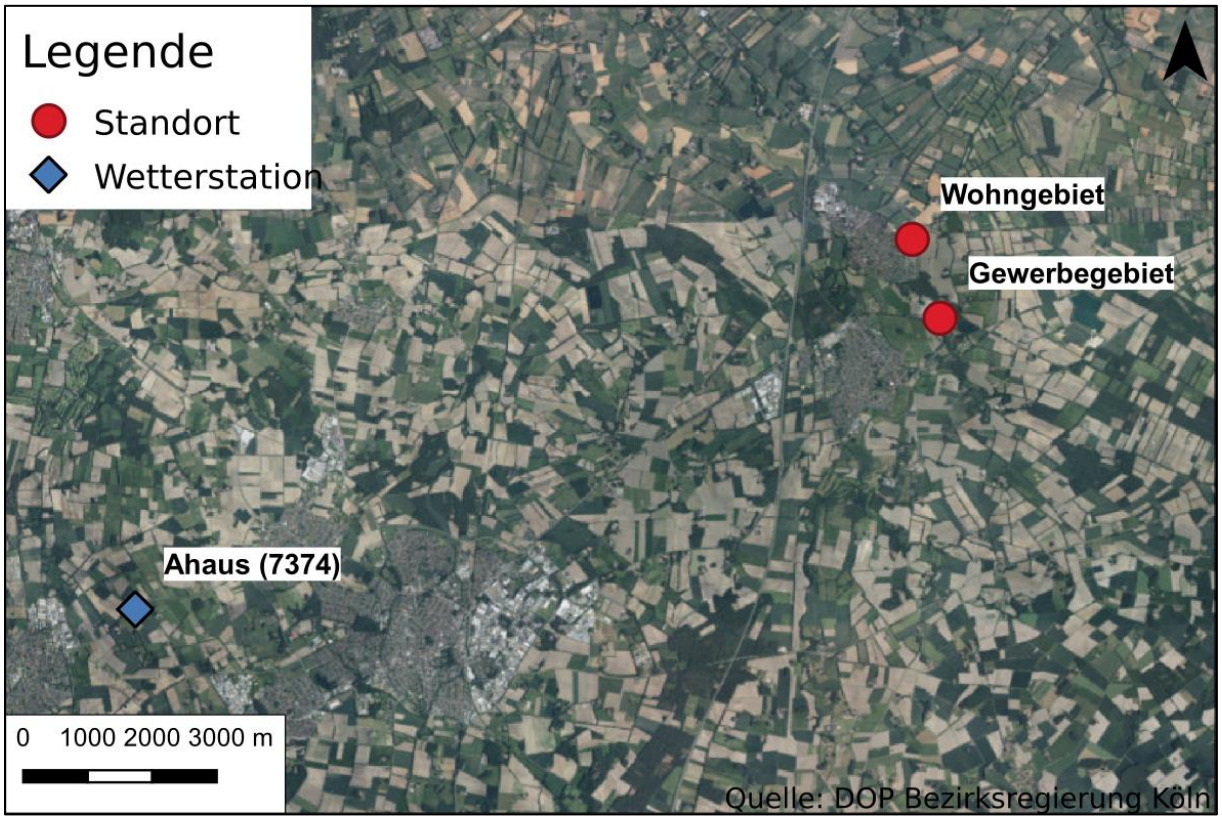


Abbildung 7: Standort Wetterstation

Die Temperaturganglinie liegt mit einer stündlichen Auflösung vor. Hierbei werden die in der Abbildung 8 dargestellten Jahre 2017 bis 2019 betrachtet.

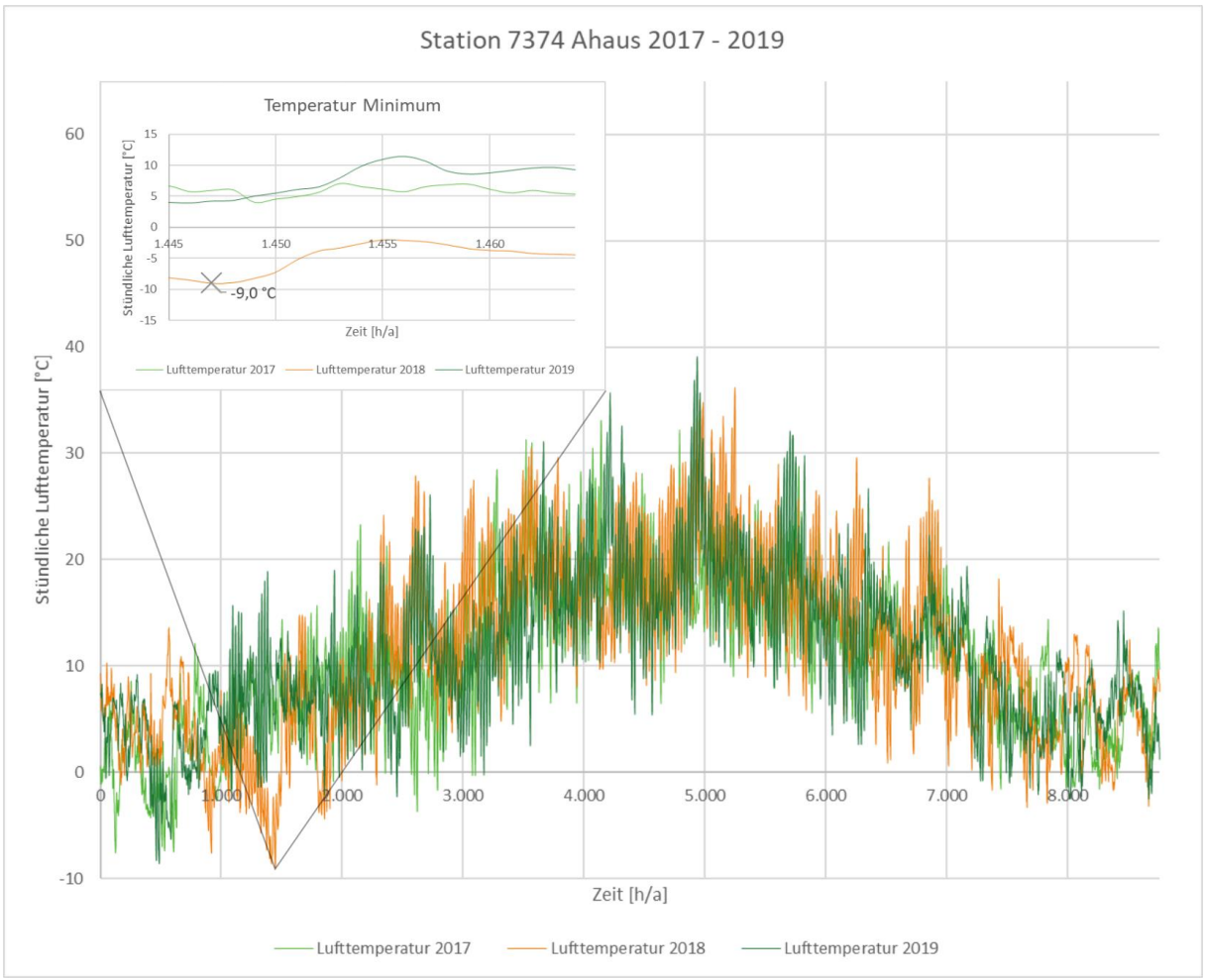


Abbildung 8: Temperaturganglinie 2017 - 2019 im Vergleich (Wetterstation Ahaus)

Bei der Betrachtung der stündlichen Temperaturverläuft der Wetterstation in Ahaus von 2017 bis 2019 zeigt sich, dass das Temperaturminimum über diesen Zeitraum bei – 9 °C (02.03.2018, 8:00 Uhr) und das Temperaturmaximum bei 39,1 °C (25.07.2019; 14:00 Uhr) liegen.

In der folgenden Tabelle 1 sind die Temperaturdaten der letzten drei Jahre aufgeführt.

Tabelle 1: Temperaturdaten Wetterstation Ahaus

Jahr	**2017**	**2018**	**2019**
Temperaturminimum [°C]	-7,6	-9	-8,6
Temperaturmaximum [°C]	33,1	36,2	39,1
Temperaturmittel [°C]	10,7	11,4	11,1

Die Temperaturverläufe der letzten drei Jahre dienen zur Simulation des Energiebedarfs der Anlagentechnik.

3 Wärmeabnehmer

Die Wärmeabnehmer des Nahwärmenetzes bestehen, abweichend zum Antrag mit 150 anzuschließenden Gebäuden, aus dem geplanten Neubaugebiet mit 251 Ein- und Zweifamilienhäusern. Die für das Neubaugebiet getroffenen Annahmen sind im folgenden Kapitel beschrieben.

3.1 Mustergebäude Neubau

Als Datengrundlage zur Berechnung der solarthermischen Gewinne pro Wohngebäude sowie der anfallenden Heizlasten der anzuschließenden Gebäude wird ein Modell eines Wohngebäudes mit einer Gebäudenutzfläche von 370,6 m^2 und einem Jahresprimärenergiebedarf von 35 kWh/m^2a berücksichtigt.

3.1.1 Gebäudebeschreibung

Das Mustergebäude stellt ein typisches Wohngebäude im Neubauzustand dar, welches energetisch auf dem Niveau eines KfW-Effizienzhaus 55 ist. Die Hüllfläche des Gebäudes beträgt 762,4m^2 . Diese beinhaltet Fenster- und Außentürflächen mit insgesamt 56,15m^2.

Für die Berechnung werden 192,4 Heiztage und eine durchschnittliche Raumtemperatur von 19°C angenommen. Außerdem besitzt das Modell keine zusätzliche Lüftungsanlage.

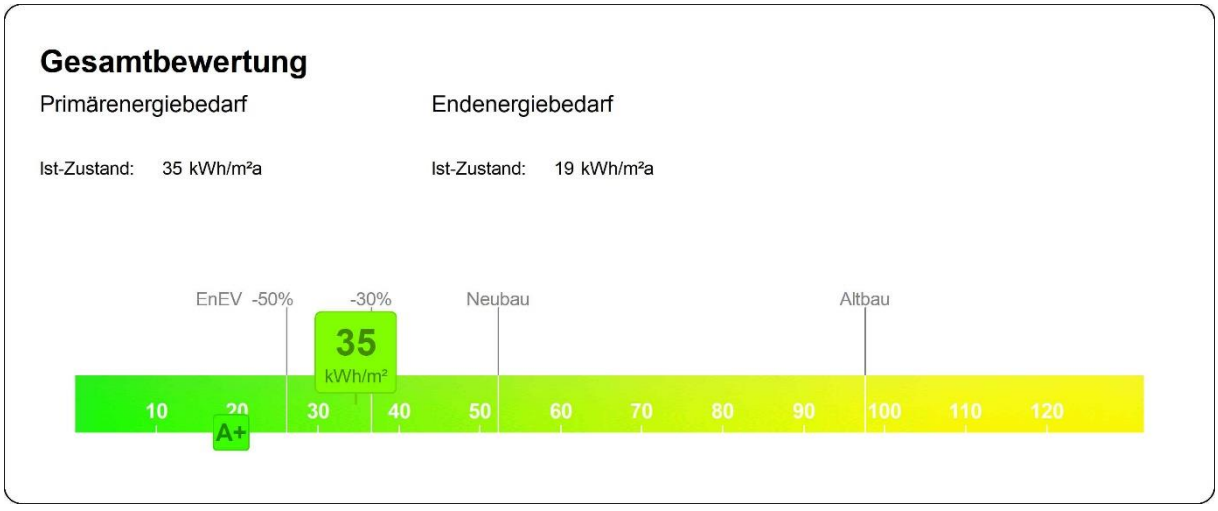
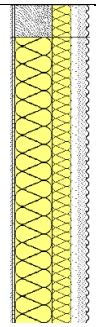
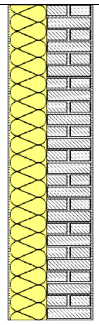
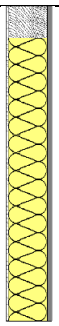
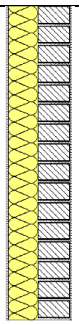
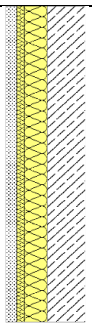


Abbildung 1: Gesamtbewertung Mustergebäude

In der folgenden Tabelle 2 sind die angenommenen Schichtaufbauten der Bauteile dargestellt und dessen energetischen Eigenschaften zusammengefasst.

Tabelle 2: Bauteilübersicht Mustergebäude

Bauteilgruppe	Fläche [m²]	U-Wert [W/m²K]	Schichtaufbau
Dach	233	0,14	
Außenwand	137	0,16	
Gaubenwand	18	0,21	
Außenwand (gegen unbeheizten Raum)	71	0,20	
Boden	207	0,19	

3.1.2 Solarthermieanlage / Pufferspeicher

Das Modell berücksichtigt vier Flachkollektoren mit einer Bruttofläche von 10,2 m^2 auf einem Dach mit einer Neigung von 35°. Die Kollektoren haben eine Aperturfläche von 9,7 m^2. Das Gebäude wird mit einem Trinkwarmwasserspeicher mit einem Volumen von 150 Litern ausgestattet. Um die Speicherkapazität des Nahwärmenetz zu simulieren, wird jede Solarthermieanlage mit einem theoretischen Pufferspeicher von 20 m^3 für Warmwasser ausgelegt.

Der fiktive Pufferspeicher soll im Rahmen dieser Grenzbetrachtung das Speichervolumen des Nahwärmenetzes darstellen.

Abbildung 9: Modellgebäude

Um die verschiedenen Ausrichtungen der Dächer vergleichen zu können, werden sechs verschiedenen Varianten betrachtet. Diese sind in Ost-, Ost-West-, Süd-, Süd-Ost-, Süd-West, und West-Ausrichtung positioniert. Die simulierten monatlichen Erträge sind in der Tabelle 3 zusammengefasst. Die grün markierten Zellen sind die Monate, in denen Wärme, abzüglich des Trinkwarmwasserbedarfs, in das Nahwärmenetz eingespeist werden könnte.

Tabelle 3: Simulierte Erträge der Solarthermieanlage

Monat/ Ausrichtung	Ost [kWh]	Ost-West [kWh]	Süd [kWh]	Süd-Ost [kWh]	Süd-West [kWh]	West [kWh]	Mittel
Januar	37	69	111	84	92	45	73
Februar	102	123	185	155	162	109	139
März	277	283	422	366	400	313	344
April	514	483	635	596	628	558	569
Mai	598	567	629	625	630	603	609
Juni	646	612	680	680	676	646	657
Juli	598	567	641	632	637	603	613
August	433	407	492	479	472	425	451
September	319	313	444	404	416	334	372
Oktober	142	179	271	226	240	157	203
November	32	64	99	72	84	42	66
Dezember	17	47	80	54	66	24	48
Summe:	3715	3714	4689	4373	4503	3859	4142

Die solarthermischen Wärmeerträge sollen vorrangig in den Gebäuden selbst genutzt werden, das Nahwärmenetz entlasten und im Fall einer Überproduktion das Netz unterstützen. Um diese Fälle betrachten zu können, wird ein mittlerer Trinkwasserwärmebedarf nach EN 12831 Bbl. 2 von 34,3 Wh/m²d aus den unterschiedlich ausgerichteten Solarthermieanlagen von 2.602 kWh/Jahr für das Modellgebäude berechnet. Die monatlichen Mittelwerte werden und pauschal auf jeden Monat aufgeteilt. Zusätzlich wird ein Heizwärmebedarf des Gebäudes von 7.953 kWh/a berechnet. Aus diesen Daten lassen sich mögliche Einspeisemengen je nach Solarertrag und Wärmeverbrauch berechnen.

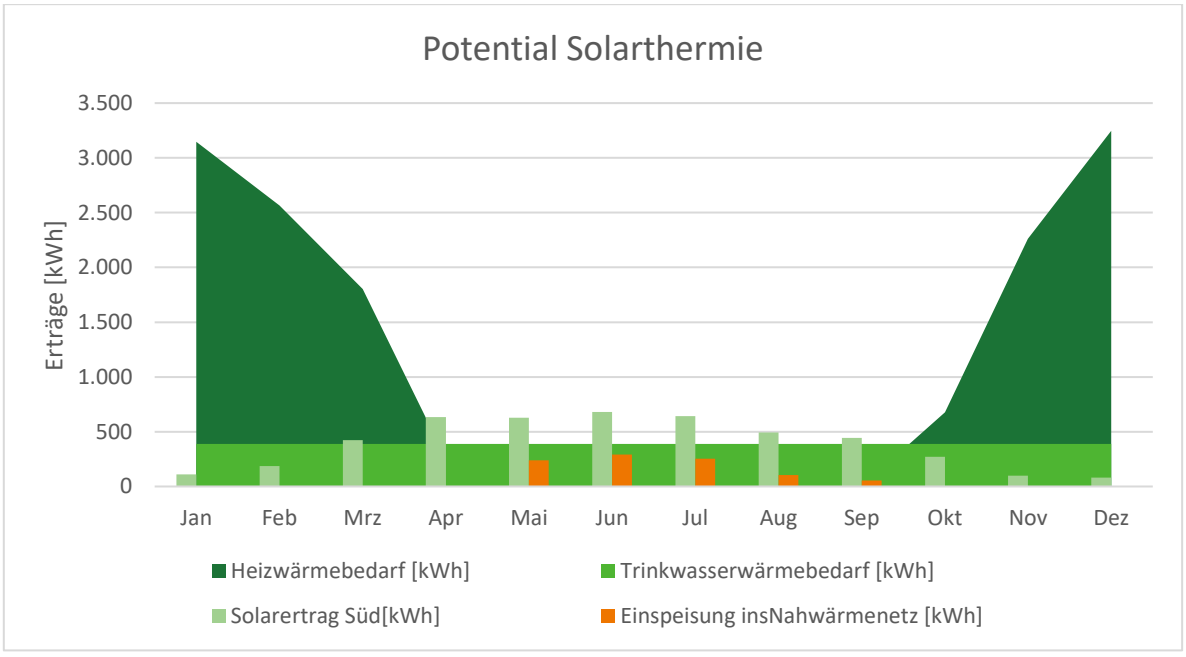


Abbildung 10: Potential Solarthermie (Beispiel Südausrichtung)

In der Abbildung 10 sind die Vorteile einer Solarthermieanlage (hier mit Südausrichtung) gut zu erkennen. Über das gesamte Jahr unterstützt diese die Trinkwassererwärmung und somit die Heizungsanlage. In der Übergangszeit kann die überschüssige Wärme in das Nahwärmenetz eingespeist und somit entlastet werden.

Um Annahmen zu den möglichen Einspeisungen für ein Gebäude, unabhängig der Dach-, bzw. Modulausrichtung treffen zu können, wird bei der Ermittlung des gesamten Solarertrages, eine mittlere Modulausrichtung aller Teilanlagen berücksichtigt.

Dies wird mit der Anzahl der an das Netz anzuschließenden Gebäude aufsummiert, die Wärmeverluste des Rohrnetzes innerhalb der angeschlossenen Gebäude abgezogen und so die gesamte Wärmeeinspeisung durch die Solarthermieanlagen berechnet.

4 Wärmeübergabe

Um eine Wärmeübergabe in den Gebäuden zu realisieren, werden sogenannte Hausübergabestationen in den Gebäuden eingeplant. Die Bauart für Nahwärmenetze gleicht der von Fernwärmenetzen unter Beachtung der Auslegungstemperaturen, da klassische Fernwärmenetze mit einem deutlich höheren Temperaturniveau betrieben werden als moderne Nahwärmenetze. Dies spiegelt sich bei Nahwärmenetzen in der größeren Dimensionierung der Anlagenteile wider. Allgemein kann der hydraulische Anschluss über zwei Methoden erfolgen.

1. Indirekter Systemanschluss, mit Systemtrennung
2. Direkter Systemanschluss, ohne Systemtrennung

Die beiden Beispiele sind in der folgenden Abbildung 11 dargestellt

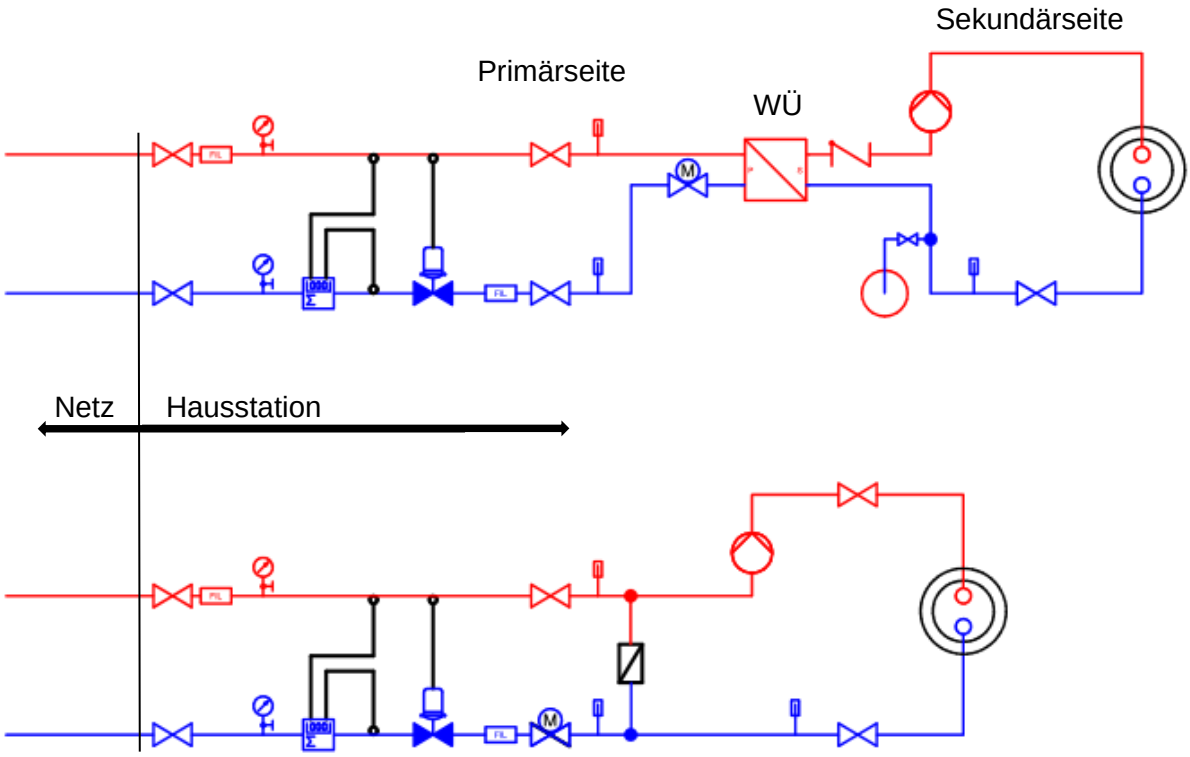


Abbildung 11: Indirekter (oben) und direkter (unten) Netzanschluss (Beispiel)

Im oberen Teil der Abbildung 11 ist der schematische Anschluss des indirekten Systemanschlusses dargestellt. Der Wärmeübertrager stellt eine Schnittstelle zwischen Primär- und Sekundärseite des Netzes dar. Auf der Primärseite befindet sich das Leitungsnetz des Nahwärmesystems (Hausanschlussleitung), auf der Sekundärseite ist die Hausanlage vorzufinden.

Die Hausstation startet ab den ersten Absperrorganen. Bis zum Wärmeübertrager folgen Manometer, Wärmemengenzähler, Differenzdruckregler, Schmutzfänger, Thermometer und Regelventile. Sekundärseitig sind Standardeinbauteile einer Heizungsanlage vorzufinden, wie z.B. Ausdehnungsgefäß, Pumpe oder Sicherheitsgruppe. Je nach Dimensionierung der Anlage, können diese Stationen kompakt als Einheit vorgefunden werden.

Der untere Teil der Abbildung 11 stellt den direkten Anschluss eines Nahwärmenetzes dar. Dieser weist weniger Bauteile auf als ein indirekter Anschluss. Einzig die Bauteile zur Wärmemengenerfassung und Regelung der Heizungsleistung entsprechen dem des indirekten Anschlusses. Dies führt dazu, dass diese Anschlussart aus Kostengründen im Nahwärmenetzbereichen favorisiert wird.

4.1 Pufferspeicher

Die Nahwärmepufferspeicher in den Gebäuden werden mit einem Volumen von 800 Litern ausgelegt und mit einer Frischwasserstation ausgerüstet.

Die technischen Daten des Pufferspeichers (Typ 800) sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 4 - Pufferspeicher 800 Liter (Quelle: Enerpipe)

Artikel-Nr.	Typ	Spitzenheiz-leistung	Dauerheiz-leistung	Durchmesser ohne Dämmung [mm]	Durchmesser mit Dämmung [mm]	Kippmaß [mm]	Gewicht [Kg]	Höhe [mm]
200.570.250	600	15 kW	12 kW	700	950	1674	216	1745
200.570.230	800	19 kW	14 kW	790	1040	1750	240	1735
200.570.240	1.000	27 kW	20 kW	790	1040	2069	288	2039

5 Nahwärmenetz

5.1 Beschreibung des Netzes

In der Abbildung 12 ist der mögliche Verlauf des Nahwärmenetzes im Neubaugebiet „Sanders Kamp“ dargestellt, welches zukünftig über drei Nahwärmestation (siehe Kennzeichnung) 251 Wohngebäude versorgen soll.

Abbildung 12: Netzplan Neubaugebiet Sanders Kamp

Die von den Nahwärmestationen versorgten Gebiete sind in Abbildung 13 farblich in den Farben der Nahwärmestationen in Abbildung 12 gekennzeichnet.

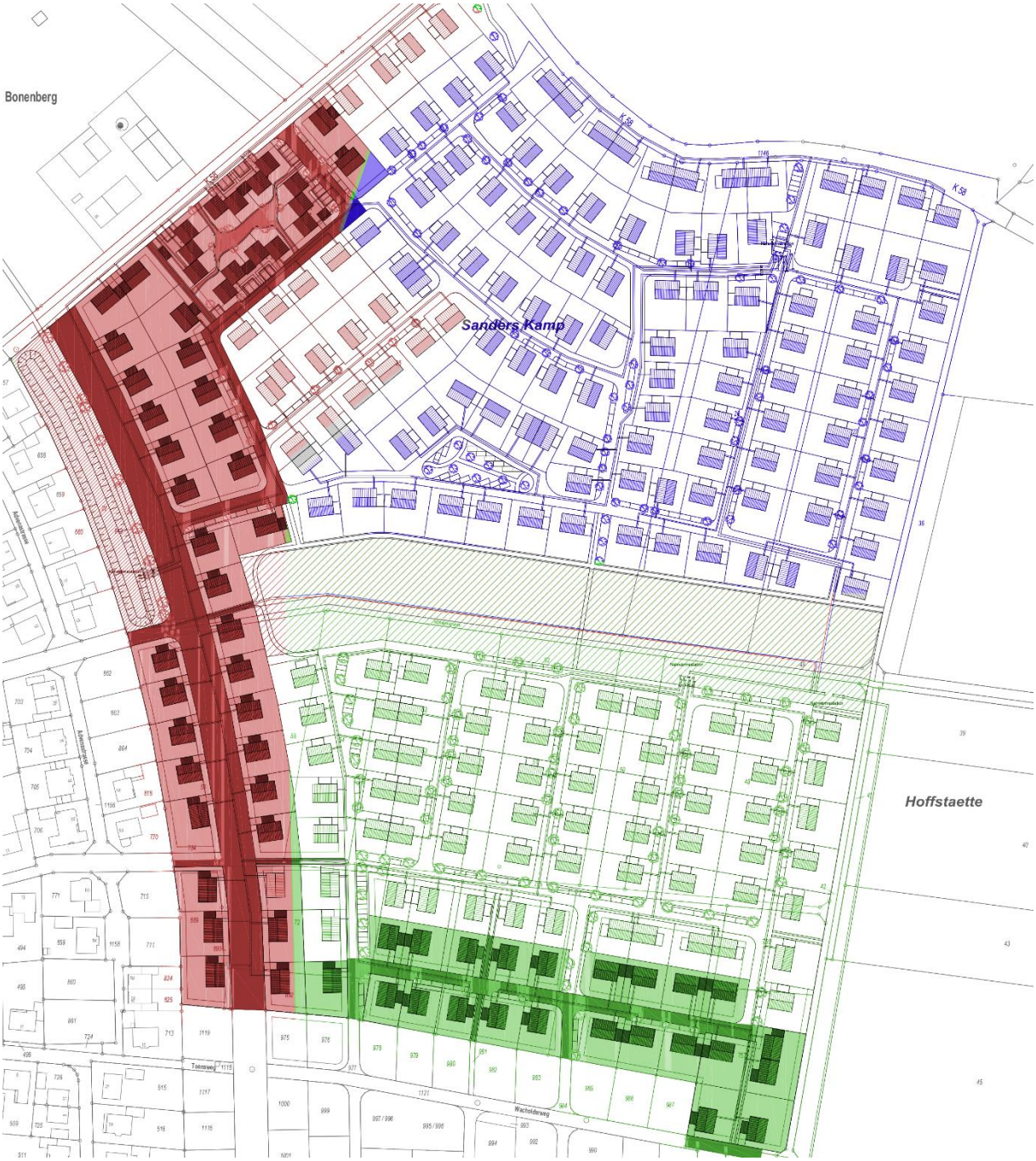


Abbildung 13: Versorgungsgebiete Nahwärmenetz Sanders Kamp

5.2 Netzstruktur

Das Netz des Neubaugebietes „Sanders Kamp“ soll über die drei Nahwärmestationen über insgesamt 13 Versorgungsstränge die geplanten Wohngebäude versorgen.

Während für die Nahwärmestation 1 (blau) insgesamt sechs Versorgungsstränge vorgesehen sind, sollen über die Nahwärmestation 2 (rot) drei Versorgungsstränge die Wohngebäude versorgen. An die Nahwärmestation 3 (grün) sollen die Wohngebäude über vier Versorgungsstränge angeschlossen werden.

Die Längen der einzelnen Versorgungsstränge sind in der folgenden Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Längen Versorgungsstränge

Bezeichnung	Länge Duoleitung Vor- und Rücklauf [m]	Versorgungsgebiet
Versorgungsstrang 1	2.780	blau
Versorgungsstrang 2	1.883	rot
Versorgungsstrang 3	2.192	grün
∑	**6.855**	

Die Gesamtlänge des Nahwärmnetzes beträgt 6.855 m.

Die Verbindungsleitungen führen nach Süden in Richtung des geplanten Nahwärmenetzes des Gewerbegebietes Bült.

5.2.1 Technik Energieverteilung

Bei der Untersuchung werden im Bereich der Wärmeverteilung hochflexible Duoleitungen berücksichtigt. Diese führen Vor- und Rücklaufrohre in einem System. In Abbildung 14 sind diese in gelb und rot eingefärbt dargestellt.

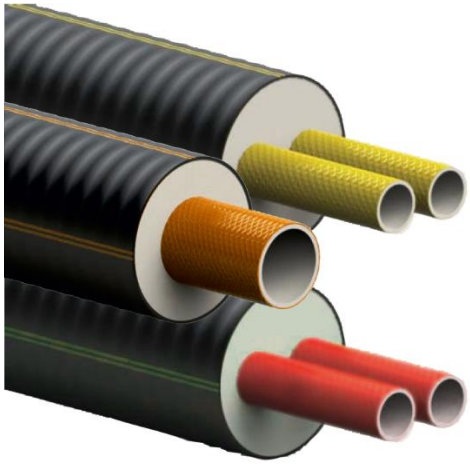


Abbildung 14: Vor- und Rücklaufrohre der hochflexible Duoleitungen

Der Aufbau der Rohrleitung wird in der Abbildung 15 anhand einer „single“-Leitung dargestellt. Der Aufbau ist bis auf die zwei wasserführenden Rohrleitungen für Vor- und Rücklauf identisch. Die hochflexiblen Leitungen bestehen von Innen nach Außen aus einem Mediumrohr (1.) aus vernetztem Polyethylen (PE-X), welcher von einer Sauerstoffdiffusionssperre (2.) umgeben ist. Diese wird von einer Wärmedämmung aus semiflexiblem Polyurethan-Schaum (3.) (PUR) umgeben, welche von einem Polyethylenmantel mit niedriger Dichte (PE-LD) überzogen ist.

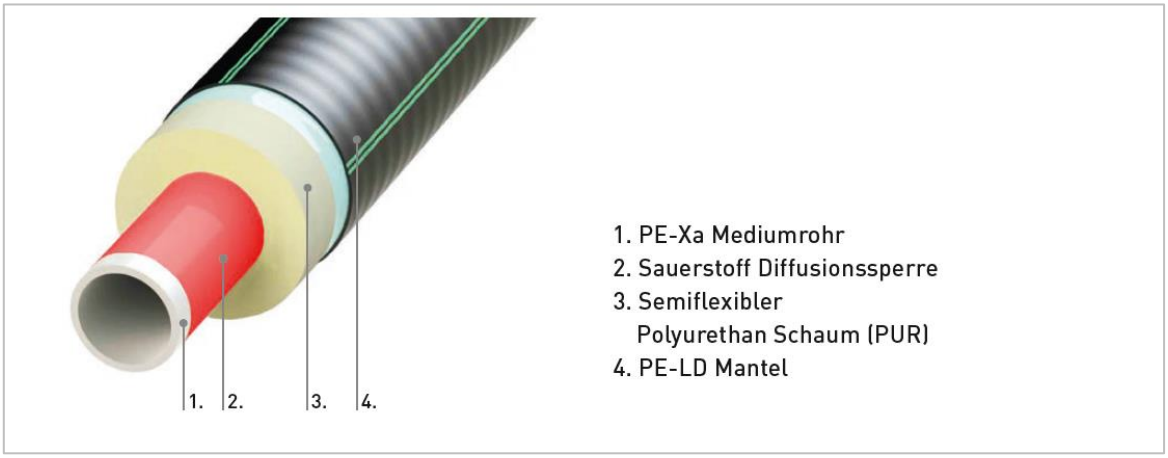


Abbildung 15: Aufbau Rohrleitung (ENERPIPE Technische Beschreibung CaldoPEX)

Die speziellen Materialeigenschaften der einzelnen Schichten der Rohrleitungen sind in der folgenden Tabelle 6 angeben.

Tabelle 6: Materialeigenschaften Rohrleitung (ENERPIPE CaldoPEX)

Material	Vernetztes Polyethylen PE-X, Grundmaterial PE-HD, DIN 16892/16893
Vernetzung	Peroxid (Engelverfahren) PE-Xa
Dichte	938 – 940 kg/m³
Reißfestigkeit	20 °C: 26 – 30 N/mm², 80 °C: 18 – 20 N/mm²
Spez. Wärmedehnung	0,175 mm/mK
Elastizitäts-Modul	600 N/mm²
Kristallschmelzbereich	130 – 136 °C
Eigenschaften	Unempfindlich gegen aggressives Wasser, geringe Druckverluste, sehr gute Chemikalienbeständigkeit nach DIN 8075
Haftermittler	PE-modifiziert, wärmestabilisiert
Sauerstoff-Diffusionssperre	Organische EVOH-hellrot wärmestabilisiert, < 0,10 g/m³d
Einsatzbereich	80 °C (Dauertemperatur) 6 bar, t max. 95 °C (gleitend)

Bei der Berechnung der Wärmeverluste des Herstellers wurden die folgenden Herstellerdaten berücksichtigt (Tabelle 7).

Tabelle 7: Eckdaten Wärmeverlust

Technische Daten Rohrleitungen	
Überdeckungshöhe	H = 0,10 m
Erdreichtemperatur	T_E = 10°C
Leitfähigkeit des Bodens	λ_E = 1,0 W/mK
Leitfähigkeit des PUR-Schaumes	λ_{PU} = 0,0210 W/mK
Leitfähigkeit des PEX-Rohres	λ_{PEXa} = 0,38 W/mK
Leitfähigkeit des PE-Mantels.	λ_{PE} = 0,33 W/mK

5.2.2 Heizungspumpen

Zur Abschätzung des elektrischen Energiebedarfs der benötigten Umwälzpumpen des Nahwärmenetzes wird mit eine Heizungspumpe mit den folgenden technischen Eckdaten berücksichtigt:

Tabelle 8 - Technische Daten Umwälzpumpe

Kreiselpumpe	
Leistung	4,0 kW*)
Regelungsart	Drehzahlgeregelt
Wirkungsgrad	96,6 %
Drehzahl	1500
Nennförderstrom	100 m³/h
Betriebsstunden pro Jahr	6.000 h/a

*) Zur Vereinfachung wurde pro Nahwärmestation mit einer Heizungspumpe gerechnet. Die Nennleistung wird sich durch eine detaillierte TGA-Planung auf mehrere Heizkreise mit Heizungspumpen niedrigerer Leistung und ähnlichem Lastprofil verteilen.

Zur Abschätzung des Betriebsverhaltens der Umwälzpumpen des Nahwärmenetzes wird eine glockenförmige Verteilung der Antriebsleistung über die Drehzahlregelung angenommen. Diese ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 9 - Betriebsprofil Pumpen

10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	100 %
0,0 h/d	0,0 h/d	1,6 h/d	2,4 h/d	3,6 h/d	4,4 h/d	4,4 h/d	3,6 h/d	2,4 h/d	1,6 h/d

In Abbildung 16 ist das Betriebsprofil mit der jeweiligen Förderrate und Nennleistung grafisch dargestellt.

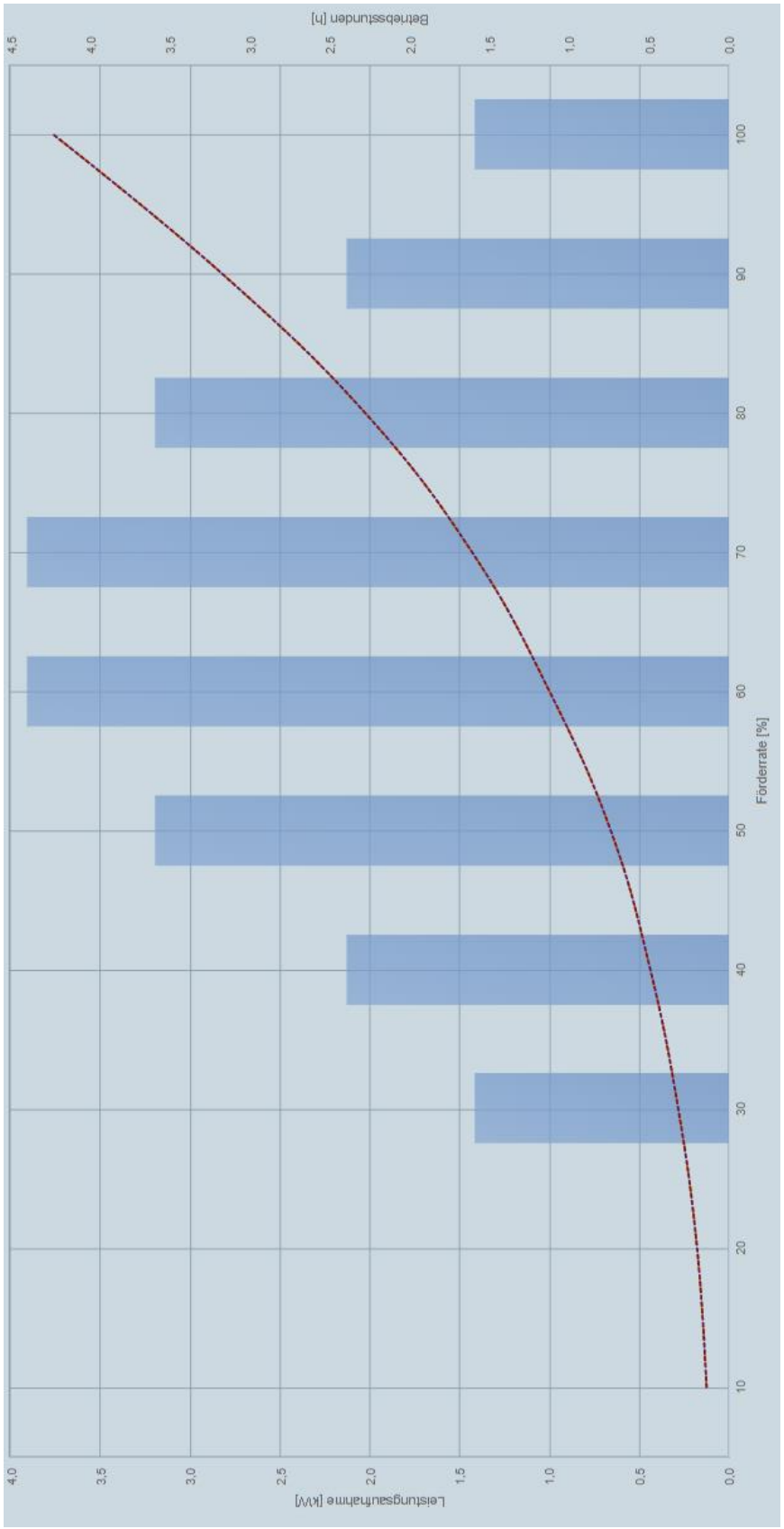


Abbildung 16: Verbrauchsprofil Pumpen

Für eine Pumpe einer Nahwärmestation ergibt sich ein elektrischer Energiebedarf von ca. 8.700 kWh/a. Entsprechend ergibt sich bei den drei vorgesehenen Nahwärmestationen ein elektrischer Energiebedarf von ca. 26.100 kWh/a.

5.3 Wärmeverluste Netz

Die Wärmeverluste der verschiedenen Nennweiten aus den technischen Daten des Herstellers finden sich in Tabelle 10.

Tabelle 10: Wärmeverluste der Duoleitungen (ENERPIPE CaldoPlex double)

Wärmeverluste [W/m]				
DN	**40°C**	**50°C**	**60°C**	**70°C**
25	4,17	5,56	6,95	8,34
32	4,68	6,24	7,80	9,36
40	5,21	6,95	8,68	10,42
50	5,00	6,67	8,34	10,01
65	5,89	7,85	9,81	11,77

Die Wärmeverluste der jeweiligen Rohrnennweiten werden mit Bezug auf die jeweiligen Teillängen sowie die Temperatur des Wärmetransportmediums berechnet (Tabelle 11).

Tabelle 11: Wärmeverlust pro Teilstrecke nach Rohrdurchmesser

DN	***Länge***	***Wärmeverlust [W] bei 40°C***	***Wärmeverlust [W] bei 50°C***	***Wärmeverlust [W] bei 60°C***	***Wärmeverlust [W] bei 70°C***
25	4.747	19.795	26.393	32.992	39.590
32	2.108	9.865	13.154	16.442	19.731
∑	6.855	29.660	39.547	49.434	59.321

Bei einer Gesamtlänge von **6.855 m** fallen bei einer Vorlauftemperatur von ca. 60°C Wärmeverluste von ca. **49 kW** an.

Das Nahwärmenetz des Neubaugebietes soll mit einer Vorlauftemperatur von 60°C betrieben werden. Die Versorgung mit Trinkwarmwasser der angeschlossenen Gebäude soll das ganze Jahr und die Heizwärmeversorgung der Gebäude während der Heizperiode ab einer Heizgrenztemperatur von 17°C sichergestellt werden.

5.3.1 Wärmeabnahmeliniendichte

Die Wärmeabnahmeliniendichte beschreibt die gesamte Nutzwärmeabgabe für Raumheizung und Trinkwassererwärmung der angeschlossenen Gebäude in Bezug auf die Trassenlänge. In der folgenden Abbildung 17 ist die Wärmeabnahmeliniendichte bei einer Leitungslänge von 6.855 Metern dargestellt:

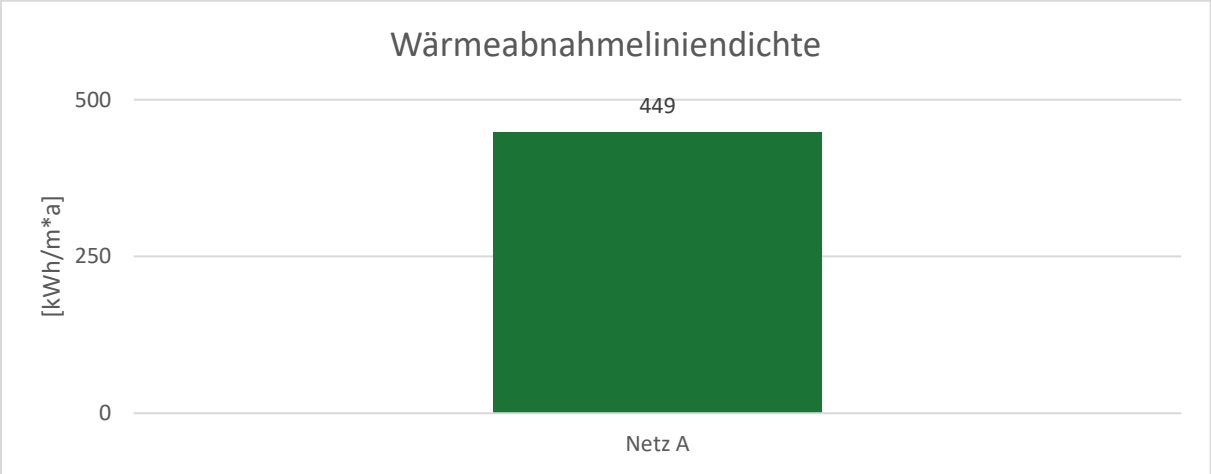


Abbildung 17: Wärmeabnahmeliniendichte Nahwärmenetz

Die Wärmeabnahmeliniendichte bzw. Wärmebedarfsdichte beschreibt die Wärmemenge, die pro Meter Nahwärmenetz abgenommen wird. Je höher die Wärmeabnahmeliniendichte, desto effizienter kann ein Nahwärmenetz betrieben werden. Sie stellt also das Verhältnis der abgenommenen Wärmemenge zur Leitungslänge und der davon abhängigen Wärmeverluste pro Jahr dar.

In dieser Machbarkeitsstudie liegt der Wert unter dem Wert von vergleichbaren Netzen (500 kWh/m*a), was auf den hohen energetischen Standards der Gebäude und den damit verbundenen geringen Wärmebedarf zurückzuführen ist. Durch Optimierung der Leitungsanordnung und einer dadurch möglicherweise verringerten Netzlänge kann dieser Wert voraussichtlich erhöht werden. Zudem wird das Gebiet mit einer deutlich geringeren Temperatur (ca. 60° gegenüber 90 °C) als herkömmliche Nahwärmenetze versorgt. Allerdings muss man bei diesem Nahwärmenetz berücksichtigen, dass in den Sommermonaten ein Überschuss an Solarthermiewärme zur Verfügung steht, welcher dem Nahwärmenetz zugeführt wird und die Wärmeverluste des Netzes übersteigt. Des Weiteren wird ein Großteil durch Umweltwärme aus dem See zur Verfügung gestellt.

5.4 Prosumer-Netz

Eine Besonderheit des geplanten Nahwärmnetzes ist die Einbindung der geplanten Solarthermieanlagen der angeschlossenen Gebäude in das Nahwärmenetz. Dazu soll die überschüssige, nicht von den Gebäuden genutzte solarthermische Wärme dem Nahwärmenetz zur Verfügung gestellt und von den weiteren angeschlossenen Gebäuden genutzt werden können (Abbildung 18). Der Begriff Prosumer ergibt sich daraus, dass die Konsumenten (Haushalte) gleichzeitig auch als Produzenten fungieren.

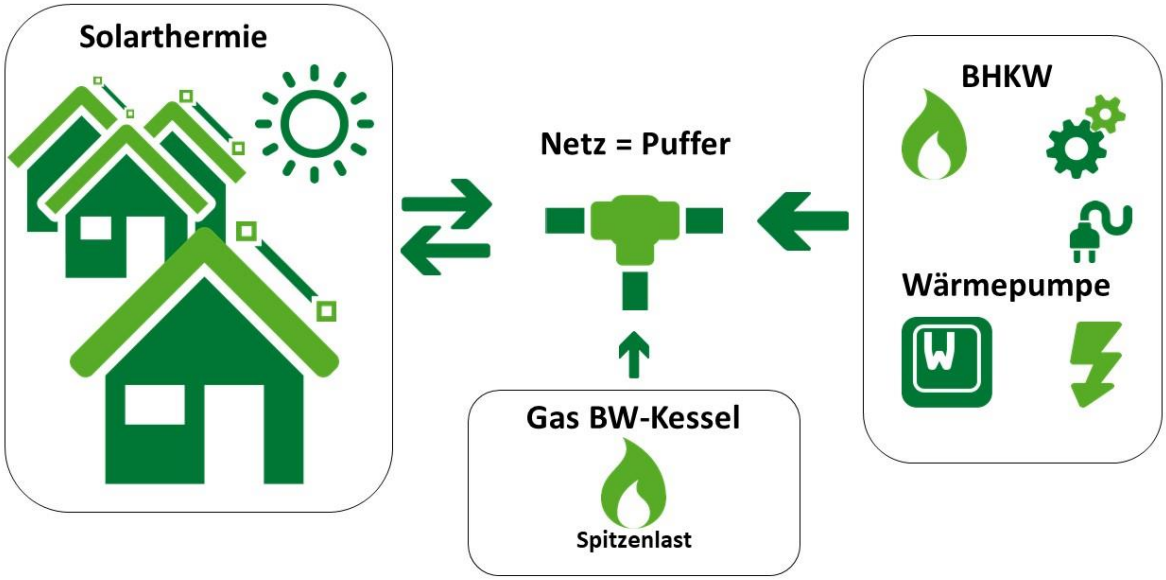


Abbildung 18: Prosumer-Netz

Das Netz wird vorrangig durch das BHKW und die Wärmepumpe mit Wärme versorgt. Der für die Wärmepumpe notwendige Strombedarf wird bilanziell vollständig durch das BHKW gedeckt. Überschüssiger Strom geht ins öffentliche Stromnetz. Zusätzlich wird jedes Gebäude über eine Solarthermieanlage beheizt. Diese hat Vorrang gegenüber den anderen Wärmeerzeugern. Wärmeüberschüsse, beispielsweise im Sommer, werden dem Netz zugeführt, da dieses als Puffer dient. Reicht die Erzeugung durch die drei genannten Wärmequellen nicht aus, dient ein Gas-Brennwertgerät als Spitzenlastkessel.

6 Wärmebedarf

6.1 Trinkwarmwasserbedarf

Die Ermittlung des Trinkwarmwasserbedarfs für das Wohngebiet basiert auf der EN 12831. Mit dem vereinfachten Verfahren gemäß EN 12831 Bl. 2, der summierten Grundfläche der angeschlossenen Gebäude, dem normierten flächenspezifischen Trinkwarmwasserbedarf sowie dem flächenspezifischen Nutzenergiebedarf für Trinkwasser (gemäß Tabelle 12) ergibt sich der folgende in der Tabelle 13 zusammengefasste jährliche Energiebedarf. Insgesamt liegt der Trinkwarmwasserbedarf für alle Gebäude bei 651 MWh/a.

Tabelle 12: Vereinfachte Ermittlung des Warmwasserbedarfs nach EN 12831 Bbl. 2 Auszug Trinkwarmwasserbedarf Ermittlung

Gebäudeart	Nutzenergiebedarf Trinkwasser		Trinkwasserbedarf	
	nutzungsbezogen [kW/d]	flächenbezogen [Wh/m²d]	nutzungsbezogen [l/d]	flächenbezogen [l/m²]
Wohngebäude	**1,1 /P**	**34,3**	**27,6 /P**	**0,9**
d Tag; P Person; B Beschäftigte; SP Sitzplatz				

Tabelle 13: Ergebnis der Trinkwarmwasserbedarfsermittlung gemäß EN 12831

Gebäudetyp	Grundfläche	Anzahl	Gesamtfläche	Warmwasserbedarf	Heizleistung
[-]	[m²]	[-]	[m²]	[l]	[kW]
Wohngebäude	207	251	51.957	46.761	74

6.2 Raumwärmebedarf

Zur Ermittlung des Raumwärmedarfs des Wohngebietes wird für das in Kapitel 3.1 beschriebene Mustergebäude eine thermische Gebäudesimulation mit dem Software-Produkt „ETU-Simulation 4.5.5.14“ der Hottgenroth Software GmbH & Co. KG durchgeführt. Die Gebäudesimulation basiert auf dem 2-k Modell der VDI 6007 und ist mit einer dynamischen Anlagensimulation gekoppelt. In Abbildung 19 werden die Simulationsergebnisse für ein Mustergebäude dargestellt.

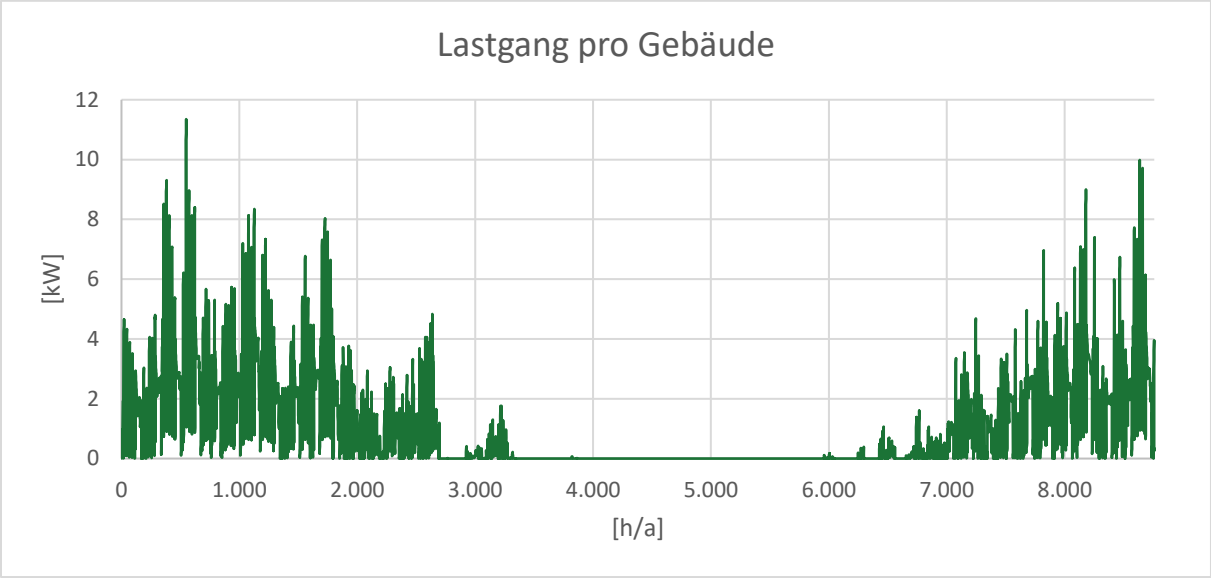


Abbildung 19: Simulierter Lastgang des Raumwärmebedarfs für ein Gebäude

Bei der Simulation wurden Randbedingungen wie Klimadaten (Kapitel 2.1.6) und Aufbau der Außenhülle des Beispielgebäudes (Kapitel 3.1.1) berücksichtigt. Insgesamt liegt der Warmwasserbedarf für die Raumwärme für alle Gebäude bei 1.996 MWh/a.

6.3 Simulationsergebnisse

Wie in Kapitel 5.4 beschrieben sollen dem Netz, neben der zentrale erzeugten, benötigten Wärmemenge zur Versorgung der angeschlossenen Gebäude auch Wärmeüberschüsse aus den dezentralen Solarthermieanlagen zugeführt werden.

Bei der Betrachtung des zeitlichen Verlaufs über ein Jahr (siehe Abbildung 20), zeigt sich während der Sommermonate eine Überdeckung des Wärmebedarfes mit Solarthermie, wohingegen in den Winter- und Übergangsmonaten lediglich ein Teil des Wärmebedarfes gedeckt werden kann. Da es sich bei dem Nahwärmenetz um ein Prosumer-Netz handelt, stehen die Wärmemengen, welche aktuell nicht im Gebäude benötigt werden, dem Nahwärmenetz zur Verfügung.

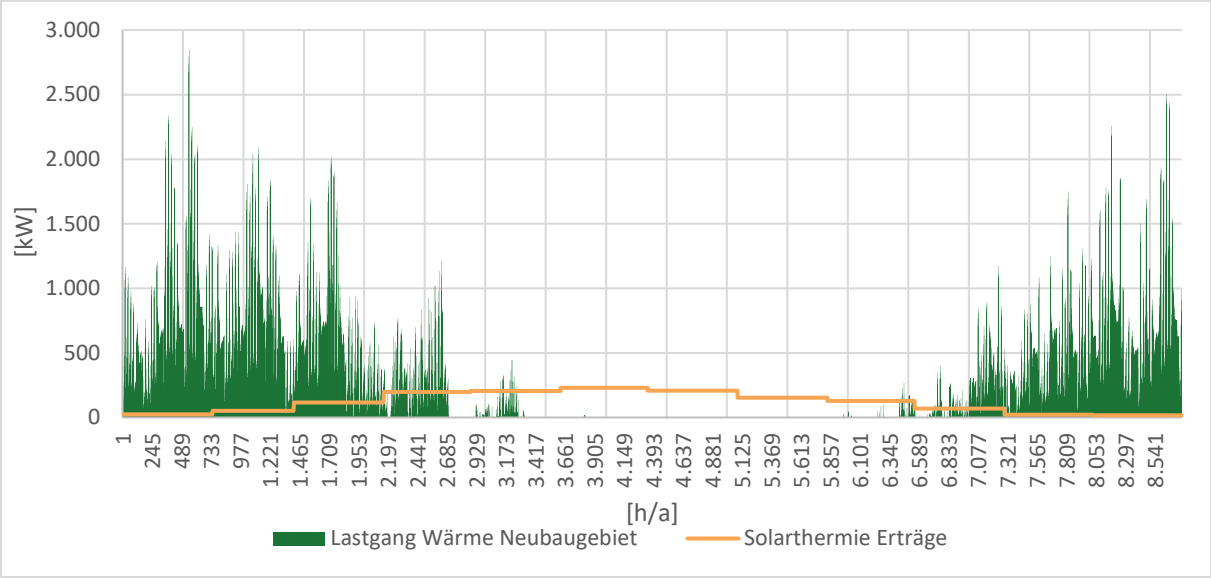


Abbildung 20: Vergleich des simulierten Wärmelastgangs des Neubaugebiets mit den solarthermischen Erträgen

Auf Grundlage des in den Kapitel 5.3, 6.1 und 6.2 beschriebenen Wärmebedarfes des Netzes wurde ein Jahres-Lastgang, welcher den stündlichen Wärmebedarf des Nahwärmenetzes zur Versorgung der angeschlossenen Verbraucher unter Berücksichtigung der Wärmeverluste des Netzes erstellt. Bei der Erstellung wurden die in Kapitel 2.1.6 beschriebenen standortbezogenen Klimadaten einbezogen.

Der Gesamtlastgang ist in der folgenden Abbildung 21 dargestellt. Dieser berücksichtigt, neben dem Energiebedarf zur Bereitstellung der Raumwärme, den Energiebedarf zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfes sowie den Energiebedarf zum Ausgleich der Wärmeverluste des Netzes.

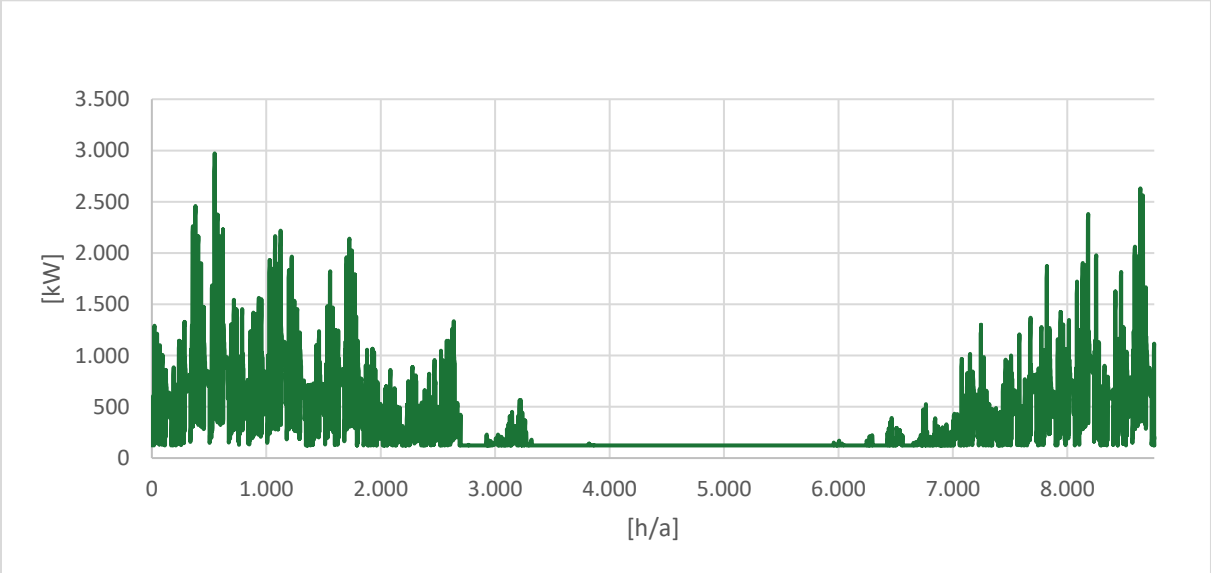


Abbildung 21: Simulierter Lastgang des Raumwärmebedarfs für 251 Wohngebäude des Neubaugebietes

Bei der Analyse des Lastganges zeigt sich, dass die höchste thermische Last des Nahwärmenetzes mit 2.261 kW am 16. Januar vorliegt. Die Grundlast setzt sich aus der für die Warmwassererzeugung von ca. 74 kW sowie der für den Ausgleich der Wärmeverluste des Netzes benötigten Wärmeleistung von ca. 49 kW zusammen. Diese liegt bei ca. 123 kW und zeigt sich während der Sommerstunden in der Mitte der Abbildung ca. zwischen Jahresstunde 3.400 und 6.000.

Insgesamt ergibt sich folgender Wärmebedarf im Netz:

Tabelle 14: Wärmebedarf

	Wärmebedarf [MWh/a]
Trinkwarmwasser	651
Raumwärme	1.996
Verluste	428
Gesamt	**3.075**

6.4 Anlagentechnik

6.4.1 Sole-Wasser-Wärmepumpe

Ein Teil der Wärme aus erneuerbaren Energien soll über eine Sole/Wasser-Wärmepumpe gedeckt werden, welche den Baggersee im Gewerbegebiet Bült als Wärmequelle nutzen soll. Um diese Wärme nutzbar machen zu können, sollen Wärmeübertrager innerhalb des Sees platziert werden. Die Wärmetauscher sollen dem See in der Spitze eine Wärmelast von ca. 130 kW entziehen, um dem Nahwärmenetz, bei einem COP von 3,1 eine Nennleistung von ca. 394 kW zur Verfügung stellen zu können.

Da es sich um einen Baggersee handelt, kann von einer hohen Infiltrationsrate durch das Grundwasser ausgegangen werden. Somit wird von einer mittleren Seetemperatur von ca. 10°C ausgegangen. Entsprechend der geringen bis nicht vorhandenen Strömung des stehenden Gewässers wird sich aufgrund der Dichteanomalie von Wasser eine Temperaturschichtung ausbilden. Dementsprechend wird eine Wassertemperatur von ca. 4°C an der Gewässersohle angenommen.

Für eine erste Betrachtung der Wärmeübertrager werden Wärmetauscher für Oberflächengewässer berücksichtigt, welche aus Polyethylen gefertigt werden.

Die technischen Daten des Wärmeübertragers sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 15 - Technische Daten Wasserwärmetauscher (Quelle: Frank GmbH)

Technische Daten:

Max. Betriebsdruck	3,0 bar
Max. Prüfdruck	4,5 bar (20°C)
Zul. Umgebungstemperatur	-10°C bis +40°C
Anschluss Vorlauf / Rücklauf	d 40 mm, SDR 11
Min. Wassertiefe (abh. von Modulgröße)	2,60 bis 3,20 m

Die Installation erfolgt unter Wasser mithilfe von Verankerungsgewichten oder durch die Befestigung unter einem Steg (Abbildung 22).

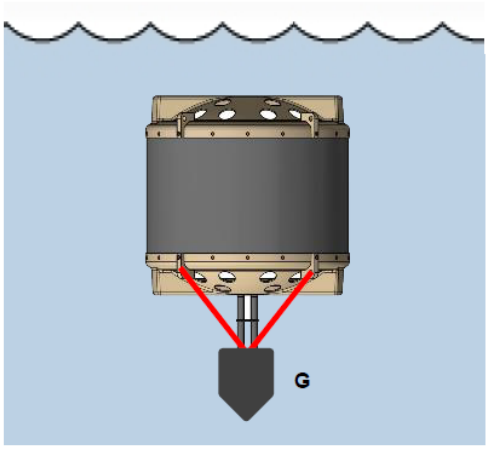


Abb. 1: Befestigung mit Verankerungsgewicht

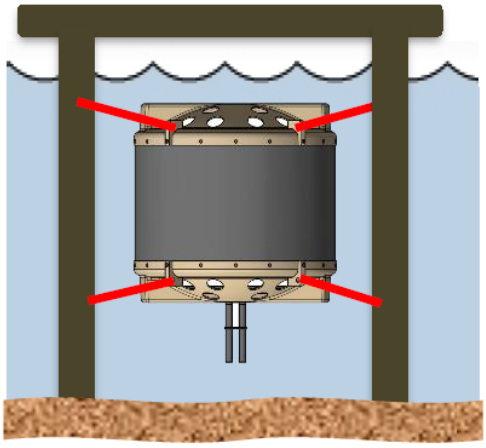


Abb. 2: Befestigung durch Verspannung unter Bootssteg

Abbildung 22: Montagemöglichkeiten Wasserwärmetauscher

Bei der Installation der Wärmetauscher ist ein Abstand zur Wasseroberfläche und zum Seegrund von mindestens einem Meter einzuhalten. Um eine gegenseitige Beeinflussung der Wärmetauscher zu minimieren bzw. zu verhindern, empfiehlt der Hersteller einen Mindestabstand von 8 m.

Um das Potential des Sees abschätzen zu können, wird ein 8 x 8 m Raster auf den See gelegt. Hierbei wird ein Randstreifen zum Seeufer von 15 m freigelassen und drei Zonen festgelegt:

Tabelle 16: Zonierung des Sees

Zone	Beschreibung	A [m²]	A [%]	Pot. Anzahl WT [-]	Pot. Leistung [kW]
I	Puffer ca. 15 m	27.647	61,1 %	433	4.763
II	ca. ½ Seefläche + Puffer ca. 15 m	10.759	23,8 %	169	1.859

III	ca. 1/3 Seefläche + Puffer ca. 15 m	8.575	18,9 %	133	1.463

In der folgenden Abbildung 23 sind die Mindestabstände der Wärmeübertrager im See dargestellt.

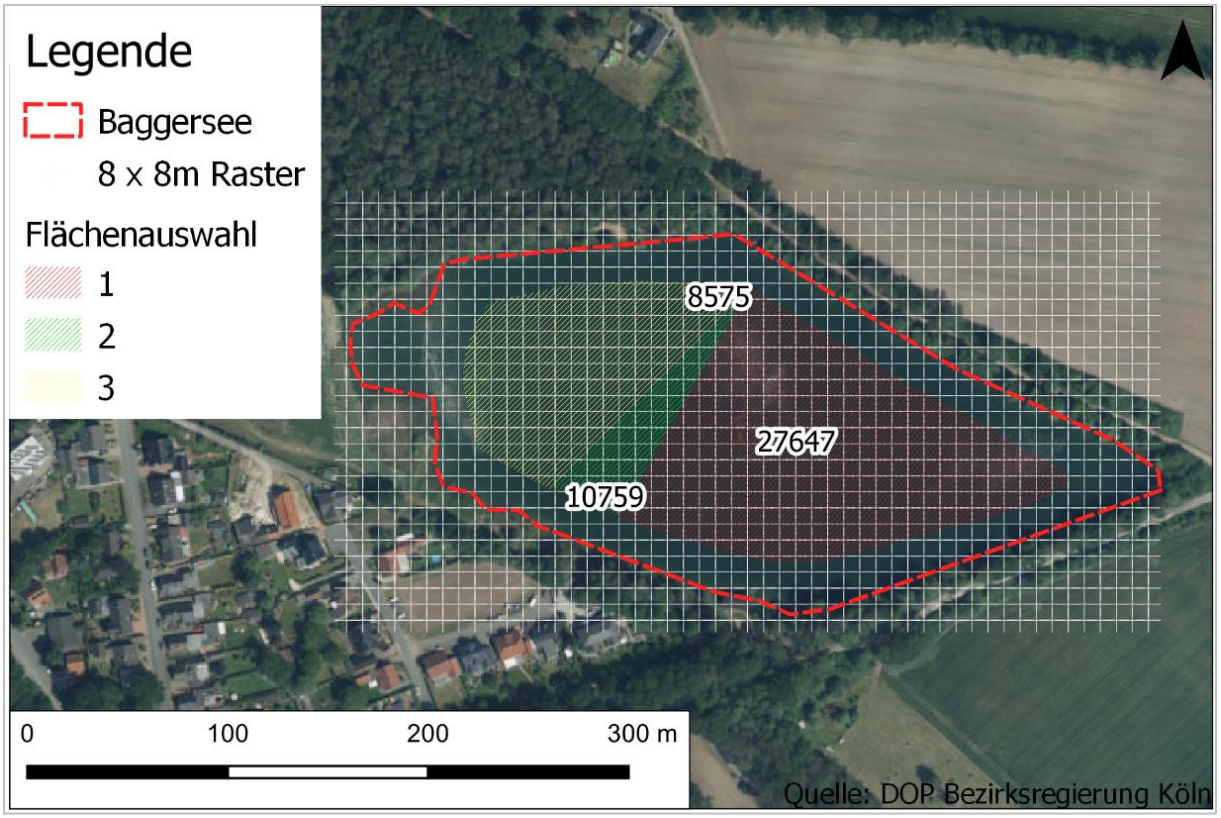


Abbildung 23: Positionierungsmöglichkeiten Wärmetauscher See

Bei einer Seetemperatur von 4,4 °C kann über einen Wärmetauscher eine Entzugsleistung von ca. 11 bis 13 kW erzielt werden. Um die benötigte Entzugsleistung zu decken, müssten 10 bis 12 der Wärmeübertrager im See platziert werden. Entsprechend der Anzahl, wäre bereits die Fläche der Zone III ausreichend. Da die Wassertiefen des Sees bzw. Querprofile nicht vorlagen, ist vor der Installation eine Vermessung mithilfe eines Echolots zu empfehlen. Weiterhin sollte die Wassertemperatur über mindestens ein Jahr gemessen werden. Mit der aus der Messung resultierenden Temperaturganglinie, könnte die Anzahl der benötigten Wärmetauscher optimal ausgelegt werden (Abbildung 24).

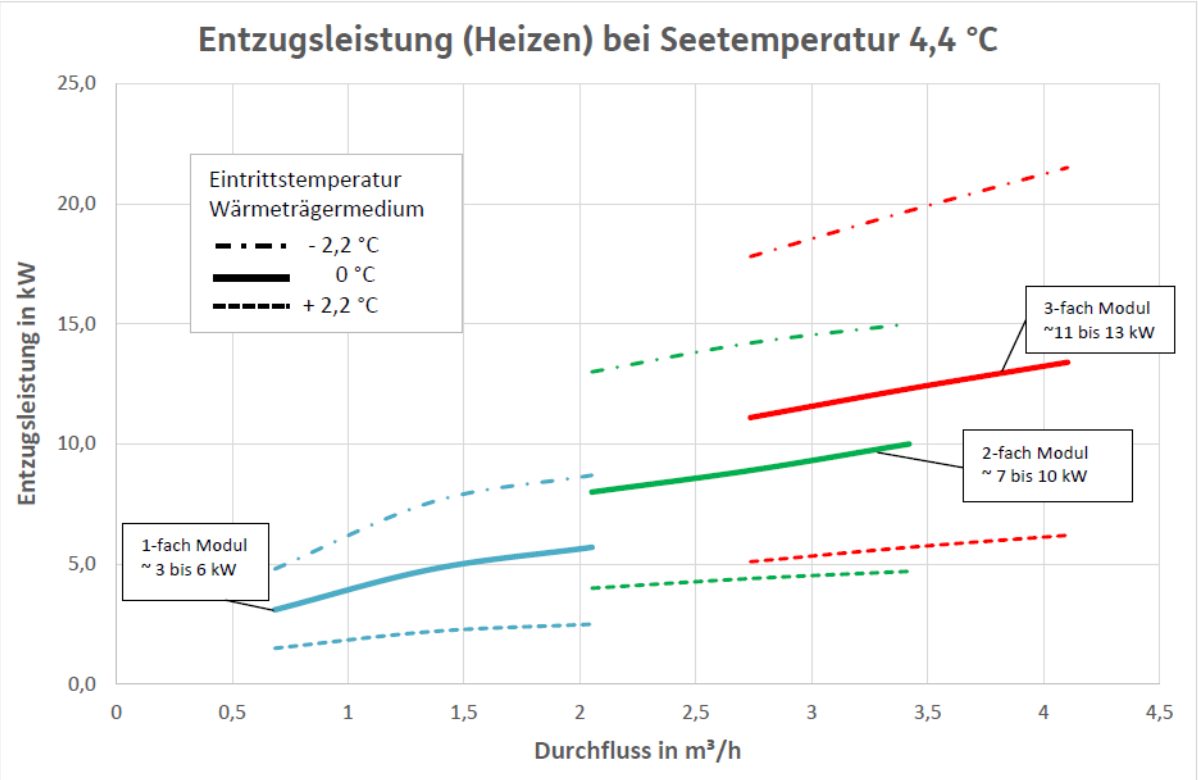


Abbildung 24: Entzugsleistung Wasserwärmetauscher (Quelle FRANK WET)

6.4.2 Anlagentechnik gesamt

Die Energiebereitstellung für das Nahwärmenetz erfolgt über die Solarthermieanlagen, die beiden BHKW, die Wärmepumpe sowie einen Gas-Kessel der zur Deckung der Spitzenlasten dient. Die Anlagengrößen und technischen Anlagendaten sind Tabelle 17 zu entnehmen.

In Abbildung 25 ist die Energiebereitstellung der Anlagentechnik über die Jahresstunden dargestellt. Die überschüssige Wärme der Solarthermieanlage wird dem Netz vorrangig zugeführt (siehe gelbe Kennzeichnung). Die Nutzung der solaren Erträge ist in dem Diagramm bereits abgezogen. Darauf folgt die Wärmebereitstellung durch die beiden modulierenden BHKW mit einer thermischen Leistung von insgesamt 300 kW. Wenn der Wärmebedarf des Netzes die maximale thermische Leistung von 300 kW sowie die durch die Solarthermieanlagen eingespeiste Wärmeleistung übersteigt, wird die modulierende Wärmepumpe mit einer Leistung von 394 kW hinzugeschaltet. Sollte die Wärmeleistung der Solarthermieanlagen, der BHKW und der Wärmepumpe nicht ausreichen, um den Wärmebedarf des Netzes zu decken, wird nach der Entladung der Pufferspeicher ein Gas-Kessel mit einer maximalen Leistung von 1.000 kW als Back-Up hinzugeschaltet.

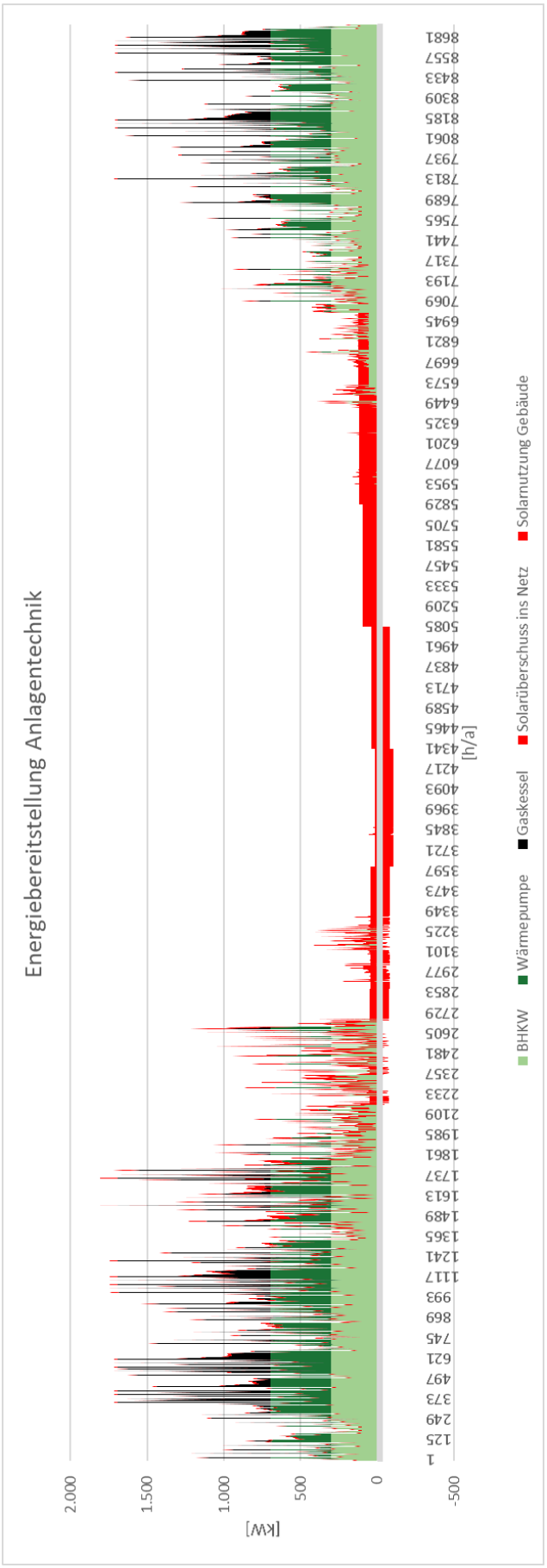


Abbildung 25: Lastdeckung der verschiedenen Anlagentechnik

Tabelle 17 - Anlagentechnik

Anlagentechnik	Beschreibung	Energieträger	Nennleistung
Sole-Wasser-Wärmepumpe	S/W-WP durch Wärme aus dem Baggersee im Gewerbegebiet gespeist	Strom	394 kW_{therm} COP = 3,1
BHKW	2 x BHKWs	Erdgas	100 kW_{el} ,150 kW_{th} η_{el} = 37 %, η_{th} = 61 %
Gas-Brennwert-Kessel	1 x Gaskessel zur Deckung der Lastspitzen	Erdgas	1.000 kW_{th} η = 98 %
Solarthermie		Solar	

In der Abbildung 25 ist zu erkennen, dass die BHKW bis zu dem Zeitpunkt (ca. Stunde 2650), an welchem ein Überschuss der Solarthermieanlagen vorliegt, durchlaufen. Dabei wird die Wärmepumpe zur Deckung der Grundlast hinzugeschaltet. Die Spitzenlast wird durch den Gas-Kessel übernommen.

Wie bereits zuvor beschrieben, liegt die maximal erforderliche Spitzenlast, welche zur gleichzeitigen Abdeckung der Wärmebedarfes aller Gebäude am 16. Januar benötigt wird, bei 2.261 kW. Da wie in Tabelle 17 beschrieben, ohne Berücksichtigung der Solarthermieanlagen eine maximale Wärmelast von 1.694 bereitgestellt werden kann, muss die Differenz an Tagen hoher Wärmelast zusätzlich durch Wärme aus den Pufferspeichern oder der Solarthermieanlage bereitgestellt werden. Da die Zeiten mit hoher thermischer Last zumeist in den Wintermonaten mit niedrigen Solarthermie-Erträgen auftreten, kommt es im gesamten Jahr zu einer Unterdeckung des Wärmebedarfes des Netzes von ca. 200.000 kWh, in denen die Wärme durch das verknüpfte Nahwärmenetz Bült bereitgestellt werden muss.

Außerdem zeigt sich in Abbildung 26 in den geordneten Jahresdauerlinien der Wärmeerzeuger, dass die BHKWs und die Wärmepumpe die Grundlast des Nahwärmenetzes übernehmen und der Gas-Kessel nur an ca. 1.000 h/a in Betrieb ist. Hierbei wird in sehr seltenen Fällen die maximale Leistung des Gas-Kessels benötigt.

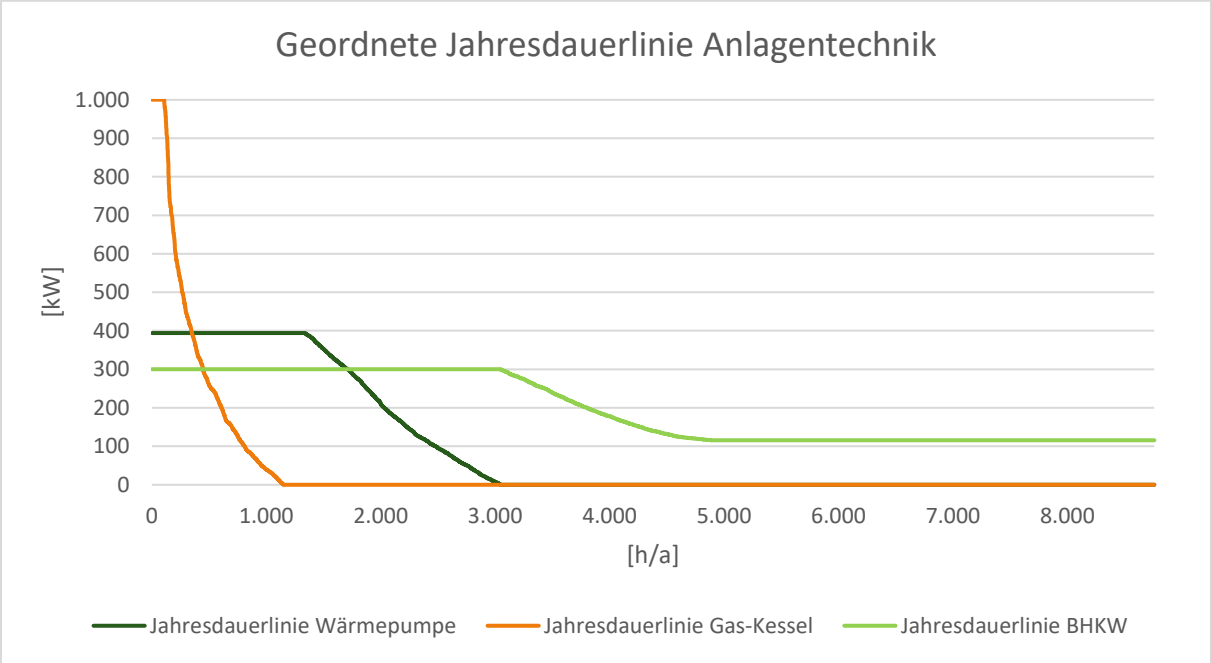


Abbildung 26: Geordnete Jahresdauerlinie der verschiedenen Anlagentechnik

Durch die Anlagentechniken werden folgende Energiemengen zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 27 und Tabelle 18).

Tabelle 18: Bereitgestellte Wärmeenergie

	Wärmebereitstellung [MWh/a]
Wärmepumpe	748
BHKW	1.109
Gas-Brennwertkessel	381
Solarthermie	1.040
Gesamt	**3.277**

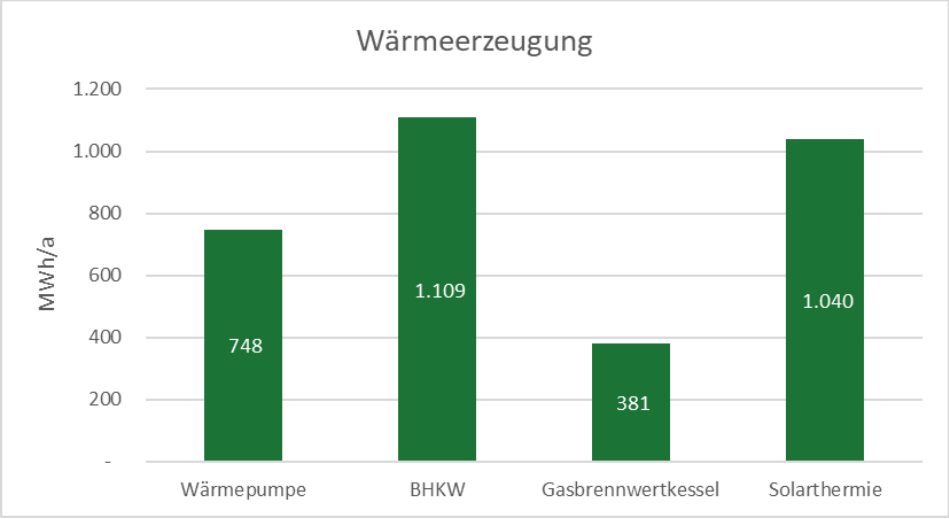


Abbildung 27: Wärmeerzeugung

Im Vergleich zu dem Energiebedarf ergibt sich ein Überschuss von knapp 200 MWh/a. Diese Menge steht dem Netz zur Verfügung und könnte einem weiteren Netz zugeführt werden.

6.4.3 Energiemengen Anlagentechnik

Entsprechend der Simulation resultiert der, in der Abbildung 28 dargestellte, jährliche Energiebedarf. Hierbei ergibt sich der höchste Bedarf bei den BHKWs mit rd. 1.818.000 kWh/a (Erdgas), gefolgt von dem Gas-Kessel mit rd. 388.700 kWh/a (Erdgas) sowie einem elektrischen Energiebedarf der Wärmepumpe in Höhe von rd. 241.000 kWh/a.

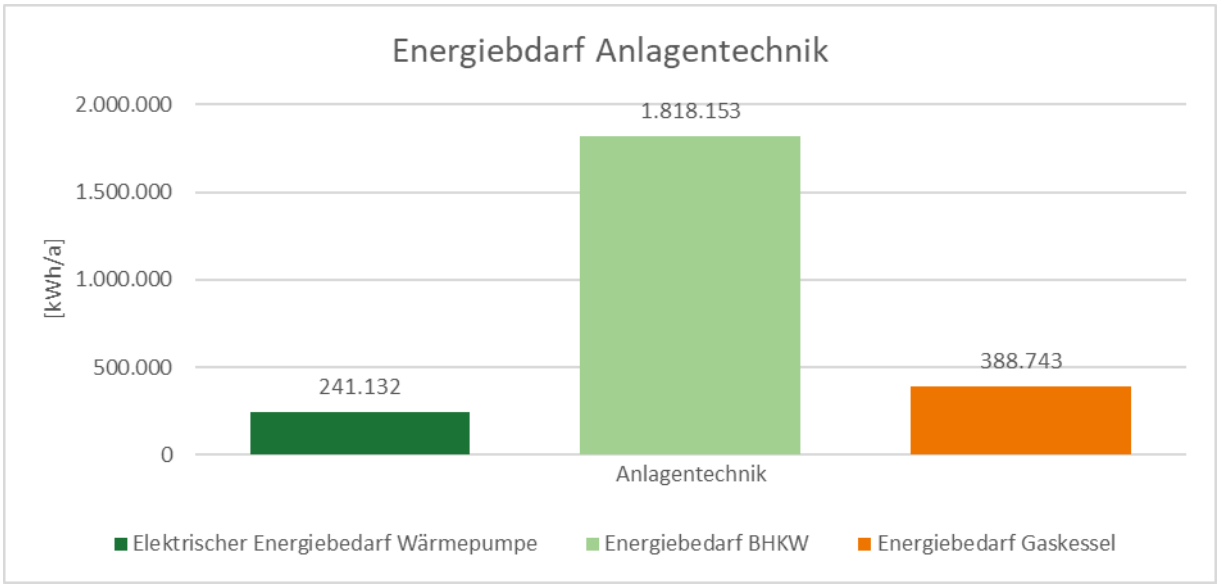


Abbildung 28: Energiebedarf der jeweiligen Anlagentechnik

Die zwei BHKWs haben jeweils eine Leistung von 100kWel/150kWth und weisen einen elektrischen Wirkungsgrad von 37 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 61 % aus. Entsprechend des Wärmebedarfs und des Wirkungsgrads ergeben sich die in der Abbildung 29 dargestellten Energiemengen. Hierbei wird zwischen dem In- und Output sowie der elektrischen und thermischen Energieerzeugung differenziert. Der Erdgasbedarf der BHKWs bzw. der Input (rd. 1.818.200 kWh/a) führt zu einem thermischen Output in Höhe von rd. 1.109.00 kWh/a und einem elektrischen Energiemenge von rd. 663.600 kWh/a.

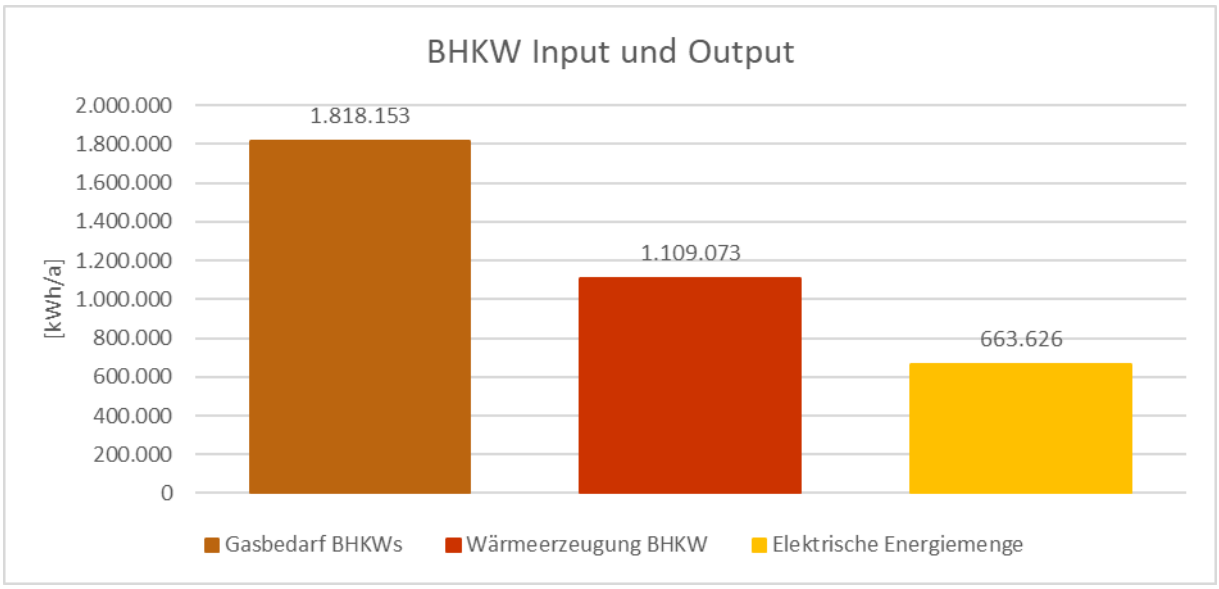


Abbildung 29: In- und Output der BHKWs

In der Abbildung 30 wird der elektrische Energiebedarf der Wärmepumpe der Stromerzeugung der BHKWs gegenübergestellt. Hierbei zeigt sich, dass der Energiebedarf der Wärmepumpe gedeckt werden könnte.

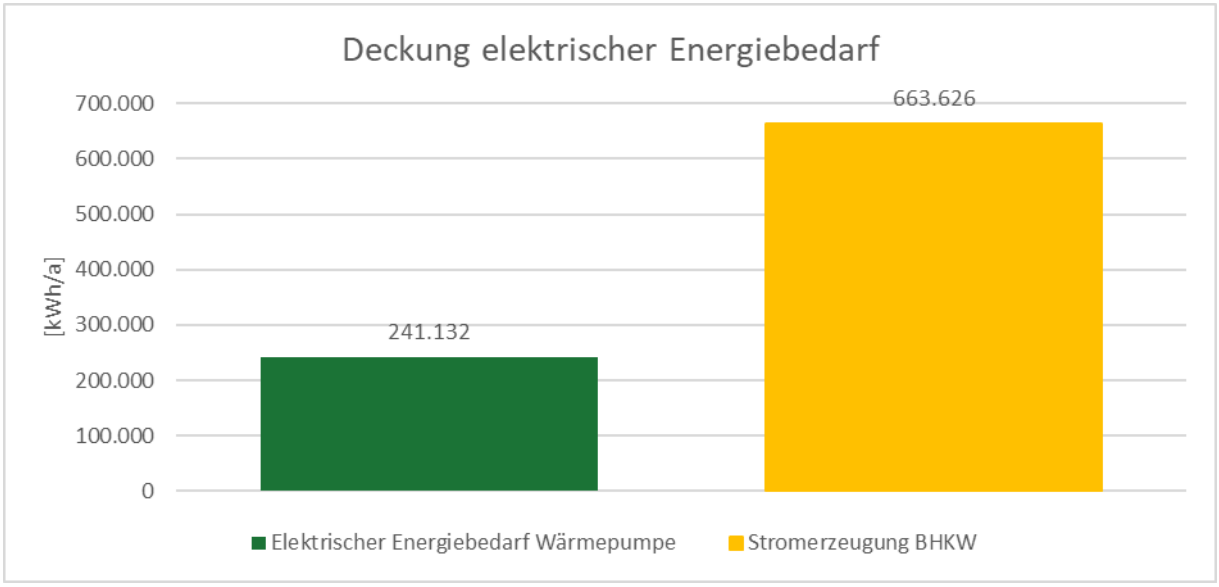


Abbildung 30: Deckung des elektrischen Energiebedarfs der Anlagentechnik

Aufgrund des jahreszeitlich beeinflussten Ertrags der Solarthermieanlagen und dem ebenso zeitlich gegenläufigen Heizwärmebedarfs, entsteht in den Sommermonaten ein Überschuss an Solarwärme von ca. 240.000 kWh/a. In den Wintermonaten kann voraussichtlich der Energiebedarf des Netztes an besonders kalten Tagen durch die Heizungsanlagen nicht gedeckt werden. Zu diesen Zeitpunkten wäre der Wärmebezug aus dem benachbarten Netz von ca.

200.000 kWh/a nötig. In der Jahresbilanz verbleibt damit ein Wärmeüberschuss des Nahwärmnetzes von ca. 40.000 kWh. Die Abbildung 31 soll dieses Verhältnis von solarthermischem Ertrag, dem Trinkwarmwasserbedarf im Sommer und dem zusätzlichen Heizwärmebedarf im Winter gegenüberstellen sowie quantifizieren.

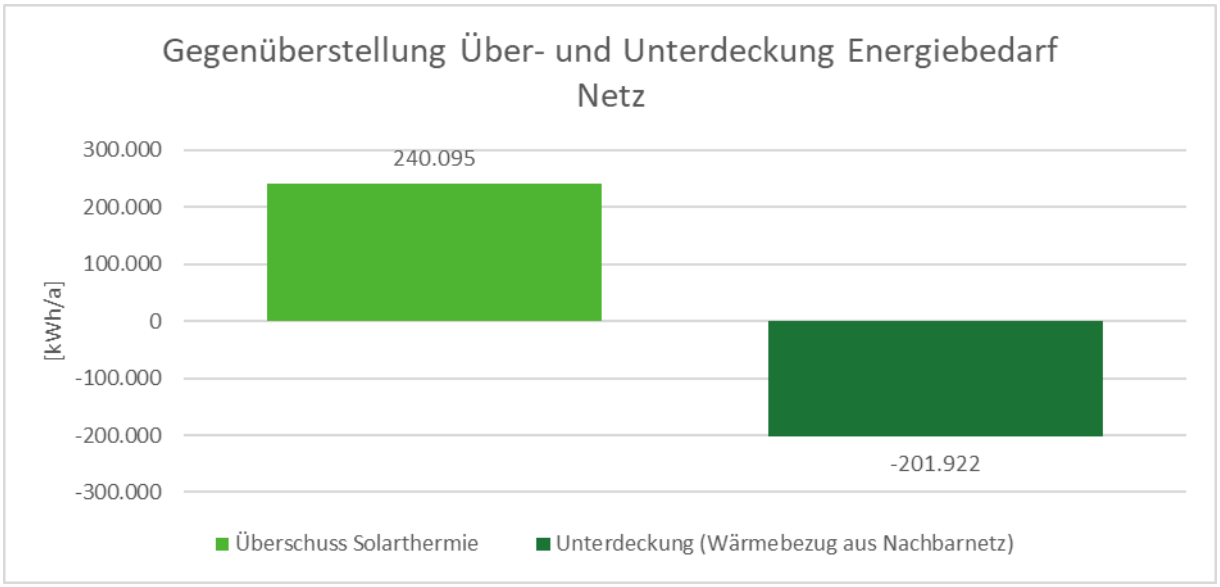


Abbildung 31: Über- und Unterdeckung Nahwärmenetz

6.5 Gegenüberstellung dezentrale Versorgung

Um das Nahwärmenetz vergleichen zu können, wird eine reguläre Netzerschließung gegenübergestellt. Dabei wird die Annahme getroffen, dass jeweils 50 % der 250 Einfamilienhäuser über einen Gas-Brennwertkessel bzw. über eine Luft/Wasser-Wärmepumpe mit Wärme versorgt werden. In der folgenden Abbildung 33 wird der Endenergiebedarf, welcher der Anlagentechnik des Nahwärmenetzes (Tabelle 17) zugeführt werden muss, um den Wärmebedarf der angeschlossenen Gebäude zu decken, der dezentralen Energieversorgung der Gebäude ohne Nahwärmenetz gegenübergestellt. Um den Wärmebedarf zu decken wird der in Abbildung 32 dargestellte notwendige Endenergiebedarf der Wärmepumpe und des Gas-Brennwertgerätes dargestellt.

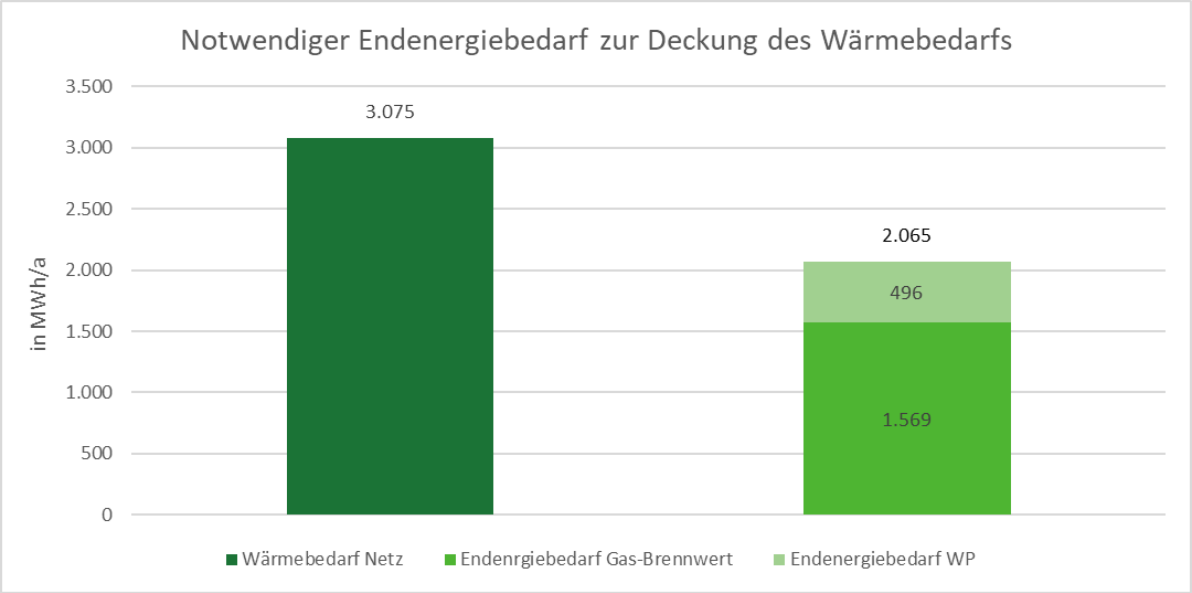


Abbildung 32: Notwendiger Endenergiebedarf zur Deckung des Wärmebedarfs

6.5.1 Gegenüberstellung Endenergiebedarf der Netzvarianten

Bei der Anlagenkonfiguration zeigt sich, dass das Nahwärmenetz mit einer zentralen Wärmeerzeugung und einem Endenergiebedarf von 1.784 MWh/a in der Gesamtbilanz unter Berücksichtigung der Eigennutzung des BHKW-Stroms, gegenüber der dezentralen Erzeugung über Gas-Brennwertkessel und Luft/Wasser-Wärmepumpen mit einem gesamten Endenergiebedarf von 2.065 MWh/a. Die Differenz zwischen beiden Wärmeversorgungsvarianten liegt somit bei ca. 281 MWh/a.

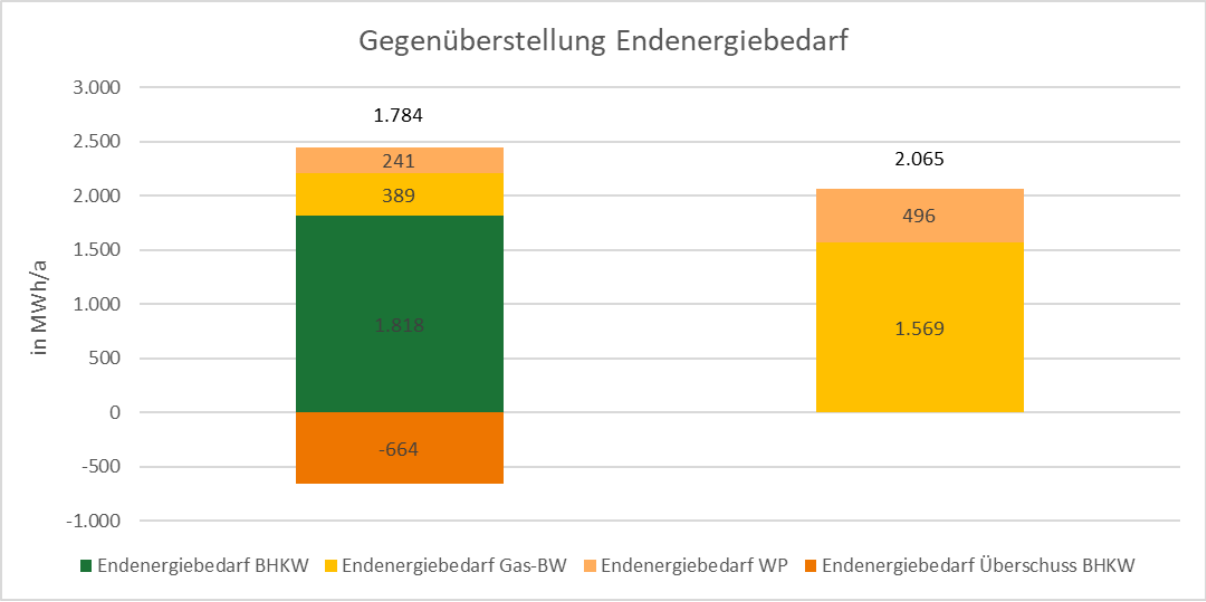


Abbildung 33: Vergleich des Endenergiedarfs zentralen und dezentralen Variante

7 Emissionen

Der Betrieb des Nahwärmenetzes bedingt bei der Energieumwandlung unterschiedliche Emissionen der Wärmeerzeuger, welche in die Atmosphäre abgegeben werden. Diese besitzen ein unterschiedlich hohes CO_2-Äquivalent. Das CO_2-Äquivalent der jeweiligen Anlagentechnik und deren Brennstoff wurde nach GEMIS 4.9.5.0 ermittelt. Dieses beinhaltet die CO_2-Äquivalente aller vorgelagerter Prozessketten zur Bereitstellung des Energieträgers und Herstellung der Anlagentechnik. Die bei der Berechnung berücksichtigten CO_2-Äquivalente der jeweiligen Energieträger sind in Tabelle 19 dargestellt. Während die Werte für Erdgas bei der Bereitstellung von Heizwärme 255 g CO_2/kWh betragen, ergibt sich für den Strombezug aktuell ein CO_2-Äquivalent von 484 g CO_2/kWh. Das CO_2-Äquivalent bei gasbetriebenen BHKW liegt bei 176 g CO_2/kWh und bei Solarthermieanlagen bei 36 g CO_2/kWh.

Tabelle 19 - Emissionsäquivalente nach GEMIS 4.9.5.0

GEMIS 4.9.5.0	**Treibhausgase**
Option [g/kWh]	**CO_2-Äquivalent**
Gas-HW-gross 100%	255
Stromnetz-lokal 2020	484
Gas-BHKW (50 kW_{el})	176
Solar-Kollektor	36

In der folgenden Abbildung 34 sind die jährlichen CO_2-Emissionen der Anlagentechnik der zentralen Wärmeversorgung über das Nahwärmenetz sowie die dezentralen CO_2-Emissionen dargestellt, welche aus der Wärmebereitstellung über Gas-Brennwertkessel bzw. Luft/Wasser-Wärmepumpen in jeweils 50 % der angeschlossenen Wohngebäude resultieren würden.

Die CO_2-Emissionen der zentralen Wärmebereitstellung setzen sich aus allen mit dem Nahwärmenetz verbundenen Wärmeerzeugern sowie deren CO_2-Emissionen zusammen. Es werden also die Emissionen der zur Herstellung der Wärmeerzeuger sowie deren Brennstoffe berücksichtigt. Bei dem Nahwärmenetz setzen sich die CO_2-Emissionen in Summe aus den CO_2-Emissionen des bezogenen Stroms der Wärmepumpe, des Erdgases des BHKW und des Gas-Brennwertkessels sowie der Solarthermieanlagen zusammen.

Bei der dezentralen Wärmebereitstellung werden die CO_2-Emissionen der Wärmepumpen sowie deren Strombezug und der Gas-Brennwertkessel sowie dessen Erdgasbezugs und aller Vorketten berücksichtigt.

In Summe ergeben sich bei der zentralen Wärmebereitstellung über das Nahwärmenetz jährliche CO_2-Emissionen von 457 t/a. Durch die dezentrale Wärmebereitstellung fallen CO_2-Emissionen von 632 t/a an.

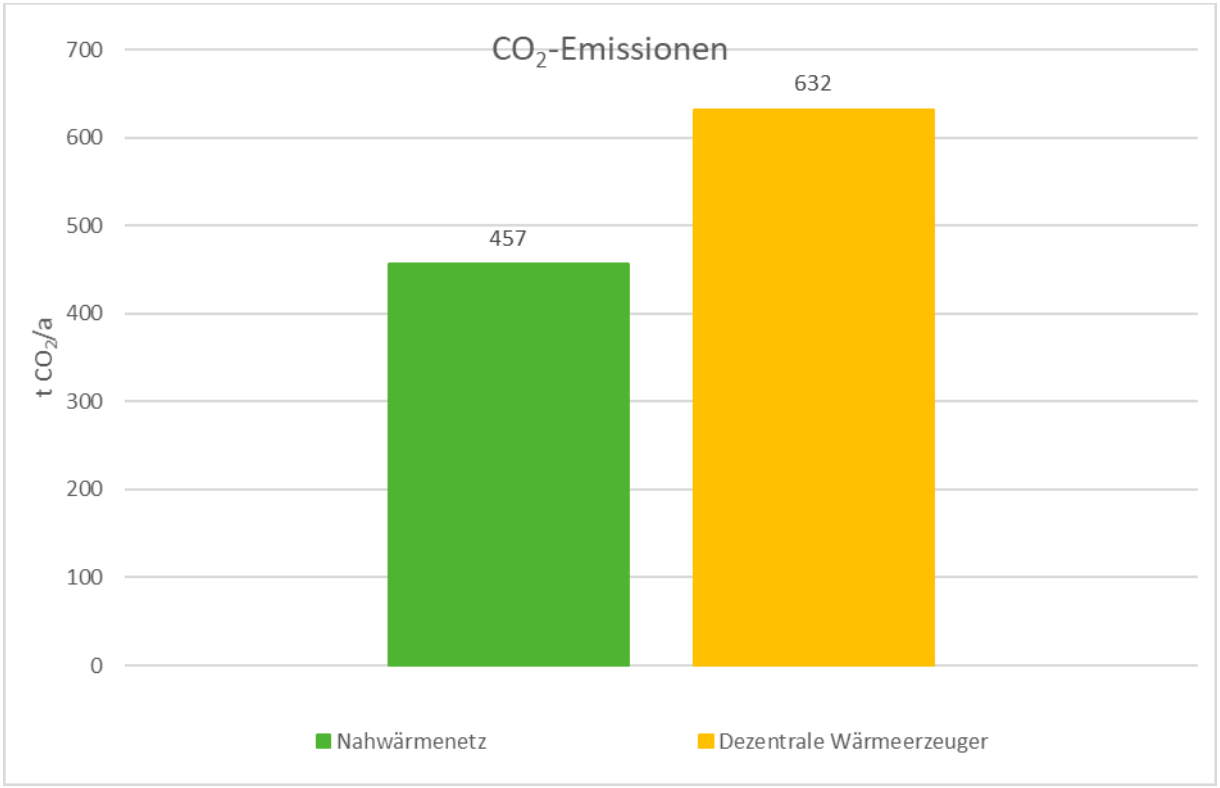


Abbildung 34: Vergleich CO_2-Emissionen

8 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sollen die Investitions- und Betriebskosten der beiden Nahwärmenetze gegenübergestellt und mit den dezentralen Wärmeerzeugern im Bestand verglichen werden. Alle berücksichtigten und ermittelten Kosten sind Brutto-Kosten.

In Tabelle 20 sind die kapitalgebundenen Kosten der Anlagentechnik sowie Installations- und Planungskosten für das Gesamtnetz zusammengefasst:

Tabelle 20 - Kapitalgebundene Kosten

	Kosten (Brutto)
Wärmepumpe (400kWth, 150 kWel Aufnahme)	155.000 €
BHKW (2x je150 kWth, 75 kW el)	215.200 €
Gasbrennwertkessel (1000 kW)	67.000 €
Solarthermieanlagen 250 Stk.	1.000.000 €
Übergabestation/-technik mit Frischwasserstation inkl. (Nahwärmepufferspeicher+Zubehör+Einbringung+Installation)	1.595.000 €
Wärmetauscher See (27 Stk.)	351.000 €
Montage/ Inbetriebnahme (Annahme 3%)	101.496 €
Leitungskosten (Erdarbeiten)	685.500 €
Leitungskosten (Materialkosten Rohr)	1.174.505 €
Gebäude	200.000 €
MSR-Technik	200.000 €
Planungskosten (Prozentual nach HOAI)	838.455 €
Anfangsinvestitionskosten ohne Förderung	6.583.156 €
Möglicher Zuschuss (BAFA Wärmenetz 4.0)	3.291.578 €
Gesamtinvestitionskosten **inkl. Förderung**	3.291.578 €

Demgegenüber ergeben sich bei der dezentralen Variante folgende Investitionen.

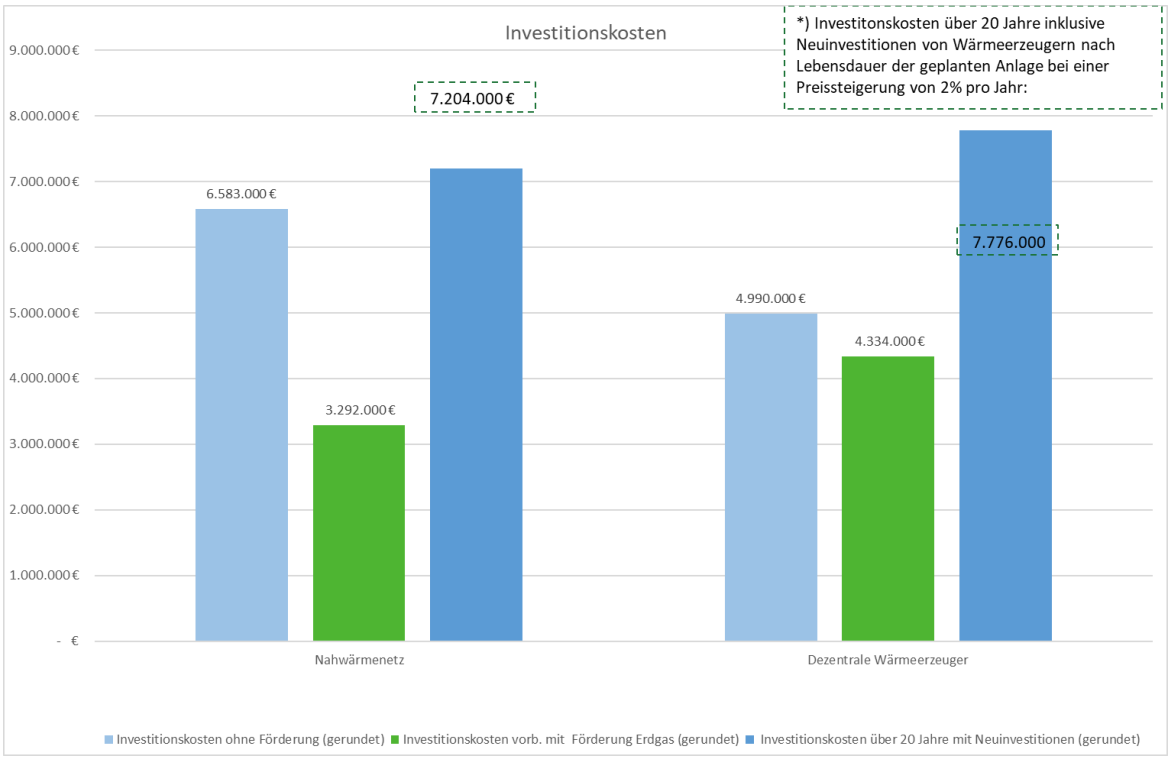


Abbildung 35: Investitionskostenvergleich

Die bedarfsgebundenen Kosten setzen sich aus den Energiebezugspreisen des jeweiligen Jahres im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren sowie der jeweiligen Preissteigerung zusammen. Für die in Tabelle 21 dargestellten Energieträger wird von einer Preissteigerung von einer jährlichen von jeweils 2,0 % ausgegangen.

Tabelle 21 - Bedarfsgebundene Kosten

	Menge	Einheit
Erdgas	0,058	€/kWh (Brutto)
Strom	0,250	€ kWh (Brutto)

Neben den kapital- und bedarfsgebundenen Kosten werden auch die betriebsgebundenen Kosten nach VDI 2067 berücksichtigt (Tabelle 22).

Tabelle 22 - Betriebsgebundene Kosten

Wärmepumpe	4.100 €/a
BHKW	21.716 €/a
Gas-Brennwertkessel	2.910 €/a
Solarthermie	15.225 €/a
Summe	**43.951 €/a**

Die betriebsgebundenen Kosten nach VDI 2067 beinhalten neben der rechnerischen Nutzungsdauer der Anlagentechnik, auch den jeweiligen in Stunden bzw. Kosten, welche durch die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten über die Lebensdauer der Anlage entstehen.

In Abbildung 36 sind die Bedarfs- und Betriebsgebundenen Kosten des Nahwärmenetzes der Variante mit dezentralen Wärmeerzeugern (Gas-Brennwertkessel und Luft/Wasser-Wärmepumpen) gegenübergestellt.

Wie sich erkennen lässt liegen sowohl die betriebs- als auch die bedarfsbedingten Kosten mit 44.000 € und 135.000 € unter denen der dezentralen Wärmeerzeuger mit 89.000 € bzw. 215.000 €.

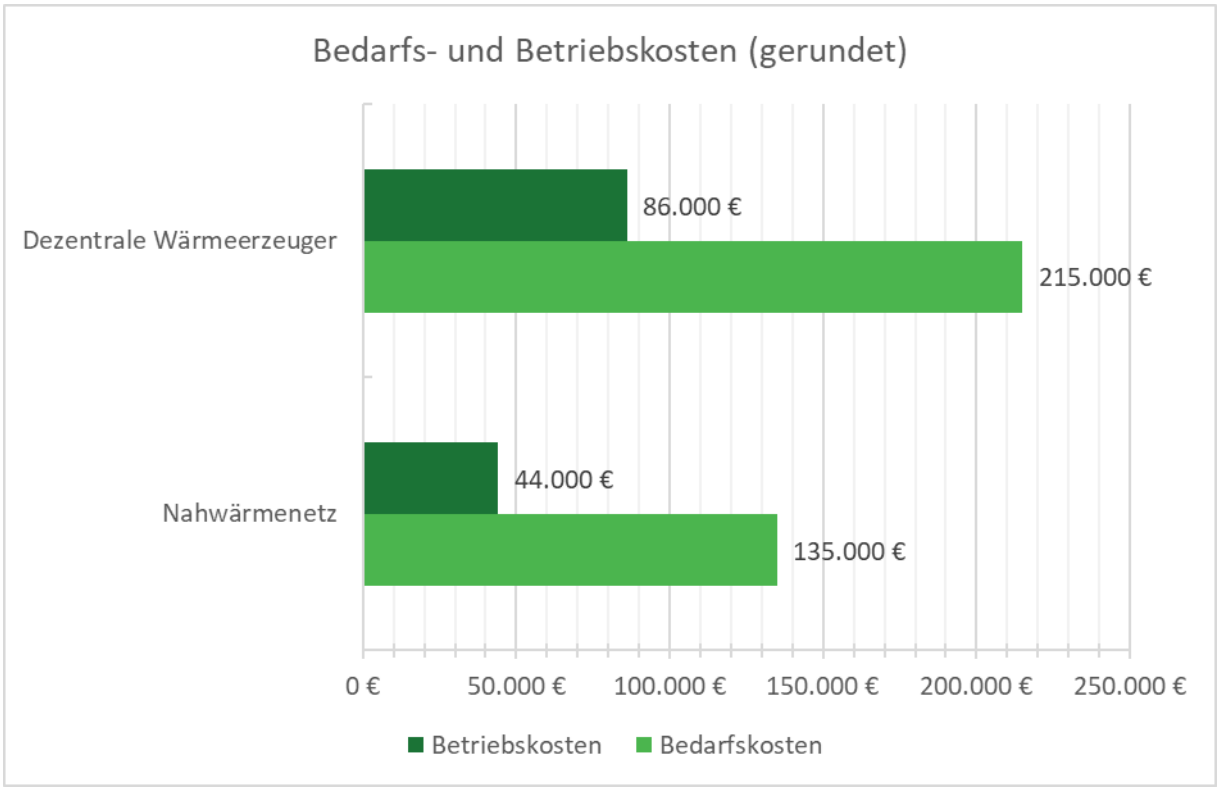


Abbildung 36: Vergleich Bedarfs- und betriebsgebundene Kosten pro Jahr

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden weitere Eckdaten zur Ermittlung der Preissteigerung der bedarfsgebundenen Kosten, der Planungskosten sowie Zuschläge und Zinsen berücksichtigt (Tabelle 23).

Tabelle 23 - Kennzahlen Wirtschaftlichkeitsberechnung

Preissteigerung (Re-)Investitionskosten p.a.	2,0	%/a
Effizienzfaktor Erneuerung Kesselanlage	1,5	%
HOAI-Planerkosten (Prozentual der Bruttoinvestitionskosten)	15	%
Aufschlag Kommune Montage/Einbau	3,0	%
Zinssatz	2,0	%
Preissteigerung Energieträger	2,0	%

Die gesamte Wirtschaftlichkeitsberechnung wird über einen Zeitraum von 20 Jahren durchgeführt. Dabei werden über den Zeitraum eine Preissteigerung der (Re-)Investitionskosten in die Anlagentechnik von jährlich 2 % berücksichtigt. Dem gegenübergestellt wird eine Effizienzsteigerung beim zukünftigen Austausch der Anlagentechnik

Die Planungskosten nach HOAI werden pauschal mit 15 % der Brutto-Investitionskosten angenommen. Zusätzlich wird ein Preisaufschlag für den Einbau des Wärmenetzes von 3 % berücksichtigt. Es wird von einem gleichbleibenden Zinssatz von 2 % über den Betrachtungszeitraum sowie einer jährlichen Preissteigerung der Energieträger von 2 % ausgegangen.

8.1 Investitionsrechenverfahren

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird ein dynamisches Investitionsrechenverfahren unter Berücksichtigung der in Tabelle 24 beschriebenen Daten zur Berechnung der Annuitäten und Gesamtkosten über die nächsten 20 Jahre herangezogen. Die Investitionskosten der jeweiligen Anlagentechnik werden für die Berechnung über die Abschreibungsdauer nach AfA-Tabelle abgeschrieben. Die Abschreibungsdauern nach AfA-Tabelle sind in der folgenden Tabelle 24 dargestellt

Tabelle 24 - Abschreibungsdauer nach AfA-Tabelle

Position	Abschreibungsdauer	Jahre
1	Gebäude	50
2	Heizungskessel	15
3	Erdverlegte Leitung	20
4	Zuwegung	40
5	Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	10
6	Mess- und Regeleinrichtung	15
7	Übergabestation	20
8	Abschreibung Planerkosten	30
9	Ohne Abschreibung	15

Des Weiteren werden die Reinvestitionskosten bei Überschreitung der Anlagenlebensdauer nach VDI 2067 berücksichtigt.

Dazu wurden in jedem Jahr des Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren die Einnahmen (z.B. Einspeisevergütung BHKW) und Ausgaben (kapital-, bedarfs-, betriebsgebundene Kosten) gegenübergestellt und die Einzahlungsüberschüsse in einem weiteren Schritt abgezinst.

8.2 Fördermittel

BAFA „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“

Die Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 kann mit bis zu 50 % der förderfähigen Ausgaben bezuschusst werden. Es wird nur der Bau von vollständigen Wärmenetzen gefördert. Wärmenetzsysteme im Sinne der Förderbekanntmachung schließen die Hausübergabestationen bei den zu versorgenden Endkunden mit ein. Die Hausübergabestationen stellen gleichzeitig auch die Systemgrenze des Wärmenetzsystems dar. Die maximale Förderung je Investitionsvorhaben beträgt dabei 15 Millionen Euro.

KWKG

Es gibt die Möglichkeit den vom BHKW generierten Strom nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) fördern zu lassen, wobei eine Förderung nach EEG dann nicht mehr möglich ist. Die Fördersätze nach KWK sind in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: KWKG Fördersätze

Installierte elektrische Leistung	≤ 50 kW	≤ 100 kW	≤ 250 kW
Förderung Stromeinspeisung [Ct/kWh]	8	6	5
Förderung Eigenstromnutzung [Ct/kWh]	4	3	0
Dauer [h]	60.000	30.000	30.000

Des Weiteren wird der eigespeiste KWK-Strom vom Netzbetreiber mit dem Preis für Grundlaststrom des letzten Quartals der Leipziger Strombörse EEX vergütet. Dieser liegt im zweiten Quartal 2020 bei 2,03 Cent/kWh.

KfW-Förderung von Nahwärmenetzen und Hausübergabestationen (271)

Im Rahmen des Marktanreizprogramms (MAP) bietet die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) eine Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Gefördert wird im KfW-Programm Erneuerbare Energien "Premium“ mit der Programmnummer 271/281 unter anderem die Errichtung und die Erweiterung eines Wärmenetzes inkl. der Hausübergabestationen.

Voraussetzungen

- Bereitstellung von Wärme aus Erneuerbaren Energien
- im Mittel über das gesamte Netz einen Mindestwärmeabsatz von 500 kWh pro Jahr und Meter Trasse
- nicht über das KWKG förderfähig

Dabei muss die verteilte Wärme eine der folgenden Bedingungen einhalten:

Die Wärme stammt

- zu mindestens 20 % aus Solarwärme, sofern ansonsten fast ausschließlich Wärme aus hocheffizienten KWK-Anlagen, aus Wärmepumpen oder aus industrieller oder gewerblicher Abwärme,
- zu mindestens 50 % mit Wärme aus erneuerbaren Energien, bei überwiegender Versorgung von Bestandsgebäuden und mindestens zu 60 % bei überwiegender Versorgung von Neubauten
- zu mindestens 50 % aus Wärmepumpen, bei überwiegender Versorgung von Neubauten
  60 %
- zu mindestens 50 % aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme, bei überwiegender Versorgung von Neubauten 60 % oder
- zu mindestens 50 %, bei überwiegender Versorgung von Neubauten 60 % aus einer Kombination der in den Buchstaben a bis d genannten Maßnahmen und ansonsten fast ausschließlich aus hocheffizienter KWK.

Höhe der Förderung

Es handelt sich um einen zinsgünstigen Kredit, mit dem bis zu 100% der förderfähigen Nettoinvestitionskosten gefördert werden können.

Tilgungszuschuss bei förderfähigem Wärmenetz

60 EUR je neu errichtete Meter, höchstens jedoch 1 Mio. Euro

8.3 Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsberechnung

In der folgenden Abbildung 37 sind die jährlichen Kosten unter Berücksichtigung der Einnahmen und Ausgaben dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass nach 15 Jahren die in

Tabelle 24 dargestellten Punkte nach 15 Jahren abgeschrieben sind. Des Weiteren sind die Unterschiede zwischen Jahreskosten zwischen Nahwärmenetz und dezentralen Netz deutlich zu erkennen. Nach 20 Jahren liegen die Kosten des Nahwärmenetzes bei 70.100.000 € und die der dezentralen Wärmeerzeuger bei 103.600.000 €.

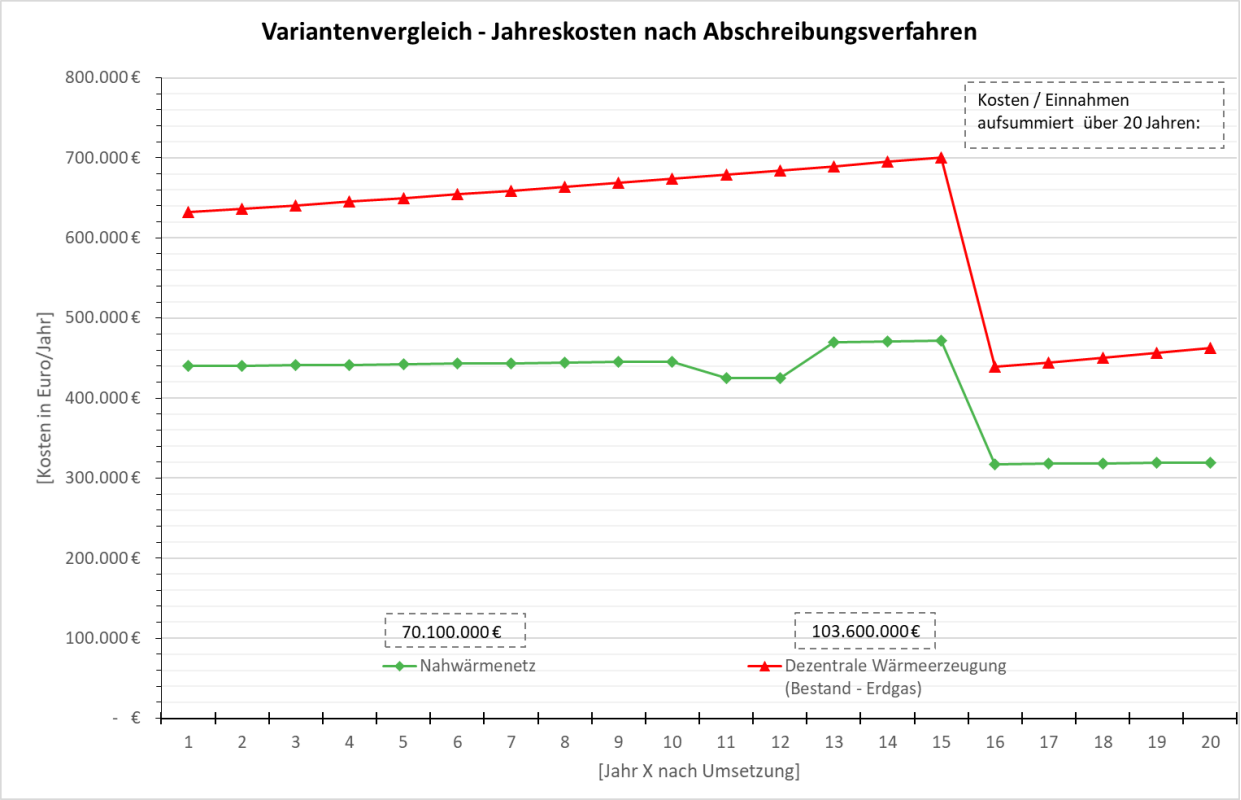


Abbildung 37: Jährliche Kosten und Einnahmen

Bei der Betrachtung der Endenergiekosten der beiden Varianten inklusive aller Kosten und Einnahmen, ergibt sich für das Nahwärmenetz über 20 Jahre ein Durchschnittspreis von 12,65 Cent/kWh, während dieser bei der dezentralen Wärmeversorgungsvariante bei 29,60 Cent/kWh liegt (Abbildung 38). Diese Endenergiekosten liefern einen Anhaltspunkt für die Kosten des Energiebezuges der anzuschließenden Wohngebäude. Die Einspeisevergütung für überschüssige Wärme aus den Solarthermieanlagen wurde bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung mit 1 Cent/kWh berücksichtigt.

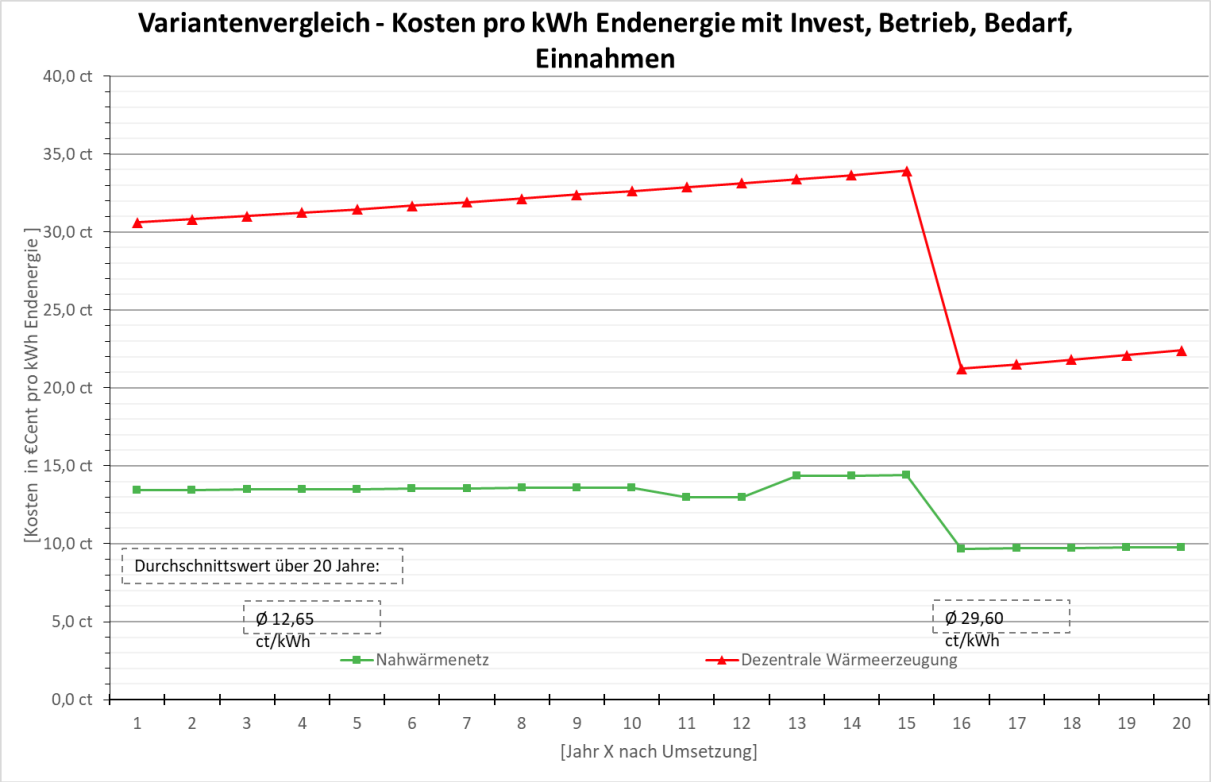


Abbildung 38: Kosten Endenergie

In den folgenden beiden Abbildung 39 und 40 ist die Darstellung der jährlichen Kosten, bestehend aus Einnahmen und Ausgaben, detaillierter dargestellt. Die Anteile der kapitalgebundenen Kosten, der bedarfsgebundenen Kosten sowie der betriebsgebundenen Kosten sind einzeln für jedes Jahr des Betrachtungszeitraumes abgebildet. Im direkten Vergleich zeigt sich, dass die Kapitalkosten des Nahwärmenetzes mit ca. 380.000 €/a etwas höher als die der dezentralen Wärmeerzeuger mit ca. 320.000 € liegen, die bedarfsgebundenen Kosten sowie die betriebsgebundenen Kosten jedoch wesentlich niedriger ausfallen als bei den dezentralen Wärmeerzeugern. Des Weiteren können beim Nahwärmenetz durch die Stromerzeugung der BHKW Einnahmen über die Einsparung bzw. Einspeisung von Strom erzielt werden, die den Ausgaben gegenübergestellt werden können.

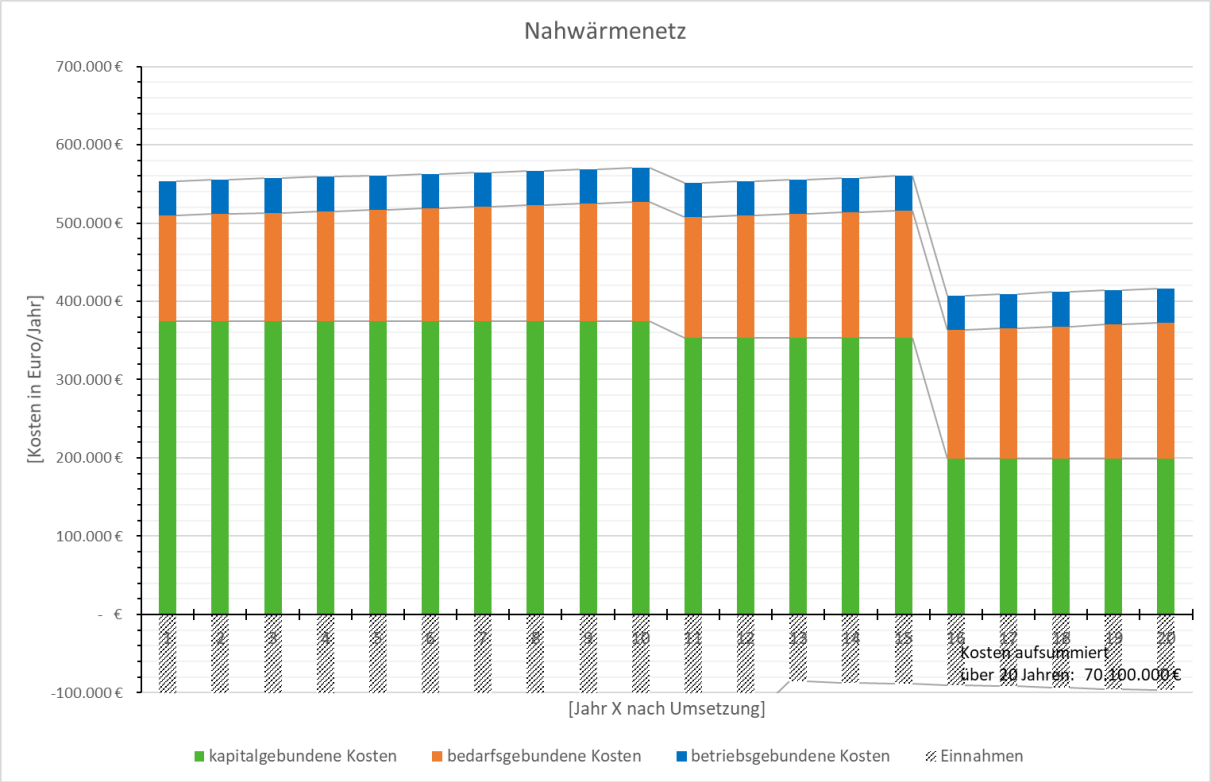


Abbildung 39: Kostenverteilung Nahwärmenetz

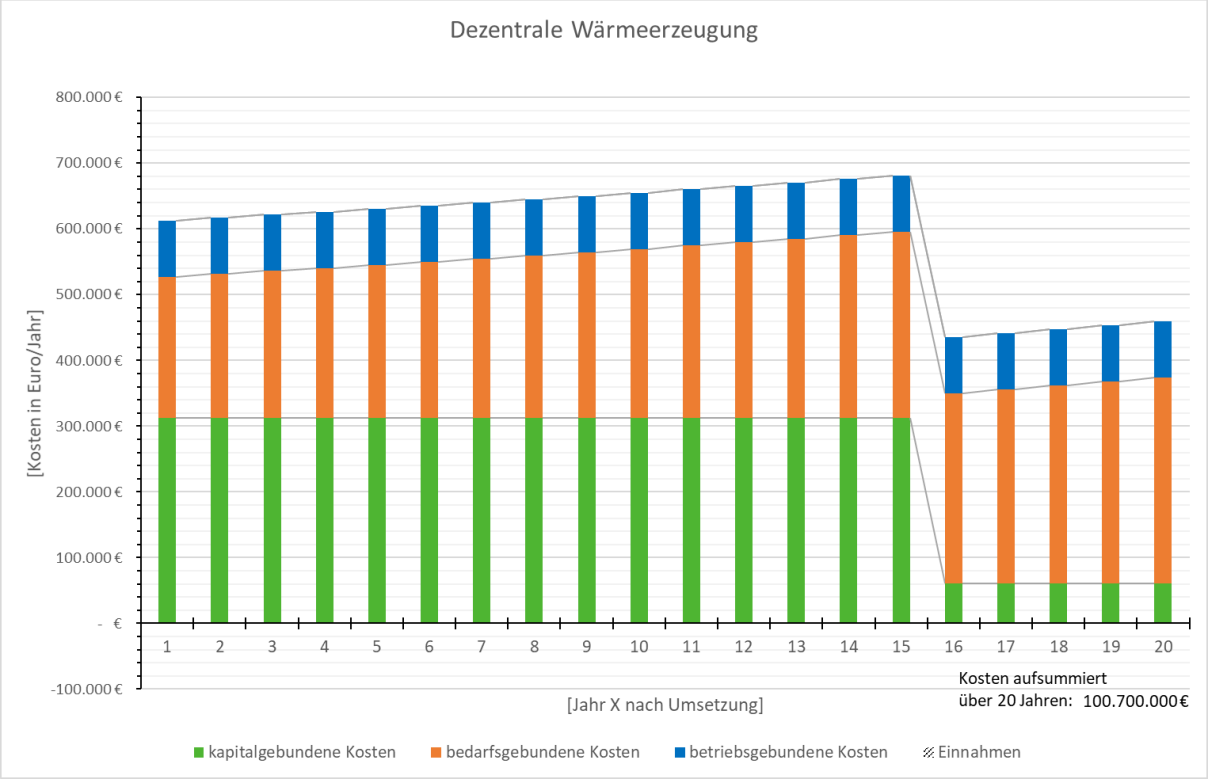


Abbildung 40: Kostenverteilung dezentrale Wärmeerzeugung

Betrachtet man die Gesamtkosten inklusive aller Ein- und Auszahlungen, Teuerungsraten und Verzinsungen über einen Zeitraum von 20 Jahren, zeigt sich das die abgezinsten Einzahlungs-

überschüsse des Nahwärmenetzes weniger negativ ausfallen als die der dezentralen Wärmeerzeuger (Abbildung 41). Nach 20 Jahren liegen die negativen Einzahlungsüberschüsse des Nahwärmenetzes ca. 30.000.000 € unter denen der dezentralen Wärmeerzeuger.

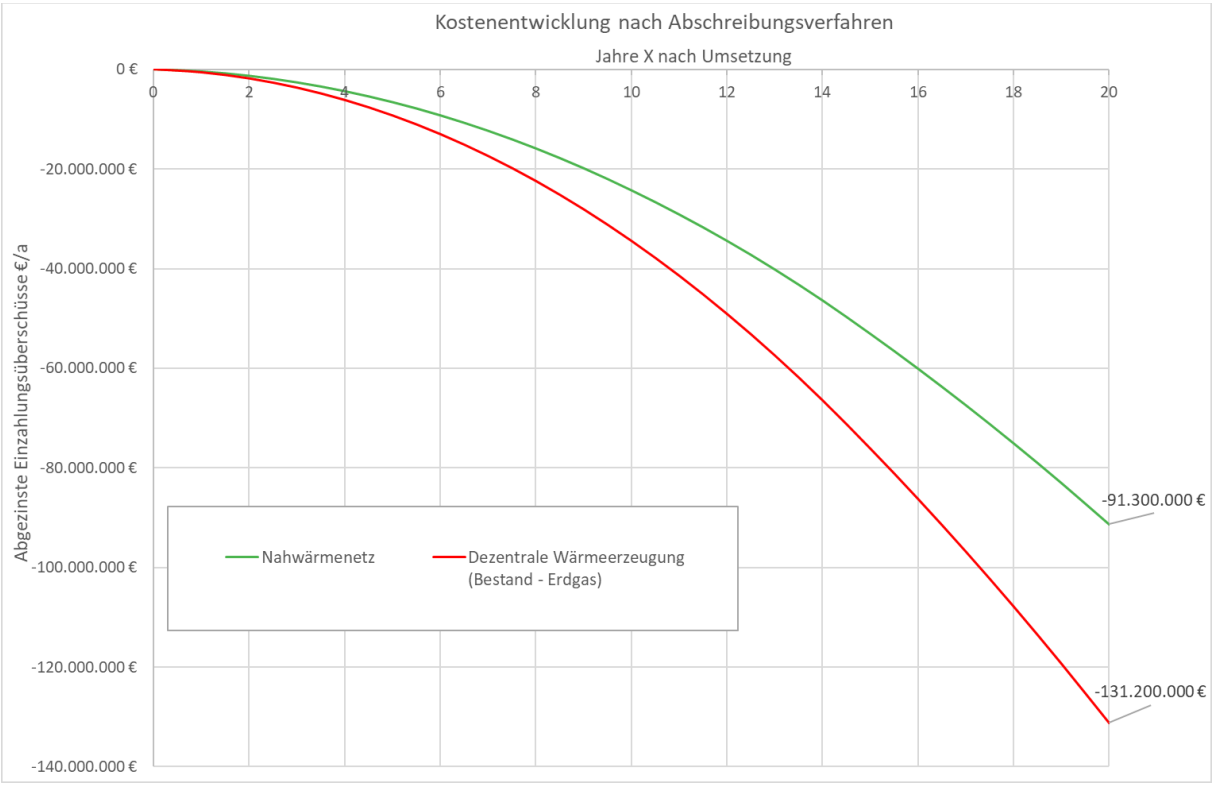


Abbildung 41: Abgezinste Einzahlungsüberschüsse Nahwärmenetz und dezentrale Wärmeerzeuger

8.3.1 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse sollen die maximalen Kosten für den wirtschaftlichen Bezug der Abwärme ermittelt werden. Dazu werden verschiedene Varianten mit und ohne Berücksichtigung von Fördermitteln untersucht. In Abbildung 41 wurden die Gesamtkosten über einen Zeitraum von 20 Jahren bereits ohne Förderung bei 0 % Zinsen und 0 €/kWh Solarthermievergütung ermittelt.

Im Folgenden werden die maximalen Bezugskosten der Abwärme mit und ohne Fördermittel ermittelt.

Die folgende Abbildung 42 zeigt, dass ohne Förderung bei 0 % Zinsen und einem Bezugspreis für Solarthermie von 0,05 € pro kWh, das Nahwärmenetz bei den Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren knapp 28.000.000 € günstiger ist als die dezentrale Wärmeversorgung.

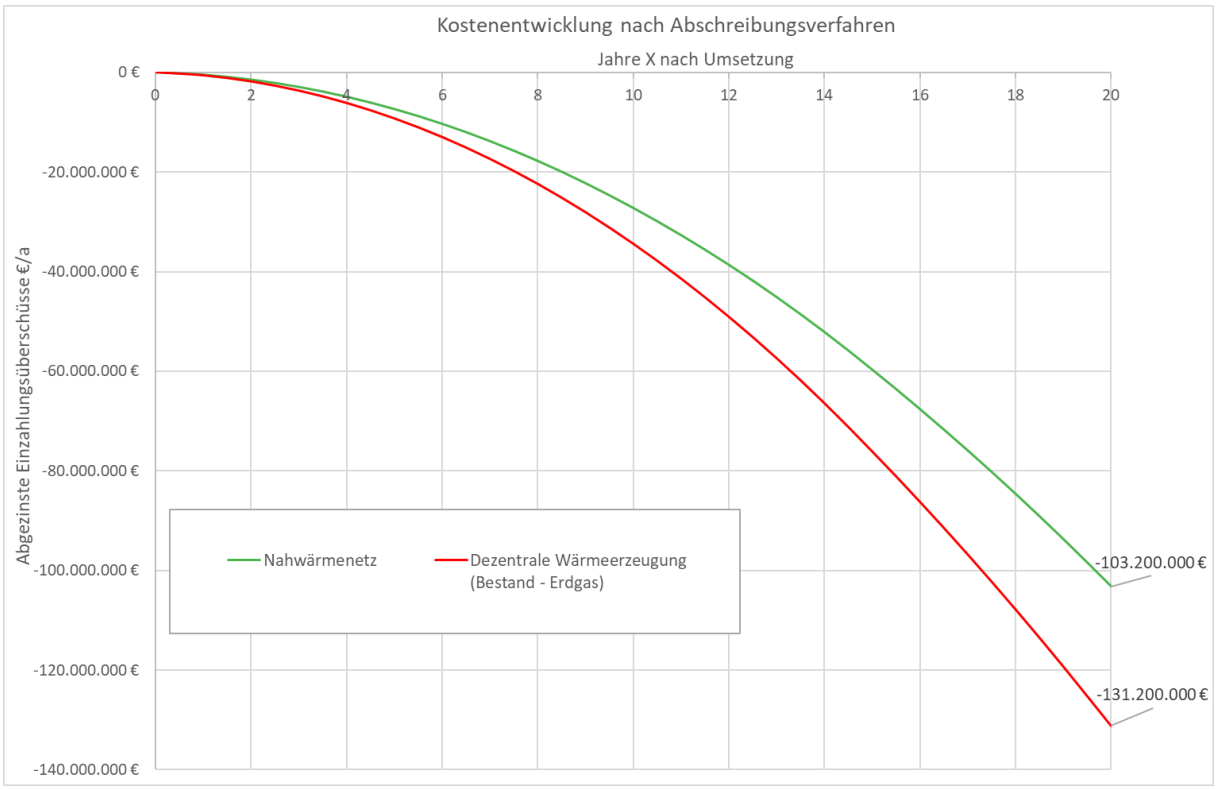


Abbildung 42: Kostenentwicklung 0% Zinsen, 0,05 €/kWh, keine Förderung

Die folgende Abbildung 43 zeigt, dass ohne Förderung bei 0 % Zinsen und einem Bezugspreis für Solarthermie von 0,16 € pro kWh, das Nahwärmenetz bei den Gesamtkosten über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren knapp 1.800.000 € günstiger ist als die dezentrale Wärmeversorgung.

Ab einem Bezugspreis für Abwärme von über 0,16 € kWh würde bei 0 % Zinsen ohne Förderung die dezentrale Wärmeversorgung über 20 Jahre weniger Kosten verursachen. Die 0,16 €/kWh sind unter den Bedingungen also die maximale wirtschaftliche Vergütung von Wärme aus Solarthermie.

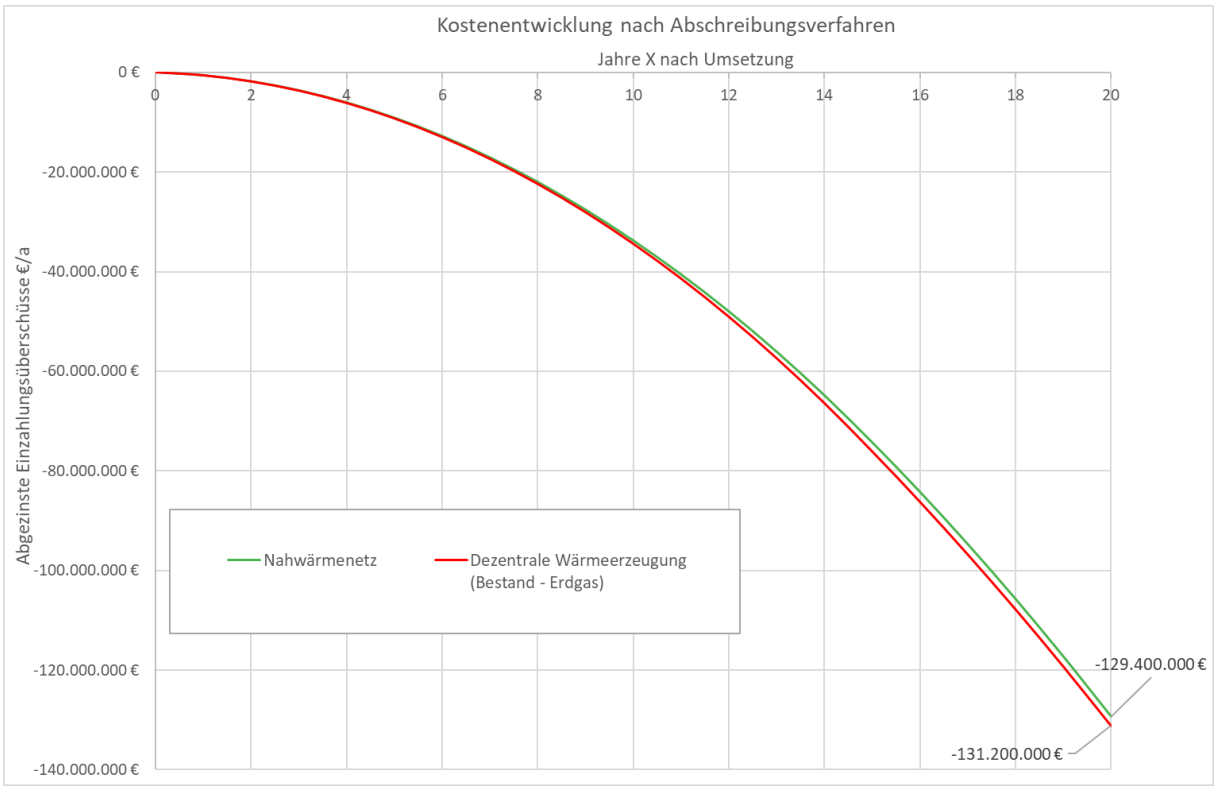


Abbildung 43: Kostenentwicklung 0% Zinsen, 0,16 €/kWh, keine Förderung

Berücksichtigt man die BAFA-Förderung von 50 % würde ab einem Bezugspreis für Abwärme von über 0,31€ kWh würde bei 0 % Zinsen die dezentrale Wärmeversorgung über 20 Jahre weniger Kosten verursachen. Die 0,31 €/kWh sind unter den Bedingungen also die maximale wirtschaftliche Vergütung von Wärme aus Solarthermie (Abbildung 44).

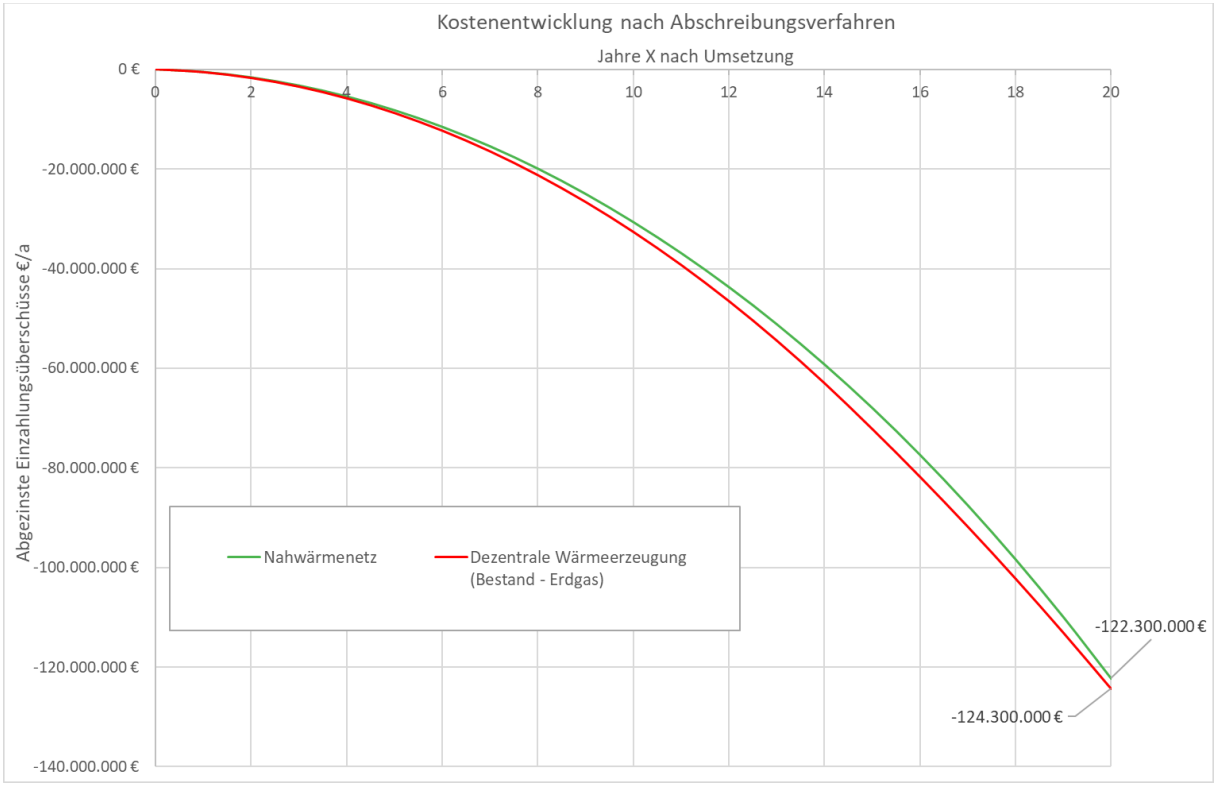


Abbildung 44: Kostenentwicklung 0% Zinsen, 0,31 €/kWh, 50% Förderung

9 Fazit

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines Nahwärmenetzes untersucht.

Für die Vordimensionierung Anlagentechnik wurde anhand der klimatischen Randbedingungen sowie der Wärmeverluste des Netzes und des Wärmebedarfs der angeschlossenen Gebäude, welcher durch eine thermische Gebäudesimulation und einer Simulation der Solarthermieanlage ermittelt wurde, ein synthetischer Lastgang des thermischen Energiebedarfs erstellt. Die Betriebsprofile der Anlagentechnik wurden unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten erstellt. Des Weiteren wurden die benötigten Netzstrukturen und Materialmengen des Nahwärmenetzes ermittelt.

Die technische Machbarkeit des Nahwärmenetzes wurde mithilfe der ausgewählten Technologien zur Wärmebereitstellung, -verteilung und -übergabe nachgewiesen.

Der Vergleich des geplanten „Prosumer“-Nahwärmenetzes, welches eine Wärmeversorgung hauptsächlich über BHKW, Wärmepumpen und Solarthermieanlagen sicherstellt, gegenüber einer dezentralen Wärmeversorgungsvariante, welches zu jeweils 50 % über Gas-Brennwertkessel und Luft/Wasser-Wärmepumpen gedeckt wird, zeigt, dass der Endenergiebedarf des „Prosumer“-Nahwärmenetzes zur Versorgung der 250 Wohngebäuden unter dem Wert des dezentralen Wärmebereitstellung pro Gebäude liegt. Bilanziell kommt dem Nahwärmenetz dabei die Nutzung der solarthermischen Energie sowie des BHKW-Stroms durch die Wärmepumpen zur Gewinnung von Umweltwärme entgegen.

Unter ökonomischen Gesichtspunkten hat das Nahwärmenetz zunächst die höheren kapitalgebundenen Kosten, welche über die einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren durch die geringeren bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten des Nahwärmenetzes ca. 30 % unter den Gesamtkosten der dezentralen Wärmebereitstellung liegen. Die Kosten zur Bereitstellung der Endenergie liegen bei dem Nahwärmenetz unter denen der dezentralen Wärmebereitstellung.

In Folge einer Sensitivitätsanalyse zeigt sich, dass unter Berücksichtigung von 0 % Zinsen bei den beschriebenen Eckdaten der Wirtschaftlichkeitsberechnung, das Nahwärmenetz bis zur Zahlung von 16 Cent/kWh für die Solarthermiewärme, bei den berechneten Energiemengen, wirtschaftlicher als die dezentrale Wärmeversorgung ist. Berücksichtigt man die BAFA-Förderung von 50 %, können kann die Solarthermiewärme mit maximal 31 Cent/kWh vergütet werden, bevor die dezentrale Wärme weniger Kosten als das Nahwärmenetz verursacht.

Die CO_2-Emissionen des Nahwärmenetzes liegen durch die Nutzung von Solar- und Umweltenergie unter denen dezentralen Wärmeversorgung der angeschlossenen Gebäude was einen Beitrag zur Verringerung des anthropogenen Treibhauseffektes leisten und somit zur Verlangsamung des Klimawandels beitragen kann.

Insgesamt ist das Nahwärmenetzes unter technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten umsetzbar. Die Gesamtkosten des Nahwärmenetzes liegen beiden berücksichtigten Eckdaten über die nächsten 20 Jahre unter denen der dezentralen Wärmeversorgung.

Unter der Voraussetzung, dass alle geplanten Gebäude an dem Nahwärmenetz angeschlossen werden sollen, ist eine Förderung in dem BAFA-Programm Wärmenetz 4.0 nach heutigem Stand förderfähig. Sollte sich die Anzahl an Gebäuden reduzieren, etwa auf 150 Gebäude, ist dies im Einzelfall erneut zu prüfen.

10 Empfehlung

Unter der Berücksichtigung aller ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkte bietet der Einsatz des Nahwärmenetzes gegenüber den dezentralen Wärmeerzeugern die geringsten Betriebskosten und CO_2-Emissionen. Durch die bilanzielle Nutzung der durch das BHKW bereitgestellten Strommenge zur Nutzung der Umweltwärme des Sees über die Wärmepumpe und die Solarthermieanlagen in Verbindung mit dem Prosumer-Nahwärmenetzdurch kann ein großer Teil der Wärmebereitstellung durch regenerative Energien gedeckt werden. Da die Anlage technisch sowie wirtschaftlich und emissionssparend realisierbar ist, wird eine Umsetzung empfohlen.

Darüber hinaus ist eine Verknüpfung mit anderen Wärmenetzen möglich. Diese Netze könnten zudem miteinander gekoppelt werden, da in einem Nachbarnetz durch ganzjährig verfügbare Restwärme mit einem Wärmeüberschuss zu rechnen ist. Zugleich kann der Überschuss an solarer Wärme im Sommer in das andere Netz gespeist werden.