

Wohngebiet Jungerhalde-West

Energieversorgungskonzept und Machbarkeitsstudie zur Wärmeversorgung nach BEW
im Auftrag der Stadt Konstanz



Modellfoto: Stadt Konstanz

Transsolar Energietechnik GmbH

Version 03.01 – 03. Juni 2025, (+Korrektur Abb. 7.9)

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im Rahmen der Bundesförderung
Effiziente Wärmenetze BEW



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ZUAMMENFASSUNG

Für das geplante Neubauquartier Jungerhalde-West wurde eine Energiekonzeptstudie erstellt, mit dem Ziel, die Energiebedarfe des Quartiers vollständig klimaneutral zu decken.

Dabei wurde zunächst untersucht, wie die Wärmeversorgung des Quartiers möglichst energieeffizient und wirtschaftlich optimiert erstellt und betrieben werden kann.

Unter den untersuchten Varianten ist eine zentrale Wärmeerzeugung und die Wärmeverteilung über ein Wärmenetz die wirtschaftlich günstigste Lösung.

Die Wärmeerzeugung soll mit einer Wärmepumpe erfolgen. Als Wärmequelle kommen Außenluft (derzeit kostengünstigste Lösung) oder ein Erdsondenfeld in Frage. Die endgültige Entscheidung zur Wärmequelle sollte noch über eine vertiefende Untersuchung zur Geothermie (Probebohrung und Thermal Response Test) getroffen werden.

Mit der vorgeschlagenen Wärmeerzeugung betragen die Wärmegestehungskosten (Jahresgesamtkosten einschließlich Kapitalkosten, Wartung und Betrieb bezogen auf den Gesamtwärmebedarf) etwa 21,6 ct / kWh (Außenluft-Wärmepumpe) bzw. 23,1 ct / kWh (Geothermie-Wärmepumpe).

Zusätzlich wurde untersucht, ob der Endenergiebedarf für die Wärmeerzeugung sowie die weiteren zu erwartenden Strombedarfe im Quartier für Nutzungsstrom und Elektromobilität durch eine lokale PV-Stromerzeugung jahresbilanziell gedeckt werden können. Es wurde die maximal erreichbare PV-Modulfläche auf den Dächern berechnet und deren Stromerzeugung den Bedarfen gegenübergestellt.

Bei der vorgeschlagenen Variante der Wärmeversorgung kann der Betriebsstrom und der angenommene Nutzungsstrom der BewohnerInnen durch die PV-Anlagen auf den Dächern, unter Einschluss des Daches der Quartiersgarage, jahresbilanziell gedeckt werden, nicht jedoch der zu erwartende Bedarf durch die Elektromobilität. Hierfür müssten zusätzlich Flächen beansprucht werden. Dennoch ist die Nutzung des erzeugten Stroms in der Ladeinfrastruktur sinnvoll, da damit Stromüberschüsse der PV-Anlagen innerhalb des Quartiers genutzt werden und sich die Netzdienlichkeit der PV-Anlagen verbessert.

Der optimierte Betrieb der Wärmeerzeugung setzt voraus, dass die Wohngebäude und die hausinterne Gebäudetechnik auf einen niedrigen Energiebedarf optimiert sind. Gebäude und Gebäudetechnik wurden dazu in einer parallellaufenden Studie entwickelt und sind damit auf das Energieversorgungskonzept abgestimmt.

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einführung	4
2.	Grundlagen und Planungsziele	5
2.1.	Projektbeteiligte des Gesamtprojektes (Hochbau und Wärmeversorgung), Stand Mai 2025 ...	5
2.2.	Untersuchungsgebiet.....	5
2.3.	Gebäudeenergiekonzepte und Übergabestationen	7
2.4.	Konzeption eines Wärmenetzes	8
3.	Standortbezogene Randbedingungen	10
3.1.	Wetterdaten.....	10
3.2.	Machbarkeit von Erdwärmesonden	11
3.3.	Angrenzende Bebauung:.....	12
3.4.	Weitere Umgebungsbedingungen	12
4.	Potenzial erneuerbarer Energie	12
4.1.	Nutzbare Flächen für Photovoltaik	12
4.2.	Solarthermie	14
4.3.	Nutzung von Geothermie als Wärmequelle	14
4.4.	Weitere Wärmequellen (Abwasser, Seewasser, Abwärme).....	16
5.	Ermittlung des Lastganges der Gebäude und des Netto-Jahresenergiebedarfes des Quartiers	17
6.	Untersuchungsvarianten zur Wärmeerzeugung	20
6.1.	Variante 1: Zentrale Wärmeerzeugung, Wärmeverteilnetz mit Auslegungstemperatur 55°C/45°C.....	22
6.2.	Variante 2: Zentrale Wärmeerzeugung, Wärmeverteilnetz mit Auslegungstemperatur 40°C/30°C.....	25
6.3.	Variante 3: Dezentrale Wärmeerzeugung in den Gebäuden – Nutzung von Geothermie über „kaltes Nahwärmenetz“ oder Außenluft	25
7.	Ergebnisse des Variantenvergleichs	28
8.	Empfehlung zur Wärmeversorgung – Vorschlagsvariante(n)	34
8.1.	Anlagentechnik und Kosten	34
8.2.	Gesamtenergiebilanz	36
8.3.	Untersuchung der Eigenstromnutzung.....	38
8.4.	Untersuchung des Einflusses des Wärmedämmstandards.....	39
9.	Ausblick – nächste Planungsschritte	42

1. Einführung

Die Stadt Konstanz plant die Entwicklung eines Neubaugebietes im Bereich Jungerhalde-West, nordöstlich der Konstanzer Innenstadt.

Die Wohngebäude des Quartiers werden von der städtischen Wohnungsbaugesellschaft WOBAK errichtet. Es handelt sich um geförderten Wohnraum, der in Holzbauweise erstellt werden soll.

Die Entwicklung der Gebäudekonstruktion erfolgte in einer parallel durchgeführten Machbarkeitsstudie durch das Büro DGJ Architektur, Frankfurt in einer Arbeitsgemeinschaft mit den Planungsbüros Bauart, Darmstadt (Tragwerk, Brandschutz, Bauphysik) und Transsolar (Gebäudetechnik) in Zusammenarbeit mit der Stadt Konstanz und der städtischen Wohnungsbaugesellschaft WOBAK und unter der wissenschaftlichen Begleitung der HTWG Konstanz. Diese Machbarkeitsstudie zum kostengünstigen Holzbau wurde im Rahmen der Holzbauoffensive des Landes Baden-Württemberg gefördert.

Um die Energieversorgung des Quartiers möglichst effizient zu gestalten, soll ein Energieversorgungskonzept für die geplante Bebauung erarbeitet werden. Die Ergebnisse des Energiekonzepts sind wesentlicher Parameter der Planung und Grundlage für den Bebauungsplan und die Kaufverträge.

Gemäß den Klimaschutzanforderungen der Stadt Konstanz (Beschluss vom 17.07.2022 / Beschlussvorlage 2022-2249/1) muss die Wärmeerzeugung in der Jahresbilanz klimaneutral erfolgen. Eine Versorgung mit Erdgas wird für das Gebiet ausgeschlossen. Da es sich um eine Neubaugebiet handelt, ist auch Biomasse, insbesondere Holz, nicht zulässig. Die Gebäude sind entsprechend dem Standard EH 40 NH zu errichten, mindestens 90% der Energie sind aus lokaler erneuerbarer Energie zu decken.

Gleichzeitig soll eine über den Lebenszyklus betrachtet, möglichst kostengünstige Lösung für den Bau und Betrieb der Wärmeerzeugung gefunden werden. Über die Wärmeerzeugung hinaus, haben Neubauprojekte der Stadt Konstanz das Ziel der bilanziellen Klimaneutralität bezogen auf den Gesamtenergiebedarf unter Einschluss des Nutzungstroms und der Elektromobilität.

Dies bedeutet, dass eine lokale, erneuerbare Stromerzeugung im Quartier diese Bedarfe in der Jahresbilanz decken muss.

2. Grundlagen und Planungsziele

Mit der Entwicklung des neuen Wohnquartiers soll kostengünstiger und nachhaltiger Wohnungsbau für den wachsenden Wohnungsbedarf der Stadt Konstanz entstehen. Entsprechend den Klimaschutzvorgaben der Stadt Konstanz soll das Neubauvorhaben in der Jahresbilanz klimaneutral im Betrieb sein.

Das laufende Bebauungsplanverfahren wird im Herbst 2025 mit der Offenlage weitergeführt und Mitte 2026 abgeschlossen. Der Baubeginn wird voraussichtlich 2028 sein, die Fertigstellung des Quartiers ist für 2031 geplant.

2.1. Projektbeteiligte des Gesamtprojektes (Hochbau und Wärmeversorgung), Stand Mai 2025

FUNKTION	Unternehmen	Projektbeteiligte
Projektentwicklung:		
Vorhabensträger, Projekt- und Verfahrensleitung	Stadt Konstanz, Amt für Stadtplanung und Umwelt Untere Laube 24, 78462 Konstanz	Matthias Franz Martin Grünmüller Mona Kramer
Projektentwicklung und Hochbau	Wohnungsbaugesellschaft Konstanz – WOBAG, Benediktinerplatz 7, D-78467 Konstanz	Michael Moser Nico Bächle
Planungsteam:		
Architektur	DGJ Architektur, Gartenstr. 6, 60594 Frankfurt am Main	Hans Drechsler, Anna Bulavintseva
Tragwerk, Bauphysik	Bauart Beratende Ingenieure Spessartstraße 13, 36341 Lauterbach/Hessen	Peter Rädle Pauline Grunwald Kai-Uwe Razinger
HLS Beratung und Energietechnik	Transsolar GmbH, Curiestr. 2, 70563 Stuttgart	Monika Schulz
Wissenschaftliche Begleitung	HTWG Konstanz, FG Energieeffizientes Bauen, Alfred-Wachtel-Str. 8 78462 Konstanz	Nicole Conrad

2.2. Untersuchungsgebiet

Das geplante Neubaugebiet liegt nordöstlich der Innenstadt im Stadtteil Konstanz-Allmannsdorf (vgl. Abbildung 2-1). Eigentümer der Flächen ist die Stadt Konstanz.

Das städtebauliche Konzept sieht 10 Mehrfamilienhäuser und ein Feuerwehrhaus mit integrierter, in den oberen Stockwerken geplanter Quartiersgarage vor.

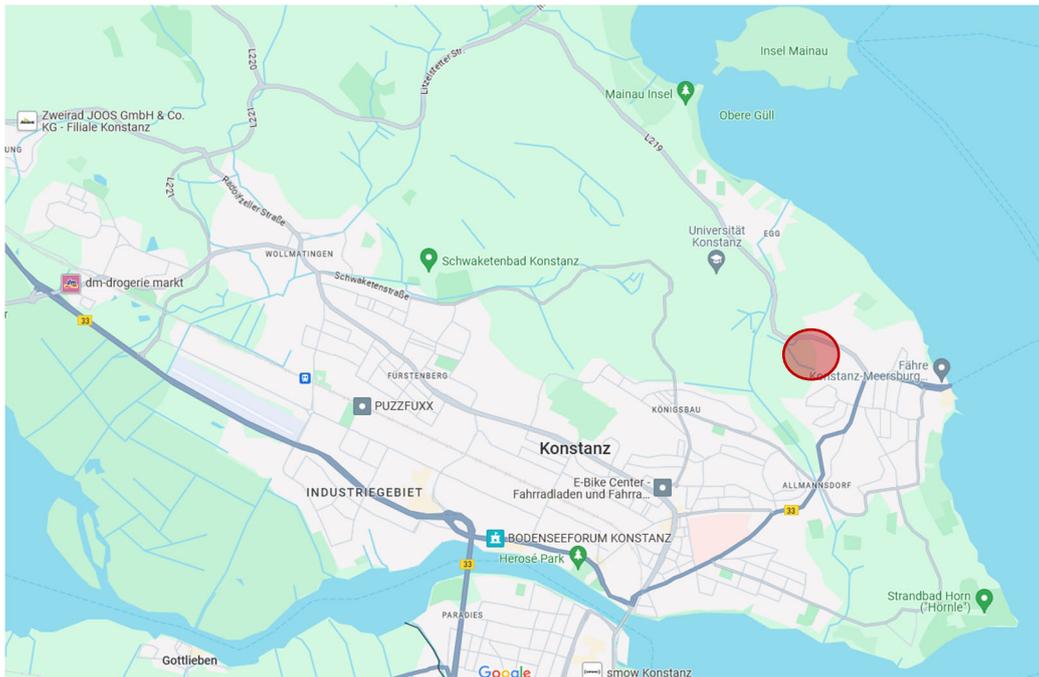


Abbildung 2-1: Übersicht: Stadt Konstanz, Stadtteil Allmannsdorf, Baugebiet

Die Häuser sollen kostengünstig in Holzbauweise errichtet werden. Die Gebäudeplanung und eine wissenschaftliche Begleitung werden gefördert im Rahmen der Holzbau-Offensive Baden-Württemberg.

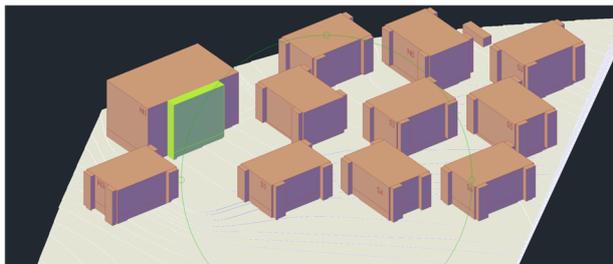


Abbildung 2-2: Städtebauliches Modell des Baugebietes, Perspektive Süd-West und Modellfoto (Quelle: DGJ Architektur und Stadt Konstanz)

Abbildung 2-2 zeigt die geplanten Gebäude, die nachfolgende *Tabelle 2-1*, enthält Angaben zur Grundstücks- und Wohnfläche.

Der genaue Wohnungsmix für jedes Gebäude steht noch nicht abschließend fest. Insgesamt werden voraussichtlich 124 - 128 Wohneinheiten für ca. 370 BewohnerInnen entstehen.

Tabelle 2-1: Übersicht über die geplanten Gebäude und Angaben zur Wohnfläche (Grundlage: DGJ Architektur, Gebäudetyp C, Stand 04/2025)

Haus Nr.	Nutzung	Grundstücksfläche m ²	Wohnfläche / Nutzfl. m ²
		8'183,00	9'119,22
N1	Feuerwehr	2098	657,00
N3	Wohnen	722	779,42
N2	Wohnen		890,76
N4	Wohnen	2510	890,76
N5	Wohnen		890,76
S1	Wohnen		779,42
S2	Wohnen		890,76
S3	Wohnen	4951	890,76
S4	Wohnen		779,42
S5	Wohnen		890,76
S6	Wohnen		779,42

2.3. Gebäudeenergiekonzepte und Übergabestationen

Im Rahmen des Gesamtprojektes sollten Gebäudekonstruktion, Gebäudetechnik und Energiekonzept gemeinsam entwickelt werden, um ein, hinsichtlich des Energiebedarfes und der Kosten für Investition und Betrieb, optimiertes Zusammenspiel aus passiven Gebäudemaßnahmen, Anlagentechnik und Versorgungsinfrastruktur zu erreichen.

Neben der Fragestellung nach einer kostengünstigen Errichtung der Gebäudekonstruktion, soll auch die technische Gebäudeausrüstung auf ein Minimum begrenzt werden („low-tech“ – Ansatz).

Das Gesamtkonzept umfasst die folgenden Maßnahmen:

- Gebäudehülle in EH40 Qualität und mit angemessenem Fensterflächenanteil zur Reduzierung der Wärmeverluste.
- Außenliegender Sonnenschutz zur Reduzierung unerwünschter solarer Lasten
- Natürliche Lüftung / Fensterlüftung, wo möglich als Querlüftung (Fenster an unterschiedlichen Fassadenseiten; Möglichkeit der natürlichen Nachtluftauskühlung
- Verzicht auf aktive Kühlung
- Aktive Lüftungstechnik beschränkt auf die innenliegenden Bäder
- Flächenheizung (Fußboden) zur Absenkung der Vorlauftemperatur
- Wohnungsübergabestationen in jeder Wohnung mit eigener Wärmemengenzählung
- dezentrale Warmwasserbereitung an den Wohnungsübergabestationen und Verzicht auf Warmwasser-Zirkulationsleitungen

In jedem Gebäude wird ein Technikraum vorgesehen, in dem ein Pufferspeicher und die Heizkreisverteiler angeordnet sind.

Die hausinterne Verteilung der Wärme erfolgt über jeweils zwei senkrechte Steigschächte

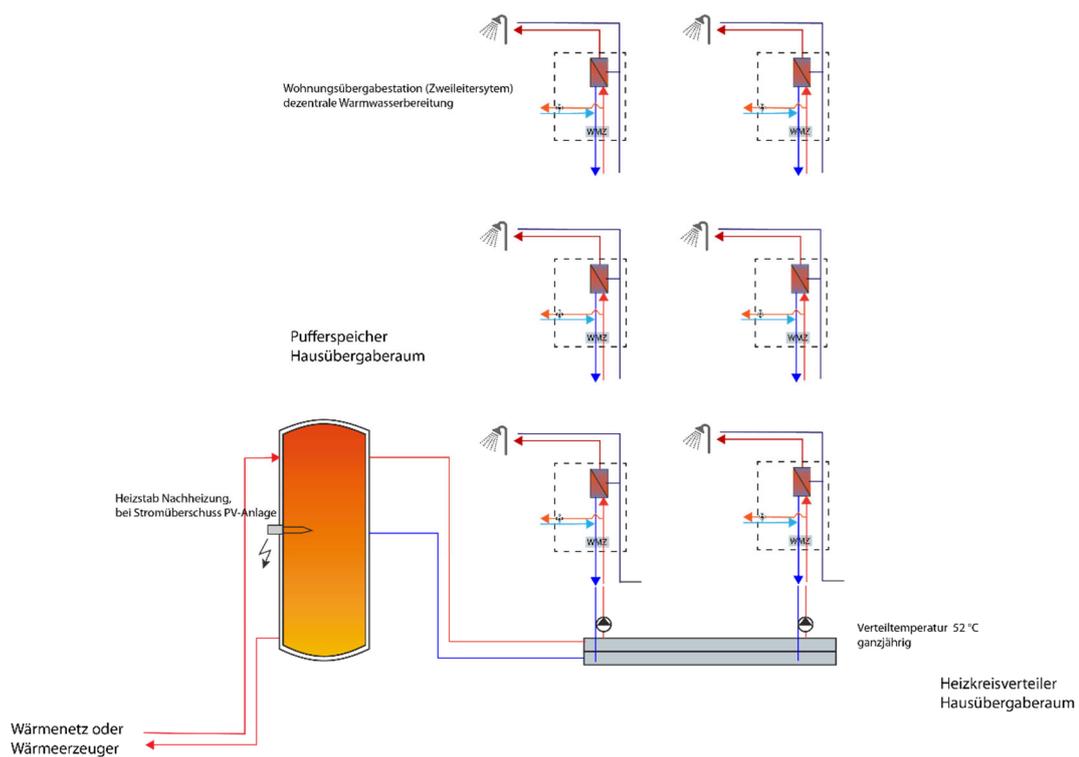


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung Hausübergabestation und Wohnungsübergabestation

Die Nutzungsstruktur und die Wärmeleistungsbedarfe unterscheiden sich nur geringfügig zwischen den Gebäuden, sodass voraussichtlich in allen Wohngebäuden gleiche Haus- und Wohnungsübergabestationen zum Einsatz kommen. Im Feuerwehrgebäude ist aufgrund der diskontinuierlichen Nutzung ggf. von einem abweichenden Pufferspeichervolumen auszugehen. Diese Auslegung erfolgt in der weiteren Planung in LP2.

2.4. Konzeption eines Wärmenetzes

Die Unterbringung einer Wärmezentrale wird auf Grundlage des Konzeptes noch konkretisiert. Ein geeigneter Standort wäre im Bereich der Quartiersgarage / Feuerwehr. Ein alternativer Standort wäre im Bereich des Quartiersplatzes. Beide Standorte sind unabhängig von der Wärmequelle geeignet.

Die Verlegung des Wärmenetzes kann in den Verbindungsstraßen zwischen den Gebäuden erfolgen. Ein vorläufiger Trassenverlauf ist in Abbildung 2-4 dargestellt. Eine Koordination mit der weiteren Infrastruktur (Stromnetz, Wasser, Schmutzwasser, Regenwasser) erfolgt im Zuge der weiteren Planung.

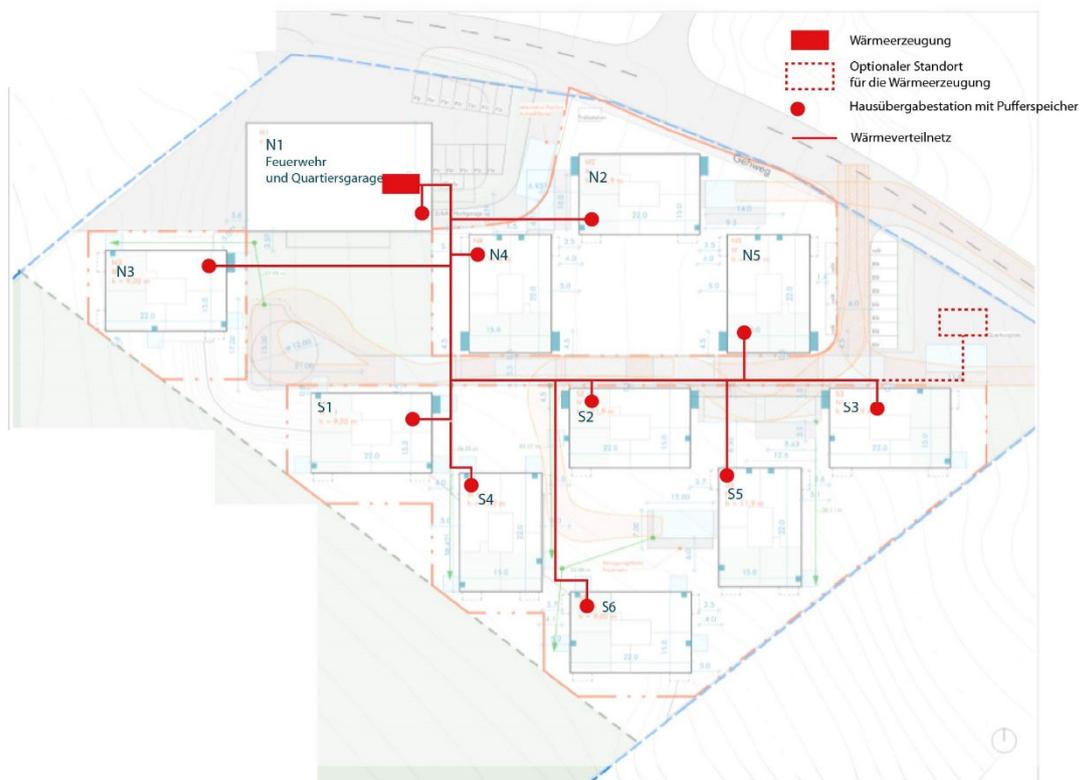


Abbildung 2-4: Mögliches Konzept des Wärmenetzes und Standort der Energiezentrale

Die Trassenlänge des Wärmenetzes wird ca. 225 m (Trassenlänge) betragen. Mit den vorgeschlagenen Wohnungsübergabestationen kann die Vorlauftemperatur in der Wärmeverteilung auf ca. 55°C begrenzt werden.

3. Standortbezogene Randbedingungen

3.1. Wetterdaten

Es wurden Wetterdaten vom Deutschen Wetterdienst für den Standort Konstanz ausgewertet.

Dabei wurden die generierten Testreferenzjahre aus Messdaten bis 2015 den Prognosedaten des DWD für das Jahr 2045 gegenübergestellt, um bereits die zukünftigen Auswirkungen der Klimaveränderungen im Blick zu haben.

Solare Einstrahlung

Am Standort beträgt die jährliche Einstrahlungssumme auf die Horizontale ca. 1'170 kWh/(m²*a), wobei die Prognosedaten des Deutschen Wetterdienstes bis 2045 von einer zukünftigen Steigerung der Einstrahlungssumme von etwa 10% ausgehen (Abbildung 3-1).

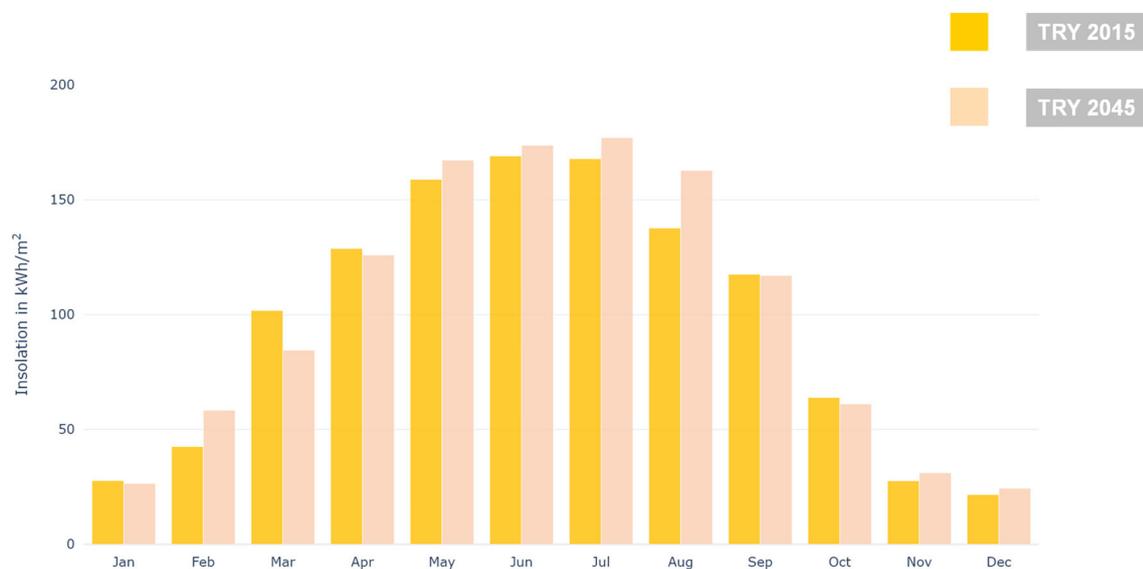


Abbildung 3-1: Monatliche Einstrahlungssummen – gemessene Mittelwerte bis 2015 und Prognosedaten für 2045, Durchschnittswerte (Quelle: DWD Offenbach – Ortsgenaue Testreferenzjahre für Deutschland, 2015 und Prognosedaten bis 2045)

Außenlufttemperatur

Im langjährigen Mittel liegt die Außentemperatur an etwa 1000 h pro Jahr (11 % des Jahres) unterhalb von 0°C. Die Prognosen des dt. Wetterdienstes zeigen, dass diese Zahl zukünftig voraussichtlich abnehmen wird. Oberhalb dieser Temperatur kann Außenluft potenziell als Wärmequelle für eine Wärmepumpe dienen.

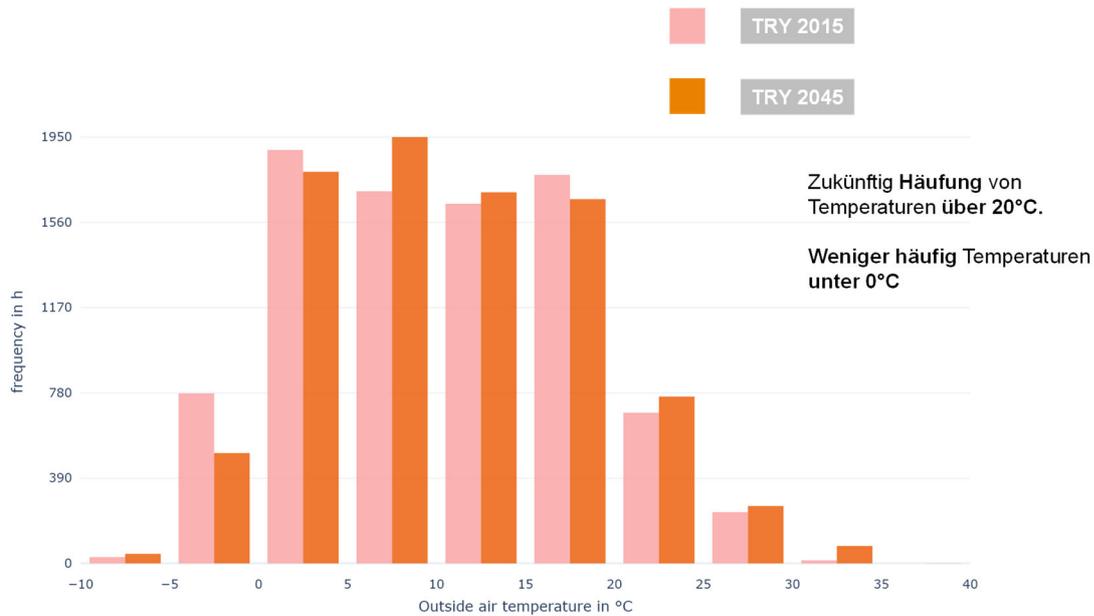


Abbildung 3-2: Häufigkeitsverteilung der Außenlufttemperatur - gemessene Mittelwerte bis 2015 und Prognosedaten für 2045, Durchschnittswerte (Quelle: DWD Offenbach – Ortsgenaue Testreferenzjahre für Deutschland, 2015 und Prognosedaten bis 2045)

3.2. Machbarkeit von Erdwärmesonden

Die Nutzung von Erdwärmesonden als Wärmequelle ist im Bereich des Neubaugebietes aus hydrogeologischer Sicht möglich. Nach den Karten der LGRB sind Bohrungen bis zu 400 m Tiefe möglich.

Anders als an anderen Standorten am Bodensee im Gebiet der Stadt Konstanz ist in diesem Bereich nicht mit artesischen Grundwasserverhältnissen zu rechnen (Abbildung 3-3). Das tatsächliche geothermische Potenzial muss ggf. in der weiterführenden Planung durch eine Erkundungsbohrung im Baugebiet mit einem Thermal Response Test ermittelt werden.

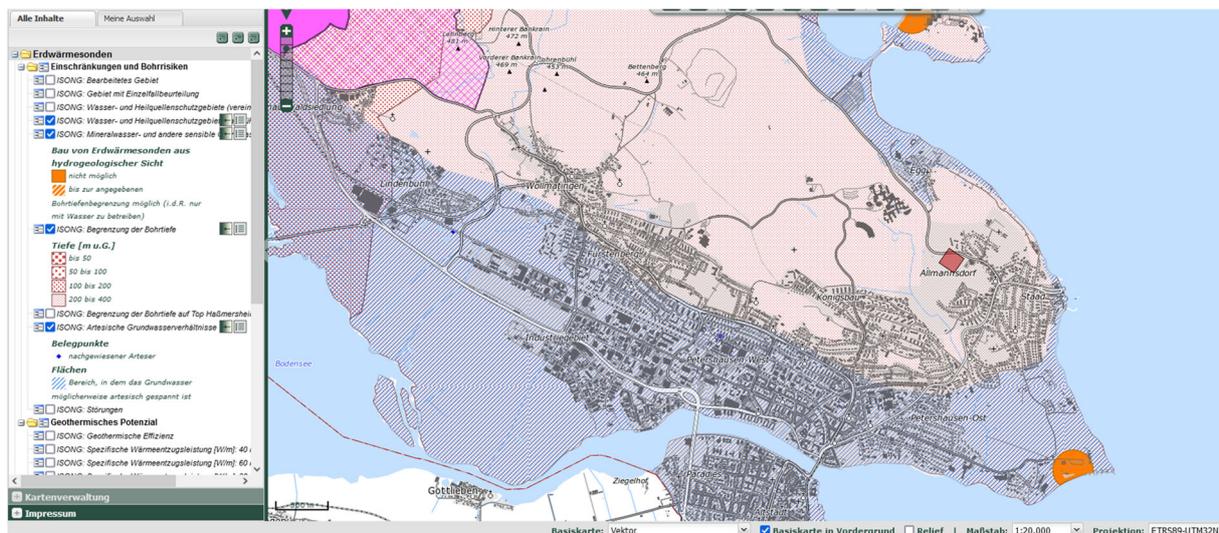


Abbildung 3-3: Zulässigkeit von Geothermiesonden im Bereich des Baugebietes (Quelle: ISONG Portal, LGRB Baden Württemberg)

3.3. Angrenzende Bebauung:

Nördlich des Neubauquartiers befindet sich ein Wohngebiet, bestehend aus Mehrfamilien- und Einfamilienhäusern, die derzeit überwiegend mit Gas zur Wärmeerzeugung versorgt werden. In der strategischen Wärmenetzplanung der Stadt Konstanz wird das Mehrfamilienhausquartier gemeinsam mit dem östlichen Teil des Stadtteils Allmannsdorf betrachtet und als ungünstig für eine Wärmenetzversorgung bewertet, insbesondere weil sehr hohe Netzkosten entstehen würden. Bei einer getrennten Betrachtung des Mehrfamilienhausquartiers wäre die Wärmedichte sicher ausreichend hoch, um eine zentrale Wärmeversorgung wirtschaftlicher darzustellen. Allerdings befinden sich die einzelnen Wohnungen in den Mehrfamilienhäusern alle in Privatbesitz, was eine gemeinsame Umsetzung eines Wärmenetzes kompliziert macht. Der Wärmebedarf dieses Bestandsquartiers wurde im Rahmen der Machbarkeitsstudie auf ca. 1'200 MWh/a abgeschätzt, die Kommunale Wärmeplanung geht von etwa 1'750 MWh aus. Der Wärmebedarf beträgt damit das Zwei- bis Dreifache des für das Quartier Jungerhalde-West zu erwartenden Bedarfes.

Im Südwesten der Neubauquartiers befindet sich ein Gartencenter und einige zugehörige Wohnhäuser, die derzeit mit Gas versorgt werden. Der Wärmebedarf des Gartencenters liegt nach Angaben der Besitzerin bei etwa 300 MWh/a.

Direkte Synergien, die sich aus einer gemeinsamen Versorgung des Neubauquartiers mit der angrenzenden Bebauung ergeben, sind nicht erkennbar, da in keinem der Quartiere relevante Abwärmequellen vorhanden sind. Auch wirtschaftlich entstehen durch einen Zusammenschluss keine Vorteile.

Die Entscheidungsfindung zum Quartier Jungerhalde-West sollte deshalb unabhängig von den angrenzenden Quartieren erfolgen.

3.4. Weitere Umgebungsbedingungen

Westlich des Neubauquartiers befindet sich ein geschützter Grünbestand. Eine Nutzung der Freiflächen zur Wärme bzw. Stromerzeugung (Freiflächen-Solarthermie, Freiflächen PV, Geothermie, etc.) ist hier voraussichtlich nicht zulässig

4. Potenzial erneuerbarer Energie

4.1. Nutzbare Flächen für Photovoltaik

Die Nutzung von direkt im Quartier erzeugtem Photovoltaikstrom für den Betrieb der Wärmeerzeugung (z.B. zum Betrieb von Wärmepumpen und Netzpumpen) ist zur Erreichung der Klimaneutralität sinnvoll und notwendig. Es wird mindestens eine bilanzielle Deckung des gesamten Betriebsstrombedarfes angestrebt.

Es wurde untersucht, welche Flächen grundsätzlich für die Installation von PV geeignet sind. Die Besonnungsstudie in Abbildung 4-1 zeigt die geeigneten Flächen: Grundsätzlich kann die Installation von PV-Modulen auf Dächern und an Fassaden mit einer jährlichen Einstrahlungssumme $> 700 \text{ kWh/m}^2$ empfohlen werden, eingeschränkt auch zwischen $500 - 700 \text{ kWh/m}^2$.

Damit sind alle Dachflächen geeignet und sollten möglichst vollflächig belegt werden.

An einigen Gebäuden sind die nach Westen, Süden und Osten ausgerichteten Fassaden der oberen Geschosse grundsätzlich geeignet. Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt aber die Fassadengestaltung der Gebäude und auch Baumpflanzungen noch nicht abschließend feststehen, kann nicht ermittelt werden welche zusätzliche Modulfläche an den Fassaden generiert werden kann. Im Rahmen der

weiterführenden Planung sollten die Fassaden jedoch weiter betrachtet werden. Insbesondere sind die nach Westen und Süden ausgerichteten Fassaden des Feuerwehrgebäudes / Parkhauses grundsätzlich geeignet.

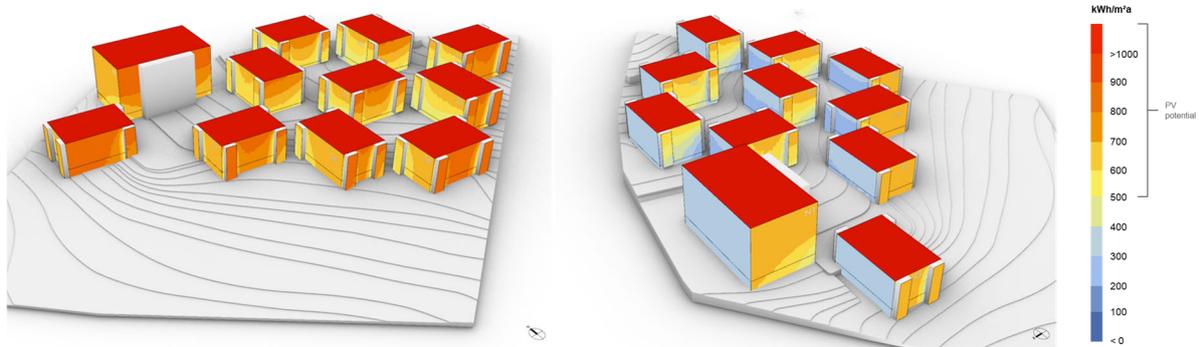


Abbildung 4-1: Jährliche Einstrahlungssummen auf Dächer und Fassaden. Wetterdaten DWD Testreferenzjahr 2015, Normaljahr Standort Konstanz.

Die Brutto-Dachfläche je Gebäude beträgt rund 328 m². Unter Berücksichtigung der notwendigen Technikaufbauten auf dem Dach (Aufzugsüberfahrt, Lüftungshauben, Fallstrangentlüftung) und deren Schattenwurf und unter Einhaltung der Abstände zur Dachkante und für Wartungsgänge kann auf den Dächern eine Modulfläche von 160 m² (Gebäude mit Längsachse Nord-Süd) bzw. 153 m² (Gebäude mit Längsachse West-Ost) installiert werden. (vgl. Abbildung 4-2)

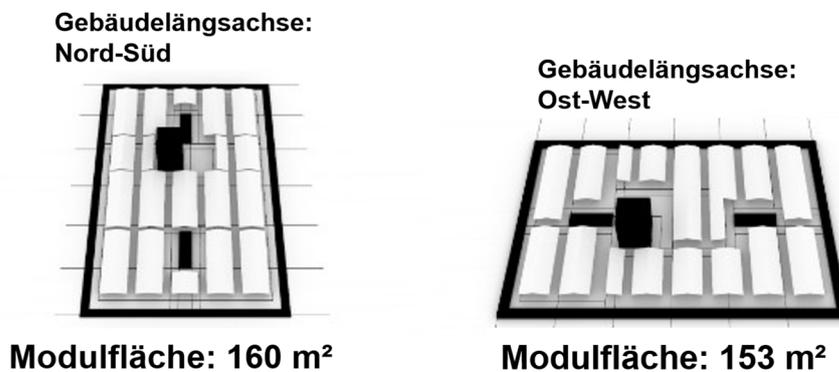


Abbildung 4-2: Mögliche Modulfläche auf den Dächern

Auf dem Dach der Quartiersgarage (Brutto-Dachfläche 679,38 m²) wäre darüber hinaus eine zusätzliche Modulfläche von etwa 442 m² möglich. Dabei wurde angenommen, dass der überdachte Anteil der Garage (Dach über oberem Splevel 3. OG, etwa 50% der Brutto-Grundfläche des Gebäudes) einen Belegungsgrad von 60% erreichen kann, während bei einem PV-Siegel über dem bislang nicht überdachten oberen Parkdeck (4.OG) ein Belegungsgrad von mindestens 70 %, bezogen auf die Brutto-Grundfläche der Dachhälfte angenommen werden kann.

Insgesamt ergibt sich damit eine Modulfläche auf den Dächern von 2'000 m², entsprechend etwa 490 kWp-Nennleistung (entspricht 417 Wp/Modul bei STC).

Im Falle von dezentralen Wärmepumpen, die auf den Dächern installiert werden könnten, würde sich die maximal mögliche Modulfläche auf insgesamt 1'795 m², entsprechend etwa 440 kWp, reduzieren.

Tabelle 4-1: Mögliche Modulfläche auf den Dächern der Wohngebäude und auf der Quartiersgarage

	Verlauf der Gebäudelängsachse	Brutto-Dachfläche	Modulanzahl (Modulausrichtung Ost-West)	Modulfläche	Peakleistung je Dach	Betegrad	Anzahl Gebäude	Gesamtfläche Quartier	Gesamt-Peakleistung
		m ²		m ²	kWp	%		m ²	kWp
maximal mögliche PV-Fläche	Ost-West	328	90	153	38	47%	6	1'999	490
	Nord-Süd	328	94	159,8	39	49%	4		
	Quartiersgarage:	679	221	442	108	65%	1		
mögliche PV-Fläche bei Installation von Wärmepumpen auf dem Dach	Ost-West	328	78	132,6	33	40%	6	1'795	440
	Nord-Süd	328	82	139,4	34	43%	4		
	Quartiersgarage:	679	221	442	108	65%	1		

4.2. Solarthermie

Die in Kap. 4.1 beschriebenen geeigneten Flächen für Photovoltaik-Installation sind grundsätzlich auch für die Installation von solarthermischen Kollektoren geeignet.

Die voraussichtliche Wärmebedarfsstruktur weist auch im Sommer einen Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung auf. Eine thermische Solaranlage könnte damit zur Wärmebedarfsdeckung beitragen. Der mögliche solare Deckungsanteil kann bis zu 30% am Gesamtwärmebedarf betragen. Die Einbindung von Solarthermie wird in die Untersuchung der Wärmeversorgungsvarianten einbezogen.

4.3. Nutzung von Geothermie als Wärmequelle

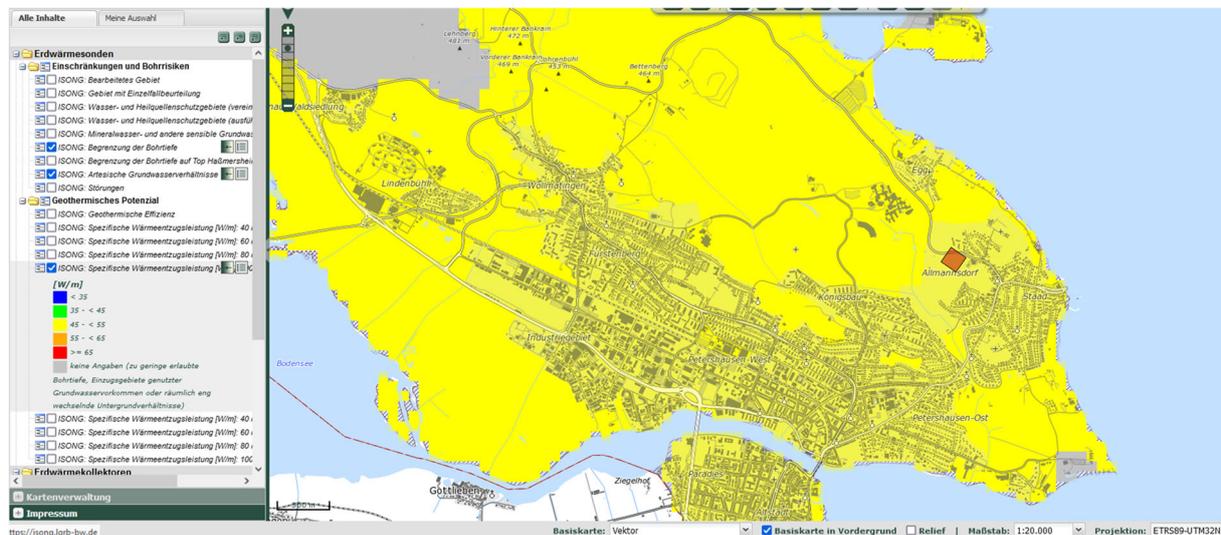


Abbildung 4-3: Erwartbare Wärmeentzugsleistung in 100 m Tiefe im Bereich des Baugebietes (Quelle: ISONG Portal, LGRB Baden Württemberg)

Das Informationsportal zur Oberflächennahen Geothermie der Landesanstalt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau (ISONG / LGRB)¹ weist für eine 100 m tiefe Bohrung eine voraussichtliche Wärmeentzugsleistung von 45 – 55 W/m Sondenlänge aus (Abbildung 4-3).

¹ <https://isong.lgrb-bw.de/>

Aus früheren Messungen in Konstanz sind darüber hinaus Werte für den Temperaturverlauf über das Jahr im Erdreich bekannt, die als Grundlage für nachfolgende Berechnungen herangezogen wurden.

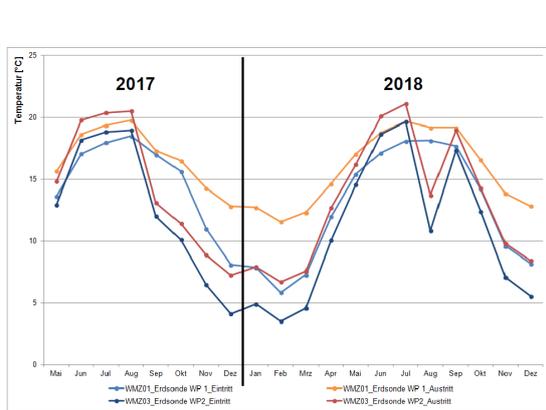


Abbildung 16 Gemessene monatliche Ein- und Austrittstemperaturen des Erdwärmesondenfeldes, seit Mai 2017

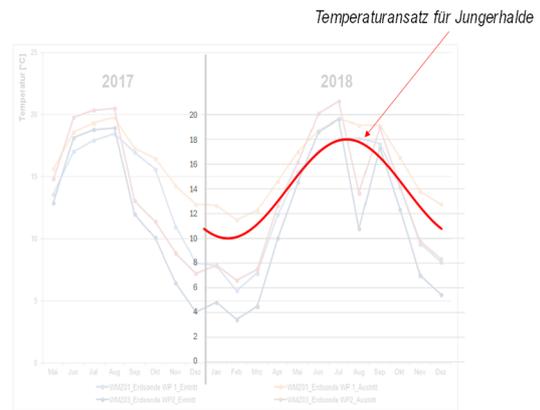


Abbildung 16 Gemessene monatliche Ein- und Austrittstemperaturen des Erdwärmesondenfeldes, seit Mai 2017

Abbildung 4-4: Erwartbares Temperaturniveau der Geothermie

Bei einer Unterbringung der Erdsonden im Freibereich des Baugebiets und bei einem Abstand von etwa 8 m zwischen den Sonden könnten ca. 78 Sonden niedergebracht werden.

Bei einer beispielhaften Sondenlänge von 150 m würde das Potenzial für die Entzugsleistung ca. 527 kW betragen.



Abbildung 4-5: Maximale Anzahl der Erdwärmesonden im Quartier bei Sondenabstand 8 m.

Je nach erreichbarer Bohrtiefe kann der Sondenabstand noch variieren und die Entzugsleistung könnte noch gesteigert werden. Eine abschließende Dimensionierung des Sondenfeldes (Bohrtiefe und Sondenabstand) kann nach Vorliegen der Ergebnisse einer Probebohrung und eines TRT und unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Randbedingungen vorgenommen werden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Erdsondenfeld nicht aktiv regeneriert wird. Abhängig von den Grundwasserströmungen und der Wärmeleitfähigkeit des Erdreichs muss ggf. größer dimensioniert werden um eine langfristige Auskühlung des Untergrundes zu vermeiden.

4.4. Weitere Wärmequellen (Abwasser, Seewasser, Abwärme)

Die kommunale Wärmeplanung weist am Standort keine ausreichendes Abwasseraufkommen aus für eine thermische Nutzung des Abwassersammlers. Auch das Abwasseraufkommen des Quartiers wird nicht ausreichend groß sein um die benötigte Wärmelast vollumfänglich decken zu können.

Der Abstand zu Seeufer des Bodensees beträgt > 800 m und gleichzeitig unterliegen die nächstgelegenen Ufer dem Naturschutz, sodass eine Entnahme gemäß Bodenseerichtlinie, falls überhaupt möglich, nur nach einer vertieften Untersuchung möglich ist (vgl.²⁾). Aus diesen Gründen, insbesondere aber wegen der großen Entfernung zum See, fällt das Seewasser als Wärmequelle aus.

Die Umgebung des Standorts ist im Wesentlichen geprägt durch Wohnbebauung. Abwärmequellen in näherer Umgebung sind laut der kommunalen Wärmeplanung nicht vorhanden.

² Strategische Wärmenetzplanung Stadtwerke Konstanz, Februar 2023, <https://www.stadtwerke-konstanz.de/energie/aktuelles/faq-strategische-waermenetzplanung/>

5. Ermittlung des Lastganges der Gebäude und des Netto-Jahresenergiebedarfes des Quartiers

Ausgehend von der Gebäudeplanung wurde für die einzelnen Gebäude jeweils ein Lastgang für den Wärmebedarf berechnet. Dazu wurden repräsentative Gebäudezonen mit den geplanten bauphysikalischen und anlagentechnischen Eigenschaften in einem thermischen Simulationsmodell abgebildet und mit realistischen Nutzungsbedingungen sowie unter Zugrundelegung von stündlichen Wetterdaten des Standortes Konstanz berechnet. Die Berechnung erfolgte mit dem detaillierten Gebäudemodell des Simulationsprogrammes TRNSYS³

Das Ergebnis sind stündlich aufgelöste Lastprofile für Raumheizung und Warmwasserbedarf für die jeweilige Zone. Eine Überlagerung der Lastprofile aller untersuchter Zonen in einem Gebäude ergibt einen Gesamtlastverlauf, der das dynamische Gebäudeverhalten bei unterschiedlichen Orientierungen und eine Gleichzeitigkeit in den Bedarfen berücksichtigt.

Aus den dynamischen Berechnungen kann in der Folge für jedes Gebäude eine Lastkurve einschließlich der hausinternen Verteilverluste bestimmt werden. Gleichzeitig können, sofern vorhanden oder geplant, zeitlich variable Wärmegewinne, z.B. durch eine thermische Solaranlage überlagert werden, s. Beispiel in Abbildung 5-2.

Die Summenlastverläufe sind die Grundlage für die Berechnung der resultierenden Endenergiebedarfe des Quartiers sowie für die Dimensionierung der Wärmeerzeugung und des Nahwärmenetzes.

Die Methodik des Simulationsverfahrens ist in Abbildung 5-1 dargestellt.

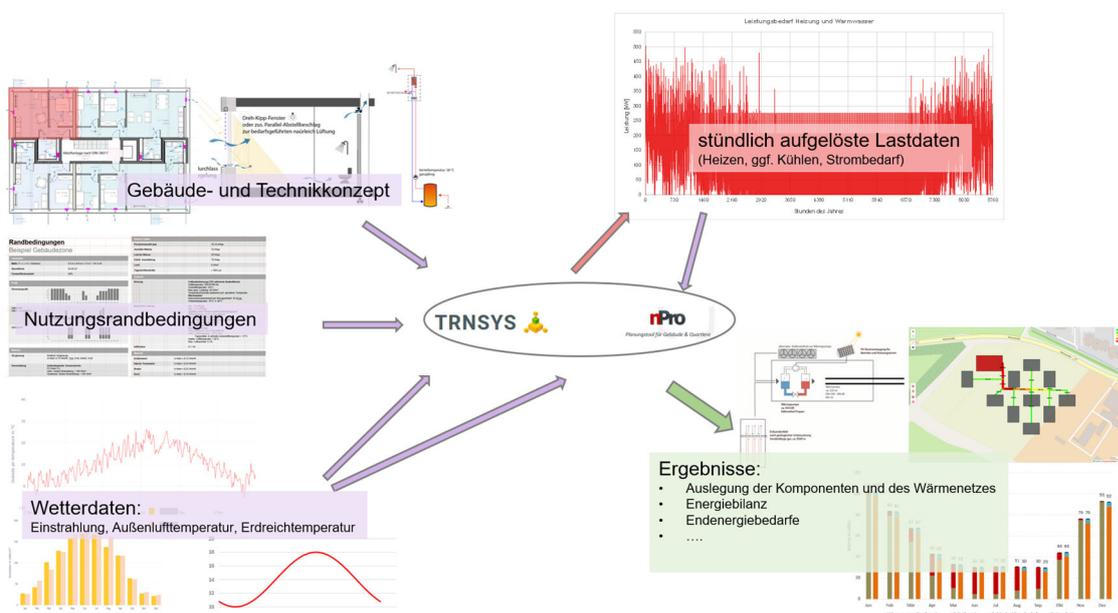


Abbildung 5-1: Methodik – Ermittlung der Lastkurven und Nutzung zur Auslegung der Wärmeerzeugung

³ TRNSYS – A TRAnsient SYStem Simulation Program – Vers. 18.1 – SEL University of Wisconsin et al.

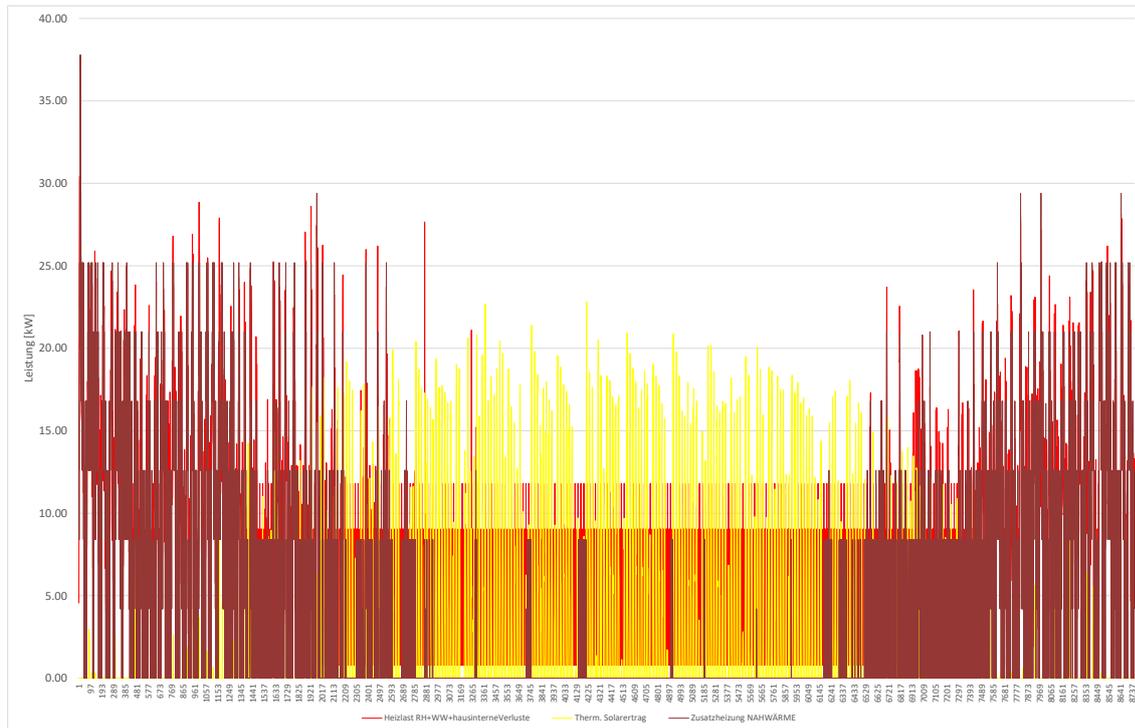


Abbildung 5-2: Wärmelastkurve eines Gebäudes und Ertrag einer solarthermischen Anlage am Beispiel Geb. S4.

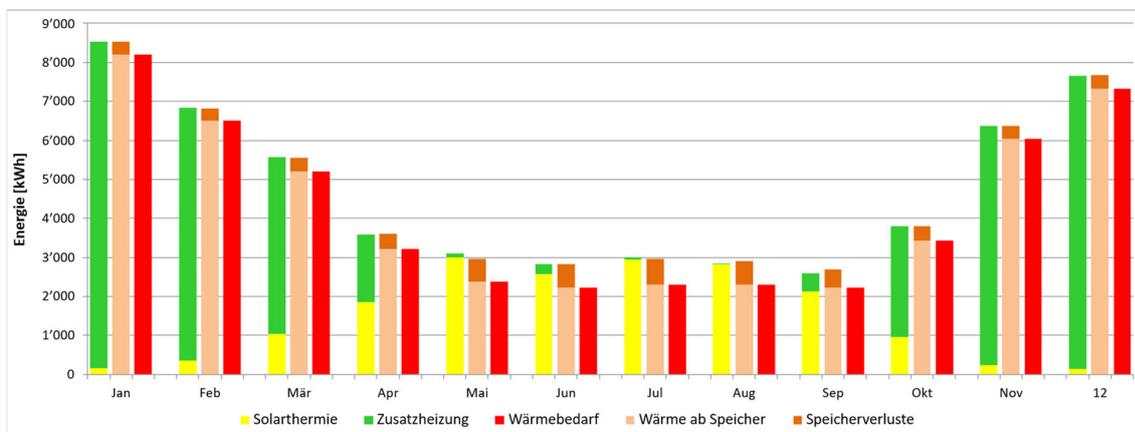


Abbildung 5-3: Beispiel - Monatliche Energiebilanz des Gebäudes S4 einschließlich einer thermischen Solaranlage.

Die resultierenden Lastkurven aller Gebäude lassen sich im Nachgang zu einer Gesamtlastkurve überlagern und sind Grundlage für die Anlagenauslegung einer oder mehrerer Anlagen zur Wärmeerzeugung (vgl. Abbildung 5-4, Abbildung 5-5).

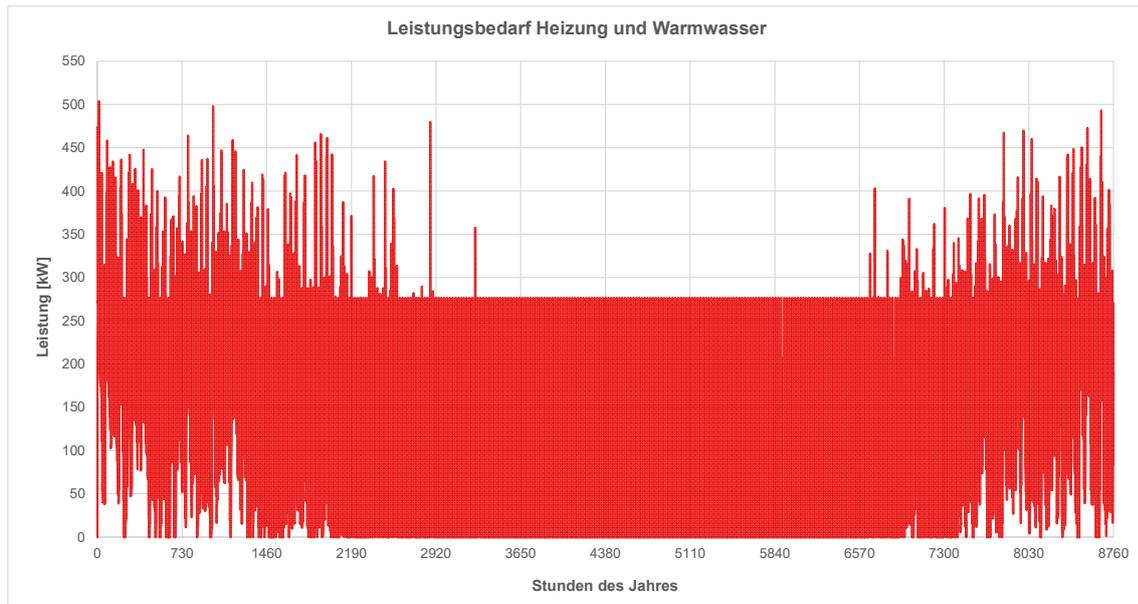


Abbildung 5-4: Lastkurve des Quartiers (netto).

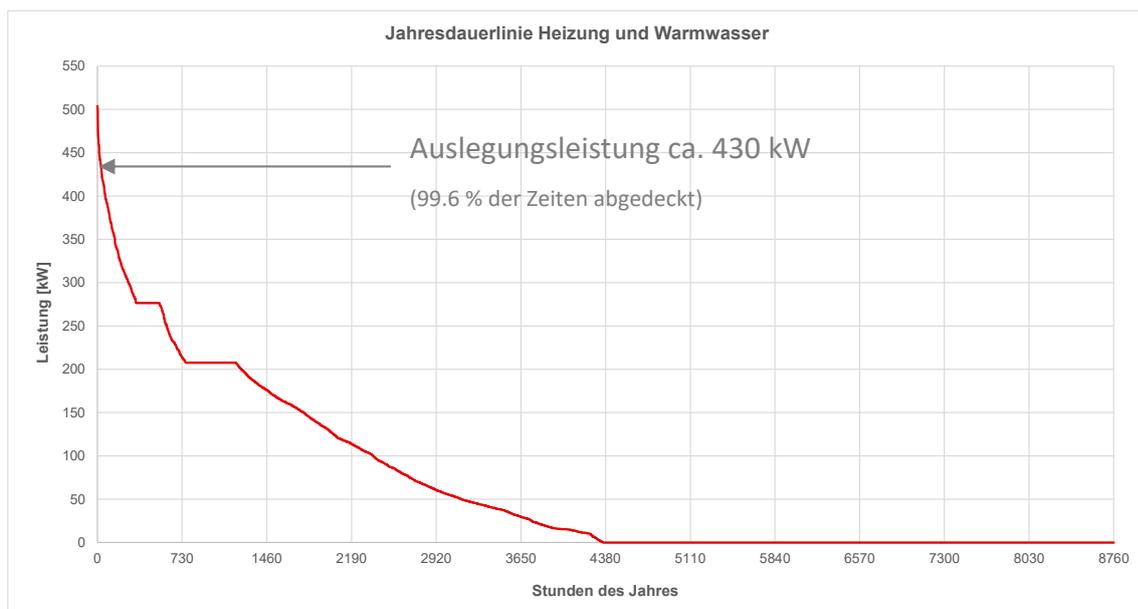


Abbildung 5-5: Geordnete Jahresdauerlinie der Wärmelast (netto) des Quartiers

Insgesamt ergeben sich für die einzelnen Gebäude die in Abbildung 5-6 dargestellten jährlichen Energiebedarfe für Raumheizung und Warmwasser, die in Abbildung 5-7 zu einem Gesamtjahresenergiebedarf aufsummiert sind.

Dargestellt sind auch die berechneten Strombedarfe, für die auch eine stündlich aufgelöste Lastkurve berechnet wurde. Diese sind angenommene Eingangsgröße für die thermische Gebäudesimulation, da sie zumindest teilweise als innere Lasten im Gebäude wirksam sind. Für die Auslegung der Wärmeerzeugungsanlagen sind die Strombedarfe zwar nicht relevant. Allerdings ist bei der Auslegung einer PV-Anlage (oder ggf. einer Anlage zur gleichzeitigen Erzeugung von Wärme und Strom) die Stromlastkurve als Auslegungskriterium und zur Berechnung des eigengenutzten Stroms wichtig.

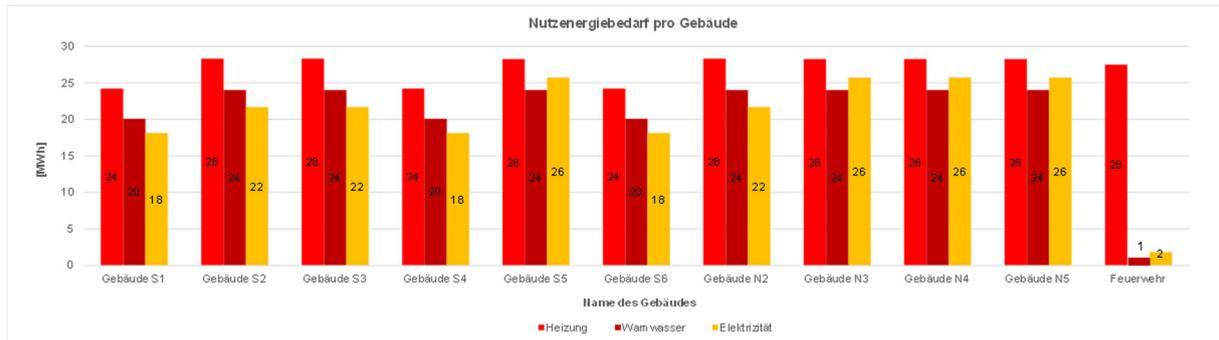


Abbildung 5-6: Übersicht über die jährlichen Nutzenergiebedarfe für Raumheizung, Warmwasser und Strom) der einzelnen Gebäude

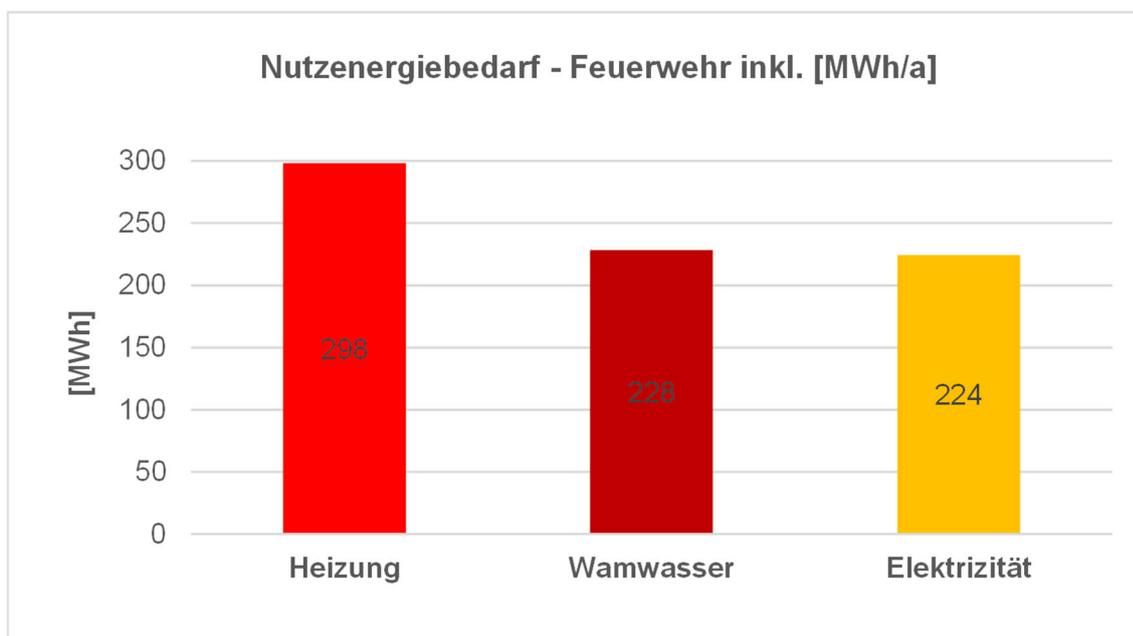


Abbildung 5-7: Jährlicher Gesamtenergiebedarf für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Strom (netto) des Quartiers.

Der Jahresgesamtenergiebedarf netto für Heizung und Warmwasserbereitung beträgt ca.526 MWh/a, bezogen auf die Wohn(-/Nutz)fläche bedeutet dies eine Wärmebedarf von etwa 54 kWh/(m²*a).

Die Auslegungsleistung aus der Lastberechnung beträgt etwa 430 kW (Abbildung 5-5).

6. Untersuchungsvarianten zur Wärmeerzeugung

Die berechneten Lastdaten sind die Grundlage für die Berechnung des jeweiligen Endenergiebedarfes von verschiedenen Erzeugervarianten. Die Lastkurven wurde dazu in das Simulationsprogramm nPro⁴ übernommen. In der Berechnung werden die Bedarfsverläufe und Erzeugerkurven überlagert und so die witterungs- und Jahreszeitenabhängige Anlageneffizienz, Wärmeverluste und die resultierenden

⁴ nPro – Auslegungsprogramm für Wärmenetze – nPro Energy GmbH, Erkelenz, 2025

Endenergiebedarfe von verschiedenen Systemvarianten berechnet. Die Berechnung schließt eine System- und Betriebsoptimierung ein.

Da eine Wärmeerzeugung auf der Basis fossiler Energien aufgrund der Zielsetzung der Klimaneutralität ausscheidet und auch die Verbrennung von Biomasse aufgrund der politischen Zielsetzung der Stadt Konstanz nicht erwünscht ist, wurden im Wesentlichen verschiedene Wärmeverteilkonzepte auf Grundlage der Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen untersucht.

Die drei untersuchten Hauptvarianten unterscheiden sich im Temperaturniveau der Wärmeverteilung, das jeweils die Dimensionierung des Wärmenetzes und in der Folge auch die Höhe der Wärmeverluste im Netz bestimmt.

Tabelle 6-1 zeigt eine Übersicht über die untersuchten Varianten

Tabelle 6-1: Übersicht über die untersuchten Varianten

	Systemvariante Wärmequelle	Wärmenetz- auslegung / Temperatur- niveau Verteilung	Hausübergabe- stationen	Wohnungsübergabe	Wärmeerzeuger
Var. 1	Zentrale Wärmeerzeugung	55°C / 45°C	ca. 50 kW / Gebäude Pufferspeicher je 3,5 m ³ / Gebäude	Kompaktübergabe- station, dezentrale Warmwasser- bereitung	
1.1	Außenluft				Zentrale Luft-Wasser- Wärmepumpe(n) 450 kW.
1.2	Geothermie				Zentrale Wasser-Wasser- Wärmepumpe(n) 450 kW Erdsonden: 60
1.3	Geothermie Solarenergie				Zentrale Wasser-Wasser- Wärmepumpe(n) 450 kW, Erdsonden: 60 Solarthermie: 40 m ² / Gebäude
Var. 2	Zentrale Wärmeerzeugung	40°C / 30°C	ca. 45 kW / Gebäude Pufferspeicher je 3,5 m ³ / Gebäude	Kompaktübergabe- station, dezentrale Warmwasser- bereitung, elektrische Nacherwärmung	
2.1	Geothermie				Zentrale Wasser-Wasser- Wärmepumpe(n) 400 kW, Erdsonden: 55
Var. 3	Dezentrale Wärmeerzeugung			Kompaktübergabe- station, dezentrale Warmwasser- bereitung	
3.1	Geothermie	5 ... 15°C / 10 ... 20°C („kalte Nahwärme“)			Wasser-Wasser- Wärmepumpen ca. 50 kW in jedem Gebäude, 1 m ³ Pufferspeichervolumen
3.2	Außenluft	-			Luft-Wasser- Wärmepumpe 55 kW in jedem Gebäude

6.1. Variante 1: Zentrale Wärmeerzeugung, Wärmeverteilnetz mit Auslegungstemperatur 55°C/45°C

Für diese Variante wurden drei Untervarianten zur Wärmeerzeugung untersucht:

Var. 1.1: Außenluft-Wasser-Wärmepumpe (Abbildung 6-1).

Var. 1.2: Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonden als Wärmequelle (Abbildung 6-2).

Var. 1.3: Wasser-Wasser-Wärmepumpe mit Erdsonden als Wärmequelle und dezentrale Solarthermianlagen auf den Wohngebäuden (Abbildung 6-3).

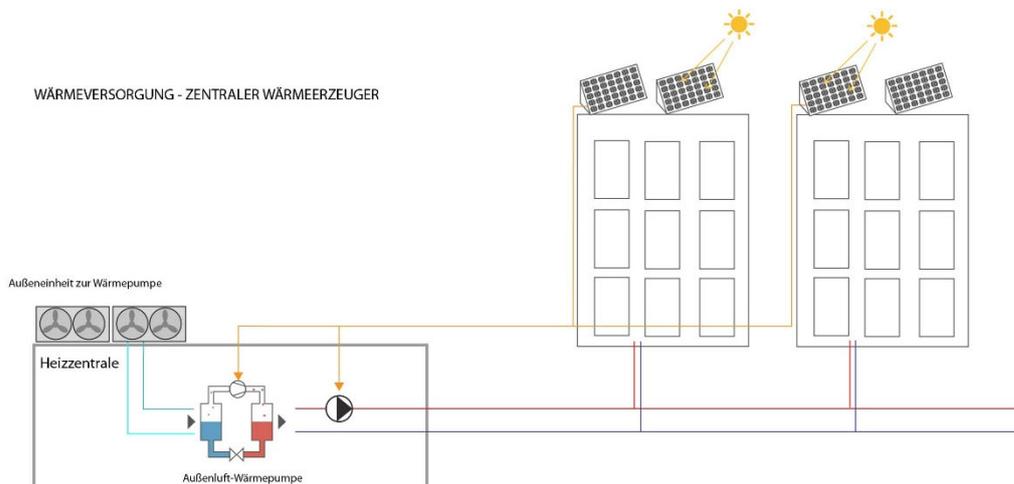


Abbildung 6-1: Schematische Darstellung der zentralen Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung – Variante 1.1 – Außenluftwärmepumpe

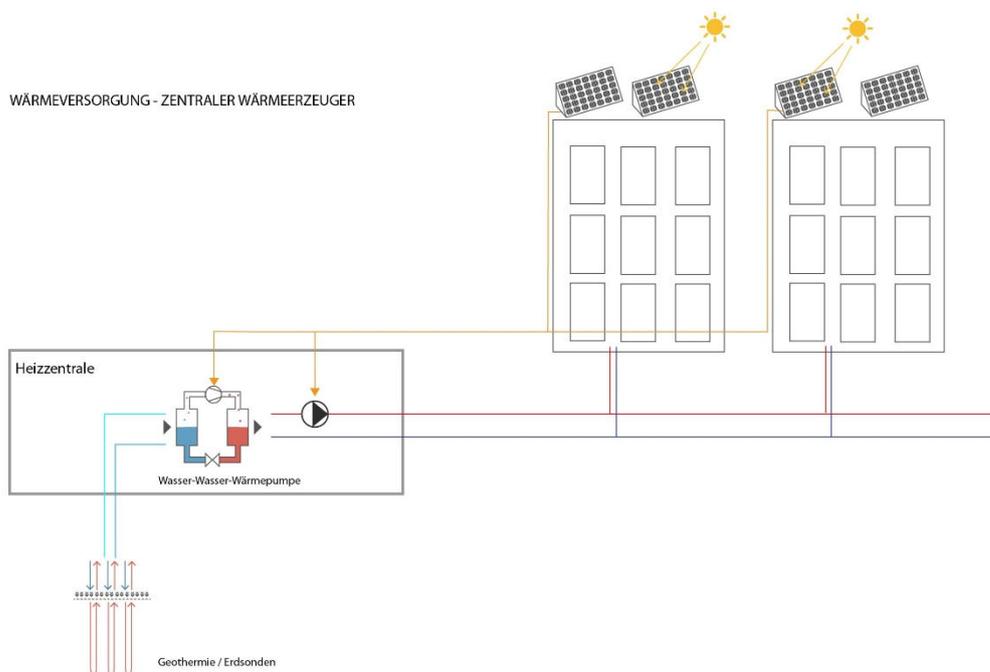


Abbildung 6-2: Schematische Darstellung der zentralen Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung – Variante 1.2 – geothermisch gekoppelte Wasser-Wasser-Wärmepumpe

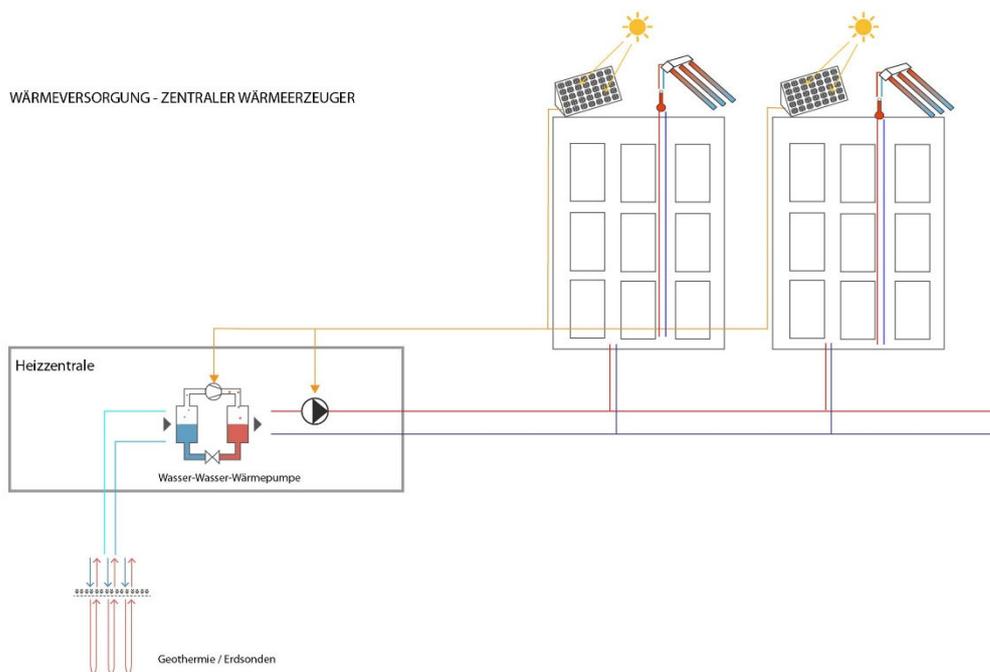


Abbildung 6-3: Schematische Darstellung der zentralen Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung – Variante 1.3 – geothermisch gekoppelte Wasser-Wasser-Wärmepumpe und Solarthermieanlagen auf jedem Gebäude

Die Auslegungsleistung der Wärmepumpe(n) ist in allen Fällen 450 kW.

In den Varianten 1.2 und 1.3 wurde ein Sondenfeld mit 60 Erdsonden mit etwa 150 m Bohrtiefe angenommen.

In jedem Gebäude wird ein Pufferspeicher mit einem Volumen von 3'500 l vorgeschlagen, um die Leistung der Brauchwassererwärmung auch bei hohen Gleichzeitigkeiten zuverlässig abzudecken. Auf eine Systemtrennung mit einem Wärmeübertrager soll nach Möglichkeit verzichtet werden (Abbildung 6-5).

Die Einbindung von solarthermischen Anlagen (Variante 1.3) kann in den Hausübergabestationen in den Pufferspeicher erfolgen. Mit den Solaranlagen kann der Sommerwärmebedarf (Brauchwassererwärmung) weitgehend abgedeckt werden, in den Übergangszeiten ist auch ein Beitrag zur Raumheizung möglich. Insgesamt wurde der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf zu 32 % berechnet.

Bei einer Verteilung auf diesem Temperaturniveau und dem beschriebenen System der Wohnungsübergabestationen mit dezentraler Warmwasserbereitung ist keine Nacherwärmung des Trinkwassers notwendig.

Das Wärmeverteilnetz ist in Abbildung 6-4 dargestellt. Die Dimensionen betragen DN 100 – DN65, die Hausanschlussleistungen sind in DN40 auszuführen.

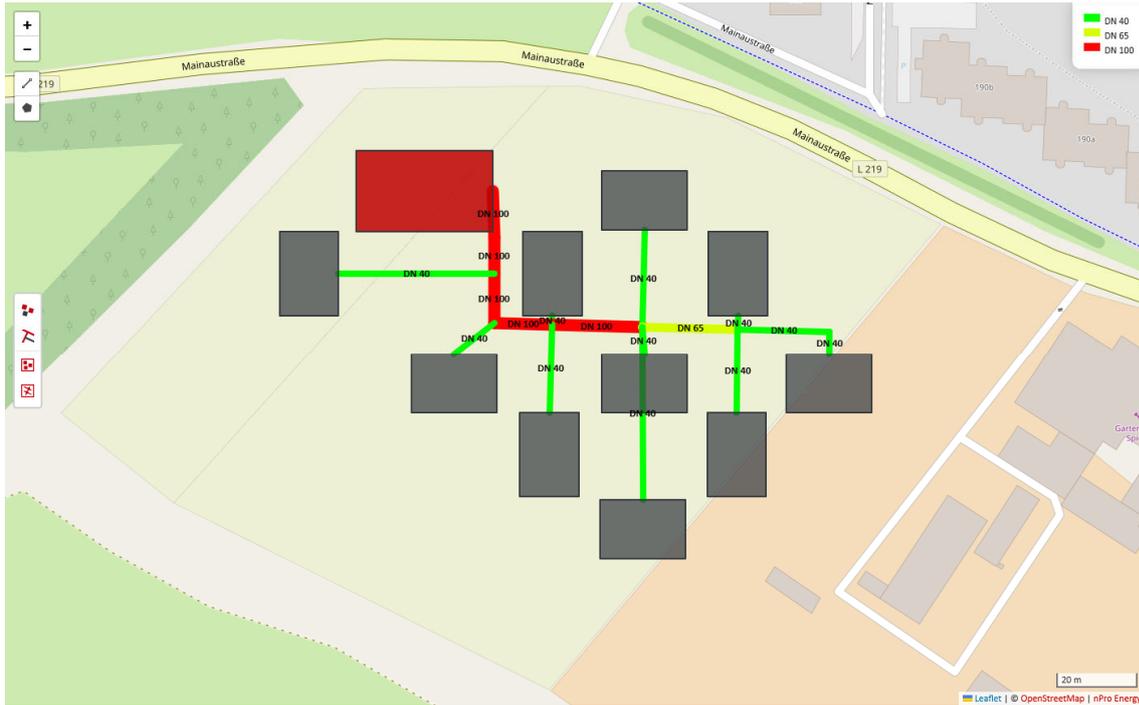


Abbildung 6-4: Wärmeverteilnetz bei Temperaturniveau 55/45 °C, Zentrale Wärmezeugung, Zentrale Wärmezeugung, Heizzentrale im Gebäude Feuerwehr/Quartiersgarage

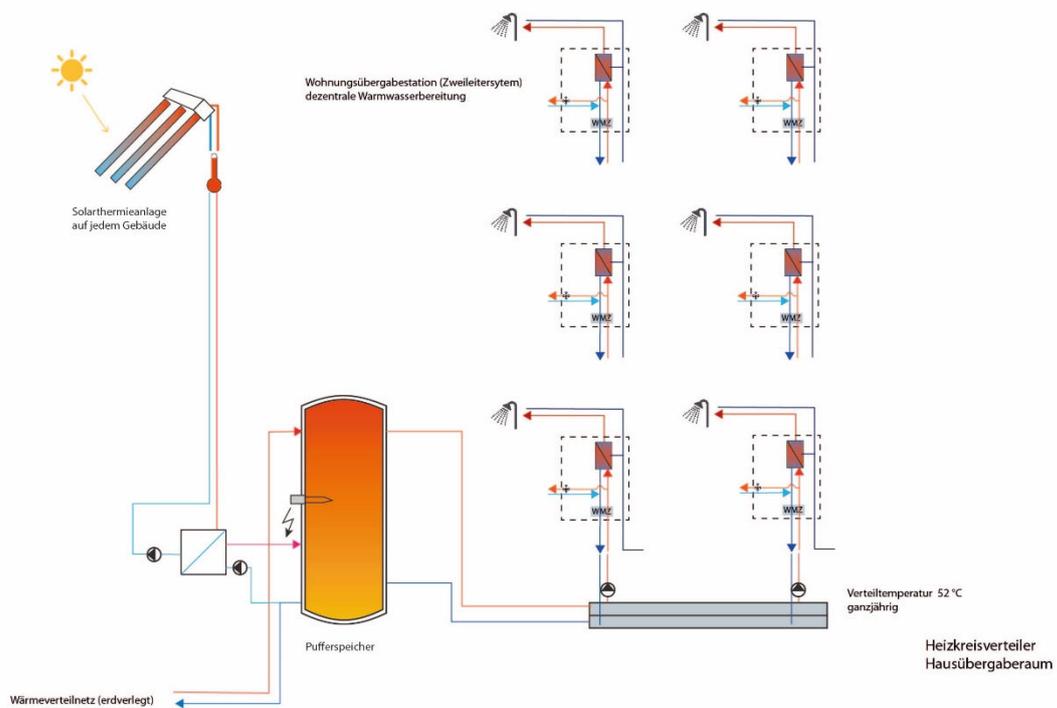


Abbildung 6-5: Beispiel Gebäude-Wärmeübergabe mit Einbindung von Solarthermie

6.2. Variante 2: Zentrale Wärmeerzeugung, Wärmeverteilnetz mit Auslegungstemperatur 40°C/30°C

Mit der Variante 2.1 wurde untersucht, welche Verbesserung sich in der Effizienz und in der Folge in der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe sowie bei den Wärmenetzverlusten ergibt, wenn die Erzeugertemperatur auf 40°C reduziert wird. In diesem Fall wäre eine elektrische Nacherwärmung des Brauchwassers notwendig. Diese Variante wäre vorteilhaft, wenn die Einsparung von Strom durch die Verbesserung der Effizienz der Wärmepumpe größer ist als der Strombedarf für die Brauchwassernacherwärmung. Dies insbesondere vor dem Hintergrund, dass zu vielen Zeiten voraussichtlich Überschussstrom aus PV-Anlagen zur Verfügung steht, der dann direkt für die Brauchwassernacherwärmung genutzt werden könnte.

Im Falle der Wärmeverteilung auf dem Temperaturniveau 40°C/30°C reduziert sich die Erzeugerleistung der Wärmepumpe auf 400 kW. Das Erdsondenfeld kann mit 55 Sonden à 150 m etwas kleiner dimensioniert werden.

Die Netzdimensionen sind vergleichbar wie bei den Varianten mit höheren Verteiltemperaturen (vgl. Abbildung 6-6). Die Hausübergabestationen ändern sich nicht, jedoch muss jede Wohnungsübergabestation mit einem thermostatisch geregelten, elektrischen Nacherhitzer ausgerüstet werden.

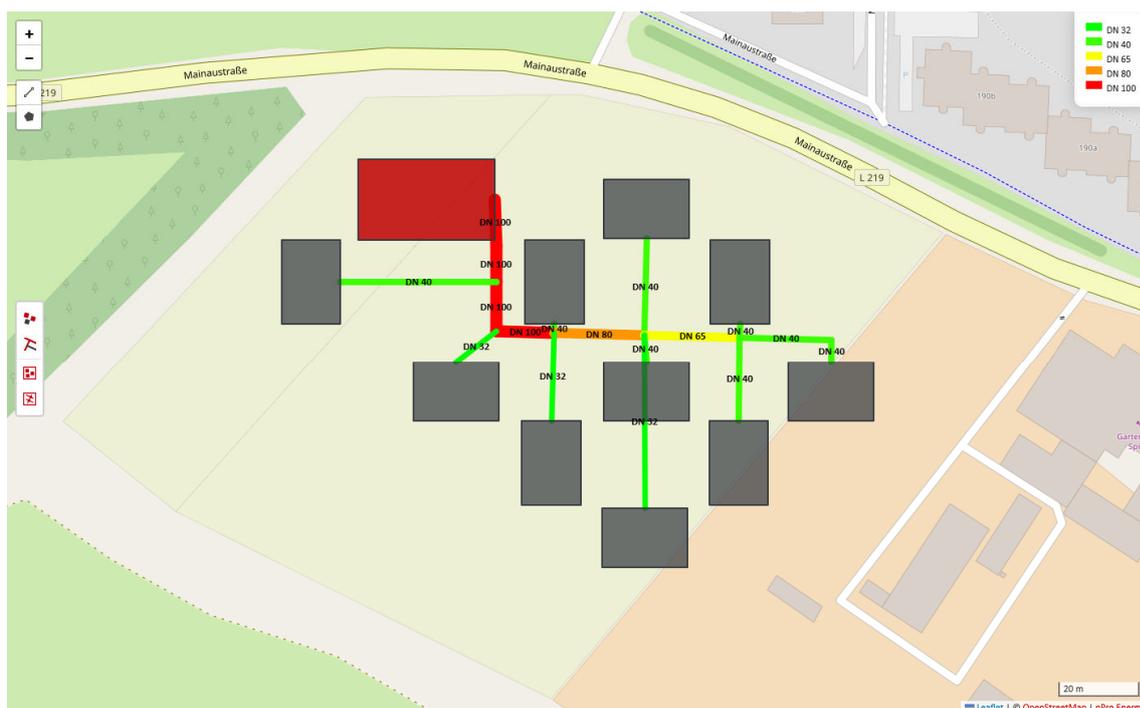


Abbildung 6-6: Wärmeverteilnetz bei Temperaturniveau 40/30 °C, Zentrale Wärmeerzeugung, Heizzentrale im Gebäude Feuerwehr/Quartiersgarage

6.3. Variante 3: Dezentrale Wärmeerzeugung in den Gebäuden – Nutzung von Geothermie über „kaltes Nahwärmenetz“ oder Außenluft

Unter der Variante 3 wurden dezentrale Wärmeerzeugungsoptionen untersucht, wobei in Variante 3.1 Geothermie über ein sog. „kaltes Nahwärmenetz“ erschlossen wird. Die Verteilung der Wärme erfolgt auf dem Niveau der, saisonal variablen, Erdreichtemperatur in jedes Gebäude. Dort steht sie als

Wärmequelle für Wasser-Wasser-Wärmepumpen zur Verfügung, die Wärme auf einem Temperaturniveau von 53-55 °C erzeugen (Abbildung 6-7).

Das Verteilnetz für die Geothermiewärme ist größer dimensioniert als das Wärmenetz, da die Wärme bei einer geringeren Temperaturdifferenz und deshalb bei einem höheren Massenstrom übertragen werden muss (vgl. Abbildung 6-8).

In jedem Gebäude ist eine Wärmepumpe mit etwa 50 kW und ein Pufferspeicher von 800 – 1000 l zu installieren.

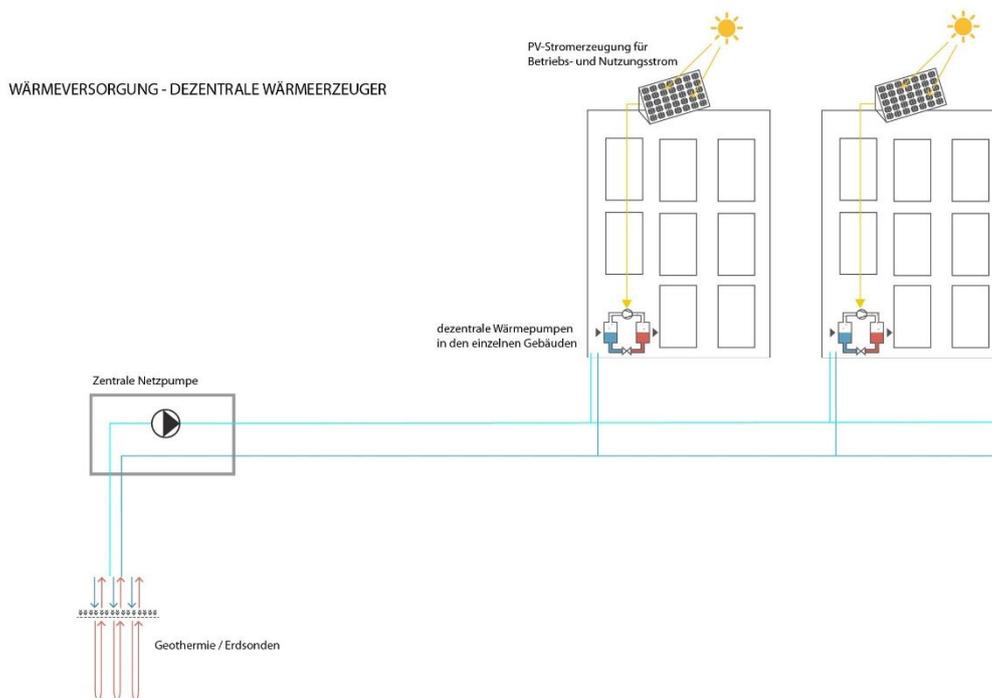


Abbildung 6-7: Wärmeverteilung auf Kaltwasserniveau („kalte Nahwärme“) und dezentrale Wärmeerzeugung in den Gebäuden – Variante 3.1

Zum Vergleich wurden mit der Variante 3.2 dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen für jedes einzelne Gebäude untersucht (Abbildung 6-9). Auch hier ist ein Pufferspeicher mit 800 – 1000 l vorgeschlagen, die Wärmepumpen sollten als Kompaktgerät im Außenraum oder auf dem Dach aufgestellt werden.

Die Nennleistung der Außenluftwärmepumpen ist mit 55 kW pro Gebäude etwas höher als bei Wasser-Wasser-Wärmepumpen um die allfälligen Abtauzyklen abzudecken und aufgrund der höheren Gleichzeitigkeiten.

Die Aufstellung der dezentralen Wärmepumpen kann bei den meisten Gebäuden auf dem Dach erfolgen. Eine Ausnahme bilden die südlichen Gebäude, deren Dach von den nördlich stehenden Gebäuden einsehbar ist, weshalb eine Dachinstallation dort seitens der WOBAK nicht gewünscht ist.

Diese Gebäude (N3, S1, S4, S6) müssten ggf. von einer Wärmepumpe auf einem der nördlich stehenden Gebäude mitversorgt werden. Diese, dann größeren Wärmepumpen belegen eine größere Aufstellfläche, die noch bauseitig geprüft werden müsste.

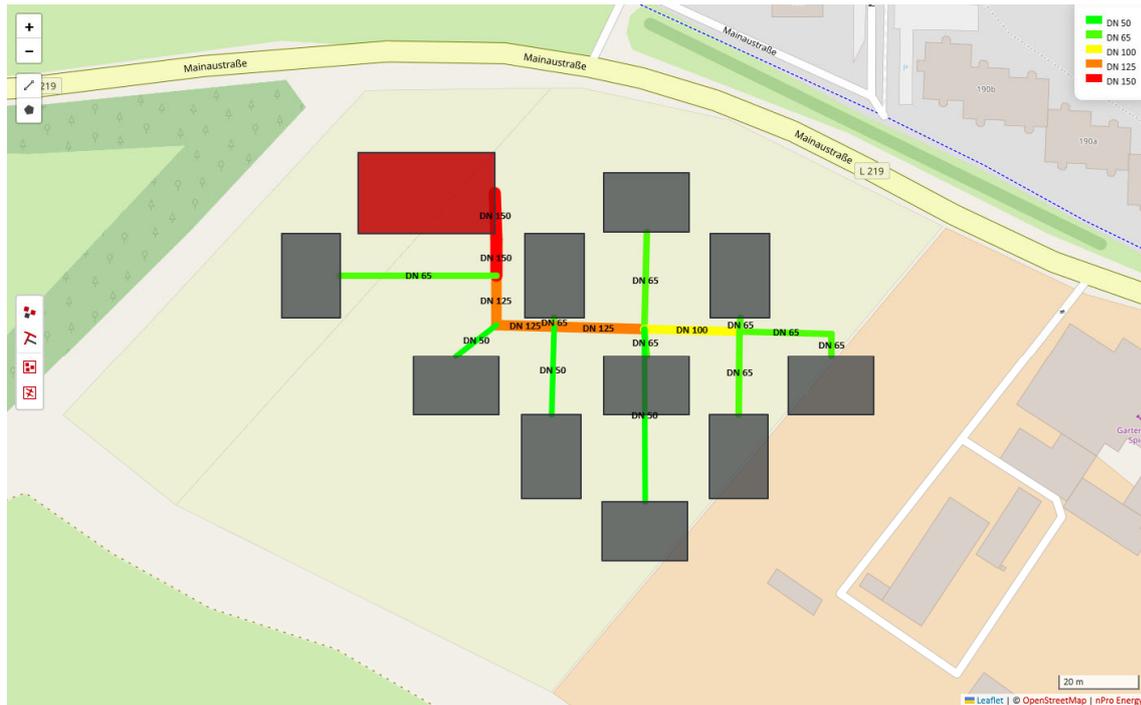


Abbildung 6-8: Kaltwassernetz, Verteiltemperaturniveaus bei Temperaturniveau Geothermiefeld. Dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden, Geothermieverteiler im Gebäude Feuerwehr / Quartiersgarage.

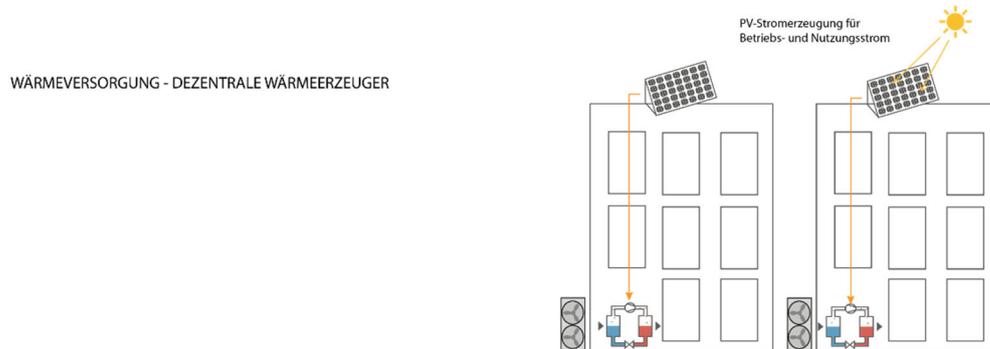


Abbildung 6-9: Schematische Darstellung der Wärmeversorgung mit dezentralen Außenluftwärmepumpen – Variante 3.2

7. Ergebnisse des Variantenvergleichs

Für die beschriebenen Varianten wurden die jeweiligen Endenergiebedarfe, die resultierenden CO₂-Emissionen und die sich ergebende notwendige PV-Stromerzeugung zur bilanziellen Klimaneutralität berechnet. Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Varianten wird untersucht mit den Investitionskosten für die Wärmeerzeugung und -verteilung sowie über die Jahresgesamtkosten, die Wärmegestehungskosten und die kumulierten Gesamtkosten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

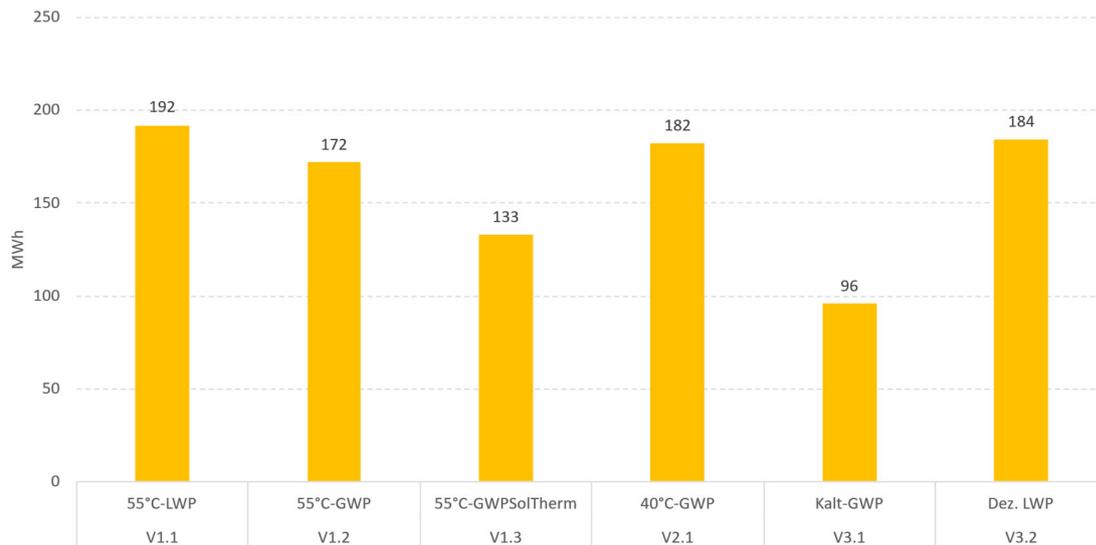


Abbildung 7-1: Vergleich Strombedarf (Endenergie, inkl. Hilfsstrom)

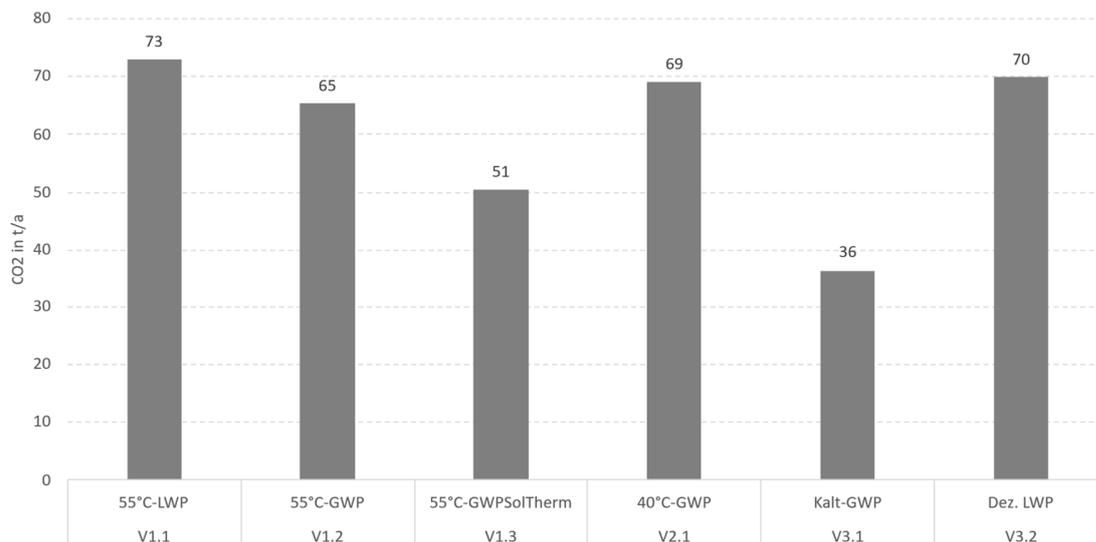


Abbildung 7-2: Vergleich der CO₂-Emissionen. CO₂-Emissionsfaktor: 380 g_{CO2}/kWh, Strommix D 2023, Quelle Umweltbundesamt

In Abbildung 7-1 ist der jährliche Strombedarf der jeweiligen Varianten dargestellt. Darin enthalten ist der Strombedarf der Wärmepumpen, der von der Effizienz des Wärmepumpenbetriebes abhängig ist, sowie der Betriebsstrom für die Netzpumpen und ggf. der Geothermiepumpen.

Abbildung 7-2 zeigt die daraus resultierenden CO₂-Emissionen, wenn die CO₂-Koeffizienten des bundesdeutschen Strommix aus dem Jahr 2023 (380 g_{CO2}/kWh) zugrunde gelegt werden.

Abbildung 7-3 zeigt die daraus resultierende notwendige Leistung einer Photovoltaikanlage, die zu installieren wäre, damit die Wärmeversorgung des Quartiers jahresbilanziell klimaneutral gestellt ist.

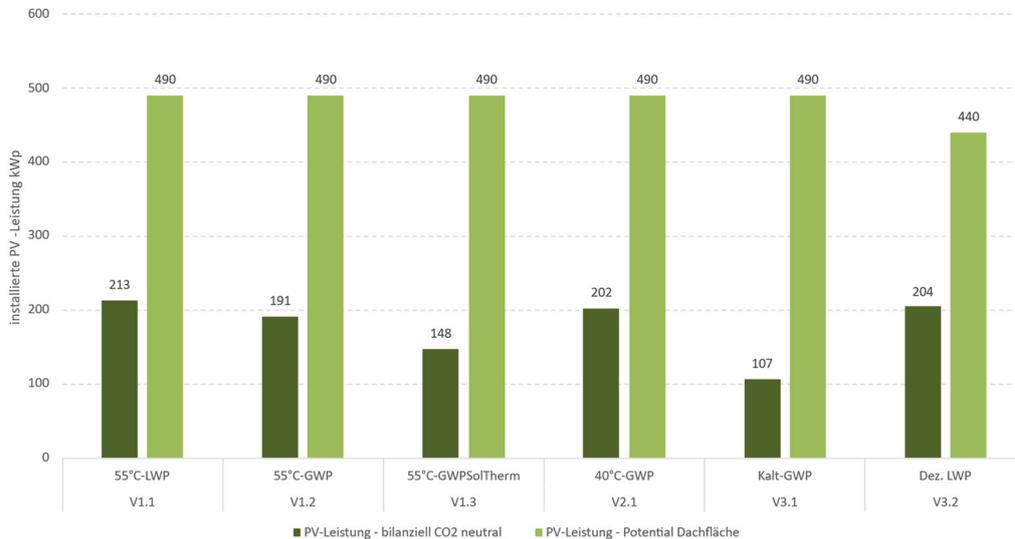


Abbildung 7-3: Notwendige PV-Stromerzeugung für die bilanzielle Klimaneutralität

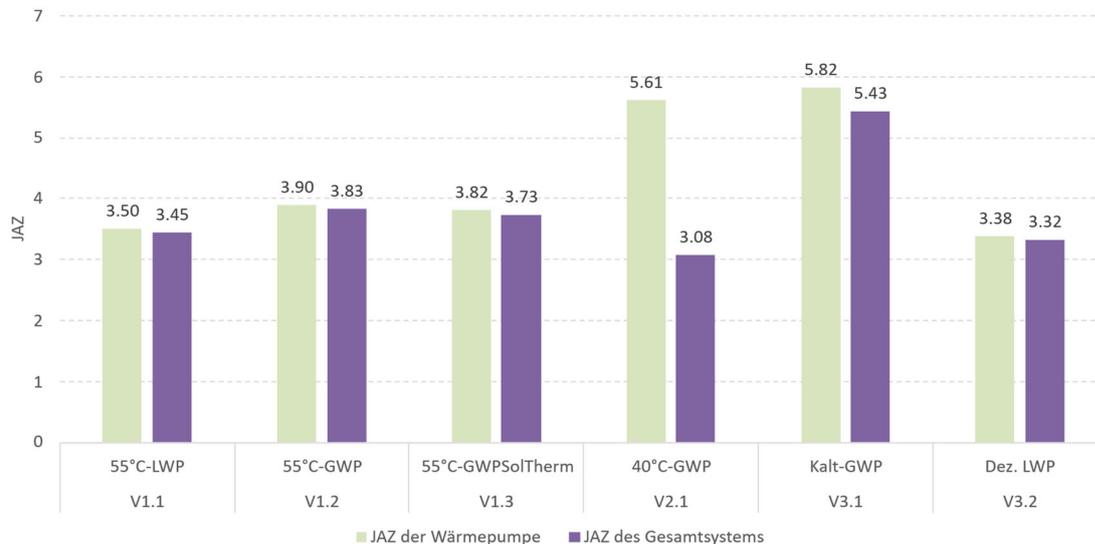


Abbildung 7-4: Vergleich der Jahresarbeitszahlen (JAZ) für die Wärmepumpe und das Gesamtsystem (Wärmepumpe inkl. dez. Warmwassererzeugung und Peripherie)

Die energetisch beste Variante ist die dezentrale Wärmeerzeugung in den Gebäuden in Verbindung mit einem Geothermiefeld und einem Kaltwasserverteilstz als Wärmequelle (Variante 3.1), da hier die niedrigsten Wärmeverluste auftreten und die dezentralen Wärmepumpen mit hoher Effizienz arbeiten.

An zweiter Stelle folgen die geothermisch gekoppelten Wärmepumpen in einem Wärmenetz mit Verteiltemperaturen von 55°C / 45°C. Die Variante 1.3 mit den zusätzlichen solarthermischen Anlagen liegt hierbei im Strombedarf um etwa 23 % niedriger als im Fall ohne solarthermische Anlage.

Die Reduzierung der Wärmenetz-Verteiltemperatur auf 40°C / 30°C hat zwar Vorteile für die Effizienz der Wärmepumpe, die Warmwasserbereitung erfordert aber eine zusätzliche Nachheizung, die elektrisch zu erbringen wäre und die nicht zu jedem Zeitpunkt durch PV-Strom gedeckt werden kann, sodass der Endenergiebedarf der Variante 2.1 insgesamt höher liegt als bei den Varianten 1.2 und 1.3.

Zur Ermittlung eines Kostenrahmens wurden abgerechnete Kosten aus kürzlich abgeschlossenen Projekten und Preise aus aktuellen Angeboten für die Wärmepumpen, das Geothermiefeld, das Wärmenetz und die Hauptkomponenten der Wärmezeugung und -verteilung herangezogen. In den Wärmenetzkosten sind die Tiefbauarbeiten enthalten, es wurde davon ausgegangen, dass der Bodenaushub keine Schadstoffbelastung aufweist. Für die Wärmepumpen wurden projektspezifische Richtpreise angefragt, die die Auslegungsbedingungen und Temperaturen berücksichtigen.

Aus diesen Daten lassen sich die in Tabelle 7-1 spezifischen Anlagenkosten zusammenfassen. Die Anlagenkosten enthalten die Montage, den Anschluss und die zugehörige Verrohrung sowie die Regelung/MSR-Technik. Planungskosten wurden pauschal mit 10 % der Investition angesetzt.

In der Tabelle sind außerdem die wirtschaftlichen Randbedingungen Nutzungszeit und Wartungsfaktoren angelehnt an VDI 2067 angegeben.

Tabelle 7-1: Spezifische Anlagenkosten und Ansätze für die Nutzungsdauer und Wartungskosten.

Komponente	Spezifische Investitionskosten	Nutzungszeit	Wartungsfaktor
	€/Einheit	Jahre	%
Luft-Wasser-Wärmepumpe 450 kW – 55°C	750 €/kW _{th}	20 a	2.5 %
Wasser-Wasser-Wärmepumpe 450 kW – 55°C	480 €/kW _{th}	20 a	2.0 %
Wasser-Wasser-Wärmepumpe 400 kW – 40°C	400 €/kW _{th}	20 a	2.0 %
Wasser-Wasser-Wärmepumpe 50 kW – 55 °C	900 €/kW _{th}	20 a	2.0 %
Luft-Wasser-Wärmepumpe 55 kW – 55 °C	1'000 €/kW _{th}	20 a	2.5 %
Erdsondenfeld, ca. 60 Sonden / 150 m Bohrtiefe	3'000 €/kW _{th}	50 a	0 %
Solarthermiekollektoren und Solarkreis	400 €/m ²	20 a	1.5 %
Pufferspeicher	500 €/m ³	30 a	1.0 %
Elektrische Nachheizung	50 €/kW _{th}	20 a	1.0 %
Hausanschlusskosten	200 €/kW _{th}	40 a	0 %
Wärmenetz interpoliert nach DN	200 (DN20) – 2'200 (DN80) €/m	50 a	0 %
PV-Anlage	1'300 €/kW _p	30 a	1.0 %
Planungskosten (Pauschale)	10 %	-	-

Mit den angegebenen spezifischen Investitionskosten ergibt sich der in Abbildung 7-5 dargestellte Investitionskostenvergleich.

Für den Jahresgesamtkostenvergleich in Abbildung 7-6 wurden zunächst die in Tabelle 7-2 angegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zugrundegelegt.

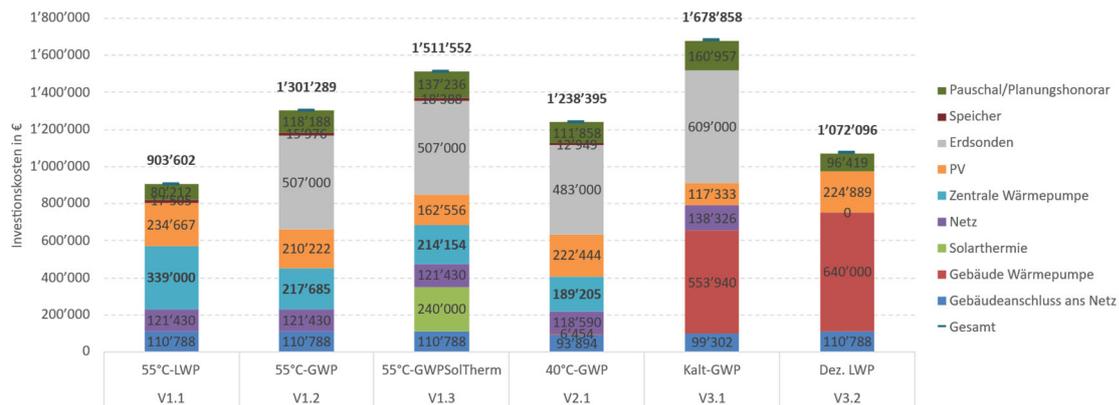


Abbildung 7-5: Vergleich der Investitionskosten der verschiedenen Varianten

Tabelle 7-2: Randbedingungen zu Wirtschaftlichkeitsvergleich

Stromkosten	0.4	€/kWh (angenommener Durchschnittswert bei Neuverträgen, indiziert auf 2031)
Einspeisevergütung PV-Strom (Stand 1. Quartal 2025)	0.067	€/kWh (Stand 2025)
Aufzinsungsfaktor	5	%
Jährliche Preissteigerung	3	%

Mit diesen Rahmenbedingungen wurden jeweils die Jahreskosten und -erlöse berechnet (Abbildung 7-6). Der angegebene Zahlenwert stellt die resultierenden Jahresgesamtkosten dar. Für die Erlöse wurde dabei nur die PV-Strom Einspeisung aus den theoretisch „notwendigen“ PV-Anlagen zur Erreichung der jahresbilanziellen Klimaneutralität berücksichtigt (für jede Anlagenvariante unterschiedlich). Erzeugter PV-Strom wird außerdem bevorzugt direkt genutzt, wenn gleichzeitig Strombedarf zur Wärmeerzeugung und -verteilung gebraucht wird.

Abbildung 7-7 zeigt den Vergleich der daraus resultierenden Wärmegestehungskosten.

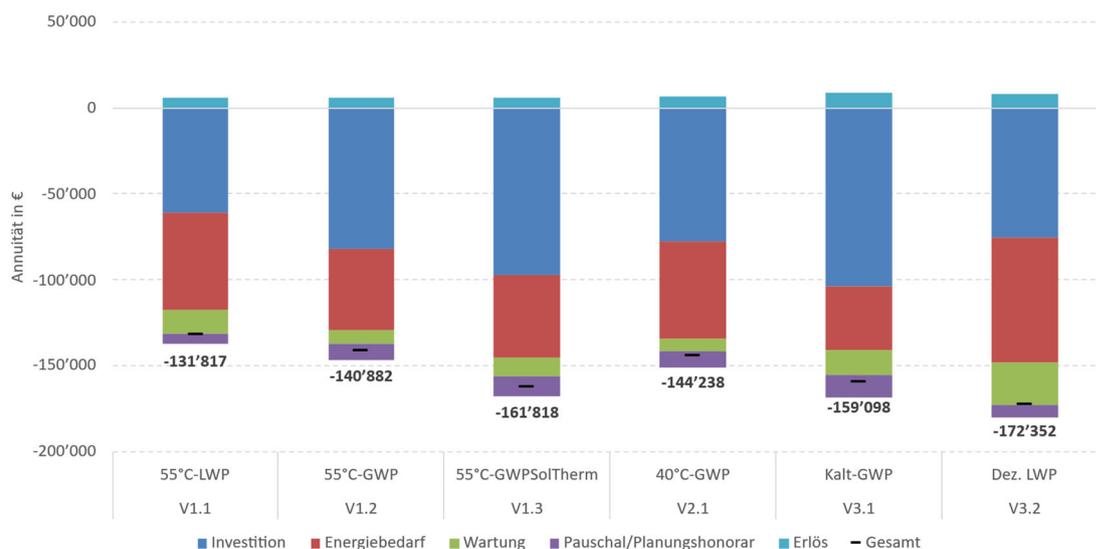


Abbildung 7-6: Jährliche Kosten (-) und Erlöse (+) aus PV-Stromerzeugung.

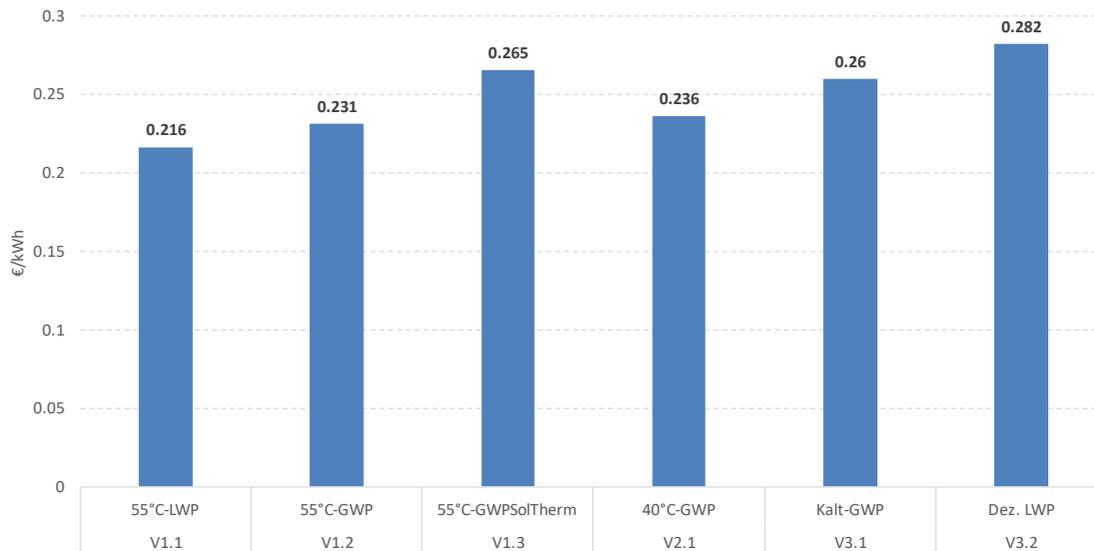


Abbildung 7-7: Vergleich der Wärmegestehungskosten in €/kWh der verschiedenen Varianten

Abbildung 7-8 zeigt den Vergleich der kumulierten Gesamtkosten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren

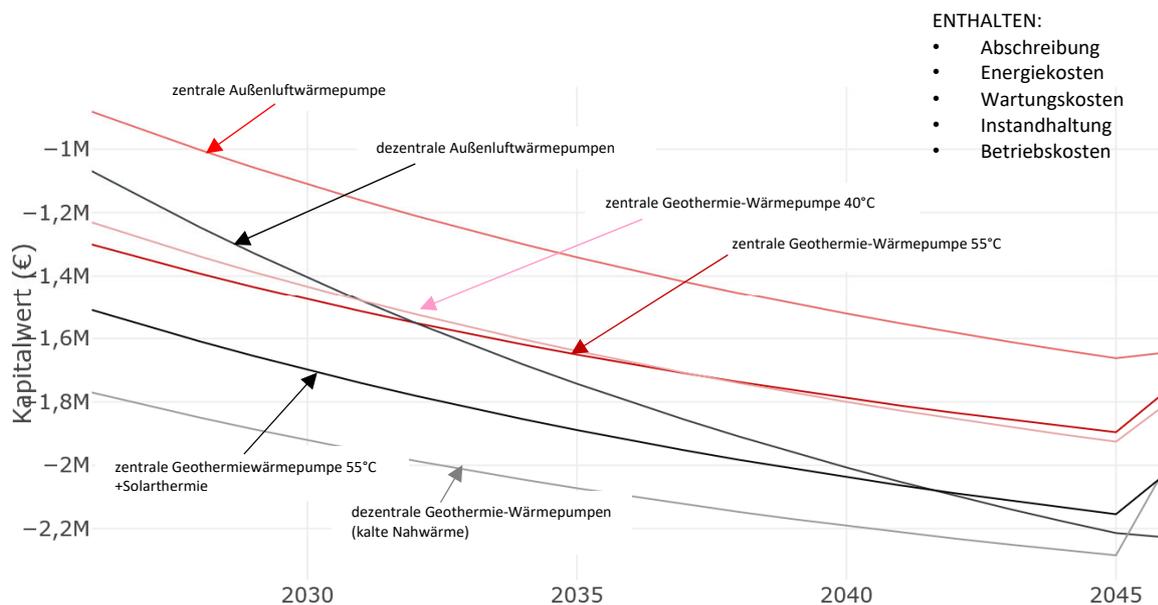


Abbildung 7-8: Kumulierte Gesamtkosten über 20 Jahre und Restwert nach 2045 für die verschiedenen Varianten

Die in dieser Betrachtung wirtschaftlichsten Varianten sind die zentralen Wärmepumpen. Obwohl der jährliche Energiebedarf der Außenluftwärmepumpe höher ist als bei einem Geothermiefeld als Wärmequelle, werden die höheren Anfangsinvestitionskosten innerhalb von 20 Jahren nicht kompensiert.

Abbildung 7-9 zeigt die verbleibenden Investitionskosten nach Abzug der möglichen staatlichen Förderung zum Stand 2025. Derzeit werden im Programm der Bundesförderung nach BEW die förderfähigen Kosten in Wärmenetzen mit 40% bezuschusst. Für die Installation von dezentralen Wärmepumpen gibt es derzeit keine direkte Förderung. Innerhalb des KfW-Förderprogrammes „Klimafreundlicher Neubau“ werden Wärmepumpen indirekt bezuschusst, diese Förderung wurde für den Vergleich aber nicht berücksichtigt. Insgesamt unterstützt dies die Präferenz für eine Zentralisierung der Wärmeerzeugung.

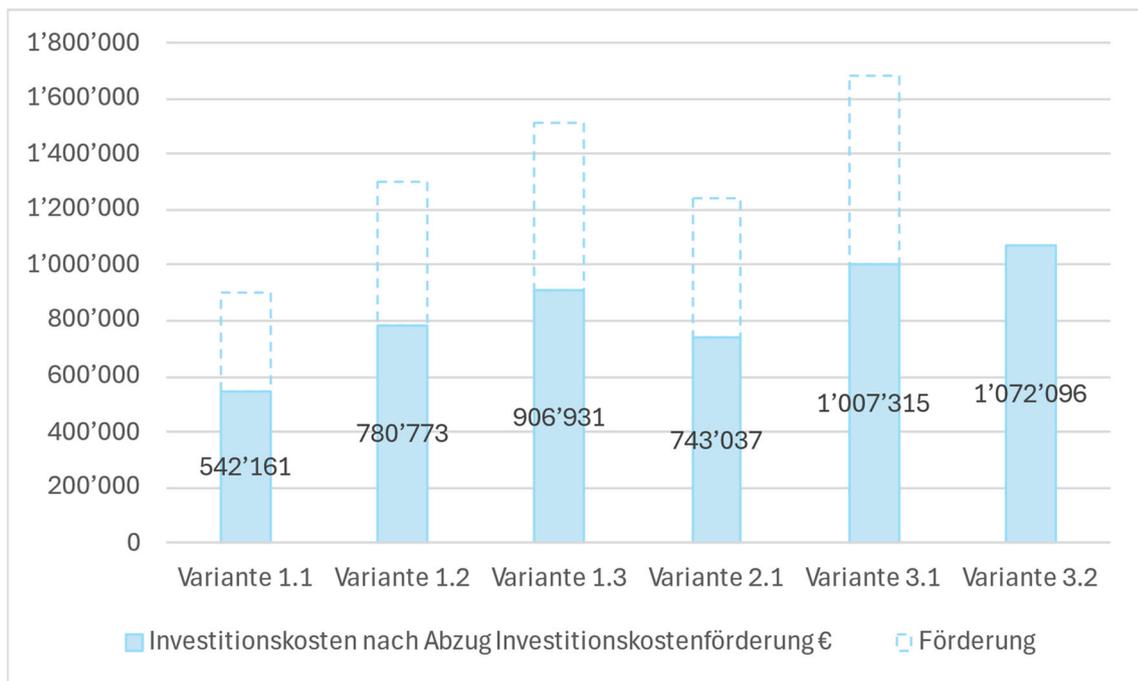


Abbildung 7-9: Investitionskosten unter Berücksichtigung staatlicher Förderung (Stand Mai 2025)

Tabelle 7-3 zeigt die untersuchten Varianten im Überblick.

Tabelle 7-3: Übersicht Variantenvergleich

	Variante 1.1	Variante 1.2	Variante 1.3	Variante 2.1	Variante 3.1	Variante 3.2
Systembeschreibung						
Wärmequelle	Zentrale Wärmepumpe Außenluft	Zentrale Wärmepumpe Geothermie	Zentrale Wärmepumpe Geothermie	Zentrale Wärmepumpe	Dezentrale Wärmepumpen	Dezentrale Wärmepumpen
weltere erneuerbare Energien	PV	PV	Solarthermie	PV	PV	PV
Wärmenetz Verteiltemperaturen	55°C / 45°C	55°C / 45°C	55°C / 45°C	40°C / 30°C	Kaltwasser / Geothermie	-
Leistung Wärmepumpe(n)	450	450	450	400	10 x 50	10 x 55
Anzahl Erdsonden (150 m)	-	60	60	55	67	-
Solarthermie	-	-	10 x 40	-	-	-
Ergebnisse Energie						
Endenergie	MWh/a 192	172	133	182	96	184
CO ₂ -Emission	t/a 73	65	51	69	36	70
JAZ Gesamtsystem	- 3.45	3.83	3.73	3.08	5.43	3.32
Flächenbedarf zur Kompensation						
PV Anlage	kWp 213	191	148	202	107	204
	m ² 869	779	604	824	436	832
Kosten und Wirtschaftlichkeit						
Investitionskosten	k€ 904	1301	1512	1238	1679	1072
Jahresgesamtkosten	k€/a 132	141	162	144	159	172
Wärmegestehungskosten	ct/kWh 21.6	23.1	26.5	23.6	26.0	28.2

8. Empfehlung zur Wärmeversorgung – Vorschlagsvariante(n)

8.1. Anlagentechnik und Kosten

In Abwägung des in Kapitel 7 beschriebenen Variantenvergleichs wird eine zentrale Wärmeerzeugung mit einer Wärmepumpe vorgeschlagen. Aus energetischer Sicht sind zwar die dezentralen Wärmepumpen mit einer Anbindung an ein Geothermiefeld günstiger, allerdings entstehen für die Einzelwärmepumpen höhere Investitions- und Wartungskosten, die auch über einen Zeitraum von 20 Jahren nicht durch die niedrigeren Energiekosten kompensiert werden.

Die aus den derzeitigen Berechnungen wirtschaftlichste Variante mit Außenluft als Wärmequelle sollte im Verlauf der Leistungsphasen 2 und 3 nochmals überprüft werden. Da die Kosten einer Geothermieanlage gegenwärtig sehr volatil sind, sollte vor der Umsetzung ein Richtpreisangebot für ca. 9'500 m Sondenlänge eingeholt werden. Eine Änderung in den Investitionskosten kann die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebes zugunsten der Geothermie verändern, insbesondere da Geothermiesonden Standzeiten aufweisen, die über die Berechnungszeit von 20 Jahren hinausgehen und demnach auch nach dem Austausch einer Wärmepumpe weiterbetrieben werden können.

In diesem Zusammenhang sollte dann auch eine Probebohrung mit Thermal Response Test am Standort durchgeführt werden, um das Temperaturniveau und die Leistungsfähigkeit des Geothermiefeldes nachzuweisen.

Bei der Entscheidung, ob Außenluft oder Geothermie als Wärmequelle herangezogen wird, muss auch die Geräuschemission der Außenluftwärmepumpen berücksichtigt werden. Eine zentrale Außenluft-Wärmepumpe in der notwendigen Dimensionierung weist einen Schalleistungspegel von mindestens 85 - 88 dB auf. Die Aufstellung der Wärmepumpe sollte deshalb mit möglichst großem Abstand zu den Wohngebäuden erfolgen. Eine schallabsorbierende Einhausung sollte vorgesehen werden.

Die zentrale Anlagentechnik der Vorschlagsvariante(n) ist in Abbildung 8-1 skizziert. Eine Außenluftwärmepumpe würde vorzugsweise als Kompaktgerät in Außenaufstellung geplant. Als Kältemittel sollte Propan (Global Warming Potential GWP=3) zum Einsatz kommen. Kältemittel mit höheren GWP-Werten werden nicht empfohlen. Eine Geothermie-Wärmepumpe könnte auch in einem Technikraum in einem Gebäude aufgestellt werden.

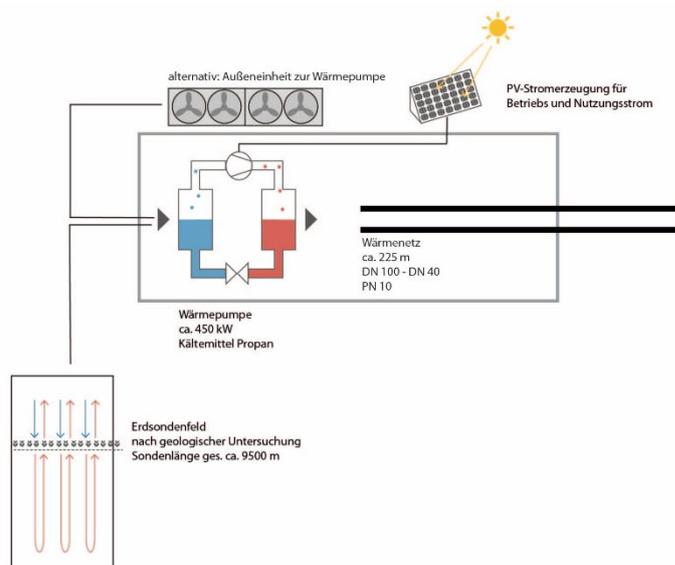


Abbildung 8-1: Wärmeerzeugung der Vorschlagsvariante(n)

Die Dimensionen des Wärmenetzes sind in Abbildung 8-2 enthalten. Die Verlegung ist mit den weiteren Sparten im Baugebiet zu koordinieren, bestenfalls werden gemeinsame Leitungsgräben genutzt.

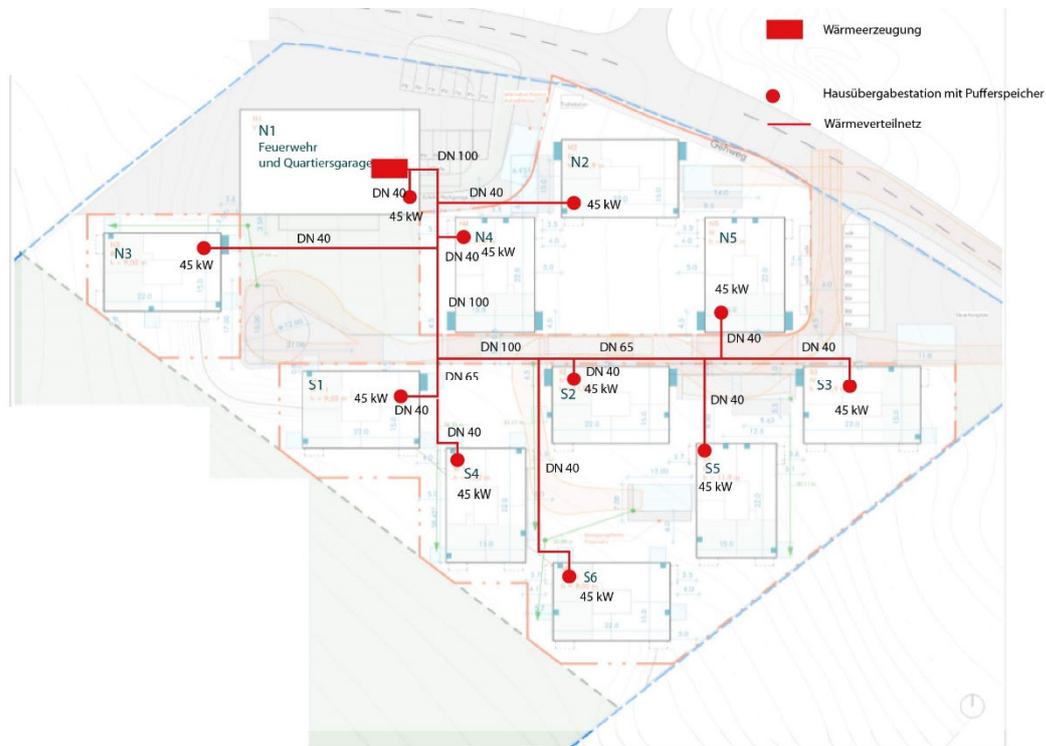


Abbildung 8-2: Ausführung des Wärmenetzes – Verteiltemperaturen 55°C / 45°C

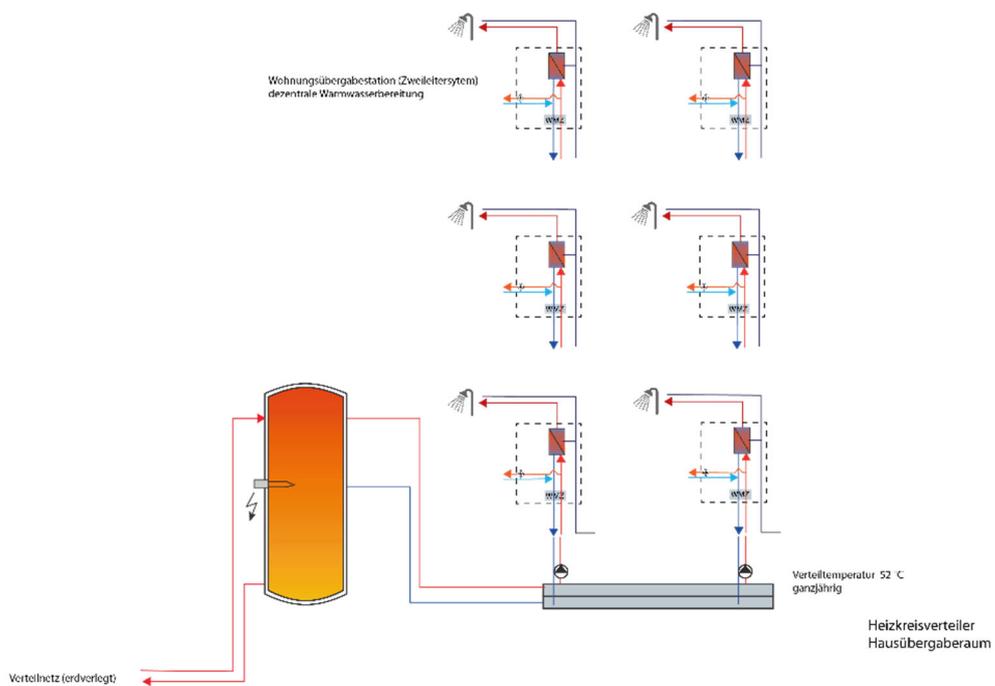


Abbildung 8-3: Ausführung der Hausübergabestationen

Die Hausübergabestationen sollen mit Pufferspeichern ausgerüstet werden, um den Anlagenbetrieb zu optimieren und die Brauchwasser-Lastspitzen zuverlässig abzudecken.

Wohnungsübergabestationen sind in den Wohnungen zentral anzuordnen, damit auf Zirkulationsleitungen verzichtet werden kann, vgl. Kap. 2.3 und Abbildung 8-3.

In Tabelle 8-1 sind die Investitionskosten der vorgeschlagenen zentralen Wärmeerzeugung sowohl für die Luftwärmepumpe (LWP) wie auch für eine geothermisch gekoppelte Wärmepumpe (GWP) dargestellt. Unterschiede ergeben sich in der zentralen Wärmepumpe: den um etwa 121'000 € niedrigeren Investitionskosten für die Geothermie-Wärmepumpe stehen, mit den derzeitigen Kostenannahmen, etwa 507'000 € Investitionskosten für das Erdsondenfeld gegenüber.

Eingerechnet in die Investitionskosten sind unterschiedlich große PV-Anlagen, die jeweils so ausgelegt sind, dass die Wärmeerzeugung klimaneutral gestellt wird.

Tabelle 8-1: Investitionskosten der zentralen Wärmeerzeugung (Var. 1.1 und 1.2) einschließlich der PV-Anlage zur Erreichung der Klimaneutralität der Wärmeerzeugung

	V1.1 55°C-LWP	V1.2 55°C-GWP
	€	€
Gebäudeanschluss ans Netz	110'788	110'788
Gebäude Wärmepumpe		
Solarthermie		
Netz	121'430	121'430
Zentrale Wärmepumpe	339'000	217'685
PV	234'667	210'222
Erdsonden		507'000
Speicher	17'505	15'976
Pauschal/Planungshonorar	80'212	118'188
Gesamt	903'602	1'301'289

8.2. Gesamtenergiebilanz

Die Zielsetzung für das Neubaugebiet ist die Treibhausgasneutralität bezogen auf die Wärme- und Stromerzeugung unter Einbeziehung des Nutzungsstroms. Idealerweise soll darüber hinaus zusätzlich der Bedarf der zukünftig erwartbaren Elektromobilität abgedeckt werden.

Der Nutzungsstrombedarf des Quartiers wurde aus den Randbedingungen der Lastsimulation (vgl. Kapitel 5) ermittelt. In dieser werden die Annahmen zu den Nutzungsstrombedarfen (Beleuchtung, Geräte) als innere Lasten für die Gebäude berücksichtigt. Der reale Strombedarf hängt natürlich vom Verhalten der BewohnerInnen ab und kann schwer vorhergesagt werden.

Der angenommene Gesamtnutzungsstrombedarf des Quartiers mit 224 MWh bedeutet ca. 25 kWh/m²/a. Bezogen auf eine 3-Zimmerwohnung mit 72 m² bedeutet dies einen Strombedarf von 1'800 kWh. Dieser wird im Stromspiegel Deutschland⁵ für eine 3-PersonenWohnung als niedrig eingestuft.

Zur Berechnung des Strombedarfes für die Mobilität im Jahr 2045 wurden die Zielwerte der Bundesregierung zugrunde gelegt, die eine Steigerung des E-Fahrzeug-Anteils von 19% in 2030 auf 80% in 2050 anstrebt.

⁵ <https://www.stromspiegel.de/>

Wird von durchschnittlich einem Fahrzeug pro Familie und einer jeweiligen Fahrleistung von 12'000 km/a ausgegangen ergibt sich über die Jahre der in Abbildung 8-4 dargestellte Strombedarf im Quartier für die Elektromobilität, d.h. ein Strombedarf für Elektromobilität von 193 MWh/a im Jahr 2045, der über die lokale Ladeinfrastruktur bereitgestellt werden sollte.

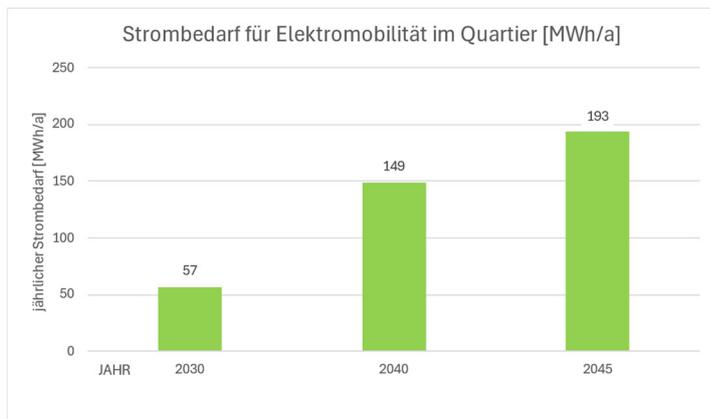


Abbildung 8-4: Berechnung des Strombedarfs für die Elektromobilität im Quartier bis zum Jahr 2045

Für die Gesamtenergiebilanz des Quartiers bedeutet dies, dass der Mobilitätsstrom zum Strombedarf für die Wärmeversorgung und dem Nutzungsstrom hinzugerechnet werden muss.

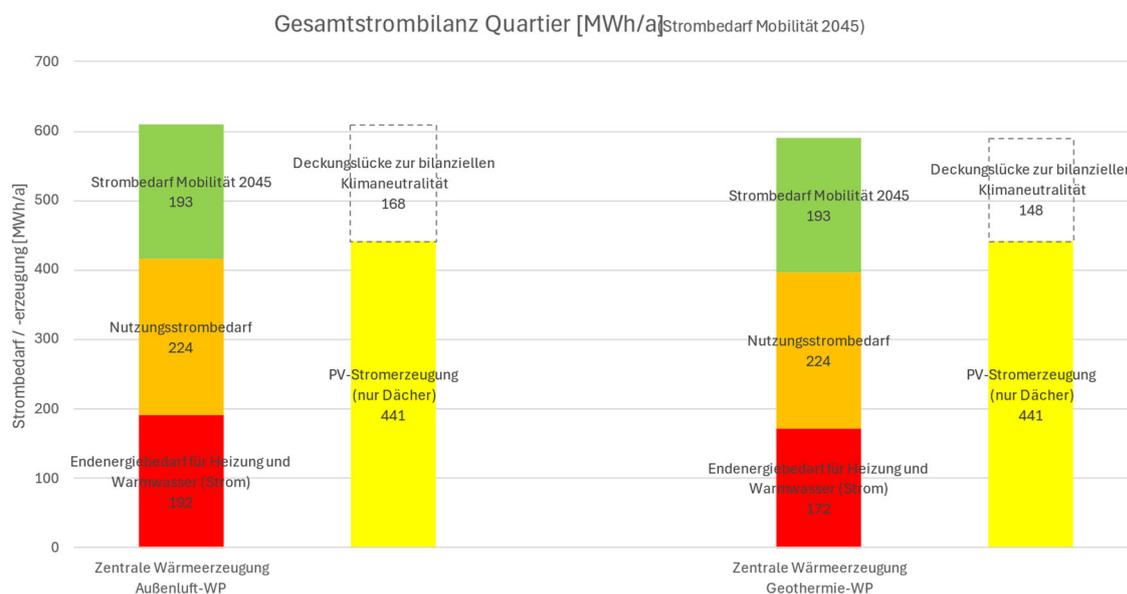


Abbildung 8-5: Gesamtenergiebilanz Quartier

In Abbildung 8-5 ist der Gesamtstrombedarf des Quartiers für die Wärmeversorgungsvarianten 1.1 - zentrale Außenluftwärmepumpe und 1.2 - zentrale Geothermie-Wärmepumpe dargestellt.

Demgegenüber steht die Stromerzeugung einer Photovoltaikanlage bei einer maximal möglichen Belegung der Dachflächen. Bei den zentralen Varianten können die Dächer wie in Kapitel 4.1 beschrieben mit PV belegt werden. Die Anlage mit 490 kWp erzeugt etwa 441 MWh/a.

Bei der Wärmeversorgung mit einer zentralen Wärmepumpe kann der Strombedarf für die Wärmeversorgung und auch für den angenommenen Nutzungsstrom jeweils bilanziell durch die PV-Anlage gedeckt werden. Bezieht man den Strom für die Elektromobilität ein, so entsteht eine Deckungslücke von 168 MWh/a bei einer Außenluftwärmepumpe bzw. 148 MWh bei der Geothermie-Wärmepumpe.

Dennoch ist die Nutzung der lokalen solaren Stromerzeugung für die Ladeinfrastruktur vorteilhaft, da insbesondere in Zeiten mit hohen Stromüberschüssen diese direkt vor Ort lokal genutzt werden können und damit die Übertragungsnetze entlastet werden. Auch können Stromspeicher vor Ort ggf. kleiner dimensioniert werden.

Bei dezentralen Außenluftwärmepumpen, die auf den Dächern der Gebäude aufgestellt würden, ist die für PV verfügbare Dachfläche um insgesamt etwa 200 m² reduziert (vgl. Kapitel 4.1) und es können nur PV-Anlagen mit insgesamt 440 kWp installiert werden.

Die Stromerzeugung reduziert sich damit auf 396 MWh/a. Hier würde zum Gesamtstrombedarf inkl. Mobilität die Deckungslücke 205 MWh/a betragen. Es würde bilanziell über ein Jahr weniger Strom erzeugt als für die Wärmeerzeugung und für den Nutzungsstrom gebraucht würde.

N.B.: Es wurde bei dieser Flächenberechnung angenommen, dass jedes Gebäude eine eigene Wärmepumpe auf dem Dach erhält. Da die Dächer der Gebäude N3, S1, S4 und S6 aufgrund eines Geländesprungs etwas tiefer liegen als die anderen Gebäude würde dort voraussichtlich aus optischen Gründen keine Wärmepumpe auf dem Dach stehen. Diese Gebäude müssten dann aus benachbarten Häusern mit Wärmeversorgt werden. Damit stünde auf den Gebäuden N3, S1, S4 und S6 die maximale Dachfläche für PV zur Verfügung. Allerdings würde die gleiche Fläche auf den Nachbargebäuden aufgrund der größeren Wärmepumpen voraussichtlich entfallen.

In jedem Fall wird empfohlen, die PV-Stromerzeugung zu maximieren. Technikflächen auf den Dächern sollten so gering wie möglich gehalten werden, um die Dachflächenausnutzung zu maximieren. Die Installation von PV-Anlagen sollte überall dort erfolgen, wo es technisch möglich ist, und wo keine Verschattung, z.B. durch Dachaufbauten vorhanden ist. Zusätzlich sollten geeignete Fassaden in Betracht gezogen werden.

8.3. Untersuchung der Eigenstromnutzung

Bei den energetischen Betrachtungen ebenso, wie bei den Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen wurde angenommen, dass auf den Dächern erzeugter Solarstrom immer zunächst für den Betrieb der Wärmeerzeugung eingesetzt wird, während die Überschüsse ins öffentliche Netz eingespeist werden.

Tatsächlich sind die PV-Anlagen auf den Dächern der verschiedenen Gebäude verteilt. Soll der erzeugte Strom für eine zentrale Wärmeerzeugung genutzt werden, sollten eigene Stromleitungen zwischen den Dächern und dem Technikraum der zentralen Wärmepumpe installiert werden, die die verschiedenen PV-Anlagen mit der Heizzentrale verbinden, ohne das öffentliche Übertragungsnetz zu berühren (vgl. Abbildung 8-6). In diesem Fall wäre auch nur eine zentrale Anbindung der PV-Stromerzeugung an das öffentliche Netz inklusive des Wandlerzählers notwendig.

Es wurden die Kosten der Verlegung eigener PV-Stromleitungen abgeschätzt und mit einer Volleinspeisung und einem Netzbezug des Stromes für die Wärmepumpen verglichen. Die Investition in eigene Anbindeleitungen, die parallel zum Wärmenetz verlegt werden können, würde sich bereits innerhalb des ersten Betriebsjahres amortisieren und sollte deshalb umgesetzt werden (Abbildung 8-7).

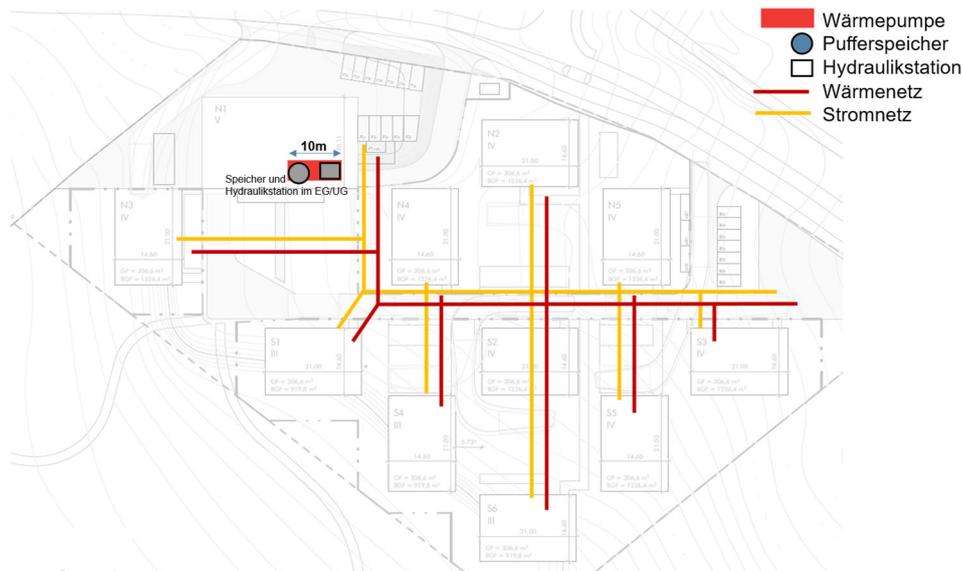


Abbildung 8-6: Beispiel Anbindung der PV-Anlagen an die zentrale Wärmezeugung

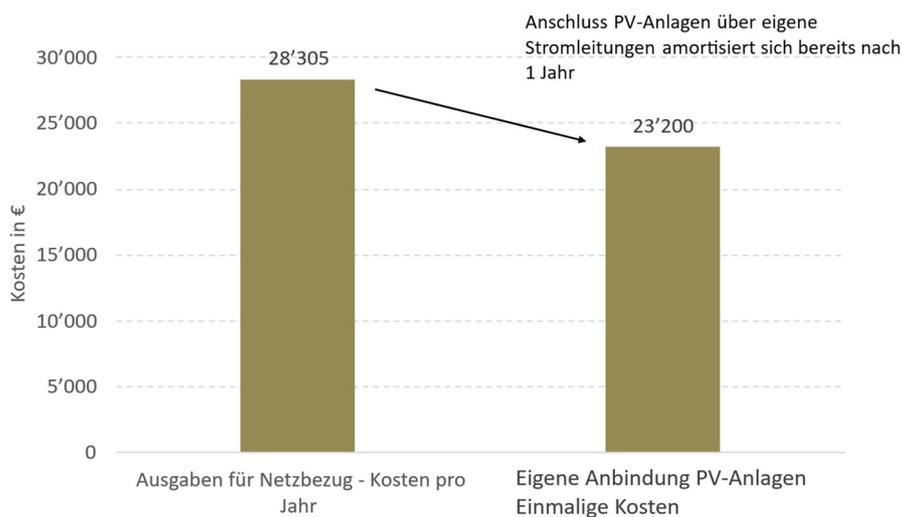


Abbildung 8-7: Kostenvergleich jährliche Stromkosten bei Netzstrombezug vs. eigene Anbindung PV-Anlagen an die zentrale Wärmezeugung.

8.4. Untersuchung des Einflusses des Wärmedämmstandards

Es wurde untersucht, welchen Einfluss der Gebäudeenergiestandard auf den Endenergiebedarf zur Wärmezeugung hat und wie sich eine Verringerung des Wärmedämmstandards auf die Wärmegestehungskosten und in der Konsequenz auf die Gesamtenergiekosten je Wohneinheit auswirkt. Die Berechnung wurde exemplarisch für die Wärmeversorgungsvariante mit einer zentralen Außenluftwärmepumpe durchgeführt.

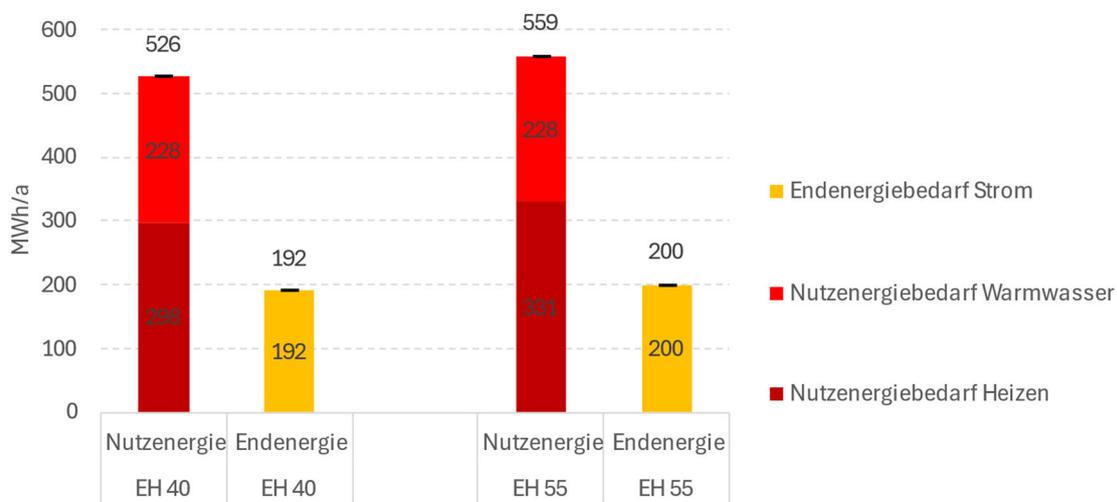


Abbildung 8-8: Nutzenergie- und Endenergiebedarf zur Wärmezeugung – Vergleich der Energiestandards – EH40 vs. EH55

Die Nutzenergie für die Raumheizung ist mit dem reduzierten Wärmedämmstandard EH 55 etwa 11 % höher als im Ausgangsfall mit EH40-Standard. Bezogen auf die Endenergie für die Wärmeerzeugung bedeutet dies einen um 4% erhöhten Strombedarf für den Standard EH 55 (Abbildung 8-8).

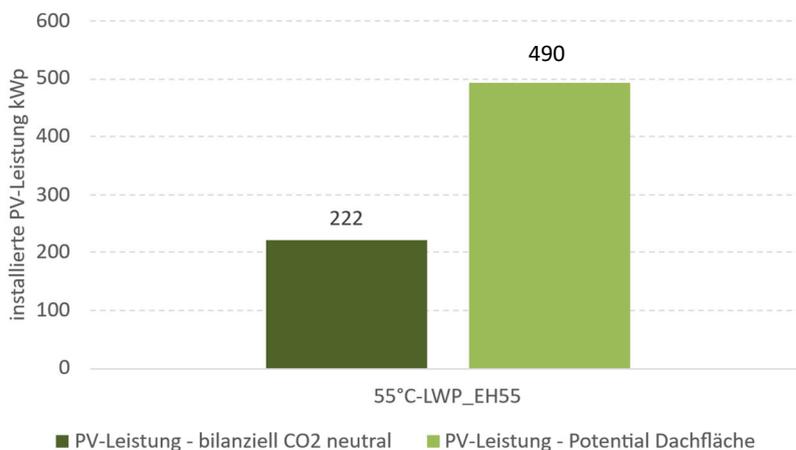


Abbildung 8-9: Benötigte PV-Peakleistung zur bilanziellen Klimaneutralität der Wärmeerzeugung EH55

Mit dem in Kapitel 4.1 beschriebenen PV-Potenzial und der Stromerzeugung von 441 MWh/a kann der Strombedarf für die Wärmeerzeugung auch bei einem niedrigeren Dämmstandard bilanziell im Quartier erzeugt werden (Abbildung 8-9). Auch eine zusätzliche bilanzielle Deckung des angenommenen Nutzungsstrombedarfes wäre noch knapp möglich.

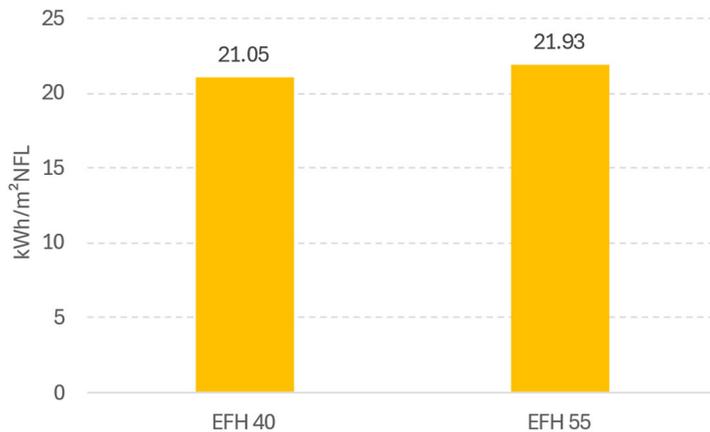


Abbildung 8-10: Flächenbezogener Endenergiebedarf für die Wärmeerzeugung in kWh/m²/a – Vergleich EH40 vs. EH55

Um die Auswirkung auf die Wärmeenergiekosten für die einzelnen Wohnungen zu berechnen, wurde der flächenbezogene Endenergiebedarf (Abbildung 8-10) und die daraus resultierenden jährlichen Wärmekosten je m² berechnet. Diese enthalten jeweils die Kapital-, Wartungs- und Betriebskosten und liegen bei einem Dämmstandard nach EH55 um 0,52 € / m²/a höher als im Fall eines EH40 Standards (Abbildung 8-11). Hochgerechnet auf eine Wohnung mit 70 m² bedeutet dies Mehrkosten von etwa 36 € pro Jahr und damit knapp 4%.

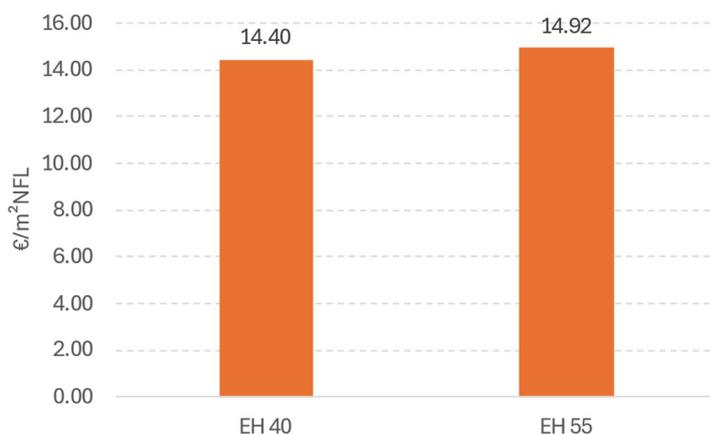


Abbildung 8-11: Flächenbezogene Wärmekosten in €/m²/a – Vergleich EH40 vs. EH55

9. Ausblick – nächste Planungsschritte

Die Umsetzung des vorgeschlagenen zentralen Wärmeversorgungskonzeptes erfordert eine vertiefende Planung, insbesondere des Wärmenetzes parallel zur Planung der Gebäude, da Technikflächen in den Gebäuden und die jeweilige Anschlusssituation auch in Verbindung mit der weiteren Leitungsinfrastruktur festzulegen sind.

Bei einem geplanten Baubeginn der Gebäude in 2028 sollte die Planung der Leitungsinfrastruktur mit etwa zwei Jahren Vorlauf beginnen.

Die Entscheidung, ob die Wärme für die Wärmepumpen aus einem Erdsondenfeld bezogen wird, sollte durch eine Untersuchung der thermischen Leistungsfähigkeit des Untergrundes gestützt werden. Es sollte eine Probebohrung durchgeführt werden, bei der auch die mögliche Bohrtiefe genauer ermittelt wird. Ein Thermal Response Test an der Probebohrung gibt Aufschluss über die genaue Leistungsfähigkeit einer Erdsonde. Mit diesen Daten kann das Erdsondenfeld genau ausgelegt und wirtschaftlich optimiert werden. Es muss untersucht werden, ob tiefere und dafür weniger Bohrungen ggf. wirtschaftlicher sind als das in der Machbarkeitsstudie angenommene Sondenfeld mit 150 m Bohrtiefe. Dabei ist einzubeziehen, dass tiefere Bohrungen einen größeren Rohrdurchmesser erfordern und evtl. auch höhere Betriebskosten aufweisen (erhöhter Pumpenstrombedarf aufgrund höherer Druckverluste). Die geotechnische Fachplanung, die Probebohrung und der TRT sollten, vor der oben genannten Infrastrukturplanung erfolgen.

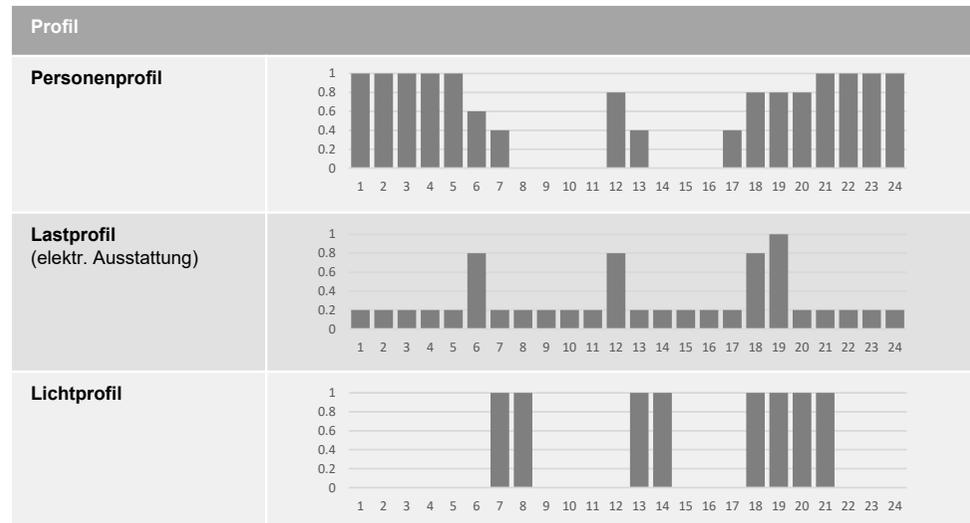
ANHANG

Randbedingungen thermische Simulation

Randbedingungen

Gebäude EH40 Standard

Geometrie	
Maße (T x L x H = Volumen)	5.5 m x 9.9 m x 2.6 m = 141.5 m ³
Raumfläche	54.45 m ²
Fensterflächenanteil	30%



Material	
Verglasung	Dreifach Verglasung U _g : 0.75 W/m ² K, T _{vis} : 0.59, SHGC: 0.52 U _w = 0.8
Verschattung	Außenliegender Sonnenschutz FC-Wert: 0.2 Aktiv: Solare Einstrahlung > 180 W/m ² Hysterese: Solare Einstrahlung < 150 W/m ²

Interne Lasten	
Personenanzahl (pp)	18.15 m ² /pp
Sensible Wärme	70 W/pp
Latente Wärme	33 W/pp
Elektr. Ausstattung	70 W/pp
Licht	8 W/m ²
Tageslichtkontrolle	> 400 Lux

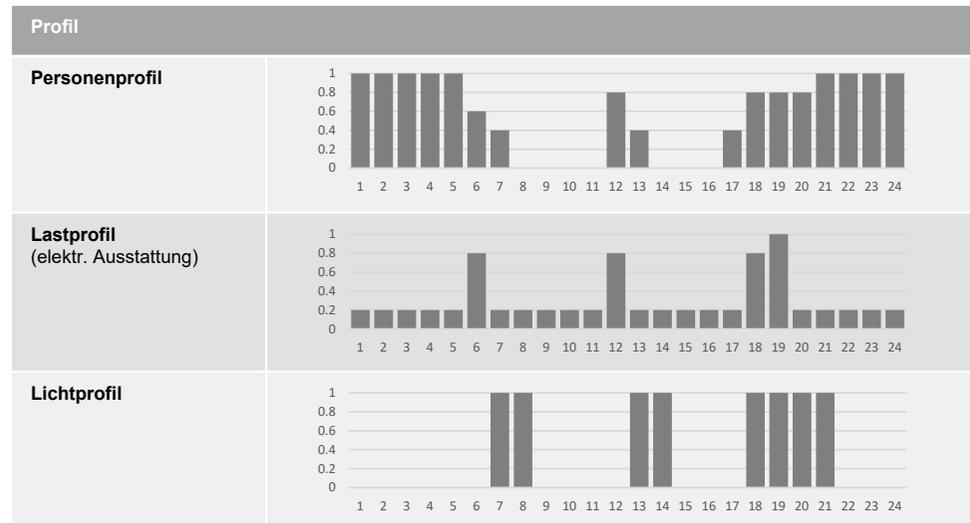
Systeme	
Heizung	Fußbodenheizung (75% aktivierte Bodenfläche) Solltemperatur: DIN15251NA Vorlauftemperatur: 35°C Temperaturkontrolle basierend auf: operativer Temperatur Warmwasser Nutzwarmwasserbedarf pro Bezugseinheit: 35 l/d.pp Wassertemperatur: 10°C → 48°C
Natürliche Lüftung	Min. 10 m ³ /h.pp Max. 31.6 m ³ /h.pp Ablüften über Fenster während Nutzungszeit: Öffnungsfläche: 12% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 24°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 6°C Inaktiv: Lufttemperatur < 21°C Max. Luftwechsel: 5 1/h Nachluftspülung: Öffnungsfläche: 2% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 22°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 12°C Inaktiv: Lufttemperatur < 20°C Max. Luftwechsel: 5 1/h
Infiltration	0.1 1/h

Kennwerte opake Bauteile	
Außenwand	U-Wert = 0.12 W/m ² K
Interne Trennwand	U-Wert = 0.24 W/m ² K
Boden	U-Wert = 0.13 W/m ² K
Dach	U-Wert = 0.11 W/m ² K

Randbedingungen

Beispiel Gebäudezone

Geometrie	
Maße (T x L x H = Volumen)	5.5 m x 9.9 m x 2.6 m = 141.5 m ³
Raumfläche	54.45 m ²
Fensterflächenanteil	30%



Material	
Verglasung	Dreifach Verglasung U-Wert: 0.75 W/m ² K, Tvis: 0.59, SHGC: 0.52
Verschattung	Außenliegender Sonnenschutz FC-Wert: 0.2 Aktiv: Solare Einstrahlung > 180 W/m ² Hysterese: Solare Einstrahlung < 150 W/m ²

Interne Lasten	
Personenanzahl (pp)	18.15 m ² /pp
Sensible Wärme	70 W/pp
Latente Wärme	33 W/pp
Elektr. Ausstattung	70 W/pp
Licht	8 W/m ²
Tageslichtkontrolle	> 400 Lux

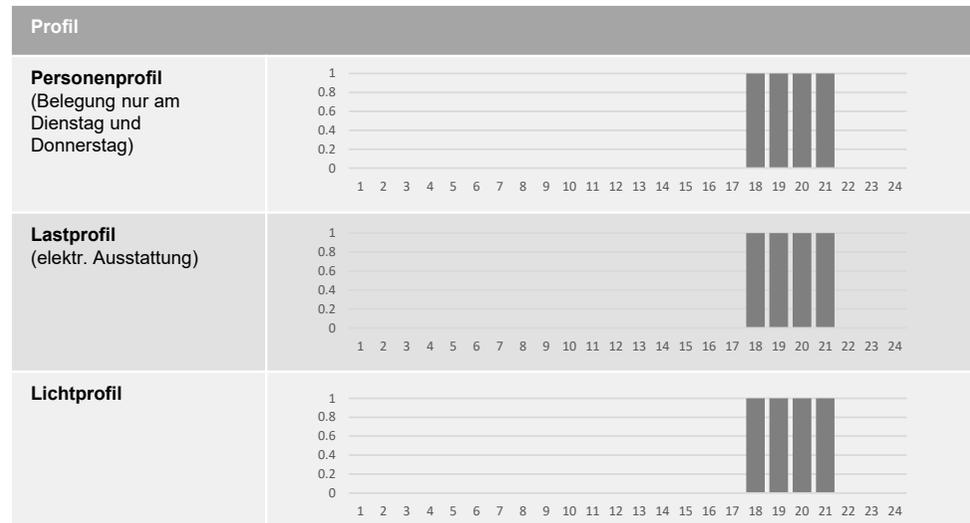
Systeme	
Heizung	Fußbodenheizung (75% aktivierte Bodenfläche) Solltemperatur: DIN16798 NA Vorlauftemperatur: 35°C Max spez. Leistung: 40 W/m ² Temperaturkontrolle basierend auf: operativer Temperatur Warmwasser Nutzwarmwasserbedarf pro Bezugseinheit: 35 l/d.pp Wassertemperatur: 10°C → 48°C
Natürliche Lüftung	Min. 10 m ³ /h.pp Max. 31.6 m ³ /h.pp Ablüften über Fenster während Nutzungszeit: Öffnungsfläche: 12% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 24°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 6°C Inaktiv: Lufttemperatur < 21°C Max. Luftwechsel: 5 1/h Nachluftspülung: Öffnungsfläche: 2% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 22°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 12°C Inaktiv: Lufttemperatur < 20°C Max. Luftwechsel: 5 1/h
Infiltration	0.1 1/h

Material	
Außenwand	U-Wert = 0.12 W/m ² K
Interne Trennwand	U-Wert = 0.24 W/m ² K
Boden	U-Wert = 0.22 W/m ² K
Dach	U-Wert = 0.10 W/m ² K

Randbedingungen

Feuerwehr Aufenthaltsbereiche

Geometrie	
Maße (T x L x H = Volumen)	9.1 m x 11.0 m x 3.3 m = 335.3 m ³
Raumfläche	450 m ²



Material	
Verglasung	Dreifach Verglasung U _{Fenster} : 1.1 W/m ² K, T _{vis} : 0.59, SHGC: 0.52
Verschattung	Außenliegender Sonnenschutz FC-Wert: 0.2 Aktiv: Solare Einstrahlung > 180 W/m ² Hysterese: Solare Einstrahlung < 150 W/m ²

Interne Lasten	
Personenanzahl (pp)	10 m ² /pp
Sensible Wärme	70 W/pp
Latente Wärme	33 W/pp
Elektr. Ausstattung	120 W/pp
Licht	8 W/m ²
Tageslichtkontrolle	-

Systeme	
Heizung	Fußbodenheizung (75% aktivierte Bodenfläche) Solltemperatur: 21°C während der Nutzungszeit Absenkung: 5 K außerhalb der Nutzungszeit Vorlauftemperatur: 35°C Temperaturkontrolle basierend auf: operativer Temperatur Warmwasser Nutzwarmwasserbedarf pro Bezugseinheit: 60 l/Woche Wassertemperatur: 10°C → 48°C
Natürliche Lüftung	300 m ³ /h Ablüften über Fenster während Nutzungszeit: Öffnungsfläche: 12% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 24°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 6°C Inaktiv: Lufttemperatur < 21°C Max. Luftwechsel: 5 1/h Nachtluftspülung: Keine
Infiltration	0.1 1/h

Material	
Außenwand	U-Wert = 0.11 W/m ² K
Interne Trennwand	U-Wert = 0.24 W/m ² K
Boden	U-Wert = 0.22 W/m ² K
Decke	U-Wert = 0.22 W/m ² K

Randbedingungen Feuerwehr Fahrzeughalle

Geometrie	
Maße (T x L x H = Volumen)	12.5 m x 21.5 m x 5.5 m = 1478.1 m ³
Raumfläche	268.7 m ²

Profil	
Personenprofil 	
Lastprofil (elektr. Ausstattung) 	
Lichtprofil 	

Material	
Verglasung	Dreifach Verglasung U_Fenster: 1.1 W/m ² K, Tvis: 0.59, SHGC: 0.52

Interne Lasten	
Personenanzahl (pp)	█
Sensible Wärme	█
Latente Wärme	█
Elektr. Ausstattung	█
Licht	█
Tageslichtkontrolle	█

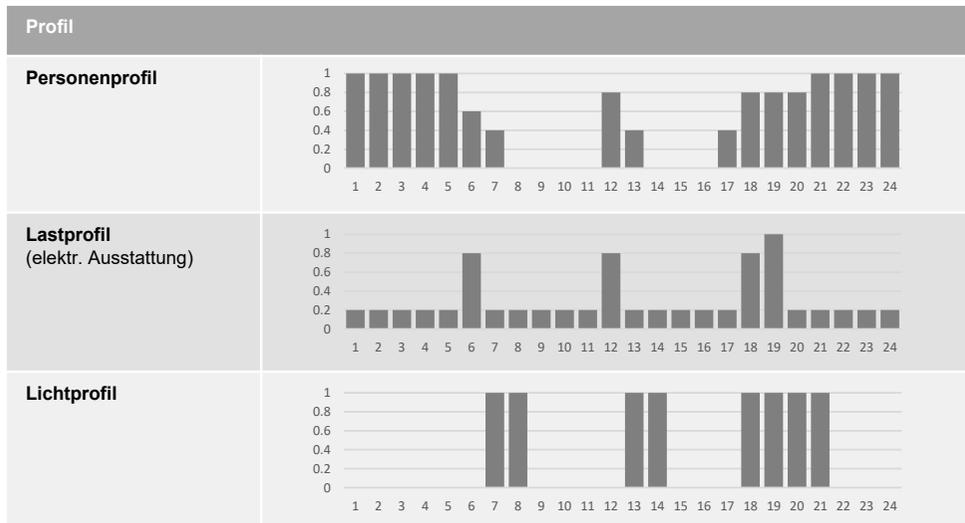
Systeme	
Heizung	Industriebodenheizung (75% aktivierte Bodenfläche) Solltemperatur: 12°C Vorlauftemperatur: 35°C Temperaturkontrolle basierend auf: operativer Temperatur Warmwasser Keines
Infiltration	0.3 1/h

Material	
Außenwand	U-Wert = 0.31 W/m ² K
Interne Trennwand	U-Wert = 0.97 W/m ² K
Boden	U-Wert = 0.97 W/m ² K
Decke	U-Wert = 0.22 W/m ² K

Randbedingungen

Wohnen – nach BEG EH 55

Geometrie	
Maße (T x L x H = Volumen)	5.5 m x 9.9 m x 2.6 m = 141.5 m ³
Raumfläche	54.45 m ²
Fensterflächenanteil	30%



Material	
Verglasung	Dreifach Verglasung U_Fenster: 0.90 W/m ² K, Tvis: 0.59, SHGC: 0.52
Verschattung	Außenliegender Sonnenschutz FC-Wert: 0.2 Aktiv: Solare Einstrahlung > 180 W/m ² Hysterese: Solare Einstrahlung < 150 W/m ²

Interne Lasten	
Personenanzahl (pp)	18.15 m ² /pp
Sensible Wärme	70 W/pp
Latente Wärme	33 W/pp
Elektr. Ausstattung	70 W/pp
Licht	8 W/m ²
Tageslichtkontrolle	> 400 Lux

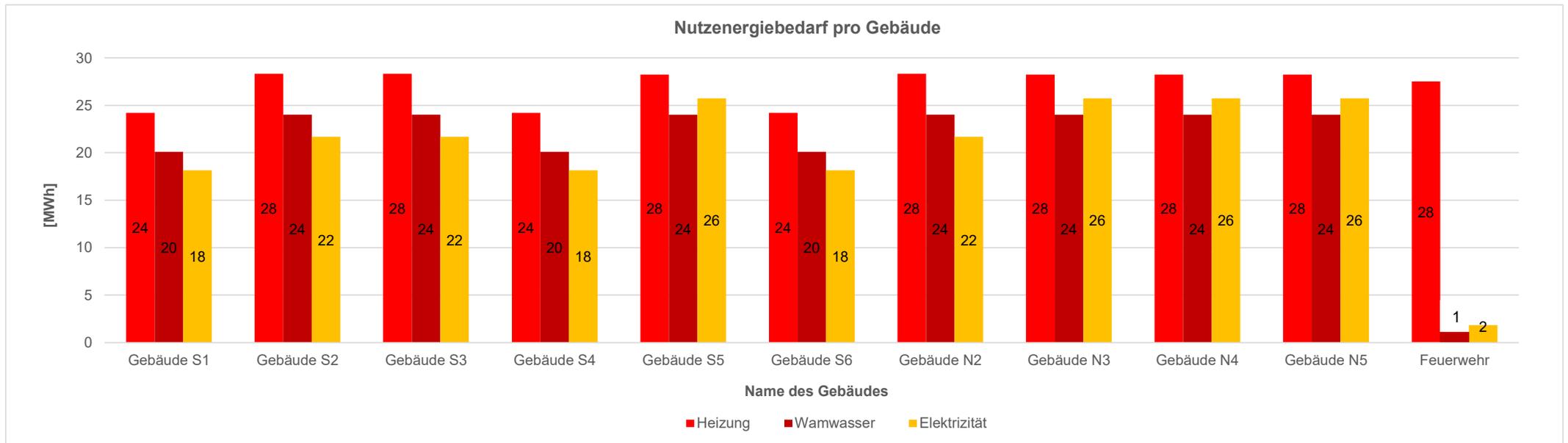
Systeme	
Heizung	Fußbodenheizung (75% aktivierte Bodenfläche) Solltemperatur: DIN15251NA Vorlauftemperatur: 35°C Temperaturkontrolle basierend auf: operativer Temperatur Warmwasser Nutzwarmwasserbedarf pro Bezugseinheit: 35 l/d.pp Wassertemperatur: 10°C → 48°C
Natürliche Lüftung	Min. 10 m ³ /h.pp Max. 31.6 m ³ /h.pp Ablüften über Fenster während Nutzungszeit: Öffnungsfläche: 12% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 24°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 6°C Inaktiv: Lufttemperatur < 21°C Max. Luftwechsel: 5 1/h Nachtluftspülung: Öffnungsfläche: 2% d. Raumfläche Aktiv: Lufttemperatur > 22°C und Tagesmittel- & aktuelle Außenlufttemperatur > 12°C Inaktiv: Lufttemperatur < 20°C Max. Luftwechsel: 5 1/h
Infiltration	0.1 1/h

Material	
Außenwand	U-Wert = 0.13 W/m ² K
Interne Trennwand	U-Wert = 0.24 W/m ² K
Boden	U-Wert = 0.24 W/m ² K
Dach	U-Wert = 0.14 W/m ² K

Nutzenergiebedarf

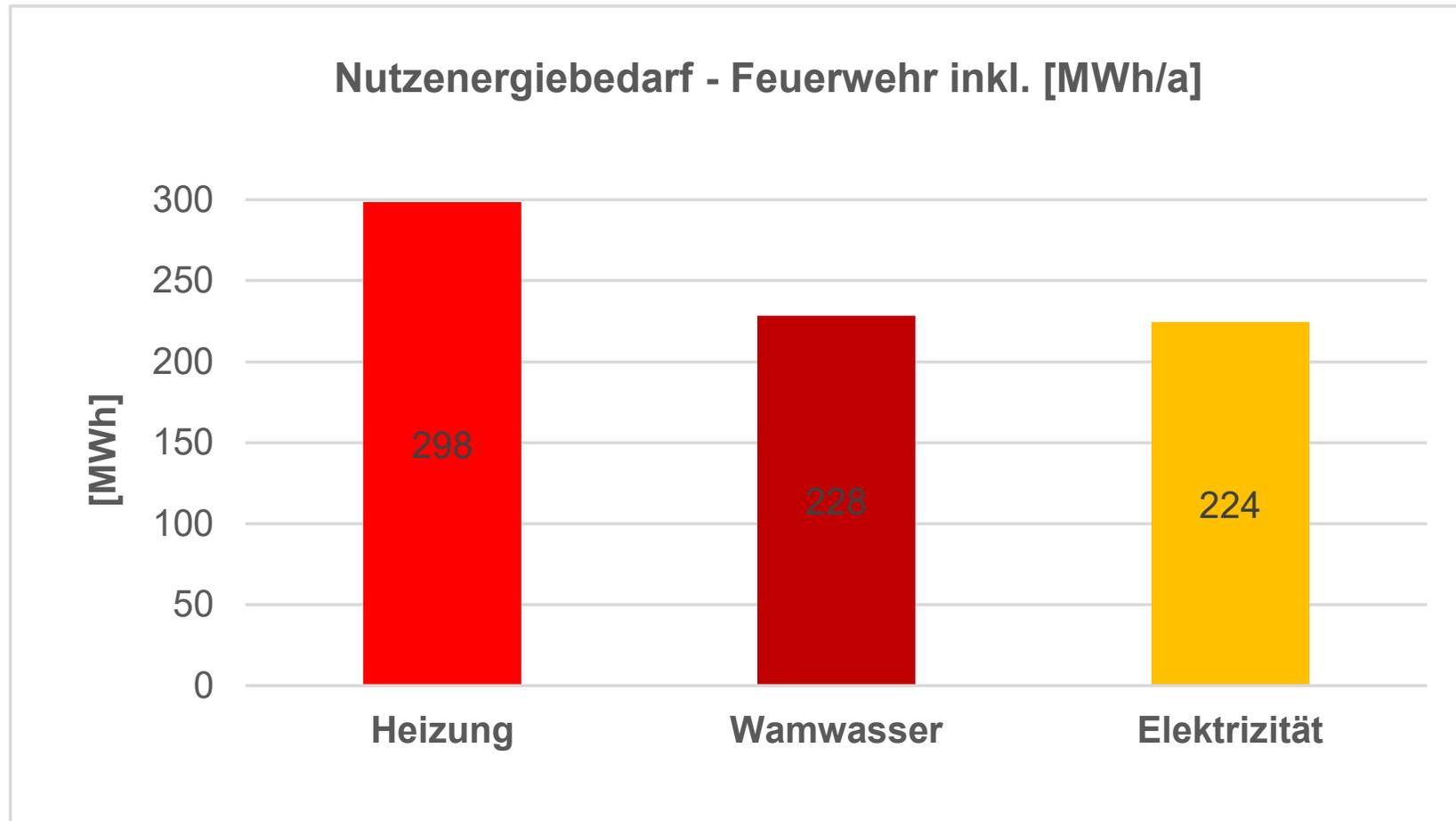
Nutzenergiebedarf der Gebäude

EH40 Standard



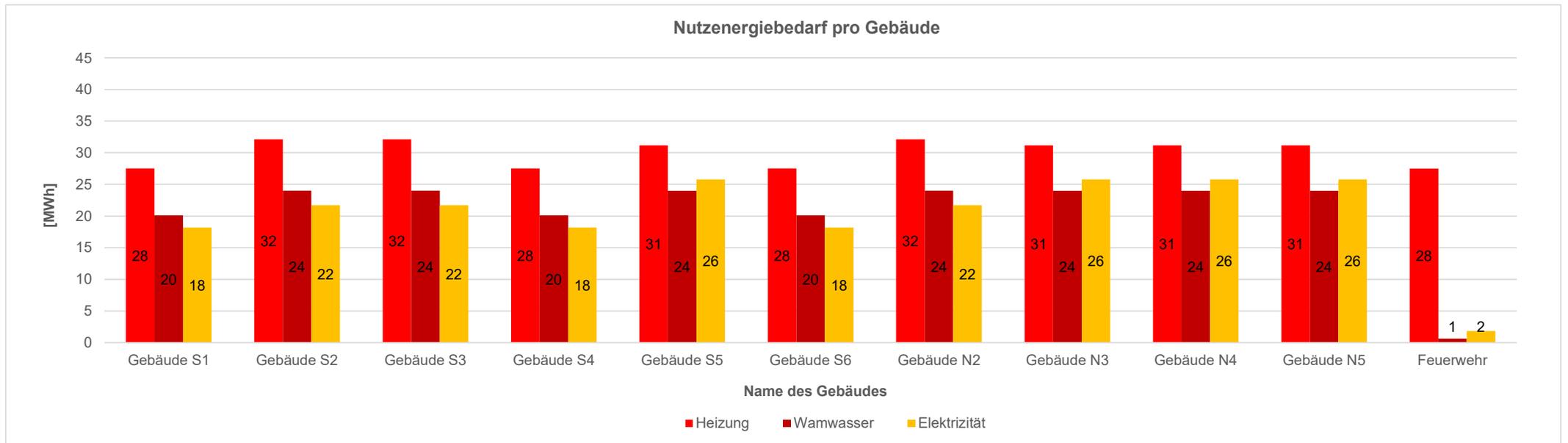
Nutzenergiebedarf Gesamtgebiet einschließlich Feuerwehr

EH40 Standard



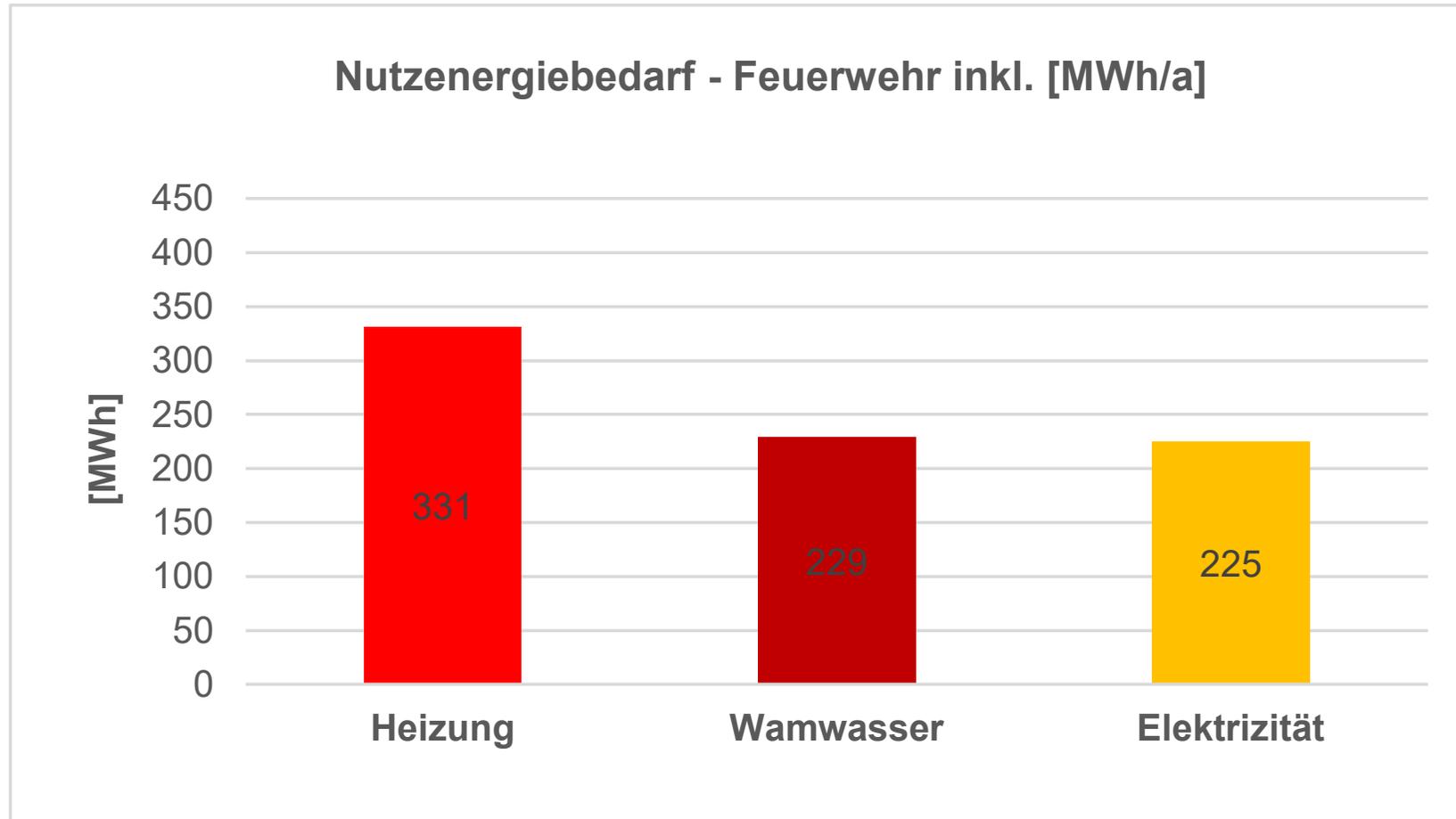
Nutzenergiebedarf der Gebäude

EH55 Standard



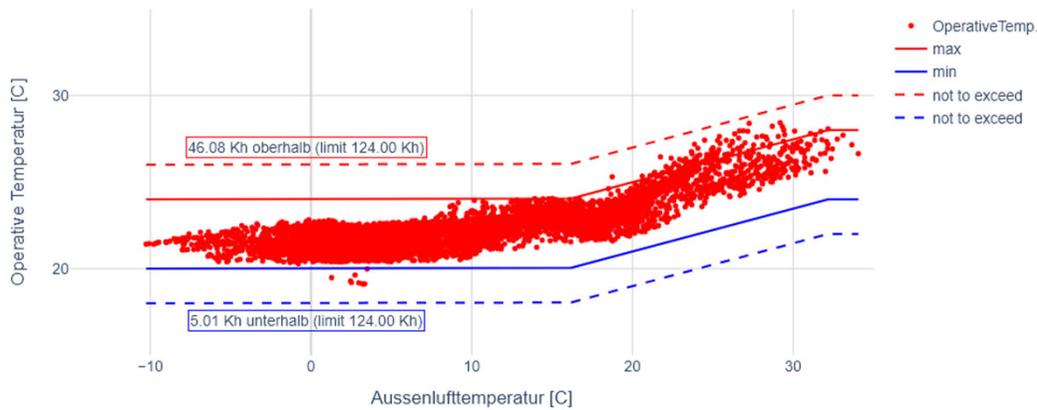
Nutzenergiebedarf Gesamtgebiet einschließlich Feuerwehr

EH55 Standard

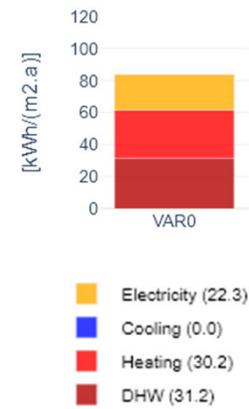


Beispiel für Simulationsergebnis: Thermischer Komfort, Energiebedarf, Lastverlauf Obergeschosswohnung, Nord-Ost-Ausrichtung

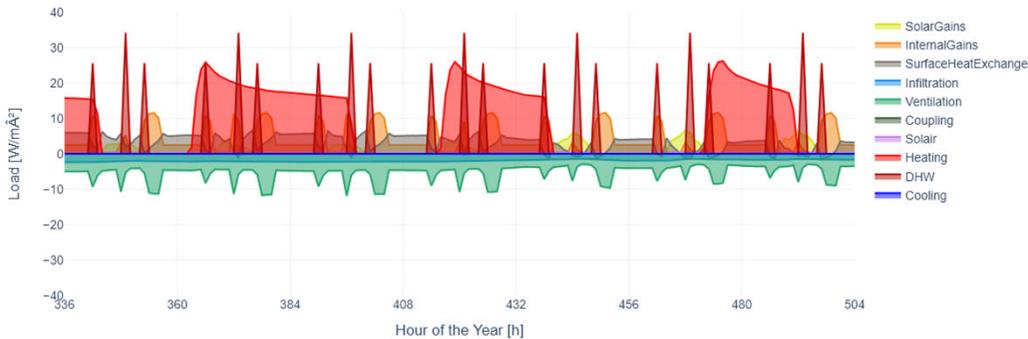
Operative Temperatur während der Nutzungszeit



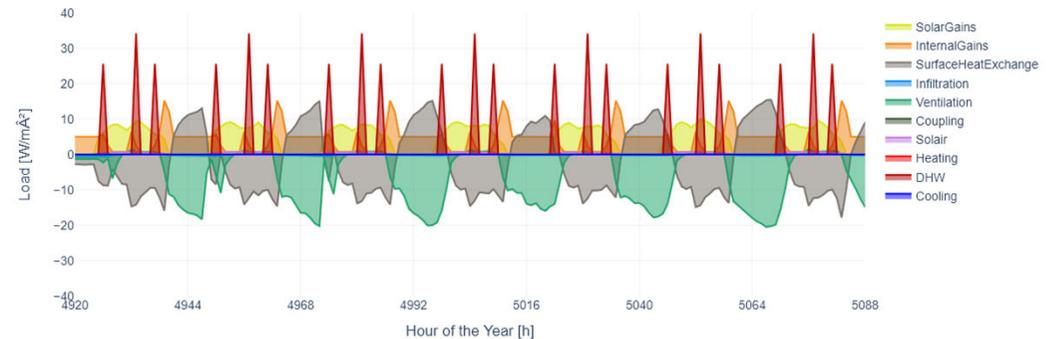
Nutzenergiebedarf



Lastkurven (Winterwoche)



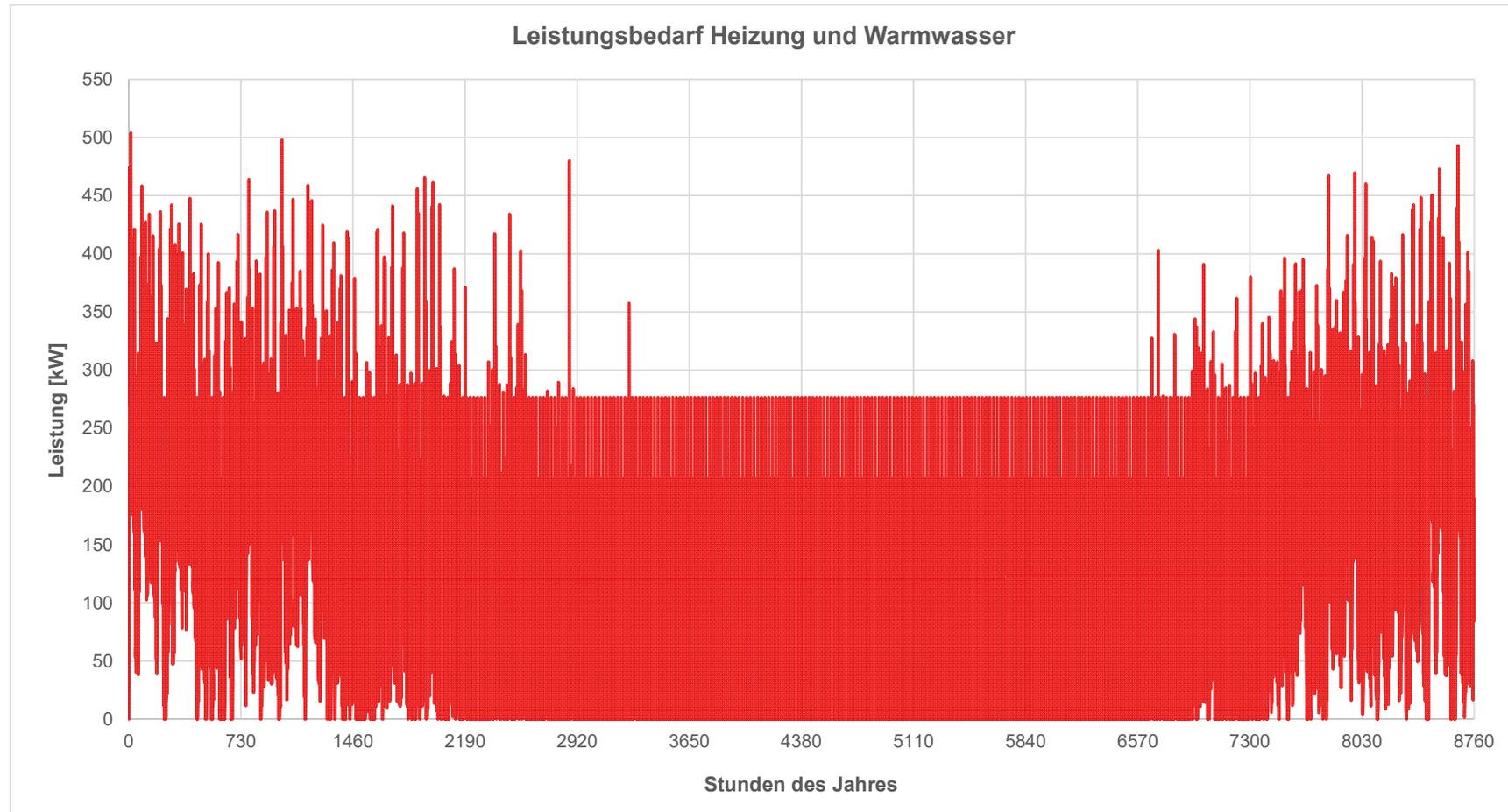
Lastkurven (Sommerwoche)



Lastkurven

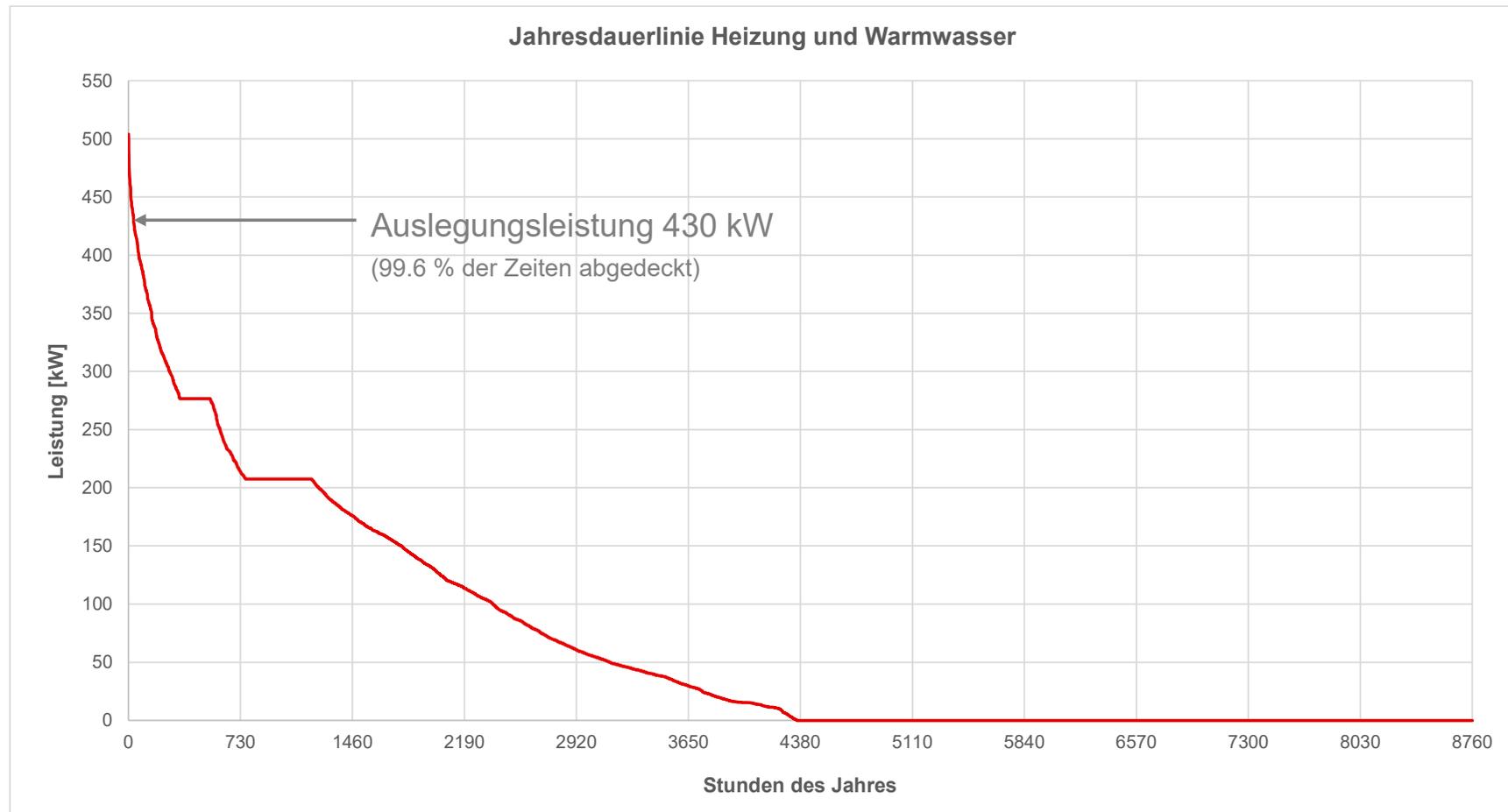
Lastkurve Heizung und Warmwasser

Gesamtgebiet - EH40 Standard



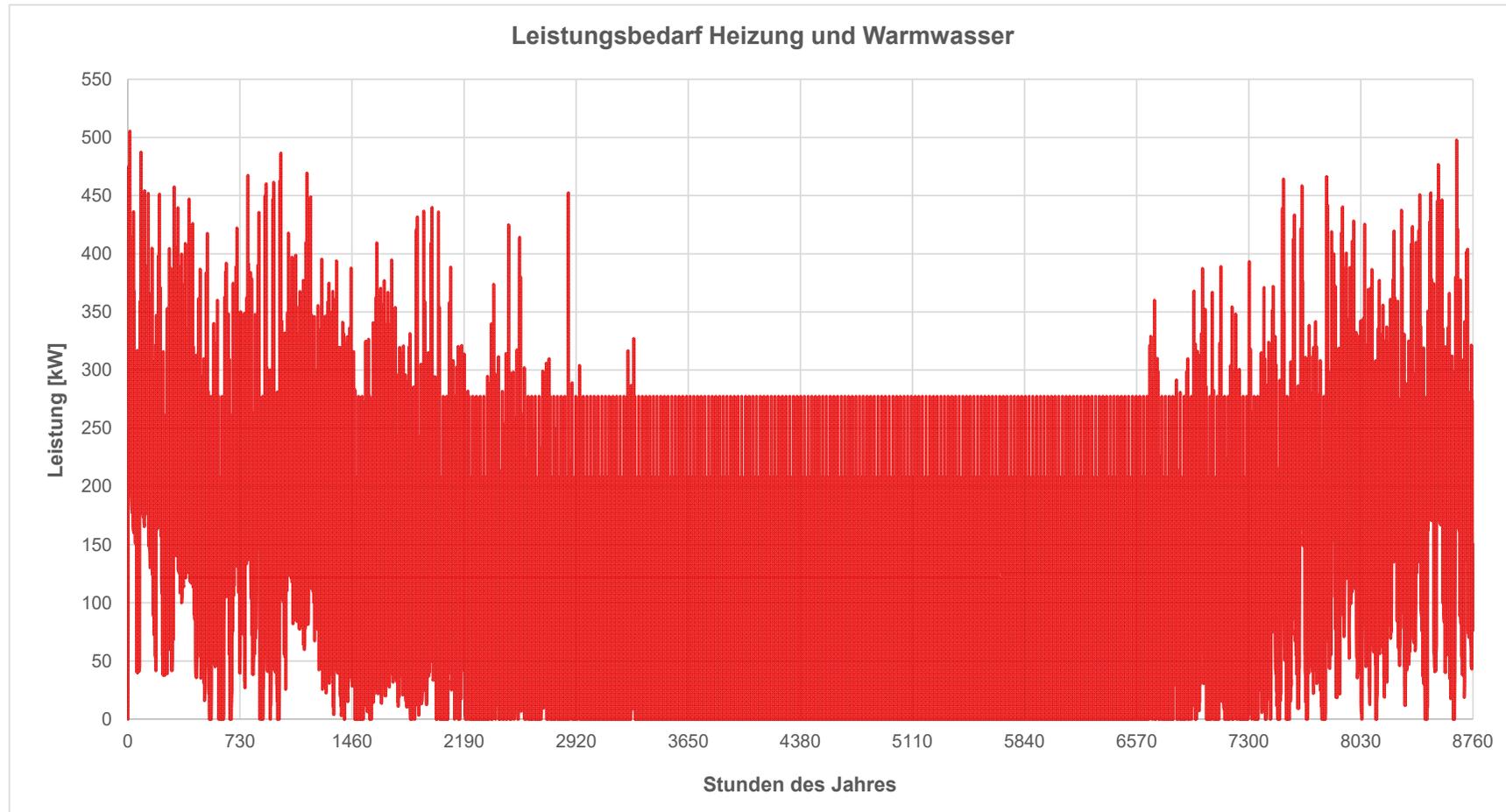
Jahresdauerlinie Heizung und Warmwasser

Gesamtgebiet - EH40 Standard



Lastkurve Heizung und Warmwasser

Gesamtgebiet - EH55 Standard



Jahresdauerlinie Heizung und Warmwasser

Gesamtgebiet - EH55 Standard

