

Energienutzungsplan für Bebauungsplan 03-60/1 „Nördlich Tulpenstraße“

Endbericht

Regensburg, 05.05.2023

Gefördert durch:



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

Projekträger:

bayern  innovativ



Auftraggeber: Stadt Landshut
Amt für Stadtentwicklung,
-sanierung und -planung
Luitpoldstraße 29
84034 Landshut



Stadt
Landshut

Auftragnehmer: Luxgreen Climadesign GmbH
Kumpfmühlerstr. 3
93047 Regensburg
Geschäftsführer Tobias Saller



Fördergeber: Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Prinzregentenstraße 28
80538 München

Es ist zu beachten, dass die Ergebnisse des nachfolgenden Berichts nur in Verbindung der im Untersuchungsbericht dargelegten Randbedingungen zu verstehen sind. Bei Änderung der Randbedingungen ändern sich entsprechend die Ergebnisse.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	5
1.1	Anlass und Vorgehen der Untersuchung.....	5
1.2	Örtliche Randbedingungen.....	6
1.3	Grundlagenermittlung.....	7
2	Analyse des Ist-Zustands.....	9
2.1	Energiebedarf.....	9
2.1.1	Thermischer Energiebedarf.....	9
2.1.2	Thermischer Leistungsbedarf.....	12
2.1.3	Elektrischer Energiebedarf.....	14
2.2	Gesamtübersicht Energiebedarfe.....	16
2.3	Energieinfrastruktur.....	17
3	Potenzialerhebung.....	18
3.1	Photovoltaik zur Stromerzeugung.....	18
3.2	Versorgung der Wärmepumpen.....	20
3.3	Umweltwärme.....	20
3.3.1	Erdwärmesonden, Kollektoranlagen, Energiepfähle.....	20
3.3.2	Grundwasserwärmepumpe.....	21
3.3.3	Abwasser.....	22
3.3.4	Luft-Wasser Wärmepumpen.....	22
3.4	Fernwärme.....	24
3.5	Konventionelle Erzeuger.....	25
4	Stromverteilanlagen.....	27
4.1	Mieterstrom und Kundenanlage.....	27
4.2	Abrechnungsmodell.....	29
5	Konzeptentwicklung mit verschiedenen Varianten der Energieversorgung.....	30
5.1	Rahmenbedingungen.....	30
5.2	Wärme.....	30
5.2.1	Variante 1a - Zentrale Wärmeversorgung mit dezentralen Booster- Wärmepumpen.....	30

Inhaltsverzeichnis	4
5.2.2 Variante 1b – Zentrale Wärmeerzeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern.....	32
5.2.3 Variante 2a - Dezentrale Wärmeerzeugung.....	33
5.2.4 Variante 2b - Dezentrale Wärmeerzeugung mit kaltem Nahwärmenetz	34
5.2.5 Variante 3 - Fernwärme.....	34
5.3 Strom	35
5.3.1 PV-Dachanlage.....	36
5.3.2 PV-Dach- und Freiflächenanlage	36
5.4 Trassenverläufe	36
6 Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	38
6.1 Vorgehen Wirtschaftlichkeitsuntersuchung.....	38
6.2 Ausgaben	39
6.2.1 Investitionskosten.....	39
6.2.2 Betriebs- und Wartungskosten.....	39
6.2.3 Einnahmen.....	42
6.3 Finanzierung und Rendite.....	43
7 Variantenvergleich.....	45
7.1 Energiebilanz und Primärenergieeinsparung	45
7.2 Favorisierte Variante	47
8 Maßnahmenvorschläge	48
9 Zusammenfassung.....	54
Literaturverzeichnis.....	55
Abbildungsverzeichnis.....	57

1 Einführung

1.1 Anlass und Vorgehen der Untersuchung

Das Grundstück des geplanten Quartiers befindet sich am nord-westlichen Rand der Wolfgang-siedlung (St. Wolfgang), zwischen Eichen- und Tulpenstraße. Aufgrund der Verlegung des Lands-huter Bahnhofs im Jahr 1880 an den nördlichen Stadtrand siedelten sich in dessen Umkreis zahl-reiche Industrieunternehmen an, was zum Entstehen und dem andauernden Zuwachs der Wolf-gangsiedlung führte. Bildungs-, Kultur- und Gesundheitseinrichtungen sowie zahlreiche Dienst-leister und Unternehmen in der näheren Umgebung machen das Gebiet um die Tulpenstraße äußerst attraktiv für den Zubau von Wohnungen. Als eine der wenigen innerstädtischen und unbebauten Flächen im und um das Viertel besitzt die Fläche mit einer Größe von 1,7 ha ein hohes Potential für die urbane Entwicklung des Stadtgebiets.

Das Büro Luxgreen Climadesign wurde für die Erstellung eines Energienutzungskonzeptes bzw. eines quartiersbezogenen Energienutzungsplans im Zuge der Errichtung des Neubauquartiers nördlich der Tulpenstraße in Landshut beauftragt. Dieser Bericht umfasst die Ergebnisse der Un-tersuchungen im Betrachtungsraum aggregiert zusammen und wird durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (StmWi) gefördert.

Im ersten Schritt werden die örtlichen Randbedingungen, Anforderungen und Grundlagen er-mittelt, sowie die derzeitigen und zukünftigen Energiebedarfe systematisch erfasst. Anschlie-ßend werden mögliche Potentiale zur energetischen Versorgung analysiert und beschrieben. Mit dem Ziel einer regenerativen Energiebereitstellung werden im nächsten Schritt Konzepte bzw. Varianten entwickelt, aus denen in Kombination mit der vorausgegangenen Potentialer-hebung Erkenntnisse zur Entscheidungsfindung möglicher Vorgehensweisen hervorgehen. Diese Varianten werden weiterführend auf ihre ökonomische Umsetzbarkeit in Hinblick auf die rele-vanten Parameter (Investitionskosten, Betriebskosten, Fördermöglichkeiten etc.) un-tersucht.

1.2 Örtliche Randbedingungen

Die kreisfreie Stadt Landshut zählt sowohl zu Ost- als auch Südbayern und ist Sitz der niederbayerischen Regierung und darüber hinaus Verwaltungssitz des Landkreises Landshut. Betrachtet wird im Umfang dieses quartierbezogenen Energienutzungskonzepts die nördlich des Bahnhofs gelegene Wolfgangsiedlung bzw. das darin nord-westlich gelegene Baugebiet oberhalb der Tulpenstraße (siehe Abbildung 1). Das Betrachtungsgebiet erstreckt sich über eine Gesamtfläche von ca. 17.100 m² und schließt unmittelbar an die bestehende Wohnsiedlung an. Östlich vom Betrachtungsgebiet, jenseits der Altdorfer Straße, befinden sich großflächige Industriegebiete, die für die Energiebereitstellung im Quartier potenziell genutzt werden können.



Abbildung 1: Standort Baugebiet nördlich Tulpenstraße

1.3 Grundlagenermittlung

Als Grundlage aller nachfolgenden Betrachtungen und Überlegungen diente der Vorentwurf des Bebauungsplans (siehe Abbildung 2), der durch die Stadt Landshut zur Verfügung gestellt wurde. Daraus ersichtlich wird sowohl die Verortung des Quartiers, der Geltungsbereich des Plans, als auch die Anzahl, Größe und Anordnung der Wohnungen. Darüber hinaus ist im Bebauungsplan der Grünordnungsplan integriert.



Abbildung 2: Vorentwurf Bebauungsplan, nördlich Tulpenstraße

Insgesamt sollen 10 Wohnanlagen mit insgesamt 140 Wohneinheiten entstehen. Bei einem von der Stadt Landshut vorgegebenen Belegungsfaktor von 2,5 Personen pro Wohneinheit entsteht dementsprechend Wohnraum für bis ca. 350 Personen. Aus dem Bebauungsplan wurde zudem eine Bruttogeschossfläche von 13.335 m² für die Wohneinheiten ermittelt. Insgesamt werden 21 Wohngebäude zu 10 Wohnanlagen zusammengefasst. Mit einem vorgegebenen Faktor von 0,75 wird aus der Bruttogeschossfläche die Wohnfläche ermittelt. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der Wohnanlagen mit zugehöriger Wohnfläche und angesetzttem Effizienzhausstandard.

	Wohneinheiten	Wohnfläche	Effizienzhausstandard
WA 1	20	1.376,30 m ²	KfW 40
WA 2	18	930,00 m ²	KfW 40
WA 3	24	1.706,30 m ²	KfW 40
WA 4	12	840,00 m ²	KfW 40
WA 5	24	1.706,30 m ²	KfW 40
WA 6	25	1.920,00 m ²	KfW 40
WA 7	1	135,00 m ²	KfW 40
WA 8	1	135,00 m ²	KfW 40
WA 9	1	135,00 m ²	KfW 40
WA 10	14	1.117,5 m ²	KfW 40
Summe	140	10.001,30 m ²	

Tabelle 1: Wohneinheiten, Wohnfläche und geplanter Effizienzhausstandard der Wohnanlagen

2 Analyse des Ist-Zustands

2.1 Energiebedarf

Da es sich bei dem betrachteten Grundstück um ein baulich unerschlossenes Gebiet handelt, existiert derzeit keine Versorgungsfunktion, dementsprechend gibt es keine Wärmebedarfe. Zur sinnvollen Dimensionierung des zu entstehenden Energieversorgungssystems muss deshalb auf Grundlage von Erfahrungswerten, Berechnungsverfahren und Fachkenntnissen prognostiziert werden, welche Wärmemenge künftig durch die Versorgungseinheiten bereitgestellt werden soll.

2.1.1 Thermischer Energiebedarf

Der Wärmebedarf im Quartier setzt sich zusammen aus dem insbesondere in den Wintermonaten nötigen Raumwärmebedarf und den übers Jahr recht konstanten Bedarf für die Warmwasserbereitung. Der Raumwärmebedarf ist abhängig von den baulichen Gegebenheiten sowie der zu beheizenden Wohnfläche. Da es sich um einen Neubau handelt wird ein Ansatz gewählt, bei dem für jeden Quadratmeter der Wohnfläche ein jährlicher Heizwärmebedarf angenommen wird.

Die aus dem Bebauungsplan ermittelte Bruttogeschossfläche (BGF) der Wohnräume von 13.335 m² wird mit dem von der Stadt Landshut vorgegebenen Faktor von 0,75 verrechnet, um die Wohnfläche zu berechnen. Dies resultiert in einer Wohnfläche von 10.001 m². Mit dem angesetzten Energieeffizienzstandard von KfW 40, welcher voraussichtlich festgelegt werden soll, und dem dafür angenommenen spezifischen Jahresheizwärmebedarf von 25 kWh/(m²a) ergibt sich ein jährlich zu deckender Bedarf von 250 MWh für die Raumheizung. Für die effiziente Wärmeverteilung in den Wohnungen werden Flächenheizungen (bspw. Fußbodenheizung) angesetzt. Heizungen mit großen Flächen sind essenziell für den Betrieb von energieoptimierten Niedertemperaturwärmenetzen.

In die Ermittlung des Wärmebedarfs zur Warmwasserbereitung fließen die Warmwasserbedarfe und die Bereitstellungsverluste mit ein. Es wird dabei von einer dezentralen Warmwasserbereitung in den Wohnungen mittels Wohnungsübergabestationen ausgegangen. Heizungswasser erwärmt dafür über einen Plattenwärmeübertrager erst kurz vor der Entnahmestelle das Trinkwasser, was sowohl energetisch als auch hygienisch Vorteile bietet. Nach dem Handbuch der Gebäudetechnik werden für eine Person 30 l pro Tag als durchschnittlicher Warmwasserbedarf bei einer Temperatur von 55 °C bis 60 °C im allgemeinen Wohnungsbau angenommen [1, p. B 12]. Bei einer niedrigeren Zapftemperatur, welche durch den Einsatz dezentraler Frischwasserstationen möglich wird, entspricht dies der äquivalenten Wärmemenge in 43 l Warmwasser bei 45 °C Warmwassertemperatur. Davon ausgehend wird im weiteren Verlauf mit einem Warmwasserbedarf von 45 l pro Person und Tag, bei einer Temperatur von 45 °C, ausgegangen. Nach

dem vorgegebenen Belegungsschlüssel von 2,5 Personen pro Wohneinheit sind für die 140 Wohneinheiten 350 Bewohnerinnen und Bewohner vorgesehen. Für diese ergibt sich ein Warmwasserbedarf von insgesamt 15,8 m³ pro Tag.

Davon ausgehend, dass das Wasser von 10 °C auf 45 °C erwärmt werden soll, ergibt sich eine täglich mit dem gezapften Warmwasser abgegebene Wärmemenge von 640 kWh bzw. 233 MWh über ein Jahr. Abgeleitet aus deiner Studie zur Warmwasserversorgung in Mehrfamilienhäusern, bei dem sich mit einem Vorlauf von 55 °C, über ein Jahr, einen Verlust von 27,9 % ergab [2], werden unter der Annahme von 65 °C Vorlauftemperatur 32 % Verlust angesetzt. Die für die Warmwasserbereitung zur Verfügung zu stellende Wärme ergibt sich dann zu jährlich insgesamt 343 MWh.

Die Schütteleistung der einzelnen Wohnungsstationen ist auf 15 l/min zu begrenzen. Dies entspricht einem Durchfluss von 9 l/min für die Dusche und 6 l/min für die Küchenspüle. Eine derartige Begrenzung sorgt bei ausreichendem Warmwasserkomfort sowohl für einen sparsameren Verbrauch als auch eine Deckelung der Leistung, was eine geringere Dimensionierung der Warmwasserbereitung ermöglicht.



Abbildung 3: Bebauungsplan, Einteilung Wärmecluster=Wohnanlagen

Die jährlichen Wärmebedarfe für Raumheizung und Warmwasser in den verschiedenen Wohnanlagen der Siedlung werden in der nachfolgenden Tabelle 2 und Abbildung 5 tabellarisch und grafisch dargestellt.

	Wärmebedarf für Raumheizung in kWh/a	Wärmebedarf für Warmwasser in kWh/a
WA 1	34.406	49.051
WA 2	23.250	44.146
WA 3	42.656	58.861
WA 4	21.000	29.431
WA 5	42.656	58.861
WA 6	4.800	61.314
WA 7	3.375	2.453
WA 8	3.375	2.453
WA 9	3.375	2.453
WA 10	27.938	34.336
Summe	250.031	343.358

Tabelle 2: Voraussichtliche jährliche Wärmebedarfe für Raumheizung und Warmwasser

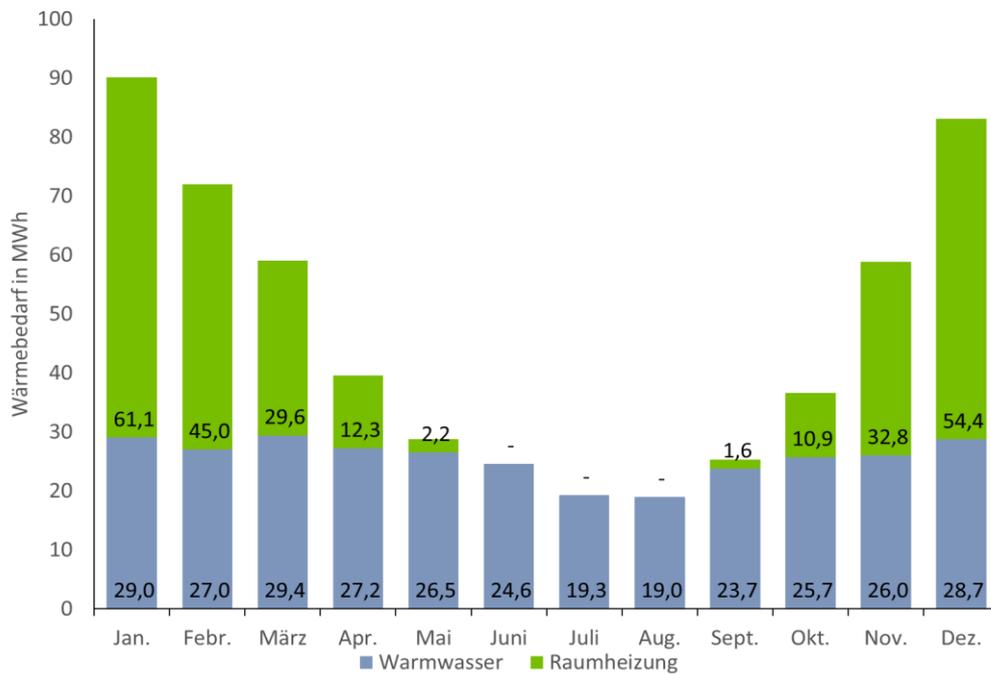


Abbildung 4: monatliche Verteilung des Wärmebedarfs für Warmwasser und Raumheizung für 140 Wohneinheiten

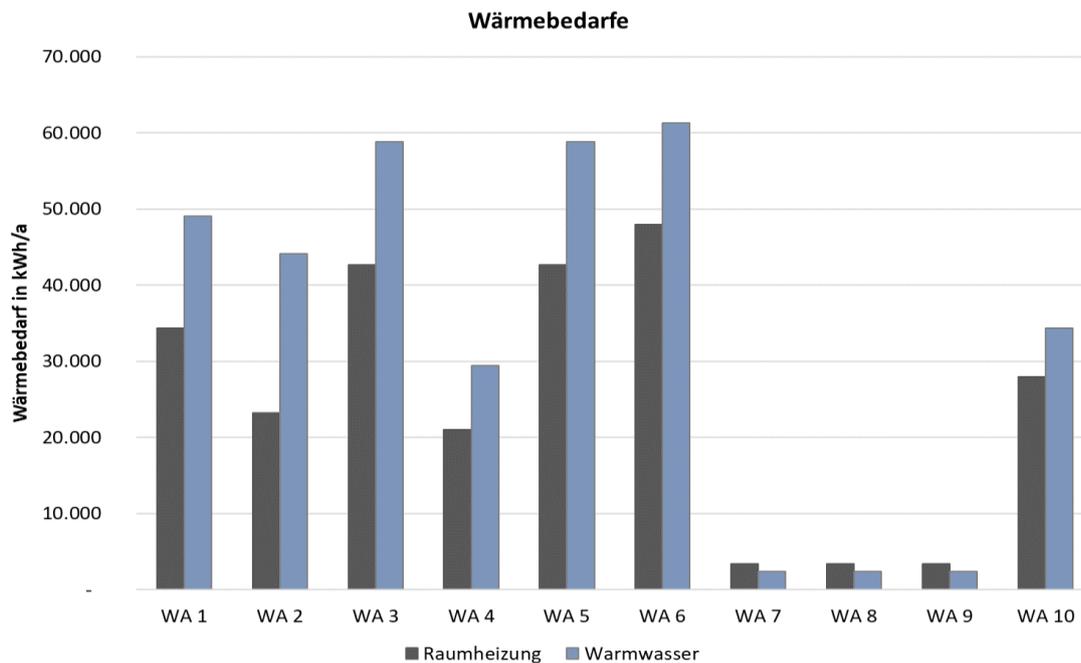


Abbildung 5: Jährliche Wärmebedarfe für Raumheizung und Warmwasser in den Wohnanlagen der Siedlung

2.1.2 Thermischer Leistungsbedarf

Aus den für Raumheizung und Warmwasserbereitung ermittelten Wärmebedarfen können Leistungen abgeschätzt werden. Für die Raumheizung wird dabei der jährliche Wärmebedarf über die Tage der Heizperiode in Abhängigkeit der Differenz zwischen der Innenraumtemperatur und der Außentemperatur verteilt. Dafür wird auf das standortspezifische Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdienst zurückgegriffen [3]. Die Verteilung des Warmwasserbedarfs und der Volumenstrom einzelner Zapfvorgänge, werden mit „DHWcalc“ erzeugt. Dieses Programm ermöglicht es, Warmwasserzapfungen in Abhängigkeit einer Wahrscheinlichkeitsfunktion statistisch über ein Jahr zu verteilen [4]. Die daraus ableitbaren Zapfleistungen treten recht punktuell auf, glätten sich aber mit steigender Anzahl der von einer Erzeugeranlage zu versorgenden Wohneinheiten.

Zentrale Versorgung aller Wohnanlagen, Variante 1

Mit einem Wärmenetz werden die Erzeugeranlagen an einem Standort im Quartier gebündelt und versorgen von dort aus die einzelnen Gebäude. Gleichzeitigseffekte im Netz führen zu geringerer nötiger Gesamtleistung, weil Spitzen weniger stark gegenüber der Grundlast ins Gewicht fallen. Für die zentrale Versorgung ergibt sich nach ersten Berechnungen die in Abbildung 6 dargestellte geordnete Jahresdauerlinie. Die Spitzenleistung von ca. 390 kW beinhaltet neben der in der Zentrale nötigen Leistung noch die mit der Warmwasserbereitung in den Gebäuden miteingebrachte Leistung. Die zentrale Erzeugerleistung beträgt daher etwa 350 kW, wobei für die Spitze oberhalb von 200 kW, wegen der in diesem Leistungsbereich relativ geringen zur Verfügung gestellten Wärmemenge von etwa 4 MWh, eine direktelektrische Erzeugung in Frage kommt.

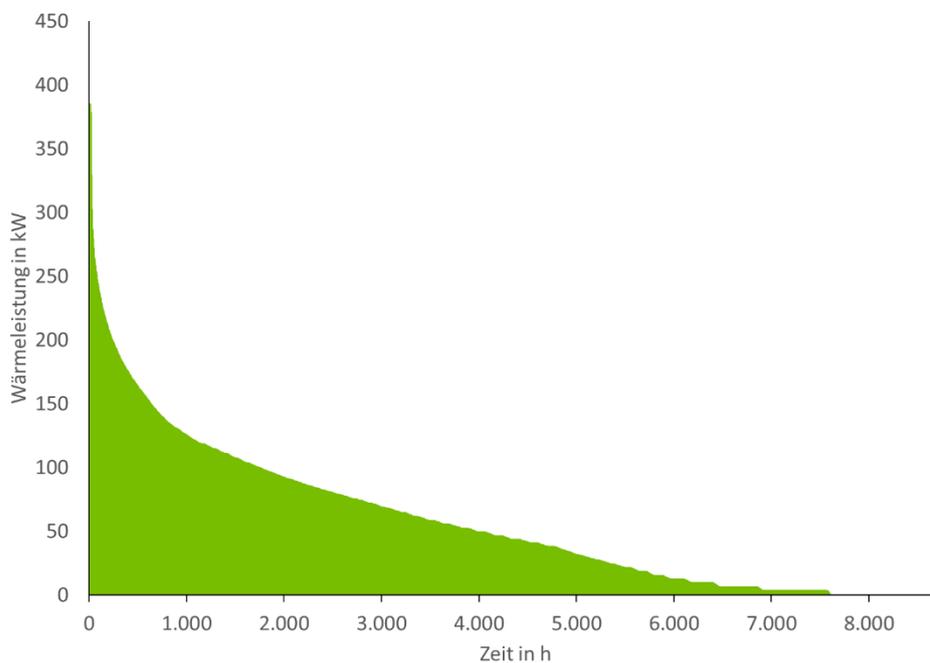


Abbildung 6: geordnete Jahresdauerlinie zentrale Wärmeversorgung

Dezentrale Versorgung einzelner Wohnanlagen, Variante 2

Eine dezentrale Versorgung der Wohnanlagen im Quartier setzt auf einzelne Wärmeerzeuger in den Gebäuden. Am Beispiel der WA1 mit 20 WE und 50 Bewohnern ergibt sich die in Abbildung 7 dargestellte geordnete Jahresdauerlinie. Die Spitzenleistung von ca. 45 kW entspricht im Wesentlichen der zu erwartenden Heizlast des Gebäudes. Während der Warmwasserbereitung wird diese vorrangig bedient, sodass es dafür keine höhere Erzeugerleistung notwendig ist.

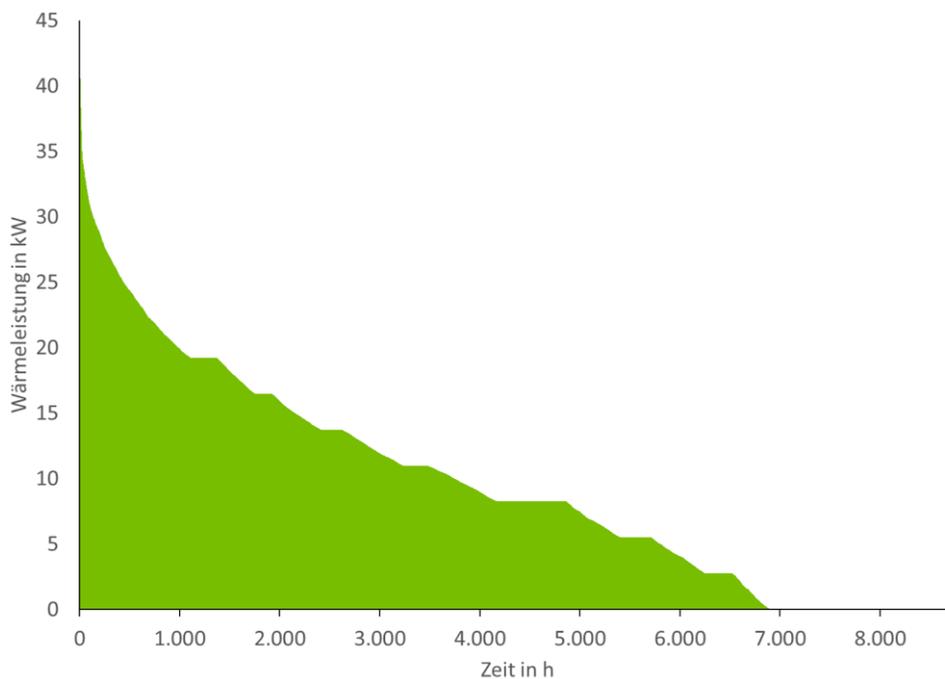


Abbildung 7: geordnete Jahresdauerlinie WA1

2.1.3 Elektrischer Energiebedarf

Da der Verbrauch an elektrischer Energie von einer Vielzahl an Faktoren abhängig ist, die nicht immer exakt abschätzbar sind, kann bei dessen Berechnung lediglich ein grober Orientierungswert verwendet werden. So wird der Stromverbrauch beispielsweise durch die Anzahl der Personen im Haushalt, der Wohnform (Mehr- oder Einfamilienhaus), dem Nutzerprofil, der Wohnungsgröße etc. beeinflusst.

Allgemeiner Strombedarf

Im Vorliegenden Projekt wird in Wohnungen aufgrund von Erfahrungswerten mit einem spezifischen Stromverbrauch von 1.000 kWh/a pro Person gerechnet (siehe Abbildung 8). Bei 350 Personen ergibt das einen elektrischen Energiebedarf von 350 MWh/a im Quartier, der größtmöglich durch die eigene PV-Anlage gedeckt werden soll. Vorab wurde eine vorläufige Ertragsprognose auf Grundlage der vorgegebenen Dachflächen im Bebauungsplan erstellt, die den möglichen Umfang der PV-Installationen und dessen Potential darstellt (siehe Kapitel 3.1).

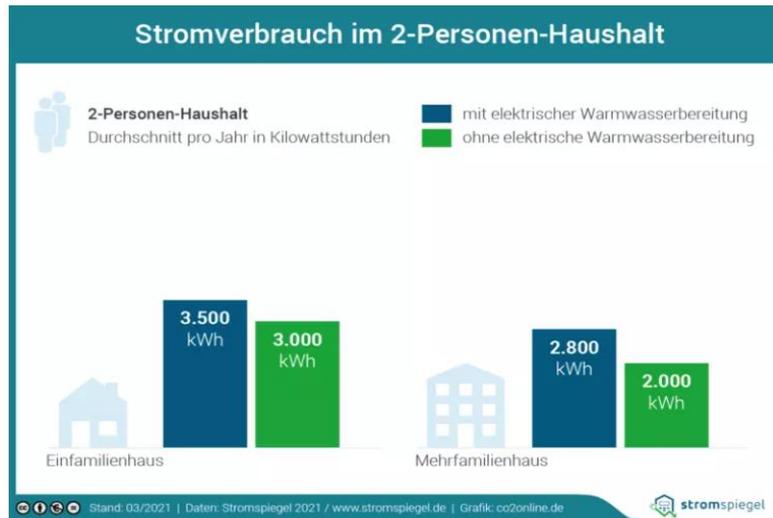


Abbildung 8: Durchschnittlicher Stromverbrauch 2-Personen-Haushalt ohne elektrischer Warmwasserbereitung (rechts), Stromspiegel 2021

Wärmepumpen

Neben dem Strombedarf des herkömmlichen Wohnens muss auch der Energieverbrauch zur Wärmeerzeugung betrachtet werden, sowie der Strom, der zukünftig durch die steigende Anzahl an Elektroautos benötigt wird. Die Wärmeerzeugung erfolgt dabei vorrangig durch Wärmepumpen, die mit der eingesetzten elektrischen Energie, ein Vielfaches an Wärme erzeugen können. Deren Energiebedarf wird überschlägig mit der Jahresarbeitszahlen (JAZ) bestimmt. Die JAZ gibt das Verhältnis der über ein Jahr bereitgestellten Wärmemenge zur eingesetzten elektrischen Energie wieder. Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen, die am häufigsten zum Einsatz kommen, wird von einer JAZ von 3,0-3,3 ausgegangen. Bei einem in Kapitel 2.1.1 ermittelten Wärmebedarf von ca. 600 MWh/a ergibt das verrechnet mit der JAZ von 3,3 einen Strombedarf in Höhe von 180 MWh/a. Der tatsächliche Strombedarf zur Wärmeerzeugung unterscheidet sich jedoch je nach Erzeugungsvariante. Der überschlägig berechnete Bedarf muss dementsprechend nur als grober Richtwert angesehen werden.

E-Mobilität

Im Hinblick auf E-Mobilität wird ein Szenario betrachtet, in dem sich künftigen Rahmenbedingungen, Förderungen und technologische Fortschritte stark an den Klimazielen der Bundesregierung orientieren [5]. Zurückzuführen ist die Annahme des klimaorientierten Szenarios auf den stetig immer schneller wachsenden E-Mobilitätssektor sowie auf den kürzlichen Beschluss des EU-Parlaments, den Verkauf von Benzin- und Dieselfahrzeugen bis 2035 zu verbieten [6]. Somit wird mit einer Durchdringung im Individualverkehr von 100 % bis 2050 gerechnet [7]. Zusätzlich wird für die Berechnungen von einem Stellplatzschlüssel von 1, einer Fahrleistung von täglich 38 km sowie einem elektrischen Energieverbrauch von 18,5 kWh pro 100 km ausgegangen. Diese Parameter wurden auf Grundlage von Herstellerangaben, Studien des BVEW, VDE und EBP sowie von relevanten VDE-Normen herangezogen. Weiterhin müssen die Batterie und Ladever-

luste in die Berechnungen miteinfließen. Aus der durchgeführten Simulation geht ein Verlustfaktor von 1,23 hervor, der mit den notwendigen Strommengen für die gefahrenen Kilometer verrechnet werden muss. Daraus ergibt sich für die 140 Wohneinheiten ein voraussichtlicher, zusätzlicher Energiebedarf von 444 MWh/a (bis 2050).

Das Ergebnis aus den Untersuchungen ist in einer monatlichen Bedarfskurve über ein Jahr in

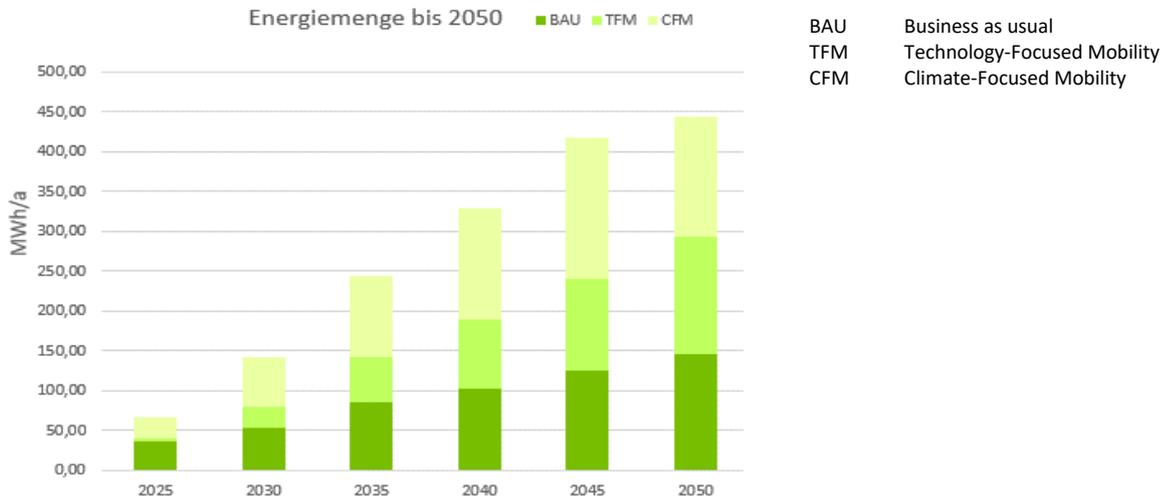


Abbildung 9: Prognose Energiebedarf (Menge) durch E-Mobilität bis 2050

Abbildung 10 zusammengefasst. Es ist zu erkennen, dass bis 2050 der Strombedarf im Quartier deutlich erhöhen wird, da die Nachfrage in allen Energiesektoren lokal gedeckt wird.

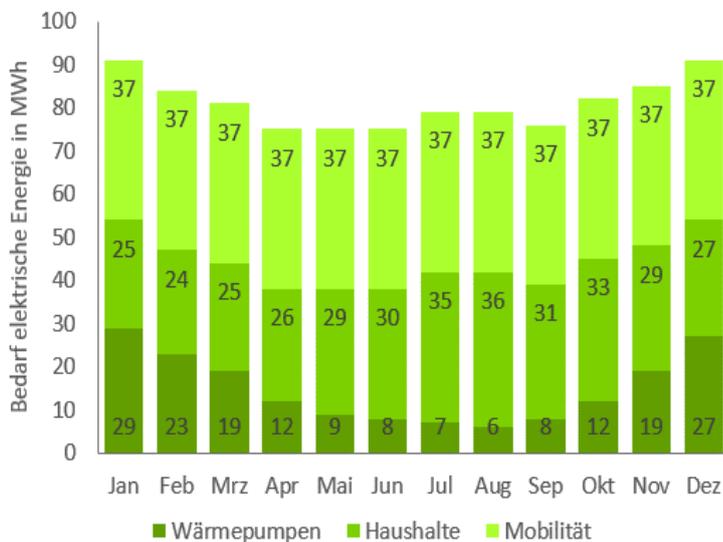


Abbildung 10: Monatliche elektrische Energiebedarfe für 140 Wohneinheiten

2.2 Gesamtübersicht Energiebedarfe

Energiemenge	2030	2040	2050
--------------	------	------	------

Wärme	Warmwasser	343 MWh/a	343 MWh/a	343 MWh/a
	Raumheizwärme	250 MWh/a	250 MWh/a	250 MWh/a
	Gesamt	593 MWh/a	593 MWh/a	593 MWh/a
Strom	Haushalte	350 MWh/a	350 MWh/a	350 MWh/a
	E-Mobilität	142 MWh/a	330 MWh/a	444 MWh/a
	Wärmepumpen	180 MWh/a	180 MWh/a	180 MWh/a
	Gesamt	672 MWh/a	860 MWh/a	974 MWh/a

Tabelle 3: Erste Annahmen Notwendige Energiemenge Strom/Wärme 2030-2050

2.3 Energieinfrastruktur



Abbildung 11: Satellitenbild, Untersuchungsgebiet & Ausschnitt BBP mit Gasanschluss und Trafostation

Zur Deckung der oben beschriebenen Energiebedarfe ist eine ausreichend vorhandene Energieinfrastruktur erforderlich. Sowohl Strom- als auch Gasanschlussgröße müssen mindestens den geplanten Energiesystemen entsprechen und eine Absicherung der notwendigen Leistungen darstellen. Aus dem Bebauungsplan der Stadt Landshut geht hervor, dass bereits eine Gasübergabestation auf dem Grundstück erstellt wurde (siehe Abbildung 11). Eine Prüfung bzw. prognostizierte Anforderung der Leistungsfähigkeit an die öffentliche Versorgungsinfrastruktur wird noch durchgeführt.

3 Potenzialerhebung

3.1 Photovoltaik zur Stromerzeugung



Abbildung 12: Gebäude mit PV-Modulen in 3D-Ansicht

Um das PV-Potenzial zu ermitteln, wurde der übermittelte Bebauungsplan Nr. 03-60/1 zugrunde gelegt. Die umliegenden und angrenzenden Bäume und Nachbarshäuser wurden in die Simulation mit einbezogen. Der Mindestabstand der Solarmodule zu den Rändern der Flachdächer wurde auf einen praxistauglichen Wert von 0,5 Metern festgelegt, die Aufständigung der Module erfolgte in V-Form (Schmetterlingsform). Der Aufständigungswinkel zwischen Modul und Dach beträgt je 10° . Verwendet wurden Solarmodule mit je 0,39 kWp Spitzenleistung. Ein 3D-Kartenausschnitt des Simulationsmodells ist in Abbildung 12 zu sehen. Gegebenheiten wie etwa Garagen, Zwischenstücke zwischen Gebäuden und das niedrigste Gebäude der Wohnanlage (WA) 10 wurden aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt.

Die Anzahl der Solarmodule auf den Dächern des Quartiers beträgt in der Simulation 1.450 Stück, was insgesamt eine Spitzenleistung von 565,5 kWp ergibt. Unter diesen Rahmenbedingungen konnte die gesamte Dachfläche von 5.365 m^2 zu ca. 2.784 m^2 belegt werden, was in etwa 50 % der vorhandenen Dachfläche entspricht. Die Übrigen Flächen werden aufgrund noch nicht absehbarer Architektur und Wärmeerzeugungstechnologien (Luft-Wasser-Wärmepumpen) vorgehalten.

Zusätzlich wurde die Verwendung einer PV-Freiflächenanlage auf einem nahegelegenen Grundstück der Stadt Landshut untersucht – falls diese auf den benachbarten Flächen mit Gemarkungsnummern 2028, 2030 und 2030/2 aufgestellt werden können. Diese Fläche ist in der Abbildung 13 dargestellt.



Abbildung 13: Darstellung potenzielle Freiflächenanlage nördl. des Untersuchungsgebiets, Bayern Atlas

Nach Abzug der Randabstände und Platzvorhaltung für den Transformator verbleiben noch etwa 4.800 m² für eine potenzielle Freiflächen-PV-Anlage. In der Simulation wurde eine Fläche dieser Größenordnung zur Stromerzeugung mit Modulen in Südausrichtung belegt. Aus dieser Simulation geht hervor, dass die PV-Anlagen auf den Hausdächern durch die Freifläche eine Erhöhung der Energiemenge von etwa 608 MWh/a auf 1.145 MWh/a bewirken können. Damit können im Quartier die Strombedarfe der Bewohner, der E-Mobilität und der Wärmeerzeugung auch in Zukunft zu einem hohen Anteil gedeckt werden.

Stromerzeuger	PV-Module	Energiemenge
Dachanlage (Ost-West)	1.450 Stk.	608 MWh/a
Freiflächenanlage (Süd)	1.281 Stk.	537 MWh/a
		1.145 MWh/a

Tabelle 4: Übersicht Anteilige PV-Erzeugung

3.2 Versorgung der Wärmepumpen

Im Bereich der Wärmeerzeugung spielt der generierte PV-Strom eine wesentliche Rolle bei der Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpen. Die Kombination einer Wärmepumpe mit einer PV-Anlage ist grundsätzlich sinnvoll, insbesondere wenn der PV-Strom von mehreren Dachanlagen durch ein Kundennetz auf die Verbraucher, darunter auch z. B. die Wärmepumpen, verteilt wird. Um die im Quartier überschüssig produzierte PV-Energie zu puffern, kommen in der Regel Batteriespeicher zum Einsatz. Wird der Strombedarf des Quartiers bei der Produktion überschritten, so hätte dies die sofortige Einspeisung des selbst produzierten Stroms in das öffentliche Netz als Konsequenz. Unter Einsatz eines Batteriespeichers ergibt sich eine Steigerung des Eigennutzungsgrades. Somit können die Wärmepumpen zu einem höheren Prozentsatz durch den günstigeren, selbst erzeugten Strom betrieben werden, um die Wärmeversorgung des Quartiers noch ökonomischer und noch regenerativer zu sichern. Das Wärmeerzeugungspotential durch Wärmepumpen aller Art wird näher im nachfolgenden Kapitel 3.3 beschrieben.

3.3 Umweltwärme

Zur Deckung des Heizenergiebedarfs der Wohnquartiere sollen vorrangig erneuerbare, dezentrale Energiequellen genutzt werden. Dadurch werden die umweltschädlichen Auswirkungen der Verbrennung fossiler Brennstoffe zur Energieerzeugung vermieden. Umweltwärme ist Wärme, die in der Luft, im Wasser oder in der Erde enthalten ist. Mit Hilfe von Wärmepumpen wird diese Energie der Umwelt entzogen und für die Deckung des Wärmeenergiebedarf nutzbar gemacht. Folgende Ausführungen basieren auf den Angaben des Bayern Atlas des Bayerischen Staatsministerium der Finanzen und für Heimat [8] sowie auf dem Energie-Atlas Bayern der Bayerischen Staatsregierung [9], da es bisher keine aussagekräftigen Gutachten hierfür im Untersuchungsgebiet gibt. Lediglich eine Schalltechnische Beurteilung des Bebauungsplans für die Nutzung von Luft-Wärmepumpen wurde durchgeführt, siehe Kapitel 3.3.4.

3.3.1 Erdwärmesonden, Kollektoranlagen, Energiepfähle

Aus den öffentlichem Datensatz des Energie Atlas Bayern geht hervor, dass der Untergrund im weiten Umfeld des Quartiers für Erdwärmesonden aus hydro- und geologischer oder wasserwirtschaftlicher Sicht nicht geeignet ist. Nichtsdestotrotz wurden bereits mehrere kleinformatige Erdwärmesonden im Süden der Stadt Landshut umgesetzt. Genauere Daten zu diesen Sonden liegen nicht vor, jedoch ist davon auszugehen, dass eine Einzelprüfung am Standort möglicherweise ein anderes Ergebnis als die Bewertung durch den Energie Atlas zum Ergebnis hat. Das Potential, sowie die Genehmigungsfähigkeit können dementsprechend nur bedingt abgeschätzt werden. Im weiteren Planungsverlauf wird die Einbringung von Erdwärmesonden jedoch als nicht umsetzbar bewertet.

Im Gegensatz zu den Sonden gehen Erdwärmekollektoren, also Flächensysteme, aufgrund ihrer geringen Einbringungstiefe als unbedenklich hervor. Grundsätzlich besitzt der Boden im Untersuchungsgebiet eine gute Wärmeleitfähigkeit von 1,2-1,4 W/(m*K). Da bei Flächensystemen ein sehr hoher Flächenbedarf entsteht, ist die Nutzung von angrenzenden, verfügbaren Flächen sinnvoll. So beispielsweise die Ackerflächen (Agrothermie) um das Untersuchungsgebiet. Soll neben den PV-Anlagen auf dem Dach auch eine Freiflächenanlage auf einem angrenzenden Grundstück der Stadt Landshut entstehen (siehe Kapitel 3.1, bzw. Abbildung 13), so könnte diese Fläche ebenfalls für Flächenkollektoren genutzt werden. Erste überschlägige Berechnungen zeigen, dass unter den zu erwartenden Gegebenheiten eine Energieleistung von ca. 130 kW erzielt werden kann. Grundsätzlich ist die Nutzung von Flächenkollektoren also umsetzbar und energetisch als sinnvoll zu bewerten, vor allem, wenn eine PV-Freiflächenanlage realisiert werden soll.

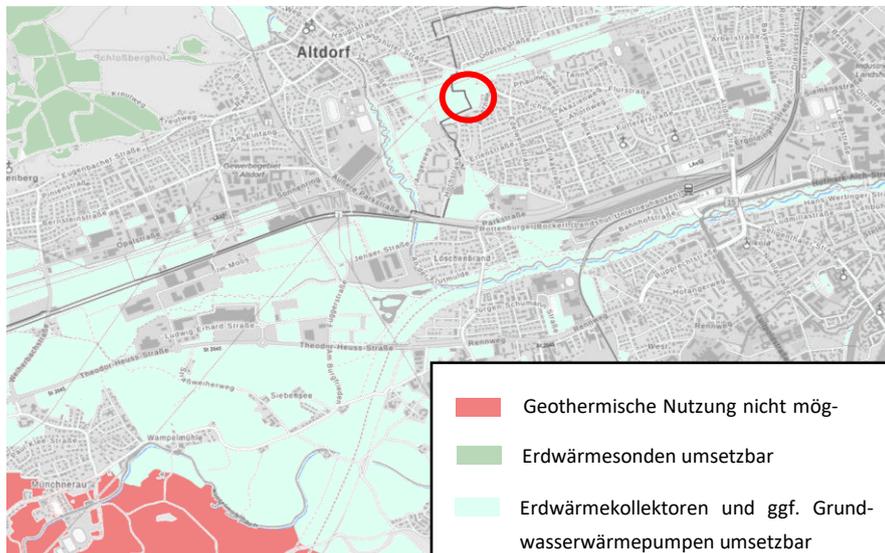


Abbildung 14: Standorteignung oberflächennahe Geothermie im Untersuchungsgebiet

3.3.2 Grundwasserwärmepumpe

Fast das gesamte Stadtgebiet Landshut eignet sich für Grundwasserwärmepumpen. Wie auch bei der Geothermie, machen die gute Wärmespeicherkapazität und ganzjährig relativ konstante Temperaturen im Grundwasser bzw. im Boden Grundwasserwärmepumpen attraktiv für die Nutzung zur Wärmeversorgung. Um festzustellen, welche Entzugsleistung durch diese Art der Wärmegewinnung erzielt werden kann und ob die Nutzung genehmigungsfähig ist, muss eine geologische Einschätzung bzw. Prüfung durch Fachkundige angestellt werden. In den Untersuchungen muss hervorgehen, welcher Grundwasserchemismus vorherrscht sowie die Förderrate und welche Abkühlung des Grundwassers stattfinden kann, daraus wird anschließend die Wärmeerzeugungsleistung berechnet. Aussagen zur Umsetzbarkeit und zum Potential können dementsprechend erst nach der Anfertigung von Geo- bzw. Hydrologischen Gutachten getätigt werden.

3.3.3 Abwasser

Eine weitere Möglichkeit zur Gewinnung von Wärmeenergie ist die Nutzung von Abwasser der städtischen Kanalisation in Kombination mit Wärmepumpen. Hierfür sind Messungen an möglichen Kanälen notwendig, aus denen der durchschnittliche Durchfluss und die durchschnittliche Temperatur des Abwassers vorzugsweise in der Trockenphase (Januar-März) hervorgeht. Als sicher nutzbar gilt allerdings nur der Trockenwetterabfluss, also der Durchfluss ohne Niederschlag. Dieser sollte mindestens 15 l/s betragen. Auf Grundlage von Erfahrungswerten wird angenommen, dass dieser Wert mit einem Anschluss von ca. 13.000 Haushalten erzielt wird.

Aus einer Anfrage an die Stadtwerke Landshut – Bereich Abwasser geht hervor, dass das Quartier am nordwestlichen Ende des Kanalnetzes des Stadtteils Wolfgang liegt. Dementsprechend existiert kein Hauptsammler in der näheren Umgebung. Eine Abwasserwärmenutzung ist deshalb grundsätzlich nicht umsetzbar.



Abbildung 15: Katastrerauszug im Bereich der Tulpenstraße

3.3.4 Luft-Wasser Wärmepumpen

Eine sehr attraktive Nutzungsmöglichkeit von Umweltwärme stellt die Luft dar. Die hohe Ergiebigkeit, hohe Volllaststunden sowie die einfache Erschließbarkeit machen Luftwärmepumpen zur unkompliziertesten Form der regenerativen Wärmeerzeugung und sind daher optimal geeignet zur Abdeckung von Grundlasten. Zur Umsetzung sind keine aufwendigen Untersuchungen notwendig. Entscheidend ist jedoch die Akzeptanz der Anwohner bzw. die entstehenden Schallemissionen. Mittels Schallschutztechnischer Analysen und Gutachten müssen diese bewertet und die Wärmepumpen dementsprechend positioniert werden.

Aus einer Lärmprognosenberechnung der die Firma C. Hentschel Consult Ing.-GmbH, die durch die Stadt Landshut in Auftrag gegeben wurde, geht hervor, dass lediglich die möglichen Immissionsorte innerhalb des Geltungsbereichs maßgeblich sind. Das liegt daran, dass der Abstand zwischen den Baugrenzen zweier benachbarter Bauquartiere stets kleiner ist als der Abstand zwischen den Baugrenzen und bestehenden Wohnungsnutzungen außerhalb des Geltungsbereichs.

Um einen planerischen Spielraum zu gewähren, wird bei der Berechnung der maximal möglichen Schalleistungen davon ausgegangen, dass die Wärmepumpen an den ungünstigsten Stellen im Quartier aufgestellt werden sollen. Grundlage für die nachfolgenden Ergebnisse ist dementsprechend die Platzierung der Luft Wärmepumpen auf den Dächern der Wohnanlagen. Zudem wird eine Unterschreitung des in allgemeinen Wohngebieten zulässigen Immissionsrichtwerts um 6 dB(A) in der Nachtzeit angestrebt. Die dabei errechneten maximal möglichen Schalleistungsspiegel (siehe Tabelle 5) dienen im weiteren Planungsverlauf als Grundlage für die Wahl der Wärmepumpen. Zusätzlich wurde bei den Wohnanlagen 1 und 3 bis 6 geprüft, wie hoch der Schalleistungsspiegel maximal sein könnte, wenn zwei Wärmepumpen errichtet werden sollen. Dabei wurde angenommen, dass diese auf unterschiedlichen Gebäuden pro Wohnanlage stehen.

Maximal möglicher Schalleistungsspiegel [dB(A)]				
Parzelle	1 LWP	Ohne WA4	2 LWP je Quartier	
WA 1	62,0	--	61,5	67,5
WA 2	62,5	--	--	--
WA 3	63,0	63,5	60,0	62,0
WA 4	63,0	--	62,0	64,0
WA 5	62,0	--	60,5	62,0
WA 6	64,0	--	61,5	63,0
WA 7	62,0	--	--	--
WA 8	65,0	--	--	--
WA 9	65,0	--	--	--
WA 10	67,5	--	--	--

Tabelle 5: Maximal mögliche Schalleistungsspiegel der Wärmepumpen unter Rahmenbedingungen; C. Hentschel Consult Ing.-GmbH

3.4 Fernwärme

Für die Nutzung von Fernwärme stehen in der Umgebung des Betrachtungsgebiets zwei Optionen zur Fernwärmeversorgung, sowie zwei Optionen zur Abwärmenutzung zur Verfügung. Diese wurden über die Stadtwerke Landshut [10] sowie den Energie-Atlas Bayern im Umkreis von 3 km identifiziert.

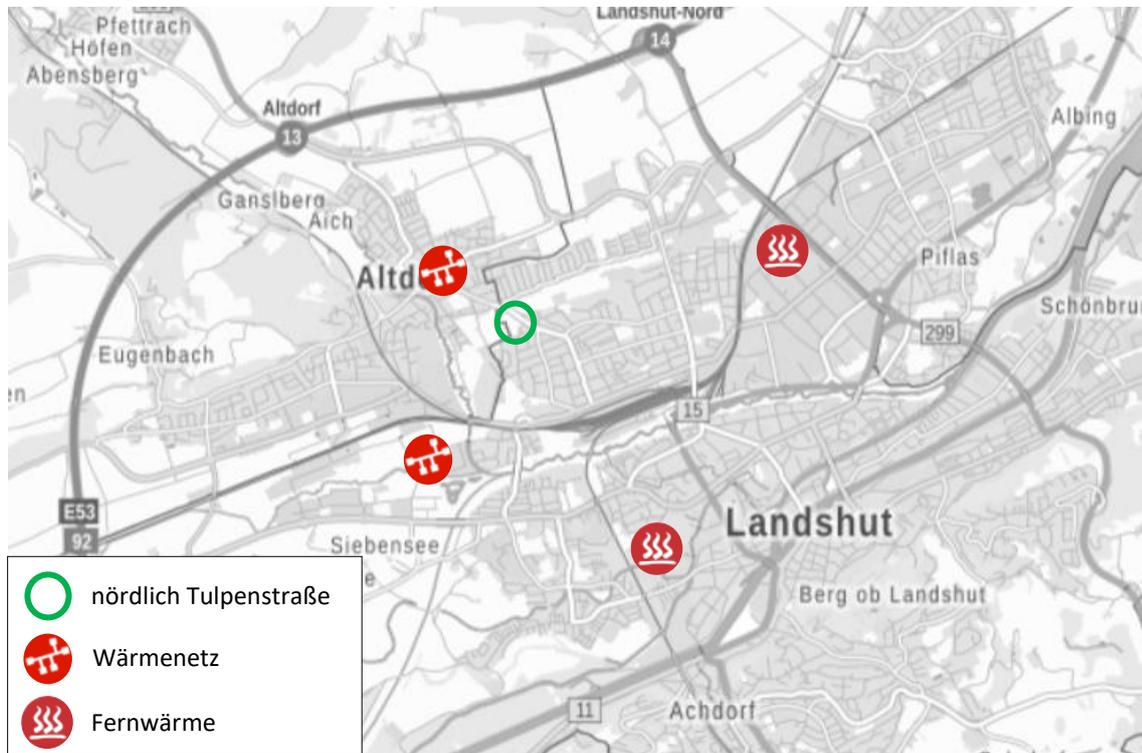


Abbildung 16: Potenzielle Fernwärmequellen im Stadtgebiet Landshut

Die Fernwärmequellen südlich und östlich des Quartiers kommen aufgrund der städtebaulichen Situation nicht in Frage. Eine Verlegung von bis zu 3 km gedämmter Rohrleitungen durch das dicht besiedelte Stadtgebiet wäre für die alleinige Wärmeversorgung des Quartiers mit unverhältnismäßigem Aufwand und Kosten verbunden.

Ein bestehendes Wärmenetz, welches das Stadtgebiet St. Wolfgang versorgt, konnte nicht identifiziert werden. Südwestlich gelegen planen die Stadtwerke Landshut zwar den Bau eines Wärmenetzes, das nach dessen Angaben 2022 fertiggestellt werden soll, allerdings wäre auch hier der Anschluss aufgrund der Entfernung mit hohem Aufwand verbunden. Zusätzlich wird das Wärmenetz zunächst durch ein Erdgas BHKW gespeist, was trotz dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung nicht dem regenerativen Charakter des zu entstehenden Quartiers entspricht.

Eine attraktivere Option in der Nähe des Quartiers stellt eine geothermische Anlage in Altdorf dar. Diese erzeugt ein Temperaturniveau von 65 °C bei einer Förderrate von 88-115 l/s. Zurückzuführen ist das auf eine 1988 festgestellte geothermische Anomalie, die in Deutschland den höchsten Temperaturgradienten aufweist. Trotz der Eignung wird aus der Anlage derzeit keine thermische Energie gewonnen bzw. genutzt. Grund dafür ist das Fehlen von Interessenten und

der dementsprechend nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit der Anlage. Die Steag, die ursprünglich ein Wärmenetz aufbauen wollte, setzt eine Mindestabnahme von 9 MW voraus. Diese Abnahme kann auch durch das Vorhaben in der Tulpenstraße nicht erreicht werden. Auch aus zeitlichen Gründen wird der Anschluss an die Anlage ausgeschlossen, da der Aufbau dieses Wärmenetzes nicht im Zeitrahmen des Quartiers umsetzbar wäre.

Eine Anbindung des Quartiers an ein Fernwärmenetz kann dementsprechend im momentanen Planungsstand nur perspektivisch miteinbezogen werden. Bedingt ist dieser Umstand durch die Ungewissheit des Ausbaus der bestehenden Wärmenetze im Norden der Stadt. Der Süden Landshuts ist bereits großräumig mit einem Wärmenetz (Biomasse BHKW der Stadtwerke) ausgestattet. Wird ein Wärmenetz im Bereich des Betrachtungsraumes realisiert, kann prinzipiell ein Anschluss nachträglich erfolgen. Nichtsdestotrotz kann davon derzeit nicht ausgegangen werden. Eine Versorgung mit Fernwärme muss dementsprechend im weiteren Planungsverlauf ausgeschlossen werden.

3.5 Konventionelle Erzeuger

Aufgrund der Spitzenlasten (siehe Jahresdauerlinien Kapitel 2.1.2) in der Zeit des höchsten, kurzfristigen Wärmebedarfs sollten trotz der größtmöglichen, regenerativen Wärmeversorgung auch gasbetriebene Brennwert-Geräte integriert werden. Diese erfüllen eine Funktion als Reservekessel, falls andere Technologien ausfallen oder gewartet werden müssen. Alternativ können auch Erdgas BHKW mit einer Kraft-Wärme-Kopplung als Spitzen- bzw. Reservekessel eingesetzt werden die zusätzlich zur Wärme auch Strom für das Quartier erzeugen können und dadurch einen besseren Wirkungsgrad erzielen.

Da die energetische Versorgung des Quartiers größtmöglich durch erneuerbare Energien gedeckt werden soll, die Versorgungssicherheit jedoch trotzdem gewährleistet werden muss, sollten aus oben genannten Gründen auch konventionelle Wärmeerzeuger als Reserveanlagen in die Wärmeversorgung integriert werden. Die grundsätzliche Versorgung des Quartiers erfolgt demnach durch regenerative Energien (siehe Konzepte Kapitel 5). Auf Gaskessel oder BHKW kann in Notsituationen zurückgegriffen werden. Aufgrund der derzeitigen politischen Gegebenheiten sowie des Klimaziels zur Treibhausgasneutralität ist von einer Verwendung fossiler Brennstoffe möglichst abzusehen. Aus diesem Grund, und dem der Notwendigkeit solcher Reservesysteme, besteht die Möglichkeit einer Substitution von fossilem Erdgas durch Wasserstoff. Bereits jetzt sind Gaskessel und BHKW auf dem Markt, die vollständig durch Wasserstoff betrieben werden können. Problematisch ist derzeit lediglich die Verfügbarkeit von Wasserstoff aus regenerativen Quellen. Auch eine Beimischung im mittleren, zweistelligen Prozentbereich zum herkömmlichen Gas, wäre denkbar, um den ökologischen Charakter des Systems noch weiter zu verbessern.

Alternativ zu fossilen Brennstoffen und Wasserstoff, könnte auch auf die Verbrennung von Biomasse, bspw. Holz, gesetzt werden. Die Holzbefuerung gilt als Klimaneutral, jedoch entstehen bei dessen Verbrennung umweltschädliche Stoffe. Neben der entstehenden Feinstaubbelastung, die sich vor allem in urbanen Gebieten und Städten oft als sehr kritisch herausstellt, wird auch klimaschädliches Methan und Lachgas freigesetzt [11]. Zwar wurde es zuvor in dem genutzten Holz gebunden, jedoch würde dieses nicht freigesetzt werden, wenn Holz nicht verbrannt, sondern bspw. als Baustoff verwendet wird. Der Präsident des Umweltbundesamtes Dirk Messner rät bereits jetzt vom Heizen mit Holz ab. Auch im EU-Parlament wird derzeit diskutiert. EU-Abgeordnete haben im Rahmen der Novelle für die RED III entschieden, die Holzverbrennung noch weiter als nachhaltige Energie einzustufen, jedoch die erlaubte Menge zu deckeln und die staatlichen Subventionen zu begrenzen [12]. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Holzbetrieblen Wärmeerzeugern wird deshalb künftig immer unattraktiver und demzufolge in diesem Projekt als Wärmequelle ausgeschlossen.

4 Stromverteilanlagen

Im besten Fall soll das Stromnetz als eine gemeinsame Kundenanlage ausgebildet werden, was bedeutet, dass die einzelnen Bewohne bzw. Mieter in der Kundenstromanlage vom Eigentümer der Kundenstromanlage mit Strom beliefert werden. Hierbei entfallen die meisten Umlagen und Abgaben, wodurch sich der Strom günstiger beziehen lässt. Auf dieses Konzept wird im nächsten Abschnitt genauer eingegangen.

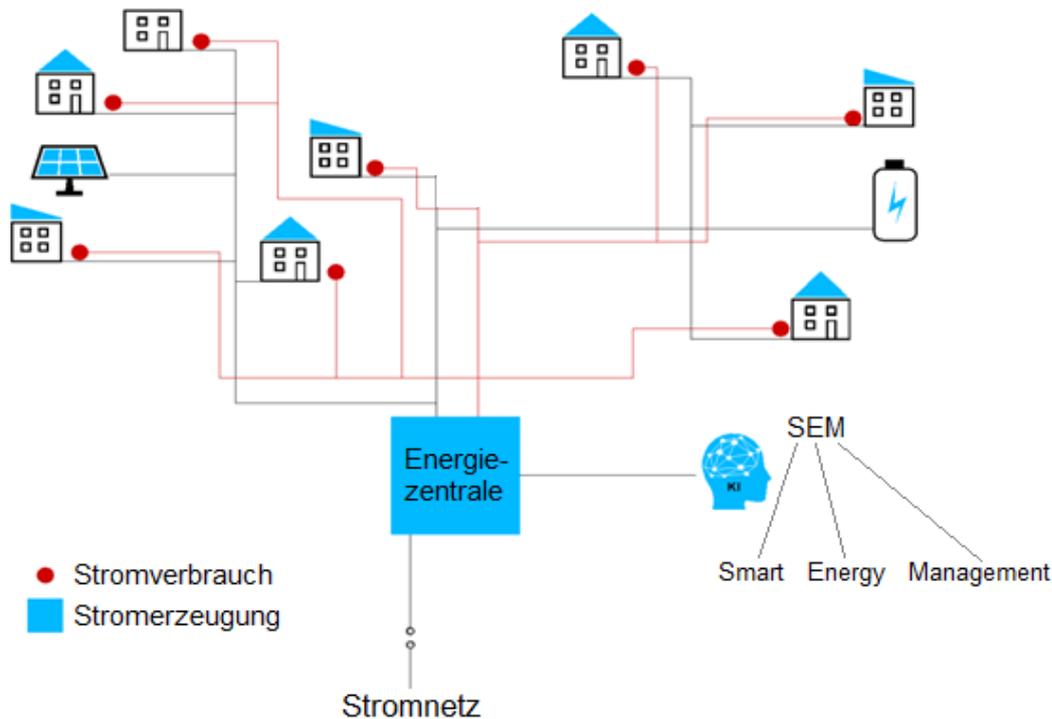


Abbildung 17: Schematische Darstellung der Stromverteilung einer gesamtheitlichen Kundenanlage mit Netzanschlusspunkt in der Energiezentrale

4.1 Mieterstrom und Kundenanlage

Durch die Realisierung einer Kundenanlage auf Quartiersebene, entfallen die Netzentgelte des eigenerzeugten Stroms durch z.B. PV und BHKW. Dadurch ist es dann mithilfe von Mieterstrommodellen möglich, einen niedrigeren Strompreis als ortsüblich zu realisieren. Dieses Einsparpotenzial wirkt sich in der Gesamtbilanz positiv auf die Wirtschaftlichkeit des Systems aus. Das Stromnetz besteht dabei aus mehreren Erzeugern und Verbrauchern. Erzeuger sind PV-Anlagen oder ggf. BHKW oder Brennstoffzellen. Die Verbraucher sind die privaten Haushalte und Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen, PtH-Komponenten, Netzpumpen und deren Peripherie, aber es ist auch die Möglichkeit geboten, die E-Mobilität einzubinden. Diese Erzeuger- und Verbrauchernetze können zudem durch Elektro Speicher verbunden werden. Eine Sektorenkopplung kann durch den Einsatz des Stroms für die Wärmepumpe und PtH-Komponenten sowie Mobilität stattfinden.

Bei der Umsetzung von Kundenanlagen, müssen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) folgende Voraussetzungen und Rechtsfolgen berücksichtigt werden (vgl. § 3 Nr. 24 a) EnWG):

- Verbindung mit einem Stromnetz der allgemeinen Versorgung oder einer Stromerzeugungsanlage
- Unbedeutend für den Wettbewerb (grundsätzlich wenige Kunden und geringe Strommengen)
- Räumlich zusammenhängendes Gebiet
- Unentgeltliche Zurverfügungstellung der Infrastruktur, d. h. grundsätzlich keine Abrechnung von Netzentgelten zulässig

Folge: Ausgenommen von Regulierungsvorgaben. Es handelt sich bei den Voraussetzungen für eine Kundenanlage um unbestimmte Rechtsbegriffe. Deshalb bedürfen sie insbesondere in Zweifelsfällen der Auslegung durch die Regulierungsbehörden und Gerichte. Es liegen zwei Beschlüsse der Bundesnetzagentur (BNetzA) und eine Entscheidung des OLG Frankfurt vor, aus denen sich folgende Erkenntnisse ergeben:

Eine zu hohe Anzahl an Letztverbrauchern ist nach Auffassung der BNetzA mit den Vorgaben aus dem EnWG nicht vereinbar. Bei weniger als 199 Letztverbrauchern kann demnach ohne Weiteres davon ausgegangen werden, dass dies unbedeutend für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs ist. Somit lässt sich für das Quartier mit den geplanten 140 Wohneinheiten feststellen, dass eine Kundenanlage im Gesamten (Stromerzeugung und Verteilung) zulässig sein könnte.

Ob nun jeweils eine Kundenanlage nach § 3 Nr. 24 a/b EnWG vorliegt, entscheidet der Eigentümer/Betreiber der Anlage selbst und wird von der gewählten Energieversorgungsvariante maßgeblich vorgegeben. Ein Antrags- oder Bestätigungsverfahren bei den Regulierungsbehörden ist nicht vorgesehen. Vom Anschlussnetzbetreiber wird die Selbsteinordnung in aller Regel übernommen und nur in begründeten Einzelfällen wird die Einstufung hinterfragt. Daraus resultiert aber das Risiko, dass die Entscheidung eventuell nicht korrekt ist. In diesem Fall kann auch Jahre später z. B. im Rahmen eines gerichtlichen oder behördlichen Verfahrens die Richtigkeit des Vorliegens einer Kundenanlage geprüft werden. Bezüglich rechtlicher Folgen von einer irrtümlichen Annahme einer Kundenanlage und dessen Betrieb gibt es bisher kaum belastbare Behördenpraxis oder Rechtsprechung. Um dieses Risiko zu begrenzen, empfiehlt es sich mit dem regionalen Netzbetreiber gemeinsam den Prozess der Feststellung einer Kundenanlage zu betreiben, und diese Feststellung auch vertraglich zu binden. Zudem wird dringend empfohlen, das Vorhaben durch ein juristisches Gutachten begleiten zu lassen.

4.2 Abrechnungsmodell

Falls nun bei einer Kundenanlage die elektrische Energie aus lokalen Erzeugungsanlagen an die Endverbraucher ohne Durchleitung durch das öffentliche Stromnetz geliefert werden soll, bietet sich ein Mieterstrommodell als Abrechnungskonzept an. Mieterstrom kann im Quartier als Ganzes, als auch in einzelnen Häusern zum Einsatz kommen. Wenn gewisse Auflagen erfüllt werden, kann Mieterstrom auch gefördert werden.

Zur besseren Flexibilisierung der Stromverteilung im Quartier wäre an Stelle eines Mieterstrommodells je Wohnanlage eine ganzheitliche Kundenanlage vorzuziehen. Dies ermöglicht eine bedarfsorientierte Verteilung des Stroms im gesamten, lokalen Netz und optimiert bzw. reduziert den Netzbezug und die Netzeinspeisung was die Wirtschaftlichkeit und die regenerative Bilanz des Systems verbessern kann. Das Abrechnungsmodell einer ganzheitlichen Kundenanlage unterscheidet sich dabei nicht deutlich von dem des Mieterstrommodells. Jede Wohneinheit besitzt einen eigenen Energiezähler, über den der der Stromverbrauch abgerechnet werden kann. Die Kundenanlage zum Betrieb der Wärmeversorgung erhält ebenfalls separate Stromzähler.

Falls der Bauherr die Rolle des Netzbetreibers nicht selbst übernehmen will, kann auf verschiedene Dienstleister für Betrieb aber auch die Abrechnung auf dem Markt zurückgegriffen werden.

Wärmepumpen (siehe Kapitel 3.3.4), oder über oberflächennahe Geothermie (siehe Kapitel 3.3.1) erschlossen werden. Aus ersten Berechnungen der notwendigen Leistungen geht hervor, dass auf Redundanz- bzw. Spitzenlastsysteme wie BHKW oder Brennwertkessel verzichtet werden kann. Die kurzfristig auftretenden Lastspitzen können mittels elektrischen Heizstäben gedeckt werden. Diese müssen zu Spitzenzeiten des Bedarfs zwar hohe Leistungen erbringen, in der Wärmemengenbilanz besitzt die elektrische Wärmeversorgung jedoch nur einen geringen Anteil.

Für die Wärmeverteilung ist ein modernes 2-Leiter-System geeignet. Die Vorlauftemperatur beträgt dabei maximal 35°C, dies bringt energetische Vorteile durch minimierte Wärmeverluste bei der Verteilung im Wärmenetz mit sich. Die Wärmeübergabe und hydraulische Entkopplung des vorgelagerten Wärmenetzes in die jeweilige Wohnanlage erfolgt über Hausübergabestationen. Höhere Temperaturen von bis zu 60 °C, die für die Warmwasserbereitung benötigt werden, werden über Booster-Wärmepumpen erzeugt, die das Wärmenetz als Energiequelle nutzen. Für die geplanten Flächenheizsysteme in den Neubauten sind Vorlauftemperatur von 35 °C ausreichend und angenommen. Für die Versorgung der Heizkreisläufe für die Raumheizung wird die Wärme über Plattenwärmeübertrager vom Wärmenetz übergeben.

Die Erzeugertechnologien müssen in dieser Variante in einem gesonderten Gebäude untergebracht werden, dass auf dem Grundstück erstellt werden muss. Eine mögliche Verortung wird in Abbildung 19 anhand des Bebauungsplanes dargestellt.



Abbildung 19: Beispielhafte Verortung Energiezentrale, nahe dem Gasanschluss an der Eichenstraße

5.2.2 Variante 1b – Zentrale Wärmezeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern

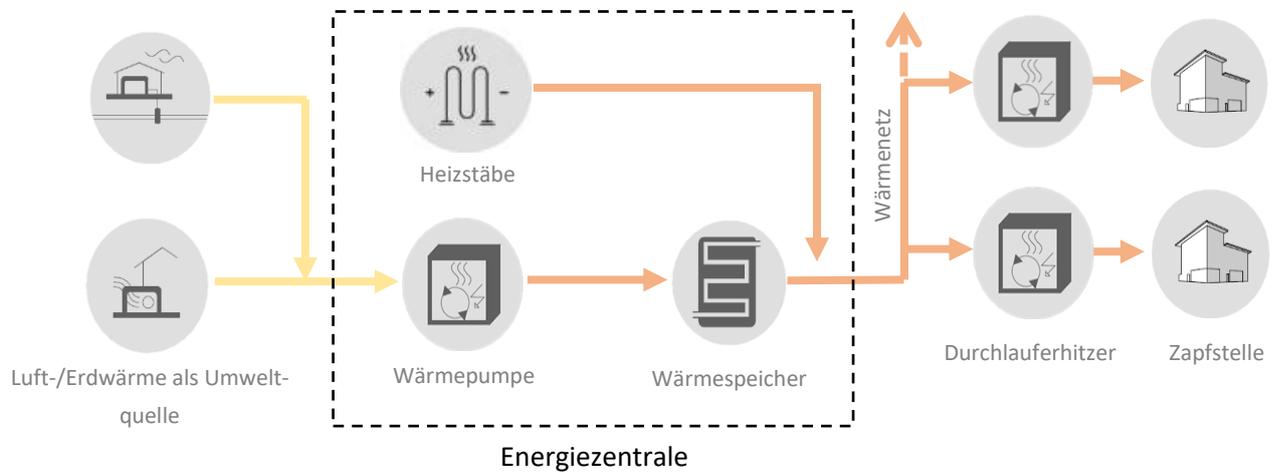


Abbildung 20: Schema " Zentrale Wärmezeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern "

Alternativ zur Variante 1a, in der die Temperaturerhöhung des Wärmenetzes über hausweise Booster-Wärmepumpen stattfinden soll, kann die Anhebung auch mittels elektrischer Durchlauferhitzer in jeder Wohnung stattfinden. Dadurch können sowohl die Investitionskosten als auch die Wärmeverteilverluste innerhalb der Wohngebäude reduziert werden. Die Installation der elektrischen Erhitzer erfolgt in dieser Variante nicht haus-, sondern wohnungsweise, kurz vor den Zapfstellen. Diese dienen dabei lediglich der Warmwasserversorgung. Zentrale Heizstäbe in der Energiezentrale sind dennoch notwendig, um heizlastbedingte Lastspitzen abzufangen und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Wie auch in Variante 1a muss hier ein eigenes Gebäude für die Energiezentrale, die die zentralen Wärmepumpen enthält, hergestellt werden (siehe Abbildung 19). Auf Redundanzsysteme kann den ersten Berechnungen zufolge ebenfalls verzichtet werden.

5.2.3 Variante 2a - Dezentrale Wärmeerzeugung

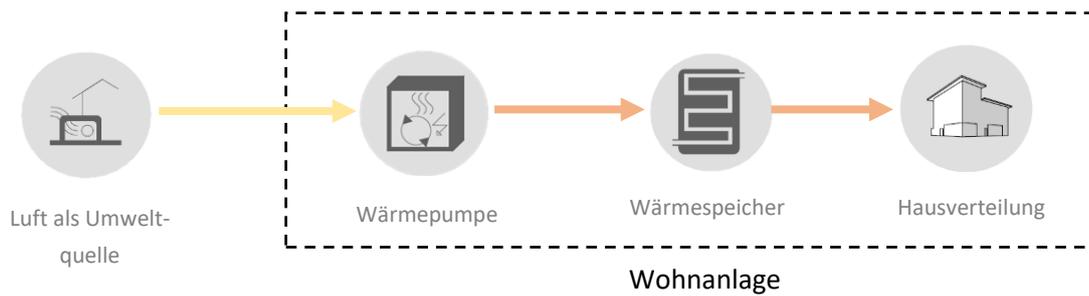


Abbildung 21: Schema „Dezentrale Wärmeversorgung“

Die zweite Variante „Dezentrale Wärmeerzeugung“ zeichnet sich dadurch aus, dass es kein Wärmeverteilnetz mit zentraler Einspeisung wie in Variante 1 gibt, sondern dass die Wärmeerzeugung ausschließlich in den Wohnanlagen selbst stattfindet. Dadurch sind keine Wärmenetztrassen, sowie kein eigenes Gebäude für die Anlagentechnik notwendig. Aus Erfahrungswerten und der Potentialanalyse (siehe Kapitel 3.3.4) geht für diese Variante hervor, dass die Umweltwärmequelle Luft zur Deckung des Raumheiz- und Warmwasserbedarfs am besten geeignet ist. Die Aufstellung von Luft-Wasser-Wärmepumpen auf den Dächern der Quartiere ist möglich.

Die notwendigen Temperaturen für Warmwasser von ca. 60 °C müssen in dieser Variante durch die Luft-Wasser-Wärmepumpen innerhalb der Wohnanlagen erzeugt werden. Diese hohen Temperaturen führen zu geringeren Arbeitszahlen und bei tiefen Außenlufttemperaturen kann dabei gegebenenfalls eine direktelektrische Unterstützung mittels Heizstab notwendig werden. Den ersten Berechnungen zufolge ist diese Erzeugung dennoch energetisch sinnvoller als die Verwendung von Redundanz- und Spitzenlastsysteme (z.B. Brennwertkessel), deshalb wird wie auch in Variante 1 von deren Verwendung im Energiesystem abgesehen.

5.2.4 Variante 2b - Dezentrale Wärmeerzeugung mit kaltem Nahwärmenetz

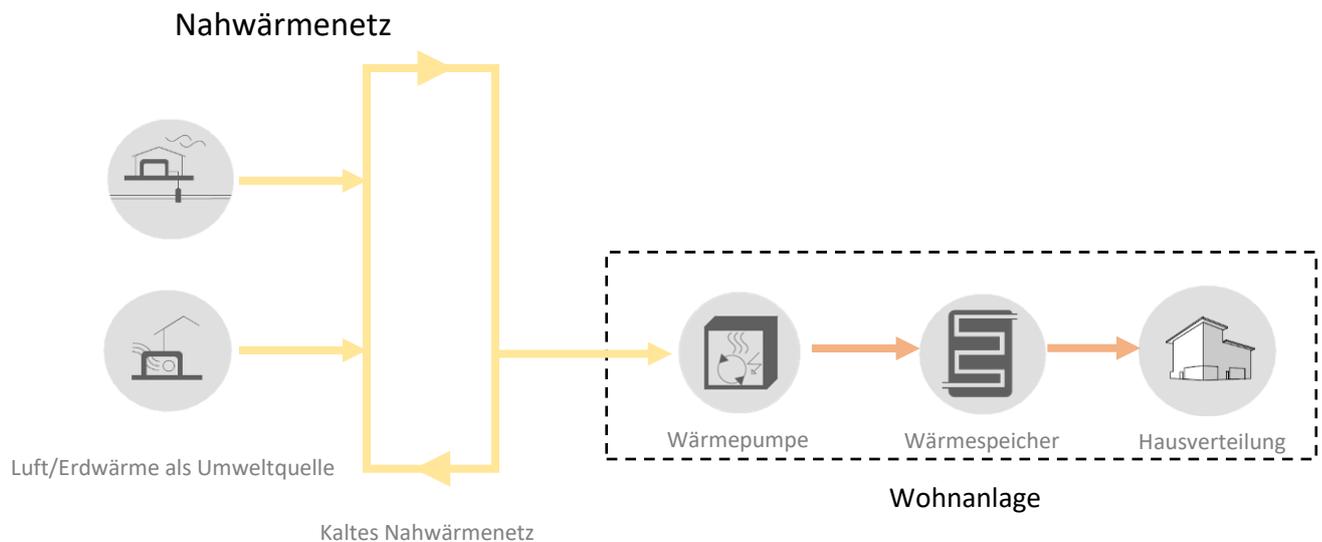


Abbildung 22: Schema "Dezentrale Wärmeversorgung mit kaltem Nahwärmenetz"

Die dezentrale Variante ergänzend, ist auch die Einbindung eines kalten Nahwärmenetzes denkbar. Dieses kann gespeist werden durch Luft-Wärmepumpen und gegebenenfalls durch Kollektorflächen. Das vorgelagerte Wärmenetz verläuft dabei durch das gesamte Quartier und nimmt auch dabei aufgrund sehr geringer Netztemperaturen Wärme aus dem Erdboden auf. Die einzelnen Wohnanlagen werden als separate, dezentrale Verbraucher an das kalte Nahwärmenetz angeschlossen. Die dezentralen Energiezentralen heben anschließend das Temperaturniveau durch Booster-Wärmepumpen an und stellen die Redundanzsysteme und Wärmespeicher bereit.

Die Anlagenkonstellation innerhalb der Wohnanlagen hat dabei dieselbe Zusammensetzung wie in der zuvor beschriebenen Subvariante 2a ohne kalte Nahwärme.

5.2.5 Variante 3 - Fernwärme

Als dritte Variante wird das Szenario einer Versorgung mit Fernwärme betrachtet. Dabei wird jede der Wohnanlagen separat mit der Wärmenetztrasse, die in der Nähe des Quartiers verläuft, verbunden. Wäre ein Wärmenetz mit Niedertemperatur (z.B. 60 °C) verfügbar, so wäre der Fernwärmeanschluss mittels Übergabestationen in den jeweiligen Wohnanlagen zu realisieren. Eine Erhöhung des Temperaturniveaus wäre in diesem Fall nicht notwendig, da das Wasser in Hinblick auf Hygieneanforderungen und Komfort bereits eine ausreichend hohe Temperatur besitzt. Lediglich ein Wärmetauscher, sowie Pumpen für die Heiz- und Warmwasserkreisläufe im Haus wäre notwendig. Zudem könnten dadurch die Heizflächen kleiner dimensioniert werden als bei Wärmenetzen mit geringerer Temperatur. Hätte das Fernwärmenetz eine geringere Temperatur (z.B. Niedrigsttemperatur < 50 °C), so müssten hausweiße Wärmeübergabestationen, ähnlich

wie in den Varianten 2 beschrieben, mit Durchlauferhitzern oder Redundanzsystemen zur Erzeugung der höheren Temperaturen eingesetzt werden.

Aus der Potentialanalyse (siehe Kapitel 3.4) geht allerdings hervor, dass sich momentan keine der lokalen verfügbaren Wärmenetze zur Versorgung des Quartiers eignen. Dementsprechend wird die Variante im weiteren Planungsverlauf als derzeit nicht umsetzbar beurteilt.

5.3 Strom

Die Stromverteilung in allen Varianten erfolgt bestenfalls über eine gemeinsame Kundenanlage (siehe Abbildung 23), die alle Erzeuger (PV auf Dach und Freifläche) und Verbraucher (E-Mobilität, Haushalte, Wärmeerzeuger) verbindet und mit nur einem Netzanschlusspunkt bei der Energiezentrale ausgestattet wird. So kann der Eigennutzungsanteil der erzeugten elektrischen Energie optimiert werden, da ein Strommanagement innerhalb der Sektoren Wärme und Strom möglich ist.

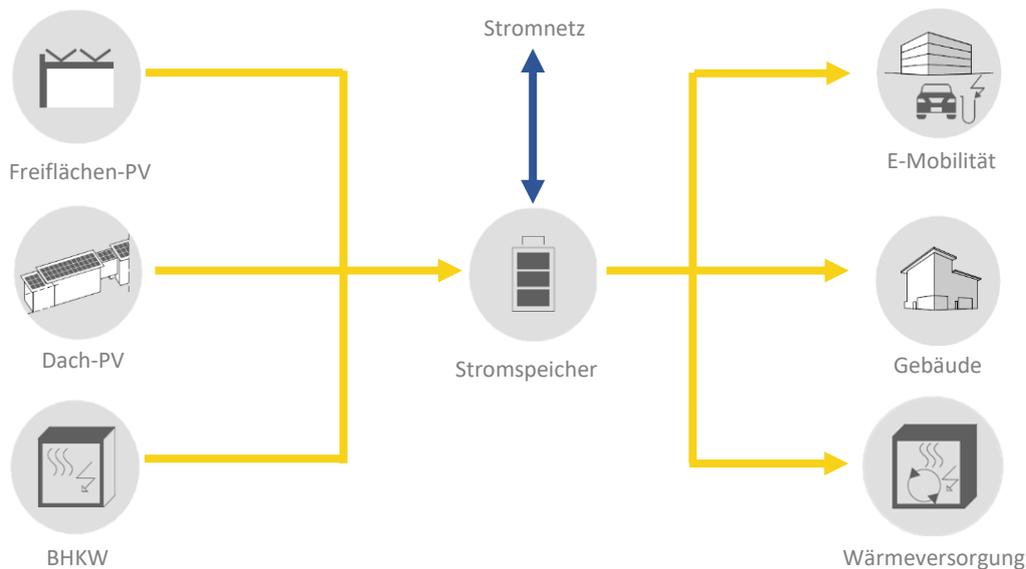


Abbildung 23: Schema „Stromverteilung - gemeinsame Kundenanlage“ (exkl. Betriebsstrom)

Ist eine gemeinsame Kundenanlage aus in Kapitel 4.1 genannten Gründen nicht umsetzbar, müssen Erzeuger und Bewohner stromnetztechnisch voneinander getrennt werden. Dabei können mehrere Kundenanlagen errichtet werden. Eines für den Betrieb der Wärmeerzeuger (Betriebsnetz) und mehrere andere für die jeweiligen Wohnanlagen in Form von Mieterstromanlagen (siehe Kapitel 4.1). Sind mehrere Kundenanlagen geplant, müssen dem jeweiligen Netz entsprechende PV-Flächen zugeordnet werden. Aus technischer und rechtlicher Sicht ist es dann sinnvoll, die PV-Dachflächen der jeweiligen Gebäude der Kundenanlage desselben Gebäudes zuzuordnen. Wird eine Freiflächenanlage realisiert, kann diese für das Betriebsnetz genutzt werden. Wird sie nicht realisiert, muss das Betriebsnetz entweder über das öffentliche Netz gespeist werden, oder durch Anteile der Dachflächenanlagen, die aber Stromkreistechnisch von den PV-Flächen für die Mieterstromanlagen getrennt sein müssen.

5.3.1 PV-Dachanlage

Die erste Variante zur lokalen Stromversorgung ist die Installation von PV-Flächen lediglich auf den Dächern der Wohngebäude. Angestrebt wird, dass ein Großteil des auf dem Grundstück erzeugten Stroms auch auf diesem verbraucht wird und somit möglichst wenig Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen, bzw. in dieses eingespeist werden soll. So entsteht in Kombination mit der Umsetzung einer Kundenstromanlage ein planbarer und günstiger Stromtarif für die Bewohner durch das Entfallen von Netzentgelten und weiteren Umlagen (siehe Kapitel 4.1).

5.3.2 PV-Dach- und Freiflächenanlage

Zusätzlich zu der Stromerzeugung auf den Dächern könnte potenziell auch eine Freiflächenanlage in unmittelbarer Nähe zum Quartier errichtet werden (siehe Kapitel 3.1). Dies ist vor allem aufgrund des ständigen Zuwachses von privater E-Mobilität in der Gesellschaft sinnvoll. Rechnet man bis 2050 mit einer klimafokussierten Verkehrspolitik (siehe Kapitel 2.1.2), so ist von einer zusätzlichen Energiemenge von 444 MWh/a auszugehen. Nicht wenig, bedenkt man, dass sich der Bedarf an elektrischer Energie für die Haushalte des Quartiers auf schätzungsweise 350 MWh/a beläuft.

5.4 Trassenverläufe

Um genauere Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der konzeptionierten Systeme treffen zu können, wurde eine vorläufige Trassenverlaufsplanung durchgeführt, die Aufschluss über die voraussichtliche Trassenführung sowie deren Längen gibt. Ausgangspunkt der zentralen Wärmeversorgungsvarianten ist die Energiezentrale. Bei der Umsetzung einer dezentralen, hausweisen Versorgung entfällt die Notwendigkeit eines Wärmeverteilnetzes. Wird jedoch ergänzend zur dezentralen Versorgung ein vorgelagertes, kaltes Nahwärmenetz geplant (siehe Variante 2b), so ist dennoch ein Trassennetz notwendig. Aufgrund des geringeren Temperaturniveaus als in einem Wärmenetz, das bei der zentralen Versorgung erforderlich ist, unterscheidet sich das kalte Nahwärmenetz technisch von diesem. Weiterhin unterscheiden sich die Trassenlängen innerhalb der konzeptionierten Versorgungsvarianten. Nachfolgende Abbildung und Tabelle zeigen die voraussichtlichen Längen der jeweiligen Varianten.

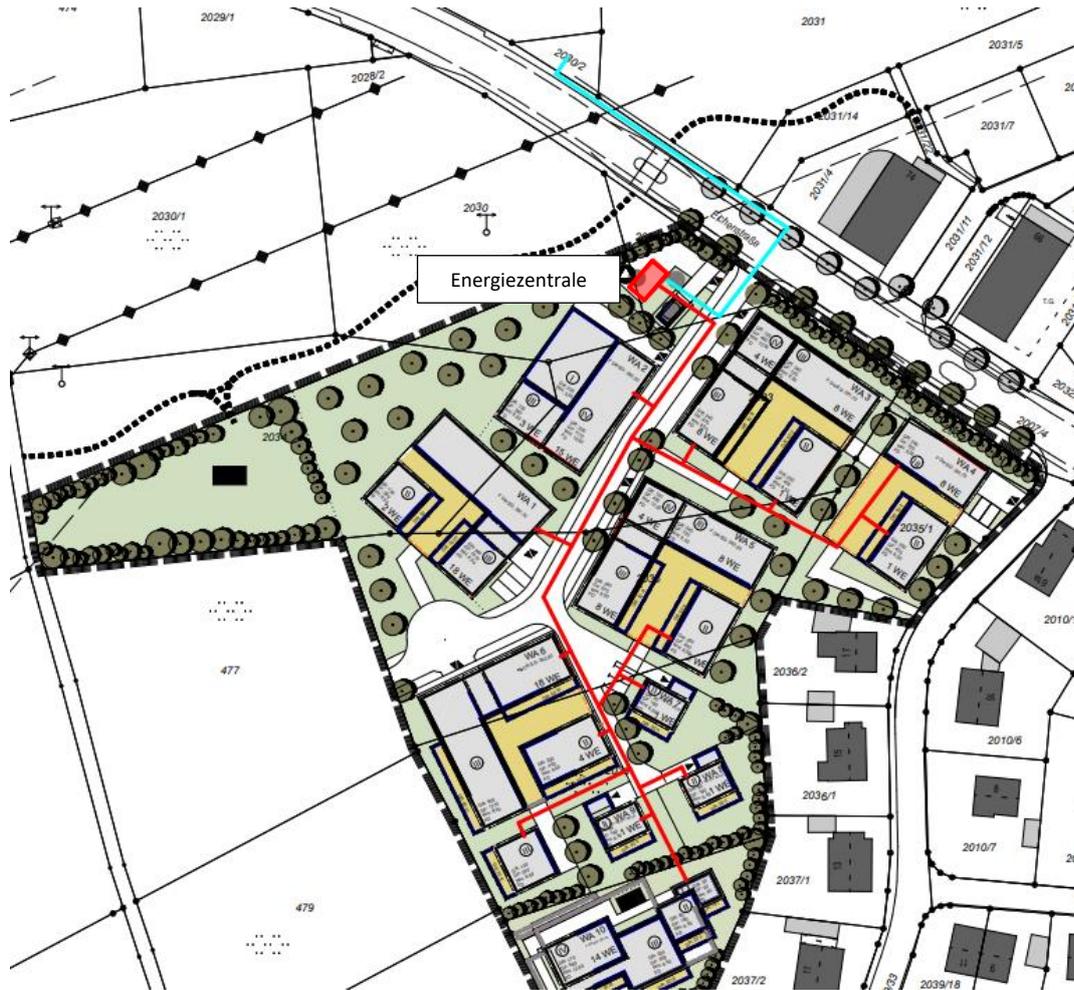


Abbildung 24: Vorläufiger Trassenverlaufplan, Geltungsbereich BP 03-60/1 und nördliche Flurstücke

Variante	Trassenlänge (Wärmeverteilung)	Trassenlänge (Anbindung Kollektoranlagen)	Gesamt
Zentrale Versorgung 1a, 1b	342 m	105 m	447 m
Dez. Versorgung 2a	-	-	-
Dez. Versorgung + kalte Nahwärme 2b	327 m	90 m	417 m

Abbildung 25: Vorläufige Trassenlängen der Varianten

Durch das Wegfallen der Anbindung an eine Energiezentrale in der Variante 2b (dezentrale Versorgung mit kaltem Nahwärmenetz), verkürzt sich die gesamte Trassenlänge um ca. 30 m. Außerdem ist bei einem kalten Nahwärmenetz mit geringeren Investitionskosten zu rechnen als bei dem herkömmlichen Nahwärmenetz der zentralen Varianten, siehe Kapitel 6.

6 Wirtschaftlichkeitsrechnung

6.1 Vorgehen Wirtschaftlichkeitsuntersuchung

Alle Kosten werden, wenn nicht weiter beschrieben in Netto-Werten angegeben.

Für die ausgearbeitete Energieversorgungsvarianten wird im Hinblick auf die Umsetzung eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in Anlehnung an die VDI 2067 angestellt. Als Grundlage dienen Angebote, Recherchen, und Erfahrungswerte. Diese Jahresgesamtkosten beinhalten die Kostenarten der Versorgungslösung, welche im Kapitel 6.2.1 Investitionskosten dargestellt sind. Als Zielgröße wird die Amortisationsdauer der Anlage sowie die prognostizierte Rendite des Systems für die Potenzielle Betreiberstruktur ermittelt. Die Vorgehensweise zur Berechnung der Jahresgesamtkosten orientiert sich an der Vollkostenrechnung nach VDI 2067. Dabei werden folgende Kostenarten betrachtet:

- Kapitalgebundene Kosten
- Betriebsgebundene Kosten
- Verbrauchsgebundene Kosten
- Einnahmen

Die kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus Investitionskosten, die unter Annahme eines kalkulatorischen Zinssatzes auf den Betrachtungszeitraum bezogen werden.

Alle laufenden Kosten wurden in einer Vereinfachung mit mittleren Preisen über den Betrachtungshorizont in die Kostenbilanz eingebunden.

Die aufgestellte Kostenübersicht bietet Einsicht in die anfallenden Einnahmen und Ausgaben über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Die Investitionsausgaben werden in verschiedene Ausgabearten grob gegliedert.

- KG300 (Energiezentrale)
- KG400 (Wärmeerzeugung, Wärmeverteilung, Wärmeübergabe, Umwelt-Wärmequellen, Anbindung Umwelt-Wärmequellen, Stromverteilung, Strom-Netzanschluss, **ohne Photovoltaik**)
- Planung und Projektleitung (LPH 1-8, Gutachten, Koordination)

Varianten für Vergleich

Es werden für die Wirtschaftlichkeitsuntersuchung nur die vier Übervarianten verglichen (inkl. Batteriespeichersystem) verglichen:

- V_1a Zentrale Versorgung + Booster Wärmepumpen
- V_1b Zentrale Versorgung + dezentrale Durchlauferhitzer
- V_2a Dezentrale Versorgung mit Einzel-Wärmepumpen
- V_2b Dezentrale Versorgung über kalte Nahwärme

6.2 Ausgaben

6.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskostenaufstellung geht als Ausgabenseite in die Kostenbilanz ein. Die Kosten der Komponenten basieren auf angeforderten Richtpreisen und Erfahrungswerten.

Die Gesamtinvestitionskosten belaufen sich für die genannten Kostengruppen auf **1.950.000 € - 2.500.000 €** Netto je nach Variante. Die voraussichtlichen Kosten wurden im 1. Quartal 2023 grob, entsprechend einem Konzeptstadium zusammengetragen. Betrachtet man die derzeitige Inflationssituation, kann man perspektivisch davon ausgehen, dass sich weitere Preissteigerungen ergeben können, wodurch es bei momentanen Schätzungen zu drastischen Ungenauigkeiten kommen kann.

Kostengruppe	V_1a	V_1b	V_2a	V_2b
KG300	315.500 €	315.500 €	200.000 €	270.000 €
KG400	1.873.800 €	1.792.800 €	1.501.700 €	1.874.900 €
Planung und Projektleitung	328.395 €	316.245 €	255.255 €	321.735 €
Investitionssumme ohne Förderung	2.517.695 €	2.424.545 €	1.956.955 €	2.466.635 €
Förderung Bafa	890.678 €	853.418 €	249.893 €	870.254 €

Tabelle 6: Investitionskosten der Varianten nach Kostengruppe inkl. BAFA-Förderung

6.2.2 Betriebs- und Wartungskosten

Betriebskosten und Reinvestitionskosten

Für eine vollständige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen nicht nur die Investitions-, sondern auch die Betriebskosten der Anlagen berücksichtigt werden. Dazu gehören alle Kosten, welche für die Gewährleistung des Betriebs des Wärmenetzsystems notwendig sind. Bei den Betriebs- und Wartungskosten handelt es sich um jährliche Kosten, welche für die laufende Instandhaltung der Energieversorgungsanlage anfallen, damit ein störungsfreier Betrieb jederzeit gesichert ist. Für die Berechnung der Kosten für Inspektion und Wartung der Anlagenkomponenten gibt es unterschiedliche Ansätze. Im vorliegenden Fall werden die Betriebskosten als Prozentsatz der Investitionskosten basierend auf Herstellerangaben und Erfahrungswerten angesetzt. Die Betriebskosten wurden für den Betrachtungszeitraum mit einer durchschnittlichen Inflation von

2% p.a. berücksichtigt und entsprechend bereinigt. Es ergeben sich hieraus mittlere Betriebskosten von 1,5% p.a. der Gesamt-Investitionssumme. Weiterhin wurden die Reinvestitionskosten mit 1% p.a. der Gesamt-Investitionssumme berücksichtigt, wobei künftige Förderungen beinhaltet sind.

Verbrauchskosten

Neben den Betriebskosten gehören auch die Verbrauchskosten für Brennstoff wie Gas und in diesem konkreten Fall Strom zum Betrieb der Anlagen.

Die erwartete Strompreisentwicklung für Großabnehmer (>50 MWh/a) für den nächsten 20-Jahres-Zeitraum ist in Abbildung 26 dargestellt. Es wird hier ein Netzstrompreis von 0,22 €/kWh netto im Jahr 2025 und ein jährlicher Preisanstieg von 2,5 % angenommen. Diese Annahmen beruhen auf Daten zur Energiepreisentwicklung [13], sowie Anfragen von Großmengen-Anbietern.

Es wurde eine Worst-Case-Variante mit einer jährlicher Strompreisanstieg von 2,5 % als Grundlage gewählt.

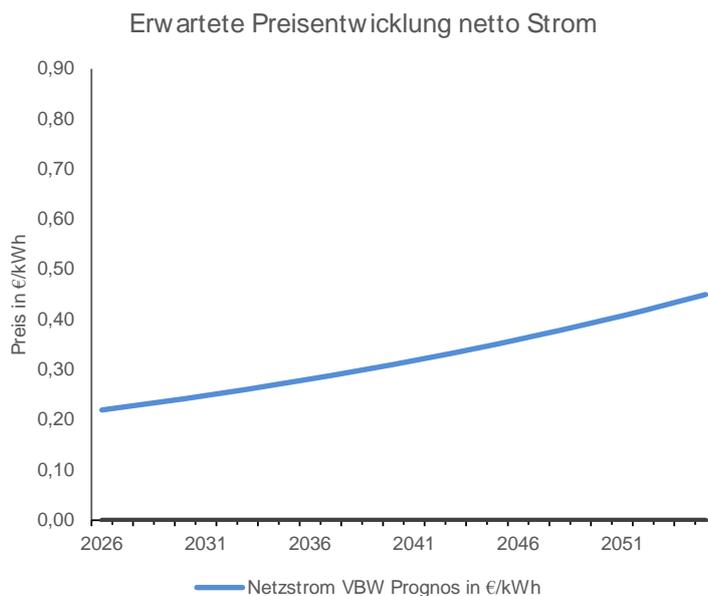


Abbildung 26: Angenommene Strompreisentwicklung (Luxgreen Climadesign)

Ein großer Teil des Strombedarfs im Quartiersnetz wird durch die PV-Anlagen gedeckt. Basierend auf den Simulationsergebnissen amortisiert sich die PV-Anlage nach 17 Jahren. Anschließend fallen lediglich noch Wartungskosten an. Um diese Preisentwicklung zu verdeutlichen, wird in den ersten Jahren ein höherer Strompreis von 0,09 €/kWh netto angesetzt, welcher sich dann auf 0,013 €/kWh netto verringert (siehe Abbildung 27).

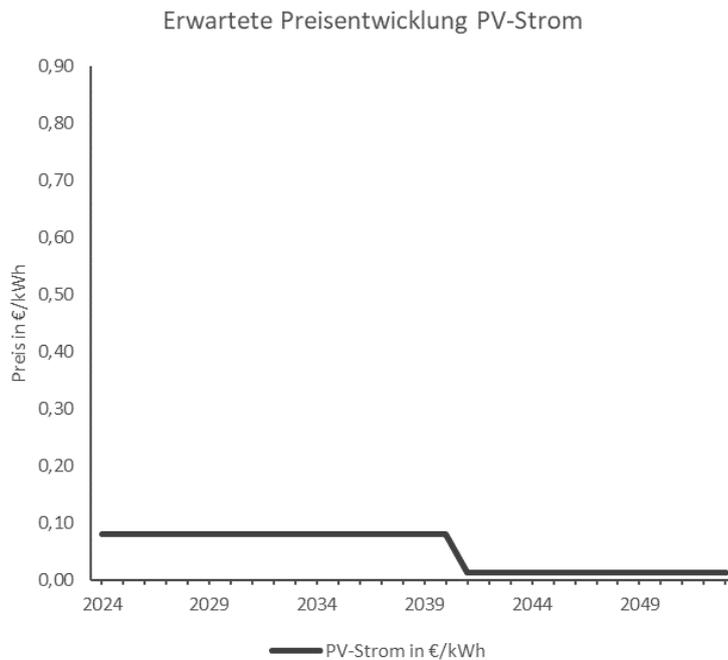


Abbildung 27: Angenommene Preisentwicklung für PV-Strom (Luxgreen Climadesign)

Auf Basis der Annahmen zu den beschriebenen Energiepreisentwicklungen werden die jährlichen Verbrauchskosten für Strom gebildet. Die nachfolgende Tabelle stellt diese dar. Die Kosten beruhen auf dem Energieverbrauch der für den Betrieb des Wärmenetzes beschriebenen Energieerzeuger. Für den Stromverbrauch wird ein Verhältnis von ca. 45 % PV und ca. 55 % Netzstrom, basierend auf Berechnung, angesetzt. Abnehmer hierfür sind die Wärmepumpen, die Netzpumpen und deren Peripherie-Geräte sowie die E-Mobilität. Es wird ein 20-jähriges Mittel des Strom- und Gaspreises als Berechnungsgrundlage für die Kosten in der nachfolgenden Tabelle gewählt.

Jährliche Verbrauchskosten	
Strom Wärmeversorgung je nach Variante	40.000 - 50.000 €

Tabelle 7: Jährliche mittlere Verbrauchskosten für Strom über 20 Jahre (netto)

Insbesondere bei den Verbrauchskosten ist wichtig zu erwähnen, dass eine Prognose aufgrund der aktuellen Inflation und Zinspolitik äußerst schwierig ist und große Unsicherheiten mit sich bringt. Folglich kann die Entwicklung der Verbrauchskosten nicht verbindlich für die nächsten 20 Jahre angenommen werden.

6.2.3 Einnahmen

Einnahmen aus der Vermarktung von Strom für die E-Mobilität

Diese Einnahmen können durch ein Betriebsstromnetz erwirtschaftet werden. Dabei wird der Strom aus EE-Anlagen verwendet, um den E-Mobilitätsbedarf auf dem Gebiet zu decken. Die Berechnung basiert auf der Annahme, dass im Durchschnitt (Betrachtungsjahr 2030) über die Betrachtungsdauer rund 100 Ladesäulen mit ca. 140 MWh Strom pro Jahr geladen werden. Es wird ein Ladesäulen Mietmodell angenommen und eine externe Organisation bzw. Abrechnung.

Einnahmen aus der Vermarktung von Strom für Haushalte

Durch die direkte Nutzung von erneuerbarem Strom, als auch durch die indirekte bzw. zeitlich entkoppelte Verwendung von erneuerbarem Strom mittels Speichersystem ergibt sich eine große Menge an vermarktbarem Strom. Hierbei ist besonders die Speicherfähigkeit des Systems vom Vorteil, wodurch es möglich wird Teile des Strombedarfs auch in den Nachtzeiten zu decken. Insbesondere können so auch die Haushalte, nach juristischer Klärung der Kundenanlage, versorgt werden.

Die Grundlage für die Belieferung von Haushalten, aber auch der Ladesäulen mit Strom soll durch die vorgeschlagene Kundenanlage ermöglicht werden. Die Verteilung des Stroms in Form eines Quartiers-Stromnetz inklusive Netzanschluss wurde in der Investition in allen Varianten berücksichtigt

Einnahmen aus der Vermarktung von Wärme

Die Einnahmen durch den Wärmeverkauf basieren auf zwei Komponenten. Zum einen werden Einnahmen aus dem Arbeitspreis und zum anderen aus dem Leistungspreis erlöst. Der Arbeitspreis liegt ab dem ersten Betriebsjahr bei allen Varianten im Durchschnitt bei 41 €/ Wohneinheit und Monat und der Leistungspreis bei 16 €/ Wohneinheit und Monat. Der Wärmepreis steigt jährlich ca. 2,5% an.

Zusammenfassung

Die Erträge im Wärmenetz werden in drei unterschiedliche Einnahmequellen gegliedert. Diese werden in Tabelle 8 aufgezeigt. Es handelt sich hierbei wieder um gemittelte Werte über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Einnahmequelle	Jährliche Einnahmen netto
Strom Haushalt	Ca. 61.000 - 85.000 €
Strom E-Mobilität	Ca. 56.000 €
Wärme (Arbeits-, Leistungspreis) + ggf. Betriebskostenförderung	Ca. 130.000 – 135.000 €
Summe	Ca. 260.000 – 277.000€

Tabelle 8: Jährliche Einnahmen brutto (im 30-jährigen Mittel)

Eine weitere, jedoch einmalige Einnahmequelle für das Energiesystem sind die Anschlussgebühren, welche für die Energienetze für Wärme aber auch Strom erhoben werden. Dabei werden ca. 250.000 - 890.000 € je nach Variante berücksichtigt. Dies entspricht durchschnittlichen Kosten von ca. 28.000- 55.000 € pro Wärmenetzanschluss. Eine Möglichkeit wäre, einen Anteil dieser Infrastrukturkosten auf den Grundstücks-Verkaufspreis umzulegen. Es ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass die Möglichkeit geprüft werden soll, dass Anschlüsse an das Wärmenetz gefördert werden.

6.3 Finanzierung und Rendite

Im folgenden Kapitel werden die Ausgaben und Einnahmen der ersten 20 Jahre des Anlagenbetriebs gegenübergestellt. Dabei müssen alle vergleichenden Betrachtungen von Systemen auf die gleiche Laufzeit normiert werden, die angenommene Lebensdauer der eingesetzten Anlagenteile stellt einen ausschlaggebenden Parameter dar. Eine endgültige Aussage zur Lebensdauer bestimmter Anlagen ist allerdings nur bedingt möglich, da die Hersteller im besten Fall eine Mindestlebensdauer angeben. So werden die Lebensdauern der einzelnen Systemkomponenten, soweit möglich, gemäß der Richtlinie VDI 2067 bestimmt, oder es werden Nutzungsdauern basierend auf Herstellerangaben und Erfahrungswerten angesetzt. Letztlich werden die Investitionssummen für die Anlagenteile im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren abgeschrieben, Ersatzinvestitionen werden wie eingangs beschrieben jährlich berücksichtigt.

Finanzierung

Die Eigenkapitalquote für Investition wird bei der Beschaffung von Fremdkapital mit 10 % angesetzt, Förderungen wurden für alle Varianten (außer V_2a) für alle Wärmetechnischen Komponenten und Nebenarbeiten wie Tiefbau, bzw. Rohrleitungsbau, Energiezentrale etc. mit 40% berücksichtigt, für die Variante V_2a konnten lediglich 25% für die Wärmepumpen berücksichtigt werden.

Die Tilgung der Investitionskosten wird mit einem Kalkulationszinssatz von 6% p.a. über 14 - 19 Jahre angesetzt. Dabei ist ein flexibler Zinssatz mit einer Zinsbindung von 10 Jahren hinterlegt. Es wird davon ausgegangen, dass sich der Zinsmarkt in den weiteren 20 Jahren wieder im Bereich unterhalb der angestrebten Inflation einpendelt.

Die Cashflow Betrachtung zeigt über die Betrachtungsdauer von 20 Jahren dessen Entwicklung und insbesondere die Amortisationsdauer von 14 - 19 Jahren, siehe Abbildung 28.

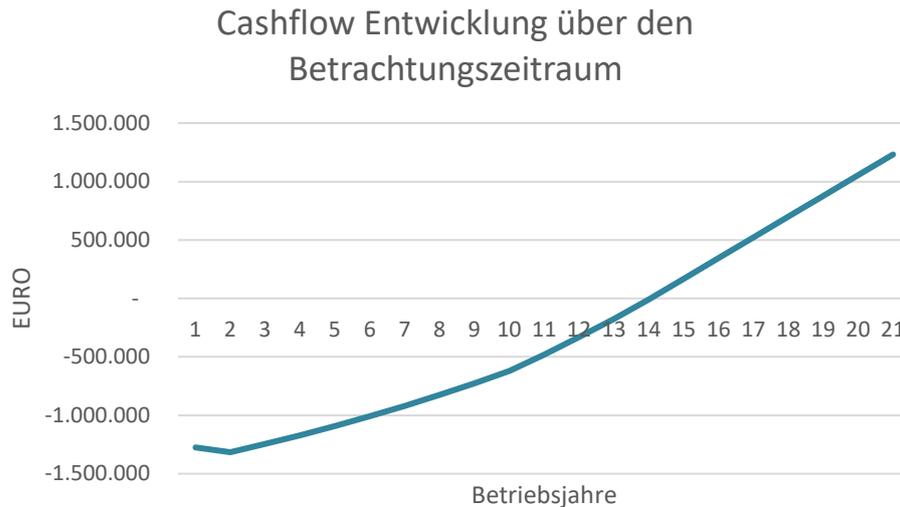


Abbildung 28: Beispiel Cashflow-Entwicklung V_2b über eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren.

Eine wesentliche Erkenntnis anhand des Cashflow-Verlaufs ist die Ermittlung der mittleren jährlichen Rendite über den betrachteten Zeitraum. Mehrere Erlöse sorgen, wie beschrieben, für den Kapitalrückfluss bzw. die Refinanzierung. Nachfolgend ist eine Übersicht für die Ergebnisse aus den beschriebenen untersuchten Varianten dargestellt.

Es folgt die Zusammensetzung der Refinanzierung des Systems:

- Vermarktung Strom Haushalt
- Vermarktung Strom E-Mobilität
- Vermarktung Wärme

Variante	V_1a	V_1b	V_2a	V_2b
Amortisationsdauer	16 a	14,5 a	19 a	14 a
Rendite	2,5 % p.a.	3,4 % p.a.	0,5 % p.a.	4,1 % p.a.

Tabelle 9: Übersicht Refinanzierung der Varianten

Die Tilgung des Fremdkapitals erfolgt über den Cashflow, welcher sich über die aufgeführten Einnahmen abzüglich Ausgaben ergibt. Gemäß Abbildung 28 ist die Investition nach 14 - 19 Jahren getilgt. Die durchschnittliche jährliche Rendite beträgt über 20 Jahre rund **0,5 - 4,1 % p.a.** Durch die Berücksichtigung von Preissteigerungen in den Betriebskosten sowie Ersatzinvestitionen entlang der Inflation ist die Rendite inflationsbereinigt. Das Gesamtsystem aller Varianten ist somit durchgehend wirtschaftlich, jedoch unterscheiden sich die Varianten in der Höhe der Wirtschaftlichkeit.

7 Variantenvergleich

7.1 Energiebilanz und Primärenergieeinsparung

Nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der vorläufigen Berechnungen im Hinblick auf die in Kapitel 2.1.3 beschriebenen elektrischen Energiebedarfe sowie der jeweiligen, strombasierten Wärmeversorgungsvarianten inklusive der in Kapitel 5.3 aufgeführten Stromversorgung durch Dach- und Freiflächen-PV. Differenziert wird innerhalb der Varianten zudem in Systeme, die mit oder ohne Batteriespeicher umgesetzt werden. Durchschnittlich kann eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote von 5 % durch die Integration von Batteriespeichersystemen (1,5 kWh pro Wohneinheit) erzielt werden. Eine weitere Verbesserung des Eigenverbrauchs kann durch die Erhöhung des lokal Verwendeten Überschussstroms aus den PV-Anlagen erzielt werden. Als Stromsenke können dabei beispielsweise zukunftsfähige Technologien, wie die lokale Elektrolyse von grünem Wasserstoff in Betracht gezogen werden. Auch der stetig steigende Strombedarf im E-Mobilitätssektor wird den Verbrauch und damit den lokalen Eigenverbrauch am Standort weiter erhöhen. Bei der Berechnung der Varianten wird im Hinblick auf E-Mobilität der Prognosezeitpunkt 2030 (siehe Kapitel 2.1.3) angenommen. Der Primärenergiefaktor zur Bestimmung der Primärenergie auf Grundlage des Netzbezugs wird gemäß GEG [13] § 22 Absatz 1 mit 1,8 angesetzt. Da die Wärmeerzeugung in allen Varianten ausschließlich elektrisch erfolgen soll, werden keine anderen Energieträger berücksichtigt.

Variante*	Eigenverbrauch	Autarkiegrad	Netzeinspeisung/a	Netzbezug/a (Endenergie)	Primärenergie/a
1a	oB	42%	781.659 kWh	336.420 kWh	605.556 kWh
	mB	53%	714.214 kWh	273.319 kWh	491.974 kWh
1b	oB	42%	788.277 kWh	339.537 kWh	611.167 kWh
	mB	53%	720.440 kWh	276.082 kWh	496.948 kWh
2a	oB	41%	783.792 kWh	345.656 kWh	622.181 kWh
	mB	53%	716.357 kWh	282.575 kWh	508.635 kWh
2b	oB	46%	808.847 kWh	290.853 kWh	523.535 kWh
	mB	58%	740.665 kWh	227.111 kWh	408.800 kWh

Tabelle 10: Energiebilanz PV-Erzeugung (elektrische Energie)

*mB = mit Batteriespeicher; oB = ohne Batteriespeicher

Variante 1 a – Zentrale Wärmeversorgung mit dezentralen Booster-Wärmepumpen

Variante 1b – Zentrale Wärmeerzeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern

Variante 2a - Dezentrale Wärmeerzeugung

Variante 2a - Dezentrale Wärmeerzeugung mit kaltem Nahwärmenetz

Zur Berechnung der relevanten Werte für den Vergleich der Umweltauswirkungen der verschiedenen Varianten und einer herkömmlichen Wärmeversorgung werden die CO₂-Faktoren der Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle [14] herangezogen:

CO ₂ Emissionsfaktor Strom (Energieträgerwechsel zu Strom)	0,366 tCO ₂ /MWh
CO ₂ Emissionsfaktor Erdgas	0,201 tCO ₂ /MWh
CO ₂ Emissionsfaktor Diesel	0,266 tCO ₂ /MWh
Heizwert Diesel	9,960 kWh/liter

Um einen objektiven Vergleich im Hinblick auf die CO₂-Emissionen eines herkömmlich, fossil betriebenen Systems zu ermöglichen, werden für deren Ermittlung die gleichen Energiebedarfe angesetzt, wie für die regenerativen Versorgungsvarianten. Dadurch bleiben die Systeme vergleichbar. Die Wärmeerzeugung findet dabei jedoch mittels Erdgases statt, der Haushaltsstrom wird durch Netzbezug gedeckt. Die Mobilität findet über herkömmliche Dieselfahrzeuge statt, deren CO₂-Ausstoß mit der gleichen Fahrleistung der E-Mobilitätsvarianten sowie dem Emissionsfaktor für Diesel nach BAFA berechnet wird. Es zeigt sich, dass in allen Versorgungsvarianten, die auf Umweltwärme und erneuerbaren Energien basieren, eine erhebliche CO₂-Einsparung in Höhe von durchschnittlich 60 % im Vergleich zur konventionellen Energieversorgung erreicht werden kann.

Variante*	Netzbezug/a (Endenergie)	CO ₂ Emissionen/a (Strombasiert)	CO ₂ Emissionen/a (herkömmlich)	CO ₂ Einsparung/a	
1a	oB	336.420 kWh	123 tCO ₂	367 tCO ₂	244 tCO ₂
	mB	273.319 kWh	100 tCO ₂	367 tCO ₂	267 tCO ₂
1b	oB	339.537 kWh	124 tCO ₂	367 tCO ₂	243 tCO ₂
	mB	276.082 kWh	101 tCO ₂	367 tCO ₂	266 tCO ₂
2a	oB	345.656 kWh	127 tCO ₂	367 tCO ₂	240 tCO ₂
	mB	282.575 kWh	103 tCO ₂	367 tCO ₂	263 tCO ₂
2b	oB	290.853 kWh	106 tCO ₂	367 tCO ₂	260 tCO ₂
	mB	227.111 kWh	83 tCO ₂	367 tCO ₂	284 tCO ₂

Tabelle 11: Emissionsbilanz in Vergleich zu herkömmlicher Versorgung

*mB = mit Batteriespeicher; oB = ohne Batteriespeicher

Variante 1 a – Zentrale Wärmeversorgung mit dezentralen Booster-Wärmepumpen

Variante 1b – Zentrale Wärmeerzeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern

Variante 2a - Dezentrale Wärmeerzeugung

Variante 2a - Dezentrale Wärmeerzeugung mit kaltem Nahwärmenetz

7.2 Favorisierte Variante

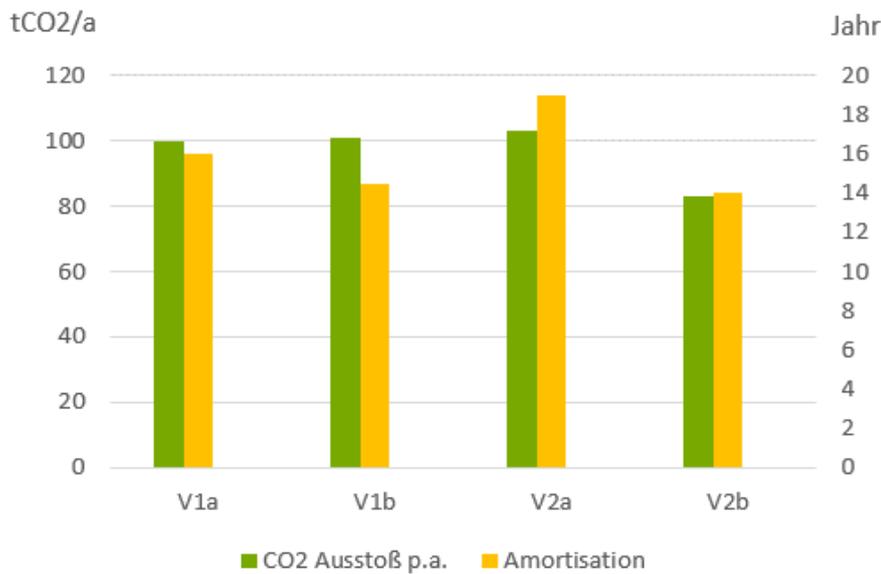


Abbildung 29: Gegenüberstellung der Varianten

Aus dem direkten Vergleich aller Varianten im Hinblick auf den zuvor ermittelte CO2 Ausstoß und die Amortisationsdauer geht die Variante 2b mit einer Amortisationsdauer von schätzungsweise 14 Jahren und einem CO2 Ausstoß in Höhe von 83 tCO2/a als beste Variante hervor. An zweiter Stelle steht die Variante 1b (Zentrale Wärmeerzeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern). Aufgrund der höheren Amortisationsdauer und dem vergleichsweise schlechten jährlichen CO2 Ausstoß wird keine Umsetzung der Varianten 1a und 2a empfohlen. Es gilt zu erwähnen, dass die Berechnungen der konzeptionierten Varianten inklusive der Integration von Batteriespeichern durchgeführt wurden, siehe Kapitel 7.1.

Nachfolgend werden die oben beschriebenen, maßgeblichen Parameter der favorisierten Variante 2b (Dezentrale Wärmeerzeugung mit kaltem Nahwärmenetz) zusammengefasst:

CO2-Ausstoß	83 tCO2/a
CO2-Einsparung (ggü. herkömmlicher Versorgung)	263 tCO2/a
Amortisationsdauer	14 Jahre
Rendite	4,1 % p.a.
Investitionskosten	2.466.635 €
BAFA-Förderung	870.254 €

8 Maßnahmenvorschläge

Nutzung Umweltwärme und Versorgungssicherheit

Auf Basis der getätigten Untersuchungen geht die Möglichkeit hervor eine Versorgung des Neubau-Quartiers auf Basis von Umweltwärme, d.h. durch Nutzung von Wärmepumpen bzw. strombasierten Spitzenlasterzeugern (vorbehaltlich positiver weiterer Untersuchungen und Gutach-
tenergebnissen) umzusetzen.

Sicherung von Wärmekunden

Bei weiterem Verfolgen der Versorgungsvarianten mit Wärmeverteilnetz ist zu empfehlen für mögliche Investoren auf den Grundstücken der Stadt Landshut einen Anschluss- und Benutzungszwang zu etablieren und vertraglich zu fixieren, d. h. der gesamte Wärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung ist aus der Nahwärmeversorgung zu decken. Für Bauwillige mit eigenem Grundstück ist zu empfehlen ein Interessensbekundungsverfahren in Kombination mit einer Informationsveranstaltung durchzuführen. Außerdem sollten potenzielle Wärmekunden in der unmittelbaren Nähe informiert und das Interesse abgefragt werden.

Die Abnahme von Wärme aus einem Wärmenetz ist grundsätzlich, im Gegensatz zur Abnahme von Strom aus dem Stromnetz, dem Bauherrn (Investor) frei überlassen. Es ist jedoch sinnvoll, wenn im Baugebiet alle Gebäude an das Wärmenetz angeschlossen werden und die gesamte Heizwärme mit Nahwärme gedeckt wird, da so der Aufbau und Betrieb eines umweltfreundlichen Wärmenetzes wirtschaftlich erst möglich ist. Neben den ökologischen Vorteilen bietet die Nahwärmeversorgung eine besonders platzsparende geräuschlose, geruchslose und sehr bequeme Möglichkeit zu heizen. Die Zuständigkeiten an der Heizanlage sind klar geregelt, z.B. der Nahwärmenetzbetreiber für die Heizzentrale mit den Erzeugungsanlagen, für das Verteilnetz und für den Hausanschluss bis zur Übergabestelle verantwortlich. Sollten hier zukünftig Reparaturen oder Erneuerungsinvestitionen notwendig sein, trägt der Nahwärmenetzbetreiber die Kosten. Der Kunde ist für die Anlagen in seinem Zuständigkeitsbereich verantwortlich. Weiterhin ist es möglich Kosten für notwendige Infrastruktur in den Grundstückspreis der künftigen Investoren umzulegen.

Photovoltaik Nutzung

Im Geltungsbereich des Bebauungsplans sollten bei der Errichtung von Gebäuden auf mindestens 50 % der gesamten Dachfläche Modulflächen für Solaranlagen (Photovoltaikanlagen) einschließlich der erforderlichen Nebenanlagen vorgesehen werden. Dachflächen bzw. Teilflächen von Dächern, auf denen Solaranlagen unwirtschaftlich oder technisch nicht umsetzbar sind (z. B. verschattete Bereiche) sollen nicht belegt werden. Nicht für die PV-Nutzung geeignete Dachflächen können als Retentionsflächen genutzt werden, sofern keine anderweitige Nutzung vorgesehen ist.

Geht aus der weiterführenden konstruktiven und technischen Planung hervor, dass ein größerer Dachflächenanteil für PV-Module genutzt werden kann, so wird eine Belegung von mehr als 50% der gesamten Dachfläche empfohlen. Die in Kapitel 7.1 dargestellten Energie- und CO₂-Werte sowie das in Kapitel 3.1 ermittelte PV-Potential müssen in diesem Fall erneut bilanziert bzw. simuliert werden.

Weiterhin gilt es zu erwähnen, dass in der aufgeführten Konzeptentwicklung und den daraus resultierenden Energiebilanzen von der Umsetzung der nördlichen PV-Freiflächenanlage ausgegangen wurde. Aufgrund der lokalen Umsetzbarkeit und angesichts der künftig steigenden Energiebedarfe wird die Umsetzung der Freiflächenanlage zur Versorgung des Quartiers ausdrücklich empfohlen. Soll die Freiflächenanlage nicht umgesetzt werden, so müssen die aufgeführten Energie- und CO₂-Bilanzen neu bewertet werden.

Effizienzmaßnahmen und Effizienzhausstandard

Effizienzmaßnahmen wie Nutzung von Wärmeübergabesysteme in Räumen sollen auf Niedertemperatursysteme beschränkt werden, d.h. keine Vorlauftemperaturen höher als 35 °C, um die Einbindung von Umweltwärme effizient zu gewährleisten

Weiterhin sollen im Sinne der Energieeffizienz sowie zur Ressourcenschonung Energiespararmaturen verwendet werden. Diese sind speziell entwickelte Armaturen, die den Wasserverbrauch reduzieren und somit auch den Wärmeenergiebedarf senken. Beispielsweise kann so der Wasserverbrauch von Duschköpfen um bis zu 50 % reduziert werden, ohne dass der Duschkomfort beeinträchtigt wird. Auch bei den Armaturen für Waschbecken, Badewannen und Toiletten gibt es energiesparende Systeme.

Wie in Kapitel 2.1.1 beschrieben, wird bei den angestellten Berechnungen von der Herstellung aller Wohngebäude im Effizienzhausstandard KfW-40 ausgegangen. Da der Energiestandard der Gebäude Auswirkungen auf den thermischen Energiebedarf und somit auf die entwickelten Versorgungskonzepte hat, müssen diese entsprechend angepasst werden, sofern die architektonische Planung den angestrebten KfW-40 Standard im ganzen Quartier oder in Teilen davon nicht erreicht. Aus Energieeffizienz- und Fördergründen wird der Stadt Landshut, bzw. den beauftragten Architekten, empfohlen, einen bestmöglichen Effizienzhausstandard anzustreben.

Hinweise zu Förderinstrumenten

Für die weitere Planung und Umsetzung des innovativen Energiekonzeptes ist zu empfehlen, geeignete Förderkulissen wahrzunehmen. Hierbei kann vor allem für die weitere Planung das „Bundesförderprogramm für effiziente Wärmenetz“ (BEW) empfohlen werden, da im Quartier die notwendigen Kriterien erfüllt werden.

Das Förderprogramm ist untergliedert in vier Module, die zeitlich aufeinander aufbauen. Maßgeblich sind dabei die Module 1 und 2, die von der konkreten Planung für die Umsetzung bis hin zum Bau des Wärmenetzes reichen. Die Förderquote in Modul 1 beläuft sich auf 50 % der förderfähigen Ausgaben (maximal 2 Mio. €), die Förderquote in Modul 2 beläuft sich auf 40 % der

förderfähigen Ausgaben (maximal 100 Mio. €). Diese Förderung wurde auch in den untersuchten Varianten angesetzt, da sich drei von vier Varianten hierfür qualifizieren. Förderfähig sind ausschließlich Ausgaben, die im direkten Zusammenhang mit der Erstellung einer Machbarkeitsstudie oder mit der Erstellung förderfähiger Planungsleistungen (Modul 1) anfallen, sowie Maßnahmen für die Umsetzung des Wärmenetzes, z.B. die Investitionskosten der Wärmeerzeuger (Modul 2). Konkretes zu den Fördersummen und dem Förderrahmen des Programms sind den jeweiligen Merkblättern auf der Bafa-Homepage zu entnehmen [16].

Planerische Hinweise

- Vorhalten der notwendigen Flächen für PV-Anlagen auf den Dächern
- Abgestimmte Planung der anderen Dachbelegungen, die in Konkurrenz zu PV-Anlagen stehen (Anlagentechnik, Fördertechnik, Dachterrassen, etc.)
- Berücksichtigung von Flächen zur Aufstellung dezentraler Wärmespeicher bzw. Übergabesysteme im Gebäude
- Berücksichtigung der Trassenführung des Versorgungsnetzes beim Hochbau
- Berücksichtigung von Fläche für eine mögliche Energiezentrale sowie weitere Speichermöglichkeiten z.B. Strom, Wasserstoff, etc.
- Kurze Wege von Versorgungsstrasse zu Hausanschlussräumen
- Prüfung der notwendigen Flächen für Technikzentralen und Speichereinheiten

Kühlung

Die Thematik Kühlung wurde in der Untersuchung untergeordnet untersucht. Jedoch weisen die Entwicklungen der letzten Jahre sowie die Prognose der nächsten, insbesondere im Zusammenhang mit dem Klimawandel darauf hin, dass dieser Bedarf steigt. Alle beschriebenen Versorgungsvarianten wurden aus diesem Grunde so entwickelt, dass die Kühlung zwar mit entsprechenden zusätzlichen Komponenten denkbar wäre. Es wird darüber hinaus auch empfohlen, die Kühlung bei der weiteren Planung gleichwertig zur Wärmeversorgung zu berücksichtigen.

Fossile Energieträger / strombasierte Wärmeerzeugung

Bei den konzeptionierten Energieversorgungssystemen kann auf den Einsatz von konventionellen Energieträgern wie Gas oder Öl vollständig verzichtet werden. Mehrere Umweltwärmequellen sind technisch umsetzbar, eine Hürde kann hier noch die genehmigungstechnische Umsetzbarkeit darstellen, die im weiteren Planungsverlauf für die relevanten Potentiale genau geprüft werden muss. Nach derzeitigem Planstand sind bei der Umsetzung der favorisierten Wärmepotentiale (Luftwärmepumpen und Erdwärmekollektoren), gemäß des in Kapiteln 3.3.1 und 3.3.4 aufgeführten Schallgutachten und des geothermischen Datensatzes keine genehmigungsrechtlichen Hindernisse zu erwarten.

Die angestrebte, ausschließlich elektrische Wärmeerzeugung ist insbesondere im vorliegenden Projekt sinnvoll, da ein hohes Potential zur PV-Stromerzeugung vorliegt und die Nutzung von lokal erzeugtem Strom nicht nur ökologische, sondern auch wirtschaftliche Vorteile mit sich

bringen kann. Weiterhin bewirkt die Substitution von herkömmlichen, fossilen Energieträgern eine politische und ökonomische Unabhängigkeit und somit eine zukunftsfähige Energieversorgung.

Kundenanlage

Maßgebliche Grundlage für die Wirtschaftlichkeit des gesamten lokalen Stromnetzsystems ist die Realisierung einer oder mehrere Kundenanlagen innerhalb des Quartiers. Durch den Einsatz dieser zentralen oder dezentralen Kundenanlagen, die Verbraucher (Haushalte, Wärmerezeuger und E-Mobilität) und Erzeuger (PV-Anlage) verbindet, kann ein höherer Anteil des lokal erzeugten Stroms innerhalb der Quartiersgrenzen genutzt werden. Auf Stromnetzebene führt dies zu einer Reduktion von Transportverlusten und Netzengpässen. Auf Quartiersebene können die Stromkosten der Endkunden (Quartiersbewohner) durch die Vermeidung von Netzbezug und die Nutzung des PV-Stroms langfristig stabilisiert werden. Überschüssiger PV-Strom innerhalb der Kundenanlagen kann zudem auf herkömmliche Weise in das Stromnetz eingespeist/vermarktet werden und somit einen weiteren Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des Energiesystems leisten.

Juristische Gutachten

Bei der Konzeptionierung von Energiesystemen ist eine Reihe von juristischen Gutachten und Überlegungen zu berücksichtigen. Darunter fallen in aller Regel:

- Energie- und Umweltrechtliche Gutachten, die die Konformität mit den geltenden Umweltgesetzen und Vorschriften sowie anderen einschlägigen rechtlichen Anforderungen beurteilen
- Genehmigungsrechtliche Untersuchung, die prüfen ob erforderliche Genehmigungen von den zuständigen Behörden voraussichtlich erteilt werden
- Netzanschlussrechtliche Beurteilungen, die bewerten, ob das Stromsystem an das öffentliche Stromnetz angeschlossen werden kann und welche Anforderungen gestellt werden
- Vertragsrechtliche Beurteilungen, die die Rechtsbeziehungen zwischen den verschiedenen Parteien innerhalb des Energiesystems einschließlich Betreiber, Lieferanten und Kunden bewerten

Oben genannte Punkte dienen lediglich als grobe Übersicht der zu beachtenden juristischen Gegebenheiten. Im Zuge der Anfertigung dieses Energiekonzepts wurden bereits rechtliche Umstände, vor allem im Hinblick auf Wärmequellen, auf Grundlage von Erfahrungswerten und entsprechenden Gesetzen und Vorschriften bewertet. Im weiteren Planungsverlauf muss jedoch eine tiefere Auseinandersetzung mit den rechtlichen Ausgangssituationen im Kontext des Energiesystems durchgeführt werden.

Leitungsrechte /Dienstbarkeiten

Die Verlegung der Gas-, Wasser-, Abwasser- und Stromleitungen auf fremden Grundstücken erfordern eine Zustimmung des Eigentümers. Diese Zustimmung wird grundbuchrechtlich durch ein so genanntes Leitungsrecht herbeigeführt, kann aber auch über einen Gestattungsvertrag erteilt werden. Dieses berechtigt Versorgungs- oder Telekommunikationsunternehmen zum Betreten des Grundstücks, um Leitungen zu verlegen, zu unterhalten und zu beseitigen. Eine Erteilung der Leitungsrechte muss nicht erfolgen, wenn der Bauherr gleichzeitig der Eigentümer des Grundstücks ist

Neben dem Leitungsrecht, dass durch den Eigentümer eines privaten oder öffentlichen Grundstücks erteilt wird, muss bei öffentlichen Verkehrsflächen eine Sondernutzung der Straßenquerung erteilt werden. Dies ist im vorliegenden Projekt der Fall, da die Leitungswege mit hoher Wahrscheinlichkeit unterhalb von zu errichtenden und bestehenden öffentlichen Straßen verlaufen. Die Erteilung der Sondernutzung aufgrund von Straßenquerungen erfolgt durch das örtliche Straßenverkehrsamt. In der Regel erfolgt dies erst, wenn aussagekräftige Planungsunterlagen vorliegen, jedoch ist aufgrund des städtischen Versorgungsinteresses des Quartiers ist von einer Erteilung auszugehen.

Organisation/Betrieb Energieversorgung

Wird eine zentralisierte Versorgung angestrebt, so muss die Verantwortlichkeit der Planung, der Investition und des Betriebs der Energiezentrale und der Energieverteilung innerhalb des Untersuchungsgebiets geklärt werden. Der Betreiber ist sowohl für die Instandhaltung des lokalen Strom- und Wärmeverteilnetzes als auch für die Vermarktung des PV-Stroms und der Wärme verantwortlich. Eine Möglichkeit ist, dass die Stadt Landshut sowie das Stadtwerk Landshut als Betreiber auftritt und die genannten Verantwortungen übernimmt. Eine andere Option wäre die Beauftragung von Drittanbietern.

Wasserstoff

Es fällt bei allen untersuchten Varianten auf, dass durch die geschickte Konzipierung des Systems Verbrauchssynergien durch Sektorenkopplung und Energiemanagement und somit Eigennutzungsgrade von bis zu 58% simulativ möglich sind. Jedoch wird auch klar, dass eine große Menge von PV-Überschuss-Strom weiterhin ins öffentliche Netz eingespeist werden muss. Um die Wertschöpfung dieser Installationen zu verbessern wäre ein strommarktdienlicher Betrieb zu empfehlen. Dies kann durch eine Wandlung und anschließender Pufferung des Überschusses in Form von Wasserstoff erfolgen. Bei der Umwandlung von elektrischer Energie und Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff entsteht nutzbare Wärme mit einem Temperaturniveau von 40 bis 50 °C. Dieses verfügbare Potential kann vom Wärmenetz aufgenommen und in die Nutzung gebracht werden. Bei der Verbrennung von Wasserstoff in einer KWK-Anlage wird ebenfalls Wärme frei. Neben der Nutzung des entstandenen Stromes kann auch hier die Abwärme für die Versorgung des Wärmebedarfes im Quartier eingesetzt werden. Das beschriebene Power-to-Gas System (PtG), zur Pufferung und späteren Rückverstromung von Stromüberschuss, kann mit Hilfe von

Simulationswerkzeugen abgebildet werden. Erste Berechnungsansätze zeigten, dass die Einbindung dieser Option technisch möglich ist und eine Steigerung des regenerativen Anteils der Wärme im Wärmenetz sowie des Stroms erzeugt. Gleichzeitig würde das System einen strommarktdienlichen Betrieb des Wärmenetzes verbessern. So könnte die maximale Einspeiseleistung durch die PV-Energie minimiert werden. Zugleich könnten die Spitzen des Strombedarfs im System durch eine bedarfsgerechte Erzeugung von Strom durch die KWK-Anlage abgeflacht werden.

Die Einbindung eines PtG (Wasserstoff) -Systems in das Beschriebene, sollte weiter untersucht und gegebenenfalls in einer weiterführenden Machbarkeitsstudie verfolgt werden.

9 Zusammenfassung

Für die Erstellung eines Energienutzungsplans für das Bebauungsplan-Gebiet nördlich der Tulpenstraße wurden Energiepotenziale auf deren Verfügbarkeit und Nutzungsmöglichkeit in Hinblick auf die Energieversorgung des angesprochenen Quartiers untersucht. Die Potenziale erneuerbarer Energieerzeugung wurden detailliert und in Varianten (Photovoltaik) jahresweise dynamisch simuliert und quantifiziert und in Relation zueinander gesetzt. Die Potenziale der Umweltwärmenutzung wurde in ihrer Bandbreite dargestellt und deren theoretische Erschließbarkeit, beziehungsweise Ergiebigkeit und Genehmigungsfähigkeit beschrieben. Es wurden bauliche Randbedingungen und die zu untersuchenden Energieverbrauchssektoren differenziert mit ihren maßgeblichen Aspekten erläutert. An dieser Stelle sollte nochmal betont werden, dass es sich um ein Energiekonzept handelt, welches an einen Entwurf des Bebauungsplans angelehnt ist, jedoch noch keine Gebäudeplanungen vorhanden sind und somit bei Fortschreiten dieser Planungen Aktualisierungen bezüglich des Inhalts des Berichts notwendig sind.

Eine umfassende Quartiersbilanzierung weist Informationen zu Flächen und Energiebedarfen bezogen auf die Energieverbrauchssektoren Strom und Wärme aus. Der Stromverbrauch wurde weiterhin in Allgemenstrom, Strom für E-Mobilität und Strom für die Wärmeversorgung differenziert und Szenarien für die Entwicklung der Bedarfe berücksichtigt.

Es wurden mehrere Varianten der Erzeugung von Strom und Wärme für das Quartier beschrieben und hinsichtlich CO₂-Emissionen bzw. Einsparung sowie Wirtschaftlichkeit untersucht und verglichen. Zusätzlich wurde das empfohlene System mit zentraler Stromverteilung in einer Kundenanlage und kaltem Nahwärmenetz beschrieben und die Möglichkeiten der Strom- sowie Wärmeverteilung beziehungsweise deren Vermarktung beschrieben.

Abschließend lässt sich sagen, dass das Untersuchungsgebiet ein hohes Potenzial aufweist, die Dekarbonisierungsstrategie der Stadt Landshut weiter konsequent umzusetzen.

Literaturverzeichnis

- [1] W. Pistohl, C. Rechenauer und B. Scheuerer, Handbuch der Gebäudetechnik, 8 Hrsg., Köln: Werner Verlag, 2013.
- [2] M. Kropp, O. Hörnle, M. Lämmle, J. Wapler und S. Hess, „Einfluss der Trinkwarmwasser-Systemvariante auf die Performance von Wärmepumpen in Mehrfamilienhäusern,“ in *DKV Tagung 2020*, Dresden, 2020.
- [3] Deutscher Wetterdienst, „Handbuch - Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse,“ Offenbah, 2017.
- [4] U. Jordan und K. Vajen, „Handbuch DHWcalc,“ Universität Kassel, Kassel, 2017.
- [5] EBP Deutschland GmbH, 20 04 2018. [Online]. Available: https://www.ebp.de/sites/default/files/unterthema/uploads/2018-04-20_EBP_D_EmobSzen_PKW_2018_0.pdf.
- [6] Bayerischer Rundfunk, „BR24,“ 14 02 2023. [Online]. Available: <https://www.br.de/nachrichten/wirtschaft/eu-parlament-beschliesst-ab-2035-nur-noch-co2-freie-neuwagen,TVqB82O>.
- [7] EBP Schweiz AG, „Szenarien der Elektromobilität in Deutschland,“ 2018.
- [8] stmfh, „Bayern Atlas,“ [Online]. Available: <https://geoportal.bayern.de/bayernatlas/?topic=bvv&lang=de&catalogNodes=11&bgLayer=atkis>.
- [9] Bayerische Staatsregierung, „Energie-Atlas Bayern,“ [Online]. Available: https://www.karten.energieatlas.bayern.de/start/?lang=de&topic=energie_gesamt&bgLayer=atkis.
- [10] „Stadtwerke Landshut - Fernwärme,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.stadtwerke-landshut.de/energie/fernwaerme/>.
- [11] Umweltbundesamt.de, „Umwelt Bundesamt,“ 02 12 2022. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/heizen-holz>.
- [12] BR24, „BR Nachrichten,“ 02 12 2022. [Online]. Available: <https://www.br.de/nachrichten/deutschland-welt/holzverbrennung-eu-beschluss-spaltet-die-gemueter,THbNQb0>.

- [13] VBW, „Strompreisprognose,“ 2022. [Online]. Available: https://www.vbw-bayern.de/Redaktion/Frei-zugaengliche-Medien/Abteilungen-GS/Wirtschaftspolitik/2022/Downloads/vbw_Strompreisprognose.pdf.
- [14] Bundesministerium der Justiz, „Gebäudeenergiegesetz,“ 27 03 2023. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/geg/___22.html.
- [15] BAFA, „Informationsblatt CO2-Faktoren,“ 30 11 2022. [Online]. Available: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [16] BAFA, „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW),“ 03 04 2023. [Online]. Available: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Standort Baugebiet nördlich Tulpenstraße	6
Abbildung 2: Vorentwurf Bebauungsplan, nördlich Tulpenstraße	7
Abbildung 3: Bebauungsplan, Einteilung Wärmecluster=Wohnanlagen	10
Abbildung 4: monatliche Verteilung des Wärmebedarfs für Warmwasser und Raumheizung für 140 Wohneinheiten	11
Abbildung 5: Jährliche Wärmebedarfe für Raumheizung und Warmwasser in den Wohnanlagen der Siedlung	12
Abbildung 6: geordnete Jahresdauerlinie zentrale Wärmeversorgung	13
Abbildung 7: geordnete Jahresdauerlinie WA1	14
Abbildung 8: Durchschnittlicher Stromverbrauch 2-Personen-Haushalt ohne elektrischer Warmwasserbereitung (rechts), Stromspiegel 2021	15
Abbildung 9: Prognose Energiebedarf (Menge) durch E-Mobilität bis 2050.....	16
Abbildung 10: Monatliche elektrische Energiebedarfe für 140 Wohneinheiten	16
Abbildung 11: Satellitenbild, Untersuchungsgebiet & Ausschnitt BBP mit Gasanschluss und Trafostation	17
Abbildung 12: Gebäude mit PV-Modulen in 3D-Ansicht	18
Abbildung 13: Darstellung potenzielle Freiflächenanlage nördl. des Untersuchungsgebiets, Bayern Atlas	19
Abbildung 14: Standorteignung oberflächennahe Geothermie im Untersuchungsgebiet	21
Abbildung 15: Katasterauszug im Bereich der Tulpenstraße.....	22
Abbildung 16: Potenzielle Fernwärmequellen im Stadtgebiet Landshut	24
Abbildung 17: Schematische Darstellung der Stromverteilung einer gesamtheitlichen Kundenanlage mit Netzanschlusspunkt in der Energiezentrale	27
Abbildung 18: Schema " Zentrale Wärmeversorgung mit dezentralen Booster- Wärmepumpen "	30
Abbildung 19: Beispielhafte Verortung Energiezentrale, nahe dem Gasanschluss an der Eichenstraße	31
Abbildung 20: Schema " Zentrale Wärmeerzeugung mit dezentralen Durchlauferhitzern "	32
Abbildung 21: Schema „Dezentrale Wärmeversorgung“	33
Abbildung 22: Schema "Dezentrale Wärmeversorgung mit kaltem Nahwärmenetz" ...	34
Abbildung 23: Schema „Stromverteilung - gemeinsame Kundenanlage“ (exkl. Betriebsstrom)	35
Abbildung 24: Vorläufiger Trassenverlaufsplan, Geltungsbereich BP 03-60/1 und nördliche Flurstücke.....	37
Abbildung 25: Vorläufige Trassenlängen der Varianten	37
Abbildung 26: Angenommene Strompreisentwicklung (Luxgreen Climadesign)	40

Abbildungsverzeichnis	58
Abbildung 27: Angenommene Preisentwicklung für PV-Strom (Luxgreen Climadesign).....	41
Abbildung 28: Beispiel Cashflow-Entwicklung V_2b über eine Betrachtungsdauer von 20 Jahren.....	44
Abbildung 29: Gegenüberstellung der Varianten	47