



Machbarkeitsstudie

Energetische Versorgung Neues Stadtquartier am Molkenmarkt

IMPRESSUM

Erstellungszeitraum: März bis Juli 2024

Auftraggeber:

Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Bauen und Wohnen
Abteilung II | Städtebau und Projekte
Referat II A | Innere Stadt und Hauptstadtangelegenheiten

Fehrbelliner Platz 4
10707 Berlin

Erstellt durch:

Berliner Stadtwerke KommunalPartner GmbH
Am Kölnischen Park 1
10179 Berlin

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Datengrundlagen	7
2.1	Flächenbedarfe im Quartier	7
2.2	Energiebedarfe der Neubauten	8
2.3	Wärme-, Strom- und Kältelastgänge der Neubauten	10
2.4	Gebäudestruktur der Neubauten	13
2.5	Berücksichtigung der Bestandsbauten	13
3	Potentialanalyse der erneuerbaren Wärme- und Stromquellen	15
3.1	Abwasserwärme	15
3.2	Spreewärme	16
3.3	Tiefengeothermie	17
3.4	Oberflächennahe Geothermie	18
3.4.1	Oberflächennahe Geologie im Quartier	19
3.4.2	Erdsondenfelder	21
3.5	Energetische Aktivierung Neubauten	23
3.5.1	Aktivierung der Dachflächen	24
3.5.2	Fassaden-PV	26
3.5.3	Überdachung technischer Einrichtungen	29
3.5.4	Simulation Solaranlagen	30
3.5.5	Abluftwärmerückgewinnung	32
4	Vorstellung, Bewertung und Vergleich der erneuerbaren Versorgungsvarianten	36
4.1	Gebäudeenergiesystem	36
4.2	Quartierswärmenetz	38
4.3	Erneuerbare Versorgungsvariante 1	38
4.3.1	Ökologische Kennwerte	41
4.3.2	Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung	42
4.4	Erneuerbare Versorgungsvariante 2	44
4.4.1	Ökologische Kennwerte	46
4.4.2	Wirtschaftlichkeit der Wärme- und Kälteversorgung	46
4.5	Nachfolgende Planungs- und Umsetzungsschritte	47
5	Referenzvariante mit Fernwärmeversorgung	49
6	Ökologischer und wirtschaftlicher Vergleich der Varianten	52
7	Fazit	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Übersicht der Bruttogeschossflächen Block A-D (Quelle: SenStadt)	7
Abbildung 2-2 Prognostizierte Jahresenergiebedarfe der Neubauten	9
Abbildung 2-3 Verlauf des Wärmebedarfs der Neubauten.....	10
Abbildung 2-4 Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs der Neubauten.....	11
Abbildung 2-5 Verlauf des Strombedarfs der Neubauten	11
Abbildung 2-6 Jahresdauerlinie des Strombedarfs der Neubauten	12
Abbildung 2-7 Verlauf des Kühlbedarfs der Neubauten	12
Abbildung 2-8 Vorzugsvariante der Machbarkeitsstudie zu Mobilität, Regenwassermanagement und Freiraum (Stand 03.06.24)	13
Abbildung 3-1 Bestandskanal in der Alexanderstraße (rot) und mögliche Anbindung (blau) (OpenStreetMaps, mod.)	16
Abbildung 3-2 Verlauf der Temperatur der letzten 10 Jahre, MS Mühlendammschleuse (Wasserportal Berlin).....	17
Abbildung 3-3 Verlauf des Durchflusses der letzten 10 Jahre, MS Mühlendammschleuse (Wasserportal Berlin) ...	17
Abbildung 3-4 Darstellung des Platzbedarfs tiefengeothermischer Bohrungen (Quelle: SenMVKU).....	18
Abbildung 3-5 Spezifische Entzugsleistung für 2 400 Betriebsstunden im Jahr (Quelle: FIS-Broker)	19
Abbildung 3-6 Durchschnittstemperatur zwischen 20 und 100 m Tiefe (Quelle: FIS-Broker).....	20
Abbildung 3-7 Geologischer Schnitt Ost-West 17 mit Bereich des Plangebiets (rot) (Quelle: FIS-Broker)	20
Abbildung 3-8 Übersichtsplan der acht archäologischen Fenster (Quelle: Abschlussbericht Archäologische Machbarkeitsstudie Molkenmarkt)	21
Abbildung 3-9 Übersicht der möglichen Erdwärmesonden auf den Grundflächen der Neubauten	22
Abbildung 3-10 Lage und Kennwerte der Erdwärmesondenfelder am Humboldt Forum (Quelle: Geothermische Energie Heft 91)	22
Abbildung 3-11 Gebäudesegmentierung zur Detailbetrachtung der Solar- und Wärmerückgewinnungspotentiale.....	24
Abbildung 3-12 Verortung der Fassaden-PV-Potentiale	27
Abbildung 3-13 Projektreferenz zur PV-Überdachung technischer Anlagen (Quelle: AUDI).....	29
Abbildung 3-14 Jahresstromerzeugung der PV-Aufdachanlage	31
Abbildung 3-15 Jahresstromerzeugung der Fassaden-PV	31
Abbildung 3-16 Jahresstromerzeugung der PVT-Aufdachanlage	31
Abbildung 3-17 Vergleich der monatlichen, solaren Strom- und Wärmeerzeugung	32
Abbildung 3-20 Abluftwärmenutzung mit Abluftwärmepumpe (links) bzw. Sole/Wasser-Wärmepumpe (rechts) (Quelle: AERECO)	33
Abbildung 3-19 Darstellung der Gebäudesegmente mit wirtschaftlicher Abluft-WRG (grün schraffiert).....	34
Abbildung 4-1 Hydraulikschema hyb. Wohnungsstationen (links) und Beispielanlage (rechts) (Quelle: CLAGE GmbH)	37
Abbildung 4-2 Schematische Verschaltung der Wärmequellen und –senken (Quelle: nPro, mod.)	37
Abbildung 4-3 Mögliche Trassenführung des kalten Nahwärmenetzes mit HAST und FW- Netzverknüpfungspunkt.....	38
Abbildung 4-4 Energieflussdiagramm erneuerbare Versorgungsvariante 1 in MWh	40
Abbildung 4-5 Prognose der CO ₂ -Emissionen der Neubauten und deren Wärmeversorgung bis 2045	42
Abbildung 4-6 Energieflussdiagramm erneuerbare Versorgungsvariante 2 in MWh	45
Abbildung 4-7 Prognose der CO ₂ -Emissionen der Neubauten und deren Wärmeversorgung bis 2045	46
Abbildung 5-1 Übersicht der Fernwärme-Bestandsleitungen im Plangebiet	49
Abbildung 5-2 Mögliche Anschlussleitungen und Übergabestationen zur Fernwärmeversorgung	50
Abbildung 6-1 Gegenüberstellung der jährlichen Emissionen in den Jahren 2024 und 2030 (Graustrombetrachtung)	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1 Blockscharfe Flächenbedarfe untergliedert nach Nutzungsart, Neu- und Bestandsbau	8
Tabelle 2-2 Spezifische Bedarfsannahmen der geplanten Neubauten [kWh/m ² _BGF a].....	8
Tabelle 2-3 Jahresenergiebedarfe der Neubauten [MWh]	9
Tabelle 2-4 Leistungsmaxima der simulierten Nutzungstypen [kW]	12
Tabelle 3-1 kumulierte Sondenanzahl auf den Grundflächen der einzelnen Blöcke.....	22
Tabelle 3-2 Übersicht der Brutto- und Nettodachflächen der betrachteten Dachsegmente	25
Tabelle 3-3 Übersicht der Dachflächen und installierbaren PV- und PVT-Leistungen.....	26
Tabelle 3-4 Übersicht der Potentiale von Fassaden-PV	28
Tabelle 3-5 Übersicht der max. installierbaren Leistungen und Jahreserträge der Solaranlagen.....	32
Tabelle 3-6 Bruttogeschossflächen Wohnen Neubau in den Blöcken A-C	34
Tabelle 3-7 Berechnung der maximalen Leistung der Abluftwärmepumpen	34
Tabelle 3-8 Übersicht der Potentialflächen für Abluft-WRG	35
Tabelle 4-1 Übersicht der install. Leistungen der Wärme- und Stromerzeuger	39
Tabelle 4-2 Bereitgestellte Jahreswärmemengen der simulierten Wärmequellen	40
Tabelle 4-3 Simulierte Jahresstrombedarfe, Erzeugungen, Netzbezüge und -einspeisungen	40
Tabelle 4-4 Ökologische Kennwerte der erneuerbaren Versorgungsvariante 1	41
Tabelle 4-5 Übersicht der Investitionskostenansätze der Strom- und Wärmeerzeuger, des Quartierswärmenetzes und der HAST	42
Tabelle 4-6 Investitionskostenübersicht erneuerbare Versorgungsvariante 1	43
Tabelle 4-7 Übersicht der spezifischen Wartungskostenansätze	43
Tabelle 4-8 Vergleich der installierten PV- und PVT-Leistungen der beiden Varianten	45
Tabelle 4-9 Ökologische Kennwerte der erneuerbaren Versorgungsvariante 2	46
Tabelle 4-10 Investitionskostenübersicht erneuerbare Versorgungsvariante 2	47
Tabelle 5-1 Berechnung der erwarteten Fernwärmemischpreise.....	51
Tabelle 5-2 Ökologische Kennwerte der Fernwärmeversorgung	51
Tabelle 6-1 Vergleich ökologischer Kennwerte der betrachteten Versorgungsvarianten	52
Tabelle 6-2 Vergleich der Mischpreiskalkulationen der betrachteten Versorgungsvarianten.....	53

Vorwort

Die vorliegende Machbarkeitsstudie zur Energieversorgung des Molkenmarkts in Berlin untersucht die Möglichkeiten und Herausforderungen einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung für dieses historische und zugleich zukunftsweisende Stadtquartier. Der Molkenmarkt, als ältester Platz Berlins, steht vor einer umfassenden Neugestaltung, die nicht nur architektonische und städtebauliche Aspekte berücksichtigt, sondern auch die Integration moderner Energiekonzepte einbezieht. In den kommenden Jahren wird der Molkenmarkt zu einem Quartier mit vielfältiger urbaner Nutzung entwickelt, in dem Wohnen, Kultur und Gewerbe auf engem Raum zusammenkommen. Im August 2023 wurde vom Berliner Senat der Rahmenplan zur Charta Molkenmarkt beschlossen, der die Erarbeitung einer Machbarkeitsstudie zur Energieversorgung als Baustein zur Umsetzung in Richtung eines klimafreundlichen Quartiers vorsieht.

Im Auftrag der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Bauen und Wohnen wurden durch die Berliner Stadtwerke KommunalPartner GmbH verschiedene Szenarien und Technologien analysiert, um Vorteile einer gemeinsamen Quartierslösung für die Energieversorgung der geplanten Neubauten ermitteln und bewerten zu können. Ein zentrales Ziel dieser Studie ist es, den in den Bearbeitungsprozess eng eingebundenen Grundstückseigentümern fundierte Informationen und eine umfassende Bewertung der Chancen und Kosten einer liegenschaftsübergreifenden Energieversorgung bereitzustellen.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden verschiedene Ansätze zur Energiegewinnung und -nutzung untersucht, darunter die Integration erneuerbarer Energien, die Verbesserung der Energieeffizienz sowie die Mitbetrachtung des im Gebiet bereits vorhandenen Fernwärmeverbundsystems. Dabei bilden die bisherigen städtebaulichen Setzungen, wie die Stellung der Baukörper, zulässige Dachformen, Nutzungsverteilung etc. wichtige Rahmenbedingungen für die erforderlichen Berechnungen.

Die Ergebnisse dieser Studie dienen somit als Grundlage für die Planung und Umsetzung konkreter Maßnahmen und zeigen ebenso einen Beitrag auf dem Weg zur Erreichung der Klimaschutzziele Berlins für 2045 und den im Klimaschutzprogramm 2030 festgelegten Emissionszielen auf, die den Molkenmarkt zu einem Vorbild für nachhaltige urbane Entwicklung machen können.

Senatsverwaltung für Stadtentwicklung, Bauen und Wohnen

September 2024

1 Einleitung

Das Quartier am Molkenmarkt befindet sich in zentraler Lage im Bezirk Mitte von Berlin in unmittelbarer Nähe zum Roten Rathaus zwischen Stadtbahn und Spree. Das Plangebiet des Bebauungsplans 1-14 hat eine Größe von 8,2 ha und wird vom Roten Rathaus, dem alten Stadthaus und dem Nikolaiviertel begrenzt. Das gesamte Quartier liegt innerhalb des Fernwärmeverbundnetzes und soll als klimafreundliches Quartier entwickelt werden.

Im Projekt werden Flächen für Wohnen, Kultur und Gewerbe entstehen. Das Plangebiet des Bebauungsplans 1-14 teilt sich in insgesamt fünf Blöcke A-E auf. In den Blöcken A und B wird durch die landeseigene Wohnungsbaugesellschaft Berlin-Mitte WBM nach den Vorgaben der Kooperationsvereinbarung „Leistbare Mieten, Wohnungsneubau und soziale Wohnraumversorgung“ eine Blockrandbebauung mit fünf bis sechs Geschossen realisiert. In Block C befinden sich neben den geplanten Neubauten die Bestandsbauten Klosterstraße 44 (K44) sowie das Neue Stadthaus. Block C soll durch die landeseigene Wohnungsbaugesellschaft degewo, die Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA) sowie eine private Eigentümerin errichtet werden. Am nördlichen Rand von Block D liegt eine Potentialfläche für eine Schule, darüber hinaus enthält er die Ruine der Franziskaner-Klosterkirche. Block E umfasst das Bürgeramt Klosterstraße sowie das Palais Podewil. Die Machbarkeitsstudie betrachtet die Blöcke A bis C.

Zunächst wird in Abschnitt 2 eine Energiebedarfsanalyse (Wärme, Kälte, Strom) der geplanten Neubauten durchgeführt. Bei den Bestandsbauten werden, sofern verfügbar und zugänglich, Verbrauchsdaten und weitere Informationen abgefragt. In Abschnitt 3 wird geprüft, welche lokale Quellen erneuerbarer Energien erschlossen und gemeinsam genutzt werden können, mit dem Ziel, den Fernwärmebezug zu reduzieren und zu ersetzen. Hierzu werden mehrere klimafreundliche Ansätze (Geothermie, Spreewärme, Abwasserwärme, energetische Aktivierung der Dächer und Fassaden) untersucht, deren Eignung bewertet und zu Versorgungsvarianten kombiniert.

Zur Bewertung der klimafreundlichen Versorgungsvarianten wird in Abschnitt 4 mit Hilfe von Energiesimulationen eine energetische Grobauslegung durchgeführt. Diese geben unter anderem Aufschluss über die Dimensionierung der jeweiligen Strom- und Wärmeerzeuger sowie über das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten zur Deckung der Energiebedarfe. Die Simulationen unterscheiden sich in den verschiedenen Betrachtungen zur Nutzung der Dach- und Fassadenflächen durch Solaranlagen sowie bezüglich der Abfuhr von sommerlicher Abwärme aus den Gebäuden. Eine rein fernwärmebasierte Versorgungsvariante wird in Abschnitt 5 zusätzlich als Referenzszenario betrachtet.

Als Entscheidungsgrundlage für die Akteure im Quartier bezüglich der weiteren Quartiersentwicklung werden abschließend in Abschnitt 6 die ökologischen und wirtschaftlichen Kennzahlen aller betrachteten Versorgungsvarianten miteinander verglichen, bewertet und eingeordnet.

2 Datengrundlagen

2.1 Flächenbedarfe im Quartier

Mit Hilfe der in Abbildung 2-1 dargestellten Flächenbedarfe werden die erwarteten Energiebedarfe der geplanten Neubauten sowie der mitbetrachteten Bestandsgebäude K44 und Neues Stadthaus innerhalb der Blöcke A-C abgeschätzt. Bezüglich der geplanten Nutzungsart wird zwischen Wohnen, Gewerbe, Kultur und Gemeinbedarf unterschieden.

Die daraus abgeleitete, blockscharfe Aufteilung nach Nutzungsart sowie Neu- und Bestandsbau ist in Tabelle 2-1 dargestellt. In den betrachteten Blöcken A-C wird eine Bebauung von insgesamt 85.000 m² Bruttogeschossfläche erwartet, mit 67.600 m² beträgt der Anteil der Neubauten ca. 80%. Mit ca. 52% entfällt ein Großteil der Fläche auf Wohnbebauung, diese wird zu einem überwiegenden Teil in Block C realisiert, welcher mit 47.400 m² über die Hälfte der gesamten Bruttogeschossfläche enthält. Die Blöcke A und B, in denen ausschließlich Neubauten liegen, besitzen im Vergleich eine ausgeglichene Verteilung der Nutzungsarten.

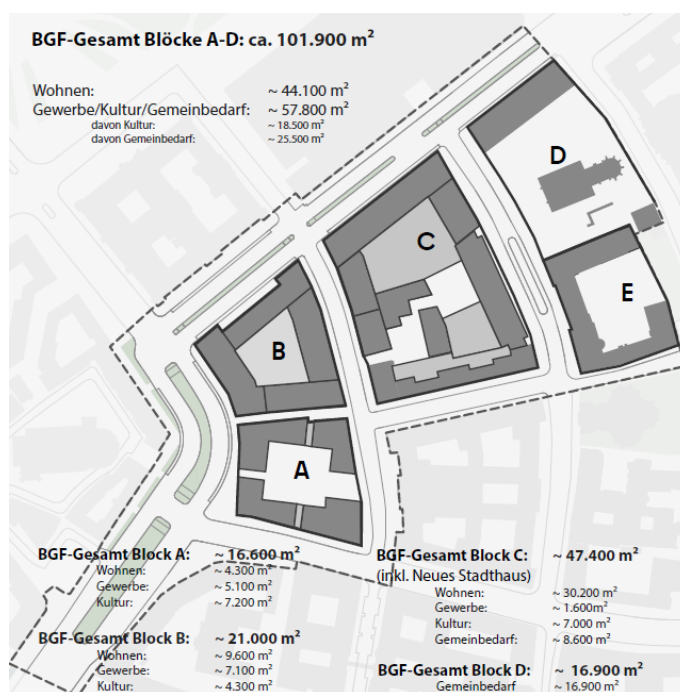


Abbildung 2-1 Übersicht der Bruttogeschossflächen Block A-D (Quelle: SenStadt)

Tabelle 2-1 Blockscharfe Flächenbedarfe untergliedert nach Nutzungsart, Neu- und Bestandsbau

Nutzungsart		Block A	Block B	Block C	Gesamt
Wohnen	[m ²]	4.300	9.600	30.200	44.100
Gewerbe	[m ²]	5.100	7.100	1.600	13.800
Kultur	[m ²]	7.200	4.300	7.000	18.500
Gemeinbedarf	[m ²]	0	0	8.600	8.600
Gesamt	[m ²]	16.600	21.000	47.400	85.000
Neubau					
Wohnen	[m ²]	4.300	9.600	24.900	38.800
Gewerbe	[m ²]	5.100	7.100	1.600	13.800
Kultur	[m ²]	7.200	4.300	3.500	15.000
Gemeinbedarf	[m ²]	0	0	0	0
Gesamt	[m ²]	16.600	21.000	30.000	67.600
Bestand					
Wohnen	[m ²]	0	0	5.300	5.300
Gewerbe	[m ²]	0	0	0	0
Kultur	[m ²]	0	0	3.500	3.500
Gemeinbedarf	[m ²]	0	0	8.600	8.600
Gesamt	[m ²]	0	0	17.400	17.400

2.2 Energiebedarfe der Neubauten

Für die verschiedenen Nutzungsarten werden mit Hilfe von spezifischen Ansätzen, welche die benötigten Wärme- und Strombedarfe pro Quadratmeter und Jahr beschreiben, die erwarteten jährlichen Gesamtbedarfe ermittelt. Die Strombedarfe beschreiben die der Nutzer:innen, welche während des Betriebs des Gebäudes auftreten. Sie enthalten keine zusätzlichen Strombedarfe, welche je nach System zur Bereitstellung von Wärme oder Kälte aufgewendet werden. Zusätzlich werden auch die Kältebedarfe prognostiziert, welche sich aufgrund der empfohlenen Abfuhr sommerlicher Wärme ergeben.

Bezüglich der geplanten Nutzung liegen über die Typologie hinaus keine weiteren Informationen vor. Dies führt insbesondere bei den Typen Kultur, Gemeinbedarf und Gewerbe zu größerer Unsicherheit bezüglich der angesetzten spezifischen Bedarfsannahmen. Sie sollten nach einer Konkretisierung der Flächennutzung daher geprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Tabelle 2-2 zeigt die Annahme für die geplanten Neubauten.

Tabelle 2-2 Spezifische Bedarfsannahmen der geplanten Neubauten [kWh/m²_BGF a]

Nutzungstyp	Heizung	TWW	Kühlung	Strom
Wohnen	22	15	6	15
Kultur	30	dezentral	6	25
Gewerbe	25	dezentral	6	20

Die Bedarfe der Wohnbebauung werden unter Annahme einer Einhaltung des KfW-40-Effizienzstandards abgeschätzt. Für die Nutzungstypen Gewerbe und Kultur werden aufgrund des erwarteten höheren Fensteranteils der Fassade sowie im Vergleich zur Wohnbebauung größeren Raumhöhe ein im Vergleich höherer Heizbedarf angenommen. Mit Ausnahme der Wohnbebauung wird eine dezentrale Deckung der Bedarfe zur Trinkwassererwärmung (z.B. durch den Einsatz von elektrischen Durchlauferhitzern oder Untertischspeichern) angenommen, dies ist entsprechend in Tabelle 2-2 markiert.

Aus den spezifischen Ansätzen werden absolute Bedarfsannahmen abgeleitet. Die resultierenden Jahresbedarfe für Strom, Wärme und Kühlung sind in Abbildung 2-2 dargestellt und in Tabelle 2-3 tabelliert.

Der gesamte Jahreswärmebedarf beträgt ca. 2,2 GWh. Auf den Heizbedarf entfällt hierbei ca. 74% der Energie. Aufgrund der Flächenverteilung sowie dem dort zusätzlich anfallenden Bedarf zur Trinkwassererwärmung entfällt auf die Wohnbebauung der größte Anteil (ca. 1,45 GWh, 65%).

Im Vergleich ist der Strombedarf deutlich gleichmäßiger verteilt und beläuft sich auf insgesamt 1,2 GWh. Durch die (optionale) Abfuhr von Abwärme entsteht darüber hinaus ein Kühlbedarf von insgesamt 0,4 GWh.

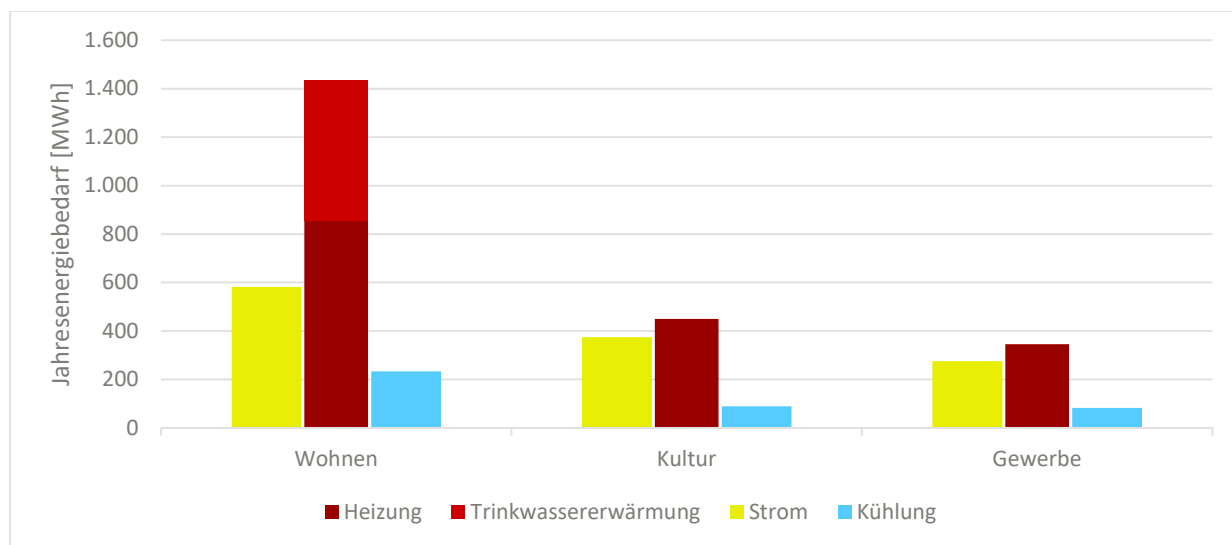


Abbildung 2-2 Prognostizierte Jahresenergiebedarfe der Neubauten

Tabelle 2-3 Jahresenergiebedarfe der Neubauten [MWh]

	Heizung	TWE	Strom	Kühlung
Wohnen	854	582	582	233
Kultur	450	0	375	90
Gewerbe	345	0	276	83
Gesamt	1.649	582	1.233	406

2.3 Wärme-, Strom- und Kältelastgänge der Neubauten

Der Gesamtwärmebedarf der Neubauten setzt sich aus den Bedarfen zur Trinkwassererwärmung der Wohnbebauung sowie den Heizbedarfen zusammen.

Der Jahresverlauf des kombinierten Wärmebedarfs (Raumwärme und Trinkwassererwärmung) in täglicher Auflösung ist gestapelt in Abbildung 2-3 dargestellt. Deutlich wird der durch die Trinkwassererwärmung der Wohnbebauung benötigte Sockelwärmebetrag, dessen Höhe nur leichten saisonalen Schwankungen unterliegt. Das Bedarfsprofil wird mit Hilfe von typischen Nutzungs-/Zapfprofilen erzeugt. Über den Sockel legt sich der saisonal stark schwankende Verlauf des Raumwärmebedarfs – dieser wurde auf Grundlage des Testreferenzjahrs für Berlin ermittelt. Der Beginn und das Ende der Heizperiode wurde auf den 1. Oktober bzw. den 30. April festgelegt.

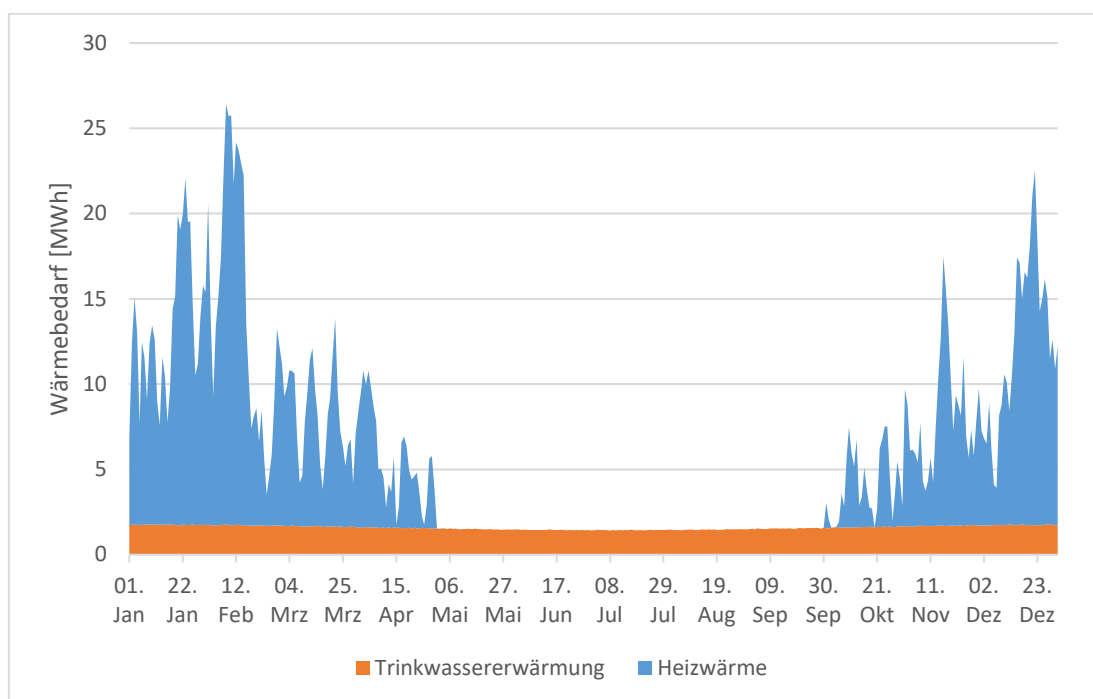


Abbildung 2-3 Verlauf des Wärmebedarfs der Neubauten

Abbildung 2-4 zeigt die Jahresdauerlinie des Gesamtwärmebedarfs der Neubauten in stündlicher Auflösung. Die benötigte Spitzenlast liegt bei ca. 1,3 MW Wärmeleistung. Die Kurve zeigt zu Beginn einen steilen Abfall der benötigten Wärmeleistung und erreicht 70 % des Maximalwerts nach ca. 200 h. Zur Abdeckung der Leistungsspitzen müssen große Erzeugerleistungen vorgehalten werden, welche selten in Betrieb sind.

Der Jahresverlauf des Nutzerstrombedarfs in täglicher Auflösung ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Deutlich erkennbar sind die in der Nacht abfallenden Bedarfe. In Summe ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen Lastprofile der Nutzungstypen ein nur schwach ausgeprägter Unterschied der Bedarfe an den Wochenenden und restlichen Wochentagen. Der saisonale Verlauf der Bedarfe bildet u.a. die unterschiedlichen Tageslichtdauern ab.

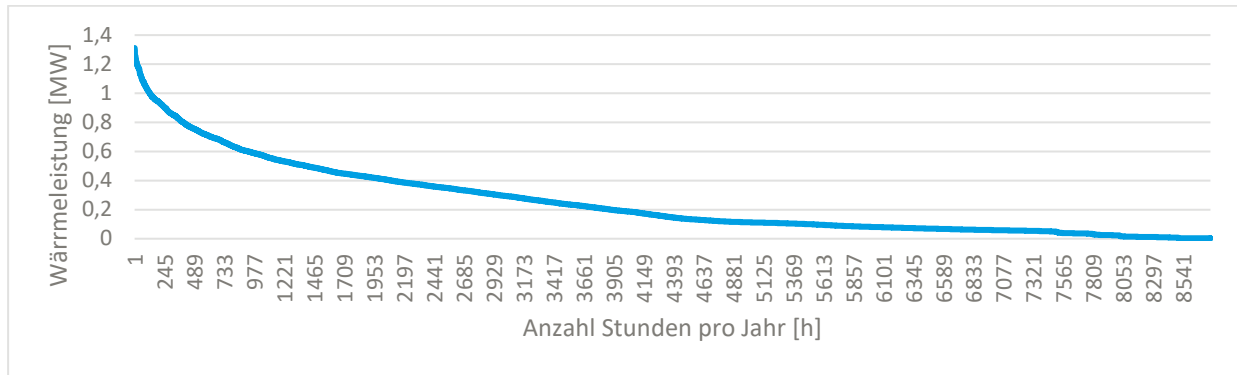


Abbildung 2-4 Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs der Neubauten

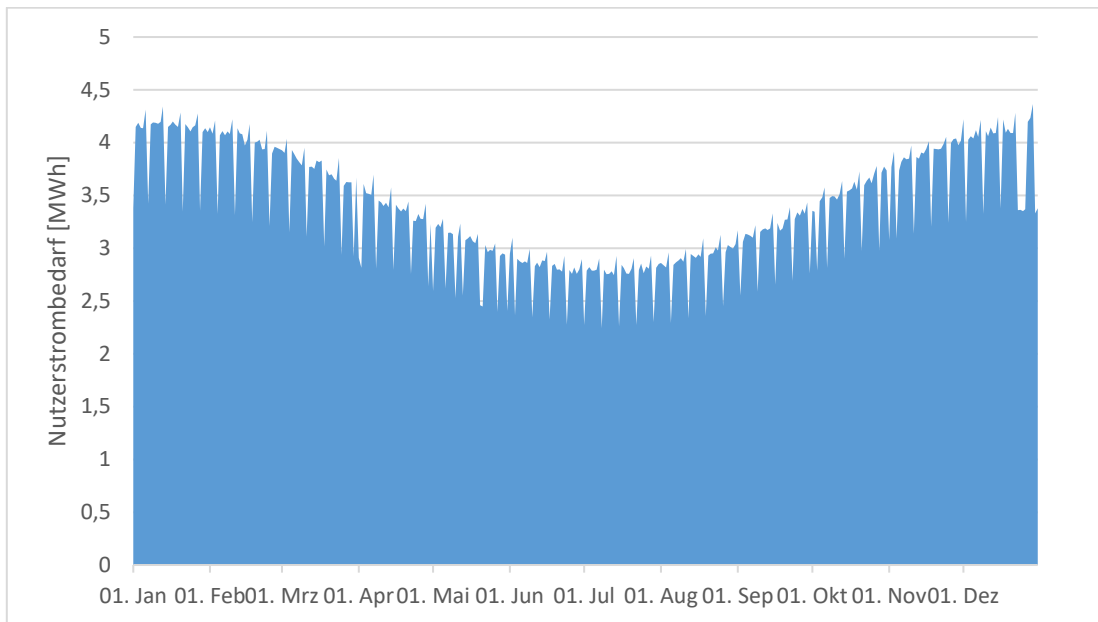


Abbildung 2-5 Verlauf des Strombedarfs der Neubauten

Die Jahresdauerlinie des Nutzerstrombedarfs in stündlicher Auflösung ist in Abbildung 2-6 dargestellt. Die Spitzenlast beträgt ca. 300 kW. Die Verteilung der Bedarfe ist im Vergleich zu Wärme- und Kältebedarfen deutlich gleichmäßiger, das Verhältnis der Spitzen- zur Durchschnittslast deutlich geringer.

Der Jahresverlauf des prognostizierten Kühlbedarfs der Neubauten ist in täglicher Auflösung in Abbildung 2-7 dargestellt. Er tritt nur während der heizfreien Zeit vom 1. Mai bis zum 30. September auf. Die Bedarfe werden analog zum Heizwärmebedarf auf Grundlage des Testreferenzjahrs für Berlin ermittelt.

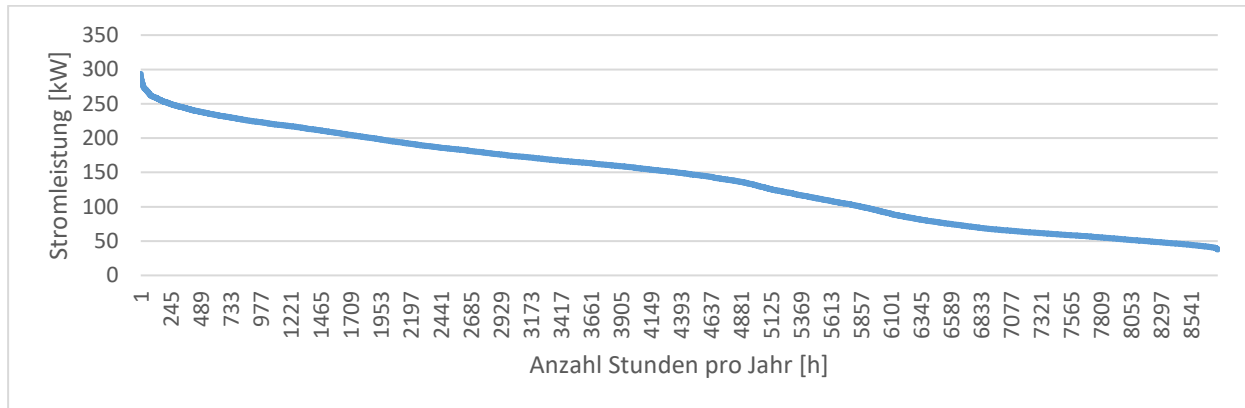


Abbildung 2-6 Jahresdauerlinie des Strombedarfs der Neubauten

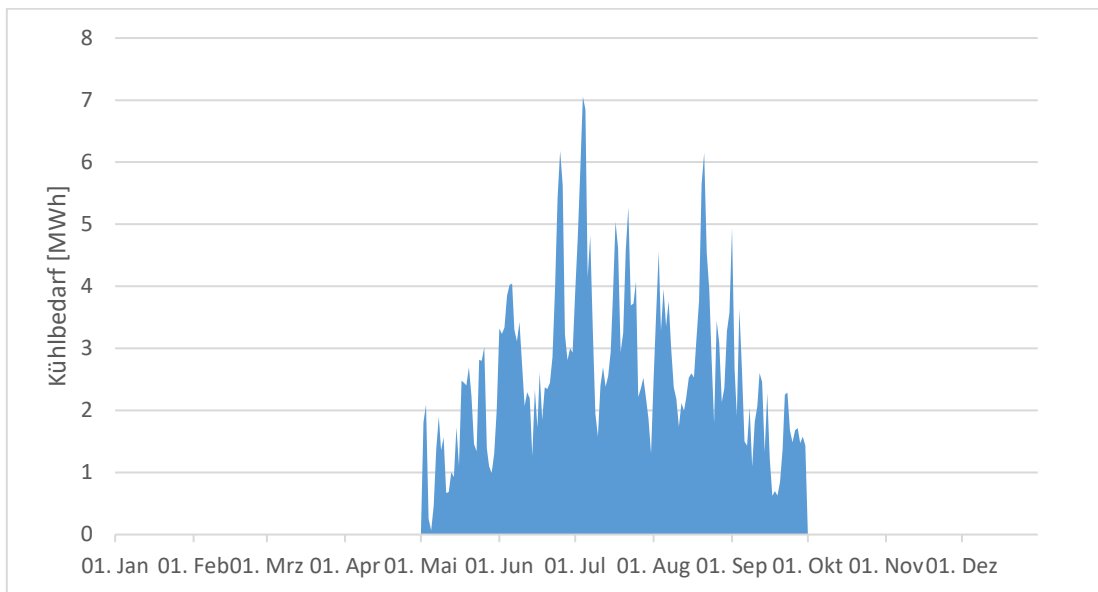


Abbildung 2-7 Verlauf des Kühlbedarfs der Neubauten

Für eine Übersicht der maximal auftretenden Lastspitzen der verschiedenen Nutzungstypen sowie im Verbund siehe Tabelle 2-4.

Tabelle 2-4 Leistungsmaxima der simulierten Nutzungstypen [kW]

	Wärme	Strom	Kühlung
Wohnen	847	147	273
Kultur	319	84	105
Gewerbe	241	87	97
Neubau gesamt	1.310	294	474

2.4 Gebäudestruktur der Neubauten

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden die Planungen des Wettbewerbsverfahrens genutzt, um einen realistischen Gebäudefußabdruck eines architektonisch hochwertigen Hochbaus darzustellen, auf dem die Studie fußt. Im Sinne einer möglichst hohen Flächennutzung und Prüfung der Umsetzbarkeit der definierten Ziele in beengten Freiraumverhältnissen, wird für die Blöcke A-C jeweils die Planung mit dem größeren Fußabdruck zu Grunde gelegt.



Abbildung 2-8 Vorzugsvariante der Machbarkeitsstudie zu Mobilität, Regenwassermanagement und Freiraum (Stand 03.06.24)

2.5 Berücksichtigung der Bestandsbauten

Neben der Versorgung der geplanten Neubauten wird die Versorgung der beiden Bestandsliegenschaften K44 und Neues Stadthaus in Block C geprüft – beide werden derzeit über Fernwärme versorgt.

Für die im privaten Besitz befindliche K44 liegen Wärmebedarfe überwiegend als Heizbedarfe vor. Die Heizbedarfe werden durch Heizkörper älterer Bauart gedeckt, welche hohe Vorlauftemperaturen zur ausreichenden Beheizung der Räume benötigen. Die Leistung der Wärmeübergabestation des Fernwärmenetzes beträgt ca. 350 kW. Derzeit ist unsicher, wann und in welchem Umfang eine energetische Sanierung der Liegenschaft durchgeführt wird. Eine Integration in das blockübergreifende Energieversorgungssystem, in Abhängigkeit des Planungsstandes der Neubauten, kann erst zu einem späteren Zeitpunkt betrachtet werden,

wenn die zukünftig erwarteten Energiebedarfe der Liegenschaft ermittelt wurden. Bei der solaren Potentialermittlung in Abschnitt 3.5.1 wird die Dachfläche der K44 jedoch miteinbezogen.

Das Neue Stadthaus wird von der Berliner Immobilienmanagement GmbH (BIM) betrieben. Diese teilt mit, dass derzeit keine Schnittstellen zu einem Quartiersnetz gewünscht sind und die Fernwärmeversorgung auch zukünftig beibehalten werden soll. Über den Anschluss an das Fernwärmenetz hinaus sind keine weiteren Informationen (Wärmebedarfe, Temperaturniveaus) zu dem Wärmeversorgungssystem bekannt.

Die Prüfung ergibt, dass ein Anschluss beider Bestandsliegenschaften zum jetzigen Zeitpunkt von den Betreibern nicht gewünscht bzw. nicht als technisch und wirtschaftlich sinnvoll erachtet wird. Die weitere Untersuchung konzentriert sich daher auf die Versorgung der geplanten Neubauten, welche in den folgenden Abschnitten als Quartier bezeichnet werden. Sollte zu einem späteren Zeitpunkt ein Anschluss gewünscht werden, kann das Konzept in Abhängigkeit des Planungsstandes der Neubauten um die Versorgung einer oder beider Bestandsliegenschaften erweitert werden.

3 Potentialanalyse der erneuerbaren Wärme- und Stromquellen

3.1 Abwasserwärme

Durch den Betrieb von Abwasserwärmeübertragern (AWÜ) im städtischen Abwasserentsorgungsnetz kann Abwasser thermisch genutzt werden. Die Nutzung kann sowohl im Erwärmen als auch im Abkühlen des Abwassers bestehen. Im ersten Fall ist der Nutzen die Abfuhr von Abwärme, im zweiten Fall wird das Abwasser als Wärmequelle genutzt.

Der Einbau und Betrieb von Anlagen zur energetischen Abwassernutzung eignet sich insbesondere in Gebieten mit hohen Wärmebedarfsdichten und hohem Abwasseraufkommen, da das Wärmepotential des Abwassers dann wirtschaftlich gehoben werden kann und darüber hinaus einen ökologischen Nutzen bietet. In einer Studie wird für Berlin ein Wärmedeckungspotential durch Abwasserwärme von 5 bis 10 % des Gesamtwärmebedarfs ausgewiesen¹. Die *Berliner Wasserbetriebe* (BWB) als Betreiberin der Berliner Abwasserkanal- und -druckrohrnetze weisen stadtweit ein langfristig realistisches Entzugspotential von bis zu 300 MW aus.

Stadtweit sind 2022 insgesamt ca. 15 AWÜ in Betrieb, weiterhin befinden sich derzeit über 10 weitere Projekte in Planung. Die Wärmeentzugsleistungen der sich bereits in Betrieb befindlichen Anlage reichen von 40 bis 1.000 kW, die derzeit geplanten Projekte erreichen größere Entzugsleistungen von mehreren Megawatt.

Die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen, welche darüber entscheiden, ob sich der Bau und Betrieb eines AWÜ lohnt, sind stark projektabhängig. Üblicherweise wird eine minimale Heizleistung von 150 kW angestrebt. Dieser Grenzwert wird von den betrachteten Quartiersblöcken übertroffen. Die Mindestkanalgröße zum nachträglichen Einbau eines AWÜ beträgt DN 600, der mittlere Trockenwetterabfluss im Kanal sollte mehr als 15 l/s betragen. Die maximale Entfernung zwischen Wärmesenke und Abwasserwärmequelle, bis zu welcher sich eine Erschließung der Quelle wirtschaftlich darstellen lässt, hängt wesentlich von der erschließbaren Leistung, der Heizleistung sowie der Bebauung zwischen Wärmenetz und AWÜ ab. Im Bereich des Quartiers Molkenmarkt wird davon ausgegangen, dass die Erschließungskosten pro Meter aufgrund der hohen Dichte weiterer Infrastruktur überdurchschnittlich hoch angesetzt werden müssen.

Die BWB haben durch die Bereitstellung des *Abwasserwärmeatlas*, in dem stadtweit die verfügbaren Wärmequellenpotentiale im Kanal- und Druckrohrnetz georeferenziert werden, die Grundlage geschaffen, um das Wärmequellenpotential von Abwasserwärme im Quartier abzuschätzen.

¹ ECKE, J.; GÖKE, L.: Energie aus Abwasser: Das bislang unentdeckte Potential für die Wärmewende. 2017. enervis energy advisors GmbH.

Das nächste Pumpwerk befindet sich östlich der Michaelbrücke in der Holzmarktstraße. Die davon abgehenden Druckrohrleitungen laufen stadtauswärts und sind somit nicht wirtschaftlich erschließbar.

Der nächstliegende Abwasserkanal mit ausreichend Wärmeentzugspotential verläuft entlang der Alexanderstraße zur Holzmarktstraße. Aufgrund weiterer Abwasserwärmeprojekte sind sehr gute Daten bezüglich der verfügbaren Wärmemenge und deren täglicher und saisonaler Schwankung vorhanden. Die Länge der Anbindungsleitungen über die Parochialstraße und Voltairestraße beträgt ca. 600 m. Aufgrund der hohen spezifischen Erschließungskosten durch die verdichtete Innenstadtlage ist die Erschließung jedoch nicht wirtschaftlich und wird daher nicht weiter betrachtet. Zudem ist fraglich, ob das verfügbare Wärmequellenpotential des Kanals durch den bereits umgesetzten Abwasserwärmeübertrager in der Nähe des Alexanderplatzes groß genug für die Versorgung der Neubauten ist.

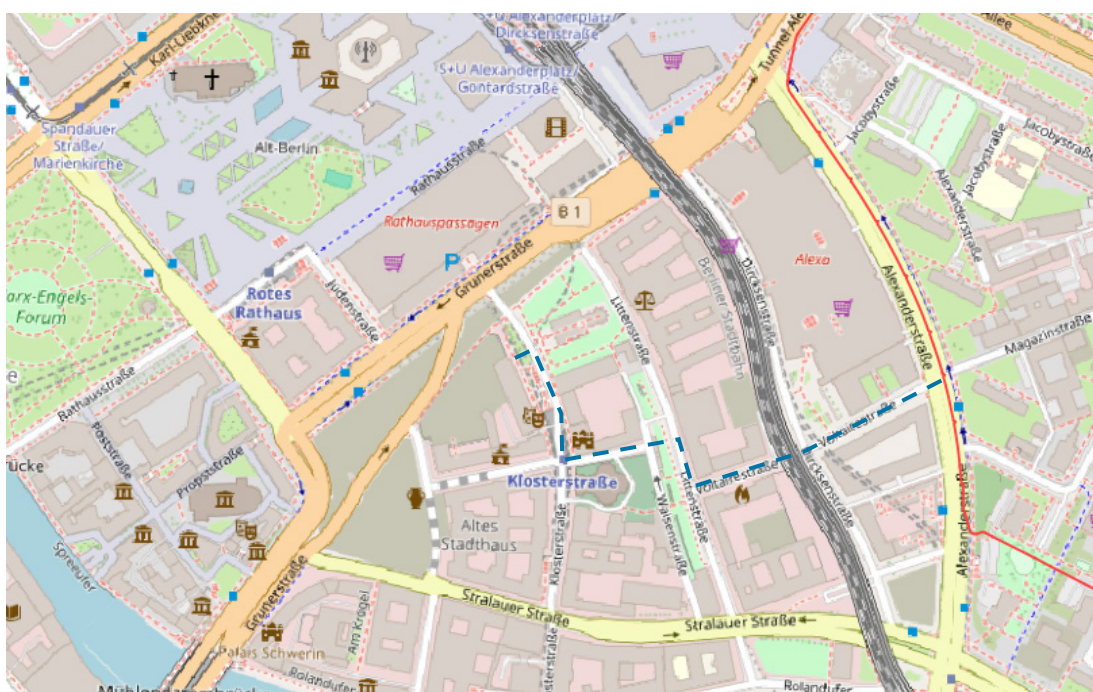


Abbildung 3-1 Bestandskanal in der Alexanderstraße (rot) und mögliche Anbindung (blau) (OpenStreetMaps, mod.)

Im Zuge der Machbarkeitsstudie wurde zudem geprüft, ob sich eine Wärmerückgewinnung in den neuen Kanälen, welche im Zusammenhang mit der Gebietsentwicklung gebaut/erweitert werden, lohnt. Die im Zusammenhang mit der Wohnbebauung sowie sonstigen Neubauten erwarteten zusätzlichen mittleren Abwasservolumina reichen jedoch nicht aus, um eine Wärmerückgewinnungsanlage wirtschaftlich betreiben zu können. Dieses Potential kann somit nicht gehoben werden und wird für die Machbarkeitsstudie nicht weiter betrachtet.

3.2 Spreewärme

Oberflächengewässer stellen grundsätzlich eine leistungsfähige Wärmequelle für Wärmepumpen dar. Im Stadtgebiet ist die Nutzung noch relativ selten und es sind nur wenige größere Anlagen im Betrieb. Abbildung 3-2 zeigt den Verlauf der Wassertemperatur (Entnahmetiefe: 0,5 m) an der Messstelle Mühlendamm Schleuse unweit des Quartiers beispielhaft für die letzten 10 Jahre. Im (Spät-)Sommer kann die Temperatur ca. 25 °C erreichen,

im Winter hingegen friert die Spree regelmäßig oberflächlich ein. Abbildung 3-3 zeigt den Verlauf des Durchflusses der letzten 10 Jahre, ebenfalls an der Messstelle Mühlendamm-schleuse. Gut erkennbar sind die saisonalen Schwankungen sowie die Wasserknappheit der letzten Jahre.

Die geringen Durchflussströme im Sommer wären vermutlich ausreichend, um den Wärmequellenbedarf (der in der heizfreien Zeit ohnehin gering ist) der Neubauten zu decken.

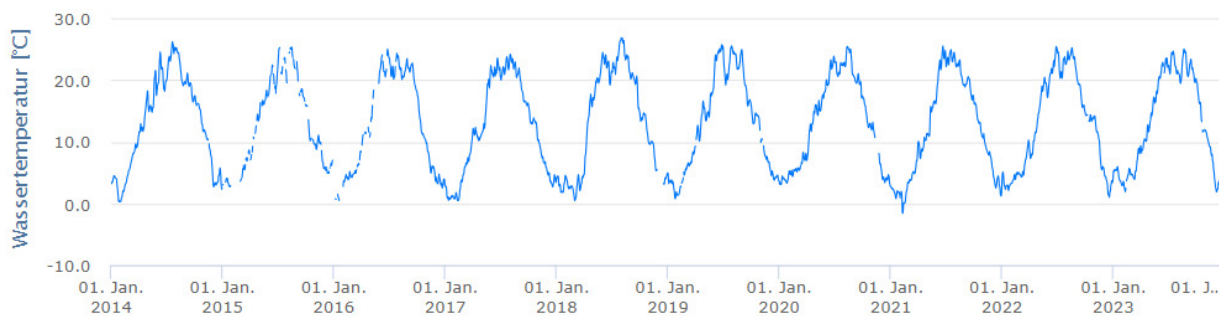


Abbildung 3-2 Verlauf der Temperatur der letzten 10 Jahre, MS Mühlendamm-schleuse (Wasserportal Berlin)

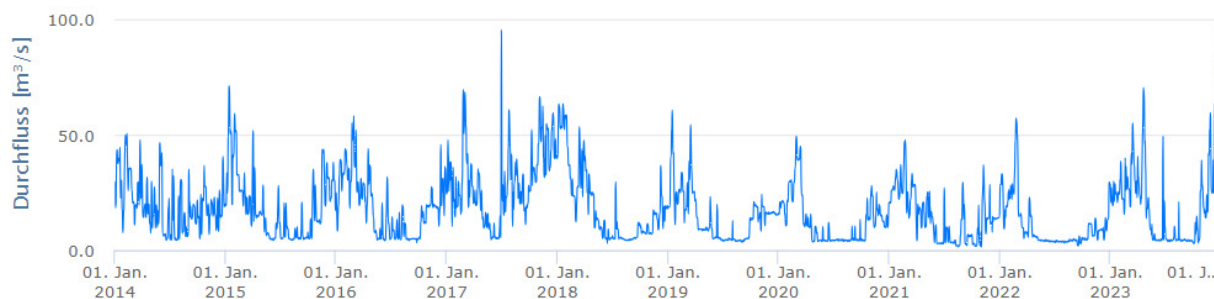


Abbildung 3-3 Verlauf des Durchflusses der letzten 10 Jahre, MS Mühlendamm-schleuse (Wasserportal Berlin)

Als sehr problematisch wird jedoch die technische Erschließung des Potentials eingeschätzt. Aufgrund der dichten Bebauung erscheint ein Bau der notwendigen Zulauf- und Ableitkanäle als nicht umsetzbar. Die einzige direkte Verbindung zum Quartier ohne Bebauung über die Neue Jüdenstraße endet zudem in der Mühlendamm-schleuse selbst. Weitere große Umsetzungshürden entstehen durch den hohen Platzbedarf der notwendigen Wasseraufbereitungsanlagen mit Fein-/Grobrechen sowie Muschelfilter sowie die benötigten Maschinen- und Pumpenhäuser. Daher besteht kein erschließbares Potential, es wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

3.3 Tiefengeothermie

Bei der Nutzung geothermaler Wärme wird zwischen oberflächennaher Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden. Generell wird der Begriff oberflächennahe Geothermie bis zu einer Tiefe von ca. 400 m genutzt. In Berlin bezeichnet der Begriff hingegen üblicherweise Bohrungen bis zu einer maximalen Tiefe von 100 m. Tiefenbohrungen können Bohrtiefen von mehreren Kilometern erreichen und liefern in der Regel Wärme auf höheren Temperaturen mit deutlich höheren Wärmeströmen.

Tiefengeothermische Anlagen ziehen neben zahlreichen genehmigungsrechtlichen Fragestellungen hohe Anforderungen bezüglich der Platzverhältnisse im Quartier nach sich – während

der mehrmonatigen Bohrung würden ca. 5.000 m² temporär zum Bohren und Bauen benötigt. Zum Betrieb des Heizwerks würden dauerhaft ca. 500 m² benötigt, darüber hinaus müssten weitere 4.000 m² Fläche um die Anlage herum für Nachbohrungen vorgehalten werden. Die benötigten Flächen sind in Abbildung 3-4 dargestellt und ins Verhältnis gesetzt.



Abbildung 3-4 Darstellung des Platzbedarfs tiefergeothermischer Bohrungen (Quelle: SenMVKU)

Die geplante verdichtete Bebauung sowie die umliegende Bestandsbebauung lässt die Errichtung und den Betrieb tiefergeothermischer Anlagen nicht zu.

Unabhängig davon eignet sich auch das Wärmebedarfsprofil des Quartiers nicht, da der Bedarf, insbesondere die Grundlast, zu niedrig für einen wirtschaftlichen Betrieb ist. Aus diesen Gründen werden tiefergeothermische Anlagen im Folgenden nicht weiter betrachtet.

3.4 Oberflächennahe Geothermie

Oberflächennahe geothermische Anlagen werden in geschlossenen und offenen Systemen unterteilt. Beispiele für geschlossene Systeme stellen Erdwärmesonden (EWS, häufigste Bauform: Doppel-U-Sonden) dar, davon abzugrenzen sind Erdwärmekollektoren, welche wenige Meter unter der Geländeoberkante eingebracht werden und horizontal im Boden in verschiedenen Bauformen verlaufen. Eine weitere Bauform sind aktivierte Gründungspfähle („Energiepfähle“) – werden aus baustatischen Überlegungen Gründungspfähle eingesetzt, können diese mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Investitionskosten thermisch genutzt werden. Alle geschlossenen Systeme eint, dass in ihnen ein Medium zur Wärmeübertragung in einem geschlossenen Kreislauf durch das Erdreich gepumpt wird und damit lediglich thermisch mit dem Boden verbunden ist.

Bei offenen Brunnensystemen wird dem Erdreich (Grund-)Wasser entnommen, außerhalb des Bodens thermisch genutzt und anschließend wieder in das Erdreich eingebracht. Brunnensysteme gibt es in verschiedenen Ausführungen, welche sich u.a. in der Anzahl der benötigten Bohrungen unterscheiden (Saug- und Schluckbrunnen/Dublette, Koaxialbrunnen).

Im Folgenden wird das Potential von Erdwärmesonden anhand von öffentlich verfügbaren Daten bewertet. Wird zu einem späteren Zeitpunkt die Erschließung und Nutzung des geothermischen Potentials mit Hilfe einer Probebohrung qualifiziert, können durch zusätzliche Prüfungen Aussagen bezüglich der Standorteignung für offenen Brunnensystemen getroffen

werden, deren Bau und Betrieb zusätzlichen technischen und genehmigungsrechtlichen Restriktionen unterliegen.

3.4.1 Oberflächennahe Geologie im Quartier

Liegen keine spezifischen lokalen Einschränkungen vor, sind Bohrungen bis 100 m zur geothermischen Nutzung grundsätzlich möglich.

Für die Möglichkeiten bezüglich der oberflächennahen Geothermie müssen unterschiedliche Parameter berücksichtigt werden, um daraus ein Potential zu erschließen. Zunächst muss ausgeschlossen werden, dass sich die Fläche in einem Wasserschutzgebiet befindet. Dies ist im Plangebiet nicht der Fall. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass salzhaltiges Wasser nicht mit Süßwasser vermischt werden darf. Abbildung 3-5 zeigt, dass im gesamten Plangebiet keine grundsätzlichen Einschränkungen gegeben sind. Generelle Bohrtiefenbeschränkungen liegen erst südöstlich des Plangebiets vor – hier darf aufgrund erhöhter Salzkonzentration in den tieferen Grundwasserleitern nur bis zur höher gelegenen Holstein-Schicht gebohrt werden, welche die Süßwassergrundleiter vom Salzwasser trennt. Unabhängig davon müssen für eine spätere Umsetzung Probebohrungen durchgeführt werden, um die Annahmen zur geotechnisch möglichen Nutzung von Geothermie zu bestätigen. Weitergehend kann von einer Wärmeleistung von ca. 30 bis 35 W/m bei 2.400 Benutzungsstunden pro Jahr ausgegangen werden.

Aus den öffentlich verfügbaren Daten ist weiterhin ersichtlich, dass die Durchschnittstemperatur des Untergrunds im Plangebiet im Bereich von 20 bis 100 m unter Geländeoberfläche 11,5 bis 12,5 °C beträgt (Abbildung 3-6). Hinsichtlich der Grundwassertemperatur sind höhere Temperaturen für den nachgeschalteten Betrieb von Wärmepumpen von Vorteil. Die Darstellung des geologischen Schnittes Ost-West 17 in Abbildung 3-7, welcher an das Südende von Baufeld A angrenzt, bestätigt die geologische Struktur. Die östlichen (Grunerstr./Littenstr.) und westlichen (Spreeufer) Grenzen des Plangebiets sind in der Darstellung rot markiert. Die gepunkteten Flächen markieren Schichten mit Grundwasserleitern, schraffierte Flächen stellen wasserundurchlässige Schichten dar und trennen die einzelnen Grundwasserleiter voneinander ab.

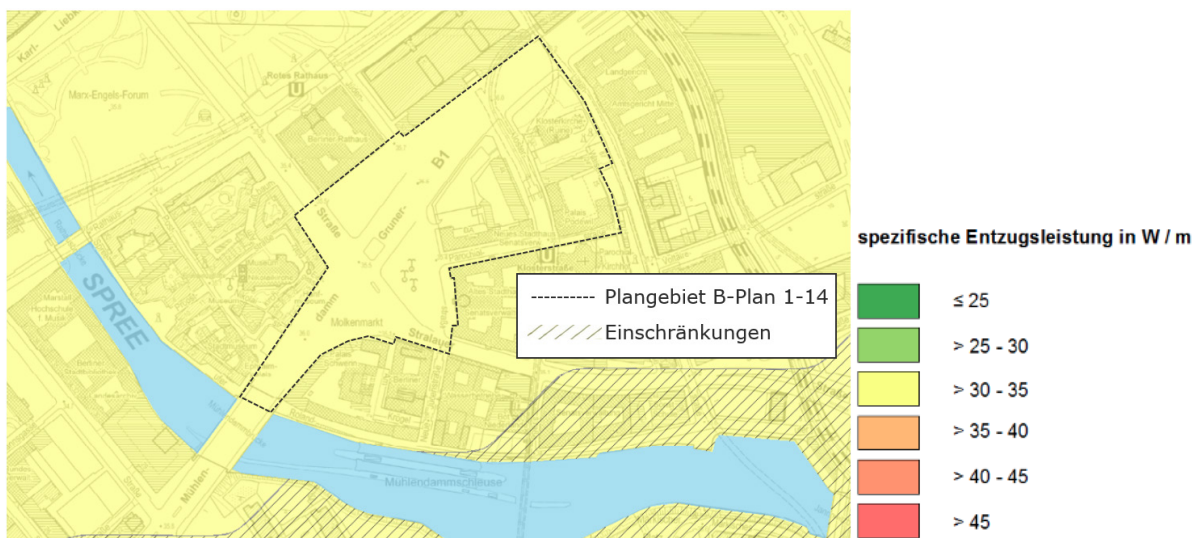


Abbildung 3-5 Spezifische Entzugsleistung für 2 400 Betriebsstunden im Jahr (Quelle: FIS-Broker)



Abbildung 3-6 Durchschnittstemperatur zwischen 20 und 100 m Tiefe (Quelle: FIS-Broker)

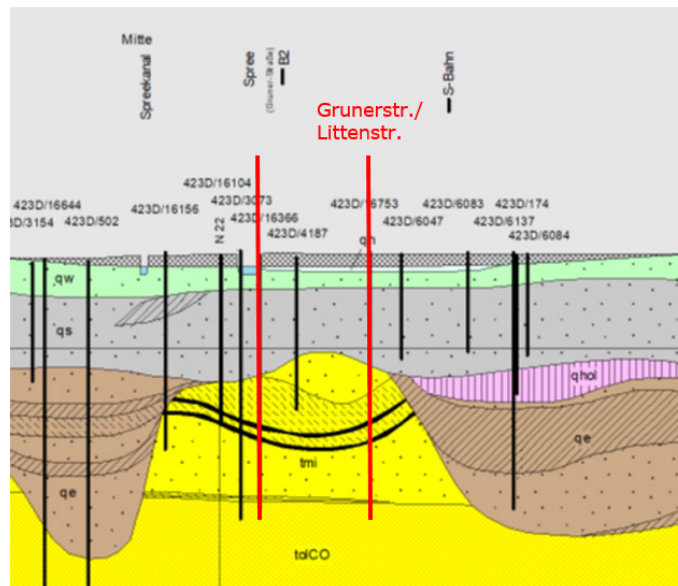


Abbildung 3-7 Geologischer Schnitt Ost-West 17 mit Bereich des Plangebiets (rot) (Quelle: FIS-Broker)

3.4.2 Erdsondenfelder

Zur Bestimmung der möglichen Sondenanzahl wird die aktualisierte Gebäudestruktur (Abschnitt 2.4) angesetzt. Dabei wird berücksichtigt, dass die Flächen der geplanten archäologischen Fenster (nach Rücksprache mit SenStadt mit Ausnahme für Fenster 3 im Nordosten von Block A) nicht mit Bohrungen belegt werden dürfen. Für die Ortsbestimmung der Bohrungen wird weiterhin auf Abbildung 3-8 aus der *Archäologischen Machbarkeitsstudie Molkenmarkt Abschlussbericht* zurückgegriffen.



Abbildung 3-8 Übersichtsplan der acht archäologischen Fenster (Quelle: Abschlussbericht Archäologische Machbarkeitsstudie Molkenmarkt)

Neben den archäologischen Fenstern sind auch Grünflächen mit Bäumen und weitere Flächennutzungen auf dem Plangebiet vorgesehen, welche keine Vorzugsgebiete für Erdwärmesondenfelder darstellen. Weitergehend werden die Bohrungen nur innerhalb der Grundfläche der Neubauten platziert. Eine Ausdehnung der Wärmebezugsradien außerhalb der Bruttogrundfläche wird berücksichtigt, sofern die archäologischen Fenster und Grünflächen nicht betroffen sind. Damit steht insgesamt ein größeres Sondenpotential zur Verfügung. Die Belegung beinhaltet die Bohrung selbst, sowie den Wärmebezugsradius, welcher einen Radius von 3 m misst. Damit wird die Einhaltung der VDI-Richtlinie 4640 gewährleistet, wonach der Mindestabstand zwischen den Sonden einer Anlage 6 m beträgt (bei Erdwärmesonden mit einer Länge von bis zu 100 m). In der Abbildung 3-9 ist das Potential grafisch dargestellt. Die Bohrradien sind in orange dargestellt, Grünflächen in grün und archäologische Felder in braun. Die folgende Tabelle 3-1 zeigt die nach den genannten Kriterien maximale Sondenanzahl pro Block.

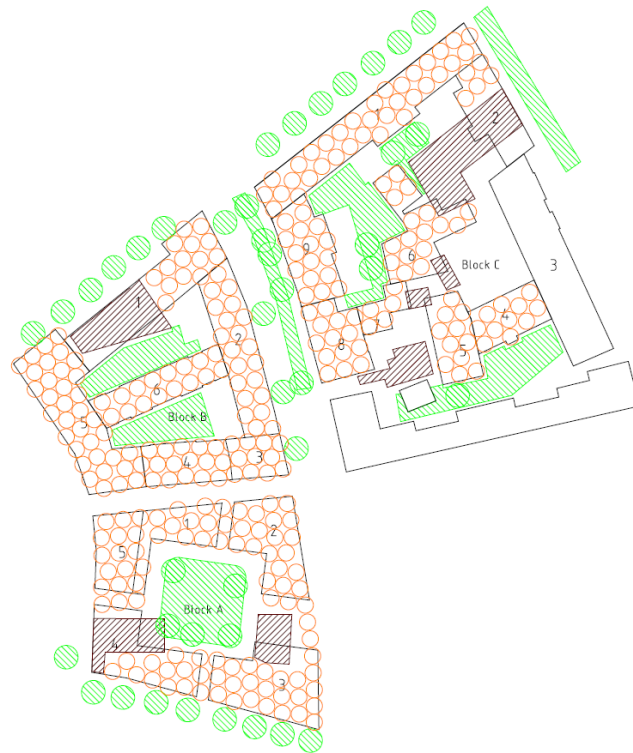
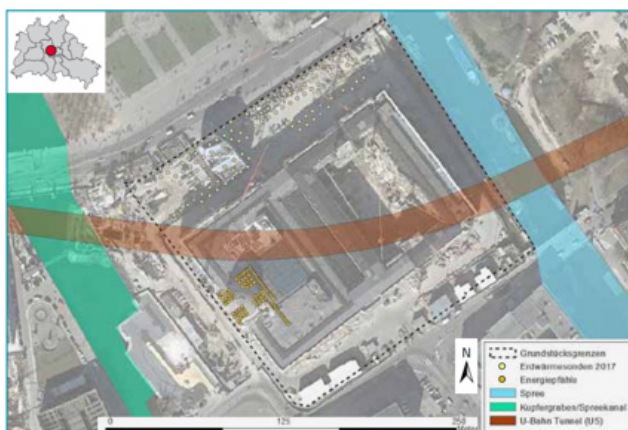


Abbildung 3-9 Übersicht der möglichen Erdwärmesonden auf den Grundflächen der Neubauten

Tabelle 3-1 kumulierte Sondenanzahl auf den Grundflächen der einzelnen Blöcke

	Block A	Block B	Block C	Gesamt
Sondenanzahl	113	90	113	316

Für die Energiesimulation werden, einem konservativen Ansatz folgend, abgeleitet aus den öffentlichen verfügbaren geologischen Daten des Plangebiets sowie den veröffentlichten Betriebsdaten des Versorgungssystems des nahe gelegenen Humboldt-Forums (Abbildung 3-10), welches ein vergleichbares Bodenprofil aufweist, 2,9 kW Entzugs- und Eintragsleistungen bei maximalen Vollbenutzungstunden von 3.000 Stunden/Jahr angenommen.



Erdwärmesondenfeld	Leistung [kW]	Arbeit [MWh/a]
Heizfall: Entzug erdseitig	332	1.430
Kühlfall: Injektion erdseitig	403	1.347
Energiepfählfeld		
Heizfall: Entzug erdseitig	46	165
Kühlfall: Injektion erdseitig	43	168

Abbildung 3-10 Lage und Kennwerte der Erdwärmesondenfelder am Humboldt Forum (Quelle: Geothermische Energie Heft 91)

Wird die Umsetzung einer der in Abschnitt 4 vorgestellten Versorgungsvarianten mit Erdwärmesonden weiter verfolgt, müssen diese Annahmen zwingend mit Hilfe von Geothermal Response Tests sowie anschließender Simulation des Sondenfelds qualifiziert und angepasst werden. In einer solchen Simulation wird u.a. die langjährige Temperaturentwicklung im Untergrund während des Betriebs der Anlage untersucht. Aufgrund der notwendigen hydraulischen Vernetzung unter bzw. innerhalb der Bodenplatte sollte die Ausführung vor Baubeginn und in enger Abstimmung der Gründungsplanung erfolgen und gegen den Baukörper unter Umständen isoliert ausgeführt werden. Weiterhin müssen die in der vorliegenden Studie angenommenen, möglichen Erdwärmesonden mit dem weiteren Planungsstand der Neubauten abgeglichen werden.

Aufgrund der vorliegenden Daten, welche wie beschrieben im weiteren Projektverlauf geprüft werden müssen, sind Erdwärmesonden geeignet, um im Verbund mit weiteren erneuerbaren Wärmequellen/-speichern die Wärme- und Kältebedarfe der Neubauten zu decken.

3.5 Energetische Aktivierung Neubauten

Nachfolgend werden die Potentiale mehrere Möglichkeiten zur energetischen Aktivierung und Nutzung der Neubauten untersucht:

- Belegung der Dach- und Fassadenflächen mit Photovoltaik (PV) oder photovoltaisch-thermischen Kollektoren (PVT)
- Nutzung der Abluft der Wohnbebauung

Die Möglichkeiten zur Aktivierung der Grundfläche bzw. des darunter liegenden Bodens wird in Abschnitt 3.4 erläutert. Ausgehend von den Dachflächen und der Nutzungsart des Gebäudes lassen sich die einzelnen Teilgebäude in Segmente unterteilen (siehe Abbildung 3-11). Dies ist bei der Betrachtung notwendig, da sich für die unterschiedlichen Arten an Dachflächen unterschiedliche Potentiale ergeben. Es ist zu berücksichtigen, dass einige Dächer nicht nur aus Flachdächern bestehen und einige Gebäude nicht exakt in der Geschosshöhe definiert sind (vgl. Blocksegment A2 und A3). Die Unterteilung erfolgt anhand der Festsetzungen aus dem B-Plan (z.B. max. zulässige Geschosshöhe) sowie anhand der Informationen aus dem Rahmenplan zur Charta Molkenmarkt (z.B. Ausbildung Dachstruktur).

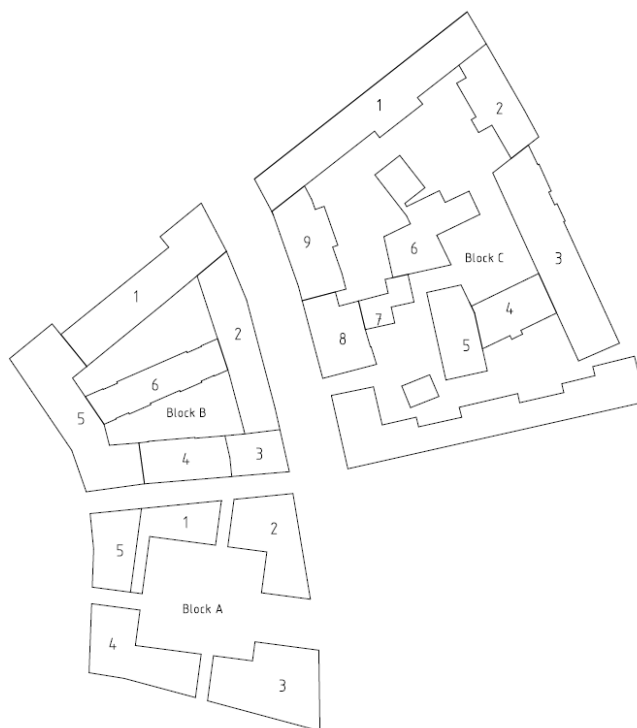


Abbildung 3-11 Gebäudesegmentierung zur Detailbetrachtung der Solar- und Wärmerückgewinnungspotentiale

3.5.1 Aktivierung der Dachflächen

Gemäß der Begründung zum Bebauungsplan sowie den textlichen Festsetzungen der Planzeichnung sind (mit Ausnahme einiger Sonderfälle) alle Dachflächen extensiv zu begrünen. Bei entsprechender Pflanzenauswahl (z.B. Gräser mit niedriger Wuchshöhe, Moose) ist eine Kombination mit Solaranlagen durch Nutzung einer aufgeständerten, geneigten Unterkonstruktion möglich und gelebte Praxis. Nach Rücksprache mit den Bearbeiter:innen der bereits erwähnten parallel erarbeiteten Studie scheint es realistisch, die geplanten Gründachflächen mit Solaranlagen auszustatten. Der Bebauungsplan setzt fest, dass der Anteil der Dachflächen für technische Einrichtungen, Beleuchtungsflächen und Terrassen in Summe nicht mehr als 40 % betragen darf, demnach stünden 60 % der Dachfläche für Solaranlagen zur Verfügung. Für die folgende Betrachtung wird ein zusätzlicher, pauschaler Abschlag von 10 % angenommen, wodurch max. 50 % der Bruttodachfläche für die Nutzung von Solaranlagen zur Verfügung stehen. Der Rahmenplan zur Charta Molkenmarkt weist weiterhin Informationen zu einigen Dachteilflächen aus, aus denen sich zusätzliche Einschränkungen bezüglich der verfügbaren Potentialfläche ableiten lassen (z.B. vermehrte Höhensprünge durch eine kleinteilige Bebauung und daraus resultierende verstärkte Verschattung), wodurch sich weitere Abschläge für diese Dachteilflächen ergeben.

Die Ergebnisse der Auswertung zum Potential der Dachsegmente sind in Tabelle 3-2 aufgeführt. Der tabellierte Abschlag setzt sich aus Einzelabschlägen zusammen, welche sich aus den aufgeführten Informationen ableiten. Insgesamt ergibt sich eine Nettodachfläche von 4.629 m², dies entspricht ca. 34 % der gesamten Bruttodachfläche von 13.570 m². Mit 2.211 m² entfällt knapp die Hälfte der Fläche auf Block C, in Block B ist ca. 30 % der Fläche verortet, die restlichen 20 % entfallen auf Block A.

Tabelle 3-2 Übersicht der Brutto- und Nettodachflächen der betrachteten Dachsegmente

Dachsegment	Bruttodachfläche [m ²]	Bemerkung	Angaben zu Geschossen	Abschlag [%]	Nettodachfläche [m ²]	
A	1	430	kleinteilige Bebauung	4 Geschosse	80	86
	2	690	kleinteilige Bebauung	6 Geschosse	80	138
	3	900	kleinteilige Bebauung	6 Geschosse	80	180
	4	770	geneigte Dachform	4 Geschosse +Schrägdach	60	308
	5	440	geneigte Dachform	4 Geschosse +Schrägdach	60	176
	Σ	3.230				888
B	1	1.060		6 Geschosse	50	530
	2	850	kleinteilige Bebauung	6 Geschosse	80	170
	3	270	kleinteilige Bebauung	6 Geschosse	80	54
	4	360	kleinteilige Bebauung	4 Geschosse	80	72
	5	1.010	Geneigte Dachform	4 Geschosse	60	404
	6	600		4 Geschosse	50	300
	Σ	4.150				1.530
C	1	1.370		6 Geschosse	50	685
	2	570		6 Geschosse	50	285
	3	1.250		5 Geschosse (Bestand K44)	50	625
	4	490		6 Geschosse	50	245
	5	340	kleinteilige Bebauung, geneigte Dachform	4 Geschosse	90	34
	6	760	kleinteilige Bebauung, geneigte Dachform	4 Geschosse	90	76
	7	210	kleinteilige Bebauung, geneigte Dachform	4 Geschosse	90	21
	8	550	kleinteilige Bebauung	5 Geschosse	80	110
	9	650	kleinteilige Bebauung	6 Geschosse	80	130
	Σ	6.190				2.211
Summe	13.570				4.629	

Die ermittelten Potentialflächen werden über Flächenfaktoren in installierbare Leistungen überführt. Die angesetzten Faktoren stammen aus der Projekterfahrung und beinhalten Annahmen zum Raumbedarf für Wartungsgänge sowie größere Abstände zwischen den Modulreihen aufgrund der Kombination mit extensiver Dachbegrünung. Für Dachsegmente, welche ein geringeres Potential als 20 kWp für reine PV-Anlagen aufweisen, wird kein PVT-Potential ausgewiesen, da durch die nötige Verrohrung die Installations- und Wartungskosten bei zu kleinen Anlagen im Verhältnis zum erwarteten Ertrag zu groß werden – für diese Dachsegmente (A1, B3, B4, C5-C8) besteht demnach lediglich ein PV-Potential. In Tabelle 3-3 sind die installierbaren Leistungen für PV- und PVT-Anlagen aufgegliedert auf die einzelnen Dachsegmente dargestellt.

In Summe wird eine mögliche Vollbelegung aller Dächer mit maximal 711 kWp PV-Leistung erwartet. Analog zur Verteilung der Nettodachflächen entfallen mehr als die Hälfte der Potentiale auf die Dächer in Block C.

Das PVT-Potential verschiebt sich aufgrund der als ungeeignet eingestuften Dachsegmente in Block A weiter in Richtung Block C. Insgesamt ergibt sich eine maximal installierbare elektrische Leistung von 537 kWp. Wärmeseitig wird ein maximaler Bruttowärmeertrag von 1.316 MWh/a prognostiziert, dies basiert auf einem spez. Ansatz von 350 kWh/(m² a).

Tabelle 3-3 Übersicht der Dachflächen und installierbaren PV- und PVT-Leistungen

Dachsegment		Bruttodachfläche [m ²]	Nettodachfläche [m ²]	PV-Potential [kWp]	PVT-Potential	
					[kWp]	[MWh _{th} /m ² a]
A	1	430	86	13	0	0
	2	690	138	21	19	43
	3	900	180	28	25	57
	4	770	308	47	43	97
	5	440	176	27	24	55
	Σ	3.230	888	136	111	252
B	1	1.060	530	82	73	167
	2	850	170	26	24	54
	3	270	54	8	0	0
	4	360	72	11	0	0
	5	1.010	404	62	56	127
	6	600	300	46	42	95
	Σ	4.150	1.503	235	153	443
C	1	1.370	685	105	95	216
	2	570	285	44	39	90
	3	1.250	625	96	87	197
	4	490	245	38	34	77
	5	340	34	5	0	0
	6	760	76	12	0	0
	7	210	21	3	0	0
	8	550	110	17	0	0
	9	650	130	20	18	41
	Σ	6.190	2.211	340	273	621
Gesamt		13.570	4.629	711	537	1.316

3.5.2 Fassaden-PV

Neben den Dachflächen können zusätzlich Fassaden-Flächen bei der PV-Betrachtung hinzugezogen werden. Diese unterscheiden sich darin, dass sie eine Aufständigung von 90° besitzen und dementsprechend für den Standort ganzjährig einen geringeren Ertrag liefern, als geringer aufgeständerte Module. Wegen des steilen Winkels und dem damit gekoppelten geringen Ertrag werden lediglich Fassaden mit östlicher, südlicher, oder westlicher Ausrichtung als Potentialflächen betrachtet. Nördliche Ausrichtungen werden aufgrund des sehr geringen Ertrags nicht bewertet. Abgeleitet von den theoretisch möglichen Dachflächen muss

zusätzlich ein Abschlag durch Fassadenelemente wie beispielsweise Fenster oder Fassadenbegrünung berücksichtigt werden. Dieser beläuft sich auf eine Verringerung der Fläche auf 20 % der ursprünglichen Brutto-Fassadenfläche. Zusätzlich werden nur Flächen ab dem vierten Geschoss, wenn das Gebäude aus mindestens fünf Stockwerken besteht, berücksichtigt, weil andernfalls zu hohe Verschattungen bzw. Unrentabilität durch zu große Fragmentierung der Einzelanlagen die Folge sind. Zudem können Flächen nicht berücksichtigt werden, wenn diese zu nahe an anderen hohen Objekten wie anderen Gebäuden oder Bäumen stehen. Aus Kostengründen werden ebenfalls Fassadenflächen-Potentiale unter 5 kWp ausgeschlossen. Daraus kann abschließend die mögliche installierte Leistung abgeleitet werden. Bei einer angenommenen Geschosshöhe von 3 m und einer spezifischen Leistung von 0,2 kWp pro Quadratmeter Solarmodul ergeben sich die folgenden Potentiale entsprechend Tabelle 3-4.

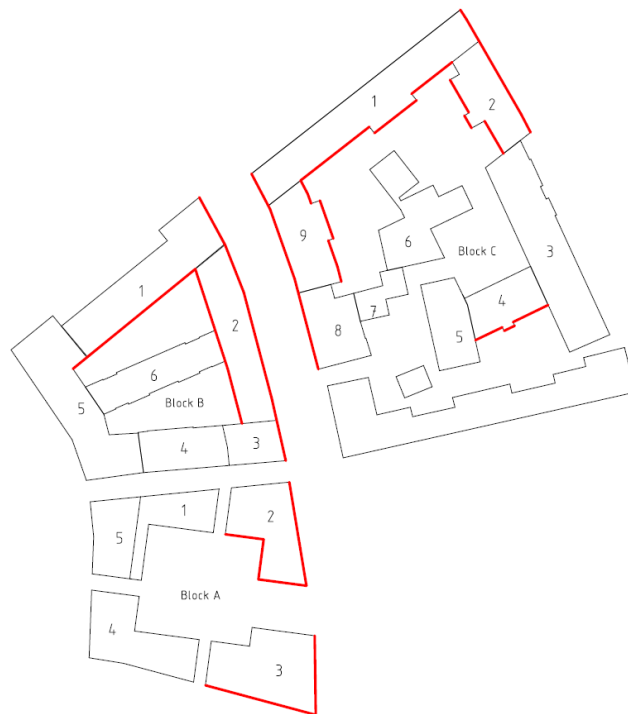


Abbildung 3-12 Verortung der Fassaden-PV-Potentiale

Tabelle 3-4 Übersicht der Potentiale von Fassaden-PV

Baufeld	geeignete Fassadenfläche			PV-Fassadenfläche			installierte Leistung			
	[m ²]			[m ²]			[kWp]			
	Ost	West	Süd	Ost	West	Süd	Ost	West	Süd	
A	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
	2	351	135	288	70	27	58	14	5	12
	3	261	0	378	52	0	76	10	0	15
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B	1	135	0	522	27	0	104	5	0	21
	2	603	423	0	121	85	0	24	17	0
	3	135	0	0	27	0	0	5	0	0
	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C	1	117	135	810	23	27	27	5	5	5
	2	351	297	0	70	59	0	14	12	0
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	0	0	261	0	0	52	0	0	10
	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	8	0	174	0	0	35	0	0	7	0
	9	378	288	0	76	58	0	15	12	0
Gesamt	2.331	1.452	2.259	466	290	317	92	58	63	

Die Summe aller Flächen ergibt eine Leistung von 213 kWp. Zum Vergleich kann auf Aufdachanlagen mit einem Gesamtpotential von 711 kWp (vgl. Tabelle 3-3) mehr als die dreifache installierte Leistung errichtet werden. Zusammen mit den bei Aufdachanlagen höheren Jahresstromerträgen zeigt sich, dass Fassaden-PV nicht als Alternative, sondern als Ergänzung zur Maximierung des quartierseigenen Solarpotentials angesehen werden kann.

Im Vergleich zu Aufdachanlagen ergeben sich neue, noch nicht eingespielte Schnittstellen zwischen dem Hochbau und den Solarteur:innen, sowie eventuell zusätzliche Haftungsfragen. Die eingesetzten Module müssen mit einer allgemein bautechnischen Zulassung (abZ) für den Überkopfeinsatz geeignet sein. Die Wartung von Fassadenanlagen ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, da die Module nur mittels Hebebühne oder Dachlift erreichbar sind. Je nach Gebäudehöhe bzw. Höhe der installierten Module müssen zudem Spezialhebebühnen angefordert werden, deren Nutzung mit höheren Kosten verbunden ist. Für deren Einsatz ist es notwendig, dass der Bereich vor der Fassade mit schweren Fahrzeugen befahrbar ist.

3.5.3 Überdachung technischer Einrichtungen

Neben der Bestückung der Fassaden mit Photovoltaikanlagen können weitere zusätzliche Potentiale für die Nutzung von Solarenergie in Betracht gezogen werden. Diese erschließen sich über die Überdachungsflächen von technischen Einrichtungen auf den Dächern der Neubauten.

Da technische Dachaufbauten (z.B. Lüftungskanäle und weitere raumluftechnische Anlagen) einen Teil der Dachfläche beanspruchen, können diese nicht direkt für eine Belegung mit PV genutzt werden. Um sie nutzbar zu machen, können Überdachungen installiert werden, die über den technischen Einrichtungen aufgeständert werden können. Das Potential erschließt sich aus den folgenden Bedingungen:

- Fläche der technischen Einrichtungen
- Höhe der technischen Einrichtungen
- Abschattungen auf benachbarte Solaranlagen

Je größer die Fläche, je tiefer die Einrichtung und je geringer die Abschattung desto größer fällt das Potential für Überdachungsanlagen aus. Zu berücksichtigen ist, dass mit zunehmender Höhe größere Anforderungen an die Statik aufgrund der steigenden Windlasten zu stellen sind. Mit zunehmender Höhe entsteht auch mehr Verschattung auf andere umliegende Solaranlagen. Eine zunehmende Höhe ist zudem mit steigenden Errichtungskosten verbunden. Deswegen muss dies für jeden Fall genau geprüft werden und ist auch nicht immer zu empfehlen – aufgrund der nicht vorliegenden Detailplanung für die Dachgestaltung kann zum jetzigen Zeitpunkt das zusätzliche Potential nicht abgeschätzt werden und wird demzufolge im weiteren Verlauf nicht betrachtet. Es wird empfohlen, die zusätzlichen Potentiale zu einem späteren Zeitpunkt erneut zu prüfen. Abbildung 3-13 zeigt beispielhaft die mögliche Überdachung von Lüftungskanälen und raumluftechnischen Anlagen zur Maximierung der Dachfläche für PV-Anlagen. Generell ist eine Nutzung vor allem dann zu empfehlen, wenn zusätzlicher lokal erzeugter PV-Strom zur Einhaltung von Grenzwerten benötigt oder aus anderen Gründen die Maximierung der lokalen Stromproduktion angestrebt wird.



Abbildung 3-13 Projektreferenz zur PV-Überdachung technischer Anlagen (Quelle: AUDI)

3.5.4 Simulation Solaranlagen

Auf Grundlage der jeweiligen Potentialabschätzung in Abschnitt 3.5.1 und 3.5.2 wird im Folgenden simuliert, welche maximalen Potentiale mit Hilfe von Aufdach-PV, Aufdach-PVT und Fassaden-PV gehoben können, wenn die gesamte jeweilige Potentialfläche aktiviert würde. Dabei werden einige Parameter festgelegt, die während der Simulation unverändert bleiben. Dazu zählen u.a. die folgenden Parameter:

- Stundenbasierte Simulation
- Aufstellwinkel
 - Aufdachanlagen: 20°
 - PV-Fassade: 90°
- Aufständerung
 - Aufdachanlagen: Ost/West-Ausrichtung
 - PV-Fassade: je nach Fassadenausrichtung
- Wirkungsgrad des Wechselrichters: 96 %

Die maximal ausgebauten PV-Aufdachanlagen mit insgesamt 711 kWp erzeugen in Summe jährlich 610 MWh Strom, die Erzeugerspitze liegt bei 450 kW. Abbildung 3-14 zeigt das typische Erzeugerprofil einer PV-Aufdachanlage mit Ost-West-Ausrichtung und 20° Aufstellwinkel.

Im Vergleich dazu unterscheidet sich das Erzeugungsprofil der Fassaden-PV in Abbildung 3-15 deutlich aufgrund des angesetzten Aufstellwinkels von 90°. Letzterer führt auch zu deutlich geringeren Jahresstromerträgen pro installiertem kWp, die maximal möglichen 213 kWp erzeugen in Summe 130 MWh/a. Auch die vergleichsweise hohen Erträge im Frühling und Herbst sind auf den Aufstellwinkel zurückzuführen. Negativ wirkt sich dieser im Sommer aus, die nicht optimale Ausrichtung zur Sonne führt hierbei zu geringeren Erträgen.

Da die PVT-Anlage gleich ausgerichtet ist und den gleichen Aufständerungswinkel wie die PV-Anlage hat, ergibt sich in Abbildung 3-16 ein ähnliches Erzeugungsprofil. Aufgrund der zusätzlichen Restriktionen bei der Potentialbewertung ergeben sich mit einer reduzierten Gesamtleistung von 537 kWp eine erzeugte Jahresstrommenge von 452 MWh bei einer Maximalleistung von 363 kW.

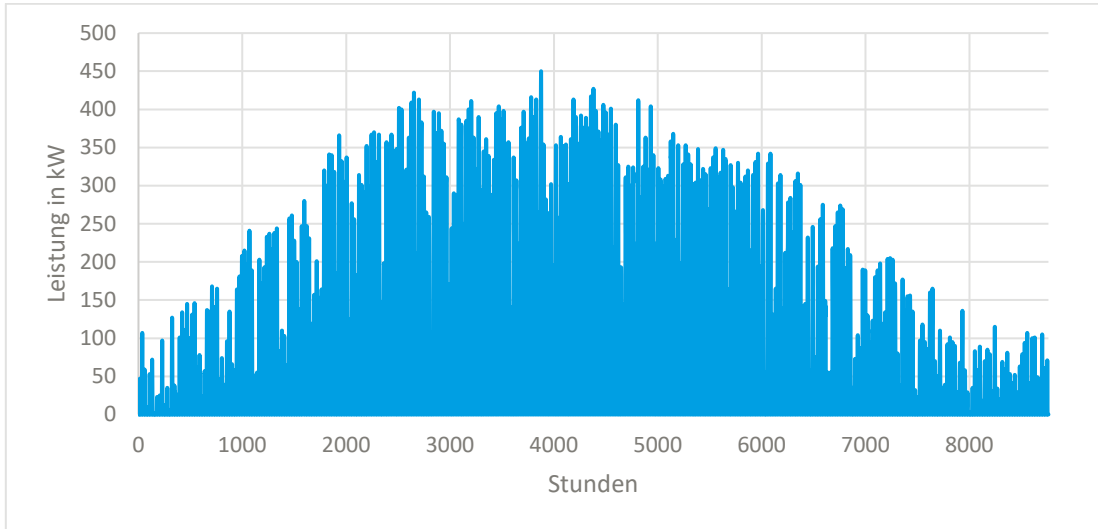


Abbildung 3-14 Jahresstromerzeugung der PV-Aufdachanlage

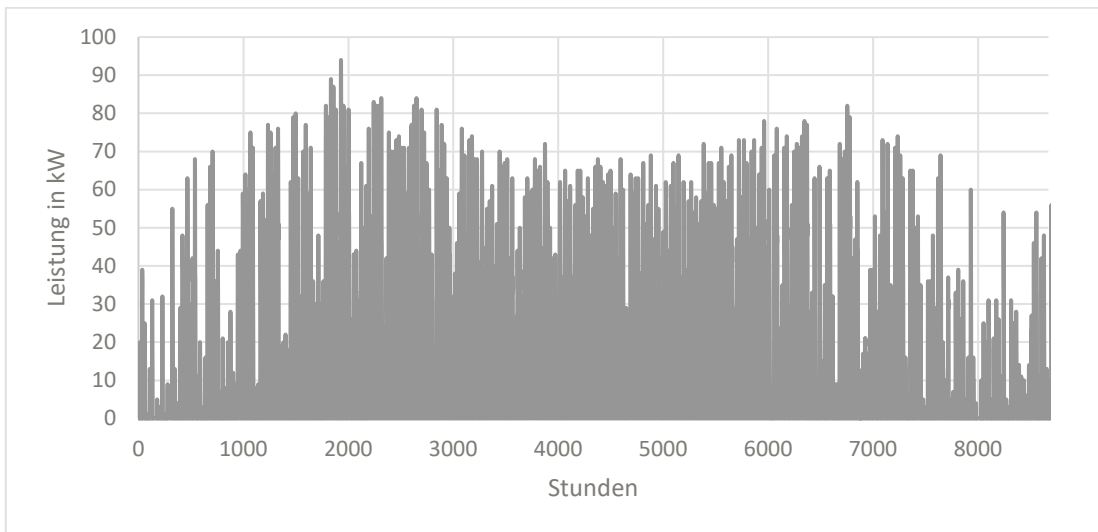


Abbildung 3-15 Jahresstromerzeugung der Fassaden-PV

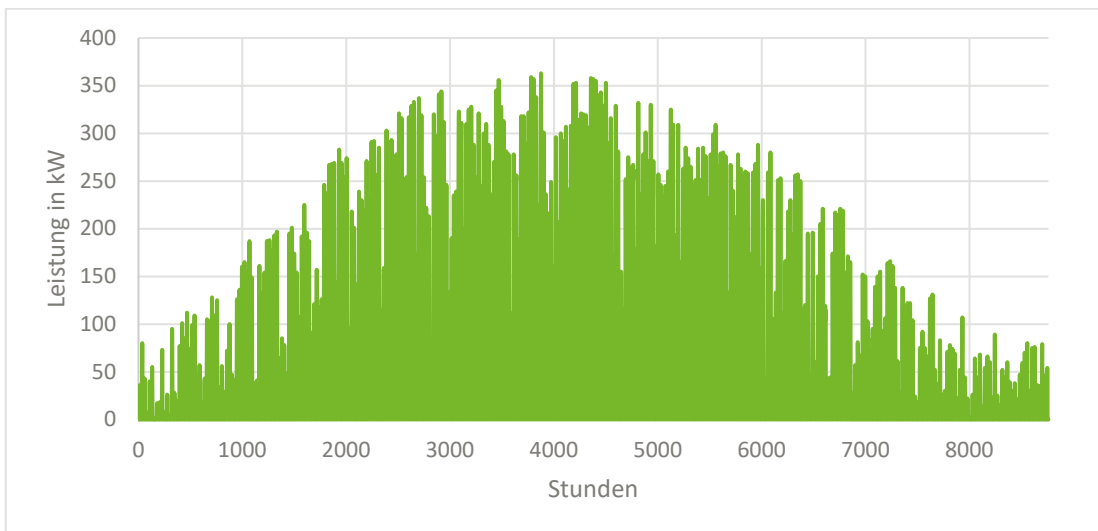


Abbildung 3-16 Jahresstromerzeugung der PVT-Aufdachanlage

Abbildung 3-17 stellt im Folgenden die monatlichen Erträge der verschiedenen Technologien gegenüber. Zusätzlich zu den bereits betrachteten Stromerträgen ist auch die erzeugte PVT-Wärme dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass die PV-Aufdachanlage über alle Monate hinweg die größten Stromerträge generiert, gefolgt von der PVT-Aufdachanlage sowie der Fassaden-PV. Letztere kann als zusätzliche Erweiterung zur Maximierung der lokalen Stromerzeugung dienen und damit den Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen und den Netzstrombezug verringern, jedoch zu vergleichsweise hohen Investitionskosten. Das Erzeugungsprofil der PVT-Wärme verdeutlicht, dass diese hauptsächlich zur Wärmequellenbereitstellung und als Regenerationspotential für die Erdwärmesonden in der heizfreien Zeit dient und zusätzlich während der Übergangszeit Wärmequelle bereitstellen kann. Tabelle 3-5 listet die maximal installierbaren Leistungen und die Jahreserträge der betrachteten Technologien auf.

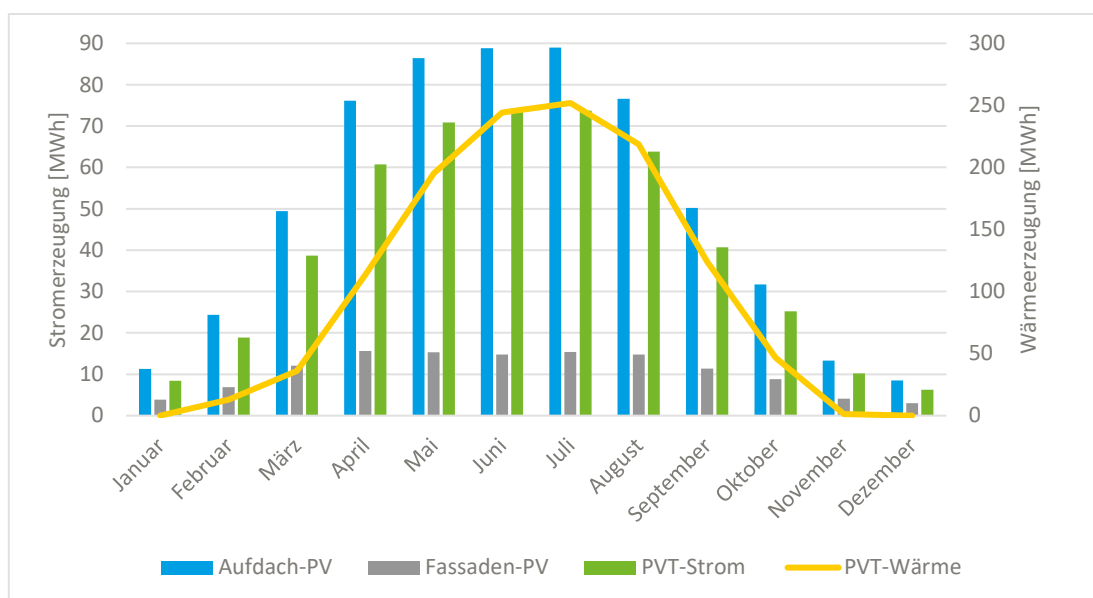


Abbildung 3-17 Vergleich der monatlichen, solaren Strom- und Wärmeerzeugung

Tabelle 3-5 Übersicht der max. installierbaren Leistungen und Jahreserträge der Solaranlagen

	Leistung	Energie
	[kWp]	[MWh/a]
Aufdach-PV	711	610
Fassaden-PV	213	130
PVT-Strom	537	452
PVT-Wärme		1.245

3.5.5 Abluftwärmerückgewinnung

Bei den Wohnungsneubauten muss über ein Lüftungskonzept der Erhalt der Luftqualität und der Bausubstanz sichergestellt werden. Die DIN 1946-6 (Lüftung von Wohnungen) und die DIN 18017-3 (Lüftung von Bädern und Toilettenräumen ohne Außenfenster) bilden dazu die Grundlage.

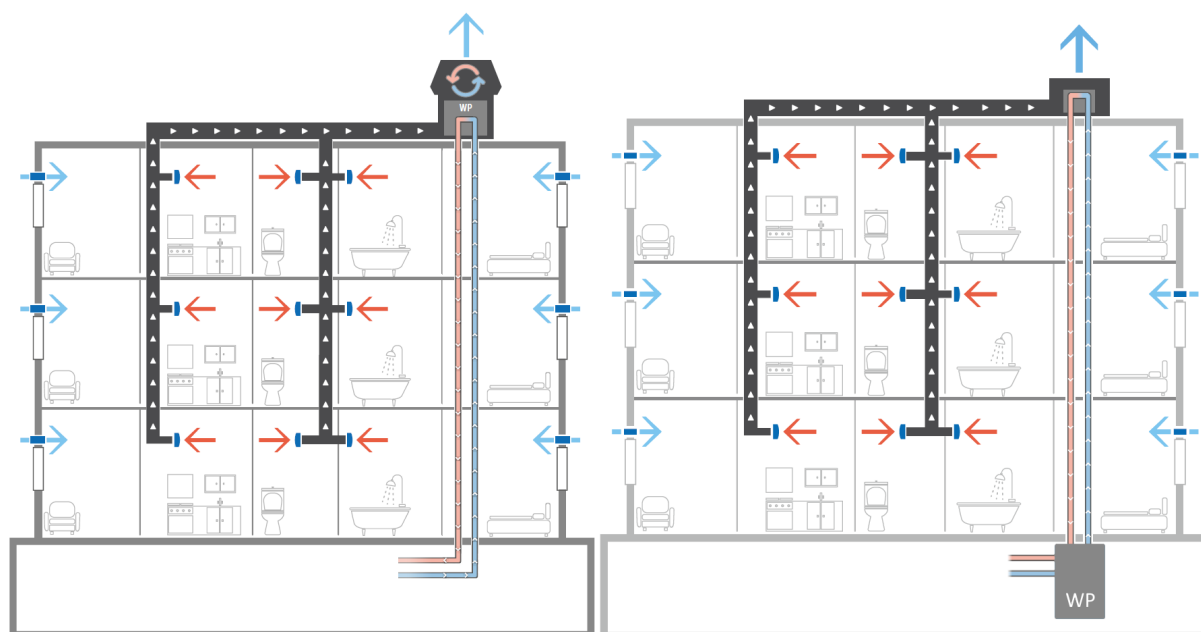


Abbildung 3-18 Abluftwärmenutzung mit Abluftwärmepumpe (links) bzw. Sole/Wasser-Wärmepumpe (rechts)
(Quelle: AERECO)

Eine Möglichkeit zur Erfüllung der Norm bietet die Installation eines zentralen Abluftsystems. Dabei wird über Abluftelemente in den Wohnungen die Luft abgesaugt und zentral abgeführt, die Nachströmung der Zuluft erfolgt über Außenluftdurchlässe und Infiltration. Diese abgesaugte Abluft hat mit durchschnittlich 20 °C Temperatur und 50 % Luftfeucht einen vergleichsweise hohen spezifischen Energiegehalt. Die im Luftstrom enthaltene Energie kann mit Hilfe einer Wärmepumpe genutzt werden. Dafür gibt es grundsätzlich zwei Varianten:

Entweder wird am Ende des Abluftschachts (auf dem Dach oder im Keller) der Verdampfer-Kreislauf einer Abluftwärmepumpe direkt in den Luftstrom eingebettet. Oder es werden Abluftwärmeübertrager mit einem Solekreislauf eingesetzt. Die Sole wird dann zentral zu einer Sole/Wasser-Wärmepumpe geführt. Welches System sich für die Wohnungsneubauten eignet, muss im Planungsverlauf untersucht werden. In Abbildung 3-20 ist die Funktion der Abluftwärmenutzung mit beiden System schematisch dargestellt. In der aktuellen Konzeptphase ohne genaue Angaben zu den Wohnungen (Größe, Anzahl Personen, Zimmer, innenliegende Bäder ohne Fenster, etc.) können die genauen Abluftvolumenströme nicht bestimmt werden. Für die Abschätzung des Potentials wurde daher ein mittlerer spezifischer Abluftvolumenstrom pro Quadratmeter Wohnfläche von 0,9 m³/h zugrunde gelegt, die Jahresarbeitszahl (JAZ) der Abluftwärmepumpe wird mit 4,5 abgeschätzt.

Grundsätzlich bietet sich die Einbindung von Abluftwärmepumpen auch in Raumlufttechnischen-Anlagen (RLT-Anlagen), wie sie in Gebäuden für Gewerbe, Büros und viele Arten kultureller Nutzung zu finden sind, an. Die Abluftvolumenströme können anders als für Wohngebäude nicht über eine Faustformel grob abgeschätzt werden, sondern müssen individuell ermittelt werden.

Die in den Blöcken A-C geplanten Bruttogeschossflächen der Wohnbebauung sind in Tabelle 3-6 dargestellt. Ausgehend von den blockscharfen Flächen wird die theoretische, maximale Wärmepumpenleistung berechnet, welche sich unter Annahme einer Abluftwärmepumpe mit einer JAZ von 4,5 ergibt, das Ergebnis ist in Tabelle 3-7 dargestellt.

Tabelle 3-6 Bruttogeschossflächen Wohnen Neubau in den Blöcken A-C

Nutzungsart		Block A	Block B	Block C	Gesamt
Wohnen	[m ²]	4.300	9.600	24.900	38.800

Tabelle 3-7 Berechnung der maximalen Leistung der Abluftwärmepumpen

Block	BGF [m ²]	Wohnfläche [m ²]	Abluftmenge [m ³ /h]	Leistung WP [kW _{th}]
Block A	4.300	3.440	3.096	20
Block B	9.600	7.680	6.912	45
Block C	24.900	19.920	17.928	116
Gesamt	38.800	31.040	27.936	181

Um besser abschätzen zu können, für welche Gebäude ein wirtschaftliches Potential für eine Abluftwärmerückgewinnung besteht, wird versucht, die Lage der zukünftigen Wohnungen abzuschätzen. Hierfür werden die Festsetzungen des B-Plans bzgl. der zulässigen Art der baulichen Nutzung mit der Gebäudestruktur des Rahmenplans verschnitten. Das Ergebnis ist in Abbildung 3-19 dargestellt, die Gebäudesegmente mit empfohlener Abluftwärmerückgewinnung (Abluft-WRG) sind grün schraffiert. Ausschließlich die als *allgemeines Wohngebiet WA* gekennzeichneten Gebäudeabschnitte in Block B und C werden als Potential für Abluftwärmenutzung angesehen, da im *Kerngebiet MK₁* lediglich Wohnungen im 5. und 6. Vollgeschoss allgemein zulässig sind. Die sich daraus ergebenden Wohnflächen, Abluftmengen sowie thermische Wärmepumpenleistung sind in Tabelle 3-8 dargestellt.



Abbildung 3-19 Darstellung der Gebäudesegmente mit wirtschaftlicher Abluft-WRG (grün schraffiert)

Tabelle 3-8 Übersicht der Potentialflächen für Abluft-WRG

Block	Segment	BGF <i>[m²]</i>	Wohnfläche <i>[m²]</i>	Abluftmenge <i>[m³/h]</i>	Leistung WP <i>[kW_{th}]</i>
Block A		0	0	0	0
Block B	B2	5.100	4.080	3.672	24
Block C	B6	2.400	1.920	1.728	11
	C2	3.450	2.760	2.484	16
	C4	2.940	2.352	2.117	14
	C5	1.960	1.568	1.411	9
	C6	4.560	3.648	3.283	21
	C7	840	672	605	4
	C8	2.750	2.200	1.980	13
	C9	3.900	3.120	2.808	18
Gesamt		27.900	22.320	20.088	130

Die Potentialfläche beträgt insgesamt ca. 22.320 m² Wohnfläche. Bei der energetischen Simulation der Versorgungsszenarien wird angenommen, dass die aufsummierte Wärmepumpenleistung von 130 kW jährlich an 4.500 Vollbenutzungsstunden zur Verfügung steht. Die Berechnung zeigt, dass Abluftwärmerückgewinnung einen sinnvollen Beitrag zur erneuerbaren Wärmeversorgung der Wohnbebauung darstellt.

4 Vorstellung, Bewertung und Vergleich der erneuerbaren Versorgungsvarianten

In diesem Abschnitt werden für die Versorgung der simulierten Neubauten zwei aufeinander aufbauende Versorgungsvarianten mit einem hohen Grad an eingebundenen, lokalen, erneuerbaren Wärme- und Stromquellen vorgestellt. Die Varianten werden energetisch, ökologisch und ökonomisch bewertet und miteinander verglichen.

Die in Abschnitt 3 ermittelten maximalen Erzeugungspotentiale werden in den nachfolgend vorgestellten Varianten vollständig oder teilweise miteinander kombiniert, um die in Abschnitt 2.3 definierten Bedarfe der geplanten Neubauten zu decken. In beiden Varianten wird ein Teil des in Abschnitt 3.4.2 ermittelten Erdsondenpotentials genutzt. Die Potentialflächen der Dächer werden teilweise mit PVT- sowie mit PV-Anlagen ausgestattet (vgl. Abschnitt 3.5.1). In Variante 2 wird zudem Fassaden-PV (vgl. Abschnitt 3.5.2) betrachtet. Zusätzlich wird der Anteil des Gesamtpotentials der Abluftwärmerückgewinnung aus der Wohnbebauung, welcher wirtschaftlich abgeschöpft werden kann (vgl. Abschnitt 3.5.4), gehoben.

Das Quartierswärmenetz wird über eine Wärmeübergabestation mit dem bestehenden Fernwärmenetz thermisch verbunden. Da die hohen Vorlauftemperaturen des Fernwärmenetzes für die Wärmebereitstellung im Quartier nicht benötigt werden, wird angenommen, dass stattdessen dem Rücklauf der Fernwärme Wärme entzogen werden kann, um zusätzliche Quellenwärme für die Wärmepumpen verfügbar zu machen. Diese unübliche Art der Fernwärmenutzung erfordert eine entsprechende Abstimmung und Übereinkunft mit dem Fernwärmenetzbetreiber. Sollte diese nicht möglich sein, könnte der Wegfall des Fernwärmerücklaufs als Wärmequelle durch Bohrung zusätzlicher Erdwärmesonden kompensiert werden.

4.1 Gebäudeenergiesystem

Für die Energiesimulation und technische Grobauslegung des gesamten Systems wird angenommen, dass Flächenheizungen eingesetzt werden, welche mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 40 °C sowie einer Spreizung von 10 K die Gebäude mit Wärme versorgen. Die Wärme wird von Elektro-Wärmepumpen bereitgestellt, welche Wärmequelle aus dem Quartiersnetz beziehen und von elektrischen Heizstäben unterstützt werden. Letztere decken max. 30% der Spitzenheizlast ab.

Für die Trinkwassererwärmung (TWE) der Wohnbebauung wird angenommen, dass flächendeckend hybride Wohnungsstationen eingesetzt werden, in welchen das Trinkwasser dezentral durch elektrische Durchlauferhitzer nacherwärmt wird. Die simulierte Zapftemperatur beträgt 45°C, die Vorwärmtemperatur durch die Wärmepumpe 35°C. Aufgrund der hohen Quellentemperaturen und niedrigen Nutztemperaturniveaus wird für die Wärmepumpen eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4,5 angesetzt. Abbildung 4-1 zeigt ein vereinfachtes Hydraulikschema der hybriden Wohnungsstation mit Heiz- und Brauchwarmwasserkreisen, Wärmepumpe und Pufferspeichern sowie ein Beispielprodukt eines Herstellers. Es wird davon ausgegangen, dass in Übereinstimmung mit dem Arbeitsblatt W 551 des DVGW (Deutscher

Verein des Gas- und Wasserfaches) das Leitungsvolumen vom Punkt der sicheren Temperatureinhaltung bis zur Entnahmestelle weniger als 3 Liter beträgt.

Abbildung 4-2 zeigt schematisch die Verschaltung zwischen Wärmenetz, Hausanschlussstation (HAST) und Wärmesenken. Neben den Wärmeerzeugern sind Übergabestationen, Pufferspeicher, Druckhaltung, Pumpen und weitere Peripherie in der HAST verortet. Auch die Erdwärmesonden und PVT-Module werden mit der HAST über Anbindeleitungen thermisch verbunden.

Der Flächenbedarf der HAST ist größer als der Bedarf einer klassischen Fernwärmeübergabestation. Er hängt neben der bereitgestellten Nutzwärmeleistung von weiteren Faktoren ab und kann nicht pauschal abgeschätzt werden. Als grober Richtwert, welcher großen Schwankungen unterliegt, kann angesetzt werden, dass zur Bereitstellung von 300 kW Wärmeleistung inkl. Pufferspeicher und weitere Peripherie ca. 100 m² Fläche benötigt werden.

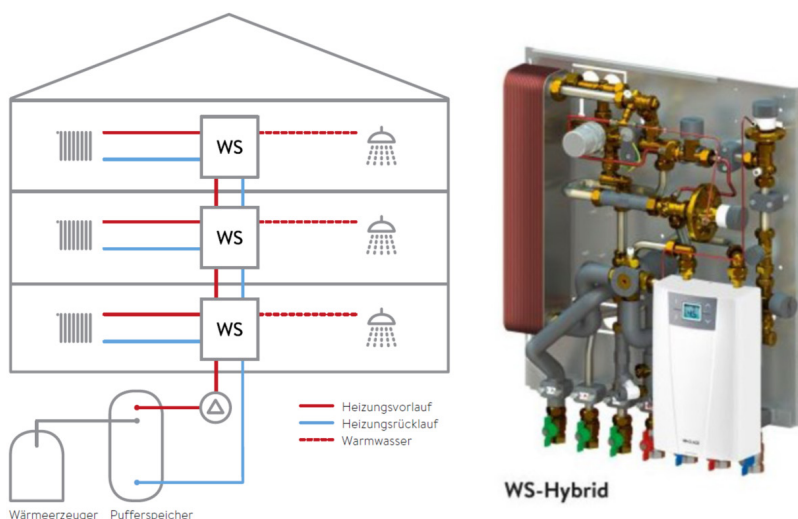


Abbildung 4-1 Hydraulikschema hyb. Wohnungsstationen (links) und Beispielanlage (rechts) (Quelle: CLAGE GmbH)

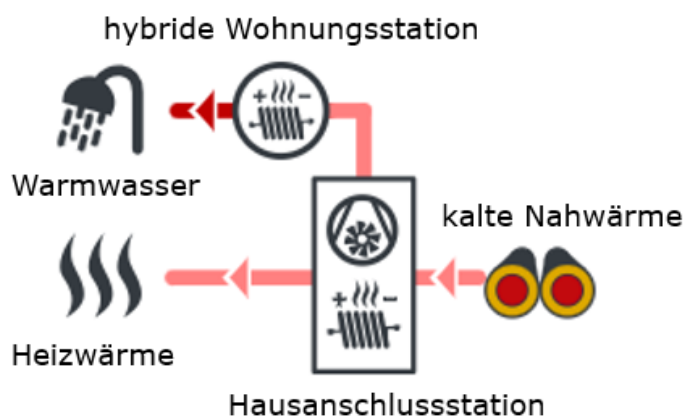


Abbildung 4-2 Schematische Verschaltung der Wärmequellen und -senken (Quelle: nPro, mod.)

4.2 Quartierswärmenetz

Aufgrund der Ausprägung der geplanten Neubauten bietet sich ein 2-Leiter-Quartiersnetz mit einer Ring- oder Maschennetztopologie an, ausgeführt mit PE-Rohren. Aufgrund der auftretenden Wärmebedarfe wird eine DN150-Dimensionierung angenommen (max. übertragbarer Wärmestrom mit 5 K Spreizung von 550 kW). Die Gesamtlänge der Netztrasse beträgt ca. 750 m, davon werden ca. 130 m erdverlegt, die restlichen 620 m werden in die Gebäude integriert. Abbildung 4-3 zeigt den Verlauf der Trasse im Quartier (blau). Weiterhin sind die HAST abgebildet (blau schraffiert) sowie ein möglicher Netzverknüpfungspunkt mit dem Fernwärmenetz (gelb). Die genaue Anzahl und Positionierung der HAST hängen u.a. von den geplanten Bauabschnitten ab und müssen zu einem späteren Planungszeitpunkt konkretisiert werden. Die symbolische Darstellung verdeutlicht jedoch den dezentralisierten Ansatz, welcher eine Minimierung der Wärmeverteilungsverluste verfolgt.

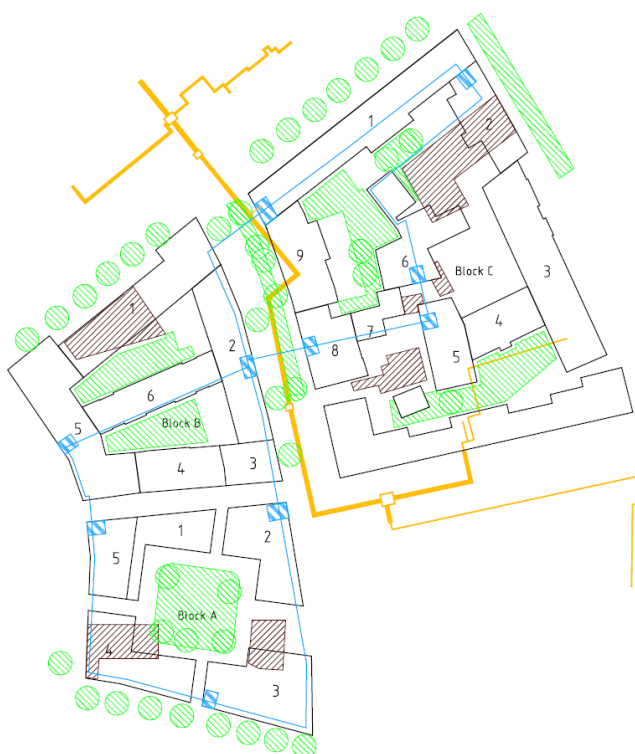


Abbildung 4-3 Mögliche Trassenführung des kalten Nahwärmenetzes mit HAST und FW-Netzverknüpfungspunkt

4.3 Erneuerbare Versorgungsvariante 1

Zusammenfassung: Durch teilweise Erschließung der zuvor ermittelten, maximalen erneuerbaren Potentiale werden alle auftretenden Wärme- und Strombedarfe gedeckt. Der hohe Nutzungsgrad lokaler EE-Quellen erzeugt nur geringe CO₂-Emissionen, welche durch die fortschreitende Dekarbonisierung des Bundesstrommixes zukünftig weiter absinken. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung zeigt, dass die Wärme langfristig auf einem stabilen Preisniveau geliefert werden kann.

Die installierten Leistungen des Strom- und Wärmequellenmix sowie der Nutzwärmeerzeuger, welche in Variante 1 simuliert werden, sind in Tabelle 4-1 dargestellt. Die Dimensionierung der erneuerbaren Potentiale, insbesondere die simulierte Anzahl an Erdwärmesonden,

ist das Ergebnis einer vorangegangenen energetisch-wirtschaftlichen Optimierung. Die Aufdach-Potentialflächen werden vollständig mit einer Mischung aus PV- und PVT-Anlagen genutzt.

Tabelle 4-1 Übersicht der install. Leistungen der Wärme- und Stromerzeuger

Wärmepumpen	[kW _{th}]	850
Abluft-WRG	[kW _{th}]	130
Heizstäbe	[kW _{th}]	360
PVT	[kW _p]	432
PV	[kW _p]	247
FW-Rücklauf	[kW _{th}]	386
EWS	[Anzahl]	93

In der energetischen Simulation werden die stundenbasierten Bedarfslastgänge mit Hilfe von Energiesimulationssoftware vollständig gedeckt, die dafür zur Verfügung stehenden Energiequellen erfüllen hierbei unterschiedliche Aufgaben. In Variante 1 wird angenommen, dass keine Kühlbedarfe der Gebäude vorliegen bzw. diese nicht durch das Energieversorgungssystem gedeckt werden, somit sind ausschließlich Wärme- und Strombedarfe zu decken. Die Wärmebedarfe werden aus vier Quellen versorgt: EWS, PVT, Abluft-WRG, Fernwärme-Rücklauf. Die rückgewonnene Abluftwärme wird prioritär für die Deckung der Heizbedarfe genutzt, die überschüssige Abwärme zur teilweisen Deckung des Bedarfs zur TWE. Bei der anschließenden Ermittlung der Investitionskosten werden hierfür gesondert Wärmepumpen bzw. Kombination aus Luft/Sole-Wärmeübertrager und Sole/Wasser-Wärmepumpen angesetzt. Die Deckung der Bedarfe findet hierbei nur in den Gebäudeteilen statt, welche mit einer Abluftwärmerückgewinnung ausgestattet sind.

Für die EWS wird in Folge der Potentialabschätzung definiert, dass die insgesamt 93 Bohrungen mit insgesamt 270 kW Entzugsleistung innerhalb der Heizzeit an für bis zu maximal 3.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) zur Verfügung steht. Die EWS, welche einen Großteil der Wärme liefern, müssen während der heizfreien Zeit durch PVT-Wärme regeneriert werden. Zusätzlich stellen die PVT-Anlagen während der Heizzeit eine zusätzliche Quelle zum Betrieb der Wärmepumpen dar und liefern Wärmequelle zur TWE. Die Größe der PVT-Anlage wird so dimensioniert, dass sie in der heizfreien Zeit (Mai bis September) ausreichend Wärme zur Regeneration bereitstellen kann. Die darüber hinaus zur Verfügung stehende Dachfläche wird mit PV-Anlagen aktiviert.

Das Energieflussdiagramm in Abbildung 4-4 zeigt, aus welchen Quellen zu welchem Anteil die betrachteten Strom- und Wärmebedarfe gedeckt werden. Darüber hinaus werden die vollständige thermische Regeneration der EWS sowie die Einspeisung von erzeugtem Strom in das öffentliche Verteilnetz deutlich. Der Heizwärmebedarf und die Bedarfe zur TWE werden bivalent aus Wärmepumpe und direktelektrischen Heizstäben gedeckt. Durch die elektrische Nacherwärmung des mit Hilfe der Wärmepumpe vorgewärmten Trinkwassers, wird zur Bereitstellung von Brauchwarmwasser verglichen mit Heizwärme anteilig mehr Strom eingesetzt. Der größte Anteil der eingesetzten Wärme wird von den PVT-Anlagen bereitgestellt, diese wird überwiegend zur Regeneration der EWS eingesetzt. Die Abluft-WRG leistet einen signifikanten Anteil bei der Deckung der Wärmebedarfe, der FW-Rücklauf wird insbesondere

in der zweiten Hälfte der Heizperiode als Wärmequelle genutzt, um die geringere Wärmebereitstellung des Erdreichs aufgrund fortschreitender Auskühlung auszugleichen sowie bei auftretenden Wärmelasten, welche durch die limitierte max. Entzugsleistung der EWS nicht monovalent gedeckt werden kann. In Tabelle 4-2 sind die bereitgestellten Jahreswärmemengen der Wärmequellen dargestellt.

Tabelle 4-3 zeigt die Simulationsergebnisse der Stromerzeuger und -verbraucher. Hier wird unter anderem deutlich, dass die elektrischen Heizstäbe, welche die Wärmepumpen zur Deckung der Spitzenheizbedarfe unterstützen, nur wenige Jahresvollbenutzungsstunden in Betrieb sind.

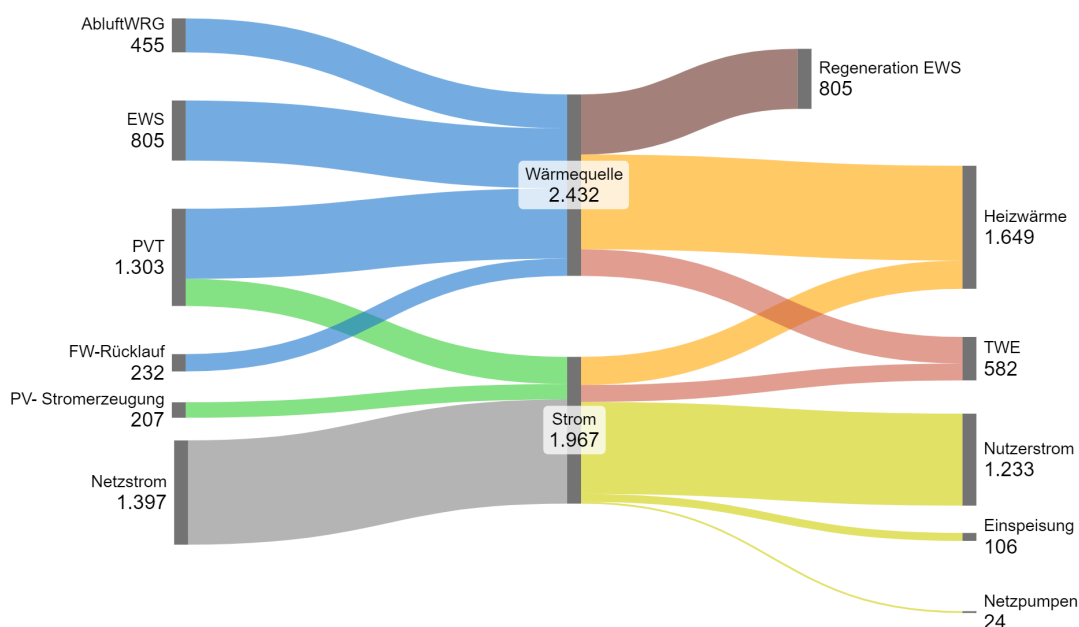


Abbildung 4-4 Energieflussdiagramm erneuerbare Versorgungsvariante 1 in MWh

Tabelle 4-2 Bereitgestellte Jahreswärmemengen der simulierten Wärmequellen

Wärmequelle	Jahreswärmemenge [MWh]
Abluftwärmerückgewinnung	455
Erdwärmesondenfeld	805
PVT-Anlage (inkl. Regeneration)	940
FW-Rücklauf	232

Tabelle 4-3 Simulierte Jahresstrombedarfe, Erzeugungen, Netzbezüge und -einspeisungen

	Jahresstrommengen [MWh]
Nutzerstrom	1.233
Wärmepumpen	335
hybride Wohnungsstationen	124
Netzpumpen	24
elek. Heizstäbe	15

PVT-Strom	363
PV-Strom	207
Strombezug	1.397
Stromeinspeisung	106

4.3.1 Ökologische Kennwerte

Ausgewählte ökologische Kennwerte der Variante 1 sind in Tabelle 4-4 dargestellt. Verbrauchter Strom, der durch das öffentliche Verteilnetz geliefert wurde, ist physikalisch gesehen als Graustrom zu betrachten. Daher wird hier der angenommene gelieferte Strom nach dem ortsbasierten Ansatz als emissionsbehaftet bewertet. Sofern perspektivisch ein sogenannter Ökostromliefervertrag abgeschlossen wird, könnte gelieferter Strom nach dem marktbasieren Ansatz als Grünstrom bilanziert werden.

Die spezifischen Emissionen der Wärme- und Stromversorgung (inkl. Nutzerstrom) bezogen auf die Bruttogeschossfläche der Neubauten beträgt auf Grundlage der aktuellen Emissionsfaktoren in 2024 6,2 kg/m²_{BGF}, die Gesamtemission der Neubauten betragen 420 t. Der größere Teil der Emissionen wird durch den erwarteten Nutzerstrombedarf erzeugt, die gelieferte Wärme (Heizwärme und TWE) trägt mit 120 t weniger als 30% zu den Gesamtemissionen bei. Der eingespeiste Strom wird bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen der Wärmeversorgung sowie des Primärenergiefaktors voll berücksichtigt.

Durch die erwartete Dekarbonisierung des Bundesstrommixes sinkt der Wert über die Folgejahre weiter ab. Die Prognose der Emissionsfaktoren erfolgt im Einklang mit §3 EWG Berlin auf Grundlage des Szenarios *KnB 2040* der Studie *Hirschl et. al (2021): Berlin Paris-konform machen. Im Auftrag des Landes Berlin, vertreten durch die Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz (IÖW)*. Der Fernwärme-Rücklauf wird analog zur derzeitigen Zertifizierung des Fernwärme-Verbundnetzes mit 55,6 CO₂/kWh bewertet. Für die Entwicklung der Emissionsfaktoren der Fernwärme wird auf die veröffentlichten Prognosen des Dekarbonisierungsfahrplans zurückgegriffen (siehe auch Abschnitt 5).

Als theoretischer Referenzwert zur Ermittlung der CO₂-Einsparung des Wärmeversorgungssystems werden die eingesparten Emissionen im Vergleich zu einer rein erdgasbasierten Versorgung (Emissionsfaktor: 201 g/kWh, Wirkungsgrad: 100%) berechnet.

Abbildung 4-5 stellt den tabellierten, prognostizierten Verlauf der Emissionen der Neubauten inkl. Nutzstrom (CO₂-Emission gesamt) und der Wärmeversorgung sowie die theoretischen eingesparten Emissionen grafisch dar.

Tabelle 4-4 Ökologische Kennwerte der erneuerbaren Versorgungsvariante 1

Ökologische Kennwerte		2024	2030	2035	2040	2045
CO₂-Emission gesamt	[t/a]	420	323	218	78	0
CO₂-Intensität gesamt	[kg/m ² _{BGF}]	6,2	4,8	3,2	1,2	0
CO₂-Emission Wärme	[t/a]	120	92	74	19	0
CO₂-Einsparung Wärme	[t/a]	328	356	374	429	448
CO₂-Intensität Wärme	[kg/m ² _{BGF}]	1,8	1,4	1,1	0,3	0

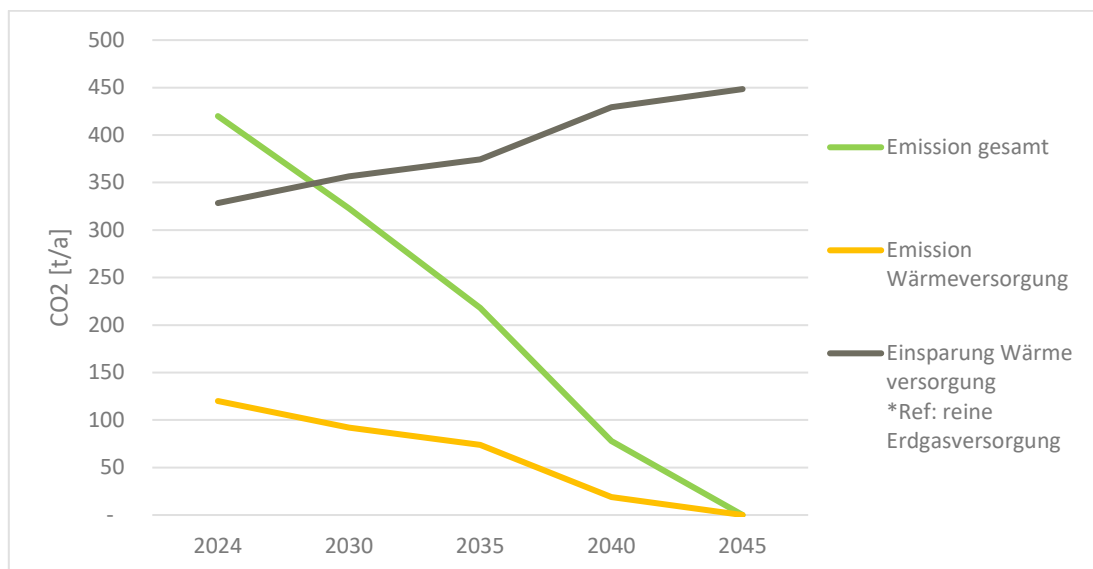


Abbildung 4-5 Prognose der CO₂-Emissionen der Neubauten und deren Wärmeversorgung bis 2045

4.3.2 Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung

Um die den späteren Vergleich aller betrachteten Versorgungsvarianten zu ermöglichen, wird im Gegensatz zur vorangestellten Energiesimulation bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit der benötigte Nutzerstrom nicht mitbetrachtet. Der erzeugte Solarstrom wird ausschließlich für den Betrieb des Wärmeversorgungssystems genutzt oder ins öffentliche Verteilnetz gespeist.

Zur wirtschaftlichen Bewertung werden spezifische Investitionskostenansätze für die Hauptkomponenten des Versorgungssystems aufgestellt, Tabelle 4-5 zeigt eine Übersicht. In der Position Hausanschlussstation (HAST) KG 420 werden folgende Einzelpositionen der Kosten­gruppe zusammengefasst: Übergabestation, Warmwasserbereitungsanlagen, Wärmeverteilnetze und Zubehör, Armaturen, Pumpen, Druckhaltung, Pufferspeicher, Dämmarbeiten, Sonstiges. Die Position HAST KG 480 umfasst die benötigten Komponenten der Mess-, Steuer- und Regelungstechnik/Gebäudeautomation.

Die spezifischen Kosten für die Anbindung an den Rücklauf der Fernwärme beinhalten den angesetzten Baukostenzuschuss und Hausanschlusskostenbeitrag. Die Investitionskosten der hybriden Wohnungsstationen werden nicht betrachtet, es wird davon ausgegangen, dass diese bauseits gestellt werden.

Tabelle 4-5 Übersicht der Investitionskostenansätze der Strom- und Wärmeerzeuger, des Quartierswärmenetzes und der HAST

Wärmepumpen	[EUR/kW _{th}]	300
Abluft-WRG	[EUR/kW _{th}]	1.700
Heizstäbe	[EUR/kW _{th}]	150
Erdwärmesonden inkl. Anbindung	[EUR/Sonde]	12.000
PVT inkl. Anbindung	[EUR/kW _p]	1.800
PV	[EUR/kW _p]	1.100
HAST KG 420	[EUR/kW _{th}]	885
HAST KG 480	[EUR/kW _{th}]	540

FW-Rücklaufanbindung	[EUR/kW _{th}]	120
Ringnetz erdverlegt	[EUR/m _{Trasse}]	700
Ringnetz in Gebäuden	[EUR/m _{Trasse}]	450

Zusätzlich zu den über spezifische Ansätze berechneten Investitionskosten werden 250.000 EUR für die Bereitstellung weiterer Infrastruktur (z.B. Netzverknüpfungspunkte/Transformatoren, Lichtwellenleiter) sowie 65.000 EUR für Netzpumpen angesetzt. Die Planungs-/Baukosten betragen 20 % der gesamten Investitionskosten.

In das Wirtschaftlichkeitsmodell fließen keine Einmalzahlungen wie Baukostenzuschuss oder Hausanschlusskostenbeitrag an den Contractor ein.

Die ermittelten absoluten Investitionskosten sind in Tabelle 4-6 abgebildet. Sie ergeben sich aus den spezifischen Ansätzen und den installierten Leistungen der jeweiligen Komponenten sowie den darüber hinaus betrachteten Kosten. Die Ansätze zur Ermittlung der Wartungskosten der betrachteten Komponenten sind in Tabelle 4-7 dargestellt.

Tabelle 4-6 Investitionskostenübersicht erneuerbare Versorgungsvariante 1

Komponente	[t EUR]
Wärmepumpen	255
Abluft-WRG	221
Heizstäbe	54
Erdwärmesonden	1.116
PVT	778
PV	272
HAST KG 420	867
HAST KG 480	529
FW-Rücklaufanbindung	46
Ringnetz	370
Netzpumpen	65
weitere Infrastruktur	250
Planungs-/Baukosten	964
Summe	5.787

Tabelle 4-7 Übersicht der spezifischen Wartungskostenansätze

Wartungskosten	[% Investition/a]
Wärmepumpen	2
Abluft-WRG	2
Heizstäbe	1,5
HAST	1,5
EWS	1
PV	1
PVT	1
Wärmenetz	1
sonstige Infrastruktur	1

Darüber hinaus werden für den Betrieb der Anlagen weitere laufende technische Betriebskosten (z.B. für den Messstellenbetrieb) angenommen und über die Laufzeit inflationiert. Die

erzeugte Strommenge der PV- und PVT-Anlagen wird mit der Laufzeit degradiert. Für das gesamte Versorgungssystem werden darüber hinaus Finanzierungskosten, Kosten für das technische Backoffice sowie sonstige betriebliche Aufwendungen wie Versicherungen und kaufmännische Betriebskosten betrachtet. Es wird angenommen, dass keine Pachtgebühren (z.B. für die Dachflächennutzung, HAST-Räume) erhoben werden.

Zur Förderung eines Teils der Investitionskosten wird eine Förderung über das Förderprogramm *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze* (BEW) angenommen. Das vom *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle* verwaltete Programm fördert den Neubau von Wärmenetzen mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien sowie die Dekarbonisierung von bestehenden Netzen. Die Vorgängerrichtlinie des BEW ist *Wärmenetzsysteme 4.0*. Das Programm ist in 4 Module unterteilt, in denen die Kosten für die Erstellung von Machbarkeitsstudien (Modul 1), für Investivmaßnahmen (Modul 2 und 3) und für Kosten im laufenden Betrieb (Modul 4) gefördert werden. Betriebskostenförderung wird nicht für dezentrale Wärmepumpen gewährt, welche in Hausanschlussstationen installiert werden, daher wird keine Förderung durch Modul 4 angenommen. Für alle förderfähigen Kostenbestandteile des Wärmerversorgungssystems wird die Höchstförderquote von 40 % angesetzt. Ob diese tatsächlich erreicht wird, hängt von dem Ergebnis der Wirtschaftlichkeitslückenberechnung ab.

Für den Bezug von Netzstrom werden Kosten inkl. Netzentgelte und Umlagen von 21 ct/kWh angesetzt. Der Wärmebezug aus dem Rücklauf der Fernwärme wird mit einem Mischpreis von 10 ct/kWh bewertet. Alle Energiebezugskosten werden ebenfalls über die Projektlaufzeit inflationiert. Diese beträgt 20 Jahre ab Wärmelieferbeginn, es werden keine Bauabschnitte betrachtet.

Auf dieser Grundlage ergibt sich eine Wärmemischpreisspanne im Voll-Contracting von 220 bis 250 EUR/MWh. Es wird hierbei nicht zwischen bereitgestellter Wärme zur Beheizung sowie zur TWE unterschieden.

4.4 Erneuerbare Versorgungsvariante 2

Zusammenfassung: Aufbauend auf dem vorgestellten Energieversorgungssystem in Variante 1 werden im Folgenden die in Abschnitt 2.3 prognostizierten Kühlbedarfe in die Betrachtung integriert. Die ermittelten Potentiale für Fassaden-PV werden vollständig erschlossen. Dies führt zu einer weiteren Reduzierung der CO₂-Emissionen und einem erhöhten EE-Anteil am Gesamtstromverbrauch. Die berechneten Wärmemischpreise steigen im Vergleich zu Variante 1.

Es wird davon ausgegangen, dass die Kühlbedarfe bei ausreichend geringer Netztemperatur durch passive Kühlung aus den Gebäuden abgeführt werden können. Hierfür bedarf es zusätzlicher Anschlussleitungen, welche bauseits gestellt und vom HAST-Raum zu den einzelnen Wohnungsstationen verlegt werden, damit die Heizkreise hydraulisch mit dem kalten Nahwärmenetz gekoppelt werden können bei gleichzeitigem Betrieb der Wärmepumpen zur TWE-Vorwärmung.

Die ausschließlich während der heizfreien Zeit auftretenden Bedarfe betragen in Summe 406 MWh. Die abgeführte Wärme kann entweder als Regenerationswärme für die EWS oder als Wärmequelle zur TWE genutzt werden. In beiden Fällen verringert sich dadurch die benötigte installierte PVT-Leistung, welche so ausgelegt ist, dass die EWS zu Beginn der

Heizperiode vollständig regeneriert sind. Die dadurch zur Verfügung stehende Dachfläche kann zur Installation weiterer PV-Module genutzt werden, deren Investitionskosten geringer sind und welche durch niedrigeren Flächenfaktor eine leicht erhöhte installierte Gesamtleistung ermöglichen.

Um die quartiersinterne Stromerzeugung zu maximieren, wird zusätzlich davon ausgegangen, dass die gesamten in Abschnitt 3.5.2 ermittelten Potentiale für Fassaden-PV realisiert werden.

Tabelle 4-8 Vergleich der installierten PV- und PVT-Leistungen der beiden Varianten

installierte Leistungen	Variante 1	Variante 2
	[kWp]	[kWp]
PVT	432	222
Aufdach-PV	247	479
Fassaden-PV	0	213
Summe	679	914

Die Unterschiede der installierten Leistungen sind in Tabelle 4-8 dargestellt. Es ist zu beachten, dass aufgrund der unterschiedlichen Ausrichtungen und Neigungswinkeln insbesondere bei der Fassaden-PV große Unterschiede im Erzeugungsprofil auftreten (siehe Abschnitt 3.5.4). Die EE-Stromerzeugung wird von 570 auf 714 MWh/a um 25% erhöht.

In Abbildung 4-6 ist das aktualisierte Energieflussdiagramm von Variante 2 dargestellt. Die Deckung der Kühlbedarfe ist aus Sicht des Versorgungssystems eine weitere Wärmequelle in Form von abgeführter Gebäudeabwärme. Weiterhin ersichtlich sind die erhöhten Stromerträge der PV- und PVT-Systeme und Netzeinspeisung sowie der verringerte Netzstrombezug. Der EE-Stromanteil am Gesamtsystem (exkl. des eingespeisten Stroms) beträgt nun ca. 35%. Die Verkleinerung der PVT-Leistung erzeugt Nebeneffekte bezüglich der Vollbenutzungsstunden der weiteren Wärmequellen, welche in der nachfolgenden ökologisch-ökonomischen Betrachtung miteinbezogen werden.

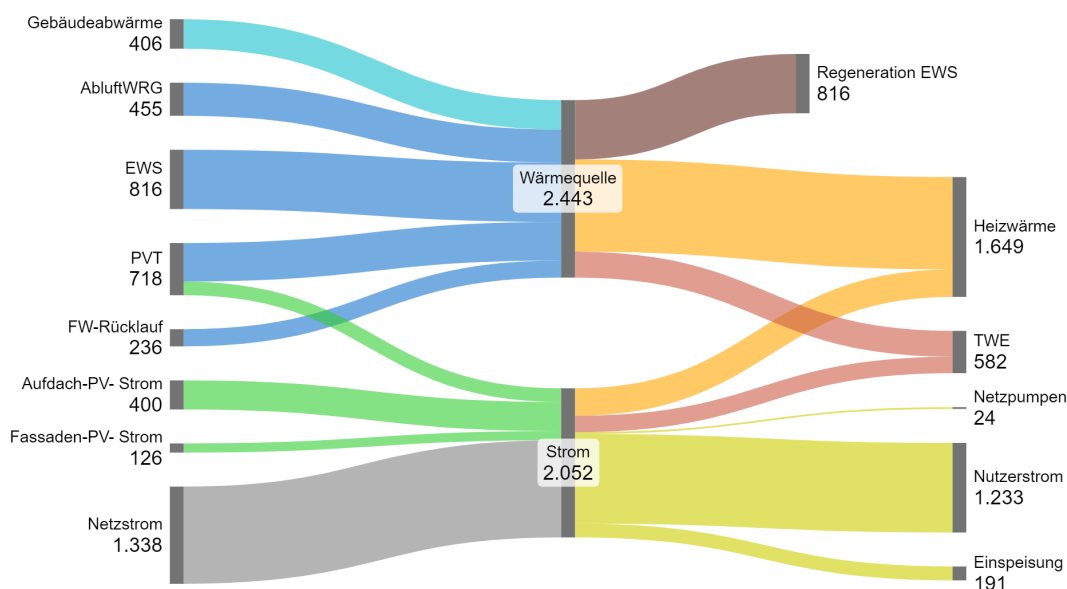


Abbildung 4-6 Energieflussdiagramm erneuerbare Versorgungsvariante 2 in MWh

4.4.1 Ökologische Kennwerte

Tabelle 4-9 zeigt die ökologischen Kennwerte der erneuerbaren Versorgungsvariante 2. Die Grundannahmen bezüglich der fortschreitenden Dekarbonisierung des Bundesstrommixes sowie der Berechnung des Referenzwertes entsprechen denen in Variante 1. Die erhöhte Stromerzeugung und damit verbundene verstärkte Einspeisung/reduzierter Netzbezug führt zu geringeren Emissionen im Neubau mit und ohne Nutzerstrombetrachtung. Auf das Jahr 2024 bezogen sinken die Gesamtemissionen um 11%, die der Wärmeversorgung um 32%. Der Verlauf der Emissionen inkl. Nutzerstrom (CO₂-Emission gesamt) sowie der Wärmeversorgung ist grafisch in Abbildung 4-7 dargestellt.

Tabelle 4-9 Ökologische Kennwerte der erneuerbaren Versorgungsvariante 2

Ökologische Kennwerte		2024	2030	2035	2040	2045
CO₂-Emission gesamt	[t/a]	375	310	210	75	0
CO₂-Intensität gesamt	[kg/m ² _BGF]	5,5	4,6	3,1	1,1	0
CO₂-Emission Wärme	[t/a]	82	66	57	12	0
CO₂-Einsparung Wärme	[t/a]	366	382	391	436	448
CO₂-Intensität Wärme	[kg/m ² _BGF]	1,2	1,0	0,8	0,2	0

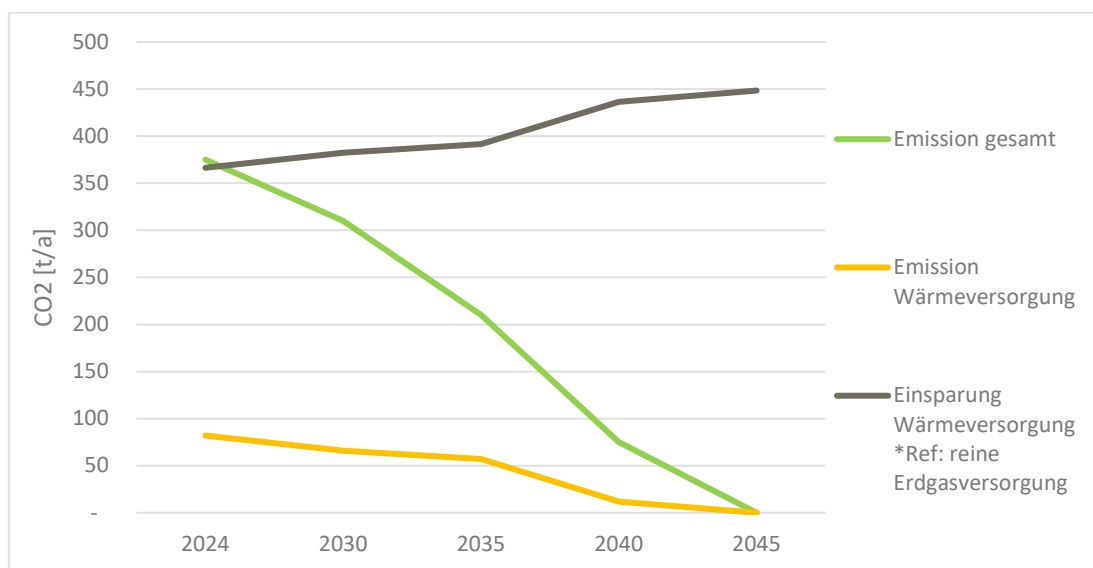


Abbildung 4-7 Prognose der CO₂-Emissionen der Neubauten und deren Wärmeversorgung bis 2045

4.4.2 Wirtschaftlichkeit der Wärme- und Kälteversorgung

Für die Kalkulation der benötigten Gesamtinvestition wird auf die in Variante 1 bereits eingeführten spez. Investitionskostenansätze zurückgegriffen. Für die in Variante 2 mitbetrachtete Fassaden-PV wird ein Ansatz von 2.000 EUR/kWp gewählt, die tatsächlichen Kosten hängen auch davon ab, ob vorgehangene Module oder bauwerksintegrierte Fassaden-PV eingesetzt wird. Auch durch höhere architektonische Ansprüche können die Kosten weiter steigen. Die leicht rückläufigen Kosten durch die Verschiebung des installierten PVT/PV-Verhältnis können die zusätzlichen Kosten der Fassaden-PV nicht kompensieren. Die Gesamtkosten steigen um 364 t EUR auf 6.151 t EUR, siehe Tabelle 4-10.

Für die Kalkulation eines Preiskorridors des Wärmemischpreises im Voll-Contracting wird davon ausgegangen, dass die Abwärmeabfuhr unentgeltlich als freiwillige Dienstleistung zur Verfügung gestellt wird – im Falle einer Bepreisung der Kühlung ergäben sich zusätzliche Umsätze, welche den Wärmemischpreis reduzieren würden. Die Projektkalkulation erfolgt mit dem in Variante 1 vorgestellten Wirtschaftlichkeitsmodell, alle übergeordneten Parameter wie Nicht-Betrachtung des Nutzerstroms, Energiebezugskosten, Förderprogramme und Projektlaufzeit bleiben konstant. Der erwartete Preiskorridor des Mischpreises im Wärme-Contracting erhöht sich aufgrund der gestiegenen Investitionskosten auf 235 – 265 EUR/MWh.

Tabelle 4-10 Investitionskostenübersicht erneuerbare Versorgungsvariante 2

Komponente	[t EUR]
Wärmepumpen	255
Abluft-WRG	221
Heizstäbe	54
Erdwärmesonden	1.116
PVT	400
Aufdach-PV	527
Fassaden-PV	426
HAST KG 420	867
HAST KG 480	529
FW-Rücklaufanbindung	46
Ringnetz	370
Netzpumpen	65
weitere Infrastruktur	250
Planungs-/Baukosten	1.025
Summe	6.151

4.5 Nachfolgende Planungs- und Umsetzungsschritte

Der folgende Abschnitt beschreibt skizzenhaft grundsätzliche Schritte, welche gegangen werden können, um die Planung und Umsetzung eines liegenschafts- und aktorsübergreifenden Energieversorgungssystems zu ermöglichen.

Mit Hilfe dieser Studie können die Quartiersakteure gemeinsame Ziele der energetischen Quartiersentwicklung definieren. Aufbauend auf der entwickelten Zielstellung wird ein entsprechender Anforderungskatalog an das Energieversorgungssystem aufgestellt. Zum Zweck der Planung und Umsetzung eines innovativen energetischen Quartiersversorgungskonzepts wird empfohlen, eine Vereinbarung zur Zusammenarbeit zwischen den Quartiersakteuren und einem Energieliefer-Contractoren zu schließen. In dieser Vereinbarung können neben den Zielen/Anforderungen an das Energieversorgungssystem auch die Leistungen und Aufgaben (z.B. Vor- und Entwurfsplanung der Vorzugsvariante) der einzelnen Parteien sowie das Konzept der Zusammenarbeit definiert werden.

Ist ein entsprechender Planungsstand erreicht, wird in einem Rahmenvertrag die Errichtung sowie der Betrieb der Komponenten des Versorgungssystems vereinbart. Der Rahmenvertrag enthält darüber hinaus auch Regelungen zu übergreifenden Fragestellungen wie u.a.

die Zusicherung beschränkt persönlicher Dienstbarkeiten und Vorgaben im Falle einer Änderung der Grundstückseigentumsverhältnisse.

Für die Lieferung von Nutzwärme schließen die Vertragspartner (Contractor und Gebäudeeigentümer:in) Wärmelieferverträge ab, auf die bereits im Rahmenvertrag Bezug genommen wird.

5 Referenzvariante mit Fernwärmeversorgung

Als Referenzvariante wird die Versorgung der Neubauten ausschließlich mit Fernwärme skizziert. Hierzu wird aus den veröffentlichten Preisblättern ein Mischpreis (verbrauchsabhängige Kosten) für den Bezug der Fernwärme ermittelt sowie die einmalig zu zahlenden Erschließungskosten abgeschätzt. Letztere setzen sich aus dem Baukostenzuschuss (BKZ, § 9 AVB-FernwärmeV) sowie den Hausanschlusskostenbeitrag (HAKB, § 10 AVBFernwärmeV) zusammen. Darüber hinaus werden die Investitionskosten in die Kundenanlage sowie die Wartungs- und Instandhaltungskosten bewertet.

Es ist möglich, dass durch entsprechende Rahmenvereinbarungen, welche zwischen Fernwärmeversorger und großen Abnehmern geschlossen werden können, niedrigere laufende Kosten, z.B. durch einen reduzierten Grundpreis, oder reduzierte Erschließungskosten erzielt werden können – dies kann nachfolgend nicht bewertet werden, da keine Informationen zu etwaigen Rahmenverträgen der Akteure im Quartier bekannt sind.



Abbildung 5-1 Übersicht der Fernwärme-Bestandsleitungen im Plangebiet

Abbildung 5-1 zeigt die Bestandsleitungen der Fernwärme im Plangebiet in Gelb. Sie queren vom Norden kommend die Grunerstraße und verlaufen entlang der nördlichen Judenstraße in die Parochialstraße (Anschlusspunkte Altes Stadthaus und Neues Stadthaus/K44).

Es wird davon ausgegangen, dass die Fernwärmeversorgung lediglich den Wärmebedarf der Neubauten deckt, daher wird die Deckung der Kühl- und Nutzerstrombedarfe im Folgenden nicht weiter betrachtet. Die Annahmen bezüglich der benötigten Jahreswärmemengen und Spitzenlasten bleiben unverändert.

Um die Verteilung der benötigten Fernwärmeanschlüsse abzuschätzen, wird davon ausgegangen, dass pro Block und Eigentümerin eine Fernwärmeübergabestation eingerichtet wird und die Wärme davon ausgehend auf die benachbarten Gebäudeteile verteilt werden kann. Damit ergeben sich im Block A und B jeweils 1 Übergabestation, in Block C insgesamt 3 Stationen. Eine mögliche Verortung der Übergabestationen inklusive den benötigten Anschlussleitungen ist in Abbildung 5-2 dargestellt.

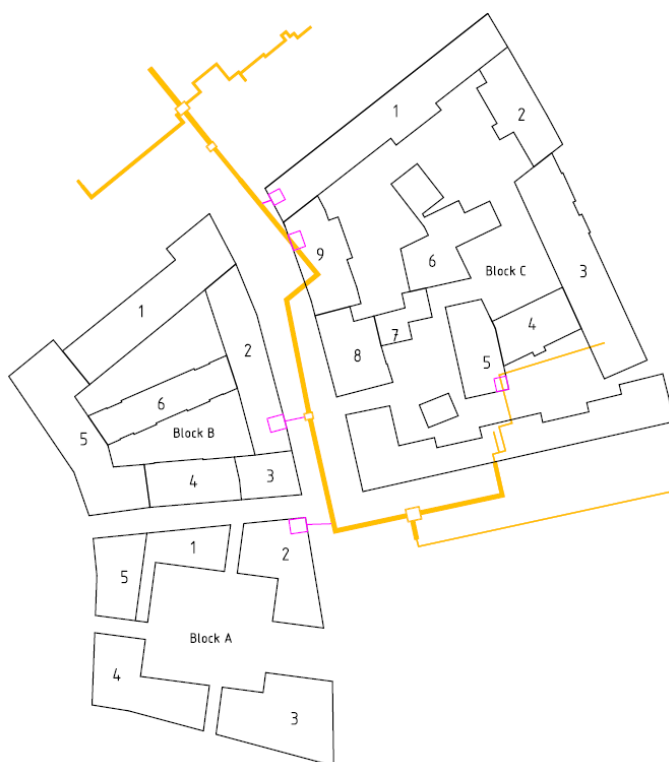


Abbildung 5-2 Mögliche Anschlussleitungen und Übergabestationen zur Fernwärmeversorgung

In Tabelle 5-1 ist die Berechnung der erwarteten Mischpreise der jeweiligen Wärmeübergabestation dargelegt. Die angesetzten Wärmeanschlussleistungen sowie die jährlich übertragenen Wärmemengen werden aus den Wärmebedarfsannahmen der Neubauten abgeleitet, inkl. 5% Aufschlag aufgrund erwarteter höherer Wärmeverluste. Die Anschlussleistung/Jahreswärmemengen der Übergabestationen von Block C werden überschlägig aufgeteilt, da keine Daten zu den einzelnen Gebäuden des Blocks verfügbar sind. Als Grundlage zur Berechnung der Fernwärmebezugskosten gilt das Preisblatt des Vattenfall/BEW-Verbundnetzes, Preisstand Q2/2024. Die einmaligen Kosten des Fernwärmeanschlusses sowie der Kundenanlage werden über eine Laufzeit von 20 Jahren mit einem Zinsfaktor von 1,03 in Annuitäten überführt. Der Annuitätsfaktor berechnet sich zu 0,0672. Die Kosten für den Hausanschlusskostenbeitrag werden aus der Entfernung der jeweiligen Wärmeübergabestation zum Fernwärmenetz abgeleitet.

Es werden keine Kosten für die technische und kaufmännische Betriebsführung, Finanzierungskosten und sonstige Kosten (z.B. Versicherungen, sbA) angesetzt, da die diesbezüglichen internen Kostenstrukturen der Akteure im Quartier nicht bekannt sind.

Der errechnete Wärmemischpreis schwankt zwischen 177-180 EUR/MWh.

Tabelle 5-1 Berechnung der erwarteten Fernwärmemischpreise

		Wärmeübergabestation			
		A	B	C BImA und Degewo	C K44
Anschlussleistung	[kW]	353	446	271	136
Wärmemenge	[MWh/a]	560	707	430	216
BKZ	[EUR]	19.309	24.396	14.824	7.439
HAKB	[EUR]	30.000	35.000	20.000	10.000
Kundenanlage	[EUR]	88.250	111.500	67.750	34.000
Annuität Einmalzahlung	[EUR/a]	9.246	11.487	6.895	3.458
Grundpreis	[EUR/a]	37.007	45.939	29.132	14.744
Arbeitspreis	[EUR/a]	52.028	65.735	39.942	20.045
Wartungskosten	[EUR/a]	1.765	2.230	1.355	680
Mischpreis	[EUR/MWh]	179	177	180	180

Im Dekarbonisierungsfahrplan² des Vattenfall/BEW-Fernwärmenetzes vom Juni 2023 wird in Tabelle 5 auf Seite 28 die Entwicklung verschiedener Kennzahlen des Verbundnetzes dargestellt. Bei Weiterverwendung der derzeitigen Stromgutschriftmethode (AGFW FW 309-1) wird ein Anstieg der spez. CO_{2e}-Emissionen von derzeit 55,6 gCO_{2e}/kWh auf bis zu 116 gCO_{2e}/kWh im Jahr 2035 prognostiziert. Grund ist der absinkende Verdrängungsmixfaktor, welcher die Dekarbonisierung des Strommixes quantifiziert. Die Gutschriften, welche nach der Stromgutschriftmethode mit fossilen Primärenergieträgern betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen für die Einspeisung von Strom in das öffentliche Stromnetz gutgeschrieben wird, werden dadurch zukünftig geringer. Analog wird der Primärenergiefaktor des Fernwärme-Verbundnetzes ansteigen. Durch den prognostizierten Energieträgerwechsel auf grünen Wasserstoff werden für den Zeitraum nach 2035 im Dekarbonisierungsfahrplan sinkende Emissionen prognostiziert.

In Tabelle 5-2 sind die prognostizierten jährlichen CO₂-Emissionen sowie die flächenbezogene CO₂-Intensität der Fernwärmeversorgung bis zum Jahr 2035 dargestellt, die jährlichen Emissionen steigen von 130 t/a im Jahr 2024 auf 272 t/a im Jahr 2035 an.

Tabelle 5-2 Ökologische Kennwerte der Fernwärmeversorgung

Ökologische Kennwerte		2024	2030	2035
CO₂-Emission	[t/a]	130	180	272
CO₂-Intensität	[kg/m ² _BGF]	1,9	2,7	4,0

² <https://xn--wrme-loa.vattenfall.de/binaries/content/assets/waermehaus/startseite/allgemein/dekarbonisierungsfahrplan---vattenfall-warme-berlin-ag.pdf>

6 Ökologischer und wirtschaftlicher Vergleich der Varianten

Im folgenden Abschnitt werden die betrachteten erneuerbaren Versorgungsvarianten und die Fernwärmeversorgung unter ökologischen und wirtschaftlichen Aspekten miteinander verglichen.

Tabelle 6-1 vergleicht die jährlichen CO₂-Emissionen und den Anteil erneuerbarer Energien der beiden erneuerbaren Versorgungsvarianten V1 und V2 sowie der Fernwärmeversorgung FW miteinander. Der Vergleich bezieht sich auf die Jahre 2024 und 2030 – in den jeweiligen Abschnitten sind darüber hinaus weiter in die Zukunft reichende Prognosen zu finden. Bei vollständiger Dekarbonisierung des Bundesstrommixes sind mit dem Betrieb der erneuerbaren Varianten keine CO₂-Emissionen mehr verbunden.

Tabelle 6-1 Vergleich ökologischer Kennwerte der betrachteten Versorgungsvarianten

		2024			2030		
		V1	V2	FW	V1	V2	FW
jährliche CO₂-Emissionen Bezug von Graustrom	$[t_{CO_2}/a]$	120	82	130	92	66	180
jährliche CO₂-Emissionen Bezug von zertifiziertem Grünstrom	$[t_{CO_2}/a]$	0	0	130	0	0	180
EE-Anteil der Wärmeversorgung	$[\%]$	80	82	5	83	85	~40

Getroffene Annahmen ökologischer Vergleich: Bei der Berechnung der CO₂-Emissionen wird bezüglich der Bewertung des aus dem öffentlichen Verteilnetz bezogenen Netzstroms unterschieden. Dieser wird entweder unabhängig von der Stromherkunft als Graustrom mit den Emissionen des allgemeinen Strommixes belastet oder als zertifizierter Grünstrom als emissionsfrei bewertet. Zur Bestimmung des Anteils der erneuerbaren Energien von V1 und V2 werden die Ergebnisse der stundenbasierten Energiesimulationen ausgewertet. Als nicht erneuerbar werden für V1 und V2 der bezogene Netzstrom und der Fernwärme-Rücklauf abzüglich des erneuerbaren Fernwärmeanteils angesetzt. Dieser beträgt 5 % im Jahr 2024. Für 2030 wird der Planwert bzw. die Vorgabe aus dem *Berliner Klimaschutz- und Energiewendegesetz* §22 in Höhe von 40 % angesetzt.

Ergebnisse CO₂-Emissionen: Wird der Netzstrom als Graustrom betrachtet, ergeben sich im Jahr 2024 Einsparungen von 10 t bzw. 48 t für V1 bzw. V2 im Vergleich zu FW. Im Jahr 2030 erhöhen sich die Einsparungen für V1 bzw. V2 auf 88 t bzw. 114 t. Die absoluten und prozentualen Einsparungen sind in Abbildung 6-1 dargestellt.

Wird der bezogene Strom als Grünstrom emissionsfrei bewertet, so sind mit dem Betrieb der Wärmeversorgungsvarianten V1 und V2 zu keinem Zeitpunkt Emissionen verbunden – die mit dem Fernwärmerücklauf verbundenen Emissionen werden hierbei durch die Einspeisung von EE-Strom vollständig kompensiert. Die Einsparungen im Vergleich zu FW betragen demnach in den Jahren 2024 bzw. 2030 für V1 und V2 jeweils 130 t bzw. 180 t.

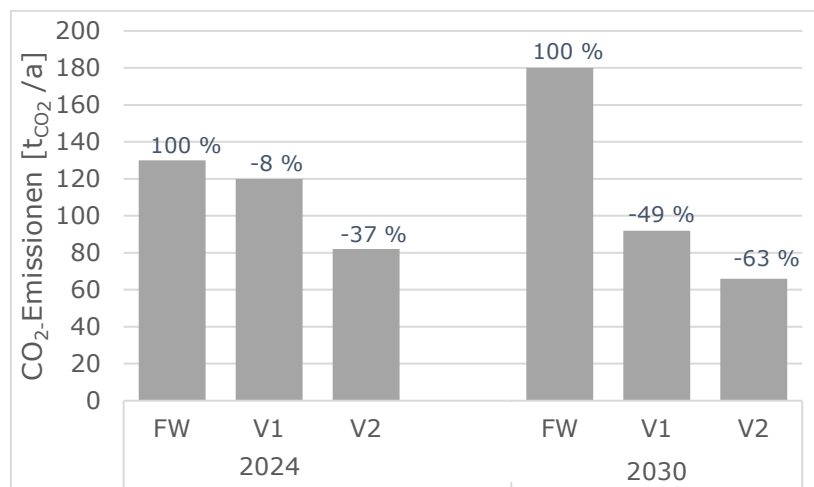


Abbildung 6-1 Gegenüberstellung der jährlichen Emissionen in den Jahren 2024 und 2030 (Graustrombetrachtung)

Ergebnisse EE-Anteil: Bei der Auswertung wird für alle Versorgungsvarianten betrachtet, wieviel Energie aus welcher Quelle zur Deckung der Wärmebedarfe eingesetzt wird. In Tabelle 6-1 wird deutlich, dass die erneuerbaren Versorgungsvarianten signifikant höhere Anteile an erneuerbaren Energien in die Wärmeversorgung einbinden. 2024 beträgt der EE-Anteil von V1 und V2 das ca. 16-fache von FW. Für das Jahr 2030 ist der EE-Anteil der erneuerbaren Varianten ca. doppelt so groß – hierbei wird vorausgesetzt, dass die Fernwärme den gesetzlich vorgeschriebenen, steilen Anstieg ihres EE-Anteils erreicht.

Die Zunahme des EE-Anteils von V1 und V2 von 2024 bis 2030 beruht auf dem angenommenen, steigenden erneuerbaren Anteil der Fernwärme. Der Unterschied zwischen V1 und V2 bezogen auf den EE-Anteil fällt im Vergleich zu den jährlichen CO₂-Emissionen geringer aus. Dies begründet sich darin, dass ein großer Anteil des in V2 zusätzlich regenerativ erzeugten Stroms nicht für die Wärmeversorgung genutzt werden kann und daher nicht in deren Bilanz eingeht. Der zusätzlich erzeugte Strom steht den Neubauten jedoch z.B. als Mieterstrom zur Verfügung und senkt die CO₂-Emission bei einer quartiersweiten Betrachtung der Gesamtemissionen inkl. Nutzerstrom.

Ergebnisse Wärmemischpreise: In Tabelle 6-2 sind die berechneten Wärmemischpreise der Versorgungsvarianten gegenübergestellt, welche auf Grundlage aktueller Marktpreise berechnet werden. Die Kosten von V2 liegen ca. 15 EUR/MWh über den Kosten von V1. Darüber hinaus wird deutlich, dass die Fernwärmeversorgung deutlich weniger Kosten pro bereitgestellter MWh Wärme verursacht.

Tabelle 6-2 Vergleich der Mischpreiskalkulationen der betrachteten Versorgungsvarianten

Mischpreis	V1	V2	FW
[EUR/MWh]	220-250	235-265	180

Projektion Wärmemischpreise: Bei einer Projektion der zukünftigen Kosten wird erwartet, dass sich der Kostenvorteil der Fernwärme zunächst kurzfristig verstärkt, da die derzeit aufgerufenen Fernwärmepreise über Preisindizes zum Teil noch die in den letzten Jahren stark erhöhten Energiemarktpreise für Steinkohle und Erdgas berücksichtigen. Mittelfristig wird jedoch eine deutliche Preissteigerung der Fernwärme erwartet, welche u.a. durch steigende CO₂-Zertifikatskosten und die hohen Kosten der geplanten Investitionsvorhaben und

des Energieträgerwechsels getrieben wird. Es erscheint möglich, dass die Fernwärmekosten zukünftig die Kosten eines Versorgungssystems mit hohen Anteilen an lokal erzeugter Wärme und Strom wie V1 und V2 erreichen oder übersteigen werden.

Fazit Wärmemischpreise: Die hohen Anteile lokaler, regenerativer Energien der erneuerbaren Varianten begünstigen eine höhere Preisstabilität, welche überwiegend von den Netzstrombezugskosten des Versorgungssystems abhängig ist. Aufgrund der quartiersinternen Stromerzeugung, welche einen Teil des zur Bereitstellung der Wärme benötigten Betriebsstrom deckt, sind die Wirtschaftlichkeitsmodelle der erneuerbaren Varianten bezüglich fluktuierender Netzstrombezugskosten jedoch vergleichsweise robust.

Derzeit liegen die Wärmemischpreise der erneuerbaren Versorgungsvarianten über denen der Fernwärme. Mit fortschreitendem Planungsstand können die Kosten der erneuerbaren Versorgungssysteme weiter konkretisiert und Sicherheitsaufschläge verkleinert werden. Es erscheint realistisch, im weiteren Planungsverlauf zusätzliche Kostensenkungspotentiale für die erneuerbaren Versorgungsvarianten zu identifizieren. Dies betrifft beispielsweise die geothermischen Wärmequellen/-speicher. Offene Brunnensysteme würden im Vergleich mit den betrachteten Erdwärmesondenfelder möglicherweise geringere Erschließungskosten verursachen – zur Bewertung dieses Potentials sind weitere Voruntersuchungen (u.a. Probebohrung mit Pumpversuch) nötig.

7 Fazit

In der Studie werden Annahmen zu Gebäude- und Nutzungsstruktur getroffen, welche im weiteren Planungsprozess konkretisiert und überprüft werden müssen. Darauf aufbauend werden die Energiebedarfe der geplanten Neubauten prognostiziert und lokale, erneuerbare Wärme- und Stromquellen identifiziert. In zwei Varianten mit hohen Anteilen an erneuerbaren Anteilen wird gezeigt, dass mit ihrer Erschließung eine klimafreundliche Versorgung der Neubauten mit langfristiger Preisstabilität machbar ist.

Variante 1 zeigt, dass durch Aufbau eines blockübergreifenden, kalten Nahwärmenetzes und die Nutzung der geothermischen Speicher- und Quellenpotentiale die Wärmeversorgung mit geringen CO₂-Emissionen gewährleistet werden kann.

In Variante 2 werden durch Erschließung aller identifizierten Solarpotentiale die lokale Stromerzeugung maximiert und zusätzlich zu den Wärmebedarfen auch die Kühlbedarfe gedeckt. In Folge sinken die CO₂-Emissionen weiter ab, die Wärmemischpreise steigen leicht an. Die beiden dargestellten Varianten können teilweise kombiniert sowie mit zusätzlichen Maßnahmen erweitert werden.

Auch aufgrund des fortschreitenden Klimawandels und dessen nicht mehr abwendbaren Folgen wie gehäuft auftretende Hitzesommer erfährt eine klimafreundliche Abfuhr von sommerlicher Abwärme wachsende Bedeutung. Eine Bereitstellung von Kühlung wird für die Referenzvariante Fernwärmeversorgung nicht betrachtet.

Der Vergleich der jährlichen CO₂-Emissionen zwischen den erneuerbaren Varianten und der Referenzvariante Fernwärmeversorgung zeigt, dass die derzeitigen und zukünftigen Emissionen der erneuerbaren Varianten signifikant niedriger sind. Der Anteil der eingesetzten erneuerbaren Energien ist deutlich höher. Ein Vergleich der Mischpreiskalkulationen zeigt derzeit geringere Kosten für den Bezug von Fernwärme. Es erscheint möglich, dass sich die Kosten über die Projektlaufzeit angleichen oder sogar umkehren.

Um das Ziel eines klimafreundlichen Quartiers zu erreichen, wird die Umsetzung eines liegenschafts- und akteursübergreifenden Versorgungssystems und der Zusammenschluss der Akteure in einer Arbeitsgemeinschaft empfohlen. Aufbauend auf der gemeinsam entwickelten Zielstellung kann ein entsprechender Anforderungskatalog an das Energieversorgungssystem aufgebaut werden. Dieser dient als Grundlage zur Konzeptionierung einer Vorzugsvariante, welche in einer anschließenden Vorplanung weiter detailliert werden kann.

Aufgrund der Modularität der erarbeiteten Versorgungsvarianten ist es darüber hinaus denkbar, dass nur einzelne Akteure die Energieversorgung ihrer Neubauten an den gezeigten erneuerbaren Versorgungsvarianten ausrichten, auch ein Ausbau des Versorgungssystems im Einklang mit Bauabschnitten ist durchführbar.