

Energiefachplan Holstenquartier (Bebauungsplan Altona-Nord28)

Erstellt von:



Averdung Ingenieurgesellschaft mbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg

Ansprechpartner:



Im Auftrag von:



Hamburger Behörde für Umwelt und
Energie
Neuenfelder Str. 19,
21109 Hamburg

Ansprechpartner:



Hamburg, den 17.08.2018

Inhalt

| | | |
|-----|--|----|
| 1 | Einführung | 6 |
| 2 | Planungsgebiet | 6 |
| 3 | Wärme- und Kältebedarf | 8 |
| 4 | Potenzialanalyse lokaler regenerativer Potenziale | 9 |
| 4.1 | Solarpotenziale | 9 |
| 4.2 | Geothermiefpotenziale | 10 |
| 4.3 | Abwasserwärmepotenziale | 12 |
| 4.4 | Fernwärme | 12 |
| 4.5 | Fernwärmerücklauf | 12 |
| 5 | Auslegung des Wärmenetzes | 13 |
| 6 | Varianten der Wärmeversorgung | 14 |
| 6.1 | Variante 1 (Referenz): Anschluss Fernwärmenetz (65% „Natur Mix“) | 15 |
| 6.2 | Variante 2: Niedertemperatur-Nahwärmenetz mit Nutzung des Fernwärme-Rücklaufs (60% „Natur Mix“), Wärmepumpe sowie Eisspeicher zur Wärme-Kälte-Kopplung | 15 |
| 6.3 | Variante 3: Errichtung eines Wärmenetzes mit Biomethan-BHKW und Spitzenlastkessel | 16 |
| 6.4 | Variante 4: Niedertemperatur-Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe, mit Eisspeicher, PVT-Modulen und Erdsonden als Wärmequellen | 16 |
| 6.5 | Variante 5: Dezentrale Versorgung durch Wärmepumpen mit Solarabsorbern und Eisspeichern | 16 |
| 6.6 | Flächenbedarfe der Versorgungsvarianten | 17 |
| 6.7 | Energiebedarfe der Varianten | 18 |
| 7 | Wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Varianten | 19 |
| 7.1 | Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung | 19 |
| 7.2 | Investitionskosten | 21 |
| 7.3 | Fördermittel | 22 |
| 7.4 | Kosten der Wärme- und Kälteversorgung | 23 |
| 7.5 | Kostendeckender Wärme- und Kältepreis | 24 |
| 7.6 | Kosten über 15 Jahre bei unterschiedlichen Preissteigerungsraten | 28 |
| 7.7 | CO ₂ -Emissionen | 29 |
| 7.8 | Anteil erneuerbarer Energien | 30 |
| 7.9 | Primärenergiefaktoren | 31 |
| 8 | Bewertung | 33 |
| 9 | Handlungsempfehlungen | 35 |
| 9.1 | Handlungsempfehlungen für BUE und Bezirk Altona | 35 |
| 9.2 | Handlungsempfehlung SSN Group | 36 |
| 10 | Anhang | 37 |

| | | |
|--------|--|----|
| 10.1 | Annahmen für die ökonomische und ökologische Betrachtung | 37 |
| 10.2 | Fördermöglichkeiten | 38 |
| 10.2.1 | BAFA-Wärmenetzförderung | 38 |
| 10.2.2 | KfW-Programm Erneuerbare Energien "Premium" | 38 |
| 10.2.3 | IFB Hamburg „Erneuerbare Wärme“ | 40 |
| 10.2.4 | Wärmenetze 4.0 | 40 |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Lageplan für das Projektgebiet Holstenquartier | 7 |
| Abbildung 2: Angepasster Siegerentwurf vom Architekturbüro André Poitiers und arbos Freiraumplanung GmbH & Co. KG | 7 |
| Abbildung 3: Potenzialflächen für Geothermienutzung im Quartier | 11 |
| Abbildung 4: Anteil der Erzeuger an der Wärmerzeugung in den verschiedenen Varianten | 15 |
| Abbildung 5: Investitionskosten der Versorgungsvarianten nach Abzug von Förderungen | 21 |
| Abbildung 6: Aufteilung der Investitionskosten in den verschiedenen Varianten | 22 |
| Abbildung 7: Jährliche Gesamtkosten für Wärme- und Kälteversorgung | 23 |
| Abbildung 8: Kostenanteile der Wärmeversorgung in den verschiedenen Varianten | 24 |
| Abbildung 9: Wärmemischpreise der untersuchten Versorgungsvarianten | 25 |
| Abbildung 10: Durchschnittliche Preise für Wärme und Kälte in den untersuchten Versorgungsvarianten | 26 |
| Abbildung 11: Wärmepreise mit Gegenrechnung anfallender Kälte in den untersuchten Versorgungsvarianten | 26 |
| Abbildung 12: Spezifische Wärmeerzeugungskosten bezogen auf die Wohnfläche | 28 |
| Abbildung 13: Mittlere jährliche Kosten über 15 Jahre mit zwei unterschiedlichen Preissteigerungsraten für die Energiekosten | 29 |
| Abbildung 14: Absolute CO ₂ -Emissionen der Wärme- und Kälteversorgung und prozentuale Veränderungen gegenüber der Referenzvariante | 30 |
| Abbildung 15: Primärenergiefaktoren der untersuchten Versorgungsvarianten | 32 |
| Abbildung 16: Bewertungsmatrix | 34 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Annahmen zur Wärme- und Kältebedarfsermittlung | 8 |
| Tabelle 2: Wärme- und Kältebedarfe im Quartier | 9 |
| Tabelle 3: Solare Potenziale im Quartier | 10 |
| Tabelle 4: Wärmenetzvarianten | 13 |
| Tabelle 5: Flächenbedarfe der Versorgungsvarianten | 18 |
| Tabelle 6: Energiebedarfe der unterschiedlichen Versorgungsvarianten | 19 |
| Tabelle 7: Durchschnittliche Heizkosten 2016 (Quelle: co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH) | 27 |
| Tabelle 8: Anteil erneuerbarer Energien in den Versorgungsvarianten | 31 |
| Tabelle 9: Vergleich der Fördermöglichkeiten durch BAFA, KfW und IFB Hamburg | 38 |

Abkürzungsverzeichnis

| Abkürzung / Formelzeichen | Bedeutung |
|----------------------------------|--|
| BAFA | Bundesamt für Wirtschaft und Ausführungskontrolle |
| BGF | Bruttogrundfläche |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| CO₂ | Kohlenstoffdioxid |
| DN | Nennweite |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EnEV | Energieeinsparverordnung |
| FW | Fernwärme |
| GRD | Geothermal Radial Drilling |
| H_i | Heizwert |
| H_s | Brennwert |
| HT | Hochtemperatur |
| IFB Hamburg | Investitions- und Förderbank Hamburg |
| JAZ | Jahresarbeitszahl |
| KfW | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| KMU | Kleines oder mittleres Unternehmen |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| KWKG | Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz |
| PE | Polyethylen |
| PU | Polyurethane |
| PV | Photovoltaik |
| PVT | Kombinierter PV [Photovoltaik] und T [thermischer] Kollektor |
| RL | Rücklauf |
| VL | Vorlauf |
| VWH | Vattenfall Wärme Hamburg |
| WE | Wohneinheit |
| WFL | Wohnfläche |
| WKK | Wärme-Kälte-Kopplung |
| WN | Wärmenetz |
| WÜST | Wärmeübertragungsstation |

1 Einführung

Für das Projektgebiet Holstenquartier wurde ein städtebaulich-freiraumplanerischer Wettbewerb durchgeführt. Der Siegerentwurf vom Architekturbüro André Poitiers und arbos Freiraumplanung GmbH & Co. KG bildet die Grundlage für die weitere städtebauliche Planung (Funktionsplan und Bebauungsplan), die sich noch in der Abstimmungsphase zwischen dem Investor SSN Group und dem Bezirk Altona befinden. Ziel des Energiekonzeptes ist eine weitgehend CO₂-neutrale Energieversorgung des Quartiers bezogen auf die Heizwärme-, Trinkwarmwasser- und Hilfsenergiebereitstellung für die Wärmeversorgung. Zur Bestimmung der voraussichtlichen Wärme- und Kältebedarfe wurden drei unterschiedliche Baustandards herangezogen.

Die erneuerbaren Potenziale und die Möglichkeiten zur Energieversorgung im Quartier wurden ermittelt. Daraus wurden in Abstimmung mit den Projektbeteiligten SSN Group, Bezirk Altona und der Behörde für Umwelt und Energie verschiedene Versorgungsvarianten definiert und auf ökonomische und ökologische Kenngrößen hin untersucht.

2 Planungsgebiet

Das Projektgebiet Holstenquartier (Abbildung 1 und Abbildung 2) befindet sich auf dem ehemaligen Gelände der Holstenbrauerei im Hamburger Stadtteil Altona-Nord. Seine Größe beläuft sich auf etwa 9 Hektar. Nach Osten hin reicht das Projektgebiet bis an die Holstenstraße heran, im Westen erstreckt es sich bis an die Harkortstraße. Im Norden wird das Planungsgebiet durch die Bahngleise begrenzt, die den S-Bahnhof Holstenstraße mit den Bahnhöfen Diebsteich und Altona verbinden. Südlich schließt das Quartier mit der Haubachstraße ab.

Im Planungsgebiet sollen gemäß dem angepassten Siegerentwurf vom Architekturbüro André Poitiers und arbos Freiraumplanung GmbH & Co. KG etwa 1.350 Wohneinheiten entstehen, die sich auf ca. 135.000 m² Brutto-Grundfläche (BGF) verteilen.

Etwa 37.000 m² BGF für größtenteils büroähnliche Gewerbeflächen sowie 3.000 m² BGF für Handwerksbetriebe und 5.000 m² BGF für Hotels runden das Spektrum der bebauten Flächen ab und summieren sich zusammen mit dem Wohnungsbau auf eine gesamte BGF von ca. 180.000 m².

Grundlage dieses Konzepts ist der noch zwischen Bezirk Altona und Investor in Abstimmung befindliche Funktionsplan (Stand Februar 2018)



Abbildung 1: Lageplan für das Projektgebiet Holstenquartier

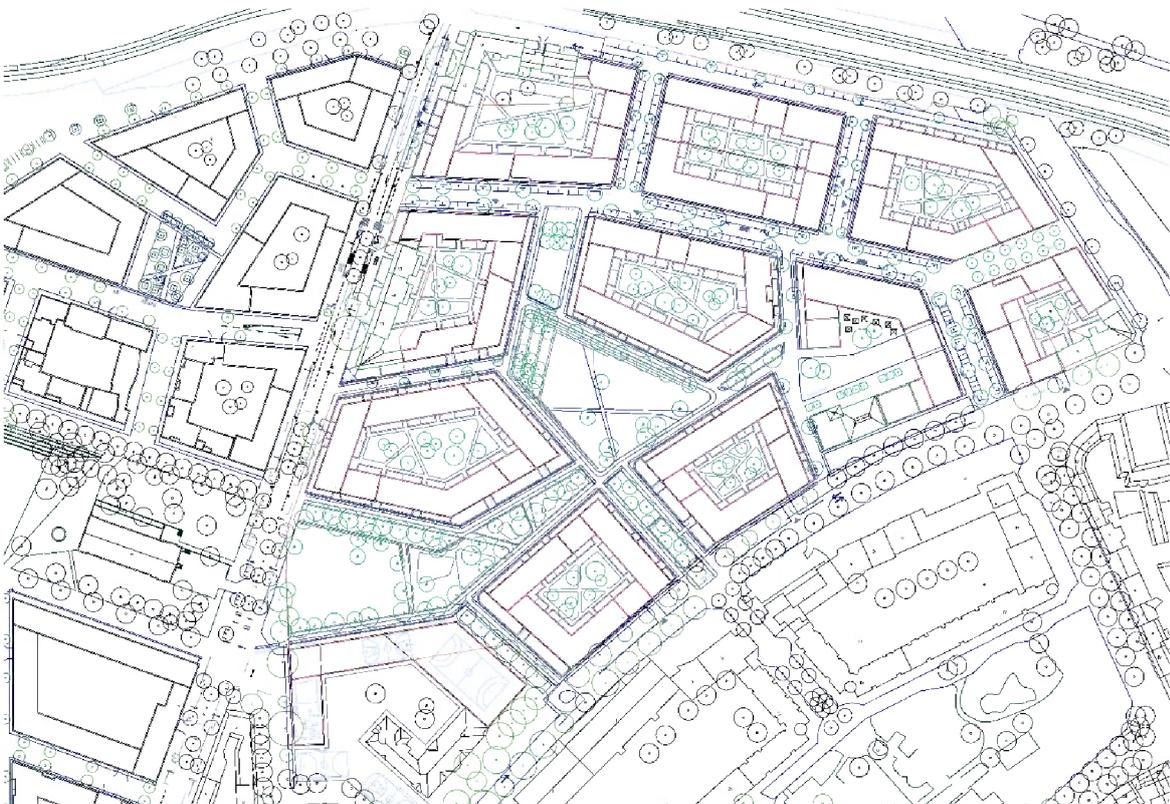


Abbildung 2: Angepasster Siegerentwurf vom Architekturbüro André Poitiers und arbos Freiraumplanung GmbH & Co. KG

3 Wärme- und Kältebedarf

Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Bedarf an Heizwärme und dem Wärmebedarf für Warmwasserbereitung zusammen. Für die Bedarfsermittlung werden flächenbezogene Ansätze gewählt. Darüber hinaus wird nach Gebäudetypologien und Nutzungsarten unterschieden. Unterschieden wird hierbei in Geschosswohnungen, Gewerbe, Handwerkshöfe und Hotels. Für die Gebäudetypen Hotel und büroähnliches Gewerbe werden zusätzlich Kältebedarfe unterstellt und ermittelt. Für büroähnliche gewerbliche Nutzung wird ein jährlicher Kältebedarf von 70 kWh/m² zugrunde gelegt, für Hotels werden 224 kWh/a je Bett und 30 m² je Bett angenommen. Die Ermittlung von Kältebedarfen ist mit hohen Unsicherheiten behaftet und hängt unter anderem von den konkreten Nutzungsformen, dem Anteil der verglasten Fassaden und dem Baustandard ab.

Darüber hinaus werden die Heizwärmebedarfe für drei verschiedene Gebäudestandards ermittelt. Zu den untersuchten Baustandards zählen die gültige EnEV 2016 sowie die Standards des KfW-Effizienzhauses 55 und des KfW-Effizienzhauses 40.

Für die Ermittlung der notwendigen Anschlussleistung werden für die Geschosswohnungen 1.610 Volllaststunden angenommen, für Gewerbe und Handwerkshöfe werden 1.700 Volllaststunden unterstellt. Die Anschlussleistung für den Gebäudetyp Hotel wird mit einer Volllaststundenzahl von 2.400 ermittelt.

Die weiteren Annahmen und Ergebnisse der Wärme- und Kältebedarfsermittlung finden sich in Tabelle 1 und Tabelle 2. Es ergibt sich ein Kältebedarf von etwa 2.600 MWh im Jahr und ein jährlicher Wärmebedarf für Trinkwarmwasserbereitung von etwa 3.000 MWh. Da der Kältebedarf mit großen Unsicherheiten behaftet ist, wird in den untersuchten Versorgungsvarianten ein abgerundeter Bedarf von 2.500 MWh unterstellt, um den Einfluss, den die Kältebereitstellung auf die Wirtschaftlichkeit hat, nicht überzubewerten. Abhängig vom angenommenen Baustandard beläuft sich der jährliche Heizwärmebedarf im Quartier auf 4.800 bis 6.700 MWh.

Tabelle 1: Annahmen zur Wärme- und Kältebedarfsermittlung

| Gebäudeart | Personen / WE | BGF | Heizwärmebedarf | | | Warmwasserbedarf | Kältebedarf |
|-----------------------------|---------------|-----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | | | EnEV 2016 | KfW 55 | KfW 40 | Brauch-Warmwasser | Kältebedarf |
| | | | [kWh/m ² *a] |
| Geschosswohnung | 2,2 | - | 36 | 29 | 25 | 15 | |
| Gewerbe (Büro oder ähnlich) | - | - | 36 | 29 | 25 | 8 | 70 |
| Handwerkshöfe | - | - | 45 | 32 | 27 | 21 | 0 |
| Hotel | - | - | 84 | 59 | 50 | 128 | 7,5 |



Tabelle 2: Wärme- und Kältebedarfe im Quartier

| Gebäudeart | WE | Bewohner | BGF | Wärme- bedarf EnEV 2016 | Wärme- bedarf KfW 55 | Wärme- bedarf KfW 40 | Brauch- Warm- wasser | Kältebe- darf |
|-----------------------------------|--------------|--------------|-------------------|-------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------|
| | | | [m ²] | [MWh/a] | [MWh/a] | [MWh/a] | [MWh/a] | [MWh/a] |
| Geschoss- wohnung | 1.350 | 2.970 | 135.000 | 4.860 | 3.915 | 3.375 | 2.025 | 0 |
| Gewerbe (Büro oder ähnlich) | - | - | 37.000 | 1.332 | 1.073 | 925 | 296 | 2.590 |
| Handwerks- höfe | - | - | 3.000 | 135 | 95 | 81 | 63 | 0 |
| Hotel | - | - | 5.000 | 420 | 294 | 252 | 640 | 37 |
| Gesamt mit Gewerbe | 1.350 | 2.970 | 180.000 | 6.747 | 5.377 | 4.633 | 3.024 | 2.627 |

4 Potenzialanalyse lokaler regenerativer Potenziale

4.1 Solarpotenziale

Die Dachflächen im Projektgebiet können einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung liefern. Photovoltaik (PV)-Module wandeln Sonneneinstrahlung in elektrischen Strom. Der spezifische Ertrag beläuft sich im Großraum Hamburg auf etwa 880 kWh/kWp. Sowohl eine Nutzung des Stroms für den Eigenbedarf als auch eine Einspeisung ins öffentliche Netz mit EEG-Vergütung oder eine Direktvermarktung vor Ort, z.B. als Mieterstrom sind möglich.

Eine Alternative zu einer PV-Nutzung der Dachflächen besteht in der Möglichkeit, die Dachflächen zur Wärmeversorgung durch Solarthermie zu verwenden. Auch eine Kombination von PV- und Solarthermienutzung ist denkbar. Zur Ermittlung der Solarpotenziale werden die Brutto-Dachflächen um die Dachterrassen bereinigt und mit einem Faktor von 0,8 verrechnet, der technischen Aufbauten oder Arbeitswegen und Umrandungen Rechnung trägt, die im Folgenden als Netto-Dachfläche bezeichnet wird.

Für Photovoltaik wird als installierbare Leistung bezogen auf die genutzte Grundfläche unter Berücksichtigung von Gründächern von 60 Wp/m² ausgegangen. Für Hochtemperatur-Solarthermieanlagen wird ein pot. jährlicher Wärmeertrag von 450 kWh je Quadratmeter Kollektorfläche angenommen, wobei die max. mögliche Kollektorfläche ca. 40 % der Netto-Dachfläche entspricht.

Solar-Absorber stellen eine weitere Möglichkeit dar, solare Energie und Umgebungswärme auf niedrigem Temperaturniveau zur Regeneration von Umweltwärmequellen (Eisspeicher oder Geothermie-Bohrungen) zu nutzen. Hierfür werden ein jährlicher Ertrag von 1.800 kWh je Quadratmeter Absorberfläche und ein Anteil der Absorberfläche an der der Netto-Dachfläche von 50 % angenommen.

Auch eine gleichzeitige Erzeugung von Wärme und Strom ist möglich. Dafür können so genannte PVT-Hybrid-Kollektoren verwendet werden, für die ein Wärmeertrag von 900 kWh pro Quadratmeter Kollektorfläche und ein Stromertrag von 900 kWh je kWp angenommen werden. Die Modulfläche entspricht hierbei 37 % der Netto-Dachfläche. Die resultierenden Potenziale sind in Tabelle 3 dargestellt.

Eine Vergrößerung der Solar-Potenziale (insbesondere PV) wäre durch die Nutzung von aktiven Fassadenelementen möglich, die hier nicht weiter betrachtet werden, da solche Lösungen bis heute ungewöhnlich sind und ggf. starke Auswirkungen auf das Erscheinungsbild des Quartiers hätten.

Tabelle 3: Solare Potenziale im Quartier

| Netto-Dachfläche [m ²] | Potential PV | | Potential PVT-Hybrid | | | | Potential Solar-Absorber | | Potential HT-Solar | |
|------------------------------------|----------------|----------------------|----------------------|-------------------------------|----------------------------|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------------|
| | Leistung [kWp] | Jahresertrag [MWh/a] | Leistung [kWp] | Modulfläche [m ²] | Jahresertrag Wärme [MWh/a] | Jahresertrag PV-Strom [MWh/a] | Absorberfläche [m ²] | Jahresertrag Wärme [MWh/a] | Kollektorfläche [m ²] | Jahresertrag Wärme [MWh/a] |
| 15.734 | 944 | 831 | 858 | 5.836 | 5.252 | 772 | 7.867 | 14.160 | 6.556 | 2.950 |
| Deckungsanteil | | 16,4% | | | 61,2% | 15,2% | | > 100% | | 34% |

Im Folgenden werden die ermittelten Potenziale ins Verhältnis zu den bestehenden Bedarfen gesetzt. Hierfür werden der ermittelte Wärmebedarf nach KfW-Standard 55 und ein Strombedarf von schätzungsweise 5 GWh für die 1.350 Wohneinheiten sowie die weiteren genutzten Flächen zugrunde gelegt.

Das PV-Potenzial von etwa 944 kWp installierter Leistung bzw. einer jährlichen Erzeugung von 831 MWh Strom reicht bilanziell aus, um etwa 16,4 % des geschätzten Strombedarfs der Nutzungen zu decken. Insbesondere in Hinblick auf zukünftige Strombedarfe, z.B. durch Ladestationen für E-mobilität, wäre die Nutzung aller verfügbaren Potenzialflächen sinnvoll, die nicht für die Wärmeversorgung genutzt werden.

Im Fall einer Solarthermienutzung der Dachflächen ergibt sich eine jährliche Wärmemenge von ca. 2.950 MWh, was etwa 34 % des Wärmebedarfes entspricht und damit beispielsweise den Trinkwarmwasserbedarf decken könnte. Hierbei ist zu beachten, dass die Solarthermiewärme zu großen Teilen im Sommer zur Verfügung steht und sich in diesem Zeitraum der Wärmebedarf im Wesentlichen auf den Warmwasserbedarf beschränkt, wodurch Solarthermie ohne saisonale Speicherung nur etwa 15-25 % des Gesamtwärmebedarfs abdecken kann. Dieser Anteil kann mit der zur Verfügung stehenden Netto-Dachfläche erreicht werden.

Das Potenzial durch Solarabsorber ist ausreichend, um in Kombination mit Eisspeichertechnologie, die die saisonalen Unterschiede zwischen Erzeugung und Bedarf ausgleichen kann, den kompletten Umweltwärmebedarf im Quartier zur Versorgung mit einer Wärmepumpe zu decken. Ein PVT-Hybrid-System kann ca. 61 % des Wärme- und 15 % des Strombedarfs decken.

4.2 Geothermipotenziale

Als weiteres erneuerbares Potenzial zur Wärmebereitstellung wird oberflächennahe Geothermie untersucht. Hierbei ist grundsätzlich zwischen Erdsonden und Erdkollektoren zu unterscheiden.

Bei Erdwärmesonden handelt es sich um vertikal installierte Rohre mit einer Tiefe von bis zu 400 m, in denen ein Wärmeträgermedium (meist ein Wasser-Glykol-Gemisch oder Wasser) dem Erdreich Wärme entzieht.

Eine Alternative zu Erdwärmesonden bilden Erdkollektoren. Bei dieser Technologie werden die Rohre oder Schläuche mit dem Wärmeträgermedium schleifenförmig unter der Frostgrenze in etwa 1 bis 3 m Tiefe verlegt. Erdkollektoren sind verglichen mit Erdsonden zwar leistungsspezifisch kostengünstiger, benötigen jedoch auch deutlich mehr Fläche für die gleiche Leistung. Daher wird im Quartier die Nutzung von Erdsonden in die untersuchten Versorgungsvarianten aufgenommen und darauf aufbauend das Geothermiepotezial im Projektgebiet bestimmt. Die geeigneten Flächen sind in Abbildung 3 dargestellt. Dunkelblau gekennzeichnet sind größere zusammenhängende Flächen, die sich für die Geothermienutzung eignen. Die hellblau dargestellten Flächen hingegen sind Flächen in Innenhöfen, die potenziell als Ergänzung zum primären Geothermiepotezial erschlossen werden können, aber auf Grund der Geometrie nicht ideal sind und mit einem erhöhten Installationsaufwand verbunden wären, und ggf. mit den geplanten Tiefgaragen kollidieren könnten. Rot schattiert dargestellt sind Flächen, auf denen aus wasserwirtschaftlichen Gründen eine Errichtung von Erdsonden unzulässig ist.

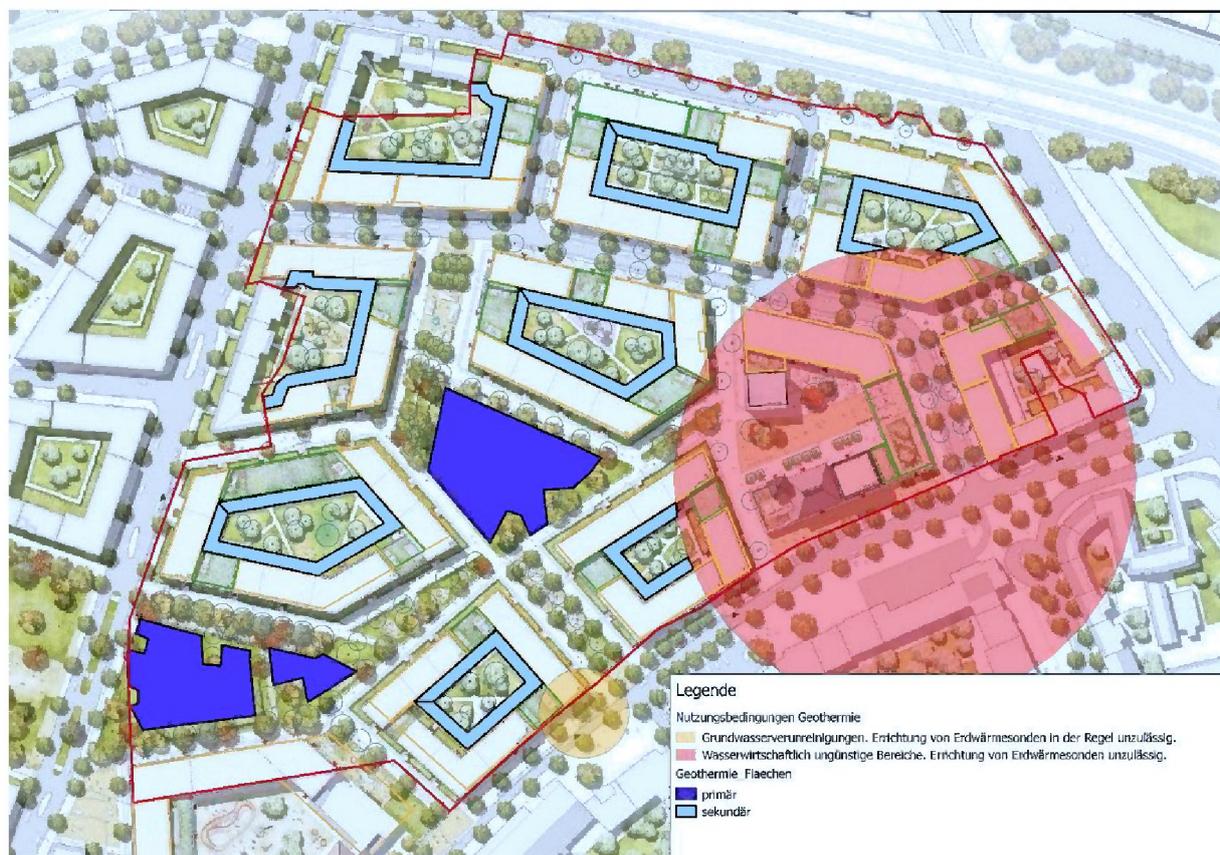


Abbildung 3: Potenzialflächen für Geothermienutzung im Quartier in dunkelblau (zusammenhängende Flächen) und hellblau (Innenhofflächen)

Die markierten Flächen, deren Nutzbarkeit als Parkanlage oder Innenhof weiterhin gegeben ist, bieten Platz für etwa 300 Erdsonden. Als maximale Bohrtiefe werden 100m angenommen, da unterhalb dieser Tiefe eine bergbaurechtliche Genehmigung benötigt würde. Als Entzugsleistung werden nach Auswertung des Geodatenportals der Stadt Hamburg 40 W/m angenommen. Insgesamt ergibt sich somit eine mögliche geothermische Entzugsleistung von insgesamt 1.200 kW. Bei einer jährlichen Entzugszeit von 1.800 h ergibt sich eine Jahresarbeit der Erdwärmesonden von etwa 2.200 MWh, was in etwa einem Viertel des Wärmebedarfes im Baustandard KfW 55 inklusive Warmwasserbereitung entspricht.

Mit Hilfe aktiver Regeneration z.B. durch Solarabsorber, PVT-Module oder die Kühlung von Büros kann die jährliche Entzugszeit um bis zu 50 % gesteigert werden.

Weitere, über die markierten Flächen hinausgehende Geothermiepotenziale könnten erschlossen werden, wenn Sonden auch unter den Gebäuden errichtet werden. Hierfür wäre ein Schacht im Gebäude notwendig. Auch die Nutzung von Flächen, für die eine Bepflanzung mit Bäumen vorgesehen ist, kann das Geothermiepotenzial erhöhen. Spezialverfahren wie das GRD-Verfahren, das schräge Bohrungen für die Errichtung der Sonden nutzt, oder Kühlnutzung sind weitere Möglichkeiten, das Geothermiepotenzial vermehrt zu nutzen. Mit dem innovativen Konzept der Grundwasserzirkulation sind deutlich weniger Brunnen als Sonden erforderlich. Die benötigte Anzahl reduziert sich hierbei etwa um den Faktor 10. Probleme können durch Altlasten und hohe Salzgehalte auftreten. Außerdem ist die Klärung von ggf. anfallenden Grundwasserfördergebühren erforderlich.

4.3 Abwasserwärmepotenziale

Zur Einschätzung der Abwasserwärmepotenziale im Quartier fand ein Abstimmungstermin mit Hamburg Wasser statt. In den nächsten Jahren sind Sielbauarbeiten am Holstenplatz geplant, die den Einbau von Wärmetauschern zur Bereitstellung von Quellwärme für eine Wärmepumpe ermöglichen.

Am Holstenplatz ist eine Leitung für ca. 150 m Wärmetauscher verfügbar. Die entsprechende Entzugsleistung beträgt ca. 170 bis 200 kW. Die Investitionen dieser Maßnahme belaufen sich auf schätzungsweise 250.000 €.

Durch die ganzjährige Verfügbarkeit ist eine hohe Grundlasttauglichkeit gegeben. Insgesamt können dadurch potenziell jährlich in 8.760 Stunden zwischen 17 % und 20 % der Jahresarbeit bezogen auf den Baustandard des Effizienzhauses KfW 55 gedeckt werden.

4.4 Fernwärme

Zur Einschätzung der Möglichkeit eines Fernwärmeanschlusses wurde ein Abstimmungstermin mit Vattenfall Wärme Hamburg (VWH) durchgeführt. VWH betreibt westlich am Plangebiet Fernwärmeleitungen mit Nenndurchmessern von DN 450 im Vorlauf und DN 500 im Rücklauf. Dadurch ist ein Anschluss des Quartiers an das Fernwärmenetz in Bezug auf die Anschlussleistung unproblematisch möglich. Hierbei kann die Fernwärme bilanziell als Fernwärme „Klassik“ mit Fokus auf Kraft-Wärme-Kopplung oder als Fernwärme „Natur Mix“ aus erneuerbaren Energien mit Fokus auf Biomasse bezogen werden. Durch den Bezug von Fernwärme „Natur Mix“ kann eine bilanzielle Senkung der CO₂-Emissionen erfolgen.

4.5 Fernwärmerücklauf

Die Rücklauftemperatur beträgt ganzjährig über 45 °C und hat damit ein Temperaturniveau, was problemlos zur Beheizung von entsprechend geplanten Neubauten ausreicht. Für die Sicherstellung der Trinkwasserhygiene sind bei diesem Temperaturniveau gesonderte Maßnahmen zu treffen, wie beispielsweise die Nutzung von dezentralen Frischwasserstationen, ggf. mit der Möglichkeit zur dezentralen Nachheizung, Ultrafiltration oder die Errichtung eines Drei-Leiternetzes (vgl. Kapitel 5). Eine von der Temperatur des Fernwärmenetzes abweichende Vorlauf-Temperatur für ein Wärmenetz im Quartier von beispielsweise 55° C könnte auch über Beimischung eines geringen Anteils Vorlauf oder die Einbindung anderer Erzeuger garantiert werden.

Der Betrieb eines Quartiersnetzes mit eigenen, von der Fernwärme abweichenden, niedrigen Temperaturen wird von VWH positiv gesehen. Die Absenkung der Rücklauftemperatur hat positive Auswirkungen für die mögliche Integration erneuerbarer Energien an zentraler Stelle in das Fernwärmenetz, da so auch Wärme auf niedrigerem Temperaturniveau in das Netz eingespeist werden kann. Außerdem ermöglicht eine Rücklaufnutzung die Kombination mit lokal verfügbaren Wärmequellen in Kombination mit Wärmepumpen oder eine effiziente Solarthermienutzung.

5 Auslegung des Wärmenetzes

Zur energetischen Versorgung des Quartiers werden auch Varianten mit Nahwärmenetz betrachtet. Zur Quantifizierung der Kosten werden folgende Annahmen getroffen.

Das Wärmenetz hat eine ungefähre Gesamtlänge von 870 Trassenmetern. Als Rohre werden Kunststoffmantelrohre mit Stahlmediumrohr sowie zweifach verstärkter PU-Schaum-Dämmdicke und PE-Mantel direkt erdverlegt. Versorgt werden insgesamt zehn Blöcke sowie Teile der Theodor-Haubach-Schule mit je einem Hausanschluss. In der Kostenschätzung werden keine Besonderheiten bei der Rohrgrabenherstellung und auch keine befestigte Oberflächenwiederherstellung berücksichtigt. Das mögliche Vorhandensein von Kampfmitteln, Trümmerschutt oder weiteren Altlasten wird ebenfalls nicht in die Kostenkalkulation aufgenommen. Außerdem wird davon ausgegangen, dass Rohrleitungsmaterial und Bodenaushub im Quartier zwischengelagert werden können.

Untersucht werden drei Wärmenetzvarianten, die sich unter anderem in den Vor- und Rücklauftemperaturen und der Temperaturspreizung und dadurch in den benötigten Nennweiten unterscheiden. Die drei Varianten sind in Tabelle 4 gegenübergestellt. Bei der zweiten Variante handelt es sich um ein Low-Ex-Netz mit niedrigen Netztemperaturen. Die Trinkwarmwasserhygiene muss in dieser Variante mittels geeigneter Maßnahmen wie Frischwasserstationen, Filtration oder dezentraler elektrischer Nachheizung sichergestellt werden. Die dritte Variante ist ein sogenanntes Dreileiternetz mit getrenntem Vorlauf für Heizwärme und Trinkwarmwasser und gemeinsamen Rücklauf.

Tabelle 4: Wärmenetzvarianten

| Variante | Netzvariante 1 „BHKW“ | Netzvariante 2 „Low-Ex“ | Netzvariante 3 „Dreileiter“ |
|---|---|---|--|
| Temperaturspreizung und Beschreibung | $\Delta T=40K$, z.B. VL 90°C, RL 50°C VL+RL für Heizung und Trinkwarmwasser gemeinsam | $\Delta T=20K$, z.B. VL 50°C, RL 30°C VL+RL für Heizung und Trinkwarmwasser gemeinsam | Heizung $\Delta T=20K$, z.B. VL 45°C, RL 25°C, Trinkwarmwasser $\Delta T=55K$, z.B. VL 80°C, RL 25°C VL für Heizung und Trinkwarmwasser getrennt, gemeinsamer RL im gemeinsamen Rohrgraben (Dreileiternetz) |
| Geschätzte Investitionskosten | 700.000 € | 800.000 € | 950.000 € |

Neben den Wärmenetzvarianten werden unterschiedliche Varianten der Wärmeversorgung (kurz: Versorgungsvarianten) untersucht. In den Versorgungsvarianten 2 und 4 (vgl. Kapitel 6) ist neben der Errichtung des Wärmeverteilnetzes eine Leitungsverbindung der Wärmequellen in bzw. auf den verschiedenen Gebäuden oder den Geothermieflächen mit der Energiezentrale notwendig, um der Wärmepumpe in der Energiezentrale die dezentral gewonnene Wärme zuzuführen, die dann auf ein höheres Temperaturniveau angehoben wird. In Versorgungsvariante 2 betrifft dies alle Gebäude mit Kältebedarf, in Versorgungsvariante 4 alle Gebäude, da hier die PVT-Module auf den Dächern und die Erdsonden zentral mit der Wärmepumpe verbunden werden müssen. Um dies kostenseitig zu berücksichtigen wurden in Variante 2 die 1,5-fachen und in Variante 4 die doppelten Netzkosten angesetzt.

6 Varianten der Wärmeversorgung

Für das Gebiet wurden in Abstimmung mit den Verfahrensbeteiligten unterschiedliche Versorgungsvarianten aufgestellt und untersucht. Alle Varianten sind so gewählt, dass jeweils ein Anteil der erneuerbaren Energien an der Wärmeversorgung von ca. 65 % erreicht wird. Darüber hinaus wird für die Auslegung der Komponenten der Wärmebedarf zugrundegelegt, der sich aus dem Standard des Effizienzhauses KfW 55 ergibt. Die untersuchten Varianten umfassen:

1. Anschluss an das Hamburgische Fernwärmenetz mit Bezug von 65 % Fernwärme „Natur Mix“ und 35 % Fernwärme „Klassik“ (Referenzvariante)
2. Anschluss an den Rücklauf des Fernwärmenetzes (60 % FW „Natur Mix“ und 40 % FW „Klassik“) und Errichtung eines hydraulisch getrennten Subnetzes, das aus dem Fernwärmerücklauf und einer Wärmepumpe mit Eisspeicher gespeist wird. Der Eisspeicher wird über die Raumkühlung (Free Cooling) regeneriert und stellt so gleichzeitig die Kältebedarfe zur Verfügung.
3. Nahwärmenetz mit Biomethan-BHWK und Erdgas-Spitzenlastkessel bei Auslegung des BHKWs auf ca. 75 % KWK-Anteil
4. Niedertemperatur-Wärmenetz mit zentraler elektrischer Wärmepumpe, die als Wärmequellen Erdsonden, PVT-Module und einen Eisspeicher nutzt und Erdgas-Spitzen-Lastkessel
5. Dezentrale Wärmepumpen mit Eisspeicher für je zwei Baublöcke und Solarabsorbern auf den Dachflächen

Abbildung 4 zeigt den Anteil der verschiedenen Erzeuger an der Wärmeversorgung in den untersuchten Versorgungsvarianten. Die geringfügigen Unterschiede in der Gesamtwärmemenge sind auf die Berücksichtigung von Wärmenetzverlusten zurückzuführen. Variante 5 als dezentrale Versorgungsvariante ohne Wärmenetz weist daher die geringste Gesamtwärmemenge auf. Nachfolgend werden die technischen Rahmenbedingungen der Varianten zur Wärmeversorgung beschrieben.

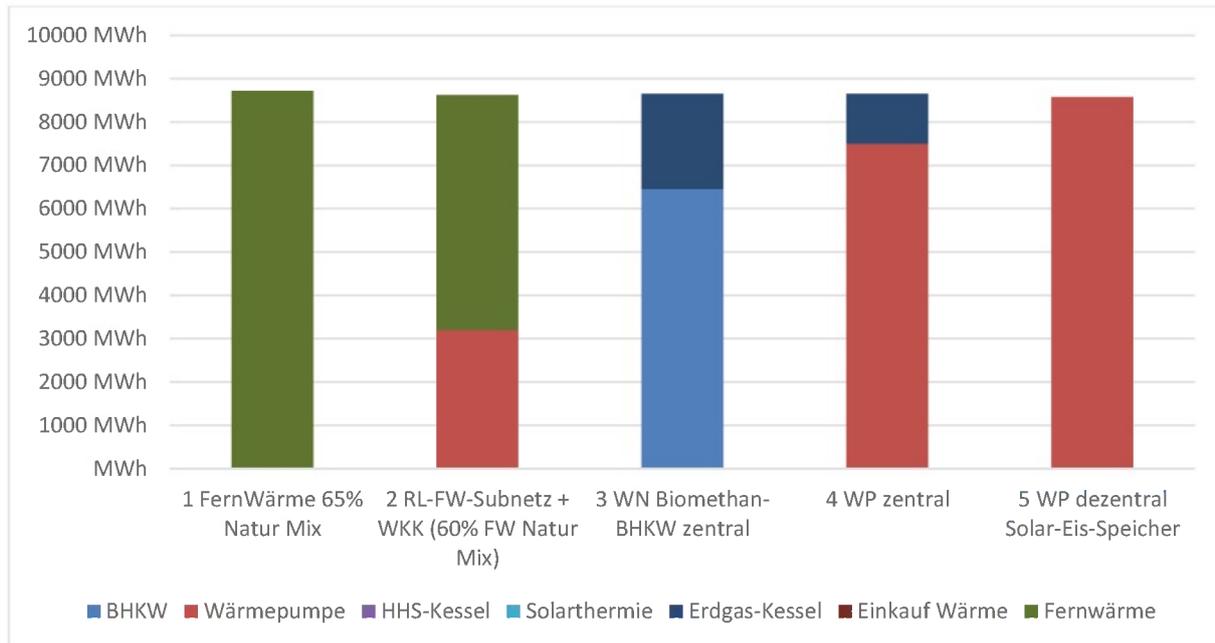


Abbildung 4: Anteil der Erzeuger an der Wärmerzeugung in den verschiedenen Varianten

6.1 Variante 1 (Referenz): Anschluss Fernwärmenetz (65% „Natur Mix“)

Die Variante 1 stellt eine konventionelle Vergleichslösung für die Wärmeversorgung dar. Sie sieht den Anschluss des Projektgebietes an das Hamburgische Fernwärmenetz vor. Um das Ziel einer zu 65 % erneuerbaren Wärmeversorgung zu erreichen, wird dieser Anteil als bilanzielle Fernwärme „Natur Mix“ bezogen. Der Anschluss der Baufelder erfolgt durch VWH und wird mit dem normalen Grundpreis entgolten, so dass keine zusätzlichen Investitionskosten anfallen. Auf den Arbeitspreis wird nach Aussage von VWH aufgrund der Größe des Versorgungsgebietes ein Rabatt in Höhe von 10% auf den Listenpreis gewährt.

Zur Deckung des Kältebedarfes werden objektweise dezentrale elektrische Kompressionskältemaschine mit einer Gesamtleistung von 2.500 kW errichtet, die im Durchschnitt auf angenommene ca. 1.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr ausgelegt sind. Die Kältemaschinen werden mit Netzstrom betrieben und stellen die konventionelle Variante zur Kälteversorgung dar.

6.2 Variante 2: Niedertemperatur-Nahwärmenetz mit Nutzung des Fernwärme-Rücklaufs (60 % „Natur Mix“), Wärmepumpe sowie Eisspeicher zur Wärme-Kälte-Kopplung

In dieser Variante wird ein Niedertemperatur-Wärmenetz errichtet, das eine Länge von ca. 870 m aufweist. Die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen in diesem Subnetz liegen mit ca. 50 bzw. 30 °C deutlich unter denen des Fernwärmenetzes, sodass der Rücklauf des Fernwärmenetzes zum Heizen des Vorlaufes des Subnetzes genutzt werden kann. VWH verzichtet bei der Rücklaufnutzung auf das Erheben des Grundpreises laut Preisblatt. Die Wärmepumpe, die eine thermische Leistung von ca. 800 kW und eine elektrische Leistung von ca. 222 kW aufweist, ist darauf ausgelegt, den sommerlichen Kältebedarf zu decken und durch Entzug von Wärme den Eisspeicher aufzuladen, der dann die Klimatisierung der Gewerbeflächen sicherstellen kann. Dieses Zusammenspiel wird als Wärme-Kälte-Kopplung (WKK) bezeichnet. Durch die Deckung der Kältebedarfe deckt die Wärmepumpe bei konsequenter Nutzung der

gleichzeitig anfallenden Wärme etwa 37 % des Wärmebedarfes des Quartiers. Die übrigen 63% würden aus dem Rücklauf der Fernwärme entzogen und dieser dadurch weiter abgekühlt.

6.3 Variante 3: Errichtung eines Wärmenetzes mit Biomethan-BHKW und Spitzenlastkessel

In dieser Variante wird ein Nahwärmenetz errichtet, das mit Vor- und Rücklauftemperaturen von 90 bzw. 50 °C betrieben wird. Die Wärmeerzeugung erfolgt mittels eines BHKWs, das mit bilanziellem Biomethan (andernorts aufbereitetes und in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas) betrieben wird, und eines erdgasbetriebenen Spitzenlastkessels, der eine Leistung von 4.000 kW aufweist. Das BHKW das auf ca. 4.700 Vollbenutzungsstunden und 75 % KWK-Anteil ausgelegt ist, hat eine elektrische Leistung von 1.064 kW und eine thermische Leistung von 1.372 kW. Der Strom wird komplett ins Stromnetz eingespeist und nach EEG vergütet. Da KWK-Anlagen über 100 kW Leistung für die Inanspruchnahme der Förderung nach EEG an Ausschreibungsverfahren über den Strompreis teilnehmen müssen, ist diese Varianten mit hohen Projektentwicklungsrisiken behaftet.

Die Kälte wird analog zu Variante 1 mit dezentral auf den Dächern aufgestellten Kältemaschinen bereitgestellt.

6.4 Variante 4: Niedertemperatur-Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe, mit Eisspeicher, PVT-Modulen und Erdsonden als Wärmequellen

In dieser Variante wird ein Niedertemperatur-Wärmenetz errichtet, das eine Länge von ca. 870 m aufweist. Die Vorlauf- und Rücklauftemperaturen in diesem Subnetz liegen bei ca. 50 bzw. 30 °C.

Gespeist wird es durch eine zentrale Wärmepumpe, die als Wärmequelle die beschriebenen Potenziale durch Erdsonden und PVT-Kollektoren verwendet. Zur Gewährleistung der Entzugsleistung in der Heizperiode wird ein Eisspeicher vorgesehen, dessen Notwendigkeit im weiteren Planungsprozess gegebenenfalls überprüft werden könnte. Wie in Variante 2 ermöglicht Wärme-Kälte-Kopplung die Deckung des Kältebedarfes aus der kalten Seite der Wärmepumpe, bzw. aus den Erdsonden und dem Eisspeicher. Die Wärmepumpe deckt in dieser Variante in etwa 87 % des Wärmebedarfes, der Rest wird durch einen erdgasbetriebenen Brennwertkessel mit einer Leistung von 4.000 kW bereitgestellt. Die Wärmepumpe, die auf 3.000 Volllaststunden ausgelegt ist, weist eine thermische Leistung von ca. 2.500 kW und eine elektrische Anschlussleistung von 700 kW auf. Die PVT-Kollektoren speisen in etwa 723 MWh Solarstrom ins Stromnetz ein.

6.5 Variante 5: Dezentrale Versorgung durch Wärmepumpen mit Solarabsorbern und Eisspeichern

In dieser Variante werden jeweils zwei Baublöcke mit einer Wärmepumpe und einem Eisspeicher sowie Solarabsorbern versorgt. Dabei werden die Wärmebedarfe für Heizung und Warmwasser auf unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitgestellt, was sich positiv auf die Effizienz der Wärmepumpe auswirkt. Für das Quartier ergibt sich eine summierte thermische Wärmepumpenleistung von 5.050 kW bei einer elektrischen Anschlussleistung von 1.530 kW. Die benötigte Quellenwärme kann mit den zur Verfügung stehenden Dachflächen und den Kältebedarfen im Gewerbe generiert werden. Die Eisspeicher ermöglichen die Überbrückung der zeitlichen Differenzen zwischen Erzeugung und Bedarf. Der Kältebedarf kann wie in den Varianten 2 und 4 durch WKK gedeckt werden, wobei nur die Blocks mit Gewerbe hiervon profitieren.

6.6 Flächenbedarfe der Versorgungsvarianten

Die verschiedenen Versorgungsvarianten unterscheiden sich stark in der benötigten Dachfläche, den Anforderungen an die benötigten Flächen, bzw. deren Einschränkungen hinsichtlich paralleler Nutzungen und den (unterirdischen) Raumbedarfen beispielsweise für Eisspeicher. Für Flächen, die für die Installation von Erdsonden vorgesehen sind, ist eine Parallelnutzung als Parkanlage möglich und auch eine Errichtung von unterirdischen Eisspeichern ermöglicht eine Nutzung der darüber liegenden Fläche, z.B. als Parkplatz, Grünfläche, Spielplatz o.ä..

Variante 1 erfordert lediglich geringe Flächen für die Hausanschlüsse an das Fernwärmenetz sowie dezentrale Orte zur Aufstellung der Kältemaschinen.

In Variante 2 ist eine Energiezentrale zur Unterbringung der Wärmeübertragungsstation für den Fernwärmerücklauf und der Wärmepumpe erforderlich, darüber hinaus erfordert in Variante zwei der Eisspeicher ein unterirdisches Volumen von etwa 1.300 m³ bei einem Durchmesser von 19 m. Alternativ wäre auch die Errichtung mehrerer kleiner Eisspeicher denkbar, diese Abwägungsfrage ist ggf. im weiteren Planungsprozess zu beantworten.

Eine Energiezentrale ist auch in Variante drei und vier erforderlich. Variante drei beinhaltet wie Variante eins die dezentrale Aufstellung von Kältemaschinen. Außerdem ist ein Pufferspeicher mit einer Größe von ca. 50 m³ vorgesehen um den wirtschaftlichen Betrieb des BHKW zu gewährleisten. Die im Kapitel Geothermiefpotenziale ermittelten Potenzialflächen mit Platz für ungefähr 300 Sonden werden in Variante vier vollständig genutzt. Diese Flächen dürfen nicht unterkellert sein, sollten sich nach Möglichkeit nicht im Wurzelbereich von Bäumen befinden und unversiegelt sein. Darüber hinaus wird in dieser Variante die komplette Netto-Dachfläche von 15.500 m² für PVT-Kollektoren benötigt.

Die dezentrale Variante 5 benötigt Raum für fünf unterirdische Eisspeicher sowie Flächen für die dezentralen Wärmepumpen. Außerdem werden ca. 7.300 m² Dachfläche mit Solarabsorbern belegt. Die Flächenbedarfe der Versorgungsvarianten sind in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5: Flächen- und Raumbedarfe der Versorgungsvarianten

| Flächen-/Raumbedarf | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 | Variante 4 | Variante 5 |
|---|----------------------------------|---|--|---|---|
| Energiezentrale/ Raum für dezentrale Wärmepumpen | - | WÜST-FW-RL, Wärmepumpe 200 m ² | BHKW, SL- Kessel, 200 m ² | SL-Kessel, Wärmepumpe 200 m ² | 5 dezentrale Wärmepumpen je 30 m ² |
| Hausübergabestationen | ca. 5 m ² je Block | ca. 5 m ² je Block | ca. 5 m ² je Block | ca. 5 m ² je Block | ca. 5 m ² je Block |
| Unterirdischer Eisspeicher | - | ca. 1.300 m ³ Ø 19 m Tiefe ca. 6 m | - | ca. 1.300 m ³ Ø 19 m Tiefe ca. 6 m | 5 Speicher je ca. 1.300 m ³ Ø 19 m Tiefe ca. m |
| Pufferspeicher | - | 10 m ³ | 50 m ³ | 50 m ³ | 5 x ca. 10 m ³ |
| Erdsondenfeld | - | - | - | ca. 11.000 m ² ca. 300 Sonden | - |
| PVT-Kollektoren/ Solarabsorber (Dachfläche) | - | - | - | ca. 15.500 m ² (850 kWp PVT) | ca. 7.300 m ² (3.660 m ² Koll. Solarabsorber) |
| Kältemaschine | dezentral | - | dezentral | - | - |

6.7 Energiebedarfe der Varianten

Die Energiebedarfe der unterschiedlichen Versorgungsvarianten sind nach Energieträger aufgeschlüsselt in Tabelle 6 dargestellt. Während in den ersten beiden Varianten verstärkt Fernwärme Verwendung findet, ist Wärmepumpenstrom insbesondere in den Varianten 4 und 5 von großer Bedeutung. Variante 3 benötigt den größten Endenergieeinsatz, was auf die gleichzeitige Bereitstellung von Wärme und Strom sowie das Fehlen von brennstofffreien Wärmequellen in dieser Variante zurückzuführen ist.

Tabelle 6: Endenergiebedarfe der unterschiedlichen Versorgungsvarianten

| Energieträger | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 | Variante 4 | Variante 5 |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Wärmepumpenstrom [MWh] | 0 | 781 | 0 | 2.083 | 1.996 |
| Erdgas [MWh] | 0 | 0 | 2.228 | 1.166 | 0 |
| Biomethan [MWh] | 0 | 0 | 12.595 | 0 | 0 |
| Fernwärme [MWh] | 8.723 | 5.501 | 0 | 0 | 0 |

7 Wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Varianten

In diesem Abschnitt werden die untersuchten Versorgungsvarianten hinsichtlich ökologischer und ökonomischer Kriterien miteinander verglichen.

Die ökologische Betrachtung findet sich insbesondere in der Darstellung der CO₂-Emissionen und der Anteile erneuerbarer Energien sowie der Ermittlung der Primärenergiefaktoren wieder.

Der ökonomische Vergleich beinhaltet die Gegenüberstellung verschiedener wirtschaftlicher Kenngrößen. Insbesondere werden ermittelt:

- Spezifische Wärmeerzeugungskosten in Cent/kWh
- Spezifische Wärmepreise pro qm Gebäudenutzfläche
- Summe der Investitionskosten für Anlagenteile
- Mittlere jährliche Kosten über 15 Jahre mit zwei unterschiedlichen Preissteigerungsraten für die Energiekosten

Die Varianten werden anschließend in einer Gesamtbewertung miteinander verglichen, um eine Empfehlung aussprechen zu können.

7.1 Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Zur Ermittlung der ökonomischen Kenngrößen ist das Treffen zahlreicher Annahmen erforderlich, von denen die wesentlichen Einflussgrößen im Folgenden beschrieben werden. Eine Liste mit weiteren Annahmen findet sich im Anhang 10.1.

Für die Berechnungen werden ein Gaspreis von 4 Cent/kWh H_s sowie ein Biomethanpreis von 7,8 Cent/kWh H_s jeweils inklusive Energiesteuer und Netzentgelten angenommen. Der Preis für Wärmepumpenstrom wird in den Varianten 2 und 5 mit 19 Cent/kWh und in Variante 4 mit 16 Cent/kWh

abgeschätzt. Der geringere Preis in Variante 4 beruht auf der Annahme, dass ein Mittelspannungsanschluss für den Betrieb der zentralen Wärmepumpe errichtet wird und dementsprechend eine andere Preisstruktur bei Strombezug auftritt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Fernwärmeversorgung basieren die Annahmen auf dem aktuellen Preisblatt von Vattenfall Wärme Hamburg (Stand 3. Quartal 2018). So werden ein Grundpreis von 6,917 € je Jahr und Liter pro Stunde sowie Arbeitspreise von 5,022 Cent/kWh für Fernwärme „Klassik“ und 7,456 Cent/kWh für Fernwärme „Natur Mix“ angenommen. In Variante 1 wird aufgrund der Größenordnung der Abnahme nach Abstimmung mit VWH von einem um 10 % rabattiertem Arbeitspreis ausgegangen. In Variante 2 entfällt der Fernwärmegrundpreis. Zusätzlich werden die Investitions- und Betriebskosten für das zu errichtende Subnetz, Wärmepumpe und Eisspeicher berücksichtigt.

Für die Wirtschaftlichkeit der Variante 3 mit Biomethan-BHKW ist die Höhe der Einspeisevergütung von großer Bedeutung. Da diese durch ein Ausschreibungsverfahren im Rahmen des EEG ermittelt wird, ist unsicher, welche Einspeisevergütung tatsächlich erreicht werden kann. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird von einer Vergütung des Biomethan-BHKW-Stroms von 14 Cent je kWh ausgegangen. Dieser Wert liegt knapp unterhalb des zulässigen Höchstgebotes für das Jahr 2020.

Für die Investitionskosten der Wärmenetze wird in Variante 2 das Anderthalbfache der in Abschnitt 5 aufgeführten Kosten für ein Low-Ex-Netz angenommen. Diese Annahme ist in den zusätzlichen Kosten für die Kälteverteilung begründet. In Variante 4 kommen darüber hinaus die Anschlussleitungen für die Quellwärme der Wärmepumpe hinzu, sodass hier von einer Verdopplung der in Abschnitt 5 beschriebenen Kosten für ein Low-Ex-Netz ausgegangen wurde.

Als Baunebenkosten inklusive Planungsleistungen werden 20 % der Investitionskosten bzw. bezogen auf die jährlichen Kosten 20 % der resultierenden Annuität des jeweiligen Anlagenteils angenommen, so dass die Planungsleistungen über den gleichen Zeitraum abgeschrieben werden, wie die jeweils geplante Komponente.

Abschreibungsdauern, Betriebs- und Instandhaltungskosten der verschiedenen Komponenten orientieren sich an der VDI-Richtlinie 2067.

Als zusätzliche Kosten für Verwaltung, Vertrieb und als Marge ist in allen Varianten mit Ausnahme von Variante 1 ein Wert von einem Cent je Kilowattstunde vorgesehen, um die Vergleichbarkeit zu verbessern. Da der Fernwärmepreis in Variante 1 ein tatsächlich am Markt angebotener Preis ist, sind diese Kosten bereits enthalten. Die Annahme von 1 Cent je kWh hierfür kann jedoch nur eine grobe Näherung mit dem Ziel einer besseren Vergleichbarkeit darstellen, da die Kalkulation der Preise von den verschiedenen Marktteilnehmern sehr unterschiedlich gehandhabt wird.

Sämtliche angegebenen Kosten und Preise sind als Netto-Kosten ohne Mehrwertsteuer zu verstehen.

7.2 Investitionskosten

Die gesamten Investitionskosten nach Berücksichtigung von Fördermitteln sind in Abbildung 5 aufgeführt, Abbildung 6 zeigt die Aufteilung der Investitionskosten auf die einzelnen Komponenten.

Die Varianten 4 und 5 weisen die höchsten Investitionskosten auf. Dies ist vor allem auf die Erschließung von Umweltwärmequellen zurückzuführen, die zunächst durch investitionsintensive Komponenten wie Erdsonden, PVT-Kollektoren oder Solarabsorber erschlossen werden muss, mittels Eisspeicher saisonal gespeichert wird und durch eine Wärmepumpe auf das entsprechende Temperaturniveau angehoben wird. In Variante 1 beschränken sich die Investitionskosten auf die Kältemaschinen, da sich die kapitelgebundenen Kosten für den erforderlichen Netzausbau im Fernwärme-Grundpreis widerspiegeln. In Variante 2 sind die Kosten für das Wärmenetz, das Kältenetz, die Wärmepumpe und den Eisspeicher enthalten.

Variante 3 weist aufgrund der Verwendung der vergleichsweise kompakten Anlagentechnik BHKW und Spitzenlastkessel zur Wärmeerzeugung und der geringeren Rohrdurchmesser im Wärmenetz aufgrund der größeren Temperaturspreizung deutlich geringere Investitionen auf als die Varianten 4 und 5.

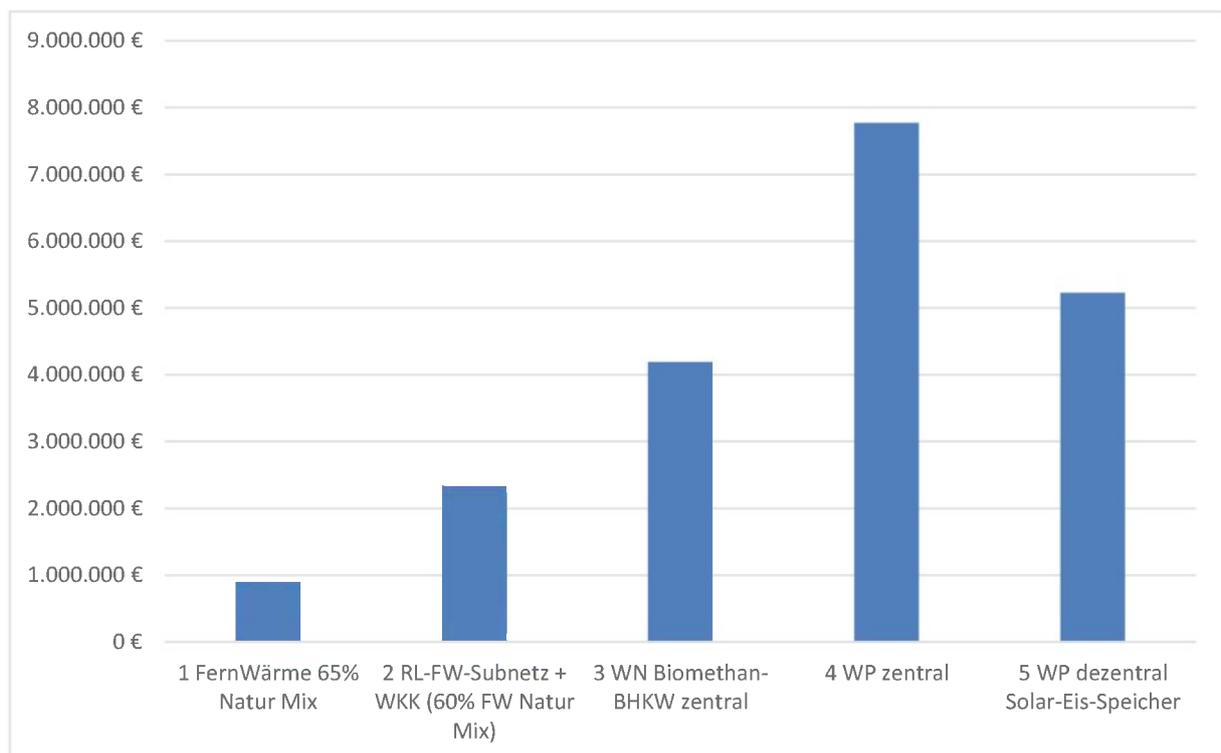


Abbildung 5: Investitionskosten der Versorgungsvarianten nach Abzug von Förderungen

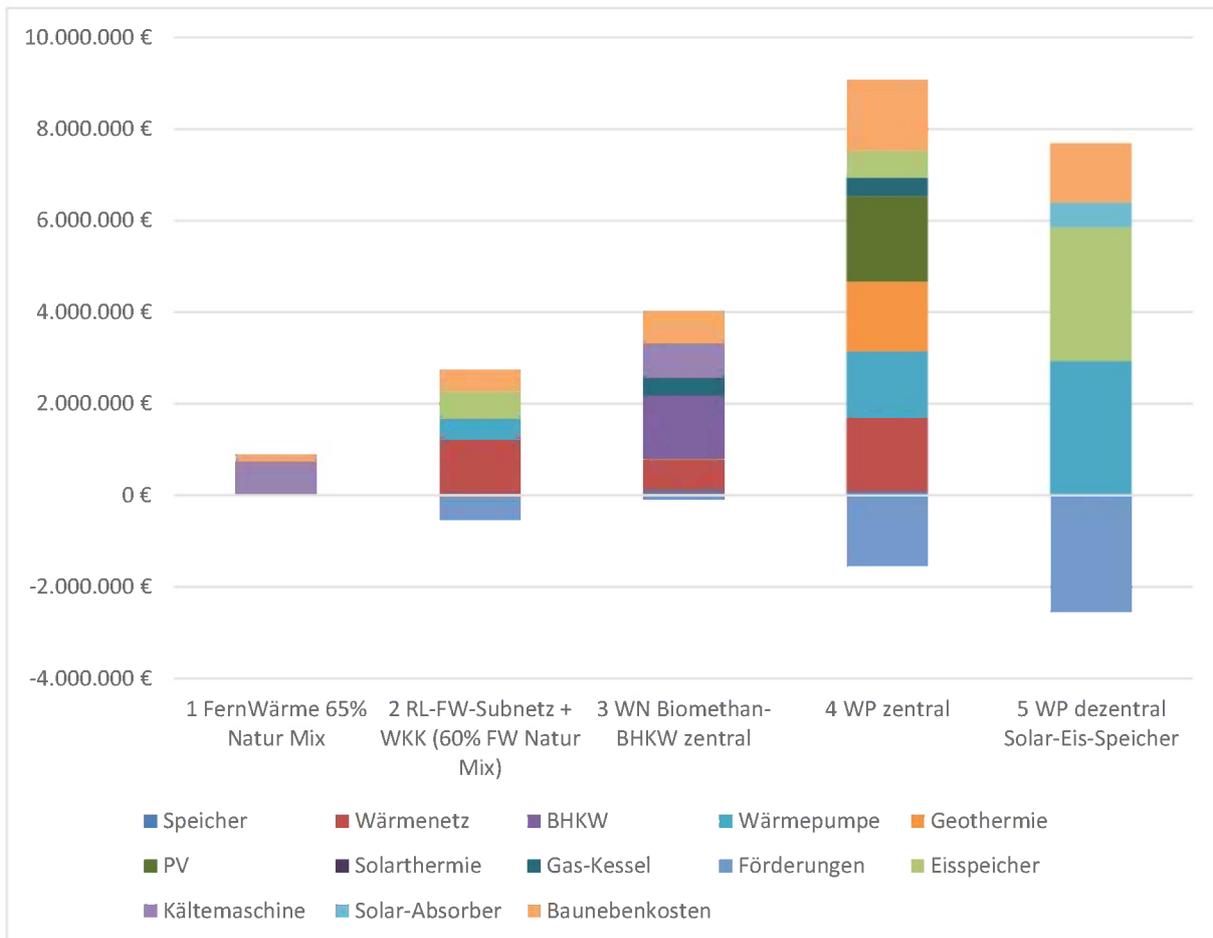


Abbildung 6: Aufteilung der Investitionskosten in den verschiedenen Varianten

7.3 Fördermittel

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Varianten wurden Fördermittel der BAFA-Wärme- und Kälte-netzförderung, der BAFA-Förderung Wärmenetze 4.0, des KfW-Programms 271 erneuerbare Energien - Premium, des IFB-Programms Erneuerbare Wärme sowie das EEG in die Berechnungen einbezogen.

So werden die Varianten mit Biomethan-KWK und PV nach EEG vergütet.

Für Variante 1 und 3 werden Fördermittel für die Kältemaschine angenommen, die sich auf jeweils 50.000 € belaufen und sich an den Förderprogrammen der IFB Hamburg und der KfW für Wärmepumpen orientieren. Auch für die Wärmepumpen in Variante 2 und 5 wird diese Förderhöhe, die zumindest im Programm der KfW den Höchstsatz für Wärmepumpen darstellt, angenommen.

Für das Wärmenetz der Variante 3 wird die BAFA-KWK-Wärmenetzförderung von 100 € je Trassenmeter zugrunde gelegt. Außerdem werden Fördermittel für den Wärmespeicher von je 250 € pro Kubikmeter Speichervolumen nach den Programmen der KfW und IFB Hamburg angenommen.

Das IFB-Programm „Erneuerbare Wärme“ fördert verschiedene Komponenten, unter anderem den Neubau von Wärmeverteilnetzen, die Errichtung von Solaranlagen und die Installation von Wärmepumpen mit einer Deckelung von 500.000 € je Vorhaben. Für Variante zwei wird die Erreichung dieser Grenze angenommen. Da die Wärmeversorgung in Variante 5 dezentral erfolgt, könnten in Variante 5

einzelne Vorhaben gefördert werden, was zu Fördermitteln von 2.500.000 € führt. Diese Annahme ist optimistisch gewählt, da ein Erreichen der Förderhöchstgrenze bei 5 Einzelvorhaben nicht gesichert ist und die Größen der Anlagen den Bestimmungen für verhandelbare Einzelfälle unterliegen. Falls die Umsetzung einer mit Variante 5 vergleichbaren Variante angestrebt würde, sollten hierzu frühzeitig Abstimmungsgespräche mit der BUE und IFB geführt werden.

Die Fördermittel für Variante 4 werden nach dem BAFA-Programm Wärmenetze 4.0 ermittelt. Dieses Programm, das mit einem Kumulierungsverbot verbunden ist, fördert nicht einzelne Komponenten oder Technologien, sondern Gesamtsysteme mit hohem Anteil erneuerbaren Energien und einem deutlich niedrigeren Temperaturniveau im Vergleich zu klassischen Wärmenetzen. Für die Investitionen der Variante 4 wird als konservative Abschätzung die im Förderprogramm Wärmenetze 4.0 aufgeführte Grundförderung von 20 % angenommen. Abhängig davon, ob es sich beim Antragssteller um ein KMU handelt und welche Wärmepreise und Anteile erneuerbarer Energien erreicht werden, kann diese Förderquote steigen.

Im Anhang sind diese und weitere Möglichkeiten der Förderung ausführlich beschrieben.

7.4 Kosten der Wärme- und Kälteversorgung

Alle Investitionskosten nach Berücksichtigung der Fördermittel werden nach der Annuitätenmethode in einen jährlichen Anteil umgerechnet, sodass die verschiedenen Lebensdauern (z.B. BHKW 10 Jahre, Solarthermie 25 Jahre etc.) vergleichbar gemacht werden können und ggf. im Lebenszyklus der Gebäude notwendige Reinvestitionen berücksichtigt werden. Diese Kapitalkosten ergeben zusammen mit den Brennstoff-, Strom- und Betriebskosten sowie den Gutschriften und Vergütungen (z.B. aus EEG) die Gesamtkosten für Wärme- und Kälteversorgung (Abbildung 7).

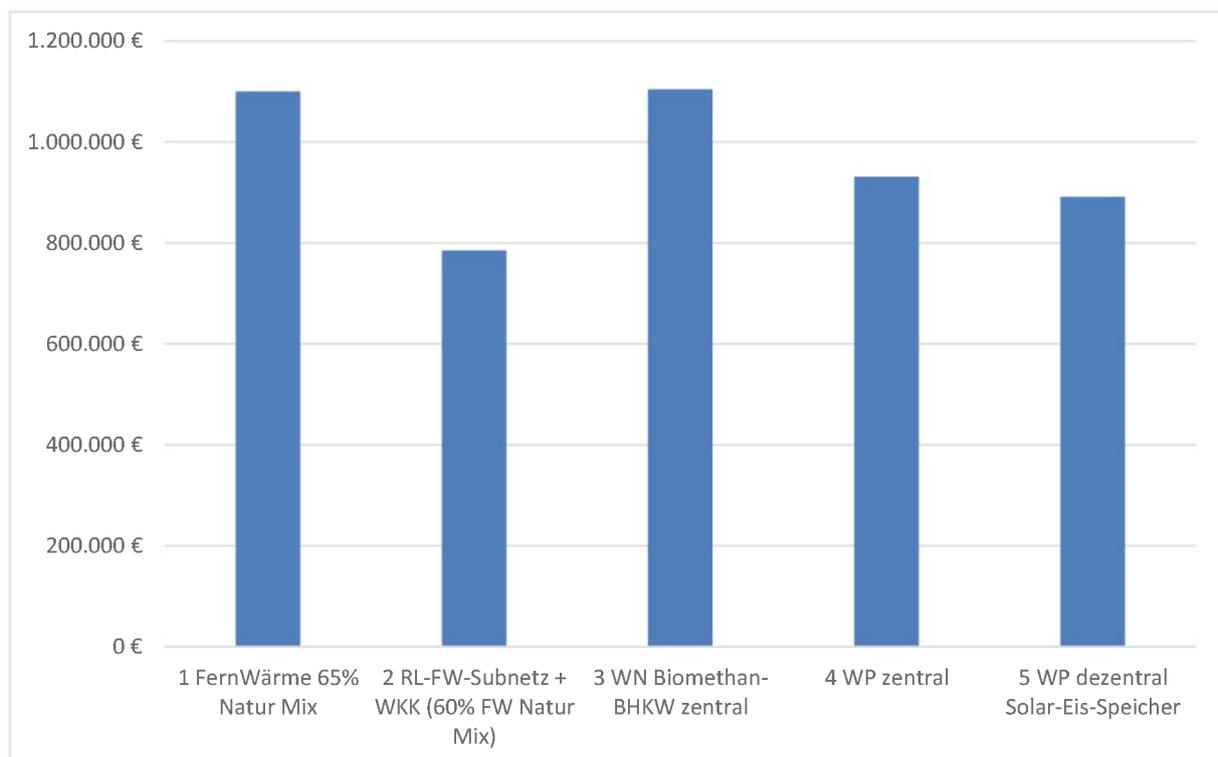


Abbildung 7: Jährliche Gesamtkosten für Wärme- und Kälteversorgung

Abbildung 8 zeigt die Kostenanteile der Wärmeversorgung in den verschiedenen Versorgungsvarianten. Die Betriebskosten sind hierbei neben dem Kapitalkostenanteil in verbrauchsabhängige (Energie-)Kosten sowie Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb unterteilt.

In der Variante 3 mit Biomethan-BHKW sind die verbrauchsabhängigen Kosten aufgrund des eingesetzten Brennstoffes mit ca. 1.250.000 € pro Jahr am größten, wobei durch die Einspeisevergütung nach EEG auch die höchsten Vergütungen erzielt werden.

Die übrigen Varianten weisen jährliche verbrauchsabhängige Kosten zwischen 0,3 und 0,7 Mio. € auf. Die Kapitalkosten verhalten sich mit Ausnahme von Variante 1 analog zu den Investitionskosten. In der Variante 1 ist der Grundpreis der Fernwärmeversorgung in den kapitalgebundenen Kosten dargestellt. Die Position Instandhaltung und Betrieb beläuft sich für die Varianten 3 bis 5 auf jährlich etwa 170.000 €, bei Variante 2 mit einem hohen Anteil an Fernwärme-Rücklauf ca. 110.000 €. Für die Variante 1 mit Fernwärmeanschluss betreffen diese Kosten ausschließlich die Kälteversorgung und sind vernachlässigbar.

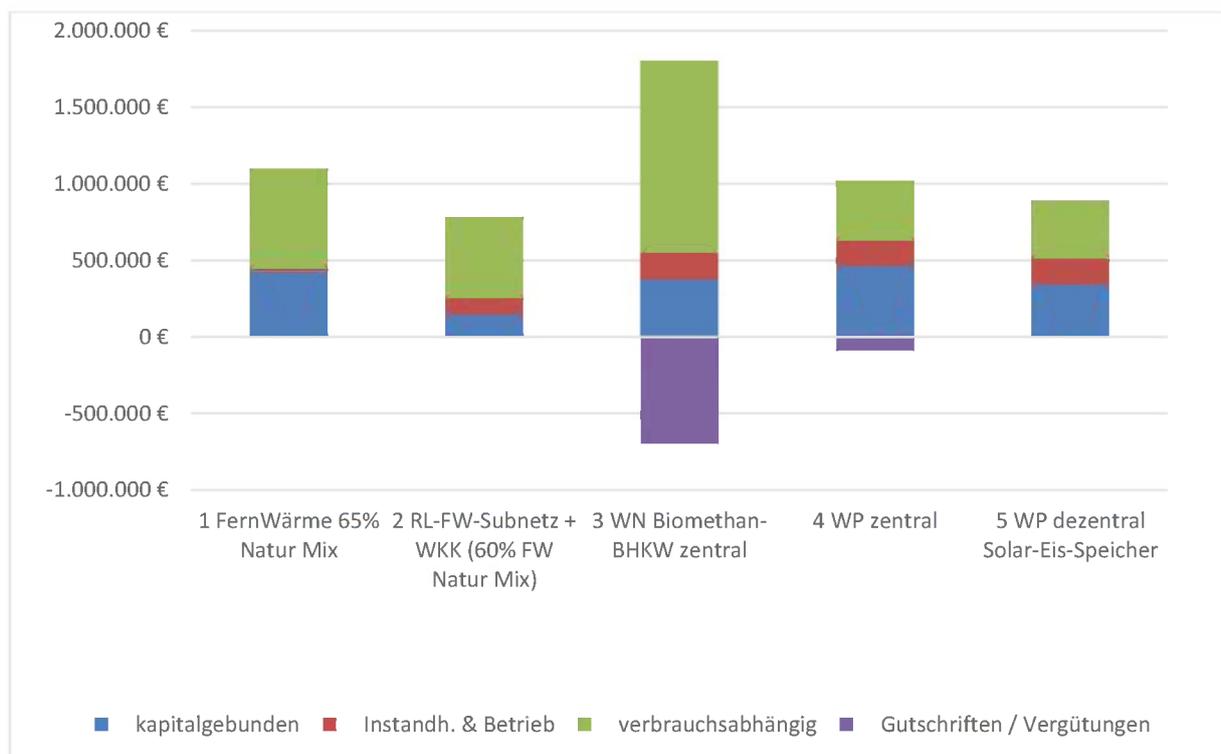


Abbildung 8: Kostenanteile der Wärmeversorgung in den verschiedenen Varianten

7.5 Kostendeckender Wärme- und Kältepreis

Der spezifische kostendeckende Wärmepreis ist maßgeblich davon abhängig, ob und wie die Kälte in diesen einbezogen wird. Hierfür werden drei verschiedene Ansätze verfolgt.

In einem ersten Ansatz werden die Gesamtkosten zur Wärmeerzeugung auf die bereitgestellte Wärme bezogen. Kälte wird nicht berücksichtigt und fällt in den Varianten 2, 4 und 5 „gratis“ mit an. Dieser

Ansatz wird im Folgenden auch als „ausschließliche Betrachtung von Wärme“ oder „Wärmemischpreis“ bezeichnet.

Der zweite Ansatz besteht darin, die Gesamtkosten zur Erzeugung von Wärme und Kälte auf die bereitgestellte Nutzenergie, die ebenfalls aus Wärme und Kälte besteht, zu beziehen. Dieser Ansatz wird im Folgenden auch als „durchschnittlicher Preis Wärme und Kälte“ bezeichnet.

Im dritten Ansatz werden die Gesamtkosten zur Wärmerzeugung wie im ersten Ansatz lediglich auf die bereitgestellte Wärme bezogen. Die in Variante 2,4 und 5 anfallende Kälte wird jedoch als Einnahme zu festen Kältepreisen von 9,3 ct/kWh angerechnet. Dieser Fernkältepreis entspricht dem Mittelwert der von *Felsman und Grajcar* in einer Untersuchung im Rahmen des RESCUE-(Renewable Smart Cooling in Urban Europe)-Projektes angegebenen Spanne für die EU28-Staaten. Dieser Kältepreis liegt auch im Bereich des spezifischen Kältepreises von 8,2 Cent/kWh, der sich aus der Verwendung der Kältemaschine in Variante 1 und 3 ergibt. Dieser Ansatz wird im Folgenden als „Gegenrechnung Kälte“ bezeichnet.

Die sich ergebenden Wärme- und Energiepreise sind in Abbildung 9 bis Abbildung 11 dargestellt. Unabhängig vom Betrachtungsansatz schneidet Variante 2 am günstigsten ab. Die Varianten 1 und 3 weisen keine große Abhängigkeit von der Art der Wärmepreisbetrachtung auf, was darin begründet ist, dass die spezifischen Kältepreise mit 8,6 Cent/kWh in der Nähe der entsprechenden Wärmepreise liegen und diese Varianten damit nicht wesentlich vom Einbezug der Kälte profitieren. Die Varianten 2, 4 und 5 hingegen profitieren deutlich vom Einbezug der Kälte in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, da diese im ersten Ansatz als kostenlos anfallend betrachtet wird. Dies hat zur Folge, dass die Varianten 4 und 5 im zweiten und dritten Ansatz entgegen der Darstellung als Wärmemischpreis günstiger abschneiden als die Varianten 1 und 3.

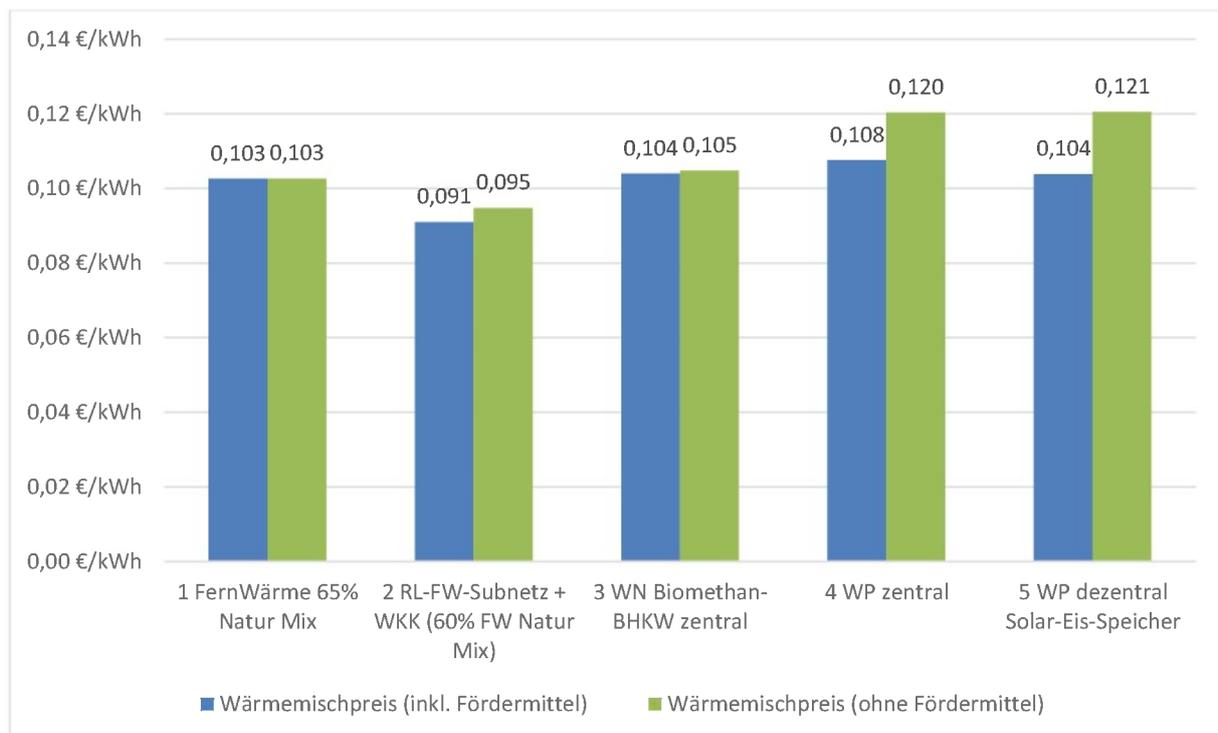


Abbildung 9: Wärmemischpreise der untersuchten Versorgungsvarianten

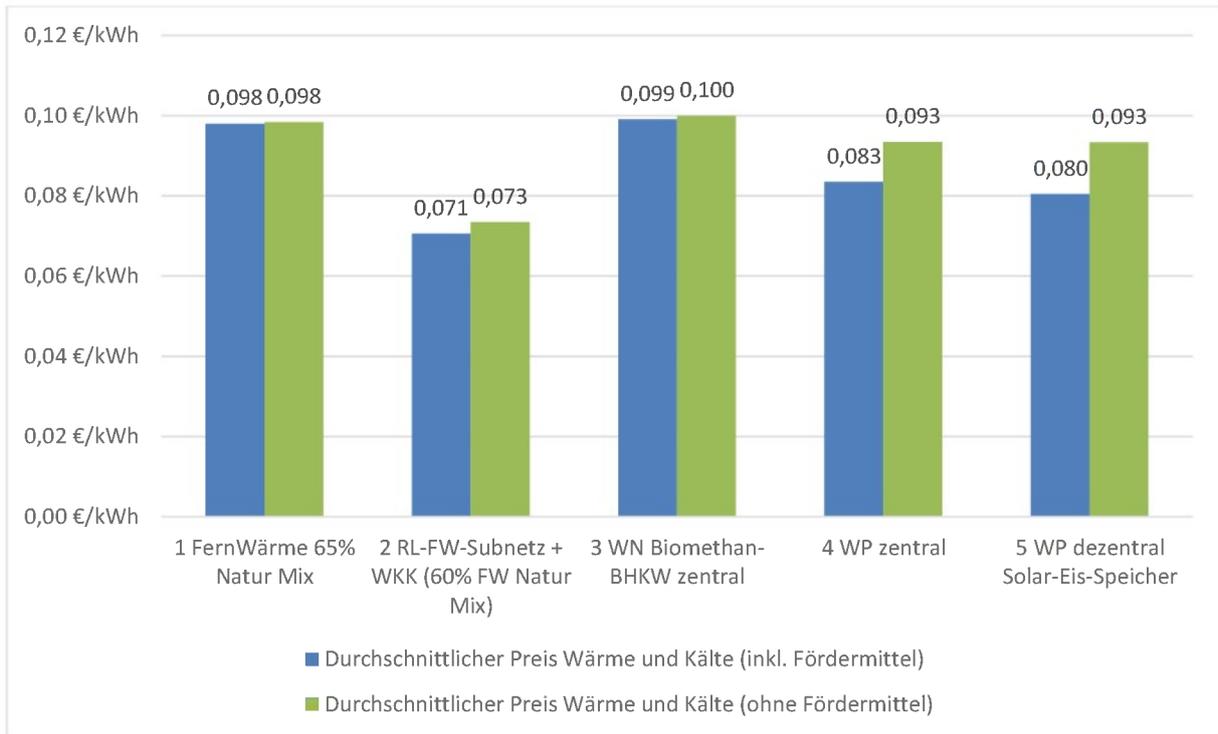


Abbildung 10: Durchschnittliche Preise für Wärme und Kälte in den untersuchten Versorgungsvarianten

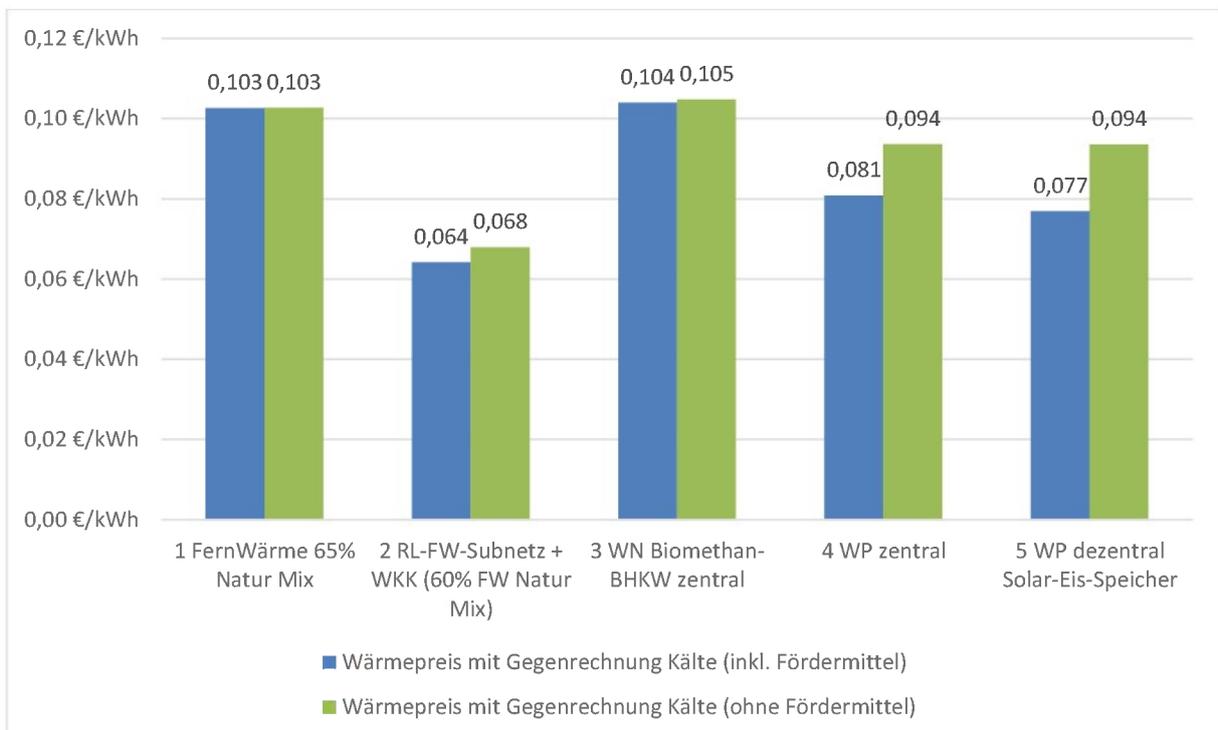


Abbildung 11: Wärmepreise mit Gegenrechnung anfallender Kälte in den untersuchten Versorgungsvarianten

Die Varianten 1 und 2 können prinzipiell mit einem beliebigen Mischungsverhältnis zwischen den bilanziellen Fernwärmeprodukten „Klassik“ und „Natur Mix“ realisiert werden. Dies hat jedoch Auswirkungen auf den Wärmemischpreis. Berechnungsgrundlage in den untersuchten Varianten sind 65 % „Natur Mix“ in Variante 1 und 60 % „Natur Mix“ in Variante 2 zur Erreichung einer überwiegenden Wärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Wärme. Abhängig vom „Natur Mix“-Anteil ergeben sich in Variante 1 Wärmemischpreis zwischen 9,0 Cent/kWh und 11,0 Cent/kWh und in Variante 2 Wärmemischpreise zwischen 8,3 Cent/kWh und 9,7 Cent/kWh (jeweils 0 bis 100 % Natur Mix).

Werden die spezifischen Wärmemischpreise auf die Wohnfläche (WFL) bezogen, ergeben sich die in Abbildung 12 dargestellten Preise, die in Analogie zu den Wärmemischpreisen in Abbildung 9 stehen. In Tabelle 7 sind die durchschnittlichen Heizkosten aus dem Jahr 2016 nach Energieträger dargestellt. Im Vergleich zu diesen Werten schneiden die untersuchten Varianten allesamt günstig ab, was jedoch auch der Tatsache geschuldet ist, dass in den durchschnittlichen Heizkosten der gesamte Bestand betrachtet wird und somit auch beispielsweise Altbauten enthalten sind, die deutlich höhere Wärmebedarfe aufweisen.

Tabelle 7: Durchschnittliche Heizkosten 2016 (Quelle: co2online gemeinnützige Beratungsgesellschaft mbH)

| Energieträger | Kosten pro Quadratmeter Wohnfläche |
|---------------|------------------------------------|
| Erdgas | 11,60 Euro |
| Heizöl | 9,50 Euro |
| Fernwärme | 13,30 Euro |
| Holzpellets | 9,50 Euro |
| Scheitholz | 7,10 Euro |

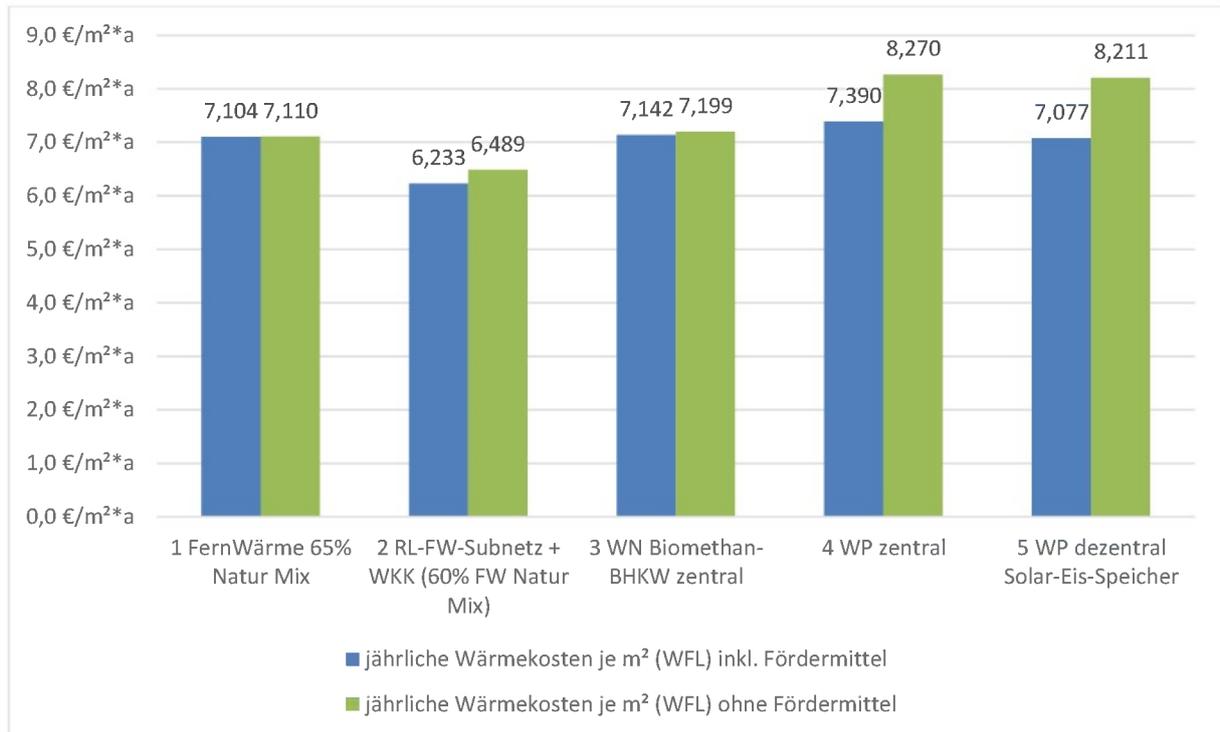


Abbildung 12: Spezifische Wärmeerzeugungskosten bezogen auf die Wohnfläche

7.6 Kosten über 15 Jahre bei unterschiedlichen Preissteigerungsraten

Die zukünftige Entwicklung von Energiekosten ist ungewiss. Für zwei unterschiedlichen Preissteigerungsraten für die Energiekosten wurden daher die mittleren jährlichen Kosten über 15 Jahre ermittelt. Als Preissteigerungsraten wurden jährliche Steigerungen der Energiekosten von 2 % und 5 % untersucht.

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse dieser Untersuchung. Es zeigt sich, dass insbesondere Variante 1 und 3, die beide geringe Investitionskosten aufweisen, sensibel auf Änderungen der Energiekosten reagieren. Die Varianten 4 und 5 hingegen weisen durch den hohen kapitalgebundenen Anteil an den Gesamtenergiekosten eine größere Preisstabilität auf. Variante 2 bewegt sich im Mittelfeld hinsichtlich der Preisstabilität.

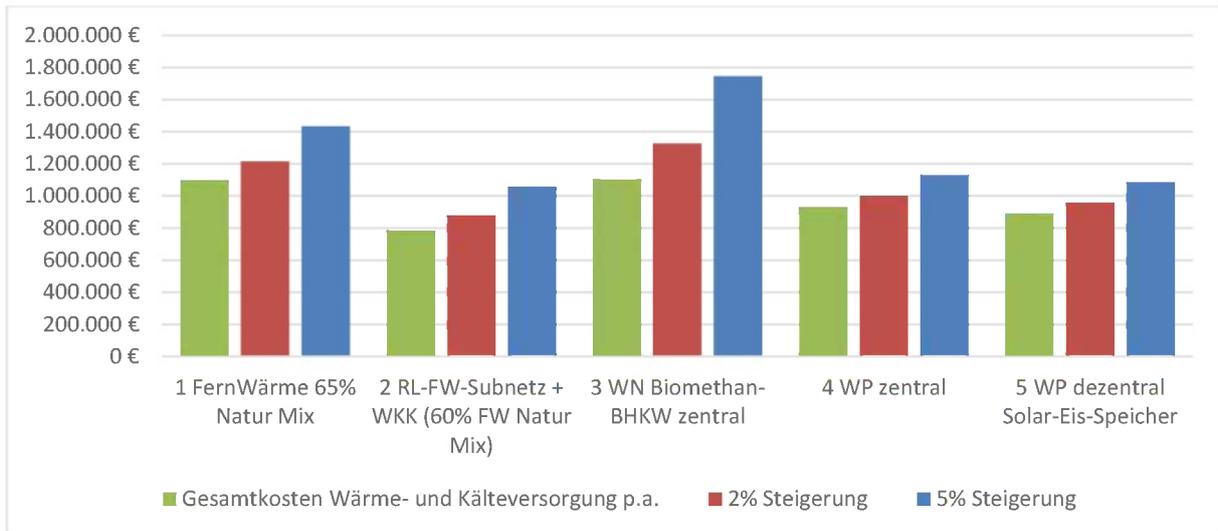


Abbildung 13: Mittlere jährliche Kosten über 15 Jahre mit zwei unterschiedlichen Preissteigerungsraten für die Energiekosten

Hierbei gilt es zu beachten, dass eine derartige Kostensteigerung nicht in allen Varianten gleich wahrscheinlich ist. Aufgrund der wachsenden Mengen an regenerativem, volatil anfallendem Strom ist damit zu rechnen, dass Strom für variabel auf Strommarktsignale reagierende Wärmepumpen eher langsamer im Preis steigt, als andere Energieträger. Gleichzeitig werden auf politischer Ebene zahlreiche Maßnahmen diskutiert, die eine künstliche Verteuerung fossiler Energieträger herbeiführen sollen. Das würde indirekt über die Fernwärme vor allem die Variante 1, mit etwas geringeren Anteilen auch Variante 2 und durch den Spitzastkessel Variante 4 betreffen. In Variante 3 wäre es aufgrund der Besonderheiten der EEG-Vermarktung möglich, Biomethan mit über bis zu 20 Jahre festgelegten Preissteigerungsraten zu beziehen, so dass sie das Preisentwicklungsrisiko zum Zeitpunkt der Errichtung weitgehend bestimmen lassen würde. Gleichzeitig schlagen sich Preissteigerungen beim Biomethan aufgrund der über 20 Jahre fixierten Stromerlöse massiv negativ auf die Gesamtwirtschaftlichkeit nieder.

7.7 CO₂-Emissionen

Abbildung 14 zeigt die absoluten CO₂-Emissionen der verschiedenen Varianten.

Die fernwärmebasierte Referenzvariante 1 mit 65 % regenerativem Anteil führt zu Emissionen von etwa 1.300 t im Jahr. Für die Ermittlung der Emissionen wurde der Anteil Fernwärme „Klassik“ mit einem spezifischen Emissionsfaktor von 314 g/kWh nach Angaben der Klimaschutzleitstelle Hamburg verrechnet, die Fernwärme „Natur Mix“ wurde als emissionsfrei betrachtet. Auch für die in den weiteren Varianten verwendeten Energieträger wie Erdgas, Biomethan und Strom wurden spezifische Emissionsfaktoren angenommen, die sich im Anhang finden. Variante 2 kann durch den Einsatz von WKK mittels Wärmepumpe die Emissionen im Vergleich zu Variante 1 um 10 % senken. Dabei bestehen in Variante 1 und 2 in Zukunft weitere Einsparpotenziale dadurch, dass die Fernwärmebereitstellung zukünftig mit geringeren CO₂-Emissionen verbunden sein soll, beispielsweise durch die Umstellung von Steinkohle auf Erdgas und eine verstärkte Nutzung von erneuerbaren Wärmequellen. Auch die Emissionen, die mit dem Wärmepumpenstrombezug in den Varianten 2, 4 und 5 verbunden sind, werden in Zukunft niedriger ausfallen. Die Entwicklung der Emissionen des Strommix verläuft seit 1990 in etwa

linear mit einer jährlichen Verringerung der CO₂-Emissionen je kWh Strom um ca. 9 g/kWh. Aufgrund des zukünftigen Strommixes mit einem erhöhten Anteil an erneuerbaren Energien werden die CO₂-Einsparungen in den dunkelblau schraffiert dargestellten Varianten somit künftig höher ausfallen. Die Biomethan-BHKW-Variante (Variante 3) führt verglichen mit der Fernwärme-Referenzvariante lediglich zu etwa 3 % niedrigeren Treibhausgasemissionen. Dieses Ergebnis beruht auf der Ermittlung der CO₂-Emissionen nach der finnischen Methode. Die Verluste, die bei einem BHKW höher sind als beispielsweise bei einem Brennwertkessel, werden relativ gleichmäßig zwischen Strom- und Wärmeerzeugung aufgeteilt. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass der BHKW-Strom heute noch im nationalen Strommix anderen Strom verdrängt, der mit wesentlich höheren CO₂-Emissionen erzeugt wurde.

Variante 4 führt zu den größten Einsparungen und jährlichen CO₂-Emissionen von etwa 1000 t_{CO2}, in den auch Gutschriften für den eingespeisten PVT-Kollektorstrom enthalten sind. Variante 5 führt zu den zweitgrößten Einsparungen von etwa 14 % im Vergleich zur Variante 1.

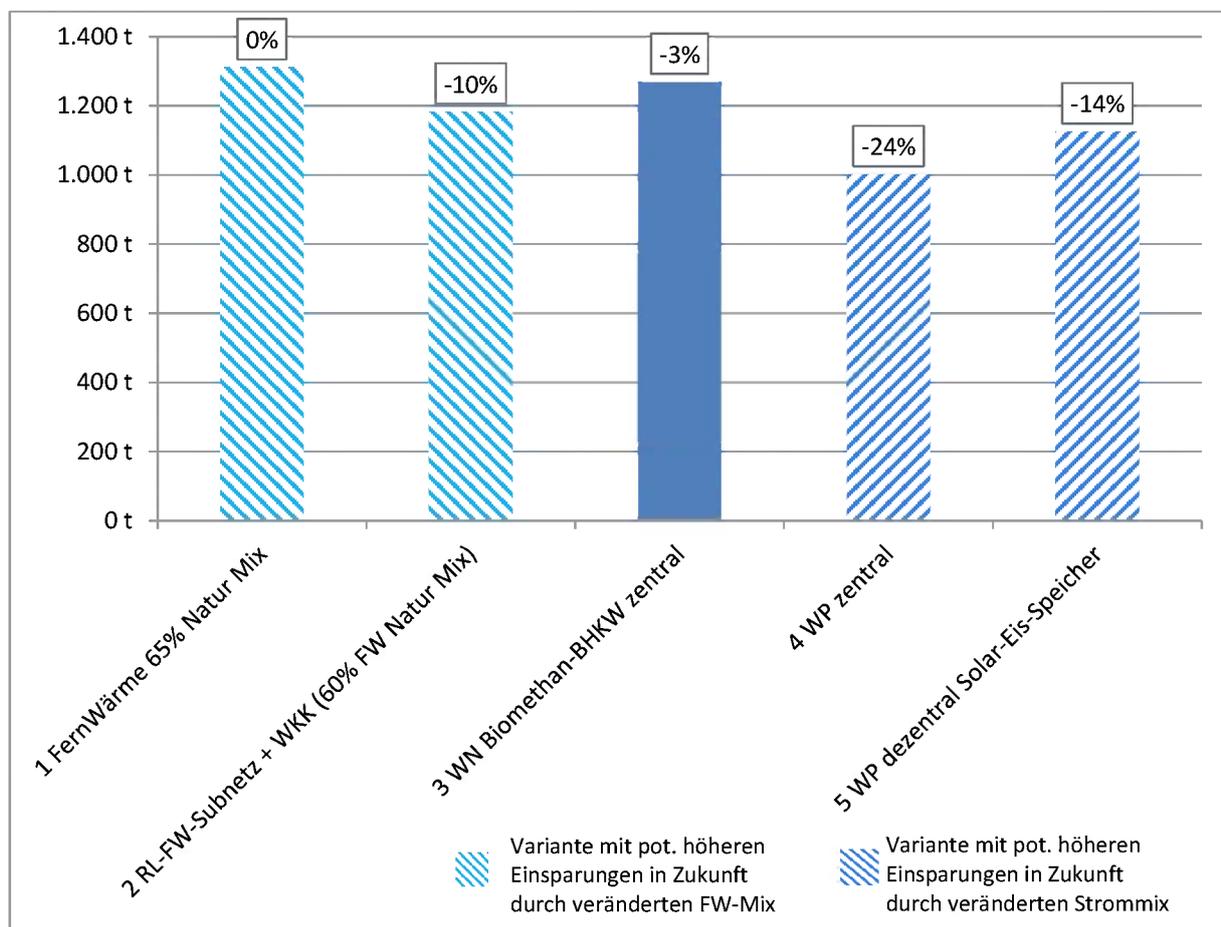


Abbildung 14: Absolute CO₂-Emissionen der Wärme- und Kälteversorgung und prozentuale Veränderungen gegenüber der Referenzvariante

7.8 Anteil erneuerbarer Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien in den untersuchten Versorgungsvarianten ist in Tabelle 8 dargestellt. Der Strom, der zum Betrieb der Wärmepumpe bezogen wird, wird zunächst als nicht erneuerbar betrachtet. Da dies die Realität nicht widerspiegelt wird außerdem dargestellt, wie hoch der Anteil

erneuerbarer Energie in den untersuchten Varianten ist, wenn der Wärmepumpenstrom zu 30 % oder zu 50 % als erneuerbar angenommen wird. Den größten Anteil an erneuerbarer Energie in der Wärmeversorgung erreicht hierbei die Variante 5 mit 77 bis 88 % je nach erneuerbarem Anteil des Wärmepumpenstroms. Auch die KWK-Lösung (Variante 3) führt aufgrund des Einsatzes von bilanziellem Biomethan zu hohen erneuerbaren Anteilen. Variante 4 resultiert aufgrund des erdgasbetriebenen Spitzenlastkessels und des Wärmepumpenstroms lediglich in einem Anteil von 63 – 75 % erneuerbaren Energien, wieder in Abhängigkeit des unterstellten erneuerbaren Anteils im Wärmepumpenstrom. Der Anteil der erneuerbaren Energien in den fernwärmebasierten Varianten kann über die bilanzielle Beimischung von Fernwärme „Natur Mix“ variiert werden. Wird der Wärmepumpenstrom in Variante 2 als zu 30 % erneuerbar angenommen, ist eine Reduktion des „Natur Mix“-Anteils in der Fernwärmeversorgung von 60 % auf 56 % möglich, bei gleichzeitiger Einhaltung des Ziels einer zu 65 % erneuerbaren Wärmeversorgung. Wird Wärmepumpenstrom zu 50 % als erneuerbar angenommen, ist eine weitere Reduktion des „Natur Mix“-Anteils in der Fernwärmeversorgung auf 53 % möglich.

Tabelle 8: Anteil erneuerbarer Energien in den Versorgungsvarianten

| | Wärmepumpenstrom | Variante 1 | Variante 2 | Variante 3 | Variante 4 | Variante 5 |
|-----------|------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Anteil EE | 0% | 65% | 65% | 75% | 63% | 77% |
| Anteil EE | 30% | 65% | 68%* | 75% | 70% | 84% |
| Anteil EE | 50% | 65% | 70%* | 75% | 75% | 88% |

*Werte für 60% FW „Natur Mix“

7.9 Primärenergiefaktoren

Ein weiteres Bewertungskriterium für die Varianten ist der Primärenergiefaktor. Dieser wird für Fernwärme anhand des Arbeitsblatts FW 309-1 des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) ermittelt. Dieses sieht für die Zertifizierung des Primärenergiefaktors von Fernwärmesystemen die Formel 1 vor.

Für die Zertifizierung von neuen Fernwärmesystemen erfolgt die Berechnung auf Planungsdaten nach Formel 2. Diese ist für Systeme mit einem KWK-Anteil und einem Anteil an ungekoppelter Wärmeerzeugung konzipiert. Nach Rücksprache mit dem AGFW ist bei Zertifizierung von komplexen Systemen mit mehr als zwei Wärmeerzeugungstechnologien auch bei der Berechnung auf Basis von Planungsdaten die Formel 1 anwendbar. Da die Varianten 4 bis 9 komplexe Systeme darstellen, wird der Primärenergiefaktor (PEF) im Folgenden zur besseren Vergleichbarkeit für alle Anlagen nach Formel 1 berechnet.

Die Variante 3 Biomethan-BHKW führt durch den niedrigen PEF von Biomethan von 0,5 und den hohen PEF des KWK-Verdrängungsstrommixes von 2,8 zu einem rechnerisch negativen Primärenergiefaktor, der daher auf null gesetzt wird. Den zweitniedrigsten Primärenergiefaktor von 0,45 weist Variante 5 auf, hier wird ein PEF für den Bezugsstrom von 1,8 angesetzt.

Der PEF des Wärmenetzes von VWH ist mit 0,57 zertifiziert, der sich dann auch für Variante 1 ergibt. Variante 2 führt zu einem geringfügig geringeren PEF von 0,55.

Aufgrund der Nutzung von Erdgas, welchem ein PEF von 1,1 zugeordnet ist, zusätzlich zum Wärmepumpenstrom, ergibt sich für Variante 4 mit 0,74 der höchste PEF.

Die Ergebnisse der Primärenergiefaktorermittlung sind in Abbildung 15 zusammengefasst.

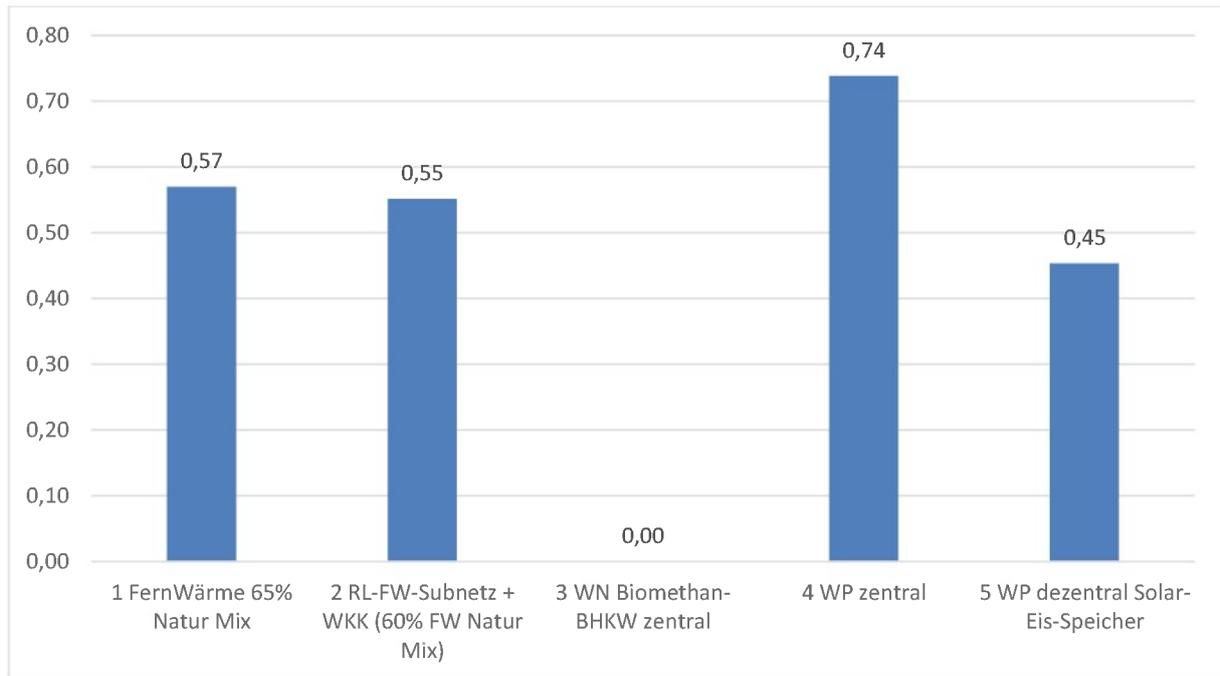


Abbildung 15: Primärenergiefaktoren der untersuchten Versorgungsvarianten

8 Bewertung

Zur abschließenden Bewertung der Versorgungsvarianten können neben den in Kapitel 7 quantitativ ermittelten Größen weitere Punkte relevant sein. Für die Beurteilung wurden hier die folgenden Kriterien festgelegt und auf einer Skala von -2 bis +2 bewertet. Die Bewertungen stehen für:

| | | |
|---|-----|--|
|  | + 2 | bestes Ergebnis, erfüllt die Anforderungen sehr gut, kein Risiko |
|  | + 1 | gutes Ergebnis, erfüllt die Anforderungen, geringes Risiko |
|  | 0 | durchschnittliches Ergebnis, neutral, ohne Einfluss, durchschnittliches Risiko |
|  | - 1 | unterdurchschnittliches Ergebnis, erfüllt die Anforderungen nur teilweise, erhöhtes Risiko |
|  | - 2 | schlechtes Ergebnis, erfüllt die Anforderungen nicht, hohes Risiko |

Die in Abbildung 16 dargestellten Kategorien sind in der folgenden Tabelle erläutert:

| Kriterium | Erläuterung |
|--------------------------------|---|
| Wärme-Preis | Wärmemischpreis ohne Berücksichtigung von Kälte |
| Gesamt-Energiekosten | Gesamte jährliche Energiekosten inklusive Kapitaldienst und Kälteversorgung |
| CO ₂ -Emissionen | Absolute CO ₂ -Emissionen der Varianten |
| Investitionen | Höhe der notwendigen Investitionen |
| Primärenergiefaktor | Höhe des Primärenergiefaktors |
| Preisstabilität | Wie unempfindlich (sensitiv) ist das Konzept gegen Preissteigerungen bei Einsatz- und Brennstoffen? |
| Abhängigkeit von Fördermitteln | Wie abhängig ist die Wirtschaftlichkeit des Konzepts von derzeit geltenden gesetzlichen Bestimmungen und Förderrichtlinien? |
| Regionale Wertschöpfung | Werden durch Investitionen Betätigungschancen für regional ansässige Firmen geschaffen? Können Arbeitsplätze geschaffen oder gesichert werden? |
| Anwohnerakzeptanz | Können Belästigungen oder Beeinträchtigungen der Anwohner oder der anliegenden Betriebe z.B. durch zusätzliche Lieferverkehre, Staub, Schall- oder Geruchsemissionen auftreten? |
| Lokale Emissionen | In welchem Maße werden durch die Energieversorgung lokale Emissionen von Luftschadstoffen wie Feinstaub oder NO _x verursacht? |

| Variante | Wärme-Preis | Gesamt-Energiekosten | CO ₂ -Emissionen | Primärenergiefaktor | Investitionen | Preisstabilität | Abhängigkeit von Fördermitteln | regionale Wertschöpfung | Anwohnerakzeptanz | lokale Emissionen [NOx, Feinstaub, etc.] | Gesamtbewertung | Gewichtetes Gesamturteil Wirtschaftlichkeit* | Gewichtetes Gesamturteil Klimaschutz** |
|-------------------------------------|-------------|----------------------|-----------------------------|---------------------|---------------|-----------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------|--|-----------------|--|--|
| nWärme 65% Natur Mix | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↗ | ↘ | ↗ | ↘ | ↗ | ↗ | 3,0 | 2,3 | 1,8 |
| FW-Subnetz + WKK (60% FW Natur Mix) | ↗ | ↗ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↗ | ↗ | 10,0 | 11,5 | 9,1 |
| Biomethan-BHKW zentral | ↘ | ↘ | ↘ | ↗ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | -3,0 | -3,8 | -3,6 |
| zentral | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↗ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | 0,0 | -2,3 | 0,9 |
| dezentral Solar-Eis-Speicher | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↘ | ↗ | ↘ | ↘ | ↘ | ↗ | 3,0 | 1,5 | 2,7 |

* Wirtschaftlichkeit und Investitionen doppelt gewichtet

** CO₂-Vermeidung doppelt gewichtet

Abbildung 16: Bewertungsmatrix

Neben der Summierung der Bewertungen in den unterschiedlichen Kriterien werden die Varianten auch durch zwei gewichtete Gesamturteile verglichen. Im gewichteten Gesamturteil Wirtschaftlichkeit werden der Wärme-Preis, die Gesamtenergiekosten und die Investitionen doppelt gewichtet, im gewichteten Gesamturteil Klimaschutz finden die CO₂-Emissionen doppelte Berücksichtigung.

In allen drei Betrachtungen schneidet Variante 2 mit deutlichem Abstand am günstigsten ab. Neben den niedrigsten Wärmemischpreisen und Gesamtenergiekosten, weist diese Variante auch eine geringe Abhängigkeit von Fördermitteln auf und führt zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen von 10% im Vergleich zu Variante 1. Ein weiterer, nicht berücksichtigter Vorteil dieser Variante besteht darin, dass die Dachflächen ausschließlich für PV-Anlagen, ggf. im Verbindung mit Dachbegrünung zur Verfügung stehen.

Die weiteren Varianten weisen unterschiedliche Stärken und Schwächen auf. Variante 1 führt zum einen zu hohen Gesamtenergiekosten und zum anderen zu den höchsten CO₂-Emissionen unter den untersuchten Versorgungsvarianten. Diese lassen sich wie auch in Variante zwei durch einen weiter verstärkten Einsatz von Fernwärme „Natur Mix“ oder zukünftige Veränderung im bereitgestellten Fernwärmemix senken.

Variante drei führt zum geringsten Wert in der Gesamtbetrachtung, was in hohen lokalen Emissionen durch das BHKW, hohen Gesamtenergiekosten und einer großen Abhängigkeit von Fördermitteln aufgrund der notwendigen EEG-Ausschreibung begründet ist. Dadurch entsteht auch eine große Unsicherheit in der Projektentwicklung.

Die Varianten 4 und 5 weisen hohe Wärmemischpreise und hohe bzw. sehr hohe Investitionen auf. Dafür führt Variante 4 zu den geringsten CO₂-Emissionen.

9 Handlungsempfehlungen

9.1 Handlungsempfehlungen für BUE und Bezirk Altona

Es wird empfohlen die Umsetzung einer mit Versorgungsvariante 2 vergleichbaren Variante durch Festsetzungen im B-Plan bzw. im städtebaulichen Vertrag vorzubereiten und zu flankieren. Geeignete Maßnahmen hierfür sind:

- a) Anschluss- und Benutzungsgebot für das zu errichtende Nahwärmesystem vorzuschreiben
- b) Flächenheizsystem oder eine Begrenzung der max. zulässigen Heizungsvorlauftemperaturen auf 45°C vorzuschreiben
- c) freie Kühlung zur Raumtemperierung und Kühlung von Serverräumen vorzuschreiben oder die bei der Kälteerzeugung anfallende Abwärme zu min. 70 % zur Raumheizung, Warmwassererzeugung oder zur Regeneration einer Umweltwärmequelle oder eines Eisspeichers zu nutzen

Darüber hinaus ist eine Fläche von 200 m² in der Nähe der Fernwärmehaupttrasse für eine Energiezentrale festzulegen und ein Standort für einen unterirdischen Kälte-/Eisspeicher von ca. 20 m Durchmesser und 6 m Höhe auszuweisen. Die Nutzung von mindestens 50 % der Dachflächen zur Energiegewinnung für Photovoltaik, Solarthermie oder Kombinationen daraus vorzuschreiben wird ebenso empfohlen, auch wenn diese für die empfohlene Variante 2 nicht notwendig sind.

9.2 Handlungsempfehlung SSN Group

Im Ergebnis des Variantenvergleichs wird empfohlen Vorverhandlung mit VWH über die Belieferung des Quartiers mit Rücklauf-Wärme und Kälte aufzunehmen zur Klärung von:

- a) Preisgestaltung (Arbeitspreis, Grundpreis, Preisgleitklausel)
- b) Technischen Anschlussbedingungen
- c) Übergabepunkten

Die verschiedenen Möglichkeiten zur erforderlichen Einhaltung der Trinkwarmwasserhygiene in Low-Ex-Systemen

- a) Frischwasserstationen
- b) Frischwasserstationen mit dezentraler elektrischer Nachheizung (Hybridlösung)
- c) (Ultra-)Filtration
- d) 3-Leiter-Netz ggf. mit anteiliger Nutzung des Fernwärmeverlaufs

sind zu detaillieren, zu vergleichen und die Ergebnisse in die Vorverhandlungen mit VWH und den weiteren Planungsprozess frühzeitig einzubeziehen.

10 Anhang

10.1 Annahmen für die ökonomische und ökologische Betrachtung

| Annahmen | |
|---|--------------------------|
| Preise | |
| Zins für abzuschreibende Investitionen | 2,5% |
| Gaspreis (Hi) | 0,044 €/kWh |
| Gaspreis (Hs) | 0,04 €/kWh |
| Biomethanpreis (Hi) | 0,086 €/kWh |
| Biomethanpreis (Hs) | 0,08 €/kWh |
| Strompreis | 0,22 €/kWh |
| Preis Vermarktung PV (EEG) | 0,110€/kWh |
| CO₂-Emissionen | |
| spez. Emissionsfaktor Strom | 564 g/kWh |
| spez. Emissionsfaktor Erdgas | 201 g/kWh |
| spez. Emissionsfaktor Biomethan | 95 g/kWh |
| spez. Emissionsfaktor VWH Fernwärme „Klassik“ | 314 g/kWh |
| Wärmepumpe | |
| JAZ Variante 2 | 3,6 |
| JAZ Variante 4 | 3,6 |
| JAZ Variante 5 | 4,3 |
| Vollbenutzungsstunden Variante 2 | 4.000 |
| Vollbenutzungsstunden Variante 4 | 3.000 |
| Vollbenutzungsstunden Variante 5 | 1.700 |
| Wartung und Instandhaltung | |
| Wartung und Instandhaltung als Anteil an der Investition Wärmenetz | 0,5 % |
| Wartung und Instandhaltung als Anteil an der Investition WP | 2,5 % |
| Wartung und Instandhaltung als Anteil an der Investition Eisspeicher | 0,2 % |
| Wartung und Instandhaltung als Anteil an der Investition PVT | 1 % |
| Wartung und Instandhaltung als Anteil an der Investition Solarthermie | 1 % |
| Wartung und Instandhaltung als Anteil an der Investition Erdgaskessel | 4 % |
| Wartung und Instandhaltung BHKW | 0,01 €/kWh _{el} |

10.2 Fördermöglichkeiten

Die dargestellten Varianten wurden auf ihre Förderfähigkeit durch die BAFA-Wärmenetzförderung, das KWKG, das EEG und das KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“ geprüft und die im Folgenden dargestellten Fördermöglichkeiten in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einbezogen. Das Hamburger Programm „Erneuerbare Wärme“ bietet in der in diesem Fall vorherrschenden Anlagengröße keine konkreten Fördersätze, sondern fördert einzelfallabhängig. Die entsprechende Förderhöhe konnte daher nicht festgelegt werden. Insgesamt sind die Möglichkeiten aus dem Hamburger Förderpotopf insbesondere bei Wärmenetzen, Wärmepumpen und Biomasseanlagen z.T. deutlich attraktiver. Für Solarthermie kann vor allem bei überwiegender Einspeisung in ein Wärmenetz die KfW-Förderung mit 40 % höher ausfallen.

Mit der intensiven Förderung der IFB Hamburg wären beim Ansatz der vollen Fördersätze wie bei kleineren Anlagen, bis zu 15 % niedrigere Wärmepreise möglich. Da die Förderung jedoch vom Einzelfall abhängt, müssen die Fördersätze mit der IFB Hamburg direkt verhandelt werden. Es ist anzunehmen, dass sich zumindest geringfügig höhere Fördersätze als bei KfW und BAFA erzielen lassen.

Tabelle 9: Vergleich der Fördermöglichkeiten durch BAFA, KfW und IFB Hamburg

| | BAFA | KfW | IFB Hamburg |
|---------------------|---|------------------------|------------------------|
| Wärmenetze | 100 €/m (max. 40%) oder max. 30% bei > DN100 | 60 €/m | bis zu 80% |
| Solarthermie | | Bis zu 40 % | 150,- €/m ² |
| Speicher | | 250,- €/m ³ | 250,- €/m ³ |
| Wärmepumpen | | 80,- €/kW | 100,- €/kW |

10.2.1 BAFA-Wärmenetzförderung

Beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) kann bei der Errichtung von KWK-ge-speisten Wärmenetzen investive Förderung in Form von KWK-Zuschlägen beantragt werden. Unter die förderfähigen Konzepte fallen Wärmenetze mit einem KWK-Anteil von mindestens 75 %, wobei auch ein Mix aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme und KWK möglich ist, sofern der Anteil der Wärme aus KWK-Anlagen 25 % der erzeugten und transportierten Wärmemenge nicht unterschreit.

Beträgt der mittlere Nenndurchmesser des Wärmenetzes bis zu DN100 wird das Wärmenetz mit 100 € je Trassenmeter und höchstens 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten gefördert.

Liegt der mittlere Nenndurchmesser über DN100, beträgt der Zuschlag 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten.

Der Zuschlag ist in jedem der beiden Fälle auf 20 Millionen € je Projekt begrenzt.

10.2.2 KfW-Programm Erneuerbare Energien "Premium"

Das KfW-Programm fördert Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m² Bruttokollektorfläche, Biomasseanlagen zur Verbrennung fester Biomasse, Wärmenetze, die überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden und große Wärmespeicher mit mehr als 10 m³.

Aufgrund der umfangreichen Konditionen und Bedingungen des Programms werden im Folgenden nur die relevanten Förderbedingungen für die untersuchten Versorgungsvarianten dargestellt.

10.2.2.1 Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m² Bruttokollektorfläche

Die Nutzungsarten Warmwasserbereitung, Raumheizung, solare Kälteerzeugung und Zuführung in ein Wärmenetz werden mit bis zu 30 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten gefördert.

Bei der Einspeisung des überwiegenden Teils der Wärme in ein Wärmenetz mit mindestens vier Abnehmern werden bis zu 40 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten gefördert.

Alternativ kann eine ertragsabhängige Förderung erfolgen. In diesem Fall wird der gemäß Datenblatt 2 der Solar Keymark-Programmregeln ausgewiesene jährliche Kollektorwärmeertrag mit der Anzahl der installierten Solarthermiemodule und 0,45 € multipliziert.

10.2.2.2 Biomasseanlagen zur Verbrennung fester Biomasse für die thermische Nutzung

Förderfähige Biomasseanlagen zur thermischen Nutzung werden mit bis zu 20 € je kW installierter Nennwärmeleistung (Grundförderung) und höchstens 50.000 € je Einzelanlage gefördert.

Zusätzlich können ein Bonus für niedrige Staubemissionen von bis zu 20 Euro je kW Nennwärmeleistung und für die Errichtung eines Pufferspeichers mit einem Mindestspeichervolumen von 30 l/kW Nennwärmeleistung in Höhe von bis zu 10 Euro je kW Nennwärmeleistung erhalten werden. Der maximale Tilgungszuschuss mit Bonusnutzung beträgt 100.000 Euro je Anlage.

10.2.2.3 Wärmenetze, die überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden

Wärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden und nicht nach KWKG gefördert werden, erhalten 60 Euro je neu errichtetem Meter, höchstens jedoch 1 Mio. Euro, sofern sie Neubauten zu mindestens 60 % mit Wärme aus erneuerbaren Energien, aus Wärmepumpen, aus Anlagen zur Nutzung von Abwärme oder einer Kombination daraus und ansonsten fast ausschließlich aus hocheffizienter KWK versorgen.

Alternativ werden Wärmenetze gefördert, die zu mindestens 20 % durch Solarwärme und ansonsten fast ausschließlich durch Wärme aus hocheffizienten KWK-Anlagen, aus Wärmepumpen oder aus industrieller oder gewerblicher Abwärme gespeist werden.

10.2.2.4 Große Wärmespeicher mit mehr als 10 m³

Für Wärmespeicher (ohne Anspruch auf Zuschlagszahlung gemäß § 7b KWKG) gelten:

250 Euro je m³ Speichervolumen bei mehr als 10 m³ Wasservolumen. Die Förderung ist auf 30 % der für den Wärmespeicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten beschränkt. Der maximale Tilgungszuschuss je Wärmespeicher beträgt 1 Mio. Euro.

10.2.2.5 Große effiziente Wärmepumpen mit einer installierten Nennwärmeleistung von mehr als 100 kW

Elektrisch angetriebene Wärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von mindestens 3,8 oder gasbetriebene Wärmepumpen mit einer Jahresheizzahl von mindestens 1,25 werden mit 80 Euro je kW Wärmeleistung im Auslegungspunkt, mindestens 10.000 Euro und höchstens 50.000 Euro je Einzelanlage gefördert.

10.2.3 IFB Hamburg „Erneuerbare Wärme“

Von der IFB Hamburg werden vollautomatisch arbeitende Biomasse-Verbrennungsanlagen mit einer Größe von 100 bis 500 kW mit 45,- € je kW Nennwärmeleistung gefördert. Für größere Verbrennungsanlagen und Biogasanlagen erfolgt die Festlegung des Zuschusses im Einzelfall.

Wärmepumpen ab einer Nennwärmeleistung von 40 kW werden mit 100,- € je kW Nennwärmeleistung gefördert. Ab einer Nennwärmeleistung von 500 kW erfolgt die Festlegung des Zuschusses im Einzelfall.

Wärmeverteilnetze, die der anteiligen Nutzung erneuerbarer Energien dienen, werden mit bis zu 80 Prozent der notwendigen Investitionskosten gefördert.

Wärmespeicher ab einem Speichervolumen von 4 m³ werden mit 400,- €/m³ und ab einem Volumen von 10 m³ mit 250,- €/m³ gefördert. Ab einem Volumen von mehr als 100 m³ erfolgt die Festlegung des Zuschusses im Einzelfall.

Solarthermieranlagen im Neubau zur ausschließlichen Warmwasserbereitung werden mit 100,- €/m² Bruttokollektorfläche und bei der kombinierten Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung mit 150,- €/m² Bruttokollektorfläche gefördert. Bei Anlagen mit einer Bruttokollektorfläche größer als 200 m² erfolgt die Festlegung des Zuschusses im Einzelfall.

10.2.4 Wärmenetze 4.0

In dem Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“¹ werden in Modul I Machbarkeitsstudien gefördert, die den Marktteilnehmern erlauben, die Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit des Konzepts eines Wärmenetzsystems 4.0 gutachterlich zu prüfen und vorbereiten zu lassen. Diese werden mit bis zu 60 % gefördert.

Darauf aufbauend kann in Modul II die Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 durch Neubau oder Transformation eines Netzes mittels Investitionszuschüssen gefördert werden.

Voraussetzung für die Förderung der Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 ist die vorherige Durchführung einer Machbarkeitsstudie. Die Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 kann maximal mit bis zu 50 % der gemäß Artikel 25 Absatz 3 AGVO förderfähigen Kosten gefördert werden.

Ein Wärmenetzsystem 4.0 muss mindestens den folgenden Kriterien entsprechen:

- Der Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme muss im Durchschnitt über die Mindestnutzungsdauer von zehn Jahren mindestens 50 % betragen, wobei maximal die Hälfte des Anteils durch Biomasse bereitgestellt werden darf. Dabei beträgt der Höchstanteil für fossile Energie, die nicht durch KWK-Anlagen eingespeist wird, 10 %.
- Die Lieferung der Wärme erfolgt zu vergleichbaren oder geringeren Kosten als von konventionellen Wärmenetzen auf Basis fossiler Wärmeerzeuger
- Die Mindestgröße beträgt mindestens 100 Abnahmestellen (Netzanschlüsse) oder eine Mindestabnahme von 3 GWh pro Jahr; Ausnahmen sind u. a. bei Nachbarschafts- oder Quartierskonzepten möglich
- Das Temperaturniveau muss zwischen 20 °C und maximal 95 °C im Vorlauf liegen

¹ Siehe auch http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html, Abruf vom 5.8.2017

- Das Konzept beinhaltet saisonale Großwärmespeicher, soweit nicht begründet dargelegt wird, dass der Einsatz unwirtschaftlich wäre, sowie für die Flexibilisierung von KWK-Anlagen ausreichend dimensionierte Wärmespeicher
- Die angeschlossenen Stromverbraucher und -erzeuger müssen mindestens eine Schnittstelle für einen markt- oder netzdienlichen Betrieb ohne manuelle Eingriffe des Betreibers aufweisen und auf eine Einbindung in ein intelligentes Stromnetz vorbereitet sein
- Das gesamte Wärmenetzsystem wird vollständig durch ein Online-Monitoring des Betreibers überwacht, mit dem sämtliche relevanten Daten zum Betrieb des Wärmenetzsystems 4.0 erfasst, gespeichert und auf Nachfrage der Bewilligungsstelle, den vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragten, sowie dem vom BMWi unterstützten Forschungsnetzwerk *Energie in Gebäuden und Quartieren*, zur Verfügung gestellt werden; und die erfassten Daten zum Betrieb des Wärmenetzsystems 4.0 sowie die wesentlichen weiteren technischen Erkenntnisse des Vorhabens werden vom Betreiber jährlich in den ersten zehn Jahren des Betriebs durch Konferenzen, Veröffentlichung, Open-Access-Repositorien oder durch gebührenfreie Software beziehungsweise Open-Source-Software verbreitet.

Protokoll für Energiefachplan Holsten-Areal ins Transparenz-Portal

BUE7675

:flow

Titel: Energiefachplan Holsten-Areal ins Transparenz-Portal
Flownummer: BSWBUE7675
Anforderung:
Ersteller Name: Brauer, Sophie
Leitzeichen: E134
Erstellt am: 23.09.2020 12:49:43

Objekte

| Dokument | Ersteller | Leitzeichen | Erstellt am |
|---|----------------|-------------|---------------------|
| Energiefachplan Holstenareal Hamburg-Altona.pdf | Brauer, Sophie | E134 | 23.09.2020 12:49:43 |

:flowverlauf

Objekt angelegt
23.09.2020 12:49:43
Dateiname: Energiefachplan Holstenareal Hamburg-Altona.pdf
Ausgeführt durch: Brauer, Sophie, E134

Workflow wurde gestartet
23.09.2020 12:49:46
Ausgeführt durch: Brauer, Sophie, E134
Anforderung: -

| Workflowdefinition | Schritt | Zugewiesen zu | Leitz. |
|--------------------|-----------------------|----------------|--------|
| Abschlussphase | z.d.A. - zu den Akten | Brauer, Sophie | E134 |

Aufgabe erledigt
23.09.2020 13:09:43
Phase: Abschlussphase
Schritt: z.d.A. - zu den Akten
Zugewiesen an: Brauer, Sophie, E134
Ausgeführt durch: Brauer, Sophie, E134
Kommentar: Gestartet am 23.09.2020 13:09:39