

Energiekonzept

IBA-Projektgebiet Fischbeker Reethen

Erstellt von:



Averdung Ingenieurgesellschaft mbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg

Ansprechpartner:



Im Auftrag von:



IBA Hamburg GmbH
Am Zollhafen 12
20539 Hamburg
Ansprechpartner:



Hamburg, den 23.11.2017

Inhalt

1	Einführung	6
2	Planungsgebiet	6
3	Energiebedarf	7
3.1	Wärmebedarf	7
3.2	Strombedarf	9
4	Bestehendes Wärmenetz Hamburg Energie	9
5	Potenzialanalyse lokaler regenerativer Potenziale	10
5.1	Solarpotenziale	10
5.2	Kombination von PV-Anlagen bzw. ST-Anlagen mit extensiver Dachbegrünung	12
5.3	Landwirtschaftliche Flächen nördlich des Bahndamms	12
5.4	Geothermiefpotenziale im B-Plangebiet	13
5.5	Abwasserwärmepotenziale	19
5.6	Abwärme aus Industrie und Gewerbe	20
6	Quartiersstrom: Mieterstrommodell	21
7	Varianten der Wärmeversorgung	23
7.1	Standort Heizzentrale	25
7.2	Variante 1 (Referenz): Gasbrennwertkessel und Solarthermie	25
7.3	Variante 2: lokales Wärmenetz (70 °C) mit Erdgas-BHKW und Spitzenlastkessel	25
7.4	Variante 3: Wärmenetz (70 °C), Anschluss ans Netz von Hamburg Energie	26
7.5	Variante 4: Wärmenetz (70 °C) mit Abwasserwärmeauskopplung, Wärmepumpe, BHKW und Spitzenlastkessel	26
7.6	Variante 5: Vierleiterwärmenetz (40 °C / 70 °C) mit Erdsonden und Erdkollektoren, Wärmepumpe, BHKW und Spitzenlastkessel	27
7.7	Variante 6: Wärmenetz (70 °C) mit Erdsonden, BHKW und Spitzenlastkessel	29
7.8	Variante 7: Wärmenetz (40 °C) mit Erdsonden, Erdkollektoren, Abwasserwärme und Spitzenlastkessel, unterstützt mit PV	29
7.9	Variante 8: Vierleiter-Wärmenetz (40 °C / 70 °C) mit Erdsonden, Erdkollektoren, Wärmepumpe, Solarthermie, BHKW und Spitzenlastkessel	29
7.10	Variante 9: Wärmenetz (70 °C) mit Erdsonden, Wärmepumpe, Solarthermie, BHKW und Spitzenlastkessel	30
7.11	Variante 10: Wärmenetz (70 °C) mit Biomethan-BHKW und Spitzenlastkessel	30
7.12	Variante 11: Wärmenetz (70 °C) mit Holzhackschnitzelkessel, Erdgas-BHKW und Spitzenlastkessel	30
7.13	Variante 12 Wärmenetz (70 °C) mit Holzhackschnitzel, Solarthermie und Spitzenlastkessel	30

8	Wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Varianten	31
8.1	Investitionskosten	31
8.2	Fördermittel	32
8.3	Kosten der Wärmeversorgung	33
8.4	CO ₂ -Emissionen	37
8.5	Primärenergiefaktoren	42
9	Bewertung	44
10	Umsetzung	48
11	Weitere Empfehlungen	51
12	Fördermöglichkeiten	52
12.1	BAFA-Wärmenetzförderung	52
12.2	KfW-Programm Erneuerbare Energien "Premium"	53
12.2.1	Solarkollektoranlagen mit mehr als 40 m ² Bruttokollektorfläche	53
12.2.2	Biomasseanlagen zur Verbrennung fester Biomasse für die thermische Nutzung	53
12.2.3	Wärmenetze, die überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden	53
12.2.4	Große Wärmespeicher mit mehr als 10 m ³	53
12.2.5	Große effiziente Wärmepumpen mit einer installierten Nennwärmeleistung von mehr als 100 kW	54
12.2.6	IFB Hamburg „Erneuerbare Wärme“	54
12.3	Wärmenetze 4.0	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Planungsgebiet	7
Abbildung 2: Dachflächen im Projektgebiet	10
Abbildung 3: Einzugsgebiete der Trinkwasserbrunnen (blau), Notbrunnen (pink) und Geltungsbereich des B-Plans NF67 (Grün), Quelle: BUE	13
Abbildung 4: Entzugsleistung bei Erdwärmesonden (60 m), Quelle: GLA	15
Abbildung 5: Entzugsleistung bei Erdwärmesonden (100 m), Quelle: GLA	15
Abbildung 6: Potenzialflächen Geothermie	16
Abbildung 7: Maximale Bohrtiefe nach Vorgaben des GLA	18
Abbildung 8: Für Erdsonden nutzbaren Potenzialflächen (gelb)	18
Abbildung 9: Anteil der Erzeuger an der Wärmeerzeugung in den verschiedenen Varianten	24
Abbildung 10: Möglicher Standort Heizzentrale	25
Abbildung 11: Potenzielle Standorte für die Energiezentralen für die Varianten mit Erdsonden und -kollektoren	28
Abbildung 12: Gesamtinvestitionskosten inkl. Förderung	31
Abbildung 13: Aufteilung der Investitionskosten in den verschiedenen Varianten	32
Abbildung 14: Höhe und Zusammensetzung der Fördermittel	33
Abbildung 15: Gesamtwärmekosten p.a.	34
Abbildung 16: Betriebskosten der Wärmeversorgung in den verschiedenen Varianten	35
Abbildung 17: Kostendeckender Wärmepreis je kWh	35
Abbildung 18: Absolute CO ₂ -Emissionen der verschiedenen Varianten und prozentuale Veränderungen gegenüber der Referenzvariante	37
Abbildung 19: CO ₂ Emissionen und prozentuale Veränderung der Gesamtwärmekosten pro Jahr gegenüber der Referenzvariante	38
Abbildung 20: CO ₂ -Emissionen 2030 (lineare Fortführung des aktuellen Trends)	39
Abbildung 21: CO ₂ -Emissionen 2030 (linear bei Erreichung der Klimaschutzziele 2050)	40
Abbildung 22: Anteil Erneuerbarer Energien	41
Abbildung 23: Preissensitivität gegenüber Gaspreisänderung	41
Abbildung 24: Bewertungsmatrix	45
Abbildung 25: Potenzielle Standorte für die Energiezentralen verschiedener Varianten	49

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Energiebedarfe im Projektgebiet	8
Tabelle 2: PV- und Solarthermiefpotenziale im Projektgebiet	11
Tabelle 3: Oberflächennahe Geothermiefpotenziale durch Erdkollektoren im Projektgebiet	17
Tabelle 4: Wärmemenge und -leistung in Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (JAZ)	17
Tabelle 5: Rahmenbedingungen für Oberflächennahe Geothermie durch Erdsonden im Projektgebiet	19
Tabelle 6: Oberflächennahe Geothermiefpotenziale durch Erdsonden im Projektgebiet	19
Tabelle 7: Entzugsleistung aus Abwasserwärmetauschern in Abhängigkeit der Durchflussmenge	20
Tabelle 8: Abwasserwärmemenge und -leistung mit Wärmepumpe in Abhängigkeit der JAZ	20

Tabelle 9: Strompreisermittlung im Mieterstrommodell anhand von Beispielobjekten	22
Tabelle 10: Übersicht der Rahmendaten der untersuchten Varianten	24
Tabelle 11: Emissionsfaktoren für den Deutschen Strommix bei linearer Entwicklung nach dem derzeitigen Trend und bei Erreichen der Klimaschutzziele 2050	39
Tabelle 12: Rahmenbedingungen für die empfohlenen Versorgungsvarianten	48
Tabelle 13: Vergleich der Fördermöglichkeiten durch BAFA, KfW und IFB Hamburg	52

1 Einführung

Die IBA Hamburg GmbH hat als städtischer Projektentwickler den städtebaulich-freiraumplanerischen Wettbewerb für das Projektgebiet Fischbeker Reethen durchgeführt. Der Siegerentwurf soll die Grundlage für die weitere städtebauliche Planung (Funktionsplan und Bebauungsplan) sein. Ziel ist eine integrierte, kooperative und wirtschaftliche Quartiersentwicklung, durch die ein sozial und funktional gemischt genutztes Quartier – bei gleichzeitig hohen energetischen Standards – entsteht. Im Rahmen der städtebaulichen Entwicklung soll bereits im Planungsprozess die zukünftige Energieversorgung des Quartiers betrachtet und Hinweise für eine energetische Optimierung der Planung sollen geliefert werden. So sollen die Möglichkeiten einer Energieversorgung aus regenerativen Energien sowie die Definition von energetischen Standards am Gebäude ausgelotet werden.

2 Planungsgebiet

Das Planungsgebiet Fischbeker Reethen (Abbildung 1), dessen Größe sich auf etwa 70 Hektar beläuft, befindet sich im Südwesten von Hamburg im Stadtteil Neugraben-Fischbek an der Grenze zu Niedersachsen. Nach Osten hin reicht das Planungsgebiet an das bebauten Gebiet im Stadtteil heran, im Westen erstreckt es sich bis an die Hamburger Stadtgrenze und schließt direkt an Neu Wulmstorf an. Im Norden wird das Planungsgebiet durch die Bahngleise zwischen den S-Bahnhöfen Fischbek und Neu Wulmstorf begrenzt. Südöstlich schließt das ebenfalls von der IBA Hamburg betreute Neubaugebiet Fischbeker Heidbrook an das Planungsgebiet an. Die Cuxhavener Straße bildet die Grenze zwischen den beiden Gebieten und fungiert als Beschränkung des Projektgebietes nach Süden.

Im Planungsgebiet sollen gemäß dem Siegerentwurf von Kees Christiaanse Architects & Planners mit Kunst + Herbert ca. 2.300 Wohneinheiten entstehen, die sich auf ca. 250.000 m² Brutto-Grundfläche (BGF) verteilen. Etwa 60 % der Wohneinheiten sind dem Geschosswohnungsbau zuzuordnen, der Rest lässt sich in verschiedene Typologien wie Reihenhäuser, Hybridtypologien (gestapelte Maisonnetten o.ä.) und Einfamilienhäuser unterteilen. Etwa 125.000 m² BGF für Gewerbeflächen sowie Flächen für Parkdecks und ein Schaulager des Völkerkundemuseums im Südosten des Planungsgebietes runden das Spektrum der bebauten Flächen ab und summieren sich zusammen mit dem Wohnungsbau auf eine gesamte BGF von knapp 400.000 m². Charakteristisch für den städtebaulichen Entwurf ist die sogenannte Gründerstraße, die mit einem Mix aus Wohnen und Gewerbe den Übergangsbereich zwischen Wohn- und Gewerbegebiet ausbildet.



Abbildung 1: Planungsgebiet

3 Energiebedarf

3.1 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Bedarf an Heizwärme und dem Wärmebedarf für Warmwasserbereitung zusammen. Für die Bedarfsermittlung werden für die Heizwärme ein flächenbezogener Ansatz und für den Warmwasserbedarf ein Ansatz bezogen auf die Personenzahl gewählt. Darüber hinaus wird nach Gebäudetypologien unterschieden. Für den Heizwärmebedarf werden für den Wohnungsbau 35 kWh/m^2 (was je nach Referenzgebäude dem KfW 55-Energiehausstandard entspricht) und für Gewerbeflächen 60 kWh/m^2 angesetzt. Für die nördliche Gründerstraße wird der Wert entsprechend zu $47,5 \text{ kWh/m}^2$ gemittelt.

Der Warmwasserbedarf wird für den Geschosswohnungsbau, die nördliche Gründerstraße und den Gebäudetypen Hybrid, der Elemente von Reihenhäusern und Geschosswohnungsbau vereint, mit 650 kWh pro Jahr und Person abgeschätzt. Für Einfamilien- und Reihenhäuser wird von einem erhöhten jährlichen Energiebedarf zur Warmwasserbereitung von 800 kWh je Person ausgegangen.

Wohneinheit werden im Geschosswohnungsbau 2,5 und für Einfamilien- und Reihenhäuser 3 Bewohner angenommen. Der Warmwasserbedarf ist im Gewerbe im Allgemeinen vergleichsweise gering, so dass dieser häufig durch dezentrale Durchlauferhitzer zur Verfügung gestellt wird und sich eine zentrale Warmwasserbereitung weder wirtschaftlich noch energetisch rechnet. Es ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von ca. 20 GWh, inklusive Gewerbegebiet.

Der Heizwärmebedarf der Gewerbegebäude macht mit ca. 6,6 GWh den größten Anteil am Wärmebedarf aus. Gleichzeitig ist der Wärmebedarf der Gewerbeflächen als sehr grobe Schätzung zu betrachten, da zum Zeitpunkt der Konzepterstellung weder die Anzahl noch die Art der Firmen und Gebäude feststeht. Die Grundstücke sollen nach Kriterien der Wirtschaftsförderung flexibel parzellierbar bzw. parzelliert an heute noch nicht feststehende Gewerbetreibende veräußert werden. Um einen höheren Grad Planungssicherheit zu erhalten, werden daher im Folgenden die Gewerbegebäude nicht in die Energiekonzepterstellung einbezogen. Die Bedarfswerte des Gewerbes sollten nach Konkretisierung der Planung des Gewerbegebiets angepasst werden. Anschließend ist eine Einbindung in das Energiekonzept möglich und sinnvoll.

Eine Übersicht über den Wärme- und Strombedarf gibt Tabelle 1. Aufgrund der Größe des Gebiets wird von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,7 ausgegangen.

Tabelle 1: Energiebedarfe im Projektgebiet

Gebäudeart	WE	EW	BGF [m ²]	Heizwärme [MWh/a]	Warmwasser [MWh/a]	Gesamtwärme [MWh/a]	benötigte Gesamtleistung [kW]	Stromverbrauch [MWh/a]
Geschosswohnungsbau	1.385	3.463	124.700	4.365	2.251	6.615	2.682	3.186
Einfamilienhäuser	48	144	7.700	270	115	385	163	168
Reihenhäuser	331	993	48.800	1.708	794	2.502	1.040	1.159
Hybrid	358	895	40.000	1.400	582	1.982	844	1.002
Nördliche Gründerstraße (50% Wohnen)	178	445	31.500	1.496	289	1.786	864	1.197
Parkdecks	-	-	25.200	-	-	-	-	-
Schaulager	-	-	10.000	600	-	600	333	500
Gesamt ohne Gewerbegebiet	2.300	5.940	287.900	9.838	4.031	13.870	5.926	7.211
Anteil am Wärmebedarf				70,9%	29,1%			
Gewerbegebiet (Grobe Schätzung; siehe Text)	-	-	110.700	6.642	-	6.642	3.700	5.535
Gesamt mit Gewerbegebiet	2.300	5.940	398.600	16.480	4.031	20.512	9.626	12.746

3.2 Strombedarf

Der Strombedarf wird analog zum Wärmebedarf nach der Gebäudetypologie ermittelt. Für Reihen- und Einfamilienhäuser wird ein jährlicher Bedarf von 3.500 kWh je Wohneinheit zugrunde gelegt. Für den Geschosswohnungsbau wird ein Strombedarf von 2.300 kWh pro Wohneinheit angenommen. Der jährliche Strombedarf der Gewerbeflächen wird mit 50 kWh/m² angesetzt.

Unter diesen Annahmen ergibt sich ein Strombedarf für die Wohngebäude von ca. 7,2 GWh und ein gesamter Strombedarf von ca. 13 GWh. Analog zum Wärmebedarf, macht der Anteil der Gewerbegebäude am Strombedarf mit ca. 5,5 GWh den größten Anteil bei gleichzeitig geringer Verlässlichkeit aus und wird daher in die Konzeptentwicklung nicht einbezogen (Tabelle 1).

4 Bestehendes Wärmenetz Hamburg Energie

Südlich des Projektgebiets auf der gegenüberliegenden Seite der Cuxhavener Straße befindet sich das Neubaugebiet Fischbeker Heidbrook (NF 66). Dieses wird durch ein Wärmenetz mit einer Energiezentrale mit Erdgas- und Biomethan-BHKW und Erdgaskesseln von Hamburg Energie mit Wärme versorgt. Nach den Angaben von Hamburg Energie kann ohne grundsätzliche Veränderungen des Anlagenkonzepts folgende thermische Leistung bereitgestellt werden:

- | | |
|--|-----------------|
| • thermische Leistung: | bis zu 4.000 kW |
| • Wärmemischpreis frei Heizzentrale (Preisstand 2017): | 82,50 € / MWh |
| • Primärenergiefaktor: | fp ≤ 0,42 |

Diese Indikation stützt sich auf folgende Prämissen:

- Erweiterung der feuerungstechnischen Anlagen ohne Vergrößerung der vorhandenen Heizzentrale
- Genehmigungsfähigkeit bei Erhöhung der Feuerungswärmeleistung
- Infrastrukturanbindung (Stromnetz, Erdgas, Wärmenetz) grundsätzlich erweiterbar.

5 Potenzialanalyse lokaler regenerativer Potenziale

5.1 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 850 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 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 Dachflächen mit einem Faktor von 0,8 verrechnet, der Verschattungen, technischen Aufbauten oder Dachterrassen Rechnung trägt. Für Photovoltaik wird als installierbare Leistung bezogen auf die Grundfläche von 50 Wp/m² bei Flachdächern und 60 Wp/m² bei Schrägdächern ausgegangen. Die Annahme für Schrägdächer basiert dabei auf der größeren Dachfläche, die aus der Neigung der Dächer resultiert, sowie den Ausrichtungen der geneigten Dachflächen. Für Solarthermieranlagen wird ein jährlicher Wärmeertrag von 350 kWh je Quadratmeter Kollektorfläche angenommen, wobei die Kollektorfläche einem Drittel der Dachfläche entspricht.



Abbildung 2: Dachflächen im Projektgebiet

In Abbildung 2 sind die Dachflächen im Projektgebiet dargestellt. Tabelle 2 zeigt die ermittelten Potenziale. Die Gewerbeflächen sind hierbei in das Gesamtpotenzial nicht eingerechnet, da zum jetzigen Zeitpunkt unklar ist, in welcher Form diese Flächen realisiert werden. Hier entstehen ggf. zusätzliche

Potenziale, die in den unteren beiden Zeilen von Tabelle 2 angegeben sind, für die Versorgung des Gebietes jedoch zunächst nicht eingeplant werden.

Tabelle 2: PV- und Solarthermiepoteziale im Projektgebiet

Gebäudeart	Dachart	Dachgrundfläche [m ²]	Leistung PV [kW]	Ertrag PV [MWh]	Ertrag ST [MWh]
Geschosswohnungsbau	Flach	25.088	1.003,52	853	2.342
Geschosswohnungsbau südliche Gründerstraße	Flach	5.604	224,16	191	523
Geschosswohnungsbau nördliche Gründerstraße	Flach	7.834	313,36	266	731
Einfamilienhaus	Schräg	5.202	249,70	212	486
Reihenhaus Schrägdach	Schräg	13.803	662,54	563	1.288
Reihenhaus Flachdach	Flach	5.383	215,32	183	502
Hybrid	Flach	10.159	406,36	345	948
Quartiersgarage/Parkdecks	Flach	2.117	84,68	72	198
Schaulager	Flach	2.423	96,92	82	226
Gesamt ohne Gewerbe		77.613	3.257	2.768	7.244
Gewerbe	Flach	53.078	2.123,12	1.805	4.954
Gesamt mit Gewerbe		128.574	5.295	4.501	12.000

Das PV-Potenzial von etwa 3.260 kWp installierter Leistung bzw. jährlich 2.770 MWh Strom reicht bilanziell aus, um etwa 38 % des ermittelten Strombedarfs der Wohnungen zu decken. Hierbei ist im Allgemeinen davon auszugehen, dass die Eigenstromquote ca. 30 % beträgt, sodass etwa 11 % des Strombedarfs tatsächlich durch die PV-Anlagen auf den Wohngebäuden gedeckt werden könnten. Unter Einbeziehung der Dachflächen der Gewerbebauten wären größere lokal genutzte Strommengen möglich. Insbesondere in Hinblick auf zukünftige Strombedarfe, z.B. durch Ladestationen für E-mobilität, wäre die Nutzung aller verfügbaren Potenzialflächen sinnvoll.

Im Rahmen des Gesetzes zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes werden jedoch nur Anlagen bis 100 kWp in unmittelbarer Nähe zu den zu beliefernden Wohngebäuden und Nebenanlagen gefördert, was für Anlagen auf den Gewerbegebäuden wahrscheinlich nicht gilt.

Im Fall einer Solarthermienutzung der Dachflächen ergibt sich eine jährliche Wärmemenge von ca. 7.240 MWh, was etwa 50 % des Wärmebedarfes der Wohnungen entspricht. 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 Speicher nur etwa 15-20 % des Gesamtwärmebedarfs abdecken kann. Dieser Anteil kann von den Dächern der Wohngebäude gedeckt werden.

5.2 Kombination von PV-Anlagen bzw. ST-Anlagen mit extensiver Dachbegrünung

Bei der Bepflanzung von Dächern unterscheidet man zwischen intensiver und extensiver Begrünung. Während bei der intensiven Nutzung eine multifunktionale und für Nutzer zugängliche Gartenanlage entsteht, handelt es sich bei der extensiven Form um eine pflegeleichte Variante mit niedrigem Bewuchs. In der Kombination mit technischen Anlagen eignet sich daher nur die extensive Nutzung mit niedrig wachsenden Gräsern, Moosen und Sedum-Arten. Diese Pflanzen haben vergleichsweise geringe Ansprüche an die verfügbare Licht- und Wassermenge, kommen auch mit extremen Wechsellern zu Recht und sind in Bezug auf Rückschnitt, Düngung und Pflanzenschutz mit geringem Aufwand zu pflegen.

Die Aufstellung von PV-Anlagen auf extensiv begrünten Dachflächen bietet zahlreiche Synergien. Zunächst kann der innerstädtisch knappe Bauraum für beide Anwendungen genutzt werden. Darüber hinaus verbessert die Bepflanzung die Rahmenbedingung zur Aufstellung und Nutzung der technischen Anlagen.

Die Stromleistung der Module sinkt bei hoher Sonneneinstrahlung mit zunehmender Aufheizung, da sich der elektrische Widerstand in der Anlage erhöht. Der produktabhängige Temperatur-Koeffizient gibt an, wie sich die Leistung mit Änderung der Temperatur verändert und liegt im Bereich von $0,5 \frac{\%}{K}$. Adiabate Kühlung und Umgebungsverschattung der Begrünung wirken dem im Sommer entgegen, indem die Temperatur der Module nahe der Umgebungslufttemperatur bleibt, die Anlage sich im Sommer nicht aufheizt und so an Effizienz gewinnt. Bei einer vermiedenen Temperaturdifferenz von 8 K kann der Wirkungsgrad hierbei um 4 bis 5 % gesteigert werden. Auf das Jahr bezogen sind Mehrerträge von ca. 2 % möglich. Diese führen zu zusätzlichen Erträgen bzw. zusätzlichen CO₂-Vermeidungen.

Wird der Rahmen zur Aufstellung der Solarmodule unter der Begrünung angebracht, dient das Gewicht der Pflanzen und ihres Nährstoffsubstrats als statische Auflast. Hiermit wird eine flächige Lastverteilung erreicht, die im Gegensatz zur Verankerung mit Betonteilen hohe Punktlasten vermeidet. Weiterhin lässt sich das Substrat durch Aufblasen vergleichsweise einfach aufs Dach transportieren.

Durch ideale Neigung und Abstände der PV-Module ist die vollständige Verschattung der Bepflanzung zu vermeiden. Umgekehrt ist durch fachgerechte Pflanzenpflege zu gewährleisten, dass die Module nicht verschattet werden¹.

Für Solarthermieanlagen ergeben sich durch eine Dachbegrünung keine energetischen Synergieeffekte. Eine Dachbegrünung kann zwar die Wärmedämmung optimieren und wie bei PV-Anlagen zu Vorteilen hinsichtlich der Statik beitragen, da der Ertrag der Solarthermieanlagen jedoch nicht positiv von einer Absenkung der Modultemperatur beeinflusst wird, ergibt sich auf der Ertragsseite keine energetische Verbesserung.

5.3 Landwirtschaftliche Flächen nördlich des Bahndamms

Die landwirtschaftlichen Flächen nördlich des Bahndamms würden sich prinzipiell für die Wärmeerzeugung durch Solarthermie oder Geothermie eignen.

¹ Fassadenbegrünungssymposium 2014 der Fachvereinigung Bauwerksbegrünung e.V. www.fbb.de

Nach Angaben des Auftraggebers sollen die Flächen nördlich der S-Bahn weiterhin anderweitig genutzt werden, weshalb die Nutzung durch eine Freiflächensolarthermieanlage nicht möglich ist.

Ein überwiegender Teil der Flächen befindet sich im Einzugsgebiet von Trinkwasserbrunnen (Abbildung 3), in denen Geothermienutzung insbesondere durch Sonden nicht oder nur unter Einschränkungen möglich ist, sodass zunächst das Potenzial der Geothermieflächen im B-Plangebiet ausgeschöpft wird. Sofern weitere Flächen benötigt werden, böten sich die westlichen Flächen an der Stadtgrenze an, in denen eine Geothermienutzung ohne Einschränkungen möglich wäre. Bei Bedarf wären die genauen Nutzungsmöglichkeiten zu prüfen und mit den zuständigen Stellen abzustimmen.

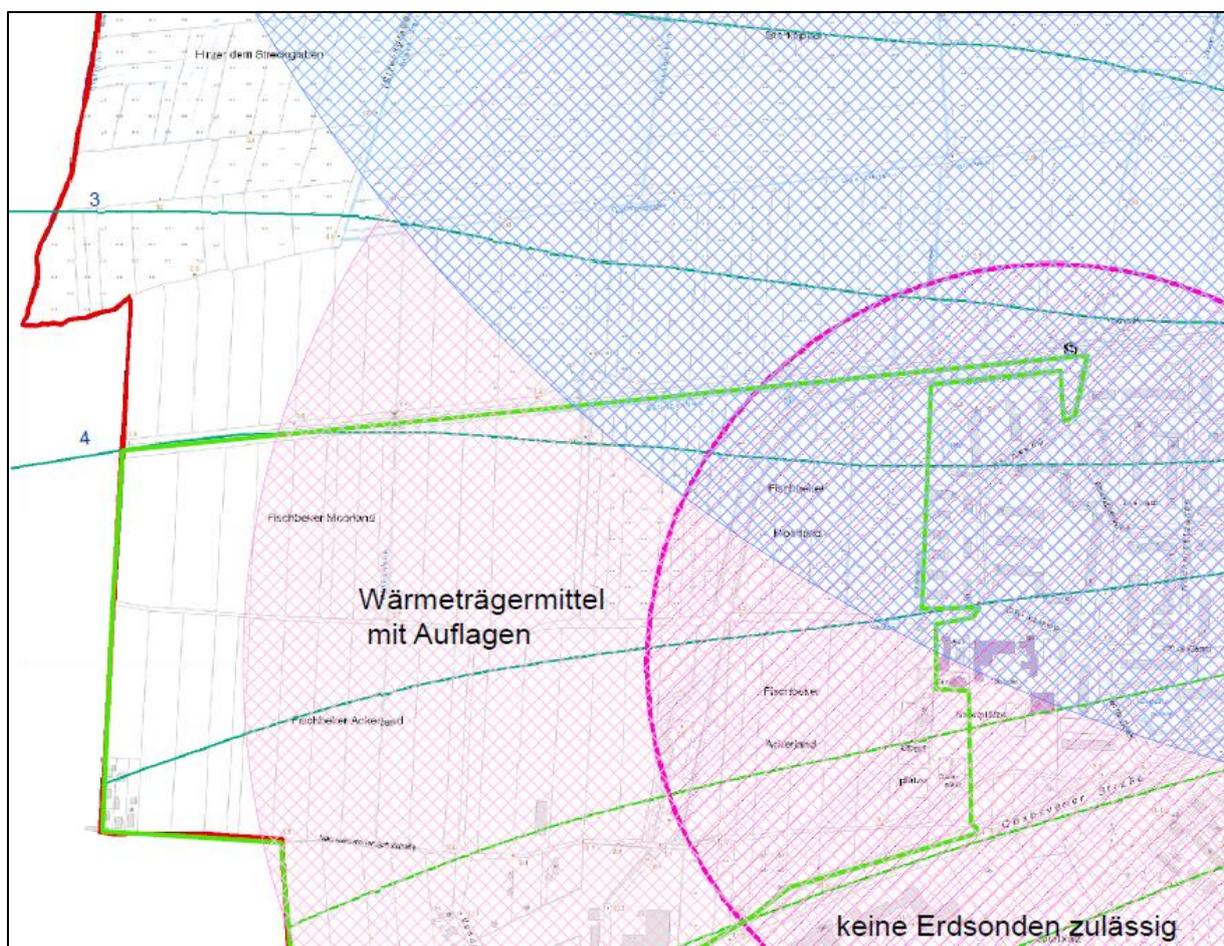


Abbildung 3: Einzugsgebiete der Trinkwasserbrunnen (blau), Notbrunnen (pink) und Geltungsbereich des B-Plans NF67 (Grün), Quelle: BUE

5.4 Geothermiepoteziale im B-Plangebiet

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. Im Rahmen eines Abstimmungspapiers zum Grundwasserschutz wurde die maximale Tiefe von Erdsonden auf 35 m beschränkt. Dies wurde zunächst als Planungsgrundlage verwendet.

Nach Angaben der BUE befindet sich nahezu das gesamte B-Plangebiet im Einzugsbereich von Trinkwasserbrunnen (blau) und Notbrunnen (pink) (Abbildung 3). Demnach sind „im Bereich des fett umrandeten pinken Kreises [...] keine Erdwärmesonden zulässig. Im Bereich des hellen, größeren pinken Kreises und im blau karierten Kreis sind Erdwärmesonden mit Auflagen zum Wärmeträgerstoff möglich. Im äußerst westlichen Bereich sind Erdwärmesonden ohne besondere Einschränkungen zulässig. Ob die von Ihnen vorgenommene Tiefenbegrenzung von 35 m so bestehen bleiben muss, sollte u.E. noch vom Geologischen Landesamt (GLA) überprüft werden. Flache geothermische Anlagen wie Erdwärmekollektoren sind im gesamten B-Plangebiet mit Glykol als Wärmeträgermittel zulässig.“

Darauf aufbauend wurden die Geothermiefpotenziale im Projektgebiet bestimmt. Aufgrund der Tiefenbeschränkung und der Auflagen zum Wärmeträgerstoff wurde die Installation von Erdsonden zunächst verworfen, da sich bei einer Länge von 35 m nur geringfügig höhere Entzugsleistungen als bei Erdkollektoren bei höheren spezifischen Kosten ergeben und durch die Auflagen mit zusätzlich erhöhten Kosten zu rechnen ist. Insgesamt wären durch übliche Erdsonden mit einer Tiefe von 100 m deutlich höhere Entzugsleistungen bzw. geringerer Flächenbedarf zu erzielen. Zudem kann die Oberfläche über Erdsonden im Gegensatz zu Erdkollektoren versiegelt werden, sodass sich weitere Potenziale ergeben. Sofern eine dauerhafte Nichtversiegelung der angenommenen unversiegelten Flächen für Erdkollektoren nicht sichergestellt werden kann, sollte die Nutzung von Erdsonden in Betracht gezogen werden. Insbesondere das westliche Potenzialgebiet mit Kleingartennutzung direkt an der Stadtgrenze könnte hierfür genutzt werden, da keine grundwasserschutzrelevanten Einschränkungen bestehen. Damit könnte ggf. das wegfallende Potenzial auf einer kleineren Fläche kompensiert werden.

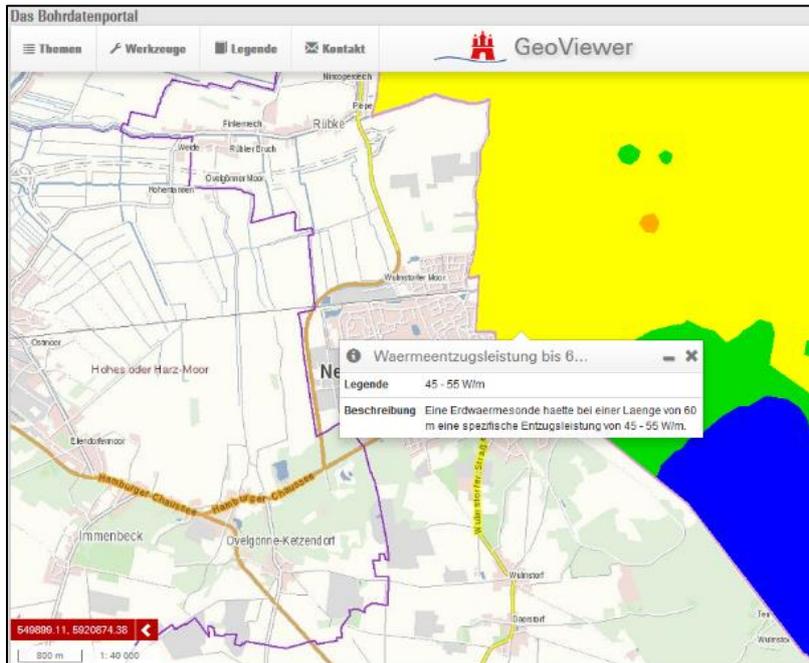


Abbildung 4: Entzugsleistung bei Erdwärmesonden (60 m), Quelle: GLA

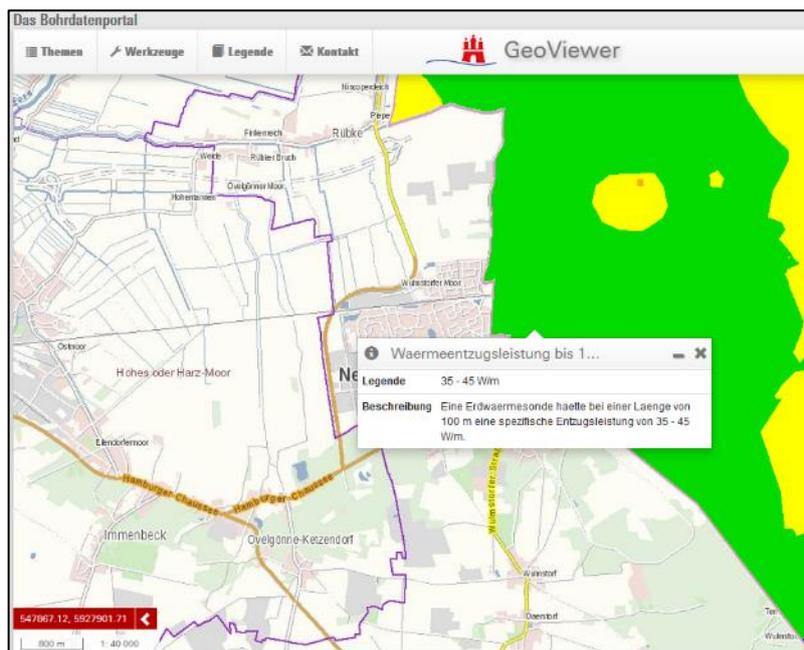


Abbildung 5: Entzugsleistung bei Erdwärmesonden (100 m), Quelle: GLA

Nach Informationen des GLA kann bei Sondenbohrungen bis zu einer Tiefe von 60 m von einer Entzugsleistung von 45 – 55 W/m ausgegangen werden. Bei Erdsonden mit einer Länge von 100 m kann mit einer Entzugsleistung von 35 – 45 W/m gerechnet werden (Abbildung 4 und Abbildung 5).

Für Erdkollektoren liegt die Entzugsleistung laut VDI 4640 in Abhängigkeit des Bodens und des Grundwasserstands im Bereich von 8 – 32 W/m² bei einer Entzugszeit von 2.400 h. Aufgrund des hohen

Grundwasserspiegels wird davon ausgegangen, dass die Kollektoren im grundwassergesättigten Bereich verlegt werden können. Daher wurde von Entzugsleistungen der Erdkollektoren von 30 W / m^2 bei einer jährlichen Entzugszeit von 2.400 Stunden ausgegangen. Diese Entzugsleistungen sollten durch Vor-Ort-Untersuchungen überprüft und mit den genehmigenden Behörden abgestimmt werden. Sollte eine Verlegung im Grundwasser nicht möglich sein, ist ggf. die Verwendung von Erdsonden zu favorisieren.

Für die Potenzialermittlung wurde eine größere Potenzialfläche im Osten des Projektgebietes, unter anderem unter der geplanten Sportanlage, betrachtet. Darüber hinaus wurde untersucht, inwiefern potenzielle, unversiegelte Geothermieflächen zwischen den Gebäuden die angrenzenden Gebäude mit Wärme versorgen könnten. Die Lage und Zuordnung der Potenzialflächen ist in Abbildung 6 dargestellt. Im Zentrum des Projektgebietes wird von zahlreichen versiegelten Flächen ausgegangen, sodass hier keine Geothermienutzung angenommen wird. Für das westliche Potenzialgebiet werden die Gewerbeflächen aufgrund der Unsicherheit des aktuellen Planungsstandes nicht in den Bedarf eingerechnet.



Abbildung 6: Potenzialflächen Geothermie

Tabelle 3: Oberflächennahe Geothermiepoteztiale durch Erdkollektoren im Projektgebiet

	Östliches Potenzialgebiet zwischen Gebäuden	Östliches großes Potenzialgebiet	Südliches Potenzialgebiet	Westliches Potenzialgebiet zwischen Gebäuden	Westliches Potenzialgebiet, westlich Gebäuden	Gesamt
Fläche Geothermie [m ²]	20.270	24.803	12.400	27.581	13.742	98.796
Erzielbare Entzugswärme- menge Erdkollektoren [kWh]	1.459.440	1.785.816	892.800	1.985.832	989.424	7.113.312
Entzugswärmeleistung Erdkollektoren [kW]	608	744	372	827	412	2.964

Wie Tabelle 3 zeigt, gibt es in den untersuchten Potenzialgebieten große Wärmepoteztiale durch Erdkollektoren. Diese können bei voller Ausnutzung etwa die Hälfte des Gesamtenergiebedarfs decken. Aufgrund der beschränkten Entzugszeit und der benötigten Regeneration im Sommer ist die Nutzung im Winterhalbjahr zu bevorzugen. In Verbindung mit Wärmepumpen kann in Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (JAZ), welche zwischen 3,5 und 4,5 liegen kann, eine Wärmemenge von etwa 9.000 bis 10.000 MWh bei einer Wärmeleistung von ca. 4 MW bereitgestellt werden (Tabelle 4). Durch die höhere JAZ steigt die Effizienz der Wärmepumpe. D.h. es ist weniger Strom notwendig, um die gewünschte Temperatur zu erreichen. Die Gesamtwärme-
menge addiert sich aus Umweltwärme + Strom. Da die Umweltwärmemenge gleich bleibt und weniger Strom verbraucht wird, sinkt die Gesamtwärme-
menge um den Anteil eingesparten Stroms.

Tabelle 4: Wärmemenge und -leistung in Abhängigkeit der Jahresarbeitszahl (JAZ)

JAZ	3,5	4	4,5
Gesamtwärme- menge [kWh]	9.958.637	9.484.416	9.145.687
Gesamtwärme- leistung [kW]	4.149	3.952	3.811

Als Alternative sind nach neueren Angaben des GLA außerhalb der Einzugsbereiche der Brunnen Sondenbohrungen bis 120 m Tiefe möglich (Abbildung 7). Entsprechend können die in Abbildung 8 gelb dargestellten Flächen außerhalb der Einzugsbereiche ohne weitere Einschränkungen für die Wärmegewinnung mit Erdsonden bis 120 m Tiefe genutzt werden. Daraus ergibt sich eine nutzbare Fläche von ca. 22.300 m².

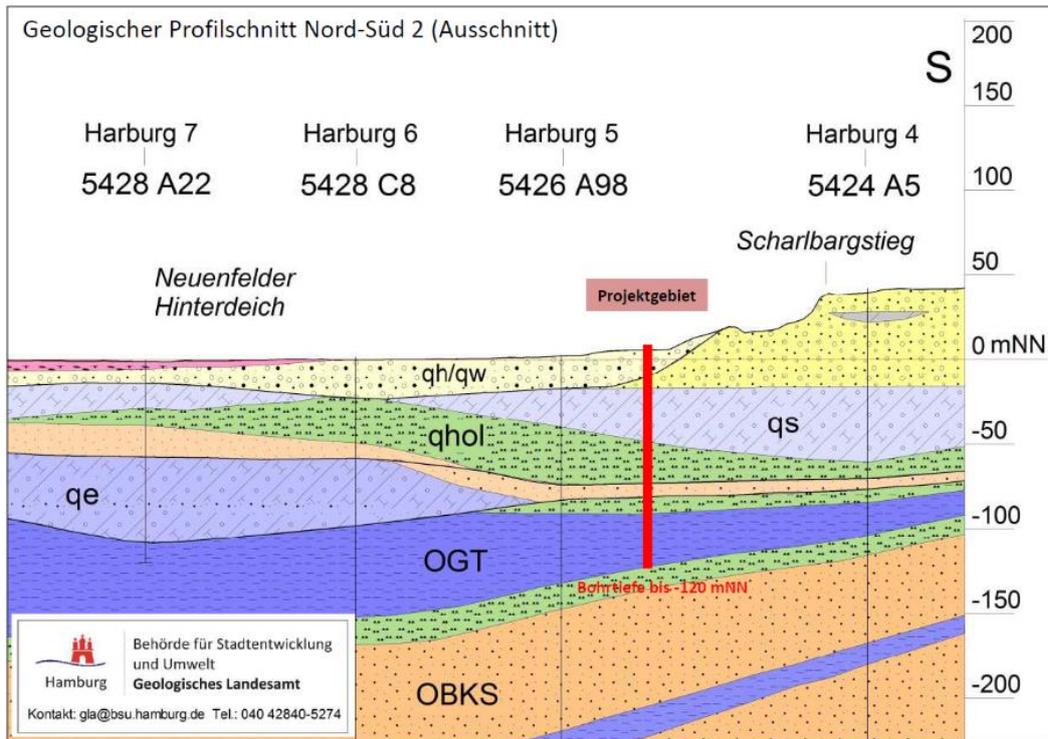


Abbildung 7: Maximale Bohrtiefe nach Vorgaben des GLA

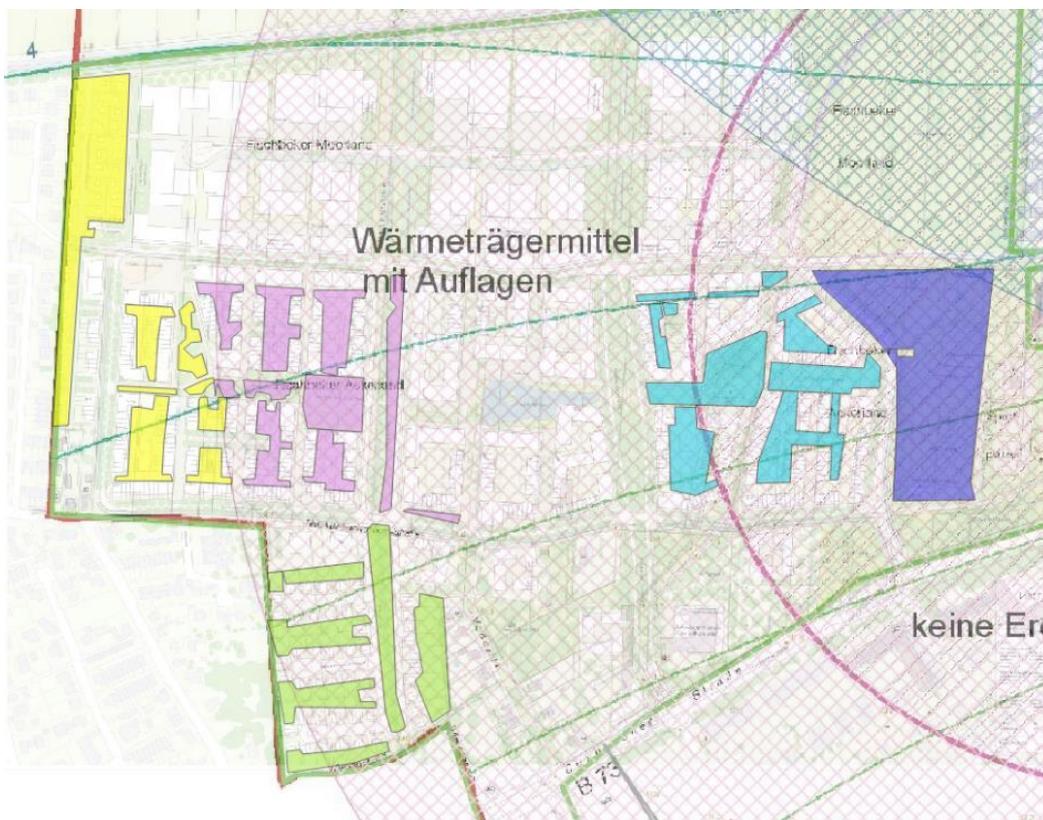


Abbildung 8: Für Erdsonden nutzbaren Potenzialflächen (gelb)

Analog zu der Potenzialbestimmung mit Erdkollektoren sind die durch Erdsonden erzielbaren Wärmeentzugsmengen in Tabelle 7 dargestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Entzugsleistungen in Abhängigkeit der Bohrtiefe und der rechtlichen Änderungen bei Überschreiten der 100 m-Grenze (Zuständigkeit des Bundes nach §127 BBergG) sind in Tabelle 7 jeweils die Werte für 60, 100 und 120 m tiefe Sondenbohrungen angegeben. Durch die Nutzung der Flächen unter den Gebäuden auch im Gewerbegebiet wäre eine deutlich größere Fläche nutzbar. Inwieweit diese Flächen genutzt werden können und Erdsonden in die Gebäude(-planung) integriert werden können, wäre zu prüfen.

Tabelle 5: Rahmenbedingungen für Oberflächennahe Geothermie durch Erdsonden im Projektgebiet

Westliches Potenzialgebiet außerhalb des Einzugsbereichs der Trinkwasserbrunnen	
Fläche Geothermie [m ²]	22.300
Anzahl der Sonden	619
Entzugszeit (Stunden)	1.800

Tabelle 6: Oberflächennahe Geothermiepoteziale durch Erdsonden im Projektgebiet

	Entzugswärme- menge [MWh]	Entzugswärme- leistung [kW]	Wärmemenge mit Wärm- pumpe (JAZ 4) [MWh]	Wärmeleistung mit Wärm- pumpe (JAZ 4) [kW]
bei 60 m Bohrtiefe	3.344	1.857	4.457	2.476
bei 100 m Bohrtiefe	4.459	2.476	5.942	3.301
bei 120 m Bohrtiefe	5.351	2.971	7.131	3.962

5.5 Abwasserwärmepotenziale

Nördlich der Bahntrasse verläuft nach Angaben von Hamburg Wasser eine Druckrohrleitung, welche die Städte Buxtehude und Neu Wulmsdorf zur Kläranlage in Hamburg entwässert. Zu der Druckrohrleitung wurden von Hamburg Wasser folgende Angaben gemacht:

- Kanaldimension: DN 700
- Werkstoff: GFK
- Verwendung: Mischwasser
- Betriebsdruck: 0 - 2,5 bar
- Durchfluss: min 0 l/s, max. 200 l/s
- 200 l/s bei Regenwetter
- Trockenwetterabfluss Minimalwert: 5.000 m³/ Tag
- Abwassertemperatur Minimalwert: 10 °C
- Jahresgesamtmenge: 2,8 Mio. m³

Laut Herstellerangaben für Abwasserwärmetauscher in Druckrohren (Rabtherm AG, Zürich) können bei einer maximalen Wärmetauscherlänge von 200 m die in Tabelle 7 dargestellten Wärmeentzugsleistungen angenommen werden. Hierbei wurde davon ausgegangen, dass der maximale Durchfluss in 44 % aller Fälle erreicht wird. D.h. 44 % des Jahres kann die Leistung 1.560 kW abgerufen werden.

Tabelle 7: Entzugsleistung aus Abwasserwärmetauschern in Abhängigkeit der Durchflussmenge

	Durchfluss	Entzugsleistung	Wärmemenge
Minimum	57 l/s	488 kW	4.274.880 kWh
Durchschnitt	89 l/s (2.8 Mio. m ³ /a)	620 kW	5.431.200 kWh
Maximum (periodisch, Annahme: 44%)	200 l/s	1.560 kW	8.724.960 kWh

Bei Annahme der durchschnittlichen Wärmeentzugsleistung und einer ganzjährigen Nutzung können maximal ca. 5.400 MWh/a bereitgestellt werden. Um die periodisch auftretende höhere Leistung nutzen zu können, müsste eine zusätzliche Wärmepumpe installiert werden, die die periodischen Spitzen abdeckt. Analog zu der Wärme aus Geothermie können in Verbindung mit Wärmepumpen im Durchschnitt die in Tabelle 8 dargestellten Wärmemengen und Leistungen erzielt werden. Im Gegensatz zu der Wärme aus Erdkollektoren, kann die Abwasserwärmenutzung über das gesamte Jahr genutzt werden, sodass bei deutlich geringerer Leistung vergleichsweise große Wärmemengen ausgekoppelt werden können.

Tabelle 8: Abwasserwärmemenge und -leistung mit Wärmepumpe in Abhängigkeit der JAZ

JAZ	3,5	4	4,5
Wärmemenge	7.603.680 kWh	7.241.600 kWh	6.982.971 kWh
Leistung	868 kW	827 kW	797 kW

5.6 Abwärme aus Industrie und Gewerbe

Auf Basis einer Luftbild- und Geodatenanalyse konnten im näheren Umkreis des Projektgebiets keine Betriebe identifiziert werden, die Abwärmepotenziale vermuten ließen.

6 Quartiersstrom: Mieterstrommodell

Die Rahmenbedingungen für Mieterstrommodelle wurden mit dem Gesetzesentwurf zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes der Bundesregierung vom 17.03.2017 neu gesetzt. Der Entwurf sieht vor, dass Anlagenbetreiber bei einer Stromlieferung nach dem Mieterstrommodell eine feste Vergütung für den vor Ort vermarkteten Strom erhalten (Mieterstromzuschlag). Die Höhe der Vergütung berechnet sich aus dem sogenannten anzulegenden Wert (derzeit 11,15 – 12,20 ct/kWh) abzüglich 8,5 ct/kWh und liegt somit im Bereich von 2,65-3,81 ct/kWh.

Gegenüber dem reinen Eigenversorgungsmodell liegt bei Mieterstrommodellen eine Direktlieferung an Dritte vor. In der Regel werden Mieterstrommodelle als Contracting-Modelle umgesetzt. Da Immobilienbesitzer selten selbst als Stromlieferant und Anlagenbetreiber auftreten, nimmt diese Rolle ein Energieversorgungsunternehmen ein und bietet den Mietern eine Stromvollversorgung an. Diese besteht anteilig aus dem PV-Strom sowie zusätzlich aus einer Reststromlieferung aus dem Netz. Nach aktuellem Gesetzesentwurf ist der Anspruch auf den Mieterstromzuschlag auf Anlagen bis max. 100 kWp begrenzt. Zusätzlich besteht der Anspruch für den Mieterstromzuschlag nur für Anlagen, welche auf Gebäuden mit mindestens 40 % Wohnfläche errichtet werden.

Für das Projektgebiet wurde die Möglichkeit eines solchen Mieterstrommodells untersucht. Für die Gebäudekategorien Einfamilienhaus, Reihenhaushaus, Hybrid und Geschosswohnungsbau wurden jeweils exemplarisch drei Gebäude (klein, mittel, groß) betrachtet und der resultierende Strompreis bestimmt. Da die Einspeisevergütung nach der Anlagengröße mit Zwischenstufen bei 10 und 40 kW gestaffelt ist und mit zunehmender Anlagengröße abnimmt, verringert sich die Vergütung mit steigender Anlagengröße. Dementsprechend ergibt sich der niedrigste kostendeckende Strompreis bei den Einfamilienhäusern mit etwa 23,8 ct/kWh.

Im Folgenden wird jedoch nicht von einer Nutzung des Mieterstrommodells für Einfamilienhäuser ausgegangen, da diese als Immobilieneigentümer die Dachflächen wahrscheinlich eher zur Eigenstromproduktion nutzen. Zudem macht der Strombedarf der Einfamilienhäuser ca. 2 % des Gesamtbedarfs aus und kann aus diesen Gründen in der Gesamtbetrachtung vernachlässigt werden.

Für die exemplarisch betrachteten Reihenhäuser liegt der resultierende Strompreis zwischen 25 und 25,2 ct/kWh (s. Tabelle 7). Bei Gebäuden der Kategorie Hybrid ergeben sich Strompreise zwischen 25,6 und 25,8 ct/kWh. Im Geschosswohnungsbau sind Strompreise zwischen 25,3 und 26,2 ct/kWh zu erwarten.

Die Strompreise der jeweiligen Typologien wurden nach dem Stromertrag gewichtet gemittelt, woraus sich ein mittlerer kostendeckender Strompreis von 25,47 ct/kWh ergibt.

In den angegebenen Strompreisen, bei denen es sich um Bruttopreise handelt, sind Verwaltung und Vertrieb bisher nicht beziffert. Nach dem Gesetzentwurf darf der angebotene Strompreis maximal 90 % des Grundversorgungstarifs betragen. Grundversorger für Hamburg ist EON, die im Bereich Fischbek den Strom für 30,46 ct/kWh zzgl. 119 € Grundpreis anbietet. Entsprechend darf der Mieterstrompreis 27,41 ct/kWh nicht überschreiten (Referenzwert). Diese Vorgabe wird bei allen betrachteten Gebäudetypen erfüllt. Unter der Annahme, dass der Grundpreis die Kosten für Verwaltung und Messungen abdeckt, könnte der Mieterstrom ca. 2 ct/kWh günstiger als der Referenzwert angeboten werden.

Tabelle 9: Strompreisermittlung im Mieterstrommodell anhand von Beispielobjekten

	EFH Klein	EFH Mittel	EFH Groß	RH Klein	RH Mittel	RH Groß	Hybrid Klein	Hybrid Mittel	Hybrid Groß	GWB Klein	GWB Mit- tel	GWB Groß
Strombedarf [kWh]	2.940	4.200	6.510	13.370	22.750	49.980	8.471	33.640	69.480	14.106	36.881	97.213
PV-Erzeugung [kWh]	2.520	3.600	5.580	8.595	14.625	32.130	4.680	18.585	38.385	6.210	20.295	71.325
Davon Mieter- strom [kWh]	756	1.080	1.674	2.579	4.388	9.639	1.404	5.576	11.516	1.863	6.089	21.398
Leistung [kWp]	2,8	4	6,2	9,6	16,3	35,7	5,2	20,7	42,7	6,9	22,6	79,3
Dachfläche [m²]	56	80	124	191	325	714	104	413	853	138	451	1585
Strompreis brutto [€/kWh]	23,79	23,79	23,79	25,04	25,14	25,22	25,57	25,68	25,78	26,22	25,70	25,31
Kosten für Ver- trieb und Ver- waltung [€/kWh]	2,45	2,45	2,45	1,20	1,11	1,02	0,68	0,57	0,46	0,02	0,55	0,94
max. Strom- preis (90%) brutto [€/kWh]	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41	27,41
Mittlere Strom- preise für Kate- gorien [€/kWh]	Nicht betrachtet			RH (mit Bedarf gewichtet) 25,13			Hybrid (mit Bedarf gewichtet) 25,66			GWB (mit Bedarf gewichtet) 25,65		
Gesamtstrom- preis gemittelt [€/kWh]							Gew. Gesamtwert: 25,47					
Differenz zu Referenzwert							Gew. Gesamtwert: 1,94 ct / kWh					

7 Varianten der Wärmeversorgung

Für das Gebiet sollen unterschiedliche Versorgungsvarianten entwickelt werden. Vom Auftraggeber wurden drei Varianten vorgegeben:

1. Objektbezogene konventionelle Referenzvariante mit Gasbrennwertkessel und Solarthermieanlage
2. Lokales Wärmenetz, das durch ein Erdgas-BHKW und einen Spitzenlastkessel gespeist wird.
3. Wärmenetz, das an das Netz von Hamburg Energie im Fischbeker Heidbrook angeschlossen ist

Zudem wurden weitere Wärmenetz-Varianten mit höheren Anteilen Erneuerbarer Energie auf Basis der Potenzialanalyse in Abschnitt 5 entwickelt.

Grundsätzlich stehen bei der Versorgung von Neubauten zwei verschiedene Temperaturniveaus zur Verfügung, welche Einfluss auf die Art der Beheizung und die Warmwasserbereitstellung haben.

- 70 – 90 °C: Konventionelles Temperaturniveau, womit die Trinkwasserhygiene durch Erhitzen erreicht wird (min. 65 °C)
- 30 – 45 °C: Niedriges Temperaturniveau zur Beheizung mit Flächenheizungen (Fußboden- / Wandheizung). Die Trinkwasserhygiene muss durch zusätzliches Erhitzen (min. 65 °C), Wohnungsstationen oder Ultrafiltration erfolgen.

Gaskessel, BHKW und Solarthermie erzeugen Wärme mit 90 °C. Sie sind daher gut für Wärmenetze im Temperaturbereich 70 – 90 °C geeignet. Wärmepumpen mit Umweltwärme liegen im Allgemeinen bei 30 – 45°C und speisen daher vorzugsweise in Netze bis 45°C ein.

Daraus ergeben sich bei der Variantenentwicklung 3 Wärmenetzoptionen:

- Wärmenetz mit Vorlauftemperaturen > 70 °C
- Wärmenetz mit Vorlauftemperaturen bis 45 °C
- Parallele Wärmenetze mit 45 °C und 70 °C,

welche in den folgenden Varianten Anwendung finden:

4. Wärmenetz (70 °C), Abwasserwärmepumpe, BHKW, Spitzenlastkessel und PV-Unterstützung
5. Vierleiter-Wärmenetz (40/70 °C) mit Erdsonden und Erdkollektoren, BHKW und Spitzenlastkessel
6. Wärmenetz (70 °C) mit Erdsonden, BHKW und Spitzenlastkessel
7. Wärmenetz (40 °C) mit Erdsonden und Erdkollektoren, Abwasserwärmepumpe und Spitzenlastkessel, unterstützt mit PV, dezentrale Trinkwasseraufbereitung
8. Vierleiter-Wärmenetz (40/70 °C) mit Erdsonden und Erdkollektoren, Solarthermie, BHKW, Spitzenlastkessel
9. Wärmenetz (70 °C) mit Erdsonden, BHKW, Solarthermie und Spitzenlastkessel
10. Wärmenetz (70 °C) mit Biomethan-BHKW und Spitzenlastkessel
11. Wärmenetz (70 °C) mit Holzhackschnitzelkessel, BHKW und Spitzenlastkessel
12. Wärmenetz (70 °C) mit Holzhackschnitzelkessel, Solarthermie und Spitzenlastkessel

In Tabelle 10 sind die Rahmendaten der Varianten dargestellt.

Tabelle 10: Übersicht der Rahmendaten der untersuchten Varianten

Variante	Wärme- netz	BHKW	Wärme- pumpe	Erdkollekt- oren	Erdsonden	ST-Kollek- torfläche	PV-Mo- dulfläche
1 GasBWK ST	-	-	-	-		9.656 m ²	-
2 WN70 BHKW	6.000 m	991 kW	-	-		-	-
3 WN70 Anschluss HE	6.250 m	-	-	-		-	-
4 WN70 WP AW BHKW PV	6.270 m	381 kW	1.000 kW	-		-	12.500 m ²
5 WN4L WP EK BHKW	6.000 m	578 kW	3.811 kW	35.000 m ²	22.300 m ²	-	-
6 WN70 WP EK BHKW	6.000 m	993 kW	2.520 kW	-	22.300 m ²	-	-
7 WN40 WP EK AW PV	6.270 m	-	3.807 kW	39.000 m ²	22.300 m ²	-	12.500 m ²
8 WN4L WP EK BHKW ST	6.000 m	578 kW	3.394 kW	31.000 m ²	22.300 m ²	9.656 m ²	-
9 WN70 WP EK BHKW ST	6.000 m	993 kW	2.615 kW	-	22.300 m ²	9.656 m ²	-
10 WN70 BHKW Biomethan	6.000 m	993 kW	-	-		-	-
11 HHS BHKW	6.000 m	578 kW	-	-		-	-
12 HHS ST	6.000 m	-	-	-		9.656 m ²	-

Abbildung 9 zeigt den Anteil der Erzeuger an der Wärmeversorgung in den verschiedenen Varianten. Die geringere Gesamtwärmemenge in Variante 1 ist darauf zurückzuführen, dass in dieser Variante aufgrund der dezentralen Versorgung keine Netzverluste auftreten und die Brennstoffeffizienz von modernen Gasbrennwertkesseln vergleichsweise hoch ist. Nachfolgend werden die technischen Rahmenbedingungen der Varianten der Wärmeversorgung beschrieben.

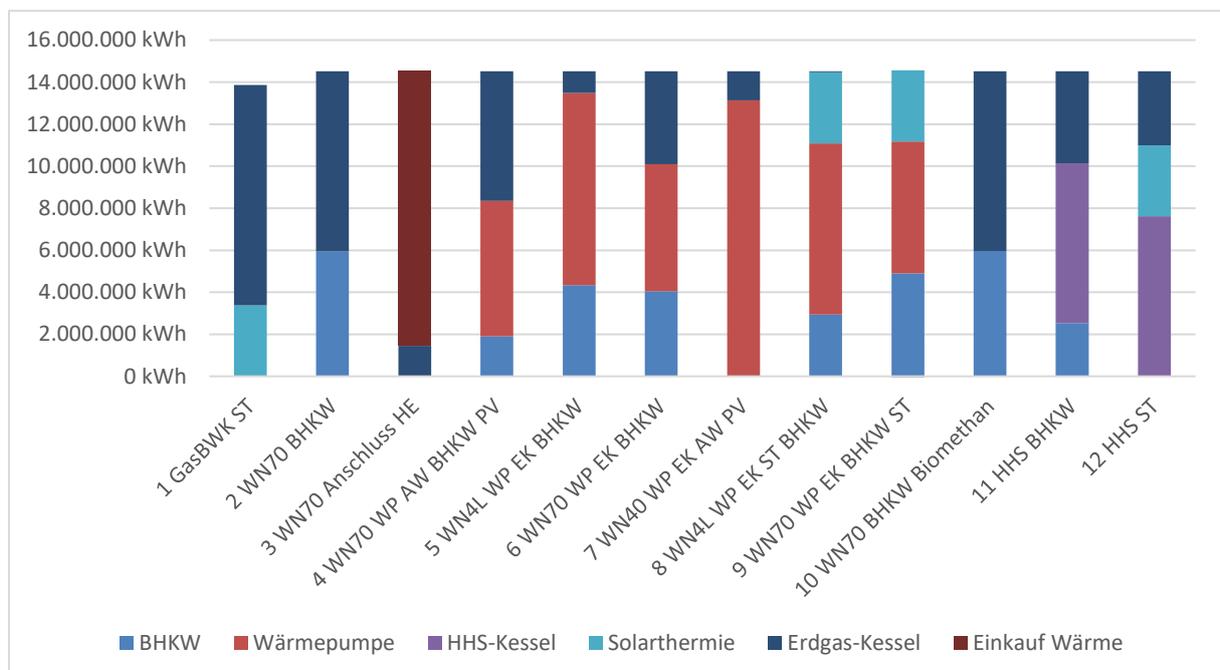


Abbildung 9: Anteil der Erzeuger an der Wärmerzeugung in den verschiedenen Varianten

7.1 Standort Heizzentrale

Nach Angaben des Auftraggebers kann eine Energiezentrale für die Wärmenetzvarianten im nordöstlichen Teil des mittleren Blocks eingerichtet werden (Abbildung 10)

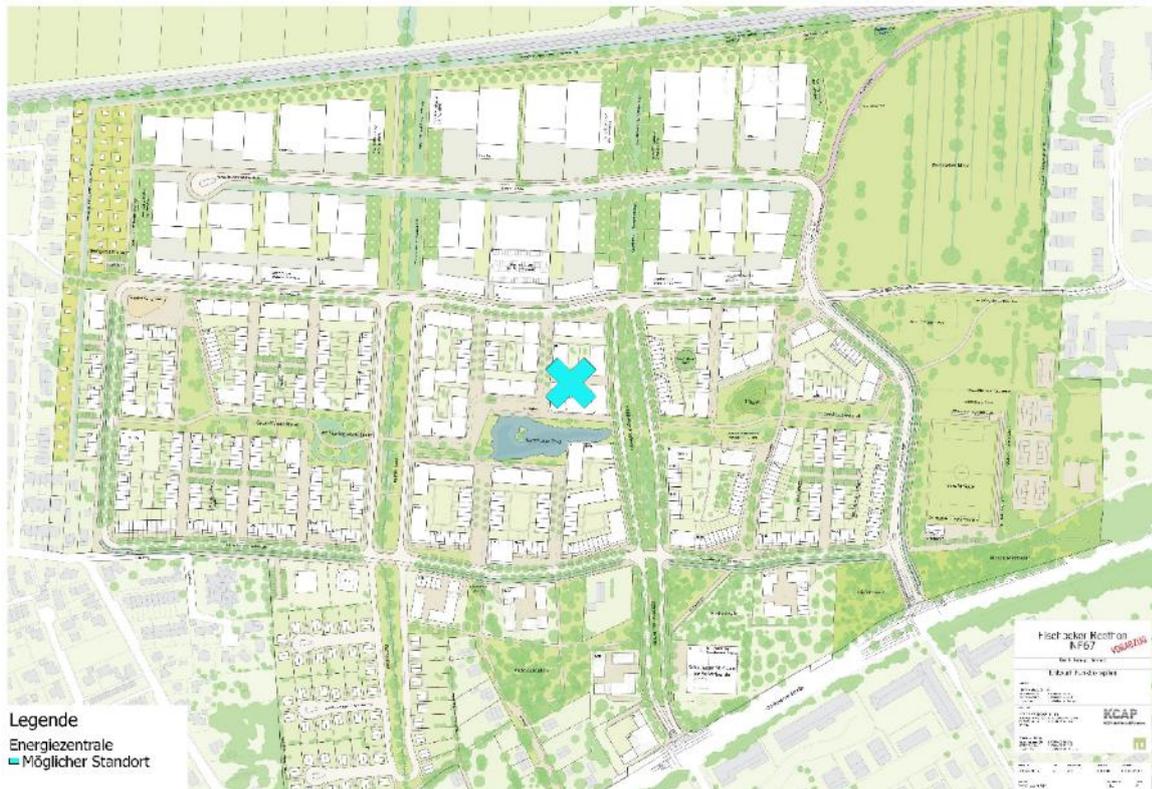


Abbildung 10: Möglicher Standort Heizzentrale

7.2 Variante 1 (Referenz): Gasbrennwertkessel und Solarthermie

Die Variante 1 stellt die konventionelle Vergleichslösung für die Wärmeversorgung zur Einhaltung des KfW 55-Standards dar. Sie sieht dezentrale erdgasbetriebene Brennwertkessel in den jeweiligen Gebäuden in Kombination mit Solarthermie auf den Gebäudedächern vor. Die dezentralen Solarthermieanlagen tragen in dieser Variante mit etwa 24 % zur Wärmeversorgung bei.

7.3 Variante 2: lokales Wärmenetz (70 °C) mit Erdgas-BHKW und Spitzenlastkessel

In dieser Variante wird ein lokales Wärmenetz betrachtet, das von einem BHKW mit max. 1 MW thermischer Leistung sowie einem mit Erdgas befeuerten Redundanz- und Spitzenlastkessel mit ca. 4 MW thermischer Leistung mit Wärme versorgt wird.

Die Wärmeverluste im Netz wurden für BHKW-typische Systemtemperaturen mit einer Spreizung von 20 K angesetzt. Die Trassenlänge des Netzes beträgt insgesamt ca. 6 km. Diese Trassenlänge wird auch für die weiteren Varianten verwendet, die Kosten pro Trassenmeter sind jedoch abhängig von der Va-

riante unterschiedlich, da je nach Variante Zwei- oder Vierleiternetze mit unterschiedlichen Nennweiten zum Einsatz kommen. In der Energiezentrale werden ausreichend dimensionierte Pufferspeicher zur Optimierung der BHKW-Laufzeiten installiert. Eine solche Energiezentrale ist ebenfalls in allen folgenden Varianten enthalten. Etwa 40 % der Wärmearbeit wird in Variante 2 über das BHKW bereitgestellt, was ca. 6.000 Volllaststunden entspricht. Die restliche Wärme wird über die Spitzenlasterzeuger (Erdgaskessel) erzeugt. Als Brennstoff für das BHKW wird Erdgas eingesetzt.

Der erzeugte Strom wird vollständig in das öffentliche Netz eingespeist und entsprechend dem aktuellen KWKG vergütet.

7.4 Variante 3: Wärmenetz (70 °C), Anschluss ans Netz von Hamburg Energie

In dieser Variante wird nicht von einem lokalen Wärmenetz ausgegangen, stattdessen wird der Anschluss der geplanten Wärmeleitungen an das bestehende Wärmenetz von Hamburg Energie angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass 90 % der benötigten Wärme von Hamburg Energie zugekauft werden kann. Die von Hamburg Energie angegebene Leistung von 4.000 kW ist ggf. nicht ausreichend um die Spitzenlast zur Verfügung zu stellen. Die restliche Wärmeversorgung erfolgt daher durch eine Energiezentrale mit Erdgaskessel mit einer Gesamtleistung von etwa 1 MW.

7.5 Variante 4: Wärmenetz (70 °C) mit Abwasserwärmeauskopplung, Wärmepumpe, BHKW und Spitzenlastkessel

In dieser Variante wird das Wärmenetz mit einer Temperatur von 70 °C betrieben. Als Wärmequelle werden neben einer Abwasserwärmeauskopplung mit Wärmepumpe auch ein BHKW und ein Spitzenlastkessel genutzt. Das BHKW trägt mit etwa 13 % und die Wärmepumpe mit 45 % zur Wärmeversorgung bei.

Im Durchschnitt können aus dem Abwasser etwa 620 kW Leistung entzogen werden. Bei voller Beladung der Abwasserleitung können bis zu 1.500 kW Wärmeleistung entzogen werden.

Da die Wärmemenge nicht ausreichend ist, um die Gebäude komplett zu versorgen, wird zusätzlich ein BHKW installiert, welches die Wärmepumpe mit Strom versorgt und Wärme in das Wärmenetz einspeist. Zusätzlich wird ein Gaskessel zur Abfederung von Spitzenlasten und als Redundanz installiert. Dieser speist ebenfalls Wärme in das Wärmenetz ein.

Mit CO₂-Wärmepumpen lassen sich Vorlauftemperaturen von 70°C und höher erreichen, sodass zwei 500 kW CO₂-Wärmepumpen vorgesehen werden. Dadurch wird eine etwas höhere Leistung als benötigt installiert. Es lassen sich damit zum Teil die zusätzlichen Wärmepotenziale erschließen. Der Einsatz von CO₂ als Kältemittel in Wärmepumpen erfordert einen höheren technischen Aufwand, wodurch die Kosten höher als bei Wärmepumpen mit synthetischen Kältemitteln sind. Gleichzeitig ist der Treibhausgaseffekt von synthetischen Kältemitteln um ein vielfaches höher als von CO₂. Diese sind daher oftmals von der Verordnung über fluorierte Treibhausgase der EU betroffen. Hiermit soll bis 2030 durch schrittweise Beschränkung und Verbote aktuell verwendeter Kältemittel ein Beitrag zur Vermeidung von Emissionen geleistet werden. Abhängig vom CO₂-Äquivalent des Kältemittels sind regelmäßige Dichtheitskontrollen der Anlage vorgeschrieben. Hierdurch entstehen beim Betrieb mit fluorierten Kältemitteln weitere Kosten, die beim Betrieb mit CO₂ nicht anfallen. Bei der Entscheidung über

die Wärmepumpe sind entsprechend die zukünftige Entwicklung von Verfügbarkeit und Preisniveau der jeweiligen Kältemittel sowie zusätzliche Betriebskosten zu berücksichtigen.

Für die Kostenermittlung wurden daher die gleichen durchschnittlichen Kosten für alle Wärmepumpen ohne Berücksichtigung der Kältemittel angesetzt.

Das BHKW mit einer Leistung von 380 kW läuft in den Monaten September bis April. In den Monaten Mai bis August liefern PV-Module auf den Gebäudedächern Teile des Stroms. Hierfür wären ca. 47.000 m² Dachfläche notwendig, welche z.B. auf den Gewerbegebäuden zur Verfügung gestellt werden könnten.

Das Abwasserrohr befindet sich nördlich der Bahntrasse. Daher wird eine zusätzliche Anbindeleitung an das Wärmenetz benötigt, welche in einer der Nord-Süd-Hauptachsen verlaufen könnte. Sinnvoll wäre die Abwärmeauskopplung in der Nähe der Abwasserleitung. Je nach Nutzbarkeit der dortigen Flächen kann die Energiezentrale nördlich der Bahntrasse oder südlich nach Unterquerung errichtet werden. Evtl. ergibt es auch Sinn, nördlich der Bahntrasse eine kleine Energiezentrale allein für die Wärmepumpe zu errichten und BHKW und Gaskessel in dem dafür vorgesehenen Bereich für die Energiezentrale (Abschnitt 7.1) zu installieren.

Die Abschätzung der Kosten und der genauen Entzugsleistungen kann aufgrund der Komplexität und der bisher wenig detaillierten Angaben von Hamburg Wasser nur sehr grob geschätzt werden. Es wird für die Bemessung von der mittleren Wärmeleistung und einer nahezu ganzjährigen Verfügbarkeit ausgegangen. Für die Kosten wurden Tiefbauarbeiten mit 2.000 €/m und Kosten für Rohre, Installation und Umleitung in Höhe der doppelten Materialkosten (d.h. 2 x 4.600 €/m = 9.200 €/m) angenommen. Diese Kosten sowie die genauen Rahmenbedingungen sollten zusammen mit Hamburg Wasser überprüft und verifiziert werden.

7.6 Variante 5: Vierleiterwärmenetz (40 °C / 70 °C) mit Erdsonden und Erdkollektoren, Wärmepumpe, BHKW und Spitzenlastkessel

In dieser Variante wird ein Vierleiternetz betrachtet, bei dem ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von ca. 580 kW und Spitzenlastkesseln (auch als Redundanz) mit einer Leistung von knapp 4 MW in ein Wärmenetz mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C einspeisen. Dieses dient zur Trinkwassererwärmung. Ein zweites Netz wird parallel bei 40 °C betrieben, womit der Raumheizbedarf bereitgestellt wird. Dies führt zwar zu Mehrkosten für das Wärmenetz, bietet jedoch den Vorteil, dass das Temperaturniveau der Erdkollektorwärme nur auf 40 °C angehoben werden muss. Dadurch können höhere Jahresarbeitszahlen bei den Wärmepumpen von etwa 4,5 erreicht werden.

Es ist in dieser Variante zwingend notwendig, dass die Gebäude über Flächenheizungen beheizt werden.

Da das BHKW ein Wärmenetz mit Vorlauf-/ Rücklauftemperaturen von 70 / 50 °C speist, kann es mit höherer BHKW-Vorlauftemperatur betrieben werden, als bei Variante mit Netzzücklauftemperaturen unter 50°C, wodurch der BHKW-eigene Mischkreis weniger in Anspruch genommen wird bzw. deutlich geringere Vorerwärmung stattfinden muss. Dadurch wird weniger Pumpenstrom benötigt und die Anlage insgesamt geschont, da Materialspannungen aufgrund großer Temperaturdifferenzen vermieden werden.

Ein weiterer Vorteil der zwei parallelen Netze ist, dass im Sommer fast ausschließlich das heiße Netz in Betrieb ist, sodass eine kleinere Wassermenge durch das Netz gepumpt werden muss, der Durchfluss höher ist und dadurch Wärmeverluste und Pumpenstrombedarf verringert werden können.

Das BHKW versorgt zudem die Wärmepumpe mit Strom, sodass das BHKW immer dann in Betrieb sein soll, wenn die Wärmepumpe läuft. Dadurch kann im Vergleich zu Strom aus dem öffentlichen Stromnetz kostengünstiger und emissionsärmerer Eigenstrom bezogen werden.

Als Wärmequelle für das 40 °C-Netz werden Erdsonden und Erdkollektoren eingesetzt, welche Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau (10 - 12 °C) bereitstellen können. Mittels Wärmepumpe wird in dieser Variante eine Vorlauftemperatur von 40 °C erreicht. Auf diesem Temperaturniveau können die Erdkollektoren nahezu die gesamte Heizleistung- und Wärme bereitstellen. In der Energiezentrale sollten die Heizkreise so miteinander verschaltet sein, dass falls notwendig Leistungsspitzen durch BHKW und Spitzenlastkessel abgefangen werden können. Die Erdwärme wird durch das Sondenfeld (Tiefe 120 m) im Nordwesten sowie zusätzliche Erdkollektoren auf einer Fläche von ca. 35.000 m² bereitgestellt (siehe Kapitel 5.4).

Um für die Geothermiewärme möglichst kurze Zubringerleitungen zu realisieren, kann es sinnvoll sein, zwei bis drei Subnetze mit eigener Energiezentrale mit Wärmepumpe, BHKW und Gaskessel zu nutzen. Die Standorte der Energiezentralen sollten von der Verfügbarkeit der für die Geothermie vorgesehenen Flächen und Raumverfügbarkeit innerhalb der Wohnblocks abhängig gemacht werden. Dafür kämen z.B. die in Abbildung 11 dargestellten Standorte in Frage.

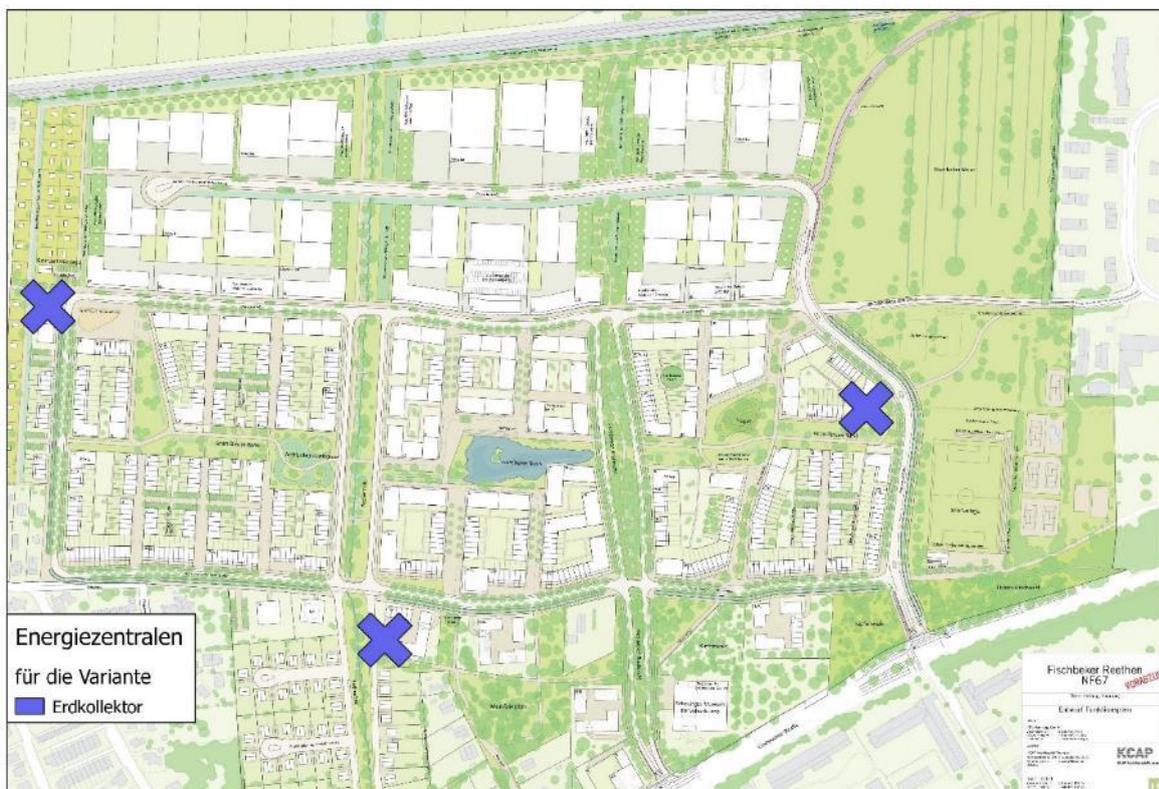


Abbildung 11: Potenzielle Standorte für die Energiezentralen für die Varianten mit Erdsonden und -kollektoren

7.7 Variante 6: Wärmenetz (70 °C) mit Erdsonden, BHKW und Spitzenlastkessel

Die Wärmequellen dieser Variante entsprechen Variante 5, es wird jedoch statt eines Vierleiternetzes ein Zweileiternetz mit Netztemperaturen von 70 °C betrachtet. Für die Bereitstellung der Erdwärme ist das Erdsondenfeld (Tiefe 100 m) im Nordwesten ausreichend und es werden keine zusätzlichen Erdkollektoren benötigt. Die Wärmepumpe dient dazu den Netzurücklauf für das BHKW und den Gaskessel vorzuheizen, sodass diese mit geeigneten Temperaturen betrieben werden können. Die Wärmepumpe muss die Erdkollektorwärme hierbei auf ein höheres Temperaturniveau bringen, sodass eine JAZ von 3,5 angesetzt wird. Der Anteil der Wärmepumpe an der Wärmeversorgung beträgt 41 %, das BHKW stellt 28 % bereit. Die restliche Wärme wird über die Spitzenlastkessel gedeckt.

7.8 Variante 7: Wärmenetz (40 °C) mit Erdsonden, Erdkollektoren, Abwasserwärme und Spitzenlastkessel, unterstützt mit PV

In dieser Variante wird das Wärmenetz mit einer Temperatur von 40 °C betrieben. Als Wärmequelle werden neben einem Spitzenlastkessel das Erdsondenfeld im Nordwesten (120 m), Erdkollektoren (39.000 m² Kollektorfeld) und eine Abwasserwärmepumpe genutzt. Die Wärmequellen können zusammen etwa 90 % des Bedarfs decken, den Rest liefert der Spitzenlastkessel. Der Strombedarf der Wärmepumpen kann teilweise durch den PV-Strom gedeckt werden, wobei eine saisonale Gegenläufigkeit zwischen PV-Erzeugung und Wärmebedarf besteht. Bilanziell lässt sich etwa 10 % des Strombedarfes der Wärmepumpen durch die PV-Anlagen decken. Aufgrund der geringen Netztemperaturen ist die Einbindung eines BHKW und die daraus resultierende Eigenstromnutzung nicht möglich.

Da die Wärmebereitstellung nur auf einem Temperaturniveau von 40 °C erfolgt, muss aus hygienischen Gründen das Trinkwarmwasser zusätzlich dezentral z.B. durch Ultrafiltration oder Nacherwärmung aufbereitet werden.

Es ist hierbei zwingend notwendig, dass die Gebäude über Flächenheizungen beheizt werden.

7.9 Variante 8: Vierleiter-Wärmenetz (40 °C / 70 °C) mit Erdsonden, Erdkollektoren, Wärmepumpe, Solarthermie, BHKW und Spitzenlastkessel

In dieser Variante kommt ein Vierleiternetz zum Einsatz. Die Wärme aus dem Erdsondenfeld (Tiefe 120 m) im Nordwesten sowie einen ca. 31.000 m² großen Erdkollektorfeld wird auf einem Temperaturniveau von 40 °C in das Netz eingespeist, während Solarthermie, BHKW und Spitzenlastkessel in das Netz mit 70 °C einspeisen. Die Wärme aus den Solarkollektoren dient zudem dazu, das 40 °C Netz zu unterstützen, sofern dies notwendig ist.

Die Kollektorfläche für Solarthermiemodule, die als Aufdachanlagen ausgeführt werden, beträgt hier 9.600 m², die elektrische Leistung des BHKW liegt bei 580 kW. Das BHKW trägt mit 20 % zur Deckung des Wärmebedarfes bei, Solarthermie mit 23 % sowie Erdsonden und -kollektoren mit 56 %.

Es ist hierbei zwingend notwendig, dass die Gebäude über Flächenheizungen beheizt werden.

7.10 Variante 9: Wärmenetz (70 °C) mit Erdsonden, Wärmepumpe, Solarthermie, BHKW und Spitzenlastkessel

Variante 9 entspricht von der Zusammenstellung der Erzeuger her Variante 8. Analog zu Variante 6 wird statt eines Vierleiternetzes ein Zweileiternetz angenommen und die Wärmepumpe heizt den Netzurücklauf für BHKW und Gaskessel vor.

In dieser Variante wird die benötigte Erdwärme durch das Erdsondenfeld (Tiefe 100 m) im Nordwesten bereitgestellt. Die elektrische Leistung des BHKW beträgt ca. 1 MW. Die Solarthermieflächen entsprechen denen in Variante 8.

Das BHKW trägt mit 33 % zur Deckung des Wärmebedarfes bei, Solarthermie mit 23 % und die Wärmepumpe mit Erdsonden mit 43 %.

7.11 Variante 10: Wärmenetz (70 °C) mit Biomethan-BHKW und Spitzenlastkessel

Diese Variante entspricht Variante 2 mit dem Unterschied, dass das BHKW in dieser Variante nicht mit Erdgas, sondern mit bilanziellem Biomethan betrieben wird. Der erzeugte Strom wird auch hier vollständig in das öffentliche Netz eingespeist, jedoch wird in diesem Fall eine Vergütung im Rahmen des aktuell gültigen EEG angenommen.

7.12 Variante 11: Wärmenetz (70 °C) mit Holzhackschnitzelkessel, Erdgas-BHKW und Spitzenlastkessel

In dieser Variante wird das Wärmenetz von einem Holzhackschnitzelkessel und einem BHKW in Verbindung mit einem Spitzenlastkessel gespeist. Der Holzhackschnitzelkessel mit einer thermischen Leistung von 1,1 MW liefert ca. 50 % der benötigten Wärme, während das BHKW mit einer elektrischen Leistung von 580 kW ca. 17 % des Wärmebedarfes deckt. Der restliche Wärmebedarf wird über den Spitzenlastkessel gedeckt.

7.13 Variante 12 Wärmenetz (70 °C) mit Holzhackschnitzel, Solarthermie und Spitzenlastkessel

In dieser Variante wird Variante 11 mit Aufdach-Solarthermieranlagen kombiniert, sodass 52 % des Wärmebedarfes durch Holzhackschnitzel und 23 % durch Solarthermie gedeckt werden. Die restliche Wärme wird über einen Erdgaskessel zur Verfügung gestellt.

8 Wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Varianten

8.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten der Varianten 1, 2, 3 und 10 sind am geringsten. Dies ist vor allem auf die Nutzung eines Zweileiternetzes sowie die Verwendung von Gaskesseln und BHKW zurückzuführen, deren Investitionskosten vergleichsweise gering sind. Die Investitionskosten für die dezentrale Variante 1 mit objektweiser Versorgung werden beispielsweise vor allem von den Solarthermieanlagen bestimmt. Die Varianten mit Nutzung von Umwelt-/Abwärme benötigen zusätzlich zu den Wärmepumpen Wärmetauscher oder Erdkollektoren/-sonden, wodurch weitere Investitionskosten entstehen. Hierbei ist für die Installation der Erdsonden im Vergleich zu Erdkollektoren von etwa 50 % höheren Kosten auszugehen. Gleichzeitig verringert sich die benötigte Fläche auf etwa ein Drittel.

Insbesondere die Installation von Solarthermie ist trotz Förderung mit hohen spezifischen Investitionskosten verbunden. Die Varianten mit Wärmepumpen und/oder Solarthermie (Varianten 5 bis 9 und 12) weisen dementsprechend hohe Investitionskosten von etwa 9,3 Mio. € (Variante 6) bis 15,9 Mio. € (Variante 8) auf. In den Varianten 5 und 8 erhöhen sich die Kosten zudem durch die Installation eines kostenintensiveren Vierleiter-Wärmenetzes. Die Kosten der Wärmespeicher sind im Verhältnis gering, sodass sie in Abbildung 13 nicht abgelesen werden können.

Die Investitionskosten für die Variante 11 mit Holzfeuerungsanlage und BHKW liegt mit 5,5 Mio. € etwas über denen der konventionellen Gas-Varianten und deutlich unter denen der Wärmepumpenvarianten.

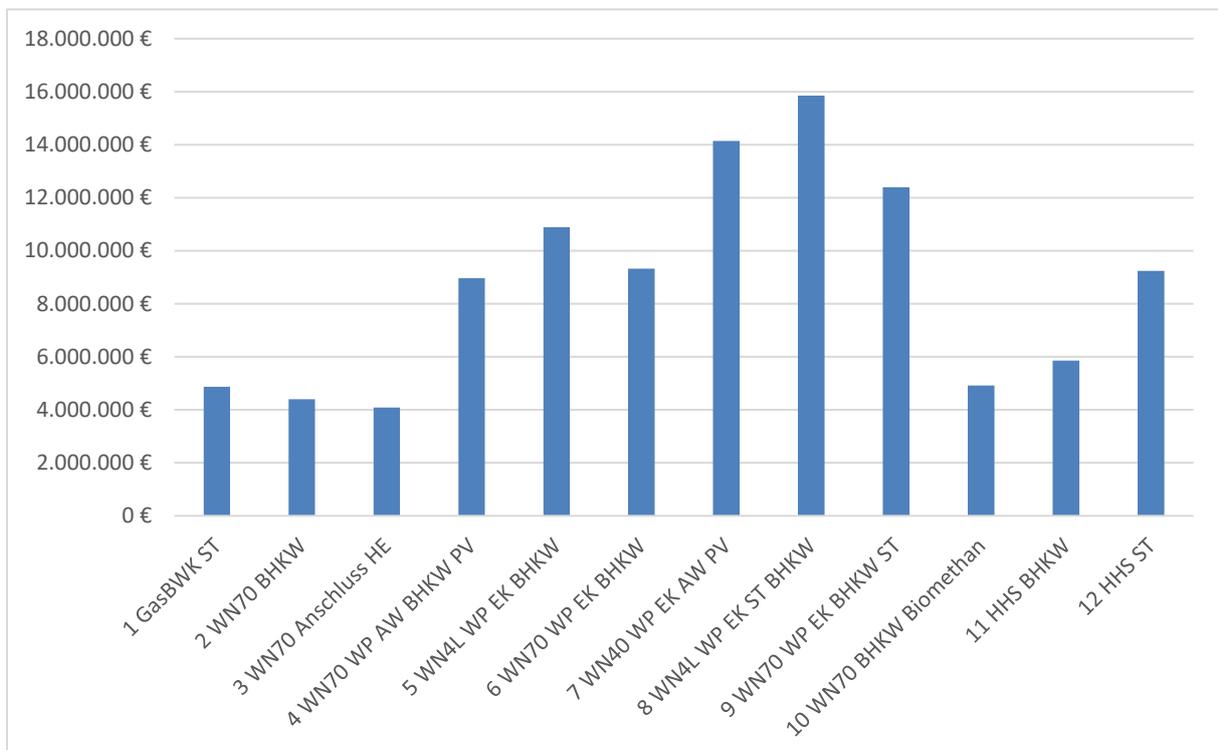


Abbildung 12: Gesamtinvestitionskosten inkl. Förderung

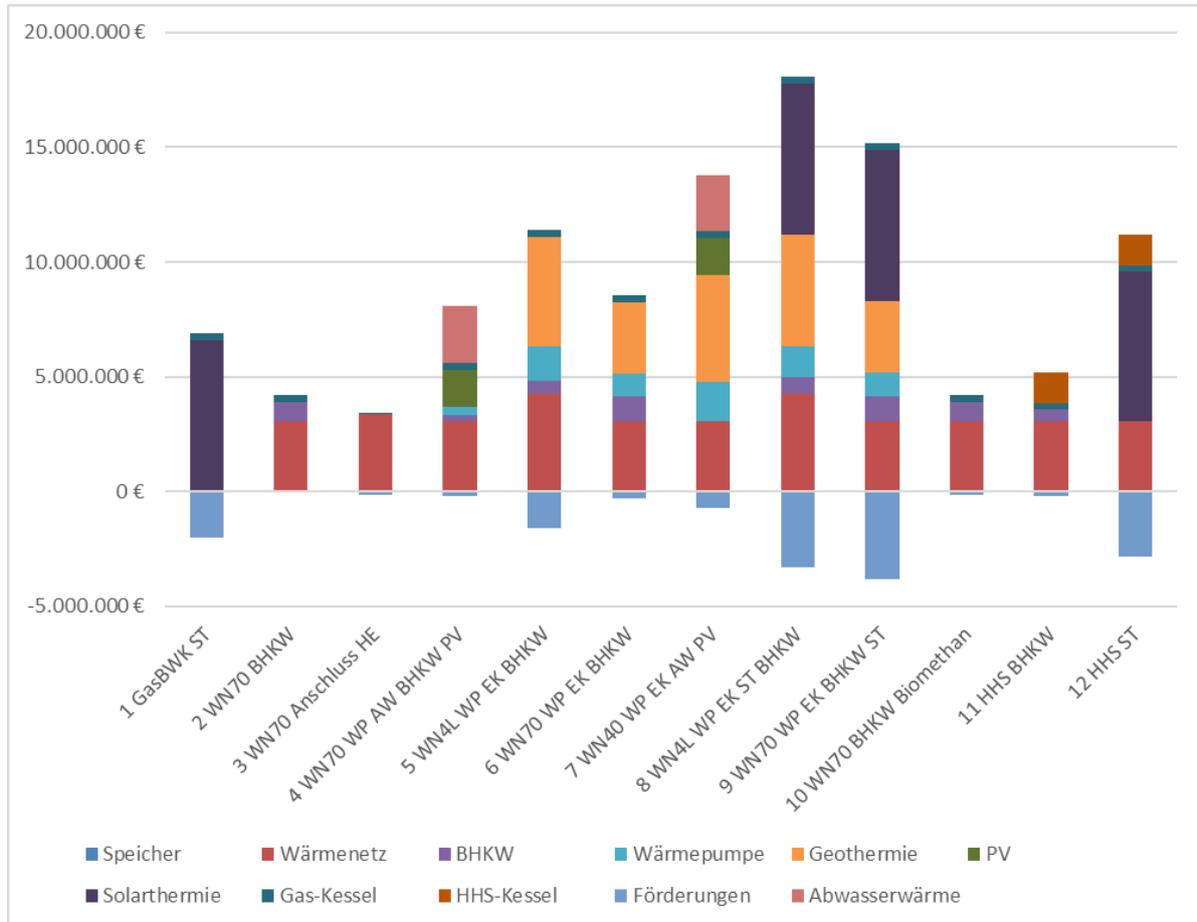


Abbildung 13: Aufteilung der Investitionskosten in den verschiedenen Varianten

8.2 Fördermittel

Für den wirtschaftlichen Vergleich der Varianten wurden Fördermittel der BAFA-Wärmenetzförderung, des KfW-Programms Erneuerbare Energien „Premium“ sowie das KWKG und das EEG in die Berechnungen einbezogen.

Für alle Anlagen mit Erdgas-KWK wurden die aktuellen Zuschläge für KWK-Strom nach KWKG von 2017 verwendet. Anlagen mit Biomethan-KWK und PV werden nach EEG vergütet.

Die Wärmenetze der Variante 4 und der Variante 9 erfüllen die Zulassungsvoraussetzungen der KWK-Wärmenetzförderung. Aufgrund der großen Durchmesser wurde eine Förderung von 30 % der Nettoinvestitionskosten angenommen.

Die Wärmenetze der Varianten 7 und 8 entsprechen den Förderbedingungen der KfW. Für diese wurden entsprechende Fördermittel von 60 €/m veranschlagt.

Ebenso werden Speicher, Biomasseanlagen, Wärmepumpen und Solarkollektoranlagen nach dem KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“ gefördert.

Aufgrund der Größe der Anlagen wird bei den Wärmepumpen der Höchstsatz von 50.000 € je Anlage erreicht. Für Abwasserwärme wird eine und für Geothermie werden drei Heizzentralen bei einer För-

derung von je 50.000 € angenommen. Für die Wärmespeicher werden 250 €/m³ und für Biomasseanlagen 30 €/kW angesetzt. Solarkollektoranlagen werden mit 30 % bei dezentralen Anlagen und mit 40 % bei Einspeisung in ein Wärmenetz gefördert. Daraus ergeben sich die in Abbildung 14 dargestellten Fördermittel.

In Kapitel 12 sind diese und weitere Möglichkeiten der Förderung ausführlich beschrieben.

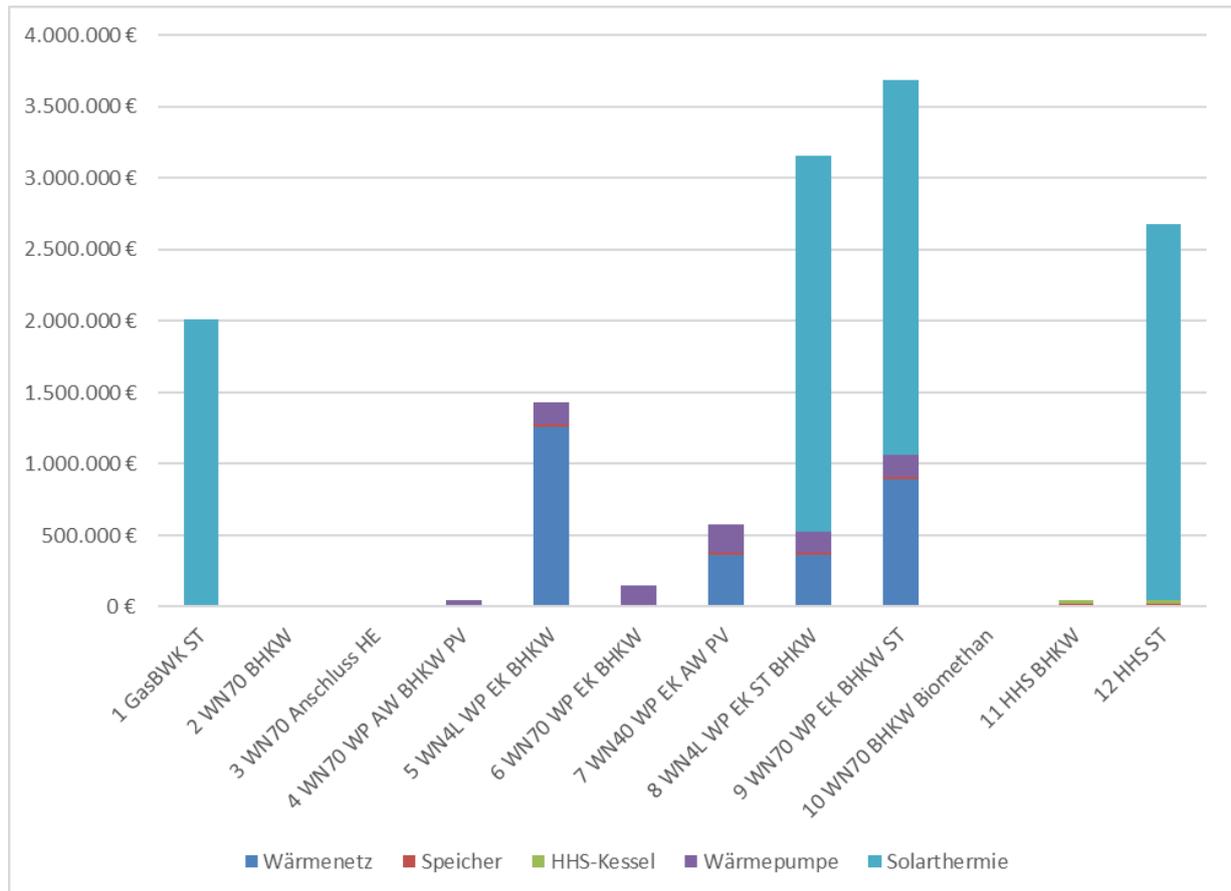


Abbildung 14: Höhe und Zusammensetzung der Fördermittel

8.3 Kosten der Wärmeversorgung

Alle Investitionskosten und 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 können. Diese Kapitalkosten ergeben zusammen mit den Betriebskosten sowie den Gutschriften und Vergütungen die Gesamtwärmekosten (Abbildung 15).

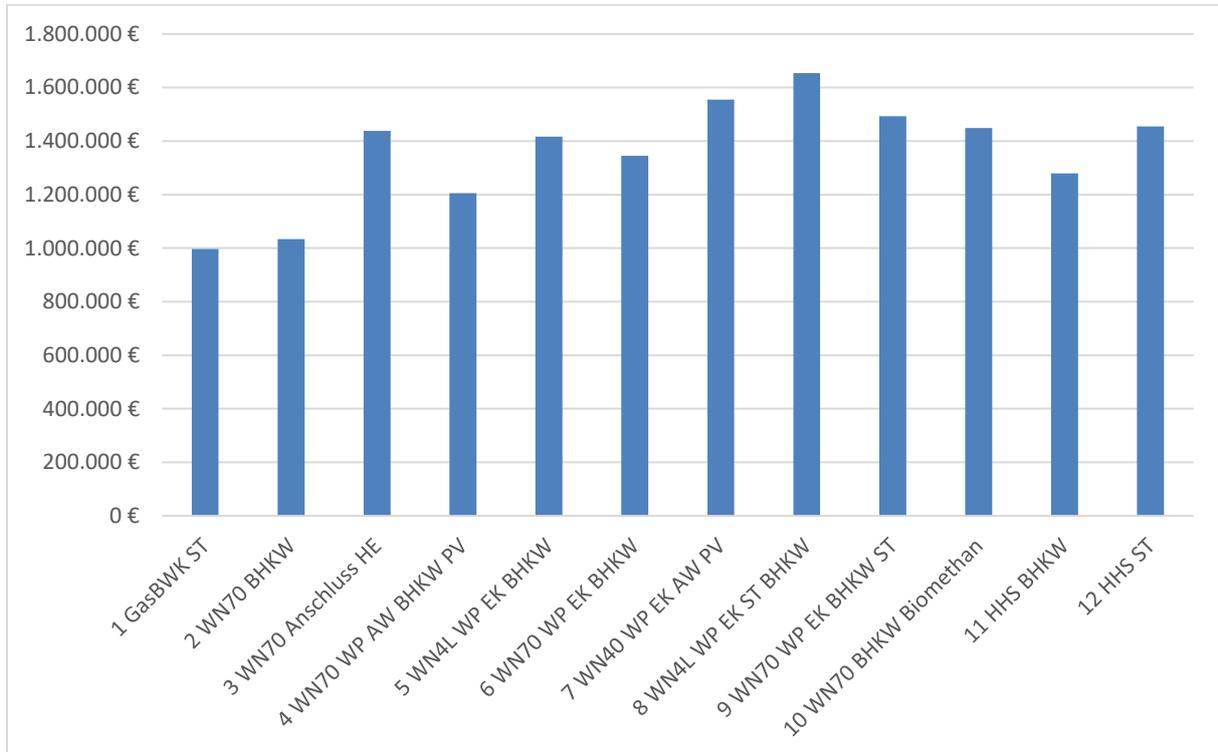


Abbildung 15: Gesamtwärmekosten p.a.

Abbildung 16 zeigt die Kostenanteile der Wärmeversorgung in den verschiedenen Varianten. Die Betriebskosten sind hierbei neben dem Kapitalkostenanteil in verbrauchsabhängige (Energie-)Kosten sowie Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb unterteilt.

In der Variante mit Biomethan-BHKW sind die verbrauchsabhängigen Kosten aufgrund des eingesetzten Brennstoffes mit ca. 1.700.000 € pro Jahr am größten, wobei durch die Einspeisevergütung nach EEG auch die höchsten Vergütungen erzielt werden. Das Erdgas-BHKW verursacht im Vergleich dazu lediglich ca. die Hälfte dieser Betriebskosten. Die höhere Einspeisevergütung nach EEG im Vergleich zum KWKG kann diesen Kostennachteil nicht ausgleichen.

Die übrigen Varianten weisen jährliche verbrauchsabhängige Kosten zwischen 0,5 und 0,8 Mio. € auf. Die Kapitalkosten sind analog zu den Investitionskosten höher. Die Position Instandhaltung und Betrieb ist insbesondere für die Variante 8 und 9 mit zahlreichen zu wartenden Komponenten relevant. Dort fallen jährlich Kosten in Höhe von über 300.000 € für Betrieb und Instandhaltung an, wodurch sich zusammen mit den hohen Kapitalkosten die höchsten kostendeckenden Wärmemischpreise ergeben (Abbildung 17). Die Varianten, die nur Erdgaskessel und BHKW betreiben, zeichnen sich durch vergleichsweise geringe Betriebs- und Instandhaltungskosten aus. Mit der Anzahl verschiedener Anlagen steigen die Kosten für Wartung, Instandhaltung und Betrieb.

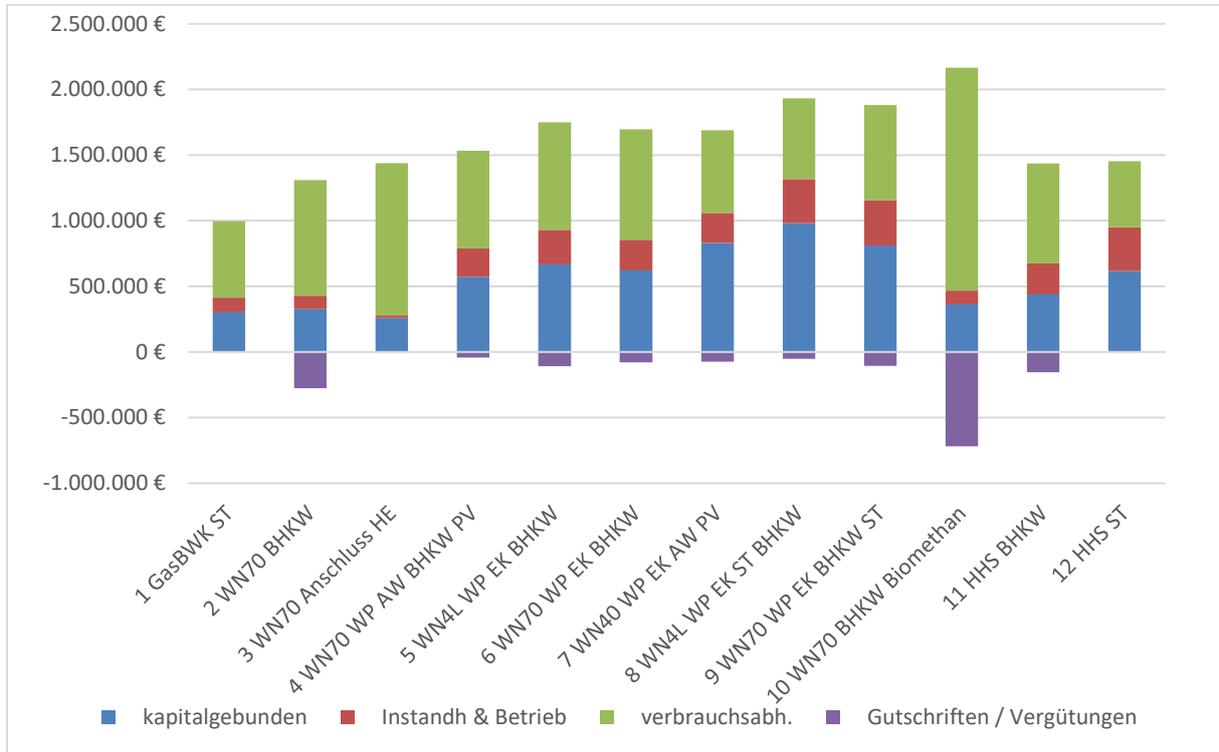


Abbildung 16: Betriebskosten der Wärmeversorgung in den verschiedenen Varianten

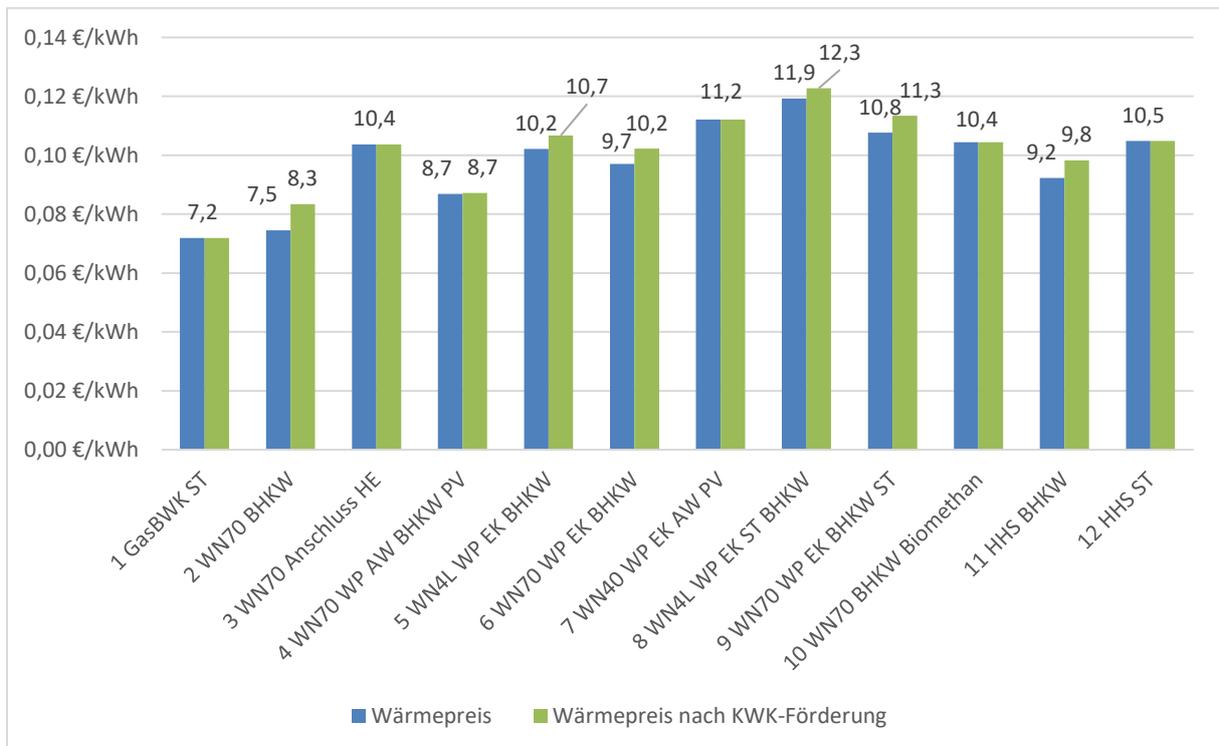


Abbildung 17: Kostendeckender Wärmepreis je kWh

Bei den BHKW-Konzepten hängen die Wärmekosten wesentlich von der aktuell gültigen Förderung ab. Während bei den Erdgas-BHKW mit mehr als 50 kW Leistung die KWK-Förderung für 30.000 Betriebsstunden ab Inbetriebnahme gezahlt wird, ist die Vergütung nach EEG für 20 Jahre fixiert, allerdings ohne Inflationsausgleich. Nach Ende der Zuschlagszahlungen erhöhen sich entsprechend die Gesamtwärmekosten und damit der Wärmemischpreis. Inwieweit nach Ende der Lebensdauer der BHKW (10 Jahre) eine erneute Förderung von KWK-Anlagen möglich ist, kann derzeit nicht abgesehen werden. In Abbildung 17 sind daher die Wärmemischpreise inkl. KWK-Zuschlag, verteilt auf 10 Jahre sowie nach Ablauf der Förderung dargestellt. Es wird deutlich, dass bei den Varianten mit intensiver BHKW-Nutzung nach Ablauf der Förderung mit einem Anstieg von 0,5 bis 0,6 ct/kWh (Varianten 5, 6, 9, 11) und bis zu 0,8 ct/kWh (Variante 2) zu rechnen ist. Aufgrund der geringeren BHKW-Anteile fällt der Anstieg bei den Varianten 4 (< 0,1 ct/kWh) und 8 (0,4 ct/kWh) geringer aus.

Im Vergleich ist das Referenzszenario am kostengünstigsten. Dies liegt an den geringen Investitions- und Wartungskosten und den derzeit günstigen Gaspreisen.

Verglichen mit diesem Referenzszenario führen alle Varianten spätestens nach Wegfall der KWK/EEG-Förderung zu höheren Energiekosten. Mit 7,5 ct/kWh bzw. 8,3 ct/kWh ist die lokale Wärmenetzlösung mit Erdgas-BHKW auch nach Ablauf der Förderung am günstigsten.

Die übrigen Varianten führen zu Wärmekosten von 8,7 – 11,9 ct/kWh. Die Varianten 7 bis 9 mit vielfältigen Erzeugern tendieren hierbei mit 10,8 – 11,9 ct/kWh zu höheren Wärmepreisen, während die Lösungen mit Abwasserwärmepumpe (Variante 4) oder Holzhackschnitzelkessel mit BHKW (Variante 11) in Wärmepreisen von 8,7 – 9,1 ct/kWh resultieren. Der Anschluss an das Wärmenetz von Hamburg Energie ist mit 10,3 ct/kWh ebenso wie die Variante 12 mit Holzhackschnitzelkessel und Solarthermie sowie einer eigenen Biomethan-BHKW-Lösung (Variante 10) eher im oberen Bereich angesiedelt.

8.4 CO₂-Emissionen

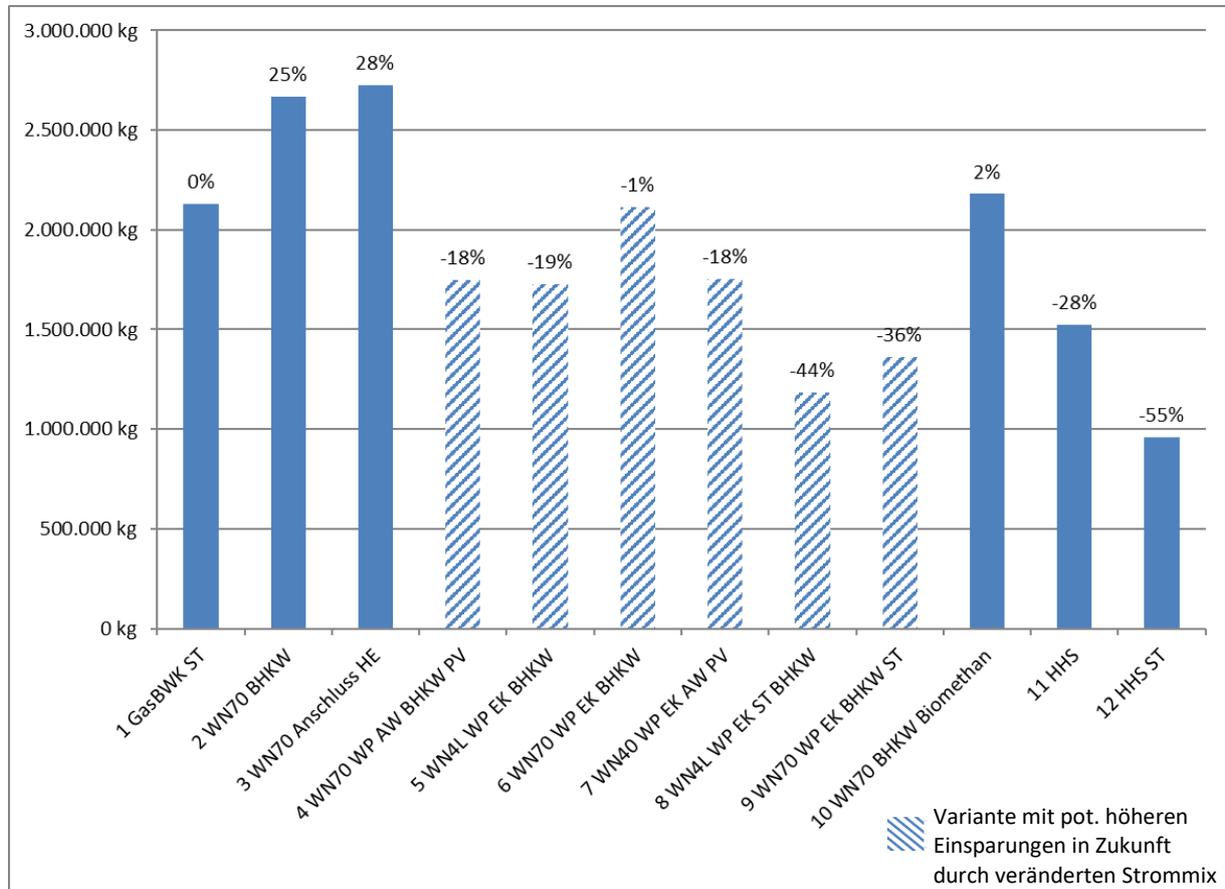


Abbildung 18: Absolute CO₂-Emissionen der verschiedenen Varianten und prozentuale Veränderungen gegenüber der Referenzvariante

Abbildung 18 zeigt die absoluten CO₂-Emissionen der verschiedenen Varianten. Die Kombination von Holzhackschnitzelkessel und Solarthermie in Variante 12 führt zu den niedrigsten Emissionen und Einsparungen von ca. 55 % gegenüber der Referenzvariante. Die Varianten mit Holzhackschnitzelkessel und BHKW (Variante 11) führt lediglich zu einer Reduktion um ca. 28 % gegenüber der Referenzvariante mit Gasbrennwertkessel und Solarthermie. Bei den Varianten 4 bis 9 ist der Strombedarf der Wärmepumpen aus dem Stromnetz ein entscheidender Faktor für die vergleichsweise niedrigen Einsparungen, da dieser mit 564 g/kWh fast dreimal so hohe Emissionen verursacht, wie Erdgas. In einem zukünftigen Strommix mit einem erhöhten Anteil an erneuerbaren Energien werden die CO₂-Einsparungen in den schraffiert dargestellten Varianten somit künftig höher ausfallen.

Die Emissionen für den Wärmekauf in der Variante mit Anschluss an das bestehende Wärmenetz von Hamburg Energie (Variante 3) wurden anhand einer Referenzkonstellation aus Erdgas-Kessel und BHKW bei gleichem Primärenergiefaktor geschätzt.

Die Erdgas-BHKW-Variante (Variante 2) führt verglichen mit der Referenzvariante zu etwa 25 % höheren Treibhausgasemissionen. Auch die Variante mit Biomethan-BHKW führt zu keiner Treibhausgasreduktion. Dieses Ergebnis beruht auf der Ermittlung der CO₂-Emissionen nach der finnischen Methode.

Die Verluste, die bei einem BHKW höher sind als 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.

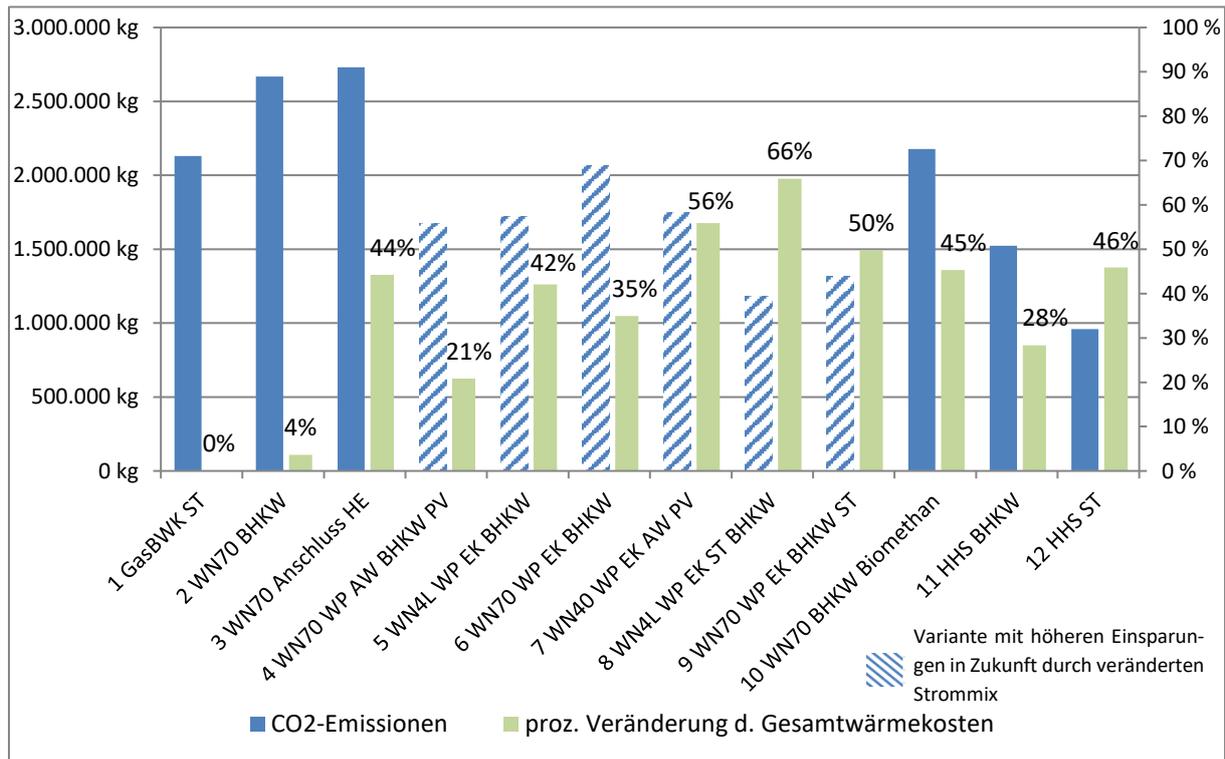


Abbildung 19: CO₂ Emissionen und prozentuale Veränderung der Gesamtwärmekosten pro Jahr gegenüber der Referenzvariante

Aus Abbildung 19 wird deutlich, dass die Varianten 8 und 9 mit den geringsten Emissionen die höchsten Kosten zur Folge haben. Variante 7 liegt bei den Emissionen mit den Varianten 4 und 5 etwa gleichauf. Die Wärmekosten sind durch das fehlende BHKW und die größere Strommenge, die zugekauft werden muss, deutlich größer. Zusätzlich muss bei Variante 7 mit höheren Kosten für die Warmwasserbereitstellung gerechnet werden, da die Temperatur nicht für eine Hygienisierung ausreicht. Variante 4 ist hiervon bei gleichen CO₂-Emissionen am günstigsten. Allerdings muss beachtet werden, dass es sich bei den Kosten um eine sehr grobe Schätzung handelt, die unbedingt überprüft werden muss.

Die Variante mit Biomethan-BHKW (Variante 10) ist bei gleichen Emissionen wie im Referenzszenario etwa 50 % teurer.

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. Diese Entwicklung vorausgesetzt, ergäben sich die in Tabelle 11 dargestellten Emissionsfaktoren. Sofern die Klimaschutzziele des Bundes und der Länder erreicht werden sollen, wäre eine weitergehende Reduktion notwendig, sodass in die-

sem Fall 2050 mit deutlich geringeren Emissionen zu rechnen wäre. Unter der Annahme einer Reduzierung 2050 um 90 % seit 1990 ergäben sich bei linearer Berechnung die Werte in Zeile 3 der Tabelle 11.

Tabelle 11: Emissionsfaktoren für den Deutschen Strommix bei linearer Entwicklung nach dem derzeitigen Trend und bei Erreichen der Klimaschutzziele 2050

Jahr	2016	2030	2040	2050
	[g CO ₂ / kWh]			
Emissionsfaktor Strommix (linear)	527	401	311	221
Emissionsfaktor Strommix (Klimaschutzziele)	527	304	190	76

Dies würde insbesondere bei den Varianten mit hohem Wärmepumpenanteilen und Netzstrombezug für eine weitere Verringerung der Emissionen sorgen. Bei den Varianten 4, 5 und 8 wären entsprechend Einsparungen von 5 bis 10 %-Punkten möglich. In den Varianten 6 und 9 ist der Netzstromanteil gering, da die Wärmepumpe überwiegend durch das BHKW versorgt wird. Die Einsparpotenziale sind mit 2 %-Punkten entsprechend gering. Die größten Einsparpotenziale ergeben sich in Variante 7, da kein BHKW vorhanden ist und ein Großteil des Stroms der Wärmepumpe aus dem Netz bezogen wird.

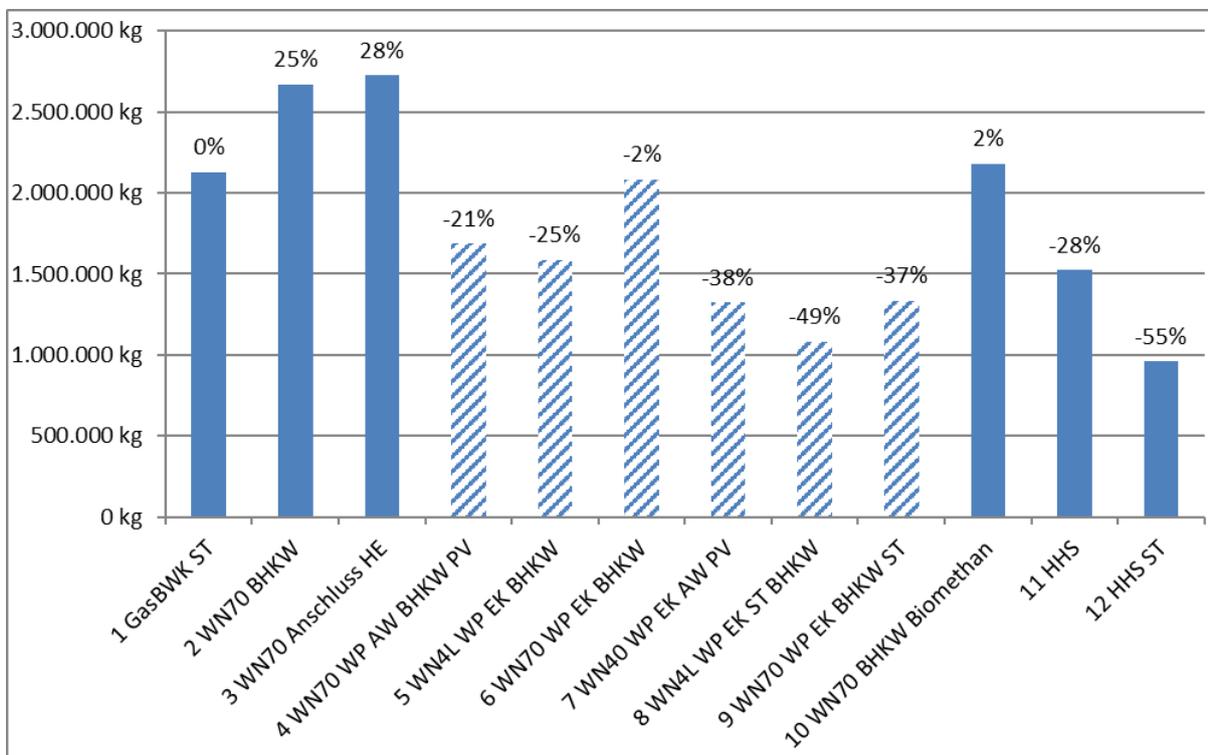


Abbildung 20: CO₂-Emissionen 2030 (lineare Fortführung des aktuellen Trends)

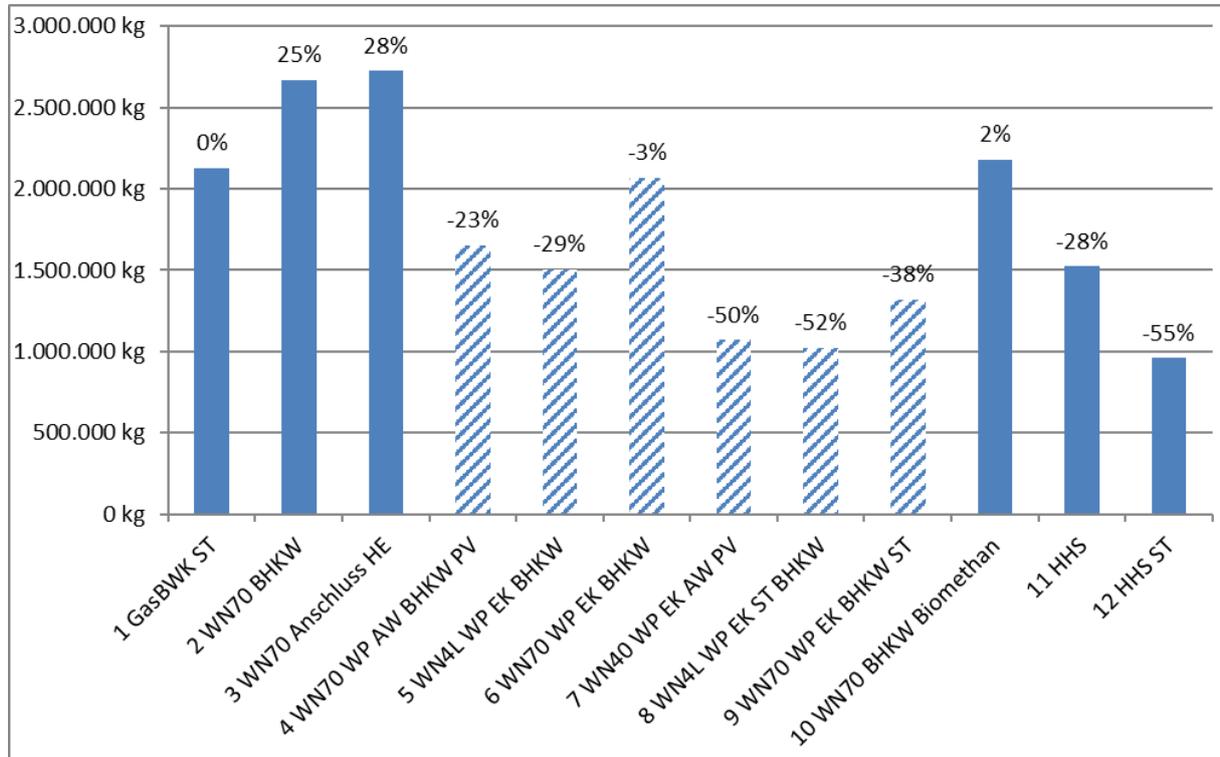


Abbildung 21: CO₂-Emissionen 2030 (linear bei Erreichung der Klimaschutzziele 2050)

In Abbildung 22 ist für die untersuchten Varianten der jeweilige Anteil Erneuerbarer Energien dargestellt, welcher die lokale, durch Abwärme, Umweltwärme und Photovoltaik bereitgestellte Energie sowie die erneuerbaren Anteile im aktuellen Strommix von etwa 30 % beinhaltet. Entsprechend der Anteile Erneuerbarer Energien ist die Preissensitivität gegenüber Gaspreisänderungen bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien (außer bei Biomethan) deutlich geringer als bei einer reinen Erdgas-/Biogaslösung (Abbildung 23). Dementsprechend kann bei Variante 7 von nahezu konstanten Kosten ausgegangen werden und in den Varianten 8 und 9 ist die Steigerung vergleichsweise gering, während in den Varianten 2 und 10 die Preisänderungen durch die zusätzliche Stromerzeugung aus Gas zusätzlich verstärkt werden. Ebenso relativ flach verläuft die Gerade von Variante 12, die größtenteils von den Preisen für Holzhackschnitzel abhängig ist. Bei einer Preisänderung analog zu den Gaspreisen, ist mit ähnlichen Wärmepreisbewegungen zu rechnen.

Die Variante 3 wurde nicht in diese Betrachtung einbezogen, da die genaue Kalkulationsgrundlage nicht bekannt ist. Aufgrund der Angaben von Hamburg Energie, ist damit zu rechnen, dass bei geänderten Gaspreisen mit einer ähnlichen Entwicklung wie in den Varianten 2 und 10 zu rechnen ist.

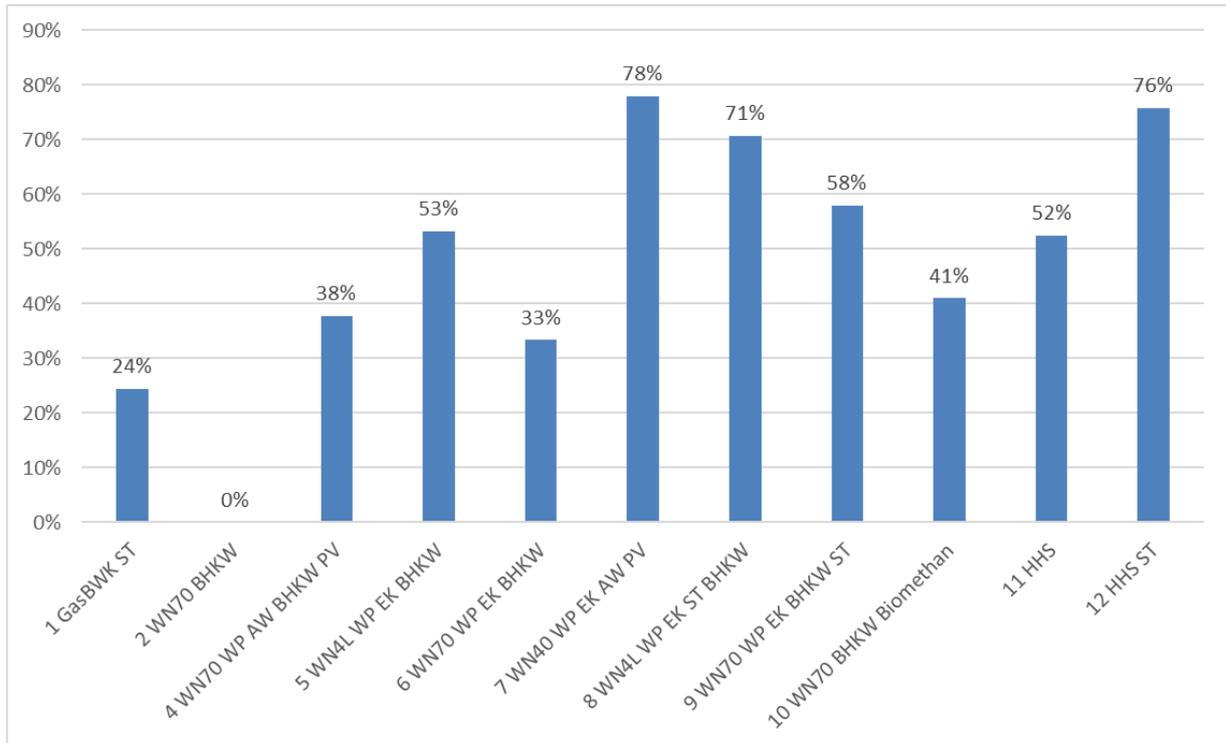


Abbildung 22: Anteil Erneuerbarer Energien

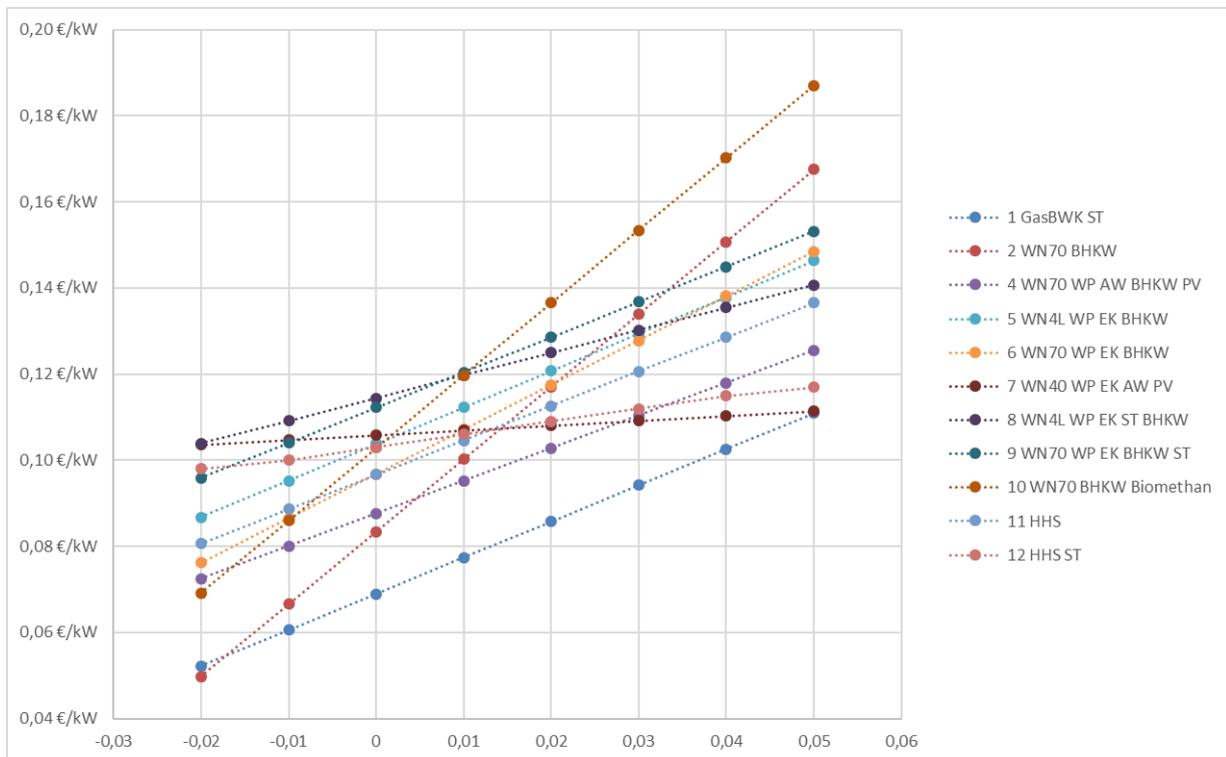


Abbildung 23: Preissensitivität gegenüber Gaspreisänderung

8.5 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. Auch für die dezentrale Variante 1 erfolgt für die objektive Vergleichbarkeit eine Bewertung des Primärenergiefaktors nach FW 309-1, die Stromarbeit zum Betrieb des Heiznetzes (AHN) wird gleich Null gesetzt.

Die Variante 10 Biomethan-BHKW führt durch den niedrigen PEF von Biomethan von 0,5 und den hohen PEF des KWK-Verdrängungsstrommixes von 2,8 zu dem niedrigsten Primärenergiefaktor von 0,12. Die Referenzvariante mit Gaskessel und Solarthermie führt zu dem höchsten PEF von 0,84. Der PEF von Erdgas beträgt 1,1. Dieser wird durch die Solarenergie, deren PEF 0 ist, auf 0,84 reduziert. Mit 0,67 liegen die PEF von Variante 2 mit Erdgas-BHKW sowie Variante mit Wärmepumpe zur Vorerwärmung für das BHKW gleichauf an dritthöchster Stelle.

In den Varianten mit Wärmepumpe(n) und BHKW (Varianten 4, 5, 6, 8 und 9) wird der Strombedarf zum Betrieb der Wärmepumpe von der KWK-Stromeinspeisung abgezogen und fließt somit mit einem PEF von 2,8 in die Berechnung mit ein. Multivalente Lösungen mit KWK und Wärmepumpen sind hier strukturell benachteiligt: Wärmepumpen schneiden in der Einzelbetrachtung besser ab, weil hier ein PEF für den Bezugsstrom von 1,8 angesetzt wird. Dies ist in Variante 7 der Fall, da keine KWK vorhanden ist. Dies wirkt sich insbesondere auf die Varianten aus, die den KWK-Strom, direkt in der Wärmepumpe verbrauchen und daher nur sehr geringe Strommengen in das Netz einspeisen.

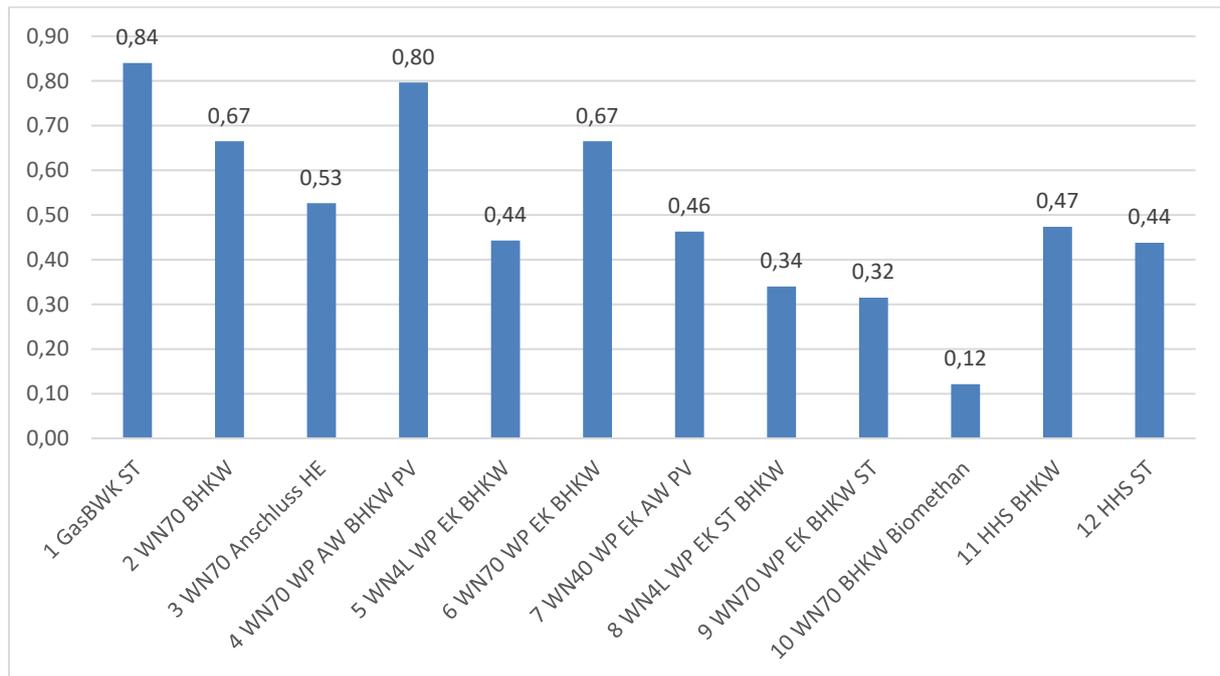
Der PEF des Wärmenetzes vom Fischbeker Heidbrook ist mit 0,25 zertifiziert. Um zusätzliche Wärme und Leistung zur Verfügung stellen zu können, wäre der Einbau weiterer Anlagenkomponenten notwendig. Mit dieser wird nach derzeitiger Abschätzung von Hamburg Energie ein PEF von maximal 0,42 erreicht werden. Da derzeit davon ausgegangen wird, dass zusätzlich etwa 10 % der Wärme durch Gaskessel zur Verfügung gestellt werden müssen, erhöht sich dieser auf 0,53.

Aufgrund des geringen Anteils der Wärmepumpen und der überwiegenden Nutzung von Erdgas, ergibt sich daher für Variante 4 mit 0,80 der zweithöchste PEF. Ähnliches gilt auch für Variante 6, in der durch den höheren Anteil eingespeisten Stroms mit 0,67 der gleiche PEF wie bei der Erdgas-KWK-Lösung (Variante 2) erzielt wird.

In einem ähnlichen Bereich zwischen 0,44 und 0,47 liegen die Wärmepumpenlösungen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien sowie die Varianten mit Holzhackschnitzeln. In Variante 7, die den höchsten Anteil EE besitzt, werden die Emissionen durch den aus dem Netz bezogenen Strom verursacht, wodurch die Vorteile der EE teilweise wieder ausgeglichen werden. Holzhackschnitzel haben einen PEF

von 0,2 und der Wirkungsgrad der Anlagen liegt bei etwa 75 %, sodass trotz des hohen Anteils EE, nicht die geringsten PEF erzielt werden.

Die Varianten 8 und 9 kombinieren die Varianten 5 und 6 mit Solarthermie. Durch den höheren Anteil eingespeisten KWK-Stroms und geringen Stromnetzbezug ergeben sich die geringen PEF in Höhe von 0,34 und 0,32.



9 Bewertung

Zur abschließenden Bewertung der Versorgungsvarianten sind neben den in Kapitel 8 untersuchten wirtschaftlichen Größen weitere Punkte relevant. Für die Beurteilung wurden hier die folgenden Kriterien festgelegt und auf einer Skala von -2 bis +2 bewertet. Die Bewertungen stehen für

	+ 2	bestmögliches 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 24 dargestellten Kategorien sind in der folgenden Tabelle erläutert:

Kriterium	Erläuterung
Wirtschaftlichkeit	Gesamte jährliche Energiekosten inklusive Kapitaldienst
CO ₂ -Emissionen	Spezifische CO ₂ -Emissionen der Varianten
Investitionen	Wie hoch sind die notwendigen Investitionen?
Primärenergiefaktor	Höhe des Primärenergiefaktors
Preisstabilität	Wie unempfindlich (sensitiv) ist das Konzept gegen Preissteigerungen bei Einsatz- und Brennstoffen?
Zukunftssicherheit (fördermittel-technischer Rahmen)	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?
Sonstige Emissionen	In welchem Maße werden durch die Energieversorgung sonstige Emissionen wie Feinstaub oder NO _x verursacht?
Innovationsgrad	Leistet die Umsetzung des Konzepts durch besondere Technologien, Vereinbarungen oder Kombinationen einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende?

Variante	Wirtschaftlichkeit	CO ₂ -Emissionen	Primärenergiefaktor	Investitionen	Preisstabilität	Zukunftssicherheit (förder-)rechtlicher Rahmen	regionale Wertschöpfung	Anwohnerakzeptanz	sonstige Emissionen [NoX, Feinstaub, etc.]	Innovationsgrad	Gesamtbewertung	Gewichtetes Gesamturteil Wirtschaftlichkeit*	Gewichtetes Gesamturteil Klimaschutz**	
1 GasBWK ST	↑	↘	↘	↗	↘	→	→	↗	→	↘	0,0	2,5	-0,9	
2 WN70 BHKW	↑	↓	→	↗	↓	↘	↘	→	→	→	-3,0	0,0	-4,5	
3 WN70 Anschluss HE	↘	↓	→	↑	↓	↘	↘	→	→	→	-5,0	-3,3	-6,3	
4 WN70 WP AW BHKW PV	→	→	↘	→	→	↗	→	→	↗	↑	3,0	2,5	2,7	
5 WN4L WP EK BHKW	↘	→	↗	↘	→	→	↗	→	→	↑	2,0	0,0	1,8	
6 WN70 WP EK BHKW	→	↘	→	→	↘	→	↗	→	→	→	-1,0	-0,8	-1,8	
7 WN40 WP EK AW PV	↓	→	↗	↓	↑	↑	↑	→	↑	↑	7,0	2,5	6,3	
8 WN4L WP EK ST BHKW	↓	↑	↗	↓	↑	↗	↗	→	↗	↑	6,0	1,6	7,2	
9 WN70 WP EK BHKW ST	↘	↗	↗	↓	↑	→	↗	→	→	↑	4,0	0,8	4,5	
10 WN70 BHKW Biomethan	↘	↘	↑	↗	↓	↘	↘	→	→	→	-3,0	-2,5	-3,6	
11 HHS BHKW	→	↗	↗	↗	→	↘	→	↘	↘	→	0,0	0,8	0,9	
12 HHS ST	↘	↑	↗	→	↗	→	→	↘	↘	↗	2,0	0,8	3,6	
* Wirtschaftlichkeit und Investitionen doppelt gewichtet						** CO ₂ -Vermeidung doppelt gewichtet								

Abbildung 24: Bewertungsmatrix

Die Referenzvariante 1 mit Erdgaskesseln stellt in Bezug auf die Vermeidung von CO₂ die Begrenzung nach oben dar und sollte möglichst unterschritten werden.

Die Variante 2 mit Erdgas-BHKW liegt aus rein wirtschaftlicher Sicht auf einem ähnlichen Niveau wie die Referenzvariante, es sind jedoch in Bezug auf die Vermeidung von CO₂ auch keine großen Fortschritte zu erwarten. Da bei Variante 2 nur die Emissionen für die Wärme, welche zu 100 % durch Erdgas bereitgestellt wird und nicht die CO₂-Einsparungen durch verdrängten Netzstrom betrachtet werden, liegen die Emissionen der Erdgas-BHKW-Variante über denen der Referenzvariante. Insbesondere bei dem Kriterium Preisstabilität bestehen größere Risiken.

Gleiches gilt auch für Variante 3 mit Anschluss an das Netz von Hamburg Energie, welche gegenüber Variante 1 und 2 bei deutlich höheren Wärmepreisen keine wesentlichen Verbesserungen in Bezug auf die CO₂-Emissionen bieten. Bei der Berechnung des Primärenergiefaktors wird die CO₂-Einsparung durch die Verdrängung von Netzstrom hoch gewertet. Dadurch ergibt sich zwischen PEF und den berechneten CO₂-Emissionen eine große Diskrepanz, sodass deutlich geringere PEF, erzielt werden.

Bei Variante 4 ist zu beachten, dass ohne weitere Informationen von Hamburg Wasser die Kostenschätzung sehr grob bleibt.

Variante 5 erreicht eine ähnliche CO₂-Einsparung wie Variante 4, bei deutlich höheren Kosten, sodass den Varianten 4 und 11 der Vorzug gegeben werden sollte.

Die Wärmeversorgung von Variante 6 basiert zu ca. zwei Dritteln auf Erdgas, sodass im Vergleich zur Referenzvariante wenig Unterschiede bestehen. Aus wirtschaftlicher Sicht schneidet diese Variante deutlich schlechter ab und ist damit nicht zu empfehlen.

Die Varianten 7 und 8 sind in Bezug auf den Klimaschutz die zu favorisierenden Maßnahmen, da sie bei allen nicht wirtschaftlichen Kriterien positiv abschneiden. Durch den sich ändernden Strommix können zudem längerfristig CO₂-Einsparungen von über 50 % erzielt werden. Allerdings stellen sie die kostenintensivsten Varianten dar und lassen sich daher derzeit wahrscheinlich nicht umsetzen.

Variante 9 liegt beim Wärmepreis etwa mit den Varianten Biomethan-BHKW (Variante 10) und HHS mit Solarthermie (Variante 12) gleichauf und bei den CO₂-Emissionen etwa im Bereich von Variante 8, wobei keine großen zusätzlichen Einsparungen bei sich änderndem Strommix zu erwarten sind.

Mit Variante 10 können aufgrund der berücksichtigten Verdrängung von Netzstrom wie bei Variante 3 und vor allem aufgrund des Einsatzes von Biomethan deutlich niedrigere PEF erzielt werden.

Die Varianten mit Holzhackschnitzeln können insbesondere in Hinblick auf die CO₂-Emissionen punkten. Hierbei schneidet die Variante 11 mit BHKW aufgrund der geringeren CO₂-Einsparungen und der größeren Abhängigkeit vom Gaspreis etwas schlechter ab.

Variante 12 ist durch den hohen Anteil erneuerbarer Energien besonders preisstabil, wobei ein gewisses Risiko bei den Preisen für Holzhackschnitzel bestehen bleibt. Variante 12 bietet die geringsten CO₂-Emissionen zu ähnlichen Preisen, wie die Biomethan-Varianten und Wärmepumpen-Varianten mit hohem EE-Anteil. Aufgrund von Brennstoffanlieferung und weiteren Emissionen kann es zu einer geringeren Anwohnerakzeptanz kommen. Diese Effekte und die regionale Wertschöpfung können zudem stark davon abhängen, welcher Brennstoff bezogen wird und woher dieser Brennstoff stammt. Der Innovationsgrad dieser Variante ist als hoch einzuschätzen.

Bei den Varianten mit hohem Anteil eingespeisten KWK-Stroms (Varianten 2, 3, 5, 6, 9 und 11) beeinflusst der Wegfall der KWK-Förderung, der im betrachteten Abschreibungszeitraum zu erwarten ist, die Wirtschaftlichkeit negativ. Dies sollte bei einer längerfristigen Betrachtung einbezogen werden.

Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit im mittleren Bereich bieten die Varianten 4 und 11, auch wenn die Wärmepreise der Varianten 1 und 2 nicht erreicht werden können.

Die beiden konventionellen Varianten 1 und 2 sind aus wirtschaftlicher Sicht am relevantesten, sofern keine besonderen Anforderungen an den PEF gestellt werden. Wenn z.B. aufgrund von Anforderungen der Bauherren niedrige PEF gefordert sind, wäre Variante 10 mit Biomethan-BHKW zu empfehlen. Um tatsächlich lokal bei der Wärmeproduktion Emissionen zu sparen, wären bei etwa gleichen Kosten die Varianten 9 und 12 zu bevorzugen. Die PEF befinden sich mit 0,32 und 0,44 ebenfalls in einem niedrigen Bereich. Aus Sicht des Klimaschutzes und in Hinblick auf niedrige PEF sollten Variante 9 oder 12 und ggf. Variante 10 mit Biomethan zum Zuge kommen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass, für mittlere Klimaschutzanstrengungen ein kostendeckender Wärmemischpreis von etwa 8,7 – 9,3 ct/kWh angesetzt werden muss. Dieser erhöht sich nach Ablauf der Förderung, bzw. nach Ende der Lebensdauer der BHKW um etwa 0,5 ct/kWh, sofern keine erneute Förderungsmöglichkeit besteht.

Für deutlich größere Emissionseinsparungen von 36 – 55 % (Varianten 9 und 12) müssen Wärmepreise von ca. 10,3 ct/kWh einkalkuliert werden.

Mit fester Biomasse als Brennstoff lassen sich bei gleichen Kosten die geringsten Emissionen erzielen. Hierbei ist zu beachten, dass der Brennstoff regelmäßig angeliefert werden muss, wodurch Emissionen durch Lärm und Abgase entstehen. Zudem ist bei der Wahl der Anlagen und Brennstoffe auf eine hohe Qualität und geringe Feinstaubemissionen zu achten.

10 Umsetzung

Für die Umsetzung der empfohlenen Varianten sind neben den Kosten auch bestimmte Rahmenbedingungen einzuhalten und ggf. Flächen für Versorgungsanlagen vorzuhalten. Diese sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Rahmenbedingungen für die empfohlenen Versorgungsvarianten

Variante	Wärme- netz	Energiezentra- len	Erdsondenfläche	Dachfläche (PV/ST)
Wirtschaftlichste Varianten				
1 GasBWK ST	-	-	-	ST 36.211 m ²
2 WN70 BHKW	6.000 m	1	-	-
Mittlerer Klimaschutz, mittlere Kosten				
4 WN70 WP AW BHKW PV	6.270 m	2	-	PV 46.875 m ²
11 HHS BHKW	6.000 m	1	-	-
Höchster Klimaschutz				
9 WN70 WP EK BHKW ST	6.000 m	3	22.300 m ²	ST 36.211 m ²
12 HHS ST	6.000 m	1	-	ST 36.211 m ²
geringster Primärenergiefaktor				
10 WN70 BHKW Biomethan	6.000 m	1	-	-

Für die Bereitstellung von Solarthermiewärme oder Photovoltaik-Strom werden Dachflächen benötigt, welche evtl. erhöhte Anforderungen an die Statik und Ausgestaltung der Dächer stellen und die Bereitschaft der Eigentümer, diese Flächen zur Verfügung zu stellen, bedürfen.

Für die Umsetzung der Varianten mit Solarthermie werden mindestens ca. 36.000 m², für PV-Anlagen etwa 47.000 m² Dachfläche benötigt. Diese können entweder großflächig auf den Gewerbegebäuden untergebracht werden, was aufgrund der größeren Einheiten wahrscheinlich Kosten bei der Installation senkt, gleichzeitig jedoch längere Anbindeleitungen erfordert.

Alternativ können die Anlagen auf den Wohngebäuden installiert werden, welche ebenfalls genug Dachfläche bieten. Für die ST-Varianten wären z.B. der Geschosswohnungsbau inklusive der nördlichen Gründerstraße ausreichend. Für die PV-Varianten würden weitere Dachflächen der Reihen- oder Hybridhäuser benötigt.

Für die dezentrale Versorgung mit Gaskesseln und Solarthermie (Variante 1) werden die jeweiligen Dachflächen der Gebäude benötigt.

Aus Klimaschutzgesichtspunkten und in Hinblick auf zukünftig höhere Strombedarfe, z.B. durch E-Mobilität ist zudem zu empfehlen, die nicht für Solarthermie genutzten Flächen, auch im Gewerbegebiet, für die solare Stromgewinnung zu verwenden und sie als Mieterstrom oder Ladestrom zur Verfügung zu stellen oder als Eigenstrom zu nutzen. Neben Emissionseinsparungen kann dies insbesondere bei Eigenstromnutzung wirtschaftliche Vorteile zur Folge haben.

Für die Varianten mit Geothermie oder Abwasser werden ggf. mehrere Energiezentralen benötigt, welche in separaten Gebäuden oder in den bereits geplanten Gebäuden untergebracht werden können. Für die Auskopplung der Abwasserwärme werden ggf. Flächen nördlich des Bahndamms benötigt.

Die Gebäude des Gewerbegebiets konnten wegen der unbekanntem Art und Größe der anzusiedelnden Gewerbebetriebe nicht in die konkrete Variantenentwicklung einbezogen werden. Derzeit können keine ausreichenden Angaben über die zu erwartenden Strom- und Wärmebedarfe getroffen werden oder ob ggf. Abwärme oder Überschussstrom bereitgestellt werden kann. Durch die unmittelbare Nachbarschaft der Gewerbe- und Wohngebäude könnten ggf. Synergieeffekte genutzt werden, sodass, sobald die zukünftigen Gewerbebetriebe feststehen, diese in das Energiekonzept als Energielieferanten und/oder -senken einbezogen werden sollten.

Hierbei kann die Platzierung der Energiezentrale in einem zentralen Bereich z.B. am Gebäude der Quartiersgarage, hilfreich sein. Diese müsste eine ausreichende Größe haben, um ggf. eine spätere Anlagenerweiterung zu ermöglichen, sodass die Gewerbegebäude zu einem späteren Zeitpunkt an die zentrale Energieversorgung angeschlossen werden können.

Sofern Nutzungen mit höherem Wärmebedarf (z.B. Prozesswärme, Schwimmbad) angesiedelt werden, wäre die Nutzung der Gewerbedachflächen für Solarthermie zu empfehlen. Da der Wärmebedarf im Sommer erhöht würde, könnte ein deutlich höherer solarer Deckungsanteil als bei Wohngebäuden erreicht werden, bei denen der überwiegende Teil der Wärme im Winter benötigt wird.

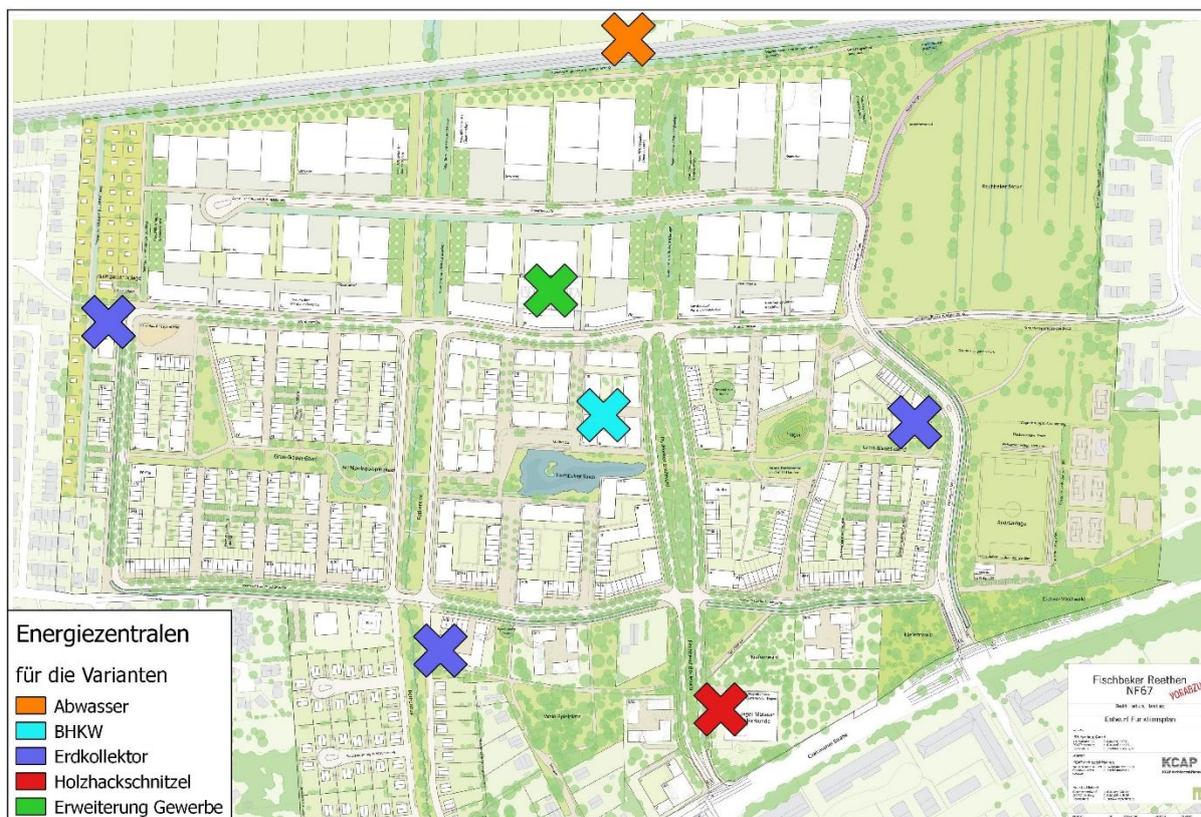


Abbildung 25: Potenzielle Standorte für die Energiezentralen verschiedener Varianten

Aufgrund des zu erwartenden Lieferverkehrs, ist bei den Varianten 11 und 12 mit Holzhackschnitzeln die Positionierung der Energiezentrale außerhalb oder am Rande des Gebiets zu empfehlen.

Für die reine Erdsondenvariante (Variante 9) wird die nordwestliche Potenzialfläche (22.300 m²) benötigt.

Inwieweit der Anschluss der Einfamilienhäuser im Südwesten des Gebiets an ein etwaiges Wärmenetz wirtschaftlich sinnvoll ist, wäre in einer Detailbetrachtung zu prüfen, da die Wärmedichte in diesem Gebiet vergleichsweise gering ist. Hierbei stehen ggf. geringe Primärenergiefaktoren und hohe Anteile erneuerbarer Energie an der Wärmeversorgung zur Einhaltung der EnEV und ggf. weitere Auflagen erhöhten Investitionskosten für den Ausbau des Wärmenetzes bei geringer Wärmeabnahme gegenüber.

11 Weitere Empfehlungen

Die derzeitige Entwicklung im Bereich Energieversorgung, Mobilität und Klimaschutz weist eine hohe Dynamik auf und zeigt, dass Themen wie Sektorenkopplung und nachhaltiger Umgang mit Ressourcen Synergieeffekte generieren und sowohl volks- als auch betriebswirtschaftliche Vorteile bieten können.

Für die Konzeption der Energieversorgung des Gebiets wäre daher die Einbeziehung von Mobilitätskonzepten bzw. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie von Abfallwirtschafts- und Entsorgungskonzepten sinnvoll. Anknüpfungspunkte wären beispielsweise die Nutzung der gesamten für Photovoltaik verfügbaren Dachflächen inklusive der Gebäudedächer im Gewerbegebiet zum Anschluss an Ladesäulen und die Energiebereitstellung für Elektrofahrzeuge.

Gleichzeitig bietet sich bei der vorliegenden Gebietsgröße an, über innovative Abfallsammlungskonzepte nachzudenken. Hierfür könnte ein Vakuumsystem eingesetzt werden. Derartige Anlagen sind seit Jahrzehnten weltweit im Einsatz. Die in den letzten Jahren entwickelten Anlagen ermöglichen den Abtransport von bis zu vier Fraktionen (Restmüll; Pappe, Papier, Karton (PPK); Leichtverpackungen (LVP); Bioabfall).

Die Abfälle werden in unterirdischen Rohrleitungen vom Entsorgungsort bis zu einer zentral gelegenen Entsorgungsstation in max. fünf km Entfernung gesaugt. Die Absaugung erfolgt über ein einzelnes Rohr, auch wenn mehrere Fraktionen getrennt gesammelt werden. Die Abfälle werden durch verschiedene Einwurföffnungen und Schächte mit Sammelfunktion nach Fraktionen getrennt. Die einzelnen Schächte verfügen über Klappen, die geöffnet werden, wenn die jeweilige Fraktion abgesaugt wird. Dadurch werden die Fraktionen jeweils einzeln hintereinander zu einer zentralen Sammelstelle geleitet. Die Einwurfschächte werden über Füllstandssensoren überwacht und bei Bedarf über das Vakuumrohrnetz entleert. Im Durchschnitt wird ein- bis dreimal am Tag ein Vakuum erzeugt und die Abfallfraktionen werden nacheinander abgesaugt. Die bei den Motoren zur Erzeugung des Vakuums entstehende Wärme kann erfasst und für die Energieversorgung des Gebiets genutzt werden, während der Strom für die Motoren z.T. durch die PV-Module zur Verfügung gestellt werden könnte.

Durch das unterirdische System werden die Geruchsbelästigung und der Flächenverbrauch durch Mülltonnen, Emissionen durch Müllfahrzeuge und der Bedarf an Fahrwegen in der Wohnanlage deutlich verringert. Hierdurch ist die Akzeptanz beim Nutzer im Allgemeinen hoch. Aufgrund der relativ hohen Anfangsinvestitionen und einer erhöhten Wirtschaftlichkeit bei dem Anschluss des Gesamtgebiets ist es wichtig eine derartige Abfallentsorgungsstruktur, ähnlich wie die Versorgung durch Fernwärme, bereits im frühen Prozess der Gebietsentwicklung zu initiieren und abzustimmen.

12 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 Förderpotenzial 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 13: 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
Biomasse		20,- / 30,- €/kW max. 50.000 / 100.000 €	45 €/kW

Das Programm der BAFA „Wärmenetze 4.0“ stellt sehr hohe Anforderungen an ein Wärmenetzprojekt, welche durch die untersuchten Varianten nicht erfüllt werden können, da u.a. ein saisonaler Speicher zwingend vorgeschrieben ist. Der Vollständigkeit halber ist diese Fördermöglichkeit mit aufgeführt, da bei einem derart großen Projekt die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Entwicklung eines solchen Wärmenetz 4.0-Projekts durchaus gegeben sind.

12.1 BAFA-Wärmenetzförderung

Beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) kann bei der Errichtung von KWK-geheizten 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 unterschreitet.

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.

12.2 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.

12.2.1 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.

12.2.2 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.

12.2.3 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.

12.2.4 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.

12.2.5 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.

12.2.6 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.

Solarthermieanlagen 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.

12.3 Wärmenetze 4.0

In dem Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“² 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.

² Siehe auch http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html, Abruf vom 5.8.2017

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
- 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.