Vorstudie Energiekonzept

IBA-Projektgebiet Oberbillwerder

Erstellt von:

Averdung Ingenieurgesellschaft mbH

Planckstraße 13

22765 Hamburg

Ansprechpartner: Sophie Brauer

In Arbeitsgemeinschaft mit:

HIC Hamburg Institut Consulting GmbH

Paul-Nevermann-Platz 5

22765 Hamburg

Ansprechpartner: Dr. Matthias Sandrock

Mit Unterstützung des Unterauftragnehmers:

ZEBAU – Zentrum für Energie, Bauen, Architektur und Umwelt GmbH

Große Elbstraße 146

22767 Hamburg

Ansprechpartner: Jan Gerbitz

Im Auftrag von:

IBA Hamburg GmbH

Am Zollhafen 12

20539 Hamburg

Ansprechpartner: Ken Stahncke

Hamburg, den 20.07.2017

Inhalt

0 Executive Summary 6

1 Teil I: Einführung und Bestandsaufnahme 8

1.1 Aufgabenstellung 8

1.2 Rahmenbedingungen 8

1.2.1 Das Planungsgebiet Oberbillwerder 8

1.2.2 Bestehende Wärmenetze in der Umgebung 15

1.3 Konkretisierung der Aufgabenstellung 20

2 Teil II: Wärme- und Stromversorgung 21

2.1 Wärmeversorgung 21

2.1.1 Wärmeverteilung über ein Wärmenetz 21

2.1.2 Erzeugungstechnologie Solarthermie 25

2.1.3 Erzeugungstechnologie Wärmepumpe 46

2.1.4 Erzeugungstechnologie Tiefe Geothermie 61

2.1.5 Erzeugungstechnologie Biomasse in Verbindung mit Bestandsnetzen 63

2.1.6 Vergleichende Bewertung der verschiedenen Versorgungsvarianten 66

2.2 Stromversorgung 71

2.2.1 Photovoltaik 71

2.2.2 Gebäudeintegrierte Photovoltaik 71

2.2.3 Ausblick: Weitere Photovoltaik-Technologien 72

2.2.4 Exkurs: Effizienzhaus Plus 72

2.2.5 Mieter- oder Quartiersstromversorgung 73

2.2.6 Fazit Stromversorgung 75

3 Fazit Energieversorgung 76

3.1 Empfehlung zur Energieversorgung 76

3.2 Bandbreite der CO_2-Vermeidung 77

4 Teil III: Weitere Aspekte der Nachhaltigkeit im Projektgebiet 79

4.1 Energieeffiziente Mobilität 79

4.1.1 Wohnungswirtschaft und Mobilitätsdienstleistungen 80

4.2 Geschlossene Stoffkreisläufe 84

4.2.1 Vakuumsystem für Hausmüll 84

4.2.2 Energetische Nutzung des Hausmülls 85

4.3 Nachhaltige Baumaterialien 86

4.4 Einflussmöglichkeiten des Städtebaus auf die Energieeffizienz 88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ausschnitt Flächennutzungsplan im Bereich Oberbillwerder 9
Abbildung 2: Beispielbilder Gebäudetypologie Geschosswohnungsbau Blockstruktur 11
Abbildung 3: Beispielbilder Gebäudetypologie Geschosswohnungsbau Punkthäuser 11
Abbildung 4: Beispielbild: Gebäudetypologie Reihenhäuser 12
Abbildung 5: Beispielbilder Gebäudetypologie Einzel-/ Doppelhäuser 12
Abbildung 6: Bebauungsszenario 1 (3.000 WE) 13
Abbildung 7: Bebauungsszenario 2 (5.000 WE) 13
Abbildung 8: Bebauungsszenario 3 (8.000 WE) 13
Abbildung 9: Bebauungsszenario 4 (10.000 WE) 13
Abbildung 10: Gebiete mit bestehenden Wärmenetzen in der Umgebung 15
Abbildung 11: Wärmenetzplan Hamburg-Allermöhe 16
Abbildung 12: Heizkurve (rot) und Parameter-Einstellung der BHKW (blau) im Netz Neuallermöhe-West 17
Abbildung 13: Heizkurve Wärmenetz Reinbeker Redder 19
Abbildung 14: Wärmenetz als Plattform für unterschiedliche Wärmequellen 22
Abbildung 15: Schema Dreileiter-Wärmenetz 23
Abbildung 16: Flachkollektoranlage in Freilandaufstellung 27
Abbildung 17: Solarer Wärmeertrag in Abhängigkeit von Kollektorbauart und Netztemperatur 27
Abbildung 18: Systemkosten und Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung 29
Abbildung 19: Schafbeweidung im Kollektorfeld 32
Abbildung 20: Solare Nachbarschaft-Gewächshäuser 33
Abbildung 21: Skizze der solaren Gewächshäuser im Querschnitt 33
Abbildung 22: Gemeinschaftlich bewirtschaftete Gewächshäuser: Ein Ort für die Landwirtschaft, die Begegnung und das Lernen. 34
Abbildung 23: Ökologisches Flächenkonzept Solaranlage Crailsheim 36
Abbildung 24: Abschnitt der Bundesautobahn 25 (AS Nettelnburg) 39
Abbildung 25: Abschnitt der Bundesautobahn 25 (AS Bergedorf) 39
Abbildung 26: Baggergutmonodeponie Feldhofe 40
Abbildung 27: Umfeld der Deponie Feldhofe und Entfernung zum Plangebiet 41
Abbildung 28: Schema Jahresverlauf Solarstrahlung und Wärmebedarf 42
Abbildung 29: Bauarten von Saisonalspeichern 43
Abbildung 30: Funktionsschema Aquiferspeicher 45
Abbildung 31: Temperaturbereiche von Niedertemperaturquellen 46

Abbildung 32: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe 47
Abbildung 33: Anzahl installierter Großwärmepumpen > 1 MWth in Europa 48
Abbildung 34: Systemschaltbild Grundwasser-Wärmepumpe in Rye 49
Abbildung 35: 15 MW Trinkwasser-Wärmepumpe in Canavese/Mailand 51
Abbildung 36: Mögliche Nutzung von Oberflächenwasser 53
Abbildung 37: Gewerbe- und Produktionsbetriebe im Umkreis des Projektgebietes 56
Abbildung 38: Beispielbilder Eisspeicher 59
Abbildung 39: Beispielbilder Solarluftkollektoren (1) 60
Abbildung 40: Beispielbilder Solarluftkollektoren (2) 60
Abbildung 41: Tiefengeothermiepotenziale in der Umgebung des Projektgebietes 62
Abbildung 42: Vergleichende Bewertung der Erzeugungstechnologien 70
Abbildung 43: Abgrenzung Eigenverbrauch, Mieterstrom und Quartiersstrom 76
Abbildung 44: Vakuumsystem für Hausmüll 84
Abbildung 45: Beispielbilder Vakuumsysteme für Hausmüll 85
Abbildung 46: Treibhausgaspotenzial verschiedener Energiestandards 86
Abbildung 47: Beispielbilder nachhaltige Baumaterialien 87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beschreibung der Gebäudetypologien 10
Tabelle 2: Wärmebedarf der Bebauungsszenarien 14
Tabelle 3: Wärmebedarf der Bebauungsszenarien mit erhöhtem Heizwärmebedarf 14
Tabelle 4: Strombedarf der Bebauungsszenarien 15
Tabelle 5: Bestandsaufnahme Wärmenetze 19
Tabelle 6: Solarthermiepotenziale in den Bebauungsszenarien 26
Tabelle 7: Flächenbedarfe Freiflächensolarthermie 28
Tabelle 8: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 10.000 m² Kollektoranlage 30
Tabelle 9: Solare Potenziale Lärmschutzwand/Lärmschutzwall 37
Tabelle 10: Vor- und Nachteile der Bauarten von Saisonalspeichern 44
Tabelle 11: Ergebnisse der Telefonbefragung zu Abwärmepotenzialen 57
Tabelle 12: Abwärmepotenziale Unfallklinikum Boberg 58
Tabelle 13: Biomassefraktionen im Bezirk Bergedorf 64
Tabelle 14: Biomassepotenziale im Projektgebiet 65
Tabelle 15: PV-Potenzial im Projektgebiet 71
Tabelle 16: CO_2-Emissionen der untersuchten Versorgungsvarianten 78
Tabelle 17: Maßnahmen für Mobilitätsdienstleistungen 80
Tabelle 18: Bioabfallmengen und daraus erzielbare Energiemenge in den Bebauungsszenarien 86

Abkürzungen

Abkürzung	Erläuterung
BAB 25 bzw. A 25	Bundesautobahn 25
BGF	Brutto-Grundfläche
BHKW	Blockheizkraftwerk
COP	Coefficient of Performance/ Leistungszahl
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum
DN	Nennweite
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EBF	Energiebezugsfläche
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EW	Einwohner
GFZ	Geschossflächenzahl
GRZ	Grundflächenzahl
HHKW	Holzheizkraftwerk
HPA	Hamburg Port Authority
HVV	Hamburger Verkehrsverbund
IFAS	Institut für angewandtes Stoffstrommanage-ment
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LVP	Leichtverpackung
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MSR	Mess-, Steuer-, Regelungstechnik
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PEF	Primärenergiefaktor
PPK	Papier, Pappe, Kartonagen
PV	Photovoltaik
SRH	Stadtreinigung Hamburg
ST	Solarthermie
th	thermisch
WE	Wohneinheit
WF	Wohnfläche
WW	Warmwasser

0 Executive Summary

Die Aufgabenstellung der Vorstudie zum Energiekonzept Oberbillwerder zielt auf die Erarbeitung von Empfehlungen zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden und möglichst CO_2-neutralen Versorgung des neuen Stadtteils.

Das Ziel eines CO_2-neutralen Stadtteils ist – zumindest für die Szenarien mit den höheren Bebauungsdichten – nicht mit vertretbarem Aufwand zu erreichen, wenn man neben der Wärmeversorgung auch die Versorgung mit Strom und die Mobilität mit einbezieht. Urbane Räume sind im Zeitalter der dezentralen Energie für die Energieversorgung genauso auf die Versorgung aus dem Umland angewiesen, wie für die Versorgung mit Nahrungsmitteln. Es muss jedoch ein Ziel sein, die Flächenintensität für die Energieversorgung möglichst gering zu halten. Der Einsatz von Biomasse sollte deswegen auf ein Minimum beschränkt und die Gebäude sollten als hocheffiziente Gebäude ausgeführt werden.

Grundlage für die effiziente Wärmeversorgung und die wirtschaftliche Nutzung erneuerbarer Quellen ist der Aufbau eines Wärmenetzes im Projektgebiet, das darauf ausgelegt sein sollte, die Wärmeversorgung auch mit niedrigen Systemtemperaturen sicherzustellen, um so offen für verschiedene Wärmeerzeugungstechnologien zu sein.

Ein Großteil des Heizwärmebedarfs und des Brauchwarmwasserbedarfs kann aus Umweltwärme mit Hilfe von elektrischen Wärmepumpen gewonnen werden. Dafür sind niedrige Systemtemperaturen in der Wärmeversorgung erforderlich. Die gebäudeseitig zu erwartenden Mehrkosten sind vertretbar. Auch aus diesem Grund wird der Zusammenschluss mit den bestehenden, umliegenden Netzen als nicht zielführend betrachtet.

Um einen hohen Deckungsanteil von Umweltwärme am Gesamtwärmebedarf zu erreichen, ist die Kombination verschiedener Wärmequellen zielführend. Relevante industrielle oder gewerbliche Abwärmequellen konnten nicht ermittelt werden, sollten aber im Falle einer Ansiedelung solcher Quellen in der Umgebung Priorität haben. Weitere gut geeignete Wärmequellen für eine effiziente und nachhaltige Wärmeversorgung sind das am Projektgebiet verlaufende Abwasser-Hauptsiel oder auch die ebenfalls am Projektgebiet verlaufende Frischwasser-Hauptleitung. Diese wären kostenmäßig vergleichsweise günstig zu erschließen und würden gleichzeitig ganzjährig konstante Quellentemperaturen liefern.

Wenn diese Quellen nicht oder nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, können zusätzlich Erdwärmequellen erschlossen werden. Da im Projektgebiet Erdsonden nur bis 25 m Tiefe zulässig sind, bietet sich eher eine Kombination aus Energiepfählen und Erdkollektoren unter den umliegenden landwirtschaftlichen Flächen (Agrothermie) an. Von der dezentralen Nutzung von Luft als Wärmequelle wird abgeraten.

Alternativ wären Solar-Luft-Kollektoren oder PV-Hybrid-Module in Kombination mit einem Eisspeicher geeignete Wärmequellen. Da Solar-Luft-Kollektoren solarthermische Anlagen sind, könnte so das vorgegebene Ziel eines möglichst hohen solarthermischen Anteils erreicht werden, allerdings zu voraussichtlich etwas höheren Kosten als bei den vorher genannten Wärmequellen. In diesem Fall wäre ein solarer Deckungsgrad von bis zu 75 % möglich.

Alternativ können die Wärmepumpen durch klassische solarthermische Anlagen ergänzt werden. Anstrebenswert wäre aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Errichtung einer Freiflächensolarthermie-Anlage. Diese kann auch auf weniger hochwertigen Flächen außerhalb des Projektgebiets errichtet werden, wie beispielsweise auf der Deponie Feldhofe, den Ölförderflächen südlich der Autobahn oder entlang der Autobahnrandstreifen, und würde darüber hinaus einen positiven Beitrag zur Versorgung der Bestandsnetze leisten können, indem auch in die Bestandsnetze regenerative Wärme eingespeist und der Primärenergiefaktor der Bestandsnetze verbessert würde. Aufdachanlagen führen zu höheren Wärmeversorgungskosten und verringern gleichzeitig das Potenzial zur Erzeugung regenerativen Stroms aus PV-Anlagen.

Aus wirtschaftlicher Sicht ist es sinnvoll, einen Spitzenlasterzeuger in das System zu integrieren, der die Heizlast an den kältesten Tagen des Jahres ergänzt. Dazu wären z.B. Holz-, Pflanzenöl oder Biomethankessel in der Lage.

Ein alternativer Pfad, der ohne Flächenbedarf, Temperatureinschränkungen und Anforderungen an die Haustechnik zur Sicherstellung der Wärmeversorgung führen könnte, wäre die Nutzung von tiefer Geothermie. Der Nachteil liegt in den großen Projektentwicklungsrisiken. Sollten sich nutzbare Potenziale ergeben, wäre es aus unserer Sicht sinnvoll, einen Zusammenschluss mit den Bestandsnetzen zu prüfen und den Neubau dabei prioritär zu versorgen.

Zur Verringerung des von außerhalb zu beziehenden Stroms für Haushalte, Elektromobilität und Wärmepumpen ist die Errichtung von PV-Anlagen sinnvoll und anstrebenswert. Die Anlagen lassen sich unter den heutigen Bedingungen (des EEG 2017) auch wirtschaftlich darstellen. Andere Technologien zur lokalen, regenerativen und wirtschaftlichen Stromerzeugung sind nach heutigem Stand noch nicht für Wohngebiete geeignet. Hier ist aber ggf. bis zum Umsetzungshorizont die technologische Entwicklung im Auge zu behalten.

Da bei hocheffizienten Gebäuden in der Lebenszyklusbetrachtung die CO_2-Emissionen der Errichtungsphase einen relevanten Anteil ausmachen, sollten alternative Baumaterialien, insbesondere Holz, bevorzugt eingesetzt werden.

1 Teil I: Einführung und Bestandsaufnahme

1.1 Aufgabenstellung

Das Projektgebiet Oberbillwerder steht im besonderen Fokus von Politik und Öffentlichkeit: Noch vor wenigen Jahren waren größere Neubausiedlungen „auf der grünen Wiese“ in Hamburg stadtentwicklungspolitisch ausgeschlossen. Die damit verbundenen Eingriffe in Landschaft und Natur führen dazu, dass an das Projekt besondere umweltpolitische Anforderungen gestellt werden und dem Klimaschutz im Rahmen einer sozialen und ökologischen Stadtentwicklung ein besonderes Gewicht beizumessen ist.

Die Vorstudie Energiekonzept IBA-Projektgebiet Oberbillwerder hat das Ziel, Rahmenbedingungen für die zukünftige Energieversorgung zu definieren, die als Vorgaben in den darauffolgenden städtebaulich-freiraumplanerischen Wettbewerb einfließen sollen. Daneben sollen Möglichkeiten zur Energieversorgung aufgezeigt und eine fachliche Grundlage für eine sachliche Diskussion geschaffen werden.

Die Aufgabenstellung spannt einen Erwartungshorizont auf, der von einem klima-und ressourcenschonenden Stadtteil über ein Klimaschutzmodellquartier, von einer CO_2-neutralen Wärme- und Stromversorgung bis zu einem größtmöglichen Anteil an erneuerbaren Energien von mindestens 60 – 70 % reicht.

Die Betrachtungen für die zukünftige Versorgung mit Wärme und Strom werden für vier Szenarien der Bebauung des neuen Stadtteils (mit 3.000, 5.000, 8.000 und 10.000 Wohneinheiten) angestellt. Besonderheit des Standorts sind die vier vorhandenen dezentralen Wärmenetze der benachbarten Stadtteile. Diese Wärmenetze und die Möglichkeit ihrer Erweiterung sollen ebenso untersucht werden, wie ein breites Spektrum der am Markt verfügbaren Technologien zur Erzeugung und Nutzung von erneuerbarer Energie für die Energieversorgung. Der Fokus wird dabei auf die Wärmeversorgung gelegt.

Im Folgenden werden die lokalen Rahmenbedingungen untersucht, die Szenarien der Bebauung genauer definiert und auf dieser Grundlage die prognostizierten Strom- und Wärmebedarfe ermittelt sowie der Bestand der Wärmenetze aufgenommen. Auf Grundlage der Erkenntnisse aus der Untersuchung der Rahmenbedingungen wird in Kapitel 1.3 das Verständnis der Aufgabenstellung genauer definiert.

1.2 Rahmenbedingungen

1.2.1 Das Planungsgebiet Oberbillwerder

Die steigende Nachfrage nach Wohnraum führt dazu, dass die Stadt Hamburg und damit verbunden auch der Bezirk Bergedorf ihre Anstrengungen im Wohnungsbau erhöhen. Neben der Innenentwicklung steht zur Deckung des wachsenden Bedarfs auch die Entwicklung neuer Wohnquartiere im Außenbereich zu Diskussion.

Die Planung für den Gesamtraum Billwerder-Allermöhe aus den 70er Jahren umfasste das reine Gewerbegebiet Allermöhe und die Siedlungen Neuallermöhe-Ost und Neuallermöhe-West. Im Zusammenhang mit den Planungen für Neuallermöhe-West wurden auch zum damaligen Zeitpunkt Konzepte

für das Gebiet Oberbillwerder erarbeitet. Im Flächennutzungsplan ist entsprechend eine Entwicklungsfläche von ca. 120 ha mit einem unbebauten Bereich zur Bille dargestellt. Die überwiegende Darstellung von Wohnbauflächen wird durch die Darstellung von ca. 7 ha gemischten und ca. 28 ha gewerblichen Bauflächen im Bereich der S-Bahntrasse und der S-Bahnhaltestelle ergänzt (grau dargestellter Bereich).

Abbildung 1: Ausschnitt Flächennutzungsplan im Bereich Oberbillwerder

Eine konkrete Bauleitplanung auf der Grundlage des bestehenden Flächennutzungsplans wurde jedoch in den vergangenen Jahren nicht durchgeführt. Die Bebauung derartiger Grünflächen konnte im Rahmen der Stadtentwicklung weitgehend vermieden werden. Durch den zunehmenden Druck der Wohnungsnachfrage ist jedoch das Gebiet Oberbillwerder wieder in den Fokus der Stadtplanung gerückt. Auf der Grundlage einer Entscheidung des Senats aus dem September 2016 wird in einem breiten Beteiligungsprozess durch die IBA Hamburg ein Masterplan für Oberbillwerder erarbeitet.

Die mit den Planungen verbundene Flächeninanspruchnahme führt dazu, dass der Klimaschutz bei der Entwicklung des Stadtteils eine besondere Bedeutung hat. Oberbillwerder soll als Modellquartier für einen klima- und ressourcenschonenden Stadtteil dienen. Es sollen die kostengünstigsten Optionen für eine klimagerechte Entwicklung des Baugebiets identifiziert werden mit dem Ziel, das Baugebiet in Richtung einer bilanziell klimaneutralen Siedlung entwickeln zu können. Es wird dabei politisch angestrebt, die Wärmeversorgung des neuen Stadtteils Oberbillwerder sowie von Neuallermöhe unter Berücksichtigung des Wirtschaftlichkeitsgebots mit regenerativen Energien und unter Einbeziehung eines größtmöglichen Anteils von Solarthermie zu realisieren.[1]

[1] https://bezirksfraktion.cdubergedorf.de/fileadmin/Dateien/fraktion/Drucksachen/20/20-0914.2_Anlage_1_senko_vorlagen_oberbillwerder.pdf (Stand: 29.06.2017)

1.2.1.1 Szenarien der Bebauung

Entscheidend für die weitere Entwicklung von Wärmeversorgungslösungen sind Annahmen der baulichen Dichte und eine Abschätzung der resultierenden Wärmebedarfe und Wärmedichten. Nur in Gebieten mit einer ausreichenden Wärmedichte kann eine Wärmeversorgung über leitungsgebundene Nahwärme effizient und wirtschaftlich umgesetzt werden.

Aus Ermangelung eines städtebaulichen Entwurfes wurden für vier Szenarien Untersuchungen durchgeführt:

- Szenario 1. Ein neues Quartier mit bis zu 3.000 Wohneinheiten
- Szenario 2. Ein neues Quartier mit bis zu 5.000 Wohneinheiten
- Szenario 3. Ein neues Quartier mit bis zu 8.000 Wohneinheiten
- Szenario 4. Ein neues Quartier mit bis zu 10.000 Wohneinheiten

Dazu wurden vier Gebäudetypologien mit ihren baulichen Dichten und Wärmebedarfen zugrunde gelegt.

Tabelle 1: Beschreibung der Gebäudetypologien

	Geschosswohnungsbau | Blockstruktur 4 bis 5 Geschosse zumeist versorgt durch Nahwärme ergänzend Photovoltaik	GRZ= 0,26 / GFZ= 1,2 12.000 m² WF/ha 120 WE/ha / 300 Einwohner/ha 15.000 m² BGF/ha / 12.000 m² WF/ha 375.000 kWh/a*ha Heizwärme 150.000 kWh/a*ha WW
	Geschosswohnungsbau | Punkthäuser 4-5 Geschosse im Zusammenhang mit Blockstruktur nahwärmeversorgt – freistehend dezentral versorgt bis Effizienzhaus Plus Standard	GRZ= 0,2 / GFZ= 0,9 9.000 m² WF/ha 90 WE/ha / 225 Einwohner/ha 11.250 m² BGF/ha / 9.000 m² WF/ha 281.250 kWh/a*ha Heizwärme 112.500 kWh/a*ha WW
	Reihenhäuser 2-3 Geschosse Clusterkonzepte oder dezentral versorgt bis Effizienzhaus Plus Standard	GRZ= 0,11 / GFZ= 0,5 5.000 m² WF/ha 50 WE/ha / 125 Einwohner/ha 6.250 m² BGF/ha / 5.000 m² WF/ha 156.250 kWh/a*ha Heizwärme 100.000 kWh/a*ha WW
	Einzel-/ Doppelhäuser 2 Geschosse dezentral versorgt bis Effizienzhaus Plus Standard	GRZ= 0,04 / GFZ= 0,2 2000 m² WF/ha 20 WE/ha / 50 Einwohner/ha 2.500 m² BGF/ha / 2000 m² WF/ha 62.500 kWh/a*ha Heizwärme 40.000 kWh/a*ha WW

Abbildung 2: Beispielbilder Gebäudetypologie Geschosswohnungsbau Blockstruktur

Abbildung 3: Beispielbilder Gebäudetypologie Geschosswohnungsbau Punkthäuser

Abbildung 4: Beispielbild: Gebäudetypologie Reihenhäuser

Abbildung 5: Beispielbilder Gebäudetypologie Einzel-/ Doppelhäuser

(Quellen der Beispielbilder: ZEBAU GmbH, HHS Planer + Architekten AG, IBA Hamburg GmbH / Bernadette Grimmenstein, IBA Hamburg GmbH / zillerplus, www.bonava.de, VELUX Deutschland GmbH, IBA Hamburg GmbH / Martin Kunze, Elbe-Haus GmbH)

Auf dieser Grundlage wurden verschiedene Dichteszenarien entwickelt, die zu unterschiedlichen Gesamtwärmebedarfen und Wärmedichten führen und welche die im Flächennutzungsplan ausgewiesene Fläche (blau dargestellt) nahezu vollständig belegen.

Abbildung 6: Bebauungsszenario 1 (3.000 WE)

Abbildung 7: Bebauungsszenario 2 (5.000 WE)

Abbildung 8: Bebauungsszenario 3 (8.000 WE)

Abbildung 9: Bebauungsszenario 4 (10.000 WE)

Diese Ergebnisse dienen weiterführend der Entwicklung und Auslegung der Wärmeversorgungskonzepte.

1.2.1.2 Bedarfsermittlung auf Grundlage der Szenarien

In diesem Abschnitt werden basierend auf den im vorherigen Abschnitt aufgeführten Bebauungsszenarien Wärme- und Strombedarfe für das Projektgebiet ermittelt. Hierfür werden spezifische Ansätze bezogen auf Wohneinheiten, Personen und Bruttogeschossfläche verwendet.

1.2.1.2.1 Wärme

Der Wärmebedarf setzt sich aus dem Heizwärmebedarf und dem Bedarf für die Warmwasserbereitung zusammen. Bei der Bestimmung des Warmwasserbedarfes wird wie im Folgenden auch bei der Ermittlung des Strombedarfes bei Einzel, Doppel- und Reihenhäusern von einem gegenüber dem Geschossbau erhöhten Bedarf ausgegangen. Für die Geschossbauten wird mit einem Verbrauch von 500 kWh/a pro Person gerechnet, die Einzel-, Doppel-, und Reihenhäuser wird ein Verbrauch von 800 kWh/a pro Person in die Bedarfsermittlung für Warmwasserbereitung einbezogen. Für den Heizwärmebedarf wird für das Neubauprojekt ein spezifischer jährlicher Bedarf von 25 kWh pro Quadratmeter Brutto-Geschossfläche verwendet. Diese Annahme ist in dem angestrebten Niedrigenergiehaus-Standard begründet. Die Ergebnisse der Wärmebedarfsberechnung sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Die entsprechende Anschlussleistung beträgt zwischen 9 MW in Szenario 1 und 24 MW in Szenario 4.

Tabelle 2: Wärmebedarf der Bebauungsszenarien

Szenario	EW Geschoss [-]	EW Einzel/Reihe [-]	BGF Geschoss [m²]	BGF Einzel/Reihe [m²]	Heizwärme [MWh/a]	Warm-wasser [MWh/a]	Gesamt-wärme [MWh/a]
1	-	7.500	-	375.000	9.375	6.000	**15.375**
2	7.800	4.700	390.000	235.000	15.625	7.660	**23.285**
3	12.600	7.125	630.000	356.250	24.656	12.000	**36.656**
4	24.900	-	1.245.000	-	31.125	12.450	**43.575**

Tabelle 3 zeigt die Wärmebedarfe unter der Annahme, dass der Niedrigenergiehaus-Standard nicht erreicht wird und daher von einem derzeit für Neubauten üblichen jährlichen Wärmebedarf von 50 kWh pro Quadratmeter ausgegangen werden muss. Für die folgenden Betrachtungen wird von den in Tabelle 2 dargestellten Bedarfen auf Grundlage des Niedrigenergiehaus-Standards ausgegangen.

Tabelle 3: Wärmebedarf der Bebauungsszenarien mit erhöhtem Heizwärmebedarf

Szenario	EW Geschoss [-]	EW Einzel/Reihe [-]	BGF Geschoss [m²]	BGF Einzel/Reihe [m²]	Heizwärme [MWh/a]	Warm-wasser [MWh/a]	Gesamt-wärme [MWh/a]
1	-	7.500	-	375.000	18.750	6.000	**24.750**
2	7.800	4.700	390.000	235.000	31.250	7.660	**38.910**
3	12.600	7.125	630.000	356.250	49.312	12.000	**61.313**
4	24.900	-	1.245.000	-	62.250	12.450	**74.700**

1.2.1.2.2 Strom

Zur Ermittlung des Strombedarfes werden Wohneinheiten im Geschossbau und Wohneinheiten in Einzel- sowie Reihenhäusern unterschieden. Für den Geschossbau wird ein Stromverbrauch von 2.300 kWh je Wohneinheit unterstellt, bei Einzel- und Reihenhäusern wird mit 3.250 kWh pro Wohneinheit von einem größeren Verbrauch ausgegangen. Für die in Kapitel 2.1.1. beschriebenen Szenarien der Bebauung ergeben sich auf dieser Grundlage die in Tabelle 4 dargestellten Strombedarfe.

Tabelle 4: Strombedarf der Bebauungsszenarien

Szenario	Aufteilung Wohneinheiten				Stromverbrauch MWh
	Geschoss Block	Geschoss Punkt	Reihenhäuser	Einzel-/ Doppelhäuser	
1			1.200	1.800	9.750
2	2.400	720	800	1.080	13.286
3	3.960	1.080	2.850		20.854
4	6.000	3.960			22.908

1.2.2 Bestehende Wärmenetze in der Umgebung

In der Umgebung des Projektgebiets befinden sich vier Wärmenetze im Bestand: das Wärmenetz Neuallermöhe-West im Süden des Projektgebiets, das Wärmenetz Bergedorf-West im Südosten, sowie die Wärmenetze Reinbeker Redder und Lohbrügge nördlich bzw. nordöstlich des Plangebietes.

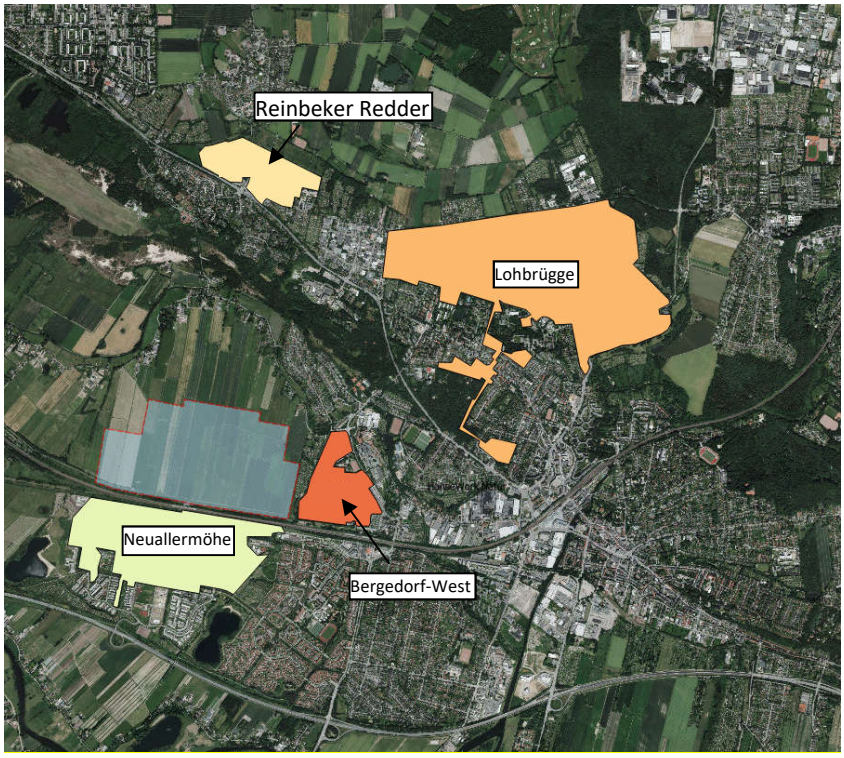

Abbildung 10: Gebiete mit bestehenden Wärmenetzen in der Umgebung

1.2.2.1 Neuallermöhe-West

Das vom Energieversorger Vattenfall Wärme Hamburg GmbH betriebene Fernwärmenetz Neuallermöhe-West südlich des Projektgebiets wird aus einer am Ladenbeker Furtweg errichteten Energiezentrale mit zwei BHKW mit insgesamt 6,4 MW thermischer Leistung und Erdgas-Kesseln mit insgesamt 30 MW_{th} versorgt. Für die BHKW gibt es einen 100 m³ Pufferspeicher.

Dieselbe Energiezentrale versorgt auch das östlich gelegene Wärmenetz Bergedorf West. Beim Ausbau der Energiezentrale zum Anschluss von Neuallermöhe wurde die Energiezentrale bereits so dimensioniert, dass Oberbillwerder mitversorgt werden kann. Es wurden Anschlüsse für ein weiteres Verteilernetz vorgehalten und auch das Gebäude wurde so ausgelegt, dass ein zweites Aggregat hinzugefügt werden könnte.

Der Energieversorger musste jedoch aufgrund des höheren Wärmebedarfs für die bestehende Siedlung die Anlage mit einem weiteren Heizkessel nachrüsten. Somit stehen die Flächen für die Wärmeversorgung von Oberbillwerder innerhalb der Energiezentrale nicht mehr zur Verfügung.

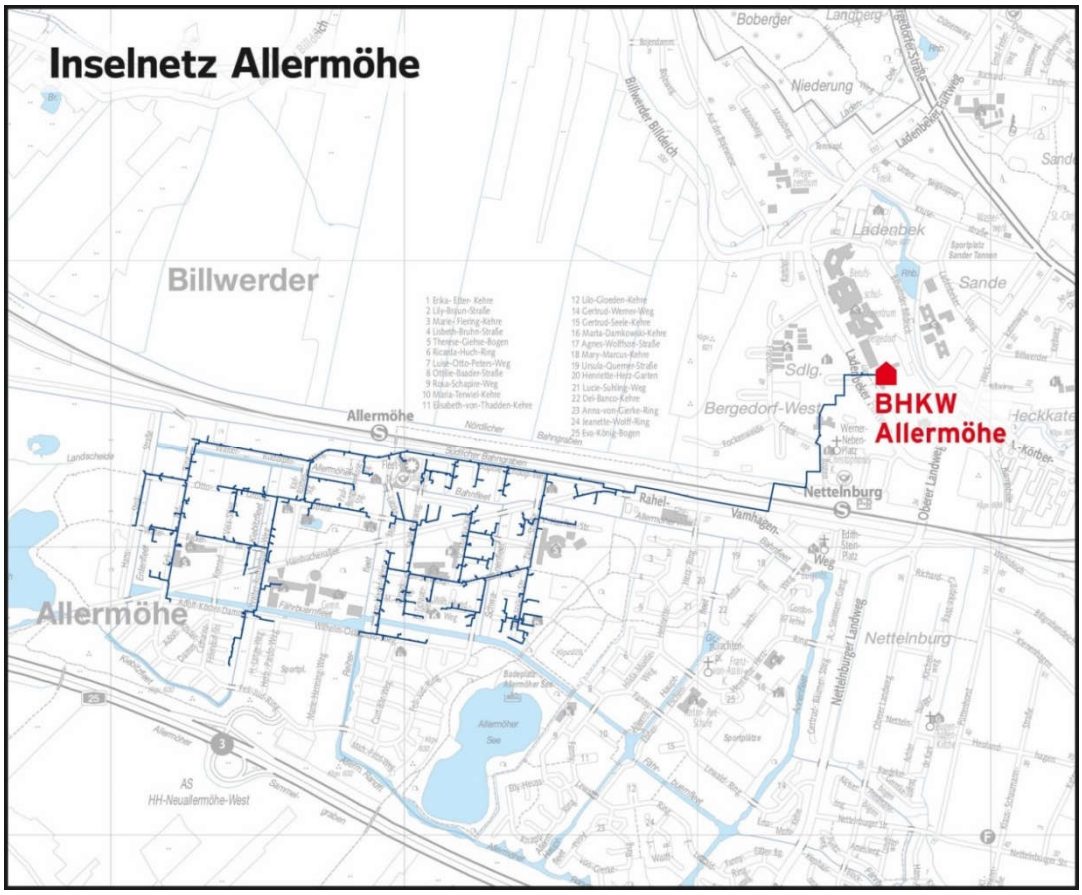

Abbildung 11: Wärmenetzplan Hamburg-Allermöhe

Die Wärmelieferung des Fernwärmenetzes Neuallermöhe-West betrug in den Jahren 2010 bis 2014 im Mittel ca. 37 GWh, daraus lässt sich eine thermische Anschlussleistung von ca. 18 bis 20 MW ableiten. Die Kundenanlagen sind direkt, d.h. ohne Wärmetauscher in den Wärmeübergabestationen zu den Kundenanlagen, in das Netz eingebunden.

Die gemessenen Druckverhältnisse am BHKW betragen 5,2 bar Vorlauf zu 3,2 bar Rücklauf, wobei der Differenzdruck konstant auf 2 bar geregelt wird. Der Vorlaufdruck wird über die Rücklaufdruckdiktierung auf 5,2 bar gehalten.

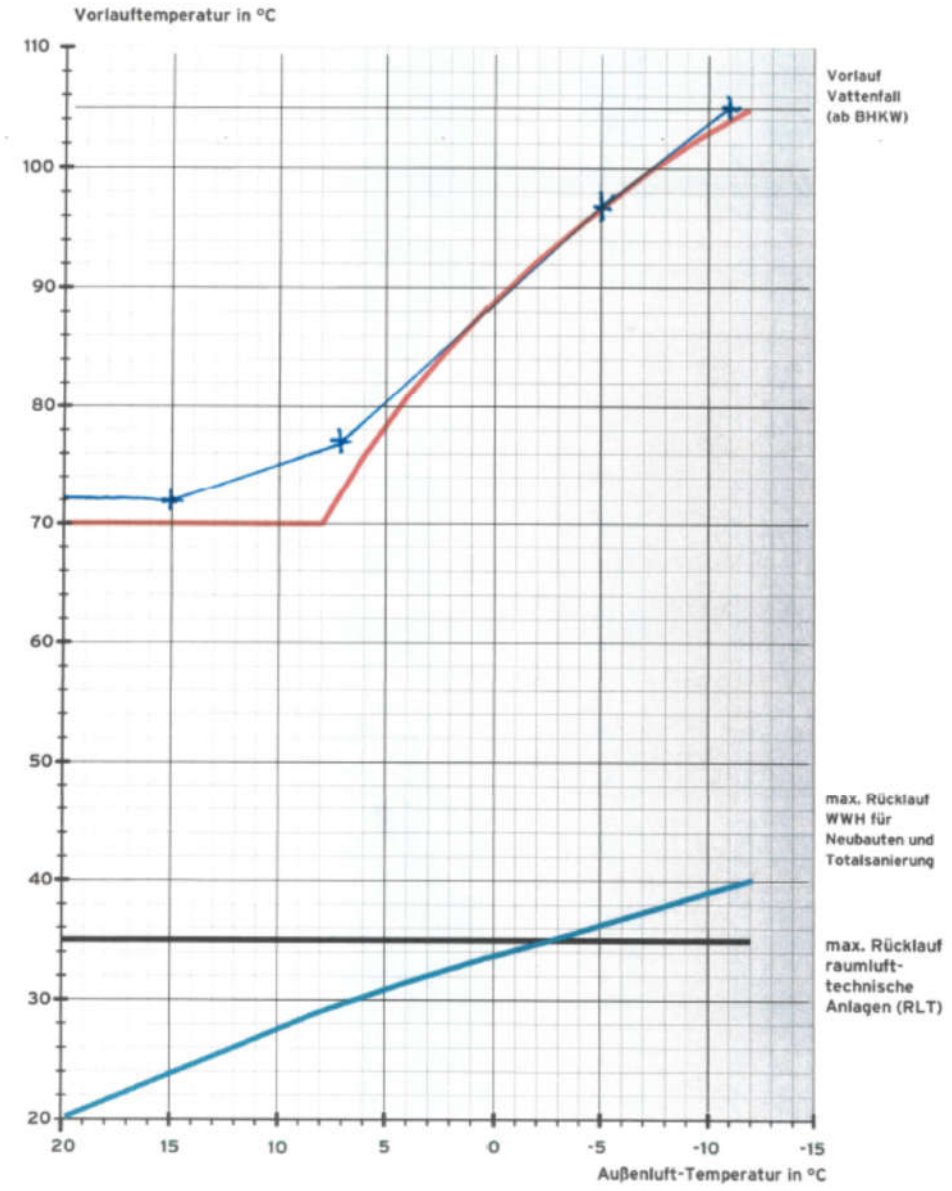

Abbildung 12: Heizkurve (rot) und Parameter-Einstellung der BHKW (blau) im Netz Neuallermöhe-West

Im Vorlauf liegen die geregelten Soll-Temperaturen in Abhängigkeit von der Außentemperatur zwischen 70 und 105 °C. Die Rücklauftemperaturen auf Basis von Messdaten aus dem Jahr 2015 liegen im Winter zwischen 40 und 48 °C und im Sommer zwischen 52 und 58 °C.

Der gemeinsame Primärenergiefaktor (PEF) mit dem Wärmenetz Bergedorf-West beträgt 0,47. Als Brennstoff kommt ausschließlich Erdgas zum Einsatz.

1.2.2.2 Lohbrügge

Das Wärmenetz Lohbrügge wird aus der Heizzentrale am Standort Havighorster Weg gespeist. Dort sind ein von einem Contractor betriebenes Holzheizkraftwerk (HHKW) mit einer Leistung von 10 MW_{th}, ein Biomethan-BHKW mit einer thermischen Leistung von 1,2 MW sowie Erdgas-Spitzenlastkessel mit 50 bis 60 MW thermischer Leistung installiert. Durch den Anteil an erneuerbaren Energien (66%) und die Stromgutschrift für das BHKW liegt der Primärenergiefaktor bei 0,43. Netzbetreiber ist wie beim Wärmenetz Bergedorf-West die innogy SE. Die Abnahmeleistung des angeschlossenen Wärmenetzes, das ca. 6.000 Wohneinheiten versorgt, beträgt im Auslegungsfall 40 MW_{th}. Das heißt, es sind etwa 30 MW_{th} Erzeugerleistung aus Erdgaskesseln frei. Die Wärme aus den erneuerbaren Erzeugern wird in dem Bestandswärmenetz vollständig verbraucht, lediglich im Sommer ist eine geringe Kapazität an erneuerbarer Wärmeversorgung vorhanden, die derzeit zur Versorgung des Bestands nicht benötigt wird.

1.2.2.3 Bergedorf-West

Das Wärmenetz Bergedorf-West, das südöstlich des Plangebiets liegt, wird aus derselben Energiezentrale versorgt wie das Wärmenetz Neuallermöhe-West. Betreiber ist der Energieversorger Innogy SE.

Durch die gemeinsame Versorgung aus einer Energiezentrale liegen die Systemparameter für Temperatur und Druck vermutlich in einem ähnlichen Bereich wie für das Netz Neuallermöhe-West. Aus der installierten Erzeugerleistung von 36,4 MW_{th} und der Abnahmeleistung von Neuallermöhe lässt sich schließen, dass die Abnahmeleistung im Wärmenetz Bergedorf-West etwa 16 bis 18 MW_{th} beträgt.

Der Primärenergiefaktor beträgt, da die beiden Netze als thermodynamischer Verbund gemeinsam bilanziert werden, 0,47. Auch hier liegt keine Nutzung von erneuerbaren Energien vor.

1.2.2.4 Reinbeker Redder

Das nördlich des Untersuchungsgebiets gelegene Wärmenetz Reinbeker Redder wird von dem Energieversorger Hansewerk Natur betrieben. In der Heizzentrale sind BHKW (mit Biomethan-Versorgung) und Spitzenlastkessel mit einer Erzeugerleistung von insgesamt 6,4 MW_{th} installiert.

Die Wärmelieferung betrug in den Jahren 2014 bis 2016 im Mittel 8,6 GWh, bei einer vertraglichen Anschlussleistung von 8,7 MW_{th}.

Die Vorlauftemperatur wird entsprechend der Heizkurve (vgl. Abbildung 13) in Abhängigkeit von der Außentemperatur 75 bis 90 ° C bei +10 bis - 12° C Außentemperatur gefahren. Der Betriebsdruck beträgt 1,5 bar, das Wärmenetz mit der maximalen Nennweite von DN 150 ist mit 6 bar abgesichert. Der Anteil von Biomethan liegt bei über 60 %, der Primärenergiefaktor beträgt durch die KWK-Anlagen und den hohen Biomethananteil 0,00.

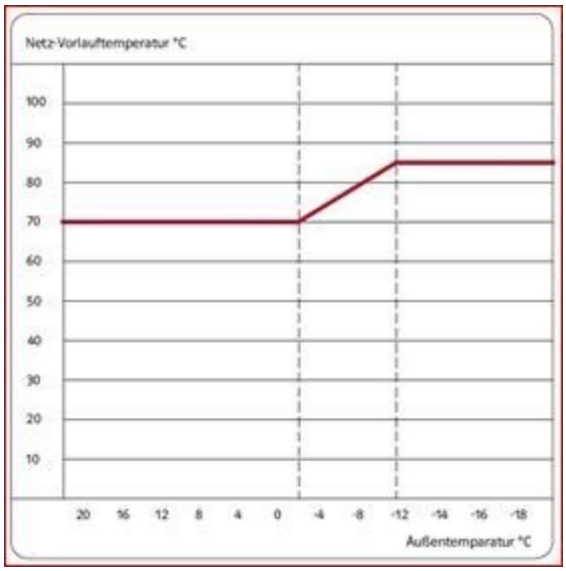

Abbildung 13: Heizkurve Wärmenetz Reinbeker Redder

1.2.2.5 Zusammenfassung Bestandsaufnahme Wärmenetze

Die Bestandsaufnahme hat ergeben, dass lediglich die Netze Reinbeker Redder (4) und Lohbrügge (3) Anteile von erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung aufweisen. Die Systemtemperaturen liegen aufgrund der Anforderungen des Bestands relativ hoch. Durch den partiellen Einsatz von KWK und erneuerbaren Brennstoffen werden in allen Netzen niedrige Primärenergiefaktoren erreicht.

Die gemeinsame Heizzentrale für die Netze Neuallermöhe-West (1) und Bergedorf-West (2) ist bereits voll belegt. Die Kapazitäten des Netzes Reinbeker Redder (4) sind im Vergleich zur neu benötigten Leistung sehr begrenzt und die Distanz ist mit über 2 km Luftlinie relativ weit. Freie Erzeugerkapazitäten in einer ausreichenden Größenordnung sind im Netz Lohbrügge vorhanden, jedoch sind dies überwiegend fossile Wärmeerzeugungsanlagen, so dass diese für eine Versorgung des neuen Stadtteils nicht in Frage kommen.

Tabelle 5: Bestandsaufnahme Wärmenetze

Lfd. Nr.	Betreiber/Wärmenetz	Energieträger / -art	PEF
1	innogy / Lohbrügge	Holz-Heizkraftwerk / Erdgas	0,43
2	Hansewerk Natur / Reinbeker Redder	Biomethan-BHKW / Erdgas	0,00
3	innogy / Bergedorf-West	Erdgas-BHKW	0,47
4	Vattenfall / Neuallermöhe	Erdgas BHKW	0,47

Die Zentrale des Wärmenetzes Lohbrügge mit dem HHKW liegt mit etwa 4 km Luftlinie relativ weit vom neuen Stadtteil entfernt. Ein Zusammenschluss mit diesem Wärmenetz könnte nur an der Heizzentrale erfolgen, da die Wärmeleitungen bereits voll ausgelastet sind.

1.3 Konkretisierung der Aufgabenstellung

Um die geforderte CO_2-Neutralität und einen Modellcharakter bei der Energieversorgung zu erzielen, werden im Folgenden Vorschläge entwickelt, das Quartier Oberbillwerder nahezu vollständig mit Erneuerbaren Energien zu versorgen.

Da Wärme im Gegensatz zu Strom aufgrund von Leitungsverlusten vor Ort erzeugt werden muss, liegt der Schwerpunkt der Vorstudie auf der Wärmeversorgung. Eine lokale Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien soll zu dem maximal ohne zusätzlichen Flächenverbrauch möglichen Anteil angestrebt werden. Die Anforderung „Klimaneutraler Stadtteil“ soll insofern offen gefasst werden, als dass der Bezug von außerhalb des Gebiets erzeugtem erneuerbaren Strom ebenso in die Bilanz mit einfließen soll wie die Lieferung von saisonalen Wärmeüberschüssen in die Bestandsnetze.

Daneben werden auch Aspekte der energetischen Bauqualität inkl. der verwendeten Baumaterialien, der Entsorgung und Wiederverwertbarkeit sowie der Mobilität betrachtet.

Es ist möglich, die meisten der Energiequellen sowohl dezentral auf Gebäudeebene als auch zentral über ein gemeinsames Wärmenetz zu nutzen. Letzteres ist aufgrund von Skaleneffekten und technologischen Vorteilen ab einer bestimmten Bebauungsdichte die kostengünstigere und nachhaltigere Versorgungslösung. Beim Neubau ganzer Quartiere fallen die Netzkosten im Rahmen der inneren Erschließung weniger stark ins Gewicht als in Bestandsquartieren. Deshalb fokussiert sich das nachfolgende Konzept zur Wärmeversorgung auf eine zentrale Versorgung über ein Wärmenetz und untersucht unterschiedliche Technologien zur Speisung sowie zum Betrieb des Wärmenetzes. In Exkursen wird auf den dezentralen Einsatz einzelner Technologien zur Versorgung von Einzel- oder Doppelhäusern eingegangen.

Ein besonderes Augenmerk wird auf den Flächenbedarf der empfohlenen Erzeugungsvarianten gelegt, da durch den Neubau des Stadtteils ohnehin ein erheblicher „Flächenverbrauch“ stattfindet und dieser Eingriff möglichst gering gehalten werden soll. Die Energieversorgung steht also in starker Konkurrenz mit weiteren Nutzungen, da neben der eigentlichen Bebauung auch Flächen für die Entwässerung, den Verkehr, die Erholung u.v.m. benötigt werden.

Der Strukturwandel im Energiemarkt, getrieben durch politische Ziele, gesetzliche Rahmenbedingungen und knapper werdende fossile Brennstoffe, führt zu einer Unsicherheit hinsichtlich der Entwicklung der Brennstoffkosten. Im Sinne einer langfristigen Preisstabilität soll ein besonderer Schwerpunkt darauf gelegt werden, mit der vorgeschlagenen Versorgungsvariante die Brennstoffabhängigkeit zu reduzieren.

Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, soll die vorgeschlagene Versorgungskonzeption zwar innovativ sein, jedoch auf Technologien setzen, die technisch erprobt sind. Hier kann die Innovation einer Energieversorgunglösung insbesondere in der an die lokalen Besonderheiten angepassten Kombination von Erzeugungstechnologien liegen.

2 Teil II: Wärme- und Stromversorgung

2.1 Wärmeversorgung

2.1.1 Wärmeverteilung über ein Wärmenetz

Grundsätzlich kann die Wärmeversorgung des Quartiers über eine leitungsgebundene Wärmeversorgung (Nah- bzw. Fernwärmenetz) oder dezentral gebäudeorientiert erfolgen. Auch Mischformen sind möglich, in denen Teilbereiche des Baugebietes über ein Wärmenetz versorgt werden und andere Bereiche (etwa die Teilbereiche mit geringerer flächenbezogener Wärmedichte) dezentral gebäudeorientiert versorgt werden.

Beim Betrieb von Wärmenetzen entstehen Wärmeverluste aus den meist im Erdreich verlegten Rohrtrassen an die Umgebung. Diese können durch Absenkung der Heizmitteltemperaturen (vgl. Kapitel 2.1.1.1. LowEx-Netz), hochwertige Materialien und eine intelligente Steuerung des Netzbetriebs vermindert werden.

Trotz der thermischen Verluste des Wärmenetzes ist eine leitungsgebundene Wärmeversorgung gegenüber der Objektversorgung sowohl aus ökonomischer wie auch aus ökologischer Sicht häufig vorteilhaft.

Durch Skaleneffekte sind bei Wärmenetzen und den entsprechend möglichen Erzeugungsanlagen mit hohen Leistungsdichten deutlich geringere Wärmegestehungskosten gegenüber dezentraler Versorgung erreichbar (vgl. Kapitel 2.1.2.2.2 und 2.1.3), die die Wärmenetzverluste mehr als kompensieren können. Weiterhin ermöglichen Großanlagen optimierte Brennstofflogistik, bessere Effizienz und Immissionsschutz (vgl. Kapitel 2.1.5).

Sehr vorteilhaft ist zudem die Eigenschaft von Wärmenetzen, verschiedene Wärmeströme aus unterschiedlichen Energiequellen flexibel und kostengünstig in das System integrieren zu können. Das Wärmenetz fungiert dabei als eine Wärmeplattform, die in der Lage ist, das Dargebot an verschiedenen Wärmequellen mit der Wärmelast zu synchronisieren. Das Netz selbst besitzt dabei bereits eine Wärmespeicherfunktion, die durch Einbeziehung zusätzlicher Speicherkapazität noch gesteigert werden kann.

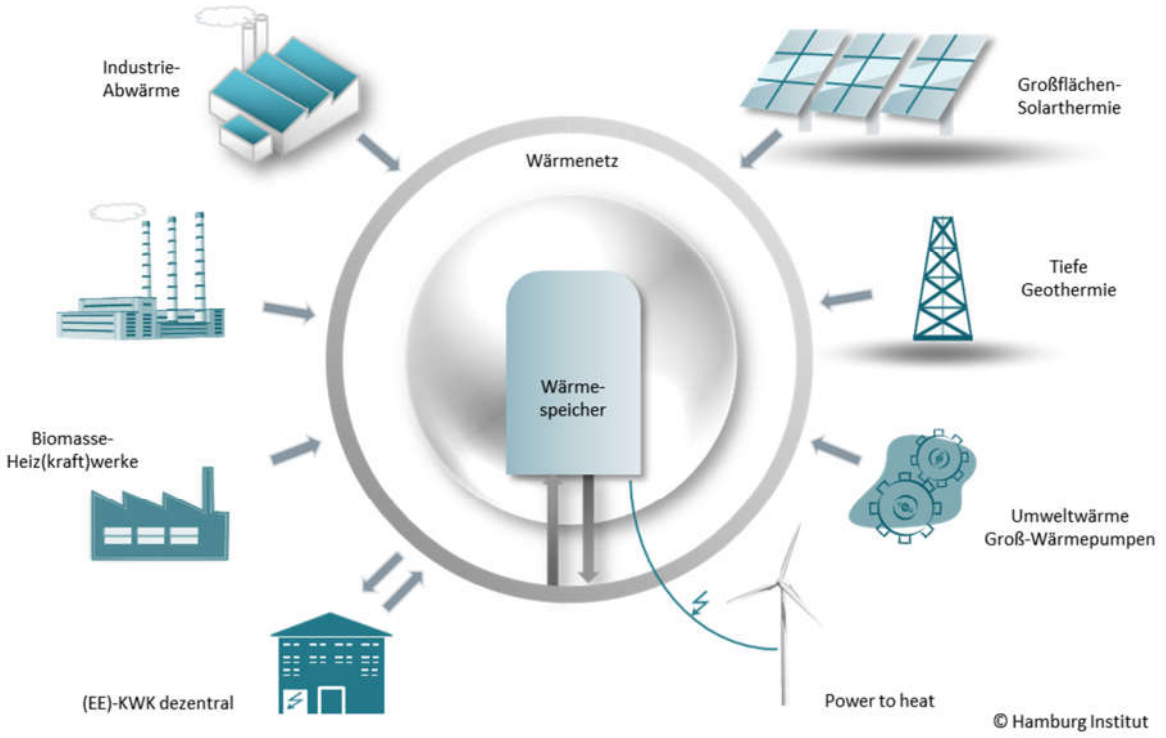

Abbildung 14: Wärmenetz als Plattform für unterschiedliche Wärmequellen

Die Versorgung über ein Wärmenetz bietet darüber hinaus eine hohe Flexibilität gegenüber veränderlichen Rahmenbedingungen. Die Erzeugereinheiten, die kürzere technische Lebensdauern aufweisen als die versorgten Gebäude oder das Wärmenetz, können basierend auf den Weiterentwicklungen von Energiemarkt und Technik relativ einfach ersetzt werden und damit viele Kunden sehr schnell umgestellt werden. Vor dem Hintergrund des derzeit stattfindenden Strukturwandels in der Energieversorgung ist dies ein großer Vorteil.

2.1.1.1 LowEx

LowEx steht für geringe Exergie. Die Exergie, oder der nutzbare Wärmeinhalt des im Netz transportierten Mediums, hängt wesentlich von der Vorlauftemperatur ab. Unter LowEx-Wärmenetzen werden in unterschiedlichen Zusammenhängen sehr verschiedene Typen von Nahwärmenetzen verstanden. Teilweise werden moderne Nahwärmenetze mit ganzjährigen Vorlauftemperaturen um ca. 70°C bereits als LowEx-Netze bezeichnet, teilweise werden darunter kalte Nahwärmenetze verstanden, deren transportierte Wärme gar nicht mehr direkt, sondern nur noch mittels Wärmepumpen nutzbar ist (siehe Kapitel 2.1.1.2).

In diesem Zusammenhang verstehen wir ein mögliches LowEx-System als Nahwärmenetz, dessen Wärme direkt nutzbar ist, dessen Vorlauftemperatur aber unterhalb der für eine herkömmliche Heizungs- und Brauchwarmwasserverteilung im Gebäude nötigen Temperatur läge, also in einen Bereich von ca. 40 bis 60 °C. Durch die Wahl eines solchen Systems entstehen bestimmte Anforderungen an die Haustechnik der Gebäude (vgl. Kapitel 2.1.1.3).

Die großen Vorteile von niedrigen Systemtemperaturen liegen vor allem in der Effizienz und Flexibilität der Erzeugerwahl und in geringeren Netzverlusten und einer höheren Langlebigkeit. Während der Einsatz von (fossilen) Brennstoffen problemlos Vorlauftemperaturen von 90°C oder mehr ermöglicht, sind insbesondere Wärmepumpen und Solaranlagen für einen effizienten Betrieb auf niedrige Temperaturen angewiesen (vgl. Kapitel 2.1.3 und 2.1.2.2).

Während die Beheizung von Neubauten auch heute bei entsprechender Planung schon problemlos mit 45°C Vorlauf oder weniger möglich ist, liegt eine grundlegende Problematik in der Gewährleistung der Trinkwasserhygiene. Dieses Problem kann durch ein Drei-Leiter-System umgangen werden, bei dem Heizungs- und Brauchwarmwasser auf unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitgestellt werden.

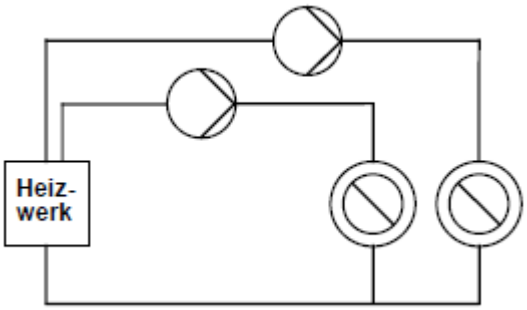

Abbildung 15: Schema Dreileiter-Wärmenetz, Darstellung nach Fraunhofer UMSICHT[2]

In diesem Fall würde der Heizungsvorlauf ca. 30-45°C betragen und der Vorlauf für das Brauchwarmwasser ca. 60-75°C. Eine naheliegende Lösung für ein Drei-Leiter-System wäre, die Heizwärme durch Wärmepumpen bereitzustellen und das Brauchwarmwasser durch eine Kombination von KWK, Biomasse-Feuerung, und/oder Solarthermie. Die Mehrkosten für die Errichtung eines Drei-Leiternetzes liegen bei ca. 25 % bezogen auf die Investitionskosten eines Zwei-Leitersystems.

Nach unserer Einschätzung ist ein LowEx-Ansatz unabhängig von der Wahl der Erzeuger zur Erreichung der formulierten Ziele unumgänglich, wenn nicht auf ein System, welches zum überwiegenden Teil auf Brennstoffen oder auf Tiefengeothermie basiert, gesetzt wird.

2.1.1.2 Kalte Nahwärme

In Unterscheidung zu einem LowEx-Wärmenetz transportiert ein kaltes Nahwärmenetz Wärme auf einem Temperaturniveau, das nicht mehr direkt nutzbar ist. Die Wärme wird dezentral mittels Wärmepumpen auf das jeweils benötigte Temperaturniveau gebracht. Bei sehr unterschiedlichen Verbrauchern kann diese Flexibilität vorteilhaft sein. Auch zum „Einsammeln“ von dezentralen Wärmequellen zur Regeneration eines Erdsondenspeichers (vgl. 2.1.2.2.5) oder eines Eisspeichers (vgl. 2.1.3.7) eignen sich kalte Nahwärmenetze.

[2] Das Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, gefunden auf http://www.leitfaden-nahwaerme.de/ (Stand: 29.06.2017)

Die Vorlauftemperaturen liegen bei solchen Systemen je nach verfügbarer Wärmequelle etwa zwischen 30°C und 0°C (bei Nutzung eines Eisspeichers). Durch die Dezentralität der Wärmeerzeuger müssen diese in kleineren Einheiten zu höheren Preisen angeschafft werden, was insgesamt zu höheren Kosten führt.

Für das Entwicklungsgebiet Oberbillwerder liegt aufgrund der hohen Gleichartigkeit der Wärmeverbraucher (weitgehend gleiches Baualter und gleiche Nutzung) ein kaltes Nahwärmesystem nicht nahe. Lediglich in Kombination mit dezentralen Solar-Luft-Kollektoren auf den Dächern, die einen gemeinsamen Saisonalspeicher regenerieren, könnte ein solches System sich als sinnvoll erweisen. Unter heutigen Marktbedingungen wäre ein bezahlbarer Wärmepreis damit aber nur durch Fördermittel zu erreichen.

2.1.1.3 Anforderungen von Niedertemperatursystemen an die Haustechnik

Durch Fußbodenheizungen und Installationen zur Gewährleistung der Trinkwasserhygiene mit geringeren Temperaturen als 60°C entstehen Mehrkosten bei der Errichtung der Gebäude. Fußbodenheizungen kommen schon heute oft auch bei konventionellen Heizungen aus Komfortgründen zum Einsatz. Ihre Anwendung ist problemlos und ermöglicht Vorlauftemperaturen von 35°C. Noch niedrigere Vorlauftemperaturen könnten durch die Aktivierung von Bauteilen (Betonkernaktivierung) erreicht werden.

Als alternative Systeme zur Gewährleistung der Trinkwasserhygiene kommen dezentrale Wohnungsstationen oder zentrale Hygiene-Durchlaufsysteme mit Filtration in Frage. Bei Wohnungsstationen zirkuliert das – nicht den Hygieneanforderungen unterliegende – Heizungswasser im Gebäude. Über einen Wärmetauscher wird unmittelbar vor der Zapfstelle kaltes Brauchwasser erwärmt. Zapftemperaturen von 40°C - 45°C sind für dezentrale Systeme ausreichend und werden auch aus Gründen des Verbrühschutzes empfohlen. Die Vorlauftemperatur im Heizungssystem muss dann ca. 3-5 K über der gewünschten Zapftemperatur liegen, also bei 43°C bis 50°C.

Ein weiterer Vorteil von dezentralen Wohnungsstationen besteht in der „3-Liter-Regel“, wonach die Verpflichtung zur regelmäßigen Beprobung und Analyse durch den Betreiber der Anlage (ggf. Vermieter) entfällt. Ein Nachteil besteht unter Umständen darin, dass der Vermieter für die Wartung der Stationen Zutritt zu den Wohnungen benötigt. Alternativ gibt es Systeme, die von Wartungsschächten außerhalb der Wohnung aus gewartet werden können. Die Mehrkosten für die Errichtung von dezentralen Wohnungsstationen werden mit ca. 15 € je m² Wohnfläche abgeschätzt.

In Ausnahmefällen kommen heute Ultrafiltrationsanlagen zum Einsatz, die einen biologischen Befall durch Abscheidung entfernen bzw. die Entstehung verhindern. Diese Anlagen sind aktuell noch nicht Stand der Technik und bedürfen einer Abstimmung mit dem zuständigen Gesundheitsamt. Der Einsatz von Ultrafiltration würde nur ca. 8 € je m² an zusätzlichen Investitionskosten verursachen, aber durch hohe Wartungskosten ca. 0,40-0,80 € zusätzliche Nebenkosten je m² verursachen. Aufgrund des zunehmenden Bedarfs an Niedertemperatursystemen sind hier bis zum Realisierungszeitpunkt des Projektgebiets aber ggf. noch erhebliche Änderungen sowohl bei den Preisen der entsprechenden Systeme, als auch bei den anerkannten Regeln der Technik möglich.

2.1.2 Erzeugungstechnologie Solarthermie

Grundsätzlich ist bei der Solarthermienutzung zwischen Aufdachsolarthermie und Freiflächensolarthermie zu unterscheiden. Während bei der Freiflächensolarthermie die benötigte Freifläche und der entsprechende Bodenpreis eine zentrale Rolle spielen, sind bei der Aufdachsolarthermie andere Faktoren entscheidend. In den folgenden Abschnitten wird auf die beiden unterschiedlichen Technologien eingegangen und es werden projektspezifische Aspekte erläutert.

2.1.2.1 Solarthermie Aufdach

Aufdachsolarthermie bedeutet, dass im Gegensatz zur Freiflächensolarthermie die Solarthermiemodule nicht auf dem Boden verankert sind, sondern stattdessen auf Dachflächen installiert werden. Zumeist findet diese Art der Solarthermienutzung dezentral statt, aber auch eine Lösung mit Einspeisung der Solarthermie in ein Wärmenetz ist denkbar.

Netzgebundene Aufdachsolarthermie ist verglichen mit Freiflächenanlagen und dezentralen Solarthermieanlagen technisch anspruchsvoll und die hydraulische Verschaltung mit dem Netz führt verglichen mit einer großen Freiflächenanlage zu etwa drei- bis fünfmal so hohen Investitionen und erhöhter Störungsanfälligkeit. Weitere Hemmnisse bestehen in der Schnittstelle zwischen Dachbesitzer und Wärmenetzbetreiber sowie der Nutzungskonkurrenz nicht nur mit Photovoltaik sondern auch mit weiteren Nutzungen wie beispielsweise Dachterassen. Die Wirtschaftlichkeit von Aufdachsolarthermie im Vergleich zu Freiflächenmodulen hängt auch von dem zugrunde gelegten Bodenpreis ab. Grundsätzlich ist dezentrale Solarthermie verglichen mit netzgebundenen Lösungen ineffizienter. Für Randbereiche im Projektgebiet mit geringer Wärmedichte können jedoch dezentrale Solarthermieanlagen durchaus sinnvoll sein.

Die Solarthermiepotenziale im Projektgebiet sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Außerdem ist dargestellt, dass bei einem solarthermischen Deckungsanteil von 25 % noch ein Potenzial zur Stromerzeugung aus Photovoltaik verbleibt, das ausreicht, um je nach Szenario 25 % bis 67 % des Strombedarfes zu decken. Bei höheren solarthermischen Deckungsanteilen in Verbindung mit Saisonalspeichern und Einspeisung in ein Wärmenetz würde sich das verbleibende PV-Potenzial noch einmal deutlich reduzieren. Durch die zahlreichen Einzel, Doppel- und Reihenhäuser, die ein besonders günstiges Verhältnis von Dachfläche zu Bruttogeschossfläche aufweisen und zu einer geringeren Wärmedichte führen, sind im Bebauungsszenario 1 Aufdachsolarthermieanlagen am ehesten vorstellbar, während im Bebauungsszenario 4 die Nutzung der Dachflächen für Photovoltaik sinnvoller erscheint.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass Aufdachsolarthermie aufgrund der aufgeführten Nachteile und der Konkurrenz mit Photovoltaik um die Dachflächen für eine Wärmenetzlösung nicht zu favorisieren ist. Sollten Randbereiche mit geringer Wärmedichte im Projektgebietes auftreten, für die sich ein Anschluss an ein Wärmenetz nicht lohnt, kann dezentrale Aufdachsolarthermie für diese Liegenschaften eine Option sein.

Tabelle 6: Solarthermiepotenziale in den Bebauungsszenarien

Szenario	Wärmebedarf [MWh]/a	ST-Potenzial [MWh/a]	PV-Ertrag bei Nutzung der restlichen Flächen (25 % Solarthermie) [MWh_{el}/a]	Anteil PV-Ertrag am Haushalts-Stromverbrauch[3] [%]
1	15.375	18.200	6.537	67 %
2	23.285	18.573	5.807	44 %
3	36.656	25.060	7.238	35 %
4	43.575	23.240	5.622	25 %

2.1.2.2 Freiflächensolarthermie

Die Errichtung großflächiger Solarkollektorfelder und die Einspeisung von Solarwärme in Wärmenetze bietet gegenüber den heute üblichen dezentralen Einzelanlagen eine aussichtsreiche und vergleichsweise kostengünstige Option. Hier sinken die Montagekosten gegenüber kleinen Dachanlagen drastisch und der spezifische Energieertrag (bezogen auf einen Quadratmeter Kollektorfläche) kann deutlich gesteigert werden. In Dänemark sind zahlreiche derartige Anlagen mit thermischen Leistungen bis zu etwa 100 MW im Einsatz und können Wärme zu wettbewerbsfähigen Preisen gegenüber fossiler Wärmeerzeugung bereitstellen.

Ein wichtiger Grund für die mögliche Kostenreduktion gegenüber der Dachvariante ist die einfache Montageart, mit der sich große Kollektorfelder von mehreren Tausend Quadratmetern an nur wenigen Tagen komplett installieren lassen.

Bei normaler Bodenbeschaffenheit ist keine Fundamentierung der Kollektormodule notwendig, sondern diese werden ähnlich wie bei Autobahn-Leitplanken auf vorkonfektionierte, in den Boden gerammte Stahlprofile aufgesetzt und zu großen Kollektorfeldern verbunden. Die Anlage kann somit bei Bedarf mit verhältnismäßig geringem Aufwand rückstandsfrei entfernt werden. Die frei aufgeständerte Anlage versiegelt den Boden nicht und ermöglicht die Anpflanzung geeigneter Vegetation zwischen den Kollektorreihen.

[3] Ohne Wärmepumpen und ohne E-Mobilität

Abbildung 16: Flachkollektoranlage in Freilandaufstellung (Foto: Hamburg Institut)

Als Kollektorbauart werden in der Regel Hochtemperatur-Flachkollektoren eingesetzt, in Einzelfällen kommen auch Kollektormodule aus Vakuum-Röhrenkollektoren zum Einsatz, insbesondere bei höherem geforderten Temperaturniveau. Die folgende Abbildung zeigt die zu erzielenden Kollektorerträge abhängig von der Kollektorbauart und der mittleren Netztemperatur des Wärmenetzes.

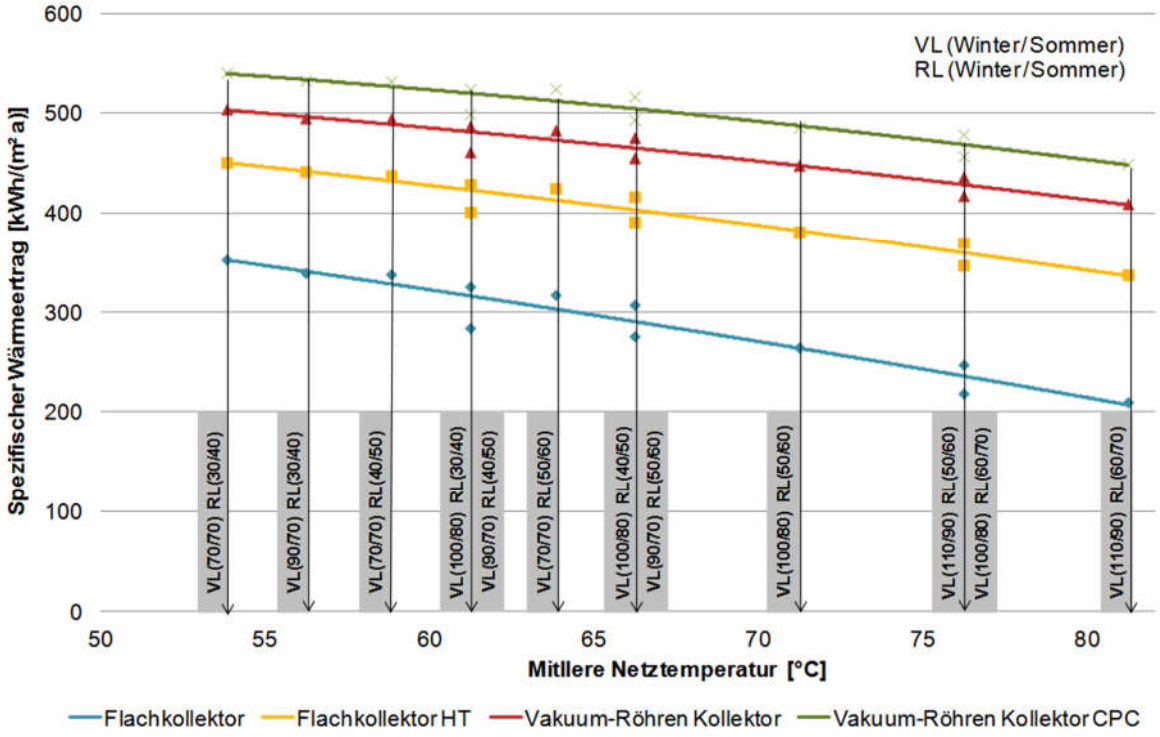

Abbildung 17: Solarer Wärmeertrag in Abhängigkeit von Kollektorbauart und Netztemperatur

Je nach Kollektorbauart und Netztemperatur sind jährliche spezifische Wärmeerträge bis zu 550 kWh je m² Kollektor möglich. Der gemessene Durchschnittsertrag realisierter Freiflächenanlagen in Dänemark liegt bei ca. 439 kWh/m².

2.1.2.2.1 Flächenbedarf

Der erforderliche Flächenbedarf für die Solarthermie hängt vor allem von der Bebauungsart (wie viele Wohneinheiten, wie viele Personen, welcher Energiestandard, wieviel gewerblicher Wärmebedarf) und dem geplanten Anteil der Solarenergie am Wärmebedarf ab.

Da sich das Solarstrahlungsangebot auf das Sommerhalbjahr konzentriert, sind solare Deckungsanteile von bis zu 20 % des Wärmebedarfs ohne weitere Maßnahmen erzielbar. Bei höheren solaren Anteilen muss die Solarwärme über saisonale Speicher (vgl. Kapitel 2.1.2.2.5) zwischengespeichert werden. Eine andere Option ist die Verwendung von sommerlichen Wärmeüberschüssen zur Deckung des Wärmebedarfs in einem benachbarten Wärmenetz.

Basierend auf den Szenarien des Wärmebedarfs sind im Folgenden die notwendigen Kollektorflächen sowie die damit korrespondierenden Landflächen für solare Deckungsgrade am Wärmebedarf zwischen 20 % und 50 % dargestellt. Ob Deckungsgrade über 20 % sinnvoll möglich sind, ist aufgrund der geologischen Gegebenheiten fraglich (vgl. Kapitel 2.1.2.2.5).

Tabelle 7: Flächenbedarfe Freiflächensolarthermie[4]

Szenarien	Wärmebedarf	Solarer Deckungsgrad		Solarer Deckungsgrad		Solarer Deckungsgrad	
		20 %		35 %		50 %	
		Kollektor	Landfläche	Kollektor	Landfläche	Kollektor	Landfläche
	MWh/a	m²	m²	m²	m²	m²	m²
1	15.375	7.452	19.374	13.627	35.430	20.026	52.068
2	23.285	11.285	29.342	20.638	53.658	30.329	78.855
3	36.656	17.766	46.191	32.489	84.471	47.745	124.137
4	43.575	21.119	54.910	38.621	100.414	56.757	147.567

Je nach Bebauungsszenario und gewünschtem solaren Deckungsgrad ergibt sich ein Flächenbedarf von etwa 2 bis zu fast 15 ha.

Bei einer angenommenen Bebauung mit 8.000 WE (Szenario 3) und einem solaren Deckungsgrad von 20 % ergibt sich ein Bedarf an Kollektorfläche von etwa 18.000 m² und damit korrespondierend ein Freiflächenbedarf von ca. 4,6 ha.

[4] Bei der Abschätzung der Flächenbedarfe wurde von einem Kollektorertrag von 439 kWh/m² ausgegangen, der sich aus dem Durchschnitt des realen Betriebs von 40 dänischen Anlagen ergibt, sowie einem angenommenen Verlust von 6 % von Kollektorfeld und Anbindung.

2.1.2.2.2 Wirtschaftlichkeit Freiflächensolarthermie

Bei großen Freiflächenanlagen können - je nach Anwendungsfall und Rahmenbedingungen, Größe der Anlage und solarem Deckungsgrad - wettbewerbsfähige Wärmegestehungskosten im Bereich von 50 €/MWh ohne öffentliche Förderung erreicht werden.

Die wesentlichen Voraussetzungen für günstige Wärmegestehungskosten sind:

- Eine ausreichende Anlagengröße (>1.000 m² Kollektorfläche),
- Einfache Anlagentechnik (z. B. Freilandaufstellung),
- Solare Deckungsanteile an der Gesamt-Wärmeerzeugung bis 20 % (d.h. Auslegung an der sommerlichen Wärmelast ohne zusätzliche Speicherinvestition)
- Möglichst niedrige Temperaturen im nachgelagerten Wärmenetz

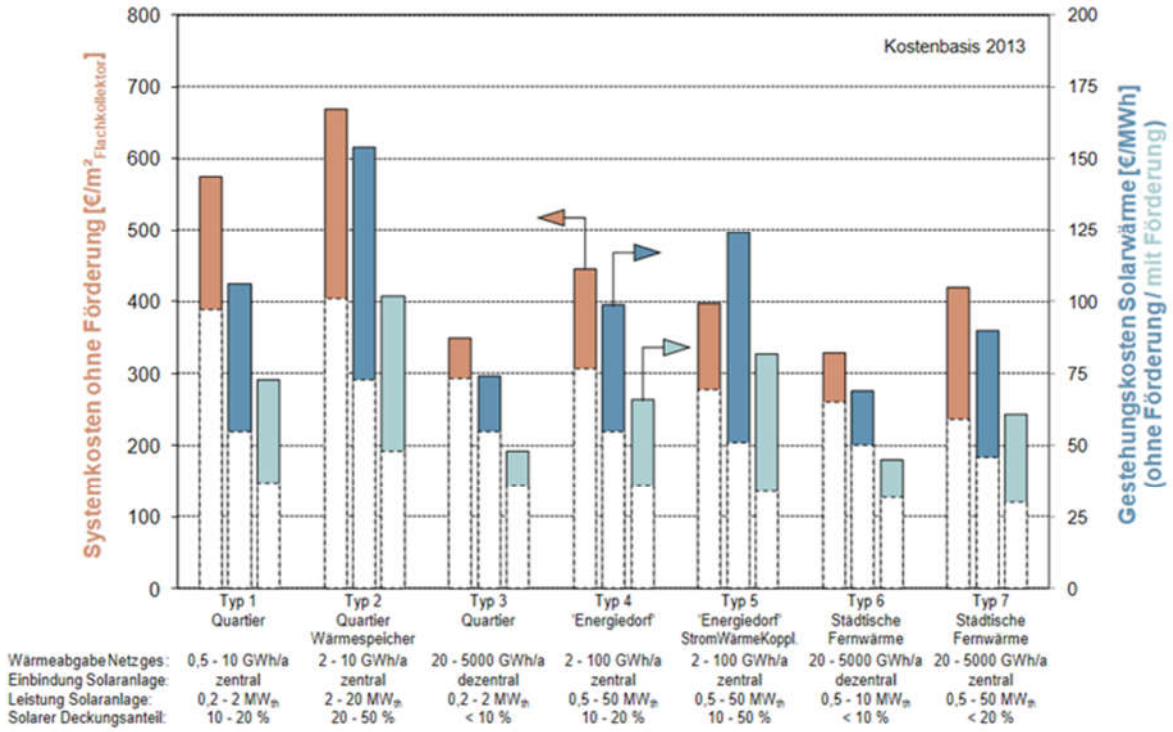

Abbildung 18: Systemkosten und Wärmegestehungskosten mit und ohne Förderung[5]

Abbildung 18 zeigt die Systemkosten und Wärmegestehungskosten für verschiedene Anwendungsfälle großflächiger solarthermischer Anlagen mit Einbindung in Wärmenetze. Es ist erkennbar, dass für die Anlagentypen 3 (dezentral eingebundene Solaranlagen in Quartieren), 6 (dezentral in städtische Fern-

[5] Solites, Hamburg Institut et.al. (2015) Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg – Grundlagen | Potenziale | Strategien, Juni 2015

wärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen) und 7 (zentral in städtische Fernwärmesysteme eingebundene solarthermische Großanlagen) die Wärmegestehungskosten am niedrigsten sind.

Die wesentlichen **Kostenkomponenten der Anlage** setzen sich zusammen aus:

- Kollektoren (Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren)
- Anlagentechnik
- Mess-, Steuerungs- und Regeltechnik (MSR)
- Übergabestation zum Netz
- Wärmespeicher
- Planung und Genehmigung

Die **operativen Kosten** bestehen im Wesentlichen aus:

- Versicherung
- Abrechnung und sonstige Verwaltung
- Laufende technische Wartung
- Pumpenstrom
- Pflege des Geländes

Eine beispielhafte Abschätzung der Wirtschaftlichkeit für eine Anlage mit 10.000 m² Kollektorfläche zeigt folgende Tabelle:

Tabelle 8: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 10.000 m² Kollektoranlage[6]

Kollektorfeld HT-Flachkollektoren (10.000 m²)	**2.214.000**	**€**
Gebäude	111.000	€
Anlagen- und MSR-Technik	222.000	€
Planung	127.000	€
Investition ohne Förderung	2.674.000	€
Förderung (KfW-Bank)	1.070.000	€
Investition mit Förderung	**1.604.000**	**€**
Jährliche Kapitalkosten (Verzinsung 4%, 25 Jahre)	**173.000**	**€/a**
Instandhaltung und Betrieb	33.000	€/a
Summe Jahreskosten	**206.000**	**€/a**
Wärmegestehungskosten ohne Förderung	51	€/MWh
Wärmegestehungskosten mit Förderung (Jahresproduktion 4.040 MWh/a)	**33**	**€/MWh**

[6] Hamburg Institut (2016): Förder- und Finanzierungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermieanlagen (im Rahmen des Forschungsprojektes SolnetBW)

Das Kollektorfeld dominiert mit über 80 % die Investition. Nicht einbezogen in die obige Betrachtung sind Aufwendungen für das Grundstück, mögliche Umzäunungen, die Anbindungsleitung an das Wärmenetz und Wärmespeicher. Falls hohe Pachtpreise für das genutzte Grundstück gezahlt werden müssten, kann sich die Wirtschaftlichkeit deutlich verschlechtern. Ein üblicher Pachtpreis für landwirtschaftlich genutzte Flächen hätte nur wenig Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Wird jedoch ein Pachtpreis angesetzt, der sich an erschlossenem Bauland orientiert, würde dies den Kostenvorteil gegenüber Aufdachanlagen kompensieren.

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist zu beachten, dass die Wärmekosten im Wesentlichen durch die Investitionen, also den Kapitaldienst, bestimmt werden. Betriebskosten und Wartungskosten spielen nur eine sehr untergeordnete Rolle, da keine Brennstoffe benötigt werden und kaum bewegte Teile eingesetzt werden, die einem Verschleiß unterliegen. Das ermöglicht eine hohe Kostensicherheit für Betreiber und Verbraucher unabhängig vom Energiemarkt.

Für solare Wärmenetze stehen attraktive Fördermöglichkeiten des Bundes zur Verfügung. Bei Inanspruchnahme der Förderung sind bei günstigen Voraussetzungen Wärmegestehungskosten von unter 30 €/MWh möglich. Die Höhe der Förderung ist u. a. abhängig von der Art und Größe des investierenden Unternehmens.

2.1.2.2.3 Kombinierte Flächennutzung (Landwirtschaft, Naturschutz, Lärmschutz etc.)

Die Nutzungskonkurrenz bei vorhandenen Freiflächen ist insbesondere in Hamburg sehr groß. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Energiegewinnung grundsätzlich Raumbedarf beansprucht und Wärme im Gegensatz zu Strom nicht über weite Entfernungen transportiert werden kann. Basierend auf der Zielstellung der langfristigen Klimaneutralität stellt der Einsatz von fossilen Brennstoffen wie Erdgas keine Option dar. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen wie etwa der Biomasse zeichnet sich die Solarthermie durch eine um den Faktor 30-40 bessere Flächeneffizienz aus.

Vor dem Hintergrund des im Fall der Bebauung von Oberbillwerder ohnehin stattfindenden großen Eingriffs in Grünland und landwirtschaftliche Flächen ist die Bereitstellung von zusätzlichen Freiflächen für solarthermische Anlagen im Projektgebiet jedoch eine anspruchsvolle Aufgabe.

Mögliche Maßnahmen zur Verringerung oder Vermeidung von Freiflächenbedarf für die Solarthermie bzw. Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz der Flächenbereitstellung können wie folgt strukturiert werden:

- Kombination mit landwirtschaftlicher Nutzung
- Kombination mit Naturschutzaspekten
- Nutzung wasserwirtschaftlicher Retentionsflächen
- Nutzung einer ggfls. zur errichtenden Lärmschutzwand
- Nutzung der Dachflächen anstatt Freiflächen (→ Kap. 2.1.2.1 Solarthermie Aufdach)

Kombination Solarthermie mit landwirtschaftlicher Nutzung

Eine Möglichkeit zur Minderung des Flächenbedarfs bzw. zur Steigerung der Akzeptanz der Flächenbereitstellung könnte eine kombinierte energetische und landwirtschaftliche Nutzung darstellen. Bereits heute wird bei zahlreichen Anlagen in Dänemark die Freiflächensolarthermie mit Beweidung der Freiflächen durch Schafe, Ziegen, Pferde oder Rinder realisiert. Gegenüber einer intensiven landwirtschaftlichen Nutzung ist diese Grünlandnutzung mit ökologischen Vorteilen verbunden.

Abbildung 19: Schafbeweidung im Kollektorfeld (Foto: Hamburg Institut)

Einen Schritt weiter geht das vom Hamburg Institut entwickelte Konzept der solaren Nachbarschafts-Gewächshäuser. Das Konzept bietet eine Errichtung der Solarkollektoren in einem multifunktionalen Konzept an, das sich sinnvoll in die gartenbauliche Historie des Plangebiets Oberbillwerder einbettet und aktuelle gesellschaftliche Entwicklungen aufgreift. Es kann so einen zusätzlichen Mehrwert für die Bürgerinnen und Bürger generieren und den Weg zur Errichtung der solarthermischen Anlagen ebnen.

Das Konzept zielt auf den Aufbau sozialer wie ökologischer Infrastrukturen: Nachhaltige, kostengünstige und gemeinschaftliche Selbstversorgung mit frischen Lebensmitteln („Urban Gardening“) wird mit neuen Technologien zur Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien zusammengeführt.

Abbildung 20: Solare Nachbarschaft-Gewächshäuser (© Hamburg Institut, Visualisierung bloomimages)

Die Solarkollektoren werden in diesem Konzept bautechnisch mit eigens dafür konstruierten Gewächshäusern verknüpft. Neben der solarthermisch erzeugten Wärme bietet es einen weiteren Mehrwert, indem Nachbarschaften zur nachhaltigen Nahrungsmittelproduktion aktiviert werden und der gesellschaftliche Zusammenhalt in urbanen Räumen gestärkt wird. Treibhausgasemissionen werden somit bei diesem Konzept nicht nur bei der Energie-, sondern auch bei der Lebensmittelproduktion eingespart.

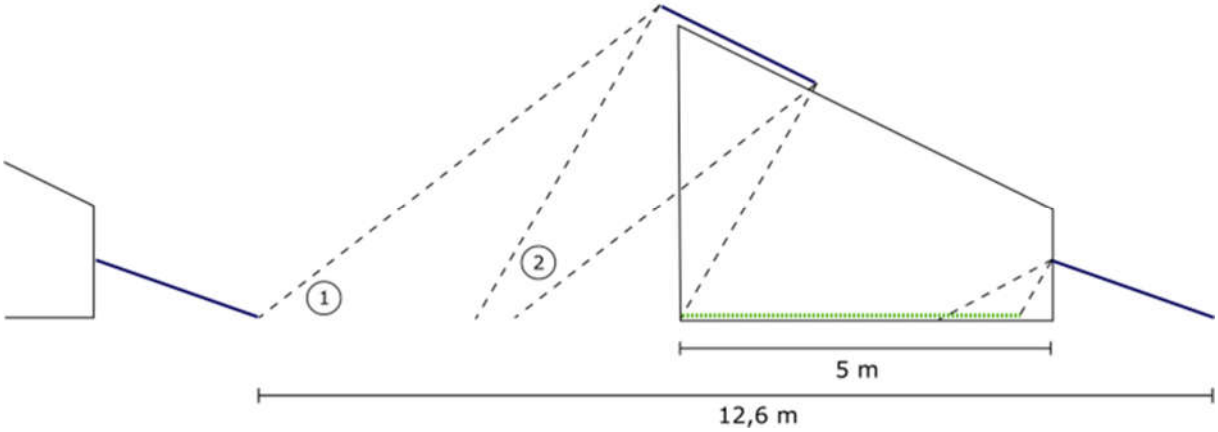

Abbildung 21: Skizze der solaren Gewächshäuser im Querschnitt[7]

[7] Die Kollektoren (blau) sind vor und auf dem Gewächshaus angeordnet. Ihre Länge entspricht der Länge eines Arcon-Sunmark HT-HEATstore Kollektors. Die gestrichelten Linien zeigen die stärkste Verschattung in Hamburg zum 21.3. und 21.9. (1) und die Verschattung beim Sonnenhöchststand am 21.6. (2). Des Weiteren sind die Länge des Gewächshauses und die Gesamtlänge einer Einheit angegeben. Die Skizze ist nicht maßstabsgetreu.

Die solaren Gewächshäuser schaffen einen Ort der Begegnung, einen Ort für den Anbau gesunder und regionaler Lebensmittel und einen Ort für die Produktion sauberer und erneuerbarer Wärme. Dies wird durch die Kombination von solarthermischen Kollektoren mit Gewächshäusern für gemeinschaftliche Landwirtschaftsprojekte möglich.

Durch das Konzept werden mehrere aktuelle gesellschaftliche Entwicklungen eingebunden. Dies sind die Entwicklung eines erneuerbaren Energiesystems, die Bildung neuer Gemeinschaften im städtischen Zusammenleben, sowie die Rückbesinnung auf gesunde, umweltverträgliche und regionale Nahrungsmittel.

Die unter dem Sammelbegriff Urban Gardening bekannten Projekte finden in Hamburg wie in anderen Städten stetigen Zulauf. Neben Projekten unter freiem Himmel existieren schon heute auch solche in Gewächshäusern. Beispielsweise bewirtschaftet das Hamburger Projekt „Hof vorm Deich“ mehrere Gewächshäuser (Website: http://hofvormdeich.de/).

Abbildung 22: Gemeinschaftlich bewirtschaftete Gewächshäuser: Ein Ort für die Landwirtschaft, die Begegnung und das Lernen (Quelle: gartenpiraten.net/hofvormdeich.de).

Für die landwirtschaftliche Bewirtschaftung der solaren Gewächshäuser bieten sich verschiedene Konzepte an:

- Das niederländische Konzept der „Polycultures“ basiert auf pflanzlichen Symbiosen, die durch eine gleichzeitige Pflanzung verschiedener Arten oder durch sinnvolle Fruchtfolgen im Jahreszyklus ausgenutzt werden. Das Konzept wurde speziell für die Gewächshausbepflanzung entworfen.[8]
- Des Weiteren ist die Bepflanzung nach den Grundsätzen der „Permakultur“ zu betrachten. Durch dieses ganzheitliche Konzept können bei nachhaltiger Ressourcennutzung beständige Erträge erzielt werden, die darüber hinaus auf kleinem Raum eine hohe Sortenvielfalt zulassen.
- Als dritte Bewirtschaftungsform kommt die Pflanzung von verschiedenen Arten nebeneinander infrage. Dieses in der Bewirtschaftung sehr simple Konzept bringt hohe Flexibilität mit sich und benötigt vergleichsweise wenig Vorwissen.

[8] http://www.innovatieglastuinbouw.nl/media/registered_downloads/p/polydome_applied_20130427.pdf (Stand: 29.06.2017)

In allen Konzepten stellt die leichte Verschattung, die es im vorderen Teil des Gewächshauses gibt, keine große Schwierigkeit dar.

Durch die Einbindung lokaler Initiativen oder lokaler Gartenbaubetriebe für die gärtnerische Bewirtschaftung der Gewächshäuser kann der langfristige Betrieb der Gewächshäuser gesichert werden.

Wirtschaftliche Bewertung

Die Kombination von Solarthermie und Gewächshäusern ist im Projekt „Envelope Power Greenhouse II“[9] entwickelt und erprobt worden. Im hier vorgeschlagenen Konzept wird jedoch ein anderer technisch-wirtschaftlicher Ansatz verfolgt: Das Nachbarschafts-Gewächshaus zielt nicht auf eine Maximierung der professionellen Lebensmittelproduktion, sondern primär auf eine kostengünstige Produktion von erneuerbarer Wärme bei gleichzeitiger Möglichkeit der Umsetzung von Urban Gardening. Es sollen daher in Serie produzierte, kostengünstige Solarkollektoren zum Einsatz kommen. Die geringere Gewächshaus-Nutzfläche und die leicht erhöhte Verschattung sind für den nicht gewerblichen Gewächshausbetrieb irrelevant. Die Gewächshäuser selbst werden nicht beheizt.

Gegenüber einer üblichen Freiflächenmontage können bei Verwendung der Solar-Gewächshäuser weniger Quadratmeter Kollektorfläche je Landfläche errichtet werden. Hier ist mit einer Einbuße von etwa 15-20 % zu rechnen. Zudem ist die Montageart kostenaufwändiger. Dem gegenüber stehen mögliche Pachteinnahmen für die landwirtschaftliche Nutzung und die höhere Akzeptanz bei der Flächenbereitstellung.

Kombination mit Naturschutzaspekten

Bei der Beurteilung der Flächenbereitstellung von ehemals landwirtschaftlich genutzten Flächen für eine Freiflächensolarthermieanlage kann diese Nutzungsänderung mit deutlichen Vorteilen für Flora und Fauna verbunden sein.

Auf der Grundlage eines ökologischen Flächenkonzepts kann die Biodiversität der Fläche gegenüber dem Status quo deutlich gesteigert werden und es lassen sich Refugien für bedrohte Tier- und Pflanzenarten schaffen. Auch der Eintrag von Düngemitteln und Pflanzenschutzmitteln in Boden und Wasser wird verringert.

[9] www.sun-orbit.de/envelope-power-greenhouse-ii/ (Stand: 29.06.2017)

Abbildung 23: Ökologisches Flächenkonzept Solaranlage Crailsheim (Foto: Lorinser)

Ein gutes Beispiel für ein gelungenes ökologisches Flächenkonzept im Rahmen einer solaren Wärmeversorgung ist die Realisierung der solaren Quartiersversorgung „Hirtenwiesen“ der Stadtwerke Crailsheim.

Bei der Planung der Solaranlage wurde der Naturschutz als integraler Bestandteil des Gesamtkonzepts von Beginn an berücksichtigt und es wurden lokale Akteure in die Planung und Umsetzung einbezogen. Auf der Basis eines umfassenden Leit- und Zielartenkonzepts für Flora und Fauna konnte im Ergebnis eine bemerkenswerte Artenvielfalt im Gebiet erreicht werden. Der Lebensraum wurde für Tier und Mensch deutlich aufgewertet.[10]

Nutzung einer ggfls. zu errichtenden Lärmschutzwand

Sollte für das Projektgebiet ein Lärmschutzwall oder eine Lärmschutzwand erreichtet werden, kann diese Fläche zur solaren Energiegewinnung beitragen. Da die Bahngleise, und damit die Lärmquelle, sich südlich vom Projektgebiet befinden, ist die Ausrichtung der geneigten Flächen aus Ertragssicht optimal. Sowohl eine Nutzung für Solarthermie als auch eine PV-Nutzung sind denkbar. Ein Lärmschutzwall im Projektgebiet hätte eine Grundfläche von etwa 3 ha bei einer Länge von ca. 1500 m. Bei einer Neigung von 33° können Solarthermie- oder PV-Module parallel zur Böschung angebracht werden. Ob die Schallreflexionswirkung der Solarthermie- oder PV-Module zu erheblichen Beeinträchtigungen für den Stadtteil Neuallermöhe führt, ist gesondert zu untersuchen.

[10] Stadtwerke Crailsheim: Technik, Ökologie und Lebensqualität im Einklang – Das Crailsheimer Solarthermie-Projekt

Das Potenzial eines beispielhaften Lärmschutzwalls und einer senkrechten Lärmschutzwand zur Wärmeerzeugung aus Solarthermie oder alternativ zur Stromerzeugung aus PV-Anlagen ist in Tabelle 9 dargestellt. Der Ertrag hängt neben der Kollektorfläche bei PV-Anlagen auch von der Neigung, mit einem Optimum in der Nähe von 30°, ab. Ein Lärmschutzwall führt daher zu erheblich höheren Potenzialen als eine Lärmschutzwand, ist jedoch aufgrund der Neigung mit deutlich größerem Flächenbedarf verbunden. So reicht das Solarpotenzial für den Lärmschutzwall aus, um etwa 7 % des Wärmebedarfes oder 5 % des Strombedarfes im Bebauungsszenario 3 mit 8000 WE zu decken, während in der Variante mit Lärmschutzwand nur ca. 2,5 % Deckungsanteil der Wärme- oder Stromversorgung erreicht werden.

Tabelle 9: Solare Potenziale Lärmschutzwand/Lärmschutzwall

Annahmen	Lärmschutzwall	Lärmschutzwand
Länge	1500 m	1500 m
Höhe	4 m	4 m
Neigung	33°	90° (senkrecht)
Fläche	11.016 m²	6.000 m²
PV-Ertrag	1.120 MWh	473 MWh
ST-Ertrag	2.570 MWh	980 MWh

Nutzung wasserwirtschaftlicher Retentionsflächen

Eine Möglichkeit der Flächenbereitstellung für die solarthermische Wärmeerzeugung wäre ggfls. die Nutzung wasserwirtschaftlicher Retentionsflächen.

Da im Plangebiet ein sehr hoher Grundwasserstand vorherrscht und aufgrund der Bodenbeschaffenheit eine Versickerung von Niederschlagswasser nicht gegeben ist (→ s. Studie zur Entwässerung), wird es erforderlich sein, größere Flächen von Bebauung freizuhalten, um über Verdunstung den Wasserhaushalt zu regulieren.

Hier wäre zu prüfen, ob eine Nutzung dieser Flächen für die gleichzeitige Produktion solarer Wärme möglich ist. Grundsätzlich sind Freiflächensolarthermieanlagen auf solchen Flächen denkbar. Allerdings ist die Anpflanzung von Bäumen, die die Verdunstung begünstigen würden, innerhalb eines Kollektorfelds wegen der möglichen Verschattung nicht sinnvoll.

Weitere Einschränkungen bestehen in der flächenhaften Anordnung dieser Retentionsflächen im Plangebiet. Voraussichtlich wird es sich bei diesen Flächen um langgestreckte Flächen entlang der Grabenstruktur handeln. Dies ist für eine Solarthermienutzung hydraulisch sehr ungünstig.

2.1.2.2.4 Nutzung von Freiflächen außerhalb des Projektgebiets

Eine andere Möglichkeit der Realisierung einer Freiflächensolarthermieanlage besteht in der Nutzung von Freiflächen, die zwar nicht im Projektgebiet selbst verortet sind, jedoch im näheren Umfeld, sodass eine Anbindung per Wärmetrasse an das Projektgebiet ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist. Bei einer großen Solarthermieanlage kann diese Entfernung einige Kilometer betragen.

Hier stehen insbesondere solche Flächen im Fokus, die für Wohn- oder Gewerbeansiedlung nicht geeignet sind und die aus der Sicht des Landschafts- und Naturschutzes dafür in Frage kommen. Dies betrifft z.B. Deponiestandorte oder die Randbereiche von Verkehrsflächen.

Nutzung von Autobahn-Randflächen

In Abbildung 24 und Abbildung 25 sind exemplarisch in rot Randflächen entlang der Bundesautobahn 25 dargestellt, die südlich des Projektgebietes verläuft. Aufgrund des länglichen Kollektorfeldes und der daraus resultierenden ungünstigeren hydraulischen Verschaltung ist ohne Berücksichtigung von Grundstückskosten mit Mehrkosten von etwa einem Drittel gegenüber gewöhnlichen Freiflächenanlagen zu rechnen.

Grundstückskosten für die Autobahnböschung fallen voraussichtlich nur in geringem Maße an, wenn mit der Bundesfernstraßenverwaltung/Verkehrsbehörde eine einvernehmliche Vereinbarung für die Grünpflege im Rahmen einer Anpachtung oder Überlassung mit entsprechenden Pflege-, Zugangs- und sonstigen Auflagen getroffen würde. Die Übernahme der Grünpflege ist auch eine Kostenentlastung für die Straßenverwaltung.

Die südlichen, an die Bundesautobahn 25 angrenzenden Flächen werden zurzeit intensiv für die fossile Energiegewinnung, zur Förderung von Erdöl, genutzt. Auch diese Flächen wären potenziell für die Errichtung einer solarthermischen Freiflächenanlage geeignet. Die landwirtschaftliche Grünschnittnutzung ist gering. Auf dem Gelände sind diverse Rohrleitungen unterirdisch verlegt. Eine Konkurrenz zu der Erdölfördertätigkeit bestände nicht. Da die Grundstücke in öffentlicher Hand sind, ist es sinnvoll, sie für die solarthermische Nutzungsdauer (25 Jahre) zu überlassen oder zu verpachten. Auch eine Vereinbarung mit dem heutigen Pächter unter Zustimmung des Eigentümers ist denkbar.

Abbildung 24: Abschnitt der Bundesautobahn 25 (AS Nettelnburg)

Abbildung 25: Abschnitt der Bundesautobahn 25 (AS Bergedorf)

Nutzung von Flächen der Schlickdeponie Feldhofe

Am Standort Feldhofe betreibt die HPA (Hamburg Port Authority) eine Deponie zur Einlagerung von Baggergut aus dem Hafen. Die Deponie Feldhofe wird seit dem Jahr 2001 genutzt und umfasst eine Fläche von ca. 78 Hektar.

Abbildung 26: Baggergutmonodeponie Feldhofe

Die Einlagerung von Baggergut wird in den nächsten Jahren voraussichtlich an diesem Standort beendet werden, sodass eine Nachnutzung dieser Fläche ansteht. Die Nutzung einer Teilfläche für eine Freiflächensolarthermieanlage würde sich hier anbieten. Dies könnte ggfls. auch zeitlich vor der Beendigung der Einlagerung erfolgen.

Die möglicherweise zur Verfügung stehenden Flächen sind sehr groß und würden eine Dimensionierung zulassen, die über das Plangebiet Oberbillwerder hinausgeht und umliegende bestehende Wärmenetze (z.B. Neuallermöhe-West) mit einbezieht.

Abbildung 27: Umfeld der Deponie Feldhofe und Entfernung zum Plangebiet

Die Deponie liegt direkt am Autobahnkreuz Moorfleet und ist etwa 4 km Luftlinie vom Plangebiet entfernt. Eine Anbindetrasse über diese Distanz ist für eine große solarthermische Freiflächenanlage mit hoher thermischer Leistung in Beispielprojekten wirtschaftlich realisierbar, zumal der mögliche Trassenverlauf im Wesentlichen über unbefestigtes Gelände führen sollte, was die spezifischen Investitionskosten reduziert. Es ist eine Querung der Bahngleise notwendig, für die die ohnehin geplanten Durchstiche zwischen Neuallermöhe und Oberbillwerder genutzt werden könnten.

2.1.2.2.5 Saisonale Wärmespeicherung

Die solare Strahlungsenergie konzentriert sich in Hamburg zu etwa ¾ auf das Sommerhalbjahr. Zu den Zeiten des größten solaren Energieangebots ist jedoch gleichzeitig die Wärmenachfrage eher gering und wird hauptsächlich durch den Warmwasserbedarf determiniert.

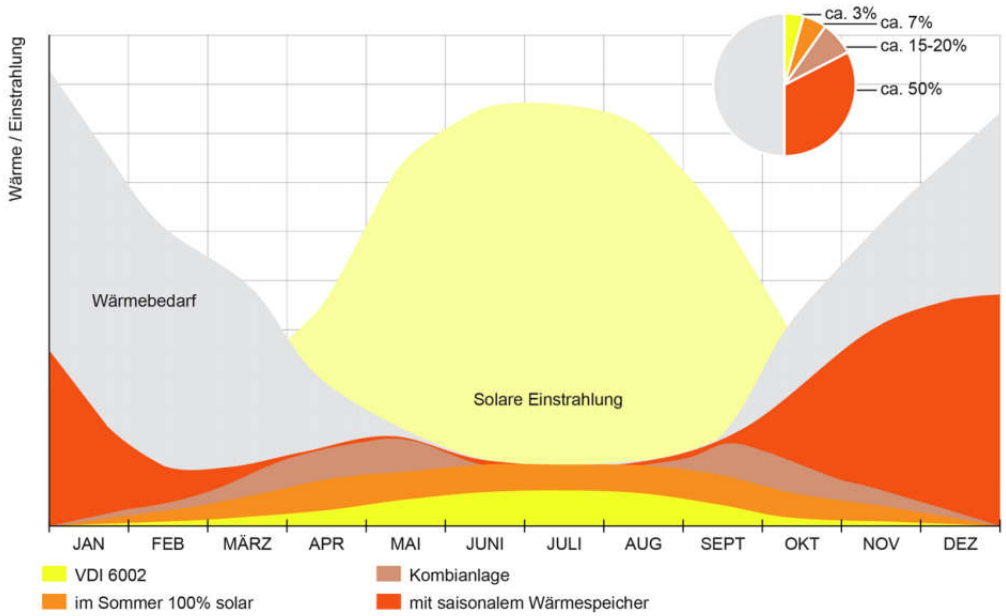

Abbildung 28: Schema Jahresverlauf Solarstrahlung und Wärmebedarf (Grafik: solites)

Ohne eine größer dimensionierte Zwischenspeicherung der solar erzeugten Wärme ist ein solarthermischer Deckungsgrad am Wärmebedarf von etwa 20 % erreichbar. Werden höhere solare Deckungsgrade gewünscht, muss die Wärme aus dem Sommerhalbjahr über saisonale Wärmespeicher bis zur Verwendung in der Heizperiode gespeichert werden. Dies erfordert zusätzliche Investitionen und erhöht damit die Wärmegestehungskosten. In der Praxis wurden bisher Versorgungssysteme mit einem solaren Anteil am Wärmebedarf bis zu 50 % realisiert.

Auch bei anderen Arten von kostengünstiger Grundlastwärme, etwa der gewerblichen Abwärme (vgl. Kapitel 2.1.3.6), die aufgrund des jahreszeitlichen Lastverlaufs nicht in vollem Umfang genutzt werden können, ist der Bau von Saisonalspeichern eine Option.

Bauarten von Saisonalspeichern

In der Praxis haben sich verschiedene Bauarten von Saisonalspeichern etabliert:

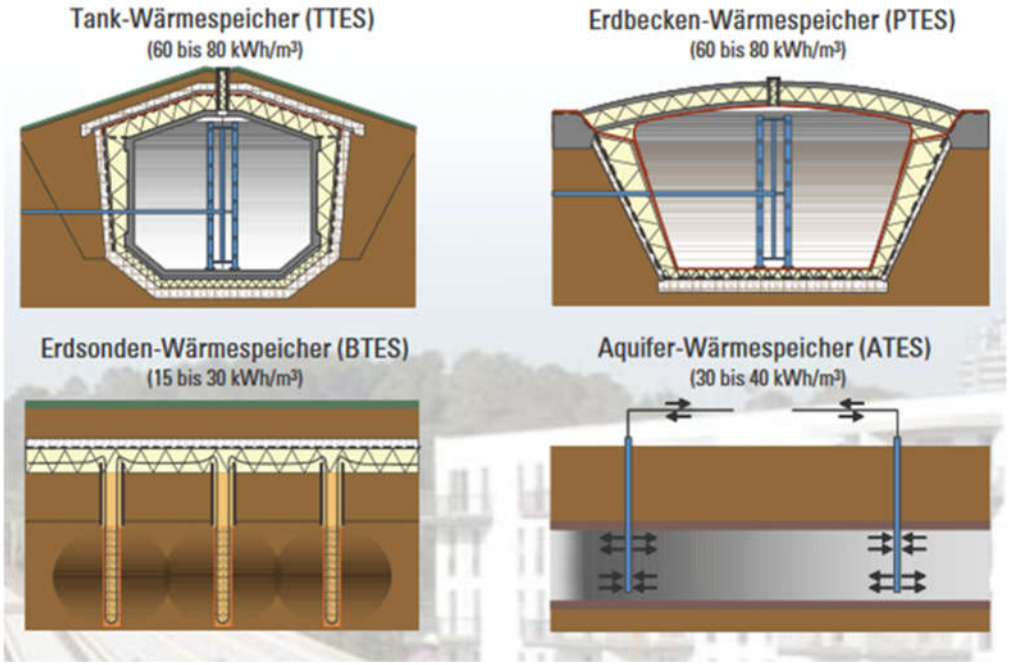

Abbildung 29: Bauarten von Saisonalspeichern (Grafik: solites)

- Tank-Wärmespeicher sind mit Wasser gefüllte, meist unterirdisch angeordnete Stahlbetonbehälter mit einer Innenauskleidung (→ Beispiel Hamburg Karlshöhe)
- Erdbecken-Wärmespeicher bestehen aus einem künstlich angelegten Erdbecken, das mit Wasser oder einem Kies-Wasser-Gemisch gefüllt und mit einem Deckel verschlossen ist. [11]
- Bei Erdsonden-Wärmespeichern dient Gestein im Untergrund mithilfe von wasserdurchflossenen Erdwärmesonden zur Wärmespeicherung.
- Bei Aquifer-Wärmespeichern werden unterirdische, wasserführende Gesteinsschichten durch Bohrungen erschlossen und zur Wärmespeicherung genutzt.

Im Folgenden werden die charakteristischen Eigenschaften der verschiedenen Typen von Saisonalspeichern vergleichend gegenübergestellt:

[11] Bei neueren Erdbeckenspeichern dänischer Bauart besteht die Behälterwand nur aus einer Folie und der Deckel ist eine auf dem Wasser schwimmende Dämmschicht.

Tabelle 10: Vor- und Nachteile der Bauarten von Saisonalspeichern

	Vorteile	Nachteile
Tank	▪ Einfach skalierbare Kapazität ▪ Geringe Wärmeverluste und hoher Wirkungsgrad auch bei kurzen Zyklen ▪ Hohe Energiedichte ▪ Hohes Wärmequalitätsniveau ▪ Hohe Lade- und Entladeleistung	▪ Vergleichsweise hoher spezifischer Installations-Preis ▪ Nachteilige ästhetische Effekte auf die Landschaft
Erdbecken	▪ Einfach skalierbare Kapazität ▪ Geringe Wärmeverluste und hoher Wirkungsgrad auch bei kurzen Zyklen ▪ Hohe Energiedichte ▪ Hohes Wärmequalitätsniveau ▪ Hohe Lade- und Entladeleistung ▪ Geringere nachteilige ästhetische Effekte	▪ Nicht an jedem Ort einsetzbar (Größe der Hülle und notwendige Bodenbeschaffenheit), insbesondere in dicht besiedelten Gebieten mitunter schwierig
Erdsonden	▪ Ab einem Volumen von ca. 10 000 m³ preisgünstiger als Tank und Erdbecken ▪ Große realisierbare Kapazität ▪ Relativ geringe nachteilige ästhetische Effekte auf die Landschaft ▪ Erhöhung der Kapazität durch einfache zusätzliche Bohrungen möglich	▪ Vergleichsweise hohe Wärmeverluste ▪ Niedrigere Energiedichte (typischerweise um den Faktor 3 geringer als bei wasserführenden Systemen) ▪ Geringere Auf- und Entladeleistung ▪ Risiko der Grundwasserbeeinträchtigung ▪ Einsetzbarkeit abhängig von geologischen Gegebenheiten ▪ Stetig abnehmendes Temperaturniveau während der Entladephase und damit geringer Wirkungsgrad
Aquifer	▪ Vergleichsweise niedriger spezifischer Installationspreis bei großen Speichervolumina ▪ Große realisierbare Kapazitäten ▪ Gut geeignet für gleichzeitige Wärme- und Kältespeicherung ▪ Keine nachteiligen ästhetischen Effekte	▪ Vergleichsweise hohe Wärmeverluste ▪ Risiko der Grundwasserbeeinträchtigung ▪ Einsetzbarkeit abhängig von seltenen geologischen Gegebenheiten (Verfügbarkeit einer wasserführenden und abgedichteten Schicht) ▪ Lokale biologische Auswirkungen durch Erwärmung kalter geologischer Schichten

Eignung für das Projektgebiet

Die im Plangebiet vorherrschenden Rahmenbedingungen engen die Optionen für die Bauart eines möglichen Saisonalspeichers deutlich ein. Dies betrifft in erster Linie die Bodenbeschaffenheit, denn aus statischen Gründen sind die Speicher zumindest teilweise im Erdreich eingelassen. Der Untergrund trägt dabei die statische Last des Wasserinhalts mit.

Durch den hohen Grundwasserstand im Plangebiet würde der Bau der Anlagen mit einer Tiefe von 15-20 m im Erdboden durch die Wasserhaltung sehr teuer. Noch deutlich wichtiger ist jedoch der durch das Wasser hervorgerufene Wärmetransport in die Umgebung. Durch das im Untergrund anstehende Wasser würde der Speicher schnell auskühlen und nur eine geringe Effizienz aufweisen. Damit sind Tank-Wärmespeicher, Erdbecken-Wärmespeicher und Erdsonden-Wärmespeicher für eine Anwendung in Oberbillwerder nur wenig geeignet.

Unter den oben betrachteten Bauarten ist einzig der Aquifer-Wärmespeicher eine realistische Option für das Plangebiet. Hierbei wird die Wärme in einen tief liegenden Grundwasserleiter eingespeichert, der zu den darüberliegenden Erdschichten durch eine wasserdichte Schicht abgetrennt ist.

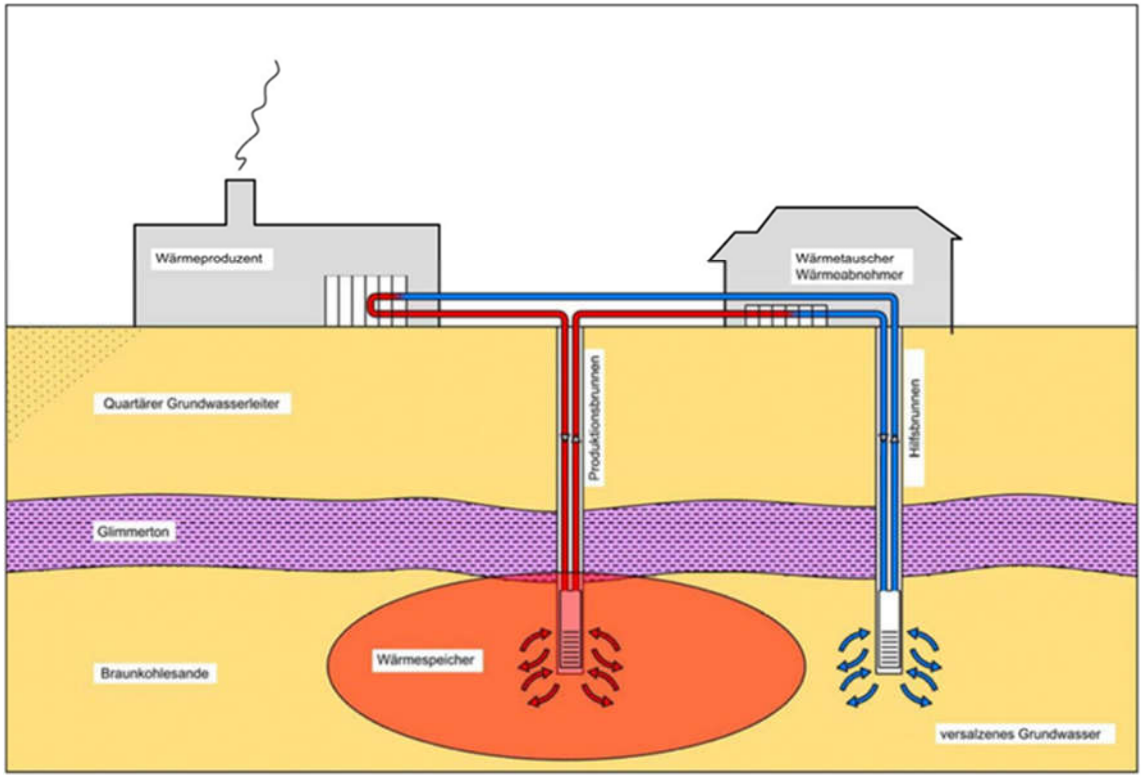

Abbildung 30: Funktionsschema Aquiferspeicher (Grafik: Consulaqua)

Nach Auskunft der Experten von Consulaqua (Hamburg Wasser) könnten am Standort günstige geologische Bedingungen für einen Aquiferspeicher vorliegen. Die geologischen Voraussetzungen und die mögliche Genehmigungsfähigkeit eines derartigen Speichers sollten im weiteren Verlauf des Projekts detaillierter geprüft werden, falls die saisonale Speicherung von Wärme näher in Erwägung gezogen wird.

Gegenüber den anderen Bauarten zeichnet sich der Aquiferspeicher durch vergleichsweise geringe Wärmespeicherkosten aus. Es ist mit ca. 1-2 ct Speicherkosten je kWh zu rechnen. Darüber hinaus beansprucht der Aquiferspeicher nahezu keine Flächen.

2.1.2.2.6 Verknüpfung mit den Bestandsnetzen

Eine sinnvolle Alternative zur Errichtung eines Saisonalspeichers für das Plangebiet ist die Nutzung der umliegenden Wärmenetze als Wärmelast für sommerliche Wärmeüberschüsse.

Anstatt die Wärme mit unvermeidlichen Wärmeverlusten im Projektgebiet für die Heizperiode zu speichern, könnten diese Wärmeströme den sommerlichen Bedarf in den benachbarten Netzen decken. Damit würden die Investitionskosten für den Speicher entfallen und es könnte derzeit fossil erzeugte Wärme in den Nachbarnetzen verdrängt werden.

Von Seiten der aufnehmenden Netze würde die importierte Wärmemenge vergütet werden. In diesem Fall würde die Wärme mit den Brennstoffkosten des aufnehmenden Wärmesystems konkurrieren. Diese Lösung erfordert eine hydraulische und vertragliche Kopplung mit den bestehenden Netzen und

die technische Ausführung, um eine derartige Einspeisung zu ermöglichen. Die Einspeisung sollte zentral an der Energiezentrale Ladenbeker Furtweg (für das Netz Bergedorf-West) bzw. an der Wärmebringleitung von der Energiezentrale zum Netz Neuallermöhe-West erfolgen.

Über eine bilanzielle Zurechnung der exportierten Wärmemengen könnten die Wärmeströme dem Quartier Oberbillwerder zugerechnet werden.

2.1.3 Erzeugungstechnologie Wärmepumpe

Mit einer Wärmepumpe kann Energie genutzt werden, die in der Umwelt (Boden, Wasser, Luft), in tieferen Bodenschichten (Geothermie) oder in Abwärmeströmen verfügbar ist. Das hier verfügbare Wärmepotenzial ist zwar sehr groß, liegt aber in den meisten Fällen auf einem relativ geringen Temperaturniveau vor und ist somit nicht ohne Weiteres für die Raumwärme nutzbar.

Die Wärmepumpe ist in der Lage, die Wärme von einem niedrigen Temperaturniveau auf ein höheres Niveau zu transferieren. Durch eine Wärmepumpe kann damit Wärme im niedrigen Temperaturbereich genutzt werden und über einen sekundären Kreislauf auf einem wesentlich höheren Temperaturniveau bereitgestellt werden.

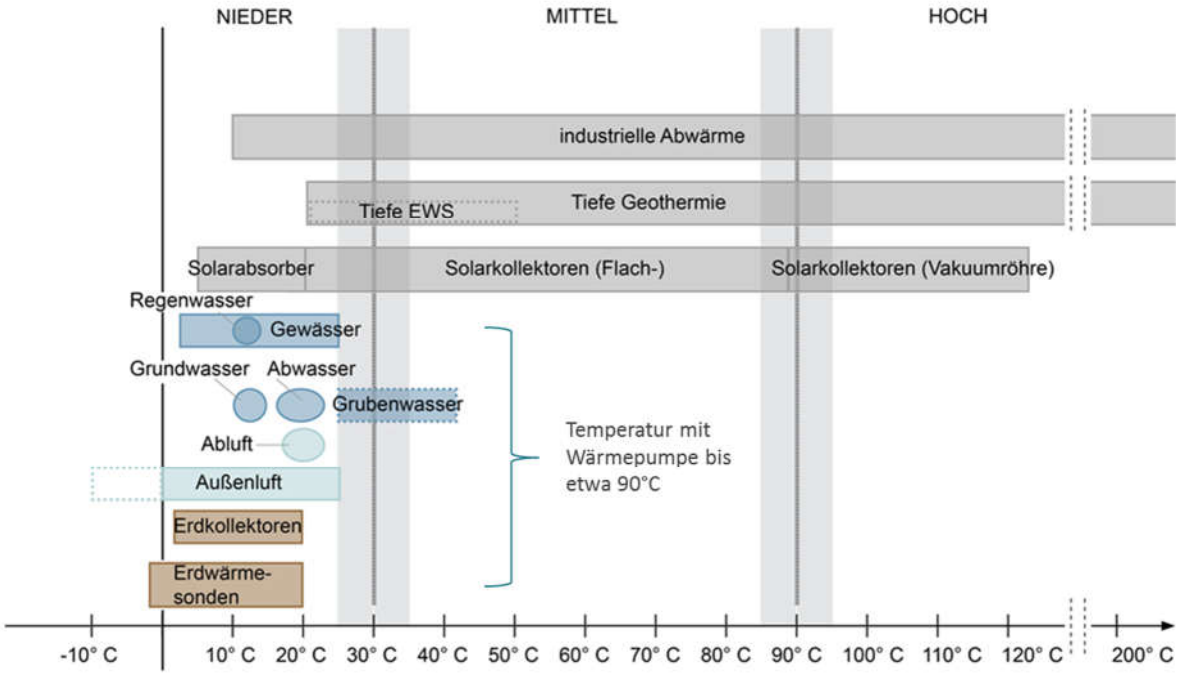

Abbildung 31: Temperaturbereiche von Niedertemperaturquellen (Grafik: solites)

Wärmepumpen werden in den meisten Fällen durch Strom angetrieben, um über Kompression und anschließende Expansion des Kältemittels diese Arbeit zu verrichten (Kompressionswärmepumpe). Es können aber auch Absorptions-Wärmepumpen eingesetzt werden, die eine externe Wärmequelle z. B. einen Biomassekessel oder Industrieabwärme als Antrieb nutzen.

Vor dem Hintergrund des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien im Stromsektor und der in Zukunft wachsenden Bedeutung von Strom im Wärmemarkt (→ Sektorkopplung) fokussiert sich die Betrachtung hier auf Kompressionswärmepumpen, die durch Strom angetrieben werden.

Abbildung 32: Funktionsschema einer Kompressionswärmepumpe[12]

Als Erzeugungstechnologie für Wärmenetze sind Wärmepumpen mit hohen thermischen Leistungen im Megawatt-Bereich notwendig. Durch Skaleneffekte können sie niedrigere Wärmegestehungskosten erzielen als kleinere Anlagen. Mit der großen Heizleistung geht die Anforderung einher, dass die Wärmequelle ein großes Wärmereservoir besitzt.

Diese Anlagen sind am Markt verfügbar und werden als Erzeugungsoption für die Fernwärme eingesetzt, allerdings bisher vor allem im europäischen Ausland (insbesondere in Skandinavien). Hier sind mehr als 100 derartiger Anlagen mit einer Leistung von jeweils mehr als 1 MW_{th} in Betrieb. Die größten Anlagen befinden sich in Hammarby (225 MW_{th}) und Värtan-Ropsten (180 MW_{th}).

[12] Quelle: http://alt.shk-duisburg.de/files/junker2.jpg Stand 22.07.2016

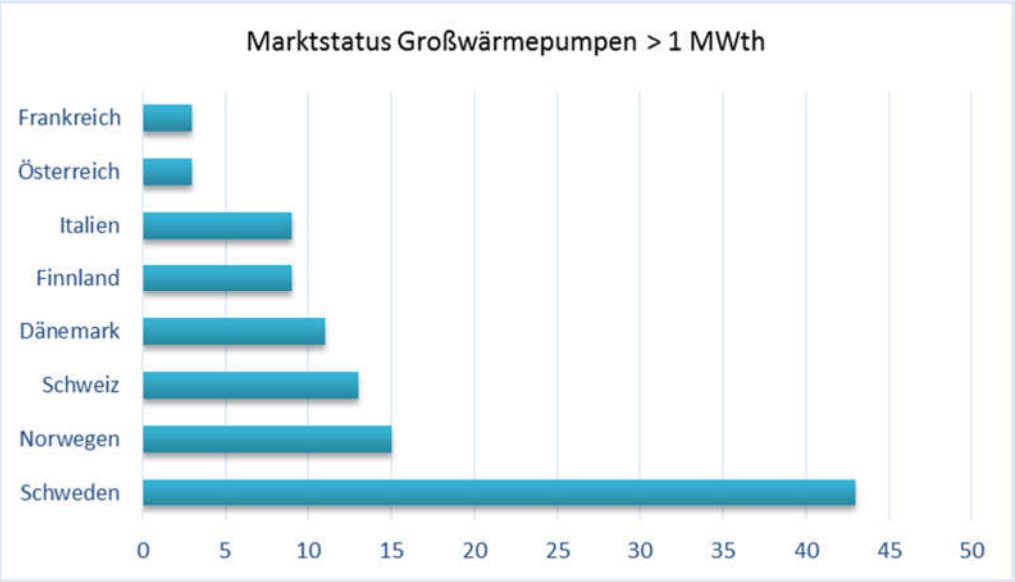

Abbildung 33: Anzahl installierter Großwärmepumpen > 1 MWth in Europa[13]

Ein stark limitierender Faktor für den Markt von Großwärmepumpen in Deutschland sind bislang die hohen Stromumlagen und -abgaben, die den Betrieb von Stromwärmepumpen auch bei niedrigen Börsenstrompreisen wirtschaftlich erschweren. Vor diesem Hintergrund ist die Nutzung von Stromwärmepumpen insbesondere dann wirtschaftlich, wenn für den Strom keine Netzentgelte und/oder keine vollständige EEG-Umlage gezahlt werden muss. Hier können verschiedene Optionen zur Anwendung kommen:

- Strombezug vollständig aus dem Netz
- KWK-Strom-Eigenerzeugung gem. § 61 b Nr. 2 EEG
- KWK-Inselbetrieb ohne Verbindung zum Stromnetz, § 61 a Nr. 2 EEG

Insbesondere die beiden auf Eigenversorgung basierenden Lösungen sind derzeit wirtschaftlich interessant und führen zu deutlich niedrigeren Wärmegestehungskosten gegenüber dem Strombezug aus dem Netz.

Für die Bewertung einer Wärmepumpe ist die Arbeitszahl (coefficient of performance - COP) als Verhältnis von der Heizleistung zur eingesetzten elektrischen Energie (eingesetzter Arbeitsaufwand) entscheidend. Je größer der Wert ist, desto effizienter arbeitet die Wärmepumpe. Ein COP von 3,5 bedeutet, dass aus 1 kWh Strom 3,5 kWh Wärme erzeugt wird. Der Einsatzbereich und die Effizienz der Wärmepumpe sind von vielen Parametern abhängig und müssen stets im Einzelfall genau geprüft werden. Ein wichtiges Kriterium bei den meisten Wärmepumpen ist das geforderte Temperaturniveau auf der

[13] Daten nach David A. (2016): Large Heat Pumps in European District Heating Systems, En+Eff 22nd International Trade Fair and Congress Frankfurt

Heizseite. Je geringer die heiztechnischen Anforderungen sind (vgl. Kapitel 2.1.1.1), desto effizienter kann die Wärmepumpe Energie bereitstellen.

Weiterhin wird eine entsprechend ergiebige Wärmequelle benötigt, die durch die Wärmepumpe ausgekühlt werden kann. Hierbei sind folgende Kriterien besonders wichtig:

- möglichst hohe Temperatur im Wärmereservoir
- möglichst geringe Temperaturschwankungen im Jahresverlauf
- eine hinreichend große realisierbare Temperaturdifferenz für den Wärmeentzug
- hohe Kennziffern im Wärmeübergang

Vor diesem Hintergrund sind flüssige Wärmequellen mit vergleichsweise hoher Temperatur besonders geeignet.

2.1.3.1 Wärmequelle Grundwasserwärme

Vorteilhaft bei der Nutzung von Grundwasser als Wärmequelle für eine Großwärmepumpe sind die gleichbleibende Temperatur im Jahresverlauf und die in der Regel unproblematischen wasserchemischen Eigenschaften des Grundwassers.

Wird Grundwasser z. B. aus einer Tiefe von 100 m gefördert, liegt eine Temperatur von ca. 11 °C vor, die unproblematisch um einige Kelvin abgekühlt werden kann.

Ein Beispiel für eine solche Anlage ist die Wärmeversorgung in der dänischen Gemeinde Rye. Das dortige Fernwärmenetz wird zu großen Anteilen über eine Wärmepumpe mit 2 MW thermischer Leistung versorgt. Hier wird das Grundwasser mit einer Temperatur von ca. 9 °C mit Brunnen entnommen, über die Wärmepumpe bis 2 °C ausgekühlt und anschließend versickert.

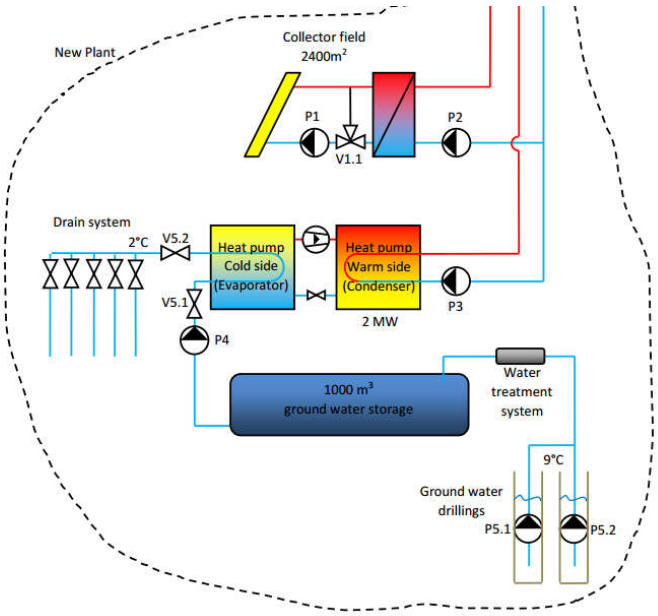

Abbildung 34: Systemschaltbild Grundwasser-Wärmepumpe in Rye (Grafik: Planenergi)

Für das Plangebiet Oberbillwerder ist eine solche Lösung vermutlich keine realistische Option. Die Nutzung von Grundwasser für energetische Zwecke wird in Hamburg restriktiv gehandhabt. Dies ist auch vor dem Hintergrund zu beurteilen, dass Hamburg seit vielen Jahren Trinkwasser aus Niedersachsen fördert und dies in den benachbarten Landkreisen auf deutliche Kritik trifft.

Dass eigene Vorkommen an Grundwasser dann nicht zur Trinkwasserversorgung in Hamburg, sondern für energetische Zwecke genutzt werden, würde die Kritik verstärken. Die erforderliche wasserrechtliche Erlaubnis zur Nutzung von Grundwasser sieht vor, dass ab einer Förderrate von mehr als 10.000 m³/a dargelegt werden muss, warum nicht andere Möglichkeiten (z. B. Luftwärmepumpen etc.) genutzt werden können. Diese Förderrate würde bei der benötigten Leistung im Plangebiet weit übertroffen.

Einzig tiefer liegende, versalzene Grundwasserleiter kämen daher für eine solche Nutzung in Frage. Auch hier besteht jedoch durch die notwendigen Bohrungen die Möglichkeit der Beeinträchtigung von Trinkwasservorkommen.

Hinzu kommt die von der Freien und Hansestadt Hamburg erhobene Gebühr für die Entnahme von Grundwasser in Höhe von 15-17 ct je m³ gefördertem Grundwasser[14]. Diese Gebühr würde die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage stark beeinträchtigen.

Ein weiteres (jedoch überwindbares) Hindernis besteht darin, dass eine Versickerung wie in Rye aufgrund der Bodenbeschaffenheit in Oberbillwerder nicht möglich ist. Hier müsste eine Brunnendublette (Ergänzung des Entnahme- um einen Einleitebrunnen) errichtet werden.

Im Ergebnis wird die Nutzung von Grundwasser im Plangebiet vorerst nicht weiter betrachtet.

2.1.3.2 Wärmequelle Frischwasser

Eine andere Option, die technisch mit der Nutzung von Grundwasser verglichen werden kann, ist die Nutzung von Trinkwasser. Im Gegensatz zur Nutzung von Grundwasser für energetische Zwecke wird hier das bereits geförderte Trinkwasser gleichzeitig für energetische Zwecke wie auch als Trinkwasser genutzt.

Das Trinkwasser wird dabei zwar abgekühlt, es besteht aber keine Einschränkung für die anschließende Nutzung. Vorteilhaft ist hierbei auch, dass das Trinkwasser bereits gefördert ist, also keine eigenen Brunnen errichtet werden müssen und auch der Pumpaufwand entfällt.

In direkter Nähe des Plangebiets verläuft eine drucklose Haupt-Trinkwasserleitung vom Wasserwerk Curslack nach Rothenburgsort. Der Durchfluss beträgt ca. 50.000 m³ je Tag bei einer Temperatur von ca. 10°C. Wenn dieses Wasser um ein Grad über eine Wärmepumpe ausgekühlt wird, könnte dadurch eine thermische Leistung von 2-3 MW realisiert werden. Bei größerer Abkühlung steigt die thermische Leistung entsprechend.

[14] Grundwassergebührengesetz vom 26. Juni 1989 HmbGVBl. 1989 S. 115

Ein Beispiel für eine solche Anlage, die bereits für die Trinkwasserversorgung gefördertes Grundwasser über eine Wärmepumpe nutzt, ist das Fernwärmesystem in Mailand (Italien). Die dort installierte Wärmepumpe hat eine thermische Leistung von 15 MW.

Abbildung 35: 15 MW Trinkwasser-Wärmepumpe in Canavese/Mailand[15]

Bei Installation einer Großwärmepumpe für das Plangebiet Oberbillwerder ist mit Wärmegestehungskosten von ca. 3-4 ct/kWh zu rechnen. Dazu sollten weitere klärende Gespräche mit Hamburg Wasser geführt werden.

2.1.3.3 Wärmequelle Abwasser

Ebenso wie das Trinkwasser kann auch das Abwasser als Wärmequelle für eine Wärmepumpe genutzt werden. Mindestvoraussetzungen für die Nutzung von Wärmetauschersystemen im Kanal sind

- Kanal: ab DN 400
- Trockenwetterabfluss: ab 10 l/s
- Abwassertemperatur: ab 8 °C

Nördlich der S-Bahntrasse und parallel zu ihr verläuft der Nebensammler Bergedorf. Es handelt sich um eine Freigefälleleitung für Schmutzwasser (kein Regenwasser) im Durchmesser DN 2000 – 2600. Diese entwässert das Schmutzwasser von Bergedorf in Richtung Klärwerk mit ca. 20.000 m³ pro Tag. Die Temperatur des Abwassers beträgt ganzjährig etwa 10 - 20 °C. Das Abwasserpotenzial und die Größenverhältnisse des Siels sind damit ausreichend groß für den Einbau eines Wärmetauschers. Das vorhandene Siel ist daher grundsätzlich für die Abwasserwärmenutzung geeignet.

[15] Masella: Heat pumps fort the exploitation of geothermal sources in Milano

Bei einer Temperaturabsenkung von 1 K würde die Entzugswärme bei 20.000 m³/Tag bei etwa 23.400 kWh pro Tag liegen. Bei größerer Abkühlung, realistisch sind bis zu 3 K, steigt die thermische Leistung entsprechend. Für die Entzugsleistung von ca. 1 MW würden bei einer aus Beispielprojekten von Uhrig Kanalbau GmbH geschätzten Entzugsleistung von 2,5 kW/m etwa 390 m Wärmetauscher im Siel benötigt.

Da es sich um die einzige Leitung handelt, welche das Schmutzwasser zur zentralen Kläranlage leitet, kann das Abwasser nicht über bestehende Leitungen umgeleitet werden. Es ist daher eine Umleitung für die Installation der Wärmetauscher zu errichten. Vorausgesetzt, dass weitere Prüfungen positiv verlaufen würden, wäre die Umleitung dieser großen Abflussmenge während der Bauphase gleichzeitig eine große Herausforderung und ein erheblicher Kostenfaktor. Sielbaumaßnahmen, bei denen es zu Synergieeffekten kommen könnte, sind derzeit von Hamburg Wasser in diesem Bereich nicht geplant.

Nach Aussagen von Hamburg-Wasser können derzeit keine Aussagen über die ungefähren Kosten für eine Umleitung des Siels getroffen werden, da es sich hierbei um Dimensionen handelt, über die bisher keine Erfahrungswerte vorliegen.

Investitionskosten für das Kanalwärmetauschersystem Therm-Liner ohne Wärmepumpen und Verrohrung liegen zwischen 500 – 1000 €/kW, wobei die Nutzungsdauer mit 40 Jahren und der Instandsetzungsaufwand mit 0,5 % der Investitionskosten angegeben wird.

2.1.3.4 Wärmequelle Gewässer-Wärme

Neben Grundwasser, Trinkwasser und Abwasser ist auch die Nutzung von Oberflächenwasser als Wärmequelle grundsätzlich denkbar. In der Umgebung des Plangebiets liegt einerseits im Norden der Flusslauf Bille und im Süden die Dove Elbe.

Abbildung 36: Mögliche Nutzung von Oberflächenwasser

Die Bille umgrenzt das Plangebiet im nördlichen Bereich und ist vom Zentrum des Plangebietes etwa 1 km entfernt. Die Entfernung zur Dove Elbe im Süden beträgt etwa 2,5 km.

Insbesondere die Bille, aber auch die Dove Elbe, ist ein relativ flaches Gewässer, das nur eine verhältnismäßig geringe Wärmekapazität für die notwendige Abkühlung durch eine Großwärmepumpe aufweist. Zudem ist die Wassertemperatur dieser Oberflächengewässer sehr stark von den Außentemperaturen abhängig. Im Zeitraum des größten Heizbedarfs in den Monaten Dezember bis März dürfte die Temperatur oft nahe dem Gefrierpunkt oder sogar darunter liegen. Der Betrieb einer Wärmepumpe ist unterhalb einer Gewässertemperatur von ca. 5 °C nicht sinnvoll.

Eine weitere Hürde liegt in den Anforderungen des Naturschutzes. Für eine Wärmepumpe mit einer Leistung von ca. 3,5 MW wäre bei einer Auskühlung des Wassers um 2 °C immerhin ein Volumenstrom von ca. 1.500 m³ pro Stunde erforderlich. Eine solche Anlage ist aus genehmigungsrechtlicher Sicht an diesem Standort nicht realistisch.

2.1.3.5 Wärmequelle oberflächennahe Geothermie

Als nutzbare Wärmequelle für Wärmepumpen kommt auch das Erdreich, also die oberflächennahe Geothermie in Frage. Typische Anwendungsfälle sind hier

- Erdkollektoren (Erdregister) und
- Erdsonden

Erdwärmesonden

Für die oberflächennahe geothermische Energiegewinnung bis 400 m Tiefe werden vorwiegend Erdwärmesonden genutzt. Diese bestehen aus Kunststoffrohren (meist aus Polyethylen), die in vertikale Bohrlöcher eingebracht und darin vergossen werden. Werden diese Sonden mit Wasser, Wasser-Glykol-Mischung o.ä. durchströmt, nimmt dieser Wärmeträger im Heizfall Wärme aus dem Erdreich auf und führt diese einer thermischen Nutzung durch eine Wärmepumpe zu.

Eine Sonderlösung von Erdsonden sind sogenannte Energiepfähle. Wenn aus statischen Gründen eine Pfahlgründung erforderlich ist, kann die statische Funktion des Pfahlfundaments mit der einer Energiesonde verknüpft werden. Dies ist eher für dezentrale Anwendungen auf Gebäudeebene geeignet.

Die Errichtung von Erdwärmesonden bedarf einer wasserrechtlichen Genehmigung. Für das Projektgebiet Oberbillwerder sieht das Geologische Landesamt Hamburg eine Einzelfallprüfung der Genehmigung vor. Aus Gründen des vorbeugenden Grundwasserschutzes kann diese Genehmigung mit Auflagen versehen werden.

Nach Auskunft des Geologischen Landesamtes würde die Tiefe der Erdsonden im Plangebiet aller Voraussicht nach auf ca. 25 m begrenzt werden, um tiefer liegende Wasserschichten, die ab einer Tiefe von 35 m anstehen, nicht zu gefährden. Normalerweise werden Erdsonden bis auf eine Tiefe von ca. 100 m abgeteuft, sodass durch die Auflage mit erheblichen Mehrkosten zu rechnen ist. Es wäre etwa die 4-fache Menge an Bohrungen zu erbringen. Auch die Fläche des erforderlichen Erdsondenfeldes würde sich deutlich vergrößern, da die Bohrungen zueinander einen Abstand von mindestens 5 m einhalten müssen, um eine gegenseitige Beeinflussung, Auskühlung und Wirkungsgradverluste zu vermeiden.

Je nach Bodenbeschaffenheit ist mit Erdwärmesonden eine Leistungsdichte von 30 – 55 W je Meter Sondenlänge zu erzielen. Damit ist eine Sondenlänge von etwa 0,70 bis 1,30 m je Quadratmeter Energiebezugsfläche (EBF) der Gebäude notwendig, wenn ein effizienter Neubaustandard (40 W/m²) vorausgesetzt wird.

Bei einer angenommenen Bebauung mit 8.000 Wohneinheiten à 100 m² Energiebezugsfläche resultiert damit eine Gesamt-Sondenlänge von 560 bis 1.040 km. Durch die genehmigungsbedingte Begrenzung auf 25 m Tiefe wären damit 22.400 – 41.600 Bohrungen vorzunehmen. Dies erfordert ein Sondenfeld in der Größe von 560.000 – 1.040.000 m², also entsprechend 56 bis 104 Hektar.

Diese Anforderungen an die Sondenlänge bzw. die erforderlichen Flächen für das Sondenfeld machen deutlich, dass diese Fläche im Plangebiet vermutlich nicht zur alleinigen Nutzung für die Energiegewinnung bereitgestellt werden kann. Es wäre zu prüfen, ob eine oberflächennahe Geothermienutzung

auch unter den Gebäuden, Straßen oder Retentionsflächen technisch und rechtlich machbar ist. Die Tiefenbegrenzung erhöht zudem den Bohraufwand stark und beeinträchtigt die Wirtschaftlichkeit.

Erdkollektoren

Erdwärmekollektoren bestehen aus langen Rohrleitungen oder flexiblen Schläuchen, die ähnlich einer Fußbodenheizung im frostfreien Bereich unbebauter Grundstücksflächen verlegt werden. Die Leitungen werden meist in einer Tiefe von 1,2 – 1,5 m eingebaut. Werden diese Rohrleitungen mit Wasser oder einem Wasser-Glykol-Gemisch durchströmt, kann dem Boden Wärme entzogen und der Boden somit als Wärmequelle für eine Wärmepumpe genutzt werden. Wenn genügend unbebaute Fläche vorhanden ist, kann diese Art der Wärmegewinnung vergleichsweise kostengünstig sein.

Die Wärmeleistung der Erdkollektoren wird durch die wärmetechnische Regenerationsfähigkeit des Bodens begrenzt. Der Boden muss in der Lage sein, die zu Heizzwecken entnommene Wärme durch Sonneneinstrahlung und Wärmeübergang mit der Luft in der Regenerationsphase (Sommerhalbjahr) wiederaufzunehmen. Auch muss ein Vereisen des Bodens vermieden werden, da dies die Effizienz der Wärmepumpe drastisch verringert.

Bei Sicherstellung eines genügenden Abstands zwischen den Schläuchen kann eine Entzugsleistung von 10 – 30 W/m² erreicht werden. Die Entzugsleistung von Erdwärmekollektoren ist höher, wenn diese in wasserführendem Erdreich eingebaut werden. Die hohe Wassersättigung der oberen Bodenschichten im Projektgebiet begünstigt den Wärmeübergang, sodass hier eher von dem Maximalwert 30 W/m² auszugehen ist.

Bei einem modernen Neubaustandard kann eine gebäudeseitige Wärmelast von etwa 40 W je Quadratmeter beheizter Fläche angenommen werden. Dies bedeutet, dass etwa das 1,4-fache der beheizten Fläche im Plangebiet als Erdregister ausgeführt werden müsste. Bei einer angenommenen beheizten Fläche von 800.000 m² (Bebauung mit 8.000 WE à 100 m²) wären ca. 1.120.000 m² Erdkollektoren notwendig, also eine Gesamtfläche von 112 Hektar.

Dies macht deutlich, dass die dazu notwendige Fläche nicht im Plangebiet selbst verortet werden kann. Es könnte jedoch eine Option sein, die Erdregister auf den landwirtschaftlich genutzten Flächen in einer Tiefe von ca. 2 m zu verlegen, so dass die landwirtschaftliche Weiternutzung nach der Verlegung nicht beeinträchtigt wird. Diese auch als Agrothermie[16] bezeichnete Nutzung könnte für Oberbillwerder eine näher zu prüfende Option sein. Für die Erdkollektoren ist von einem Richtpreis von 15-25 € je m² auszugehen. Der Flächenbedarf entspricht in etwa dem der Variante Erdsonde, jedoch sind die Investitionskosten bedeutend geringer.

[16] http://www.geothermie.de/news-anzeigen/2012/10/22/agrothermie-landwirtschaftliche-nutzflachen-als-energiequelle.html (Stand: 29.06.2017)

2.1.3.6 Wärmequelle Gewerbliche Abwärme

Industrielle bzw. gewerbliche Abwärme ist Wärme, die bei Produktions- oder Kühlprozessen entsteht, innerbetrieblich nicht weiter genutzt werden kann und daher ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird.

Die Nutzung industrieller Abwärme in großen Mengen und mit einem relativ hohen Temperaturniveau aus den Produktionsanlagen des Kupferproduzenten Aurubis, des Stahlherstellers Arcelor Mittal oder des Aluminiumwerks Trimet zum Einsatz im städtischen Fernwärmenetz wird derzeit in Hamburg intensiv geplant. In der Umgebung von Oberbillwerder gibt es keine industriellen Produktionsanlagen in einer derartigen Größenordnung. Jedoch kann auch die Nutzung von Abwärme aus Gewerbebetrieben energetisch sinnvoll sein. Häufig treten Abwärmeströme aus Gewerbebetrieben bei einem niedrigen Temperaturniveau auf, so dass sie nicht direkt zu Heizzwecken genutzt werden können, jedoch optimal als Wärmequelle für eine Wärmepumpe dienen können.

Im Rahmen der Vorstudie wurden Gewerbe- und Produktionsbetriebe mit einem maximalen Abstand von ca. 2 km zum Planungsgebiet identifiziert. Der zwei-Kilometer-Radius stellt die Grenze für den wirtschaftlichen Betrieb einer Wärmebringleitung für eine kleinere Abwärmemenge dar. Gewerbebetriebe sind ausschließlich im Westen des Plangebiets (Kurt-A.-Körber-Chaussee, Ladenbeker Furtweg) angesiedelt.

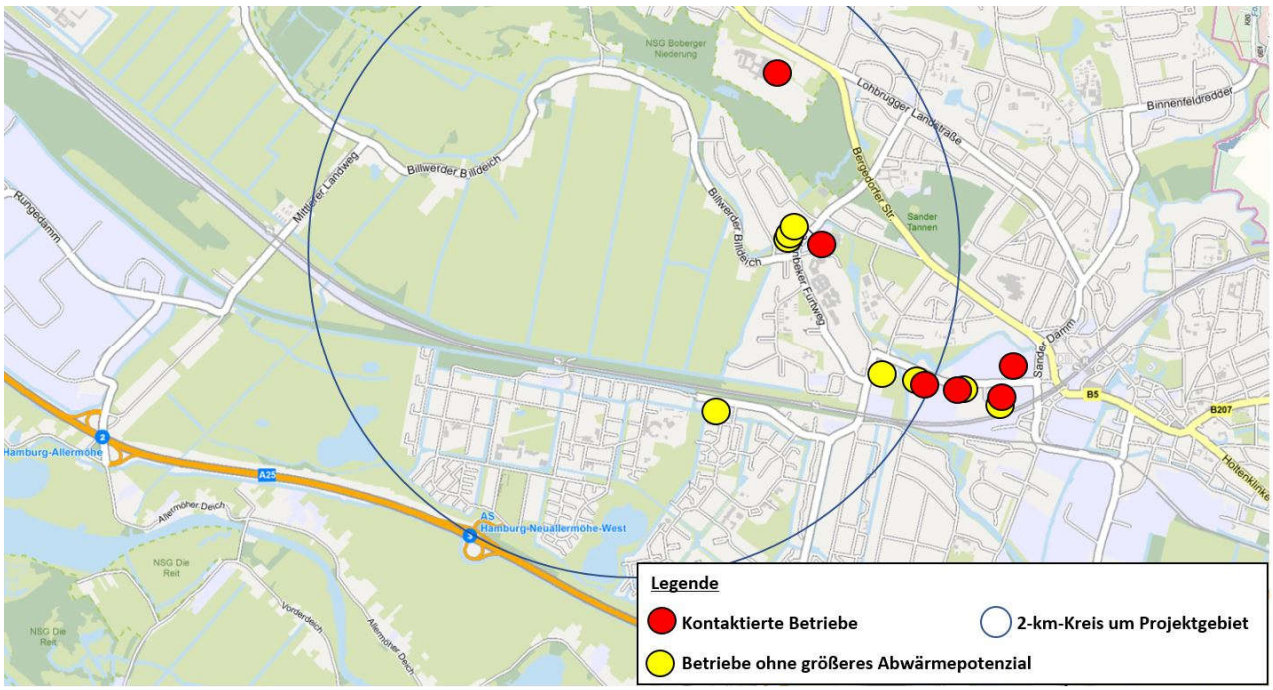

Abbildung 37: Gewerbe- und Produktionsbetriebe im Umkreis des Projektgebietes

Die Betriebe, bei denen Aufgrund ihrer Tätigkeit Abwärmepotenziale vermutet wurden, wurden telefonisch kontaktiert und zu möglichen Abwärmequellen befragt. Weiterhin wurde das Unfallklinikum Boberg in die Befragung mit aufgenommen. Tabelle 11 zeigt die Liste der befragten Betriebe und die Ergebnisse der Telefonbefragung.

Tabelle 11: Ergebnisse der Telefonbefragung zu Abwärmepotenzialen

Unternehmen	Adresse	Ansprech-partner	Tätigkeit	Ergebnis Telefonbefragung
Unfallklinikum Boberg	Bergedorfer Straße 10	Herr Brauer	Krankenhaus	Diverse Abwärme-quellen vorhanden, siehe Tabelle 12
Blohm Jung GmbH	Kurt-A.-Körber-Chaussee 63-71	Herr Fischer	Schleifmaschinen	Diskontinuierlicher Betrieb. Energiekonzept mit Wärmerückgewinnung für den eigenen Betrieb wird derzeit erstellt.
FRISTAM Pumpen KG (GmbH & Co.)	Kurt-A.-Körber-Chaussee 55	Frau Martens	Edelstahlpumpen	Nur Kühlung der Drehmaschinen, Abwärme geht in die Hallen (Heizungsunterstützung).
Jastram GmbH & Co. KG	Billwerder Billdeich 603	Herr Jastram	Wartung und Reparatur von Turboladern	Keine Produktionsprozesse mit Abwärme oder Kühlbedarf, nur Montage.
Hauni Maschinenbau GmbH	Kurt-A.-Körber-Chaussee 8-32	Herr Raak	Tabakaufbereitung	Möchte keine Auskunft geben.
gebr. Böge Metallveredelungs GmbH	Kurt-A.-Körber-Chaussee 27-31	Herr Böge	Galvanotechnik	Möchte keine Auskunft geben.

Bei den weiteren Gewerbebetrieben im Umkreis des Plangebiets handelt es sich überwiegend um Betriebe ohne Kühl- oder Produktionsprozesse. Die Telefonumfrage hat ergeben, dass auch bei den produzierenden Unternehmen keine relevanten Abwärmepotenziale vorliegen bzw. die innerbetrieblichen Nutzungsmöglichkeiten der Abwärme noch nicht erschöpft sind.

Nur das Unfallklinikum Boberg hat im Nachgang zur Telefonbefragung relativ detaillierte Angaben zu möglichen Abwärmequellen gemacht (siehe Tabelle 12).

Es steht Abwärme aus dem Kühlturm und der Abluft des Kesselhauses sowie aus den EDV-Räumen zur Verfügung. Alternativ könnte die Abluft aus dem Blockheizkraftwerk (BHKW) direkt genutzt werden. Innerhalb der Heizperiode können lediglich 62 kW geliefert werden, in den Sommermonaten ca. 1.000 kW. Dem steht ein sommerlicher Wärmebedarf für die Trinkwarmwasserbereitung von etwa 12.000 kW gegenüber. Durch die Entfernung von etwa 2 km Luftlinie zum Planungsgebiet und die Verfügbarkeit der Abwärme nur im Sommer ist die Wirtschaftlichkeit der Abwärmenutzung grenzwertig. Weiterhin ist die Abwärme einer Energieerzeugungsanlage, hier eines BHKW, keine industrielle Abwärme, die bei Produktionsprozessen anfällt, und ist damit nicht regenerativ im Sinne des Erneuerbare Energien Wärme Gesetzes (EEWärmeG).

Tabelle 12: Abwärmepotenziale Unfallklinikum Boberg

Abwärmequelle	Medium	Temperatur VL/RL	Leistung [kW]	Verfügbare Leistung in Heizperiode [kW]	Verfügbarkeit
Kühlturm Kesselhaus	Wasser	33/27 °C	977		Ca. 15. Mai bis 01.Oktober, hauptsächlich tagsüber, je wärmer es draußen ist, desto länger in die Nacht hinein.
EDV	Wasser	18/12 °C	21	21	ganzjährig, ganztägig
EDV bei Kältemaschinenbetrieb	Luft	36/32 °C	25		Bei Außentemperaturen über ca. 13 °C ganztägig.
Abluft Kesselhaus	Luft	36/20 °C	41	41	ganzjährig, ganztägig
Abluft BHKW (alternativ zur Abwärme aus dem Kühlturm)	Wasser	85/60 °C	(727)		ca. 15.Mai bis 01.Oktober, hauptsächlich tagsüber, je wärmer es draußen ist, desto länger in die Nacht hinein, stark veränderlich je nach Witterung bzw. je nach Wärmebedarf des Krankenhauses.
			1.064	**62**	

Die Nutzung von gewerblicher Abwärme als Quelle für eine Wärmepumpe wird deshalb für diese Vorstudie nicht weiter betrachtet. Einige Betriebe, wie die Hauni Maschinenbau GmbH, waren uns gegenüber nicht zur Auskunft bereit und sollten ggf. über andere Kanäle erneut angesprochen werden. Sollten sich hier größere Potenziale ergeben, ist eine Einbeziehung in das Konzept zu empfehlen.

2.1.3.7 Wärmequelle Solarluftkollektoren mit Eisspeicher

Eisspeicher stellen eine Wärmequelle für Wärmepumpensysteme mit Solar-Luft-Kollektoren dar. Die Solar-Luft-Kollektoren nehmen Wärme aus Umgebungsluft und Sonnenstrahlung auf und führen sie der Wärmepumpe zu. Zudem dienen sie der Regeneration des Eisspeichers, wenn keine Energie durch die Wärmepumpe abgerufen wird. Im Eisspeicher befindet sich Wasser, welches durch die Solar-Luft-Kollektoren erwärmt wird. Wenn die gesamte Wärme des Wassers entzogen wurde, gefriert das Wasser im Eisspeicher. Dabei wird durch die Kristallisationswärme weitere Energie auf dem Temperaturniveau von 0° C frei, die von der Wärmepumpe genutzt werden kann. Im Phasenübergang vom flüssigen zum festen Aggregatzustand steckt so viel Energie, wie benötigt wird, um Wasser von 0 °C auf 80 °C zu erwärmen – und umgekehrt. Bei Bedarf stellt der Eisspeicher dadurch im Winter weitere Speicherreserven zur Verfügung, wobei weniger als 1/80 des Volumens, verglichen mit einem konventionellen Pufferspeicher, benötigt wird. Zudem kann der Eisspeicher durch Solar- und Umweltwärme den gesamten Sommer über regeneriert werden und zusätzlich Kühlenergie bereitstellen. Auch gesammeltes Oberflächenwasser käme zur Regeneration in Frage. Eisspeicher sind daher als saisonale Speicher geeignet.

Solar-Luft-Kollektoren können auf Dächern, Wänden oder als „Energiezäune“ installiert werden.

Für die Bereitstellung von 1 MW Wärmeleistung wird ein Eispeicher mit etwa 1.000 m³ Volumen benötigt. Dieser hat dann etwa 6 m Höhe und einen Durchmesser von 16 m. Wird mehr Leistung benötigt, werden im Allgemeinen mehrere dieser Eisspeichersysteme zusammengeschlossen. Der Vorteil ist, dass hier im Zuge der Bebauung ein mitwachsender, modularer Ausbau der Energieversorgung möglich wäre. Eisspeicher werden ins Erdreich gebaut und können so ausgeführt werde, dass sie befahrbar und damit beispielsweise als Parkplätze nutzbar sind.

Die Kosten für Eisspeicher- / Solar-Luft-Kollektorsysteme dieser Dimensionen belaufen sich grob auf etwa 1.000 €/kW bzw. 4 ct/kWh zzgl. Leitungen und Wärmepumpen, wobei die Kosten vom gewählten System, den Vorlauftemperaturen sowie den Bodenverhältnissen abhängen. Insbesondere hohe Grundwasserstände können zu Mehrkosten führen. Zu prüfen ist, ob eine Integration in Geländeaufhöhungen möglich wäre.

Fotos: Bernd Schwarzfeld, BZE Ökoplan Hamburg

Abbildung 38: Beispielbilder Eisspeicher

Abbildung 39: Beispielbilder Solarluftkollektoren (1)

Abbildung 40: Beispielbilder Solarluftkollektoren (2)

2.1.3.8 Exkurs: Dezentrale Wärmeversorgung mit Wärmepumpen

Erdsonden, Erdkollektoren (siehe auch Kapitel 2.1.3.5) und Energiepfähle, bei denen die Gründungspfähle eines Gebäudes energetisch aktiviert und genutzt werden, sowie die Wärmequelle Luft sind geeignet, um Gebäude dezentral mit Wärmepumpen zu versorgen. Der Vorteil einer solchen dezentralen (d.h. gebäudeweisen) Versorgung liegt offenkundig in den eingesparten Wärmenetzkosten. Der Nachteil liegt in höheren spezifischen Kosten für die Anschaffung der Wärmeerzeuger und bei der Erschließung der Wärmequellen. Ob die dezentrale Versorgung eine Berechtigung haben kann, hängt also auch von der letztlich angestrebten Bebauungsdichte ab. Für einen großen Anteil Ein- und Zweifamilienhäuser kann eine dezentrale Versorgung durchaus sinnvoll sein, wenn keine zentrale Wärmequelle erschlossen werden kann.

Ein heute gängiges Modell ist die Versorgung mit Luft-Wasser-Wärmepumpen, da hier die Investitionskosten für die Erschließung der Wärmequelle (Luft) besonders niedrig ausfallen. Der große Nachteil liegt darin, dass die Effizienz der Wärmepumpe mit sinkender Außentemperatur (stark) abnimmt und die Wärmepumpe dann am ineffizientesten funktioniert, wenn der Wärmebedarf am höchsten ist. Neben den Kostenaspekten für den Nutzer bergen Luft-Wärmepumpen verschiedene Nachteile, weswegen wir davon abraten, diese Lösungen im Entwicklungsgebiet zuzulassen.

Zum einen kommt es bei niedrigen Außentemperaturen aufgrund der sehr großen zu bewegenden Luftmengen zu erhöhten Schallemissionen im Quartier. Zum anderen führt die niedrige Effizienz der Wärmepumpen bei niedrigen Außentemperaturen zu erhöhten Anforderungen an die Stromnetze und den notwendigen sicher verfügbaren Kraftwerkspark in einem zukünftig weitgehend regenerativen Stromsystem. Das führt wiederum zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten. Im schlechtesten Fall muss bei tiefen Minusgraden aufwändig produzierter Strom im Verhältnis von 1:1 in Wärme umgewandelt werden. Da die thermische Leistung, die in Deutschland im Winter benötigt wird, um ein Vielfaches über der benötigten elektrischen Leistung liegt, hätte der flächendeckende Einsatz von dezentralen Luftwärmepumpen massive Auswirkungen auf das benötigte Stromsystem und den Reservekraftwerkspark.

2.1.4 Erzeugungstechnologie Tiefe Geothermie

Tiefengeothermie bezeichnet die Nutzung von Erdwärme bei einer Tiefe von über 400 m. Sie zeichnet sich gegenüber der oberflächennahen Geothermie vor allem durch deutlich höhere Temperaturen aus und kann damit direkt, d.h. ohne vorherige Aufbereitung durch eine Wärmepumpe, zu Heizzwecken genutzt werden. Neben der Nutzung als Wärmequelle kann Tiefengeothermie auch zur Stromerzeugung zum Einsatz kommen. Da der Ertrag der Tiefengeothermie nicht maßgeblich vom Wetter abhängig ist, weist diese erneuerbare Technologie eine sehr hohe Verfügbarkeit auf. Die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Tiefengeothermie hängt maßgeblich von der Beschaffenheit des Untergrundes ab.

Vier Kilometer vom Projektgebiet entfernt wurde 1997 die ehemalige Erdölförderbohrung Allermöhe 1 von 2178 auf 3305 Meter vertieft, um das geothermische Potenzial und dessen wirtschaftliche Nutzbarkeit zu ermitteln[17]. In den entsprechenden Tiefenlagen liegt im Südosten Hamburgs der Mittelrhät-Hauptsandstein mit salzhaltigen Tiefenwässern vor, die eine für die Heizwärmebereitstellung geeignete Temperatur von 80 bis 125 °C aufweisen. Aufgrund unerwartet geringer Förderraten, die unter anderem durch die Zementierung des Sandsteins mit dem Mineral Anhydrit begründet sind, war eine wirtschaftliche Nutzung der Bohrung nicht gegeben, sodass sie im September 2000 verfüllt wurde[16].

Ob eine Zementation des Untergrundes auch im Projektgebiet vorliegt, ist nicht bekannt. Bei einer ähnlichen Bohrung in Neuruppin mit Anhydritzementation wies eine zweite Bohrung in 1,3 km Entfernung keine Zementation auf.

---

[17] Stellungnahme des Senats zu dem Ersuchen der Bürgerschaft vom 1./2. Juli 1998 (Drucksache 16/1053) – Deutliche Steigerung des Einsatzes erneuerbarer Energien –.

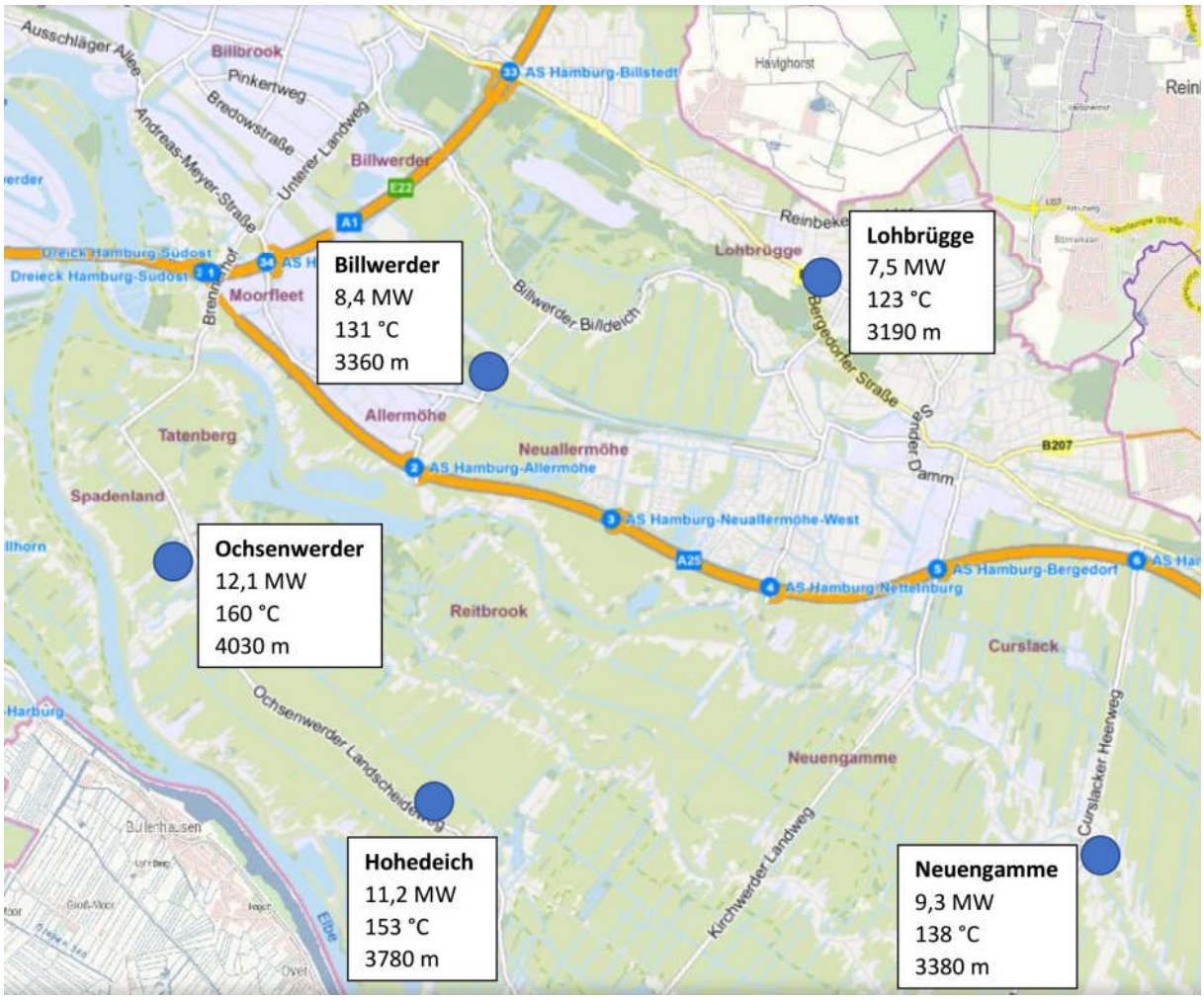

Abbildung 41: Tiefengeothermiepotenziale in der Umgebung des Projektgebietes

Der Einsatz von Tiefengeothermie zur Wärmebereitstellung ist in Hamburg ein aktueller Gedanke. Basierend auf Erkenntnissen aus einer Energiestudie zur Versorgung eines ortsansässigen Produktionsbetriebs und einer Machbarkeitsstudie sowie seismischen Untersuchungen im Rahmen der Internationalen Bauausstellung 2006-2013 plant der städtische Energieversorger Hamburg Energie GmbH gegenwärtig auf der Elbinsel Wilhelmsburg eine Tiefengeothermiebohrung.

Eine Tiefengeothermiebohrung ist aufgrund der Möglichkeit eines zementierten Speicherhorizontes mit einem hohen Projektrisiko verbunden. Die politischen Rahmenbedingungen für eine Tiefengeothermienutzung in Oberbillwerder würden sich verbessern, wenn auf Erfahrungen aus der geplanten Tiefengeothermiebohrung in Wilhelmsburg aufgebaut werden könnte.

2.1.5 Erzeugungstechnologie Biomasse in Verbindung mit Bestandsnetzen

2.1.5.1 Umstellung oder Erweiterung der bestehenden Heizzentralen

In unmittelbarer Nähe zum Planungsgebiet Oberbillwerder befindet sich die Heizzentrale am Ladenbeker Furtweg, aus der die Wärmenetze Bergedorf West und Neuallermöhe gespeist werden. Der Aufbau eines neuen Wärmenetzes zur Versorgung von Oberbillwerder wäre vom Standort der Heizzentrale aus theoretisch möglich. Da die Wärme jedoch mit Erdgas erzeugt wird, würden die Anforderungen an die klimaneutrale Wärmeversorgung des neuen Stadtteils nicht erfüllt. Eine Umstellung auf bilanzielles Biomethan (vgl. Kapitel 2.1.5.2) ist mit den vorhandenen KWK-Anlagen relativ einfach umsetzbar, jedoch ist in der bestehenden Heizzentrale kein Platz für weitere Erzeuger vorhanden. Zudem sind die dort installierten Erzeuger mit der Versorgung der Bestandsnetze voll ausgelastet und kommen daher für die Versorgung des neuen Stadtteils nicht in Frage (vgl.1.2.2.5). Ein weiteres Hindernis sind die relativ hohen Systemtemperaturen, die in den Bestandsnetzen gefahren werden. Diese sind für die Beheizung von Neubauten nicht erforderlich (vgl. 2.1.1.1) und erschweren die Integration regenerativer Wärmequellen wie Umweltwärme. Ein Holzheizkraftwerk (für den neuen Stadtteil und den Bestand) ist am Standort der bestehenden Heizzentrale für Bergedorf-West und Neuallermöhe aufgrund der Nähe zur Wohnbebauung und der daraus resultierenden Belastung durch Lieferverkehr und Emissionen (Staub, NO_x, Formaldehyd) voraussichtlich nur unter erhöhten, kostenintensiven Auflagen genehmigungsfähig.

Die Verknüpfung der Bestandsnetze Bergedorf-West und Neuallermöhe mit dem neuen Netz Oberbillwerder z.B. zur Abnahme von Überschusswärme aus einer Solarthermieanlage (vgl.2.1.2.2) ist jedoch durchaus sinnvoll, da die Solarthermie im Gegensatz zu z.B. der durch Wärmepumpen konditionierten Umweltwärme in einem höheren Temperaturniveau erzeugt wird, und sie somit auch in den Bestandsnetzen nutzbar ist.

Das Wärmenetz Lohbrügge nördlich des Planungsgebiets wird über ein Holzheizkraftwerk und Erdgas-Spitzenlastkessel versorgt. Das Holzheizkraftwerk wird bereits mit seiner vollen Kapazität genutzt, um den Bestand zu versorgen. Die Lieferung von Wärme aus dem Holzheizkraftwerk an das neue Netz Oberbillwerder würde dazu führen, dass in dem Bestandsnetz mehr Erdgas verbraucht wird. Zudem befindet sich die Zentrale in 4 km Entfernung vom Planungsgebiet, was eine teure und mit Wärmeverlusten beaufschlagte Wärmebringleitung erforderlich macht. Hier ist es sinnvoller, eine eigene Heizzentrale vor Ort zu errichten, als die Heizzentrale des Wärmenetzes Lohbrügge am Reinbeker Redder zu erweitern.

2.1.5.2 Bilanzielles Biomethan in Verbindung mit KWK

Unter „bilanziellem“ Biomethan verstehen wir Biogas, das räumlich unabhängig vom Planungsgebiet erzeugt und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Die gleiche Menge wird am Standort der Wärmeversorgung aus dem Erdgasnetz entnommen und zum Betrieb einer KWK-Anlage oder als Beimischung in Gaskesseln genutzt („Kaufmännisch-bilanzielle Durchleitung“). Der in den KWK-Anlagen erzeugte Strom kann in das öffentliche Stromnetz eingespeist und nach EEG vergütet werden, die Wärme wird in ein lokales Wärmenetz eingespeist. Somit wird eine vollständige Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien erreicht. Die derzeitigen Marktpreise für Biomethan sind jedoch so hoch (etwa

90 €/MWh) und die EEG-Stromvergütungen so niedrig, dass bezahlbare Wärmepreise unter derzeitigen Marktbedingungen nicht zu erzielen sind. Die Umsetzung der politischen Ziele der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung wird dazu führen, dass biogene Brennstoffe zukünftig noch knapper und damit teurer werden. Zudem ist die Versorgung mit Wärme aus Blockheizkraftwerken auf einem relativ hohen Temperaturniveau eine Technologie, die aus volkswirtschaftlicher Sicht besser für die Wärmeversorgung von Bestandgebäuden eingesetzt werden sollte und nicht für den Neubau, wo mit Erzeugungstechnologien auf niedrigeren Temperaturniveaus (wie Wärmepumpen oder Solarthermie) geplant werden kann.

2.1.5.3 Lokales Biomassepotenzial

Tabelle 13: Biomassefraktionen im Bezirk Bergedorf

Flächen	Biomasse	Stoffstrom
Landwirtschaft	Halmgut, Gülle, Reststoffe,	Gras, Gülle, Stroh
Forstwirtschaft	Holz	Waldrestholz, Erntereste
Landschaftspflege	Halmgut, Holz, Grünmasse	Gras, Grünschnitt, Knickholz
Industrie und Gewerbe	Holz, Grünmasse, Reststoffe	Restabfall, Industrierestholz, Altholz, Gebrauchtholz, Grünabfall, Klärschlamm, Speiseabfälle, Marktabfälle, Schlachtabfälle
Siedlung	Halmgut, Holz, Grünmasse, Reststoffe	Restabfall, Bioabfall, Grünabfall, Gras, Rasenschnitt, Altholz, Klärschlamm
Verkehr	Halmgut, Holz, Grünmasse	Gras, Baumschnitt, Grünschnitt, Straßenlaub
Wasserflächen	Holz, Reststoffe	Treibsel

Im Rahmen des BERBION-Projekts wurde im Jahr 2009/2010 eine umfangreiche Bioressourceninventur durchgeführt, in der die in Tabelle 13 dargestellten Biomassepotenziale ermittelt wurden. Adwiraah (2015) bestimmte anhand einer GIS-basierten Biomassepotenzialbestimmung ein Potenzial von ca. 8.000 Mg / a Lebensmittelabfall im Abfall, wovon bei einer Anschlussquote von 100 % maximal die Hälfte (ca. 4.000 Mg / a) über die Biotonne eingesammelt werden könnte.

Zudem wurde ein erschließbares Grünabfallpotenzial von ca. 13.000 Mg / a abgeschätzt, sodass insgesamt mit einem Potenzial von maximal 17.000 Mg / a Bioabfall zu rechnen ist, wovon ca. ein Viertel aus Lebensmittelabfall besteht.

Derzeit werden von der Stadtreinigung davon schätzungsweise 8.000 Mg/a über die Biotonne und Recyclinghof eingesammelt und einer Verwertung (Vergärung und Kompostierung) zugeführt, so dass sie einer Verwertung vor Ort nicht zur Verfügung stehen.

Laut den Ergebnissen des BERBION-Projekts können zum Zeitpunkt der Erhebungen (Stand 2009/2010) ungenutzte Reststoffe, Gras aus der Landschaftspflege und Pferdemist zur Energieproduktion in einer Biogasanlage verwendet werden. Die Erschließung und verlustfreie Lagerung ist mit zusätzlichem logistischen und technischen Aufwand verbunden. Insbesondere für Gras aus der Landschaftspflege ist die Eignung derzeitiger Silageverfahren bisher nur im Labormaßstab positiv getestet und damit zu

überprüfen. Zudem müssen Mahdtermine und Ernte synchronisiert werden, da das Energiepotenzial durch zwei Tage offener Lagerung größtenteils vernichtet werden kann. Pferdemist kann ggf. als kostenneutral (inkl. Anlieferung zur Anlage) angenommen werden, da z.T. großer Entsorgungsdruck besteht. Für die Grasfraktionen wären die Bedingungen zu prüfen. Deichgras (ca. 3.000 t / a) könnte ggf. kostenneutral an die Anlage geliefert werden. Landschaftspflegematerial müsste abgeholt werden. Zudem entstehen Kosten für die Silierung (Ballensilage) und ggf. Substratkosten im Bereich 7 – 25 € / t, ebenso wie bei Gras aus intensiver Landwirtschaft (Annahme ca. 30 € / t). Die Graspotenziale sind zu überprüfen, da mittlerweile eine anderweitige Nutzung nicht ausgeschlossen werden kann.

Interessant für die Biogasproduktion bleiben Deichschnitt und eingesammeltes Gras von öffentlichen Grünflächen (z.B. vom Segelflugplatz), da diese Stoffströme ohnehin eingesammelt, transportiert und einer Verwertung zugeführt werden. Pferdemist stellt ebenso eine Ressource für die Biogasproduktion dar, da wie bei dem Grasschnitt von Deichen und Grünanlagen eine Entsorgungsnotwendigkeit besteht.

Die Verfügbarkeit des Grases von vertraglichen Naturschutzflächen und Ausgleichsflächen, müsste für eine energetische Verwertung überprüft werden, da sich innerhalb der letzten Jahre z.T. geänderte Verwertungswege, z.B. als Viehfutter, etabliert haben. Die landwirtschaftlichen Flächen sind in Bergedorf relativ klein und zerstückelt, sodass mit einer relativ großen Anzahl von Landwirten individuell verhandelt werden müsste. Zudem gestaltet sich die adäquate Lagerung für den Biogasprozess für diesen Stoffstrom schwierig. Weitere Untersuchungen wären vor einer Verwertung notwendig.

Für die lokale Verwertung stünden unter Einbeziehung aller oben beschriebenen Stoffströme die in Tabelle 14 dargestellten Biomassepotenziale für die Biogasproduktion zur Verfügung. Daraus ergeben sich die entsprechenden Energiemengen in Form von Biogas, welches durch Kraft-Wärme-Kopplung in insgesamt knapp 10.000 MWh Wärme pro Jahr umgewandelt werden könnten.

Tabelle 14: Biomassepotenziale im Projektgebiet

Bioressource	**Menge [t]**	**Gesamtenergie [MWh]**	**Wärme mit KWK 42% [MWh]**
Pferdemist	10.000	3.700	1.554
Deichschnitt – Gras	3.000	2.130	895
Vertragl. Naturschutzflächen – Gras	10.000	6.957	2.922
Ausgleichsflächen – Gras	6.000	3.975	1.670
öffentl. Wiesen – Gras	3.000	1.988	835
Fettwiese – Gras	5.000	4.398	1.847
Gesamt	**37.000**	**23.149**	9.722

Im BERBION-Projekt wurden durch IFAS und die Stadtreinigung Hamburg (SRH) Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis des EEG 2014 durchgeführt. Da das EEG 2017 keine Verbesserung der Vergütung gegenüber dem EEG 2014 vorsieht, kann von gleichen oder tendenziell höheren Kosten ausgegangen werden.

Insgesamt ergeben sich in den Berechnungen durch IFAS und DBFZ je nach angenommenen Anlagen- und Installationskosten Fehlbeträge von 80.000 bis 390.000 € pro Jahr, wobei keine Substrat- und Logistikkosten eingerechnet wurden. Die Berechnungen der SRH weisen unter zusätzlicher Annahme von Substrat- und Logistikkosten einen Fehlbetrag von 2,3 Mio. €/a aus.

Das Konzept der Biogasanlage sieht eine Gesamtfläche für die Anlage und für Lager von Substrat und Gärresten von ca. 21,5 ha vor.

Bei den Berechnungen wurden keine Annahmevergütungen von Einsatzstoffen (z.B. Pferdemist) und Einnahmen durch den Wärmeverkauf sowie keine Kosten für die Gärrestverwertung / -entsorgung und die Flächen für Anlage und Lagerung einbezogen. Daher sind die genannten Werte als Anhaltswerte anzusehen und können sich durch Substrat-, Gärrest- und Wärmepreise sowie Kosten und Verfügbarkeit von Flächen deutlich verschieben.

Die Einsammlung und Konservierung von Landschaftspflegegras als Silage stellt eine große Herausforderung dar, da deren technische Umsetzbarkeit im BERBION-Projekt nicht abschließend als positiv bewertet werden konnte. Dementsprechend wäre die technische Machbarkeit der Konservierung des Materials zu überprüfen. Mögliche Standorte der Verwertungsanlage sowie Ausbringflächen für die Gärreste (vertragliche Naturschutzflächen sind aufgrund der Vertragsbedingungen nicht dafür geeignet) wären in Hinblick auf Einsatzstoffe, Geruchsemissionen und Lieferverkehr (ca. 4.000 LKW / Jahr) auf Genehmigungsfähigkeit zu prüfen.

Eine Möglichkeit wäre es, die Verwertungsanlage an einem verträglichen Standort in weiterer Entfernung von Oberbillwerder zu errichten und dort den Grasschnitt zu Pellets zu verarbeiten (Abpressen der flüssigen Phase). Die Pellets könnten dann als Brennstoff zur Spitzenlastabdeckung in einer Energiezentrale vor Ort im Projektgebiet genutzt werden, die flüssige Phase kann zur Biogaserzeugung in der Verwertungsanlage außerhalb des Projektgebiets genutzt werden.

2.1.6 Vergleichende Bewertung der verschiedenen Versorgungsvarianten

Im Folgenden werden zunächst Versorgungsvarianten formuliert und anschließend unter verschiedenen Gesichtspunkten miteinander verglichen. Dabei kommen verschiedene Erzeugungstechnologien in unterschiedlichen Kombinationen zum Einsatz, die über eine Energiezentrale ein Wärmenetz versorgen. Neben der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird hier auch auf Preisstabilität, Flächenbedarf, Modellcharakter und Projektrisiken eingegangen.

2.1.6.1 Bildung von Versorgungsvarianten

Insgesamt werden sieben Varianten einer erneuerbaren Wärmeversorgung untersucht. Als Ausgangspunkt dienen brennstoffbasierte Varianten.

Als **Variante 1a** wird daher eine vollständige Versorgung durch Biomethan untersucht.

Variante 1b entspricht Variante 1a, mit dem Unterschied, dass hier hölzerner Biomasse wie Holzhackschnitzel zum Einsatz kommen.

Als nächster Schritt wird in der **Variante 2** die Kombination aus Solarthermie und Holz untersucht, wobei beide Technologien die Hälfte der Wärme bereitstellen. Für einen derart hohen Deckungsanteil der Solarthermie ist entweder ein Saisonalspeicher (z.B. Aquiferspeicher) oder der Zusammenschluss mit vorhandener Netzinfrastruktur notwendig, um die saisonalen Schwankungen der Solarthermieerzeugung ausgleichen zu können. Zunächst wird in der Variante offengehalten, ob der Solarthermieanteil durch Freiflächen- oder Aufdachsolarthermie gedeckt wird. Bei der folgenden Diskussion der Kriterien wird jedoch auf mögliche Unterschiede zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen hingewiesen.

Um den Anteil an Brennstoffen, der in Anbetracht der Preisstabilität und der Belastung der Umgebung problematisch ist, weiter zu reduzieren, wird in den **Varianten 3** eine Wärmepumpe eingesetzt. Teilweise wird dies zusätzlich mit einem solaren Deckungsanteil kombiniert. In den Wärmepumpenvarianten ist darüber hinaus jeweils ein mit Biomasse gefeuerter Spitzenlastkessel vorgesehen, der jedoch nur geringe Anteile der Wärme bereitstellt. Die Wärmepumpenvarianten umfassen:

- **Variante 3a:** Wärmepumpe (90 %) mit oberflächennaher Geothermie als Wärmequelle und Spitzenlasterzuger (10 %)
- **Variante 3b**: Wärmepumpe (70 %) mit oberflächennaher Geothermie als Wärmequelle und solarem Deckungsanteil von 20 % (Freifläche) sowie Spitzenlasterzeuger (10 %)
- **Variante 3c:** Wärmepumpe mit Sonderwärmequelle (70 %) und solarem Deckungsanteil von 20 % (Freifläche) sowie Spitzenlasterzeuger (10 %). Unter dieser Variante sind weitere Wärmequellen für die Wärmepumpe zusammengefasst. Mögliche Sonderwärmequellen sind in Kapitel 2.1.3 beschrieben.

Abgerundet wird das Variantenspektrum durch die Betrachtung von **Variante 4** mit Tiefengeothermie und Spitzenlasterzeuger.

2.1.6.2 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf ist ein wichtiges Kriterium, um die Machbarkeit der Versorgungsvarianten innerhalb technischer und weiterer Rahmenbedingungen einordnen zu können. Die im Folgenden angegebenen Zahlen beziehen sich auf das Bebauungsszenario mit 10.000 Wohneinheiten, qualitativ gelten die Aussagen jedoch auch für die weiteren Bebauungsszenarien.

Der Flächenbedarf für die Tiefengeothermiebohrung (Variante 4) ist am geringsten, da hier nur ein kleines Gebiet für das Bohrloch und die oberirdische Anlagentechnik sowie den Spitzenlasterzeuger benötigt wird. Ähnliches gilt für die Versorgung mit Sonderwärmepumpen (Variante 3c), bei der sich der Platzbedarf ebenfalls hauptsächlich auf die verwendete Anlagentechnik und die Erschließung der Wärmequelle beschränkt. Hinzu kommt noch der Flächenbedarf für die Freiflächensolarthermieanlage in Höhe von 4 % der Projektgebietsfläche. Für die Wärmepumpenvarianten mit Geothermie als Wärmequelle (Varianten 3a und 3b) wird ein Erdsondenfeld benötigt, dessen Flächenbedarf in der Variante ohne solare Unterstützung etwa 40 % der Projektgebietsfläche entspricht. Diese Fläche kann jedoch

nach Installation der Erdsonden weiterhin z.B. als Grün- und Weideland oder als Erholungsfläche genutzt werden. Alternativ könnte die Fläche unter den Gebäuden für oberflächennahe Geothermie genutzt werden, sodass der Flächenbedarf weniger stark ins Gewicht fällt.

In Variante 2 führen Aufdachsolarthermieanlagen zwar nicht direkt zu einem über die Gebäudegrenzen hinausgehenden Flächenbedarf, konkurrieren jedoch mit der Stromerzeugung aus Photovoltaik oder einer anderweitigen Dachnutzung um die verfügbaren Dachflächen. Freiflächensolarthermieanlagen hingegen sind in dieser Variante mit einem Flächenbedarf von ca. 14 % der Projektgebietsfläche verbunden, der im Projektgebiet oder zumindest in unmittelbarer Nähe anfällt.

Der Flächenbedarf von Biomasse und Biomethan ist nicht direkt mit dem Projektgebiet verbunden, im Sinne einer ganzheitlichen Betrachtung ist jedoch festzuhalten, dass für eine Wärmeversorgung mit Biomasse oder Biomethan erhebliche Anbauflächen notwendig sind, die sich verglichen mit dem Projektgebiet ungefähr auf das Fünffache im Fall von Holz (Variante 1b) aus Kurzumtriebsplantagen und auf das Zwölffache im Fall von Biomethan aus Maissilage (Variante 1a) belaufen.

Der Anbau von Holz in Kurzumtriebsplantagen könnte ein alternatives Geschäftsmodell für die von dem Bau des Stadtteils betroffenen landwirtschaftlichen Betriebe darstellen. Dies ist allerdings, da sich Kurzumtriebsplantagen nicht in das flache Landschaftsbild der historischen Kulturlandschaft Oberbillwerder einpassen, nicht unproblematisch.

2.1.6.3 Wirtschaftlichkeit

Eine Versorgung mit Biomethan (Variante 1a) ist gegenwärtig wirtschaftlich nicht realisierbar. Die zu erwartende Wärmegestehungskosten liegen mit ungefähr 12-16 ct/kWh deutlich über den Kosten für die weiteren Technologien. Die Varianten mit oberflächennaher Geothermie (Variante 3a und 3b) sind ebenfalls mit vergleichsweise hohen Wärmegestehungskosten von ca. 10-12 ct/kWh verbunden. Eine Versorgung ausschließlich auf Basis hölzerner Biomasse (Variante 1b) resultiert in Wärmegestehungskosten von schätzungsweise 8-10 ct/kWh. Die Kombination von Holz mit Aufdachsolarthermieanlagen führt zu etwas höheren Wärmegestehungskosten, die Kombination mit Freiflächensolarthermieanlagen hingegen reduziert bei landwirtschaftlichen Pachtpreisen für die Freiflächensolarthermieanlage die Wärmegestehungskosten. Die Wirtschaftlichkeit von Freiflächensolarthermie hängt hierbei maßgeblich davon ab, welcher Wert dem genutzten Boden zugeschrieben wird. Bei einem Bodenpreis von etwa 100 €/m² sind die Kosten für Aufdach- und Freiflächensolarthermie etwa gleich hoch. Tiefengeothermie (Variante 4) sowie Wärmepumpen mit Sonderwärmequelle (Variante 3c) bieten das Potenzial für geringere Wärmegestehungskosten. Diese Kosten hängen maßgeblich von den örtlichen Gegebenheiten ab, sodass hier größere Ungewissheit als bei den übrigen Technologien besteht und weitere Analysen notwendig sind, um die Wärmegestehungskosten sinnvoll abschätzen zu können.

2.1.6.4 Preisstabilität

Die Tiefengeothermieversorgung (Variante 4) zeichnet sich aufgrund des hohen Anteils der Kapitalkosten und des geringen Anteils der Betriebskosten an den Wärmegestehungskosten durch eine sehr hohe Preisstabilität aus. Aus dem gleichen Grund ist die Variante 2 mit hohem Solarthermieanteil weniger sensibel gegenüber Preisschwankungen des Brennstoff- und Strommarkts. Die Varianten mit

Wärmepumpe sind durch eine direkte preisliche Abhängigkeit vom Strommarkt gekennzeichnet. Für Wärmepumpenstrom kann aufgrund der Zunahme von erneuerbarem Strom davon ausgegangen werden, dass dieser zukünftig, zumindest bei Lastspitzen im Netz, zunehmend auch günstig zur Verfügung steht, sodass bi- oder multivalente Systeme, in denen die Wärmepumpe nur bei Lastspitzen zum Einsatz kommt, zu wirtschaftlichen Vorteilen führen können.

Der Markt für Biomasse und Biomethan ist verglichen mit dem Strommarkt jedoch einflussreicheren Schwankungen unterworfen. Ungewissheit über die Zukunft von Angebot, Nachfrage und politischen Rahmenbedingungen sowie ein hoher Anteil der Betriebskosten an den Wärmegestehungskosten führen zu einer geringen Preisstabilität dieser Erzeugungstechnologien (Versorgungsvariante 1a und 1b).

2.1.6.5 Projektrisiken

Eine Versorgung mit Biomethan (Variante 1a) unterscheidet sich technisch gesehen nicht von der konventionellen Erdgasversorgung und ist daher mit den geringsten Projektrisiken verbunden. Die Wärmeversorgung mittels Holzkessel (Variante 1b) oder Wärmepumpen basiert ebenfalls auf bewährter Technologie und birgt nur vernachlässigbare Projektrisiken. Im Fall der Sonderwärmepumpe (Variante 3c) stellen die Eignung und Erschließung der Wärmequelle ein schwierig zu quantifizierendes Projektrisiko dar. Das Risiko der solarthermiezentrierten Variante 2 besteht im Wesentlichen in der Sicherung einer geeigneten Fläche in oder in der Nähe des Projektgebiets und in der Machbarkeit eines Saisonalspeichers. Die Realisierbarkeit der Tiefengeothermiebohrung wird, wie in Kapitel 2.1.4 beschrieben, von der Beschaffenheit des entsprechenden Speicherhorizontes und der daraus resultierenden Wirtschaftlichkeit bestimmt. Aus diesem Grund ist diese Variante ebenfalls einem erhöhten Projektrisiko ausgesetzt, was ggf. durch Versicherungsfonds abgemildert werden kann.

2.1.6.6 Modellcharakter

Die Wärmebereitstellung mit Biomethan oder Biomasse weist keinen Modellcharakter auf, da hier lediglich konventionelle Ansätze mit erneuerbaren Brennstoffen verfolgt werden. Die Nutzung von Aufdach- oder Freiflächensolarthermiemodulen in einem Wärmenetz inklusive Saisonalspeicher in Kombination mit dem erneuerbaren Brennstoff Holz (Variante 2) oder die Versorgung des Projektgebietes über eine Tiefengeothermiebohrung (Variante 4) beinhaltet hingegen durchaus innovative Aspekte. Während der Einsatz der oberflächennahen Geothermie als Wärmequelle für Wärmepumpen (Variante 3a) heute nicht als außergewöhnlich innovativ angesehen werden kann, ist die Kombination mit Solarthermie (Variante 3b) eine weniger gewöhnliche Variante, die die Abhängigkeit vom Strompreis senkt und auch darüber hinaus durch die zusätzliche Erzeugungstechnologie die Chance bietet, flexibel auf Marktänderungen zu reagieren. Die Erschließung einer Sonderwärmequelle weist den höchsten Modellcharakter auf, da in diesem Fall Potenziale erschlossen werden, die heutzutage üblicherweise nicht in großem Maßstab für die Wärmebereitstellung genutzt werden.

2.1.6.7 Fazit

Die Ergebnisse des Variantenvergleichs sind in Abbildung 42 qualitativ veranschaulicht. In der Gesamtbetrachtung ist eine Komplettversorgung durch Biomethan oder Biomasse (Varianten 1a und 1b) aufgrund der Wirtschaftlichkeit und der geringen Preisstabilität sowie des großen Flächenbe-

darfes und dem nicht gegebenen Modellcharakter auszuschließen. Der Flächenbedarf der Freiflächensolarthermieanlage in Projektgebietsnähe stellt in der entsprechenden Variante eine Herausforderung dar, mit der umgegangen werden muss. Dafür ist bei dieser Variante von einer verbesserten Wirtschaftlichkeit auszugehen. Aufdachsolarthermieanlagen konkurrieren mit Photovoltaik um die Dachflächen und führen außerdem verglichen mit einer Holzversorgung zu erhöhten Wärmegestehungskosten. Bei den Varianten mit oberflächennaher Geothermie ist zwar von geringen Projektrisiken und lediglich unterirdischen Flächenbedarfen auszugehen, die Wirtschaftlichkeit einer solchen Energieversorgung ist jedoch heute noch nicht konkurrenzfähig und eine Realisierung aufgrund der Sondentiefenbeschränkung auf 25 m fraglich. Vielversprechend sind hingegen zum einen die Variante mit Tiefengeothermie, wobei die erwähnten Projektrisiken beachtet werden müssen, und die Energieversorgung über eine Sonderwärmepumpe. Die Wärmequelle der Sonderwärmepumpe muss noch ermittelt und auf Eignung und Wirtschaftlichkeit geprüft werden. Ggf. kann die Sonderwärmepumpe mit einer Freiflächensolarthermieanlage kombiniert werden.

Zusammenfassend weisen alle betrachteten Varianten unter den angewendeten Kriterien Vor- und Nachteile auf, sodass an dieser Stelle ohne weiterführende Untersuchungen und vor Konkretisierung der städtebaulichen Planung für das Projektgebiet keine abschließende Empfehlung erfolgen kann. Wärmepumpen werden voraussichtlich zumindest in der Kombination mit anderen flexiblen Wärmeerzeugern eine Rolle spielen, deshalb ist auf niedrige Systemtemperaturen zu achten.

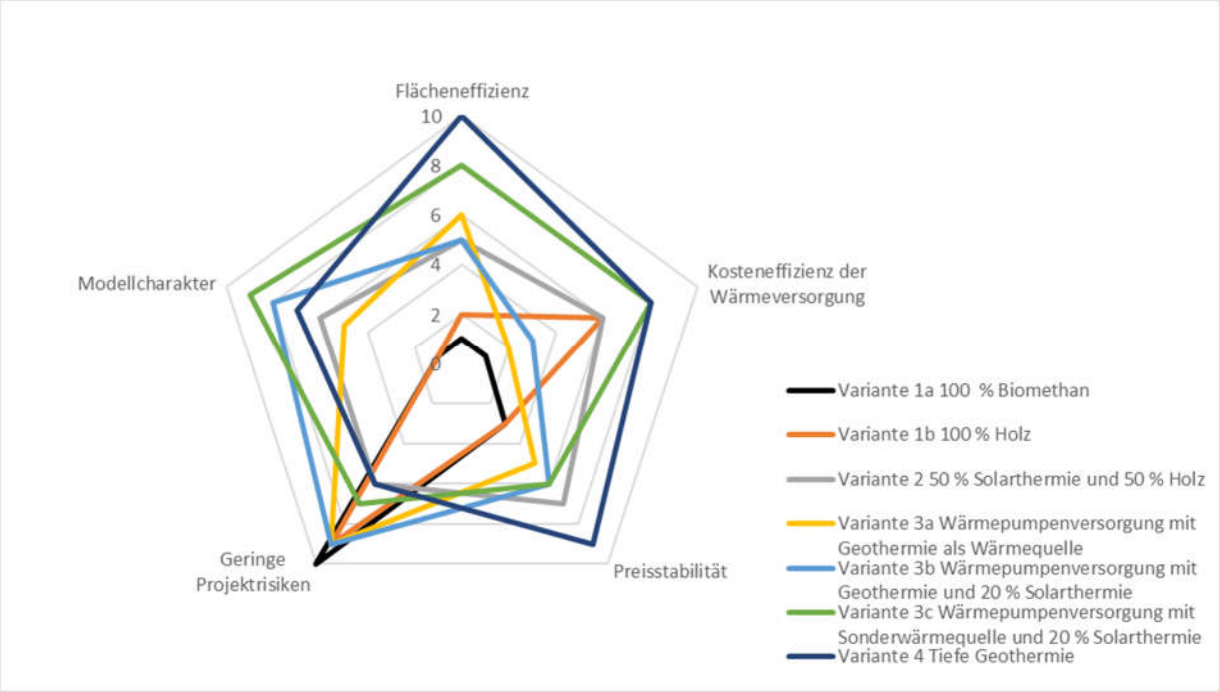

Abbildung 42: Vergleichende Bewertung der Erzeugungstechnologien

2.2 Stromversorgung

2.2.1 Photovoltaik

Photovoltaik-Anlagen erzeugen lokal CO_2-freien Strom. Aus der Sonneneinstrahlung wird elektrischer Strom erzeugt. Der spezifische Ertrag beträgt hierbei im Großraum Hamburg ca. 880 kWh/kWp.

Basierend auf der bebauten Fläche wurde das Photovoltaikpotenzial für Aufdachanlagen im Projektgebiet ermittelt. Hierbei wurden für die Geschossbauten Flachdächer und für die Einzel-, Doppel- und Reihenhäuser Schrägdächer angenommen. Weiterhin wurde eine installierbare Leistung von 50 Wp pro Quadratmeter Dachfläche angenommen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 15 dargestellt. In den Bebauungsszenarien mit 8000 und 1000 Wohneinheiten können bilanziell jeweils ungefähr 50 % des Strombedarfes durch Photovoltaik gedeckt werden, für das Bebauungsszenario mit 3000 Wohneinheiten in Form von Einzel-, Doppel- und Reihenhäusern reicht das PV-Potenzial aufgrund der geringeren Geschosszahl pro Dachfläche zur Deckung von 85 % des Strombedarfes. An leistungsspezifischen Investitionskosten sind ca. 1.250 bis 2.000 €/kWp abhängig von der Anlagengröße zu erwarten.

Tabelle 15: PV-Potenzial im Projektgebiet

Szenarien	PV-Potenzial [MWh/a]	PV-Potenzial Leistung [kWp]	Anteil PV-Stromerzeugung an Verbrauch
1	8.288	9.750	85%
2	8.458	9.950	64%
3	11.411	13.425	55%
4	10.583	12.450	46%

2.2.2 Gebäudeintegrierte Photovoltaik

Bei der gebäudeintegrierten Photovoltaik ist zu unterscheiden, ob es sich bei der Photovoltaikanlage um eine Warm- oder Kaltfassade handelt. Bei der Warmfassade ist das Photovoltaikmodul baulicher Bestandteil der Gebäudehülle und somit Bestandteil des Witterungs- und Wärmeschutzes. Bei der Kaltfassade handelt es sich um eine hinterlüftete Fassade, wobei die vorgehängte Photovoltaikfassade nur witterungsschützende Aufgaben übernimmt. Aus ästhetischen Gründen können Dünnschichttechnologien von Vorteil sein, da hierdurch eine farblich einheitliche Fläche erzeugt werden kann.

Die Mehrkosten von gebäudeintegrierten Photovoltaikmodulen gegenüber aufgeständerten Systemen betragen ca. 100 EUR/kWp. Hinzu kommen Mehrkosten für Wartungsarbeiten und Instandsetzungen. Da Fassaden überwiegend senkrecht angeordnet sind, sind die Jahreserträge von PV-Fassaden ca. 30% geringer als bei aufgeständerten Anlagen. Bei der Planung und Auslegung ist auf verschattende Objekte, wie Nachbargebäude, Bäume, etc. zu achten, weshalb sich in den meisten Fällen eine Installation an den oberen Gebäudeetagen empfiehlt.

2.2.3 Ausblick: Weitere Photovoltaik-Technologien

Neben den herkömmlichen Photovoltaikmodulen gibt es eine Reihe weiterer Technologien zur Stromerzeugung aus Solarenergie. Ein Beispiel sind organische Solarzellen, die aus Kohlenwasserstoffverbindungen bestehen und sich insbesondere für gebäudeintegrierte Photovoltaik eignen. Es gibt bereits erste Pilotprojekte. Die Vorteile bestehen neben geringen Herstellungskosten und geringem Energieverbrauch bei der Herstellung in der Erfüllung von architektonischen Anforderungen. Hierzu zählen die Anwendbarkeit auf unterschiedlichsten Materialien wie Glas, Stahl und Beton und die Möglichkeit flexible, transparente und farbige Solarzellen herzustellen. Der Wirkungsgrad dieser Technologie liegt bei etwa 12 %.

Technologien, die in Zukunft deutlich höhere Wirkungsgrade erzielen könnten, sind die Grätzel-Zelle und die Tandem-Zelle. Bei der Grätzel-Zelle handelt es sich um eine elektrochemische Solarzelle, die auf organischem Farbstoff basiert. Die Vorteile sind eine einfache Herstellung und eine variable Farbgestaltung sowie ein geringer Energieverbrauch bei der Herstellung. Der Wirkungsgrad im Labormaßstab liegt bei etwa 15 %, kommerzielle Anwendungen liegen derzeit mit bis zu 7 % deutlich darunter. Zukünftig könnten jedoch Wirkungsgrade von über 30 % möglich sein. Die doppeltgeschichtete Tandemzelle zur optimalen Ausnutzung des Lichtspektrums ist ebenfalls aktuell Gegenstand der Forschung. Als Ausblick sind bei dieser Technologie Wirkungsgrade von 30-40 % denkbar. Aktuell liegen die Wirkungsgrade im Labormaßstab bei ungefähr 18 %.

Auch wenn die beschriebenen Technologien derzeit noch nicht vollständig ausgereift sind, sollten die Entwicklungen in diesem Feld weiter im Auge behalten werden.

2.2.4 Exkurs: Effizienzhaus Plus

Für Gebäude, die wegen der geringen Bau- und Wärmedichte nicht an ein Wärmenetz angeschlossen werden können, sollte eine dezentrale Energieversorgung über Photovoltaik, Solarthermie und die Nutzung von Umweltwärme (aus Wasser, Boden, Luft) über Wärmepumpen mit dem Ziel einer positiven Energiebilanz angestrebt werden.

Ein solches Konzept verfolgt das Effizienzhaus Plus des Bundesbauministeriums[18]. Der Effizienzhaus Plus-Ansatz wird erfüllt, wenn sowohl ein negativer Jahres-Primärenergiebedarf als auch ein negativer Jahres-Endenergiebedarf vorliegen. Die End- und Primärenergiebedarfswerte für den Nutzerstrom sind hierbei zu berücksichtigen. Zusätzlich ist das Verhältnis von selbstgenutzter zu generierter erneuerbarer Energie innerhalb der Bilanzgrenze (hier: Grundstücksgrenze) auszuweisen.

Die regenerative Energiegewinnung der Mehrzahl der bisher gebauten Modellvorhaben aus dem Effizienzhaus Plus Netzwerk basiert auf solarer Energiegewinnung. Dies geschieht vorwiegend durch Pho-

[18] Quelle: „Wege zum Effizienzhaus Plus – Grundlagen und Beispiele für energieerzeugende Gebäude“. Herausgeber: BMUB. Januar 2017. Zu beziehen über: http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/broschueren-bestellen/#cr29 (Stand: 29.06.2017)

tovoltaik in Kombination mit Wärmepumpen. Zum Einsatz kommen zu 43 % Sole-Wasser-Wärmepumpen, zu 30 % Luft-Wasser-Wärmepumpen, und zu je 13,5 % wird die Wärme durch eine Kombination einer Wasser-Wasser- bzw. einer Luft-Luft-Wärmepumpe erzeugt (vergleiche Kapitel 2.1.3.8).

Die mittlere energetische Qualität der Modellvorhaben liegt beim KfW-Effizienzhaus 55-Standard. Der Passivhausstandard ist nicht zwingend erforderlich, aber auch vertreten.

Ein KfW-Effizienzhaus 55 benötigt etwa 0,5 m² Photovoltaikfläche je m² Wohnfläche, um zu einem Effizienzhaus Plus-Gebäude aufgerüstet zu werden (vergleiche Kapitel 2.2.1). Außerdem haben die Untersuchungen im Effizienzhaus Plus-Netzwerk gezeigt, dass die investiven Mehrkosten für ein Effizienzhaus Plus im Vergleich zu den erzielbaren Betriebskosten in einem wirtschaftlich verträglichen Verhältnis stehen. Die Gesamtmehrinvestitionen je Quadratmeter Nutzfläche liegen gegenüber den gesetzlichen Mindestanforderungen der Energieeinsparverordnung zwischen 230 und 325 €. Auf Grund schwankender Einspeisevergütungen sind wirtschaftliche Betrachtungen immer individuell unter den jeweils aktuellen Randbedingungen zu führen.

Insgesamt unterschreitet der Effizienzhaus Plus-Ansatz mit seiner aktiven Einbindung der erneuerbaren Energiesysteme im Gebäude den künftigen Niedrigstenergie-Gebäudestandard der Europäischen Gebäudeenergieeffizienzrichtlinie 2010/31/EU.

2.2.5 Mieter- oder Quartiersstromversorgung

Die Begrifflichkeiten Quartiersstrom und Mieterstrom werden in unterschiedlichen Zusammenhängen verwendet. Eine einheitliche Definition besteht nicht.

2.2.5.1 Mieter- oder Quartiersstrom nach EnWG

Die Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) geben die Möglichkeit, innerhalb einer „Kundenanlage“ Strom zu erzeugen und zu vermarkten, der nicht mit Netzentgelten und netzgebundenen Abgaben und Umlagen außer der EEG-Umlage belastet wird. Die EEG-Umlage ist bisher in voller Höhe abzuführen (vgl. Kapitel 2.2.5.2).

Eine Kundenanlage darf nur eine Größe haben, die „für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität […] unbedeutend“ ist. Eine Obergrenze wird nicht festgelegt und Stromnetz Hamburg hat sich in anderen Projekten grundsätzlich flexibel gezeigt. Es erscheint aber auf Basis der bisherigen Rechtsprechung fraglich, ob das ganze Entwicklungsgebiet Oberbillwerder aufgrund seiner Größe in einer Kundenanlage zusammengefasst werden könnte. Eine weitere Schwierigkeit entsteht bei der Querung und Nutzung öffentlicher Straßen aufgrund der geltenden Konzessionsverträge.

Eine realistische Möglichkeit besteht darin, die Baufelder zwischen den öffentlichen Straßen zu jeweils einer Kundenanlage zusammenzufassen und den Strom, der innerhalb dieser Anlage erzeugt und verbraucht wird, zu vergünstigten Bedingungen zu vermarkten.

Diese Form des Quartiersstroms rechnet sich in der Regel heute nur für Strom aus KWK-Anlagen, der wirtschaftliche Vorteil für PV-Strom gegenüber der EEG-Vermarktung ist in der Regel gering. Allerdings ist dieser Rechtsrahmen sehr dynamisch. Mit dem KWKG 2016 wurde der Quartiersstrom gegenüber

ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom deutlich schlechter gestellt, so dass die Umsetzbarkeit von gebäudeübergreifenden Quartiersstromkonzepten auf KWK-Basis deutlich erschwert wurde. Im Rahmen der Reform des Stromsteuergesetzes wurde diskutiert, die Befreiung für Erneuerbare-Energien-Anlagen von der Stromsteuer zu kippen.

2.2.5.2 Photovoltaik-Mieterstrom nach EEG 2017

Die Rahmenbedingungen für Mieterstrommodelle wurden mit dem Gesetzesentwurf 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 abzüglich 8,5 ct/kWh und liegt somit im Bereich von 2,75-3,81 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 für 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. Aktuelle Stellungnahmen kritisieren die Beschränkung auf 100 kWp Anlagenleistung. Der Beschluss durch den Bundestag steht aus. und wird für Ende Juni/Anfang Juli 2017 erwartet.

Abbildung 43: Abgrenzung Eigenverbrauch, Mieterstrom und Quartiersstrom; Quelle: GESCHÄFTSMODELLE MIT PV-MIETERSTROM; PV Financing Project, August 2016

Modelle für Vorort-Versorgung	Eigenverbrauch und Pachtmodelle	Mieterstrom	Kiezstrom, Quartiersstrom, Regionalstrom
Lieferbeziehung	Personenidentität von Betreiber und Letztverbraucher (LV) Sonderfall: Personenidentität wird über die Pacht oder den Verkauf der PV-Anlage an den LV hergestellt.	Lieferung an Dritte	Lieferung an Dritte
Netznutzung und Netzentgelte	Keine Nutzung des öffentlichen Netzes. Daher werden keine netzgebundenen Entgelte fällig.	Keine Nutzung des öffentlichen Netzes. Daher werden keine netzgebundenen Entgelte fällig.	Nutzung des öffentlichen Netzes. Netzentgelte werden fällig.
EEG-Umlage	EEG-Umlage wird zu 40 Prozent fällig. Für kleine Anlagen gilt die „Kleinanlagenregelung". Demnach ist Strom aus Stromerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 10 kW bis zu einem Eigenverbrauch von 10 MWh/a von der EEG-Umlage zu 100 Prozent befreit.	EEG-Umlage wird zu 100 Prozent fällig*. (*dies könnte sich jedoch gemäß EEG 2017 zumindest teilweise ändern, vgl. Kapitel 2.7.2.)	EEG-Umlage wird zu 100 Prozent fällig.
EEG-Vergütung	Für die selbstverbrauchte Strommenge wird keine Vergütung nach EEG bezahlt.	Für die direkt verbrauchte Strommenge wird keine Vergütung nach EEG bezahlt.	Die ins Netz eingespeiste Strommenge wird für 20 Jahre mit dem gültigen EEG-Satz vergütet.

2.2.6 Fazit Stromversorgung

Die Stromversorgung ist für die Abdeckung des Strombedarfs der Haushalte, für den Betrieb von Wärmepumpen (Wärmeversorgung) sowie für die Elektromobilität relevant.

Da Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Lösungen die Anforderungen an die Versorgung hinsichtlich eines hohen Anteils an erneuerbaren Energien bzw. an sozial verträgliche Wärmepreise (Einsatz von Biomethan) nicht erfüllen, kommt als Möglichkeit der lokalen Stromerzeugung, nach unserer Einschätzung, voraussichtlich lediglich die Photovoltaik in Frage. Die Möglichkeiten zum wirtschaftlichen Betrieb solcher Anlagen sollen mit dem EEG 2017 verbessert werden. Eine möglichst flächendeckende Nutzung der verfügbaren Dachflächen mit Photovoltaik ist anstrebenswert, um das gesteckte Ziel der CO_2-Neutralität erfüllen zu können.

Die technologische Entwicklung im Bereich Kleinwindanlagen – aufgrund von Lärmentwicklung und Schattenwurf im innerstädtische Bereich derzeit nicht einsetzbar – sollte jedoch weiter im Auge behalten werden.

Mit konservativen Annahmen können je nach Bebauungsszenario 46 bis 85 % des Haushaltsstrombedarfs durch auf den Gebäudedächern installierte PV-Anlagen gedeckt werden. Die Nutzung von Fassaden oder anderen technischen Bauten wie Lärmschutzwänden oder technologische Verbesserungen vergrößern dieses Potenzial. Aufgrund der Dichte der Bebauung und der Flächenknappheit wird ein Stromimport jedoch nicht auszuschließen sein. Zu berücksichtigen ist, dass auch die Zusammensetzung des nationalen Strommixes immer weiter Richtung erneuerbare Energien verschoben wird. Ziel der Bundesregierung sind 80 % bis 2050.

3 Fazit Energieversorgung

3.1 Empfehlung zur Energieversorgung

Für eine lokale Wärmeversorgung auf Grundlage von erneuerbaren Energien empfehlen wir, für die Grundversorgung eine zentrale Großwärmepumpe zur Speisung eines Wärmenetzes einzusetzen. Die optimale Wärmequelle für diese Wärmepumpe muss im weiteren Planungsprozess ermittelt werden. Besonders effizient wäre die Nutzung von zentralen Abwasser- und Trinkwasserleitungen, möglichst sogar beider Quellen. Sollte die Nutzung dieser Wärmequellen nicht zustande kommen, ist die Errichtung eines Erdsondenfeldes oder eines flächenhaften Erdkolllektors eine mögliche Alternative.

Ergänzt wird die Grundversorgung durch eine Freiflächensolarthermieanlage, um den sommerlichen Heizwärme- und Brauchwarmwasserbedarf (dieser entspricht etwa 20% des Gesamtwärmebedarfs) zu decken. Die Integration der solaren Wärme ist sowohl ökologisch als auch ökonomisch sinnvoll. Die solare Wärme ist CO_2-frei, während die über die Wärmepumpe erzeugte Wärme durch den (teil-fossilen) Strom zum Antrieb CO_2-Emissionen verursacht. Bei Inanspruchnahme der heute gültigen Fördermittel wären auch die Wärmegestehungskosten der Solarwärme geringer als die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe.

Die Solaranlage ließe sich für einen Stadtteil mit 8.000 Wohneinheiten vor Ort auf einer Fläche von 5 bis 6 ha errichten. Alternativ empfehlen wir, als Standort der Solarthermieanlage eine Fläche außerhalb des Projektgebiets zu suchen. Hier wurde in einer ersten Analyse die Schlickdeponie Feldhofe identifiziert. Weitere Flächen, wie das Erdölförderfeld südlich des Ortskerns von Bergedorf oder die Wälle südlich der Autobahn A 25 wären zu prüfen. Die Wirtschaftlichkeit einer Solarthermieanlage wäre hier abhängig von der Größe der Anlage und damit dem Umfang der Wärmelieferung im Verhältnis zu den Kosten der Wärmebringleitung in die Quartiere. Eine Solarthermielieferung auch an die Bestandsquartiere kann hier die nötigen Skaleneffekte erzielen. Die geologischen Bedingungen machen die Errichtung eines Saisonalspeichers schwierig bzw. teuer. Daher empfehlen wir, überschüssige Solarthermiemengen nicht einzuspeichern, sondern an die bestehenden Wärmenetze zu liefern und hier CO_2-Einsparungen zu realisieren. Darüber hinaus können Gewächshäuser mit integrierten Solarthermiemodulen für „Urban Gardening“ einen vor Ort sichtbaren Anteil zu der solaren Wärmeversorgung beisteuern, erreichen jedoch nicht die notwendige Anlagengröße.

Neben einer Kombination aus einer Großwärmepumpe und Solarthermie stellt auch die Tiefe Geothermie eine regenerative und zukunftssichere Option für die Grundversorgung mit Wärme dar, die nicht aus den Augen verloren werden sollte.

Zusätzlich zur Grundversorgung (durch die Kombination aus Solarthermie mit Großwärmepumpe oder Tiefer Geothermie) ist ein Anteil von etwa 10% des Wärmebedarfs durch einen mit Biomasse gefeuerten Spitzenlastkessel bereitzustellen. Die Analyse des Biomassenpotenzials hat ergeben, dass lokale Potenziale in dieser Größenordnung vorhanden sind.

Bei der Stromversorgung steht die maximale lokale Deckung des Haushaltsstromverbrauchs durch auf bzw. an den Gebäuden installierte Photovoltaik im Vordergrund. Darüber hinaus gehende Bedarfe würden aus dem allgemeinen Versorgungsnetz bezogen werden.

Bezüglich der Gebäude wird empfohlen, für eine maximale Nachhaltigkeit auf einen hohen Dämmstandard mit einem Transmissionswärmeverlust von 25 kWh/(m²*a) und Holzbaustoffe zu setzen.

Der Städtebau sollte eine möglichst große Kompaktheit bezogen auf das Verhältnis von Gebäudehüllfläche zu Gebäudevolumen (A/V-Verhältnis) und die Wärmeliniendichte anstreben sowie eine günstige Ausrichtung der Gebäude für die Nutzung solarer Strahlungsenergie berücksichtigen.

Hinsichtlich der Mobilität sind frühzeitig geeignete Maßnahmen zur Reduzierung des motorisierten Individualverkehrs vorzusehen. Der Bau eines neuen Stadtteils bietet z. B. die Chance, das Modell eines in den Nebenkosten der Miete enthaltenen „Mietertickets“ für den ÖPNV zu erproben.

3.2 Bandbreite der CO_2-Vermeidung

Die in Kapitel 2.1.6 untersuchten Varianten führen in Hinblick auf CO_2-Emissionen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Für jede dieser Varianten werden in diesem Abschnitt auf Basis der verwendeten Technologien spezifische CO_2-Emissionen ermittelt, Kraft-Wärme-Kopplung wird nach der Finnischen Methode betrachtet. Diese Ergebnisse lassen sich auf die in Kapitel 1.2.1.2 ermittelten Wärmebedarfe übertragen. Da es sich um ein Neubauprojekt handelt, ist eine Referenz zur Einordnung der Ergebnisse hilfreich. Als Referenzvariante für die CO_2-Emissionen wird ein moderner und erdgasbetriebener Brennwertkessel mit 20 %iger Solarthermieunterstützung betrachtet.

Die ermittelten spezifischen CO_2-Emissionen sind in Tabelle 16 dargestellt. Der Spitzenlasterzeuger, der in den Versorgungsvarianten bisher nicht näher definiert ist, wird für die Ermittlung der CO_2-Emissionen als Holz angenommen.

Tabelle 16: CO_2-Emissionen der untersuchten Versorgungsvarianten

Variante	CO_2-Emissionen Variante [g/kWh]
0 Referenz	191,5
1a 100 % Biomethan	95,0
1b 100 % Holz	28,2
2 50 % Solarthermie und 50 % Holz	28,3
3a Wärmepumpenversorgung mit Geothermie als Wärmequelle	148,4[19]
3b Wärmepumpenversorgung mit Geothermie und 20 % Solarthermie	121,7
3c Wärmepumpenversorgung mit Sonderwärmequelle und 20 % Solarthermie	121,7
4 Tiefe Geothermie	28,3

Die Varianten mit Wärmepumpenversorgung weisen aufgrund der angesetzten spezifischen CO_2-Emissionen für den Bezugsstrom von 566 g CO_2/kWh vergleichsweise hohe Treibhausgasemissionen auf. Es ist jedoch zu beachten, dass die mit dem Bezugsstrom verbundenen Emissionen in Zukunft durch die Veränderung des Strommixes zugunsten erneuerbarer Energien deutlich zurückgehen, sodass in diesen Varianten ein erhebliches Potenzial für weitere Reduktionen besteht. Der Solarthermieanteil in den Varianten 3b und 3c führt zu einer Verringerung der CO_2-Emissionen gegenüber einer Wärmepumpenversorgung ohne solare Unterstützung in Höhe von ca. 20 g/kWh.

Die Varianten 1b, 2 und 4 führen zu besonders niedrigen CO_2-Emissionen. Dies ist in dem geringen Emissionsfaktor von Holz begründet. Der Pumpenstrom für Solarthermieanlagen oder die Tiefengeothermiebohrung entspricht in etwa den spezifischen CO_2-Emissionen, die durch einen Holzhackschnitzelkessel verursacht werden.

Zusammenfassend führen im Vergleich zur Referenzvariante alle Versorgungsvarianten zu einer Verringerung der CO_2-Emissionen. Während die Varianten mit fester Biomasse, Solarthermie und Tiefer Geothermie bereits nach heutigem Stand erhebliche Reduktionen gegenüber dem Referenzszenario aufweisen, resultieren die Varianten mit Wärmepumpen nur in Einsparungen von 25 bis 36 % gegenüber dem Referenzszenario. Durch eine Veränderung des Strommixes besteht hier in Zukunft jedoch das Potenzial für weitere Einsparungen.

Neben den CO_2-Einsparungen durch die Wärmeversorgung führt auch die Nutzung von PV-Strom zu hohen Potenzialen bei der Treibhausgasreduktion. Gegenüber dem Referenzszenario führt der CO_2-neutrale PV-Strom zu Einsparungen von 566 g CO_2/kWh. Diese Menge an CO_2 fällt durch den nichtregenerativen Anteil im Bezugsstrom an, der durch PV-Anlagen bis zum in Kapitel *2.2.1* beschriebenen Potenzial ersetzt werden kann.

[19] Mit verändertem nationalen Strommix besteht in Zukunft Potenzial für eine deutliche Reduktion

4 Teil III: Weitere Aspekte der Nachhaltigkeit im Projektgebiet

4.1 Energieeffiziente Mobilität

Handlungsbedarf zur Senkung des Energieeinsatzes im Mobilitätsbereich besteht vor allem deswegen, weil die angestrebte Senkung der CO_2-Emissionen in allen anderen Sektoren erreicht werden konnte, außer im Verkehrssektor. Vor allem der Anstieg des Straßenverkehrs ist die hauptverantwortliche Emissionsquelle. Ein weiteres Problemfeld im Zusammenhang mit Verbrennungsprozessen sind Luftschadstoffe. Hamburg gehört zu den Regionen mit zu hohen Stickoxid-Emissionen und ist verpflichtet, Maßnahmen zur Emissionssenkung durchzuführen. Vor diesem Hintergrund ist eine Reduktion des motorisierten Individualverkehrs notwendig, um Energieeinsparungen und Emissionsminderungen im Verkehrssektor erzielen zu können.

Die Neuentwicklung eines Stadtteils bietet die Möglichkeit, neue Formen der Mobilität konsequent zu fördern. Durch den Ausbau des Fahrradverkehrs, des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und der Elektromobilität werden verstärkt Anreize zum Ausstieg aus der Nutzung des konventionellen MIV geboten. Nutzen statt Besitzen und Intermodalität sind dabei zwei aktuelle Trends, die bei der Mobilitätsplanung berücksichtigt werden.

Um rechtzeitig entsprechende Maßnahmen in die Stadtplanung einbinden zu können, sollte frühzeitig neben einem Verkehrskonzept für den MIV ein Mobilitätskonzept unter Einbindung aller Mobilitätsformen entwickelt werden. Dieses sollte die Ausweisung von notwendigen **Flächen für intermodale Angebote (CarSharing, RideSharing, Bike&Ride, StadtRAD)** sowie Ladeinfrastruktur für Elektromobilität berücksichtigen.

Die notwendigen **Abstellmöglichkeiten für Fahrräder** sollten frühzeitig in Städtebau, Gebäudetypologien und Grundstücksvergaben berücksichtigt werden. Dabei sind witterungsgeschützte Lösungen zu bevorzugen. Bei der Platzierung in Tiefgaragen sollte auf eine direkte Anfahrbarkeit ohne Treppen und möglichst ohne Fahrstuhlnutzung geachtet werden. Dabei sind auch Lastenfahrräder und Lademöglichkeiten für E-Bikes zu bedenken. Ähnlich ist bereits bei der Grundstücksvergabe **Ladeinfrastruktur für Elektromobilität** oder zumindest eine ausreichende Aus- und Vorrüstung vorzusehen.

4.1.1 Wohnungswirtschaft und Mobilitätsdienstleistungen

Die Einbindung der Wohnungsbaugesellschaften ist wichtig: Vier von fünf Wegen beginnen oder enden an der eigenen Wohnung. Studien belegen, dass die lokale Ausstattung mit Mobilitätsangeboten ein wesentlicher Faktor für die Wohnstandortwahl ist. So ist die Anbindung an den öffentlichen Personennahverkehr hinter den Wohnkosten und dem "Wohnen im Grünen" das drittwichtigste Entscheidungskriterium für die Mieterinnen und Mieter.

Dennoch werden Mobilitätsstrategien bislang nur selten von der Wohnungswirtschaft aufgegriffen und fortentwickelt, da solche Dienstleistungen nur wenig mit dem Kernprodukt "Wohnen" zu tun haben und sie nicht erkennbar zur Vermarktbarkeit der Wohnungsbestände beitragen. Gleichwohl lassen sich bei Vorliegen einer guten ÖPNV-Anbindung auf dem Immobilienmarkt höhere Mieten und Verkaufspreise erzielen. Lokale Mobilitätsangebote leisten nicht nur einen Beitrag zu Energieeinsparungen bzw. zum Klimaschutz, sondern sind den Mieterinnen und Mietern etwas wert.

Mobilitätsdienstleistungen lassen sich in infrastrukturelle ("harte") und betriebliche ("weiche") sowie in push & pull-Maßnahmen klassifizieren. Solche Dienstleistungen fallen unter den Begriff des **wohnstandortbezogenen Mobilitätsmanagements.**

Tabelle 17: Maßnahmen für Mobilitätsdienstleistungen

	infrastrukturelle Maßnahmen für Mobilitätsdienstleistungen	**betriebliche Maßnahmen für Mobilitätsdienstleistungen**
push	• Bau von keinen bzw. wenigen Pkw-Stellplätzen	• vertraglich vereinbartes autoarmes oder autofreies Wohnen
pull	• Anlage von Fußwegen inkl. Verweilmöglichkeiten (Bänke, grüne Bepflanzung etc.) • Anlage von hochwertigen Radwegen • Schaffung von sicheren Fahrradabstellmöglichkeiten (Fahrradboxen, barrierefreie Fahrradkeller, Fahrradbügel etc.) • Anbindung an das Radfernwegsystem • Einrichtung von Carsharing-Stationen • Einrichtung von Fahrradverleihstationen (Lastenräder, Anhänger, eBikes etc.)	• Bereitstellung von Mietertickets zur ÖPNV-Nutzung ("Freiwilliges Modell" oder "Solidarmodell") • Organisation einer gemeinschaftlichen Nutzung von ÖPNV-Zeitkarten ("Sharing-Modell") • Bereitstellung von Carsharing-Mitgliedschaften und Übernahme von Mitgliedsbeiträgen • Organisation von privatem Anwohner-Carsharing • Informations- und Kommunikationsangebote • (Fahrrad-)Reparaturdienste • Zustellservice

4.1.1.1 Mietertickets

Ein erfolgversprechendes, wohnungsbezogenes Angebot zur Gewährleistung einer klimaschonenden und vollumfänglichen Mobilität der Bewohnerinnen und Bewohner stellt das sogenannte Mieterticket dar. Dem Grundsatz folgend, „dass das ÖPNV-Ticket zum Wohnen genauso dazugehört wie derzeit der Parkplatz“, wird beim Anmieten einer Wohnung automatisch eine ÖPNV-Zeitkarte dazugebucht (obligatorisch) oder kann nach Wunsch verbilligt erworben werden (freiwillig). Dieses Basisangebot kann mit Hilfe digitaler Medien (kontaktlose Chipkarte oder smartphonebasiert) durch multimodale Angebote wie das Car- oder Bikesharing ergänzt werden.

Durch die Nähe zur S-Bahn-Station Allermöhe ist das Mieterticket ein attraktiver Ansatz für Oberbillwerder:

- Ein digitales Ticket für alles: Flatrate für den ÖPNV, Mitgliedschaft im Car- und Bikesharing, Nutzung von Fahrradparkhäusern usw.
- Abrechnung der Kosten über die Warmmiete.
- Verfügbar für alle Einwohnerinnen und Einwohner.

4.1.1.1.1 Finanzierung

Es bestehen unterschiedliche Modelle, um ein Mieterticket gegenzufinanzieren. Der Vertrieb kann entweder durch die Wohnungsbaugesellschaft, oder durch das Verkehrsunternehmen, das letztendlich die Mobilitätsdienstleistung erbringt, erfolgen. Die Kosten können dabei entweder zusammen mit der Warmmiete abgezogen werden oder die Mieterin bzw. der Mieter zahlt die individuellen Kosten direkt an das Verkehrsunternehmen. Außerdem wird dahingehend unterschieden, ob die Ticket-Abnahme freiwillig oder verpflichtend ist.

Freiwilliges Modell	Sharing Modell	Solidarmodell
+ optionale Abnahme + im Bestand und Neubau einführbar - vglw. geringe Ersparnis ggü. Jahresabo	+ optionale Abnahme + mittelhohe Ersparnis ggü. Jahresabo - „Verwaltungsaufwand“ durch Vermieter	+ Obligatorischer Besitz + Hohe Rabatte ggü. Jahresabo - eher in Neubauten einführbar

Freiwilliges Modell

Bei einem freiwilligen Modell entscheiden die Mieterinnen und Mieter selbst, ob sie ein Mieterticket haben möchten, oder nicht. Im Vorfeld muss die Wohnungsbaugesellschaft einen Vertrag mit dem Hamburger Verkehrsverbund schließen, in dem alle Konditionen festgelegt werden. Üblicherweise wird auf Basis einer geschätzten Mindestabnahme ein Rabatt gewährt (“Großkundenrabatt”) - die Wohnungsbaugesellschaft tritt hierbei als Vermittler bzw. Multiplikator zwischen den Mietern und dem Verkehrsverbund auf. Entscheidet sich eine Mieterin bzw. ein Mieter für ein Mieterticket, wird ein exklusiver Zugriff auf die rabattierten Fahrkarten gewährt.

Vorteil dieses Modells ist die Freiwilligkeit: Keiner der Mieterinnen und Mieter wird zur Abnahme des Mietertickets verpflichtet. Der Nachteil besteht darin, dass die im Verkehrsvertrag zwischen Wohnungsbaugesellschaft und Verkehrsverbund getroffene Mindestabnahmezahl dann ggf. unterschritten wird - die Wohnungsbaugesellschaft ist ausgleichspflichtig. Somit müsste die Wohnungsbaugesellschaft das Angebot verstärkt bewerben. Nachteilig wirkt sich das auch auf das Verkehrsmittelwahlverhalten der Mieterinnen und Mieter aus, wodurch die Ziele in Bezug auf Energieeinsparung im Mobilitätsbereich nicht erreicht werden können.

Sharing-Modell

Das Sharing-Modell funktioniert ähnlich wie das Carsharing: ein bestimmtes Kontingent an (übertragbaren) ÖPNV-Jahreskarten steht einem geschlossenen Personenkreis zur Verfügung. Alle Personen dieser Gruppe haben uneingeschränkten Zugriff darauf, sodass sie dieses Angebot bei Bedarf wahrnehmen können. Eine Verpflichtung zur Teilnahme an diesem Modell besteht nicht. Die Fixkosten für das Angebot müssen dann auf alle Teilnehmerinnen und Teilnehmer umgelegt werden - entweder als Pauschale oder nutzungsabhängig (zeitlich oder mengenmäßig).

Vorteil für die Mieterinnen und Mieter ist, dass sie weder ein Jahres-Abo für den ÖPNV abschließen müssen wie beim freiwilligen Modell, noch zur Abnahme eines ÖPNV-Tickets verpflichtet werden, wie beim Solidarmodell. Der Nachteil ist, dass auf Grund des geringen Verpflichtungsgrades nur ein geringer Effekt auf das Verkehrsmittelwahlverhalten erzielt werden kann. Außerdem muss die Wohnungsbaugesellschaft entsprechende Maßnahmen für den Austausch der Tickets ergreifen (Zugang und Abrechnung).

Solidarmodell

Bei dem Solidarmodell werden die Kosten des ÖPNV-Tickets solidarisch auf alle Mieterinnen und Mieter umgelegt. Der Geldeinzug erfolgt über die Wohnnebenkosten, wobei jeder Haushalt dann automatisch ein ÖPNV-Ticket erhält. Die Teilnahme daran ist verpflichtend. Durch die große abgenommene Menge können besonders hohe Rabatte geltend gemacht werden. Der Vertriebsaufwand bzw. die Bewerbung des Angebots seitens der Wohnungsbaugesellschaft ist hierbei minimal.

Vorteil ist, dass der Effekt auf die Verkehrsmittelwahl besonders hoch ist und dadurch das Ziel einer energieschonenden Mobilität erreicht werden kann. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass die Mieter deutlich geringere Kosten für ein Jahresabo zu erwarten haben als „normale" HVV-Kunden. Die Summe der Kostenbelastung aus Miete und Mobilitätskosten ist damit deutlich geringer als ohne Mieterticket. Gerade für Geringverdiener und Haushalte ohne Kfz entstehen somit erhebliche wirtschaftlich-soziale Vorteile. Als Nachteil wird in der Literatur die Verteuerung der Monatsmiete sowie die obligatorische Teilnahme an diesem Modell benannt. Dies stellt ein Problem dar, wenn das Ticket von einzelnen Mietern nicht genutzt wird.

4.1.1.1.2 Digital und multimodal

Da der private Pkw-Besitz ein Haupttreiber für eine rege Pkw-Nutzung ist, sollten genügend Alternativen geboten werden, die den Mietern eine flexible, vollumfängliche Mobilität bieten, ohne dass diese

einen privaten Pkw kaufen müssen. Folglich sollten neben dem ÖPNV zusätzlich auch andere Verkehrsmittel wie das Fahrrad oder der Pkw in das Mieterticket mit einbezogen werden.

Von Bedeutung ist dabei auch die innere Erschließung des Baugebiets, insbesondere ein gutes Angebot zur einfachen und schnellen Erreichbarkeit der S-Bahn-Station. Neben einer guten Erreichbarkeit für Fußgänger und Radfahrer spielt insbesondere für die Bewohner der Randzonen des Gebietes die Zubringung mit dem ÖPNV eine wichtige Rolle. Gerade in einem Neubaugebiet kann die innere Erschließung des Wohngebietes durch autonom fahrende Fahrzeuge bzw. Kleinbusse erfolgen - die entsprechende Technologie ist in mehreren Städten Europas bereits im Einsatz.

Ein solches multimodales Angebot - vom Fahrrad bis zum autonomen Zubringer - ließe sich am einfachsten durch die Nutzung digitaler Angebote implementieren. Eine kontaktlose Chipkarte ("eTicket") würde dann den Zugang zu allen Verkehrsmitteln bieten, wie bspw.:

- für ein Fahrradverleihsystem.
- für ein Fahrrad-Parkhaus am Bahnhof.
- für die Nutzung von Carsharing.
- für einen (autonom fahrenden) Zubringer zur S-Bahn.

Die Digitalisierung ist mit der Bereitstellung von Echtzeitdaten technisch bereits so fortgeschritten, dass ein Mieterticket auch in eine Quartiers-Mobilitäts-App auf dem Smartphone integriert werden kann. Diese würde Live-Infos zum jeweils schnellsten Weg im bzw. aus dem Quartier heraus bereitstellen. Da die Marktdurchdringung mit Smartphones sehr hoch ist, ist anzunehmen, dass ein solches Angebot gut angenommen werden würde. Ein Smartphone wird meistens auch überall hin mitgenommen, sodass ein vergessenes Ticket sich nicht auf die Mobilität des Mieters auswirkt.

4.1.1.1.3 Praxisbeispiele

- In Bielefeld kooperiert die Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft mit dem lokalen Verkehrsunternehmen moBiel. Es wird hierbei ein Großkundenrabatt von 10 % auf das gesamte Fahrkartensortiment eingeräumt. Die Mindestabnahme beträgt 100 Tickets.
- In Bochum bietet die VBW Bauen und Wohnen GmbH ihren Mietern einen Preisnachlass von 11,5 % auf das Jahresabo an. Jedes Haushaltsmitglied kann ein nicht übertragbares Mieterticket erwerben.
- In der Genossenschaft Zurlinden in Zürich wird das Mieterticket direkt in die Monatsmiete eingepreist - jeder Haushalt erhält dadurch ein vergünstigtes Jahres-Abo für den ÖPNV. Parallel dazu wurde die Anzahl der Pkw-Stellplätze auf das gesetzlich notwendige Minimum reduziert. Der Pkw-Besitz ist nur mit Sondergenehmigung erlaubt.
- Im Jahr 2011 wurde in Düsseldorf ein ähnliches Konzept von der lokalen Verkehrsgesellschaft Rheinbahn als Pilotprojekt durchgeführt. Die Wohnungsbaugesellschaften konnten im Namen aller Mieterinnen und Mieter ein ÖPNV-Ticket erwerben, das in die Mietnebenkosten eingepreist wurde. Voraussetzung war, dass für alle bewohnten Wohneinheiten ein übertragbares Monatsticket abgenommen werden musste. Bei den Bestandswohnungen gab es einen Mietsprung von 30 EUR, sodass das Angebot eher bei Neubauwohnungen angenommen wurde. Das Mieterticket in Düsseldorf wurde nach der Pilotphase nicht weiterverfolgt.

4.2 Geschlossene Stoffkreisläufe

4.2.1 Vakuumsystem für Hausmüll

Für die Abfalleinsammlung im Neubaugebiet könnte ein innovatives 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). Der weltweit größte Anbieter ENVAC hat alleine im nördlichen Europa über 1.200 Anlagen realisiert (www.envacgroup.com). In Deutschland wurde in den letzten 30 Jahren keine Anlagen mehr realisiert.

Abbildung 44: Vakuumsystem für Hausmüll (Grafik: Envac AB)

Bei dem Vakuumsystem werden die Abfälle in unterirdischen Rohrleitungen vom Entsorgungsort bis zu einer zentral gelegenen Entsorgungsstation in max. 5 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 abgesaugt. Die Einwurfschächte werden über Füllstandssensoren überwacht und bei Bedarf abgesaugt. Im Durchschnitt wird ein- bis dreimal am Tag Vakuum erzeugt und abgesaugt. Die bei den Motoren entstehende Wärme kann erfasst und genutzt werden. Nach Aussagen der Herstellerfirma ist die Klimabilanz zwischen der pneumatischen Absaugung und der herkömmlichen Sammlung durch Müllfahrzeuge identisch, wenn die Abwärme der Motoren genutzt wird. Durch Staubfilter und lärmreduzierende Maßnahmen in der zentralen Sammelstation können Umweltbelastungen auf ein Minimum reduziert werden.

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, wodurch die Akzeptanz beim Nutzer im Allgemeinen hoch ist.

Abbildung 45: Beispielbilder Vakuumsysteme für Hausmüll

Die Einwurföffnungen für die Abfälle und Wertstoffe können in die Flure auf jeder Etage von Mehrfamilienhäusern gezogen oder (aus Kostengründen) als Einwurfsäulen vor jedem Hauseingang vorgesehen werden.

Ein derartiges System kann ab 500 Wohneinheiten wirtschaftlich betrieben werden. Die relativ hohen Anfangsinvestitionen (ab 1 Mio. Euro für eine vollständige Anlage) und Amortisationszeiten von mehr als 10 Jahren sind wahrscheinlich die Hauptgründe dafür, dass Bauherren in Deutschland sich nicht für diese Technologie entscheiden. Die niedrigeren Betriebskosten für die späteren Mieter/Käufer sind für den Bauherrn meist von untergeordneter Bedeutung.

4.2.2 Energetische Nutzung des Hausmülls

In den neu zu errichtenden Wohngebäuden werden von den Bewohnern Bioabfälle produziert. Die sich aus den unterschiedlichen Szenarien ergebenden Bioabfallmengen (Lebensmittel- und Gartenabfall), die über die Biotonne erschließbaren Bioabfallmengen und die theoretisch in einer Biogasanlage erzielbare Energiemenge sind in Tabelle 18 dargestellt. Im Vergleich zu dem Gesamtenergiebedarf, ist die Energiemenge aus dem lokalen Bioabfallpotenzial gering.

Um eine eigene Abfallvergärungsanlage wirtschaftlich betreiben zu können, sind die anfallenden Bioabfallmengen zu gering. Die Verwertung der Abfälle aus Privathaushalten unterliegt dem kommunalen Entsorgungsbetrieb. Dieser sollte bei Planungen zur Verwertung dieser Abfälle frühzeitig einbezogen werden.

Tabelle 18: Bioabfallmengen und daraus erzielbare Energiemenge in den Bebauungsszenarien

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Einwohner	7.500	12.500	20.000	24.900
Lebensmittelabfallpotenzial	570 t	950 t	1.520 t	1.892 t
Lebensmittelabfall über Biotonne	285 t	475 t	760 t	946 t
Gartenabfall über Biotonne	41 t	45 t	36 t	47 t
Gesamt Bioabfallmengen	**326 t**	**520 t**	**796 t**	**994 t**
Gesamtenergiemenge als Biogas [MWh/a]	**200**	**300**	**500**	**600**

4.3 Nachhaltige Baumaterialien

Das neue Quartier sollte auch bei den **Baumaterialien** durch Nachhaltigkeit überzeugen, da in Anbetracht der steigenden energetischen Standards der Energieverbrauch der Erstellung der Gebäude („Graue Energie“) den Energiebedarf eines 50jährigen Gebäudebetriebes übersteigt.

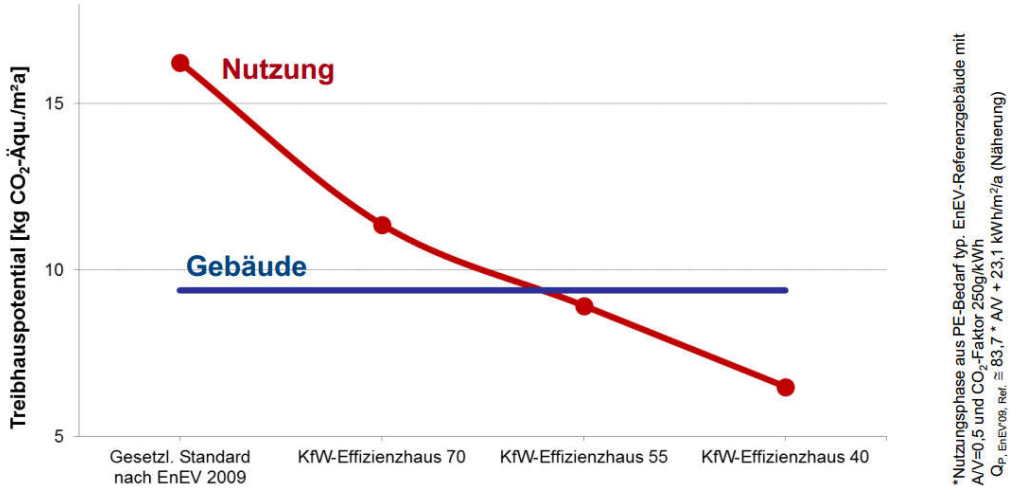

Abbildung 46: Treibhausgaspotenzial verschiedener Energiestandards
(Quelle: Behörde für Umwelt und Energie Hamburg / Dr. Peter Krämer)

Mit der Errichtung von Gebäuden im Holzbau kann die „Graue Energie“ um 60 % (Hybridbau) bis über 70 % (Holzmassivbau) reduziert werden.

Zusätzlich stellen Holzbauten bis zur thermischen Verwertung der Holzbaustoffe einen Kohlenstoffspeicher dar, so dass das Gesamtgebäude klimaneutral errichtet werden kann. Um die Nutzungsdauer

der Holzbaustoffe zu verlängern, sollten die Baustoffe möglichst stofflich getrennt und damit **rezyklierbar verbaut** werden.

Außerdem sollten bereits bei der Ersterstellung soweit möglich **Recyclingbaustoffe** zum Einsatz kommen.

Abbildung 47: Beispielbilder nachhaltige Baumaterialien
(Quelle: IBA Hamburg GmbH / Bernadette Grimmenstein, IBA Hamburg GmbH / Martin Kunze)

Denkbar wäre die Umsetzung eines für Hamburg innovativen **Holzbauquartiers**, zumindest aber die konsequente Anwendung nachhaltiger und nachwachsender Baustoffe.

Hierzu zählen neben den verschiedenen Holzbaukonstruktionen ebenso nachwachsende Dämmstoffe (Holzfaser, Zellulose) oder nachhaltig und energiearm erzeugte und entsprechend zertifizierte Baustoffe und Bauelemente.

4.4 Einflussmöglichkeiten des Städtebaus auf die Energieeffizienz

Die Formulierung städtebaulicher Leitziele und die anschließende städtebauliche Planung trägt für den Energieverbrauch einer Siedlung eine erhebliche Verantwortung. Dabei muss die städtebauliche Planung vor allem die Grundvoraussetzungen schaffen, um ein effizientes und nachhaltiges Energiekonzept möglich zu machen.

Neben weiteren Aspekten ist die Kompaktheit der Baukörper für energiesparendes Bauen von Bedeutung. Weniger kompakte Gebäude, wie freistehende Einfamilienhäuser, verbrauchen auf ihre Nutzfläche bezogen wesentlich mehr Energie als z.B. der Geschosswohnungsbau. Neben der Art der Gebäude gibt es weitere Faktoren, die Einfluss auf die wärmeübertragende Hüllfläche haben. Es seien hier beispielsweise Vorgaben der Bauleitplanung genannt, die zu einem Versatz von Reihenhäusern untereinander führen. Die „Auflockerung“ ist mit einem teils erheblichen Energiemehrverbrauch bei gleichbleibendem Wohnraum verbunden. Die Stadtplanung ist daher aufgerufen, kompakte Strukturen zu entwickeln, die der Aspekt des flächensparenden Bauens ohnehin fordert. Die „Kompaktheit“ einer gesamten Siedlung ist quantifizierbar, indem das Verhältnis von Hüllfläche bezogen auf das Volumen der Gebäude berechnet wird (A/V-Verhältnis). Ein Wert von 0,65 m^{-1} soll bei aufgelockerter Bebauung nicht überschritten werden, im Bereich des Geschosswohnungsbaus soll ein Wert unter 0,4 m^{-1} angestrebt werden.

Auch für die Realisierung der Energieversorgung durch Nahwärmenetze sind die Nutzungsdichte und damit die Dichte des Energieverbrauchs relevant. Investitionen in ein Wärmenetz müssen durch den Wärmeabsatz refinanziert werden. Sinkende Energieverbräuche durch steigende energetische Standards und aufgelockerte Bebauung erschweren die Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen und kostengünstigen Betrieb von Wärmenetzen. Ziel ist daher, möglichst viele Nutzungseinheiten an ein möglichst kurzes Wärmenetz anschließen zu können. Dies kann im Gegensatz zum Konzept der Durchmischung von unterschiedlichen Wohn- und Nutzungsformen stehen. Eine Abwägung beider Anforderungen kann die Clusterung von verdichteten Gebäudetypologien darstellen.

Für die passive Nutzung der Solarenergie ist die Stellung der Gebäude zur Sonne entscheidend. Gleiches gilt für die aktive Nutzung der Sonne durch Solarthermie sowie Photovoltaik. Die Ausrichtung der Hauptfassade (längste Fassade) eines Gebäudes nach Süden hat die höchsten passiv-solaren Einträge zur Folge. Zwar lassen sich bei ost-west-orientierten Gebäuden durch bauseitige Maßnahmen solare Erträge in ähnlicher Größenordnung verwirklichen. Dies setzt jedoch voraus, dass sowohl die Ost- als auch die Westfassade mit großflächigen Verglasungen versehen werden, was gegenüber einem südorientierten Gebäude eine wesentliche Erhöhung der Fensterflächen mit sich bringt. Zusätzlich müssen hochwertige Fenster eingesetzt werden. Nur so kann erreicht werden, dass die Transmissionsverluste über die Fensterflächen die Energiegewinne durch solare Erträge nicht übersteigen. Gleichzeitig führen zu große Verglasungen im Osten und Westen zwangsläufig zu starken Überhitzungen der Räume im Sommer und in den Übergangszeiten. Notwendige Sonnen- und Blendschutzeinrichtungen sind wegen des niedrigeren Sonnenstandes in Ost- und Westausrichtung mit einem höheren Aufwand verbunden.

Auch die aktiven Systeme für Solarthermie und Photovoltaik haben bei Südausrichtung die höchsten solaren Einträge. Da diese Systeme meist auf den Dächern der Gebäude fest installiert werden und die

Hauptfirstrichtung bei Gebäuden mit Sattel- oder Pultdach in der Regel parallel zur Hauptfassade verläuft, entsteht hier kein Zielkonflikt.

Bei Gebäuden mit Flachdach sollten diese Dachflächen entweder als nutzbare Fläche für Dachterrassen mit intensiver Begrünung oder als Kombination zwischen extensiver Begrünung und Solarthermiekollektoren oder Photovoltaikmodulen geplant werden. Eine extensive Begrünung und eine energetische Nutzung schließen sich dabei nicht aus. Im Fall der Nutzung durch Photovoltaik begünstigt die Kühlung durch die Begrünung sogar die Ertragssituation.

Wichtiger als eine günstige Orientierung des Gebäudes ist die Vermeidung von Verschattungen. Während das durch eine Abweichung von der Südausrichtung verminderte solare Potenzial durch bauliche kostensteigernde Maßnahmen ausgeglichen werden kann, führen Verschattungen unwiederbringlich zu einem erhöhten Energieverbrauch. Da Gebäude jedoch in unseren dicht besiedelten Regionen selten wirklich freistehen (sollten), kommt es zwangsläufig zu Verschattungen der Gebäude untereinander, welche die solaren Erträge reduzieren. Hier ergibt sich eine Herausforderung für die städtebauliche Planung, legt sie doch die Höhen der Gebäude und auch die Abstände fest. Die notwendige Abstandforderung steht den städtebaulichen Anforderungen nach flächensparendem und kompaktem Bauen dabei häufig entgegen. Auch die Dachformen wie Flachdach, Satteldach oder Pultdach verändern das Abstanderfordernis. Insofern ist es wichtig, eine Planung derart auszuführen bzw. zu entwickeln, dass sowohl städtebauliche Qualitäten als auch energetische Anforderungen Berücksichtigung finden.[20]

Gerade in hochverdichteten innerstädtischen Lagen ergeben sich besondere Herausforderungen. Straßenzüge ohne die Verschattung und die kühlende Wirkung von Vegetation durch Straßenbäume sind besonders anfällig für die Entstehung von Hitzeinseln. In diesen Bereichen ergeben sich also ggf. Konflikte zwischen dem Ziel einer möglichst verschattungsfreien solaren Nutzung und der Berücksichtigung von Baumpflanzungen.

Auch die für das Stadt- und Mikroklima sinnvollen Kaltluftschneisen oder unbebaute Blockinnenbereiche stehen dem Ziel einer kompakten Stadt im Detail entgegen. Auch in diesem Bereich ist eine sinnvolle Abwägung verschiedener Planungsziele notwendig.

Neben der passiven Ausnutzung der solaren Strahlungsenergie ist es über die Anordnung der Baukörper auch möglich, eine Auskühlung der Gebäude und unangenehme Windströmungen durch den in Hamburg oft vorherrschenden Westwind zu vermeiden, indem z. B. bei einer in Ost-West-Richtung orientierten Bebauungsstruktur Riegelbauten vorgesehen werden.

[20] Planungsleitfaden „50 Solarsiedlungen in Nordrhein-Westfalen“, Energie-Agentur NRW

Anlagen:

Dokumentation der Ideenwerkstatt AG Nachhaltigkeit