

BIS Energiekonzept Lunedelta

Erstellt von:



Averdung
Ingenieure & Berater

Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

[REDACTED] von:



Bremerhavener Entwicklungsgesellschaft Alter/Neuer Hafen mbH & Co. KG
Am Alten Hafen 118
27568 Bremerhaven

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Hamburg, den 04.08.2020

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungen	8
1 Aufgabenstellung und Projektgebiet	9
2 Das Projektgebiet und seine zeitliche Erschließung	10
3 Grundlagenermittlung	11
3.1 Energieverbrauch der Wirtschaftszweige	11
3.1.1 Verarbeitendes Gewerbe	11
3.1.2 Dienstleistungen	12
3.2 Energieverbrauch des Gewerbe- und Industriegebiets	14
3.3 Wärmebedarf	15
3.4 Strombedarf	16
3.5 Kältebedarf und -last	17
3.6 Branchenspezifische Bedarfe	17
3.7 Energieverbrauch Fazit	22
4 Potenziale und Umsetzbarkeit	23
4.1 Abwasserabwärme der zentralen Kläranlage und Wärmepumpe	23
4.1.1 Potenzialbewertung Abwasserwärme	23
4.1.2 Auskopplung der Abwasser-Abwärme	24
4.1.3 Wirtschaftlichkeit	25
4.2 Abwärme IWES-Teststand	25
4.3 Geothermie	27
4.3.1 Technisches Potenzial	27
4.3.2 Genehmigungsrechtliche Bedingungen	30
4.3.3 Wirtschaftlichkeit	31
4.4 Solarthermie	31
4.4.1 Flachkollektoren	31
4.4.2 Vakuum-Röhrenkollektoren	32
4.4.3 Parabolrinnen-Kollektoren	32
4.4.4 Potenzial	33
4.5 Zukünftige (industrielle) Abwärme im Projektgebiet	33
4.6 Biomasse	34
4.6.1 Verschiedene Biomassearten	34
4.6.2 Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet	34
4.6.3 Regionale Rohstoffquellen	35
4.7 Photovoltaik	36
4.7.1 Umnutzung von Frei- zu Dachanlagen	37
4.7.2 Kombination mit Gründächern	37
4.8 Windenergie	38

4.9	Potenziale Kältebereitstellung	40
4.9.1	Kältebereitstellung	40
4.9.2	Potenziale im Projektgebiet	41
4.10	Dezentrale Bereitstellung für anwendungsspezifische Bedarfe	41
4.11	Fazit Potenziale und Empfehlungen zur Bedarfsdeckung	46
5	Power-to-gas: Wasserstoff und synthetisches Methan	52
5.1	Überschussstrom und Energiewendedenlichkeit	52
5.2	Technische Lösungen	53
5.2.1	Elektrolyse	53
5.2.2	Methanisierung	54
5.3	Aktueller Stand in Deutschland und im Projektgebiet	55
5.3.1	Synergien mit IWES	56
5.4	Aspekte zur Anlieferung, Marktverfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit	57
5.5	Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff im Plangebiet	58
6	Quartiersnetze	60
6.1	Möglicher Trassenverlauf und Erschließung des Wärmenetzes	60
6.2	Temperaturniveau des Netzes	62
6.2.1	Variante A Wärmenetz 55 °C	63
	Exkurs: Brauchwarmwasser in Low-Ex/Niedertemperatur-Netzen	63
6.2.2	Variante B Wärmenetz 40 °C	64
6.2.3	Variante C „Kaltes Netz“	64
	Exkurs: Hybridnetz	64
6.2.4	Empfehlung Netztemperatur	65
6.3	Vordimensionierung Wärmenetz	67
6.4	Kältenetz Klimakälte	67
7	Stromnetzkonzept	69
7.1	Strombilanz	69
7.2	Exkurs: Elektro-Mobilität	69
7.2.1	Strombedarf durch Elektromobilität	69
7.2.2	Ermittlungsmethodik im Individualverkehr	70
7.2.3	Ermittlungsmethodik Güterverkehr auf der Straße	70
7.2.4	Ergebnisse Bedarfsermittlung E-Mobilität	71
7.3	Zeitliche Kongruenz von Erzeugung und Bedarf	73
7.4	Stromspeicher	74
7.5	Technische Gestaltung des Stromnetzes	75
7.6	Herausforderungen für das Stromnetz	76
8	Plankonzept inkl. Simulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	77
8.1	Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe an der ZKA	77
8.1.1	Vordimensionierung und Betriebsweisen der Wärmepumpe	77
8.1.2	Wärmetauscher	78
8.1.3	Vordimensionierung und Platzbedarf des Wärmetauschers	80

8.1.4	Simulation der Versorgungsvariante	80
8.1.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmeversorgungsvariante	85
8.1.6	Ökologische Bewertung der Wärmeversorgungsvariante	86
8.1.7	Optimierung der Wärmeversorgungsvariante	86
8.2	„Kaltes Netz“ und dezentrale Wärmepumpen	87
8.2.1	Direkte Nutzung des Abwassers	87
8.2.2	Indirekte Nutzung des Abwassers: Frostschutz nötig	88
8.3	Möglicher Leitungsverlauf der Einbindung	88
8.4	Kältemittel	90
8.5	Kälteversorgung	91
9	Fördermöglichkeiten	93
10	Modularisierung der Energieversorgung	95
10.1	Zentrale Wärmeversorgung	95
10.2	Wärmenetz	95
10.3	Versorgungsvariante Initialcluster	96
10.4	Kältenetz	96
10.5	Stromnetz	97
11	Betreibermodell	97
11.1	Betrieb durch BIS oder BEAN als Organe der öffentlichen Hand	97
11.2	Betrieb durch eine Infrastrukturgesellschaft der ansässigen Unternehmen	98
11.3	Gewerbliche Wärme- und Kältelieferung	99
11.3.1	Verfahrensvorbereitung	99
11.3.2	Durchführung der Vergabe	100
11.3.3	Kommunikation und Dokumentation	102
11.4	Errichtung aus Landesmitteln und Betrieb durch Energie-Contractor	103
11.5	Anschluss- und Benutzungsgebot	104
12	Fazit und Handlungsempfehlungen	105
	Literaturverzeichnis	107
	Anhang	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitliche Erschließung des Projektgebiets	10
Abbildung 2: Aufteilung der Flächennutzung in den vier „Extrem“-Szenarien.	14
Abbildung 3: Aufteilung der Flächennutzung in den abgeleiteten und weiterverfolgten Szenarien „Basis“, „Mittel“ und „Hoch“	15
Abbildung 4: Anwendungsbezogene Wärmebedarfswerte der verschiedenen Szenarien im Vergleich.	16
Abbildung 5: Anwendungsbezogene Strombedarfswerte der verschiedenen Szenarien im Vergleich.	17
Abbildung 6: Schema Wärmebereitstellung mit Abwasserwärme. (Quelle: Berliner Netzwerke 2012)	23
Abbildung 7: Schema der Zentralkläranlage Bremerhaven. (Quelle: BEG ZKA 2018)	25
Abbildung 8: Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Plangebiet Lunedelta (basierend auf WMS-Daten des Geologischen Dienstes für Bremen und potenzielle Flächen für Erdwärmesonden.	28
Abbildung 9: Vergleich zweier identischer Erdsondenfelder mit unterschiedlicher Nutzung. (Quelle: GeoEnergy Celle e.V. (2016): Einführung in die Oberflächennahe Geothermie.)	30
Abbildung 10: Strömungserhitzer 530 kW / bis 690 V / DN 350 / Fa. OhmEx.	44
Abbildung 11: Registrierende Leistungsmessung. (Quelle: dena)	45
Abbildung 12: Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland	55
Abbildung 13: Kostenszenarien der Erzeugung strombasierter Methans (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) zu unterschiedlichen Zeitpunkten und an unterschiedlichen Erzeugungsstandorten. Quelle: Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)	58
Abbildung 14: Geordneter Jahreslastgang in Abhängigkeit der Erschließung	61
Abbildung 15: Möglicher Trassenverlauf Wärmenetz. Links: vollständige Erschließung des Plangebiets durch ein Wärmenetz. Rechts: Alternativ Teilerschließung des Gebiets durch ein Wärmenetz mit Vorzugsgebiet ohne Wärme.	62
Abbildung 16: Lastprofil Wochentag E-Mobilität 2050	73
Abbildung 17: Auswirkung eines Batteriespeichers auf den PV-Eigenverbrauchsanteil für Varianten 1 bis 6 (vgl. Tabelle 15)	74
Abbildung 18: Auswirkung eines Batteriespeichers auf den solaren Deckungsanteil durch PV für Varianten 1 bis 6 (vgl. Tabelle 15)	75
Abbildung 19: Schema und mögliche Temperaturen der Versorgungsvariante	77
Abbildung 20: Semi-geschweißter Plattenwärmetauscher (Quelle: AlfaLaval)	79
Abbildung 21: Rohrbündelwärmetauscher mit automatischer Reinigung der Wärmetauscherrohre mit Reinigungskugeln. (Quelle: Taprogge GmbH)	79
Abbildung 22: Vereinfachter Aufbau der Simulationsumgebung.	80
Abbildung 23: Simulationsschema Netzgebundene Wärmeversorgung.	81
Abbildung 24: Gegenüberstellung der Lastgänge für Wärme- und Kältebedarf.	83
Abbildung 25: Nutzung des Abwassers während des Heizbetriebs.	84
Abbildung 26: Nutzung des Abwassers während des Kühlbetriebs	84
Abbildung 27: Potenzialflächen Photovoltaik im Norden des Projektgebiets	86
Abbildung 28: Optionen der Wärmeauskopplung. Oben links: direkte Abwassernutzung / Oben rechts: Wärmeübertragung auf ein zweites Medium mittels Wärmetauscher auf dem Plangebiet / Unten links: Wärmeübertragung auf ein zweites Medium auf ZKA-Gelände.	89

Abbildung 29: Optionen zur Lunequerung der Wärmeleitung. Links: bei der geplanten Straßenquerung der Lune (Brücke) oder Rechts: nördlich mit anschließender Leitungsführung auf dem Plangebiet. 90

Abbildung 30: Kältenetz - Möglicher alternativer bzw. erweiterbarer Trassenverlauf 97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Flächenspezifische Energieverbrauchswerte verschiedener Branchen des verarbeitenden Gewerbes. (basierend auf ISI 2019)	12
Tabelle 2: Flächenspezifische Energieverbrauchswerte verschiedener Dienstleistungsbranchen.	13
Tabelle 3: Anwendungsbezogene Energiebedarfe	19
Tabelle 4: Daten zur Berechnung der geothermischen Entzugsleistung	29
Tabelle 5: Verfügbare Potenziale für die oberflächennahe geothermische Erschließung des Standortes in Abhängigkeit der Sondereintrittstemperatur bzw. Wärmepumpenaustrittstemperatur $T_{WP,Austritt}$.	29
Tabelle 6: : Solarthermiefpotenziale für Flachkollektoren (FK) und Vakuumröhrenkollektoren (VRK).	33
Tabelle 7: PV-Anlagenleistung und Erträge für unterschiedliche Dachflächenverfügbarkeiten und Ausrichtungen.	36
Tabelle 8: KWEA Anlagenleistungen und Erträge für die Szenarien Basis, Mittel und Hoch.	39
Tabelle 9: Bewertungsmatrix Potenziale Wärmeversorgung.	48
Tabelle 10: Bewertungsmatrix Potenziale Stromversorgung.	50
Tabelle 11: Gegenüberstellung verschiedener Netzvarianten für den 1. BA	65
Tabelle 12: Annahmen Rohrdurchmesser und Investitionskosten für ein Wärmenetz mit VL 55 °C	67
Tabelle 13: Annahmen Rohrdurchmesser und Investitionskosten für ein Kältenetz im 1. BA	68
Tabelle 14: Zusätzlicher jährlicher Strombedarf durch E-Mobilität im Jahr 2050	72
Tabelle 15: Solare Strombereitstellung	73
Tabelle 16: Simulationsergebnis für eine netzgebundene Wärmeversorgung mit Abwärme und Wärmepumpe	82
Tabelle 17: Simulationsergebnis für eine netzgebundene Kälteversorgung	85
Tabelle 18: Kriterien zur Bewertung der Kälteversorgungsvarianten	91
Tabelle 19: Terminplan Konzessionsvergabe	102



Abkürzungen

5GDHC	Hybride Wärme- und Kältenetze der fünften Generation
AG	Auftraggeber
BA	Bauabschnitt
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BEAN	Bremerhavener Entwicklungsgesellschaft Alter/Neuer Hafen
BEG	Bremerhavener Entsorgungsgesellschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BIS	Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung
CPC	Compound Parabolic Concentrator
CSP	Konzentrierende Solarthermie
DGNB	Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENEV	Energieeinsparverordnung
FBG	Fischerei Betriebsgesellschaft mbH
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
GWP	Global warming potential
IFAM	Fraunhofer Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
JAZ	Jahresarbeitszahl
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KonzVgV	Konzessionsvergabeverordnung
KWEA	Kleinwindenergieanlage
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
NE	Nicht-Eisen
ODP	Ozone depletion potential
PEM	Proton Exchange Membrane
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X (strombasierte Verfahren)
PV	Photovoltaik
PWT	Plattenwärmetauscher
RBWT	Rohrbündelwärmetauscher
SNG	Synthetisches Erdgas (Natural Gas)
TRT	Thermal-Response-Test
TTZ	Technologie-Transfer-Zentrum Bremerhaven
WEA	Windenergieanlage
WKK	Wärme-Kälte-Kopplung
ZKA	Zentralkläranlage

1 Aufgabenstellung und Projektgebiet

Auf der Luneplate in Bremerhaven wird von der BIS Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH im Auftrag der BEAN (Bremerhavener Entwicklungsgesellschaft Alter/Neuer Hafen GmbH) ein „grünes“ und nachhaltiges Gewerbe- und Industriegebiet entwickelt. In den kommenden Jahren soll hier ein Gebiet für die Ansiedlung verschiedener Industrie- und Gewerbebranchen, Produktions-, Handwerks- und Dienstleistungsunternehmen entstehen. Im Rahmen der Erschließung und aufbauend auf einem Grobkonzept des IFAM¹ für das Gewerbegebiet Luneplate soll ein angepasstes und verfeinertes Energiekonzept entwickelt werden.

Zielvorgaben des Energiekonzepts sind:

- Versorgungssicherheit
- Einsatz neuer Technologien
- modularer Aufbau und Erweiterung

Die konkrete Ansiedlung im Gebiet und die zeitliche Erschließung des Gebiets sind aktuell unklar, sodass im Rahmen des Konzepts insbesondere in Hinblick auf die Bedarfe auf Annahmen und Abschätzungen zurückgegriffen werden muss.

Das Gewerbe- und Industriegebiet soll die höchste DGNB-Zertifizierung (Platin) erhalten, die DGNB zeichnete die Erschließung bereits mit dem entsprechenden Vorzertifikat der Stufe Platin aus. Daher sind auch im Rahmen der Energieversorgung und Infrastruktur viele Anforderungen bzgl. Nachhaltigkeit und Energieeffizienz einzuhalten (s. auch Pflichtenheft Energieinfrastruktur):

- Verzicht auf parallele Versorgungsstruktur durch Gas- und Wärmenetz
- Flexibilität der Versorgungsstruktur
- Nutzung von Synergien
- Prozesswärmerückgewinnung
- Lastmanagement

Das neue Gewerbe- und Industriegebiet und seine konkrete Gestaltung sollen die Etablierung der green economy in Bremerhaven vorantreiben.

2 Das Projektgebiet und seine zeitliche Erschließung

Das Projektgebiet liegt am westlichen Rand von Bremerhaven. Im Westen grenzt es an das Naturschutzgebiet auf der Luneplate. Im Norden wird es durch die Weser, im Süden und Osten durch die Lune begrenzt.

Das Gebiet ist in drei Bauabschnitte (BA) unterteilt und soll von Süden nach Norden erschlossen werden. Die Aufсандung des 1. BA kann voraussichtlich im Jahr 2021 abgeschlossen werden, sodass im Anschluss mit Errichtung der ersten Gebäude begonnen wird und ab 2022 mit den ersten Energiebedarfen zu rechnen ist. Die ersten Gebäude, die in Betrieb gehen werden, sind am südlichen Ende des Quartiers das sogenannte Initial-Cluster inkl. eines aktuell durch die BEAN im Ausschreibungsverfahren befindlichen Gründerzentrums.

Es wird davon ausgegangen, dass der 1. BA nach ca. 10 Jahren vollständig besiedelt ist. Die BA 2 und 3 werden anschließend nach Bedarf erschlossen. Für die Fertigstellung des gesamten Projektgebiets werden ca. 25 Jahre veranschlagt. Die Annahmen der zeitlich gestaffelten Teilerschließungen sind in Abbildung 1 dargestellt.

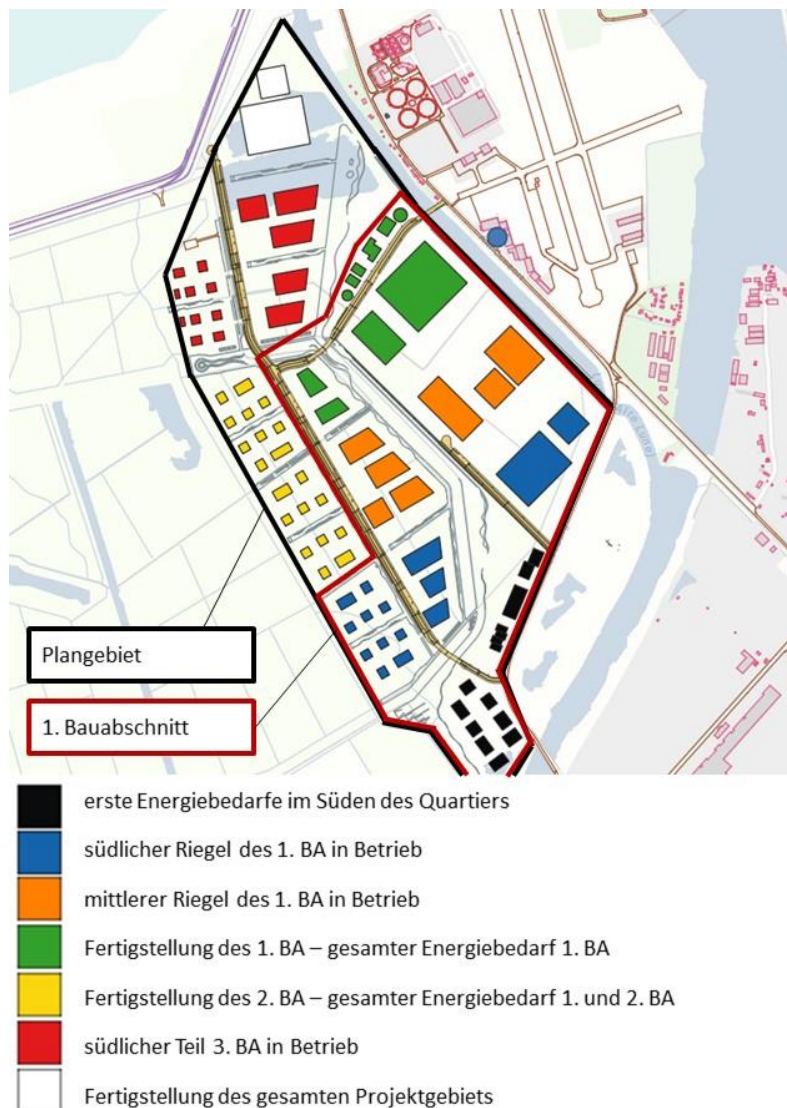


Abbildung 1: Zeitliche Erschließung des Projektgebiets

3 Grundlagenermittlung

In diesem Abschnitt werden zunächst die möglichen zukünftigen Wärme-, Kälte- und Strombedarfe des Gewerbe- und Industriegebiets abgeschätzt. Neben der Darstellung der Endergebnisse wird zur besseren Nachvollziehbarkeit und Transparenz auch auf die Methodik eingegangen.

3.1 Energieverbrauch der Wirtschaftszweige

Die für eine Besiedelung des Gewerbe- und Industriegebiets Lunedelta in Frage kommenden Wirtschaftszweige sind sowohl produzierendes Gewerbe² und Industrie als auch wirtschaftsnahe Dienstleistungen. Da der zukünftige Ansiedlungsmix noch nicht festgelegt ist, werden zunächst verschiedene Szenarien mit Energieverbrauchswerten entwickelt, um mögliche Spannbreiten aufzuzeigen.

Für die Ermittlung des Energieverbrauchs werden die den jeweiligen Branchen zugeordneten Flächen mit den flächen- und branchenspezifischen Energieverbrauchswerten verrechnet. Die verschiedenen Szenarien ergeben sich aus unterschiedlichen Branchenzusammensetzungen, gekennzeichnet durch ihren jeweiligen Anteil an der Gesamtbebauungsfläche.

Für den Wärmebedarf zur Raumbeheizung wird, da es sich im Projektgebiet grundsätzlich um Neubau handelt, über alle Gebäude der ENEC-Wert von 36 kWh/m²a angenommen.

Bei den angegebenen Verbrauchswerten handelt es sich um Strom- sowie Brennstoffverbrauch (letzterer inklusive Fernwärme), die auf Basis von Literaturquellen ermittelt und um eigene Erfahrungswerte und Berechnungen ergänzt wurden. Die Methoden in der Literatur unterscheiden sich demnach: So basieren einige angegebene Verbrauchswerte auf Energiebilanzen, andere wiederum auf repräsentativen stichprobenartigen Erhebungen oder auf gesetzlich festgelegten energetischen Mindeststandards für Neubauten. Die hauptsächlich verwendeten Literaturquellen für die Ermittlung der Bedarfswerte verschiedener Industriebranchen sind ISI 2019³ sowie ISI 2016⁴. Die Umrechnung der dort verfügbaren personenspezifischen Bedarfswerte in flächenspezifische Werte erfolgte auf Basis von Annahmen zur Fläche pro erwerbstätiger Person in verschiedenen Branchen⁵.

Bei den Verbrauchsdaten für Strom und Prozesswärme handelt es sich um aktuelle Werte. Mit fortschreitenden Effizienzbestrebungen der jeweiligen Industriezweige werden zukünftig voraussichtlich etwas niedrigere Verbrauchswerte für Strom und Prozesswärme anliegen. Möglichkeiten für dezentrale, innovative und effiziente Prozesswärmeerzeugung werden u.a. in 4.10 dargestellt.

3.1.1 Verarbeitendes Gewerbe

Innerhalb des verarbeitenden Gewerbes bestehen je nach Industriezweig erhebliche Unterschiede im Energieverbrauch. Die verschiedenen flächenspezifischen Energieverbräuche sind in Tabelle 1 aufgeführt.

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Die verarbeitende Industrie umfasst auch die energieintensiven Branchen. Zu diesen gehören das Papiergewerbe, die chemische/pharmazeutische Industrie, das Glas-/Keramikgewerbe und die Verarbeitung von Steinen und Erden, sowie die Metallbranche (Metallerzeugung, NE-Metalle, Gießereien, Metallbearbeitung). Besonders jene energieintensiven, aber auch die anderen verarbeitenden Industriezweige, benötigen Prozesswärme auf verschiedenen Temperaturniveaus.

Tabelle 1: Flächenspezifische Energieverbrauchswerte verschiedener Branchen des verarbeitenden Gewerbes. (basierend auf ISI 2019)

Nutzenergieverbrauch nach Anwendung [kWh/(m ² a)]	Wärme/Kälte					Mechanische Arbeit	Beleuchtung	IKT
	Raumwärme	Klimakälte	Warmwasser	Prozesswärme	Prozesskälte			
verarbeitendes, nicht-energieintensives Gewerbe	36.0	9.9	9.7	244.7	15.1	184.5	18.1	17.3
Ernährung und Tabak	36.0	15.7	8.8	694.5	67.6	220.4	15.7	12.3
Gummi- und Kunststoffwaren	36.0	15.8	9.5	162.4	3.9	338.1	18.9	11.8
Maschinenbau	36.0	6.1	10.4	36.2	2.4	77.5	18.4	21.1
Fahrzeugbau	36.0	6.2	9.2	132.3	0.0	155.1	18.8	16.8
sonstige Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes	36.0	6.0	10.4	198.1	1.7	131.7	18.7	24.7
verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	36.0	12.5	6.9	2149.1	29.6	728.4	11.2	11.4
Papiergewerbe	36.0	26.9	9.1	3315.4	17.1	1605.1	19.6	14.7
Chemische und	36.0	11.3	5.5	2017.0	98.8	576.8	9.1	14.1
Glas/Keramik, Verarbeitung	36.0	4.3	5.6	1766.4	2.6	400.4	9.4	8.5
Metallerzeugung, NE-Metalle, Gießereien, Metallbearbeitung	36.0	7.4	7.3	1497.6	0.0	331.5	6.7	8.4

3.1.2 Dienstleistungen

Bei den Dienstleistungen, die sich möglicherweise im Gewerbe- und Industriegebiet Lunedelta ansiedeln werden, handelt es sich um wirtschaftsnahe Dienstleistungen, um Handel und Logistik sowie um öffentliche Einrichtungen und Veranstaltungsgebäude (Commons). Auch eine Ansiedlung von Rechenzentren oder anderen IT-Dienstleistungsunternehmen wird im jetzigen Planungsstadium nicht ausgeschlossen und daher auch in den Bedarfsszenarien berücksichtigt.

Der Energiebedarf der Gebäude für wirtschaftsnahe Dienstleistungen wird hier durch die Angaben der Energieverbräuche von Bürogebäuden⁶ in Tabelle 2 dargestellt.

⁶ Büro, Büroetage, Bürozentrum, Gewerbezentrum, Büro-/Lagergebäude, Büro- und Geschäftsgebäude

Tabelle 2: Flächenspezifische Energieverbrauchswerte verschiedener Dienstleistungsbranchen.

Nutzenergieverbrauch	Kälte						

Die Energieverbrauchswerte des Wirtschaftszweigs Handel und Logistik weisen eine vergleichsweise große Spannweite auf, da unter diesem Begriff sowohl der Einzel- und Großhandel im Food- und Non-Food-Bereich als auch Speditions- und Lagerhallen gefasst werden. Der in Tabelle 2 angegebene Wert ist ein Durchschnitt dieser Branchenwerte.

Die Brennstoff- und Stromverbrauchswerte der Commons-Gebäude werden durch die Mittelung typischer Verbrauchswerte für Gastronomiebetriebe (Kantinen), Kindertagesstätten und Veranstaltungsgebäude abgeschätzt.⁷

Rechenzentren, die rein per Definition ebenfalls wirtschaftsnahe Dienstleistungen sind, werden hier gesondert aufgeführt, da sie sehr charakteristische Verbrauchswerte aufweisen⁸. Der intensive Betrieb von Servern, Speicherlaufwerken, Netzwerken, Elementen für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung und der Klimaanlage erzielt einen besonders hohen Stromverbrauch. Zudem entsteht beim Betrieb von Rechenzentren Abwärme, die je nach Temperaturniveau direkt oder nach einer Anhebung der Temperatur, beispielsweise mittels einer Wärmepumpe oder in einem BHKW, genutzt werden kann. Die nutzbare Abwärme wird stark durch das installierte Kühlsystem beeinflusst. Bei luftgekühlten Rechenzentren ergeben sich Kaltwasserrücklauftemperaturen von 18 bis 30°C. Bei wassergekühlten Rechenzentren sind Rücklauftemperaturen von 60 °C und höher möglich. Während die Abwärmenutzung bei Rechenzentren in Schweden bereits vielfach implementiert ist, sind es in Deutschland bisher nur einzelne Projekte, bei denen die Abwärme aus Rechenzentren in Wärmenetzen genutzt wird. Informationen bezüglich der nutzbaren Abwärme sind demnach nur für einzelne Projekte verfügbar, zum Beispiel für die Kühlsystem- und Abwärmenutzungstechnologie des großen deutschen Cloud-Center Anbieters Cloud & Heat in Frankfurt. Eine vergleichende Analyse ergibt, dass die nutzbare Abwärme dieses Rechenzentrums im Mittel bei ca. 0,52 MWh_{th} pro MWh eingesetztem Strom liegt.⁹ Bei entsprechender Abwärmenutzung sinkt der Strombedarf für die Kühlung eines Rechenzentrums auf ca. ein Drittel des Kühlungsstrombedarfs ohne Abwärmenutzung. In den kommenden Jahren werden grüne

⁷ BMWi und UM (2015): Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand. (URL: http://www.coaching-kommunaler-klimaschutz.de/fileadmin/inhalte/Dokumente/StarterSet/BMVBS_Energieverbrauchskennwerte_und_der_Vergleichswerte_im_Nichtwohngeb%C3%A4udebestand.pdf) sowie Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2012) Energiekennzahlen in Dienstleistungsgebäuden (URL: https://www.energieinstitut.net/de/system/files/0903_final_dienstleistungsgebäude_20120530.pdf)

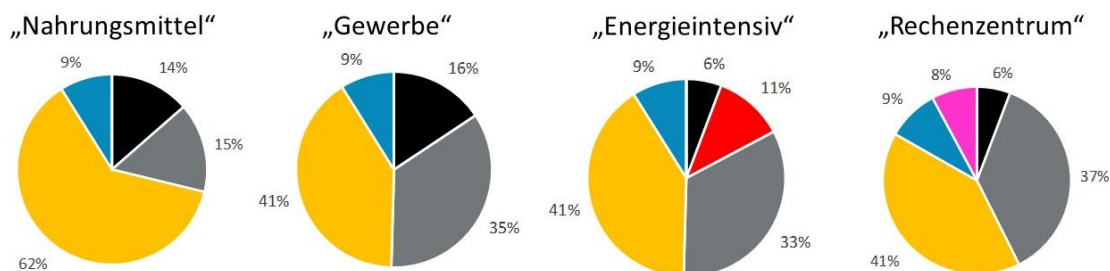
[Redacted content]

Rechenzentren in Deutschland an Bedeutung zunehmen: Zum einen gerät das Thema zunehmend auf die politische Agenda: der EU-Strategie „Shaping Europe’s Digital Future“ zufolge sollen Rechenzentren bis 2030 CO₂-neutral sein; zudem wird ein nationales Rechenzentren-Abwärmekataster angestrebt. Zum anderen ist diese strategische Ausrichtung wichtig, damit Deutschlands Rechenzentren mit Schweden, Norwegen, Finnland, Dänemark und Island um Kunden, die eine nachhaltige Datenspeicherung fordern, konkurrieren können.¹⁰

3.2 Energieverbrauch des Gewerbe- und Industriegebiets

Im Zuge der Ermittlung der Energiebedarfe für das Gewerbe- und Industriegebiet Lunedelta wurde zunächst ein Basis-Szenario – ohne energieintensives Gewerbe – gebildet, das als Referenz-Szenario dient und ähnliche Energiebedarfe wie die Bedarfsanalyse in der IFAM-Studie darstellt. Vergleichende Aussagen beziehen sich, soweit nicht anders beschrieben, auf das Basis-Szenario. Darauf aufbauend wurden vier weitere mögliche Szenarien erstellt, bei denen Schwerpunkte der endgültigen Besiedelung auf jeweils verschiedenen Wirtschaftszweigen liegen. Folgende „Extrem“-Szenarien wurden aufgestellt (vgl. Abbildung 2):

- Nahrungsmittel-Szenario: Flächenanteile des verarbeitenden, nicht-energieintensiven Gewerbes (umfasst den Wirtschaftszweig Ernährung und Tabak) sowie von Handel und Logistik sind höher, wirtschaftsnahe Dienstleistungen haben einen geringeren Anteil.
- Gewerbe-Szenario: Flächenanteile des verarbeitenden, nicht-energieintensiven Gewerbes sind höher, Handel und Logistik sind etwas höher, wirtschaftsnahe Dienstleistungen dagegen geringer.
- Energieintensiv-Szenario: Flächenanteile des verarbeitenden, energie-intensiven Gewerbes sind höher, Handel und Logistik sowie wirtschaftsnahe Dienstleistungen etwas geringer.
- Rechenzentrum-Szenario: Anteile der Fläche mit Rechenzentren ist etwas höher, Handel und Logistik etwas geringer.



- verarbeitendes, nicht-energieintensives Gewerbe
- verarbeitendes, energieintensives Gewerbe
- wirtschaftsnahe Dienstleistungen (Büros)
- Handel und Logistik (Mittelwerte Lagerhallen und Handel Food/Non-Food)
- öffentliche Einrichtungen und Veranstaltungs- und Seminargebäude
- Rechenzentren

Abbildung 2: Aufteilung der Flächennutzung in den vier „Extrem“-Szenarien.

¹⁰ Tagesspiegel Background Energie & Klima (31.03.2020): Rechenzentren sollen Wohnungen heizen.

Aus diesen Szenarien, die vergleichsweise einseitige Annahmen für die Besiedlung zugrunde legen, wurden neben dem Basis-Szenario die zwei Szenarien „Mittel“ und „Hoch“ entwickelt, die zusätzlich zum Basis-Szenario weiterverfolgt werden (s. Abbildung 2). Im Mittel-Szenario besteht ein geringfügig höherer Anteil an verarbeitendem nicht-energieintensiven Gewerbeflächen und ein kleiner Anteil an energie-intensivem Gewerbe. Im Szenario „Hoch“ ist der Anteil des energie-intensiven Gewerbes noch einmal auf insgesamt 10 % an der gesamten Gebäudefläche gesteigert. Wie sich diese veränderten Flächenanteile auf die Energiebedarfe auswirken, wird in den folgenden Abschnitten (3.3, 3.4 und 3.5) dargestellt.

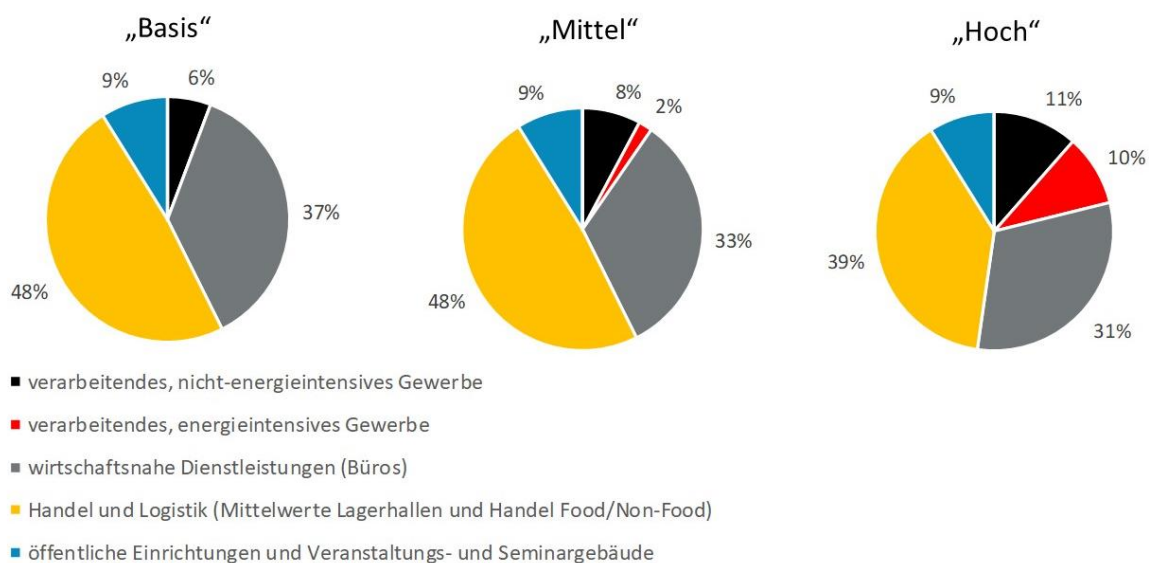


Abbildung 3: Aufteilung der Flächennutzung in den abgeleiteten und weiterverfolgten Szenarien „Basis“, „Mittel“ und „Hoch“

3.3 Wärmebedarf

Die Analyse der verschiedenen Szenarien zeigt, dass der Wärmebedarf für Raumheizung unabhängig von den Anteilen der einzelnen Branchen vergleichsweise konstant bei ca. 12 GWh p.a. liegt (vgl. Abbildung 4). Dies gilt, solange die angenommenen bebauten Flächen weitestgehend konstant sind und für alle Gebäude in etwa der ENEV-Wert von 36 kWh/m²a gilt. Ob in bestimmten Bereichen kein Raumwärmebedarf besteht, z.B. in unbeheizten Lagerhallen oder Produktionshallen mit inneren Lasten auf Grund von Abwärme durch Produktionsanlagen ist aktuell unklar. Nimmt man an, dass die Hälfte der L-Gebäude unbeheizt wäre, läge der Raumwärmebedarf des Projektgebiets bei ca. 10 GWh p.a.

Da es sich ausschließlich um Neubau-Objekte handelt, kann der Raumwärmebedarf auf einem Temperaturniveau von ca. 40 bis max. 50 °C bereitgestellt werden. Dies gilt sowohl für Fußbodenheizungen in Bürogebäuden als auch Beheizung von Produktions- oder Lagerhallen mittels Flächenheizungen wie Deckenstrahler oder über die Lüftung. Auf Grund des gut abschätzbaren Bedarfs und des konstanten Temperaturniveaus im Projektgebiet eignet sich der Raumwärmebedarf optimal zur zentralen Bereitstellung und Verteilung über ein Nahwärmenetz.

Der Brauchwarmwasserbedarf ergibt sich aus den Tätigkeiten der sich ansiedelnden Unternehmen. In Abhängigkeit der Tätigkeiten und Anzahl der Mitarbeiter schreibt die Arbeitsstättenverordnung eine bestimmte Anzahl Waschbecken und Duschen vor. Die tatsächlichen Verbrauchsmengen ergeben sich jedoch stark individuell durch das Verhalten der späteren Nutzer. Der an Hand statistischer Verbrauchswerte ermittelte Bedarf schwankt nur leicht in Abhängigkeit der Szenarien und liegt im Mittel bei ca. 2 GWh. Das Temperaturniveau liegt hier i.d.R. je nach Bereitstellungsart zwischen 50 und 60 °C. Das Brauchwarmwasser kann ebenfalls gut über ein Nahwärmenetz bereitgestellt werden, erfordert aber im Umkehrschluss, dass die gesamte Wärmebereitstellung des Netzes auf einem höheren Temperaturniveau als dem für die Raumwärme erfolgt. Alternativ kann das Brauchwarmwasser dezentral in den einzelnen Gebäuden z.B. elektrisch bereitgestellt werden.

Der Prozesswärmebedarf ist stark branchenabhängig. Hierbei variiert einerseits die Menge des Wärmebedarfs, andererseits das erforderliche Temperaturniveau. Da die Bedarfe zum einen aktuell unbekannt sind und zum anderen davon auszugehen ist, dass der Bedarf weder gleichmäßig verteilt im Projektgebiet noch auf einem bestimmten Temperaturniveau gefordert wird, wird empfohlen hier dezentrale, anwendungsspezifische Lösungen zu nutzen.

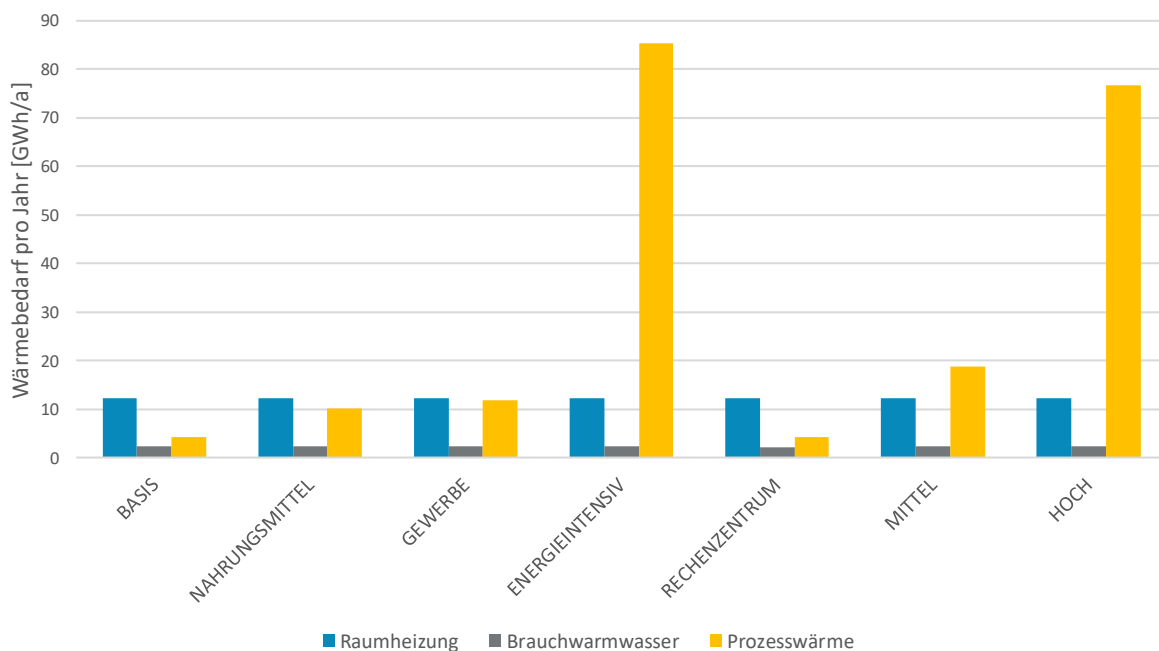


Abbildung 4: Anwendungsbezogene Wärmebedarfswerte der verschiedenen Szenarien im Vergleich.

3.4 Strombedarf

Der gesamte Strombedarf schwankt sehr stark in Abhängigkeit der angesiedelten Branchen und Anwendungen (vgl. Abbildung 5).

Der Strombedarf für Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) und Klimakälte ist dabei mit Ausnahme für die Ansiedlung von Rechenzentren (sehr hoher Bedarf durch Server und Klimakälte) relativ konstant. Der erwartete Strombedarf liegt etwa bei 4,9 GWh für Beleuchtung, 7,4 GWh für IKT und 3,8 GWh für Klimakälte und ergeben somit einen Grundbedarf von ca. 16 GWh über alle Szenarien.

Der Bedarf von Prozesskälte und mechanischer Energie ist analog zum Prozesswärmebedarf sowohl in Bezug auf die Menge als auch das Temperaturniveau bzw. die geforderte Leistung stark branchen- bzw. nutzerabhängig. Es werden hier daher dezentrale, anwendungsspezifische Lösungen empfohlen.

Der Strombedarf schwankt somit von 23 GWh im Basis-Szenario über 30 GWh im Szenario Mittel bis 54 GWh im Szenario Hoch. Hinzu kommen je nach Wärmeversorgungsvariante ggf. weitere Bedarfe z.B. für Wärmepumpen oder Umwälzpumpen im Wärmenetz sowie für Elektromobilität (vgl. hierzu Kapitel 7).

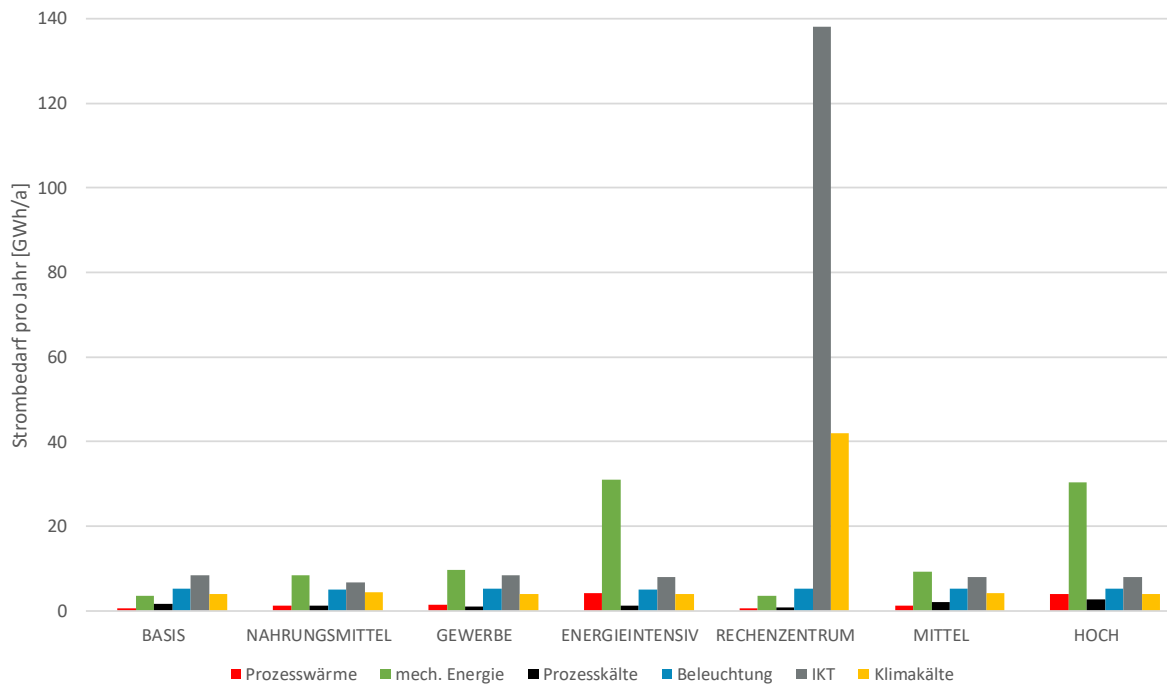


Abbildung 5: Anwendungsbezogene Strombedarfswerte der verschiedenen Szenarien im Vergleich.

3.5 Kältebedarf und -last

Der Kältebedarf zur Klimatisierung von Gebäuden ist über die einzelnen Szenarien relativ konstant und liegt bei ca. 3 bis 4 GWh (vgl. Abbildung 5; Klimakälte). Eine Ausnahme bildet die Ansiedlung von Rechenzentrum mit deutlich höheren Klimatisierungsbedarfen. Neben der benötigten Kältemenge spielt die zeitliche Abfrage des Bedarfs eine entscheidende Rolle. Gegenüber der Wärmebereitstellung tritt der Kältebedarf i.d.R. in deutlich weniger Stunden pro Jahr, dafür mit vergleichsweise höheren Lastspitzen auf. Der Bedarf der Kältebereitstellung hängt jedoch auch von der Gestaltung der Gebäudehülle und den Möglichkeiten z.B. zum passiven Kühlen und zur Nachtauskühlung ab.

Der Klimakältebedarf kann zentral über ein paralleles oder hybrides Netz bereitgestellt werden. Alternativ können Bedarfe dezentral und elektrisch gelöst werden (s. hierzu Kapitel 4.9 und 6).

3.6 Branchenspezifische Bedarfe

Nutzer- und anwendungsspezifische Bedarfe hängen stark davon ab, welche Unternehmen und Branchen sich letztlich im Projektgebiet ansiedeln. Die Möglichkeiten der Branchen und Anwendungen sind

so zahlreich, dass hier nur ein beispielhafter Überblick gegeben werden kann. Tabelle 3 zeigt Anwendungen und erforderliche Energiebedarfe verschiedener Branchen.

Tabelle 3: Anwendungsbezogene Energiebedarfe

Kategorie	Branche	Produkte	Verfahren / Tätigkeiten	Temperaturbereich
Verarbeitend, nicht-energieintensiv	Nahrungsmittel, Ernährung und Tabak (Food)	Verarbeitung agroindustrialier Produkte, Verarbeitung von Milch- und Fleischprodukten	Prozesswärme (Erwärmen, Kochen, Pasteurisieren etc.), Brauchwarmwasser Mechanische Energie (Zerkleinern, Rühren, Formen etc.) Querschnittstechnologien wie Lüftung, Kälte, Pumpen und Druckluft (Trocknen)	Niedertemperaturbereich (bis 250 °C) 60-140 (Kochen, Pasteurisieren) 40-240 (Trocknen), nur vereinzelt höher
Verarbeitend, nicht-energieintensiv	Gummi und Kunststoff	Herstellung und Verarbeitung von Kunststoffen	Prozesswärme (Erwärmen, warmhalten), Mechanische Energie (Zerkleinern, Rühren, Formen etc.) Querschnittstechnologien wie Lüftung, Kälte, Pumpen und Druckluft	Niedertemperaturbereich (bis 250°C, vereinzelt bis 500°C)
Verarbeitend, nicht-energieintensiv	Maschinenbau, Fahrzeugbau, sonstiges	Produktion von Maschinen, Fahrzeugen u.ä.	Mechanische Bearbeitung (Schweißen, Fräsen, Sägen etc.)	Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Papierherstellung	Holzstoffherstellung, Faserstoffaufbereitung	Zerfaserung, Trocknung, Imprägnierung Mechanische und chemische Aufbereitung Stromintensive Aufbereitung von Altpapier	Niedertemperaturbereich (bis 250 °C), vereinzelt höher (z.B. Trocknen), aber größtenteils darunter
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Chemie und Pharmazie	Herstellung von Gasen, Flüssigkeiten und Feststoffen	Prozesswärme (Kochen, Destillieren, Reaktionen) Querschnittstechnologien	Mittlerer bis Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)

		Luftzerlegung	Ggf. Nutzung von Prozessgasen	
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Glas, Keramik	Herstellung von Behälterglas Einschmelzen von Altglas	Befeuerung mit Brennstoffen Elektrische Zusatzheizungen	Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)
Verarbeitendes, energieintensives Gewerbe	Metall- und NE-Metallerzeugung, -bearbeitung	Herstellung von Eisen und Stahl, Aluminium, Kupfer	Einschmelzen und Ausgießen, Lichtbogenöfen Ggf. Verstromung von Prozessgasen Weiterverarbeitung (Umformung, Wärmebehandlung) Elektrolyse Induktionsöfen	Hochtemperaturbereich (bis über 1000 °C)
Wirtschaftsnahe Dienstleistungen	Bürogebäude		Rechnerarbeitsplätze Serräume Brauchwarmwasser	
Handel und Logistik	Lagerhallen Food, non-food Großhandel		Kühlen Warmhalten Belüften Ggf. Ab- und Umfüllen Brauchwarmwasser	
Öffentliche Einrichtungen, Veranstaltungs- und Seminargebäude	Gaststätten, Kindertagesstätten, Veranstaltungsräume	Zubereitung von Speisen und Getränken	Brauchwarmwasser Erwärmen, warmhalten Kühlen	

Rechenzentren		Bereitstellung von Rechenleistung	Klimatisierung	
Branchenübergreifend		Lüftung, Klimatechnik, Kälte, Druckluft		

Die verwendeten Medien zur Wärmeübertragung sind im Temperaturbereich unter 100 °C häufig Heißwasser, bei höheren Temperaturen werden Wasserdampf oder Wärmeträgeröle verwendet. Bei sehr hohen Temperaturen in der Metallbranche (z.B. Hochofenprozess) werden Verbrennungsgase als Übertragungsmedium genutzt.

In Deutschland kommen bei der Prozesswärmeerzeugung momentan vor allem fossile Energieträger zum Einsatz. Ca. 45 % werden durch Erdgas bereitgestellt, weitere 30 % werden durch Kohle erzeugt. 9 % der Prozesswärme wird durch Fernwärme bereitgestellt, 8 % der Prozesswärme durch Strom. Erneuerbare Energien spielen mit nur 5 % bislang eine untergeordnete Rolle. Der restliche Anteil von ca. 3 % wird durch Erdöl erzeugt.

Der Einsatz der Brennstoffe unterscheidet sich zwischen den Branchen, jedoch auch innerhalb der Branchen. Entscheidende Faktoren sind neben der Wirtschaftlichkeit das für den jeweiligen Prozess erforderliche Temperaturniveau, und ggf. weitere Aufgaben, die der Brennstoff erfüllt (z.B. Koks als Reduktionsmittel sowie zum Aufbau einer stabilen Schichtung im Hochofen). Technisch gesehen lassen sich eine Vielzahl der fossilen Brennstoffe durch erneuerbare Lösungen wie synthetisches CH₄ oder „grünen“ Wasserstoff ersetzen.

Da die branchen- und nutzerspezifischen Bedarfe auf verschiedenen Ebenen (Menge p.a., benötigte Leistung und Temperaturniveau) variabel sind und durch einen späteren Wechsel der Nutzer veränderlich bleiben, werden hier dezentrale Lösungen empfohlen.

3.7 Energieverbrauch Fazit

Die Bedarfe an Raumheiz-, Raumklimatisierungsbedarf und Brauchwarmwasser lassen sich anhand statistischer Verbrauchswerte bewerten und stellen über die Szenarien einen relativ konstanten Verbrauch dar (vgl. Abbildung 4). Somit empfiehlt sich hier eine zentrale Bereitstellung über Netze, die bei diesen Anwendungen relativ unabhängig von den einzelnen Szenarien ausgelegt werden können (s. Kapitel 6). Dennoch sind die Energiebedarfe im weiteren Verlauf des Projektfortschritts detaillierter zu ermitteln und ihre Auswirkung auf die Energieversorgung zu prüfen.

Auch der Strombedarf für die Anwendungen Beleuchtung, IKT (außer Rechenzentrum-Szenario) und Klimakälte (außer Rechenzentrum-Szenario) ist über die Szenarien relativ gleichförmig (vgl. Abbildung 5), sodass ein Stromnetz dementsprechend ausgelegt wird (s. Kapitel 6.4).

Eine stärkere Variation über die Szenarien-Bandbreite (Basis, Mittel, Hoch) ist bei den Anwendungen Prozesswärme, mech. Energie und Prozesskälte ersichtlich. Die zukünftigen Bedarfe an Prozesswärme und -kälte sowie mechanischer Energie und weiterer elektrischer Energie für verschiedene Anwendungen sind aktuell noch unklar und hängen stark von den individuellen Bedarfen der späteren Nutzer ab. Somit werden hierfür dezentrale und individuelle Lösungen empfohlen.

Die Bedarfe beruhen bisher auf statistischen Verbrauchsdaten verschiedener Branchen und Annahmen bzgl. der anteiligen Flächenaufteilung zwischen bestimmten Branchen (vgl. 3.1). In Abhängigkeit der tatsächlichen Ansiedlungen können die zukünftigen Bedarfe durchaus anders ausfallen. Die Bedarfsabschätzung ist somit im Rahmen der weiteren Planungsschritte weiter fortzuschreiben und mit genauerem Kenntnisstand bzgl. der tatsächlichen Ansiedlung zu konkretisieren.

4 Potenziale und Umsetzbarkeit

Um die ermittelten, zukünftigen Bedarfe zu decken, werden verschiedene erneuerbare Energiepotenziale in Betracht gezogen. Hierzu wurden einerseits bereits durch das IFAM bewertete Potenziale plausibilisiert bzw. vertiefend betrachtet, sowie einige weitere Potenziale bewertet.

4.1 Abwasserabwärme der zentralen Kläranlage und Wärmepumpe

In unmittelbarer Nähe zum Projektgebiet liegt die Zentralkläranlage (ZKA) der Stadt Bremerhaven, sodass eine Nutzung der Abwasserwärme als Wärmequelle für das Gewerbe- und Industriegebiet möglich ist. Die ZKA wird von der Bremerhavener Entsorgungsgesellschaft (BEG) betrieben.

Der öffentliche Betreiber und die grundlegende Entsorgungsaufgabe minimieren das Risiko, dass die Abwärmequelle zukünftig aufgrund sich verändernder Rahmenbedingungen entfallen könnte. Die Wärme wird mittels Wärmepumpe auf das geforderte Temperaturniveau angehoben.

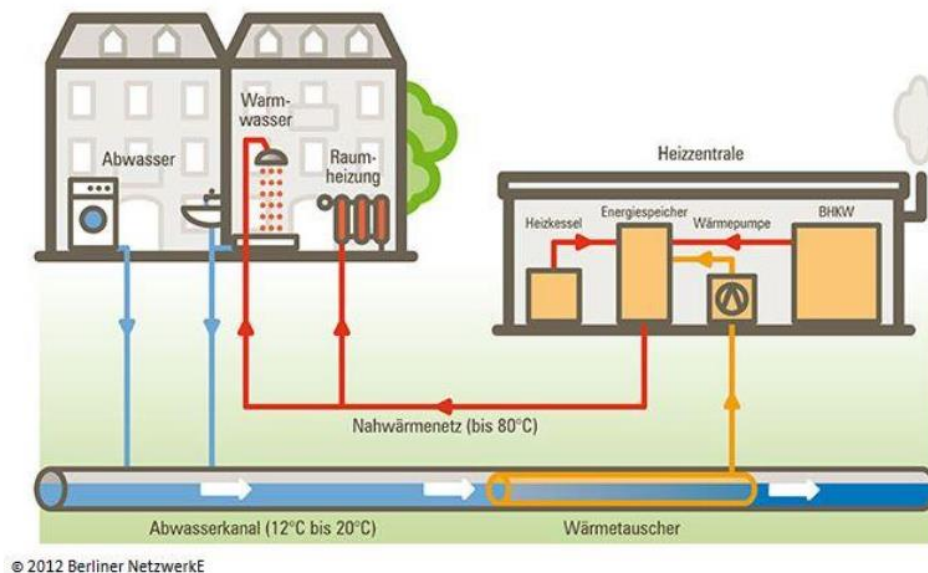


Abbildung 6: Schema Wärmebereitstellung mit Abwasserwärme. (Quelle: Berliner Netzwerke 2012)

Die ZKA wurde 1983 in Betrieb genommen und auf Grund der Abwasserströme aus der Fischindustrie auf 600.000 Einwohnerwerte und eine Abwassermenge von 55.000 m³ pro Tag (entspricht ca. 636 l/sec) ausgelegt.

4.1.1 Potenzialbewertung Abwasserwärme

Die Abwassermenge schwankte in den letzten Jahren zwischen 780.000 m³ pro Monat und rund 1.500.000 m³ pro Monat bzw. 45 bis 85 % der Auslegung. Bislang liegen durchschnittliche (410 l/sec) und minimale Durchflussmengen (330 l/sec) aus den Jahren 2018 und 2019 vor. Weitere Daten inkl. Lastgängen bzgl. Volumen und Temperatur auf Tageswerten sind bei der BEG angefragt.

Die Temperatur des Abwassers am Auslauf der ZKA beträgt je nach Jahreszeit zwischen 9 bis 11 °C im Winter und bis zu 20 °C im Sommer [BEG 2018]. Das Temperaturniveau des Abwassers ist für die Wärmeversorgung des Quartiers zu niedrig, sodass eine Temperaturerhöhung auf eine noch zu definierende Zieltemperatur im Bereich von 40 bis 60 °C mittels Wärmepumpe zwischengeschaltet wird.



Es werden zunächst eine Temperaturabsenkung des Abwassers um 2 bis 3 K angenommen sowie 3.000 Vollbenutzungsstunden (VBH) angesetzt. Damit ergibt sich zunächst folgendes Wärmepotenzial zur Versorgung des Gebiets:

$$\begin{aligned}\text{Wärmemenge} &= \text{Volumen bzw. Masse} * \text{delta T} * \text{spez. Wärmekapazität} \\ &= \text{m}^3 * \text{K} * 1,163 \text{ kWh/m}^3\text{K} \\ &= 330 \text{ bis } 410 \text{ l/sec} * 3.000 \text{ VBH} * 2 \text{ bis } 3 \text{ K} * 1,163 \text{ kWh/m}^3\text{K} \\ &= 3.564.000 \text{ m}^3 \text{ p.a. bis } 4.428.000 \text{ m}^3 \text{ p.a.} * 2 \text{ bis } 3 \text{ K} * 1,163 \text{ kWh/m}^3\text{K} \\ &= 8,3 \text{ bis } 15,5 \text{ GWh p.a.}\end{aligned}$$

Für die weitere Bewertung werden ca. 12.000 MWh Wärme aus Abwasser angesetzt. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) wird zunächst mit 3,5 angenommen. Damit ergibt sich ein zusätzlicher Strombedarf von ca. 4,8 GWh

$$\begin{aligned}\text{Strombedarf} &= \text{Abwärme} / (\text{JAZ} - 1) \\ &= 8,5 \text{ GWh} / \text{ca. } 2,5 = 4,8 \text{ GWh}\end{aligned}$$

und eine im Projektgebiet nutzbare Wärmemenge von ca. 17 GWh

$$\text{Wärmemenge WP} = \text{Wärmemenge Abwasser} + \text{Strombedarf} = 12 \text{ GWh} + 4,8 \text{ GWh} = 16,8 \text{ GWh}$$

Die JAZ hängt stark von der zur Verfügung zu stellenden Zieltemperatur ab und ist daher im Weiteren durch eine Simulation zu prüfen (s. Kapitel 8.1.4). Je niedriger die Zieltemperatur ist, desto höher fällt i.d.R. die JAZ aus, da die Effizienz der Wärmepumpe mit geringerem Temperaturhub steigt.

4.1.2 Auskopplung der Abwasser-Abwärme

Lt. Aussage der BEG als Betreiber der ZKA soll die Wärmeauskopplung am besten hinter der letzten Reinigungsstufe (Schönungsteich) entweder vor oder hinter dem Ablaufpumpwerk erfolgen. Die Position hat einerseits den Vorteil, dass die Temperatur im Vorlauf der Reinigungsprozesse im Klärwerk nicht reduziert wird und die biologischen Vorgänge in der Kläranlage ungestört erfolgen können. Zum anderen enthält das Abwasser im Ablauf deutlich weniger Verunreinigungen als vor der ZKA, was einen Vorteil für Betrieb und Wartung der Wärmetauscher darstellt. Bei der Wärmeauskopplung hinter dem Ablaufpumpwerk kann zudem die Abwärme des BHKWs, die hinter dem Ablaufpumpwerk in den Auslauf des Klärwerks eingeleitet wird, mitgenutzt werden.

Der Wärmetauscher könnte an den Ablauf des Ablaufpumpwerks gekoppelt werden. Hierfür wird ein T-Stück in die Abwasserleitung eingebracht und ein Wärmetauscher angebunden. Dieser entzieht dem Abwasser 2 bis 3 K und führt das Wasser dann zurück in den Abflusskanal des Klärwerks zur Einleitung in die Weser (Vorfluter). In der Weser wirkt sich eine Temperaturabsenkung des eingeleiteten Abwassers um 2 bis 3 K angesichts des hohen Durchflusses der Weser kaum auf die Gesamttemperatur aus. Genehmigungsrechtlich besteht keine Einschränkung für die Absenkung der Einleittemperatur. Lt. Aussage der zuständigen Behörde (Senatorin für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Stadtentwicklung und Wohnungsbau) richten sich die Einleitbedingungen der Kläranlage nach Anhang 1 der Abwasserverordnung (Häusliches und kommunales Abwasser), in der lediglich Vorgaben für die chemische Zusammensetzung, jedoch keine Temperaturvorgaben gemacht werden. Sollte eine zentrale Kälteanlage angebunden werden, die das Abwasser ggf. aufheizen würden, käme hierfür Anhang 31 der Abwasserverordnung (Wasseraufbereitung, Kühlsysteme, Dampferzeugung) zur Anwendung. Die Einleittemperatur würde auf eine Spreizung von 10 K und max. 28 °C begrenzt sein.



Abbildung 7: Schema der Zentralkläranlage Bremerhaven. (Quelle: BEG ZKA 2018)

4.1.3 Wirtschaftlichkeit

Die Kosten für eine Groß-Wärmepumpe inkl. der notwendigen Peripherie und eines Wärmetauschers liegen bei ca. 1.120 €/kW. Erfolgt die Wärmebereitstellung von ca. 14 GWh durch eine Wärmepumpe mit ca. 4 MW thermischer Leistung, liegen die Investitionskosten bei ca. 4,48 Mio. €. Hinzu kommen Betriebskosten u.a. für Wartung und Instandhaltung des Wärmetauschers und der Wärmepumpe sowie verbrauchsabhängige Stromkosten, die insbesondere durch Eigenstromnutzung und die Jahresarbeitszahl (JAZ) optimiert werden können.

4.2 Abwärme IWES-Teststand

Das IWES plant in direkter Nachbarschaft zum Gewerbe- und Industriegebiet den Betrieb zweier Elektrolyseure und einer Brennstoffzelle. Zum Zeitpunkt April 2020 sind jeweils 1 MW als PEM- und 1 MW als alkalischer Elektrolyseur mit zwei Tagesspeichern für jeweils 1 t Wasserstoff sowie eine Brennstoffzelle mit 1 MW europaweit ausgeschrieben und sollen ca. Mitte 2022 in Betrieb gehen. Zukünftig sind eine stufenweise Erweiterung um weitere Elektrolyseure auf 4 bzw. 8 MW sowie ggf. eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle geplant.

Die Aufstellung der Elektrolyseure und Brennstoffzelle ist im nördlichsten der Hangars auf dem ehemaligen Flugplatzgelände gegenüber der ZKA geplant. Die Entfernung zum Projektgebiet beträgt ca. 300 m.

Die Elektrolyseure werden von der benachbarten 8 MW-WEA mit Strom versorgt. Der produzierte Wasserstoff wird anschließend teilweise in der Brennstoffzelle rückverstromt.

Der Betrieb der Elektrolyseure ist als Teststand zur Simulation eines künstlichen, dynamischen Netzes und zur Erforschung von Problemen des Inselbetriebs wie in Offshore-Situationen üblich geplant. Der Betrieb der beiden ersten Elektrolyseure wird vom IWES mit ca. 6.000 bis 7.000 Betriebsstunden angenommen.

In Anbetracht der jährlichen Windverteilung im Gebiet der Luneplate kann davon ausgegangen werden, dass gerade in der Heizperiode, also den Jahreszeiten Herbst, Winter und Frühjahr, eine ausreichende Windressource zur Verfügung steht, um die beiden Elektrolyseure nahezu durchgehend zu betreiben. Allgemein gilt jedoch, dass wenn kein (überschüssiger) Windstrom zur Verfügung steht, auch kein Wasserstoff und somit keine Abwärme produziert wird. Ausnahmen können jedoch auftreten, wenn eine garantierte Abnahmemenge Wasserstoff zu liefern ist und dafür Grünstrom eingekauft wird.

Lt. IWES steht die Wasserstoff-Produktion mindestens für die nächsten 30 Jahre als Abwärmequelle zur Verfügung. Lt. öffentlicher Berichterstattung ist das Modellprojekt zunächst für zwei Jahre bis Anfang 2022 angesetzt.

In den beiden Elektrolyseuren könnten in Abhängigkeit des Fabrikats jeweils ca. 600 bis 700 kW Abwärme auf einem Temperaturniveau zwischen ca. 50 und 70 °C anfallen. Des Weiteren fällt bei der Verdichtung des Wasserstoffs weitere Abwärme mit ca. 100 kW an. Die Brennstoffzelle könnte ebenfalls Abwärme von 600 bis 700 kW liefern.

Da der Heizbedarf des Quartiers vorrangig in der Heizperiode anfällt, werden zur Abschätzung des Abwärmepotenzials 3.000 VBH angesetzt.

Damit ergibt sich ein Abwärmepotenzial von

$$= 2 \times 600 \text{ bis } 700 \text{ kW} \times 3.000 \text{ VBH} = 3,9 \text{ GWh}$$

aus den beiden Elektrolyseuren und inkl. der Brennstoffzelle und Verdichtung sogar ein Abwärmepotenzial von

$$= (3 \times 600 \text{ bis } 700 \text{ kW} + 100 \text{ kW}) \times 3.000 \text{ VBH} = 6,1 \text{ GWh}$$

Die konkrete Abwärmetemperatur wäre im weiteren Projektverlauf mit dem IWES abzustimmen.

Das Abwärmepotenzial ist auf Grund seines Temperaturniveaus besonders interessant für das Projektgebiet, da es lokal zur Verfügung steht und mit 60 bis 70 °C direkt in das Wärmenetz eingespeist werden könnte und keine separate Temperaturanhebung notwendig wäre.

Sollte zukünftig auch eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle betrieben werden, könnte dort eine Dampfturbine zur Stromproduktion nachgeschaltet werden. Der verbleibende Dampf hätte eine Temperatur von ca. 100 bis 120 °C und könnte ggf. sogar für Prozesswärmezwecke eingesetzt werden. Das genaue Abwärmepotenzial wäre noch zu bewerten.¹¹

Das abgeschätzte Abwärmepotenzial ist für die Versorgungssicherheit des Gebiets nicht ausreichend. Auf Grund der lokalen Verfügbarkeit und des sehr gut geeigneten Temperaturniveaus, sollte das Abwärmepotenzial allerdings in das Versorgungskonzept integriert werden. Das Potenzial in Höhe der Leistung und Temperatur ist im weiteren Projektverlauf zu konkretisieren.

■ [REDACTED]

4.3 Geothermie

Unter dem Oberbegriff Geothermie werden sowohl die Tiefengeothermie (Bohrtiefe 400 m bis ca. 5000 m) als auch die oberflächennahe Geothermie (Bohrtiefe bis 400 m) gefasst.

Im Plangebiet besteht ein Potenzial für die tiefengeothermische Wärmeerzeugung¹². Allerdings sind die Wärmeerzeugungskosten aufgrund des geringen Temperaturniveaus im Salzstock relativ hoch, wie es im IFAM-Konzept beschrieben wird.

Daher soll der Fokus hier auf dem oberflächennahen Geothermiepotenzial und einer Erschließung mittels Erdwärmesonden liegen.

4.3.1 Technisches Potenzial

Die Klassifikation gemäß der geotechnische Planungskarte beschreibt den Untergrund des Gebiets Lunedelta in Bremerhaven als sehr gering bis gering konsolidiertes bindiges Lockergestein, weich, z.T. organisch, lagenweise Torf und Sand.¹³ Auf der geologischen Übersichtskarte der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe wird der Untergrund in dem Gebiet durch brackische Ablagerungen mit Bestandteilen aus Ton (schluffig, sandig) charakterisiert.¹⁴ An der Oberfläche stehen Auelehme an, deren Mächtigkeit von 15 m im Süden des Gebiets auf 17 m im Norden leicht zunimmt. Diese werden unterlagert von Sanden, die ebenfalls eine zunehmende Mächtigkeit von Süden nach Norden aufzeigen. Zwischen 45 und 95 m unter dem Gelände schließen dichte bindige marine Schluffe das obere Grundwasserstockwerk ab. Der Standort befindet sich oberhalb der Salzstruktur Dedesdorf.

Der Geologische Dienst Bremen stellt über Web Map Service (WMS)-Karten Bodendaten zur Verfügung. Dazu gehören beispielsweise die Wärmeleitfähigkeit, der Grundwasserstand, die Grundwasserfließrichtung, das Grundwassergefälle, die Grabbarkeit bis fünf Meter Tiefe sowie die Grundwasserschutzfunktion. Die hier durchgeführte Potenzialermittlung basiert sowohl auf den verfügbaren Online-Karten als auch auf der Standortauskunft zur Planung einer Erdwärmesondenanlage des Geologischen Dienstes für Bremen¹⁵.

Für das geothermische Potenzial ist in erster Linie die spezifische Wärmeleitfähigkeit λ des Bodens entscheidend, die beschreibt, wie schnell die entnommene Wärme über die im Untergrund anstehenden Gesteine nachgeliefert werden kann. Die gesteinspezifische Eigenschaft λ wird in Watt pro Meter und Kelvin angegeben und hängt vom Mineralgehalt, der Porosität und der Porenfüllung des Untergrunds ab.

Bei der Ermittlung der spezifischen Entzugsleistung $P_{\text{spez.}}$ des Systems ist die Berücksichtigung weiterer technischer und lastprofilspezifischer Randbedingungen erforderlich. Die Einflussgrößen für $P_{\text{spez.}}$ sind neben der Wärmeleitfähigkeit λ auch die Anzahl der Betriebsstunden, die Anzahl (und ggf. auch der Abstand) der Sonden, die Bohrlochgröße, die Wärmeleitfähigkeit der Bohrlochfüllung und die minimale Temperatur des Wärmeträgermediums bei Austritt aus der Wärmepumpe.

-
- [REDACTED]
 - [REDACTED]
 - [REDACTED]
 - [REDACTED]
 - [REDACTED]

Die ersten ca. 15 m des Untergrundes bestehen aus Klei, der eine sehr geringe Wärmeleitfähigkeit aufweist. Die Wärmeleitfähigkeiten werden als gemittelte Werte über eine Bohrtiefe von 100 m angegeben (vgl. Abbildung 8). Die Potenzialberechnungen für oberflächennahe Geothermie werden für eine mittlere Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 1,8 \text{ W/(mK)}$ und für eine hohe Wärmeleitfähigkeit $\lambda = 2,2 \text{ W/(mK)}$ durchgeführt.

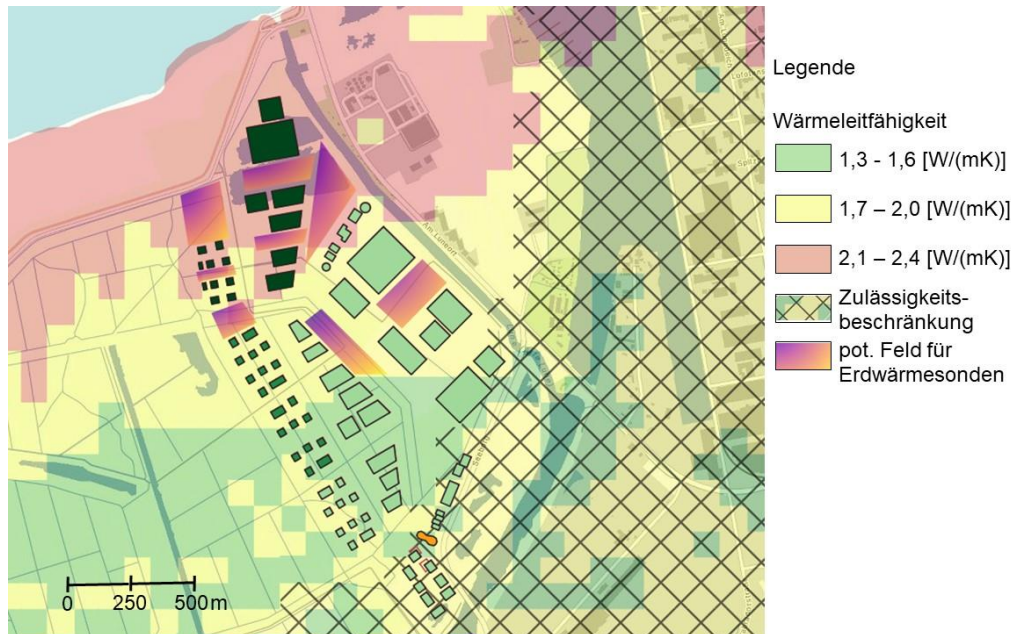


Abbildung 8: Wärmeleitfähigkeit des Bodens im Plangebiet Lunedelta (basierend auf WMS-Daten des Geologischen Dienstes für Bremen und potenzielle Flächen für Erdwärmesonden).¹⁶

Die Berechnung erfolgt nach VDI-Richtlinie 4640 Blatt 2, die für Einzelanlagen mit 5 Sonden bis maximal 30 kW Wärmepumpen-Heizleistung gelten. Dies stellt eine erste Näherung dar, es ist jedoch zu beachten, dass die real entziehbare Wärmemenge geringer ausfallen wird, da eine > 30 kW-Anlage erforderlich ist und somit mehr als fünf Sonden eingesetzt werden. Alle weiteren Berechnungsgrundlagen und -annahmen sind in VDI 4640 definiert.

Zur Ermittlung des oberflächennahen geothermischen Potenzials werden zunächst acht Flächen festgelegt, die für die Nutzung von Erdwärmesonden verfügbar sind. Es wird weiterhin angenommen, dass jede Erdwärmesonde eine Fläche von 36 m² beansprucht, um gegenseitige negative Auswirkungen auf benachbarte Sonden oder Gebäude zu vermeiden. Das geothermische Potenzial wird für drei verschiedene Austrittstemperaturen berechnet (s. Tabelle 4).

¹⁶ WMS-Kartendienst des Geologischen Dienst für Bremen (<https://www.gdfb.de/geodaten/>)

Tabelle 4: Daten zur Berechnung der geothermischen Entzugsleistung

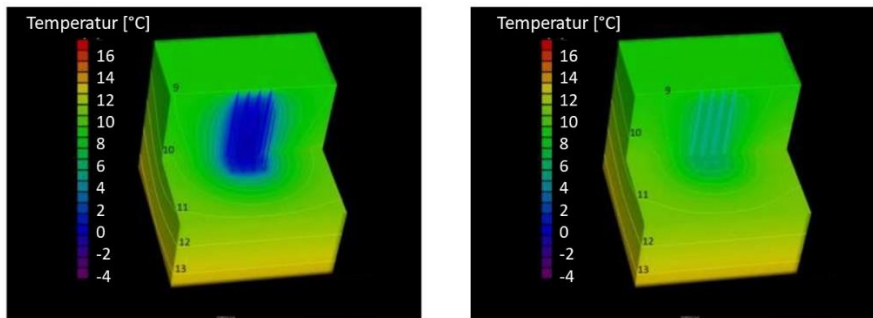
	1	2	3	1	2	3
Wärmeleitfähigkeit Boden	1,8 W/(mK)	1,8 W/(mK)	1,8 W/(mK)	2,2 W/(mK)	2,2 W/(mK)	2,2 W/(mK)
Anlagenbetrieb	nur Heizen	nur Heizen	nur Heizen	nur Heizen	nur Heizen	nur Heizen
Jahresvollaststunden [h]	1800	1800	1800	1800	1800	1800
maximale T _{WP-Austritt}	-5 °C	-3 °C	0 °C	-5 °C	-3 °C	0 °C
Anzahl Sonden	5	5	5	5	5	5
Abstand Sonden	6 m (Reihe)					
Erdwärmesonde	Doppel-U-Sonde 32 x 3,0					
Verfüllmaterial λ	0,8 W/(mK)					
Bohrlochdurchmesser	150 mm					
mittlere Untergrundtemperatur	11 °C über jeweilige Sondenlänge					
Strömung in Sonden	turbulent					
Heizlastprofil	gemäß VDI-Richtlinie 4640 Blatt 2 Anhang					
minimale T _{WP-Austritt}	0 °C					

Tabelle 5: Verfügbare Potenziale für die oberflächennahe geothermische Erschließung des Standortes in Abhängigkeit der Sondereintrittstemperatur bzw. Wärmepumpenaustrittstemperatur T_{WP,Austritt}.

Nr.	Fläche [m ²]	Sondenanzahl	Bodenleitfähigkeit [W/m]	Bohrtiefe [m]	T _{WP-Austritt} ≥ -5°C			T _{WP-Austritt} ≥ -3°C			T _{WP-Austritt} ≥ -0°C		
					Entzugsleistung [W/m]	Leistung [kW]	Wärme [MWh/a]	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [kW]	Wärme [MWh]	Entzugsleistung [W/m]	Leistung [kW]	Wärme [MWh]
1	34046	946	2.20	80	35.44	2682.1	4827.8	30.5	2309.8	4157.6	22.6	1713.4	3084.1
2	38973	1083	2.20	80	35.44	3070.5	5526.9	30.5	2644.3	4759.7	22.6	1961.5	3530.8
3	22828	634	2.20	80	35.44	1797.5	3235.5	30.5	1548.0	2786.4	22.6	1148.3	2066.9
4	33672	935	1.80	80	31.44	2351.7	4233.1	26.8	2004.6	3608.4	20.0	1493.0	2687.4
5	14198	394	1.80	80	31.44	991.0	1783.8	26.8	844.7	1520.5	20.0	629.1	1132.5
6	10709	297	2.20	80	35.44	842.1	1515.7	30.5	725.2	1305.3	22.6	537.9	968.3
7	5754	160	1.80	80	31.44	402.4	724.4	26.8	343.0	617.5	20.0	255.5	459.9
8	27818	773	1.80	80	31.44	1944.2	3499.6	26.8	1657.3	2983.2	20.0	1234.3	2221.8
Gesamt/ Ø	187998	5222	2.0267		33.707331	14081.574 kW	25.3 GWh	28.9086174	12076.864 kW	21.7 GWh	21.47911	8973.114 kW	16.2 GWh

Demnach steht im Projektgebiet in Abhängigkeit der Austrittstemperatur ein geothermisches Potenzial von 16 bis 25 GWh zur Verfügung. Dieses müsste noch mittels Wärmepumpe auf nutzbares Temperaturniveau angehoben werden. Das Potenzial wäre somit ausreichend den lt. Szenarien ermittelten Wärmebedarf für Raumheizung und Brauchwarmwasser zu decken.

Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, im Wechselbetrieb mit reversiblen Wärmepumpen in den Wintermonaten zu Heizen und in den Sommermonaten zu Kühlen. Dabei wird der Kältekreislauf der Wärmepumpe umgekehrt, sodass Überschusswärme aus den Gebäuden über möglichst große Heizflächen ins Erdreich abgeführt wird und im Untergrund gespeichert wird. So wird die Erde, der im Heizbetrieb Wärme entzogen wird, künstlich regeneriert, langfristig nachhaltiger bewirtschaftet und vor Frost geschützt (vgl. Abbildung 9). Das Gesamtsystem erreicht durch die Regeneration eine höhere Effizienz, sodass auf der geothermischen Seite z.B. die erforderlichen Bohrmeter reduziert werden können oder das Erdsondenfeld verkleinert werden kann.



Simulation über 30 Jahre nur Heizen

Simulation über 30 Jahre Heizen + Kühlen

Abbildung 9: Vergleich zweier identischer Erdsondenfelder mit unterschiedlicher Nutzung. (Quelle: GeoEnergy Celle e.V. (2016): Einführung in die Oberflächennahe Geothermie.)

Wenn die Nutzung der oberflächennahen Geothermie zum Heizen (und evtl. Kühlen) weiterverfolgt werden soll, müssen im nächsten Schritt eine Probebohrung und ein Thermal-Response-Test (TRT) durchgeführt werden. Der TRT ist ein wesentlicher Bestandteil der geothermischen Erkundung des Projektstandortes für Anlagen mit Heizleistungen ab 30 kW und ermöglicht die genaue Ermittlung von verschiedenen Parametern, die für die Dimensionierung und Auslegung der Erdwärmesonden erforderlich sind, wie beispielsweise die effektive mittlere Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes und der thermische Bohrlochwiderstand der Erdwärmesonde. Die Probebohrung wird anschließend zu einer Erdwärmesonde ausgebaut und kann in das spätere Erdwärmesondenfeld integriert werden. Weiterhin sollte eine Auslegung des Gesamtsystems durch numerische Modellierungen und Simulationen erfolgen.

4.3.2 Genehmigungsrechtliche Bedingungen¹⁷

Für die Errichtung von Anlagen zur Gewinnung von Erdwärme aus dem Erdboden durch Erdwärmekollektoren, Erdwärmesonden oder Grundwassernutzung in Bremerhaven ist eine Anzeige bei dem Umweltschutzamt Bremerhaven und dem Geologischen Dienst für Bremen bis 14 Tage vor Beginn der Arbeiten nötig. Falls die Erdwärmesonden ein Arbeitsmedium der Wassergefährdungsklasse 1 oder höher verwenden oder dem Untergrund Wasser entnehmen bzw. Wasser in den Untergrund verpressen, ist auch eine wasserbehördliche Erlaubnis nach § 10 in Verbindung mit §§ 3 Abs. 1 und 4 Abs. 2 Nr. 2 des Bremischen Wassergesetzes erforderlich. Zusätzlich ist bei Bohrungen ab 100 m Tiefe in Bremen eine Anzeige bei der zuständigen Bergbehörde erforderlich. Anlagen zur Nutzung der tiefen Geothermie in Bremen unterliegen damit grundsätzlich einem bergrechtlichen Genehmigungsverfahren. Zur Genehmigung einer Anlage sind folgende Angaben nötig: Anlagen-/Systembeschreibung, Sicherheitseinrichtungen, Dichtheitsüberwachung, Aussagen zur Nachfüllnotwendigkeit, Angaben zum Betriebsstoff (Abbaubarkeit, Wasserlöslichkeit und -gefährdungsklasse), genaue Angabe zur Flüssigkeits- und Betriebsstoffmenge, Art der Bohrloch-Verpressung (Material, Verpressverfahren),

■ [REDACTED]

Energiebedarfsrechnung, Beschreibung der hydrogeologischen Situation (beim Geologischen Dienst erhältlich), in Schutzgebieten: hydrologische Gefährdungsabschätzung (kostenpflichtig)¹⁸.

Im südlichen Bereich des Gebiets ist Geothermie bedingt zulässig (vgl. Abbildung 8, schraffierter Bereich). Aufgrund eines Salzstocks gibt es dort eine Tiefenbegrenzung von 500 m. Diese stellt für die hier geplante oberflächennahe geothermische Nutzung keine Einschränkung dar.

4.3.3 Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten setzen sich aus den Kosten für die Erschließung des Sondenfeldes (ca. 70 €/m) und aus der Investition in die Wärmepumpe und die benötigte Peripherie (ca. 510 EUR/kW) zusammen.

Erfolgt die Wärmebereitstellung von ca. 14 GWh durch eine Wärmepumpe mit ca. 4 MW thermischer Leistung, wäre bei einer durchschnittlichen Entzugsleistung von ca. 33,7 W/m insgesamt eine Sondenlänge von ca. 80.000 m bzw. ca. 1.000 Sonden à 80 m Länge erforderlich.

Die Investitionskosten setzen sich demnach wie folgt zusammen:

Erschließung Sondenfeld	5.600.000,00 EUR
Investition Wärmepumpe	2.040.000,00 EUR
Gesamt Investition	7.640.000,00 EUR

Hinzu kommen Betriebskosten u.a. für Wartung und Instandhaltung der Wärmepumpe sowie verbrauchsabhängige Stromkosten, die insbesondere durch Eigenstromnutzung und die JAZ optimiert werden können.

4.4 Solarthermie

Es besteht die Möglichkeit, durch Solarthermie Wärme für das Wärmenetz oder für industrielle Prozesse zu erzeugen. Dabei können entweder nicht-konzentrierende Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren oder konzentrierende (CSP) Solarkollektoren, z.B. Parabolrinnen-Kollektoren zum Einsatz kommen. Nicht konzentrierende Kollektoren nutzen sowohl diffuse als auch direkte solare Strahlung, während CSP-Kollektoren nur direkte Strahlung nutzen und nachgeführt werden müssen, um optimale Wirkungsgrade zu erzielen.

4.4.1 Flachkollektoren

Ein Flachkollektor besteht aus dem Absorber, dem Kollektorgehäuse, einer Glasabdeckung und einer Wärmedämmung. Das Absorberblech wandelt die Einstrahlung in Wärme um. Eine Beschichtung sorgt dafür, dass möglichst viel Wärme aufgenommen (hohes Absorptionsvermögen) und möglichst wenig Wärme abgestrahlt wird (geringer Emissionsgrad).

Die Wärmedämmung auf der Rückseite und den Seitenflächen des Gehäuses verringern die Abstrahlverluste. Die Wärme wird über das Wärmeträgermedium im Solarkreislauf weiter zum Speicher oder Verbraucher transportiert. Die Solarflüssigkeit setzt sich aus Wasser und einem Frostschutzmittel, in

¹⁸ Bundesverband Geothermie: Technische und rechtliche Hinweise zur Installation von Erdwärmesonden in Bremen. (URL: https://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Inhalt_Download/Erdw%C3%A4rme/Erdwaerme_Bremen_Installation_von_Erdwaermesonden_in_Bremen.pdf, letzter Zugriff am 06.04.20)

der Regel Glykol, zusammen, damit die Anlage im Winter nicht durch ausfrierendes Wasser beschädigt wird.

Vorteile von Flachkollektoren liegen in der einfachen und damit wenig stör anfälligen Technik und den im Vergleich zu Vakuumröhrenkollektoren niedrigeren Investitionskosten. Die hier betrachteten Flachkollektoren sind speziell für Großanlagen konzipiert und weisen deswegen besonders gute hydraulische Eigenschaften und geringe Druckverluste auf.

Der Nachteil von Flachkollektoren im Vergleich zu Vakuum-Röhrenkollektoren liegt in den höheren Abstrahlungsverlusten, die sich vor allem bei höheren Temperaturen im Kollektorfeld negativ bemerkbar machen.

4.4.2 Vakuum-Röhrenkollektoren

Unter dem Sammelbegriff Vakuum-Röhrenkollektoren werden verschiedene Technologien und Aufbauten mit teils erheblich abweichenden Eigenschaften zusammengefasst. Gemeinsames Merkmal ist, dass die Isolierung zwischen Absorber und Außenluft durch ein Vakuum hergestellt wird.

Bei direkt durchströmten Vakuumröhrenkollektoren zirkuliert der Wärmeträger direkt im Glasröhrchen mit dem Absorber. Eine andere Röhrenkollektor-Bauweise ist der Heatpipe Kollektor. Hier durchströmt der Wärmeträger nicht direkt das Absorberrohr vom Solarthermie-Kollektor. Es verdampft ein Medium im Rohr und sammelt sich am oberen Ende des Rohrs. Dort wird die Energie auf den eigentlichen Wärmeträger übergeben und über den Solarkreislauf abtransportiert. Der Dampf kühlt ab und sammelt sich wieder unten im Rohr.

Beim CPC-Kollektor (Compound Parabolic Concentrator) sind zwei Glasröhren als "Thermoskanne" zur Dewar-Röhre ausgebildet. Das Vakuum befindet sich nur innerhalb des Glasbehältnisses. Durch diese Bauweise wird eine typische Schwachstelle von einwandigen Vakuum-Röhrenkollektoren, die Dichtigkeit im Glas- und Metallübergang, eliminiert. Die Röhren liegen im CPC-Kollektor vor einem Parabolspiegel beziehungsweise einer Reflektorschicht, die das einfallende Licht auf die Röhren gebündelt zurückwirft und so die Leistung des Röhrenkollektors erhöht.

Der Nachteil von Vakuumröhrenkollektoren liegt in erster Linie in den deutlich höheren Investitionskosten.

4.4.3 Parabolrinnen-Kollektoren

Konzentrierende Solarthermiekollektoren in Form von Parabolrinnen sind eine weitere Möglichkeit, Wärme zu erzeugen. Sie arbeiten mit direkter Sonnenstrahlung, die durch Parabolspiegel auf linienförmige Kollektoren gebündelt wird. So können sehr hohe Arbeitstemperaturen von bis zu 550 °C bei Direktverdampfung erreicht werden. In nördlichen Breitengraden mit relativ geringer Direktstrahlung wie Bremerhaven sind jedoch Temperaturen von bis zu 250 °C realistisch. Erfahrungswerte zeigen, dass insbesondere, wenn Temperaturen über 100 °C erzeugt werden sollen, Parabolrinnenkollektoren wirtschaftlich sein können. Studien belegen, dass in nördlichen Breitengraden (Deutschland und

Dänemark) Parabolrinnenkollektoren im Vergleich zu Flachkollektoren bereits ab ca. 75 °C Kollektor-Fluidtemperatur eine höhere Energieeffizienz aufweisen¹⁹.

Viele Abläufe in Industrie, Gewerbe und Handel benötigen Wärme auf Temperaturniveaus ab 75 °C. Ein Großteil des Prozesswärmebedarfs fällt in energieintensiven Industriezweigen wie der Chemiebranche und in der Lebensmittelindustrie an. Aufgrund der niedrigeren Temperaturen eignet sich jedoch die Lebensmittelindustrie eher für den Einsatz solarer Prozesswärme, da die benötigten Temperaturniveaus zwischen 20 °C und 240 °C liegen.

4.4.4 Potenzial

Tabelle 6: : Solarthermiefpotenziale für Flachkollektoren (FK) und Vakuumröhrenkollektoren (VRK).

Solarthermiefpotenzial Gesamt				
Netto Dachfläche [%]	Netto Dachfläche [m ²]	Brutto-Kollektorfläche [m ²]	Ertrag FK [kWh p.a.]	Ertrag VRK [kWh p.a.]
0,80	222.532	77.886	31.154.427	35.048.730
0,70	194.715	68.150	27.260.123	30.667.639
0,60	166.899	58.415	23.365.820	26.286.547

Je nach nutzbarer Dachfläche und Kollektorart kann der solarthermische Ertrag zwischen 23 und 35 GWh liegen. Bilanziell wäre damit der Wärmebedarf für Raumbeheizung und Brauchwarmwasser zu decken, jedoch ist zu berücksichtigen, dass die solaren Erträge starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, die antizyklisch zum Heizwärmebedarf verläuft. Somit ist die Solarthermie allein nicht geeignet eine Versorgungssicherheit für das Projektgebiet zu liefern und kann daher nur in einem Erzeugersystem mit einstrahlungsunabhängigen Komponenten zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs beitragen.

Für individuelle Anwendungen kann die Solarthermische Wärmeerzeugung jedoch eine gut geeignete Lösung zur dezentralen Deckung sein. So kann z.B. Vakuum-Röhren-Kollektoren oder die konzentrierende Solarthermie in Form von Parabolrinnenkollektoren für die dezentrale netzunabhängige Prozesswärmeerzeugung genutzt werden (s. Abschnitt 4.10).

4.5 Zukünftige (industrielle) Abwärme im Projektgebiet

Ein weiteres, heute noch unbekanntes Wärmepotenzial bietet direkt im Projektgebiet anfallende industrielle Abwärme. Daher sollten alle sich ansiedelnde Unternehmen frühzeitig bzgl. ihrer Energiebedarfe und Abwärmepotenziale überprüft werden. Anfallende Abwärme sollte in Abhängigkeit der Verfügbarkeit, der Menge und des Temperaturniveaus in das übergeordnete Versorgungskonzept des Projektgebiets integriert werden. Dies kann einerseits auf Ebene der zentralen Versorgung in ein Wärmenetz erfolgen oder bilateral zwischen Abwärmequelle und benachbarter Wärmesenke erfolgen.

Aktuell ist dieses Potenzial auf Grund der unbekanntenen zukünftigen Ansiedler und Nutzer nicht bekannt. Es sollte daher im Projektgebiet ein Kontinuierliches Energiemanagement implementiert



werden, das die Abwärmepotenziale und Wärmesenken, sowie deren benötigtes Temperaturniveau und Lastgänge zusammenträgt und gegenüberstellt und entsprechende Empfehlungen für die Einbindung von Abwärmequellen, sowie ggf. dezentralen ergänzenden Erzeugern und Speichern geben kann.

4.6 Biomasse

Die Potenziale für den Einsatz von Biomasse, in flüssiger, fester oder gasförmiger Form zur Spitzenlastzeugung oder für die Nutzung zur Kraft-Wärme-Kopplung wird weniger durch das Energieangebot, sondern eher durch die Bedarfsstruktur bestimmt. Stehen nicht ausreichend technisch-wirtschaftlich nutzbare, lokale erneuerbare Potenziale zur Verfügung, bieten biogene Kraft-Wärme-Kopplung und biomassebasierte Spitzenlastzeugung sinnvolle Möglichkeiten, um die bestehende Versorgungslücke klimafreundlich und wirtschaftlich zu schließen, insbesondere, wenn lokal gewonnene Biomasse zur Verfügung steht. Dabei sind allerdings auch infrastrukturelle Aspekte wie Lieferverkehre für feste Biomasse, Genehmigungsfähigkeit, ausreichende Kapazitäten im bestehenden Gasnetz und Lagerflächen für Biomasse zu berücksichtigen.

4.6.1 Verschiedene Biomassearten

Grundsätzlich stehen verschiedene biogene Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung zur Verfügung.

Bei Biomethan handelt es sich im Regelfall um aufbereitetes und ins Erdgasnetz eingespeistes Biogas, das beispielsweise durch die Vergärung von Gülle oder Energiepflanzen wie Mais entstanden ist. Dieser Energieträger wird aufgrund der Durchleitung im Erdgasnetz auch als bilanzielles Biomethan bezeichnet. In manchen Fällen wird Biogas auch direkt vom Produktionsort zur thermischen Verwertung transportiert, sodass keine bilanzielle Durchleitung erforderlich ist. Ein Beispiel hierfür wäre eine einem landwirtschaftlichen Betrieb zugehörige Biogasanlage, die ein Satelliten-BHKW im nahegelegenen Ort versorgt.

Flüssige biogene Energieträger wie Pflanzenöl und Rapsmethylester, welches auch als Rapsdiesel bezeichnet wird, spielen in der Wärme- und Stromversorgung eine untergeordnete Rolle. Von größerer Bedeutung sind feste Biomassen. So können Scheitholz, Pellets, Holzhackschnitzel oder weitere Biomassen thermisch verwertet werden. Aufgrund der Heterogenität und der chemischen Zusammensetzung der festen Biomassen ergeben sich bei deren Verbrennung im Vergleich zu flüssiger und gasförmiger Biomasse höhere Schadstoffemissionen, insbesondere in Hinblick auf Feinstaub. Auf der anderen Seite ist die Treibhausgasbilanz für viele feste Biomassen aufgrund des geringen Düngemiteleinsatzes und großer flächenspezifischer Erträge sowie der Verwertbarkeit von Reststoffen wie Stroh und Waldrestholz deutlich besser als für Biomethan und Pflanzenöl. Im Falle einer Entscheidung für die energetische Nutzung von Biomasse sollte vor dem Hintergrund des grünen Gewerbe- und Industriegebiets darauf geachtet werden, dass diese aus nachhaltigen Quellen zur Verfügung gestellt wird.

4.6.2 Einsatzmöglichkeiten im Projektgebiet

Für das Projektgebiet sind verschiedene biomassebasierte Erzeugermodelle denkbar. So könnte die Versorgung beispielsweise durch einen mit Holzhackschnitzeln befeuerten Biomassekessel erfolgen. Da Kessel für feste Biomasse in der Regel vergleichsweise hohe Investitionskosten bei vergleichsweise niedrigen Brennstoffkosten und biomethanbetriebene Gaskessel geringe Investitionskosten bei hohen Brennstoffkosten aufweisen, kann auch eine Kombination aus Biomethankessel und

Holz hackschnitzelkessel in Betracht gezogen werden. Auf diese Weise könnte der Holz hackschnitzelkessel als Mittellasterzeuger eine hohe Auslastung bei niedrigen bedarfsgebundenen Kosten erreichen, während der Biomethankessel mit niedrigen Kapitalkosten die größten Lastspitzen abdeckt.

Neben einer reinen Spitzenlasterzeugung kann insbesondere vor dem Hintergrund einer potenziell beträchtlichen elektrischen Grundlast in Folge von durchgehender Produktion und Elektromobilität eine biogasbasierte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sein. Ein solches Biomethan-BHKW würde gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und dabei einen hohen Gesamtwirkungsgrad erzielen. Auch eine auf fester Biomasse basierende Kraft-Wärme-Kopplung, bspw. mit Holzvergaser ist denkbar, derartige Konzepte sind jedoch heutzutage noch nicht weit verbreitet.

Sollte im Projektgebiet ein relevanter Kältebedarf anfallen, kann die Kraft-Wärme-Kopplung gegebenenfalls durch eine Sorptionskältemaschine zu einer Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) erweitert werden, bei der aus überschüssiger Wärme Kälte erzeugt werden kann.

Wenn im Projektgebiet kein Erdgasverteilnetz verlegt wird, könnte eine biomethanbasierte Spitzenlasterzeugung oder ein biomethanbetriebenes BHKW an das übergeordnete Übertragungsnetz angeschlossen werden.

Auch ohne Gasnetzanschluss könnte die Verbrennung fester Biomasse eine Option sein. Der resultierende Lieferverkehr sollte aufgrund der Einordnung des Projektgebietes als Gewerbe- und Industriegebiet nicht zu beträchtlichen Problemen führen. Notwendige Lagerflächen für biogene Festbrennstoff sollten vorgesehen werden und könnten durch städtebauliche Konzepte ins Erscheinungsbild des Gebietes integriert werden.

4.6.3 Regionale Rohstoffquellen

In der Regel werden in Biomassefeuerungsanlagen standardisierte Brennstoffe wie Pellets oder Holz hackschnitzel eingesetzt. Eine besonders nachhaltige Option der biomassebasierten Wärmeerzeugung besteht darin, stattdessen lokal anfallende Reststoffe wie Grünschnitt zu verwenden. Auf diese Weise entfällt im Idealfall ein Großteil der mit Lieferverkehr und Verarbeitung verbundenen Emissionen.

Nach Rücksprache mit dem AG bzgl. bereits erfolgten Prüfungen und mit der BEG bzgl. thermisch verwertbarer Reststoffe in der ZKA ergeben sich aktuell keine lokalen Biomassepotenziale für das Projektgebiet. Die in der ZKA anfallenden Reststoffe werden soweit möglich bereits dort verwertet. Das anfallende Faulgas beispielsweise wird im betriebseigenen BHKW eingesetzt. Rechengut oder Klärschlamm sind auf Grund ihrer Zusammensetzung bzw. ihres sehr geringen Heizwertes nicht geeignet und werden extern entsorgt.

Das sogenannte Treibsel-Lager in Bremerhaven wurde bereits in der Vergangenheit geprüft und auf Grund des hohen Chlorgehalts und des großen Plastikanteils für ungeeignet befunden.

Der Schlick, der als Baggergut bei bremenports anfällt und derzeit in eine Deponie in Bremen-Seehausen verfüllt wird, erfüllt nicht die Vorsorgewerte der Bodenschutz- und Altlastenverordnung für Schadlosigkeit und ist daher ebenfalls als lokales Biomassepotenzials ungeeignet.

Ggf. ergibt sich zukünftig ein lokales Potenzial fester Biomasse aus der Holzverarbeitung. Das tatsächliche Potenzial wäre im Weiteren noch zu bewerten.

Die Investitionskosten für Biomasse können sehr unterschiedlich ausfallen. Während mit Biomethan befeuerte Kesselanlagen bei ca. 80 €/kW liegen, fallen die Kosten für feste Biomasse-Anlagen deutlich höher aus. In Abhängigkeit der konkreten Ausführung (z.B. Art der Biomasse, Förderung, Art der Aufstellung) und der benötigten ergänzenden Komponenten wie Kaminanlage und elektrischer Einbindung liegen die Kosten zwischen 400 und 600 €/kW. (vgl. Richtpreis von Nolting-online).

4.7 Photovoltaik

Für eine Abschätzung des Potenzials der Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen wurde angenommen, dass ein großer Teil Dachflächen mit Modulen belegt werden kann. Ferner wurde angenommen, dass die Dächer als Flachdächer ausgeführt werden. In der Ertragssimulation wurden verschiedene Nettodachflächenanteile (Bruttodachflächen abzüglich etwaiger Dachaufbauten) untersucht. Die angenommene Gesamtbruttodachfläche beträgt 278.165 m² und entspricht der Gebäudegrundfläche über alle Bauabschnitte. Ferner wurden die Anlagenleistung und der Ertrag sowohl für eine Süd-Ausrichtung als auch für eine Ost-West-Ausrichtung betrachtet. Die Ergebnisse können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Tabelle 7: PV-Anlagenleistung und Erträge für unterschiedliche Dachflächenverfügbarkeiten und Ausrichtungen.

Anteil Netto Dachfläche [%]	Netto Dachfläche [m ²]	Leistung PV Süd [MWp]	Ertrag Süd [MWh/a]	Leistung Ost-West [MWp]	Ertrag Ost-West [MWh/a]
0,80	222.532	13,4	12.604	22,3	18.976
0,70	194.715	11,7	11.028	19,5	16.604
0,60	166.899	10	9.453	16,7	14.232

Wie den Ergebnissen der Ertragsabschätzung zu entnehmen ist, variieren die Stromerträge zwischen den Ausrichtungsformen stark. Dies ist auf die größere Flächenleistung einer Ost-West-Ausrichtung zurückzuführen, da bei dieser Ausrichtungsform eine höhere Belegungsdichte infolge einer geringeren Eigenverschattung erzielt werden kann. Die gewählte Umsetzungsform orientiert sich an der Gebäudeausrichtung und der nutzbaren Dachfläche und muss im Detail bewertet werden.

Welche Dachflächen tatsächlich mit PV belegt werden, ist im Weiteren zu klären. Die solare Nutzung der Dächer will der Auftraggeber im Bebauungsplan festschreiben. Ohne eine Vorgabe der Dachnutzung für die spätere Nutzung, ist davon auszugehen, dass nur ein bestimmter Anteil der Flächen zur Stromerzeugung genutzt wird. Auch eine Kombination von Photovoltaikanlagen und Gründächern ist denkbar (s. 4.7.2).

Die Nutzung der Dachflächen für eine Stromerzeugung durch Photovoltaik wurde bereits in dem Energiekonzept des IFAM untersucht. Das Ergebnis des IFAM ist mit 17,8 GWh/a bei einer Südausrichtung als optimistisch einzuschätzen und entspricht nach unserer Abschätzung einem erwarteten Ertrag bei einer Ost-West-Belegung und einer entsprechend größeren Anlagenleistung.

Die potenzielle Stromerzeugung durch Photovoltaik bei einer großflächigen Dachbelegung liegt damit unter dem abgeschätzten Strombedarf von 23,3 GWh im Basis Szenario (siehe Abschnitt 3.4). In Abhängigkeit der Szenarien können damit 30 bis 80 % des Strombedarfs bilanziell gedeckt werden.

Werden beispielsweise nur 50 % der Dachflächen mit PV belegt, fällt der solare Anteil an der Strombereitstellung entsprechend geringer aus. Eine Optimierung der Potenziale durch den Einsatz von Batteriespeichern wird in Kapitel 7.4 vorgenommen.

Fassaden von großen Hallen ggf. ohne Fenster bieten weiteres Potenzial für Photovoltaik (Fassaden-PV), das bisher auf Grund der unbekanntenen Bebauung nicht berücksichtigt wurde.

4.7.1 Umnutzung von Frei- zu Dachanlagen

Auf Grund der schrittweisen Erschließung ist eine zeitliche Umnutzung zwischen Frei- und Dachflächenanlagen denkbar. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit auf den nördlichen und erst im späteren Zeitverlauf erschlossenen Flächen des 1. BA zunächst eine Freiflächen-Photovoltaik-Anlage zu errichten. Sobald die Grundstücke bebaut werden, würde die Anlage umgerüstet und auf den Flachdächern montiert. Hierbei sollten bei der Ausgestaltung der Freifläche bereits einige Punkte berücksichtigt werden:

- Modulgröße, die auch für Dachfläche nutzbar ist
- Kleinteiligkeit des Modulfeldes, sodass diese später dachweise umgesetzt werden können

Die Unterkonstruktion der Freifläche kann später nicht weiterverwendet, sondern müsste durch eine dachtaugliche Unterkonstruktion ersetzt werden. Hier unterscheiden sich zum einen die Abmessungen und Formen der verwendeten Aluminium-Schienen, zum anderen muss bei Freiflächenanlagen eine Fundamentierung durch Ramm- oder Schraubfundamente vorgesehen werden.

Wird eine EEG-Vergütung für die Anlage beantragt, müsste diese bei der Umrüstung mit den geänderten Bedingungen erneut beantragt werden und es ergibt sich ggf. eine geänderte Vergütung. Sofern die Anlage als Überschusseinspeisung betrieben wird und eine Förderung nach dem EEG für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom erhält, würde die Höhe der Förderung bei einer Umsetzung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme neu bestimmt werden. Es gelten die jeweils rechtlichen Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme.

4.7.2 Kombination mit Gründächern

Aufdach-Anlagen sind gut geeignet, um mit Gründächern kombiniert zu werden. Hierfür kommt insbesondere eine extensive Begrünung mit niedrigen Pflanzen wie Moosen und Gräsern in Frage. Die Kombination schafft mehrere Synergien sowohl für die Energiebereitstellung als auch das Projektgebiet an sich. Für das begrünte Gebäude bilden die Pflanzen sowie das Erd- bzw. Nährstoffsubstrat eine zusätzliche Isolationsschicht und senken so den Wärme- und Kältebedarf im Gebäude. Der kühlende Effekt führt außerdem zu einer Wirkungsgraderhöhung der Photovoltaik-Anlagen, die insbesondere im Sommer bei steigenden Temperaturen durch Erhöhung des elektrischen Widerstands in der Anlage begrenzt wird. Das Nährsubstrat kann außerdem als statische Auflast auf den Rahmen der PV-Anlage dienen und vermeidet so hohe Punktlasten durch Betonteile zur Verankerung. Des Weiteren werden durch die Bepflanzung die Biodiversität im Projektgebiet erhöht sowie das Mikroklima verbessert. Auch für das Regenwassermanagement bieten Gründächer Vorteile für Gewerbegebiete, da hier Regenwasser aufgenommen werden kann, das andernfalls auf Grund der ansonsten stark versiegelten Flächen teuer abgeleitet werden müsste.

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

4.8 Windenergie

Das Potenzial bzgl. Bestandsanlagen in der näheren Umgebung sowie Kleinwindenergieanlagen im Projektgebiet selbst wurde bereits im vorangegangenen Energiekonzept durch das IFAM betrachtet. Das Potenzial für Kleinwind-Anlagen mit ca. 10 kW wird bislang in verschiedenen Studien auf Grund hoher Stromgestehungskosten als unwirtschaftlich bewertet und wurde daher im Energiekonzept des IFAM ausgeschlossen. Im Folgenden wird das Potenzial für Kleinwindenergieanlagen erneut untersucht.

Im Energiekonzept des IFAM wurde eine nahegelegene 8 MW-Offshore-Testanlage als aussichtsreiches Potenzial zur Stromversorgung dargestellt. Die WEA wird aktuell durch das Fraunhofer IWES im Rahmen eines Großforschungsprojekts gemietet. Aus verschiedenen Gründen – u.a. unregelmäßiger Testbetrieb, keine vertragliche Einigung bzgl. der Lieferung, keine direkte elektrische Anbindung – wird das Potenzial aktuell als für das Projektgebiet nicht nutzbar bewertet und nicht weiter betrachtet. Des Weiteren betreibt das IWES mittlerweile in direkter Nähe zur WEA einen Elektrolyseur zur Wasserstoffherstellung, sodass entsprechender Eigenbedarf bzgl. des Windstroms besteht.

Kleinwindenergieanlagen (KWEA) sind Windenergieanlagen in kleineren Leistungsbereichen und können grob in 4 Leistungsklassen unterteilt werden: Mikro (bis 5 kW), Klein (5 bis 30 kW), Mittel (30 bis 100 kW) und Groß (100 bis 750 kW). Die Anlagengesamthöhe liegt in der Regel unterhalb von 50 m. Ferner werden KWEA in horizontal und vertikal laufende Anlagen differenziert. Eine Genehmigung von KWEA erfolgt nach dem Landesbaurecht und nicht wie bei Multimegawattanlagen nach dem BImSchG (festgelegt in der 4. BImSchG Anhang 1). Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe (Boden-Rotorspitze) und einem Rotordurchmesser bis zu drei Metern in Gewerbe- und Industriegebieten sowie im Außenbereich sind nach § 61 Absatz 3 c. der Bremischen Landesbauordnung verfahrensfrei, wenn sie einem nach § 35 Absatz 1 des Baugesetzbuches zulässigen Vorhaben dienen. Die KWEA sind nach dem EEG vergütungsfähig, ab einer Anlagenleistung von 50 kW gelten die Vergütungsregelungen für Multimegawattanlagen. Seit dem EEG 2017 müssen auch KWEA ab einer Anlagenleistung von 750 kW an den Ausschreibungen teilnehmen. Eine Direktvermarktung bei einer Netzeinspeisung ist ab einer Anlagenleistung von 100 kW verpflichtend.

Eine eigene Potenzialabschätzung für einen Einsatz von Kleinwindenergieanlagen zeigt, dass bei den vorhandenen Windgeschwindigkeiten am Standort ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb bei einer Maximierung der Eigenstromnutzung durchaus realisierbar ist. Der Anteil der Eigenstromnutzung kann durch eine Anlagenauslegung auf die Grundlast des Stromverbrauchs maximiert werden. Die gemessene durchschnittliche Windgeschwindigkeit an der Wetterstation Bremerhaven lag für das Jahr 2019 bei 5,5 m/s. Eine Übertragbarkeit dieser mittleren Windgeschwindigkeit auf einen anderen Standort ist nur bedingt zulässig. Daher ist eine Windmessung am konkreten Standort (und mit der zukünftigen Bebauung) über einen längeren Zeitraum unabdingbar.

In der Potentialabschätzung wurden große Kleinwindenergieanlagen mit einer Leistung von 250 kW pro Anlage betrachtet. Derartige Anlagen können gemäß Herstellerangabe mit einem Abstand von ca. 60 m zu Bebauungen aufgestellt werden. Diese freistehenden Anlagen haben eine Nabenhöhe von etwa 28 m und eine Gesamthöhe von knapp unter 50 m.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die potenziell möglichen Jahresstromerträge bei einer Anlagenauslegung auf die Stromgrundlast für die verschiedenen Stromverbrauchsszenarien (siehe Kapitel 3). Dabei wurden gemäß der Herstellerangaben 2.200 Vollaststunden unterstellt. Ggf. ist eine geringere Anzahl an Vollaststunden aufgrund der Nähe zu Gebäuden realisierbar. Ferner wurde die realisierbare Eigenstromnutzung bei einer zeitlichen Gegenüberstellung von Erzeugung und Bedarf, als auch der Deckungsanteil der KWEA am Gesamtstrombedarf ermittelt und in Tabelle 8 aufgeführt.

Tabelle 8: KWEA Anlagenleistungen und Erträge für die Szenarien Basis, Mittel und Hoch.

Szenario	Strombedarf [MWh/a]	Grundlast [kW]	Anzahl KWEA	Anlagenleistung [kW]	Stromertrag [MWh/a]	Eigenstrom-Nutzung [%]	Deckungsanteil Wind [%]
Basis	23.268	992	4	1000	2.200	94%	9%
Mittel	29.649	1.121	5	1250	2.750	93%	9%
Hoch	53.826	1.508	6	1500	3.300	95%	6%

Unter Berücksichtigung der anteiligen EEG-Umlage bei Eigenstromnutzung (40 %), der Betriebskosten und der Finanzierungskosten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren können für die in der vorangegangenen Tabelle aufgeführten Leistungsdaten Stromgestehungskosten von etwa 14,13 ct/kWh bis 14,18 ct/kWh errechnet werden. Bei angesetzten gewerblichen Strombezugskosten von etwa 15,6 ct/kWh kann somit der eigene Strombedarf kostengünstiger gedeckt werden. Die Investitionskosten sind dabei konservativ abgeschätzt worden. Fraglich bleibt, ob der vergleichsweise geringe Kostenunterschied den Aufwand der Genehmigung und des Betriebs der Erzeugungsanlagen aufwiegt.

Neben den großen freistehenden KWEA wurden auch kleinere Vertikalläuferanlagen mit Anlagenleistungen zwischen 1,5 kW bis 10 kW mit einer Flachdachinstallation untersucht. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist selbst bei einer vollständigen Eigenstromnutzung und Wegfall der anteiligen EEG-Umlage infolge eines Inselbetriebs nicht möglich. Die Stromgestehungskosten sind im Verhältnis der Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz zu hoch und ein Anlagenbetrieb damit wirtschaftlich unattraktiv. Dies ist hauptsächlich auf die sinkenden spezifischen Investitionskosten bei größeren Anlagenleistungen und die vergleichsweise deutlich niedrigeren Vollaststunden zurückzuführen.

Die Wirtschaftlichkeit ist allerdings sehr stark vom konkreten Standort der KWEA und der sich dort einstellenden Windverhältnisse, auch infolge von Bebauungen, abhängig und muss folglich im Detail genauer untersucht werden. Hierfür sind sowohl standortspezifische Messungen der Windverhältnisse sowie eine Simulation des Einflusses durch die geplante Bebauung notwendig. Eine Realisierung hängt neben dem Windstandort auch von den vorhandenen Flächen für eine Anlagenaufstellung und den umsetzbaren Anlagentypen ab.

Auf Grund der Lage ist witterungstechnisch ein gutes Windpotenzial vorhanden. Neben dem technischen Potenzial sind weitere Faktoren, wie z.B. der Naturschutz zu berücksichtigen. Auf Grund der Einflugschneise von Wildgänsen ins benachbarte Naturschutzgebiet kommen KWEA mit einer Höhe von ca. 50 m in den weniger dicht zu bebauenden Flächen am nördlichen und westlichen Rand des Projektgebiets nicht in Frage. Hier wurde bereits eine niedrige Bebauung vorgesehen, um das Gewerbe- und Industriegebiet mit ansteigender Bebauungshöhe von West nach Ost möglichst gut neben

das bestehende Naturschutzgebiet zu integrieren. Damit wird das Potenzial für Windenergie aktuell verworfen und für das Energiekonzept nicht weiter berücksichtigt.

4.9 Potenziale Kältebereitstellung

Kältebedarf fällt in Gewerbe- und Industriegebieten in unterschiedlichen Bereichen an:

- Klimatisierung von Gebäuden
- Kühlen von agroindustriellen Produkten und Lebensmitteln
- Kühlung für die Lebensmittel- und Getränkeindustrie
- Kühlung für die chemische Industrie

Da wie in Kapitel 3.5 erläutert, der Bedarf für Prozesskälte je nach Ansiedlungsszenario sehr unterschiedlich ausfallen kann, werden hier zwar verschiedene Erzeugungsarten qualitativ vorgestellt, das Potenzial aber lediglich zur Deckung des über alle Szenarien relativ konstanten Raumklimatisierungsbedarfs geprüft.

4.9.1 Kältebereitstellung

Grundsätzlich kommen verschiedene Technologien zur Klimatisierung in Frage.

Beim Freien oder passiven Kühlen wird die niedrige Umgebungstemperaturen aus Luft, Boden oder Gewässern ausgenutzt, die mit Hilfe von Ventilatoren, Pumpen und Steuergeräten umverteilt werden, (z.B. Akklimatisierung über Nacht).

Bei (Konventionellen) Kompressionskälteanlagen zirkuliert ein flüssiges Kältemittel, das Wärme aus dem zu kühlenden Raum entzieht. Das Kältemittel tritt als gesättigter Dampf in den Kompressor ein und wird dort verdichtet. Es folgt die Abkühlung durch Umgebungsluft oder Wasser und dadurch Kondensation des Dampfes. Die gesättigte Flüssigkeit tritt in das Expansionsventil ein und der Druck nimmt ab, wodurch das Kältemittel verdampft, dabei entsteht der gewünschte Kühleffekt, das Kältemittel gelangt wieder in den Kompressor und schließt den Kreis. Auf Grund einfacher und zuverlässiger Technik ist dies die am weitesten verbreitete Kühltechnik. Strom stellt hierbei die Hauptenergiequelle dar.

Der Prozess von Absorptionskältemaschinen ähnelt dem der Kompressionskältemaschine, wobei das Gas durch eine Absorption in eine Flüssigkeit verflüssigt wird. Eine anschließende Desorption unter Zuführung externer Wärme löst das Kältemittel wieder aus der Flüssigkeit, sodass das Kältemittel in der Gasphase für eine erneute Verdampfung zur Verfügung steht, womit der Kreislauf geschlossen wird. In diesem Fall ist Wärme die Hauptprozessenergie. Die Wärme kann dabei z.B. aus Solarthermie oder Abwärme stammen. Die Betriebsweise ist vergleichsweise leise, da kein Kompressor eingesetzt wird.

Sehr ähnlich erfolgt der Prozess von Adsorptionskälteanlagen, allerdings kommen Feststoffe als Sorptionsmaterial anstelle einer Flüssigkeit und Wasser als Kältemittel zum Einsatz. Das System besteht aus zwei Adsorptionskammern im Wechselbetrieb und ermöglicht so einen kontinuierlichen Betrieb. Das Kältemittel ist im neutralen Zustand adsorbiert und wird durch Erhitzen gelöst. Die anschließende Verflüssigung und Verdampfung lösen den Kühleffekt aus. Der Kreis wird durch Adsorption am Feststoff geschlossen. Die benötigte Energie wird wieder in Form von Wärme eingesetzt.

Der Prozess von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung kann reversibel betrieben werden. Technisch gesehen ähnelt dies den Kältekompressionsanlagen. Allerdings benötigen Wärmepumpe eine Senke, der sie die Abwärme zuführen können. Hierfür kommen Abwasser, Erdreich oder Außenluft in

Frage. Gegenüber Kältekompressionsanlagen sind Wärmepumpen deutlich energieeffizienter, da nur ein Bruchteil der benötigten Kälte aus Strom zur Verfügung gestellt werden muss.

Beim Solaren Kühlen wird sich die Gleichzeitigkeit hoher Solareinstrahlung und dem daraus resultierenden Kältebedarf insbesondere im Sommer zu Nutze gemacht. Einerseits können elektrische betriebene Kälteanlagen mit Solarstrom aus Photovoltaikanlagen betrieben werden. Dies hat den Vorteil, dass Kälte- und PV-Anlage getrennt geplant und betrieben werden können. Somit sind Umrüstungen, aber auch andere Verwendungen des Stroms möglich. Alternativ kann auch mit solarthermischen Systemen gekühlt werden. Diese haben jedoch i.d.R. den Nachteil, dass Kälte- und Solaranlage direkt mit einander gekoppelt und genau aufeinander ausgelegt sind.

4.9.2 Potenziale im Projektgebiet

Im vorliegenden Projektgebiet ist die Nutzung einiger der im Bereich Wärme vorgestellten Potenziale auch für eine zentrale Versorgung mit Klimakälte möglich. Die in den Potenzialen Abwasserabwärme der ZKA und Geothermie benannten Wärmepumpen, können reversibel betrieben werden, um Kälte bereitzustellen. Im Sommer können die Wärmepumpen beispielsweise parallel Kälte bereitstellen und die anfallende Abwärme für die Bereitstellung von Brauchwarmwasser verwenden. In Verbindung mit Erdsonden ist außerdem eine Regeneration des Wärmepotenzials im Erdboden über die Sommermonate möglich. Die Bedarfe für Raumwärme und Brauchwarmwasser einerseits und Klimatisierungskälte andererseits verhalten sich sehr unterschiedlich. Während über das Jahr gesehen relativ große Wärmemengen auf eher moderatem Leistungsniveau anfallen, fällt der Kältebedarf i.d.R. nur in einigen hundert Stunden pro Jahr, dafür dann mit vergleichsweise großen Leistungsspitzen, an. Bei der gleichzeitigen Bereitstellung von Wärme und Kälte ist dies bei der Auslegung der Anlage zu berücksichtigen und ggf. eine ergänzende Spitzenlast-Kältemaschine vorzusehen.

4.10 Dezentrale Bereitstellung für anwendungsspezifische Bedarfe

Nutzer- und anwendungsspezifische Bedarfe hängen stark davon ab, welche Unternehmen und Branchen sich letztlich im Projektgebiet ansiedeln. Da diese auf verschiedenen Ebenen (Menge p.a., benötigte Leistung und Temperaturniveau) variabel sind und durch einen späteren Wechsel der Nutzer veränderlich bleiben, werden hier dezentrale Lösungen empfohlen.

Bei der Bewertung der Möglichkeiten, Energie erneuerbar bereitzustellen sind die branchenspezifischen Verfahren, die verwendeten Wärmeträgermedien und die Temperatur- und Leistungsbereiche zu beachten.

Auch wenn die Möglichkeiten sehr unterschiedlich sind, so ist das Vorgehen zur Bewertung der erneuerbaren Energiepotenziale im Betrieb grundsätzlich immer ähnlich:

- Individuelle Bestandsaufnahme bzgl. Energiebedarf (Strom, Wärme, mechanische Energie etc.) in Leistungshöhe, Jahresmenge und spezifischen Anforderungen, wie z.B. Temperaturniveau
- Technische und ökonomische Bewertung der Versorgungsmöglichkeiten
- Auswahl geeigneter Versorgungsmöglichkeiten
- Optimierung des Versorgungskonzepts durch technische, ökonomische und regelungstechnische Instrumente wie z.B. betriebliches Lastmanagement, Eigenstromerzeugung oder Flexibilisierungsmöglichkeiten
- Vorbereitung und Planung der konkreten Versorgungslösung

Viele Anwendungen bedürfen am Ende des Einsatzes von elektrischer Energie. Daher ist ein hoher Anteil aus erneuerbarem Strom z.B. durch solare Nutzung der Dachflächen zu empfehlen. Um den Strombedarf im Unternehmen und im Projektgebiet zu optimieren, ist ein betriebliches Lastmanagement zu empfehlen. Dabei können Lasten zeitlich verschoben oder in ihrer Höhe variiert werden.

Möglichkeiten zur Flexibilisierung in Produktionsprozessen können aus technischer Sicht mit den Parametern maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Regelungsbereich beschrieben werden. Technische Maßnahmen, die eine solche technische Flexibilität ermöglichen sind:

- Einführung, Verbesserung von Kontroll- und Steuerungstechnologien
- Erhöhung der Speicherfähigkeit durch Isolierung
- Anpassung der Prozessintensität
- Fahren im Teillastbereich bei überdimensionaler Anlagenauslegung bei Strömungsmaschinen
- Investition in oder Vergrößerung von Energiespeichern
- Vergrößern von Materialspeichern im Produktionsprozess
- Organisatorische Umstellungen
- Einführung neuer Technologien und Prozesse mit höherer Flexibilität

Durch Lastmodulation können im Rahmen des betrieblichen Spitzenlastmanagements oder durch Nutzung von Preisdifferenzen am Strommarkt Kostenvorteile genutzt werden. Interessante Modelle für die Verbraucher ergeben sich hierbei durch die Lastverschiebung und Speicherung von Energie in verschiedenen Formen. Insbesondere Kälte bietet hierbei Potenziale als Pufferspeicher, indem Kühlhäuser beispielsweise in Zeiten hohen Stromaufkommens und niedriger Strompreise auf niedrigere als die benötigten Temperaturen abgekühlt werden und somit die Kühlzeiten verkürzt und verschoben werden können.

Zur Veranschaulichung dezentraler erneuerbarer Prozesswärmelösungen wird hier beispielhaft an drei Modulen gezeigt, wie Industrien verschiedener Branchen im Gebiet zukünftig erneuerbare Energie nutzen können. Die innovativen und zukunftsorientierten Technologievorschläge können selbstverständlich auf andere Branchen übertragen werden. Die konkrete Umsetzung ist im Einzelfall zu prüfen.

MODUL I

NAHRUNGSMITTELINDUSTRIE

SITUATION UND BEDARF:

Ein Unternehmen der Nahrungsmittelindustrie kauft Rohstoffe und Grundnahrungsmittel ein und verarbeitet diese zu Fertigprodukten. Zur Verarbeitung wird Prozesswärme in Form von Brauchwarmwasser bei 90 °C benötigt. In den einzelnen Herstellungsschritten werden die Zutaten erhitzt, gegart und abschließend tiefgefroren und eingefroren bis zum Verkauf bei -10 °C gelagert. Das Unternehmen bezieht seine Residuallast an der Strombörse.

DEZENTRALE, ERNEUERBARE LÖSUNGEN DER ENERGIEVERSORGUNG:

Das Unternehmen installiert auf dem Dach eine Solarthermie-Anlage, um den Prozesswärmebedarf im Sommer und soweit möglich in den Übergangszeiten aus Solareinstrahlung zu decken. Vor allem in den Übergangszeiten und im Winter sowie ganzjährig als generelles Back-Up und als Nacherhitzer-Komponente wird der Wärmebedarf zusätzlich durch eine dezentrale Hochtemperatur-Wärmepumpe ergänzt, die als Wärmequelle das zentrale Wärmenetz nutzt. Die Auslegung und Betriebsstrategie des Systems Solarthermie/Wärmepumpe/Kopplung mit zentralem Wärmenetz erfordert eine entsprechende energetische und wirtschaftliche Fachplanung, um die Anlagen wirtschaftlich und sicher zu betreiben. Die für PV verfügbare Dachfläche auf dem Gebäude wird durch die Solarthermienutzung verringert.

Um den Strombedarf für Energieversorgung und Produktion dennoch möglichst erneuerbar zu decken, installiert das Unternehmen sogenannte Solar-Carports, die einerseits die Parkplatzflächen für Mitarbeiter verschatten und andererseits als Unterkonstruktion für Photovoltaik-Module dienen. Die Residuallast wird über das Stromnetz gedeckt.

Die bei der Fertigung anfallende Abwärme in den Aufheiz- und Warmhalteprozessen wird in einer Adsorptions-Kältemaschine eingesetzt, um den Prozesskältebedarf zur Lagerung zu decken. Um die Stromkosten zu optimieren, kann die Temperatur des Kühllagers in Zeiten günstigen Stroms weiter abgesenkt werden, um die Energie in Form von Kälte zu speichern.

MODUL II

PRODUKTION – MEDIZINTECHNIK

SITUATION UND BEDARF:

In der Fertigung von Medizintechnik werden verschiedene Öfen (ca. 300 bis 500 °C) zum Aufheizen und Warmhalten von Materialien und Halbzeugen eingesetzt. Des Weiteren wird mechanische Energie zur weiteren Bearbeitung (fräsen, sägen, schleifen) benötigt.

DEZENTRALE, ERNEUERBARE LÖSUNGEN DER ENERGIEVERSORGUNG:

Die anfallende Abwärme der Fertigungsprozesse ist zunächst ausreichend für die Beheizung der Produktionshallen, sodass hier keine weitere Beheizung aus dem Wärmenetz notwendig ist. Die darüber hinaus anfallende Abwärme wird in das Wärmenetz eingespeist. Die notwendige Prozesswärme wird durch die Verbrennung von synthetischen (Flüssig-)Brennstoffen auf Basis erneuerbarer Energien (vgl. Kapitel 5) zur Verfügung gestellt und durch einige elektrische Nacherhitzer ergänzt. Die Nacherhitzer werden im Power-to-heat-Prinzip immer dann eingesetzt, wenn der Netzbetreiber diesen als zuschaltbare Last abrufft. Im Sommer wird eine Absorptions-Wärmepumpe zur Raumklimatisierung eingesetzt, die die industrielle Abwärme nutzt. Der notwendige Strombedarf für Produktion und Energieversorgung wird soweit möglich durch Aufdach-Photovoltaik-Anlagen gedeckt.

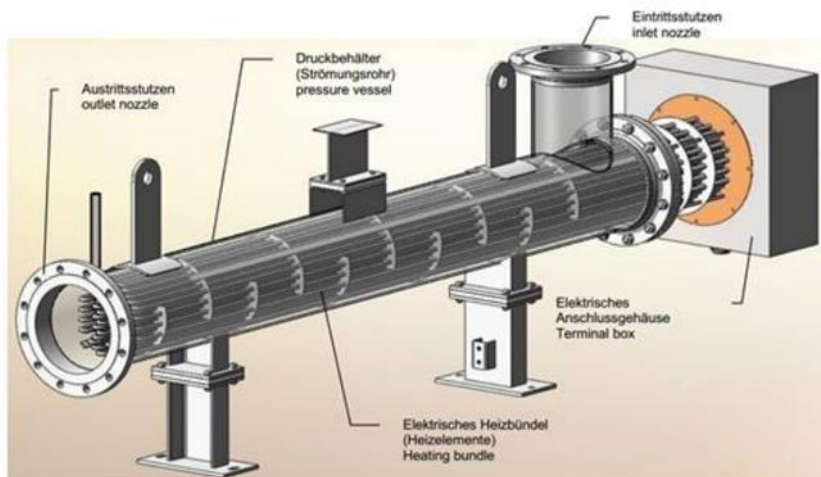


Abbildung 10: Strömungserhitzer 530 kW / bis 690 V / DN 350 / Fa. OhmEx.

MODUL III

PRODUKTION – STAHL-/MÖBELBAU

SITUATION UND BEDARF:

Ein mittelständisches Unternehmen verarbeitet Metall (Stahl, Aluminium, Edelstahl) zu Möbeln, Balkon- und Treppengeländern. Es wird vor allem Strom benötigt; einerseits zur Bereitstellung von mechanischer Energie zur Formung und Bearbeitung (Kanten, Biegen, Schneiden), andererseits als elektrische Energie insbesondere zum Schweißen. Des Weiteren wird Druckluft zur Reinigung und mechanische Energie zum Verschrauben benötigt.

DEZENTRALE, ERNEUERBARE LÖSUNGEN DER ENERGIEVERSORGUNG:

Die benötigte elektrische Energie wird vorrangig durch ein Holzhackschnitzel-BHKW gedeckt. Die im Kraft-Wärme-Kopplungsprozess anfallende Wärme wird betriebsintern für Raumheizung und Brauchwarmwasser verwendet. Überschüssige Wärme wird in einer benachbarten Kantine für die Brauchwarmwasserbereitung verwendet. Die benötigten Holzhackschnitzel werden mit LKW angeliefert und auf dem Betriebsgelände zwischengelagert.

Um den Stromverbrauch zu optimieren wird ein betriebliches Lastmanagement eingeführt, so dass große elektrische Verbraucher wie Druckluftkompressor und Bandsäge nicht gleichzeitig anfahren.

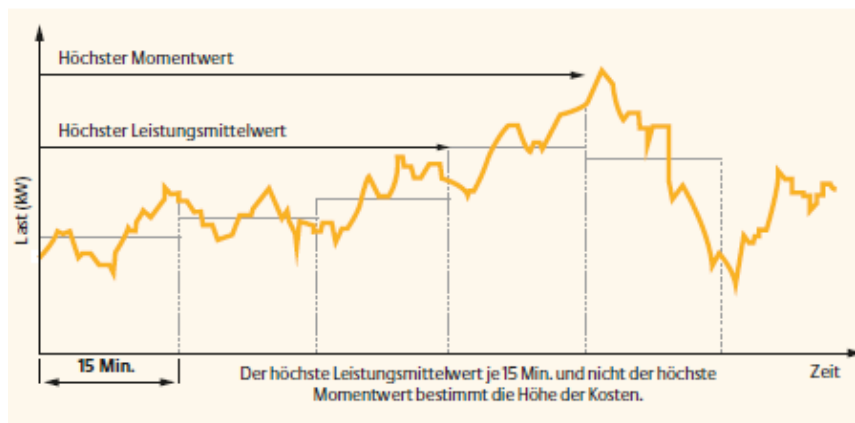


Abbildung 11: Registrierende Leistungsmessung. (Quelle: dena)

4.11 Fazit Potenziale und Empfehlungen zur Bedarfsdeckung

Im Folgenden werden die betrachteten Potenziale nochmals kurz zusammengefasst und ihre Rolle für das Versorgungssystem im Projektgebiet bewertet.

- Die **Abwasserabwärme der ZKA** kann den Wärmebedarf des Projektgebiets für Raumheizung und Brauchwarmwasser bilanziell decken. Auf Grund der kommunalen Entsorgungsaufgabe der ZKA steht das Potenzial dauerhaft und vergleichsweise günstig zur Verfügung.
- Die Verfügbarkeit in Menge und Temperaturniveau des **Abwärmepotenzial** der benachbarten **Elektrolyseure** des IWES sowie aus Industrie und Gewerbe im Projektgebiet selbst ist aktuell noch unklar. Das abgeschätzte Abwärmepotenzial der Elektrolyseure ist nicht ausreichend, um den Wärmebedarf im Projektgebiet zu decken. Dieses Potenzial steht jedoch lokal, klimaneutral und kostengünstig zur Verfügung und sollte daher nach Möglichkeit in das Gesamtkonzept der Energieversorgung integriert werden.
- Im Projektgebiet ist ausreichend technisches, **geothermisches Potenzial** vorhanden, um das Projektgebiet mittels einer Wärmepumpe mit Wärme für Raumheizung und Trinkwarmwasser zu versorgen. Gegenüber dem Potenzial der ZKA-Abwärme fallen hierfür jedoch höhere Investitionskosten auf Grund der Erschließung des Erdsondenfeldes an.
- Das **solarthermische Potenzial** im Projektgebiet schwankt im jahreszeitlichen Verlauf und ist daher nicht geeignet die Versorgungssicherheit für die Wärmebereitstellung zu garantieren. Die Solarthermie ist jedoch geeignet dezentral Prozesswärmebedarfe auf einem Temperaturniveau zwischen 60 und 130 °C zu decken. Des Weiteren besteht für die Solarthermie eine Flächenkonkurrenz mit der Photovoltaik, sodass hier je nach Dachfläche nutzerspezifisch zu bewerten ist, welche Energieform bereitgestellt werden sollte.
- Es ist kein lokales Biomassepotenzial aus Biogasanlagen, Grünschnitt oder anderen Reststoffen verfügbar. Jedoch könnte gasförmige oder feste **Biomasse** außerhalb des Projektgebiets eingekauft werden, um z.B. die Spitzenlast- und Reserveleistung zur Verfügung zu stellen. Hierfür könnte z.B. ein Biomethan-Kessel an das Gas-Übertragungsnetz angeschlossen werden. Aus Biomasse kann in gekoppelten Prozessen sowohl Strom als auch Wärme zur Verfügung gestellt werden.
- Das **Photovoltaik-Potenzial** im Projektgebiet kann in Abhängigkeit der Szenarien und späteren Bedarfe einen bilanziellen Anteil von 30 bis 80 % des elektrischen Bedarfs zur Verfügung stellen. Im Bebauungsplan soll eine solare Nutzung der Dächer festgeschrieben werden, ggf. ist auch die am 10. Juni 2020 beschlossene Solarpflicht für Neubauten in Land Bremen²⁰ zum erforderlichen Zeitpunkt bereits in Kraft und genügt den Ansprüchen. Die Auslegung der Photovoltaik-Anlagen erfolgt anhand der tatsächlichen zukünftigen Bedarfen und kann über Batteriespeicher optimiert werden.
- Ein Potenzial für KWEA wird auf Grund des benachbarten Naturschutzgebietes und der Einflugschneise von Wildgänsen dort ausgeschlossen.

²⁰ Solar in Bremen (2020): Solarpflicht für Neubauten kommt. (URL: <https://solar-in-bremen.de/aktuelles/solarpflicht-fuer-neubauten-kommt/>, letzter Zugriff am 08.09.2020)

In den folgenden Tabelle 9 und Tabelle 10 werden verschiedene technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertungskriterien herangezogen, um die Potenziale für das Projektgebiet für die Bereitstellung von Wärme und Strom zu bewerten.

Tabelle 9: Bewertungsmatrix Potenziale Wärmeversorgung.

Potenzial Wärme	Investitionskosten	Betriebskosten	Verfügbarkeit	CO2	Modularisierbarkeit	Synergie Kälte	Lokales Potenzial	Herausforderung & Chance
Abwärme ZKA	Einbindung ZKA, WP und Wärmetauscher	Strombedarf (kann ggf. durch Eigenstromerzeugung optimiert werden)	Dauerhaft verfügbar (kommunale Entsorgungsaufgabe der ZKA)	Abhängig von Stromherkunft	Wärmetauscher und Wärmepumpenmodule können gut erweitert werden	Wärmepumpe kann reversibel zur Kältebereitstellung genutzt werden	Direkte Nutzung eines lokalen Potenzials.	Weitere Abstimmung BEG bzgl. Einbindung und Platzbedarf Energiezentrale
Abwärme IWES	Geringe Kosten für Einbindung Elektrolyseur	Geringer Strombedarf, da Temperaturniveau bereits nutzbar	Potenzial zur vollständigen Deckung nicht ausreichend. Auf Grund von Testbetrieb und weiterem Projektgeschehen unklar	Steht klimaneutral zur Verfügung	Abhängig von Projektverlauf des IWES	Keine Synergie	Direkte Nutzung eines lokalen Potenzials	Gute Ergänzung bei modularer Erweiterung der ZKA-Abwärme
Geothermie	Wärmepumpe und Erdsonden	Strombedarf kann durch Eigenstromerzeugung optimiert werden)	Freiflächen / Erdsonden notwendig	Abhängig von Stromherkunft	Grundsätzlich erweiterbar, Skaleneffekte bei Bohrungen gehen verloren	Wärmepumpe kann reversibel zur Kältebereitstellung genutzt werden Regeneration der Sonden im Sommer	Direkte Nutzung eines lokalen Potenzials	Alternative zur ZKA-Abwärme, falls diese nicht umsetzbar

Biomasse	Unterschiedlich investitionsintensiv	Brennstoffkosten unterschiedlich in Abhängigkeit der Art	Begrenztes volkswirtschaftliches Potenzial, das dem Bestand und Hochtemperatur-Prozessen vorbehalten werden sollte		Grundsätzlich erweiterbar, Skaleneffekte gehen verloren	Keine Synergie	Kein lokales Potenzial vorhanden. Biomasse müsste eingekauft werden.	Gute Ergänzung zur Spitzenlastbereitstellung
Solarthermie		Sehr geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten	Platzbedarf / Freiflächen oder Dachflächen nötig; im Jahresverlauf stark schwankende Energiebereitstellung		Grundsätzlich erweiterbar, Skaleneffekte gehen verloren	Keine Synergie	Direkte Nutzung eines lokalen Potenzials.	Nur für individuelle Anwendungen interessant
Industrielle Abwärme		Abhängig vom Temperaturniveau	Aktuell unklar		Abhängig von Verfügbarkeit	Keine Synergie	Direkte Nutzung eines lokalen Potenzials.	Gute Ergänzung bei modularer Erweiterung der ZKA-Abwärme

Tabelle 10: Bewertungsmatrix Potenziale Stromversorgung.

Potenzial Strom	Investitionskosten	Betriebskosten	Verfügbarkeit	CO2	Modularisierbarkeit	Synergie Wärme	Lokales Potenzial	Herausforderung & Chance
Photovoltaik		Sehr geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten	Vorgaben für Dachflächen festsetzen, bzw. Solarpflicht für Neubauten in Bremen		In Abhängigkeit der einzelnen Nutzer und Dachflächen gut erweiterbar	Keine Synergie	Begrenzte Dach- und Freiflächen	Solarpflicht Bremen Konkrete Vorgaben in B-Plänen festhalten
KWEA		Sehr geringe Wartungs- und Instandhaltungskosten	Platzbedarf Abstand zu Bebauung und zwischen Anlagen notwendig		Grundsätzlich erweiterbar, Platzbedarf beschränkend	Keine Synergie	Begrenzte Aufstellungsflächen Konkretes, lokales Potenzial auf Grund von Wind- und Platzverhältnissen prüfen	Nicht mit Naturschutz / Einflugschneise der Wildgänse vereinbar
Biomasse	Unterschiedlich investitionsintensiv	Brennstoffkosten unterschiedlich in Abhängigkeit der Art	Begrenzt volkswirtschaftliches Potenzial		Grundsätzlich erweiterbar, Skaleneffekte gehen verloren	BHKW (Abwärme & Eigenstrom)	Kein lokales Potenzial vorhanden. Biomasse müsste eingekauft werden.	Gute Ergänzung der Wärmebereitstellung

Zusammenfassend wird daher folgendes Energieversorgungskonzept für das entstehende Gewerbe- und Industriegebiet vorgeschlagen:

- Bereitstellung von Wärme für Raumheizung und Brauchwarmwasser
 - Abwasser-Abwärme der ZKA
 - Integration der Abwärme aus den IWES-Elektrolyseuren und ggf. zukünftigen Abwärmepotenzialen aus Gewerbe und Industrie im Projektgebiet
 - Anheben des Temperaturniveaus mittels Wärmepumpe
 - Biomethan-Spitzenlastkessel
- Verteilung
 - Wärmenetz zur Anbindung aller Grundstücke
 - Temperaturniveau des Netzes lediglich zur Deckung der Raumheizung oder auch des Brauchwarmwasserbedarfs ist im Folgenden noch zu prüfen
- Bereitstellung Strom
 - Eigenstrom aus Photovoltaik
 - Bezug der Residuallast aus dem Netz der öffentlichen Versorgung
- Branchen- und nutzerspezifische Bedarfe für Prozesswärme, mechanische Energie u.ä.
 - Dezentral und bedarfsabhängig

5 Power-to-gas: Wasserstoff und synthetisches Methan

Im Juni 2020 hat das Bundeskabinett die Nationale Wasserstoffstrategie beschlossen, um mit Maßnahmen und Fördergeldern den Markthochlauf für Wasserstoff in den Jahren 2020 bis 2030 zu starten und zu stärken. Vorab hatten bereits am 7. November 2019 die Länder Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein die Norddeutsche Wasserstoffstrategie verabschiedet. Demnach ist der Einsatz von Wasserstoff als Energiespeichermedium ein wichtiger Pfeiler der Sektorenkopplung und eröffnet den Standorten Bremen und Bremerhaven erfolgsversprechende Zukunftsmärkte.

Bremerhaven wurde von der Senatorin für Wissenschaft und Häfen Dr. Claudia Schilling als Kompetenzzentrum für Wasserstoff benannt, um sowohl die Energiewende voranzutreiben und neue, qualifizierte Arbeitsplätze zu schaffen.

Im Fokus steht dabei die Herstellung von grünem Wasserstoff aus Überschussstrom von Wind- und Solaranlagen. Das erneuerbare Gas kann dabei direkt in verschiedenen Anwendungen im Verkehr und der (chemischen) Industrie genutzt oder in der Gasinfrastruktur transportiert und gespeichert werden. Bei Bedarf kann das Gas zu einem späteren Zeitpunkt wieder verstromt werden.

Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen entstehen bei der Verbrennung von Wasserstoff keine schädlichen Emissionen, sondern lediglich Wasser. Daher wird er als klimaneutraler Kraftstoff in Wasserstoffverbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen eingesetzt.

5.1 Überschussstrom und Energiewendefähigkeit

In diesem Zusammenhang wird der Begriff „Überschussstrom“ immer wieder diskutiert. I.d.R. werden hierunter diejenigen Mengen Strom verstanden, die auf Grund von drohenden Netzengpässen durch die Netzbetreiber zwangsweise abgeregelt werden (Einspeisemanagement), da die regionalen Netzkapazitäten und der lokale Verbrauch im jeweiligen Zeitpunkt geringer sind als die erneuerbare Erzeugung. Es wird also nur dann Wasserstoff produziert, wenn zeitlich keine andere Abnahme zur Verfügung steht. Damit unterliegt die Wasserstoff-Produktion starken Leistungsschwankungen auf Grund des bereitgestellten Windstroms. Der verfügbare Überschussstrom und seine zukünftige Entwicklung hängen folglich stark von mehreren Faktoren ab:

- Ausbau erneuerbarer Energien,
- Regionaler Netzausbau,
- Regionale Abnehmer.

Durch den Netzausbau der öffentlichen Versorgung in der Region können beispielsweise größere Mengen Windstrom aus der Region abtransportiert werden und müssten nicht teilweise abgeregelt werden.

In diesem Zusammenhang wird auch der Begriff der „Energiewendefähigkeit“ diskutiert. Würde statt Überschussstrom regulär in Windenergie- oder Photovoltaikanlagen erzeugter EE-Strom verwendet, würde dieser Strom bei der Deckung anderer Bedarfe fehlen und somit die Reihenfolge der Stromerzeuger in der sogenannten Merit-Order verschieben. Es würden dann andere Erzeuger, die andernfalls auf Grund ihres Preises nicht berücksichtigt worden wären, in den aktuellen Strommix eingehen. Somit wird zwar einerseits grüner Wasserstoff hergestellt, andererseits werden aber Kohle- und

Gaskraftwerke zur Deckung des Strombedarfs eingesetzt, der ohne die Wasserstoff-Produktion mit erneuerbar und entsprechend mit geringeren CO₂-Emissionen hätte gedeckt werden können.

Die Entwicklung und der Ausbau der Wasserstoff-Produktion sind somit im Sinne der Energiewende stets gemeinsam mit dem Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung voranzutreiben.²¹

5.2 Technische Lösungen

Power-to-Gas-Technologien sind u.a. die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse und die Erzeugung von synthetischem Methan im Prozess der Methanisierung.

5.2.1 Elektrolyse

Im Kernprozess der sogenannten Elektrolyse wird Wasser unter Zufuhr elektrischer Energie in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Hierzu werden zwei Elektroden in eine leitende Flüssigkeit (Elektrolyt) eingebracht. Da Wasser selbst eine sehr geringe Leitfähigkeit hat, werden dem demineralisierten und deionisierten Wasser in Elektrolysezellen Salze, Säuren oder Laugen zugegeben. Es kommen verschiedene Verfahren, die sich in erster Linie durch den eingesetzten Elektrolyten unterscheiden, zum Einsatz. Bei der alkalischen Elektrolyse werden flüssige, basische Elektrolyten wie wässrige Kaliumhydroxid-Lösungen eingesetzt. Dieses über 100 Jahre alte Verfahren wird seit Mitte des 20. Jahrhunderts in kommerziellen Großanlagen mit bis zu 150 MW bzw. 33.000 Nm³/h genutzt. Bei der PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) ist der Elektrolyt eine protonenleitende Membran bzw. ein polymerer Feststoff. Das Verfahren befindet sich noch in der Entwicklung und wird derzeit nur im kleinen Leistungsbereich bis ca. 30 Nm³/h eingesetzt. Ein weiteres Verfahren ist die Hochtemperatur-elektrolyse, bei der Wasserdampf bei 850 – 1.000 °C an Festoxiden als Elektrolyt elektrochemisch gespalten wird. Das Verfahren befindet sich noch im Stadium der Grundlagenforschung und wird bisher nur bei Spezial- und Nischenanwendungen genutzt.

Die schwankende Strombereitstellung im Power-to-Gas-Prozess birgt einige technische Herausforderungen an die Anlagentechnik:

- benötigte Anlagendynamik
- Stabilisierung des spezifischen Energieverbrauchs
- Konsequente Verlängerung von Wartungsintervallen

Die elektrochemischen Prozesse im Elektrolyseur reagieren nahezu verzögerungsfrei auf Lastwechsel. Entscheidend für den dauerhaften und ungestörten Anlagenbetrieb sind daher die Peripheriekomponenten wie Laugenpumpen, Druckregler und Produktgasseparatoren. Häufige Lastwechsel belasten die mechanischen Komponenten und reduzieren die Lebensdauer des Systems.

PEM-Elektrolyseure folgen dem Leistungseintrag besser als basische Elektrolyseure, indem sie schnell auf Lastwechsel reagieren, auch im unteren Teillastbereich gut arbeiten und in der Startphase schnell die Betriebstemperatur erreichen. Sie weisen somit einen technischen Vorteil für den Einsatz in der PtG-Technologie auf, erzeugen dafür aber höhere Investitionskosten. Für den großtechnischen Einsatz sind daher im Hinblick auf geeignete Werkstoffe und verfahrenstechnische Prozesse weitere Entwicklungen notwendig. Durch die kontinuierliche Steigerung der jährlichen Produktionsstückzahlen und

²¹ Heinemann et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. (URL: <https://www.oeko.de/fileadmin/oeko-doc/PtX-Hintergrundpapier.pdf>, letzter Zugriff am 02.07.20)

den Übergang zur Serienfertigung entstehen hierbei in den kommenden Jahren Kostensenkungspotenziale. Anhang 1 Tabelle 8 stellt die spezifischen Investitionskosten und Anlagenleistungen der beiden Herstellungsmethoden gegenüber.

5.2.2 Methanisierung

Synthetisches Methan wird aus dem elektrolytisch hergestellten Wasserstoff durch Kohlehydrierung zusammen mit Kohlenstoffmonoxid oder -dioxid künstliche, flüssige Kohlenwasserstoffe erzeugt. Diese stark exotherme Reaktion wird durch niedrige Temperaturen und hohe Drücke begünstigt. Als Katalysator ist Nickel hinsichtlich Aktivität, Selektivität und Preisstabilität optimal geeignet, allerdings ist der Einsatz im unteren Temperaturbereich begrenzt und eine hohe Reinheit bzgl. Sauerstoff und Schwefelverbindungen erforderlich. Die Methanisierung wird in 2-Phasen- und 3-Phasen-Systeme unterschieden. Das heute verbreitetste Verfahren ist der Festbettreaktor. Hierbei wird eine festangeordnete Katalysatorschüttung vom Reaktionsgas durchströmt. Der konstruktive Aufbau ist einfach. Die Wärmeabfuhr ist jedoch begrenzt, so dass es zu thermischen Spannungen und Degradation des Katalysators kommt. Im Wirbelschichtreaktor wird die Schüttung aus feinkörnigem Feststoff von unten nach oben durchströmt, aufgelockert und fluidisiert. Vorteil ist hier der intensive Wärme- und Stoffaustausch, der einen nahezu isothermen Betrieb ermöglicht. Im Gegenzug muss aber das Wirbelbettmaterial angetrieben werden. Die Blasensäule ist das bisher einzige realisierte 3-Phasen-System.

Das regenerativ erzeugte Methan kommt in verschiedenen Bereichen zur Anwendung:

- Substitut für fossile Gase bei Wärmeerzeugung
- Erneuerbarer Brennstoff für Gasfahrzeuge
- Wichtiges Element zur Erzeugung chemischer Verbindungen (Wasserstoff, Ethin, Methylalogenid)

Der Vorteil des Methans gegenüber dem Wasserstoff liegt darin, dass es als synthetisches Erdgas (SNG) nahezu identische brenntechnische Eigenschaften aufweist und ohne Mengenbegrenzung in die Erdgasinfrastruktur integriert werden kann. Dafür ist jedoch der zusätzliche Umwandlungsschritt und somit ein weiterer Wirkungsgradverlust notwendig. Die Methanisierung kann allerdings auch direkt im Fermenter einer Biogasanlage durchgeführt werden (in-situ-Verfahren), indem das im Biogas enthaltene CO₂ genutzt wird. Somit kann der Gesamtprozess gesteigert werden.

Die notwendige Gasqualität stellt hohe Anforderungen an Anlagenkonzepte und Reaktionsführung. Dennoch werden heute bereits Methangehalte über 94 % erreicht.

Als CO₂-Quellen dienen biogene und effizient erschließbare Bereiche wie Biogas, Biomassevergasung, Brauereien, Ethanolindustrie und Klärgas oder konventionelle Kraftwerke und Prozesse (Zement- und Stahlherstellung).²²

²² <http://www.powertogas.info/power-to-gas/>

5.3 Aktueller Stand in Deutschland und im Projektgebiet

In Deutschland sind aktuell knapp 50 Forschungs- und Pilotanlagen in Betrieb bzw. in Planung und Vorbereitung (vgl. Abbildung 12).

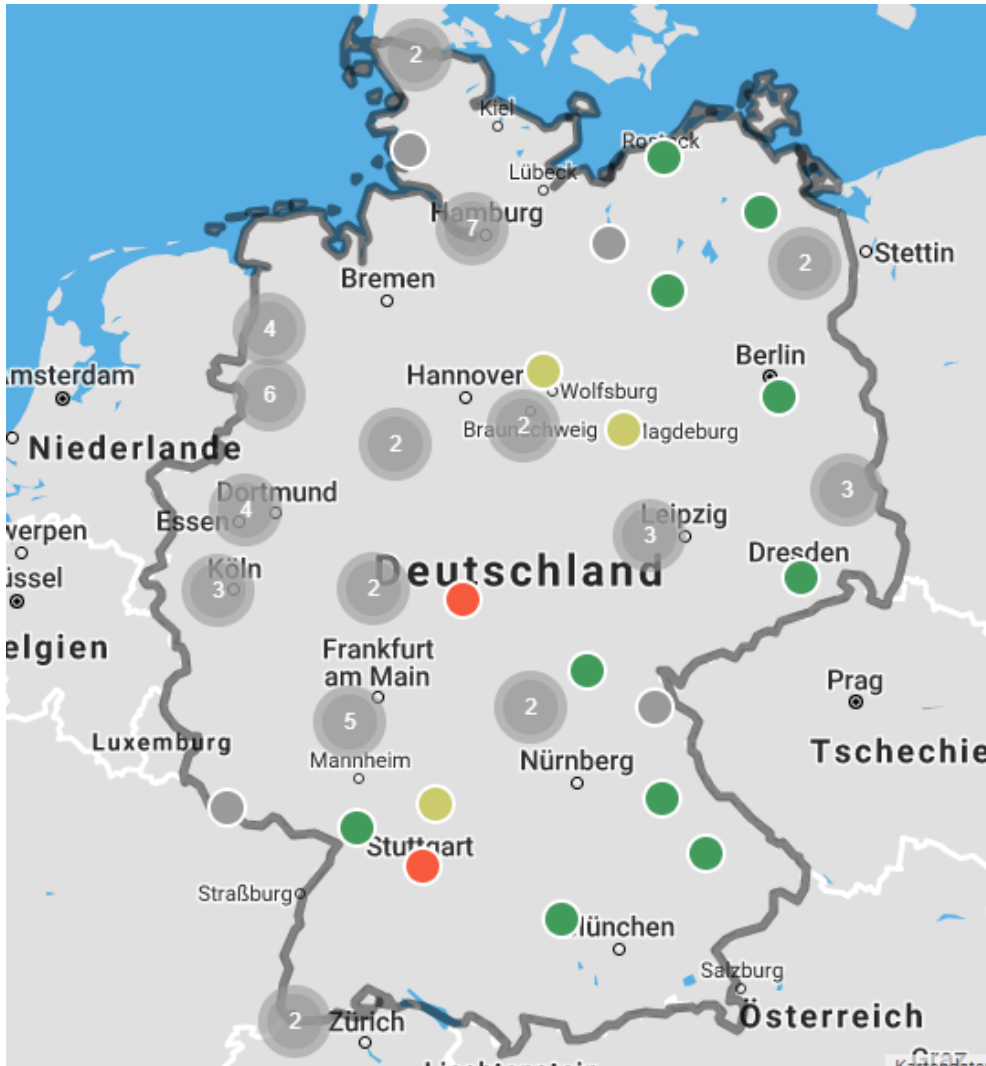


Abbildung 12: Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland²³

Im norddeutschen Raum finden sich verschiedene Pilotprojekte in Hamburg, Schleswig-Holstein und Bremen.

In Hamburg Bahrenfeld befindet sich seit 2015 eine Wasserstoff-Tankstelle mit einer Leistung von 185 kW_{el} und einer Wasserstoff-Produktion von bis zu 65 kg/Tag (ausreichend für Tankladungen von ca. 11 Brennstoffzellenautos) in Betrieb. Mit flexiblen Elektrolyse-Anlagen wird überschüssiger Strom in Gas umgewandelt, gespeichert und als Treibstoff für Fahrzeuge eingesetzt. Die Wasserstoff-Produktion wird dabei über eine vollautomatisierte Fernsteuerung geregelt und ihre Wirtschaftlichkeit anhand der Strompreise des Day-Ahead- und Intraday-Handels optimiert. Alternativ können aber auch

²³ <https://www.powertogas.info/projektkarte/>

Minutenreserve und Sekundärregelleistung im Rahmen des Regelleistungsmarkts zur Stabilisierung des Stromnetzes zur Verfügung gestellt werden. Bei der Entscheidung, welcher Markt zu welcher Zeit bedient werden soll, müssen verschiedene Randbedingungen wie Versorgungssicherheit der Tankstelle und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt werden.

Eine weitere Wasserstoff-Tankstelle befindet sich in der Hamburger HafenCity seit 2011 in Betrieb. Hier wird Wasserstoff zur Betankung von Brennstoffzellenbussen und -PKW produziert und gespeichert. Die eigene Produktion wird durch Lieferungen ergänzt.

In einer weiteren Power-to-Gas-Anlage in Hamburg Reitbrook wurde 2015 bis 2016 regenerativ erzeugter Strom in Wasserstoff umgewandelt und ins Erdgasnetz eingespeist. Seit Ende des Regelbetriebs ruht die Anlage. Die Anlage hat eine Eingangsleistung von 1.000 kW_{el} und schafft eine Wasserstoff-Produktion von 225 m³/h. Die Projektziele zur Erprobung innovativer Technologie in Kombination mit bestehender Infrastruktur und zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasverteilnetz konnten erfüllt werden.

Im schleswig-holsteinischen Reussenköge befindet sich seit 2013 eine Anlage zur Wasserstoffherstellung und -verstromung im Bau. Mittels PEM-Elektrolyse soll Wasserstoff aus Überschussstrom und negativer Regelleistung erzeugt und bei Bedarf zurückverstromt werden.

Das Projekt „Hyways for future“ soll den Marktanlauf für grünen Wasserstoff im Nordwesten Deutschlands stärken. Die Wasserstoff-Modell-Region umfasst dabei neben Bremen und Bremerhaven auch Oldenburg, Cuxhaven und Wilhelmshaven. Der Fokus liegt hier vor allem auf Anwendungen im Verkehrssektor.

Das Technologie-Transfer-Zentrum Bremerhaven (TTZ) forscht zusammen mit der Hochschule Bremerhaven an der Methanisierung und setzt den Wasserstoff zusammen mit CO₂ zur Herstellung von Methan ein. Des Weiteren wird hier am Einsatz von Wasserstoff-Öfen in der Lebensmittelindustrie geforscht.

5.3.1 Synergien mit IWES²⁴

Das IWES plant in direkter Nachbarschaft zum Gewerbe- und Industriegebiet den Betrieb zweier Elektrolyseure und einer Brennstoffzelle. Zum Zeitpunkt April 2020 sind jeweils 1 MW als PEM- und 1 MW als alkalischer Elektrolyseur mit zwei Tagesspeichern für jeweils 1 t Wasserstoff sowie eine Brennstoffzelle mit 1 MW europaweit ausgeschrieben und sollen ca. Mitte 2022 in Betrieb gehen. Zukünftig sind eine stufenweise Erweiterung um weitere Elektrolyseure auf 4 bzw. 8 MW sowie ggf. eine Hochtemperatur-Brennstoffzelle geplant.

Die Aufstellung der Elektrolyseure und Brennstoffzelle ist im nördlichsten Bereich der Hangars auf dem ehemaligen Flugplatzgelände gegenüber der ZKA geplant. Die Entfernung zum Projektgebiet beträgt ca. 300 m.

Die Elektrolyseure werden von der benachbarten 8 MW-WEA mit Strom versorgt. Der produzierte Wasserstoff wird anschließend teilweise in der Brennstoffzelle rückverstromt. Der Teststand soll außerdem um eine Abfüllstation für LKW und Busse sowie eine mobile Speichereinheit ergänzt werden.

Über diese sogenannte Container-Brücke könnte die Belieferung von Wasserstoff-Abnehmer zur stofflichen Verwertung im Projektgebiet per LKW erfolgen.

Die Vermarktung des Wasserstoffs soll über verschiedene Wege erfolgen:

- Abfüllstation am ehemaligen Flugplatz für LKW und Busse
- Mobile Speichereinheit für Auslieferung
- TTZ / Hochschule: Methanisierung (CO₂ und H₂), Wasserstoff-Ofen für Lebensmittelindustrie

5.4 Aspekte zur Anlieferung, Marktverfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit

Für die Nutzung von strombasierten Brennstoffen im Projektgebiet sind die Bedingungen der Lieferbarkeit, der Verfügbarkeit am Markt und der Wirtschaftlichkeit entscheidende Faktoren.

Besteht die Notwendigkeit, im Plangebiet selbst beispielsweise zur Prozesswärmeerzeugung auf hohem Temperaturniveau strombasierte Brennstoffe zu nutzen, so ist entweder ein netzbasierter Transport oder eine mobile Anlieferung erforderlich. Wird im Gebiet keine Infrastruktur für den Gastransport vorgesehen, entfällt die Möglichkeit des leitungsgebundenen Transports.

Sowohl für Wasserstoff als auch für synthetisches Methan bestehen verschiedene Optionen, um einen mobilen Transport zu ermöglichen. Je nach Entfernung des Produktionsortes ist entweder eine Verflüssigung oder eine Komprimierung des Gases erforderlich. Die Verflüssigung von Wasserstoff oder Methan ist aufgrund der höheren Energiedichte der Gase im flüssigen Zustand die einzig praktikable Lösung für den Langstreckentransport. Die Verflüssigung erfordert jedoch einen höheren Energieaufwand, sodass sich für die Herstellung von Flüssigwasserstoff mittels alkalischer Elektrolyse ein Gesamtwirkungsgrad von 53 % ergibt (PEM-Elektrolyse: rund 46 %). Zudem ergeben sich in Abhängigkeit der Transportdauer weitere Verluste durch das Verdampfen des Flüssigwasserstoffs. Die Herstellung von verdichtetem Wasserstoff (250 bar) weist dagegen heute bereits einen Wirkungsgrad von 61 % auf (Elektrolyse und Komprimierung), der langfristig auf ca. 70 % erhöht werden kann. Vor dem Hintergrund des IWES-Teststandes direkt am Projektgebiet ist eine Anlieferung von komprimiertem Wasserstoff daher eindeutig zu empfehlen.²⁵

Beim Methantransport gelten ähnliche Bedingungen: für Langstreckentransporte sollte synthetisches Methan verflüssigt werden. Der Wirkungsgrad heutzutage liegt bei 48 % für die Herstellung von Flüssigmethan mittels alkalischer Elektrolyse und Methanisierung. Die Transportverluste durch Verdampfen sind allerdings geringer als beim Flüssigwasserstoff. Die Herstellung von komprimiertem Methan (250 bar), die bei der Produktion nahe des Einsatzortes in Frage kommt, weist einen Wirkungsgrad von 52 % auf.²⁶

Derzeit gibt es noch wenige PtX-Anlagen in Deutschland, die eher Pilotprojekt-Charakter haben (vgl. 5.3). Als nächster Schritt hin zu einer relevanten Produktionsmenge wird voraussichtlich in den kommenden Jahren eine Demonstrationsphase mit mittelgroßen PtX-Anlagen vorherrschen, wie sie z.B. im Rahmen der „Reallabore der Energiewende“ gefördert werden soll. Großskalige PtX-Anlagen benötigen im Idealfall eine Planungs- und Aufbauphase von ungefähr 10 Jahren. Die nationale

²⁵ Heinemann et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. (S. 24)

²⁶ Ebd. (S. 25)

Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht einen Ausbau der Kapazität von Wasserstoffproduktionsanlagen auf 5 GW bis 2030 sowie um weitere 5 GW bis spätestens 2040 vor.

Die Herstellungskosten strombasierter Brennstoffe hängen von verschiedenen relevanten Faktoren ab: die Kapitalkosten der Anlagen (insbesondere der Elektrolyseure), die Stromkosten und die Auslastung der verfahrenstechnischen Anlagen. Es besteht momentan noch eine hohe Unsicherheit über die Entwicklung dieser Faktoren. Auch wenn eine erhebliche Kostendegression aufgrund von Lern- und Skaleneffekten sowie verbesserten Förderbedingungen zu erwarten ist, werden strombasierte Brennstoffe in ihrer Herstellung voraussichtlich auch langfristig teurer sein als fossile Alternativen. Da insbesondere die Stromgestehungskosten eine hohe Bedeutung haben, wird damit gerechnet, dass Erzeugungskapazitäten vor allem weltweit an Standorten geschaffen werden, an denen günstige Bedingungen für die Erzeugung von EE-Strom herrschen. Für im Ausland erzeugtes und importiertes synthetisches Methan werden verschiedene Kostenszenarien für 2020, 2030 und 2050 dargestellt.

Die meisten Studien und Prognosen beziehen sich zudem auf die Herstellungskosten von synthetischen Brennstoffen. Die Preisentwicklung jedoch hängt nicht nur von den Gestehungskosten ab und kann sich erheblich von diesen unterscheiden.

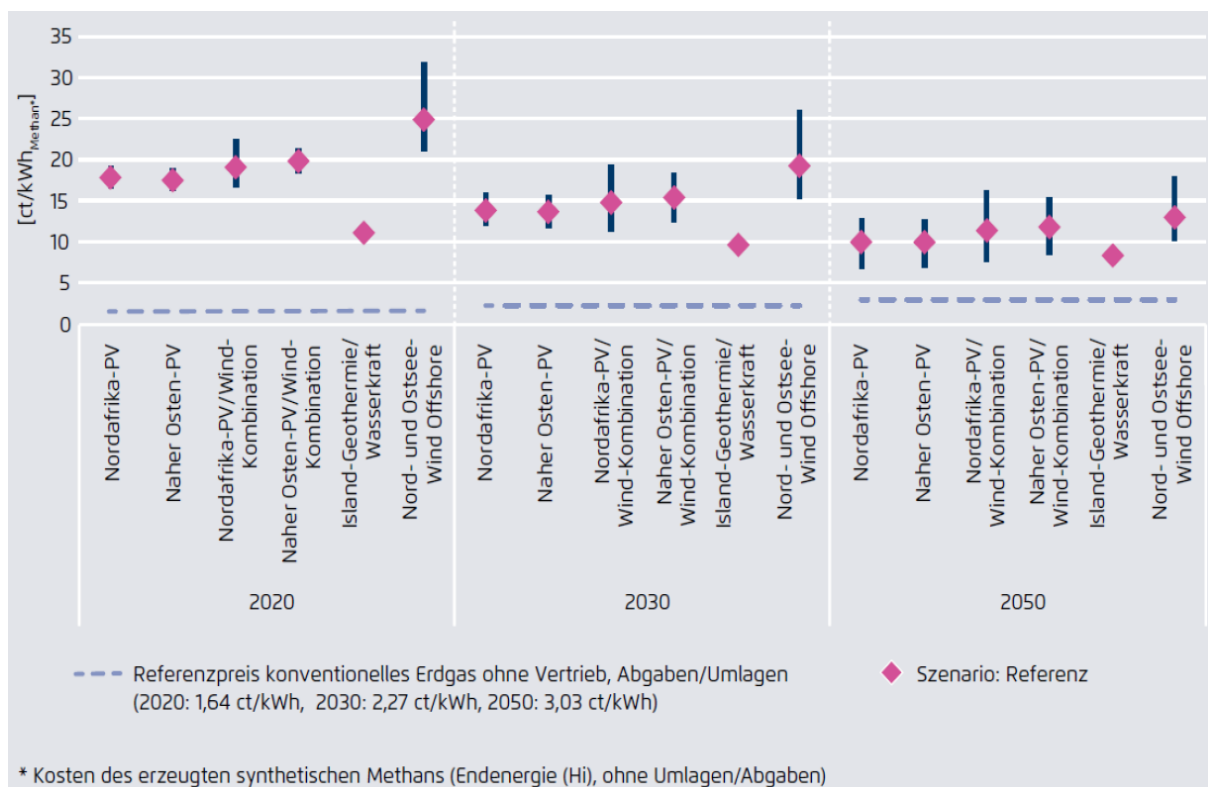


Abbildung 13: Kostenszenarien der Erzeugung strombasierter Methans (ohne Netzentgelte und Vertriebskosten) zu unterschiedlichen Zeitpunkten und an unterschiedlichen Erzeugungsstandorten. Quelle: Agora Verkehrswende und Agora Energiewende (2018)

5.5 Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff im Plangebiet

Im geplanten Gewerbe- und Industriegebiet könnte der grüne Wasserstoff aus der direkten Nachbarschaft an verschiedenen Stellen eingesetzt werden. Zum einen ist eine stoffliche Nutzung durch einzelne Nutzer z.B. in der chemischen Industrie denkbar. Die Anlieferung hierfür kann per LKW erfolgen.

Alternativ könnte ein Gasnetz für erneuerbare Brennstoffe vorgehalten werden. Der Bedarf im Projektgebiet und die zukünftige Entwicklung im Hinblick auf synthetische Brennstoffe sind aktuell sehr unklar.

LKW und Busse, die im Projektgebiet verkehren, könnten die Wasserstoff-Tankstelle am IWES-Teststand nutzen. Des Weiteren kann die anfallende Elektrolyseur-Abwärme ins Wärmenetz des Gewerbe- und Industriegebiets eingespeist werden (vgl. Kapitel 4.2).

Der Einsatz von Wasserstoff zur Bereitstellung von Wärme sowohl für Raumheizung als auch Prozesswärme wird aktuell und zukünftig auf Grund der Wirkungsgradverluste als weder energetisch noch wirtschaftlich sinnvoll bewertet.

6 Quartiersnetze

Für einige der Bedarfe kommen Quartiersnetze zur zentralen Versorgung in Frage. Netze eignen sich immer dann, wenn einerseits eine zentrale Quelle zur Verfügung steht und andererseits im Netzgebiet eine ausreichende Energiedichte vorhanden ist. Bzgl. der Bedarfe sind hierbei weniger die geforderten Mengen als viel mehr benötigte Leistungen und Temperaturniveaus entscheidend.

Einen unabhängig von den gebildeten Szenarien und möglichen Nutzungen relativ konstanten Bedarf auf gleichem Temperaturniveau stellt die Raumbeheizung dar. Der jährliche Bedarf des geplanten Projektgebiets liegt in Abhängigkeit der bebauten Flächen und ggf. einiger Flächen auf Grund von unbeheizten Lagerflächen oder inneren Lasten wie Anlagentechnik ohne Bedarf bei ca. 10 bis 12 GWh. Das Temperaturniveau für Flächenheizungen im Neubau oder in großen Hallen liegt bei ca. 40 °C.

Der Brauchwarmwasserbedarf ist ebenfalls in Abhängigkeit der Szenarien relativ konstant, benötigt mit ca. 40 °C Zapftemperatur allerdings ein höheres Temperaturniveau als die Raumbeheizung. Der konkrete Bedarf einzelner Nutzer kann hierbei jedoch sehr unterschiedlich sein (einzelne Handwaschbecken, mehrere Duschen oder zu Produktionszwecken) und hängt u.a. vom individuellen Verhalten der Nutzer ab.

Die simulierte Spitzenlast der Wärme-Lastgänge liegt für das gesamte Projektgebiet bei 5,2 MW, für den 1. BA bei 3,7 MW. Durch das Brauchwarmwasser besteht eine ganzjährige Grundlast von einigen hundert kW.

Auch die benötigte Raumklimakälte ist über die erstellten Szenarien Basis, Mittel und Hoch mit ca. 4 GWh relativ konstant. Gegenüber der Wärme zeigt sich jedoch ein deutlich anderes Verhalten in der Leistung. Der Kältebedarf fällt in Abhängigkeit der Außentemperatur in deutlich weniger Stunden p.a. und dafür entsprechend höheren Leistungsspitzen an.

Im Folgenden sollen die Möglichkeiten zentraler Wärme- und Kälteversorgung und deren Verteilung über Quartiersnetze untersucht und bewertet werden.

6.1 Möglicher Trassenverlauf und Erschließung des Wärmenetzes

Der Wärmebedarf und die Spitzenlast hängen insbesondere auch von der zeitlichen Erschließung des Projektgebiets ab (vgl. Abbildung 14). Das Projektgebiet soll beginnend mit dem Initialcluster und den Commons-Gebäuden von Süden nach Norden erschlossen werden. Die aktuell bestmöglichen Wärmequellen (Abwasserwärme ZKA und Abwärme IWES-Elektrolyseur) hingegen liegen im Norden des Projektgebiets.

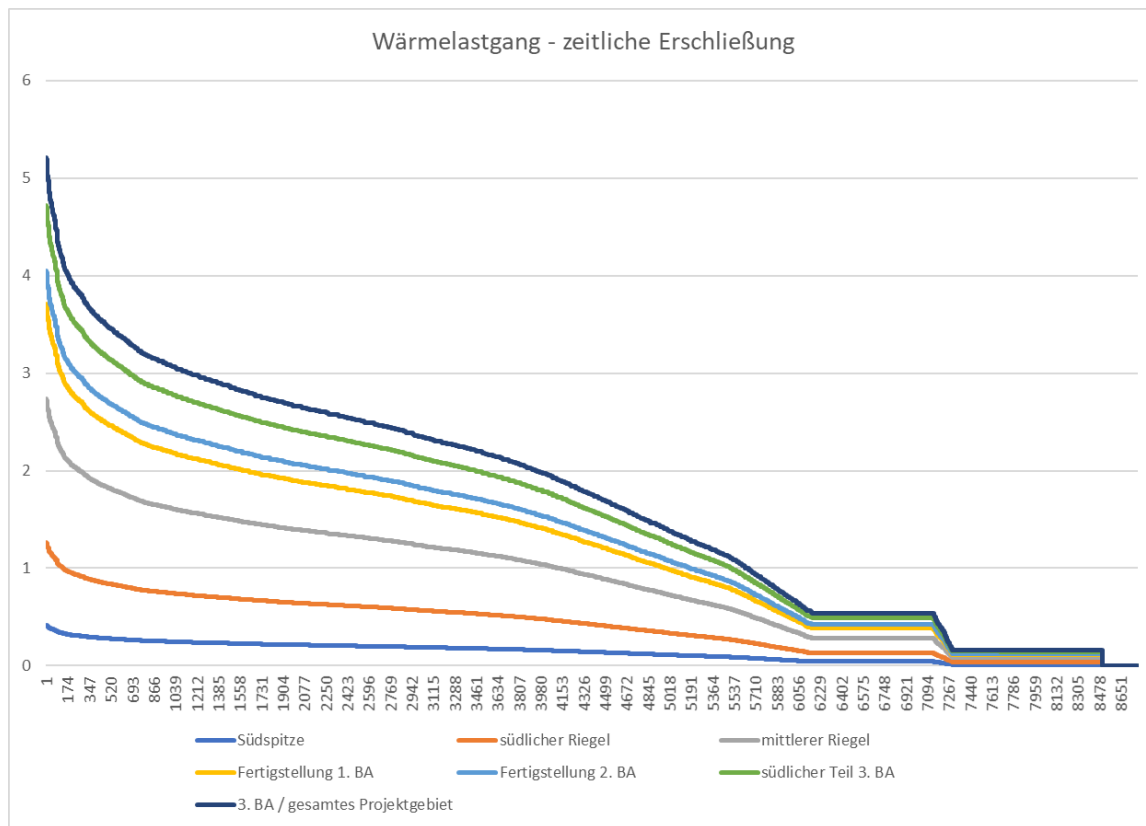


Abbildung 14: Geordneter Jahreslastgang in Abhängigkeit der Erschließung

Für die Erschließung des Wärmenetzes werden daher mehrere Phasen eines schrittweisen Ausbaus vorgeschlagen (s. Abbildung 15 links):

- 0: Zubringer ins Projektgebiet
- a: Trasse vom Norden bis zum Initialcluster im Süden
- b: Erweiterung des Netzes zum nördlich vom Initialcluster liegenden Riegel im 1. BA nach Norden
- c: Ringschluss des Netzes bei Erschließung des 2. BA
- d: Anbindung des 3. BA von Süden
- e: Erweiterung des Netzes zum nördlichsten Teil des 3. BA

Die M-Gebäude im mittleren 1. BA können dabei wahlweise von Osten über den Abschnitt a oder von Westen über den Abschnitt c versorgt werden. Der Bedarf der Gebäude ist dann jeweils bei der Auslegung der Abschnitte zu berücksichtigen.



Abbildung 15 Möglicher Trassenverlauf Wärmenetz. Links: vollständige Erschließung des Plangebiets durch ein Wärmenetz. Rechts: Alternativ Teilerschließung des Gebiets durch ein Wärmenetz mit Vorzugsgebiet ohne Wärme.

Ein Teil der großen östlich gelegenen L-Gebäude im 1. BA könnte als Vorzugsgebiet ohne Wärme ausgewiesen und nicht durch das Wärmenetz erschlossen werden (s. Abbildung 15 rechts). Dies kann vorteilhaft sein, wenn dort Unternehmen ohne Wärmebedarf – z.B. Logistikhallen ohne Wärmebedarf oder Produktionshallen mit inneren Lasten – angesiedelt werden. In dem Falle wäre ein alternativer Trassenverlauf zu wählen:

- 0: Zubringer ins Projektgebiet
- c + b: Erschließung des Südens über die westliche Leitung
- d: Anbindung des 3. BA von Süden
- e: Erweiterung des Netzes zum nördlichsten Teil des 3. BA

Die ersten Gebäude im Süden wie das Initialcluster würden dann durch eine Erweiterung des Abschnitts b versorgt. Die zeitlichen Auswirkungen zwischen Errichtung und Inbetriebnahme der Gebäude und des Wärmenetzes wären hierbei zu berücksichtigen.

6.2 Temperaturniveau des Netzes

Als Temperaturniveau des Netzes kommen verschiedene Optionen in Frage:

- Variante A Wärmenetz für Raumheizwärme und Brauchwarmwasser auf ca. 55/30°C
- Variante B Wärmenetz nur für Raumheizwärme auf ca. 40/25 °C + dezentrale Brauchwarmwasserbereitstellung
- Variante C Hybridnetz „Kaltes Netz“



6.2.1 Variante A Wärmenetz 55 °C

In Variante A wird das Wärmenetz mit Temperaturen von ca. 55 °C im Vorlauf betrieben. Hierüber kann die Raumbeheizung mittels Flächenheizungen, wie z.B. Fußbodenheizungen oder Deckenstrahler gedeckt werden. Auch die Beheizung großer Hallen über die Lüftung ist auf diesem Temperaturniveau denkbar. Das Temperaturniveau ist außerdem ausreichend, um auch die Brauchwarmwasserversorgung zur Verfügung zu stellen.

Exkurs: Brauchwarmwasser in Low-Ex/Niedertemperatur-Netzen

Die Herausforderung bei LowEx-Wärmenetzen liegt vor allem bei der Bereitstellung des Trinkwarmwassers unter Berücksichtigung der Hygieneanforderungen. In konventionellen Trinkwassererwärmungssystemen wird das Brauchwarmwasser auf mindestens 60 °C erwärmt, um die Trinkwasserhygiene sicherzustellen. In Gewerbe und Industrie ist jedoch i.d.R. eine Entnahmetemperatur von 45 °C ausreichend. Unter Einbeziehung von Übertragungs- und Verteilungsverlusten von ca. 5 K wäre eine Netztemperatur von ca. 50 °C somit ausreichend.

Gegenüber klassischer Fernwärme auf einem Temperaturniveau von 70 bis 90 °C kommen daher in Niedertemperaturnetzen mit VL-Temperaturen von 40 bis 55 °C nur bestimmte Konzepte zur Brauchwarmwasserbereitung in Frage. Darunter befinden sich sowohl Möglichkeiten aus den allgemein anerkannten Regeln der Technik als auch Ultrafiltrationssysteme.

- **Dezentrale Hybrid-Frischwasserstationen**
 - Funktion: kombinierte hydraulische und elektrische Durchlauferhitzung; vorrangig Erwärmung aus Wärmenetz, bei Bedarf individuelle elektrische Nacherhitzung
 - Vorteile: Anpassung auf individuelle Bedürfnisse möglich, i.d.R. kein Heizwasser-Pufferspeicher benötigt, da ausreichendes Potenzial im Netz
 - Nachteile: separate, ggf. mehrere Hybrid-Stationen je Nutzer
- **Dezentrale Frischwasserstationen**
 - Funktion: verbrauchsnahe, hydraulische Erwärmung im Durchlauf
 - Vorteile: energieeffizient, geringer Energieaufwand, geringe Wärmeverluste
 - Nachteile: Pufferspeicher mit Heizwasser, 3-Literregel bildet die Grenze, wie viele Nutzer bzw. Zapfstellen max. von einer Station versorgt werden können
- **Elektrischer Durchlauferhitzer / Elektrische Nacherhitzung**
 - Funktion: Kaltes Leitungswasser mit ca. 10 bis 12 °C wird elektrisch auf Zieltemperatur erwärmt
 - Vorteile: Direkt an Entnahmestelle, wenig Rohrleitung notwendig, kaum Stagnation
 - Nachteile: Stromanschluss ca. 6 bis 7 kW, ggf. größerer Hausanschluss notwendig
- **Dezentrale WP**
 - Funktion: Die Temperatur aus dem Wärmenetz wird mittels Wärmepumpe auf die gewünschte Zieltemperatur erwärmt
 - Vorteile: auch größere Mengen Brauchwarmwasser können effizient erwärmt werden, individuelle Zieltemperaturen beim Nutzer möglich, auch bei 40 °C im Wärmenetz möglich
 - Nachteile: höhere Investition sowie Stromkosten beim Nutzer

6.2.2 Variante B Wärmenetz 40 °C

In Variante B wird das Wärmenetz mit Temperaturen von ca. 40 °C im Vorlauf betrieben. Auch dieses Temperaturniveau ist ausreichend, um Raumwärme über Flächenheizungen oder die Lüftung zur Verfügung zu stellen. Das Temperaturniveau ist jedoch nicht ausreichend, auch die Brauchwarmwasserbedarfe zu decken. Hierfür wären entsprechend individuelle Lösungen wie dezentrale Wärmepumpen, elektrische Voll- oder Nacherhitzung o.ä. vorzusehen.

6.2.3 Variante C „Kaltes Netz“

In Variante C wird das Wärmenetz mit Temperaturen von ca. 10 bis 20 °C im Vorlauf betrieben. Hierfür kann bspw. das Abwasser der ZKA ohne zentrale Anhebung verwendet werden. Dieses Temperaturniveau ist nicht geeignet, um Wärme für Raumbeheizung oder Brauchwarmwasser zur Verfügung zu stellen. Entsprechend würden dezentrale Wärmepumpen vom Betreiber eingesetzt, um das Temperaturniveau individuell für die einzelnen Nutzer anzuheben oder reversibel auf Kühlniveau abzusenken.

Exkurs: Hybridnetz

Hybride Wärme- und Kältenetze der fünften Generation (5GDHC) sind dezentrale, bidirektionale Netze mit niedrigen Betriebstemperaturen, die einen Austausch der Wärme bzw. Kälte zwischen den angeschlossenen Gebäuden ermöglichen. Die grundlegende Idee des hybriden Konzepts ist, dass der Fokus nicht auf einem zentralen Erzeuger(park) liegt, der Wärme bzw. Kälte auf einem bestimmten Temperatur- und Druckniveau bereitstellt, sondern stattdessen viele dezentrale Subakteure interagieren und Energie miteinander austauschen.²⁷

Ein Hybridnetz ermöglicht den angeschlossenen Nutzern simultanes Heizen und Kühlen bzw. Heizen im Winter und Kühlen im Sommer, je nach der Anzahl der bidirektionalen Netzanschlüsse des Gebäudes. Mit diesen hybriden Netzen muss kein separates Kältenetz neben dem Wärmenetz verlegt werden, sondern die parallele Versorgung mit Wärme und Kälte ist mit nur einem Netz realisierbar, das aus zwei Rohrtrassen (Vorlauf und Rücklauf) besteht.²⁸ Die Netztemperaturen sind in bestimmten Grenzen flexibel und werden dem Anwendungsfall angepasst. Die Vorlauftemperatur kann z.B. zwischen 15 °C und 40 °C liegen, der Rücklauf bei 5 °C bis 30 °C. Angeschlossene Akteure mit Heizlast sind klassisch an den Vorlauf angeschlossen und geben in den Rücklauf ab, bei Kühllasten beziehen Akteure von der Rücklauftrasse und speisen in den Vorlauf ein. Besonders effizient kann ein solches Hybridnetz betrieben werden, wenn verschiedene Akteure Heiz- bzw. Kühllasten haben, die sich gegenseitig ausgleichen. Somit ergibt sich im besten Fall ein „stehendes“ Netz, in dem sich die Nutzer und deren Bedarfe gegenseitig ausgleichen. Reicht die Energie im Netz nicht aus, kann diese durch eine zentrale Wärmequelle wie die Abwasserwärme der ZKA ergänzt und ausgeglichen werden.

Die Grundtemperatur eines hybriden Wärmenetzes liegt meistens auf einem niedrigen Niveau nah an der Bodentemperatur, sodass die Wärmeverluste gering sind. Aufgrund geringerer thermo-

²⁷ Buffa et al. (2019): 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe.

²⁸ Boesten et al. (2019): 5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply. (URL: <https://www.adv-geosci.net/49/129/2019/>, letzter Zugriff am 21.04.20)

mechanischer Belastung der Rohre können kostengünstige unisolierte Rohre aus High-Density-Polyethylen verwendet werden.

Durch dezentrale Wärmepumpen, die in jedem angeschlossenen Gebäude integriert werden, wird die Temperatur auf das dort jeweils individuell benötigte Niveau angehoben. Es ist möglich, dass eine zentrale größere Wärmepumpe vorgeschaltet wird und das Temperaturniveau des Gesamtnetzes leicht anhebt, bevor dezentrale Wärmepumpen in den Gebäuden die Temperatur weiter auf das Bedarfsniveau erhöhen. Daher eignen sich hybride Netze vor allem, wenn die angeschlossenen Gebäude Energiebedarfe auf sehr unterschiedlichen Temperaturniveaus aufweisen. Die gebäudeinternen Wärmepumpen werden kleiner dimensioniert und können aufgrund der seriellen Fertigung kostengünstiger als große Wärmepumpen sein (Förderkonditionen unberücksichtigt).

6.2.4 Empfehlung Netztemperatur

Die zukünftigen Bedarfe für Wärme und Kälte im Projektgebiet können bisher auf Grund fehlender konkreter Angaben aktuell nur mittels statistischer Kennzahlen, Erfahrungswerten und möglicher Flächenaufteilungen abgeschätzt werden.

Es wurden daher die drei zuvor beschriebenen Varianten gegenübergestellt und unter den getroffenen Annahmen bzgl. der Bedarfe für den 1. BA Rohrdimensionen ausgelegt, die Kosten betrachtet und Vor- und Nachteile der Varianten bewertet (s. Tabelle 11). Die vorläufige Trassenlänge beträgt in diesem Fall 2.750 m.

Für die Varianten A und B wurden teilweise Ergebnisse aus Kapitel 8 verwendet. Variante C konnte auf Grund der hohen Komplexität durch eine Vielzahl dezentraler Abnehmer und Wärmeerzeuger im aktuellen Projekt nicht simuliert werden, sodass hier teilweise nur qualitative Aussagen getroffen werden konnten.

Tabelle 11: Gegenüberstellung verschiedener Netzvarianten für den 1. BA

Versorgung über Wärmenetz	Raumheizung + TWW	Nur Raumheizung	Hybrides Netz
Temperaturniveau im Netz	Ca. 55 °C	Ca. 40 °C	Ca. 10 bis 20 °C
Bereitstellung Raumheizung	Netz, zentrale WP	Netz, zentrale WP	Dezentrale WP, zentrale WP (Balance unit)
Bereitstellung TWW	Netz, Frischwasserstationen empfohlen	Vollelektrisch oder elektrische Nacherhitzung	individuell
Bereitstellung Klimakälte	Ohne (dezentrale Luft-WP od. Kältemaschine) od. Paralleles Kältenetz	Ohne (dezentrale Luft-WP od. Kältemaschine) od. Paralleles Kältenetz	individuell
Rohrdimensionen	DN 65 bis 150	DN 80 bis 200	Auf Grund der geringen Temperaturen und geringen

			Spreizungen größer als in A und B.
Investitionskosten Rohrleitung inkl. Tiefbau	2 Mio. €	2,5 Mio. €	Ca. 2,4 Mio. €
Leistung Umwälzpumpen und Pumpenstrom	Ca. 48 kW Ca. 105 MWh p.a.	Ca. 106 kW Ca. 191 MWh p.a.	Auf Grund der geringen Spreizung und großen Volumenströmen höher als in A und B.
Dämmung	Dämmserie 3 angenommen	Dämmserie 3 angenommen, ggf. geringer möglich	Nicht notwendig, ggf. Glykol
Verteilungsverluste	Ca. 1,2 bis 1,5 %	Ca. 0,8 bis 1 %	Niedrig
Effizienz der zentralen Wärmebereitstellung	JAZ WP ca. 4,2	JAZ WP ca. 4,5	
Investitionskosten Nutzer	Niedrig	Mittel	Sehr hoch Ca. 4,6 Mio. €
Flexibilität für Nutzer	Niedrig	Mittel	Hoch
Platzbedarf beim Nutzer	Niedrig	Mittel, z.B. dezentraler Speicher	Hoch (WP, Speicher)
Innovativ	hoch	hoch	Sehr hoch
Emissionen	Ca. 1.700 t CO ₂ p.a.	Ca. 2.000 t CO ₂ p.a.	Ca. 2.000 t CO ₂ p.a.

Mit den aktuellen Annahmen der Wärmebedarfe auf Grund statistischer Branchenwerte liegt der Brauchwarmwasserbedarf bei ca. 20 % des gesamten Wärmebedarfs. Unter diesen Annahmen wird auf Grund der vorangegangenen Auslegung und Bewertung die Verlegung eines Wärmenetzes auf einem Temperaturniveau von ca. 55 °C zur Bereitstellung sowohl von Heizwärme als auch Brauchwarmwasser empfohlen. Fällt der Brauchwarmwasseranteil tatsächlich deutlich geringer aus, verschiebt sich die Bewertung, sodass ein Netz auf geringerem Temperaturniveau von ca. 40 °C zu empfehlen wäre. Das ausschlaggebende Argument ist in dem Falle der verbrauchsabhängige Strombedarf, der deutlich sinkt, wenn zum einen nicht das gesamte Wärmenetz für einen geringen Anteil Brauchwarmwasser auf das hierfür notwendige Temperaturniveau angehoben werden muss, und zum anderen die Effizienz der Wärmepumpe durch den geringeren Temperaturhub steigt.

Ein hybrides Netz zur Bereitstellung von Wärme und Kälte für dezentrale Wärmepumpen ist aufgrund der an zentraler Stelle verfügbaren Abwärmequellen aus ZKA und Elektrolyseuren nicht vorteilhaft. Durch die weiterhin notwendige zentrale Erzeugereinheit zum Ausgleich der Wärmemenge im Netz sowie die spezifisch teureren Investitionskosten für dezentrale Erzeuger im Bereich von ca. 50 bis 100 kW gegenüber zentralen Erzeugern in der Größenordnung von mehreren hundert kW und die

höhere installierte Leistung auf Grund wegfallender Gleichzeitigkeitsfaktoren sowie der wesentlich größeren Rohrdimensionen ergeben sich hier deutliche Kostennachteile für das Gesamtsystem.

Die tatsächlich zu erwartenden Wärme- und Kältebedarfe im Quartier sollten verifiziert werden, sobald erste Nutzer feststehen und später mit weiteren Nutzern kontinuierlich fortgeschrieben werden.

6.3 Vordimensionierung Wärmenetz

Für die empfohlene Variante eines Wärmenetzes mit einer Vorlauf-Temperatur von ca. 55 °C wurden die Durchmesser der Rohrleitungen an Hand der abgeschätzten Leistungen und des Durchflusses sowie die Investitionskosten für die einzelnen Netzabschnitte bewertet.

Tabelle 12: Annahmen Rohrdurchmesser und Investitionskosten für ein Wärmenetz mit VL 55 °C

Netzabschnitt	Spitzenleistung	Vorläufige Trassenlänge	Rohrdurchmesser	Investitionskosten
0 Zubringer	5,2 MW	800 m	DN 200	799.200 €
A	1,6 MW	1.500 m	DN 125	1.072.500 €
B	0,4 MW	450 m	DN 65	225.900 €
C	1,2 MW	720 m	DN 100	433.400 €
D	1,5 MW	650 m	DN 100	391.300 €
E	0,5 MW	200 m	DN 65	100.400 €
Summe:	5,2 MW	4.320 m		3.022.700 €

Werden bestimmte Vorzugsflächen z.B. ohne Wärmebedarf ausgewiesen, so wären der Leitungsverlauf, die Rohrdimensionen und Investitionskosten entsprechend zu prüfen und anzupassen.

In Abhängigkeit des Standorts von Wärmetauscher und Wärmepumpe würde der erste Teil des Netzes von ZKA bis Wärmetauscher als „kalte“ Leitung bei ca. 10 bis 20 °C ausgeführt. In dem Fall steigen die Rohrleitungen für diesen Abschnitt auf Grund der geringeren Temperaturen bzw. der sehr geringen Spreizung von 3 K auf DN 350.

6.4 Kältenetz Klimakälte

Ergänzend zum Wärmenetz kann ein Kältenetz zur zentralen Versorgung mit Raumklimakälte auf einem Temperaturniveau von ca. 8 °C im Vorlauf und ca. 16 °C im Rücklauf betrieben werden. Unter den bisher getroffenen Annahmen ergibt sich ein über alle Gebäude verteilter Kältebedarf von ca. 4 GWh p.a.

Der Betrieb eines Kältenetzes empfiehlt sich insbesondere dann, wenn eine zentrale Rückkühlsenke, wie z.B. das Abwasser der ZKA zur Verfügung steht. Des Weiteren können Synergien zwischen der Wärme- und Kältebereitstellung genutzt werden, in dem z.B. im Sommer Wärme für Trinkwarmwasser und Kälte im gekoppelten Prozess gleichzeitig mit einer zentralen Wärmepumpe bereitgestellt werden.

Für ein parallel zum Wärmenetz im 1. BA verlaufendes Kältenetz wurden ebenfalls die Rohrdimensionen und Investitionskosten bewertet. Auf Grund der geringeren Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf und der geringen Systemtemperaturen ergeben sich hier deutlich größerer Durchflussmengen und

entsprechend größere Rohrdimensionen und höhere Kosten als für den vergleichbaren Abschnitt (1. BA: 0, A und B) des Wärmenetzes.

Tabelle 13: Annahmen Rohrdurchmesser und Investitionskosten für ein Kältenetz im 1. BA

Netzabschnitt	Spitzenleistung	Vorläufige Trassenlänge	Rohrdurchmesser	Investitionskosten
0 Erschließungsleitung	5,6 MW	800 m	DN 400	928.800 €
A	4,9 MW	1.500 m	DN 400	1.741.500 €
B	0,65 MW	450 m	DN 200	282.150 €
Summe:	5,6 MW	2.750 m		2.952.450 €

Das Kältenetz kann parallel und gleichzeitig zum Wärmenetz verlegt werden. Dadurch können ca. 15 % der Kosten durch die Erstellung eines gemeinsamen Rohrgrabens eingespart werden.

Das Kältenetz muss nicht das gesamte Projektgebiet versorgen. Beispielsweise können bestimmte Vorzugsgebiete ausgewiesen werden, in denen sich Nutzer ohne Kältebedarf ansiedeln. Bei kleineren, gewerblichen Neubauten wie z.B. Werkstätten können ggf. freie Kühlung und Nachtauskühlung in Abhängigkeit der Bauweise ausreichend sein. Bei großen Leichtbauhallen hingegen ist auf Grund der geringen thermischen Masse, wodurch sich die Gebäude schnell aufheizen, i.d.R. von einem Kühlbedarf auszugehen.

Analog zum Wärmebedarf ist auch dieser Bedarf in Abhängigkeit der Erschließung und der individuellen Bedarfe der Nutzer zu verifizieren. In Abhängigkeit der tatsächlichen Bedarfe kann der Leitungsverlauf ggf. auf bestimmte Flächen angepasst werden.

7 Stromnetzkonzept

Im folgenden Kapitel soll nun das Thema Strom betrachtet werden. Das betrifft einerseits den anzunehmenden Strombedarf im Projektgebiet inkl. Elektro-Mobilität sowie die Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien inkl. der Nutzung von Batteriespeichern und andererseits das technische Verteilungskonzept für Strom im Projektgebiet.

7.1 Strombilanz

Der Strombedarf der Industrie- und Gewerbebetriebe liegt lt. Bedarfsermittlung (vgl. Kapitel 3.2 ff.) in Abhängigkeit der Szenarien bei

- Szenario Basis ca. 23 GWh
- Szenario Mittel ca. 30 GWh
- Szenario Hoch ca. 54 GWh

Diese Abschätzungen unterliegen starken Schwankungen je nach tatsächlicher Nutzung der Flächen. Hinzu kommen weitere Strombedarfe für

- Elektromobilität in der Größenordnung von ca. 5 GWh in Abhängigkeit des Ausbaus (vgl. Kapitel 7.2)
- Wärmeerzeuger in Abhängigkeit der gewählten Variante z.B. für Wärmepumpen sowie für Umwälzpumpen im Wärmenetz, in der Größenordnung von ca. 7 GWh

Dem gegenüber steht die Erzeugung erneuerbaren Stroms im Projektgebiet. Der Bewertung der Potenziale ist zu entnehmen, dass auf Grund der Nähe zum Naturschutzgebiet kein nutzbares Potenzial für Windenergie besteht. Ein technisches Potenzial für Photovoltaik hingegen besteht, hängt jedoch von der nutzbaren Dachfläche ab. Da das Land Bremen aktuell eine Solarpflicht verabschiedet und der Auftraggeber im Bebauungsplan für das Projektgebiet eine solare Nutzung der Dachflächen vorschreiben will, wird von einer Bereitstellung von ca. 10 bis 18 GWh Solarstrom ausgegangen. Je nach gewählter Wärmeversorgungsvariante kann dieser Anteil durch Strom aus KWK-Prozessen ergänzt werden. Der verbleibende Strombedarf wird aus dem Netz bezogen.

7.2 Exkurs: Elektro-Mobilität

Elektromobilität gewinnt immer mehr an Relevanz und damit einhergehend steigt der Bedarf nach Lademöglichkeiten. Auch in einem grünen Gewerbe- und Industriegebiet der Zukunft wird sich eine Nachfrage an Ladeinfrastruktur ergeben. Im Folgenden soll auf die Auswirkungen einer elektrisierten Mobilität auf die Energieversorgung eingegangen werden. Die sich daraus ergebenden Aspekte wie Ladekonzepte und Abrechnungsmodelle werden ebenfalls thematisiert.

7.2.1 Strombedarf durch Elektromobilität

Um den Strombedarf durch Elektromobilität im Projektgebiet abschätzen zu können, müssen zahlreiche Annahmen getroffen werden, sodass das Ergebnis eher als Entwicklungsszenario denn als gesicherte Prognose zu verstehen ist. Zusätzlich ist zu beachten, dass aufgrund des Zeithorizontes der Gebietsentwicklung die Versorgung bis zum Jahr 2050 betrachtet wird. In näherer Zukunft ist, insbesondere im Güterverkehr auf der Straße, von keiner umfassenden Elektrisierung des Verkehrssektors auszugehen. In Zukunft könnte sich dieser Umstand jedoch grundlegend ändern. Vor diesem Hintergrund

wird im Folgenden ein mögliches Szenario für das Jahr 2050 skizziert, um aufzuzeigen, welche Bedarfe durch E-Mobilität entstehen könnten. Auf Unsicherheiten und wesentliche Annahmen wird dabei eingegangen.

7.2.2 Ermittlungsmethodik im Individualverkehr

Das grüne Gewerbe- und Industriegebiet weist eine vermarktbare Grundstücksfläche von rund 94 ha auf. Wenn von einem für Gewerbegebiete typischen Verhältnis von 200 m² Nettobauland je beschäftigter Person ausgegangen wird, entspricht das in etwa 5.000 Beschäftigten. Es wird unterstellt, dass die Hälfte der Beschäftigten mit dem Auto anreist, ungefähr 1.000 Personen mit einem elektrisch unterstützten Fahrrad (Pedelec) ins Gebiet kommen und die restlichen Personen den öffentlichen Nahverkehr nutzen. Zur Anreise mit öffentlichen Verkehrsmitteln wird eine Busverbindung vorgesehen, die zwischen 6 und 20 Uhr in zehnmütiger Taktung den nächstgelegenen S-Bahnhof anfährt, der sich in ungefähr fünf Kilometern Entfernung befindet.

Die Ermittlung des Bedarfs an Strom und Ladeinfrastruktur durch E-Mobilität wird in zwei Schritte unterteilt. In einem ersten Schritt wird ein elektrischer Bedarf berechnet, indem für jedes Fahrzeug spezifischer Verbrauch sowie durchschnittliche Wegstrecke angenommen werden. Hierbei ist zu beachten, dass Fahrzeuge nicht notwendigerweise ausschließlich im Projektgebiet, sondern auch an den Wohnorten geladen werden. Als spezifischer elektrischer Verbrauch wird für Pedelecs 0,7 kWh je 100 km, für Busse 42 kWh je 100 km und für PKW 15 kWh je 100 km angenommen. Die durchschnittliche Wegstrecke wird für Pedelecs mit 15 km, für PKW mit 50 km und für Busse mit 10 km abgeschätzt. Für PKW wird davon ausgegangen, dass im Projektgebiet die elektrische Energie für die Hin- und Rückfahrt bereitgestellt wird und zusätzlich etwa 8 km täglich für weitere Fahrten anfallen. Darüber hinaus wird in Anlehnung an eine Untersuchung von ISE Fraunhofer aus dem Jahr 2020 unterstellt, dass bis zum Jahr 2050 80 % der PKW batterieelektrisch betrieben werden.

In einem zweiten Schritt wird der elektrische Bedarf basierend auf der Betrachtung der Ladeinfrastruktur aufgeschlüsselt. Es wird angenommen, dass etwa 12 % der PKW-Parkplätze mit Ladesäulen ausgestattet werden. Unter der Annahme, dass unter der Woche täglich 2.500 PKW im Projektgebiet parken, ergeben sich somit 300 Ladesäulen, die eine mittlere Leistung von 22 kW aufweisen. Es wird davon ausgegangen, dass vollständig geladene PKW nicht dauerhaft einen Parkplatz mit Ladesäule blockieren und daher im Verlauf eines Tages zumindest zwei PKW an der gleichen Ladesäule laden können. Die Berechnungen basieren auf der Annahme, dass jedes E-Auto in etwa alle drei Tage im Projektgebiet geladen wird.

Für die Ladesäulen werden Lastprofile hinterlegt, die eine Nutzung zwischen 6 und 20 Uhr mit Schwerpunkt zwischen 8 und 16 Uhr aufweisen. In den Nachtstunden wird von keinem relevanten Ladebedarf für PKW ausgegangen.

7.2.3 Ermittlungsmethodik Güterverkehr auf der Straße

Die Abschätzung des Strombedarfes für den Güterverkehr ist mit noch stärkerer Unsicherheit behaftet als die Abschätzungen zum Individualverkehr. Dies ist zum einen in der unklaren Gebietsentwicklung und der damit verbundenen Unsicherheit in Hinblick auf den Bedarf von Lieferverkehr begründet. Neben dem Lieferverkehrsbedarf der sich ansiedelnden Unternehmen sind jedoch auch die zukünftig vorherrschende Antriebstechnologie für LKW sowie deren Anteil am Güterverkehr schwierig zu prognostizieren. Sollte sich ein oberleitungsbasierter Antrieb für LKW durchsetzen, würden kaum

nennenswerte Strombedarfe in Folge von Lieferverkehr im Projektgebiet anfallen. Sollten sich ausnahmslos batterieelektrisch betriebene LKW technologisch durchsetzen, zeigt sich ein gänzlich anderes Bild.

In Anlehnung an eine Untersuchung von ISE Fraunhofer aus dem Jahr 2020 wird im Folgenden für das Jahr 2050 von einem Anteil batterieelektrisch betriebener LKW von bis zu 20 % ausgegangen.

Bei einem Gebiet von 94 ha, einem angenommenen Anteil an Flächen mit auf Lieferverkehr angewiesenen Unternehmen von 20 % sowie einem täglichen LKW-Aufkommen von 25 LKW je Hektar lässt sich eine tägliche Anzahl von ungefähr 500 LKW im Projektgebiet abschätzen, von denen wiederum in etwa 100 batterieelektrisch betrieben werden. In Abhängigkeit des tatsächlichen Verkehrsaufkommens und der sich ansiedelnden Unternehmen kann die Menge der LKW im Projektgebiet deutlich größer oder kleiner ausfallen.

Für diese LKW werden ein spezifischer Stromverbrauch von 130 kWh je 100 km, entsprechend einem schweren Elektrolastkraftwagenmodell der Schweizer Firma E-Force, sowie eine mittlere zurückgelegte Strecke von 100 km unterstellt. Die mittlere zurückgelegte Strecke basiert dabei auf der Annahme, dass sich einige der LKW im Besitz der ansässigen Unternehmen befinden und dem entsprechend im Projektgebiet für längere Strecken geladen werden. Auch die Aufladung anliefernder LKW wird berücksichtigt.

Zum Zweck einer ladeinfrastrukturbasierten Analyse wurde für batterieelektrisch betriebene LKW ebenfalls ein Lastprofil erstellt. Zugrunde gelegt ist eine Ausstattung mit ungefähr 40 Schnellladesäulen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 150 kW. Für das Lastprofil wurde ferner angenommen, dass eine geringe Auslastung auch in den Nachtstunden vorliegt, da betriebseigene LKW auch über Nacht geladen werden können und Anlieferverkehr außerhalb der üblichen Arbeitszeiten anfallen kann.

7.2.4 Ergebnisse Bedarfsermittlung E-Mobilität

Die Ergebnisse der Bedarfsermittlung sind in Tabelle 14 dargestellt. Hierbei wurde berücksichtigt, dass der Verkehr im Gewerbe- und Industriegebiet vorrangig wochentags anfällt. Im Ergebnis zeigt sich, dass in etwa die Hälfte des elektrischen Bedarfes auf den Güterverkehr mit LKW entfällt, die batteriebetriebenen PKW machen ebenfalls knapp die Hälfte des Gesamtbedarfes aus. Die Busanbindung sowie die Pedelecs haben in der Gesamtbetrachtung vernachlässigbaren Einfluss auf den Strombedarf im Projektgebiet.

Inwiefern der ermittelte elektrische Bedarf für LKW im Gebiet zukünftig tatsächlich anfallen wird und inwiefern sich batteriebetriebene LKW zukünftig technologisch durchsetzen werden, hat maßgeblichen Einfluss auf die Ergebnisse der Bedarfsanalyse.

Der elektrische Bedarf für PKW ist zwar auch stark von den getroffenen Annahmen, insbesondere dem Aufkommen an PKW im Gebiet, abhängig, auf der anderen Seite kann es jedoch als wahrscheinlich angesehen werden, dass batterieelektrisch betriebene PKW zukünftig einen relevanten Anteil am Verkehrsaufkommen haben werden. Im untersuchten Szenario wird der elektrische Bedarf für die PKW nahezu vollständig im Projektgebiet gedeckt (Hinfahrt, Rückfahrt, weitere Strecken). Dies kann die Attraktivität des Standorts erhöhen, insbesondere, wenn zukünftig in Wohngebieten wenig Lademöglichkeiten zur Verfügung stehen sollten. Wird hingegen davon ausgegangen, dass zukünftig die

elektrisch betriebenen PKW überwiegend an den Wohnorten geladen werden, würde der elektrische Bedarf im Projektgebiet sich entsprechend verringern.²⁹

Bezogen auf den übrigen Strombedarf im Projektgebiet von ungefähr 30 GWh (s. Abschnitt 7.1) könnte der Strombedarf durch E-Mobilität im Jahr 2050 zu einem zusätzlichen Bedarfsanstieg von rund einem Fünftel führen. Aufgrund der beschriebenen Unsicherheiten und der potenziell erheblichen Bedeutung für die Auslegung der Stromversorgung sollte die Zielstellung zum Thema E-Mobilität im weiteren Planungsprozess laufend aktualisiert und an die technischen sowie sonstigen Entwicklungen angepasst werden.

Tabelle 14: Zusätzlicher jährlicher Strombedarf durch E-Mobilität im Jahr 2050

Verkehrsmittel	Personen Individual- verkehr	Elektrischer Bedarf [GWh]
PKW	2.500	3,19
Pedelec	1.000	0,03
Bus	1.500	0,09
LKW	-	3,39
Summe	5.000	6,70

Die Ergebnisse der Lastganganalyse sind für einen typischen Wochentag in Abbildung 16 dargestellt. Die Auslastung der Ladesäulen wurde so gewählt, dass sich über das Jahr die ermittelten Bedarfe ergeben. Während in den Nachtstunden keine Ladeleistung für PKW auftritt, werden in dieser Zeit unternehmenseigene LKW geladen.

In der Lastspitze um die Vormittagszeit ergibt sich in Folge der E-Mobilität ein zusätzlicher elektrischer Leistungsbedarf von 2,6 MW, wovon jeweils etwa die Hälfte auf PKW und LKW entfällt.

²⁹ Bislang finden ca. 85% der Ladungen von E-PKW zuhause statt. (<https://blog.vdi.de/2015/04/elektrotankstelle-im-eigenheim/>). Gibt es jedoch die Möglichkeit der bequemen und sicheren Aufladung am Arbeitsplatz, können dadurch Anreize für bestimmte Gruppen gesetzt werden, Elektroautos zu nutzen (z.B. für Bewohner von Mietwohnungen).

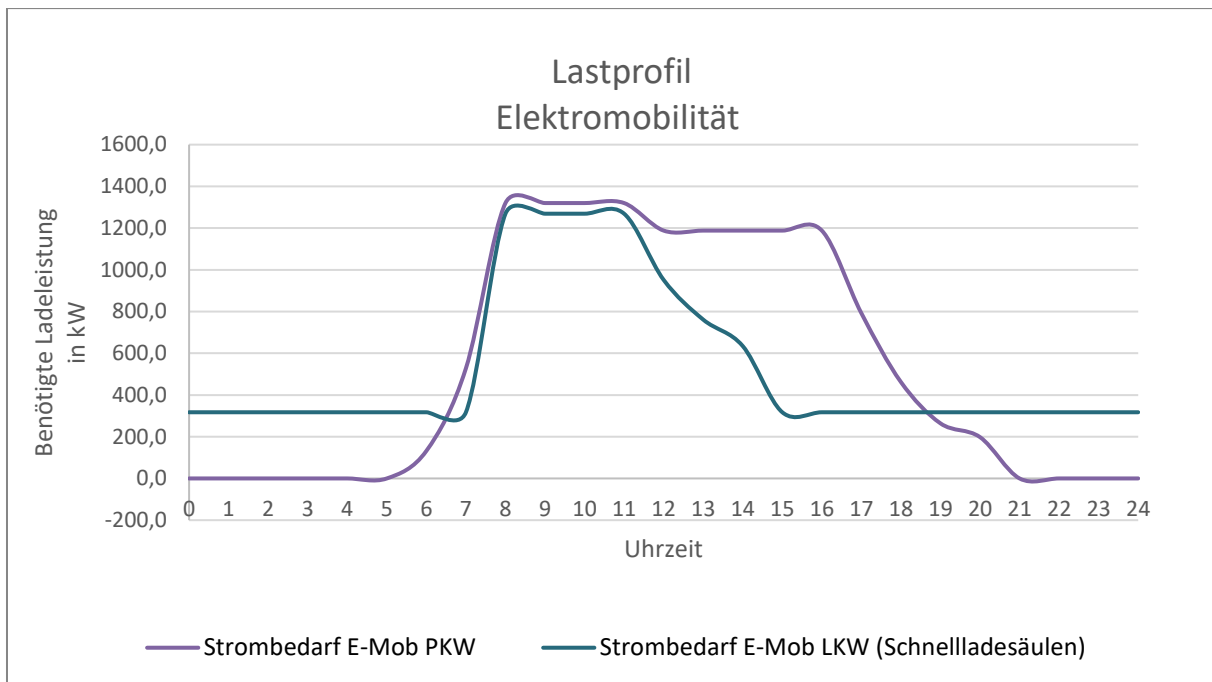


Abbildung 16: Lastprofil Wochentag E-Mobilität 2050

7.3 Zeitliche Kongruenz von Erzeugung und Bedarf

Um die Gleichzeitigkeit von solaren Stromerträgen und Strombedarf von Gewerbe und Industrie zu bewerten, wurde die Ertragssimulation der PV-Anlagen Standard-Lastprofilen für verschiedene Branchen gegenübergestellt. Die Gegenüberstellung zeigt, dass durch eine Nutzung der vorhandenen Dachflächen für die lokale Stromerzeugung ein Eigenverbrauchsanteil von bis zu 76 % erzielt werden kann. Der Eigenverbrauchsanteil wird aus dem Verhältnis zwischen eigenverbrauchtem zu erzeugtem Solarstrom berechnet. Der solare Deckungsanteil, also der Anteil am Strombedarf, der von den PV-Anlagen gedeckt werden kann, beträgt je nach Anlagenform zwischen 31 % und 43 %. Sowohl die Eigenverbrauchsangaben als auch der solare Deckungsanteil variieren stark in den unterschiedlichen Szenarien hinsichtlich der vorhandenen Dachfläche und der Anlagenausrichtung (s. auch Kapitel 4.7). Eine Übersicht gibt die nachfolgende Tabelle für das Strombedarfsszenario Basis mit einem Strombedarf in Höhe von 23,7 GWh/a:

Tabelle 15: Solare Strombereitstellung

Anlagenvariante	Anteil Dachfläche	Anlagenausrichtung	Anlagenleistung [kWp]	Jahreserzeugung [MWh/a]	Eigenverbrauchsanteil	Solarer Deckungsanteil
1	80%	Ost-West	22.253	18.976	53%	43%
2	70%	Ost-West	19.472	16.604	57%	41%
3	60%	Ost-West	16.690	14.232	62%	38%
4	80%	Süd	13.352	12.604	67%	36%
5	70%	Süd	11.683	11.028	71%	34%
6	60%	Süd	10.014	9.453	76%	31%

Wie der Tabelle zu entnehmen ist, steigt der solare Deckungsanteil an der Stromversorgung mit zunehmender Stromerzeugung durch die Photovoltaikanlagen. Demgegenüber kann von der Jahresstromerzeugung nur ein geringerer Anteil für den Eigenstromverbrauch genutzt werden.

7.4 Stromspeicher

Ausgehend von dem zeitlich verfügbaren Photovoltaik-Potential und den berechneten Eigenverbrauchswerten und solaren Deckungsgraden (s. Kapitel 4.7) stellt sich die Frage nach einer Optimierung der Stromeigennutzung und einer Steigerung des solaren Deckungsbeitrags durch den Einsatz von Stromspeichern. Zur Beantwortung dieser Frage wurden verschiedene Speichergrößen betrachtet. Die Auswirkungen der Einbeziehung eines Batteriespeichers auf die Eigenverbrauchsquote und die solaren Deckungsgrade werden in Abbildung 17 bzw. Abbildung 18: Auswirkung eines Batteriespeichers auf den solaren Deckungsanteil durch PV veranschaulicht. In der Berechnung wurde davon ausgegangen, dass die Ein- bzw. Ausspeicherungsleistung jeweils 50 % der Speicherkapazität beträgt.

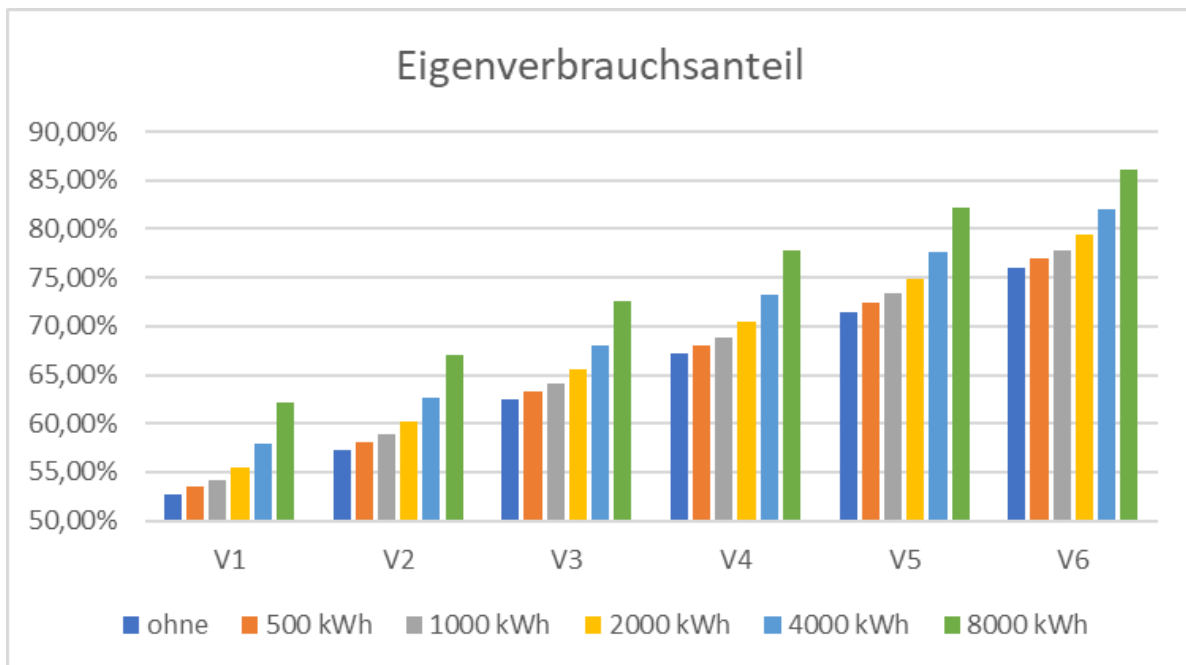


Abbildung 17: Auswirkung eines Batteriespeichers auf den PV-Eigenverbrauchsanteil für Varianten 1 bis 6 (vgl. Tabelle 15)

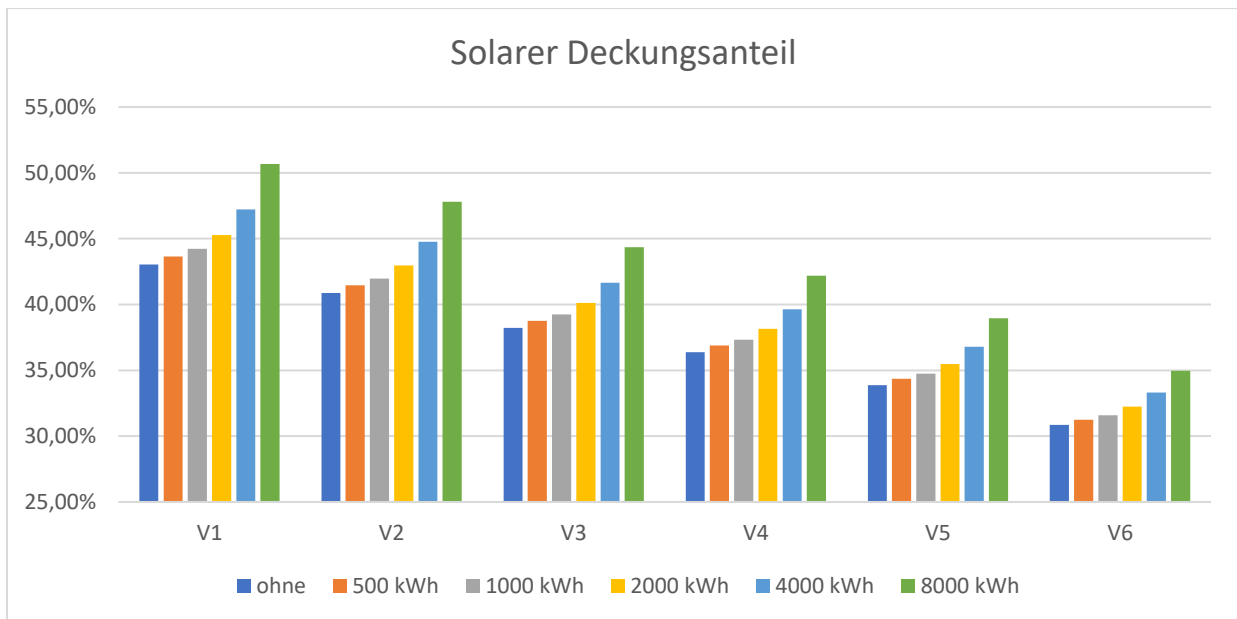


Abbildung 18: Auswirkung eines Batteriespeichers auf den solaren Deckungsanteil durch PV für Varianten 1 bis 6 (vgl. Tabelle 15)

Wie den vorangegangenen Abbildungen entnommen werden kann, kann ein Batteriespeicher eine positive Auswirkung auf den Stromeigenverbrauch und den solaren Deckungsgrad haben. Dieser Einfluss fällt allerdings erst bei größeren Batteriespeichern stärker ins Gewicht, deren wirtschaftlicher Betrieb im Einzelfall zu prüfen wäre.

7.5 Technische Gestaltung des Stromnetzes

Die Stromversorgung des Neubauquartiers kann durch einen Anschluss an das Mittelspannungsnetz des lokalen Netzbetreibers wesernetz erfolgen. Hierfür würde eine Erschließungsleitung vom Umspannwerk Wulsdorf aus gelegt. Die Versorgung innerhalb des Quartiers erfolgt durch die Verlegung eines oder mehrerer Mittelspannungsringe auf 20 kV-Ebene durch das Plangebiet. I.d.R. werden weitere Leerrohre für eine nachträgliche, bedarfsgerechte Erweiterung vorgesehen. Ausgehend von dem MS-Ring können einzelne Gebäude oder Gebäudegruppen in Abhängigkeit ihres Leistungsbedarfs über Transformatoren mit Netzstrom bei 400 V versorgt werden. Gängige Netzstationen haben eine Leistung von 800 kVA bzw. 630 kVA. Im Fall von wesernetz werden Netzstationen mit 630 kVA eingesetzt. Dies entspricht etwa 1 MW Anschlussleistung. In Abhängigkeit der Szenarien wären entsprechend ca. 10 bis 30 Netzstationen im Projektgebiet notwendig. Diese Transformatoren werden für den Netzbetreiber zugänglich entweder im Außenbereich oder im Gebäudeinneren aufgestellt. Die Auslegung und die Platzierung der einzelnen Netzstationen kann erst im weiteren Projektverlauf erfolgen, wenn die konkreten Bedarfe der einzelnen Grundstücke feststehen. Die Umsetzung eines solchen Stromnetzkonzepts muss im Detail mit dem Stromnetzbetreiber abgestimmt werden.

Die Integration von Ladestationen für Elektromobilität ist entsprechend auf der Niederspannungsseite für Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit der Größenordnung auf der Nieder- oder

Mittelspannungsebene denkbar. Die Ausgestaltung einer PV-Integration in das lokale Netz muss insbesondere mit Blick auf Abrechnungsbesonderheiten differenzierter betrachtet werden.

Der Betrieb einer Kundenanlage oder eines Arealnetzes wurde bereits in der Vergangenheit geprüft und ist aktuell rechtlich nicht umsetzbar. Die entsprechenden Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes geben u.a. vor, dass sich das Netz auf einem räumlich zusammenhängenden Gebiet befindet. Dieser Punkt kann jedoch nicht eingehalten werden, da die Erschließungsstraßen öffentlich gewidmet werden sollen und somit kein zusammenhängendes Grundstück vorliegt.

7.6 Herausforderungen für das Stromnetz

Das geplante Stromnetz im Projektgebiet steht vor verschiedenen Herausforderungen:

- volatile Erzeuger wie Photovoltaik-Anlagen, die dezentral einspeisen
- stark schwankende Verbrauchslastgänge von Gewerbe und Industrie
- Vielzahl von kleinen Abnehmern wie Elektro-Fahrzeugen, die ggf. auch bidirektional genutzt und als Speicher eingesetzt werden können

Diese Punkte sind bei der Planung und Auslegung des Stromnetzes zu berücksichtigen. Das Netz kann durch eine übergeordnete, prädiktive Regelung optimiert werden. Des Weiteren kann ein überbetriebliches Lastmanagement eingerichtet werden, um Lastspitzen zu vermeiden oder Überschussstrom lokal im Projektgebiet zu nutzen, und so zur Netzstabilität beizutragen.

8 Plankonzept inkl. Simulation und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Im Rahmen des Zwischenberichts wurde die Nutzung der Abwasserwärme der ZKA zur Wärmeversorgung als präferierte Variante ausgewählt. Hierbei kommen zunächst zwei Alternativen in Frage:

- Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe an der ZKA
- „Kaltes Netz“ mit direkter oder indirekter Nutzung der Abwasserwärme und dezentralen Wärmepumpen

8.1 Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe an der ZKA

Dem Abwasser werden hinter der Abpumpstation der ZKA ca. 2 bis 3 K über einen Wärmetauscher entnommen. Anschließend wird die Temperatur auf ein Nutztemperaturniveau von 55 °C angehoben und über ein Wärmenetz im Projektgebiet verteilt. Die Wärme kann sowohl zur Raumheizung mit Flächenheizungen als auch zur Brauchwarmwasserbereitstellung genutzt werden. Das System der Wärmeversorgung wird schematisch in Abbildung 19 dargestellt.

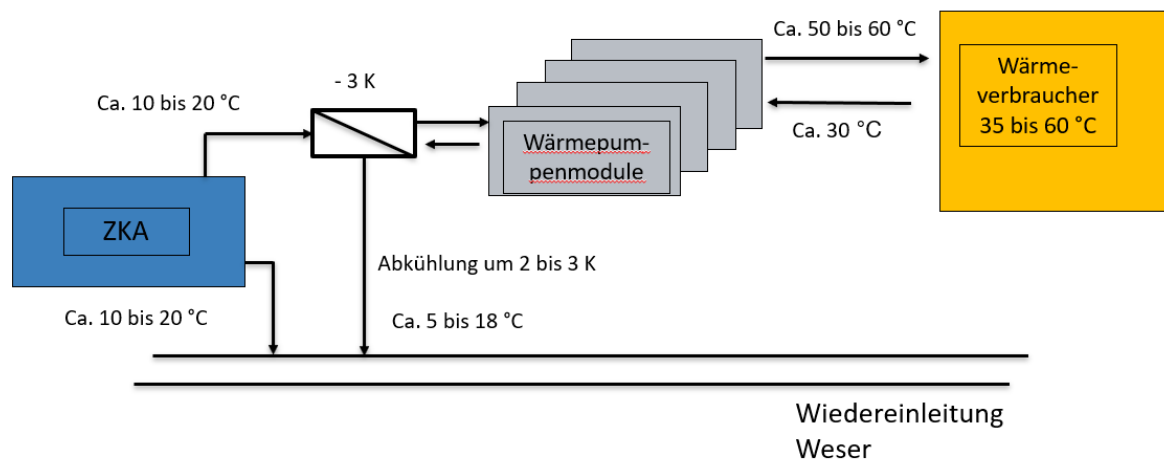


Abbildung 19: Schema und mögliche Temperaturen der Versorgungsvariante

Ergänzend kann durch die reversible Nutzung der Wärmepumpe Kälte zur Raumklimatisierung über ein paralleles Kältenetz zur Verfügung gestellt werden.

8.1.1 Vordimensionierung und Betriebsweisen der Wärmepumpe

In Abhängigkeit der (geordneten) Lastgänge für Raumheiz- und Brauchwarmwasser zeigt sich eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von ca. 4 MW als für die Deckung der Grund- und Mittelast im Projektgebiet geeignet. Eine größere Dimensionierung zur Deckung der Spitzenlast ist bei investitionsintensiven Komponenten wie Wärmepumpen i.d.R. nicht wirtschaftlich. Bei ca. 3.000 bis 4.000 Vollbenutzungsstunden würde die Wärmepumpe zwischen 12 und 16 GWh p.a. zur Verfügung stellen.

Die Wärmepumpe kann auch reversibel betrieben werden, also zur Bereitstellung von Kälte genutzt werden. Dies ist in einem Gewerbe- und Industriegebiet, wo vorrangig Raumwärmebedarf innerhalb der Heizperiode und nur geringe Brauchwarmwasserbedarfe im Sommer anfallen, besonders interessant, um die Auslastung der investitionsintensiven Wärmepumpe zu optimieren. Alternativ kann die

Wärmepumpe auch für den Prozess der Wärme-Kälte-Kopplung, also die gleichzeitige Bereitstellung von Kälte und (Ab-)Wärme, genutzt werden. Diese Betriebsweisen werden im Rahmen der Simulation näher untersucht.

Die Kältebereitstellung entspricht dabei in Abhängigkeit der JAZ ca. 60 bis 70 % der Wärmebereitstellung. Jedoch unterliegt die Kältebereitstellung einem anderen Lastgang als die Wärme. Während die Wärme im Winter und den Übergangszeiten kontinuierlich auf vergleichsweise geringerem Leistungsniveau benötigt wird, bezieht sich der Kältebedarf i.d.R. auf wenige hundert Stunden p.a. bei vergleichsweise hohen Leistungsspitzen.

8.1.2 Wärmetauscher

Als Wärmetauscher können beispielsweise Platten- oder Rohrbündelwärmetauscher eingesetzt werden.

8.1.2.1 Plattenwärmetauscher

Plattenwärmetauscher (PWT) bestehen aus Platten, die so zusammengesetzt sind, dass in aufeinanderfolgenden Zwischenräumen abwechselnd das zu erwärmende Fluid (z.B. Kältemittel) und das wärmeabgebende Medium (Abwasser) in Gleich- oder Gegenstromrichtung fließen. Zwischen den Medien und nach außen ist das Plattenpaket abgedichtet. Aufgrund der Bauweise sind PWT gut erweiterbar. PWT haben durch ihre sehr hohe Wärmeübertragungsfläche bei kompakter Bauweise einen geringen Platzbedarf.

Erste Erfahrungen aus anderen ähnlichen Projekten zeigen, dass die Wasserqualität des Abwassers entscheidend dafür ist, wie lange der PWT gemäß Planung betrieben werden kann, bevor die wärmeübertragenden Flächen zu sehr verschmutzen (Fouling). Dieses Problem besteht abwasserseitig aufgrund von mitgeführten Schwebepartikeln. Zum einen werden in vielen Kläranlagen Fällungsmittel wie Chloride genutzt, durch die flockenartige Phosphate ausfallen. Zum anderen werden auch nach der letzten Reinigungsstufe im Schönungsteich geringe Mengen an organischen Partikeln im Abwasser mitgeführt, die sich als schleimartige Substanz (Biofilm) an Rohrleitungen und in Wärmetauschern absetzen kann. Durch das so verursachte Fouling kann die Kapazität des Wärmetauschers innerhalb weniger Monate um 30 % und mehr fallen. Regelmäßig notwendige Reinigungen erhöhen die Betriebskosten und können z.B. in Abhängigkeit des Kältemittels mit unterschiedlichem Aufwand (Evakuierung des Kältemittels aus dem Wärmetauscher, etc.) verbunden sein. Bei semi-verschweißten PWT (s. Abbildung 20; vgl. 8.4) ist die Kältemittelseite gegenüber der Umgebung abgedichtet und eine Reinigung der Abwasserseite wird durch die Verwendung von sog. Clip-on-Verdichtungen erleichtert. Dennoch ist auch bei diesen Wärmetauschern eine Evakuierung des Kältemittels für die Reinigung nötig. Eine weitere Möglichkeit ist die Überdimensionierung der Wärmetauscherkapazität, um eine längere Laufzeit bis zur notwendigen Reinigung zu erreichen. In dem Fall kann die einzuhaltende Partikelgröße ggf. größer gewählt werden.

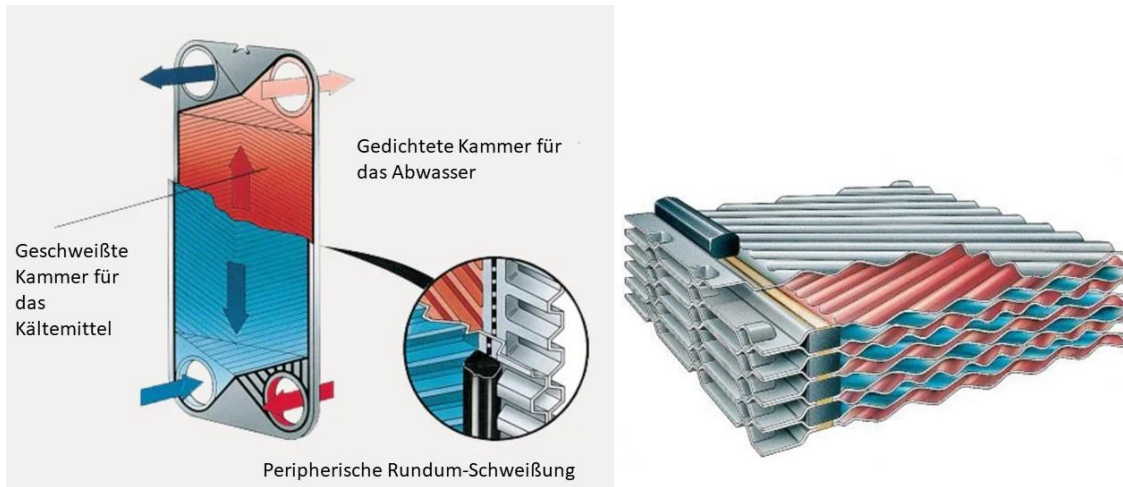


Abbildung 20: Semi-geschweißter Plattenwärmetauscher (Quelle: AlfaLaval)

8.1.2.2 Rohrbündelwärmetauscher

Eine andere Möglichkeit ist die Nutzung von Rohrbündelwärmetauschern (RBWT), bei denen das Abwasser rohrseitig und das Kältemittel mantelseitig fließt. Die wärmeübertragende Fläche der Rohrbündel ist im Vergleich zu den Plattenwärmetauschern geringer, der RBWT ist daher weniger effizient und nimmt mehr Platz in Anspruch.

Dafür gibt es beim RBWT eine weitere Möglichkeit zur Reinigung der Rohre. In molchbaren Systemen werden Reinigungskugeln, sog. Molche, durch die Rohre geleitet, um Mico-Fouling entgegenzuwirken (s. Abbildung 21). Zudem kann die Rohrseite des RBWT mit Druckwasser gereinigt werden, ohne dass die Mantelseite betroffen ist. In der Investition sind Rohrbündelwärmetauscher i.d.R. teurer als Plattenwärmetauscher.

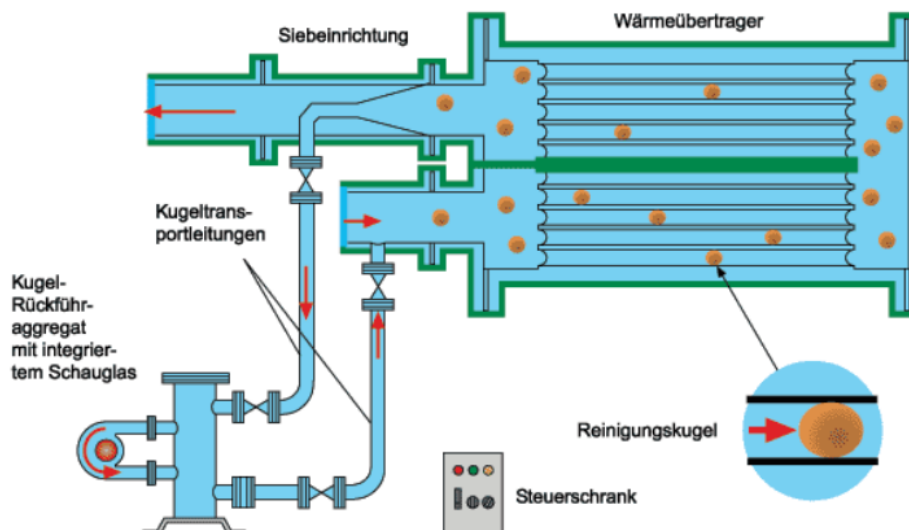


Abbildung 21: Rohrbündelwärmetauscher mit automatischer Reinigung der Wärmetauscherrohre mit Reinigungskugeln. (Quelle: Taprogge GmbH)

Alternativ können zum Vorbeugen des Foulings auch Filtersysteme eingesetzt werden, die das Abwasser vor Eintritt in den Wärmetauscher reinigen. Hier kann u.a. auf bewährte, mehrstufige Systeme aus der Prozesswasseraufbereitung zurückgegriffen werden. Diese reinigen das Wasser mittels Quarzsand

und Aktivkohle, setzen Salzsäure gegen Eisen oder Elektrolyse zur Filterdesinfektion ein. Die Filterstufen werden auf eine bestimmte einzuhaltende Partikelgröße ausgelegt.

Um die optimale Kombination aus Wärmetauscher und Reinigungsprozessen zu ermitteln sind standortspezifische Wasseranalysen in Bezug auf Konzentrationen und Partikelgrößen von Chloriden, Phosphaten und Bakterien durchzuführen und zu bewerten.

8.1.3 Vordimensionierung und Platzbedarf des Wärmetauschers

Die benötigte elektrische Leistung des Wärmetauschers ergibt sich aus Leistung und JAZ der Wärmepumpe. Bei einer Wärmepumpe mit ca. 4 MW_{th} und einer JAZ von 3,5 bis 4 ergibt sich somit eine

$$\begin{aligned} \text{elektrische Leistung} &= \text{thermische Leistung WP} / (\text{JAZ} - 1) = 4 \text{ MW} / (3,5 \text{ bis } 4 - 1) \\ &= 1 \text{ bis } 1,6 \text{ MW} \end{aligned}$$

und folglich die

$$\begin{aligned} \text{Leistung Wärmetauscher} &= \text{thermische Leistung WP} - \text{elektrische Leistung} \\ &= 4 \text{ MW} - 1 \text{ bis } 1,6 \text{ MW} = 2,4 \text{ bis } 3 \text{ MW} \end{aligned}$$

Der Platzbedarf für mehrere Wärmetauscher, die einer Gesamtleistung von ca. 2,5 MW entsprechen, liegt inkl. Platzreserven für Peripherie wie Verrohrung und Arbeitswege für Wartung etc. je nach Art und Hersteller bei ca. 40 m².

8.1.4 Simulation der Versorgungsvariante

Zur Ermittlung des transienten Verhaltens des Gesamtsystems wurde eine Simulation für den 1. BA in TRNSYS aufgesetzt. Als Ergebnis der Simulation können erzeugerspezifische Anteile an der Wärmeversorgung ermittelt werden. Darüber hinaus zeigt sich, mit welcher Effizienz die Wärmepumpe über das Jahr hinweg betrieben werden kann. Der vereinfachte Aufbau des Simulationsmodells ist in Abbildung 22 dargestellt.

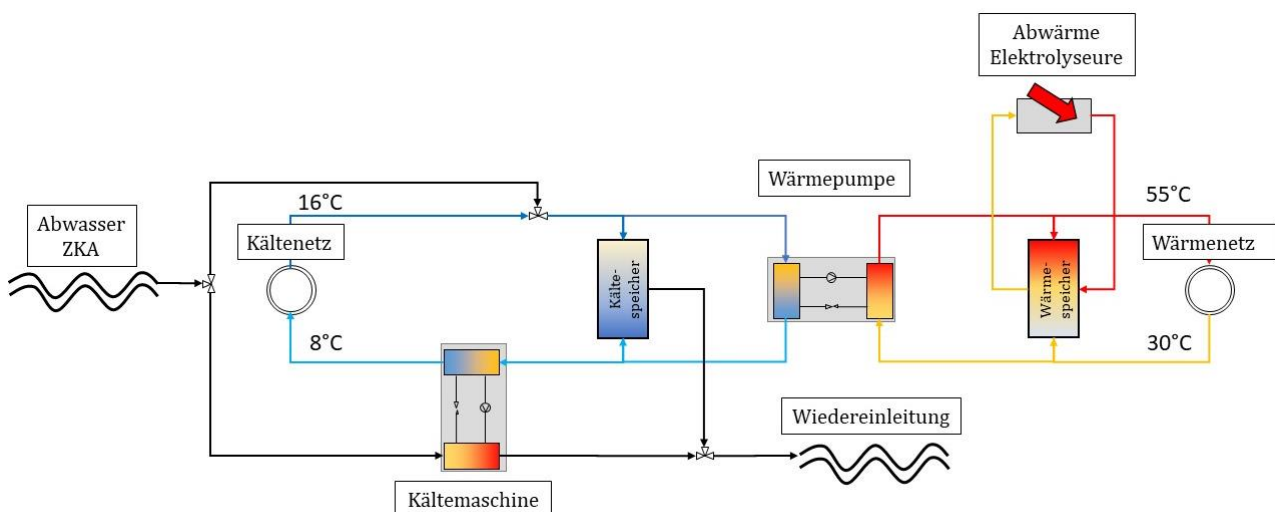


Abbildung 22: Vereinfachter Aufbau der Simulationsumgebung.

Die in der Simulation abgebildete Wärmepumpe besitzt in Abhängigkeit der Abwassertemperaturen eine Wärmeleistung zwischen 2.000 kW und 3.000 kW und ist zur Laufzeitflexibilisierung hydraulisch über einen Kältespeicher und einen Wärmespeicher in das Netz eingebunden. Da zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht final feststeht, in welcher Höhe und zu welchen Zeiten Bedarfe an Raumklimakälte anfallen, werden die Fragen der Wärme- und Kälteversorgung getrennt nacheinander beantwortet:

8.1.4.1 Netzgebundene Wärmeversorgung durch eine Abwasser-Wärmepumpe und Abwärme

In diesem Szenario wird eine reine Wärmeversorgung unterstellt. In diesem Fall dient das Abwasser aus der Kläranlage als Wärmequelle für den Betrieb der Wärmepumpe. Die Auswertung der zur Verfügung gestellten Zeitreihen zu Temperatur und Ablaufmenge legen offen, dass die notwendige Wärmequellenleistung ganzjährig für den Betrieb der Wärmepumpe ausreichend ist. Der Entzug wird in der Simulation mit 3 K angesetzt.

Als zweite Wärmequelle wird die Abwärme aus zwei in der direkten Nachbarschaft zum Projektgebiet geplanten Elektrolyseuren genutzt (s. hierzu auch Kapitel 4.2). Das Temperaturniveau der Abwärmequelle liegt lt. Aussage des künftigen Betreibers IWES im Bereich zwischen 50 und 70 °C und ist abhängig von Typ und Bauweise der Elektrolyseure. Für die Simulation wird von einer nutzbaren Temperatur von 60 °C ausgegangen und einer maximalen nutzbaren Wärmeleistung von 1.300 kW. Um eine zeitliche Auflösung der Abwärmequelle für die Simulation zu erhalten, wurden lokale Windgeschwindigkeiten mit der Abwärmequelle derart korreliert, dass immer dann eine Abwärmeleistung aus den Elektrolyseuren zur Verfügung steht, wenn die Windgeschwindigkeit einen gewissen Schwellenwert überschreitet. Die Korrelation folgt der vereinfachenden Logik, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten Stromüberschüsse auftreten, die von den Elektrolyseuren genutzt werden können. In Summe stehen lt. Abstimmung mit dem IWES jährlich etwa 3.800 MWh Abwärme zur Verfügung, was etwa 3.000 Vollbenutzungsstunden entspricht.

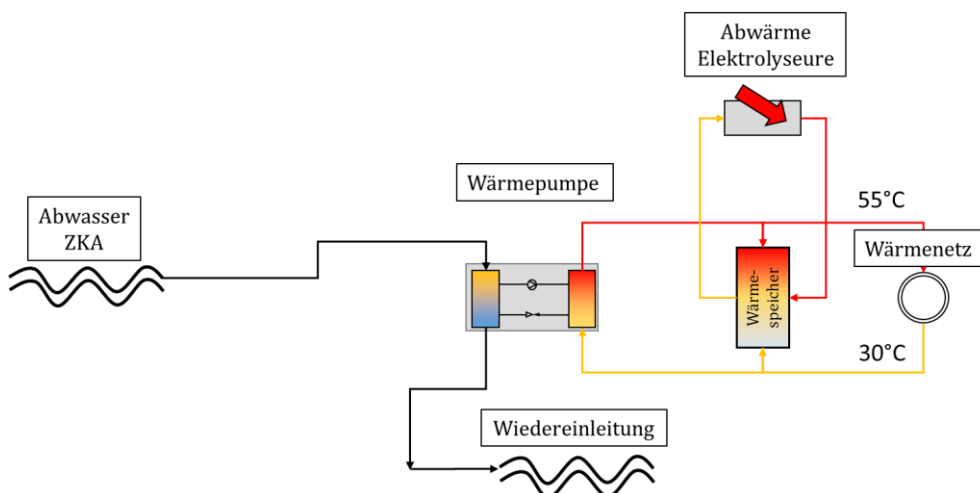


Abbildung 23: Simulationsschema Netzgebundene Wärmeversorgung.

Die Auswertung der Simulation zeigt, dass die Wärmeversorgung ab einem Wärmespeichervolumen von 50 m³ fast vollständig durch die Wärmepumpe und durch die Abwärme der Elektrolyseure gewährleistet werden kann. Etwa 4 % des jährlichen Wärmebedarfs müssten demnach durch einen zusätzlichen Spitzenlasterzeuger gedeckt werden. Bei einer Vergrößerung des Speichervolumens kann der Spitzenlastanteil auf 2 % halbiert werden (siehe Tabelle 16). Eine Verdopplung des Speichervolumens für diesen Zweck wird i.d.R. jedoch nicht wirtschaftlich darstellbar sein.

Im Sommer ist der Wärmebedarf durch den Wegfall des Raumwärmebedarfs so gering, dass die Abwärme aus den Elektrolyseuren zeitweise mit der Abwärme aus der Wärmepumpe konkurriert. Auf der anderen Seite gibt es Zeiträume, in welchen die Abnahme im Netz größer ist als die Wärmeleistung der Wärmepumpe, die Abwärmequelle (Elektrolyseur) jedoch nicht verfügbar ist. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Abwärmepotenzial aktuell nur unter getroffenen Annahmen simuliert wurde und die tatsächliche Betriebsweise der Elektrolyseure aktuell unbekannt ist. Durch eine entsprechende Regelung können die Laufzeit und der Deckungsanteil des jeweiligen Wärmeerzeugers beeinflusst und optimiert werden. Eine Zusammenfassung des Simulationsergebnisses mit unterschiedlichen Wärmespeichergrößen zeigt Tabelle 16:

Tabelle 16: Simulationsergebnis für eine netzgebundene Wärmeversorgung mit Abwärme und Wärmepumpe

Speicher [m ³]	Wärmearbeit [MWh]	Anteil Wärmepumpe	Anteil Abwärme Elektrolyseure	Anteil Spitzenlasterzeuger	Leistungszahl Wärmepumpe
50	10.500	65 %	31 %	4 %	4,2
100	10.500	67%	31 %	2 %	4,3

Die Simulation zeigt, dass unter den aktuellen Annahmen ca. ein Drittel des Wärmebedarfs aus der lokalen und kostengünstigen, da bereits aus nutzbarem Temperaturniveau vorliegenden Abwärmequelle der Elektrolyseure gedeckt werden kann. Die Nutzung der Abwärme sollte daher unbedingt weiterverfolgt und mit dem zukünftigen Betreiber IWES abgestimmt und konkretisiert werden.

8.1.4.2 Netzgebundene Kälteversorgung

Da grundsätzlich davon auszugehen ist, dass in den meisten Gewerbeflächen Raumkältebedarfe anfallen und diese perspektivisch eher steigen, wird in diesem Szenario unterstellt, dass neben der Wärmeversorgung auch eine netzgebundene Kälteversorgung erfolgt.

Die simulierten Lastgänge für Wärme und Kälte (s. Abbildung 24) verlaufen über den jahreszeitlichen Verlauf grob antizyklisch. Dennoch gibt es im Sommer einen parallelen Bedarf an Raumklimakälte und Brauchwarmwasser.

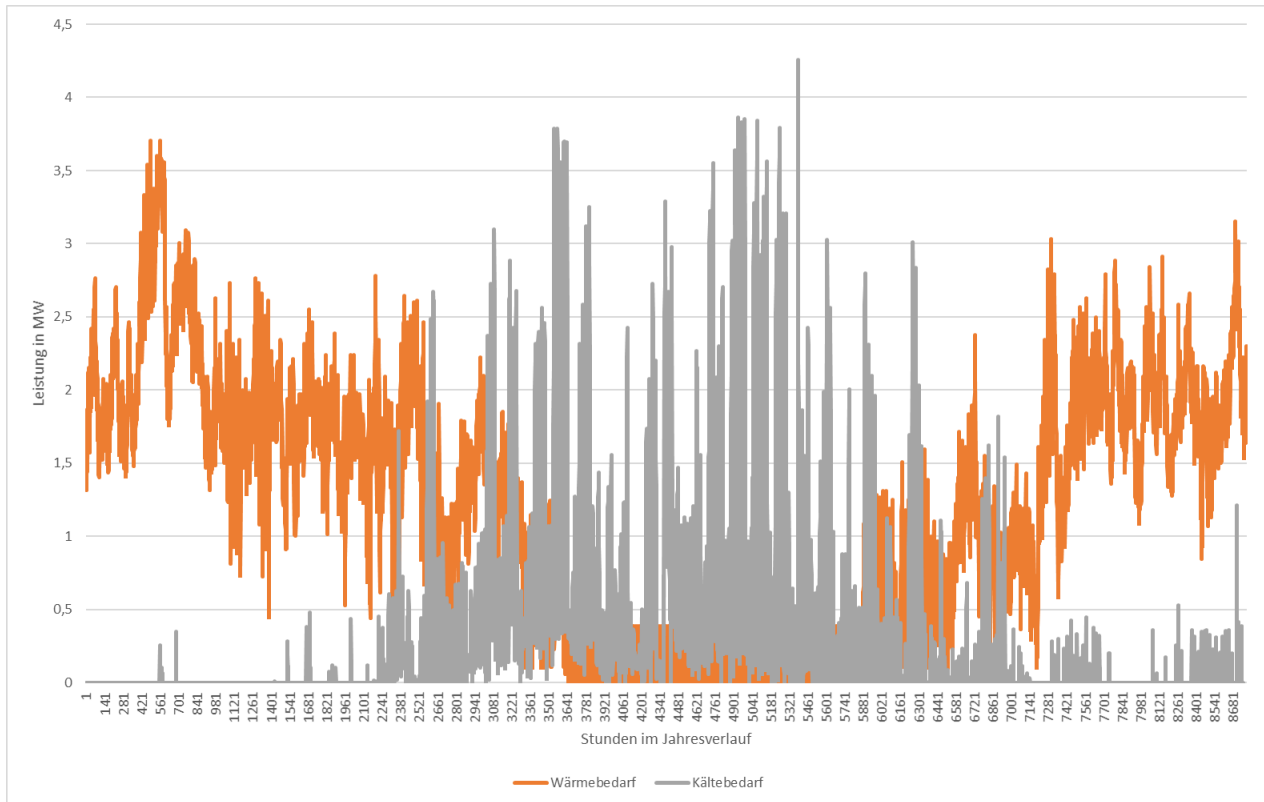


Abbildung 24: Gegenüberstellung der Lastgänge für Wärme- und Kältebedarf.

Durch die Nutzung der Kälteleistung, die bei der Verdampfung des Kältemittels entsteht, kann die Wärmepumpe auch für die Bereitstellung von Kälte eingesetzt werden. Man spricht in diesem Fall von Wärme-Kälte-Kopplung (WKK).

Das Abwasser aus der Kläranlage hat im jahreszeitlichen Verlauf Temperaturen zwischen ca. 7 °C und 23 °C. Im Kältenetz werden Temperaturen von 8 °C im Vorlauf und 16 °C im Rücklauf angenommen. Im Heizbetrieb dient das Abwasser aus der Kläranlage als Wärmequelle. Im Heizbetrieb liegt keine Kälteleistung aus dem Kältenetz an und der Kältespeicher kann als Quellspeicher genutzt werden (siehe Abbildung 25).

Heizbetrieb: Abwasser aus ZKA als Wärmequelle

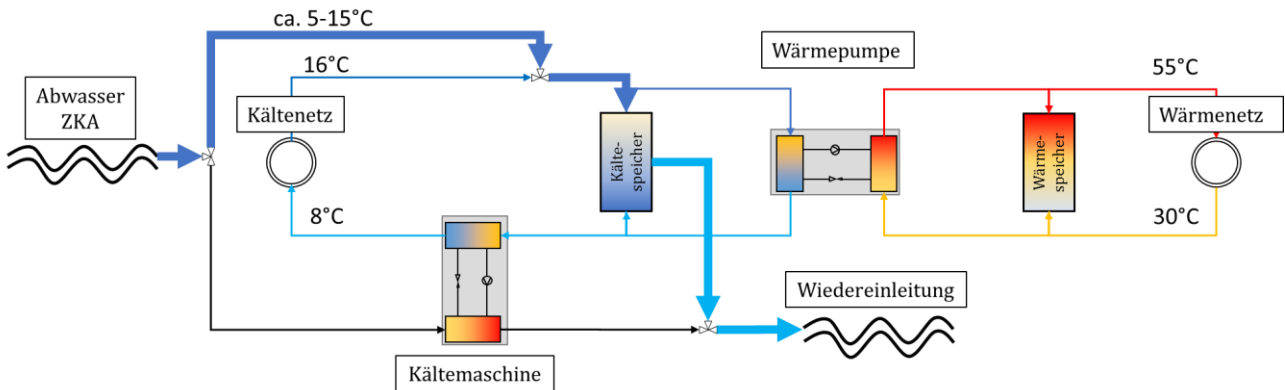


Abbildung 25: Nutzung des Abwassers während des Heizbetriebs.

Gibt es eine Kälteanforderung aus dem Kältenetz, wechselt das System in den Kühlbetrieb. Um das notwendige Kältereservoir im Kältespeicher nicht zu durchmischen, wird das Abwasser aus dem Klärwerk im Kühlbetrieb genutzt, um das überhitzte Kältemittel in der Kältemaschine zu kondensieren (siehe Abbildung 26). Eine mit (Ab-)Wasser rückgekühlte Kältemaschine hat gegenüber einer mit Luft rückgekühlten Kältemaschine erhebliche Effizienzvorteile. Die Aufwärmung des Abwassers beträgt im Regelfall weniger als 3 K.

Kühlbetrieb: Abwasser aus ZKA als Kältereservoir

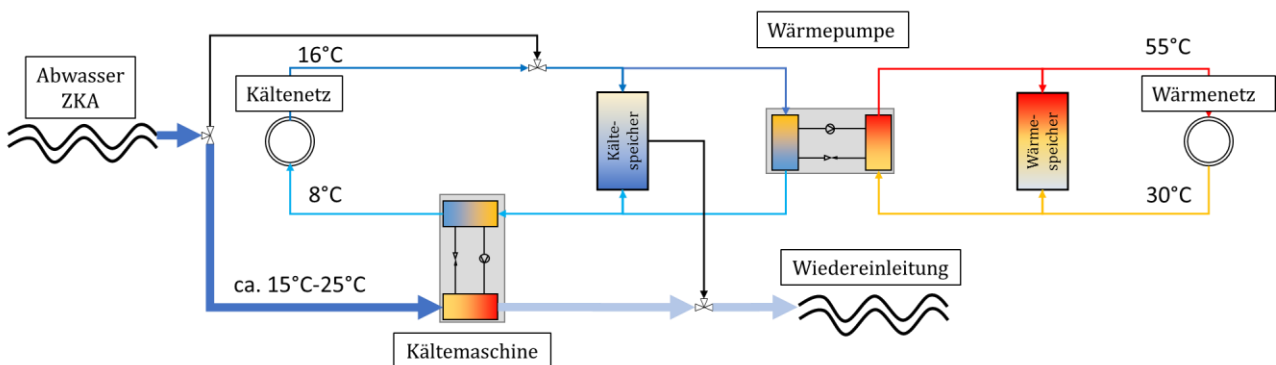


Abbildung 26: Nutzung des Abwassers während des Kühlbetriebs

Im Kühlbetrieb kann die Kälteleistung der Wärmepumpe genutzt werden, um die Grundlast des Kältenetzes zu decken. Das Ergebnis der Simulation zeigt, dass durch die Wärme-Kälte-Kopplung etwa 15 % des Kältebedarfs durch die Wärmepumpe gedeckt werden können. Dieser Anteil könnte deutlich gesteigert werden, wenn die häufigen Stillstandzeiten im Sommer reduziert würden. Durch die geringe Wärmeabnahme aus dem Wärmenetz ist der Wärmepufferspeicher im Sommer häufig vollständig durchgeladen und verhindert temperaturbedingt den Betrieb der Wärmepumpe. Dadurch kommt es zu Betriebszuständen, in welchen die Wärmepumpe aus ist, obwohl eine Kälteanforderung aus dem Kältenetz anliegt. Um diese Betriebszustände zu vermeiden gibt es die Möglichkeit, die Wärmepumpe mit zwei Kondensatoren zu planen. Wenn der Wärmepufferspeicher voll durchgeladen ist, wird hydraulisch auf den zweiten Kondensator umgeschaltet. Die Wärme wird dann zwar „vernichtet“,

allerdings verbessert sich die Effizienz im reinen Kältebetrieb der Wärmepumpe erheblich. Zudem läuft die Wärmepumpe dann insbesondere im Sommer deutlich länger und kann entsprechend bis zu 50 % des Kältebedarfs decken (siehe Tabelle 17).

Tabelle 17: Simulationsergebnis für eine netzgebundene Kälteversorgung

Flexible Rückkühlung der Wärmepumpe	Kältearbeit [MWh]	Anteil Wärmepumpe	Anteil Spitzenlastkältemaschine	Leistungszahl Wärmepumpe
Nein	2.850	15 %	85 %	3,0
Ja	2.850	50 %	50 %	4,6

8.1.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wärmeversorgungsvariante

Die Lebenszykluskosten der Versorgungsvariante setzen sich aus Investitionskosten, Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung sowie verbrauchsabhängigen Kosten z.B. für Pumpenstrom zusammen.

Die Investitionskosten für Wärmepumpen in der Größenordnung von mehreren hundert kW bis einige MW liegen inkl. der notwendigen Peripherie wie Ventile und Verrohrung, Wärmetauscher und Speicher bei ca. 1.120 €/kW. Damit ergeben sich bei der Ausbaustufe für den 1. BA und einer thermischen Wärmepumpen-Leistung von ca. 2,5 MW Investitionskosten von ca. 2,8 Mio. €. Daraus ergibt sich bei einem Zinssatz von 2 % und einer Nutzungsdauer von 18 Jahren eine Annuität von ca. 186.000 €. Die Investitionskosten sind im Weiteren insbesondere in Abhängigkeit des gewählten Wärmetauschers und der gewählten Modulgrößen der Wärmepumpe zu verifizieren.

Die Betriebskosten für Wartung und Instandhaltung betragen i.d.R. 2 % p.a. von den Investitionskosten und liegen somit bei ca. 58.000 €. In Abhängigkeit des gewählten Wärmetauschers und der tatsächlichen Wasserqualität können die Kosten variieren.

Zu den verbrauchsabhängigen Kosten zählen der Strom für die zentrale Wärmepumpe sowie der Pumpenstrom der Umwälzpumpen im Wärmenetz. Bei einem angenommenen Strompreis von 16 ct/kWh liegen diese Kosten bei ca. 280.632 € p.a. Der Strompreis ergibt sich aus einem angenommenen Börsenstrompreis von 4 ct/kWh zzgl. Stromnebenkosten und Abgaben lt. Preisblatt von Wesernetz für das Jahr 2020.

Damit ergeben sich Wärmegestehungskosten von ca. 5,712 ct/kWh.

In dieser Variante wurde das Wärmenetz ab ZKA als „warm“ mit 55 °C angenommen. Werden Wärmetauscher und Wärmepumpe erst im Projektgebiet untergebracht und der erste Abschnitt des Netzes als „kalte“ Zubringerleitung mit ca. 10 bis 20 °C ausgeführt. Verändern sich sowohl die Investitionskosten auf Grund geänderter Rohrdimensionen als auch die verbrauchsabhängigen Betriebs- bzw. Stromkosten durch eine zweite Umwälzpumpe im ersten Netzabschnitt. Umgekehrt ergeben sich durch den „kalten“ Zubringer jedoch Synergien zwischen Wärme- und Kältenetz, da hier nur eine gemeinsame Leitung gelegt werden muss.

8.1.6 Ökologische Bewertung der Wärmeversorgungsvariante

Die jährlichen CO₂-Emissionen der Versorgungsvariante liegen auf Grund des bezogenen Stroms mit einem spezifischen Emissionsfaktor von 474 gCO₂/kWh bei ca. 840 t p.a. Auf Grund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien ist der spezifische Emissionsfaktor in der Vergangenheit jährlich gesunken und wird dies voraussichtlich auch weiterhin tun. Somit sinken zukünftig auch die jährlichen Emissionen des Wärmeversorgungssystems.

8.1.7 Optimierung der Wärmeversorgungsvariante

Für die Wärmeversorgungsvariante wurde in der Simulation der vollständige Strombezug aus dem Netz der öffentlichen Versorgung zu Grunde gelegt. Es könnten jedoch auch andere Stromquellen in die Wärmebereitstellung integriert werden.

Eine Option wäre der Energiezentrale benachbarte Flächen für die Errichtung von Photovoltaik-Anlagen zur Eigenstromerzeugung vorzuhalten. Möglich wären hierfür sowohl Dachflächen benachbarter größerer Gebäude als auch Freiflächen (s. Abbildung 27 links und rechts). Die Dachfläche des L-Gebäudes liegt bei ca. 34.000 m². Bei einer nutzbaren Dachfläche von 70 % lassen sich in Ost/West-Ausrichtung ca. 1.900 kW_p installieren ca. 1.600 MWh p.a. Solarstrom erzeugen. Die PV-Erzeugung und der Strombedarf der Wärmeversorgung verlaufen über den Jahresverlauf relativ antizyklisch (Wärmebedarf vorrangig im Winter, Solarerzeugung vorrangig im Sommer), so dass lt. Simulation eine Eigenstromquote von nur 17 % erreicht wird. Der verbleibende Solarstrom könnte in den umliegenden Gebäuden genutzt oder ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist werden. Die Investitionskosten für die Photovoltaik lägen bei ca. 2 Mio. €. Die Wärmegestehungskosten lägen damit bei ca. 5,691 ct/kWh. Die CO₂-Emissionen würden um ca. 130 t CO₂ p.a. reduziert.



Abbildung 27: Potenzialflächen Photovoltaik im Norden des Projektgebiets

Eine weitere Möglichkeit wäre die Eigenstromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung in Form eines Blockheizkraftwerks. Hier wäre zunächst die Frage des Brennstoffs zu klären. Um keine fossilen Brennstoffe in die bisher lokale Abwärmenutzung einzubringen, sollten hier Biomethan oder feste Biomasse

zum Einsatz kommen. Da die zusätzliche Wärme des BHKW im Projektgebiet jedoch die lokalen, klimafreundlichen und günstigen Wärmemengen aus der ZKA und den Elektrolyseuren verdrängen würde, wird diese Möglichkeit nicht empfohlen.

Zukünftig ergeben sich ggf. weitere Möglichkeiten wie die lokale Überschussstromnutzung, in Zeiten in denen Windstrom anfällt, aber in der Region nicht verwendet und nicht in weitere entfernte Stromnetzgebiete transportiert werden kann. Hier bedarf es jedoch zunächst einer Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. einer Dynamisierung der staatlich induzierten Preisbestandteile, da sich bis heute die Schwankungen des Börsenpreises des Stroms gegenüber den Abgaben kaum auf den Gesamtpreis auswirken und so die Nutzung von Überschussstrom heute i.d.R. nicht wirtschaftlich darstellbar ist.

8.2 „Kaltes Netz“ und dezentrale Wärmepumpen

Alternativ kann das ca. 10 bis 20 °C grädige Abwasser über das Quartiersnetz verteilt werden. Hierbei erfolgt eine indirekte Übergabe mittels Wärmetauscher zwischen Abflusskanal der ZKA und dem Wärmenetz im Projektgebiet, wobei ca. 2 bis 3 K im Wärmetauscher verloren gehen. Die am Netz angeschlossenen Verbraucher nutzen die Energiequelle, um bedarfsabhängig mittels dezentralen Wärmepumpen ihren Wärme- und Kältebedarf zu decken. Hierbei können sowohl Raumheizung und Brauchwarmwasser als auch Raumklimatisierung zur Verfügung gestellt werden. Mit anwendungsspezifischen Anlagen können sogar Prozesswärme und -kälte bereitgestellt werden. Hierfür wäre dann im Einzelfall das Potenzial des Netzes zu prüfen. Verbraucher, die Wärme benötigen, können dabei an den VL des Netzes, Verbraucher, die zusätzlich oder ausschließlich Kälte benötigen, werden zudem an den RL angeschlossen. Für Verbraucher, die verschiedene Temperaturniveaus zur Verfügung stellen sollen, ist der individuell optimale Anschluss zu bewerten. Im optimalen Fall nähern sich VL- und RL-Temperatur im Netz an, ggf. kann sogar nur eine Leitung betrieben werden, aus der sowohl Wärmepumpen zur Wärme- als auch zur Kältebereitstellung gespeist werden. Im Betrieb würde das Netz zeitweise „stehen“, die Entnahmen und Rückflüsse der einzelnen Verbraucher gleichen sich in diesem Fall aus. Nur wenn ein gewisser Überhang in die eine oder andere Richtung besteht, wird Energie bzw. Wärme aus dem Abwasser der ZKA entzogen und ins Netz verteilt, oder Wärme an den Abfluss der ZKA abgegeben.

8.2.1 Direkte Nutzung des Abwassers

Um den Verlust des Wärmetauschers zu vermeiden, wurde alternativ die direkte Nutzung und Verteilung des gereinigten Abwassers geprüft. Das Abwasser ist gereinigt und die vorliegenden Wasseranalysen zeigen, dass die Grenzwerte verschiedener Schadstoffe eingehalten werden. Dennoch kann das Abwasser Eigenschaften haben, die dem Wärmenetz und den angeschlossenen Komponenten (Wärmetauschern, Wärmepumpen, Armaturen etc.) schaden würden:

- Mineralische Partikel, Schlamm(flocken), insbesondere nach stärkeren Regenfällen
- Organische Partikel (Bakterien o.ä.)
- Chloride aus Fällungsprozessen des Klärwerks
- ph-Wert
- elektrische Leitfähigkeit auf Grund von enthaltenen Salzen
- Sauerstoffgehalt
- Kalk

Während Schlamm oder andere Partikel die Wärmetauscher verstopfen und sich im Wärmenetz ablagern würden, sorgen zu niedrige pH-Werte, eine zu hohe Leitfähigkeit und ein zu hoher Sauerstoffgehalt für Korrosion. Mögliche Gegenmaßnahmen gegen die Verschlammung wie Filter würden innerhalb kürzester Zeit zugesetzt und verstopfen. Bzgl. der Demineralisierung des Wassers zur Entsalzung, Entkalkung und Erhöhung des pH-Wertes ist eine aufwändige und entsprechend teure Aufbereitung des Wassers notwendig und aktuell nicht zu empfehlen. Auch eine Ausführung des Netzes mit korrosionsresistenten Materialien ist möglich, aber vergleichsweise teuer und schützt dennoch i.d.R. nicht vollständig vor Korrosionsschäden. Aktuell wird daher eine indirekte Nutzung und eine regelmäßige Reinigung des eingesetzten Wärmetauschers empfohlen. Um alternativ die direkte Nutzung weitergehend zu prüfen, wären weitere Wasseranalysen bzgl. pH-Wert, elektrischer Leitfähigkeit und Sauerstoffgehalt notwendig.

8.2.2 Indirekte Nutzung des Abwassers: Frostschutz nötig

Da das Abwasser im Winter zeitweise nur etwa 7 bis 8 °C hat und weitere ca. 3 K im Wärmetauscher verloren gehen können, rutscht die Netztemperatur im RL nach Entnahme durch die dezentralen Nutzer in Minustemperaturen. Um das Einfrieren des Netzes bei zu niedrigen Temperaturen zu vermeiden, kann das Netz mit einem Glykol-Wasser-Gemisch betrieben werden. Da Glykol als wassergefährdender Stoff eingestuft wird, sind hier besondere Anforderungen zu berücksichtigen. Beispielsweise ist das Netz doppelwandig und inkl. eines Leckwarnsystems auszuführen oder durch alternative Maßnahmen ein gleichwertiges Sicherheitsniveau zu erreichen. Alternativ kann eine Unterteilung des Netzes mittels Absperungen in einzelne Abschnitte erfolgen, um bei Leckagen den Austritt zu begrenzen.

8.3 Möglicher Leitungsverlauf der Einbindung

Für den Transport der ZKA-Abwärme zum Nahwärmenetz im Projektgebiet bestehen mehrere Möglichkeiten mit verschiedenen Konfigurationen. Die veränderbaren Stellschrauben betreffen dabei folgende Aspekte:

- Die Wärme aus dem Abwasser kann entweder über einen Wärmetauscher auf ein anderes Medium (z.B. Vollentsalztes (VE-) Wasser, Sole) übertragen werden. Alternativ kann das Abwasser direkt in das Nahwärmenetz geleitet werden (s. Abbildung 28).
- Es kann eine zentrale Temperaturerhöhung mittels Wärmepumpe vorgesehen werden oder alternativ ein „kaltes Nahwärmenetz“ betrieben werden, in dem die Nutzer dezentralen Wärmepumpen ihr individuelles Temperaturniveau bereitstellen.
- Der Ort der Wärmeübertragung und ggf. Anheben der Temperatur mittels Wärmepumpe kann entweder auf dem Gelände der ZKA oder in einer Heizzentrale auf dem Plangebiet Luneplate erfolgen (s. Abbildung 28).

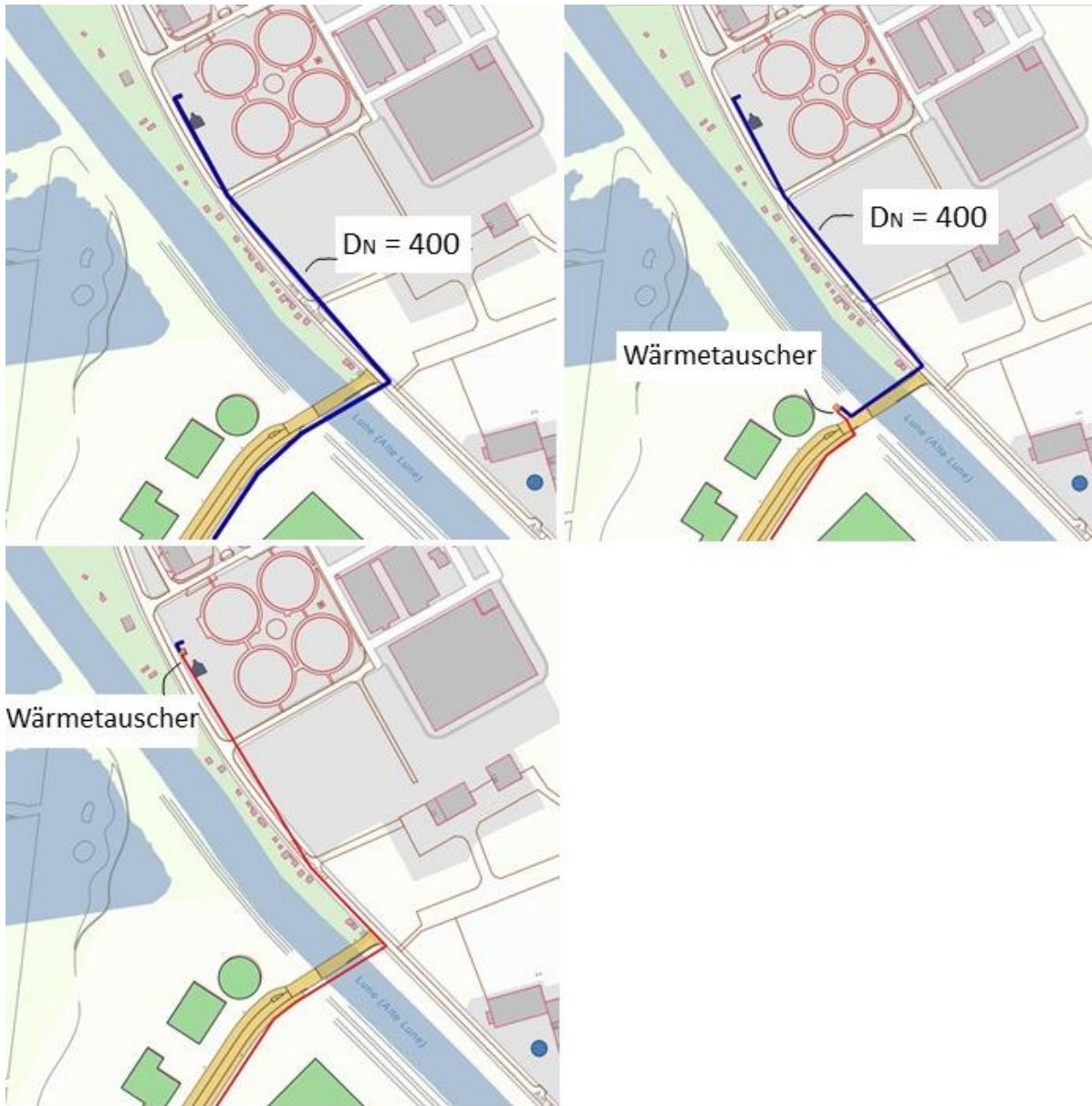


Abbildung 28: Optionen der Wärmeauskopplung. Oben links: direkte Abwassernutzung / Oben rechts: Wärmeübertragung auf ein zweites Medium mittels Wärmetauscher auf dem Plangebiet / Unten links: Wärmeübertragung auf ein zweites Medium auf ZKA-Gelände.

- Die Querung der Lune kann auf Höhe des Ablaufpumpwerks oder bei der geplanten Straßenquerung der Lune (zu errichtende Brücke) erfolgen (s. Abbildung 29). Auf Höhe des Ablaufpumpwerks wäre sowohl eine Überquerung der Lune als auch ein Düker zur Unterquerung möglich. In jedem Fall ist die Straße „Am Luneort“ zu über- oder unterqueren.
- Wird die Lune bei der Brücke gequert, so ist die Leitungsführung bis zur Brücke (auf ZKA-Seite) entweder auf ZKA-Gelände oder versetzt dazu an der Straße entlang auf öffentlichem Gebiet im Grünstreifen möglich. Im weiteren Planungsverlauf sollten die Verläufe der Wasser- und

Stromleitungsführungen auf dem Gelände der Fischerei Betriebsgesellschaft mbH (FBG), welches die ZKA umgibt, berücksichtigt werden.

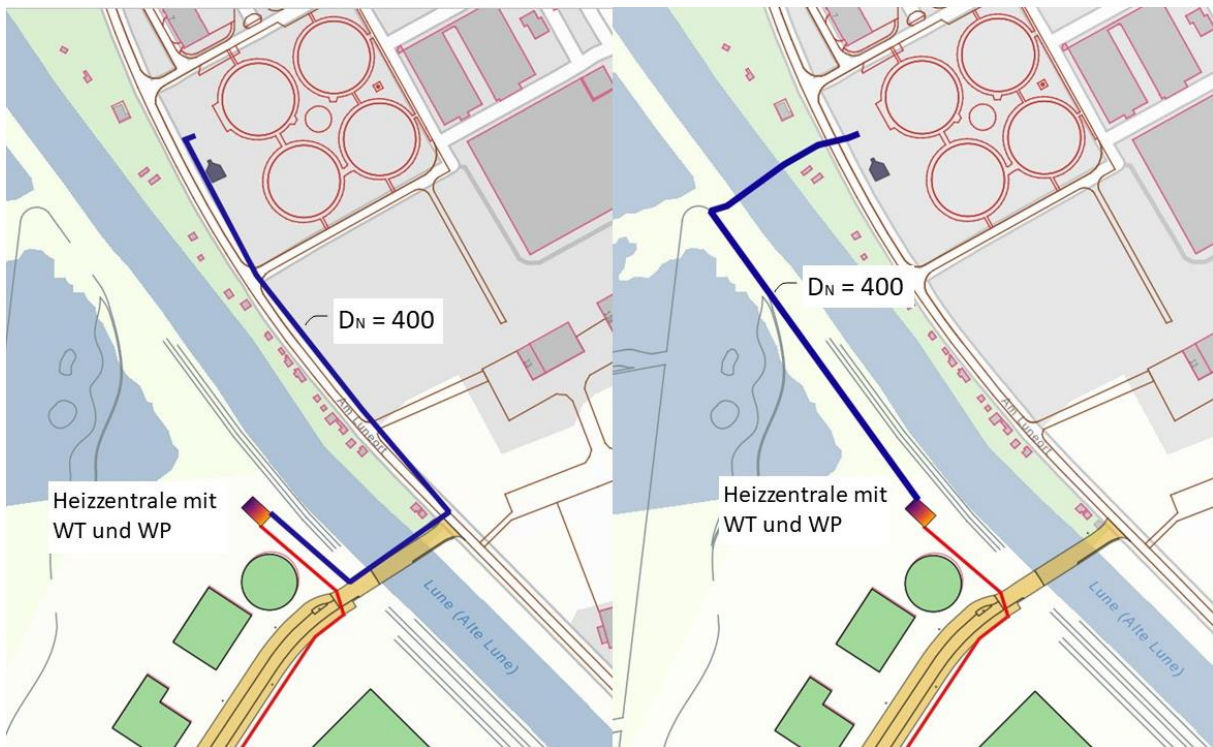


Abbildung 29: Optionen zur Lunequerung der Wärmeleitung. Links: bei der geplanten Straßenquerung der Lune (Brücke) oder Rechts: nördlich mit anschließender Leitungsführung auf dem Plangebiet.

8.4 Kältemittel

Zum Betrieb des Systems aus Wärmetauscher und Wärmepumpe kommen verschiedene Kältemittel in Frage. Heute werden vorrangig FKW- oder FCKW-Kältemittel (synthetische Kältemittel) eingesetzt. Diese haben i.d.R. einen relativ hohen GWP- (global warming potential) und ODP-Wert (ozone depletion potential). Die EU hat daher bereits begonnen, über die F-Gas-Verordnung klimaschädliche synthetische Kältemittel schrittweise vom Markt zu nehmen oder die Mengen im Markt zu beschränken, wodurch teilweise die Verfügbarkeit der noch erlaubten Kältemittel sinkt und deren Preise steigen.

In einem nachhaltigen und zukunftsfähigen Energiesystem sollten zunehmend natürliche, klimafreundliche Kältemittel eingesetzt werden, die kein Ozonzerstörungspotenzial und eine geringere Treibhausgaswirkung als synthetische Kältemittel besitzen. Zu diesen Kältemitteln zählen beispielsweise Kohlendioxid, Ammoniak, Propan und Butan.

Letztere beide sind brennbar und erfordern daher einen erhöhten technischen Sicherheitsaufwand. Ammoniak und Kohlendioxid erfordern aufgrund ihrer thermodynamischen Eigenschaften einen höheren technischen Aufwand bei der Auslegung des Systems. Der Umgang mit Kältemitteln erfordert i.d.R. eigens geschulte und zertifizierte Kältetechniker, um unnötiges Entweichen in die Atmosphäre zu vermeiden.

Bei einer Konfiguration der Wärmepumpe und des Wärmetauschers, die eine Wärmeübertragung zwischen gereinigtem Abwasser und Kältemittel vorsieht, sollte bei der Auswahl des Kältemittels auch die eventuell erforderliche regelmäßige manuelle Reinigung des Wärmetauschers (vgl. 8.1.2) berücksichtigt werden. Wird ein Kältemittel mit hoher Gefährdungsstufe verwendet, kann die Reinigung eines Plattenwärmetauschers möglicherweise kosten- und zeitaufwendig sein. Lösungen hierfür können Reinigungsvorgänge sein, bei denen die Kältemittelseite des Wärmetauschers nicht von der Reinigung betroffen ist.

8.5 Kälteversorgung

Die Möglichkeit der Wärme-Kälte-Kopplung wurde in Zusammenhang mit der empfohlenen Wärmeversorgungsvariante unter Nutzung der Abwasserabwärme aus der ZKA für den ersten Bausabschnitt simuliert. Die Kälteerzeugung der auf den Wärmebedarf ausgelegten Wärmepumpe ist hierbei nicht zu allen Zeiten ausreichend, die hohen Leistungen des Kältebedarfs zu decken. Daher wird die Wärmepumpe für eine zentrale Kälteversorgung um eine Spitzenlast-Kältemaschine ergänzt. Alternativ kann die Kälte auch individuell und dezentral nach Bedarf der einzelnen Gebäude und Nutzer zur Verfügung gestellt werden. Als dritte Variante wird wie beim Wärmenetz ein hybrides oder „kaltes“ Netz bei 10 bis 20 °C betrachtet, bei dem die Abnehmer ihren Kältebedarf dezentral durch Wärmepumpe bereitstellen. Um die Kälteversorgungsvarianten miteinander zu vergleichen, wurden in Tabelle 18 technische, wirtschaftliche und ökologische Kriterien gegenübergestellt. Da auch hier wie beim Wärmenetz auf Grund der Komplexität und der Vielzahl an Abnehmern im aktuellen Projekt nicht simuliert werden konnte, können hier teilweise nur qualitative Aussagen getroffen werden.

Tabelle 18: Kriterien zur Bewertung der Kälteversorgungsvarianten

	Klimakälteversorgung zentral	Klimakälteversorgung dezentral	Kälteversorgung Hybrid
Temperaturniveau	8/16	individuell	Individuell
Angenommener Kältebedarf	2.850 MWh p.a. für den 1. BA	2.850 MWh p.a. für den 1. BA	2.850 MWh p.a. für den 1. BA
Bereitstellung Klimakälte	Netz, zentrale WP (ca. 50 %) + Spitzenlastkältemaschine (ca. 50 %)	Individuell und dezentral	Individuell und dezentral
Installierte Leistung	Bei gleichem Bedarf niedriger als dezentral, da Gleichzeitigkeitsfaktor greift	Bei gleichem Bedarf höher als im Netz, da Gleichzeitigkeitsfaktor entfällt	Bei gleichem Bedarf höher als im Netz, da Gleichzeitigkeitsfaktor entfällt
Investitionskosten	Ca. 4,6 Mio. € für Kältenetz und Spitzenlastkältemaschine; Wärmepumpe = sowieso-Investition des Wärmenetzes	Ca. 5,6 Mio. € für dezentrale Kälteerzeuger Höhere Investitionskosten für Kälteerzeuger in der Größenordnung von ca. 50 bis 100 kW	Höher als A und B, da sowohl Kosten für das Netz, für dezentrale Wärmepumpen als auch eine notwendige Balance Unit anfallen.



	Geringere spez. Investitionskosten für Kälteerzeuger in der Größenordnung von mehreren hundert kW		
Investitionskostenträger	Kältenetzbetreiber / -Errichter	Nutzer	Kältenetzbetreiber und Nutzer
Strombedarf	Wärmepumpe, Kältemaschine und Umwälzpumpe im Netz	Dezentrale Kälteerzeugung	Wärmepumpe, Kältemaschine und Umwälzpumpe im Netz + dezentrale Kälteerzeugung
Betriebskosten	Ca. 118.037 € p.a. bei Strompreis von 16 ct/kWh (davon ca. 19.200 € für die Umwälzpumpe der Kälteverteilung und ca. 98.837 € für die Kältebereitstellung)	Ca. 110.680 € p.a. bei Strompreis von 16 ct/kWh für die Kältebereitstellung	Strombedarf für Kältebereitstellung zwischen zentral und dezentral zzgl. Strombedarf für Umwälzpumpe.
Effizienz der Kältebereitstellung	Ca. 4,5 bis 4,6, da Rückkühlung gegen Abwasser möglich	Ca. 4,1, da Rückkühlung gegen Luft	In der Grundlast wie zentral, in der Spitzenlast wie dezentral
Kältegestehungskosten	Ca. 132 €/MWh	Ca. 180 €/MWh	Höhere Investitionen als A und B sowie tendenziell höhere Betriebskosten.
Flexibilität / Modularisierung	Entscheidung über die Verlegung des Netzes ist vorab zu treffen Temperatur im Netz wird zentral vorgegeben und ist auf Grund der Netzdimensionen später nur begrenzt zu ändern	Kälteerzeuger können nach Bedarf installiert werden Leistung und Temperatur können individuell gewählt werden	Entscheidung über die Verlegung des Netzes ist vorab zu treffen Kälteerzeuger können nach Bedarf installiert werden Leistung und Temperatur können individuell gewählt werden
Emissionen	Ca. 350 t CO ₂ p.a.	Ca. 330 t CO ₂ p.a.	Ähnlich wie A

In Zusammenhang mit der empfohlenen Wärmeversorgung unter Nutzung der ZKA-Abwärme und unter den aktuell angenommenen Klimakältebedarfen in den drei Szenarien Basis, Mittel und Hoch wird eine zentrale Kälteversorgung unter Nutzung der Wärme-Kälte-Kopplung empfohlen. Fallen die

tatsächlichen Kältebedarfe deutlich geringer aus – z.B. in der Größenordnung von weniger als 50 % der angenommenen Bedarfe – verschiebt sich die Entscheidung zu Gunsten der dezentralen Versorgung. Kosten und Nutzen des Kältenetzes könnten optimiert werden, in dem das Kältenetz so dimensioniert wird, dass gekoppelte Kälte aus der Wärmepumpe mit Rückkühlung gegen das Abwasser in bestimmten Vorzugsgebieten bereitgestellt wird und durch dezentrale Kältemaschinen für Spitzenlasten und in den nicht vom Kältenetz erschlossenen Gebieten ergänzt wird. Dadurch entfallen zunächst zusätzliche Investitionen in dezentrale Kälteerzeuger, bis ein relevanter Absatz erfolgt und die Kosten für das Kältenetz können deutlich reduziert werden.

Um die frühzeitige Entscheidung für ein Kältenetz unter der Unsicherheit unbekannter Kältebedarfe zu unterstützen, werden im Kapitel 10 Hinweise zur Modularisierung und schrittweisen Erschließung des Plangebiets gegeben.

9 Fördermöglichkeiten

Es besteht die Möglichkeit, für das geplante Wärmenetz eine Investitionsförderung durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0) zu beantragen. Diese Förderung ist für Wärmenetzsysteme mit einem überwiegenden Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme. Gefördert werden zunächst Machbarkeitsstudien mit bis zu 60 % der förderfähigen Ausgaben (Modul I). In einem weiteren Modul II kann die Realisierung eines Wärmenetzsystems 4.0 mit insgesamt bis zu 50 % (40 % bei nicht-KMU) des förderfähigen Investitionsvorhabens bezuschusst werden. Modul I ist für die Genehmigung von Modul II nicht unbedingt zu beantragen, es kann auch im Modul II eine entsprechende Machbarkeitsstudie mit eingereicht werden. Konkrete Anforderungen an die Machbarkeitsstudie wären mit dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) als Fördermittelgeber abzustimmen. Außerdem können ergänzend dazu auch Maßnahmen zur Kundeninformation zur Erhöhung der Anschlussquote an das Wärmenetz mit bis zu 80 % gefördert werden (Modul III).³⁰

Antragsberechtigt für das Modul II sind u.a. Unternehmen, Kommunen und kommunale Betriebe. Förderfähig sind alle Investitionen in die Komponenten des Wärmenetzsystems, dazu gehören die für die Verteilung, die Erzeugung (inklusive Erschließung der Wärmequellen) und die Speicherung erforderlichen Komponenten. Auch regelungs- und steuerungstechnische Komponenten des Wärmenetzes und Planungsleistungen sind im Rahmen von Modul II förderfähig. Die Systemgrenzen stellen die Hausübergabestationen der zu versorgenden Endkunden dar. Ausnahmen gelten für Wärmeeerzeuger und -speicher, die essenziell für das Wärmenetz sind und sich im Eigentum des Wärmenetzbetreibers befinden.

Bedingungen für die Förderfähigkeit des Vorhabens bzw. Anforderungen für ein Wärmenetzsystem 4.0 sind insbesondere folgende:

- Das Wärmenetzsystem deckt mindestens 90 % des Wärmebedarfs der angeschlossenen Kunden
- Die Komponenten befinden sich mindestens die ersten zehn Betriebsjahre im Besitz des Antragsstellenden. Die Antragsstellenden können nach erfolgreicher Antragsstellung i.d.R. das Wärmenetz an einen Contractor übertragen, im konkreten Einzelfall sollte dies mit dem BAFA abgesprochen werden.

³⁰ https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html



- Innovationskriterium: mindestens 50 % der jährlich eingespeisten Wärmemenge muss aus geo-, solarthermischen Anlagen oder Wärmepumpen erzeugt werden
- Wird Biomasse oder Abwärme verwendet, um das Innovationskriterium zu erfüllen, so müssen weitere Innovationskriterien erfüllt sein (z.B. Flexibilisierung durch Speicherung, Digitalisierung, etc.). Abwärme ist jede unvermeidbare Wärmemenge, die als Nebenprodukt in Prozessen einer bestehenden Industrieanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ohne Zugang zu einem Wärmenetzsystem ungenutzt in die Luft oder ins Wasser abgeleitet werden würde. Die Wärme des Kläranlagen-Auslaufs gilt nach anzuwendender Begriffsbestimmung des EE-WärmeG als Abwärme. Daher sollte mit dem BAFA geklärt werden, inwieweit die genannten zusätzlichen Innovationskriterien bereits durch das vorliegende Konzept erfüllt sind, bzw. welche Auswirkungen sich für den weiteren Planungsverlauf ergeben (Wärmespeicherung, Netzausgestaltung: niedriges Temperaturniveau, etc.).

Die Förderhöhe ergibt sich aus einer Grundförderung von 40 % (KMU) bzw. 30 % (andere). Zusätzlich ist eine Nachhaltigkeitsprämie von bis zu 10 % vorgesehen, deren Höhe sich nach dem Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmeerzeugung richtet (EE-Quote). Für die Berechnung der EE-Quote wird zwischen fossiler, regenerativer (Biomasse) und brennstofffreier regenerativer Erzeugung (Solarthermie, Umweltwärme, Geothermie, Abwärme, stromnetzdienliches PtH) unterschieden. Je höher der Anteil der brennstofffreien regenerativen Erzeugung, desto höher ist die EE-Quote und damit die Nachhaltigkeitsprämie.³¹

³¹ Die genaue Berechnungsmethodik ist beschrieben in BAFA (2019): Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0. Modul II: Antragsstellung und Verwendungsnachweis. (URL: https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/wns_4_m2_merkblatt_realisierung.pdf?jsessionid=3374F8DC585EB3B4722F8A3492FE1D62.2_cid390?__blob=publicationFile&v=7)

10 Modularisierung der Energieversorgung

Auf Grund der aktuell noch unklaren Bedarfe und der schrittweisen Erschließung und Ansiedlung von Unternehmen im Projektgebiets empfehlen sich Versorgungsvarianten, die entsprechend der Ausbaustufen des Projektgebiets und den tatsächlichen individuellen Bedarfen der zukünftigen Nutzer modular angepasst werden können.

10.1 Zentrale Wärmeversorgung

Die Versorgungsvariante aus Abwasserwärme der ZKA, Wärmepumpe und Abwärme der Elektrolyseure des IWES bietet gute Möglichkeiten zur Modularisierung in Abhängigkeit der stufenweisen Entwicklung des Gebiets. Mehrere Wärmepumpenmodule mit ggf. unterschiedlichen Leistungen können zusammengeschlossen werden. Hier ist in den weiteren Planungsphasen zu prüfen, ob in Abhängigkeit der zeitlichen Erschließung mehrere Module oder eine zunächst überdimensionierte Wärmepumpe mit mehreren Verdampfern, die einen Teillastbetrieb ermöglichen, errichtet werden sollen. Auch die notwendige Gesamtleistung des Wärmetauschers zum Abwasser kann aus mehreren einzelnen Wärmetauschern zusammengesetzt werden.

Teilweise gehen bei der schrittweisen Erschließung Kostenvorteile verloren. Zum einen tritt dieser Effekt durch entfallende Skaleneffekte bzw. höhere spezifische Kosten bei kleineren Anlagen und zum anderen durch den wiederholten Anfall von Baunebenkosten wie Planung und Begleitung der Ausführung ein.

Die Entnahmestelle des Abwassers bei der ZKA sollte von Anfang an auf den potenziellen Bedarf im Endausbau ausgelegt und vorbereitet werden, um die Eingriffe in den Betrieb der ZKA möglichst gering zu halten.

10.2 Wärmenetz

Unter dem aktuell angenommen Brauchwarmwasseranteil von ca. 20 % wird die Verlegung eines Wärmenetzes auf einem Temperaturniveau von 55 °C empfohlen.

Auch das Wärmenetz ist in Teilen modular gestaltbar. Die Rohrdimensionen der Hauptleitung von der ZKA bzw. der Wärmezentrale in das Projektgebiet sollte bereits zu Beginn auf den potenziellen Bedarf des Endausbaus ausgelegt werden. Hierfür sollten in den folgenden Planungsphasen die möglichen Bedarfe nach Möglichkeit konkretisiert und ggf. auch die Einrichtung von Vorzugsgebieten ohne Wärmebedarf berücksichtigt werden. Sollte die Hauptleitung im Endausbau nicht ausreichend dimensioniert sein, kann für den Spitzenlastfall für einen gewissen Wärmebedarf die Fließgeschwindigkeit und damit der Massenstrom unter Inkaufnahme eines erhöhten Pumpenstrombedarfs erhöht werden.

Die notwendige Leistung der Umwälzpumpen kann mit der zeitlichen Erschließung des Projektgebiets mitwachsen und dem tatsächlichen Bedarf schrittweise angepasst werden.

Der weitere Wärmenetzverlauf im Projektgebiet kann bauphasenweise in Abhängigkeit der zukünftigen Erschließung erfolgen. Wie in Kapitel 6.1 dargestellt ergeben sich hierfür verschiedene Verläufe. Durch einen Ringschluss mit Abschnitt c (vgl. Abbildung 15) würde sich die hydraulische Situation verbessern, so dass bei der Auslegung der ersten Leitungsabschnitte keine hohen Reserven eingeplant werden müssen.

10.3 Versorgungsvariante Initialcluster

Die ersten Gebäude im Süden des Projektgebiets werden voraussichtlich vor Fertigstellung des Wärmenetzes errichtet und betrieben. Für eine gewisse Übergangszeit muss deren Wärmeversorgung daher dezentral gewährleistet werden.

Grundsätzlich sollten dezentrale Insellösungen in Wärmenetzgebieten jedoch vermieden werden. Der Wärmebedarf der Gebäude des Initialclusters im Süden wurde vorläufig mit ca. 612 MWh p.a. abgeschätzt. Würden diese Gebäude bereits mit einem ersten Wärmepumpen-Modul über das Wärmenetz versorgt, würden hierfür verbrauchsabhängige Kosten i.H.v. ca. 28.400 € p.a. anfallen. Hierin enthalten sind Kosten für

- Zentrale Wärmepumpe: Strombedarf bei einer JAZ von 4,2 ca. 170 MWh p.a. → ca. 26.650 € p.a.
- Umwälzpumpe: ca. 5 kW bei 2.200 Vollbenutzungsstunden → ca. 1.750 € p.a.

Hierbei wurde der Strompreis mit 16 ct/kWh (netto) angenommen.

Der Temperaturabfall von der zentralen Wärmepumpe in der Nähe der ZKA bis zum ersten Abnehmer im Süden liegt bei den dann noch geringen Umwälzmengen bei ca. 2 K. Damit ergeben sich jährliche Verteilungsverluste von ca. 87 MWh bzw. ca. 15 % des Wärmebedarfs. Diese Verluste fallen anteilig deutlich höher aus als bei der zukünftig geplanten vollständigen Abnahme des Netzes (vgl. Kapitel 6.2.4). Die Kosten für die Bereitstellung der Verteilungsverluste liegen bei ca. 3.500 € p.a. Solange von aufwachsenden Erschließung des Projektgebiets und weiteren Gebäuden und Wärmebedarfen in den kommenden Jahren ausgegangen wird, rechtfertigen diese Kosten keine alternative, singuläre Versorgung für den Bereich im Süden. Für die Übergangszeit könnten mobile Heizcontainer die Wärmeversorgung sicherstellen.

10.4 Kältenetz

Die Gegenüberstellung von zentraler und dezentraler Kälteversorgung in Kapitel 8.5 hat gezeigt, dass unter den aktuell angenommenen Kältebedarfen eine zentrale Bereitstellung zu empfehlen ist. Allerdings sind die tatsächlichen Kältebedarfe von der tatsächlichen Gebietsentwicklung und den sich ansiedelnden Unternehmen und der Bauweise abhängig. In den weiteren Planungsphasen sollte die angenommenen Bedarfe mit wachsendem Kenntnisstand der zukünftigen Nutzer verifiziert werden. Perspektivisch ist jedoch in Gewerbe- und Industriegebieten generell von einem steigenden Klimakältebedarf auszugehen. Dies gilt insbesondere für große Leichtbauhallen, die selbst nur über eine geringe thermische Masse verfügen und sich somit schnell aufheizen. In anderen Gebäuden wie kleineren Werkstätten können in Abhängigkeit der Bauweise ggf. passive Maßnahmen, wie z.B. Nachtauskühlung eingesetzt werden, so dass keine aktive Kühlung notwendig ist.

Daher wird empfohlen das Kältenetz zunächst entlang der großen Gebäude im Westen zu verlegen und auf die Kälteleistung der Wärmepumpe zu dimensionieren. Übersteigt der Kältebedarf die Leistung der Wärmepumpe, können dezentrale Kältemaschinen bei einzelnen Abnehmer die Spitzenlasten abdecken. Die Entscheidung über die Weiterführung zu den kleineren Gebäuden des 2. BA im Osten des Projektgebiets kann dann zu einem späteren Zeitpunkt in Abhängigkeit der sich konkretisierenden Bedarfe getroffen werden. Die Planung und Errichtung des Kältenetzes sollten mit der Planung und Errichtung des Wärmenetzes abgestimmt werden, um sich ggf. ergebende Synergien zu nutzen.

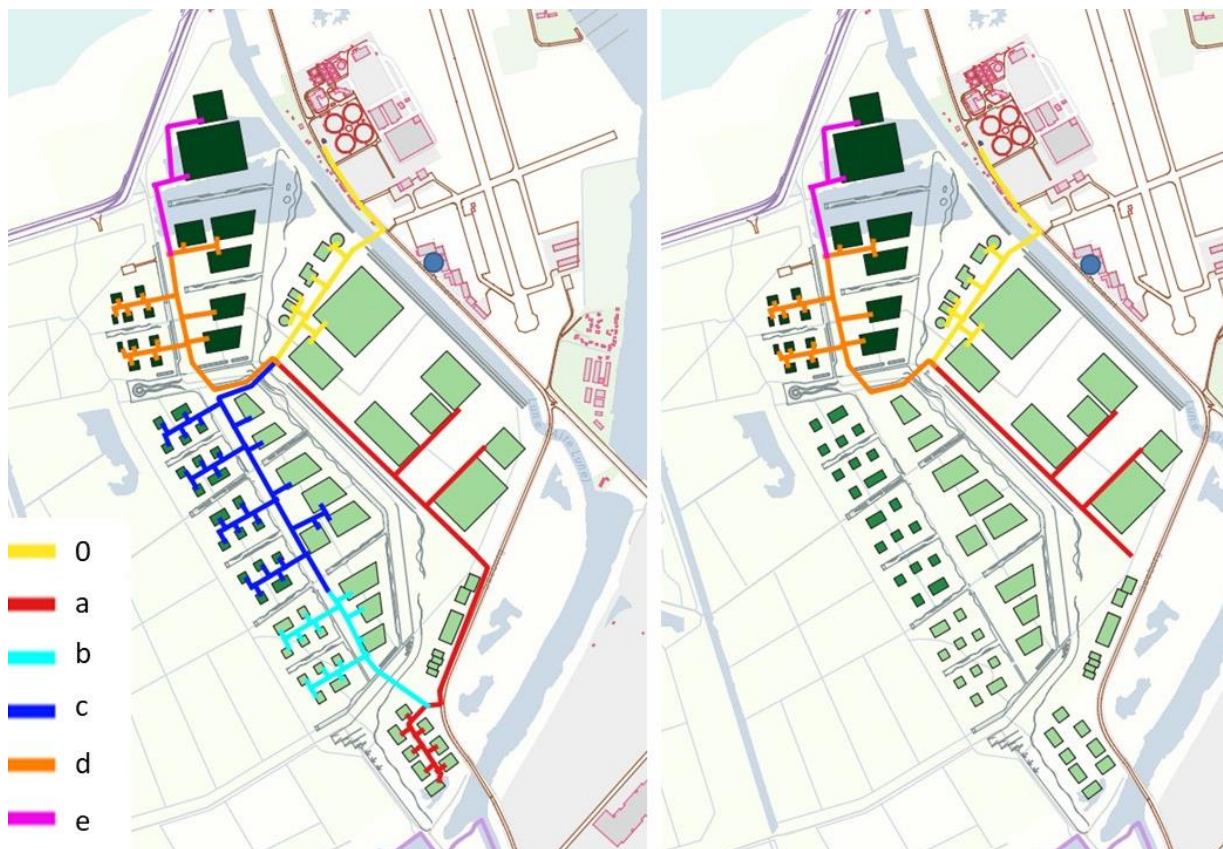


Abbildung 30: Kältenetz - Möglicher alternativer bzw. erweiterbarer Trassenverlauf

10.5 Stromnetz

Stromnetze haben gegenüber hydraulischen Netzen den Vorteil, dass vergleichsweise unkompliziert Leerrohre vorgehalten und Leitungen und Leistungen nach Bedarf erweitert werden können. Das Stromnetz sollte als auf den heute erwarteten Bedarf unter Berücksichtigung eines 80 % Anteils Elektromobilität ausgelegt werden. Bei steigenden Anteilen der Elektromobilität oder der Ansiedlung stromintensiver Unternehmen kann das Stromnetz ohne große Erdarbeiten ertüchtigt und verstärkt werden.

11 Betreibermodell

Grundsätzlich sind für das von der BIS zu entwickelnde Projektgebiet und dessen Versorgung mit Kälte sowie Wärme für Heizung und Trinkwarmwasser verschiedene Betreibermodelle denkbar. Diese werden im Folgenden erläutert. Zusätzlich werden Vor- und Nachteile eines Anschluss- und Benutzungsgebotes beschrieben.

11.1 Betrieb durch BIS oder BEAN als Organe der öffentlichen Hand

Zunächst einmal ist es möglich, dass die notwendigen Investitionen und Baumaßnahmen durch die BIS bzw. BEAN selbst finanziert und durchgeführt bzw. koordiniert werden. In diesem Fall würden die Anlagen auch durch die BIS, bzw. von der BIS eingesetztes Personal oder ein mit der Betriebsführung betrauter Dienstleister, betrieben. Die Energie in Form von Wärme (und Kälte) würde durch die BIS an

die Abnehmer, also vor allem die sich ansiedelnden Industrie- und Gewerbebetriebe, verkauft und durch die Erlöse würden die Annuitäten der abzuschreibenden Investitionen sowie die laufenden Kosten der Energieversorgung gedeckt werden.

Sollte der notwendige, mit den Fremdkapitalgebern zu vereinbarende und ggf. durch Vorgaben an die BIS als öffentliches Organ beschränkte Eigenkapitalanteil an den Investitionen nicht durch die BIS bereitgestellt werden können, bietet sich die Möglichkeit eine Projektgesellschaft zu bilden. Hierzu würde sich zunächst der Standortbetreiber, die Bremerhavener Entwicklungsgesellschaft Alter/Neuer Hafen mbH, anbieten. Weitere Partner, die ebenfalls einen gewissen Eigenkapitalanteil einbringen müssen, könnten beispielsweise regionale Stadtwerke oder weitere öffentliche Entwicklungsgesellschaften sein. Das Fremdkapital könnte durch die Hausbank der BIS in Verbindung mit geförderten KfW-Darlehen oder ggf. weitere Fremdkapitalgeber bereitgestellt werden.

Vorteil dieses Betreibermodells besteht darin, dass sämtliche Gestaltungsmöglichkeiten, sowohl hinsichtlich der technischen Realisierung als auch hinsichtlich der Preismodelle und der Anpassungen der Energieversorgung an die Gebietsentwicklung, bei der BIS verbleiben. Auf der anderen Seite trägt die BIS bzw. die Projektgesellschaft auch die Risiken, die sich aus fluktuierender Abnahme und der ungewissen Gebietsentwicklung ergeben. Eine Möglichkeit, diesen Risiken entgegenzuwirken, wäre ein modularer Aufbau der Energieversorgung, beispielsweise durch mehrere kleine Erzeuger und Bauabschnitte, die sich an die Gebietsentwicklung anpassen können. So können idealerweise große Investitionen in Komponenten, deren Nutzung aufgrund der Unsicherheit der Gebietsentwicklung noch nicht abgesehen werden kann, aufgeschoben werden, bis präzisere Prognosen möglich sind. Eine weitere Herausforderung kann ggf. in mangelnder Erfahrung im Betrieb von Energieanlagen und den entsprechenden Abrechnungen bestehen.

11.2 Betrieb durch eine Infrastrukturgesellschaft der ansässigen Unternehmen

Ein zweites Betreibermodell besteht darin, dass die sich ansiedelnden Unternehmen in die Rolle des Betreibers rücken. Diese könnten sich beispielsweise als Gesellschafter einer „Infrastruktur-Gesellschaft“ zusammenschließen. Hierbei würden sich zusätzliche Schnittstellen mit dem Standortbetreiber BEAN, der BIS und ggf. weiteren Organen der öffentlichen Hand bspw. in Hinblick auf Wegenutzung und ggf. durch die BIS/BEAN zur Verfügung gestellte bauseitige Leistungen ergeben. Beispiele für bauseitige Leistungen, die ggf. durch die BEAN/BIS übernommen werden können, sind die Grünzeichnung der Trassenräume im öffentlichen Bereich oder die Untersuchung auf Kampfmittel.

Vorteile einer solchen Konstellation bestehen darin, dass die Einbindung von industrieller Abwärme besonders niederschwellig erfolgen könnte und die BIS keinerlei finanziellen Risiken für die Energieversorgung ausgesetzt ist. Für die Unternehmen besteht die Attraktivität einer solchen Variante außerdem darin, dass sie die Energie selbst zu kostendeckenden Preisen ohne Marge für einen Dritten erzeugen können. Nachteilig ist in diesem Betreibermodell die geringe Einflussmöglichkeit auf die Wärmeversorgung des Gebietes. Darüber hinaus ergeben sich mehr Schnittstellen, administrativer Aufwand im Rahmen der Gesellschaft und die Betriebe würden unter Umständen in ihrer Energieversorgung voneinander abhängig. Insbesondere da es sich um ein Gebiet in der Entwicklung handelt, könnte die Beteiligung an einer „Infrastrukturgesellschaft“ für die ersten sich ansiedelnden Unternehmen als

Herausforderung und Risiko betrachtet werden, jedoch unter Umständen auch als Chance für ein zusätzliches Geschäftsfeld.

Eine Option für ansässige Unternehmen sich an einer (Wärme-)Projektgesellschaft unter Führung der BIS zu beteiligen, wäre eine Möglichkeit Synergien zwischen den beiden vorgestellten Betreibermodellen zu schaffen und insbesondere in der Anfangsphase Risiken auf der Seite der anzusiedelnden Unternehmen zu minimieren.

11.3 Gewerbliche Wärme- und Kältelieferung

Neben den beschriebenen Möglichkeiten ist auch ein Contracting-Modell, in dem die Erzeugungsanlagen (und Netze) durch den Contractor errichtet und betrieben werden, denkbar. Im Fall eines Contractings würden Wärme und Kälte dann an die ansässigen Unternehmen verkauft. Hierbei würde dem Contractor die Konzession zur Wärme- (und Kälte-)Versorgung im Projektgebiet erteilt. Da der kalkulierte Auftragswert für die Konzession zur Wärme- und Kälteversorgung vermutlich die Schwelle von 5.350.000 € überschreitet, ist eine EU-weite Ausschreibung unter Berücksichtigung der Konzessionsvergabeverordnung (KonzVgV) notwendig. Im Rahmen des Konzessionsvergabeverfahrens, das durch einen externen Dienstleister begleitet werden könnte, wird ein Konzessionär ermittelt, der die erforderlichen Anlagen zur Wärme- und ggf. Kälteversorgung errichtet und betreibt. Ähnlich wie für den Fall einer Infrastrukturgesellschaft ergeben sich auch für den Konzessionär Schnittstellen zur BEAN und BIS sowie weiteren Behörden oder öffentlichen Organen hinsichtlich bauseitiger Leistungen, Wegenutzung und ggf. genehmigungsrechtlichen Themen (z.B. Errichtung von Geothermiesonden).

Um eine Konzessionsvergabe sinnvoll gestalten zu können, muss der Konzessionsgegenstand hinreichend genau bekannt sein. Die zu erwartenden Energiebedarfe sollten daher zumindest insofern präzisiert werden können, als dass eine ausreichende Kalkulationsgrundlage für den Bieter besteht. Ansonsten ist mit hohen Risikoaufschlägen zu rechnen, die die Wirtschaftlichkeit der Angebote deutlich verschlechtern würden. Zwischen Beginn eines Konzessionsvergabeverfahrens und der Aufnahme der Wärmeversorgung liegen inklusive der Vorbereitung der Vergabe üblicherweise mehrere Jahre. Darüber hinaus ist ggf. der Energiebedarf für bestimmte Bauabschnitte für die Bieter präziser zu quantifizieren, sodass eine Konzession zunächst nur für zu realisierende Bauabschnitte vergeben werden könnte. Die weiteren Abschnitte könnten als Erweiterungsgebiete oder Optionen im Vergabeverfahren betrachtet werden.

Eine lange Vertragslaufzeit bietet eine weitere Möglichkeit, das Risiko durch geringen Bedarf im Entwicklungszeitraum für den Konzessionär zu begrenzen. Beispielsweise könnte die Laufzeit an die Entwicklung gekoppelt werden, in dem die Laufzeit bis zur Entwicklung des letzten Grundstücks zuzüglich des abzuschließenden Wärmeliefervertrags festgesetzt wird, ggf. mit einer entsprechenden maximalen Vertragslaufzeit.

Im Folgenden wird der Ablauf eines Konzessionsvergabeverfahrens grob skizziert. Hierbei handelt es sich teils um beispielhaftes Vorgehen, das an einigen Stellen an den weiteren Verlauf oder die Wünsche der BIS angepasst werden kann.

11.3.1 Verfahrensvorbereitung

Auf Basis eines Energiekonzeptes erfolgt die Ableitung einer Verfahrenskonzeption, die als Grundlage zur Erstellung der Vergabeunterlagen dient und beispielsweise folgende Themen abdeckt:



- a. Klare Definition der Aufgabenfelder, des Energiedienstleistungsmodells und des Leistungsumfanges des Versorgers
- b. Organisatorische Vorgaben für das Versorgungsgebiet und deren Einwirkung auf Ablauf und Durchführung des Vergabeverfahrens sowie der Zuständigkeiten
- c. Aufstellen eines Terminplanes in Abstimmung mit dem Auftraggeber und Festlegen von Maßnahmen zur Sicherstellung des Zeitplans des Vergabeverfahrens
- d. Bewertungsmatrix und Auswahlkriterien wie CO₂-Kennziffer, Wärme- und ggf. Kältepreis, Wirtschaftlichkeit, Autarkiegrad, Modularität etc.
- e. Zielstellungen für das Gebiet (Integrative technische Infrastruktur, Ökologie, Innovation, Standortprofilierung und Standortvorteile, Wirtschaftlichkeit, Verteilung der Kostentragung und Einflussmöglichkeiten) und terminliche und technisch-wirtschaftliche Zielgrößen für die funktionale Beschreibung der Wärme- und ggf. Kälteversorgung

Für die Durchführung einer Konzessionsvergabe ist wie beschrieben eine gewisse Prognosesicherheit der Gebietsentwicklung erforderlich. Beispielsweise kann das Versorgungsgebiet vorerst nur den 1. Bauabschnitt umfassen. Erweiterungsoptionen sind u.a. auch juristisch zu bewerten und können aufgenommen werden.

Die Leistungsbeschreibung beruht auf dem Energiekonzept den beschriebenen Vorarbeiten und soll die technischen Möglichkeiten und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für ein (variantenoffenes) Vergabeverfahren darstellen. Sie ist einerseits die elementare Kalkulationsgrundlage für die Bieter, andererseits für den Auftraggeber die Metrik für die Bewertung eingehender Angebote. Sie stellt die technische, ökologische, wirtschaftliche und organisatorische Grundlage für das gesamte Vergabeverfahren dar.

Es werden die Rahmenbedingungen für vergleichbare Angebote festgelegt, ohne dabei die Bieter in ihrer unternehmerischen Gestaltungsfreiheit der Leistungserbringung unnötig einzuschränken. Gleichwohl werden an dieser Stelle zusätzliche Anforderungen (z.B. Versorgungstechniken, Versorgungssicherheit, ökologische Qualität, insbesondere Vorgabe von Nachhaltigkeitskriterien für Wärme und ggf. Kälte) definiert.

Die Vergabeunterlagen beinhalten eine Angebotsaufforderung zur Beschreibung aller Verfahrensbestandteile, die Leistungsbeschreibung zur Definition technischer Schnittstellen, Terminvorgaben sowie einen Vertragsentwurf für einen Rahmenvertrag zur Konzession für die Wärme- und Kälteversorgung sowie die Errichtung und den Betrieb der notwendigen Anlagen.

11.3.2 Durchführung der Vergabe

Das Vergabeverfahren kann in die drei wesentlichen Phasen Teilnahmewettbewerb, indikative Erstangebote und deren Verhandlung sowie verbindliche Schlussangebote, die nicht mehr verhandelt werden, eingeteilt werden.

11.3.2.1 Teilnahmewettbewerb

Zunächst wird ein Aufruf zur Teilnahme am Wettbewerb erstellt. Die Veröffentlichungen erfolgen elektronisch auf dem entsprechenden Vergabeportal der Europäischen Union. Unterlagen (Aufforderung zur Teilnahme, Formulare, Erklärungen) werden zur Verfügung gestellt.

Die eingehenden Bewerbungen werden gemäß einem vorab festzulegenden Kriterienkatalog bewertet. Dieser Katalog kann zum Beispiel Referenzen zu vergleichbaren Projekten, die Bonität des Anbieters anhand von Erfahrungsbeispielen und Finanzierungskonzepten, Fachkunde und Leistungsfähigkeit, beispielsweise gemessen an der Zahl und Qualifikation der Mitarbeiter, enthalten. Der Teilnahmewettbewerb dient der Auswahl geeigneter Bieter, da die Einholung von übermäßig vielen und potenziell ungeeigneten Angeboten sowohl für die Bieter als auch für die Vergabestelle aufgrund des hohen Aufwands bei der Angebotserstellung und Angebotsauswertung nicht zu empfehlen ist.

Es könnten beispielsweise sechs Unternehmen oder Bietergemeinschaften zur Angabe eines indikativen Erstangebotes aufgefordert werden.

11.3.2.2 Einholung, Prüfung und Bewertung der indikativen Angebote und Verhandlungen

Die Vergabeunterlagen werden an eine begrenzte Anzahl von Bietern, die im Teilnahmewettbewerb ermittelt wurden, mit der Aufforderung zur Abgabe eines indikativen Angebotes versandt.

Die Angebote werden in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht auf Vollständigkeit sowie auf rechnerische und fachliche Richtigkeit geprüft und bewertet.

Differenzen im Leistungsumfang sowie Vorbehalte der Bieter werden aufgelistet, bewertet und, wenn möglich, geklärt. Kriterien für die Angebotsauswertung können beispielsweise sein:

- Quantifizierbare ökonomische Kriterien wie
 - geringe Energiekosten (Wärme- und Kälte)
 - geringe Anschlusskosten und Baukostenzuschüsse
 - Bewertung der Preisleitung
- Quantifizierbare ökologische Kriterien wie
 - Niedriger Primärenergieverbrauch
 - niedrige CO₂-Emissionen
 - hoher Anteil erneuerbarer Energien
 - geringer Anteil an Feuerungsprozessen
- Qualitative Bewertung des technischen Konzepts
 - hohe Versorgungssicherheit, Modularität, Einbindungsfähigkeit
 - Offenheit in Bezug auf künftige technische Entwicklungen
 - Eingliederung in die baulichen Rahmenbedingungen

Es können, beispielsweise auf Grundlage der genannten Kriterien, Mindestanforderungen an Angebote formuliert werden, deren Nichteinhaltung zum Ausschluss des Angebots führt. So kann sichergestellt werden, dass nur Angebote eingehen, die den Vorstellungen der BIS hinsichtlich Preisen und ökologischen Kennzahlen entsprechen.

Mit einigen Unternehmen, die die beste Gesamtwertung erreichen, werden Verhandlungen zum Vergleich der einzelnen Angebote und zur Verbesserung der Angebote im Sinne der BIS geführt. Anregungen und Anpassungen der Bieter am Konzept werden diskutiert, bewertet und gegebenenfalls umgesetzt.

Die Verhandlungen werden üblicherweise in bis zu zwei Überarbeitungsrunden (d.h. erste Verhandlungsrunde nach Auswerten der Angebote, zweite Verhandlungsrunde nach erster Überarbeitung der Angebote, ggf. dritte Verhandlungsrunde nach weiterer Überarbeitung der Angebote) durchgeführt.

Darauf aufbauend werden die Vergabeunterlagen final überarbeitet.

11.3.2.3 Einholung, Prüfung und Bewertung der verbindlichen Angebote

Eine reduzierte Anzahl von Bestbietern wird zur Abgabe eines verbindlichen Angebots aufgefordert, das später Grundlage für die abschließenden Vertragsverhandlungen sein wird.

Die Öffnung der Angebote sowie die Prüfung und Bewertung erfolgt unter den gleichen Maßgaben wie die Prüfung und Bewertung der indikativen Angebote.

Das obsiegende Angebot erhält den Zuschlag. Anschließend ist das Vergabeverfahren abgeschlossen und der Vertrag wird finalisiert, bspw. werden erforderliche Anlagen erstellt.

11.3.3 Kommunikation und Dokumentation

Eine Dokumentation des gesamten Verfahrens in geeigneter schriftlicher Form stellt sicher, dass jeder Schritt der Vergabe auch für Dritte nachvollziehbar ist und eventuellen Angriffen gegen das Vergabeverfahren begegnet werden kann.

Während des Teilnahmewettbewerbs und in den einzelnen Angebotsphasen werden Rückfragen der Bieter beantwortet.

Terminplanung

Ein Konzessionsvergabeverfahren nimmt üblicherweise von Bekanntmachung bis zum Zuschlag einschließlich Verhandlungen circa neun bis zehn Monate zzgl. Vorbereitungszeit in Anspruch. Da sich erfahrungsgemäß Terminpläne häufiger aufgrund unvorhergesehener Ereignisse, beispielsweise bei der Vorbereitung des Verfahrens oder während des Verfahrens durch Nachforderungen, zusätzliche Verhandlungen, Fristverlängerungen oder sonstiges ergeben, sollte der folgende Terminplan lediglich als Beispiel für den Ablauf eines Vergabeverfahrens verstanden werden. Dargestellt ist ein Terminplan über 9 Monate, der mit den finalen Arbeitspaketen des Energiekonzeptes beginnt.

Tabelle 19: Terminplan Konzessionsvergabe

	Monat 1	Monat 2	Monat 3	Monat 4	Monat 5	Monat 6	Monat 7	Monat 8	Monat 9	Monat 10	Monat 11
Verfahrensschritt											
Energiekonzept											
Bewertung und Entscheidung											
Vordimensionierung einer Variante											
Kommunikation											
Kommunikation BIS und relevante Akteure											
Dokumentation des Verfahrens											

	Monat 1	Monat 2	Monat 3	Monat 4	Monat 5	Monat 6	Monat 7	Monat 8	Monat 9	Monat 10	Monat 11
Verfahrensvorbereitung											
Verfahrenskonzeption und Vergabeunterlagen											
Durchführung der Vergabe											
Teilnahmewettbewerb											
Einholung, Prüfung und Bewertung indikativer Angebote und Verhandlungen											
Einholung, Prüfung und Bewertung verbindlicher Angebote											
Zuschlag und Vergabeakte											

Vor- und Nachteile

Der Vorteil einer Konzessionsvergabe besteht darin, dass das finanzielle Risiko der Energieversorgung, zumindest in den vertraglich geregelten Grenzen, auf den Konzessionär übergeht. Planung, Bau, Realisierung und Betrieb erfolgen unter den festgelegten Rahmenbedingungen durch den Konzessionär, sodass Fündigkeitsrisiken, Mehrkosten bei Energieträgern oder Trassenbau in seiner Risikosphäre liegen. Darüber hinaus entsteht durch die Konzessionsvergabe ein Wettbewerb, der die Wahrscheinlichkeit besonders günstiger Angebote erhöht. In einem variantenoffenen Verfahren besteht außerdem die Möglichkeit, dass die technischen Konzepte der Bieter Ansätze und Technologien enthalten, die über das Energiekonzept hinausgehen und somit eine noch bessere Versorgungslösung als in der präferierten Referenzvariante ermöglichen. Auf diese Weise profitiert das Projekt von den Erfahrungen der potenziellen Energielieferanten sowie deren Knowhow und Vernetzungen, unter anderem in Bezug auf Marktkonditionen.

Nachteilig ist zum einen die zusätzliche Dauer, die durch die Durchführung eines Vergabeverfahrens entsteht. Außerdem ist für die erfolgreiche Durchführung eine hinreichend belastbare Kalkulationsgrundlage hinsichtlich Energiebedarfen und technischen Rahmenbedingungen für die Bieter erforderlich. Möglichkeiten diese Risiken einzuschränken sind in den vorigen Abschnitten beschrieben worden.

11.4 Errichtung aus Landesmitteln und Betrieb durch Energie-Contractor

Eine weitere Möglichkeit stellt eine Kombination aus öffentlichen Investitionen und privatwirtschaftlichen Betrieb dar. In dem Fall würde die Errichtung der Verteilungsinfrastruktur im Auftrag der BIS bzw. BEAN aus Landesmitteln erfolgen. Anschließend würde der Betrieb der Energiebereitstellung ausgeschrieben und an einen externen Contractor vergeben, der die Versorgungssicherheit der sich ansiedelnden Abnehmer gewährleistet. Hierbei wäre zu prüfen, inwiefern der Contractor einen Baukostenzuschuss oder eine jährliche Nutzungsgebühr zu entrichten hätte, um die Errichtung zu subventionieren bzw. Rücklagen für Instandhaltungsmaßnahmen zu schaffen.

Für diese Variante wären konkrete Systemgrenzen zwischen Errichter und Betreiber festzulegen. Zu empfehlen ist, dass BIS bzw. BEAN die Auskopplung an der ZKA und das Wärmenetz bis zu den Grundstücken errichten. Die Anlagen der Wärmeerzeugung wie Wärmetauscher, Wärmepumpen und Übergabestationen auf den einzelnen Grundstücken sollten jedoch durch den zukünftigen Contractor errichtet werden, um hier spätere Streitigkeiten im Betrieb zu vermeiden.

11.5 Anschluss- und Benutzungsgebot

Die Realisierung einer Energieversorgung mit Wärmenetzstruktur ist mit viel Aufwand und hohen Investitionskosten verbunden. Dies gilt umso mehr, wenn ein großer Anteil der Energie aus lokalen regenerativen Quellen stammt, die tendenziell hohe Investitionskosten dafür aber geringere laufende Kosten aufweisen. Diesen Aufwänden steht eine unklare Gebietsentwicklung gegenüber. Zusätzliche Unsicherheit entstünde dadurch, wenn den Unternehmen freigestellt ist, sich an das Wärme- und ggf. Kältenetz anzuschließen. Die Unternehmen könnten dann auch eine eigenständige Energieversorgung realisieren, die beispielsweise auf Bezügen aus dem von Wesernetz betriebenen Stromnetz und dezentraler Erzeugung basiert. Eine geringere Anschlussquote würde zu höheren spezifischen Kosten der sich anschließenden Unternehmen und damit ggf. zu einer abnehmenden Attraktivität eines Anschlusses führen. Um dieses Risiko einer Abwärtsspirale auszuschließen kann im Rahmen von Bebauungsplänen oder Rechtsverordnungen für Neubauten ein Anschluss- und Benutzungsgebot für das Projektgebiet festgelegt werden, infolgedessen sich die Abnehmer für die Energieversorgung an ein Wärme- und Kältenetz anschließen müssen. Weiterhin können Regelungen in Grundstückskaufverträge aufgenommen werden. Auf der einen Seite würde eine solche Regelung das mit einer zentralen Lösung verbundene Risiko senken und den Leuchtturmcharakter der grünen Versorgung des Gebiets herausstellen, auf der anderen Seite würden die Unternehmen bei der Mitsprache ihrer eigenen Energieversorgung begrenzt, was den Standort möglicherweise in seiner Attraktivität verringert. Insbesondere die Nutzung von anfallender industrieller Abwärme sollte mitgedacht und gefördert werden, da ein Verfall dieses Potenzials aufgrund eines Anschluss- und Benutzungsgebotes nicht im Interesse einer zukunftsfähigen Wärmeversorgung sein kann.

Da eine zentrale Lösung ohne Anschluss- und Benutzungsgebot immer mit dem Risiko verbunden ist, dass sich Unternehmen, aus welchen Gründen auch immer, für eine dezentrale Lösung entscheiden, ist, sofern eine zentrale Lösung gewünscht wird, eine entsprechende Festsetzung für ein Anschluss- und Benutzungsgebot zu empfehlen. Alternativ kann eine Fernwärmesatzung in die Kaufverträge aufgenommen werden. Ansonsten wäre die Kalkulationsgrundlage für eine investitionsintensive Versorgungslösung in ihrer Belastbarkeit vermutlich nicht ausreichend. Ein Mittelweg könnte in Vorgaben an die Wärmeversorgung bestehen, beispielsweise in Hinblick auf den Anteil erneuerbarer Energien ohne Abwärme, die durch dezentrale Lösungen nur schwer zu erreichen sind. Berücksichtigt werden sollte auch der Nachhaltigkeitsanspruch des Lunedeltas als attraktives grünes Gewerbe- und Industriegebiet, dem durch eine zentrale und erneuerbare Energieversorgung sichtbar nachgekommen werden kann.

12 Fazit und Handlungsempfehlungen

Zur Wärmeversorgung wird die Errichtung eines Wärmenetzes mit Wärmepumpe und Nutzung der **Abwasserwärme aus der benachbarten ZKA** sowie die Einbindung der **Abwärme** der in unmittelbarer Nachbarschaft geplanten **IWES-Elektrolyseure** empfohlen. In den weiteren Schritten sollte die konkrete Umsetzung mit dem jeweils verantwortlichen Akteur BEG bzw. IWES abgestimmt werden:

- Platzbedarf und -verfügbarkeit für die Energiezentrale
- Verifizierung der Abwärmepotenziale der Elektrolyseure und zeitliche Verfügbarkeit

Unter der auf statistischen Verbrauchswerten begründeten Annahme von einem Brauchwarmwasseranteil von ca. 20 % am gesamten Wärmebedarf wird ein **Wärmenetz auf Temperaturniveau 55/30** zur Versorgung mit Raumheizwärme und Brauchwarmwasser empfohlen. Im Bebauungsplan oder den Kaufverträgen der Grundstücke sollte ein Anschluss- und Benutzungsgebot für Raumwärme und Brauchwarmwasser vorgesehen werden. Für Prozesswärme wird hingegen die dezentrale, individuelle Bereitstellung empfohlen.

Des Weiteren wird auch die Verlegung eines parallel geführten **(Klima-)Kältenetzes** zur zentralen Bereitstellung von Klimakälte aus der zentralen Wärmepumpe am Klärwerk in das Gebiet empfohlen. So kann ein Teil der Wärme und Kälte gekoppelt und somit besonders effizient bereitgestellt werden. Die Kälteversorgung kann bei Bedarf durch dezentrale Kältemaschinen zur Spitzenlastabdeckung oder - wenn der generelle Kältebedarf auf Basis der tatsächlichen Entwicklung die Kapazität der Wärmepumpe übersteigt - ergänzt werden. Hierfür wäre zunächst zu klären, ob und wo es Vorzugsgebiete ohne Kälteversorgung geben soll. Anschließend kann der konkrete Verlauf des Kältenetzes festgelegt werden.

Die Verlegung der Wärme- und Kältenetze sollte nach Möglichkeit gemeinsam und im Grünstreifen auf öffentlichem Grund erfolgen, um wirtschaftliche Synergien bei der Verlegung zu nutzen und spätere Eingriffe günstig zu ermöglichen.

Für die weiteren stark **nutzerabhängigen (Prozesskälte-)Bedarfe** werden ebenso wie bei der Prozesswärme dezentrale Lösungen empfohlen. Gründe hierfür sind einerseits die heutige Unsicherheit, welche Bedarfe zukünftig anfallen könnten, und andererseits die hohe Varianz in der Ausgestaltung der Bedarfe in Form von benötigten Medien, Leistungen und Temperaturniveaus.

Für das gesamte Projektgebiet wird die **solare Nutzung der Dachflächen** empfohlen. Hierfür können z.B. im Rahmen der Bauleitplanung und in den Kaufverträgen der Grundstücke Vorgaben gemacht werden. Durch die gerade beschlossene Bremer Solarpflicht sind zukünftig bereits Solaranlagen bei Neubauten vorzusehen. Da die Dachflächen gewerblich genutzter Gebäude i.d.R. nicht ausreichend sind, den gesamten Strombedarf aus Photovoltaik zu decken, wird empfohlen, einen möglichst hohen Nutzungsanteil verpflichtend vorzugeben, um den Anteil erneuerbaren und lokalen Stroms zu erhöhen. In Abhängigkeit der Nutzung kann alternativ freigestellt werden, dass bei vergleichsweise hohen Brauch- und Prozesswärmebedarfen und ggf. eher geringen Strombedarfen auch solarthermische Anlagen eingesetzt werden. Unabhängig von der Art der Anlage wird eine Kombination mit **Dachbegrünung** empfohlen, um den knappen Bauraum im Projektgebiet möglichst effizient zu nutzen und die weiteren Potenziale für die Gebäudeisolation, die Biodiversität und das Regenwassermanagement zu heben.

Von der Errichtung eines Erdgas-Verteilnetzes im Gebiet wird abgesehen. Für industrielle Zwecke kann zukünftig **Wasserstoff** mittels Pipeline oder einer mobilen Speichereinheit oder von den benachbarten

IWES-Elektrolyseuren bezogen werden. Über eine Wasserstoff-Tankstelle, die Wasserstoff vom IWES-Elektrolyseur bezieht, kann der Schwerlastverkehr mit klimaneutralem Treibstoff versorgt werden. So kann die Ansiedlung besonders innovativer Unternehmen mit einem hohen Anspruch an Klimaneutralität entlang der gesamten Wertschöpfungskette befördert werden.

Zum aktuellen Projektstand besteht die größte Herausforderung in den noch unbekanntem potenziellen Bedarfen und deren Verteilung im Projektgebiet. In den weiteren Planungsphasen sollte der Kenntnisstand bzgl. der **Bedarfe daher kontinuierlich fortgeschrieben**, die bisher angenommenen Bedarfe **verifiziert** und die getroffenen Entscheidungen und Auslegungen geprüft und ergänzt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch über die Festlegung von Vorzugsgebieten z.B. ohne Wärme- oder Klimakältebedarf oder auch Sub-Strukturen z.B. für lokale Kältebereitstellung entschieden werden.

Die Bedarfe für Raumheizungs- und Klimakältebedarf werden insbesondere durch **Bauweise und Baustandard** beeinflusst. Entsprechend können hierfür im Rahmen der Bauleitplanung Vorgaben gemacht werden. Hierfür gibt es Referenzgebäude und Förderprogramme, wie z.B. Effizienzhäuser 55 und 70 der KfW oder EffizienzhausPlus. Diese berücksichtigen neben dem Energiebedarf der Wärmeversorgung auch Nutzerstrom, beziehen sich bzgl. der Nutzung jedoch auf Büro- und Verwaltungsflächen. Bei anderen Nutzungen ist einerseits von anderen Bedarfen und andererseits von Synergien wie Abwärme auszugehen. Des Weiteren wird in den Baustandards der KfW die „graue“ Energie, die zur Herstellung der Baustoffe und Errichtung des Gebäudes benötigt wird, nicht berücksichtigt. Es empfiehlt sich daher z.B. eine Zertifizierung der Gebäude nach DGNB vorzusehen, da hierbei die gesamten Lebenszykluskosten inkl. Herstellung und Rückbau bzw. Recycling einbezogen werden.

Für „**grüne**“ **Gewerbe- und Industriegebiete** gibt es aktuell in Bremen und Bremerhaven keine konkreten Vorgaben. Daraus ergibt sich für das Projektgebiet „Lunedelta“ die Möglichkeit entsprechende Maßstäbe zu setzen und als Leuchtturmprojekt für zukünftige, ähnliche Gewerbe- und Industriegebiete zu fungieren. Kriterien für „grüne“ Gewerbe- und Industriegebiete können dabei z.B.

- Erzeugung von lokaler, erneuerbarer Energie innerhalb von weniger als 5 km
- Nutzung von regenerativem Strom mit mehr als 50 % am Gesamtstromverbrauch bzw. Ergänzung durch Ökostromtarife
- Nutzung von lokal erzeugter, regenerativer Wärme mit einem Anteil von mehr als 50 % am gesamten Wärmebedarf
- Verbesserung des Energiemanagements und Erhöhung der Energieeffizienz durch eine übergeordnete Steuerung und externe Beratung
- Nutzung von Synergien bei Raumbedarf, Energieversorgung und gemeinsame Infrastrukturen
- Zukunftsgerechtes, nachhaltiges Mobilitätskonzept
- Innovative Technologien im Bereich der Energieversorgung

sein.

Literaturverzeichnis

- BAFA (2019): Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0. Modul II: Antragsstellung und Verwendungsnachweis. (URL:https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/wns_4_m2_merkblatt_realisierung.pdf;jsessionid=3374F8DC585EB3B4722F8A3492FE1D62.2_cid390?__blob=publicationFile&v=7)
- BINE Informationsdienst (2017): Solare Prozesswärme. Mit Solarthermie Abläufe in Industrie und Gewerbe unterstützen. (S. 12) (URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Themeninfos/Themen_0217/themen_0217_internetx.pdf, letzter Zugriff am 21.04.20)
- BMWi und UM (2015): Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohng Gebäudebestand. (URL: http://www.coaching-kommunaler-klimaschutz.de/fileadmin/inhalte/Dokumente/StarterSet/BMVBS_Energieverbrauchskennwerte_und_der_Vergleichswerte_im_Nichtwohngeb%C3%A4udebestand.pdf)
- Boesten et al. (2019): 5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply. (URL: <https://www.adv-geosci.net/49/129/2019/>, aufgerufen am 21.04.20)
- Brand, W.; Sperber, A. (2018): Studie zur Nutzung Tiefer Geothermischer Energie am Standort des Gewerbe- und Industriegebiets Luneplate.
- Buffa et al. (2019): 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. (URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308608>, letzter Zugriff am 08.09.2020)
- Bundesverband Geothermie: Technische und rechtliche Hinweise zur Installation von Erdwärmesonden in Bremen. (URL: https://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/Inhalt_Download/Erdw%C3%A4rme/Erdwaerme_Bremen_Installation_von_Erdwaermesonden_in_Bremen.pdf, letzter Zugriff am 06.04.20)
- Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2012) Energiekennzahlen in Dienstleistungsgebäuden (URL: https://www.energieinstitut.net/de/system/files/0903_final_dienstleistungsgebäude_20120530.pdf)
- Fraunhofer ISI (2016): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2013 bis 2015 mit Aktualisierungen der Anwendungsbilanzen der Jahre 2009 bis 2012.
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2019): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD.
- Funke et al. (2019): Abwärmenutzung im Rechenzentrum. (URL: https://ne-rz.de/wp-content/uploads/2019/07/Whitepaper_Abwaermenutzung_2019.pdf, letzter Zugriff am 26.06.2020)
- Heinemann et al. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland.
- Hintemann, R. (Borderstep Institut, 2018): Digitalisierung treibt Strombedarf von Rechenzentren. (URL: https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2019/01/Borderstep-Rechenzentren-2017-final-Stand-Dez_2018.pdf, letzter Zugriff am 26.06.2020)
- Jahn, K.; Fette, M.; Hayek, J.; Janßen, K. (2018): Energiekonzept Gewerbegebiet Luneplate.

Krüger, D. et al. (DLR 2000): Parabolic Trough Collectors for District Heating Systems at High Latitudes? - A Case Study.

Mitteilung des Senats an die Bremische Bürgerschaft (2009): Potenziale der Erdwärme für Bremen nutzen. (URL: https://www.bremische-buergerschaft.de/drucksachen/210/5224_2.pdf, letzter Zugriff am 06.04.20)

Solar in Bremen (2020): Solarpflicht für Neubauten kommt. (URL: <https://solar-in-bremen.de/aktuelles/solarpflicht-fuer-neubauten-kommt/>, letzter Zugriff 08.09.2020)

Statistisches Bundesamt (2004): Produzierendes Gewerbe. Beschäftigung und Umsatz der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes. (Fachserie 4, Reihe 4.1.1).

Statistisches Bundesamt (2018): Produzierendes Gewerbe. (Fachserie 4, Reihe 4.1.1).

Tagesspiegel Background Energie & Klima (31.03.2020): Rechenzentren sollen Wohnungen heizen.



Anhang

Geologischer Dienst für Bremen



Geologischer Dienst für Bremen
Leobener Str. 8 MARUM, 28359 Bremen

**HIC Hamburg Institut Consulting
GmbH**

**Paul-Neumann-Platz 5
22765 Hamburg**

moehring@hamburg-Institut.com

Standortauskunft zur Planung einer Erdwärmesondenanlage

bezüglich Ihrer Anfrage zu den Untergrundverhältnissen hinsichtlich des Einzugspotentials von Erdwärme mittels Sonden für den Standort

Gewerbegebiet Lunedelta , Bremerhaven
Lage: DGK5, 2517-3 Grosse Luneplate-Ost
RW 3471370; HW 5929690
können wir Ihnen folgende Angaben machen:

Hydrogeologische Situation

Im Bereich des angegebenen Standorts stehen an der Oberfläche holozäne Weichschichten (Auelehme) an, die in deren Mächtigkeit von 15 m im Süden des Gebietes auf 17 m im Norden leicht zunimmt. Diese werden unterlagert von glazialen Sanden des Saale und Elster Stadiums, die ebenfalls eine zunehmende Mächtigkeit von Süden nach Nord aufzeigen. Zwischen 45 und 95 m unter Gelände schließen dichte bindige marine Schluffe aus dem Tertiär das obere Grundwasserstockwerk ab.

Der Standort befindet sich **oberhalb der Salzstruktur Dedesdorf**. Evaporite des Zechstein werden in ca. 900 m Tiefe erreicht, die Oberkante des überlagernden Caprocks mit möglicherweise quellfähigem Anhydrit ist nicht bekannt.

Der Standort befindet sich nicht innerhalb des Einzugsgebietes von Trinkwasserfassungen. Das Grundwasser steht gespannt unter den holozänen Weichschichten an. Der Druckspiegel liegt bei ca. 0,2 mNN. Die Fließrichtung ist bei geringem Gefälle nach Norden gerichtet.

Sämtliche Angaben sind durch Interpretationen von Ergebnissen von näher und weiter entfernt liegenden Bohrungen gewonnen worden. Aufgrund der



örtlich variablen Geologie kann für die geplante Lokation keine Gewähr für die Gleichheit oder Ähnlichkeit der Schichtenabfolge übernommen werden.

Geoenergetische Interpretation

Auf Grundlage der geschilderten Situation sind bei einer Bohrung auf dem genannten Grundstück folgende spez. Entzugsleistungen nach VDI Richtlinie 4640 (min. 40 m Sondentiefe) bzw. mittlere advective Wärmeleitfähigkeiten nach Messungen norddeutscher Lockergesteine zu erwarten:

Tiefenbereich (ca.) m unter Gel.	Gesteinsart	Wärmeleit- fähigkeit	Entzugsleistung nach VDI incl. /ohne Warmwasserbereitung (2400 / 1800 Jahresarbeitsstunden der Wärmepumpe)
0 bis 15 - 17 m	F o. H	0,6 W/mK	30 / 40 W/m
15 - 17 m bis 45 - 95 m	S	2,4 W/mK	60 / 70 W/m
tertiäre Schichten unterhalb 45 - 95 m	T/U	1,7 W/mK	35 / 45 W/m

Die benötigte Sondentiefe zur Erlangung berechnet sich aus der benötigten Entzugsleistung (=Wärmebedarf *(1-1/Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe)) dividiert durch die Jahresarbeitsstunden der Wärmepumpe (abhängig vom geplanten Betrieb) und der Summierten Entzugsleistung über die Tiefe multipliziert mit der Sondenzahl.

Der Geologische Dienst für Bremen ist sehr an den Ergebnissen von Bohrungen interessiert. Hierdurch können wir die Datendichte unseres Untergrundmodells erhöhen und Anfragen aus der Bevölkerung wie die Ihre schneller und mit größerer Genauigkeit beantworten. Wir bitten Sie daher darauf zu achten, dass etwaige Bohrungen im Vorfeld angezeigt werden und uns nach Beendigung der Arbeiten das Bohrprotokoll für die digitale Erfassung zur Verfügung gestellt wird.

— Bitte informieren Sie uns zwei Tage vor Bohrbeginn, um uns eine Aufnahme des Bohrbefundes vor Ort zu ermöglichen.

Für weitere Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

