

Machbarkeitsstudie zur CO₂-armen und effizienten Energieversorgung (Teil 1) mit integriertem Mobilitätskonzept (Teil 2)

Datum: 15. Mai 2020
Projekt: Haus der Statistik, Berlin
Herausgeber: NATURSTROM AG
Mitarbeit: PB Consult (Mobilitätskonzept)
 enisyst GmbH (Gebäudeleittechnik)

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	7
Abbildungsverzeichnis	9
Tabellenverzeichnis	14
1 Einleitung	16
1.1 Projektbeschreibung.....	16
1.2 Vorgehensweise	17
2 Grundlagenermittlung	19
2.1 Thermische Bedarfsanalyse.....	19
2.1.1 Wärme- und Kältebedarfe	21
2.1.2 Thermische Lasten und Lastgänge	25
2.2 Thermische Potentialanalyse.....	30
2.2.1 Fernwärme.....	30
2.2.2 Geothermie	32
2.2.3 Solarthermie	34
2.2.4 Abwasserwärme.....	35
2.2.5 Erdgas und Biomethan	37
2.2.6 Feste Biomasse.....	37
3 Variantenentwicklung.....	39
3.1 Referenzvariante #0	40
3.2 Variante #1 – BHKW zentral (BHKW_z)	42
3.3 Variante #2 – Erdwärmesonden (EWS)	43
3.3.1 Untervariante #2a – Erdwärmesonden zentral (EWS_z)	44
3.3.1 Untervariante #2b – Erdwärmesonden und Abwasser dezentral (EWS/ABW_dz)	46
3.4 Variante #3 – Abwasserwärme (Abw)	49
3.4.1 Untervariante #3a – Abwasserwärme zentral (Abw_z)	49
3.4.2 Untervariante #3b – Abwasserwärme dezentral (Abw_dez)	50
3.4.3 Untervariante #3c – Abwasserwärme zentral und BHKW (Abw_z_BHKW)	51
3.4.4 Untervariante #3d – Abwasserwärme dezentral (Abw_dz_BHKW).....	54
3.5 Variante #4 – Abwasserwärme dezentral und BHKW (Abw/BHKW)	56
4 Bilanzierung der Varianten	60
4.1 Energetische Bilanzierung	60

4.1.1	Thermische Energiebilanz	61
4.1.2	Elektrische Energiebilanz	62
4.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	64
4.2.1	Investitionskosten	65
4.2.2	Betriebsgebundene Kosten	65
4.2.3	Verbrauchsgebundene Kosten	66
4.2.4	Jährliche Vollkosten	67
4.2.5	Spezifische Kosten	69
4.2.6	Förderzuwendungen	70
4.3	Ökologische Bilanzierung	72
4.3.1	Erneuerbare Energien	72
4.3.2	Primärenergiebedarf	73
4.3.3	Treibhausgasbilanz	74
4.4	Holistischer Variantenvergleich	75
4.5	Sensitivitätsanalyse	77
5	Detaillierte Konzepterstellung	81
5.1	Konzeptbeschreibung	81
5.2	Komponentenauslegung und Dimensionierung	82
5.3	Anlagenaufstellplanung und Flächenmanagement	86
5.3.1	Aufstellpläne zu den technischen Anlagen	87
5.3.2	Leitungsführung der Verteilnetze	88
5.4	Detaillierte Kostenrechnung	90
5.4.1	Investitionskosten	90
5.4.2	Kapitalkosten	93
5.4.3	Betriebsgebundene Kosten	94
5.4.4	Verbrauchsgebundene Kosten	95
5.4.5	Stromeinnahmen	96
5.4.6	Jahresvollkosten	98
5.4.7	Wärmeeinnahmen	98
5.4.8	Gewinn- und Verlustrechnung	100
5.4.9	Liquiditätsrechnung	102
5.5	Maßnahmen zur Konzeptoptimierung	103
5.5.1	Ausgleich von Lastgängen zur Zwischenpufferung in Großwärmespeichern	103
5.5.2	Temperaturniveaus und gleitende Netztemperaturen	109
5.6	Mindestgrößen und -varianten	113

6	Stromversorgung	117
6.1	Bedarfsanalyse.....	117
6.1.1	Haushalt und Gewerbe	117
6.1.2	Anlagentechnik	119
6.1.3	Mobilität.....	120
6.2	Potentialanalyse	121
6.2.1	Windkraftanlage.....	123
6.2.2	Photovoltaik	127
6.2.3	Kraft-Wärme-Kopplung.....	133
6.3	Sektorenkopplung und Strommarktdienlichkeit	133
6.3.1	Sektorenkoppelnde Maßnahmen der Anlagentechnik.....	133
6.3.2	Gewerbe- und Mieterstrom als Zusatzoption	148
6.3.3	Flexibilitätsoptionen und Netzdienlichkeit	149
6.3.4	Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung	154
6.3.5	E-Mobilität zur Eigenverbrauchsoptimierung	156
7	Intelligentes MSR- und Leittechnikkonzept	158
7.1	Zielsetzung.....	158
7.2	Übergeordnete Quartiersleittechnik (GLT) mit intelligentem Energiemanagementsystem (EMS).....	159
7.3	Wärmenetz mit Energiezentrale.....	160
7.3.1	Aufbau des Controller-Netzwerks und der MSR Struktur	160
7.3.2	Steuerung der Energiezentralen und Wärmenetze	164
7.3.3	Lastmanagement und Ladeinfrastruktur	171
7.3.4	Energetisches Online-Monitoring-Konzept.....	174
7.3.5	Datenhaltung, -speicherung und Web-Leittechnik	179
7.4	LowEx-Gebäude.....	181
7.4.1	Aufbau der smarten Gebäudeleittechnik und des Kommunikations-Netzwerks.....	181
7.4.2	Intelligente Einzelraumregelung	182
7.4.3	Steuerung der Heiz- und Kühlkreise und der Lüftungsanlagen.....	185
7.4.4	Energetisches Monitoring	186
7.4.5	Web-GLT mit Fernwartung und Fernzugriff	187
7.5	Wohnungsneubauten.....	188
7.5.1	Submetering und Erfassung der Energieverbrauchsdaten	189
7.5.2	Generierung von Abrechnungsdaten.....	190
7.5.3	Aufbau des Controller-Netzwerks.....	190
7.5.4	Smart Home Konzept für die Wohneinheiten.....	191

7.5.5	Quartiersplattform mit Bewohner-App	192
8	Rechtliche und wirtschaftliche Bewertung.....	195
8.1	Rechtliche Genehmigungsfähigkeit	195
8.2	Finanzierung und Betriebsmodelle.....	198
8.3	Weitere Fördermittelrecherche	201
9	Schlussbetrachtung.....	203
	Literaturverzeichnis	209
	Anhang	213

Abkürzungsverzeichnis

	Bedeutung
Abw	Abwasserwärme
AG	Auftraggeber
AN	Auftragnehmer
B.E.M	Berliner Energiemanagement GmbH
BGF	Bruttogeschossfläche
BH	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIM	Berliner Immobilienmanagement GmbH
BNB	Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DG	Dachgeschoss
DH	Druckhaltung
DWD	Deutscher Wetterdienst
dz	dezentral
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EER	Effizienzzahl (von Kältemaschinen)
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EG	Erdgeschoss
EMS	Energiemanagementsystem
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EWS	Erdwärmesonden
EZ	Energiezentrale
FW	Fernwärme
GE	Gewerbeeinheiten
GLT	Gebäudeleittechnik
GOK	Geländeoberkante
HdS	Haus der Statistik
HT	Hochtemperatur
HW	Heizwärme
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KS	Kalt-Pufferspeicher
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LB	Leistungsbeschreibung
MSR	Messstellenregelung

MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NATAG	Naturstrom AG
NF	Nutzfläche (Energiebezugsfläche)
NGF	Nettogrundfläche
NT	Niedertemperatur
OG	Obergeschoss
PCM	Phasenwechselmaterialien
PS	Pufferspeicher
PV	Photovoltaik
THG	Treibhausgas
TWW	Trinkwarmwasser-Wärmebedarf
UG	Untergeschoss
VLH	Volllaststunden oder Vollbenutzungsstunden
WBM	Wohnungsbaugesellschaft Berlin Mitte
WE	Wohneinheiten
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKA	Windkraftanlage
WP	Wärmepumpe
WS	Warm-Pufferspeicher
z	zentral
ZKB	ZUsammenKUNFT Berlin eG

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aktuelle Situation des Projektgebietes mit Kennzeichnung der Bestandsbauteile. [3].....	16
Abbildung 2:	Ausschnitt aus dem städtebaulichen Werkstattverfahren. [4].....	17
Abbildung 3:	Definition der Gebäude. Blaue Markierung: Bestandsgebäude zur Sanierung; rote Markierung: Neubauten. [2].....	20
Abbildung 4:	Wärmebedarfe der Bestandsbauteile und des Rathauses nach den Berechnungen von <i>CSD Ingenieure</i> . [9].....	22
Abbildung 5:	Kältebedarfe der Bestandsbauteile und des Neubaus „Rathaus Mitte“.	23
Abbildung 6:	Bedarfe der Neubauten für Raumwärme und Trinkwarmwasser.	24
Abbildung 7:	Heizlasten der einzelnen Bestandsgebäude und des Rathauses aus der dynamischen Anlagensimulation.	25
Abbildung 8:	Kühllasten der einzelnen Bestandsgebäude und des Rathauses aus der dynamischen Gebäudesimulation.....	26
Abbildung 9:	Wärmelastgang für die Bestandsbauteile mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.	27
Abbildung 10:	Wärmelastgang für den Rathaus Neubau mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.	27
Abbildung 11:	Kältelastgang für die Bestandsbauteile mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.	28
Abbildung 12:	Kältelastgang für den Rathaus Neubau mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.	28
Abbildung 13:	Thermische Lasten für die Baufelder A-C.	29
Abbildung 14:	Wärmelastgang für die Baufelder A-C mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.	29
Abbildung 15:	Umweltatlas Berlin - Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger. [17]	30
Abbildung 16:	Fahrplan der Vorlauftemperatur der Fernwärme im Verbundnetz Mitte. [20]	31
Abbildung 17:	Bodenbeschaffenheit am Projektstandort. [24]	33
Abbildung 18:	Spezifische Entzugsleistung bis 100 m und 2.400 h/a. [25]	34
Abbildung 19:	Potenzielle Dachfläche für Solarthermie. [2].....	35
Abbildung 20:	Leistungsplan und Grundrissplan von den Bestandsgebäuden.....	36
Abbildung 21:	Matrizenhafte Darstellung der entwickelten und untersuchten Varianten zur Wärmeversorgung	39
Abbildung 22:	Darstellung nach VDI 46050 theoretisch berechneten und korrigierten Jahresarbeitszahlen der ausgewählten Wärmepumpen-Modelle.....	40
Abbildung 23:	Schematisches Wärmeflussbild der netzgekoppelten Versorgung der Variante #0	41
Abbildung 24:	Schematische Darstellung der wärmeseitigen Versorgungsvariante #0 Referenz inklusive Anschlussleistungen.....	41
Abbildung 25:	Schematische Darstellung der kälteseitigen Referenzvariante #0 inklusive Anschlussleistungen ..	42
Abbildung 26:	Schematisches Wärmeflussbild der Variante #1	42
Abbildung 27:	Schematische Darstellung der wärmeseitigen Versorgungsvariante #1 BHKW_z inklusive Anschlussleistungen.....	43
Abbildung 28:	Schematisches Wärmeflussbild der Variante #2a	44

Abbildung 29:	Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #2a inklusive Anschlussleistungen.....	45
Abbildung 30:	Schematische Darstellung des Erdwärmesondenfeldes für Variante #2a inklusive Angaben zu Entzugsleistung, Sondenanzahl und Flächenbedarf	46
Abbildung 31:	Schematische Darstellung der hydraulischen Einbindung der Wärmepumpenstationen nach Gebäudeart für die Versorgungsvariante #2b	47
Abbildung 32:	Schematisches Wärmeflussbild der Variante #2b	47
Abbildung 33:	Schematische Darstellung des Erdwärmesondenfeldes und des Abwasserwärmetauschers für Variante #2b inklusive Angaben zu Entzugsleistung, Sondenanzahl, Wärmetauscherlänge und Flächenbedarf	48
Abbildung 34:	Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #2b inklusive Anschlussleistungen.....	48
Abbildung 35:	Schematisches Wärmeflussbild der Variante #3a	50
Abbildung 36:	Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers für Variante #3a inklusive Angaben zu Entzugsleistung und Wärmetauscherlänge	50
Abbildung 37:	Schematisches Wärmeflussbild der Variante #3b	51
Abbildung 38:	Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers für Variante #3b inklusive Angaben zu Entzugsleistung und Wärmetauscherlänge	51
Abbildung 39:	Schematisches Wärmeflussbild der Variante #3c.....	52
Abbildung 40:	Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers sowie des Gasanschlusses für Variante #3c inklusive Angaben zu Entzugs- und Anschlussleistung sowie der Wärmetauscherlänge	53
Abbildung 41:	Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #3c inklusive Anschlussleistungen.....	53
Abbildung 42:	Schematisches Wärmeflussbild der Untervariante #3d	54
Abbildung 43:	Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers sowie des Gasanschlusses für Variante #3d inklusive Angaben zu Entzugs- und Anschlussleistung sowie der Wärmetauscherlänge	55
Abbildung 44:	Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #3d inklusive Anschlussleistungen.....	56
Abbildung 45:	Schematisches Wärmeflussbild der Untervariante #4	57
Abbildung 46:	Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers sowie des Gasanschlusses für Variante #4 inklusive Angaben zu Entzugs- und Anschlussleistung sowie der Wärmetauscherlänge	58
Abbildung 47:	Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #4 inklusive Anschlussleistungen.....	58
Abbildung 48:	Schematische Darstellung der Bilanzgrenzen zur energetischen Bilanzierung	60
Abbildung 49:	Ergebnisse der Bilanzierung der thermischen Energiebedarfe nach Bedarfsart	61
Abbildung 50:	Ergebnisse der Bilanzierung der thermischen Energieerzeugung nach Technologien	62
Abbildung 51:	Ergebnisse der Bilanzierung der elektrischen Energiebedarfe zur Wärmeversorgung nach Technologien	62
Abbildung 52:	Ergebnisse der Bilanzierung der elektrischen Energieerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	63
Abbildung 53:	Ergebnisse der Bilanzierung der Endenergien zur Wärmeversorgung nach Energieträgern.....	64
Abbildung 54:	Variantspezifische Investitionskosten für Anlagentechnik zur Wärme- und Kälteversorgung nach Gewerken	65
Abbildung 55:	Variantspezifische Betriebskosten für den Anlagenbetrieb zur Wärmeversorgung nach Kostentyp.....	66

Abbildung 56:	Verbrauchskosten für den Anlagenbetrieb zur Wärme- und Kälteversorgung nach Kostentyp .	67
Abbildung 57:	Jahresvolkosten für den Anlagenbetrieb zur Wärme- und Kälteversorgung nach Kostentyp.....	68
Abbildung 58:	Jahresvolkosten für den Anlagenbetrieb zur Wärmeversorgung nach Kostentyp	68
Abbildung 59:	Gestehungskosten für Wärme und thermische Energie zur Energieversorgung nach Kostentyp	69
Abbildung 60:	Variantenspezifische Bruttopreise für Wärme und thermische Energie zur Energieversorgung nach Kostentyp	70
Abbildung 61:	Variantenspezifische Zuwendungen für das Anlagensystem gemäß des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 der BAFA nach Förderungsart	71
Abbildung 62:	Variantenspezifische Bruttopreise für Wärme und thermische Energie den Anlagenbetrieb zur Wärmeversorgung nach Kostentyp unter Berücksichtigung der Zuwendungen gemäß Wärmenetze 4.0	71
Abbildung 63:	Variantenspezifische Deckungsanteile Nicht-Erneuerbarer und Erneuerbarer Energieerzeugung an der Wärmeversorgung. Berechnung nach dem Merkblatt für Modul II Wärmenetze 4.0.	72
Abbildung 64:	Variantenspezifische Bedarfe, Einsparungen und Faktoren der aufzuwendenden Primärenergie.	74
Abbildung 65:	Variantenspezifische Bedarfe, Einsparungen und Faktoren der entstehenden Treibhausgas-Emissionen	75
Abbildung 66:	THG-Emissionen und Brutto-Wärmepreise der ausgewählten Varianten unter Einbezug der Förderung	76
Abbildung 67:	Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen der Investitionskosten für alle untersuchten Varianten	77
Abbildung 68:	Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen der betriebsgebundenen Kosten für alle untersuchten Varianten	78
Abbildung 69:	Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen des Arbeitspreises der Stromtarife für Wärmepumpen für alle untersuchten Varianten	79
Abbildung 70:	Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen des Arbeitspreises der Gastarifs für alle relevanten Varianten	80
Abbildung 71:	Steigerungsraten des Wärmepreises in Abhängigkeit der prozentualen Veränderungen der untersuchten Preiskomponenten.	80
Abbildung 72:	Schematische Darstellung des favorisierten Energiekonzeptes Variante #4.	82
Abbildung 73:	Detaillierte Darstellung der Investitionskosten nach Anlagenkomponenten für die Variante #4b.	91
Abbildung 74:	Darstellung der möglichen Fördersummen gemäß des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 der BAFA	92
Abbildung 75:	Darstellung der Investitionsaufwendungen vor und nach Einpreisung der möglichen Fördersummen	93
Abbildung 76:	Darstellung der Zahlungsströme zur Finanzierung des Fremdkapitals nach Tilgung und Zinsen	93
Abbildung 77:	Detaillierte Darstellung der Basiswerte der betriebsgebundenen Kosten für die Variante #4b .	94
Abbildung 78:	Darstellung der Entwicklung der betriebsgebundenen Kosten für die Variante #4b	95
Abbildung 79:	Darstellung der spezifischen Preiskomponenten und jährlichen Steigerungsraten der Verbrauchskosten nach Kostenart.....	95
Abbildung 80:	Darstellung der Entwicklung der verbrauchsgebundenen Kosten für die Variante #4b nach Kostentyp.....	96
Abbildung 81:	Darstellung der spezifischen Preiskomponenten der Stromeinnahmen nach Vergütungsart	97
Abbildung 82:	Darstellung der Entwicklung der Stromeinnahmen für die Variante #4b nach Erlösart	97

Abbildung 83:	Zusammensetzung der Jahresvollkosten.....	98
Abbildung 84:	Aufteilung der Gestehungskosten auf Grund- und Arbeitspreis in absoluten und spezifischen Werten.....	99
Abbildung 85:	Aufteilung der Wärmepreise als Grund- und Arbeitspreis in absoluten und spezifischen Werten für das erste Jahr der Belieferung angenommen eines Vollausbaus.....	99
Abbildung 86:	Darstellung der Entwicklung der Wärmeeinnahmen für die Variante #4b nach Preiskomponenten	100
Abbildung 87:	Entwicklungen der Summe aller Einnahmen und Ausgaben der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum	101
Abbildung 88:	Entwicklungen der jährlichen Ergebnisse vor und nach Steuern der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum	101
Abbildung 89:	Entwicklungen der jährlichen Ergebnisse der Ein- und Auszahlungen für den Betreiber der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum	102
Abbildung 90:	Entwicklungen der jährlichen Ergebnisse der Liquidität für den Betreiber der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum	103
Abbildung 91:	Temperaturspektren ausgewählter Speichertechnologien nach TAB/BINE Stand 11/2009. [29]	105
Abbildung 92:	Absolute und prozentuale Änderungen des Preises in Abhängigkeit des Speicherkonzeptes ..	108
Abbildung 93:	Darstellung des Abwasserwärmeübertragers „Therm-Liner Form A“ der Firma Uhrig. [30]	110
Abbildung 94:	Darstellung der voraussichtlichen Wärmebedarfe für die Wärmeversorgung gemäß Tabelle 27. . ..	114
Abbildung 95:	Darstellung der voraussichtlichen Wärmebedarfe für Bauwärme und Wärmeversorgung gemäß Tabelle 28.	115
Abbildung 96:	Verteilung der Energiebedarfe der Wohnungen über ein Jahr im 15 min Takt.....	118
Abbildung 97:	Verteilung der Energiebedarfe der Gewerbe mit G1 SLP über ein Jahr im 15 min Takt.....	119
Abbildung 98:	Verteilung der Energiebedarfe der Gewerbe mit G2 SLP über ein Jahr im 15 min Takt.....	119
Abbildung 99:	Stromlastgang der Wärmepumpen über ein Jahr.	120
Abbildung 100:	Lastgang der Elektromobilität.....	121
Abbildung 101:	Jahressummen der Globalstrahlung in Deutschland 2019. [35].....	122
Abbildung 102:	Verteilung der Windgeschwindigkeiten im Jahr 2010 für drei ausgewählte Nabenhöhen.	124
Abbildung 103:	Leistungskennlinien der Beispielwindkraftanlagen. [38].....	124
Abbildung 104:	Gestehungskosten der Kleinwindanlagen abhängig von der Nabenhöhe.	126
Abbildung 105:	Geräuschemissionen der Antarktis 3,5 kW WKA. [39]	126
Abbildung 106:	Gebäudespezifischen Potential der Kleinwindanlage Antarktis 3,5 kW.	127
Abbildung 107:	Gesamtdarstellung der möglichen PV-Aufdachanlagen.	128
Abbildung 108:	Erzeugungsprofil der PV-Anlage auf dem Bestandsgebäude über ein Jahr im Stundentakt.	129
Abbildung 109:	Erzeugungsprofil der PV-Anlagen auf den Neubauten über ein Jahr im Stundentakt.....	129
Abbildung 110:	Beispielhafte Darstellung der Fassaden PV-Anlage. [40].....	130
Abbildung 111:	Sektorenkoppelnde Maßnahmen für das "Haus der Statistik".....	134
Abbildung 112:	Elektrische Bedarfe und Potentiale je Abschnitt.	135
Abbildung 113:	Geldwerte der Stromflüsse in Szenario 1.	138
Abbildung 114:	Geldwerte der Stromflüsse in Szenario 2.	138
Abbildung 115:	Jährliche Stromkosten der Wärmepumpen im Referenzszenario (100 prozentiger Netzbezug) und bei einer anteiligen Direktstromversorgung mittels des BHKWs.	139

Abbildung 116:	Arbeitspreise für die Wärmebereitstellung im Referenzszenario (100 prozentiger Netzbezug) und bei einer anteiligen Direktstromversorgung mittels des BHKWs.	139
Abbildung 117:	Geldwerte der Stromflüsse in Szenario 4.	141
Abbildung 118:	Eigenverbrauchsquoten der Erzeugungsanlagen.	142
Abbildung 119:	Deckungsraten der Erzeugungstechnologien am Wärmepumpen-Strombedarf.	142
Abbildung 120:	Geldwerte der jeweiligen Stromflüsse für Szenario 5 und 6.	144
Abbildung 121:	Stromkosten der Wärmepumpen bei einer Eigenstromnutzung und die Ersparnisse gegenüber einem hundertprozentigem Strombezug aus dem öffentlichen Netz.	144
Abbildung 122:	Kostenzusammensetzung in Szenario 2.4.	145
Abbildung 123:	Strombezugskosten der Wärmepumpen in Abhängigkeit der Anzahl der Kleinwindanlagen für Szenario 6.	145
Abbildung 124:	Strombezugskosten der Wärmepumpen für Szenario 6 mit Optimierungsmaßnahmen.	146
Abbildung 125:	Messkonzept mit Kaskadenschaltung und Bilanzierung.	147
Abbildung 126:	Messkonzept mit Kaskadenschaltung und Differenzmessung.	148
Abbildung 127:	Strombedarfsprofil der Wärmepumpen (grau) und Stromerzeugungsprofil des BHKW (grün).	150
Abbildung 128:	Strombedarfsprofil der Wärmepumpen (grau) und Stromerzeugungsprofil der PV-Anlagen (gelb).	151
Abbildung 129:	Strombedarfsprofil der Wärmepumpen (grau) und Stromerzeugungsprofil der Kleinwindanlagen (blau).	152
Abbildung 130:	Eigenverbrauch und Einspeisemengen in der Winterzeit (Januar).	152
Abbildung 131:	Eigenverbrauch und Einspeisemengen in der Sommerzeit (Juli).	153
Abbildung 132:	Eigenverbrauch und Einspeisemengen in der Übergangszeit (Oktober).	154
Abbildung 133:	Einspeise- und Eigenverbrauchsmengen in der Sommerzeit mit einem 152 kWh Batteriespeicher.	155
Abbildung 134:	Quartiersleittechnik im Überblick.	159
Abbildung 135:	Aufbau eines Controller-Netzwerks.	162
Abbildung 136:	Zentrale Wärmebereitstellung.	164
Abbildung 137:	Wärmebereitstellung in der Übergabestation.	167
Abbildung 138:	Wärme- und Kältebereitstellung in den Übergabestationen.	169
Abbildung 139:	Ladeinfrastruktur E-Mobilität.	172
Abbildung 140:	Ladeinfrastruktur E-Mobilität mit mehreren intelligenten Verteilerboxen.	173
Abbildung 141:	Lademanagement Strategien.	174
Abbildung 142:	Beispielhafte Darstellung der Web-Oberfläche.	181
Abbildung 143:	Beispielhafte Darstellung der Quartier-APP.	193
Abbildung 144:	Beispielhafte Darstellung der Bewohner-APP mit Verbrauchsinformationen.	194
Abbildung 145:	Genehmigungsbedürftigkeit von KWEA in Berlin. [49]	197
Abbildung 146:	Schematische Darstellung des Betreiber- und Finanzierungsmodells für ein Wärmeliefer-Vollcontracting.	198
Abbildung 147:	Schematische Darstellung des Betreiber- und Finanzierungsmodells für ein Anlagen-Pachtmodell.	199
Abbildung 148:	Schematische Darstellung des Betreiber- und Finanzierungsmodells für ein Betriebsführungs-Contracting.	199
Abbildung 149:	Vergleichende Darstellung der Grundpreise in Abhängigkeit des Betreibermodells und der Vertragslaufzeit.	200

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Unterteilung der Bestandsgebäude mit Nutzungsarten und Energiestandards. [2]	21
Tabelle 2:	Unterteilung der Neubauten mit Nutzungsarten und Energiestandards. [2]	21
Tabelle 3:	Bruttogrundflächen (BGF) [2] und Energiebezugsflächen [9] der Bestandsgebäude.	22
Tabelle 4:	BGF [2] und Energiebezugsfläche des Neubaus „Rathaus Mitte“ mittels faktorieller Umrechnung. 22	
Tabelle 5:	Gebäudeflächen mit Unterteilung nach Nutzungsart.	23
Tabelle 6:	Spezifische Bedarfsangaben für Heizwärme und Trinkwarmwasser in den Neubauten.....	24
Tabelle 7:	Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung für die Bestandsbauteile A-D. ...	26
Tabelle 8:	Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung für den Neubau „Rathaus Mitte“	26
Tabelle 9:	Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Kälteerzeugung für die Bestandsbauteile A-D.	26
Tabelle 10:	Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Kälteerzeugung für den Neubau „Rathaus Mitte“ . .	27
Tabelle 11:	Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung für die Baufelder A-C.	29
Tabelle 12:	Auflistung der entwickelten und untersuchten Varianten zur Wärmeversorgung inklusive Kurzformen.....	40
Tabelle 13:	Auflistung der spezifischen Primärenergiefaktoren für ausgewählte, relevante Energieträger gemäß DIN 18599.....	73
Tabelle 14:	Auflistung der spezifischen Treibhausgas-Emissionsfaktoren für ausgewählte, relevante Energieträger gemäß AGFW FW-309-Teil 6.....	74
Tabelle 15:	Qualitative Bewertung der Varianten hinsichtlich ausschlaggebender Kriterien.	76
Tabelle 16:	Benötigte Heizleistungen zur Dimensionierung der Wärmepumpen je Versorgungsabschnitt.....	83
Tabelle 17:	Empfohlene Wärmepumpen-Modelle je Versorgungseinheit. (siehe Anhang 4)	83
Tabelle 18:	Bezeichnung, Leistung und Anzahl der geplanten Kühlgeräte. (siehe Anhang 4)	84
Tabelle 19:	Benötigte und eingesetzte Wärme- und Kältespeicher.	84
Tabelle 20:	Rahmendaten des kalten Netzes.....	85
Tabelle 21:	Rahmendaten des warmen Netzes.	86
Tabelle 22:	Flächenbedarf der Energiezentralen für die LowEx-Gebäude.....	88
Tabelle 23:	Flächenbedarf der Energiezentralen für die Wohnungsbauten.	88
Tabelle 24:	Vergleichende Bewertung der Speichertechnologien in Hinblick auf Temperaturniveau und Kosteneffizienz	106
Tabelle 25:	Grundlegende Parameter der Analyse verschiedener Versorgungskonzepte für die Baufelder A, B und C in Abhängigkeit der zentralen Speicherdimensionierung	107
Tabelle 26:	Anzahl der benötigten Speicher in der Kaskade und deren Platzbedarf für die untersuchten Szenarien	108
Tabelle 27:	Darstellung der voraussichtlichen Startzeitpunkte der Wärmeversorgung. [2].....	113
Tabelle 28:	Darstellung der voraussichtlichen Startzeitpunkte der Wärmeversorgung inklusive Annahmen zum Bedarfsbeginn der vorgeschalteten Bauwärme	114
Tabelle 29:	Bedeutung der Standardlastprofile des VDEW für die jeweiligen Gewerbegruppen.	117
Tabelle 30:	Aufteilung der jährlichen Strombedarfe je Bauteil bzw. Baufeld	118
Tabelle 31:	Rauhigkeitslängen in Klassen (Geländetypen) aufgeteilt. [37].....	123
Tabelle 32:	Generierte Energiemenge je Nabenhöhe und WKA.....	125
Tabelle 33:	Rahmendaten der PV-Aufdachanlagen der Bestandsgebäude.	128
Tabelle 34:	Rahmendaten der PV-Aufdachanlagen der Neubauten inkl. Sicherheitsabschlag.....	129
Tabelle 35:	Angaben zur Fassaden PV-Anlage an Bauteil D des Bestandsgebäudes. [40].....	131

Tabelle 36:	Angaben zur Fassaden PV-Anlage an Bauteil A des Bestandsgebäudes. [40]	131
Tabelle 37:	Simulierte Fassaden PV-Anlage an Bauteil A des Bestandsgebäudes.	131
Tabelle 38:	Simulierte Fassaden PV-Anlage an Bauteil D des Bestandsgebäudes.	132
Tabelle 39:	Simulierte Fassaden PV-Anlage des Rathauses.	132
Tabelle 40:	Simulierte Fassaden PV-Anlage für Baufeld A.	132
Tabelle 41:	Simulierte Fassaden PV-Anlage für Baufeld B.	132
Tabelle 42:	Simulierte Fassaden PV-Anlage für Baufeld C.	132
Tabelle 43:	Staatliche Strompreiskomponenten 2020. [42]	136
Tabelle 44:	Vergütungssatz des BHKW für den eingespeisten Strom.	137
Tabelle 45:	Anzulegende Werte für Solaranlagen bei einer Inbetriebnahme ab dem 01.04.2020. [41]	143
Tabelle 46:	Darstellung der Fördermöglichkeiten von CSD Ingenieure. [9]	201

1 Einleitung

1.1 Projektbeschreibung

Im Herzen Berlins, direkt am Alexanderplatz, befindet sich das derzeit leerstehende und stark sanierungsbedürftige „Haus der Statistik“. Eingerahmt wird dieses durch die Otto-Braun-Straße, die Karl-Marx-Allee und die Berolinastraße. Dieses geschichtsträchtige Gebäude wurde 1968 erbaut, von zahlreichen staatlichen Institutionen genutzt und steht seit dem Jahr 2008 leer. Im Koalitionsvertrag der rot-rot-grünen Regierung wurde 2016 festgeschrieben, dass das Haus der Statistik als vielseitiger Ort für Wohnen, Verwaltung sowie Kultur, Bildung und Soziales zu entwickeln ist. Des Weiteren soll das Projekt einen Modellcharakter repräsentieren, der neue Kooperationen mit einer breiten Mitwirkung der Stadtgesellschaft schafft. Um dies zu realisieren, hat das Land Berlin Ende 2017 das ca. 30.000 m² große Areal erworben und sich zur Aufgabe gemacht, dieses wieder mit Leben zu füllen. Dabei ist die Berliner Immobilienmanagement GmbH (BIM) mit der zügigen Sanierung und Herrichtung des Bestandsgebäudes beauftragt. Im Sinne der breiten Mitwirkung arbeiten neben der BIM auch die Senatsverwaltung, das Bezirksamt Berlin-Mitte, die landeseigene Wohnungsbaugesellschaft Berlin-Mitte (WBM) sowie die ZUSAMMENKUNFT Berlin eG (ZKB) als zivilgesellschaftlicher Teil an der Entwicklung des Gesamtareals Haus der Statistik. [1] Im Zuge dessen wird auch die Energieversorgung frühzeitig mitgedacht. In einem Ausschreibungsverfahren hat sich die Naturstrom AG (NATAG) für die Erstellung einer Machbarkeitsstudie zur nachhaltigen Energieversorgung (Teil 1) mit integriertem Mobilitätskonzept (Teil 2) durchgesetzt. Bezüglich der Energieversorgung ist das Ziel ein innovatives, CO₂ armes Energiekonzept unter den Rahmenbedingungen der Bundesförderung Wärmenetzsysteme 4.0 zu entwickeln, welches das erneuerbare Potential vor Ort bestmöglich ausschöpft und ein Optimum zwischen Ökologie und Ökonomie darstellt. Dabei sollen alle Sektoren – Wärme, Strom und Mobilität – energetisch mitgedacht werden. Die Zielvorstellungen bezüglich des Mobilitätskonzeptes umfassen unter anderem sichere, attraktive, klimafreundliche und kostengünstige Mobilitätsangebote für die zukünftigen Nutzer und Nutzerinnen des Quartiers und Quartierumfelds und ein weitestgehend autofreies Quartier. [2]

Das derzeitige Gesamtareal wird in sieben Bauteile mit der Bezeichnung A bis F gegliedert, wobei ausschließlich die Bauteile A bis D an der westlichen Längsachse erhalten bleiben sollen (siehe Abbildung 1). [2]



Abbildung 1: Aktuelle Situation des Projektgebietes mit Kennzeichnung der Bestandsbauteile. [3]

In dem zu erhaltenden Bestand wird sich zukünftig die BIM, die Berliner Energiemanagement GmbH (B.E.M.) und das Finanzamt primär mit Verwaltungs- und Büroräumen einordnen. Lediglich Bauteil A soll zum Teil durch die ZKB mit soziokulturellen Nutzungen gefüllt werden. Die Bauteile haben eine Geschossanzahl von 9 bis 12 und umfassen

insgesamt eine Bruttogeschosfläche (BGF) von 46.065 m². Im Nordwesten des Areals, auf der Fläche des derzeitigen Bestandsbauteils G, wird das neue Rathaus-Mitte mit einer derzeit geplanten BGF von 25.000 m² entstehen. Dies wird die Nutzungen und Funktionen des momentanen Rathausstandortes in der Karl-Marx-Allee 31 ersetzen und Platz für weitergehende Funktionen wie eine Kita und Stadtmission bieten. An der östlichen Längsachse des Areals werden drei Neubauten von der WBM mit vorrangiger Wohnnutzung für ca. 300 Wohneinheiten (WE) für unterschiedliche Zielgruppen realisiert. Hier werden ebenfalls anteilige Flächen von der ZKB entwickelt Experimentierhäuser und integratives Wohnen). Einen Überblick der Maßnahmen liefert Abbildung 2. [2]

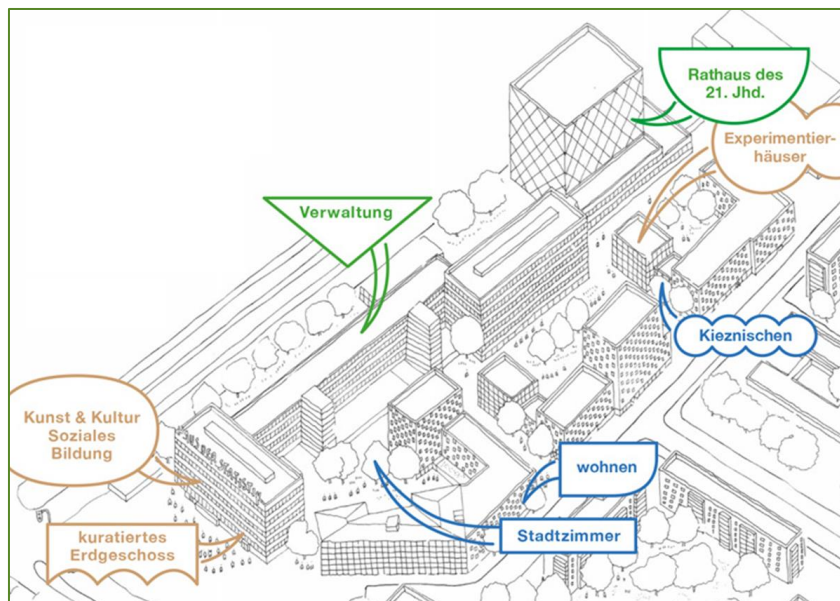


Abbildung 2: Ausschnitt aus dem städtebaulichen Werkstattverfahren. [4]

1.2 Vorgehensweise

Für die Entwicklung eines nachhaltigen Energieversorgungssystems werden beginnend sowohl die Bedarfe bezüglich Raumwärme, Kälte, Trinkwarmwasserbedarf und Strom, die durch das neu entwickelte Areal entstehen, als auch die Potentiale erneuerbarer Energiequellen im und unmittelbar um das Gebiet prognostiziert. Voruntersuchungen haben bereits für die thermische Energieversorgung ein hohes Potential für die Nutzung von Abwärme aus den Abwasserkanälen unterhalb der südlich und westlich am Areal entlanglaufenden Straßen detektiert. [2] Im nächsten Schritt werden aus den örtlichen Gegebenheiten vier Konzeptvarianten mit weiteren Untervarianten gebildet, die untereinander primär aufgrund unterschiedlicher Zusammensetzung der Energiequellen und dem Einsatz der Anlagentechnik variieren. Dem wird als Referenzvariante eine hundertprozentige Fernwärmeversorgung gegenübergestellt. Mittels Vordimensionierung aller relevanten Komponenten der einzelnen Konzepte und anhand energetischer, ökonomischer und ökologischer Prämissen fällt die Entscheidung auf ein Konzept. Dieses wird tiefergehend detailliert betrachtet. Vorausgesetzt wird die Einhaltung der Rahmenbedingungen des Vorhabens Wärmenetzsysteme 4.0. Zum energetischen Vergleich werden die thermischen und elektrischen Energieflüsse bilanziert. Für die ökonomische Sichtweise wird mittels Vollkostenrechnung der Wärmepreis mit und ohne Einbezug der voraussichtlichen Förderzuwendungen ermittelt. Zur ökologischen Bewertung werden der Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtkonzept, die benötigte Primärenergie und die entstehenden Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) berechnet. Für die resultierende favorisierte Variante werden die Angaben zu den Aufwendungen für die zentralen Anlagenkomponenten auf Grundlage der eingesetzten Technologien durch Hersteller- und Lieferantenangaben geschärft und ergänzt durch Richt- und Mittelwerte für die notwendige Anlagenperipherie.

Anhand dessen kann eine detaillierte Kostenrechnung vorgenommen werden. Des Weiteren werden tiefergehende Untersuchungen bezüglich Optimierungsoptionen durchgeführt, welche sich zum Beispiel auf die Glättung von Lastgängen mittels Großwärmespeicher beziehen. Um die Ganzheitlichkeit des Konzeptes abzurunden, werden die Bereiche Wärme und Strom mittels sektorenkoppelnden Maßnahmen zusammen gedacht. Dabei liegt der Fokus auf einer Optimierung zwischen der maximal möglichen vor-Ort Stromerzeugung und einem hohen Eigenverbrauch. Die so entstehenden Einsparungen aus finanzieller und ökologischer Sichtweise werden einem hundertprozentigem Netzbezug gegenübergestellt. Um die Effizienz des Gesamtsystems zu erhöhen wird anhand einer zentralen Gebäudeleittechnik (GLT) ein Konzept zum prognosebasierten und intelligenten Anlagenbetrieb entworfen. Ein Monitoring der Systemkomponenten führt zu einer weiteren Optimierung während des Betriebs. Abschließend wird die Finanzierung des Versorgungssystems anhand verschiedenen Betriebsmodelle betrachtet, die rechtliche Genehmigungsfähigkeit untersucht und weitere Fördermittel dargestellt.

Nach Abschluss der Studie geht es um die Realisierung des favorisierten Energieversorgungskonzeptes und damit in die Entwicklung eines Pilotprojektes, welches zeigt, dass eine dezentrale und nachhaltige Energieversorgung auch im urbanen Raum und bei einer Synthese aus Bestand und Neubau möglich ist.

2 Grundlagenermittlung

Beginnend werden in diesem Kapitel die Grundlagen dargestellt, auf welchen die effizienten, vorrangig auf erneuerbaren Energien basierenden Konzepte zur Wärmeversorgung aufbauen.

2.1 Thermische Bedarfsanalyse

Aus der thermischen Bedarfsanalyse resultieren die jährlichen Bedarfe an Nutzwärme und -kälte sowie die Heiz- und Kühllasten für die einzelnen Gebäude. Die Bedarfe und Lasten werden dabei je Gebäude ermittelt, wobei auch Nutzungsarten und -flächen sowie der Aspekt Neubau/Bestand berücksichtigt werden.

Die thermischen Bedarfe in Gebäuden werden durch mehrere Faktoren beeinflusst. Hierbei sind klimatische Faktoren wie bspw. die Außentemperatur oder solare Einstrahlung am Gebäude, die Soll-Innenraumtemperatur und bauliche Faktoren wie die Wärmedämmung der Gebäudehülle zu nennen. Der Wärmebedarf setzt sich aus dem **Trinkwarmwasser-Wärmebedarf (TWW)** und dem **Heizwärmebedarf (HW)** zusammen und wird als Energiemenge pro Jahr (kWh/a) angegeben. Trinkwarmwasserbedarfe hängen in erster Linie von der Nutzungsart des Gebäudes ab. Beispielsweise sind in Wohnräumen aufgrund von Badezimmern und von Küchen deutlich höhere Trinkwarmwasserbedarfe zu erwarten als in Büroräumen. Dagegen gibt der Heizwärmebedarf Auskunft über die thermische Qualität eines Gebäudes und ergibt sich maßgeblich durch die Gebäudegeometrie und -ausrichtung, die Beschaffenheit der Gebäudehülle (z. B. Transparenter Flächenanteil) und deren Umgebungsbedingungen (z. B. Verschattung) sowie deren Transmissionswärmeverlusten.

Die Berechnung von **Kältebedarfen** ist insbesondere für Verwaltungs- und Büroräume als auch für gewerblich genutzte Räume relevant, da hier die Kältebedarfe oftmals einen höheren Betrag im Gegensatz zu den Wärmebedarfen aufweisen. Die Ursachen sind beispielsweise hohe interne Lasten (z. B. Desktop-PCs und Server), Kühlbedarfe zur Warenkühlung oder auch nicht-opake Gebäudefassaden ohne aktive Verschattung. Zudem wird - insbesondere in Büroräumen – zumeist ein behagliches Raumklima forciert, was vor allem durch die Einhaltung einer maximalen Raumlufttemperatur gemäß Arbeitsstättenrichtlinie erreicht wird. Somit erhöhen sich die Kühlbedarfe zur Einhaltung der sommerlichen Raumluftkonditionen.

Auf Basis der Wärme- und Kältebedarfe können die Heiz- und Kühllasten der Gebäude ermittelt werden. Diese werden als thermische Leistungen angegeben (kW) und sind zusammen mit der thermischen Potenzialanalyse essenziell für die Entwicklung und Analyse der Energiekonzeptvarianten.

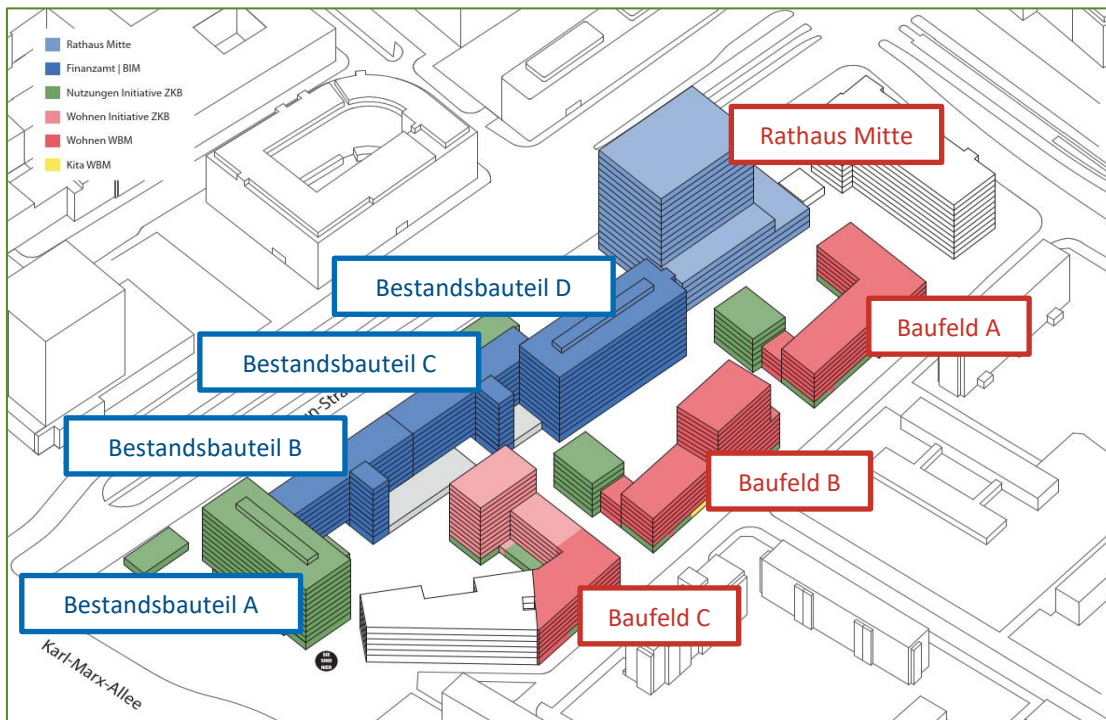


Abbildung 3: Definition der Gebäude. Blaue Markierung: Bestandsgebäude zur Sanierung; rote Markierung: Neubauten. [2]

Die baulichen Einflussfaktoren auf die thermischen Bedarfe beruhen auf den von den Bauherren angestrebten Gebäude-Energiestandards. Prinzipiell sind die baulichen Voraussetzungen gemäß der aktuell geltenden Energieeinsparverordnung (EnEV) [5] bezüglich der Wärmedämmung der Gebäudehülle einzuhalten. Vor dem Hintergrund, dass die Neubauten des Areals voraussichtlich in den Jahren 2024 und 2025 beziehungsweise – im Falle vom Rathaus Mitte – im Jahr 2027 fertiggestellt werden, müssen für derartige bauliche Verordnungen Annahmen zu geltenden Energiestandard getroffen werden, da bis zu den Baugenehmigungsverfahren gesetzliche Novellierungen hin zu strengeren Grenzwerten zu erwarten sind. Aus diesem Grund werden die gegenüber der EnEV 2016 restriktiveren Energiestandards für KfW-Effizienzhäuser veranschlagt. Für die entstehenden Gebäude der Baufelder A-C wird der Energiestandard gemäß **KfW-Effizienzhaus 55** festgelegt. Nach diesem Standard darf der Jahres-Primärenergiebedarf max. 55 % und der Transmissionswärmeverlust max. 70 % der entsprechenden Werte eines Referenzgebäudes nach der EnEV 2016 betragen. [6] Für das Rathaus Mitte ist vom Bauherrn ein höherer Energiestandard gefordert, da bis zur voraussichtlichen Fertigstellung im Jahr 2027 weitere Verschärfungen der gebäudeenergetischen Grenzwerte vermutet werden. Daher wird für das Rathaus der Energiestandard **KfW-Effizienzhaus 40** festgelegt. Nach diesem Standard darf der Jahres-Primärenergiebedarf max. 40 % und der Transmissionswärmeverlust max. 55 % der entsprechenden Werte eines Referenzgebäudes nach der EnEV 2016 betragen. [6] Für die Bestandsbauten (Bauteile A-D) wird der Energiestandard **KfW-Effizienzhaus 85** festgelegt, welcher bezüglich des baulichen und investiven Aufwands einem gängigen Kompromiss für eine energetische Sanierung entspricht. Nach diesem Standard darf der Jahres-Primärenergiebedarf max. 85 % und der Transmissionswärmeverlust max. 100 % der entsprechenden Werte eines Referenzgebäudes nach der EnEV 2016 betragen. [6] Hierbei handelt es sich des Weiteren um den angestrebten Energiestandard des Bauherrn (Unterbietung der EnEV-Konditionen für den Primärenergiebedarf um mindestens 15 % [7]) im Zuge des erstellten Nachhaltigkeitskonzeptes. [8] Die angestrebten Energiestandards wurden in Absprache mit den Bauherren festgelegt und sind für die Bestandsgebäude in Tabelle 1 und für die Neubauten in Tabelle 2 aufgeschlüsselt. Neben der Ermittlung von Wärmebedarfen werden im Vorfeld der Potenzialanalyse auch die Lastgänge gemäß den Gebäuden und den Nutzungsarten bestimmt.

Tabelle 1: Unterteilung der Bestandsgebäude mit Nutzungsarten und Energiestandards. [2]

Bestand	Bruttogrundfläche in m ²	Nutzung	Energiestandard
Bauteil A	12.715	Büro/Verwaltung und soziokulturelle Nutzung	KfW-Effizienzhaus 85
Bauteil B	8.653	Büro/Verwaltung	KfW-Effizienzhaus 85
Bauteil C	8.466	Büro/Verwaltung	KfW-Effizienzhaus 85
Bauteil D	16.231	Büro/Verwaltung	KfW-Effizienzhaus 85

Tabelle 2: Unterteilung der Neubauten mit Nutzungsarten und Energiestandards. [2]

Neubau	Bruttogrundfläche in m ²	Nutzung	Energiestandard
Rathaus Mitte	25.000	Büro/Verwaltung, Gewerbe und soziokulturelle Nutzung	KfW-Effizienzhaus 40
Baufeld A	5.600	Wohnen, Gewerbe und soziokulturelle Nutzung	KfW-Effizienzhaus 55
Baufeld B	14.700	Wohnen, Gewerbe und soziokulturelle Nutzung	KfW-Effizienzhaus 55
Baufeld C	17.500	Wohnen, Gewerbe und soziokulturelle Nutzung	KfW-Effizienzhaus 55

2.1.1 Wärme- und Kältebedarfe

Die Bestandsgebäude A-D und der Neubau „Rathaus Mitte“ werden im Folgenden gemeinsam betrachtet, da neben einer Heizwärme- auch eine Kälteversorgung angedacht und für diese Gebäude keine zentrale Bereitstellung von Trinkwarmwasser vorgesehen ist. Im Gegensatz dazu ist für die Neubauten auf den Baufeldern A, B und C eine Versorgung mit Heizwärme und Trinkwarmwasser ohne Raumkühlung beabsichtigt.

2.1.1.1 Bestandsgebäude und Rathaus Mitte

Im Vorfeld und im Laufe dieser Machbarkeitsstudie wurden von dem Beratungs- und Planungsdienstleister *CSD Ingenieure* Berechnungen für die Bestandbauteile A-D zur Ermittlung der Nutz-, End- und Primärenergiebedarfe für Heizung, Kühlung, Lüftung und Beleuchtung nach DIN V 18599 durchgeführt. [9] Daraus ergeben sich für die Primär-, End- und Nutzenergiebedarfe – in Abhängigkeit von den darin betrachteten (3) Varianten – unterschiedliche Ergebnisse. Für die Wärme- und Kältebedarfsermittlung ist insbesondere der Nutzenergiebedarf, also die tatsächlich in den Räumen des Gebäudes umgesetzte thermische Energie, von Interesse, da diese eine nahezu unabhängige thermische Ausgangsbasis – im Gegensatz zum Endenergiebedarf – darstellt. Je nach Einsatz von Heiz- und Kühlgeräten mit und ohne regenerativem Energieanteil ändert sich der Endenergiebedarf unter den Varianten signifikant. Es ergeben sich für die Gebäudebeheizung ein Nutzenergiebedarf von **33,8 kWh/(m²a)** und für die Gebäudekühlung ein Nutzenergiebedarf von **32,0 kWh/(m²a)**. Diese Werte sind der Variante B der Berechnungen von *CSD Ingenieure* vom 3. Februar 2020 entnommen. [10] [11] [12] Die dabei veranschlagte beheizte bzw. klimatisierte Nutzungsfläche (NF) (=Energiebezugsfläche) der Bauteile A-D beträgt gemäß den Berechnungen von *CSD Ingenieure* **38.971,6 m²**. [9] Die Nutzenergiebedarfe bzgl. Heizen und Kühlen für die Bauteile B und D wurden über die vorliegenden Energiebezugsflächen anteilig berechnet. Die Mittelwerte können nicht für einzelne Räume per se angewandt werden, da die jeweilige Raumnutzung und wetterbedingte Randbedingungen (z. B. solare Ein-

strahlung) einen signifikanten Einfluss auf den raumspezifischen Wärme- bzw. Kältebedarf haben. Zur ganzheitlichen Betrachtung der Bestandsgebäude hingegen können die Mittelwerte eingesetzt werden. Für die Bestandsgebäude und für den Neubau „Rathaus Mitte“ ist keine zentrale Warmwasserbereitung vorgesehen, daher entsprechen die Wärmebedarfe den Heizwärmebedarfen. Die Energiebezugsfläche für den Neubau „Rathaus Mitte“ wird mit einem Faktor von 0,7 aus den Bruttogrundflächen berechnet. Der angenommene Faktor wurde mit den Bauherren abgestimmt und findet in den weiteren Berechnungen Anwendung. Der Anteil beheizter Nutzungsfläche von 70 % an der Bruttogrundfläche wurde bewusst als Maß gesetzt, da dieser Wert für die gewünschte Zertifizierung nach dem *Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen* (BNB) mit der angestrebten Kategorie Silber des Rathaus Mitte eine verhältnismäßig hohe Flächeneffizienz abbildet und folglich ein hohes Zertifizierungsniveau begünstigt. [13] Die Energiebezugsflächen der Bestandsgebäude und des Neubaus „Rathaus Mitte“ sind in Tabelle 3 und Tabelle 4 ersichtlich.

Tabelle 3: Bruttogrundflächen (BGF) [2] und Energiebezugsflächen [9] der Bestandsgebäude.

	Bruttogrundfläche in m ²	Energiebezugsfläche in m ²
Bauteil A	12.715,00	11.218,50
Bauteil B	8.653,00	7.101,49
Bauteil C	8.466,00	6.948,01
Bauteil D	16.231,00	13.703,60
Gesamt	46.065,00	38.971,60

Tabelle 4: BGF [2] und Energiebezugsfläche des Neubaus „Rathaus Mitte“ mittels faktorieller Umrechnung.

	Bruttogrundfläche in m ²	Energiebezugsfläche in m ²
Rathaus Mitte	25.000,00	17.500,00

Insgesamt ergeben sich die Wärmebedarfe der Bestandsgebäude und des Rathauses zu **1.581.546 kWh/a** und sind in Abbildung 4 ersichtlich.

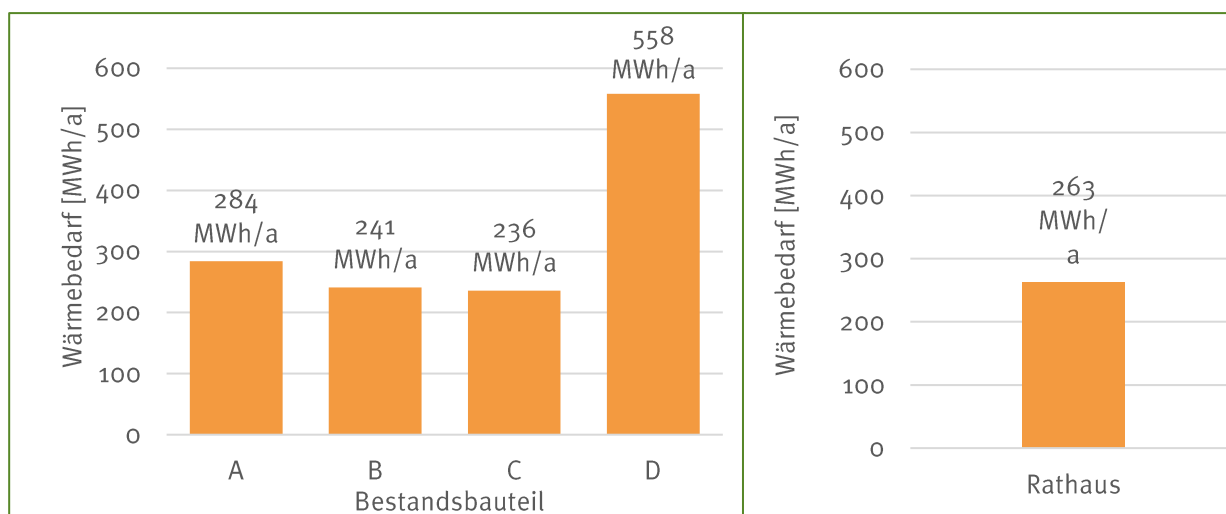


Abbildung 4: Wärmebedarfe der Bestandsbauteile und des Rathauses nach den Berechnungen von CSD Ingenieure. [9]

Die jeweiligen Kältebedarfe der Bestandsgebäude werden der Versorgungsvariante B aus den Angaben von *CSD Ingenieure* entnommen. [9] Daraus ergibt sich ein Kältebedarf von insgesamt **1.248.411 kWh/a**. Für das „Rathaus Mitte“ liegen weder Daten zum Kältebedarf noch Daten zur Kühllast vor. Um hierfür valide Aussagen treffen zu können, werden der spezifische Kühlbedarf und die spezifische Kühllast den vorliegenden Ergebnissen aus einer thermischen Gebäudesimulation für ein Verwaltungsgebäude in Bamberg entnommen. Die klimatischen Bedingungen von Bamberg und Berlin weisen keine signifikanten Unterschiede auf. Daher können die Ergebnisse dieser Gebäudesimulation für den Standort Berlin adaptiert werden. In Bezug auf die Bruttogrundfläche beträgt der spezifische Kältebedarf **18,6 kWh/(m²a)**. Damit ergibt sich für das „Rathaus Mitte“ ein Kältebedarf von **465.000 kWh/a**. Die Kühllast des „Rathaus Mitte“ wird analog ermittelt (vgl. Kap. 2.1.2.1). Damit beträgt der Kältebedarf der Bestandsgebäude und des Rathauses insgesamt **1.713.411 kWh/a**. Die ermittelten, gebäudespezifischen Kältebedarfe sind in Abbildung 5 dargestellt.

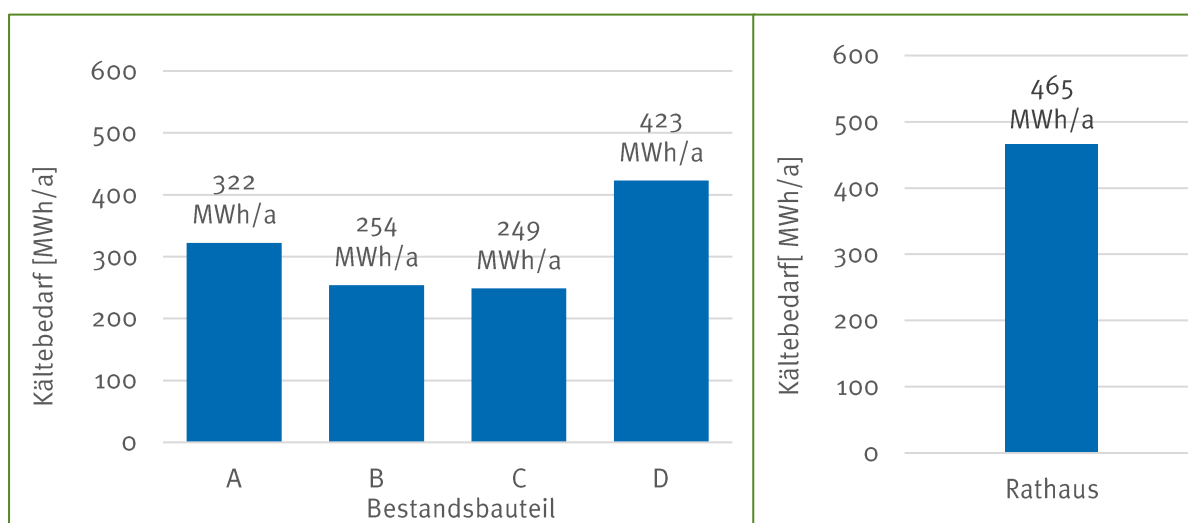


Abbildung 5: Kältebedarfe der Bestandsbauteile und des Neubaus „Rathaus Mitte“.

2.1.1.2 Neubauten der Baufelder A, B und C

Die Neubauten werden unterteilt in die Baufelder A, B und C (vgl. Abbildung 3). Zur Bestimmung der Wärmebedarfe werden zunächst die Nutzungsflächen berechnet und spezifische Trinkwarmwasser- und Heizwärmebedarfe anhand der angestrebten Energiestandards definiert. Dabei wird bei der Nutzungsart differenziert zwischen Wohn- und Nichtwohnflächen. Die Nutzflächen werden – wie im Fall des Neubaus „Rathaus Mitte“ – mit einem Faktor von 0,7 aus den Bruttogrundflächen berechnet. Der angenommene Faktor wurde mit den Bauherren abgestimmt und findet in den weiteren Berechnungen Anwendung.

Tabelle 5: Gebäudeflächen mit Unterteilung nach Nutzungsart.

Neubau	Bruttogrundfläche in m ²		Beheizte Nutzungsfläche in m ²	
	Wohnen	Nicht-Wohnen	Wohnen	Nicht-Wohnen
Baufeld A	3.900	1.700	2.730	1.190
Baufeld B	13.000	1.700	9.100	1.190
Baufeld C	8.900	3.600	9.730	2.520
Gesamt	25.800	7.000	21.560	4.900

Der Anteil beheizter Nutzungsfläche von 70 % an der Bruttogrundfläche wurde bewusst als Maß gesetzt, da im Wohnungsbau ein NF/BGF-Verhältnis von 70 % statistisch in etwa die Obergrenze des Durchschnittswertes darstellt. [14]

Für die Neubauten sind des Weiteren spezifische Heizwärmebedarfe zu definieren, welche sich maßgeblich an den festgelegten Energiestandards in Tabelle 2 orientieren. Die Warmwasserbedarfe für Nichtwohnflächen können Richtwerten der DIN V 18599 entnommen werden. [15] Im Gegensatz dazu wird für Wohnflächen ein selbst generierter, spezifischer Wert verwendet, der über dem Normwert liegt. Die langjährige Praxiserfahrung in der Betriebsführung von Wärmeversorgung zeigt, dass diese generierten Werte näher am tatsächliche Warmwasserbedarf liegen, als der Normwert.

Tabelle 6: Spezifische Bedarfsangaben für Heizwärme und Trinkwarmwasser in den Neubauten.

Neubau	Spezif. Heizwärmebedarf in kWh/(a*m ²)	Spezif. Trinkwarmwasserbedarf in kWh/(a*m ²)	
		Wohnflächen	Nichtwohnflächen
Baufeld A	23,60	17,50	10,95
Baufeld B	23,90	17,50	10,95
Baufeld C	23,80	17,50	10,95

Die Heizwärmebedarfe der Neubauten berechnen sich aus der Gesamtfläche aus Wohn- und Nichtwohnflächen eines jeweiligen Gebäudes und dem entsprechenden spezifischen Heizwärmebedarf. Als Grundlage zur Bestimmung der spezifischen Heizwärmebedarfe nach Nutzungsarten wurden die Berechnungsdaten der *Initiative Zusammenkunft Berlin* herangezogen. [16] Als Bezugsflächen wurden in dieser Quelle die Bruttogrundflächen verwendet. Die nicht vorliegenden spezifischen Heizwärmebedarfe der Baufelder A-C werden daher gleichermaßen mittels Bruttogrundflächen als Bezugsflächen ermittelt. Für die Berechnung der Trinkwarmwasserbedarfe wird zwischen Wohn- und Nichtwohnflächen gemäß Tabelle 5 differenziert und hierfür jeweils die spezifischen Trinkwarmwasserbedarfe gemäß Tabelle 6 eingesetzt.

Zur Berechnung der Heizwärmebedarfe der Neubauten werden die veranschlagten spezifischen Heizwärmebedarfe mit den NF aus Tabelle 5 als Bezugsflächen verwendet. Der Wärmebedarf beträgt **1.060.945 MWh/a**. Davon entfallen **431.955 MWh/a** auf den Trinkwarmwasserbedarf und **629.990 MWh/a** auf den Raumwärmebedarf.

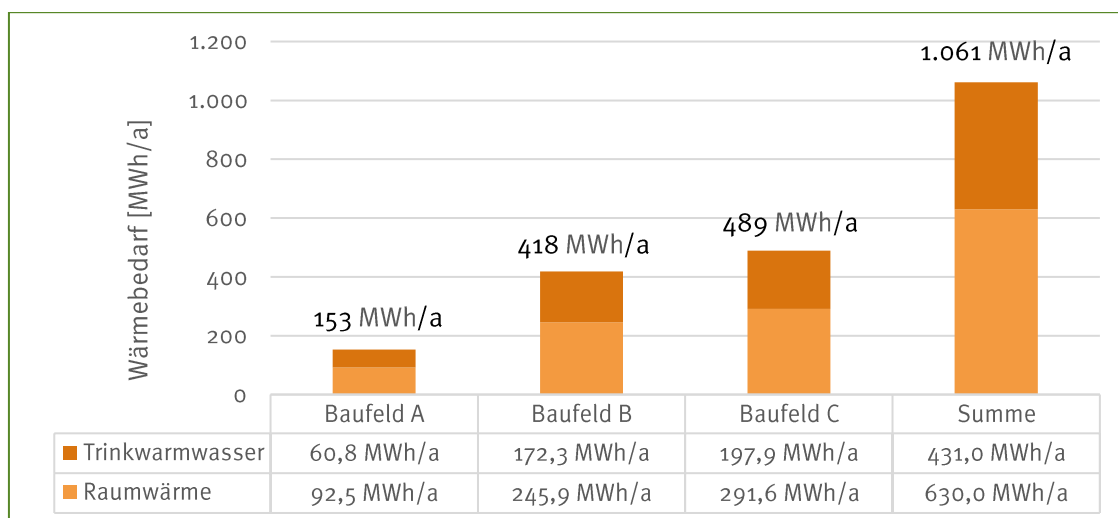


Abbildung 6: Bedarfe der Neubauten für Raumwärme und Trinkwarmwasser.

Im Wohnungsbau besteht i.d.R. keine Notwendigkeit für eine Gebäudekühlung. Es findet in Abstimmung mit dem Bauherrn daher keine Berechnung von Kältebedarfen statt.

2.1.2 Thermische Lasten und Lastgänge

Hier werden zunächst die thermischen Lasten zur Gebäudetemperierung ermittelt. Die Heizlast stellt dabei die notwendige Wärmezufuhr dar, um die geforderte Raumtemperatur zum Zeitpunkt der standortspezifischen Norm-Außenlufttemperatur aufrechtzuerhalten. Dagegen ist die Kühllast eine aus Räumen abzuführende Wärmelast, um einen vorgegebene Raumlufttemperatur zu erhalten. Aus der thermischen Bedarfsanalyse werden zeitlich hochaufgelöste thermische Lastgänge generiert. Diese können je nach Nutzungsart variabel erstellt und aus dynamischen Computersimulationen für technische Gebäudeanlagen generiert werden. Zudem werden die Heiz- und Kühllasten im Zuge dieser Simulationen ermittelt. Als Randbedingungen gehen der Gebäudestandort und die -ausrichtung, Nutzungsart und die Beschaffenheit der Gebäudehülle ein. Die zeitliche Verteilung der jährlichen Wärmebedarfe erfolgt dabei in stündlicher Auflösung witterungsbereinigt nach dem Gradtagsverfahren. Zur Simulation wird die Software Polysun Designer Version 11 von Vela Solaris eingesetzt.

2.1.2.1 Bestandsgebäude und Rathaus

Für die Bestandsgebäude werden die Trinkwarmwasserbedarfe wie bei der Berechnung der Wärmebedarfe nicht berücksichtigt. Die Heiz- und Kühllasten der Bestandsgebäude ergeben sich aus der dynamischen Anlagensimulation. Für die Bestandsgebäude wurde zur Bestimmung der Lasten und Lastprofile eine gesamtheitliche Verwaltungs- und Büronutzung für alle Bestandsflächen veranschlagt, da diese Nutzungsart die gesamte Bruttogrundfläche dominiert und der Einfluss von anderen Gewerbe- sowie Wohneinheiten auf Lasten und Lastprofile in diesem Fall vernachlässigbar ist. Für den Neubau „Rathaus Mitte“ wird ausschließlich eine Verwaltungs- und Büronutzung angenommen.

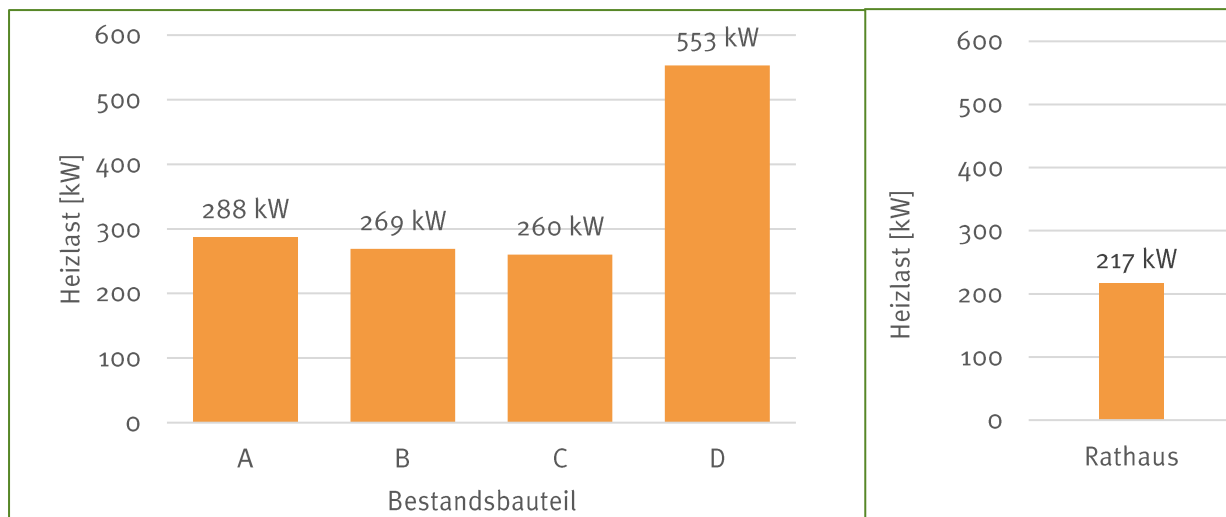


Abbildung 7: Heizlasten der einzelnen Bestandsgebäude und des Rathauses aus der dynamischen Anlagensimulation.

Die Gesamtheizlast der Bestandsgebäude beträgt ca. **1.370 kW**. Der Nutzungsgrad der Wärmeerzeuger lässt sich durch die Volllaststunden (VLH) darstellen. In Tabelle 7 sind die VLH auf Basis von Wärmebedarfen- und lasten aufgeschlüsselt.

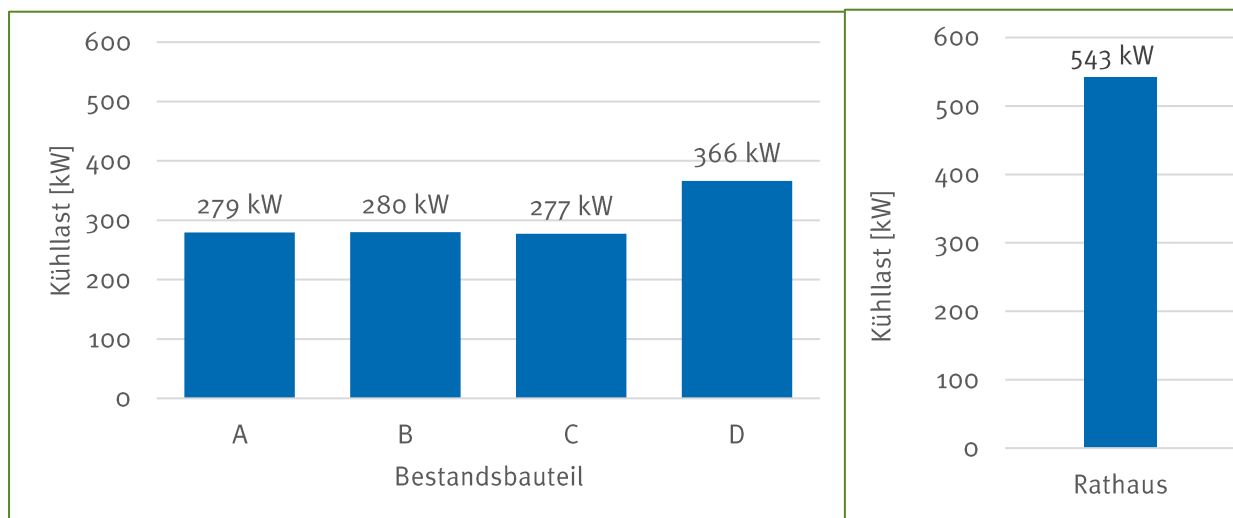
Tabelle 7: Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung für die Bestandsbauteile A-D.

Bestandsgebäude	Wärmebedarf [MWh]	Heizlast [kW]	Volllaststunden [h/a]	Nutzungsgrad [%]
Bauteil A	284,1	287,6	987,6	11,3
Bauteil B	241,1	269,2	895,9	10,2
Bauteil C	235,9	260,2	906,7	10,4
Bauteil D	557,9	553,2	1.008,6	11,5
Gesamt	1.319,0	1.370,1	960,4	11,0

Tabelle 8: Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung für den Neubau „Rathaus Mitte“.

Neubau	Wärmebedarf [MWh]	Heizlast [kW]	Volllaststunden [h/a]	Nutzungsgrad [%]
Rathaus Mitte	262,5	217,3	1.208,0	13,8

Analog zur Wärmeerzeugung sind in Abbildung 8 die Kühllasten der Bestandsgebäude und des Neubaus „Rathaus Mitte“ sowie in Tabelle 9 die VLH der jeweiligen Kälteerzeuger dargestellt. Die spezifische Kühllast für das Rathaus wird analog zum Kältebedarf aus einer thermischen Gebäudesimulation entnommen und beträgt **21,7 kW/m²** in Bezug auf die Bruttogrundfläche (vgl. Kap. 2.1.1.1). Daraus resultiert eine Kühllast von **542,5 kW**. Folglich ergibt sich eine Kühllast der Bestandsgebäude und des Neubaus „Rathaus Mitte“ von insgesamt ca. **1.744,6 kW**.


Abbildung 8: Kühllasten der einzelnen Bestandsgebäude und des Rathauses aus der dynamischen Gebäudesimulation
Tabelle 9: Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Kälteerzeugung für die Bestandsbauteile A-D.

	Kältebedarf [MWh]	Kühllast [kW]	Volllaststunden [h/a]	Nutzungsgrad [%]
Bauteil A	322,4	279,3	1.154,3	13,2
Bauteil B	254,2	279,8	876,3	10,0
Bauteil C	248,7	277,1	897,5	10,2
Bauteil D	423,2	366,0	1.156,3	13,2
Gesamt	1.248,4	1.202,1	1.038,5	11,9

Tabelle 10: Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Kälteerzeugung für den Neubau „Rathaus Mitte“.

	Kältebedarf [MWh]	Kühllast [kW]	Volllaststunden [h/a]	Nutzungsgrad [%]
Rathaus Mitte	465,0	542,5	857,1	9,8

In Abbildung 9 bis Abbildung 12 sind die Heiz- und Kühllastprofile für die Bestandsbauten und den Neubau „Rathaus Mitte“ dargestellt. Darin enthalten sind zudem die Jahresdauerlinien, um den Leistungsbedarf nach bestimmten Leistungen über die Dauer eines Testreferenzjahres (Simulationszeitraum) aufzuschlüsseln und damit eine Auskunft zur Auslastung der Wärme- bzw. Kälteerzeuger zu erhalten.

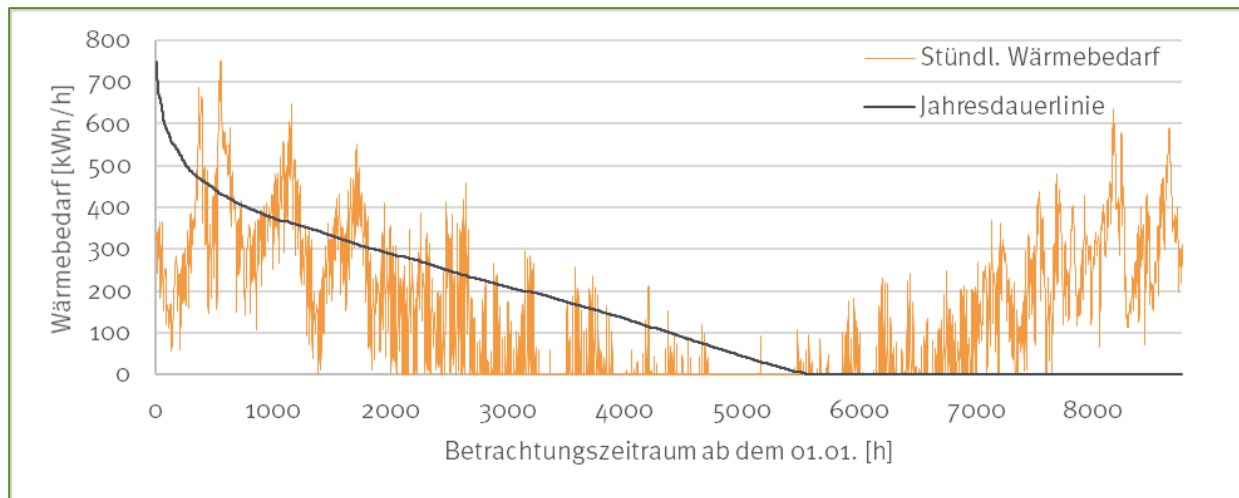


Abbildung 9: Wärmelastgang für die Bestandsbauteile mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.

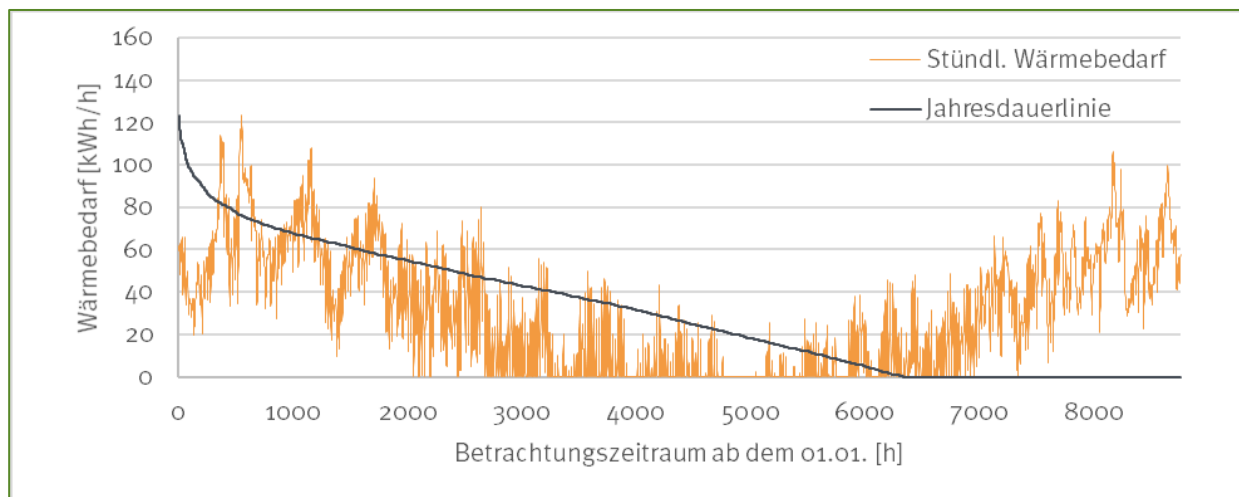


Abbildung 10: Wärmelastgang für den Rathaus Neubau mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.

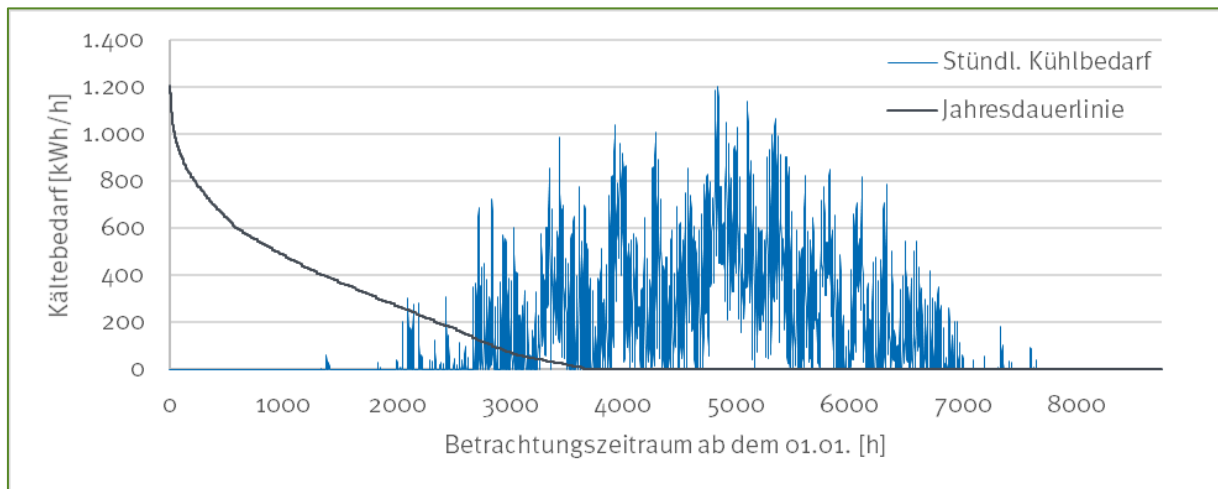


Abbildung 11: Kältelastgang für die Bestandsbauteile mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.

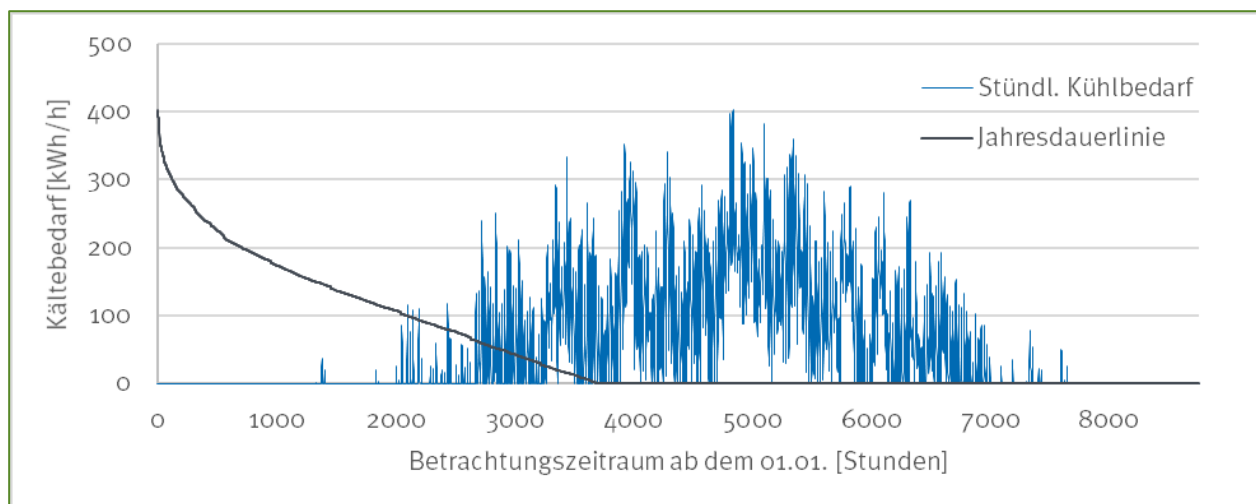


Abbildung 12: Kältelastgang für den Rathaus Neubau mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.

2.1.2.2 Neubauten der Baufelder A, B und C

Auf den Baufeldern A bis C entstehen Gebäude mit vorwiegender Wohnnutzung und geringfügiger gewerblicher oder soziokultureller Nutzung. Für die Neubauten werden die Lasten unter Berücksichtigung von Warmwasserbedarfen gemäß Kap. 2.1.1.2 berechnet. Aufgrund der überwiegenden Wohnnutzung bei den Baufeldern A-C werden die Nutzungsprofile für Gewerbe und soziokulturelle Einrichtungen vernachlässigt. Die thermischen Lasten für Raumwärme und für Trinkwarmwasser werden in der Abbildung 13 separat dargestellt. Insgesamt beträgt die Wärmelast **825,4 kW**. Dabei entfallen **539,7 kW** auf die Gebäudebeheizung und **285,7 kW** auf die Trinkwarmwassererwärmung.

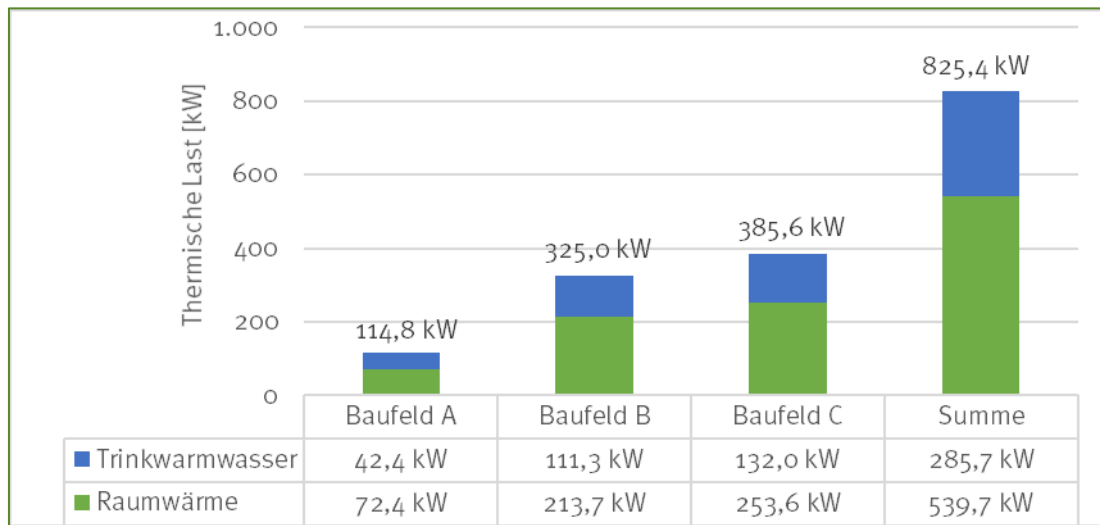


Abbildung 13: Thermische Lasten für die Baufelder A-C.

Der Nutzungsgrad der Wärmeerzeuger lässt sich durch die VLH darstellen. In Tabelle 11 sind diese auf Basis von Wärmebedarfen- und lasten aufgeschlüsselt.

Tabelle 11: Volllaststunden und Jahresnutzungsgrade der Wärmeerzeugung für die Baufelder A-C.

	Wärmebedarf [MWh]	Thermische Last [kW]	Volllaststunden [h/a]	Nutzungsgrad [%]
Baufeld A	153,3	114,8	1.335,4	15,2
Baufeld B	418,2	325,0	1.286,9	14,7
Baufeld C	489,4	385,6	1.269,2	14,5
Gesamt	1.060,9	825,4	1.285,4	14,7

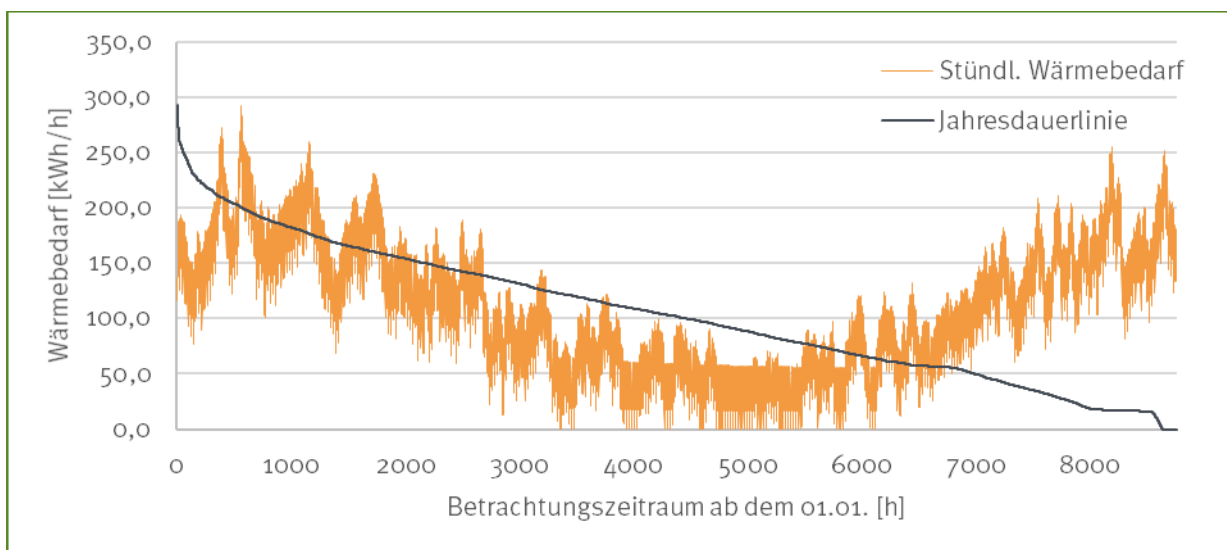


Abbildung 14: Wärmelastgang für die Baufelder A-C mit Jahresdauerlinie vom 01.01. bis zum 31.12. eines Bezugsjahres.

Für die Neubauten sind nach den Vorgaben des AG keine Kühlbedarfe zu veranschlagen (vgl. Kap. 2.1.1.2). Dementsprechend werden keine Kühllasten ermittelt bzw. Kühlbedarfsprofile erstellt.

2.2 Thermische Potentialanalyse

Bei der Erarbeitung eines zukunftsfähigen Energieversorgungskonzeptes sind in Anbetracht des Klimawandels und der Einsparung von CO₂ rohstoffsparende und regenerative Energiesysteme zur Deckung der Energiebedarfe unbedingt zu berücksichtigen. In dem vorliegenden Konzept werden die im Areal Haus der Statistik vorhandenen Energiepotentiale dargestellt und bewertet.

Dabei spielen Kriterien wie die Flächenverfügbarkeit sowie die generelle Verfügbarkeit der Energiequelle auf oder in unmittelbarer Nähe des Areals eine entscheidende Rolle. Nachhaltige Potentiale weisen Sonnenenergie, Biomasse, Erdwärme und Abwärme aus Abwasser auf. Damit rücken die Versorgungsmöglichkeiten durch Geothermie, Solarthermie, Abwasserwärme sowie feste Biomasse in den näheren Fokus des Energienutzungskonzeptes. Um einen umfangreichen Blick auf die Versorgungspotentiale im Planungsgebiet zu gewähren, werden darüber hinaus auch konventionellere Versorgungsmöglichkeiten, wie Gas und Fernwärme, betrachtet.

2.2.1 Fernwärme

Fernwärme kann sowohl Wohngebäude als auch Gewerbe und Industrie versorgen, indem die thermische Energie vom Erzeuger (Wärmequelle) zu den Verbrauchern (Senke) geliefert wird. Dies geschieht meist in wärmedämmten erdverlegten Rohrsystemen. Üblicherweise entsteht Fernwärme bei der gemeinsamen Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie in Heizkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

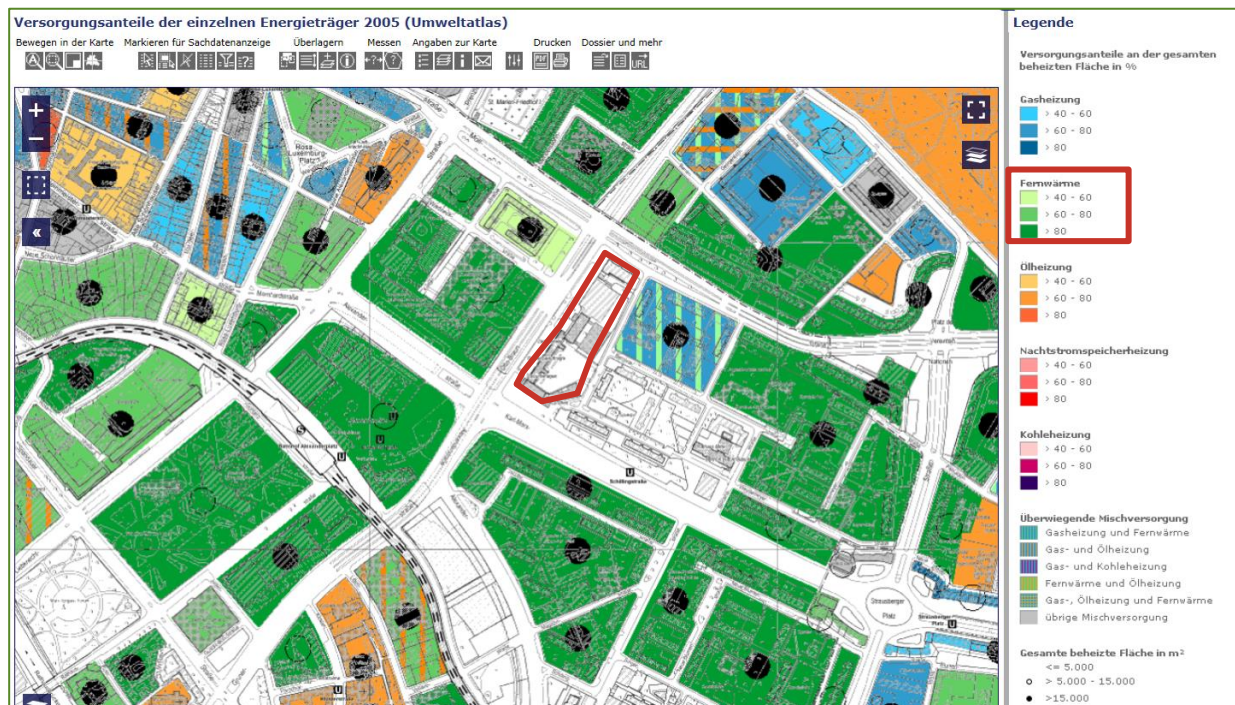


Abbildung 15: Umweltatlas Berlin - Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger. [17]

Die Abbildung 15 zeigt einen Ausschnitt aus dem Umweltatlas Berlin. Farblich gezeigt werden die Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger je Gebäude. Dabei wird in Gas (blau), Fernwärme (grün), Öl (orange), Nachstromheizungen (rot), Kohle (lila) und Mischversorgungen (gestreift) unterschieden. Das Projektgebiet (rot umrandet) selbst ist durch keinen Energieträger gekennzeichnet. Die umliegenden Gebäude werden mit einer Ausnahme (westlich angrenzendes Gebäude) laut Legende zu mehr als 80 % mit Fernwärme versorgt. Dies weist eindeutig darauf hin, dass Fernwärmeleitungen zugänglich verlegt sind.

Laut der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen spiegeln die Fernwärmeversorgungsgebiete die örtliche Nähe von Heizkraftwerken zum jeweiligen Versorgungsgebiet wider. Für das zum Projektgebiet nahegelegene Fernwärmenetz „Verbundnetz Mitte“ ist die Vattenfall Europe GmbH zuständig. Das Unternehmen gibt hier einen Primärenergiefaktor von **0,45** an, der vom Institut für Energietechnik der TU Dresden nach AGFW Arbeitsblatt FW 309 – Teil 6 geprüft und bewertet wurde. Aus dem Zertifikat geht auch hervor, dass der Anteil aus Kraftwärme-Kopplung 84,6 %, der aus regenerativer Primärenergie 1,0 % und der aus Abfallenergie 4,6 % beträgt. [18] Des Weiteren sind die spezifischen CO₂-Emissionen der Fernwärmeversorgung berechnet und angegeben. Bezogen auf die Einspeisung am Kraftwerk entstehen 118,7 kg CO₂ je MWh und bezogen auf den Absatz beim Kunden wären 129,3 kg CO₂ je MWh zu veranschlagen. [19] Zweiteres ist für die Berechnung der THG-Emissionen bei einer Fernwärmeversorgung vom Projektgebiet Haus der Statistik anzuwenden.

Laut den technischen Anschlussbedingungen liegt die Vorlauftemperatur im Maximum bei **135 °C** und im Minimum bei **80 °C**. Hierbei besteht eine Abhängigkeit von der Außentemperatur, die in sogenannten Fahrkurven zur Verfügung steht. Im Verbundnetz Mitte ist die Fahrkurve B (siehe Abbildung 16) heranzuziehen. [20]

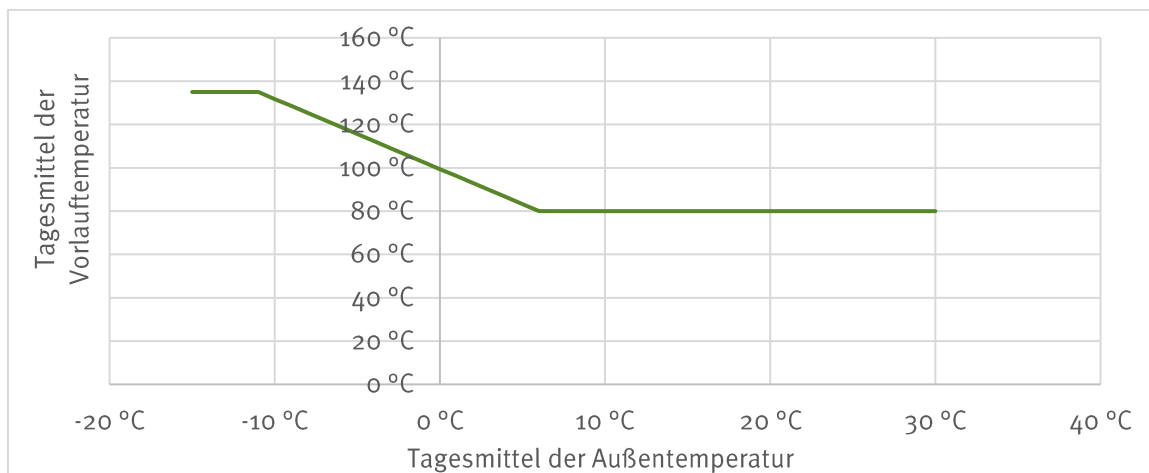


Abbildung 16: Fahrplan der Vorlauftemperatur der Fernwärme im Verbundnetz Mitte. [20]

Das Bestandsgebäude verfügt bereits über einen Fernwärmeanschluss in Bauteil A, über den das Gebäude zu damaligen Zeiten mit Wärme versorgt wurde. Laut einer Anfrage bei Vattenfall könnte dieser bei Bedarf wieder in Betrieb bzw. erneuert werden. Aufgrund der hohen Anschlussleistung würden dafür keine Anschlusskosten anfallen. Des Weiteren ist das „Verbundnetz Mitte“ ohne Ausbaumaßnahmen fähig die Leistung des Areals Haus der Statistik abzudecken. Zu zahlen wären ein Arbeits- und Grundpreis die vorerst von Vattenfall anhand deren Preisblattes für das 1. Quartal 2020 abgeschätzt wurden. Demnach wäre ein Arbeitspreis von rund 4,25 ct je kWh aufzubringen. Der Grundpreis richtet sich nach der aus den technischen Anschlussbedingungen geforderten Mindestaustauschkühlung, aus dem das Objekt versorgt wird (hier dT 90 K). Des Weiteren wird dieser gestaffelt in Abhängigkeit des erforderlichen Heizwasservolumendurchflusses berechnet. [21]

2.2.2 Geothermie

Geothermie oder auch Erdwärme zählt zu den regenerativen Energiequellen und beschreibt die unterhalb der Oberfläche der festen Erde gespeicherte thermische Energie. Diese stammt zum einen aus der von der Sonne eingestrahlten Wärmeenergie und zum anderen aus dem nach oben gerichteten terrestrischen Wärmestrom. Ersteres wirkt sich maßgeblich auf die ersten 20 m Tiefe aus und bewirkt saisonale Temperaturschwankungen. Letzteres beeinflusst die darunter liegenden Erdschichten, in welchen konstante Temperaturen zu erwarten sind. Bei einer Tiefe von 20 m kann ganzjährig mit einer unbeeinflussten Temperatur 9 °C gerechnet werden und in 100 m Tiefe mit ca. 12 °C. Überschlüssig gilt, dass die Temperatur alle 100 m um 3 °C steigt. [22]

Entzogen werden kann die in der Erdkruste gespeicherte thermische Energie über Erdwärmesonden oder Erdwärmekollektoren und nutzbar ist diese in Verbindung mit Wärmepumpen, die mittels elektrischer Energie das niedrige Temperaturniveau auf das erforderliche für die Raumheizung und/oder Warmwassererwärmung anheben. Für die Raumkühlung ist das geringe Temperaturniveau des Erdreichs ohne zusätzliche Kältemaschinen zumeist ausreichend, kann aber auch technisch durch reversible Wärmepumpen unterstützt werden. Hierbei würde dem Raum die Wärme entzogen und in das Erdreich transportiert. Damit werden Wärmequelle und -senke umgekehrt und das Erdreich als saisonaler Speicher eingesetzt.

Grundsätzlich gelten für die Erdwärmennutzung das Wasserrecht, das Bergrecht und das Lagerstättenrecht. Laut dem Leitfaden für die Erdwärmennutzung in Berlin wird der Boden und das Grundwasser durch den Wärmeentzug abgekühlt. Dies bewirkt eine Veränderung der physikalischen, chemischen und biologischen Eigenschaften des Wassers. Die damit veränderte Grundwasserqualität stellt eine Gewässernutzung nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) dar. Nach § 8 WHG bedürfen Gewässernutzungen eine wasserbehördliche Erlaubnis, welche bei der Wasserbehörde der Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz zu beantragen ist. Generell wird ein alleiniger Eintrag von Wärme aus (geothermischer) Gebäudekühlung in den Boden und in das Grundwasser in Berlin nicht zugelassen. Kombinierte Anlagen mit Wärmeertrag im Sommer und Wärmeentzug im Winter werden der Einzelfallprüfung vorbehalten. Ergänzend gilt, dass in Wasserschutzgebieten die Versorgung der Bevölkerung mit Trinkwasser uneingeschränkter Vorrang vor thermischen Grundwasserheizungen hat. Der Projektstandort befindet sich in keinem Wasserschutzgebiet. Neben dem Wasserrecht sind nach § 4 des Gesetzes über die Durchforschung nach nutzbaren Lagerstätten sämtliche Bohrungen 2 Wochen vor Beginn der Arbeiten bei der Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz anzuzeigen. Das Ergebnis muss anschließend mitgeteilt werden. Weiterhin wird im Rahmen der hydrogeologischen Beurteilung darauf hingewiesen, dass gemäß § 6 Wasserhaushaltsgesetz jede Beeinträchtigung des Grundwassers vermieden werden soll. Dazu ist es erforderlich, die Bohrtiefe für Erdsonden allgemein auf weniger als 100 m zu begrenzen, um die Gefahren einer nachteiligen Veränderung des Grundwassers zu vermeiden. Der Vollständigkeit halber wäre ab einer tieferen Bohrung eine bergrechtliche Genehmigung vom Landesbergamt einzuholen. Laut der Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz wird diese Grenze in Berlin nur selten überschritten. Darüber hinaus werden generell in Berlin, wie eben beschrieben, hohe wasserrechtliche Anforderungen an das Bohrverfahren selbst, die anschließende Bohrlochverdichtung, Drucktests, Dokumentationen usw. gestellt. Grund dafür ist, dass das Trinkwasser zu 100 % aus dem Grundwasser und fast ausschließlich aus dem Stadtgebiet selbst bezogen wird und Erdwärmesonden ein Risiko der Grundwassergefährdung mit sich bringen. [23] Die Untersuchung für das Projektgebiet wird sich auf eine Tiefe von 100 m beschränken.

Beide möglichen Varianten der Erdwärmennutzung, Erdsonden und Erdkollektoren, sind mit Wärmeträgerflüssigkeit gefüllte Rohrsysteme, die die Wärme dem Erdreich entziehen. Flächenkollektoren benötigen bei entsprechenden spezifischen Heizwärme- und Heizleistungsbedarfen der Gebäude ausreichend große Flächen, da sie ähnlich einer Fußbodenheizung horizontal im Erdreich verlegt werden. Da die potentiellen Flächen auf dem Areal Haus der Statistik entweder bebaut oder andersartig versiegelt sind, besteht nach erster Abschätzung kein ausgeglichenes

Verhältnis zwischen energetischem Nutzen und ökonomischem Aufwand. Des Weiteren wird zur Regeneration des Erdreichs solare Einstrahlung und Niederschlag benötigt. Unter einem Gebäude verbaut muss mittels Einbringung von Abwärme während der Sommermonate regeneriert werden. Dies wäre bei einer Nutzung des Erdreichs zum Heizen und Kühlen der Fall. Hier ist allerdings auf Gleichgewicht der jeweiligen Energiebedarfe zu achten. Die Energie, die im Winter in Form von Wärme entzogen wird, muss im Sommer wieder eingebracht werden. Das Potential wird anhand des Geothermieportals für das Land Berlin abgeschätzt. Wie in Abbildung 17 zu erkennen, ist die Bodenbeschaffenheit am Projektstandort im Bereich Mittelsand (mS), Feinsand (fS) und mittel lehmiger Sand (Sl3). [24] Bei dieser Bodenbeschaffenheit kann erfahrungsgemäß eine spezifische Entzugsleistung von 20 W/m² angenommen werden. Wenn die bereits erschlossene Fläche der zu sanierenden Bestandsgebäude unbeachtet bleibt, steht eine Fläche von rund 17.200 m² [2] zur Einbringung von Erdkollektoren zur Verfügung. Demnach läge das Gesamtpotential der thermischen Entzugsleistung bei **344 kW**.

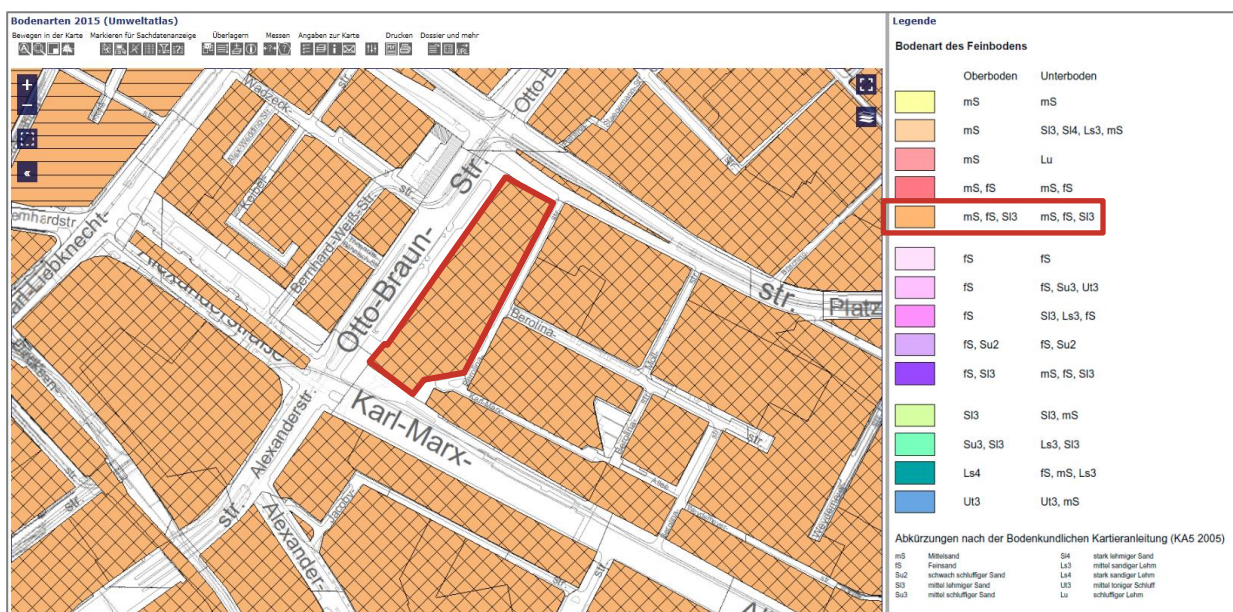


Abbildung 17: Bodenbeschaffenheit am Projektstandort. [24]

Zur Bewertung des Potentials von Erdwärmesonden wird ebenfalls das Geothermieportal von Berlin herangezogen. Hier werden anhand von zahlreichen Bohrungen und Bodengutachten die spezifischen Entzugsleistungen farblich und kartografisch dargestellt. Unterschieden wird dabei zwischen den Tiefenabschnitten bis 40 m, 60 m, 80 m und bis 100 m sowie 1.800 und 2.400 Betriebsstunden pro Jahr. Für die Abschätzung des maximal möglichen Potentials wird die kartografisch dargestellte spezifische Entzugsleistung bis 100 m und bei 1.800 (Raumwärmerversorgung) und 2.400 (Raumwärme- und Warmwasserversorgung) Betriebsstunden (BH) herangezogen. Im Projektgebiet wird diese zwischen 30 und 35 W/m (bei 1.800 BH) oder zwischen 30 und 35 W/m (bei 2.400 BH) eingeordnet. [25] Siehe dazu Abbildung 18. Daraus ergibt sich eine Entzugsleistung von 3,0 bis 3,5 kW oder 3,5 bis 4,0 kW pro Erdsonde. Bei einem Flächenpotential von 17.200 m² [2] und dem mittleren Wert von 3,5 kW je Sonde ergibt sich eine gesamte thermische Entzugsleistung von **767 kW**. Dabei wird mit einem Abstand von 10 m zwischen den Sonden gerechnet. Genaue Aussagen sind erst nach standortspezifischen Untersuchungen in Form von Bodengutachten, der bei Anlagengrößen > 30 kW vorgeschriebenen Erkundungsbohrung und Thermal-Response-Test möglich. Die dabei erzeugten Temperaturprofile gewährleisten eine präzisere Auslegung der Wärmepumpen und weiteren Anlagentechnik.

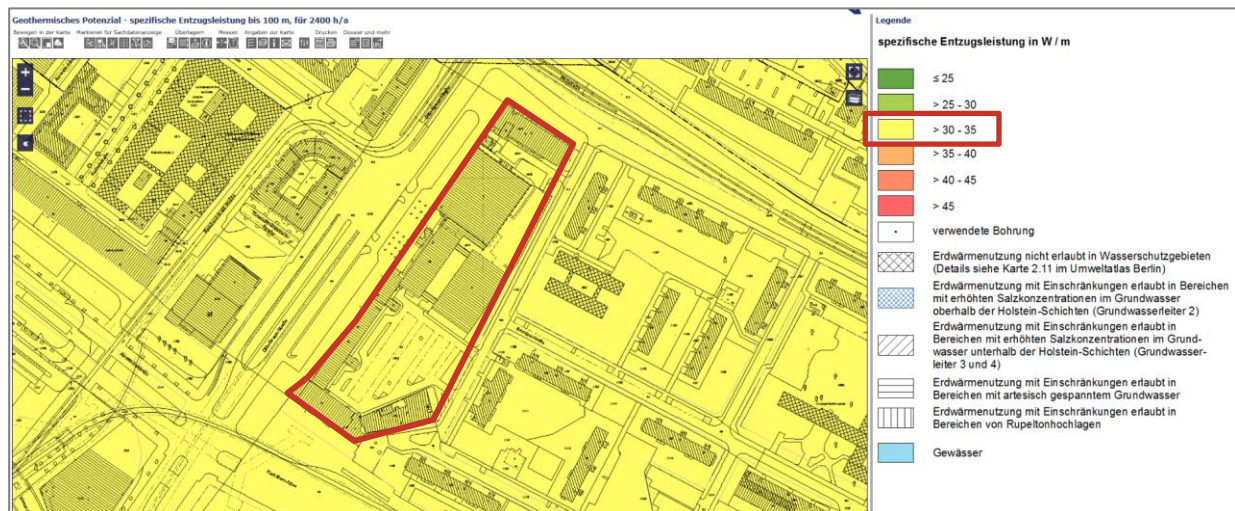


Abbildung 18: Spezifische Entzugsleistung bis 100 m und 2.400 h/a. [25]

In einem nachhaltigem und regenerativen Konzept sind die Verdichter der Wärmepumpen bestenfalls elektrisch durch Strom aus Photovoltaik-Anlagen oder durch nachhaltig erzeugten Netzstrom eines Ökostromanbieters klimafreundlich zu betreiben.

2.2.3 Solarthermie

Solarthermie-Anlagen wandeln solare Strahlungsenergie in Wärmeenergie um, die zur Warmwasserbereitstellung oder zur Raumheizung genutzt werden kann. Die Solarkollektoren werden auf den Dächern der Gebäude montiert und nehmen die Sonnenenergie in einem Wärmeträgermedium, meist eine frostsichere Solarflüssigkeit, auf. Über eine gut gedämmte Leitung kommt die bis zu 90 °C heiße Solarflüssigkeit zu einem Pufferspeicher, ggf. ergänzt durch einen Pufferspeicher zur Heizungsunterstützung. Dort wird über einen Wärmetauscher Wasser erwärmt und kann anschließend in die Warmwasser- und Heizungsinstallation im Gebäude eingespeist werden. Außerdem bieten die Speicher die Möglichkeit, Energieüberschüsse zu speichern und in Zeiten geringerer solarer Einstrahlung zu nutzen. Die abgekühlte Solarflüssigkeit gelangt über eine Rückleitung wieder zu den Solarkollektoren, um dort erneut erwärmt zu werden. Das zirkuläre Modell bietet die Möglichkeit, klimafreundlich Wärme zu gewinnen und ist somit besonders gut in regenerative Energieversorgungskonzepte integrierbar.

Für die Wärmeversorgung mittels Solarthermie eignen sich auf dem Bestandsgebäude etwa **2.342 m²** und auf dem Neubauten **5.082 m²** Dachfläche. Diese Flächen sind mittels der Angaben zu den Bruttogrundflächen und Geschossanzahlen aus den Ausschreibungsunterlagen [2] sowie geometrischen Zusammenhängen ermittelt. Abbildung 19 stellt die verfügbare Dachfläche farblich (gelb markiert) heraus. Aufgrund der notwendigen Abstände zur Verhinderung von Eigenverschattung aufgeständerter Module ist von etwa **2.474 m²** Kollektorfläche auszugehen (3 als überschlägiger erfahrungsgemäßer Umrechnungsfaktor). Nach bundesdeutschem Durchschnitt kann für hocheffiziente Flachkollektoren mit solaren Erträgen von **450 kWh/m²a** gerechnet werden, woraus sich ein Wärmeertrag von ca. **1.114 MWh/a** ergibt. [26]

Zu beachten ist, dass die Solarthermie in Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik steht. Hier muss geprüft werden, welche Technologie energiewirtschaftlich besser darzustellen bzw. sinnvoller ist.



Abbildung 19: Potenzielle Dachfläche für Solarthermie. [2]

Auf derselben verfügbaren Dachfläche könnten Photovoltaik-Anlagen mit einer gesamten installierten Leistung von ca. **742 kW_p** platziert werden (10 als überschlägiger erfahrungsgemäßer Umrechnungsfaktor zur Dachfläche). Bei einer spezifischen Erzeugung von **950 kWh/kW_p** (erfahrungsgemäße Annahme für den Standort Berlin) stünden jährlich rund **705 MWh/a** vor Ort generierter PV-Strom zur Verfügung. Die genauen, auf Simulation basierenden, Berechnungen sind in Kapitel 6.2.2 einzusehen. Dieser Wert kann der erzeugten Wärmemenge aus Solarthermie für einen Vergleich nicht direkt gegenübergestellt werden. Denn elektrische Energie gilt als hochwertig, da sie leicht und fast vollständig in andere Energieformen umgewandelt werden kann. Thermische Energie weist diese Eigenschaft nicht auf und ist daher exergetisch geringwertig. Beide Technologien verzeichnen den Großteil der erzeugten Jahresenergiemenge über die Sommermonate und schöpfen daher in Kombination keine Synergieeffekte aus. Bei einem Überschuss kann die elektrische Energie umgewandelt und gespeichert oder über einen Zweirichtungszähler in das vorgelagerte Stromnetz eingespeist werden. Die thermische Energie muss dagegen vor Ort direkt verbraucht oder in einem Pufferspeicher gespeichert werden. Eine verbrauchsbezogene Dimensionierung ist daher unumgänglich. Um einen direkten Vergleich zu ermöglichen, wird die erzeugte elektrische Energie der PV-Anlagen sinnbildlich anhand von Wärmepumpen in thermische Energie umgewandelt. Dabei kann erfahrungsgemäß von einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4,0 ausgegangen werden. Demnach können unter der Annahme, dass die komplette Strommenge der PV-Anlagen genutzt wird, rund 2.821 MWh/a thermische Energie bereitgestellt werden. Dies entspricht dem 2,5-fachen des Wärmeertrags der Solarthermie-Anlage (ökonomische Argumentation hinzufügen). Aus diesen Gründen wird die verfügbare Dachfläche in der weiteren Betrachtung für die Nutzung von Photovoltaik-Anlagen vorgesehen.

2.2.4 Abwasserwärme

Die thermische Energiequelle Abwasser wird vom Gesetzgeber als Abwärme definiert und im Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) als Ersatzmaßnahme geführt. Die Nutzung dieser entspricht allen energetischen Vorgaben des EEWärmeG und denen der Energieeinsparverordnung (EnEV).

Insbesondere im urbanen Raum oder an industriellen Standorten bietet Abwasser als Wärmequelle ein umfangreiches Potential. Denn es entsteht genau in den Regionen verhältnismäßig viel Abwasser, in denen viele Men-

schen und Industrie angesiedelt sind. Damit fallen Energiequelle und -bedarf räumlich geradezu optimal zusammen. Die im Abwasser gespeicherte Wärmeenergie, die von Haushalten und Gewerbe in die Kanalisation eingeleitet wird, kann anhand von Wärmetauschern zurückgewonnen werden. Dies geschieht unterirdisch, ohne einen Eingriff in das Landschafts- oder Stadtbild. Um das Potential zunächst abschätzen zu können, müssen drei Fragestellungen geklärt werden. Erstens, wo lokalisiert sich der nächstgelegene Abwasserkanal und wie ist dieser bautechnisch ausgeführt? Grundvoraussetzung ist dabei eine Kanaldimension von mindestens DN 400 Nennweite. Bei kleineren Kanälen wird nicht ausreichend Abwasser transportiert und die Installation der Anlage gestaltet sich größenbedingt kritisch. Die bautechnische Ausführung des Kanals bestimmt über den Aufwand der Einbringung des Wärmetauschers und die daraus resultierenden Investitionskosten. Zweitens muss untersucht werden, welche genaue Durchflussmenge der Kanal leitet und als drittes stellt sich die Frage, auf welchem Temperaturniveau die thermische Energie bereitgestellt wird. Weitgehend führen Abwasserkanäle im Sommer Abwasser mit einem Temperaturniveau zwischen **17 und 20 °C** und im Winter zwischen **10 und 12 °C**. Abhängig davon kann der Abwasserkanal in Kombination mit reversiblen Wärmepumpen nicht nur als Wärmequelle, sondern auch als Wärmesenke auftreten. Dies in summa zur energetischen Betrachtung. Ökologisch dargestellt, ist die Abwärme im Abwasser eine nachhaltige und umweltfreundliche Energiequelle, deren Nutzung brennstoff- und CO₂-frei realisiert werden kann. Demnach besteht eine Unabhängigkeit von der Marktpreisentwicklung von Brennstoffen wie Öl und Gas. Außerdem übt der Wärmetauscher selbst sowie die Temperaturabsenkung oder Anhebung des Abwassers bei Wärmeab- oder zufuhr keinen negativen Einfluss auf die Umwelt oder Kanalisation aus. Lediglich kurz vor den jeweiligen Kläranlagen darf die Abwassertemperatur die 10 °C Grenze nicht unterschreiten. Ein weiterer positiver Faktor ist, dass eine bereits vorhandene Infrastruktur sektorenkoppelnd genutzt wird. [27]

Abbildung 20 zeigt den aktuellen Leitungsplan des Projektgebietes (Stand: Februar 2020) inklusive dem Grundrissplan des zu erhaltenden Bestandsgebäudes, der im Zuge der Bearbeitung von der BIM zur Verfügung gestellt wird. Die lila dargestellten Linien stellen die Abwasserleitungen dar. Im südöstlichen Bereich (oben rechts) vereinen sich zwei Kanäle zu einer DN 2000er Leitung. Diese schließt sich wiederum mit der aus dem Norden kommenden (von links nach rechts unten) DN 2800er Leitung im südwestlichen Bereich (unten rechts) zu der DN 3200er Leitung zusammen.

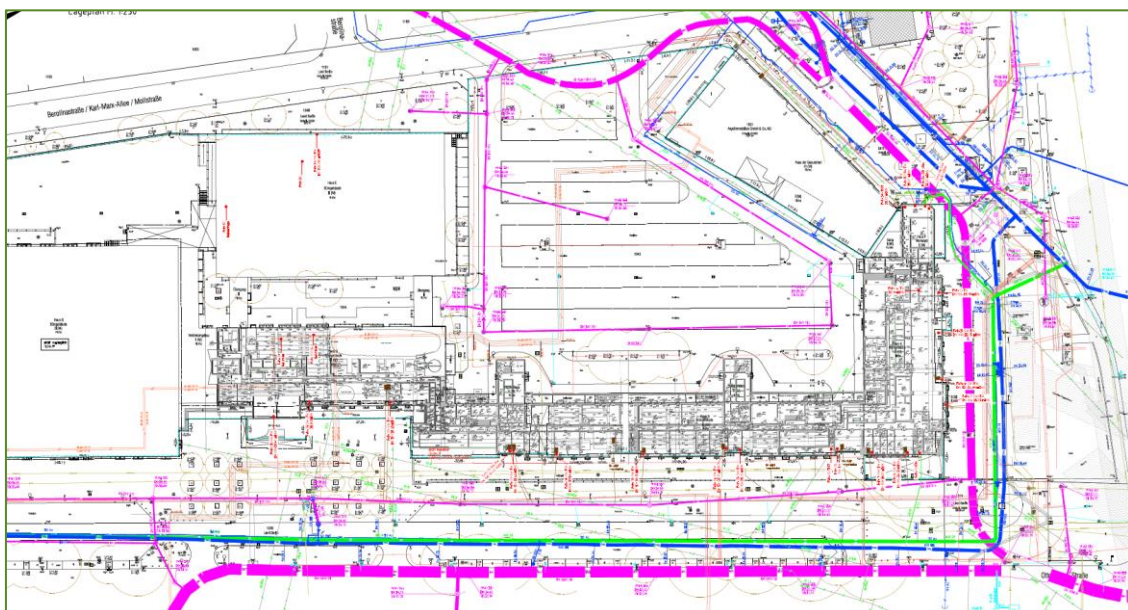


Abbildung 20: Leitungsplan und Grundrissplan von den Bestandsgebäuden.

Das Unternehmen Uhrig Energie GmbH hat am Projektstandort in der Otto-Braun-Straße im Rahmen einer Voruntersuchung das Potential der DN 2800er und der DN 3200er Leitungen detektiert und beziffert. Diese stehen insgesamt mit einer Länge von etwa **800 m** zur Verfügung. Die DN 2800er Anlage hat bezogen auf die Temperatur bessere Ausgangsbedingungen und umfasst ein Potential von **1.000 kW** thermischer Entzugsleistung. Bei einer Eintrittstemperatur von 4,5 °C (Rücklauf Wärmepumpe), einer Austrittstemperatur von 7,5 °C (Vorlauf Wärmepumpe) und einem COP der Wärmepumpe von 4,0 ist eine Heizleistung von rund 1.300 kW möglich. Der Kanal mit der DN 3200er Anlage kann auf eine höhere Wassermenge zugreifen, da hier ein zusätzlicher Zufluss aus der DN 2000er Leitung besteht und stellt so **1.800 kW** Entzugspotential bereit. Bei den soeben genannten Bedingungen der Wärmepumpe ist eine Heizleistung von 2.400 kW möglich. [2] Es kann allerdings nur der DN 2800er oder der DN 3200er Kanal angezapft werden. In beide einen Wärmetauscher zu legen ist nicht möglich, da der Kanal mit DN 2800 unmittelbar im Kanal mit DN 3200 mündet (siehe Abbildung 20). Dies wäre mit den Grenzwerte der Temperaturanhebung oder -absenkung des Abwassers nicht vereinbar. Bezüglich der Temperaturgrenzwerte gab es zwischen der NATAG und den Berliner Wasserbetrieben (BWB) bezüglich eines anderen Projektes, welches im Berliner Randgebiet realisiert werden soll, bereits Absprachen. Dabei haben die BWB darauf hingewiesen, dass das Abwasser im Sommer maximal um 1 K erwärmt und im Sommer um maximal 3 K erhöht werden darf. Inwiefern die Regularien am Projektstandort eingehalten werden müssen, ist in Ansprache mit den BWB und dem zukünftigen Energieversorger abzustimmen.

2.2.5 Erdgas und Biomethan

Aufgrund der zentralen Lage des Hauses der Statistik und dem umfangreich ausgebauten Gasnetz, kann davon ausgegangen werden, dass ein Gasanschluss in der Nähe des Areals vorhanden ist. Eine Prüfung durch die NBB Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg mbH & Co. KG bestätigt diese Annahme. Der Gasanschluss bietet Potential für die Wärmeerzeugung mittels **Blockheizkraftwerk (BHKW)** und/oder **Gas-Brennwertkessel**. Beide Lösungen sind aufgrund des Einsatzes fossiler Brennstoffe ausschließlich als ergänzende Bestandteile der gesamten Energieversorgung oder als Redundanz in Betracht zu ziehen.

Ein BHKW nutzt das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung und bietet somit den Vorteil, dass es neben der thermischen Energie zeitgleich auch elektrische Energie generiert. Ein BHKW kann entweder wärme- oder stromgeführt dimensioniert werden. Üblich ist die erste Variante, da bei der zweiten das Problem der Wärmeabführung entsteht. Wird das BHKW also abhängig vom Wärmebedarf ausgelegt, so erzeugt es zu einem höheren Anteil in der kälteren Jahreszeit Wärme und demnach zu dieser Zeit auch den meisten Strom. Da zum Beispiel Wärmepumpen genau gegenläufig arbeiten, also gerade zur Heizperiode den höchsten Strombedarf aufweisen, bestehen zwischen diesen beiden Technologien Synergieeffekte. Dies soll in die Variantenbetrachtung einfließen.

Da Erdgas als fossiler Brennstoff weitestgehend vermieden werden sollte, ist diese Versorgungslösung nur dann ökologisch verträglich, wenn das Gas bilanziell zu 100 % aus Biomethan besteht oder anteilig Biomethan aufweist und zugekaufte Erdgasmengen CO₂-kompensiert werden. Doch selbst dann ist hinzuzufügen, dass dies im Sinne eines Modellvorhabens gemäß des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 keine erneuerbare Lösung darstellt.

2.2.6 Feste Biomasse

Eine weitere Möglichkeit zur Wärmeversorgung ist die energetische Nutzung von fester Biomasse. Als Einsatzstoffe kommen beispielsweise Holzpellets in Frage. Der Einsatz von Holzpellets in der Wärmeversorgung ist eine umweltfreundliche Alternative zu Öl oder Gas, da das Holz im Wachstum so viel CO₂ bindet, wie bei der Verbrennung freigesetzt wird. Die Pellets werden vor Ort gelagert und bei anfallendem Heizbedarf vollautomatisiert über eine Förderschnecke in die Brennkammer befördert. Erforderlich für diese Versorgungsmöglichkeit wäre dementspre-

chend die Errichtung eines Heizhauses inklusive Lagerstätte für den jeweiligen Brennstoff. Dadurch hat diese Versorgungsmöglichkeit einen relativ großen Platzbedarf, der gegen den Einsatz im Projektgebiet spricht. Ebenso wie der zusätzliche Aufwand der Ascheabfuhr. Entscheidendes Argument gegen diese Technologie ist, dass sich das Projektgebiet im Luftvorranggebiet von Berlin befindet, in welchem in Neubauten keine Heizungsanlagen eingesetzt werden dürfen, die höhere Emissionen als Öl-Heizungen verursachen. Dies schließt Feststoffheizungen (auch Pelletheizungen) aufgrund der Feinstaubbildung aus. [28]

3 Variantenentwicklung

Aus den gesammelten Daten zum Wärme- und Kältebedarf sowie den Resultaten der Potentialanalyse werden unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen und Zielsetzungen verschiedene Konzepte für eine nachhaltige Wärmeversorgung erstellt und mit Hilfe festgelegter energetischer, wirtschaftlicher und ökologischer Bewertungsindikatoren (Key Performance Indicator – KPI) vergleichend gegenübergestellt. Diese Schwellenwerte der KPI orientieren sich an den kundenspezifischen Prioritäten und Zielen in Hinblick auf die Umsetzung eines Modellvorhabens gemäß des Förderprogramms Wärmenetze 4.0. Darauf wird in Kapitel 5.4 näher eingegangen.

Aus den örtlichen Gegebenheiten und Potentialen sowie den gebäudescharfen Anforderungen bezüglich der Bedarfe, der Lasten und der Temperaturniveaus werden insgesamt acht Versorgungsstrategien für vier übergeordnete Varianten zur Wärme- und Kälteversorgung entwickelt. Zur techno-ökonomischen und ökologischen Referenzierung der Varianten wird zudem eine Versorgung über einen gemeinsamen Anschlusspunkt an das bestehende Fernwärmenetz herangezogen. Zur Übersicht sind die einzelnen Varianten in Abbildung 21 und Tabelle 12 aufgeführt:

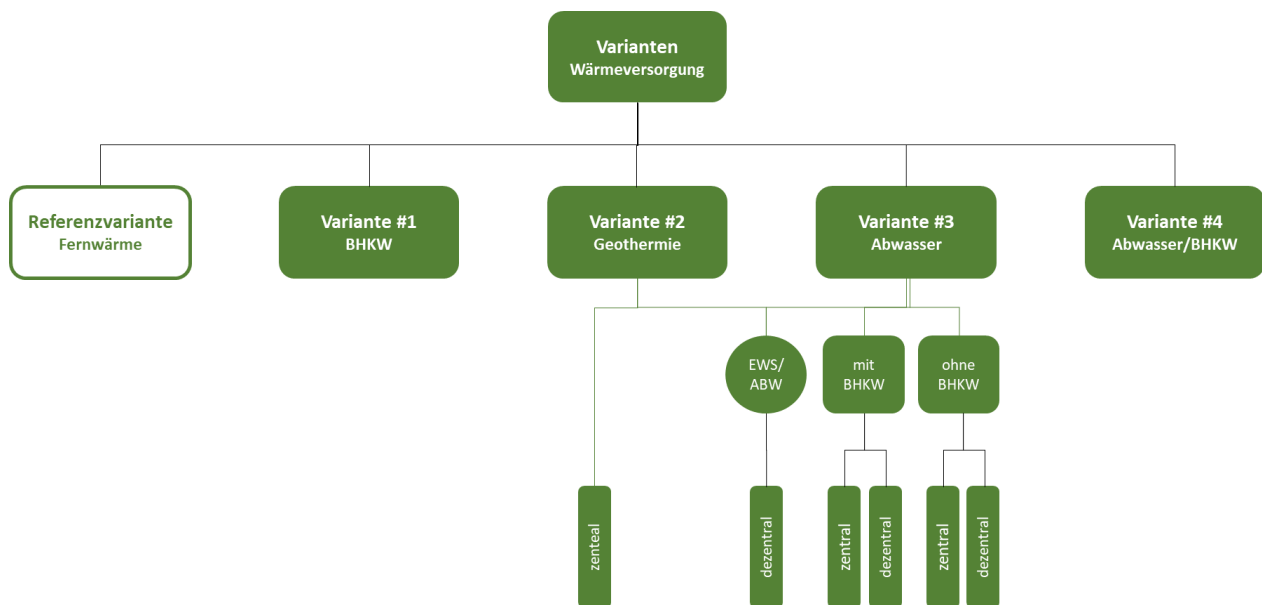


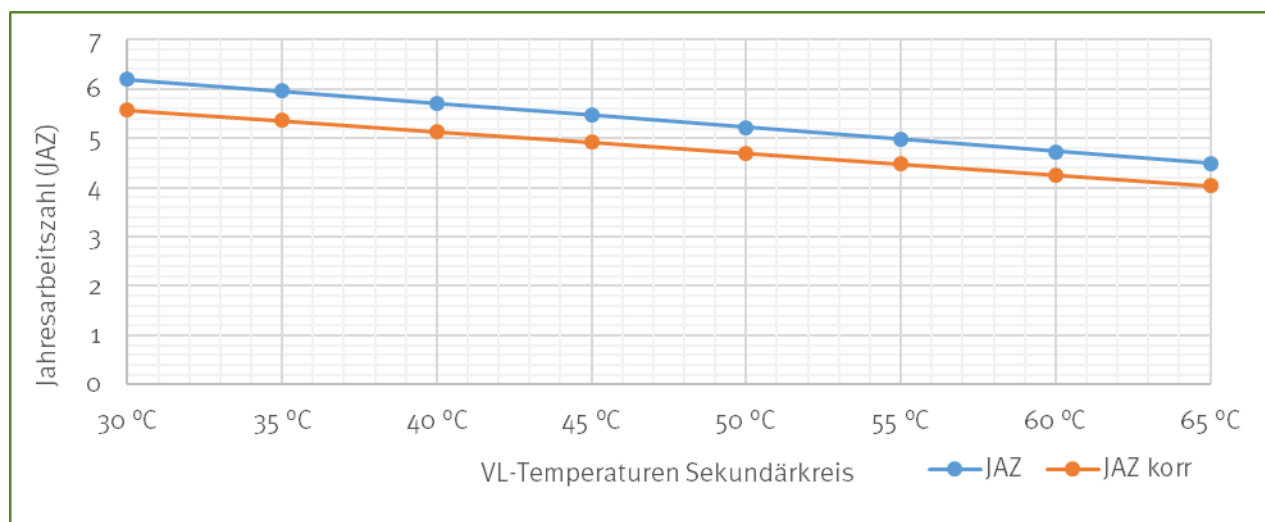
Abbildung 21: Matrizenhafte Darstellung der entwickelten und untersuchten Varianten zur Wärmeversorgung

Bei „zentralen“ Varianten werden ausschließlich Erzeuger eingesetzt, die in einer Energiezentrale die Gebäude gebündelt über ein Nahwärmenetz mit Nutzwärme versorgen. Dagegen werden in den Varianten mit der Bezeichnung „dezentral“ Wärmepumpen in den einzelnen Gebäuden geplant, die ein Anergienetz als Quelle im Primärkreis verwenden und die Wärme direkt im Gebäude auf ein nutzbares Temperaturniveau (Exergie) umwandeln. Für Varianten mit dem Zusatz „_BHKW“ erfolgt die Erzeugung von Wärme zur Trinkwarmwasserbereitung in einer Energiezentrale durch ein Blockheizkraftwerk und einen Spitzenlastgaskessel und wird über ein separates, gedämmtes Wärmenetz zu den Gebäuden transportiert. Angesehen davon verweist der Zusatz „/BHKW“ auf eine separate Versorgung einiger Gebäude mit Raum- und Trinkwarmwasserwärme durch ein BHKW.

Tabelle 12: Auflistung der entwickelten und untersuchten Varianten zur Wärmeversorgung inklusive Kurzformen

Nr.	Variantenbezeichnung	Kurzform
#0	Fernwärme zentral	FW_z
#1	BHKW zentral	BHKW_z
#2a	Erdwärmesonden zentral	EWS_z
#2b	Erdwärmesonden und Abwasserwärme dezentral	EWS_Abw_dz
#3a	Abwasserwärme zentral	ABW_z
#3b	Abwasserwärme dezentral	ABW_dz
#3c	Abwasserwärme zentral & BHKW zentral	ABW_z_BHKW
#3d	Abwasserwärme dezentral & BHKW zentral	ABW_dz_BHKW
#4	Abwasserwärme dezentral & BHKW dezentral	ABW/BHKW

Es gilt weiterhin anzumerken, dass für den ersten Variantenvergleich alle verwendeten Angaben zu Nutzungsgraden den Mittelwerten aus Herstellerangaben ausgewählter Erzeugertechnologien entsprechen. Zudem werden die Jahresarbeitszahlen (JAZ) der Wärmepumpen vereinfacht aus den Effizienzzahlen ausgewählter Modelle gemäß der VDI 46050 abgeleitet und aufgrund der nicht vorhandenen idealisierten Testbedingungen mit einem Korrekturfaktor von 0,9 multipliziert (vgl. Abb. Abbildung 22):


Abbildung 22: Darstellung nach VDI 46050 theoretisch berechneten und korrigierten Jahresarbeitszahlen der ausgewählten Wärmepumpen-Modelle

3.1 Referenzvariante #0

Für die Referenzvariante wird eine Versorgung des Quartiers über einen Anschluss mittels zentraler Übergabestation an das bestehende vorgelagerte Fernwärmenetz untersucht. Dabei wird die Wärme an die einzelnen Gebäude über ein nachgelagertes Nahwärmenetz verteilt und mittels Wärmeübergabestationen an die gebäudeinternen Sekundärheizkreise übertragen. Aufgrund der in Abschnitt 5.5.2 aufgeführten Temperaturniveaus kann die Raumbeheizung dabei sowohl durch Radiatoren als auch Flächenheizung erfolgen. Ebenso ist die Trinkwarmwasserbereitstellung mittels Speicher-Lade-System oder Durchflussprinzip möglich. Insbesondere aufgrund ökonomischer Effizienz werden daher für das gebäudeseitige System Radiatorheizkörper und Trinkwarmwasserspeicher empfo-

len. Die Leistungen der Wärmetauscher in den Übergabestationen orientieren sich an den in Abschnitt 2.1.2 angeführten Wärmelasten der einzelnen Gebäude. Als Schnittstelle zum Fernwärmelieferanten gelten dabei die sekundärseitigen Absperrarmaturen hinter den Übergabestationen, womit die Anlagen zur dezentralen Trinkwarmwasserbereitung durch den Bauträger selbst bereitzustellen sind. Zur Veranschaulichung ist die Referenzvariante in Abbildung 23 dargestellt:



Abbildung 23: Schematisches Wärmeflussbild der netzgekoppelten Versorgung der Variante #0

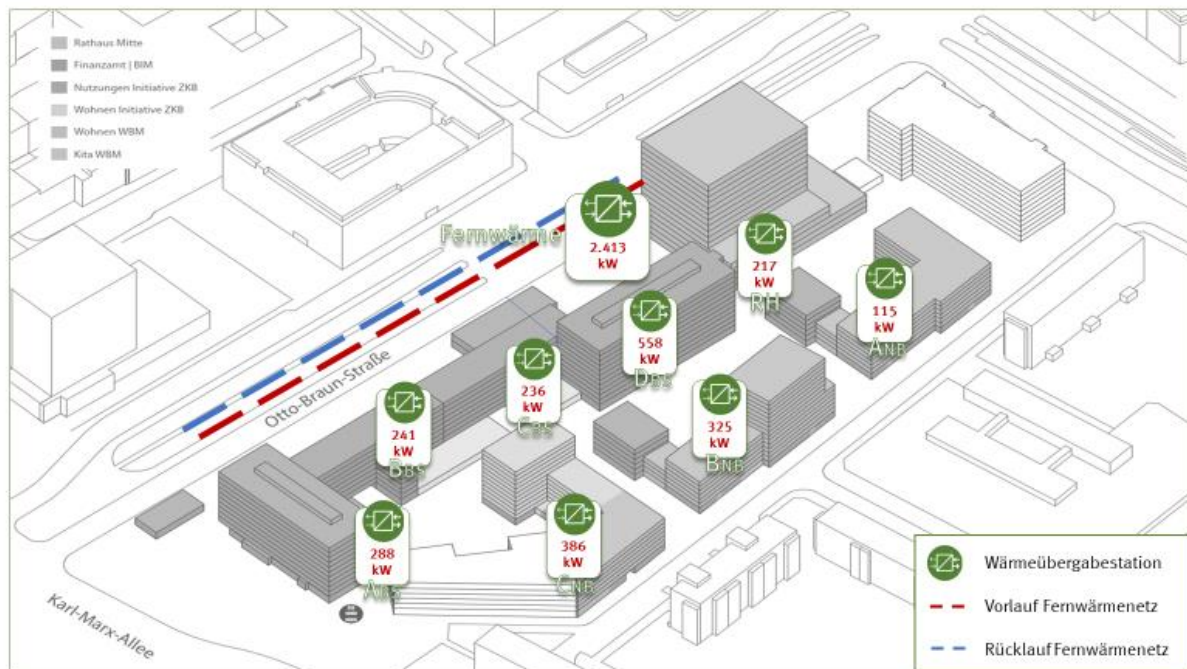


Abbildung 24: Schematische Darstellung der wärmeseitigen Versorgungsvariante #0 Referenz inklusive Anschlussleistungen

Aufgrund des vorausgesetzten Leistungspotentials und Temperaturspektrums des vorgelagerten Fernwärmenetzes ergibt sich somit wärmeseitig eine Leistungs- und Energieanteil von 100 % Fernwärme. Die mindestens bereitzustellenden Netztemperaturen werden durch die aus dem System zur Trinkwarmwasserbereitung resultierenden Hygieneanforderungen vorgegeben. Das quartiersinterne Wärmenetz ist physikalisch und hydraulisch durch die zentrale Übergabestation vom Fernwärmenetz getrennt. Als Wärmeträgermedium wird demineralisiertes Wasser verwendet, das durch den Plattenwärmetauscher am zentralen Übergabepunkt durch das Fernwärmenetz erwärmt und durch eine Rücklaufbeimischung auf etwa 70 °C im Vorlauf geregelt wird. Unter Berücksichtigung eines Speicher-Lade-Systems zur TWW-Bereitung ist weiterhin von einer durchschnittlichen Spreizung von 25 K auszugehen, sodass mittlere Rücklauftemperaturen von 45 °C erzielt werden können. Unter Berücksichtigung einer ungefähren Länge von 150 m, der durchschnittlichen Netztemperaturen und der Netzdimensionen - ausgeführt als gedämmte PEX-Rohrleitungen - ergeben sich somit jährliche Wärmeverluste von etwa 15 % bezogen auf den Brutwärmeverbrauch inklusive der Wandlungs- und Speicherverluste. Zusätzlich wird von einem Wirkungsgrad an jedem

Wärmeübertrager von 98,5 % ausgegangen, womit sich ein Gesamtverlust an den Plattenwärmetauschern von zusätzlichen 3 % ergibt. Aufgrund des Verzichts auf primärseitige Pufferspeicher fallen dagegen keinerlei Speicher- verluste an, womit sich Gesamtverluste von etwa 18,5 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf ergeben, die vom Erzeugungssystem zusätzlich bereitzustellen sind.

Anders als die Wärme/der Wärmeverbund werden die Kältebedarfe zur Raumklimatisierung durch eine nicht netz- gebundene, gebäudeinterne Lösung mittels dezentraler Kompressionskältemaschinen bereitgestellt, deren Kon- densatoreinheiten auf den Dächern der zu klimatisierenden Gebäude vorzusehen sind. Die vorzuhaltenden Lei- stungen ergeben sich aus den in Abschnitt 2.1.2 angeführten Kältelasten und sind schematisch in Abbildung 25 dargestellt.

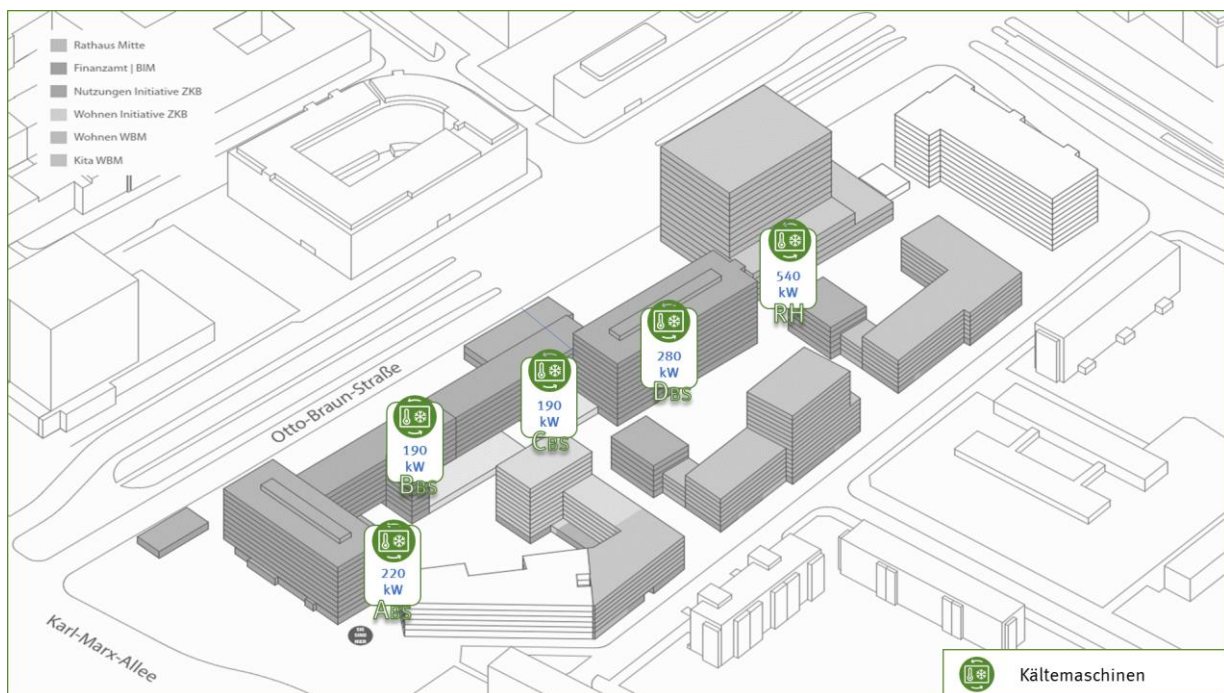


Abbildung 25: Schematische Darstellung der kälteseitigen Referenzvariante #0 inklusive Anschlussleistungen

3.2 Variante #1 – BHKW zentral (BHKW_z)

Als weitere Basisvariante wird die zentrale Versorgung des gesamten Quartiers durch ein Blockheizkraftwerk und einen Spitzenlastgaskessel untersucht. Hierzu wird die ausreichende Leistung eines zentralen Anschlusses an das vorgelagerte öffentliche Gasnetz vorausgesetzt (vgl. Kapitel 2.2.5). Die Erzeugungsanlagen werden im Heizraum im Untergeschoss des Bestandsgebäudes D verortet. Des Weiteren sind die vorliegenden Kaminschächte zu erneuern bzw. anzupassen auf die nun benötigte Leistung zur Versorgung des gesamten Quartiers. Analog zu der Referenzvariante FW_z werden die einzelnen Gebäude über ein Nahwärmenetz und Übergabestationen versorgt (vgl. Abbildung 26).

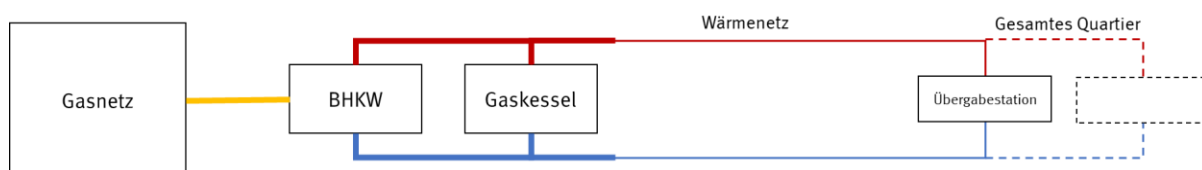


Abbildung 26: Schematisches Wärmeflussbild der Variante #1

Für das BHKW sind 440 kW thermische und 360 kW elektrische Leistung und für den redundant dimensionierten Gaskessel 2.404 kW thermische Gesamtleistung vorzusehen. Zur Übersicht sind die Hauptkomponenten der Wärmeverorgungsanlagen in Abbildung 27 dargestellt. Zur Optimierung der Betriebsstrategie des BHKW wird zudem eine ausreichend große, zentrale Pufferspeicher-Kaskade vorgesehen, um der Anlage auch ohne direkte Nachfrage eine Mindest-Laufzeit von einer Stunde zu garantieren und so ein häufiges Takten des Motors zu vermeiden.

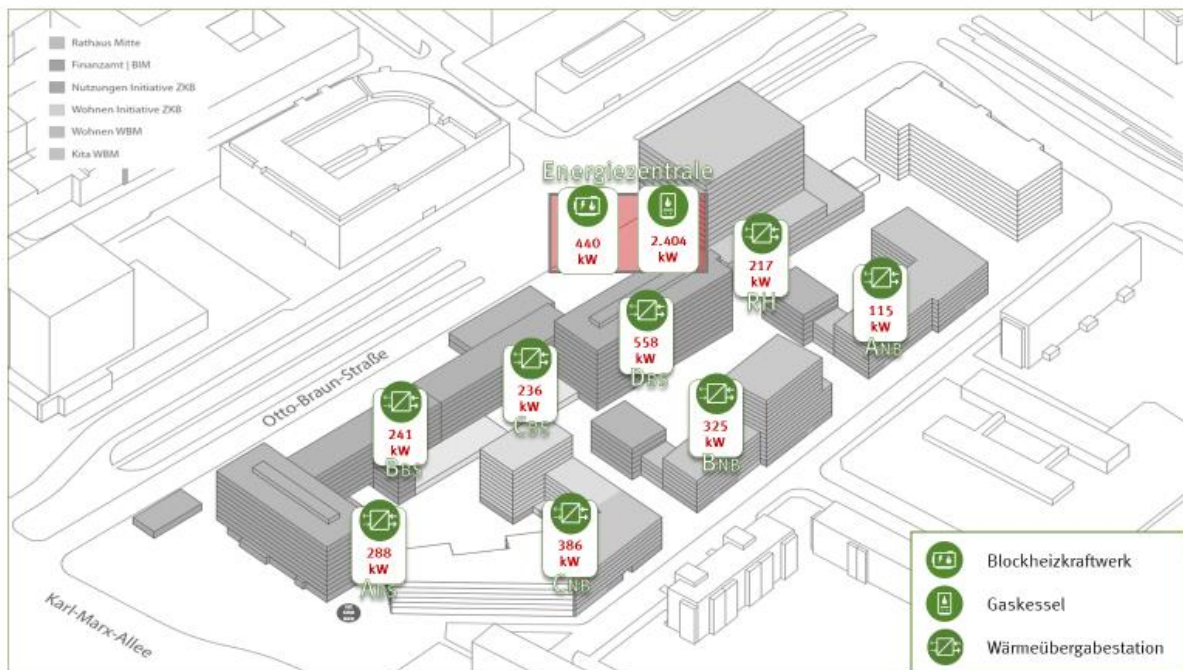


Abbildung 27: Schematische Darstellung der wärmeseitigen Versorgungsvariante #1 BHKW_z inklusive Anschlussleistungen

Die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt ebenfalls im Speicher-Lade-Prinzip, so dass für die mittleren Netztemperaturen analog der Variante FW_z von 70 °C im Vorlauf und 45 °C im Rücklauf auszugehen ist. Aufgrund der analogen Netzdimensionierung, -länge und -temperaturen sind zudem ebenfalls etwa 15 % Verteilungsverluste sowie 3 % Umwandlungsverluste zu erwarten. Die entstehenden Verluste durch die Zwischenspeicherung können aufgrund der Aufstellung in der Gebäudehülle dem Gebäude D selbst als Wärmegewinne zugeschrieben und so größtenteils vernachlässigt werden. Somit ergeben sich insgesamt ebenfalls Wärmeverluste von etwa 18,5 % bezogen auf den Gesamtenergiebedarf. Das BHKW erreicht eine Volllaststundenanzahl von 5.206 h, womit sich die Wärmeerzeugung zu etwa 75 % auf Kraft-Wärme-Kopplung und 25 % auf den Spitzenlastgaskessel aufteilt. Unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade der Anlagen ergibt sich ein Gesamtgasbedarf von 6.295 MWh und eine Stromerzeugung von 1.874 MWh im Jahr. Analog zu Referenzvariante erfolgt die Kältebereitstellung dezentral gemäß Abbildung 25.

3.3 Variante #2 – Erdwärmesonden (EWS)

Für die folgenden Varianten wird auf Grundlage der Potentialanalyse in Abschnitt 2.2.2 die Wärmeerzeugung mittels Erdwärmesondenfeld untersucht. Aufgrund des geringen Anteils nicht überbauter Fläche im Quartier sowie zur Vermeidung von Kollisionen mit Grundleitungen – insbesondere der Arealentwässerung – sollen die Sonden vornehmlich unter den Neubauten eingebracht werden und die Horizontalleitungen in der Sohle selbst verlegt werden. Basierend auf die in Abschnitt 2.2.2 dargestellten rechtlichen Rahmenbedingungen für Erdwärmesonden-

felder im Land Berlin wird aus der zur Verfügung stehenden Fläche die maximal potenzielle Entzugsleistung berechnet. Durch das ermittelte geothermische Potential von 767 kW können somit unter der Annahme einer JAZ von 4,5 einer nachgeschalteten Wärmepumpenanlage lediglich 942 kW thermische Leistung bereitgestellt werden.

$$\dot{Q}_{\text{Heiz}} = \frac{\dot{Q}_{\text{Entzug}} \cdot \text{JAZ}}{(\text{JAZ} - 1)} = \frac{767 \text{ kW} \cdot 4,5}{(4,5 - 1)} = 942 \text{ kW} \quad \text{Gl. 1}$$

Die Beispielrechnung zeigt auf, dass unter den gegebenen Bedingungen eine monovalente Versorgung des Quartiers durch Erdwärmesonden nicht möglich sind. Daher wird in folgenden Abschnitten lediglich eine bivalente Versorgung mittels BHKW und Erdwärmesonden untersucht. Zum Vergleich der Versorgung durch weitere Erneuerbarer Wärmequellen wird allerdings zunächst das theoretische Szenario der Untervariante einer Versorgung durch ein Erdwärmesonden-Feld gekoppelt mit einer zentralen Wärmepumpenstation ausgeführt.

3.3.1 Untervariante #2a – Erdwärmesonden zentral (EWS_z)

Für die erste Untervariante wird die monovalente Versorgung der Gebäude über ein Erdwärmesondenfeld und eine zentrale Wärmepumpenstation im Untergeschoss des Bestandsgebäudes D untersucht. Durch eine Einbindung der Wärmepumpen zwischen eine zentrale Wärme- und Kältespeicherkaskade kann sowohl Wärme als auch Kälte zentral erzeugt und bereitgestellt werden. Die Verteilung der Wärme an die Gebäude erfolgt über hochgedämmte PEX-Rohrleitungen, wobei zusätzlich ein paralleles Kältenetz verlegt wird. Zur Übertragung von Wärme und Kälte an die Gebäudesysteme werden gebäudespezifische Übergabestationen vorgesehen (Abbildung 28).

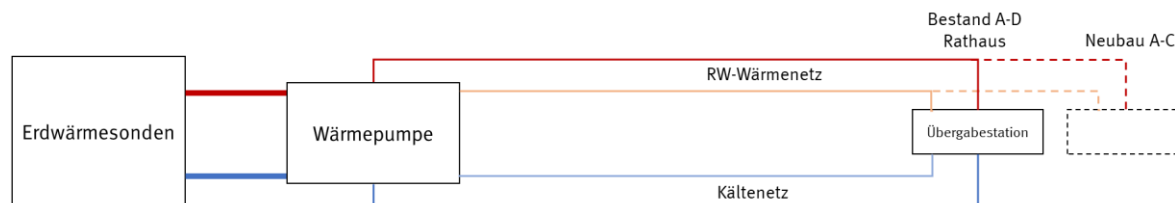


Abbildung 28: Schematisches Wärmeflussbild der Variante #2a

Die Dimensionierung der Übergabestationen ergibt sich aus den jeweiligen Wärmelasten der Gebäude, die Leistung der Wärmepumpen-Station aus der Gesamtwärmelast des Quartiers. Dabei wird angenommen, dass zusätzlich ausreichend Platz für die zu installierenden 75 m³ Wärmespeicher- und 57 m³ Kältespeicherkaskade vorhanden ist, die es erfordert, um die Wärmepumpen mindestens eine Stunde auch ohne Wärme- oder Kältebedarf zu betreiben und gleichzeitig die Versorgung bei einer Sperrzeit durch den Netzbetreiber für mindestens zwei Stunden gewährleisten zu können, der durch Abschaltung flexibler Verbraucher zu Zeiten hoher Spitzenlast im Netz die sein Versorgungsnetzes stabilisieren kann (siehe Abbildung 29).

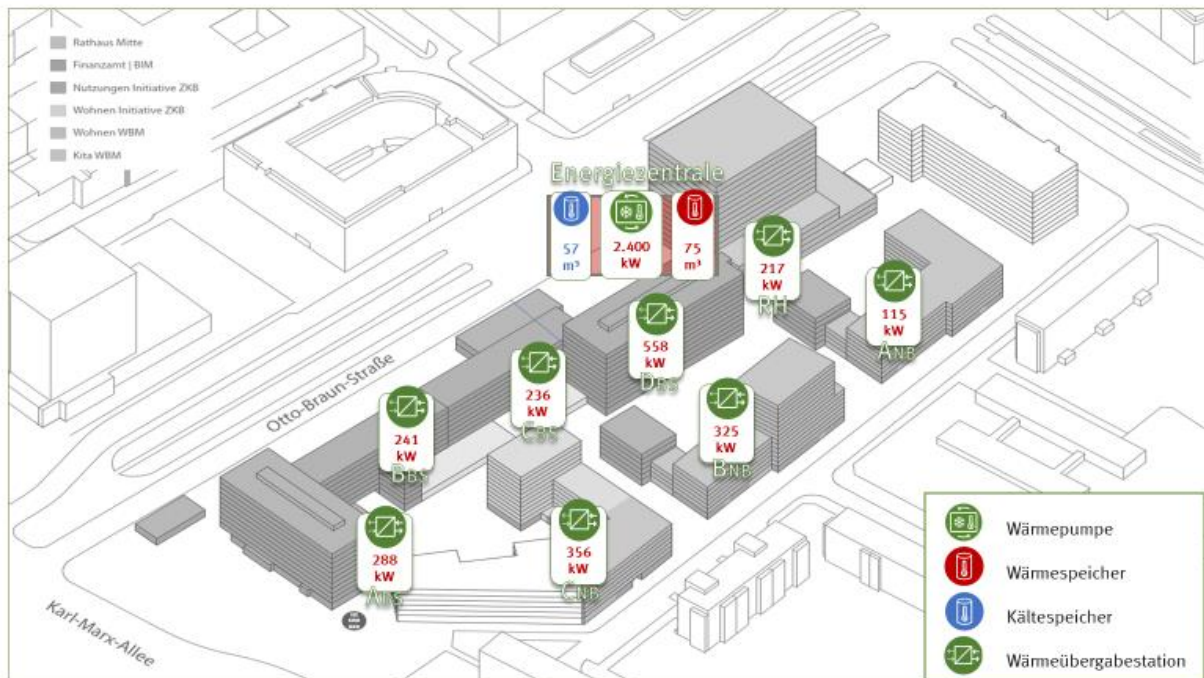


Abbildung 29: Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #2a inklusive Anschlussleistungen

Darüber hinaus wird überschüssige Wärme oder Kälte über die Verteilungen der Geothermieanlagen in den Erdwärmesonden eingelagert. Die Trinkwarmwasserbereitstellung erfolgt im Durchflussprinzip und die Raumheizung durch Flächenheizungen, um durchschnittliche Systemtemperaturen von 65° C im Vorlauf und etwa 33° C im Rücklauf zu erhalten und somit einen effizienten Betrieb der Wärmepumpe zu gewährleisten. Beim Durchflussprinzip erfüllen etwa 65° C im Vorlauf die Hygienevorschriften, zudem werden niedrige Rücklauftemperaturen generiert, da das kalte Frischwasser direkt auf den Primärkreis trifft und diesen stark abkühlt bei der Wärmeübergang. Durch Mischung des heißeren Rücklaufs aus dem Heizungskreislauf ergeben sich durchschnittlich etwa 33° C für die gesamten Rücklauftemperaturen aus den Gebäuden ins Netz. Bei den genannten Systembedingungen ist von einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 4,00 bezogen auf die Wärmeerzeugung auszugehen. Zudem ergeben sich unter Berücksichtigung der Leitungsführung, der Systemtemperaturen sowie der Speicher- und Wandlungsverluste insgesamt Wärmeverluste von 15,3 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf. Die monovalente Versorgung bedingt einen Deckungsanteil von 86,2 % Erneuerbarer Energien an der gesamten Wärmeerzeugung. Als Hilfs- und Antriebsenergie werden ergänzend 782 MWh Strom benötigt. Die Grob-Dimensionierung des Erdwärmesondenfeldes erfolgt auf Grundlage der gegenüber der Kältelast dominierenden Gesamtwärmelast, der Systemeffizienz in Form der JAZ sowie unter Berücksichtigung der rechtlichen Rahmenbedingungen bezüglich Anzahl und Fläche gemäß Abbildung 30.

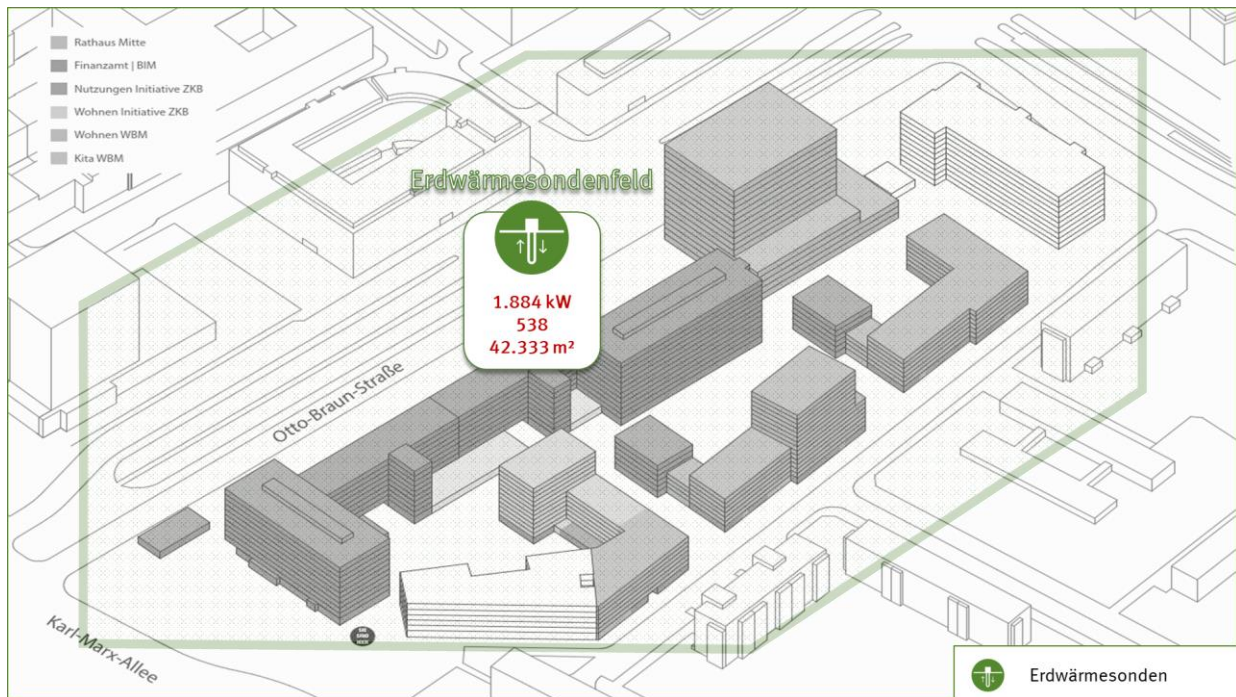


Abbildung 30: Schematische Darstellung des Erdwärmesondenfeldes für Variante #2a inklusive Angaben zu Entzugsleistung, Sondenanzahl und Flächenbedarf

Aus der Abbildung wird deutlich, dass der benötigte Flächenbedarf von 42.333 m² das Flächenpotential um ein Vielfaches übersteigt. Aufgrund des urbanen Umfelds und der bereits bestehenden Überbauung ist unter der Berücksichtigung der gesetzlich vorgeschriebenen Mindestabstände zwischen den Sonden eine Umsetzung eines solchen Erdwärmesondenfeldes und somit die geothermische Versorgung nicht zu realisieren. Daher wird auch im Folgenden auf die Untersuchung einer Lösung durch dezentrale Wärmepumpen verzichtet.

3.3.1 Untervariante #2b – Erdwärmesonden und Abwasser dezentral (EWS/ABW_dz)

Als weitere Untervariante wird die Versorgung durch ein Erdwärmesondenfeld ergänzt durch die Nutzung des Abwasserwärmepotentials untersucht. Aufgrund der unterschiedlichen Quelltemperaturen erfolgt der notwendige Temperaturhub durch gebäudescharfe, dezentrale Wärmepumpenstationen. Vorgesaltet speisen beide Wärmequellen in ein bidirektionales Anergienetz - ausgeführt als zwei Ringleitungen – über eine hydraulische Weiche im vorhandenen Technikraum in Bestandsgebäude D ein. Zur Abdeckung der Spitzenkühllasten ist zudem ein zentraler Rückkühler auf dem Gebäudedach vorzuhalten. Die Wärmepumpen in den Bestandsgebäuden und im Rathaus werden als Kaskaden ausgeführt und hydraulisch zwischen Wärme- und Kältespeicher eingebunden, die jeweils über Warm- und Kaltleiter mit dem Anergienetz gekoppelt sind. Bei den Wärmepumpenkaskaden in den Neubauten entfällt hingegen der Kältespeicher, womit der Primärkreis der Wärmepumpen direkt mit dem Anergienetz verbunden ist (vgl. Abbildung 31).

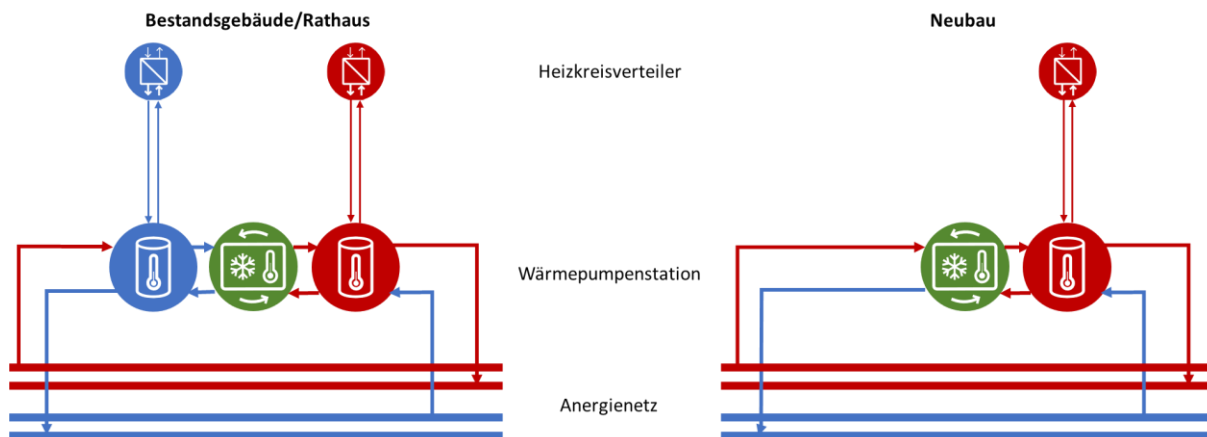


Abbildung 31: Schematische Darstellung der hydraulischen Einbindung der Wärmepumpenstationen nach Gebäudeart für die Versorgungsvariante #2b

Der Übergabepunkt sind die gebäudeseitigen Heizkreisverteiler, wobei zur Trinkwarmwasserbereitung ein Speicher-Lade-System empfohlen wird. Der schematische Konzeptaufbau im Quartier ist zur Übersicht in Abbildung 32 dargestellt.

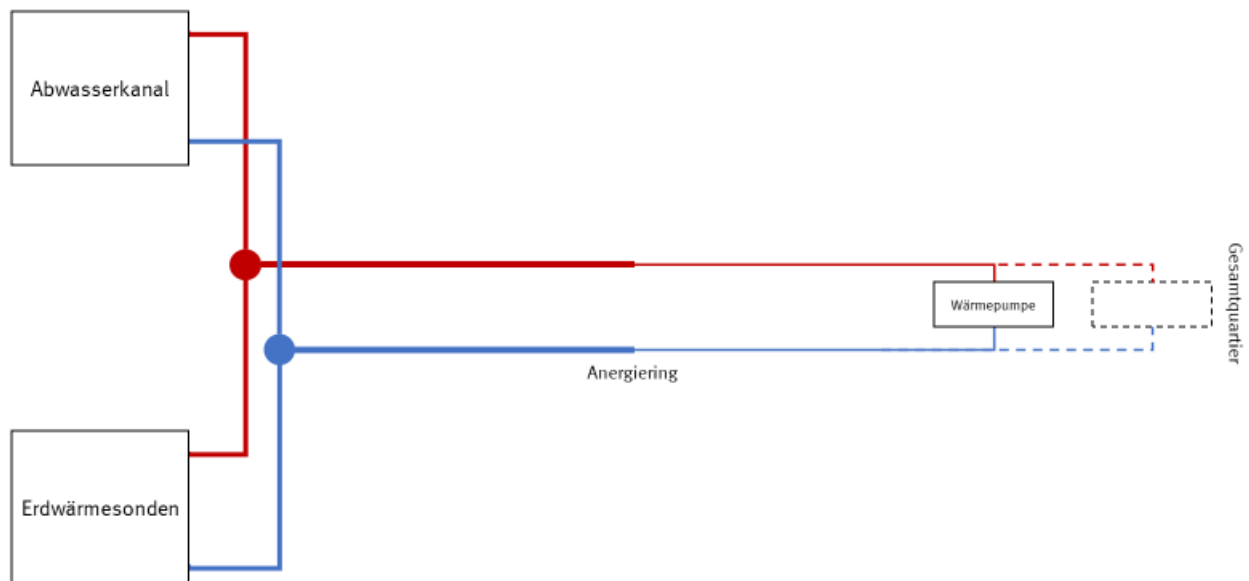


Abbildung 32: Schematisches Wärmeflussbild der Variante #2b

Auf Grundlage der durchschnittlichen Systemtemperaturen im Primärkreis sowie in den Sekundärkreisen der Wärmepumpen ergibt sich eine mittlere JAZ von 5,26 bezogen auf Wärme- und Kältebereitstellung, woraus sich eine insgesamt bereitzustellende Leistung der Energiequellen von 1.877 kW ergibt – aufgeteilt in 766 kW Erdwärme und 1.111 kW Abwasserabwärme (vgl. Abbildung 33).

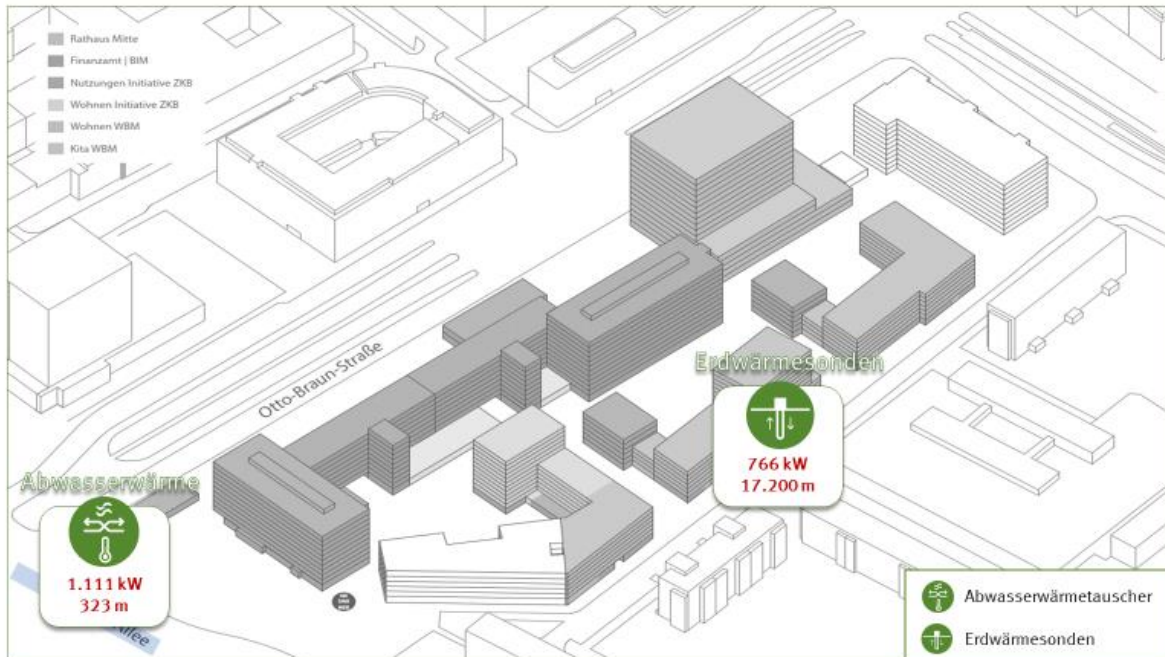


Abbildung 33: Schematische Darstellung des Erdwärmesondenfeldes und des Abwasserwärmetauschers für Variante #2b inklusive Angaben zu Entzugsleistung, Sondenanzahl, Wärmetauscherlänge und Flächenbedarf

Die Auslegungsleistungen der Wärmepumpen ergeben sich aus dem jeweiligen Maximum der Wärme- und Kälte-lasten der einzelnen Gebäude. Die signifikanten Leistungsparameter sind zur Übersicht in Abbildung 34 aufgeführt.

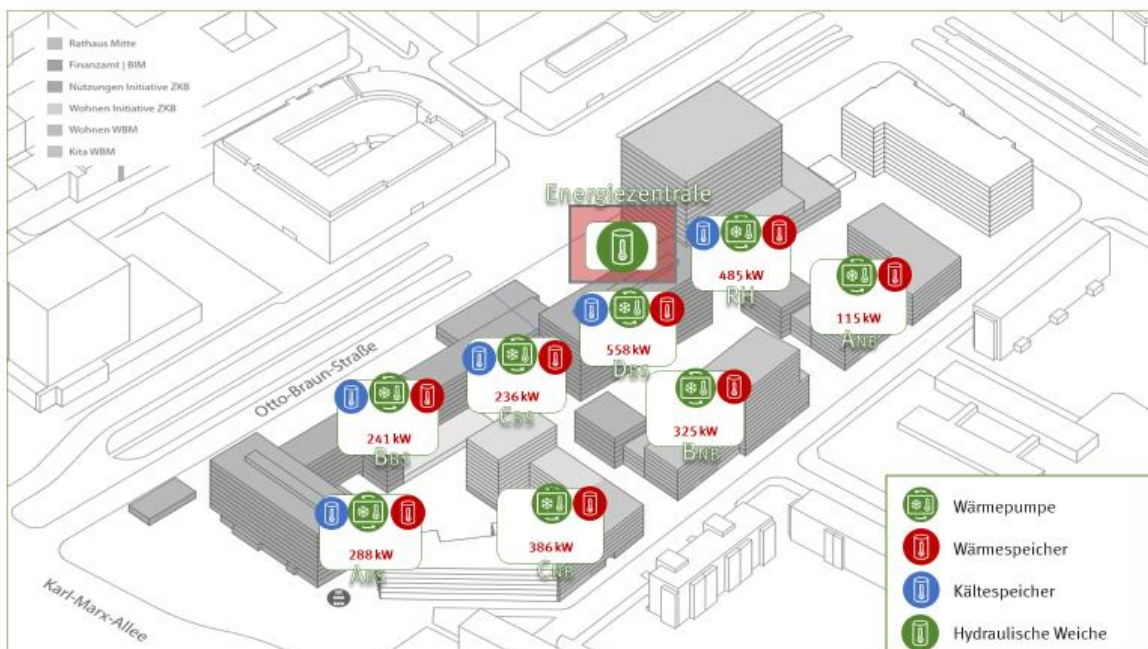


Abbildung 34: Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #2b inklusive Anschlussleistungen

Aus dem erwartenden Jahresmittel der Systemtemperaturen in den Verteilungen von 14 °C im Vorlauf und 9 °C im Rücklauf ergeben sich zudem geringfügige Wärmeverluste von etwa 1 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf,

was durch die ergänzenden Wandlerverluste von etwa 3 % und geringfügigen Speicherverlusten in gesamten Wärmeverlusten von etwa 4,3 % resultiert. Unter Berücksichtigung der Systemeffizienz und der Annahme quellenunabhängiger Betriebsstunden werden dazu ca. 872 MWh Wärme aus dem Erdreich und etwa 1.266 MWh pro Jahr aus dem Abwasser entnommen. Ergänzend können in der Kühlperiode ebenfalls 830 MWh Wärme aus den Gebäuden in das Erdreich eingebracht und zur Regeneration des Erdwärmesondenfeldes genutzt werden, was eine weitere Effizienzsteigerung des Gesamtsystems durch Anhebung der Vorlauftemperaturen bewirkt. Aufgrund der ausschließlich verwendeten regenerativen Wärmequellen ergibt sich ein bilanzieller Anteil von 87,8 % an Erneuerbaren Energien im Gesamtkonzept. Insgesamt werden unter Berücksichtigung der Antriebsströme für die Verdichter der Wärmepumpen, der Hilfsenergie für Pumpströme und der Regelungstechnik etwa 610 MWh Strom im Jahr benötigt.

3.4 Variante #3 – Abwasserwärme (Abw)

In den folgenden Abschnitten soll die Nutzung der Abwärme der beiden, in Abschnitt 3.3.1 bereits erwähnten, Abwasserkanäle zur thermischen Versorgung der Gebäude untersucht werden. Aufgrund des geringen Temperaturniveaus des Abwassers ist analog zu den Varianten in Abschnitt 3.3 ein Temperaturhub durch Wärmepumpen notwendig, um die Anergie der Abwärmequelle zur Erzeugung von Raumwärme und Trinkwarmwasser nutzbar zu machen. Weiterhin kann die Anergiequelle ebenso wie ein Erdwärmesondenfeld zur Bereitstellung von Kälte zur Gebäudekühlung verwendet werden. Aus dem Vergleich von Potential- und Bedarfsanalyse wird zunächst angenommen, dass unter der Annahme einer JAZ von maximal 4,5 sowohl wärme- als auch kälteseitig der gesamte Leistungs- und Energiebedarf durch die Abwärme aus dem Abwasser in Kombination mit Wärmepumpen möglich ist. Diese Annahme gilt es vor der Umsetzung noch einmal durch Messungen zu verifizieren.

Somit wird in den ersten beiden Untervarianten zunächst die monovalente Wärmeversorgung durch die Abwasserabwärme untersucht. Dabei werden sowohl monovalente als auch bivalente Systeme mit zentralen und dezentralen Wärmepumpen zur Temperaturerhöhung betrachtet. Aus der jeweiligen Anlagenkonfiguration ergeben sich dementsprechend bilanzielle Wärmeverluste und Systemeffizienzen, die es in der weiteren Bilanzierung zu berücksichtigen gilt.

Im Anschluss soll die Option der Bereitstellung von Trinkwarmwasser durch ein BHKW, ergänzt durch einen Spitzenlastgaskessel, und der Raumwärme durch Wärmepumpen mit der Anergiequelle Abwasserkanal betrachtet werden. In jedem Fall werden die Wärmepumpenstationen hydraulisch in das jeweilige Wärmenetz gemäß Abbildung 34 eingebunden.

3.4.1 Untervariante #3a – Abwasserwärme zentral (Abw_z)

Analog zur Untervariante #2a werden die Gebäude gemeinsam über eine zentrale Wärmepumpe versorgt. Aufgrund der entsprechenden Lasten und Bedarfe erfolgt daher die Dimensionierung der Erzeuger, Speicher und Verteilungen gemäß der Auslegung der Variante EWS_z. Die Verteilung erfolgt ebenfalls über ein Vierleitersystem bestehend aus Wärme- und Kälteleitungen sowie Übergabestationen in den einzelnen Gebäuden (vgl. Abbildung 35). Aufgrund der fast analogen Jahresmittel der Vorlauftemperaturen im Primärkreis der Wärmepumpen bedingt durch die Temperaturen im Abwasserkanal und dem Erdreich sowie denselben Temperaturanforderungen im Verteilnetz wie in Variante #2a ist eine analoge JAZ von 4,00 zu erwarten. Somit ergibt sich eine Leistung vor der Wärmepumpe aus dem Abwasserkanal von 1.810 kW, was eventuell die zur Verfügung stehende Leistung überschreitet. (vgl. Abbildung 36).

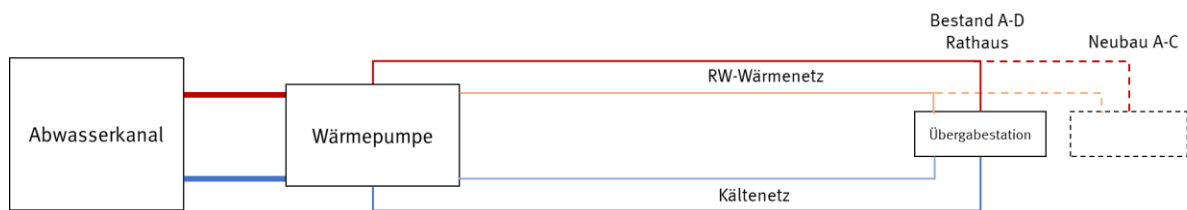


Abbildung 35: Schematisches Wärmeflussbild der Variante #3a

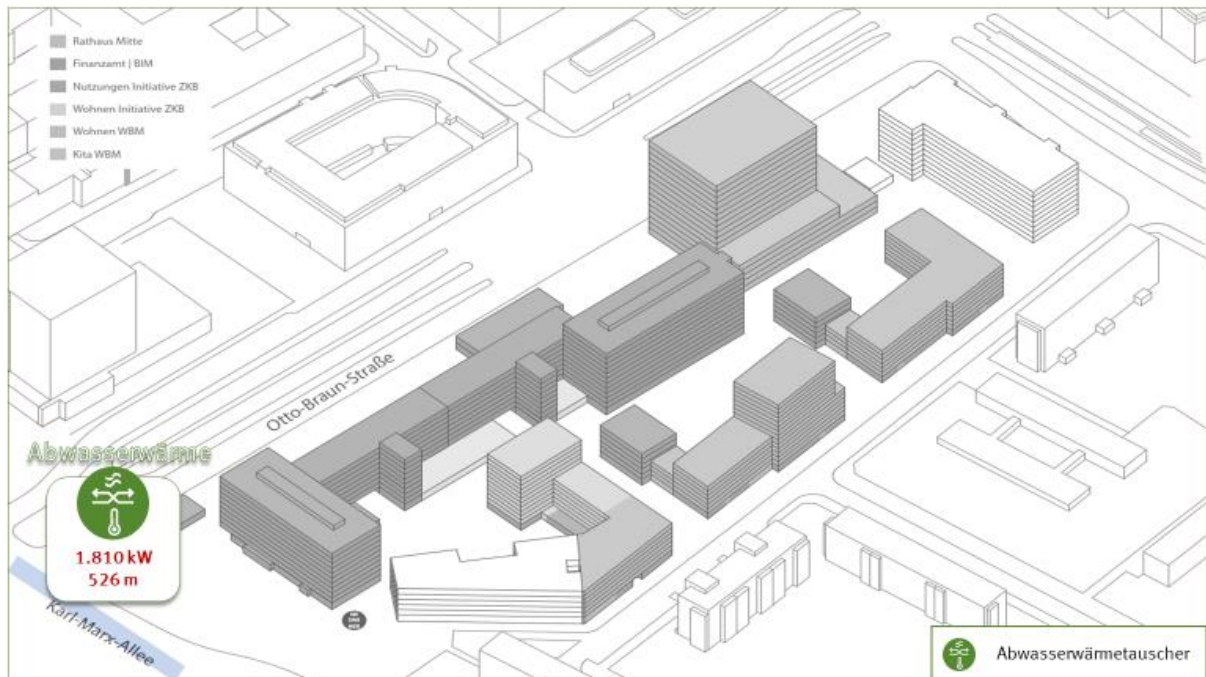


Abbildung 36: Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers für Variante #3a inklusive Angaben zu Entzugsleistung und Wärmetauscherlänge

Da die Temperaturniveaus im Wärmenetz und somit die Verteilverluste ebenfalls denen der Variante EWS_z entsprechen, ist unter Berücksichtigung der Speicher- und Wandlungsverlusten ein Gesamtwärmeverlust von 18,5 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf zu erwarten. Somit werden dem Abwasser als monovalente Energiequelle insgesamt 2.348 MWh Wärme pro Jahr entzogen, während wiederum 1.168 MWh Wärme aus den Gebäuden wieder in den Kanal eingebracht werden. Die Versorgung erfolgt monovalent und somit zu 86,2 % aus Erneuerbaren Energien. Insgesamt fällt hierzu ein Strombedarf von 1.004 MWh im Jahr an.

3.4.2 Untervariante #3b – Abwasserwärme dezentral (Abw_dez)

Als weitere Untervariante wird die Versorgung der Gebäude über dezentrale Wärmepumpen betrachtet. Die hydraulische Einbindung der Wärmepumpen entspricht dabei der Variante #2b (vgl. Abbildung 31). Zudem werden Wärmepumpen und Pufferspeicher ebenfalls auf Grundlage der Wärme- und Kältelasten der einzelnen Gebäude dimensioniert. Somit entsprechen die Auslegungsparameter sowie die schematische Trassierung der Darstellung in Abbildung 34. Bedingt durch die angenommene JAZ von 4,5 wird eine Entzugsleistung am Abwasserwärmetauscher von 1.877 kW für den monovalenten Betrieb erforderlich.

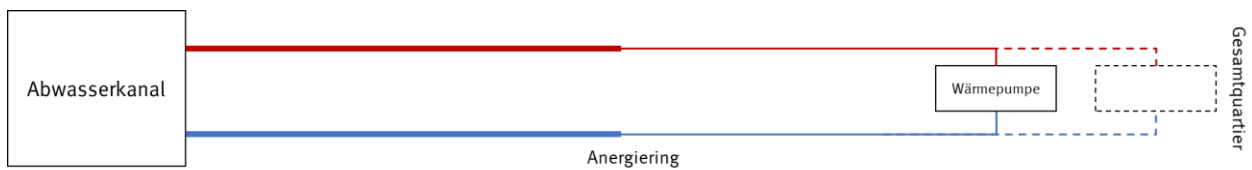


Abbildung 37: Schematisches Wärmeflussbild der Variante #3b

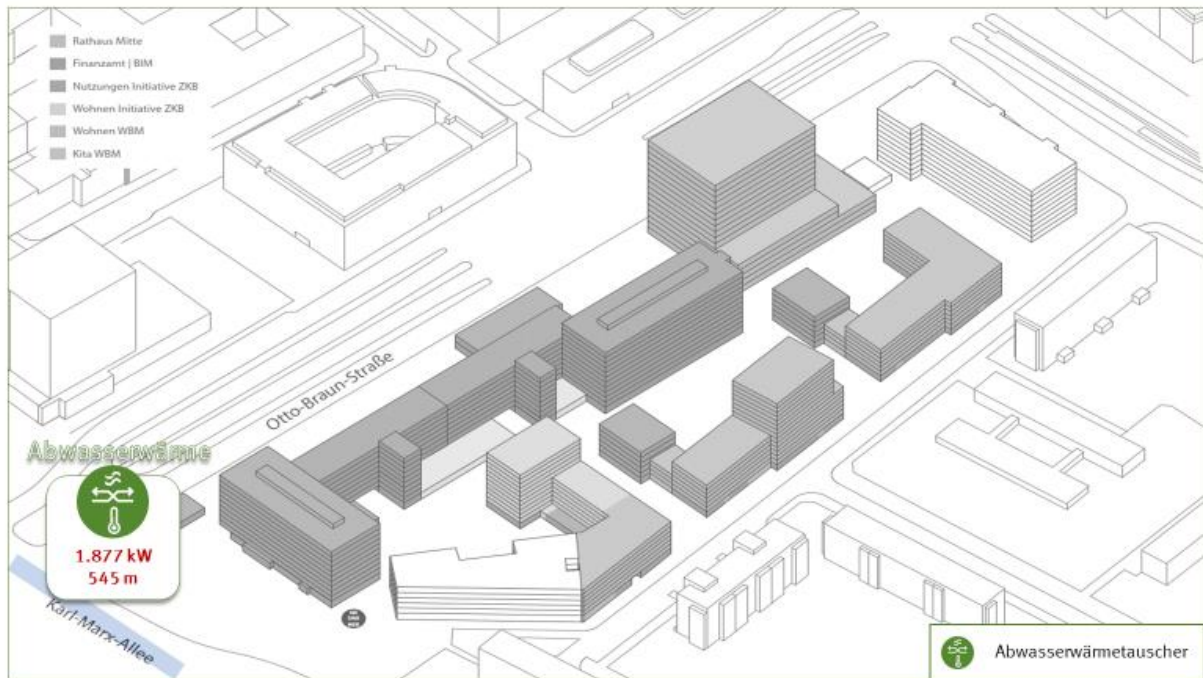


Abbildung 38: Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers für Variante #3b inklusive Angaben zu Entzugsleistung und Wärmetauscherlänge

Aufgrund der geringfügigen Verteilverluste, bedingt durch die niedrigen Netztemperaturen von durchschnittlich 16 °C im Warmleiter und etwa 8 °C im Kaltleiter des Anergierings, betragen die Energieverluste unter Berücksichtigung der Wandlungs- und Speicherverluste etwa 5 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf. Somit werden insgesamt 2.160 MWh Wärme aus dem Abwasserkanal entnommen und 1.207 MWh Wärme aus den Gebäuden wieder in das Kanalnetz eingebracht. Aufgrund des monovalenten Systemaufbaus beträgt der Anteil Erneuerbarer Energien ebenfalls 87,8 %. Zudem sind zum Antrieb der Wärmepumpen insgesamt 616 MWh elektrische Energie erforderlich.

3.4.3 Untervariante #3c – Abwasserwärme zentral und BHKW (Abw_z_BHKW)

Zur Absenkung der Netztemperaturen und somit exergetischen Effizienzsteigerung soll in der Untervariante #3c die Bereitstellung von Wärme zur Trinkwarmwassererzeugung in den Neubauten A, B und C durch ein BHKW, unterstützt durch einen Spitzenlastkessel, untersucht werden. In den Gebäuden ist dazu jeweils ein Speicher-Lade-System geplant, an dessen primärkreisseitigem Wärmetauscher die Übergabe an das Gebäudesystem erfolgt. Die Versorgung des Quartiers mit Raumwärme und -kühlung wird dabei weiterhin analog zu Variante #3a durch eine zentrale Wärmepumpenstation und dezentrale Übergabestationen bereitgestellt. Insgesamt ist somit ein 6-Leiter-

system vorzusehen, bestehend aus Trinkwarmwasser-Wärmenetz für die Neubauten A, B und C, ein quartiersumfassendes Wärmenetz zur Raumwärmebereitstellung sowie ein Kältenetz für die Bestandsbauten sowie das Rathaus. Die Heizzentrale für alle Erzeugungskomponenten ist in der ehemaligen Technikzentrale und ggf. weiteren Flächen im Untergeschoss des Bestandsgebäudes D vorzusehen.

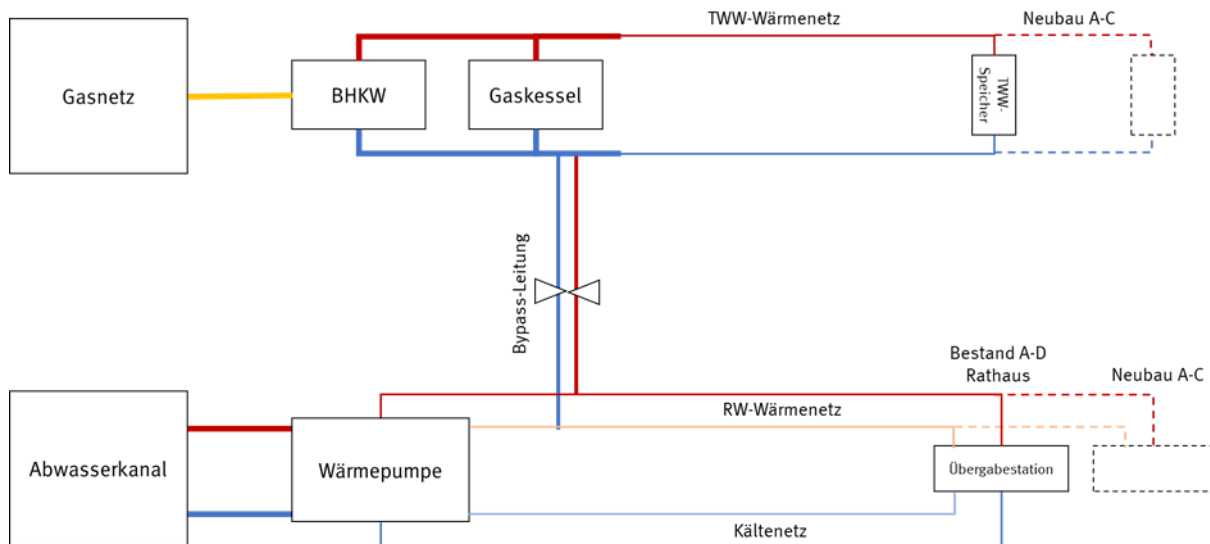


Abbildung 39: Schematisches Wärmeflussbild der Variante #3c

Die Dimensionierung des BHKW mit $100 \text{ kW}_{\text{th}}$ und des Spitzenlastgaskessels mit $790 \text{ kW}_{\text{th}}$ orientiert sich dabei an den simulierten Lastprofilen des aggregierten Trinkwarmwasserbedarfes des Gesamtquartiers. Die Wärmepumpen-Station hingegen wird mit 2.100 kW auf die gesamte Heizlast des Quartiers ausgelegt und kann ebenso die gesamte Kühllast abdecken. Unter Berücksichtigung der JAZ von 4,81 sowie den thermischen Nutzungsgraden des BHKW (60 %) und des Gaskessels (85 %) werden somit Entzugsleistungen des Abwasserwärmetauschers von 1.685 kW sowie eine Anschlussleistung an das öffentliche Gasnetz von 507 kW erforderlich (vgl. Abbildung 40).



Abbildung 40: Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers sowie des Gasanschlusses für Variante #3c inklusive Angaben zu Entzugs- und Anschlussleistung sowie der Wärmetauscherlänge

Die Übergabestationen werden entsprechend der jeweiligen Maxima aus Heiz- oder Kühllast dimensioniert. Der Leistungsparameter sind zur Übersicht in folgenden Abbildung 41 dargestellt.

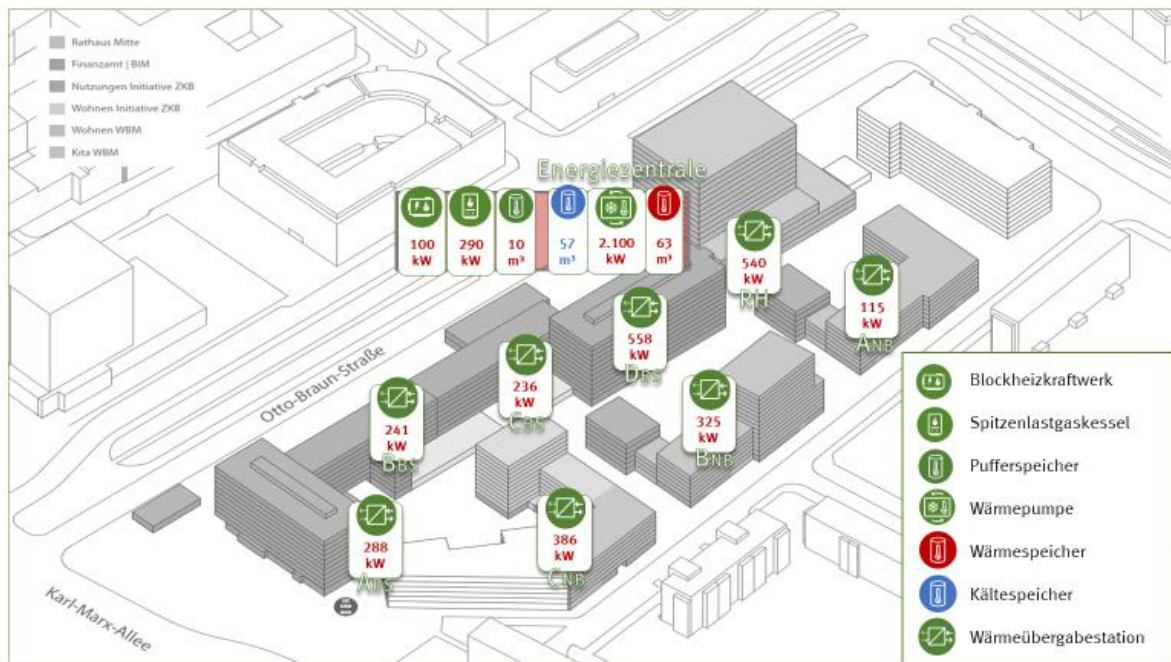


Abbildung 41: Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #3c inklusive Anschlussleistungen

Vorausgesetzt in allen Gebäuden werden Niedertemperatur-Flächenheizungen verbaut, verringern sich die Netzverluste im Wärmenetz zur Raumwärmebereitstellung bedingt durch die Absenkung der mittleren Vorlauftemperaturen auf ungefähr 45 °C. Allerdings ergeben sich durch das Trinkwarmwasser-Wärmenetz mit den mittleren Vorlauftemperaturen von etwa 70 °C und Rücklauftemperaturen von etwa 40 °C weitere Wärmeverluste in der Verteilung, so dass sich analog zu Variante #3a insgesamt Verteilverluste von etwa 15,5 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf ergeben. Unter Berücksichtigung der zentralen Wandlungs- und Speicherverluste betragen die Wärmeverluste somit ebenfalls etwa 18,5 %. Dem Abwasserkanal werden zur Deckung der Raumwärme dabei etwa 1.650 MWh thermische Energie pro Jahr entzogen und 1.206 MWh pro Jahr wieder eingebracht. Ergänzend liefert das BHKW etwa 551 MWh und der Spitzenlastgaskessel etwa 369 MWh Wärme. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Gesamtwärmebedarf liegt somit bei 60,8 %. Der Strombedarf beläuft sich auf 561 MWh zum Antrieb der Verdichter der Wärmepumpen-Stationen, die Stromerzeugung vor-Ort durch das BHKW beträgt etwa 274 MWh.

3.4.4 Untervariante #3d – Abwasserwärme dezentral (Abw_dz_BHKW)

Des Weiteren wird in Analogie zu Variante #3a und #3c die Versorgung der statischen Heiz- und Kühlflächen über ein Anergienetz und dezentrale Wärmepumpen untersucht. Ergänzend wird in Anlehnung an die Variante #3c ein weiteres Netz zur Bereitstellung von Wärme zur Erzeugung von Trinkwarmwasser zwischen der Heizzentrale Bestandsgebäude D und den Neubauten A, B und C verlegt. Die Erzeugungs- und Verteilsysteme für die Trinkwarmwasser-Erzeugung entsprechen dabei unverändert dem Aufbau und der Dimensionierung aus der Variante #3c. Dagegen erfolgt die Verteilung der Wärme als Quelle für den Primärkreis der Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumklimatisierung durch einen bidirektionalen Anergiering analog zum Systemaufbau der Variante #3b (vgl. Abb. Abbildung 42).

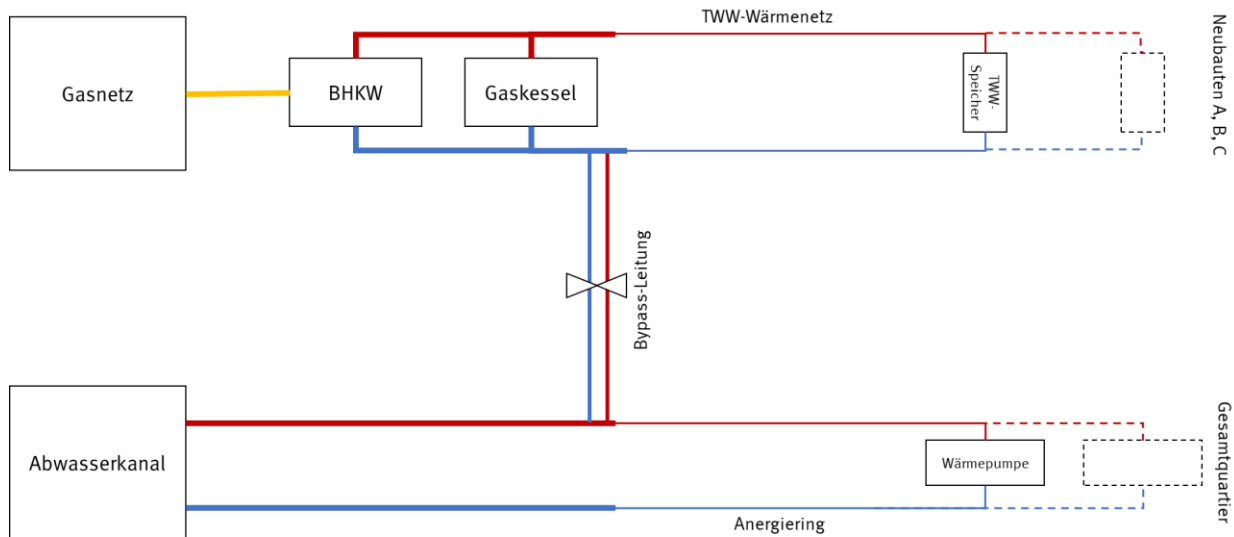


Abbildung 42: Schematisches Wärmeflussbild der Untervariante #3d

Bei einer JAZ von 4,81 werden somit insgesamt 1.685 kW Entzugsleistung aus dem Abwasserkanal benötigt. Die Leistungen der regelbaren Erzeuger BHKW und Gaskessel entsprechen den Werten der Variante #3c, wodurch ebenfalls eine Anschlussleistung von 509 kW an das öffentliche Gasnetz benötigt werden (vgl. Abbildung 43).



Abbildung 43: Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers sowie des Gasanschlusses für Variante #3d inklusive Angaben zu Entzugs- und Anschlussleistung sowie der Wärmetauscherlänge

Die dezentralen Wärmepumpen sind entsprechend des Maximums aus Heiz- oder Kühllast auszulegen, wobei der Systemaufbau der einzelnen Stationen der hydraulischen Einbindung aus Variante #2b folgt (vgl. Abbildung 31). Aufgrund der bivalenten Netzstruktur sind dabei in den Gebäuden mit Trinkwarmwasserbedarf (Neubau A, B und C) geringere Leistungen der Wärmepumpen notwendig als bei einer monovalenten Versorgung durch den Abwasserkanal und dezentrale Wärmepumpen (vgl. Variante #3b). Zur Übersicht sind die wichtigsten Leistungsparameter der Erzeugungstechnologien in folgender Abbildung 44 aufgeführt:

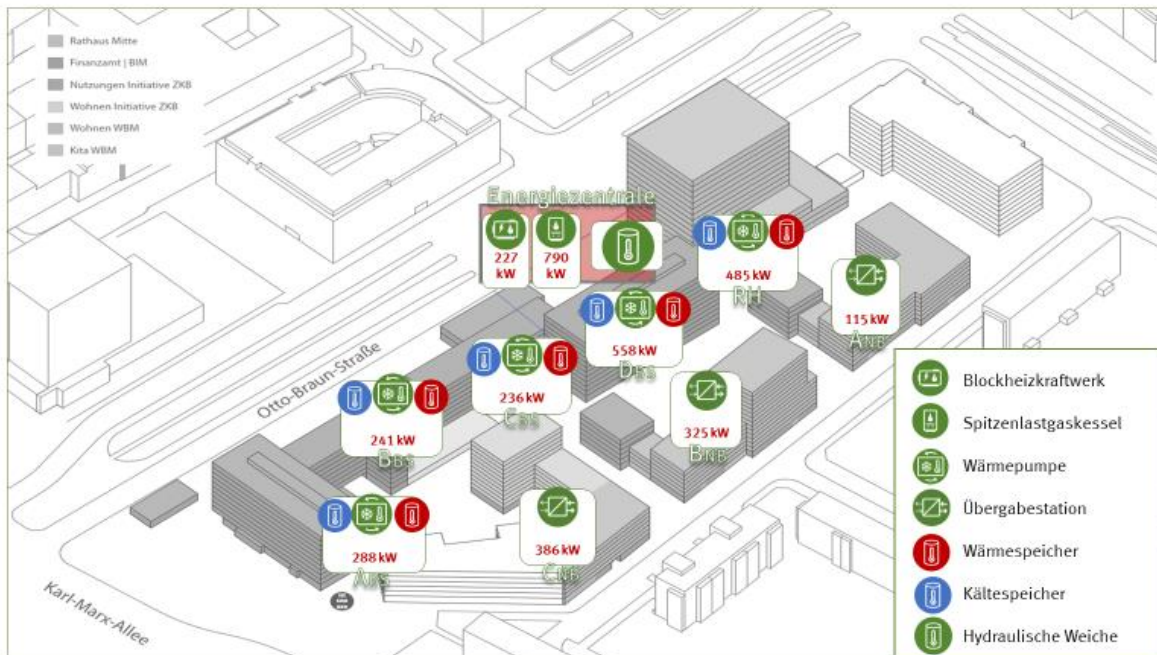


Abbildung 44: Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #3d inklusive Anschlussleistungen

Die durchschnittlichen Systemtemperaturen im Anergiering erreichen 16 °C im Warm- und 9 °C im Kaltleiter und bedingen nur sehr geringe Wärmeverluste in der Jahresbilanz. Allerdings fallen durch die Temperaturen von 70 °C im Vorlauf und 40 °C im Rücklauf des Trinkwarmwasser-Wärmenetzes rund 7 % Verteilverluste an, so dass bei Berücksichtigung der Wandlungs- und Speicherverluste insgesamt etwa 10 % Wärmeverluste bezogen auf den Gesamtwärmebedarf zu erwarten sind. Aufgrund des analogen Systemaufbaus zur Trinkwarmwasser-Erzeugung entsprechen die benötigte Gasmenge sowie die Anteile der gasbefeuerten Erzeuger exakt den Werten der vorangegangenen Variante #3c. Dagegen bedingt die geringeren Verluste in der Verteilung des Wärmepumpennetzes eine Wärmeentnahme aus dem Abwasser von 1.666 MWh und einen Wärmeeintrag von 1.224 MWh. Dies entspricht einem Anteil an Erneuerbaren Energien am Gesamtwärmebedarf von 66,1 % Zum Antrieb der Wärmepumpen werden insgesamt 516 MWh Strom benötigt, während das BHKW 273 MWh ebenfalls elektrische Energie erzeugt.

3.5 Variante #4 – Abwasserwärme dezentral und BHKW (Abw/BHKW)

Abschließend wird eine kombinierte Variante betrachtet, in der alle Gebäude mit Kältebedarf durch dezentrale Wärmepumpen versorgt werden, deren hydraulische Einbindung gemäß Abbildung 31 der für Bestandsgebäude und Rathaus entspricht. Dazu wird der vorgeschaltete Anergiering durch ein Wärmetauschersystem im Abwasserkanal gespeist. Dagegen werden die Gebäude mit Trinkwarmwasserbedarf, aber ohne Kälteanforderungen über ein gedämmtes Leitungsnetz durch ein BHKW und einen Spitzenlastgaskessel versorgt. Beide Wärmenetze sind durch einen Bypass hydraulisch gekoppelt, so dass auch die gasbefeuerten Erzeuger thermische Energie in den Anergiering einbringen können. Der Wärmetransfer in den Neubauten erfolgt dabei über Übergabestationen in Anlehnung an Variante #1. Der schematische Systemaufbau ist in Abbildung 45 illustriert:

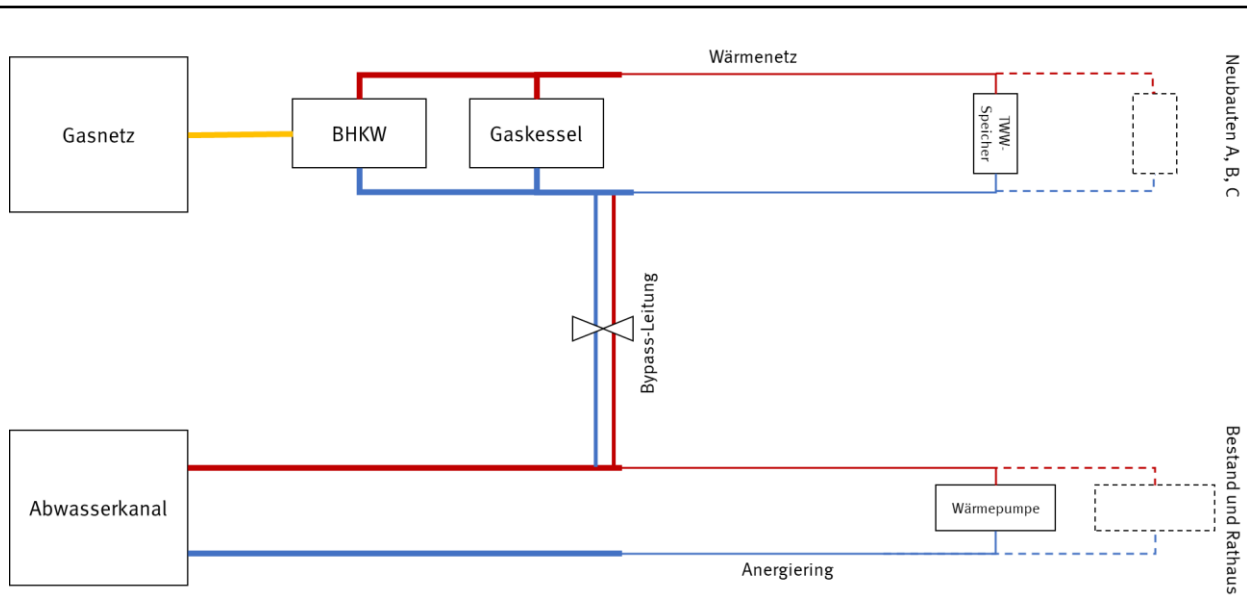


Abbildung 45: Schematisches Wärmeflussbild der Untervariante #4

Auf Grundlage der Wärmelasten in den aggregierten Neubauten A, B und C wird ein BHKW mit 227 kW sowie ein redundant ausgelegter Spitzelastgaskessel mit 790 kW thermischer Leistung in die Energiezentrale im Technikraum des Bestandsgebäudes D eingebracht. Die Leistungsparameter der dezentralen Wärmepumpen-Stationen und der Übergabestationen orientieren sich an den jeweiligen Maxima der Wärme- oder Kälte-lasten der zu versorgenden Gebäude und entsprechen den Werten der Variante #1 und #2a. Als zentrale Pufferspeicher-Kaskade sind zudem 16 m³ in der Energiezentrale vorzuhalten. Bei einer JAZ von 4,82 ergibt sich eine Entzugsleistung des Wärmetauschers im Abwasserkanal von 1.357 kW, sowie unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade der regelbaren Erzeuger eine gesamte Anschlussleistung von 1.308 kW (vgl. Abbildung 46).



Abbildung 46: Schematische Darstellung des Abwasserwärmetauschers sowie des Gasanschlusses für Variante #4 inklusive Angaben zu Entzugs- und Anschlussleistung sowie der Wärmetauscherlänge

Zudem sind zur Übersicht in Abbildung 47 die wichtigsten Leistungsparameter der Erzeugungs- und Wandlungs-technologien angeführt:

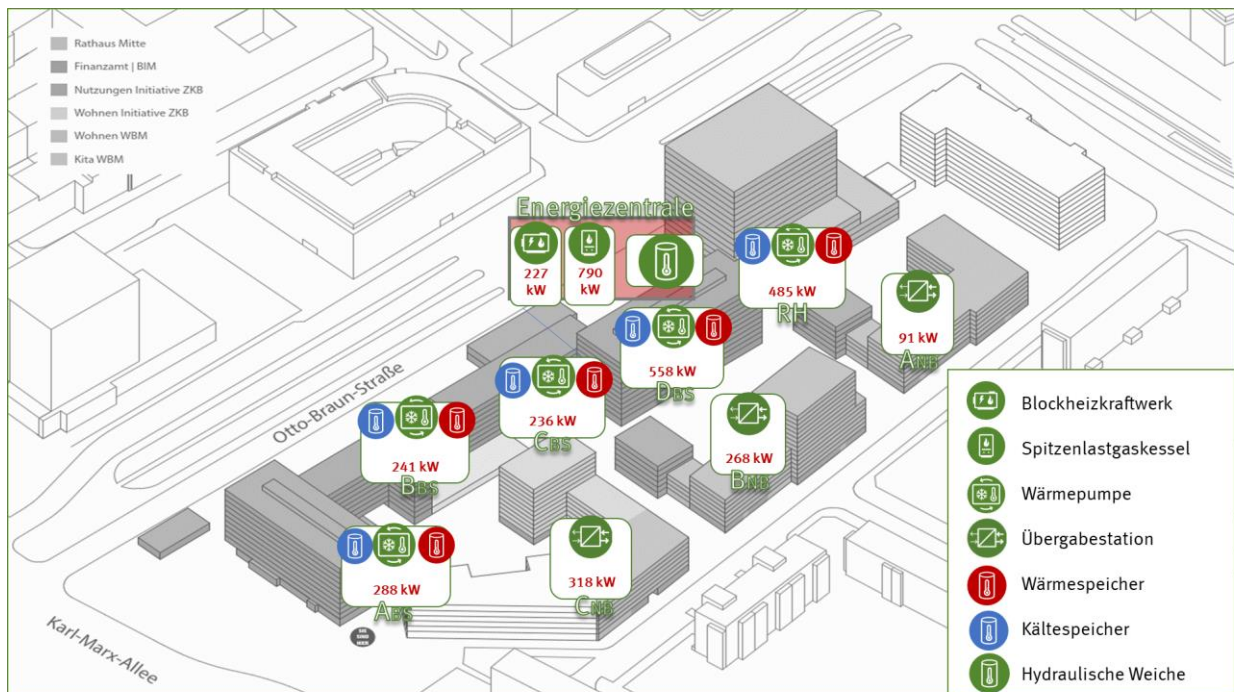


Abbildung 47: Schematische Darstellung der thermischen Versorgungsvariante #4 inklusive Anschlussleistungen

Die Verteilverluste fallen dabei aufgrund der geringen, mittleren Systemtemperaturen im Anergiering von 16 °C im Warm- und 8 °C im Kaltleiter fast ausschließlich im „warmen“ Netz an, dessen Vorlauftemperaturen sich mit 70 °C an den Hygienevorschriften zur Trinkwarmwasserbereitung orientieren und in dem etwa 40 °C durchschnittliche Rücklauftemperatur zu erwarten ist. Unter Berücksichtigung weiterer Verluste bei Wandlung und Speicherung ergeben sich somit gesamte Wärmeverluste von etwa 13 % bezogen auf den Gesamtwärmebedarf. Insgesamt werden etwa 1.097 MWh Anergie aus dem Abwasserkanal entnommen und rund 1.242 MWh Wärme wieder eingebracht. Aufgrund dieses unausgeglichene Temperaturhaushaltes als auch zur Abdeckung von Lastspitzen im Kühlfall ist der Einsatz eines zentralen Rückkühlers zu empfehlen. Mit 5.174 Volllaststunden kann das BHKW zudem 1.174 MWh Wärme erzeugen, womit der Gaskessel nur etwa 50 MWh bereitstellen muss. Bilanzell beträgt der Deckungsanteil Erneuerbarer Energien am Gesamtwärmebedarf somit etwa 51,1 %. Zudem fällt zum Antrieb der Verdichter der Wärmepumpen ein Strombedarf von 345 MWh an, demgegenüber eine Stromerzeugung durch das BHKW von 776 MWh steht.

4 Bilanzierung der Varianten

Zur ausführlichen Bewertung der untersuchten Versorgungskonzepte erfolgt ein gesamtheitlicher Vergleich in Bezug auf energetische, ökologische und ökonomische Parameter. Zunächst werden energetische Bilanzierungen auf Grundlage der Simulationsstudien für ein klimabereinigtes Referenzjahr erstellt. Anschließend wird hieraus eine vergleichende Wirtschaftlichkeitsberechnung anhand von spezifischen Kennwerten, ergänzt durch Richt- und Erfahrungswerte in Form einer Kostenschätzung, durch eine statische Vollkostenrechnung durchgeführt. Zudem erfolgt eine ökologische Bilanzierung aller Varianten mit Hilfe spezifischer Umrechnungsfaktoren bezüglich Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen. Aus den ermittelten Bilanzierungsergebnissen werden definierte KPI bestimmt, die als Entscheidungsgrundlage für die im Anschluss detailliert zu modellierende Variante dienen. Abschließend erfolgt ein ganzheitlicher Variantenvergleich durch Gegenüberstellung von ökonomischen und ökologischen Effizienzkriterien als Handlungsempfehlung für Auftraggeber und zukünftige, vergleichbare Projekte.

4.1 Energetische Bilanzierung

Die variantenspezifische Ermittlung der energetischen Effizienz erfolgt auf Grundlage der in Abschnitt 3 bereits angeführten Endenergiebedarfe. Der gesamtheitliche Variantenvergleich erfolgt anhand der Endenergiebedarfe innerhalb der in Abbildung 48 illustrierten Bilanzgrenzen des Quartiers, wodurch alle Energieflüsse in und aus dem Quartier zu berücksichtigen sind.

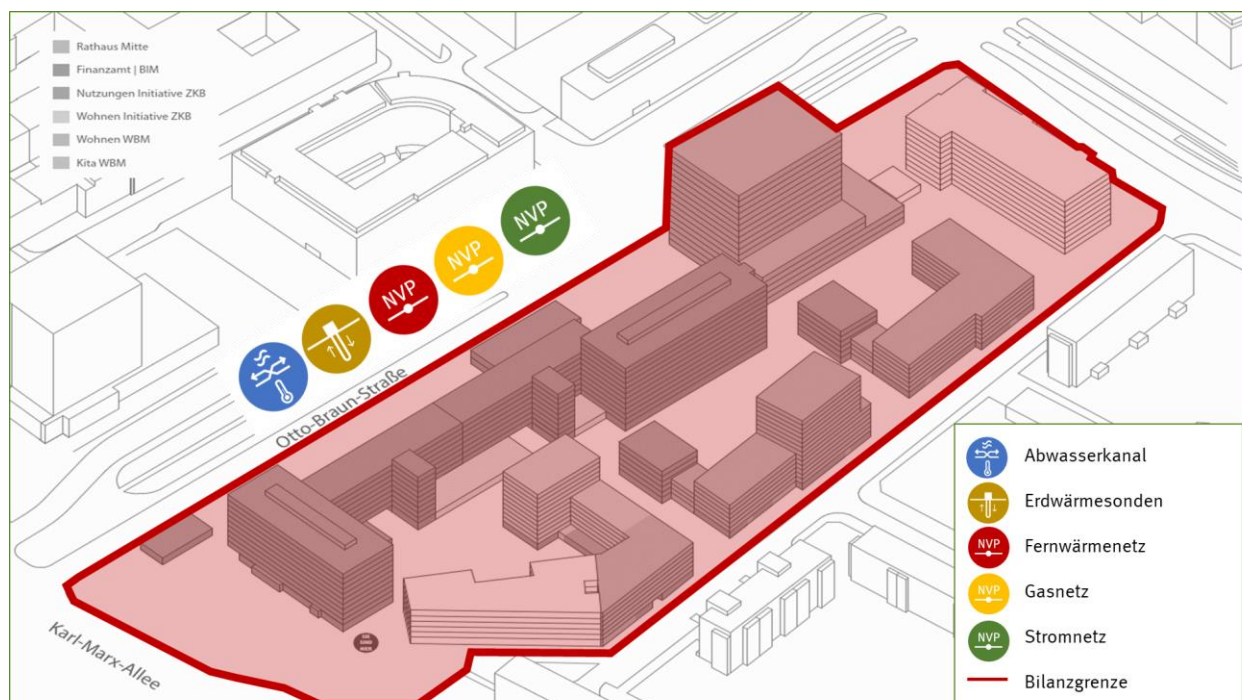


Abbildung 48: Schematische Darstellung der Bilanzgrenzen zur energetischen Bilanzierung

Für die thermische Energie werden neben den ermittelten Wärme- und Kältebedarfen aus Abschnitt 2.1.1 jegliche Verluste durch Wandlung-, Speicherung und Verteilung in der Bilanzierung berücksichtigt. Zudem werden die Stromflüsse, die in Zusammenhang mit der Wärme- und Kälteversorgung bestimmt und gesondert bilanziert. Die Ergebnisse dienen sowohl als Grundlage für die folgende ökonomische als auch ökologische Betrachtung.

4.1.1 Thermische Energiebilanz

Aus den konstanten Energiebedarfen für die Raumheizung und -kühlung sowie Trinkwarmwasserbereitung und den variantenspezifischen Wärmeverluste für Wandlung, Speicherung und Verteilung ergeben sich die Gesamtenergiebedarfe gem. Abbildung 49.

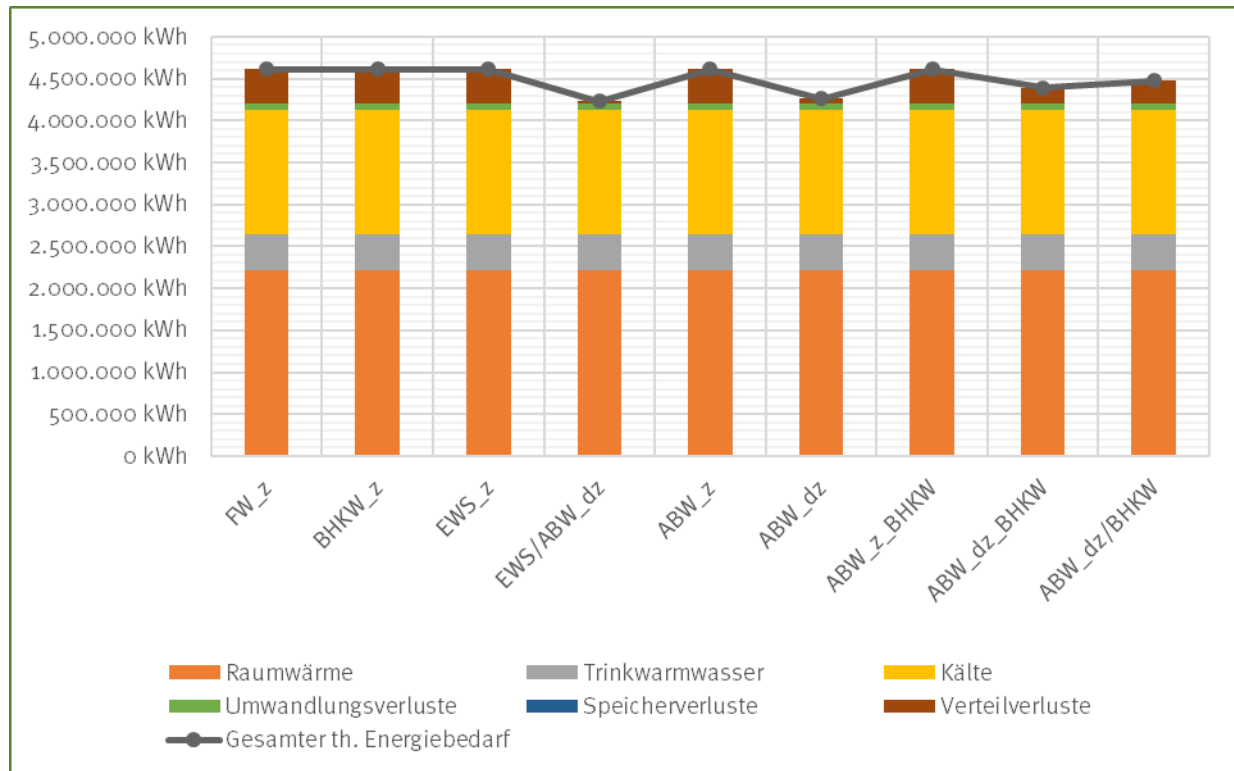


Abbildung 49: Ergebnisse der Bilanzierung der thermischen Energiebedarfe nach Bedarfsart

Deutlich wird, dass die Varianten mit dezentralen Wärmepumpen geringere Verteilverluste aufweisen als zentrale Varianten, was in Summe in geringeren Gesamtwärmebedarfen resultiert. Bivalente Technikkonzepte mit Einbindung eines BHKW und Spitzenlastkessels führen allerdings wiederum, trotz Verwendung dezentraler Wärmepumpen, zu einer leichten Steigerung der Verteilverluste gegenüber Varianten, die sich monovalent reiner Energiequellen bedienen. Auf Grundlage der Gesamtwärme und -kältebedarfe, der Effizienzzahlen sowie der technischen Konzeption der einzelnen Versorgungskonzepte werden zudem die Wärmeflüsse der Erzeugung gemäß Abbildung 50 bilanziert.

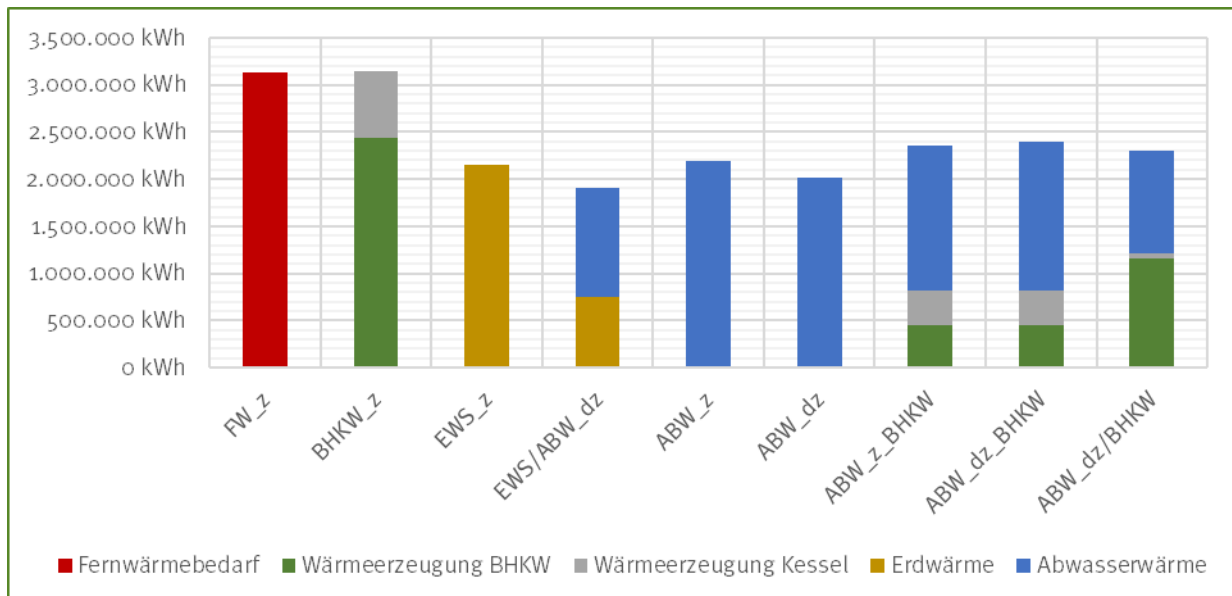


Abbildung 50: Ergebnisse der Bilanzierung der thermischen Energieerzeugung nach Technologien

4.1.2 Elektrische Energiebilanz

Eine elektrische Energiebilanz wird in diesem Abschnitt lediglich für alle Strombedarfe und -erzeugungen in Zusammenhang mit der Wärme und Kälteversorgung der Gebäude erhoben. Die elektrischen Energiebedarfe resultieren dabei aus den Antriebsströmen für die Wärmepumpen unter Berücksichtigung der variantenspezifischen JAZ und den jeweiligen Gesamtwärmebedarfen, aus den Effizienzzahlen (ERR) der zusätzlichen Kältemaschinen und den entsprechend hierdurch versorgten Kältebedarfen sowie den Hilfsenergieströmen zum Antrieb der Umwälzpumpen und der Regelungstechnik und sind zur Übersicht in Abbildung 51 aufgeführt:

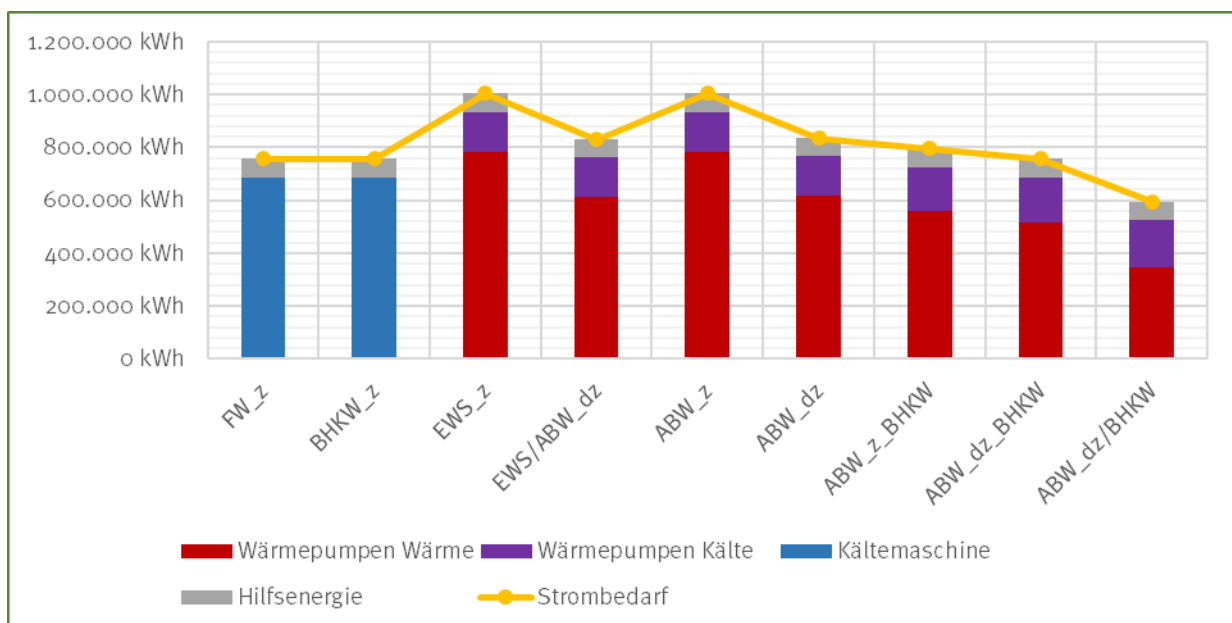


Abbildung 51: Ergebnisse der Bilanzierung der elektrischen Energiebedarfe zur Wärmeversorgung nach Technologien

Weiterhin ergeben sich für alle Varianten mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strommengen, die aus den Volllaststunden sowie den Nutzungsgraden des BHKWs resultieren (vgl. Abbildung 52).

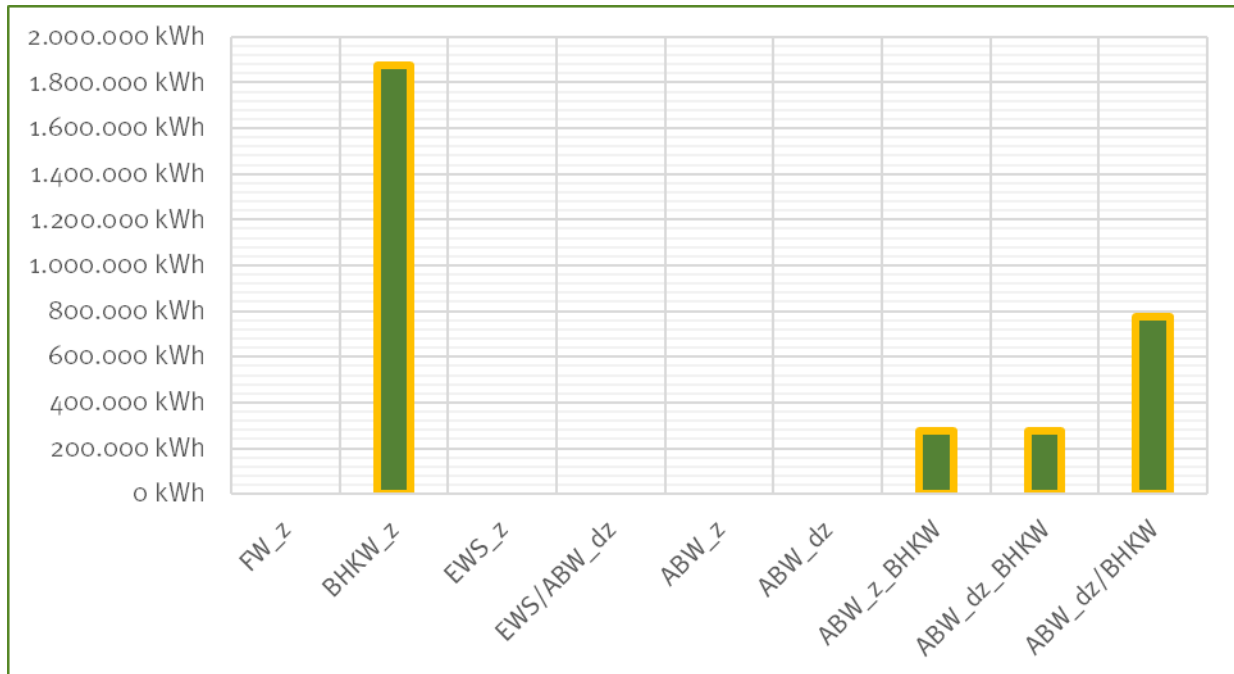


Abbildung 52: Ergebnisse der Bilanzierung der elektrischen Energieerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Es wird ersichtlich, dass für die Varianten BHKW_z und ABW_dz/BHKW die Stromerzeugung den Bedarf in der Jahresbilanz übersteigt, während Varianten mit einer TWW-Erzeugung durch das BHKW höhere Strombedarfe als durch die KWK erzeugten Strommengen aufweisen.

Aus den bilanzierten elektrischen und thermischen Energiebedarfen und -erzeugungsmengen werden abschließend die Endenergiebedarfe unter Berücksichtigung der Nutzungsgrade und Effizienzzahlen generiert. Zur Übersicht ist die variantenspezifische Aufschlüsselung nach Energieträger in Abbildung 53 dargestellt. Grundsätzlich werden dazu die Energiebedarfe mit einem positivem und die erzeugten Energiemengen mit einem negativen Vorzeichen besetzt.

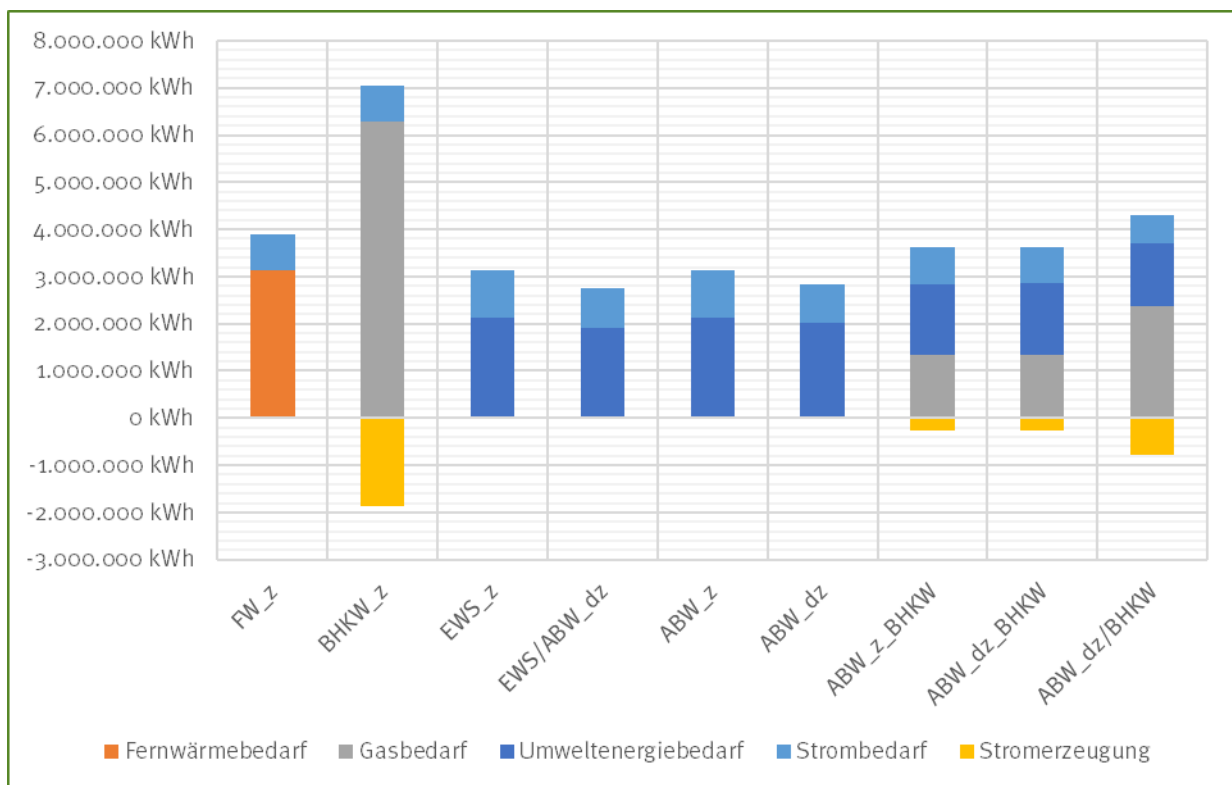


Abbildung 53: Ergebnisse der Bilanzierung der Endenergien zur Wärmeversorgung nach Energieträgern

Die Endenergiebilanz dient dabei sowohl als Grundlage für die ökologische Bilanzierung bezüglich Primärenergiebedarf und Treibhausgasemissionen als auch für die verbrauchsgebundenen Kosten in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

4.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Zum ersten Variantenvergleich erfolgt zunächst eine Kostenschätzung entsprechend einer Vorplanungsleistung. Aufgrund des gesamtheitlichen Bewertungsansatzes beinhaltet diese Kostenschätzung allerdings nicht nur investive Aufwendungen, sondern erfolgt in Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067 als detaillierte, statische Vollkostenrechnung für alle erstellten Varianten im Referenzjahr. Neben den Investitionsaufwendungen für die Anlagentechnik werden demnach ebenso die kapitalgebundenen, die betriebsgebundenen und die verbrauchsgebundenen Kosten sowie die potenziellen Einnahmen durch Opportunitätserlöse (Fördermittel, Stromvergütung und Wärmeabsatz) einbezogen. Die einzelnen Kosten und Einnahmen werden dabei wie folgt aufgeschlüsselt:

- **Investitionskosten** – Wärme- und Kälteerzeugungstechnologien, Wärmeverteilung, Wärmeübertragung, Rohrleitungen, Armaturen, Steuerung und Regelung, Pumpengruppen, Elektrische Anlagen, Druckausgleichgefäße, Pufferspeicher, Planungsleistungen, Sonstiges
- **Kapitalkosten** – Darlehenszinsen bei Einsatz von Fremdkapital
- **Betriebskosten** – Wartung, technische Betriebsführung, kaufmännische Betriebsführung, Pachtzinsen, Grundpreise Energiebezug, Grundpreise Netzentgelte, Sonstiges
- **Verbrauchskosten** – Arbeitspreis Energieträger, Arbeitspreis Netzentgelte, Kosten Hilfsenergie
- **Einnahmen** – Tilgungszuschüsse, Förderungen, Stromvergütung, Erlöse durch den Verkauf von Abwärme, Energiesteuerrückerstattung, vermiedene Netzentgelte, Flexibilitätzahlungen

4.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten orientieren sich dabei an Listenpreisen gängiger Hersteller und werden ergänzt durch Kosten aus Richtangeboten und Erfahrungswerten und sind in Abbildung 54 aufgeführt:



**Abbildung 54: Variantenspezifische Investitionskosten für Anlagentechnik zur Wärme- und Kälteversorgung nach Gewer-
ken**

Deutlich werden die geringen Investitionskosten für die konventionellen Konzepte auf Basis von Fernwärme und gasbefeuertener Erzeugungstechnologien besonders gegenüber der theoretischen Variante einer monovalenten Versorgung durch Erdwärmesonden. Bleiben mögliche Förderungen zunächst unbeachtet, so werden in folgenden Abschnitten die möglichen Zuwendungen im Rahmen des Modellvorhabens Wärmenetze 4.0 investitionskostenmindernd berücksichtigt. Zum Vergleich wird auf der Grundlage einer Vollkostenrechnung von einer hundertprozentigen Fremdfinanzierung über einen Zeitraum von 20 Jahren bei einem Zinssatz von 2,5 % ausgegangen, woraus sich nach der Annuitätenmethode die kapitalen Aufwendungen pro Betriebsjahr ergeben.

4.2.2 Betriebsgebundene Kosten

Die jährlichen Kosten zum Betrieb der Anlagen beinhalten neben Wartungs- und Servicekosten, Aufwendungen für die kaufmännische und technische Betriebsführung und Rückstellungen auch die Grundpreise zur Nutzung der vorgelagerten Netze. Aus den örtlichen Rahmenbedingungen der Netzbetreiber, den spezifischen Kosten der Hersteller der Erzeugungstechnologien sowie Richt- und Erfahrungswerten zum Betrieb des Wärmeverbundes resultieren die Folgenden, in Abbildung 55 dargestellten, variantenspezifischen Betriebskosten pro Jahr:

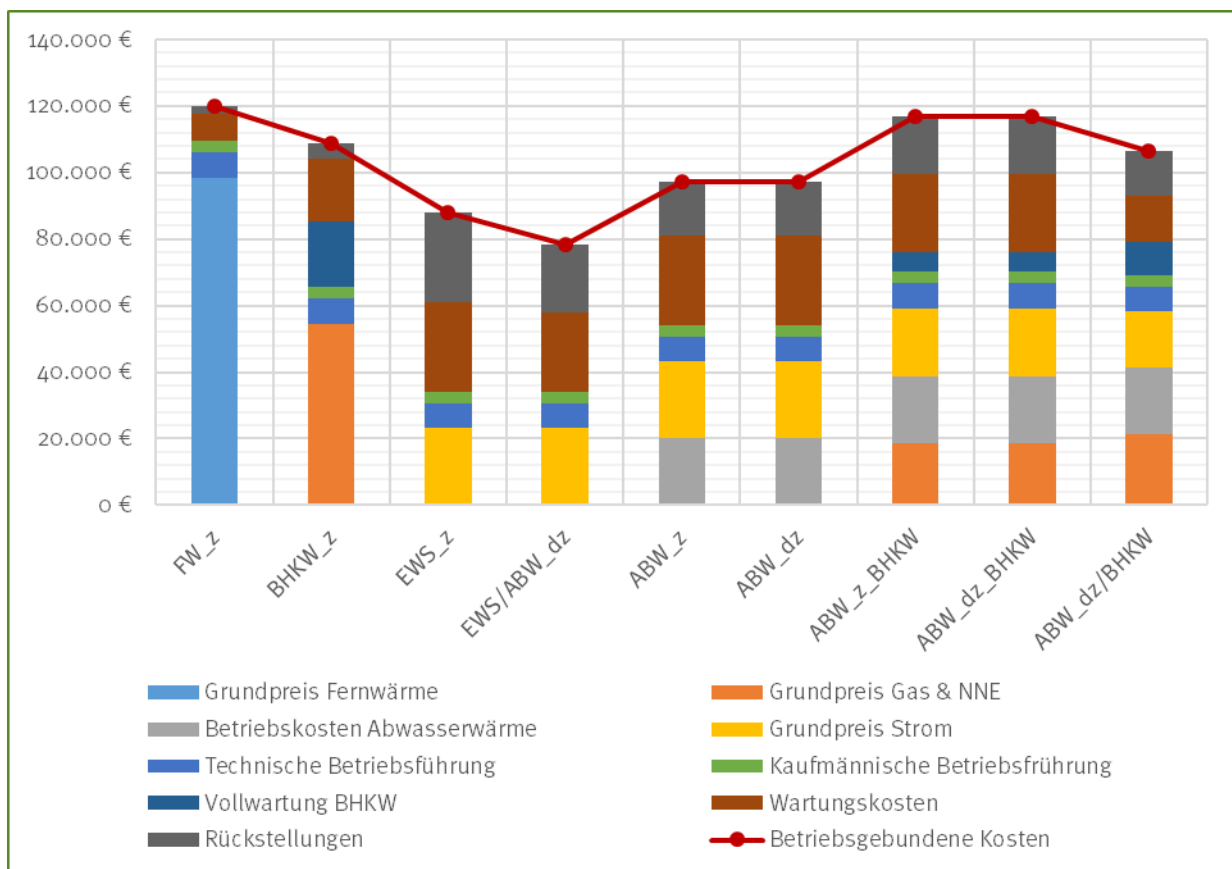


Abbildung 55: Variantenspezifische Betriebskosten für den Anlagenbetrieb zur Wärmeversorgung nach Kostentyp

Ersichtlich werden die hohen Betriebskosten für eine Fernwärmeversorgung bedingt durch die Aufwendungen für den Grundpreis. Zudem steigern sich die Betriebskosten durch den Einsatz verschiedener Erzeugungstechnologien. Insbesondere aufgrund der Grundpreise für den Gasanschluss und die Wartungskosten für das BHKW. Es ist anzumerken, dass vor allem die Nutzungsgebühren für die Abwasserwärme sowie die Betriebsführungskosten je nach Betreibermodell zu verifizieren sind.

4.2.3 Verbrauchsgebundene Kosten

Die variablen Kosten der Wärmeversorgungsvarianten ergeben sich aus den in Abbildung 53 aufgeführten Endenergiebedarfen, multipliziert mit den spezifischen Preisen der einzelnen Energieträger. Inkludiert sind darin bereits die regionalspezifischen Netzentgelte sowie etwaige weitere Umlagen. Vereinfacht werden dabei die Opportunitätserlöse aus der Einspeisung von Überschussstrom aus den KWK-Anlagen als negative variable Kosten berücksichtigt. Hierbei ist anzumerken, dass dabei ein Fortschreiten der aktuellen Vergütungsstruktur vorausgesetzt wird.

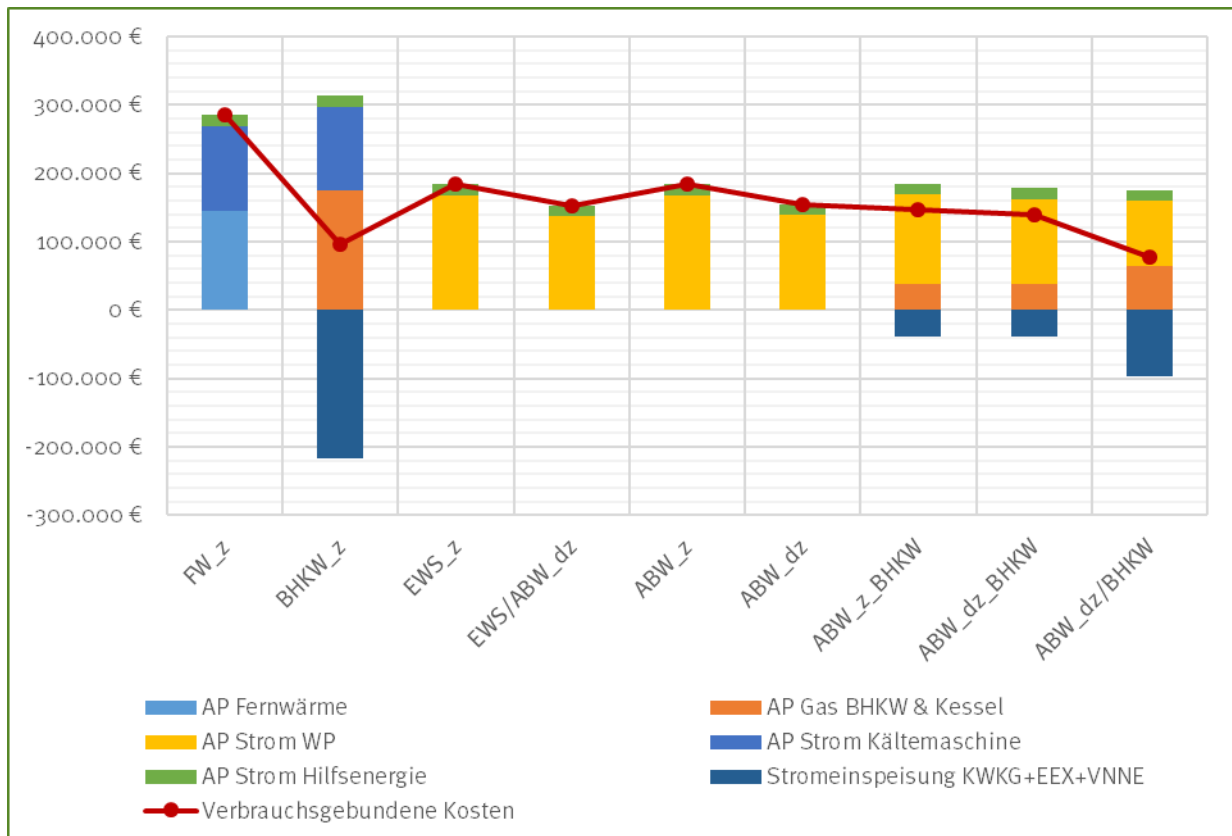


Abbildung 56: Verbrauchskosten für den Anlagenbetrieb zur Wärme- und Kälteversorgung nach Kostentyp

Die Bilanzierungsdarstellung verdeutlicht, dass alle Varianten mit stromerzeugender Technologie die geringsten variablen Kosten aufweisen, während insbesondere die Referenzvariante FW_dz aufgrund des Arbeitspreises für die Fernwärmenutzung sowie die zusätzlichen Kosten für die Kälteerzeugung die höchsten Kosten bewirkt.

4.2.4 Jährliche Vollkosten

Die statische Betrachtung der jährlichen Gesamtaufwendungen zum Betrieb des Wärme- und Kälteverbundes ergeben sich aus der Addition der fixen Kosten aus Annuitäten und betriebsgebundenen Kosten mit den variablen Kosten inklusive der Opportunitätserlöse zur in Abbildung 57 dargestellten Verteilung.

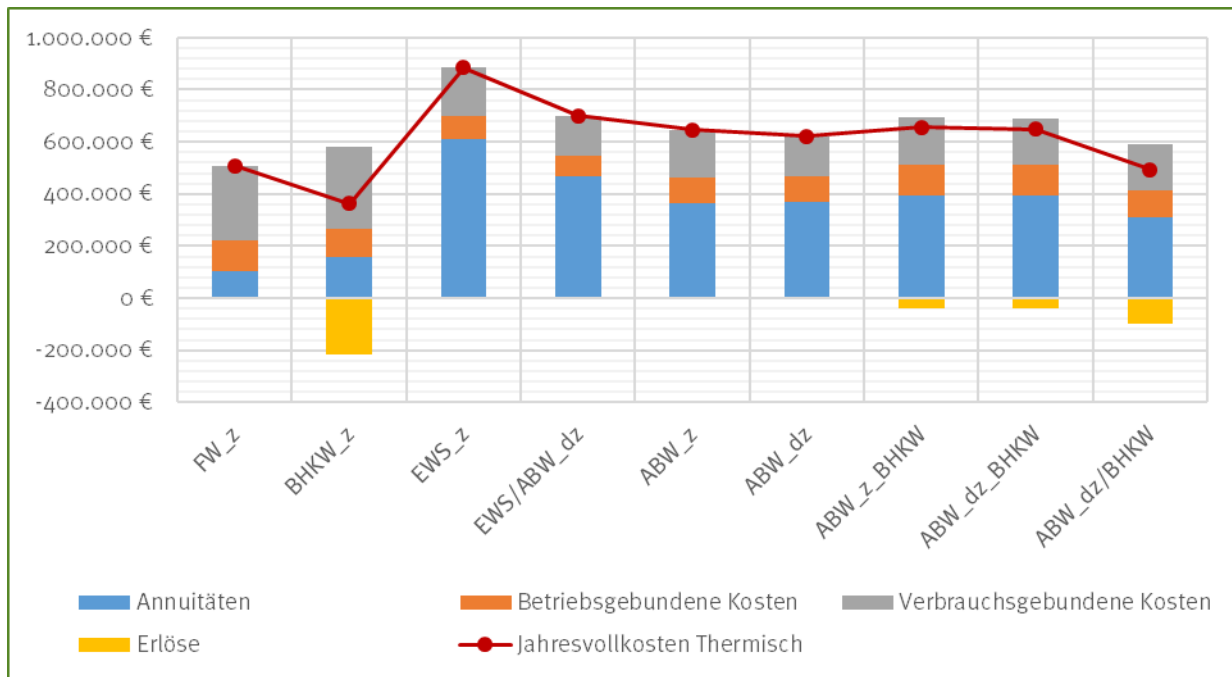


Abbildung 57: Jahresvollkosten für den Anlagenbetrieb zur Wärme- und Kälteversorgung nach Kostentyp

Zur gesonderten Betrachtung der Wärmeversorgung sind jegliche Kosten für die Kälteerzeugung zu exkludieren. Dieses Vorgehen ist für alle Varianten mit Wärmepumpen aufgrund des Systemaufbaus in Gänze lediglich in Bezug auf die Verbrauchskosten möglich, da die Investition in die Anlagentechnik nur bezüglich der Kältespeicher aufzuteilen ist. Hieraus ergeben sich die in Abbildung 58 illustrierten Jahresvollkosten für die Wärmeerzeugung.

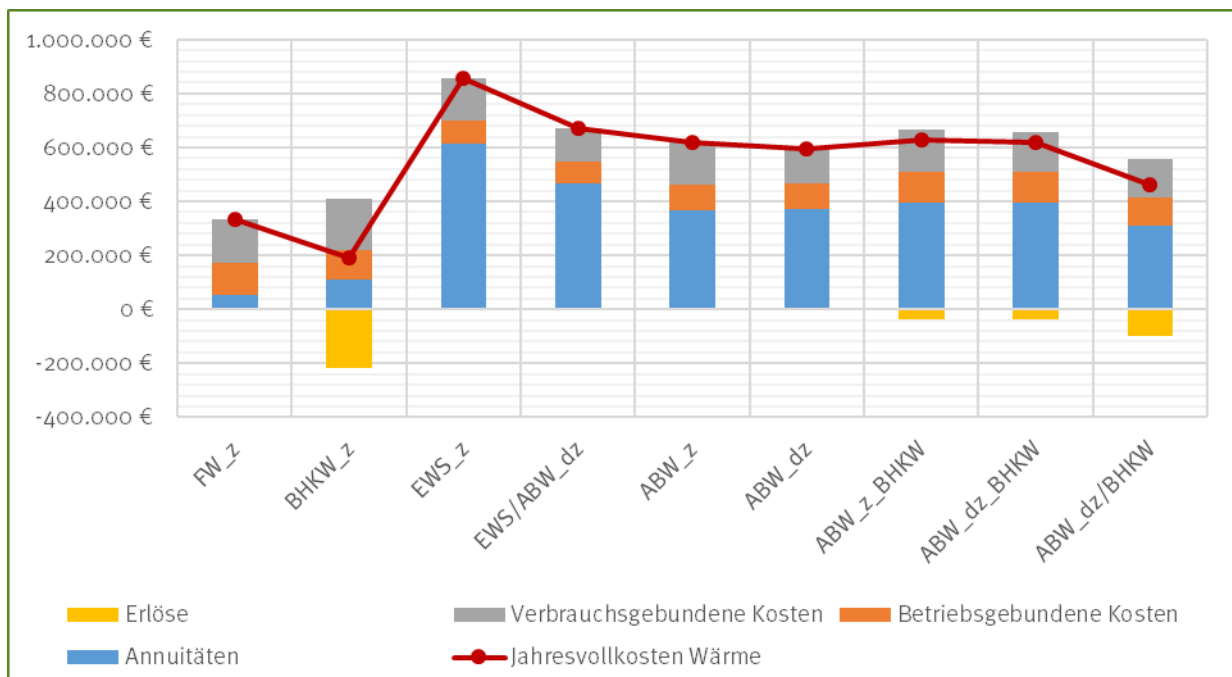


Abbildung 58: Jahresvollkosten für den Anlagenbetrieb zur Wärmeversorgung nach Kostentyp

Es wird ersichtlich, dass die Jahresvollkosten sowohl in Bezug auf die gesamte thermische Energieversorgung als auch auf die reine Wärmeversorgung für die konventionellen Varianten FW_z und BHKW_z am geringsten ausfallen. Diese Unterschiede zu der Versorgung durch Erneuerbare Energieträger werden bei einer reinen wärmeseitigen Betrachtung noch verstärkt.

4.2.5 Spezifische Kosten

Durch Bezugnahme der Jahresvollkosten auf die jeweiligen Energiebedarfe zur thermischen beziehungsweise wärmeseitigen Versorgung der Gebäude ergeben sich die spezifischen Gesteungskosten. Diese sind zur Übersicht in Abbildung 59 dargestellt.

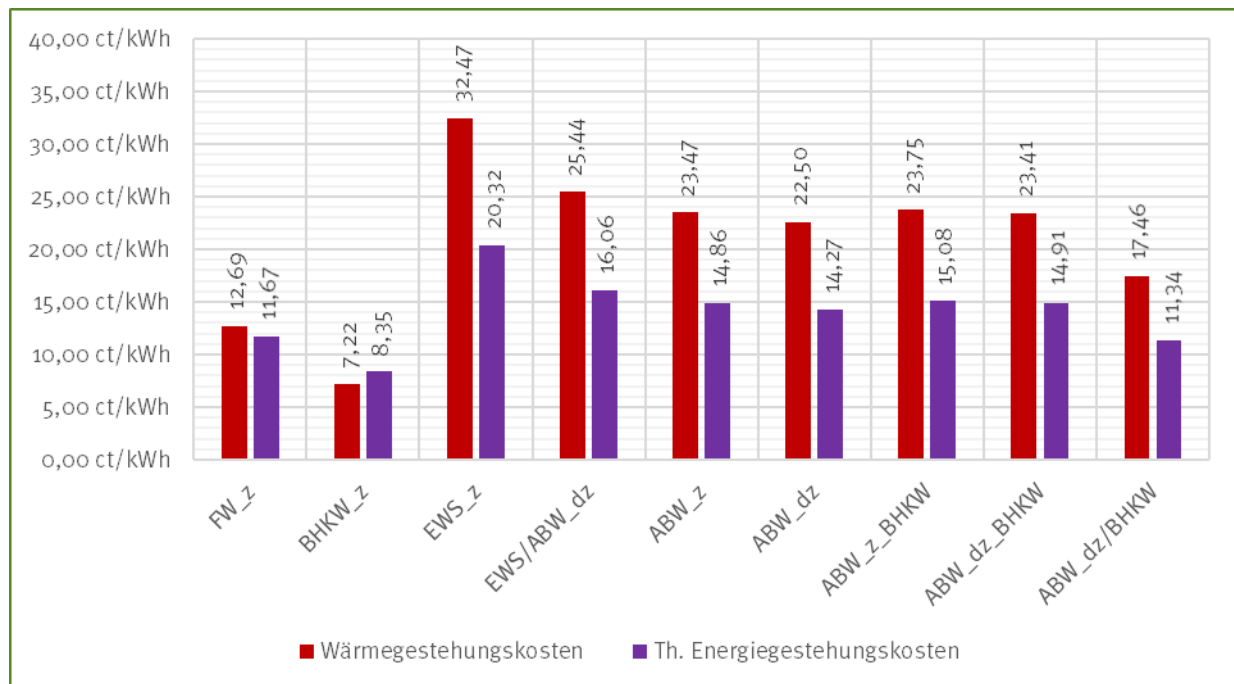


Abbildung 59: Gesteungskosten für Wärme und thermische Energie zur Energieversorgung nach Kostentyp

Es wird deutlich, dass eine ganzheitliche Betrachtung der thermischen Energiebereitstellung insbesondere für die Varianten mit Wärmepumpen zu Kostenreduktionen gegenüber einer rein wärmeseitigen Betrachtung führt. Dagegen erweist sich der Einbezug der Kältebereitstellung für die Variante BHKW_z als Kostentreiber gegenüber der Wärmeversorgung.

Unter der Voraussetzung einer 10-prozentigen Marge auf die spezifischen Nettogestehungskosten ergeben sich die Nettopreise für Wärme und thermische Energie. Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Umsatzsteuer werden daraus wiederum die Bruttopreise gemäß der Darstellung in Abbildung 60 berechnet.

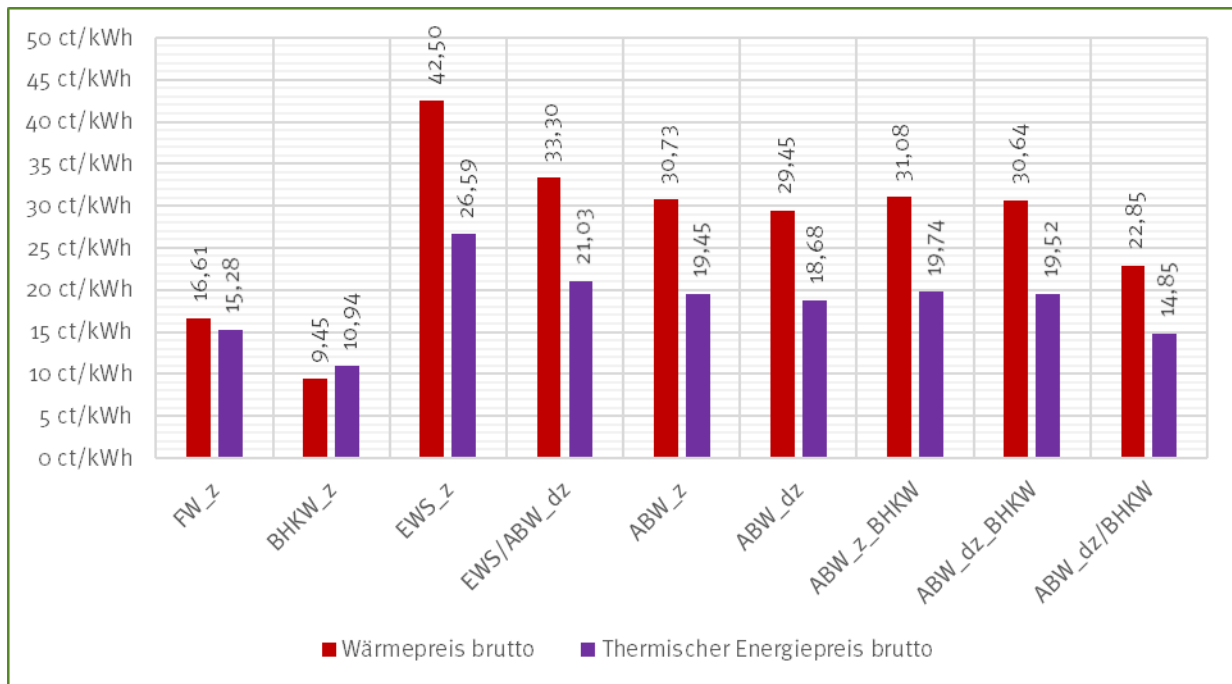


Abbildung 60: Variantenspezifische Bruttopreise für Wärme und thermische Energie zur Energieversorgung nach Kostentyp

4.2.6 Förderzuwendungen

Im folgenden Abschnitt sollen die aktuellen Zuwendungen des Förderaufrufs Wärmenetze 4.0 des Bundesamtes für Ausführungskontrolle (BAFA) für jede Variante betrachtet werden. Gemäß des Merkblattes des Förderprogrammes werden dabei folgende Zuschüsse berücksichtigt:

- **Grundförderung:** 30 % der Investitionskosten für das Gesamtsystem
- **Innovationsförderung:** 65 % für innovative Anlagenkomponenten
- **Nachhaltigkeitsbonus:** 2 % je Prozentpunkt Überschreitung des Mindestanteils Erneuerbarer Wärme

Als innovative Anlagenkomponente wird dabei keine Technologie angesehen. Somit ergeben sich folgende, variantenspezifische Zuwendungen, die investitionskostenmindernd betrachtet werden (vgl. Abbildung 61).

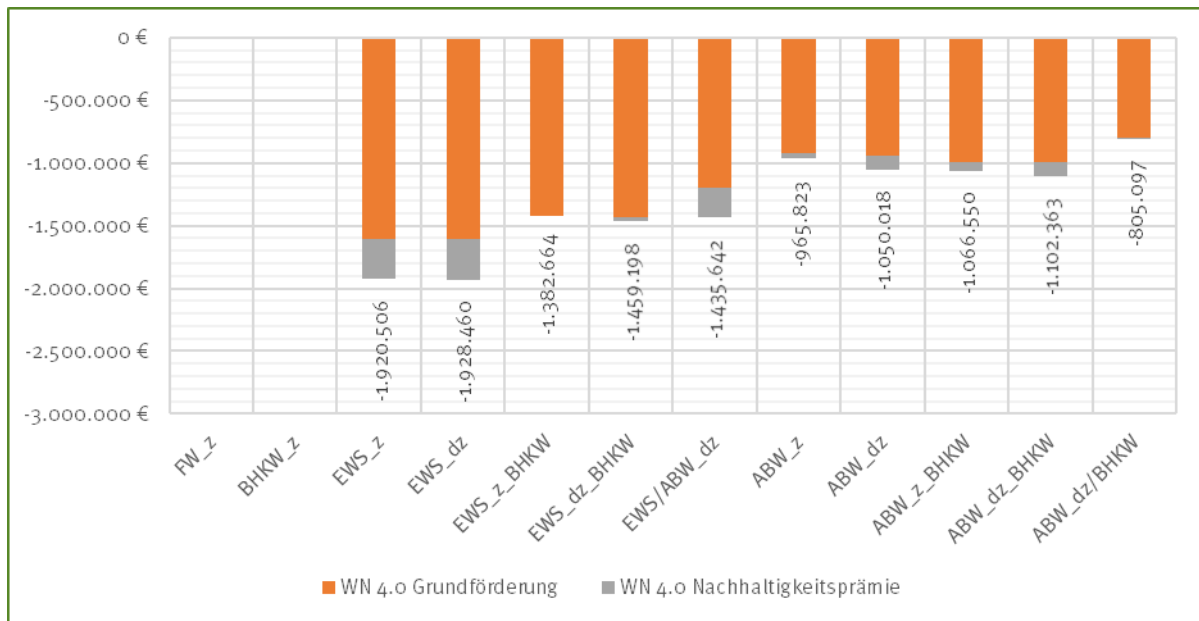


Abbildung 61: Variantenspezifische Zuwendungen für das Anlagensystem gemäß des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 der BAFA nach Förderungsart

Unter Berücksichtigung der Reduktion der Investitionskosten und somit der jährlichen Annuitäten und Vollkosten ergeben sich unter der Voraussetzung der analogen Marge und Besteuerung folgende, in Abbildung 62 dargestellte Preise zur Wärme- und Kältebereitstellung.

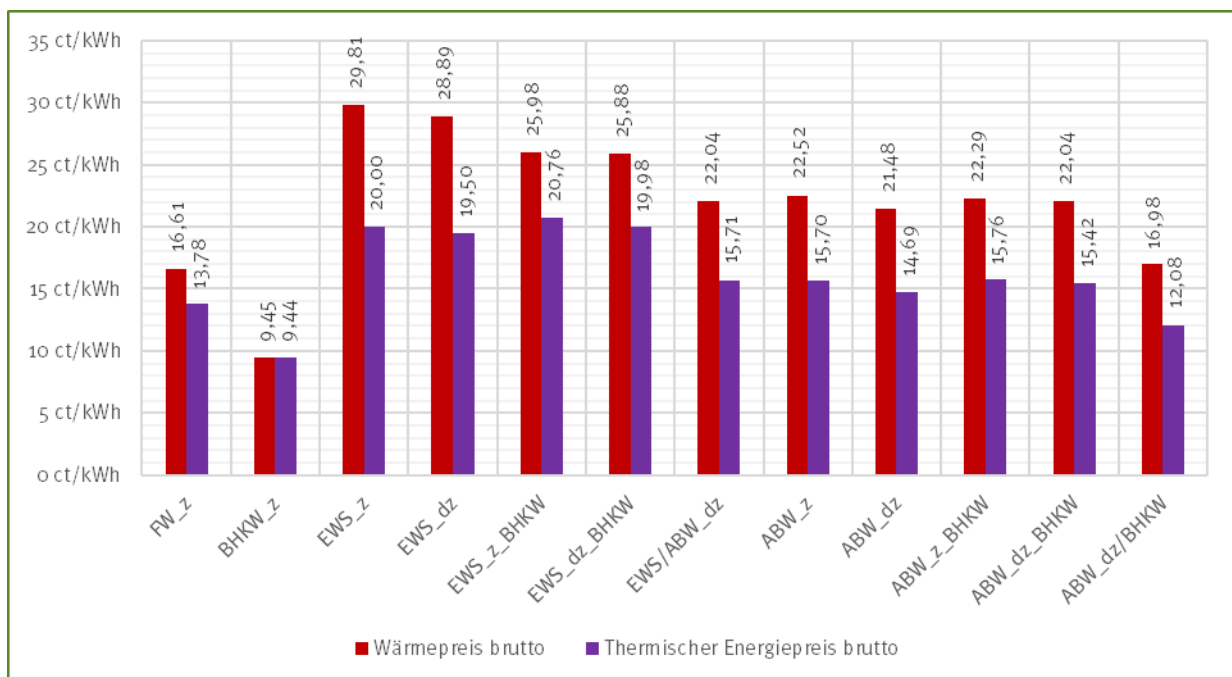


Abbildung 62: Variantenspezifische Bruttopreise für Wärme und thermische Energie den Anlagenbetrieb zur Wärmeversorgung nach Kostentyp unter Berücksichtigung der Zuwendungen gemäß Wärmenetze 4.0

Ersichtlich wird, dass die Varianten mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien durch die eingepreisten Förderungen eine deutliche Kostenreduktion erfahren. Insgesamt erweist sich die zentrale Versorgung durch ein BHKW und Gaskessel als die günstigste Variante. Allerdings stellt sich insbesondere die Variante Abw_z/BHKW als konkurrenzfähig gegenüber den konventionellen Versorgungskonzepten dar. Zudem erweist sich jede Variante, die als einzige regenerative Energiequelle Abwasserwärme nutzt, günstiger als die Versorgung durch Fernwärme. Vor dem Hintergrund der Machbarkeitsprüfung eines Modellvorhabens gemäß der Bekanntmachung Wärmenetze 4.0 gilt es im nächsten Schritt die Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien zu untersuchen.

4.3 Ökologische Bilanzierung

Zur ganzheitlichen Bewertung verschiedener Energiekonzepte bedarf es neben der Betrachtung der energetischen Effizienz und der Wirtschaftlichkeit auch der Untersuchung der ökologischen Bilanz. Auf Grundlage der in Abschnitt 3 aufgeführten Energieflüsse in den Bilanzgrenzen des Quartiers sowie der Deckungsanteile der einzelnen Erzeugungstechnologien am Gesamtwärme- und kältebedarf werden daher in den folgenden Abschnitten absolute und spezifische ökologische Kennwerte der Varianten gegenübergestellt. Grundlage für die Umrechnungsfaktoren bilden einschlägige Arbeitsblätter der Arbeitsgemeinschaft für Fernwärme (AGFW), die in den einzelnen Abschnitten genau referenziert werden. Ausgehend von der Referenzvariante FW_z werden zudem die Einsparungspotentiale bezüglich Primärenergie und Treibhausgas-Emissionen analysiert.

4.3.1 Erneuerbare Energien

Im Zuge der Machbarkeitsstudie soll zunächst geprüft werden, ob die Anforderungen der aktuellen Rahmenbedingungen an ein Modellvorhaben eines Wärmenetzes der 4. Generation durch die einzelnen Varianten erfüllt werden. Dazu werden die Anteile der Erzeugungstechnologien aufgeschlüsselt nach erneuerbar und nichterneuerbar bilanziert. Aus diesen Voraussetzungen folgt die in Abbildung 63 dargestellte Verteilung.

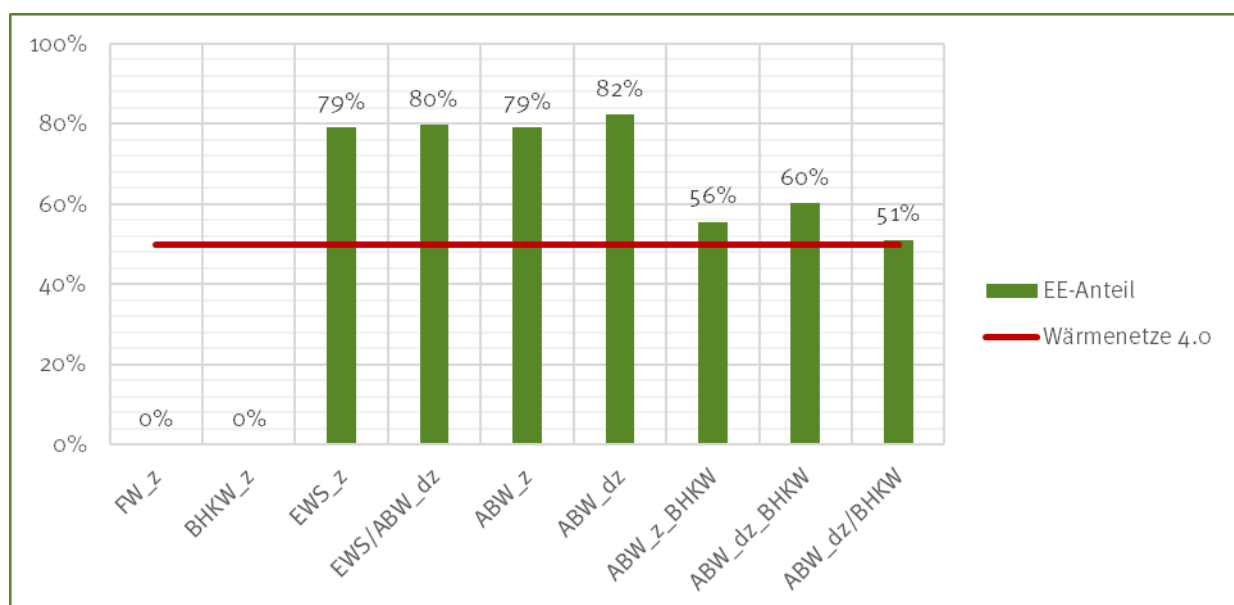


Abbildung 63: Variantenspezifische Deckungsanteile Nicht-Erneuerbarer und Erneuerbarer Energieerzeugung an der Wärmerversorgung. Berechnung nach dem Merkblatt für Modul II Wärmenetze 4.0.

Ersichtlich wird, dass sowohl die Referenzvariante FW_z als auch die gasbasierte Variante BHKW_z nach der Bilanzierungsmethodik des Förderprogramms die Randbedingungen eines 50-prozentigen Deckungsanteils von Erneuerbaren Energie an der Wärmeversorgung nicht erfüllt. In allen weiteren monovalenten und bivalenten Varianten wird demgegenüber mehr als 50 % des Gesamtwärmebedarfs durch erneuerbare Quellen gedeckt.

4.3.2 Primärenergiebedarf

Zur Bestimmung des primärenergetischen Aufwands sind die in Abbildung 53 aufgeführten Endenergiebedarfe mit den spezifischen Primärenergiefaktoren der nicht-erneuerbaren Anteile an den jeweiligen Energieträgern zu multiplizieren. Die Faktoren sind sowohl durch die DIN 18599 als auch durch das Arbeitsblatt FW 309-1 der AGFW festgesetzt (vgl. Tabelle 13).

Tabelle 13: Auflistung der spezifischen Primärenergiefaktoren für ausgewählte, relevante Energieträger gemäß DIN 18599

	spezifischer Primärenergiefaktor	
	insgesamt	Nicht erneuerbarer Anteil
Erdgas H	1,1	1,1
Biogas	1,5	0,5
Erdwärme, Geothermie	1,0	0,0
Umgebungswärme	1,0	0,0
Umgebungskälte	1,0	0,0
Strommix	2,8	1,8
Verdrängungsstrommix	3,4	2,4

Die Berechnung erfolgt nach den Vorgaben im Arbeitsblatt AGFW FW 209-1 und ist vor der Inbetriebnahme auf Grundlage von Planungsdaten zu zertifizieren. Anzumerken ist, dass aufgrund der teilweisen Nutzung als Nicht-Wohngebäude ebenfalls die Energie zur Kälteerzeugung einzurechnen ist und für Bezugsstrom ungeachtet der bilanziellen Herkunft der einheitliche Faktor zu verwenden ist. Durch den Bezug auf den gesamten thermischen Nutzenergiebedarf ergeben sich somit ebenfalls variantenspezifische Primärenergiefaktoren, die im Zuge des energetischen Nachweises im Rahmen der Energieeinsparverordnung (EnEV 2016) zur Bilanzierung der einzelnen Gebäude verwendet werden können. Weiterhin lassen sich Einsparpotentiale durch Bezugnahme auf die Referenzvariante ermitteln. Hieraus ergibt sich die in Abbildung 64 aufgeführte Verteilung nach Varianten:

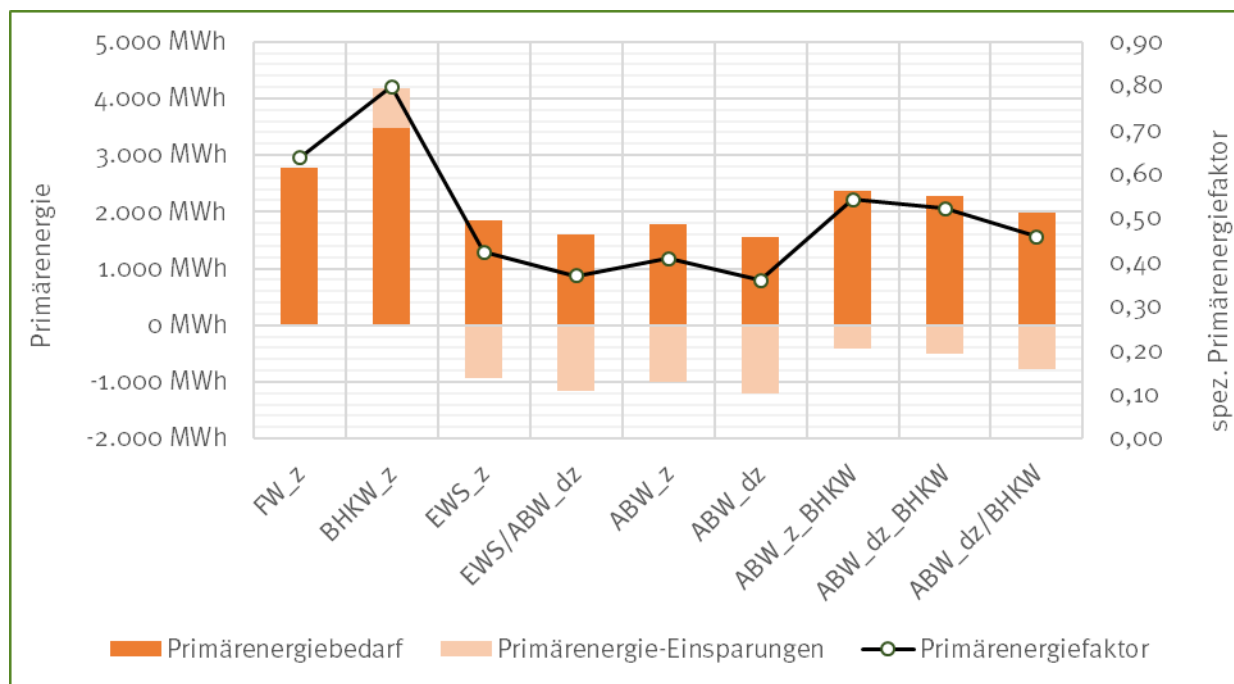


Abbildung 64: Variantenspezifische Bedarfe, Einsparungen und Faktoren der aufzuwendenden Primärenergie

Aus der Aufstellung wird ersichtlich, dass insbesondere die Werte der Variante BHKW_z den Anforderungen an ein KfW-Effizienzhaus 55 vermutlich nicht genügen werden, während die spezifischen Primärenergiefaktoren von Varianten mit einem hohem Anteil Erneuerbaren Energien die primärenergetischen Maßgaben erfüllen können.

4.3.3 Treibhausgasbilanz

Als weiterer ökologischer Indikator wird die Treibhausgas-Emission in CO₂-Äquivalenten bilanziert. Aufgrund der zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch nicht rechtlich festgelegten Berechnungsmethodik und spezifischen Emissionsfaktoren werden zur Bilanzierung die Allokationsmethode sowie die durch das Arbeitsblatt FW 309-Teil 6 der AGFW aufgeführten Faktoren angewendet (vgl. Tabelle 14).

Tabelle 14: Auflistung der spezifischen Treibhausgas-Emissionsfaktoren für ausgewählte, relevante Energieträger gemäß AGFW FW-309-Teil 6

	Emissionsfaktoren in kg-CO ₂ eq/kWh*
Erdgas	0,202
Bio-Erdgas (10 %)	0,181
Strommix	0,565
Strommix (Ökostrom)	0,000
Umweltenergie	0,000

Damit ergibt sich unter Berücksichtigung der in Abbildung 53 aufgeführten Endenergiebedarfe folgende Verteilung für die untersuchten Varianten:

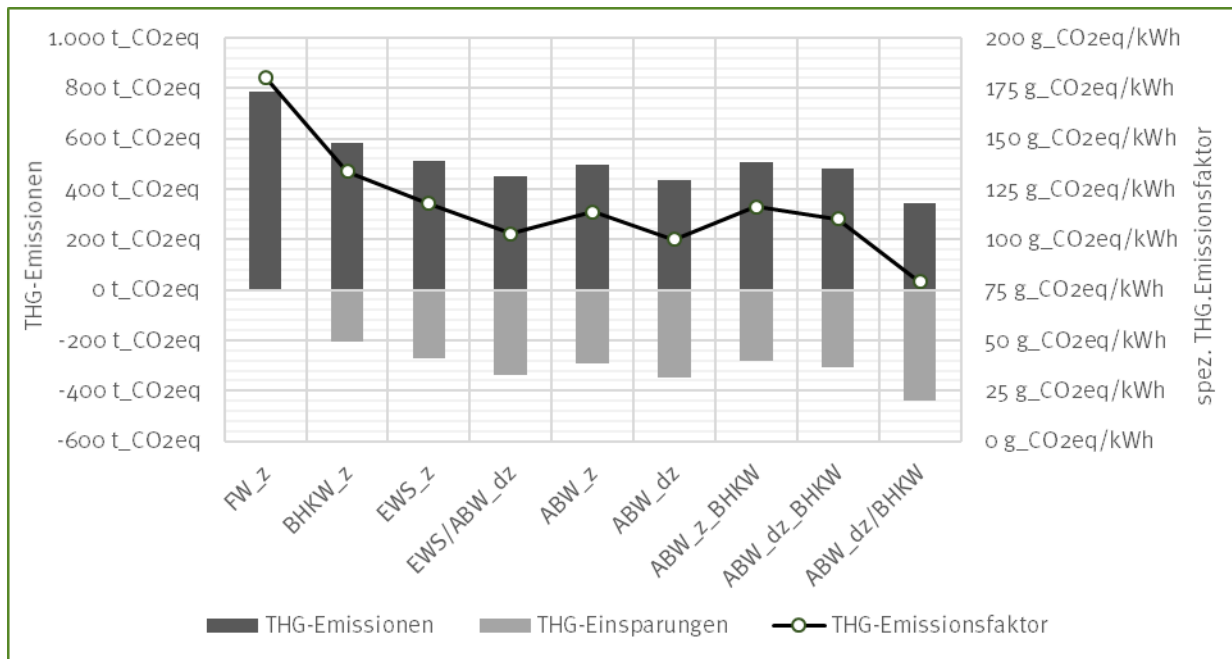


Abbildung 65: Variantspezifische Bedarfe, Einsparungen und Faktoren der entstehenden Treibhausgas-Emissionen

Deutlich wird, dass insbesondere die Versorgung durch Fernwärme die mit Abstand höchsten Treibhausgasemissionen produziert. Dagegen erweist sich die Variante *Abw_dz/BHKW* aufgrund der hohen Stromproduktion des BHKW sowie des hohen Anteils Erneuerbaren Energien als Energiekonzept mit den geringsten Treibhausgasbelastungen. Sollten sowohl die Faktoren als auch die Berechnungsmethode in der rechtlichen Umsetzung des Klimaschutzgesetzes entsprechend Anwendung finden, so würde dies in Anbetracht der beschlossenen „CO₂-Steuer“ weitere Kostenvorteile für die Varianten mit Erneuerbaren Energien, insbesondere der Variante *ABW_dz/BHKW*, bedeuten. Dies gilt es bereits bei der Konzeptauswahl in Hinblick auf den späteren Betrieb in die Entscheidungsfindung mit einfließen zu lassen.

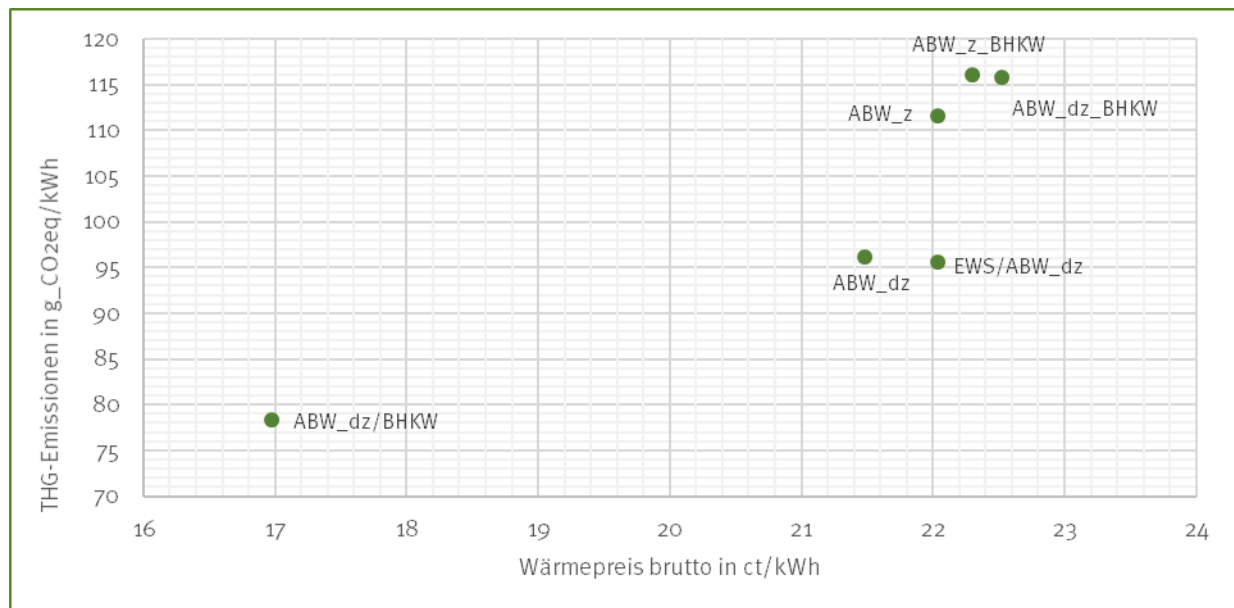
4.4 Holistischer Variantenvergleich

Für die weitergehenden Untersuchungen werden die Varianten ganzheitlich bewertet. Dazu erfolgt sowohl eine Betrachtung von Aspekten bezüglich Machbarkeit, Kosten, Ökologie und Effizienz als auch die Analyse hinsichtlich der Erfüllung der Kriterien des Förderaufrufs Wärmenetze 4.0. Als harte Indikatoren dienen dabei sowohl die Erfüllung dieser Kriterien auch die technische Machbarkeit. Sobald diese Indikatoren negativ bewertet werden müssen, ist die Variante für fortlaufende Betrachtungen auszuschließen. Anschließend erfolgt eine holistische Betrachtung der noch möglichen Varianten durch die Einordnung in Auswertungsgraphen (Tabelle 15). Hier stellt +++ eine absolute, ++ eine größtenteils, + eine teilweise und – keine Erfüllung der jeweiligen Kriterien dar. Dabei gilt es zu beachten, dass die Basisvariante *FW_z* weiterhin zur Referenzierung mit betrachtet wird.

Tabelle 15: Qualitative Bewertung der Varianten hinsichtlich ausschlaggebender Kriterien.

	0	1	2a	2b	3a	3b	3c	3d	4
Kurzbezeichnung	FW_z	BHKW_z	EWS_z	EWS/ABW_dz	ABW_z	ABW_dz	ABW_z_BHKW	ABW_dz_BHKW	ABW_dz/BHKW
Machbarkeit	+++	+++	-	++	+++	+++	+++	+++	+++
Kosten	-	+++	-	+	+	+	+	+	++
Ökologie	-	+	+++	++	+	++	+	++	+++
Effizienz	+	-	+	+++	+	+++	+	+++	+++
Wärmenetze 4.0	-	-	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++

Ersichtlich wird, dass die Varianten #0, #1 und #2a die Anforderungen nicht erfüllen können und somit nicht weiter in Betracht gezogen werden. Werden für die übrigen Varianten die Treibhausgas-Emissionen über dem Brutto-Wärmepreis aufgetragen, ergibt sich folgende Aufteilung (siehe Abbildung 66).


Abbildung 66: THG-Emissionen und Brutto-Wärmepreise der ausgewählten Varianten unter Einbezug der Förderung

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Variante #4 (ABW_dz/BHKW) mit Abstand sowohl die geringsten Brutto-Wärmekosten als auch die niedrigsten THG-Emissionen verursacht. Der Einsatz von Erdwärmesonden hingegen resultiert in den höchsten Wärmepreisen. In Anbetracht der ab 2021 rechtlich bindenden Abgaben in Form der „CO₂-Steuer“ ist in Zukunft noch eine Verstärkung dieses Trends zu erwarten.

4.5 Sensitivitätsanalyse

Aufgrund der Anwendung von Richtwerten sowie der statischen Methode der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden weiterhin die Auswirkungen von Änderungen der einzelnen Kostenarten untersucht, um die Aussage bezüglich der Variantenverteilung zu überprüfen. In Hinblick auf die Investitionskosten ergibt sich damit folgende Aufteilung.

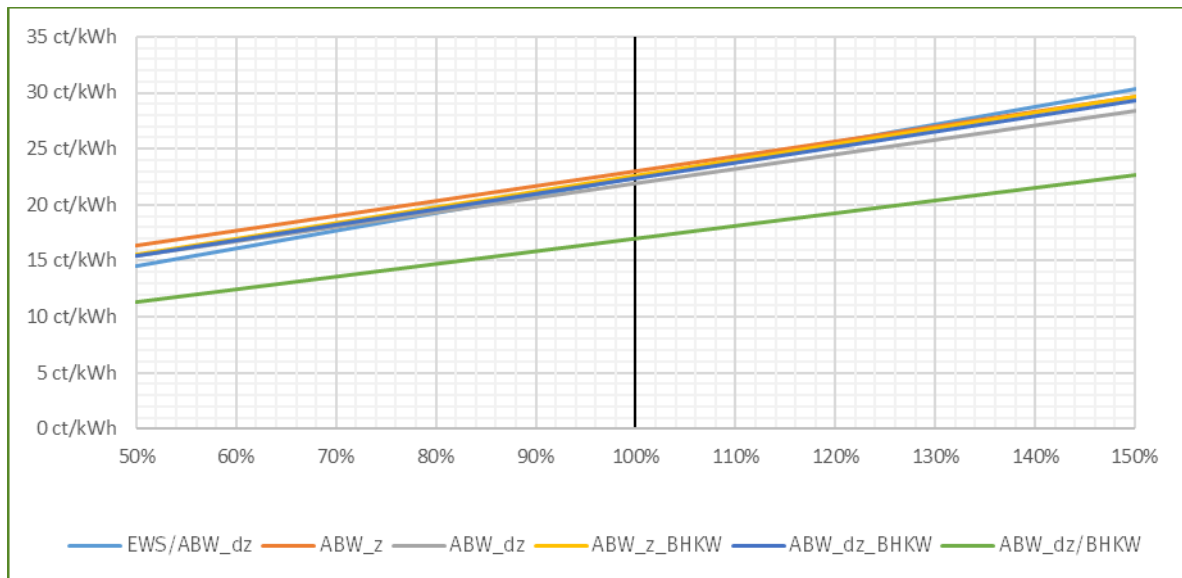


Abbildung 67: Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen der Investitionskosten für alle untersuchten Varianten

Ersichtlich wird, dass auch bei einer Änderung der Investitionskosten um 50 % die Variante ABW_dz/BHKW die mit Abstand günstigste Versorgung darstellt. Aufgrund des deutlich höheren Investitionsvolumens der Variante EWS/ABW_dz erweist sich diese im Gegensatz zu den übrigen Konzepten am sensitivsten auf Änderungen der einmaligen Aufwendungen. So stellt diese bei einer Halbierung der Investitionen eine günstigere Variante als eine Versorgung durch Abwasser und zentraler Wärmepumpe dar. Analog erfolgt die Betrachtung für potentielle Änderungen der Betriebskosten in Abbildung 68.

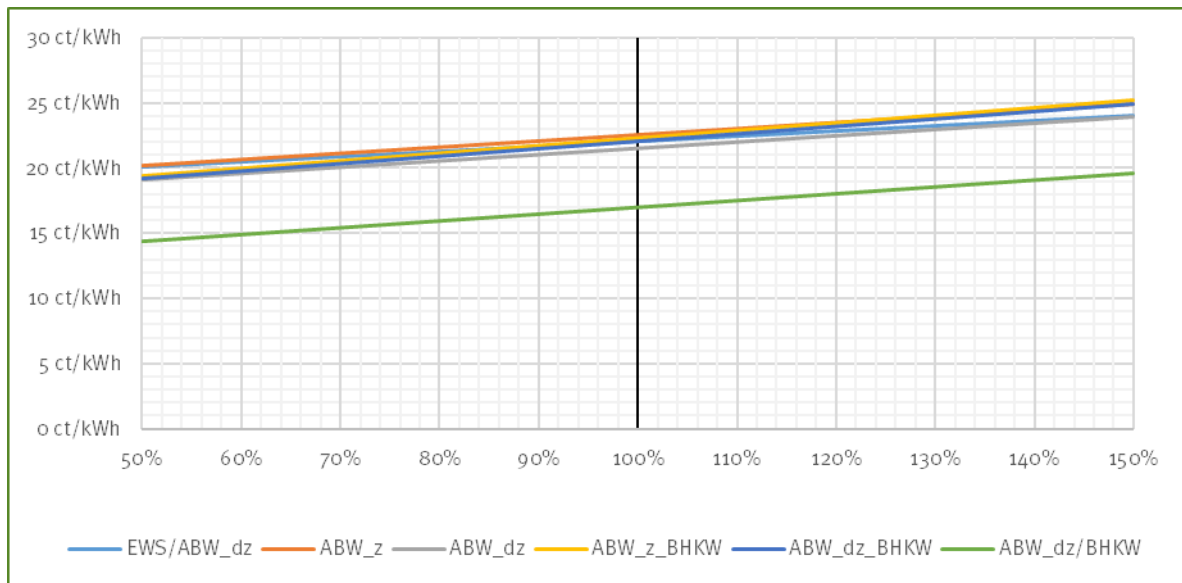


Abbildung 68: Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen der betriebsgebundenen Kosten für alle untersuchten Varianten

Auffällig ist, dass alle Varianten mit gasbefeuerten Erzeugungstechnologien eine höhere Sensitivität bei Veränderungen der Betriebskosten aufweisen als Versorgungskonzepte mit reinen Energiequellen. Dies begründet sich insbesondere in den hohen Wartungskosten zum Betrieb eines BHKWs. Empfohlen werden daher lange Laufzeiten der abzuschließenden Vollwartungsverträge mit den Heizungsbauunternehmen oder Herstellern. In jedem Fall stellt die Variante #4 (ABW_dz/BHKW) bei jeder untersuchten Veränderung der Betriebskosten das deutlich kostengünstigste Konzept dar. Abschließend sollen auch die Auswirkungen von Veränderungen der verbrauchsgebundenen Kosten untersucht werden. Diese setzen sich größtenteils aus den Arbeitspreisen der Stromtarife zum Betrieb der Wärmepumpen sowie der Gastarife zur Befuerung des BHKW und des Gaskessels zusammen. Zur Risikoanalyse der damit verbundenen Abhängigkeiten von den internationalen Rohstoffmärkten sollen diese beiden Preiskomponenten daher separat untersucht werden. Zunächst ausgehend von einer kompletten Versorgung der Wärmepumpen mit Strom aus dem vorgelagerten Verteilnetz ergeben sich dabei die in Abbildung 69 dargestellten Abhängigkeiten.



Abbildung 69: Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen des Arbeitspreises der Stromtarife für Wärmepumpen für alle untersuchten Varianten

Es wird ersichtlich, dass die monovalenten Versorgungssysteme eine höhere Sensitivität gegenüber etwaigen Änderungen des Strompreises zeigen. Dagegen zeigt sich der Wärmepreis der Variante #4 relativ unelastisch gegenüber Strompreisänderungen. So kann selbst bei Steigerungen der Netzbezugskosten um 50 % ein Wärmepreis von etwa 15,45 ct/kWh gewährleistet werden. Dabei ist noch unberücksichtigt, dass durch ein geeignetes Strom- und Messkonzept die Versorgung der Wärmepumpen teilweise durch vor Ort erzeugten Strom abgedeckt werden könnte, was eine geringere Abhängigkeit von Änderungen am Strommarkt bewirken würde. Dazu werden detaillierte Untersuchungen in Kapitel 6 vorgenommen. Die ergänzende Untersuchung der Auswirkungen von Veränderungen des Gasbezugpreises auf den Brutto-Wärmepreis aller teilweise gasbasierten Varianten (#3a, #3b, #4) resultiert in folgender Verteilung (vgl. Abbildung 70):

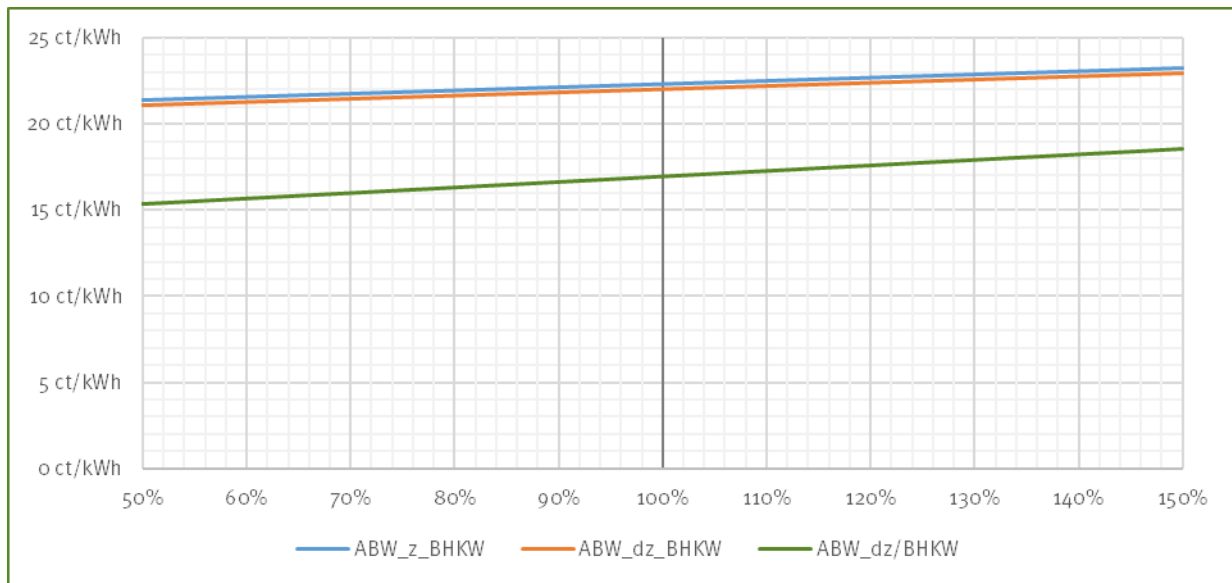


Abbildung 70: Änderungen der Brutto-Wärmepreise in Abhängigkeit prozentualer Änderungen des Arbeitspreises der Gas-tarifs für alle relevanten Varianten

Es wird deutlich, dass auch bei einer Steigerung des Gasbezugspreises um 50 Prozentpunkte die Variante #4 weiterhin die geringsten Wärmepreise verursacht. Allerdings zeigt sich dieses Versorgungskonzept etwas sensibler als die beiden Varianten #3c und #3d, bei denen die gasbefeuerten Erzeugungstechnologien lediglich zur Deckung des Trinkwarmwasserbedarfes eingesetzt werden. Zur Abschwächung der Sensitivitäten sind langfristige Gaslieferverträge mit rechtlich bindenden Preisgleitklauseln zu empfehlen. Abschließend werden die Einflüsse der Veränderungen aller untersuchten Preiskomponenten ganzheitlich als Steigerungen der linearen Entwicklungen gemäß Abbildung 71 dargestellt.

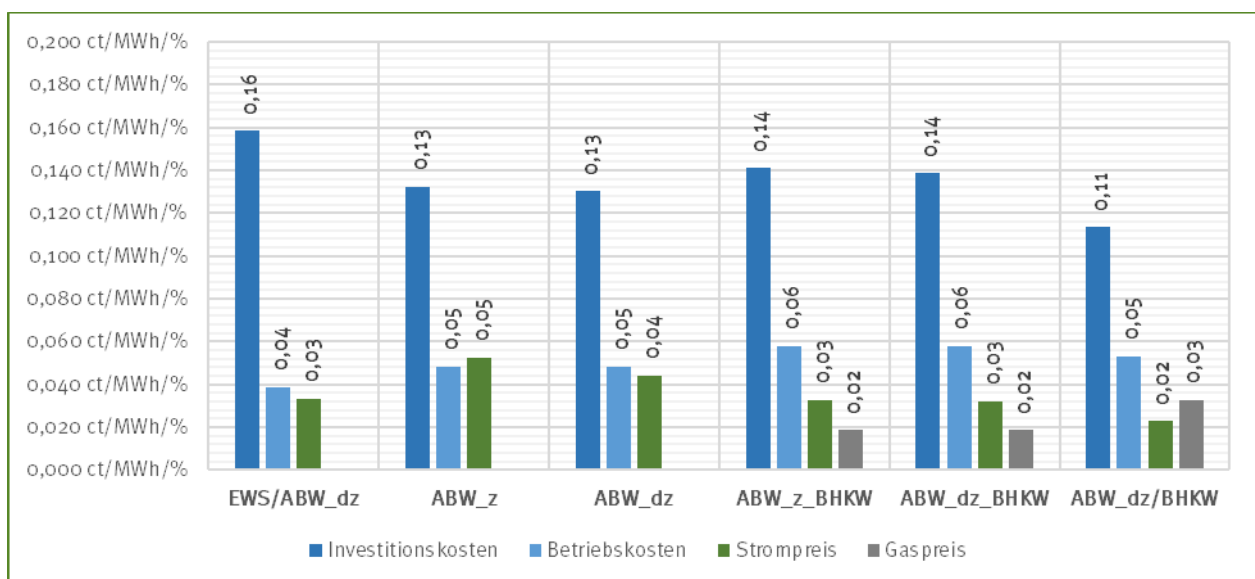


Abbildung 71: Steigerungsraten des Wärmepreises in Abhängigkeit der prozentualen Veränderungen der untersuchten Preiskomponenten.

5 Detaillierte Konzepterstellung

Vier Varianten für eine Wärmeversorgung des Projektgebietes wurden auf Basis der thermischen Bedarfe und Potentiale des Areal entwickelt und sowohl energetisch anhand von Energiebilanzen als auch wirtschaftlich unter anderem mittels Jahresvollkosten und spezifischen Gesteungskosten und ökologisch anhand der der THG Emissionen und benötigten Primärenergie verglichen. Dies immer in Gegenüberstellung der Referenzvariante, die eine 100 prozentige Fernwärmeversorgung repräsentiert. Unter den Varianten, die den Mindestanteil an Erneuerbaren Energien von 50 % einhalten, stellte sich die Variante #4 sowohl ökonomisch mit dem niedrigsten Wärmepreis als auch ökologisch mit den geringsten THG Emissionen am besten dar. Auf Grund dessen wird diese Variante favorisiert und im Folgenden detailliert betrachtet.

5.1 Konzeptbeschreibung

Bevor die Variante detailliert betrachtet und ausgelegt wird, soll sie zunächst noch einmal beschrieben werden, um einen zusammenfassenden Überblick zu geben. Dies kann mit paralleler Ansicht des Hydraulikschemas besonders gut visualisiert werden (siehe Anhang 1).

Es wird eine Kombination aus verschiedenen Anlagentechniken und Energiequellen bei unterschiedlichen Temperaturniveaus angewendet. Dies ist auf die verschiedenen Anforderungen an die Bereitstellung der thermischen Energie zurückzuführen: Alle Gebäude mit einem Kältebedarf, also das Bestandsgebäude und der Rathaus-Neubau (fortlaufend als LowEx-Gebäude bezeichnet), werden über dezentrale Wärmepumpen versorgt. Diese können mittels adäquater Hydraulik sowohl Kälte während der Sommermonate als auch Raumwärme während der Heizperiode bereitstellen. Da diese Gebäude gleichzeitig keinen hohen Trinkwarmwasserbedarf aufweisen beziehungsweise die geringe Nachfrage elektrisch über Durchlauferhitzer gedeckt werden soll, können die Wärmepumpen die Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau zur Verfügung stellen. So wird der effiziente Betrieb der Wärmepumpen, der sich in einer hohen JAZ widerspiegelt, unterstützt. Dazu wird vorausgesetzt, dass in diesen Gebäude Niedertemperatur-Heizungen verbaut werden, die eine mittlere Vorlauftemperatur von 45 - 50 °C anfordern. Insgesamt sind dazu fünf Wärmepumpen-Stationen geplant. Davon eine je Bauteil des Bestandsgebäudes und eine im Rathaus-Neubau. Die Stationen umfassen kaskadierte Wärmepumpen, die hydraulisch zwischen einem Wärme- und einem Kältespeicher eingebunden sind. An diese Speicher wird das Sekundärsystem, also die Verteilung der thermischen Energie im Gebäude, angeschlossen. Der Kältekreis ist demnach mit dem Kältespeicher und der Heizkreis mit dem Wärmespeicher verbunden. Gleichzeitig sind die Speicher jeweils über den Warm- und Kaltringleiter mit dem vorgelagertem bzw. primärem Anergienetz gekoppelt. Das Anergienetz spiegelt ein multifunktionales kaltes Nahwärmenetz wider, welches nachgelagert an die Speicher und vorgelagert über eine hydraulische Weiche an den Abwasserwärmetauscher angeschlossen ist. Im Winter wird diesem Wärme entzogen und im Sommer wird dieser zur Einbringung Wärme genutzt. Folglich ist die Temperatur des Abwassers im Sommer in Flussrichtung nach dem Wärmetauscher höher und im Winter niedriger. Hier gilt es festgelegte Temperaturgrenzwerte, die von den Berliner Wasserbetrieben vorgegeben werden, einzuhalten. Es wird zur Auslegung angenommen, dass die Temperaturänderungen aufgrund der vergleichsweise geringen Volumenströme und Gradienten keinen wahrnehmbaren Einfluss auf die ungestörte Abwassertemperatur haben wird.

Prinzipiell entziehen die Wärmepumpen dem Kältespeicher Wärme und fügen diese dem Wärmespeicher zu. Wenn die Kältespeicher während der Heizperiode eine festgelegte Temperaturgrenze unterschreiten, entziehen diese Wärme aus der warmen Ringleitung des Anergienetzes. Wenn während der Kühlperiode eine festgelegte Temperaturgrenze im Wärmespeicher überschritten wird, speist dieser Wärme in die warme Ringleitung. Spitzenlasten werden über dezentrale Kühlgeräte auf den Gebäudedächern abgedeckt. Die Kühlgeräte sind hydraulisch mit den Wärme- und Kältespeichern verschaltet. Regelungstechnisch werden im ersten Schritt die Wärmepumpen

zur aktiven Kühlung eingesetzt, da diese im Betrieb sowohl ökonomisch als auch ökologisch günstiger sind als die Kühlgeräte. Die dabei produzierte Wärme wird komplett über das Abwasser abgetragen, insofern kein Heizbedarf in den anderen Gebäuden besteht. Kann die überschüssige Wärme nicht mehr über den Anergiering bzw. den Abwasserwärmetauscher abgenommen werden, schalten sich die ersten Kühlaggregate ein, um diese Last abzufangen. In diesem Fall entnehmen die Kühlaggregate ausschließlich Überschusswärme aus den Wärmespeichern. Übersteigt die Kühllast die Kühlleistung der Wärmepumpen, können die weiteren Kühlgeräte die Wärmepumpen unterstützen. Diese sind bei den Kältespeichern angebunden. Die exakten Kühlleistungen der einzelnen Geräte wird eine Auslegung mittels dynamischer Simulation empfohlen, die aufgrund des vorgegebenen Rahmens nicht Teil dieser Studie ist. Dies ginge in die detaillierte Ausführungsplanung, welche den Rahmen der Machbarkeitsstudie überschreitet. Im Hydraulikschema sind die Kühlgeräte aus diesem Grund zur Vereinfachung ausschließlich an die Kältespeicher hydraulisch angebunden. Die jeweiligen Temperaturniveaus der Ringleitungen orientieren sich an den Temperaturgrenzwerten des Abwassers. Dies wird im Zuge des Kapitels 5.5.2 zu den Temperaturniveaus und gleitenden Netztemperaturen detailliert beschrieben.

Die Gebäude mit einem Trinkwarmwasserbedarf, also die Baufelder A, B und C, werden über ein gedämmtes Leitungsnetz durch ein BHKW und einen Gas-Spitzenlastkessel versorgt, die in Baufeld B in einer Energiezentrale untergebracht sind. Beide Erzeugungsanlagen speisen die Wärme in einen Wärmespeicher ein. Dieser ist kaskadiert aus mehreren Speichern zusammengesetzt und nachgelagert mit dem „warmen“ Netz verbunden. Dessen Vorlauf-temperatur richtet sich nach den Hygienevorschriften zur Trinkwarmwasserbereitung. Der Wärmetransfer in den einzelnen Neubauten erfolgt über Übergabestationen, deren Leistungsparameter sich an den Maxima der Wärmelasten orientieren. Beide Wärmenetze sind durch einen thermischen Bypass hydraulisch gekoppelt, so dass auch die gasbefeuerten Erzeuger Wärme in den Anergiering einbringen können. Der Bypass liegt zwischen dem Pufferspeicher der Energiezentrale in Baufeld B und dem Anergienetz (siehe Hydraulikschema in Anhang 1). Abbildung 72 visualisiert das Konzept in einer schematischen Darstellung.

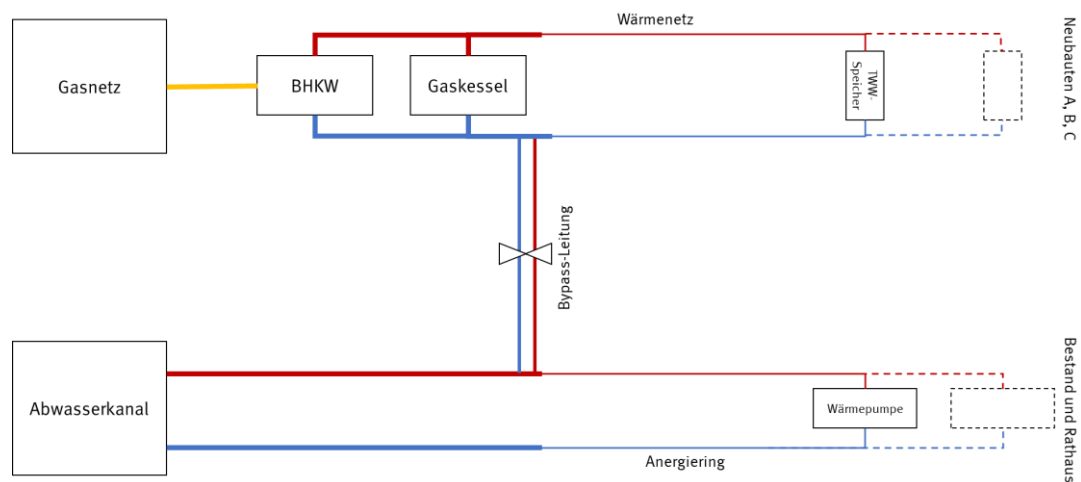


Abbildung 72: Schematische Darstellung des favorisierten Energiekonzeptes Variante #4.

5.2 Komponentenauslegung und Dimensionierung

Es wurden bereits grobe Dimensionierungen im Zuge der Variantenentwicklung vorgenommen. Diese gilt es nun in diesem Kapitel zu verifizieren und mit konkreten Komponenten zu hinterlegen. Beginnend werden die Wärmepumpen im Bestandsgebäude und Rathaus ausgelegt. Dazu werden zum einen die jeweiligen Heizleistungen des zu versorgenden Abschnittes und zum anderen die Sperrstunden berücksichtigt. Die Sperrzeiten gehen vom vor-

gelagerten Stromnetzbetreiber aus. Diesem ist es erlaubt die Stromzufuhr der Wärmepumpen bei einer Netzüberlastung maximal dreimal am Tag für je zwei Stunden zu unterbrechen. Insofern die Wärmepumpen als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen angemeldet werden, um verminderte Netzentgelte gem. § 14a EnWG zu beziehen. Dazu mehr in Kapitel 6. Ohne diese Stromzufuhr können die Wärmepumpen nicht betrieben werden. Das bedeutet, dass die Wärmemenge, die während der Sperrzeiten nachgefragt wird, vorproduziert und üblicherweise in Pufferspeichern zwischengespeichert werden muss. Um im Anschluss an die Sperrzeit ausreichend Leistung aufbringen zu können, muss bei der Auslegung der Wärmepumpen ein Sperrzeitenfaktor berücksichtigt werden. Dabei entspricht die nötige Leistungserhöhung dem Anteil der Sperrzeiten. Der Faktor wird demnach zum Beispiel wie folgt berechnet:

$$\text{Sperrzeitenfaktor} = \frac{24 \text{ h}}{24 \text{ h} - (3 * 2 \text{ h})} = 1,33$$

Gl. 2

Aufgrund der Speichermasse des Gebäudes und eines ausreichend großen Pufferspeichers können insbesondere bei Flächenheizungen kleine Sperrzeitenfaktoren verwendet werden. Unter diesen Voraussetzungen ist es möglich, die Leistungserhöhung durch die Wiederaufheizung des Gebäudes zu reduzieren. In der Praxis sind demnach nicht immer die maximal möglichen Sperrzeiten für die Dimensionierung ausschlaggebend. Für die Wärmepumpen im Bestandsgebäude und Rathaus-Neubau wird ein Sperrzeitenfaktor von 1,10 herangezogen, der auf vier Stunden Sperrzeit beruht. So ergeben sich für die einzelnen Bauteile des Bestandsgebäudes und für das Rathaus folgende benötigte Heizleistungen:

Tabelle 16: Benötigte Heizleistungen zur Dimensionierung der Wärmepumpen je Versorgungsabschnitt.

	Bauteil A	Bauteil B	Bauteil C	Bauteil D	Rathaus
Heizlast [kW]	287,60	269,20	260,30	553,20	217,30
Benötigte Heizleistung [kW]	345,12	323,04	312,24	663,84	260,76

Diese werden mit den jeweiligen Modellen des Wärmepumpen-Herstellers Waterkotte abgeglichen und entsprechende Kaskaden dimensioniert. So ergeben sich folgende Modelle je Versorgungseinheit:

Tabelle 17: Empfohlene Wärmepumpen-Modelle je Versorgungseinheit. (siehe Anhang 4)

	Bauteil A	Bauteil B	Bauteil C	Bauteil D	Rathaus
Modell	ET 5235.5 TAD	ET 5235.5 TAD	ET 5235.5 TAD und ET 5182.5 TAD	ET 5300.5 TAD	ET 5182.5 TAD
Leistung [kW]	181,50	181,50	181,50 und 140,30	229,00	140,30
Anzahl [Stk.]	2	2	Je 1	3	2
Gesamtleistung [kW]	363,00	363,00	321,80	697,00	280,60

Die Wärmepumpen sollen nicht nur den Wärmebedarf, sondern auch die Kühlbedarfe decken. Aufgrund der verschiedenen Volumenströme in Primär- und Sekundärkreis der Wärmepumpen entspricht die Leistung zur Kältebereitstellung 60 % der Heizleistung. Demnach können insgesamt ca. 1.209 kW von der maximal angeforderten Kühllast von 1.745 kW durch die Wärmepumpen gedeckt werden. Um diese Differenz auszugleichen werden die bereits genannten Kühlgeräte auf den Gebäudedächern eingesetzt, welche redundant, also zur alleinigen Abdeckung der Spitzenlast, ausgelegt werden. So ist die Kühllast auch während der Sperrzeiten oder bei Ausfällen der Wärmepumpen gesichert. Für das Rathaus werden zwei Kühlgeräte mit einer Gesamtleistung von 739 kW eingesetzt. Auf dem Bestandsgebäude werden drei Geräte mit insgesamt 1.055 kW positioniert. So ist die gesamte Kühllast mit einer Anlagenleistung von 1.794 kW gedeckt. Die Modelle sind in Tabelle 18 und im Anhang 4 einzusehen.

Tabelle 18: Bezeichnung, Leistung und Anzahl der geplanten Kühlgeräte. (siehe Anhang 4)

	Leistung [kW]	Anzahl [Stk.]	Gesamtleistung [kW]
Trane RTAF 105 HE LN AC	423,00	2	846
Trane ECGAM-1	316,00	3	948

Im nächsten Schritt werden die Wärme- und Kältespeicher betrachtet, zwischen denen die Wärmepumpen hydraulisch eingebunden sind. Auch hier wurde bereits in der Variantenentwicklung eine grobe Dimensionierung von 16 m³ Speichervolumen (Wärme- und Kältespeicher summiert) pro Wärmepumpen-Station vorgenommen. Diese Berechnung wird nun konkretisiert. Dazu wird für die Wärmespeicher angenommen, dass die Wärmepumpen die Temperatur im Speicher für eine Stunde bei maximaler Leistung um 27 K anheben. Das bedeutet, der Wärmespeicher kann bei einer Absenkung um eben diese Temperaturerhöhung die Wärmemenge vorhalten, welche die Wärmepumpe innerhalb einer Stunde generiert. Da hier die Leistung der Wärmepumpe verwendet wird, ist die Sperrzeit bereits berücksichtigt. Die Temperaturdifferenz von 27 K hängt mit dem maximalem Temperaturhub der Wärmepumpen und die Dauer von einer Stunde hängt mit der Laufzeit der Kompressoren in den Wärmepumpen zusammen. Im Sinne einer hohen Nutzungszeit und einem geringen Wartungsaufwand sollten diese mindestens eine Stunde am Stück laufen bzw. mindestens eine Stunde abgeschaltet sein, um die Taktung gering zu halten. Für die Kältespeicher wird nach demselben Verfahren vorgegangen, nur, dass hier die Kühllast der jeweiligen Versorgungseinheit herangezogen wird. Die berechneten Speichervolumina werden anschließend mit gängigen Ausführungen abgeglichen. Siehe Tabelle 19.

Tabelle 19: Benötigte und eingesetzte Wärme- und Kältespeicher.

	Bauteil A	Bauteil B	Bauteil C	Bauteil D	Rathaus
Berechneter Wärmespeicher	11,56 l	11,56 l	10,25 l	21,88 l	8,94 l
Eingesetzter Wärmespeicher	10,00 l	10,00 l	10,00 l	20,00 l	10,00 l
Berechneter Kältespeicher	8,89 l	8,91 l	8,82 l	11,66 l	17,28 l
Eingesetzter Kältespeicher	10,00 l	10,00 l	10,00 l	15,00 l	20,00 l

Sowohl der Kälte- als auch der Wärmespeicher sind jeweils mit der kalten und warmen Ringleitung des Anergierings verbunden. Auch zum Anergiering wurden bereits Kostenschätzungen innerhalb des Variantenvergleichs

vorgenommen. Diese werde nun anhand einer konkreten Netzdimensionierung verifiziert. Dazu wird anhand der Heizleistung (unter Berücksichtigung der Sperrzeiten) und der JAZ die Quellenleistung in kW ermittelt. Diese wiederum ermöglicht es, im Zusammenhang mit der Wärmeleitfähigkeit und Dichte des Mediums Glykol-Wasser-Gemisch sowie der angenommenen Temperaturspreizung von 3 K den benötigten Volumenstrom zu berechnen. Siehe dazu die folgende Gleichung.

$$\dot{V} = \frac{P}{c_p * \rho_{Wasser} * \Delta T}$$

Gl. 3

Aus dem Volumenstrom und der maximal möglichen Strömungsgeschwindigkeit von 0,8 m/s kann der Innendurchmesser der Nahwärmeleitung berechnet werden. Anhand einer Materialliste verfügbarer Rohrleitungen wird der konkrete Innen- und Außendurchmesser bestimmt. So können die tatsächliche Strömungsgeschwindigkeit und der Druckverlust ermittelt werden. Abschließend werden die Materialkosten anhand der Länge der Nahwärmeleitung berechnet. Diese Werte sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 20: Rahmendaten des kalten Netzes.

	Leistung [kW]	Inndurchmesser [mm]	Außendurchmesser [mm]	Strömungsgeschw. [m/s]	Druckverlust [Pa/m]	Länge [m]
Bauteil A	345	205	250	0,68	23,4	61
Bauteil B	323	184	225	0,78	34,8	30
Bauteil C	312	184	225	0,76	32,5	30
Bauteil D	664	291	355	0,65	15,0	25
Rathaus	261	164	200	0,80	40,6	25
Anergierung	1.905	458	560	0,75	12,6	456

Für die Auslegung der Abwasserwärmeüberträger zur Wärme- und Kälteversorgung liegen vorangegangene Auslegungsrechnungen der Firma Uhrig für einen geeigneten Wärmeübertrager des Typs „THERM-LINER „Bauform A Trapezförmig“ vor (siehe „190719 DN 3200 FORM A.pdf“ in Anhang 4). Die Berechnungen beziehen sich auf die minimalen Abflüsse und berücksichtigen somit lediglich das minimale thermische Potenzial des Abwassers. Für die benötigte Heizleistung wurde im Zuge einer direkten Anfrage eine Gesamtlänge von 426 m für den Wärmetauscher im Kanal übermittelt. Die entsprechenden Auslegungsrechnung sind ebenfalls im Anhang 4 hinterlegt.

Als nächstes wird die in Baufeld B verortete Anlagentechnik näher betrachtet. Diese wurde ebenfalls schon während der Variantenentwicklung dimensioniert, wobei bereits konkrete Modelle einiger Hersteller berücksichtigt wurden. Aus diesem Grund werden hier keine weiteren Änderungen bzw. Anpassungen vorgenommen. Der Gaskessel orientiert sich an der Spitzenlast der aggregierten Neubauten auf Baufeld A, B und C. Gerechnet wird mit dem Modell R 610 ECO PRO – 2x7 der Firma Remeha mit einer thermischen Leistung von 790 kW. Das entsprechende Datenblatt ist im Anhang 4 hinterlegt. Für das BHKW wird das Modell E150S der Firma Tuxhorn ausgewählt. Dieses hat bei Brennwertbetrieb eine thermische Leistung von 227 kW_{th}. Gleichzeitig wird eine elektrische Leistung von 150 kW_{el} bereitgestellt. Detailliertere Informationen können dem Datenblatt in Anhang 4 entnommen werden. Zur Auslegung werden die maximale Trinkwarmwasserleistung, der Anteil an der Maximallast, die Vollbenutzungsstunden und die Anzahl der Taktungen herangezogen. Die thermische Leistung des BHKWs orientiert sich an der Trinkwarmwasserleistung von 286 kW. Des Weiteren sollte diese zwischen 20 und 30 % der Maximallast einnehmen, um die Grundlast kontinuierlich im Bereich der Nennleistung abzudecken. Bezogen auf die Vollbenutzungsstunden werden 6000 h/a als Richtwert herangezogen, da erfahrungsgemäß die Anzahl der Taktungen des BHKWs

so den dreistelligen Bereich nicht oder nur knapp überschreitet. Dies wirkt sich positiv auf die technische Nutzungsdauer und auf den Wartungsaufwand des BHKWs aus. Beide Erzeugungsanlagen, BHKW und Gaskessel, speisen in eine Pufferspeicher-Kaskade ein. Dieser ist wiederum das Nahwärmenetz nachgelagert. Das Gesamtvolumen der Pufferspeicher richtet sich nach der thermischen Leistung des BHKWs und der Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf des Nahwärmenetzes. Es soll die Wärmemenge gespeichert werden können, die das BHKW über eine Stunde Laufzeit bei voller Leistung produziert. Bei 227 kW_{th} sind demnach 227 kWh zwischen zu speichern. Bei einer Absenkung des Temperaturniveaus im Speicher von 70 °C (Vorlauf Nahwärmenetz) auf 40 °C (Rücklauf Nahwärmenetz) ist ein Speichervolumen von ca. 7 m³ zu verbauen. Hier werden im Kapitel zur Lastverschiebung mittels Zwischenpufferung in Großwärmespeichern weitere Größenordnungen innerhalb verschiedener Szenarien untersucht.

Dem Pufferspeicher in der Energiezentrale nachgelagert ist das Nahwärmenetz, welches zu den Übergabestationen der drei Neubauten führt. Dies Auslegung des Netzes erfolgt analog zur Vorgehensweise, die für die Berechnung des Anergierings angewendet wurde. Hierbei wird aufgrund der technischen Gegebenheiten allerdings mit einer Temperaturspreizung von 25 K und einer maximalen Strömungsgeschwindigkeit von 1,2 m/s. Ebenso sind die Grenzwerte für die Druckverluste höher. Des Weiteren variiert die Dichte und Wärmeleitfähigkeit des Mediums (hier VE-Wasser) aufgrund des höheren Temperaturniveaus. Letztlich fällt die Wahl auf KMR-Rohre (Stahl). Ebenfalls möglich wären PEX-Rohre (Kunststoff) für ein warmes Netz. Die Dimensionierung des Innendurchmessers lässt bei PEX-Rohren hier jedoch keine UNO-Rohre, sondern ausschließlich DUO-Rohre zu. Das bedeutet, Vor- und Rücklauf müssten als separat gedämmte Rohre verlegt werden. Um Materialkosten zu sparen, werden KMR-Rohre vorgeschlagen, die auch bei dieser Dimension aus UNO-Rohr möglich sind. Tabelle 21 zeigt die zusammengefassten Rahmendaten für das warme Netz. Die angegebenen Außendurchmesser beinhalten die Stärke der Rohrdämmungen.

Tabelle 21: Rahmendaten des warmen Netzes.

	Leistung [kW]	Inndurchmesser [mm]	Außendurchmesser [mm]	Strömungsgeschw. [m/s]	Druckverlust [Pa/m]	Länge [m]
Baufeld A	115	41	182	0,86	190	50
Baufeld B	325	61	202	1,08	197	25
Baufeld C	386	70	250	0,98	141	20
Hauptleitung	825	107	355	0,90	79	163

Im letzten Schritt werden die Auslegung der Übergabestationen konkretisiert. Für jedes Baufeld ist eine Übergabestation geplant, welche sich an der Maximallast des jeweiligen Baufeldes orientiert. Für das Baufeld A beträgt die Leistung der Wärmeübergabestation 120 kW (bei 115 kW Heizlast), für das Baufeld B sollen 350 kW (bei 325 kW Heizlast) eingeplant werden und im Baufeld C sind 400 kW (bei 386 kW Heizlast) für die Übergabestation notwendig.

5.3 Anlagenaufstellplanung und Flächenmanagement

Das Kapitel behandelt die Verortung aller vorgesehenen technischen Anlagen, die für die Wärme- und Kältebereitstellung der Bestands- und Neubauten relevant sind. Die Bestandsbauten sowie das Rathaus Mitte werden durch ein kaltes Nahwärmenetz mit Heizwärme sowie Kühlenergie versorgt. Dagegen werden die Gebäude der Baufelder A, B und C über gedämmte Nahwärmeleitungen mit Wärme für Heizung und TWW versorgt und im Folgenden als Wohnungsbauten bezeichnet. Des Weiteren wird die Anbindung an die erdverlegten Leitungen des kalten Nahwärmenetzes der LowEx-Gebäude und des höhergrädigen Nahwärmenetzes der Wohnungsbauten betrachtet.

5.3.1 Aufstellpläne zu den technischen Anlagen

LowEx-Gebäude

Die Wärme- und Kälteversorgung erfolgt für die einzelnen Bestandsgebäude sowie für das Rathaus Mitte dezentral, sodass in jedem der genannten Gebäude eine Energiezentrale verortet ist. Für die Anbindung der Energiezentralen an das kalte Nahwärmenetz sind Gebäudeeinführungen vonnöten. Aus dem vorliegenden UG-Grundrissplan der Bestandsgebäude [Stand: August 2019] wird das Flächenpotenzial der Räume als Eignung für dezentrale Energiezentralen ermittelt. Eine Gesamtübersicht zur Verortung der Energiezentralen sowie der Aufstellung der technischen Anlagen in den Bestandsbauteilen ist im Anhang 2 unter „200417_HdS_Aufstellplanung_EZ_A-D_UG.pdf“ dargestellt. Prinzipiell befinden sich in den Energiezentralen folgende technische Anlagen: Kalt-Pufferspeicher (KS), Warm-Pufferspeicher (WS), Wärmepumpen (WP) und Ausdehnungsgefäße für die Druckhaltung (DH). Die Raumhöhen aus den vorliegenden Schnittplänen sind für die Aufstellung der technischen Anlagen ausreichend [Anhang 3_Schnittpläne]. Die Anlagen können nach Abschätzung auf Basis des UG-Grundrissplans durch die Gänge des UG und das Treppenhaus transportiert werden, jedoch sind die Raumöffnungen der Energiezentralen entsprechend zu verbreitern, um insbesondere die Pufferspeicher in die Räume befördern zu können. Diese Maßnahme ist wirtschaftlicher als das alternative Vorgehen, eine höhere Anzahl an kleinskaligen Pufferspeichern zu montieren. Alternativ können schweißbare Behälter in den Energiezentralen vor Ort durch Verschweißen zusammengesetzt. Die Flächen für Peripherie (Verrohrung, Pumpentechnik etc.) sind mit roter Schraffierung und die Flächen für Wartungsarbeiten mit gelber Schraffierung gekennzeichnet. Es werden in den Bauteilen A, B und C diejenigen Räume fokussiert, für die gemäß dem Planstand keine Nutzung definiert wurden. In Bauteil A wird neben dem Raum der Energiezentrale ein weiterer benachbarter Raum geringer Fläche für die Montage der hydraulischen Weiche (HW) benötigt. (Siehe Anhang 2 unter „200417_HdS_Aufstellplanung_EZ_Bestand_A.pdf“) Die hydraulische Weiche dient der thermischen Ankopplung der Abwasserenergie mit dem kalten Nahwärmenetz (vgl. „Hydraulikschema“ im Anhang 1). Entsprechend befindet sich an dieser Stelle eine Gebäudeeinführung für die Leitungsverbindung zwischen hydraulischer Weiche und dem Abwasserkanal (vgl. „200427_Leitungsplan HdS“ im Anhang 2). Zusätzlich werden auf Höhe der Energiezentrale vom Bauteil A weitere 6 Leitungen aus dem Gebäude und unterirdisch zum Anergiering geführt. Davon sind 2 Leitungen die Vor- und Rücklaufleitungen zwischen der hydraulischen Weiche und dem Anergiering und 4 Leitungen für die Anbindung der Warm- und Kaltspeicher der Wärmepumpenstation für Bauteil A an den Anergiering. Innerhalb der Energiezentrale liegen diese Leitungen in wärmedämmter Form vor, um Kondensation an den Rohrflächen zu verhindern. Dies gilt auch für die Anbindungsleitungen zum kalten Nahwärmenetz in den Energiezentralen der anderen LowEx-Gebäude. Zwischen den Räumen für die Energiezentrale und die hydraulische Weiche im Bauteil A ist ein Durchgang vorzusehen.

Die Anbindung der Energiezentralen von den Bauteilen B und C an das kalte Nahwärmenetz bedarf neben Gebäudeeinführungen auch Wanddurchbrüche im Untergeschoss. Leitungen werden an den Kellerdecken beispielsweise durch den Raum „Sanitär“ und den Flur zur Energiezentrale für Bauteil B und durch den Raum „Sprinkler“ und den Flur zur Energiezentrale für Bauteil C geführt. Da in Bauteil C nach dem UG-Grundrissplan keine ausreichende Raumfläche zur Verfügung steht, wird die Energiezentrale für Bauteil C im Bauteil B an der Gebäudegrenze platziert. Die detaillierten Aufstellungspläne für die Bauteile B und C sind in Anhang 2 unter „200417_HdS_Aufstellplanung_EZ_Bestand_B.pdf“ und „200417_HdS_Aufstellplanung_EZ_Bestand_C.pdf“ dargestellt. Im Bauteil D wird die Energiezentrale im Raum mit der Kennzeichnung „Heizung“ eingeplant (vgl. „200417_HdS_Aufstellplanung_EZ_Bestand_D.pdf“ im Anhang 2). Die Ankopplung an das kalte Nahwärmenetz bedarf lediglich einer Gebäudeeinführung ohne gebäudeinterne Durchbrüche. Wie in „200417_HdS_Aufstellplanung_Grundriss_DG.pdf“ im Anhang 2 zu sehen, sind auf den Dachflächen der Bestandsbauteile gemäß dem Hydraulikschema (Anhang 1) insgesamt drei Rückkühler vorzusehen, die in mit den Speichern der Energiezentralen der Bauteile A, B und D verbunden werden. Die Rückkühler für die Einbindung in die Speicher der Bauteile A und B befinden sich auf der

Dachfläche des Bauteils B. Weiterhin ist auf der Dachfläche von dem Bauteil C ein Rückkühler für die Einbindung in die Speicher des Bauteils D vorgesehen.

Für das neue Rathaus Mitte liegen keine Grundrisspläne vor. Daher wird unter der Berücksichtigung einer idealen Flächennutzung ein fiktiver Raum mit einer Fläche von 75 m² für die Energiezentrale erstellt. Zudem sind auf dem Dach zwei Kältemaschinen verortet (vgl. „200416_HdS_Aufstellplanung_EZ_Neubau_Rathaus.pdf“ im Anhang 2). In Tabelle 22 werden die Flächenbedarfe der einzelnen Energiezentralen in den LowEx-Gebäuden dargestellt.

Tabelle 22: Flächenbedarf der Energiezentralen für die LowEx-Gebäude.

	Bauteil A	Bauteil B	Bauteil C	Bauteil D	Rathaus
Fläche [m ²]	48,0	58,0	46,8	64,2	75,0

Wohnungsbauten

Wie im Fall des Neubaus Rathaus Mitte liegen für die Neubauten auf den Baufeldern A, B und C keine Grundrisspläne vor. Analog werden fiktive Raumgrundrisse erstellt, die einen idealen und geringstmöglichen Flächenbedarf berücksichtigen. Die Wärmebereitstellung für die Wohnungsbauten befindet sich im Untergeschoss des Neubaus auf Baufeld B (siehe „200416_HdS_Aufstellplanung_EZ_Neubau_B.pdf“ im Anhang 2). Darin werden ein Blockheizkraftwerk sowie ein Gasbrennwertkessel unter Berücksichtigung von Wartungsflächen aufgestellt. Außerdem wird eine Fläche für ein Ausdehnungsgefäß zur Druckhaltung (DH), für Netzpumpen sowie für ein Wärmespeicher (PS) vorgehalten. Es ist ein Wärmespeicher mit einem Volumen von 7 m³ vorzusehen. Im Gegensatz zu einer Kaskadierung von Wärmespeichern reduzieren sich dadurch der Flächenbedarf und die Materialkosten. Allerdings ist aufgrund der Speicherabmessungen eine Raumhöhe von 4,25 m gefordert. Die Verrohrungen, Ventile und die Bypass-Pumpe benötigen Peripherieflächen (rot schraffiert). Die Bypass-Leitungen werden von den Peripherieflächen aus dem Gebäude und unterirdisch zum Anergiering geführt. Eine weitere Gebäudeeinführung für die Wärmeversorgungsleitung der Baufelder A und C ist vonnöten. Für die Montagearbeiten sollte der Eingangsbereich mit einer Minimalbreite von 2 m dimensioniert werden. Die notwendige Raumfläche im Baufeld B beträgt 75 m². Die Energiezentralen im Untergeschoss der Baufelder A und C sind identisch aufgebaut und setzen sich jeweils aus einer Wärmeübergabestation zusammen (siehe „200416_HdS_Aufstellplanung_EZ_Neubau_A.pdf“ im Anhang 2 und „200416_HdS_Aufstellplanung_EZ_Neubau_C.pdf“ im Anhang 2). Hierfür ist jeweils eine Gebäudeeinführung für die Wärmeversorgungsleitung vorzusehen. Ab der Wärmeübergabestation sind für die Flächennutzung kundenseitig technische Anlagen wie beispielsweise TWW-Speicherbehälter und Ausdehnungsgefäße zu berücksichtigen. Der Flächenbedarf der Wärmeübergabestationen für die Baufelder A und C beträgt jeweils 10 m². Die Flächenbedarfe der Energiezentralen in den Wohnungsbauten werden in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Flächenbedarf der Energiezentralen für die Wohnungsbauten.

	Baufeld A	Baufeld B	Baufeld C
Fläche [m ²]	10,0	75,0	10,0

5.3.2 Leitungsführung der Verteilnetze

Wärmenetz im Quartiersareal

Auf Basis des vom AG vorliegenden Leitungsplans sind in „200427_Leitungsplan mit Infos.pdf“ (siehe Anhang 2) die Wärmenetze „Nahwärme kalt“ und „Nahwärme warm“ eingezeichnet. Das Wärmenetz Nahwärme kalt stellt

die Leitungsführung des Vierleitersystems zur Wärme- und Kälteversorgung der Energiezentralen der Bestandsgebäude dar. Die Leitungen werden parallel zum Bestandgebäude ab der Höhe des Bauteils D bis zur Höhe des Bauteils B geführt. An beiden Endpositionen werden die beiden warmen sowie die beiden kalten Leitungen zu einer warmen und einer kalten Ringleitung geschlossen (vgl. „Hydraulikschema“ im Anhang 1). Auf Höhe des Bauteils B werden eine Vor- und eine Rücklaufleitung mit der warmen bzw. mit der kalten Ringleitung verbunden. Die Vor- und Rücklaufleitungen werden um die Südwestseite des Bauteils A in dessen Energiezentrale über eine Gebäudeeinführung gelegt („200417_HdS_Aufstellplanung_EZ_Bestand_A.pdf“ im Anhang 2). In „200417_Querschnitte Nahwärme HdS.pdf“ im Anhang 2 sind die etwaigen Rohrdurchmesser als auch die Leitungstiefe unter der Geländeoberkante (GOK) dargestellt. Prinzipiell liegen die ungedämmten Leitungen „Nahwärme kalt“ tiefer als die gedämmten Nahwärmeleitungen „Nahwärme warm“ für die Baufelder A-C. Das kalte Nahwärmenetz profitiert von dem Temperaturniveau des Erdreiches in dieser Tiefe, da durch den unmittelbaren thermischen Kontakt zum Erdreich in der Heizperiode eine Wärmezufuhr vom Erdreich und in der Kühlperiode eine Wärmeabfuhr an das Erdreich zu erwarten ist. Auf diese Weise wird thermische Energie gewonnen und eine Steigerung der Effizienz bei der Energieversorgung bewirkt. Gemäß des Hydraulikschemas (Anhang 1) erfolgen die thermischen Anbindungen zwischen den LowEx-Gebäuden und dem kalten Nahwärmenetz mittels Vierleiterbündel, um die Vor- und Rückläufe der Kalt- und Warmspeicher in den Energiezentralen hydraulisch mit dem kalten Nahwärmenetz zu verknüpfen. Diese Verknüpfungspunkte sowie die Verknüpfung mit dem Bypass werden durch T-Stücke umgesetzt. Schächte müssen hierfür nicht vorgesehen werden. Die Vierleiterbündel werden jeweils erdverlegt zu den Bestandsbauteilen und über vierfache Gebäudeeinführungen zu den Energiezentralen in den Untergeschossen geführt.

Eine erdverlegte Leitung, bestehend aus einem Vor- und einem Rücklauf, wird vom Wärmeübertrager im Abwasserkanal zum Bestandsbauteil A geführt. Eine entsprechende Gebäudeeinführung zur Energiezentrale des Bauteils A ist dafür vorzusehen. Der Querschnitt der Leitungsrohre entspricht den Rohrquerschnitten der Ringleitungen aus „200417_Querschnitte Nahwärme HdS.pdf“ im Anhang 2.

Das Wärmenetz „Nahwärme warm“ wird unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit im Tiefbau in den Gräben der kalten Nahwärmeleitungen mit geringerer Tiefe eingebaut („200427_Leistungsplan mit Infos.pdf“ und „200417_Querschnitte Nahwärme HdS.pdf“ im Anhang 2). Die Leitungen bestehen aus einem Vor- und einem Rücklauf und sind aufgrund des hohen Temperaturniveaus entsprechend wärmegeklämt. Die Verknüpfungspunkte zwischen den Energiezentralen werden mit T-Stücken umgesetzt. Die Bypassleitung wird mit der Anbindungsleitung des Baufeldes B in wärmegeklämteter Form zur Energiezentrale des Baufeldes B geführt und dort mit dem Pufferspeicher verknüpft.

Im Quartiersareal queren das kalte und das warme Nahwärmenetz sowie die Anbindungsleitungen mehrere Bestandsleitungen (vgl. „200427_Leistungsplan HdS.pdf“ im Anhang 2). Dazu zählen Mischwasserleitungen (M), vorh. Gasleitungen (außer Betrieb), vorh. Vodafone/Kabel-D-Leitung, Fernwärmeleitung, Elektro-Kabel und Regenwasserrohre (R).

Leitungsquerungen im öffentlichen Bereich

Zur Versorgung der LowEx-Gebäude mit thermischer Energie wird gemäß den vorherigen Kapiteln eine erdverlegte Leitung vom Wärmeübertrager im Abwasserkanal zum Bestandsbauteil A geführt. Diese Leitung verläuft teilweise im öffentlichen Bereich außerhalb des Quartiergeländes und führt zu Leitungsquerungen (siehe „200417_Leistungsplan HdS Kollision.pdf“ im Anhang 2). Im Detail ergeben sich Kollisionspunkte mit folgenden bestehenden Leitungen:

- Regenwasser (R): 1 Kollision
- Mischwasser (M): 3 Kollisionen (davon 1 Kollision mit Kanal DN2800)
- MW-Hausanschluss: 1 Kollision mit dem MW-Hausanschluss für Bestandsbauteil A

- Trinkwasserleitung (TWL): 1 Kollision
- Internet und Telefon
 - Vorh. Versatel-Kabel: 2 Kollisionen
 - Vorh. LSA (Alliander)-Kabel: 1 Kollision
 - Vorh. ITDZ-Kabel (1 und 1): 2 Kollisionen
 - Vorh. Vodafone, Kabel D-Kabel: 1 Kollision
- Vorh. Gasleitung (in Betrieb): 1 Kollision
- Vorh. Gasleitung (außer Betrieb): 2 Kollision
- Vorh. Elektro-Kabel: 2 Kollisionen
- Vorh. Elektro-Kabel (außer Betrieb): 2 Kollisionen
- Vorh. Fernwärme-Kabel: 1 Kollision

Außerdem verläuft die Abwasserwärmeleitung durch zwei Einstiegschächte für Mischwasser.

5.4 Detaillierte Kostenrechnung

Auf Grundlage der Planungsentwürfe für die favorisierte Variante #4b erfolgt eine ausführliche Wirtschaftlichkeitsberechnung des Konzeptes für insgesamt 20 Betriebsjahre. Dabei werden zunächst die Vollkosten in Anlehnung an die VDI 2067 aufgeteilt dargestellt. Anschließend wird eine Gewinn- und Verlustrechnung aus den resultierenden Zahlungsströmen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren erstellt. Als Indikatoren eines wirtschaftlichen Projektes dienen dabei die Eigenkapitalrendite (EKR) sowie der Interne Zinsfuß (IKV). In den folgenden Abschnitten sollen zunächst die einzelnen Kosten und Erlöse sowie deren Ermittlung erläutert werden, bevor im Anschluss die Zahlungsströme bilanziert werden. Anzumerken ist, dass zunächst alle Angaben exklusive Umsatzsteuer getroffen werden.

5.4.1 Investitionskosten

Die bisherigen Angaben zu den Aufwendungen für die zentralen Anlagenkomponenten werden auf der Grundlage der eingesetzten Technologien durch Hersteller- und Lieferantangaben geschärft und ergänzt durch Richt- und Mittelwerte für die notwendige Anlagenperipherie. Aufgrund des Wärmeverbundes als Gesamtsystem wird von einer Investition in alle Anlagenteile im Jahr 2024, dem Jahr der ersten Wärmelieferung ausgegangen. Aus der Summe der Investitionskosten werden additiv anteilige Aufwendungen für Planung (13,5 %) und Bauleitung (3,5 %) gebildet. In folgendem Diagramm sind die aufgeschlüsselten Kostenpunkte dargestellt:

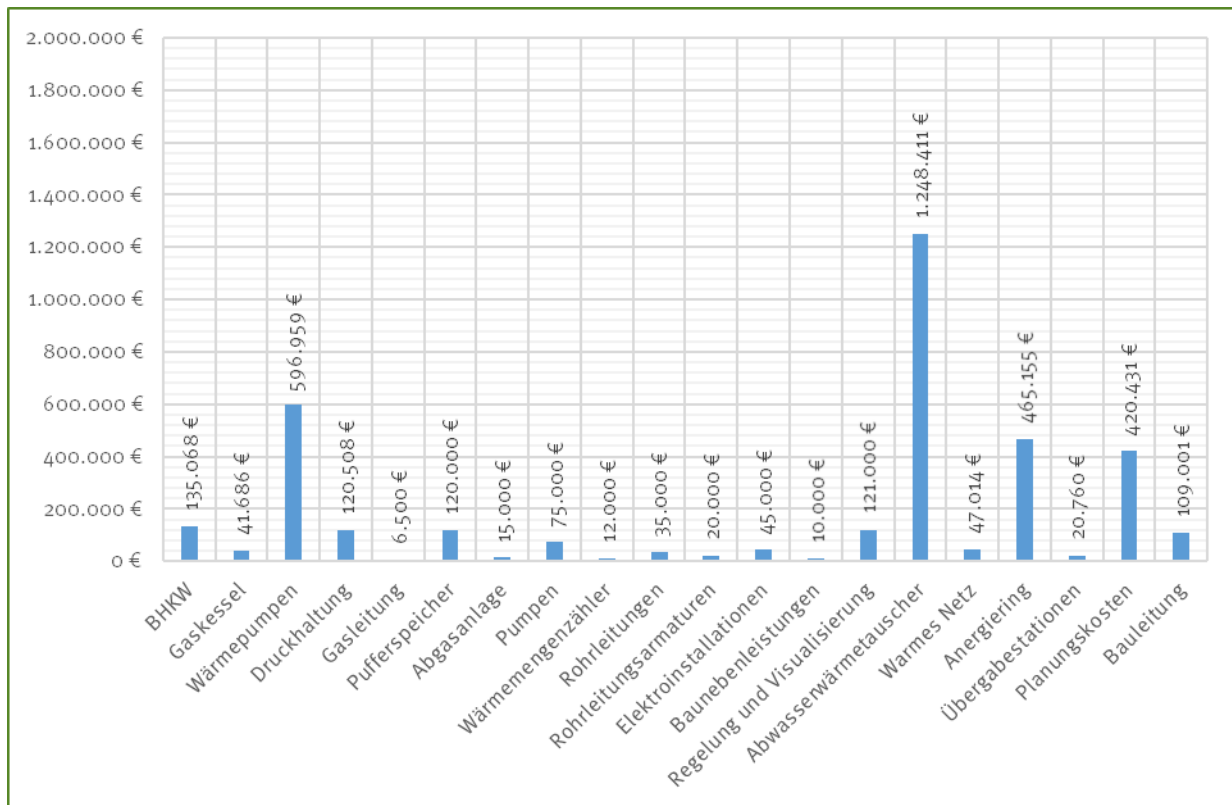


Abbildung 73: Detaillierte Darstellung der Investitionskosten nach Anlagenkomponenten für die Variante #4b

Somit ergeben sich insgesamt Investitionskosten von 3.664.492 EUR netto. Es gilt anzumerken, dass sämtliche Komponenten über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren abgeschrieben werden. Etwaige Kosten für Erneuerungen und Komponententausch werden dabei als Rückstellungen in den betriebsgebundenen Kosten abgebildet. Ergänzend werden die optionalen Fördersummen wie folgt ermittelt: Aus den Förderrichtlinien für Effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0) sowie der Anlagenkonfiguration, der Eigentümerstruktur und den eingespeisten Energiemengen ergeben sich dabei folgende Zuschüsse:

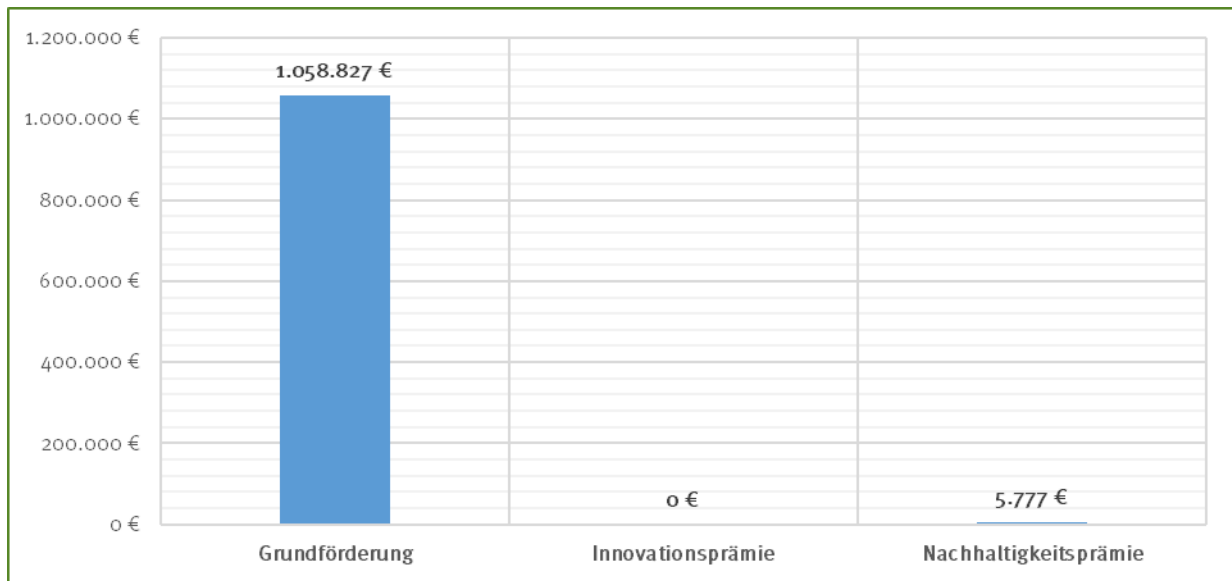


Abbildung 74: Darstellung der möglichen Fördersummen gemäß des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 der BAFA

Dabei werden 30 % der anrechenbaren Investitionskosten vorausgesetzt. Dabei wird das BHKW aus den anrechenbaren Investitionskosten exkludiert, da die Förderung durch Wärmenetzsysteme 4.0 nicht kumulierbar ist mit dem Zuschlag gemäß Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) und die potenziellen Zuschläge die mögliche Fördersumme deutlich überschreiten. Somit ergeben sich insgesamt 1.058.827 EUR Grundförderung aus den anrechenbaren Kosten. Bei einer optionalen Verwendung von Komponenten der industriellen Forschung sind diese Investitionen hieraus zu exkludieren und als innovative Anlagenkomponente mit bis zu 75 % förderfähig. Zunächst wird aber für die Betrachtung von keiner Einbringung solcher Komponenten ausgegangen, daher beträgt die Innovationsförderung 0 EUR. Aus dem bereits dargelegten Anteil an Erneuerbaren Energien von etwa 51 % der ins Netz eingespeisten Wärmemenge resultiert zudem eine Nachhaltigkeitsprämie von 5.777 EUR. Insgesamt ergibt sich somit eine Zuwendung in Höhe von 1.064.604 EUR, die investitionskostenmindernd verrechnet werden. Daraus ergeben sich folgenden Investitionskosten vor und nach der Förderung:

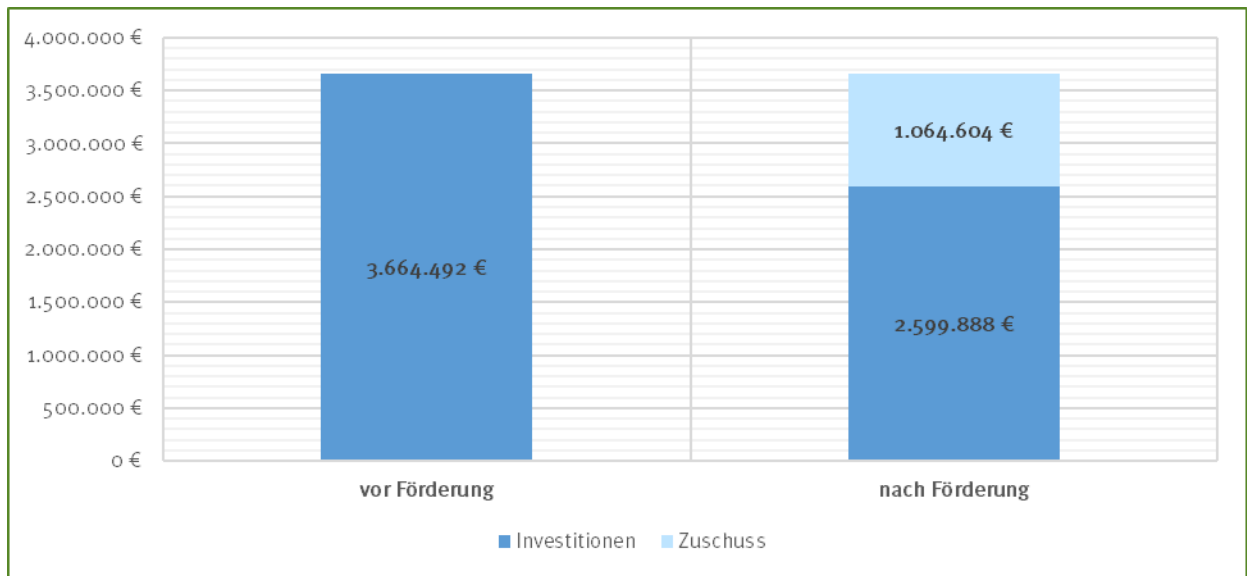


Abbildung 75: Darstellung der Investitionsaufwendungen vor und nach Einpreisung der möglichen Fördersummen

Somit ergeben sich jährliche Abschreibungen von 129.267 EUR. Weiterhin sollen auf dieser Grundlage im Folgenden die Kapitalkosten zur Finanzierung der durch die Fördersummen verminderten Investitionskosten bestimmt werden.

5.4.2 Kapitalkosten

Zur Bestimmung der Kapitalkosten wird eine Fremdfinanzierung von 75 % über 20 Jahre bei einem Zinssatz von 2,5 % vorausgesetzt. Damit ergeben sich über die Laufzeit von 20 Jahren mittlere Zinsen von 27.431 EUR sowie Annuitäten in Höhe von 124.382 EUR, aufgeteilt in folgende Zahlungsströme bezüglich Tilgung und Zinsen.

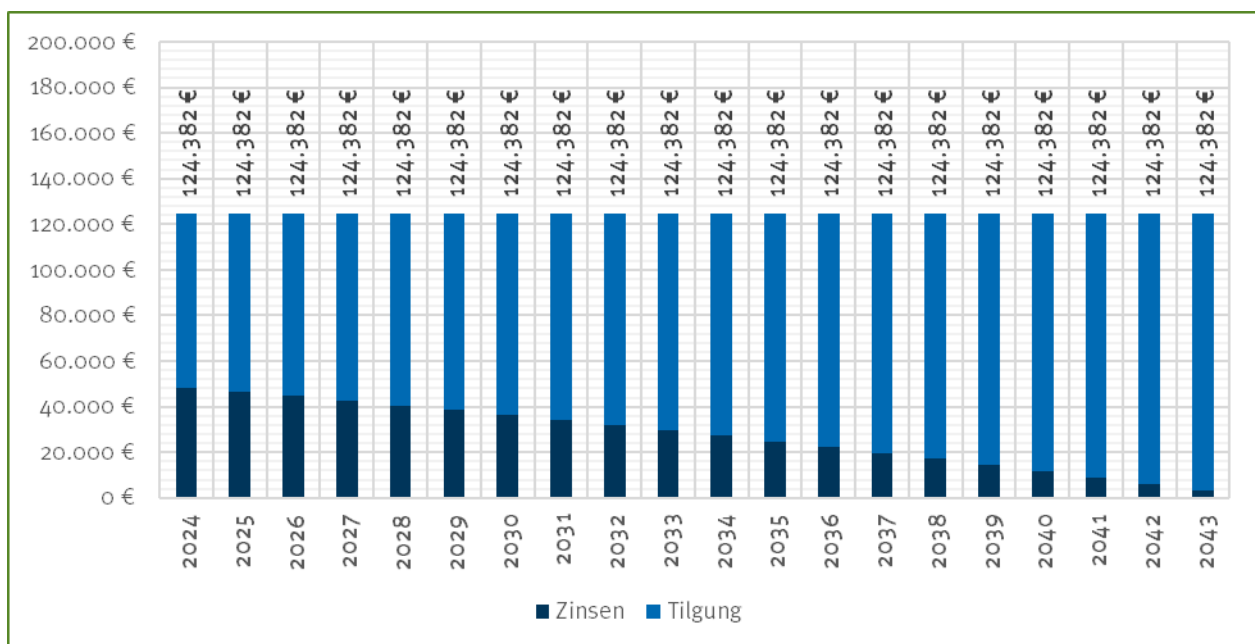


Abbildung 76: Darstellung der Zahlungsströme zur Finanzierung des Fremdkapitals nach Tilgung und Zinsen

5.4.3 Betriebsgebundene Kosten

Für die Kosten zur Wartung und Instandhaltung, Betriebsführung sowie nicht verbrauchsabhängigen Grundpreise für Energieträger wird eine jährliche Steigerung von 2 % angenommen, was sich größtenteils aus den zu erwartenden Entwicklungen für Lohnkosten begründet. Ausgenommen davon sind die Pachtzinsen für die Heizzentralen, bei denen davon ausgegangen wird, dass Sie für einen symbolischen Wert überlassen werden. Dieses gilt es allerdings zwischen den späteren Betreibern der Anlagen und Gebäude je nach Vertragsgestaltung auszuhandeln. Die Basiswerte der jährlich anfallenden, betriebsgebundenen Kosten sind zur Übersicht in Abbildung 77 aufgeführt.

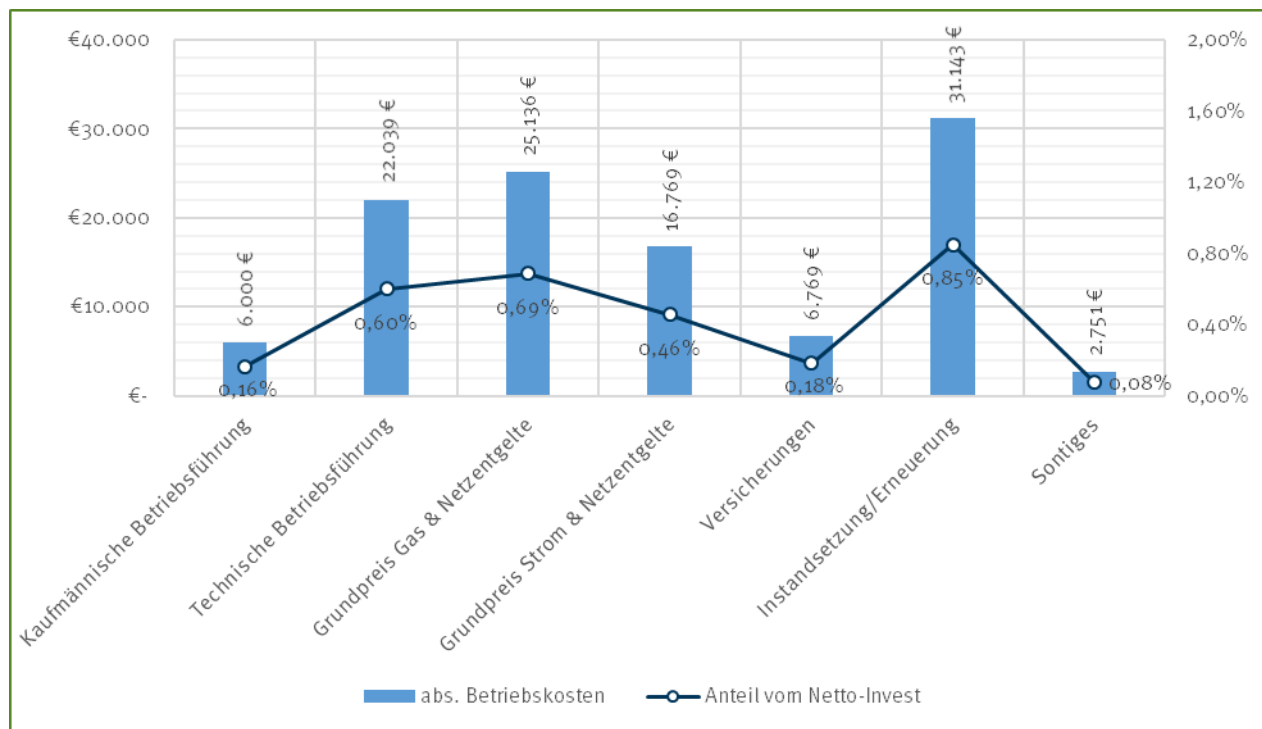


Abbildung 77: Detaillierte Darstellung der Basiswerte der betriebsgebundenen Kosten für die Variante #4b

Unter Berücksichtigung der teilweise verminderten Kostenkomponenten aufgrund der späteren Inbetriebnahmen sowie der oben genannten Steigerungsraten ergeben sich somit folgende Entwicklungen der betriebsgebundenen Kosten über den Betrachtungszeitraum.

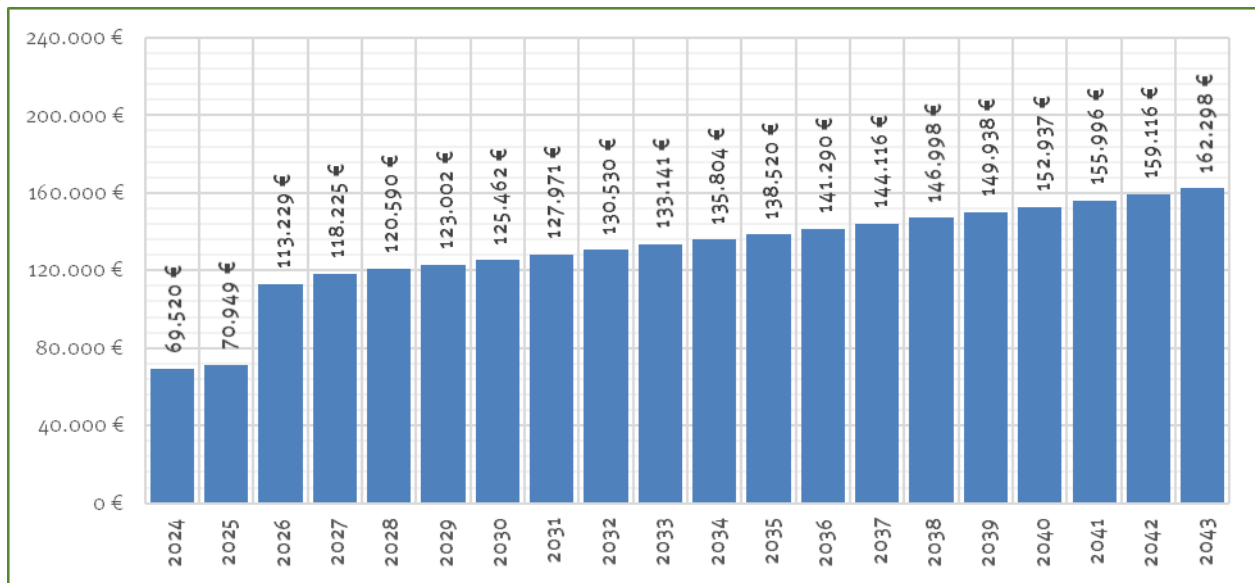


Abbildung 78: Darstellung der Entwicklung der betriebsgebundenen Kosten für die Variante #4b

5.4.4 Verbrauchsgebundene Kosten

Die variablen Kosten für den Verbrauch von Energieträgern ergeben sich aus den Jahresbilanzen der jeweiligen Energiemengen und den spezifischen Brennstoffpreisen. Letztere resultieren aus den Einkaufspreisen für die Brennstoffe selbst, als auch aus den teilweise standortspezifischen Umlagen, Netzentgelten und Abgaben. Unter Anbetracht der vorausgesetzten Netzanschlussbedingungen für das Haus der Statistik ergeben sich folgende spezifische Preise für die verschiedenen Energieträger:

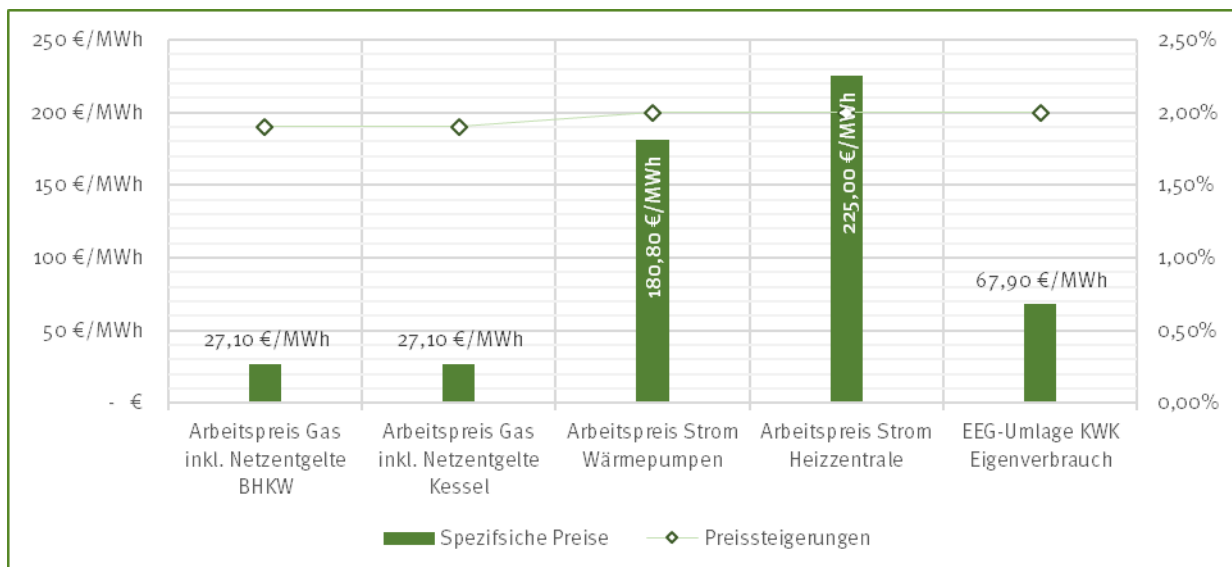


Abbildung 79: Darstellung der spezifischen Preiskomponenten und jährlichen Steigerungsraten der Verbrauchskosten nach Kostenart

Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Energiemengen und Inbetriebnahmedaten ergibt sich daraus die jährliche Entwicklung der verbrauchsgebundenen Kosten gemäß Abbildung 80:

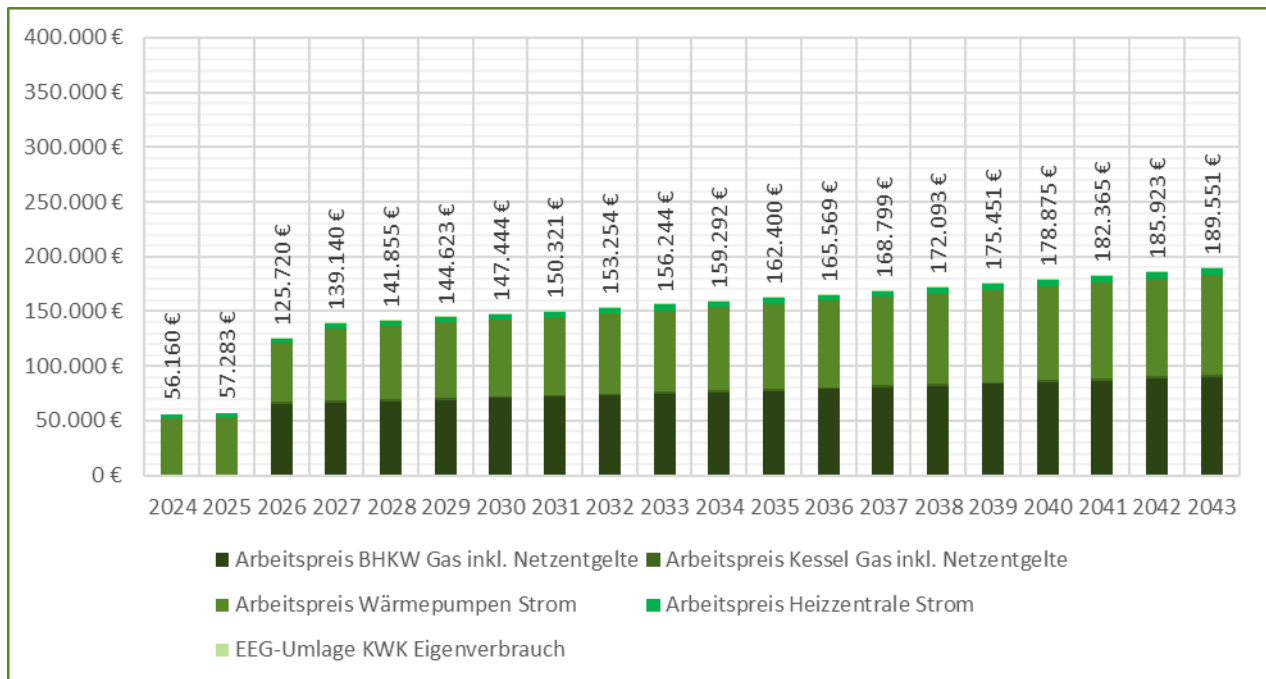


Abbildung 80: Darstellung der Entwicklung der verbrauchsgebundenen Kosten für die Variante #4b nach Kostentyp

5.4.5 Stromeinnahmen

Zur Kalkulation der Einnahmen durch Stromverkauf aus dem BHKW wird von einer kompletten Einspeisung der Netto-Energiemenge ausgegangen. Lediglich der Eigenstrombedarf der gasbefeuerten Erzeugungstechnologien wird dabei von der gesamten Erzeugungsmenge abgezogen. Die spezifischen Einnahmen pro Kilowattstunde eingespeisten Stroms setzen sich dabei aus den Zuschlägen gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), dem KWKG-Index an der EEX-Börse sowie der Energiesteuerrückerstattung für Verstromung von fossilen Brennstoffen in KWK-Anlagen zusammen. Aufgrund der gesetzlich noch nicht definierten Vergütungsstruktur für KWK-Anlagen im angestrebten, ersten Betriebsjahr 2026 wird davon ausgegangen, dass die vorgeschriebenen Einnahmenstruktur größtenteils dem heutigen Stand entspricht. Davon ausgenommen sind die Zahlung für vermiedenen Netzentgelte, die gemäß den rechtlichen Rahmenbedingungen auch für regelbare dezentrale Anlagen zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr ausgezahlt werden. Dieses gilt es bei der Umsetzung allerdings aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen erneut zu verifizieren und gegebenenfalls anzupassen.

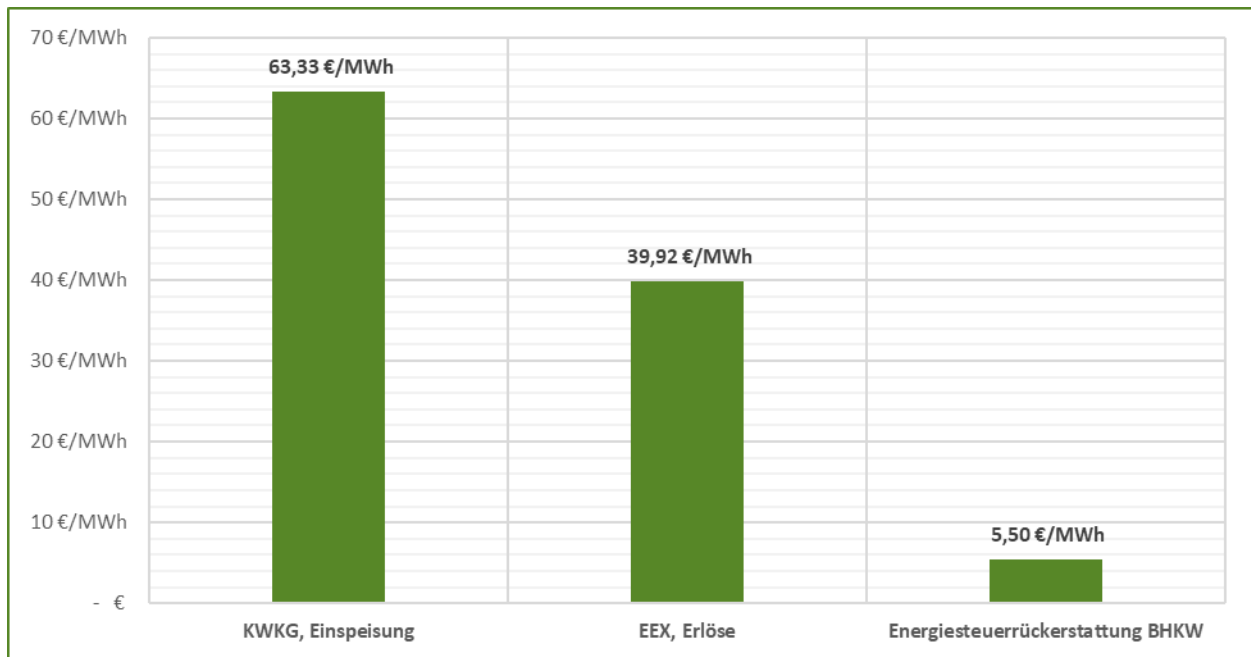


Abbildung 81: Darstellung der spezifischen Preiskomponenten der Stromeinnahmen nach Vergütungsart

Unter Berücksichtigung der Einspeisemengen, der Inbetriebnahmedaten sowie der elektrischen Leistung des BHKW und den damit verbundenen Vergütungsdauern gemäß KWKG ergibt sich dabei folgende Entwicklung der Stromeinnahmen über den Betrachtungszeitraum.

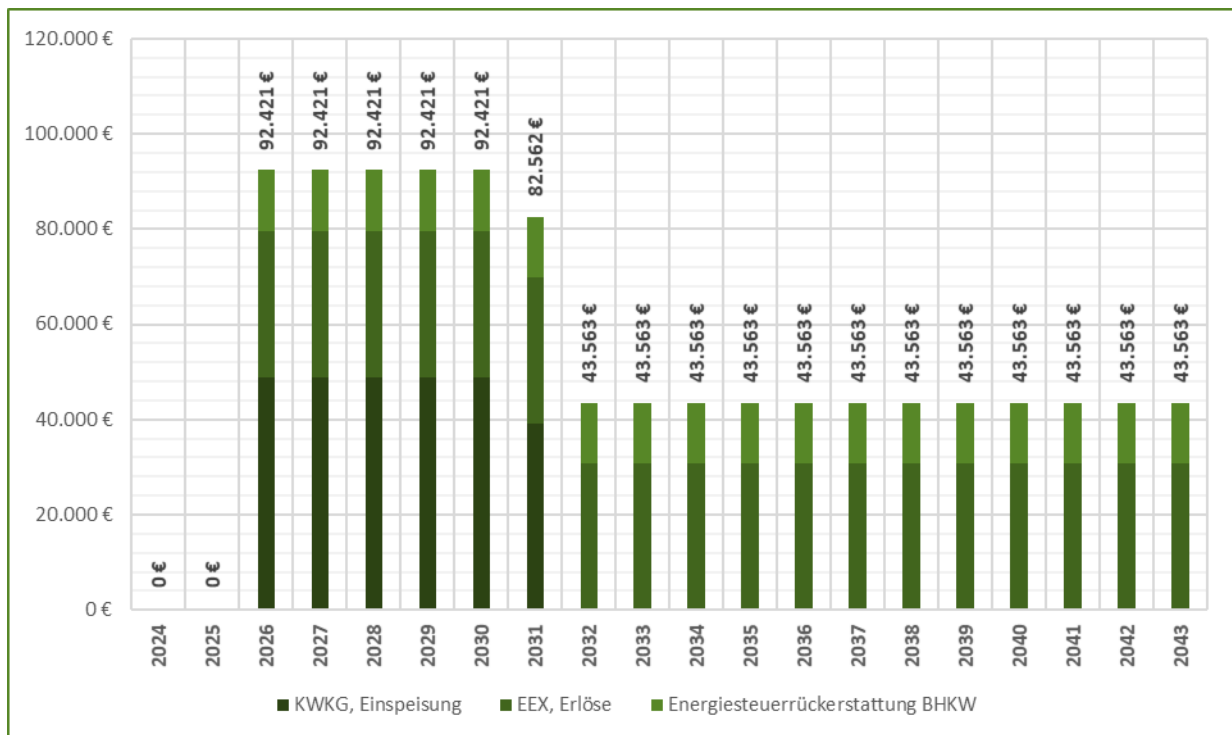


Abbildung 82: Darstellung der Entwicklung der Stromeinnahmen für die Variante #4b nach Erlösart

5.4.6 Jahresvollkosten

Durch Addition der jährlich anfallenden kapital-, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten sowie der Subtraktion der Opportunitätserlöse durch die Stromvergütungen ergeben sich die Jahresvollkosten gemäß Abbildung 83:

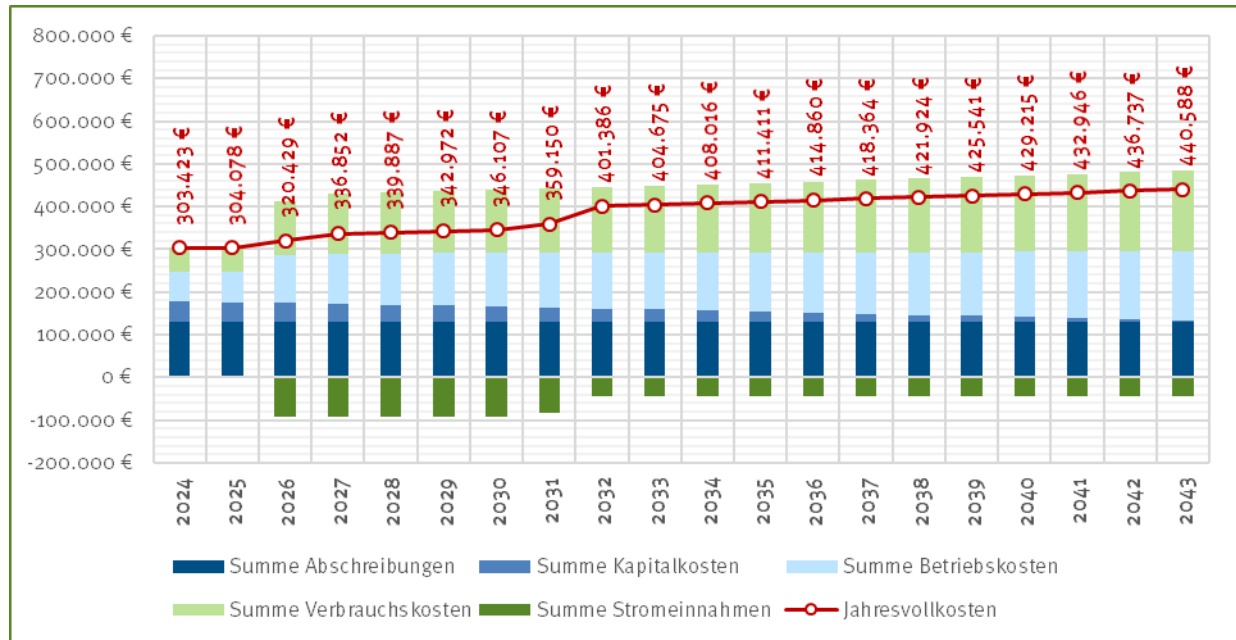


Abbildung 83: Zusammensetzung der Jahresvollkosten.

5.4.7 Wärmeeinnahmen

Zur Bestimmung des Preismodells und der spezifischen Wärmepreise wird zunächst von einer Vorgabe bezüglich Eigenkapitalrendite und internem Zinsfuß von mindestens 8 % ausgegangen. Zudem werden die einzelnen Kostenpunkte dem Grundpreis und dem Arbeitspreis folgendermaßen zugeordnet: Nicht verbrauchsabhängige Kosten wie Kapitalkosten, Abschreibungen und fixe Betriebskosten sind dabei durch die Einnahmen mittels eines entsprechenden Grundpreises abzudecken. Variable Kosten wie verbrauchsabhängige Arbeitspreise und Wartungskosten werden durch die Einnahmen mittels Arbeitspreis abgebildet, wobei die Stromeinnahmen dabei mindernd wirken. Auf dieser Grundlage werden die Gestehungskosten aus den Jahresvollkosten für das erste Jahr des Vollausbau zunächst in Grund- und Arbeitspreis gemäß Abbildung 84 aufgeteilt:

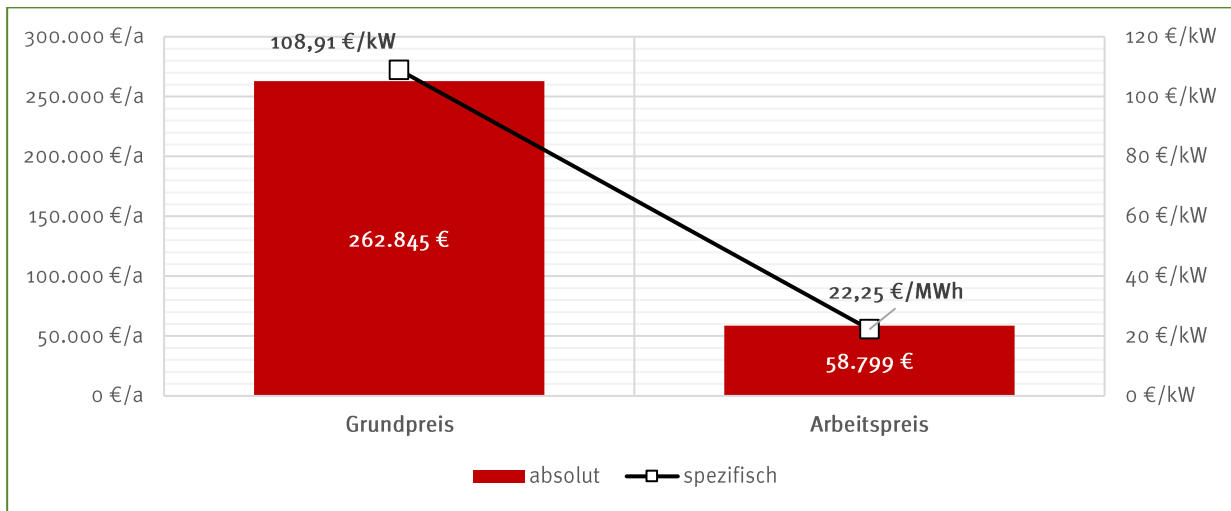


Abbildung 84: Aufteilung der Gestehungskosten auf Grund- und Arbeitspreis in absoluten und spezifischen Werten

Dabei bleibt zunächst unberücksichtigt, dass die Einnahmen durch den Wärmeabverkauf die Renditeerwartungen der Betreiber in Bezug auf ihr investiertes Eigenkapital zu erfüllen haben. In Hinblick auf den angenommenen Eigenkapitalanteil von 25 % der Investitionskosten sowie einer Mindestrendite-Erwartung von 8 % für den gesamten Betrachtungszeitraum ist der abzurufende Vollkostenpreis für Wärme dementsprechend anzupassen. Insbesondere die Vorgaben zur Eigenkapitalrendite gilt es entsprechend den Unternehmensvorgaben des späteren Betreibers anzupassen. Zudem ist zu beachten, dass die Wärmeabnahme in den ersten drei Betriebsjahren nicht dem Vollausbau entspricht. In diesen Rumpffahren ist daher nur mit verminderten Einnahmen durch den Wärmeabverkauf zu rechnen. Da trotz dessen bereits Kosten durch die Installation und Bereitstellung grundlegender Anlagentechnik für den Wärmeverbund anfallen, ist in diesen Jahren auch durch die noch nicht belieferten Anschlussnehmer ein um 50 % verminderter Grundpreis zu entrichten. Auf dieser Grundlage werden zunächst, angenommen eines Vollaubaus, die in Abbildung 85 aufgeführten Wärmepreise für die Anschlussnehmer im ersten Jahr folgendermaßen gewählt: die Fixkosten inklusive Preissteigerungen im ersten Jahr des Vollaubaus sollen vollständig durch den Grundpreis gedeckt und gleichzeitig die Renditeerwartungen des Projektes erfüllt werden.

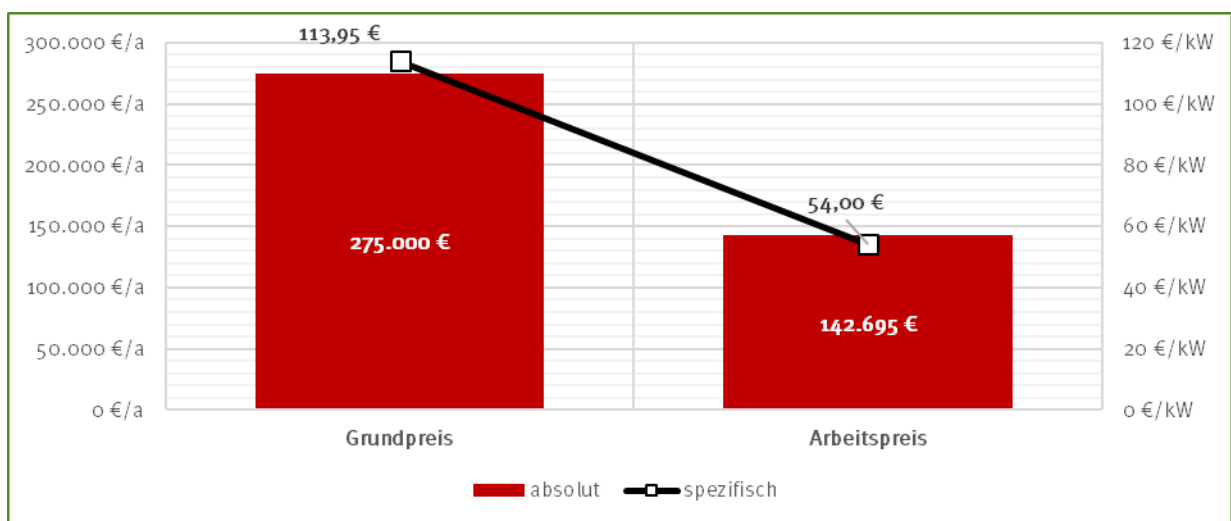


Abbildung 85: Aufteilung der Wärmepreise als Grund- und Arbeitspreis in absoluten und spezifischen Werten für das erste Jahr der Belieferung angenommen eines Vollaubaus

Gemäß den Vorgaben der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVB-FernwärmeV) sind zudem jährliche Preisanpassungen unter Verwendung einer Preisgleitklausel vorzunehmen, um Transparenz in der Preisgestaltung zu gewährleisten. Die Klauseln setzen sich hauptsächlich durch Gewichtungsfaktoren und Quotienten aus Indizes (häufig verwendete Indizes des statistischen Bundesamtes) für die verwendeten Brennstoffe, Arbeitsaufwendungen und Investitionen zusammen. Aufgrund der ersten Inbetriebnahme im Jahr 2024 sind die entsprechenden Werte zur Bildung der Quotienten noch nicht veröffentlicht, so dass vereinfacht von einer Entwicklung analog zu den angenommenen Steigerungsraten der Brennstoffe und Löhne ausgegangen wird. Die Gewichtungsfaktoren ergeben sich dabei aus den Anteilen der einzelnen Komponenten an den jährlichen Gesamtkosten. Auf dieser Grundlage wird eine Steigerung des Grundpreises von ungefähr 0,8 % und des Arbeitspreises von etwa 2 % pro Jahr vorausgesetzt, um die zukünftigen Entwicklungen der Wärmepreise abzubilden. Somit ergeben sich folgende Einnahmen durch Wärmeabverkauf im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren:

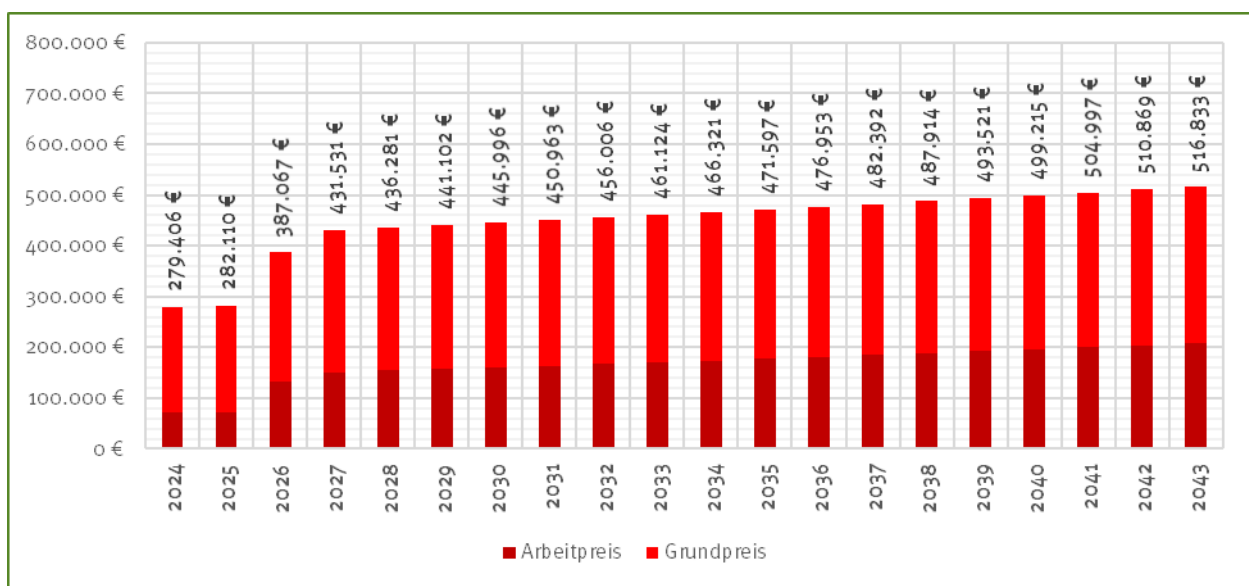


Abbildung 86: Darstellung der Entwicklung der Wärmeeinnahmen für die Variante #4b nach Preiskomponenten

5.4.8 Gewinn- und Verlustrechnung

Durch Kumulierung aller zuvor genannter Aufwendungen und Einnahmen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ergibt sich die in Abbildung 87 dargestellte Verteilung:

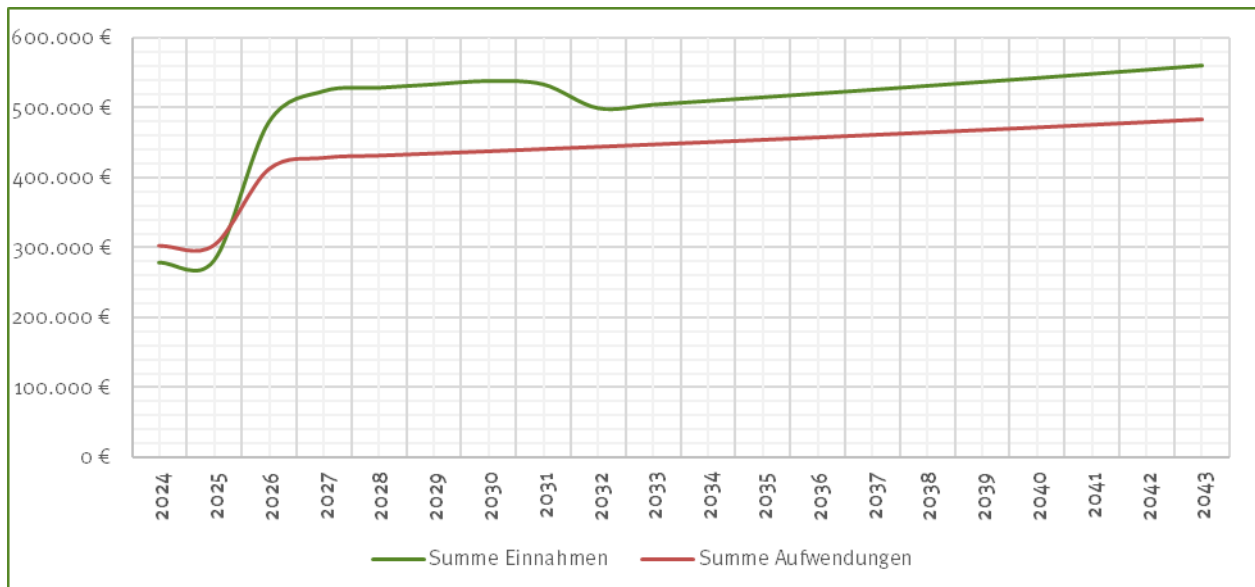


Abbildung 87: Entwicklungen der Summe aller Einnahmen und Ausgaben der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum

Aus dem Ergebnis der Verrechnung von Aufwendungen (negativ) und Einnahmen (positiv) wird anschließend das Ergebnis vor Steuern ermittelt. Zur Bestimmung des Ergebnisses nach Steuern sind die anfallenden Gewerbesteuern unter Berücksichtigung der Freibeträge und Anrechnung der kapitalen Aufwendungen abzuziehen, womit sich die in Abbildung 88 dargestellte Verteilung für die Gewinn und Verlustrechnung ergibt:

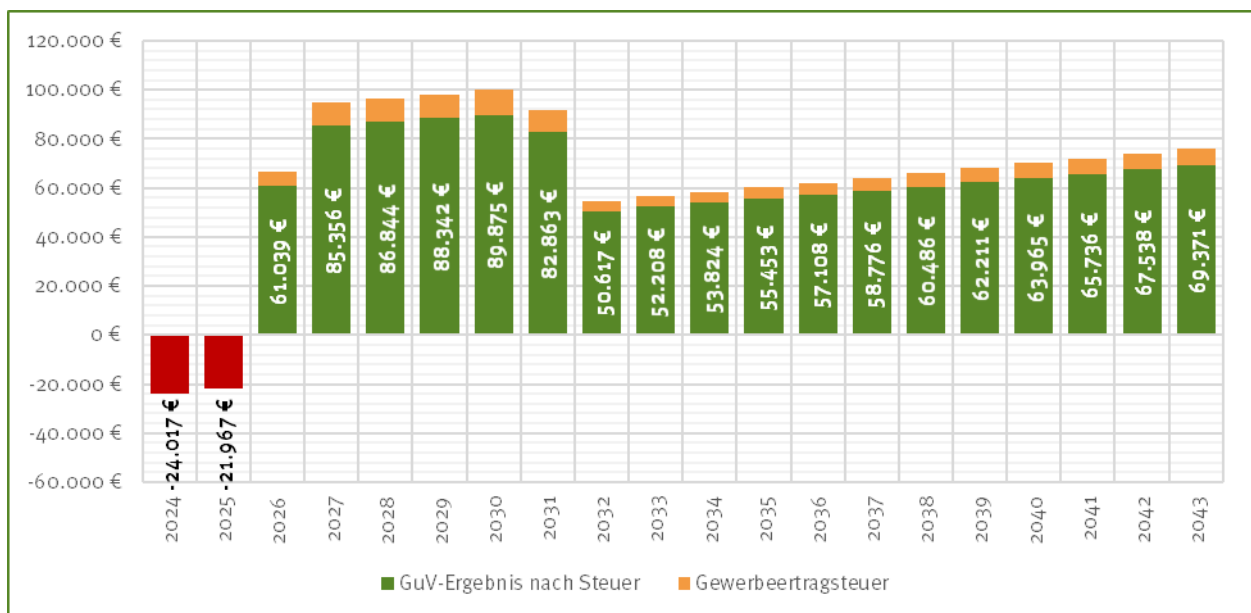


Abbildung 88: Entwicklungen der jährlichen Ergebnisse vor und nach Steuern der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum

Aufgrund des Eigenkapitalanteils von 646.339 EUR ergibt sich durch Kumulierung der Jahresergebnisse nach Steuern aus der Gewinn- und Verlustrechnung eine Eigenkapital-Rendite von 9,02 %.

5.4.9 Liquiditätsrechnung

Aus dem Ergebnis der Gewinn- und Verlustrechnung nach Steuern sowie den jährlichen Rückführungen des Eigenkapitals in gleichen Teilen und einer Gewinnausschüttung von 20 % ergeben sich die jährlichen Bilanzen der Ein- und Auszahlungen für den Betreiber gemäß Abbildung 89:

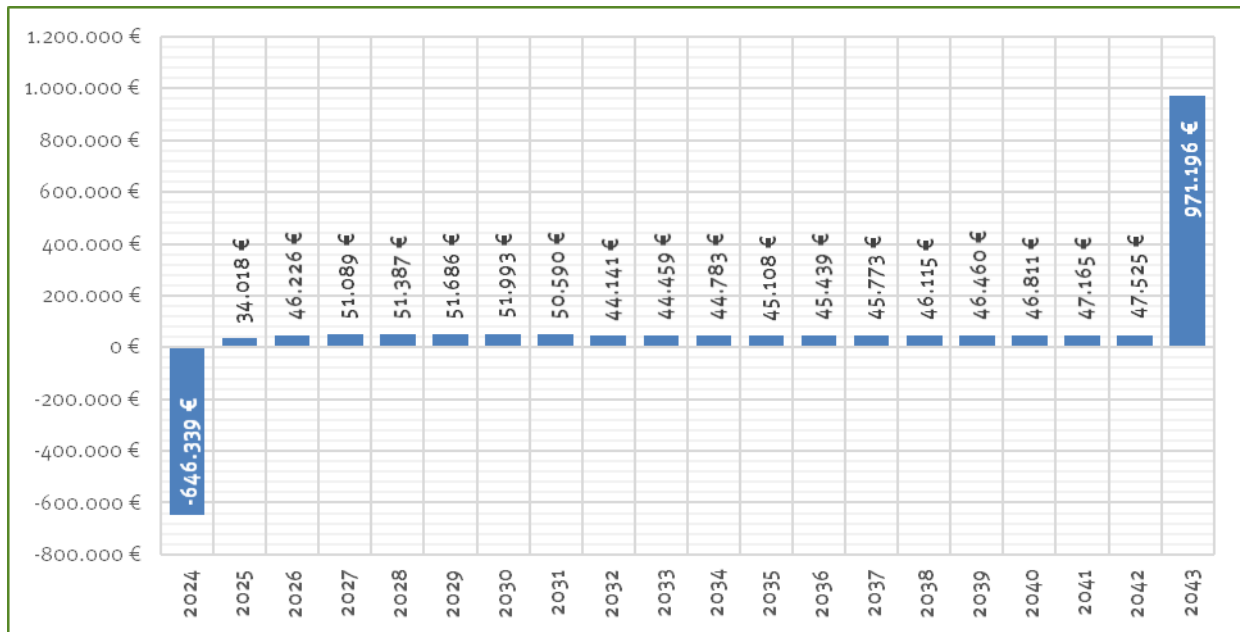


Abbildung 89: Entwicklungen der jährlichen Ergebnisse der Ein- und Auszahlungen für den Betreiber der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum

Aus den dargestellten Ergebnissen der Ein- und Auszahlungen ergibt sich somit ein interner Zinsfuß (IKV-Rendite) von 8,22 %. Aus den Ergebnissen der Ein- und Auszahlungen bestimmt sich durch Addition aller weiteren Geldflüsse im Projekt wie Abschreibungen, Tilgungen, Darlehen, Förderungen und Investitionen die jährlich kumulierte Liquidität gemäß Abbildung 90:

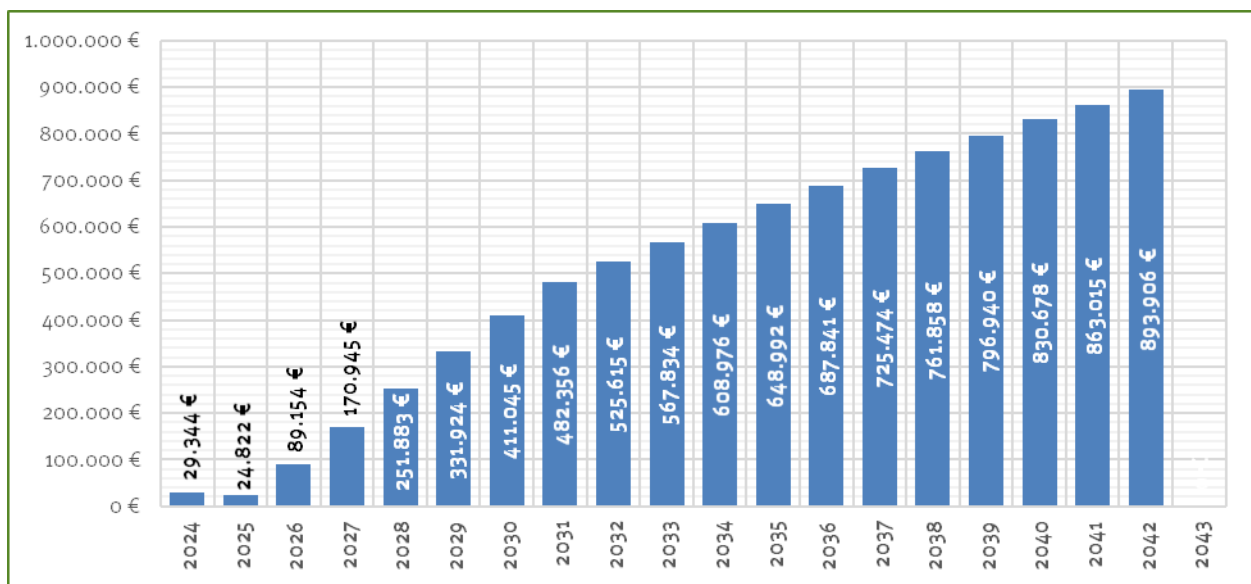


Abbildung 90: Entwicklungen der jährlichen Ergebnisse der Liquidität für den Betreiber der Wärmeversorgung über den Betrachtungszeitraum

5.5 Maßnahmen zur Konzeptoptimierung

5.5.1 Ausgleich von Lastgängen zur Zwischenpufferung in Großwärmespeichern

Um Erneuerbare Energiequellen mit möglichst hohem Anteil für die Gebäudeheizung und -kühlung einzusetzen, ist der Einsatz von Wärmespeichern von hoher Bedeutung. In dieser Untersuchung soll dargestellt werden, wie und in welchem Umfang lokale thermische Großspeicher zu einer Glättung von Lastspitzen aus der thermischen Bedarfsanalyse führen und zugleich die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung optimieren. Es erfolgt eine Unterteilung in kurzfristige (mehrere Stunden), mittelfristige (mehrere Tage/Wochen) und langfristige (saisonal) Speicherung von Wärme unter Berücksichtigung der Randbedingungen aus dem Konzeptvergleich. Bei der Auslegung eines saisonalen Speichers sollte besonderes Augenmerk auf die ökonomische Sinnhaftigkeit und die Möglichkeiten der baulichen Umsetzung gelegt werden. Letzteres ist vor dem Hintergrund zu beachten, dass bei außen aufgestellten Großwärmespeichern im Sinne der integralen Planung stadtplanerische Bedenken bezüglich Landschaftsgestaltung zu berücksichtigen sind. Vor diesem Hintergrund soll zur Erhöhung der Netzdienlichkeit eine auch eine entsprechende Dimensionierung der Speicher betrachtet werden. Insbesondere werden entsprechend ihres Einsatzpotenzials folgende Großwärmespeicher gemäß Leistungsbeschreibung untersucht:

- Saisonale Großwärmespeicher
- Aquifer-Speicher
- Erdsonden-Wärmespeicher
- Eisspeicher
- Hochtemperatur-Stahlspeicher
- Pufferspeicher mit PCM

5.5.1.1 Theoretische Grundlagen

Thermische Pufferspeicher dienen der zeitlichen Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf. Konventionelle Pufferspeicher werden meist so dimensioniert, dass sie eine gewisse Mindestlaufzeit der Erzeuger gewährleisten und somit häufiges Takten oder den Betrieb in Teillast vermeiden. Weiterhin können mit kleineren Speichern Lastspitzen im Stunden- bis Tagesbereich ausgeglichen werden.

Wärmespeicher, die über Wochen oder gar Monate Lasten verschieben können, werden als Großwärmespeicher bezeichnet. Diese zeichnen sich durch große Speichervolumina aus. Sie sind in der Lage neben der Pufferung von Wärmeenergie (Arbeit) auch hohe thermische Leistungen bereitzustellen. Das Verhältnis zwischen gespeicherter Wärme und Entzugszeit ergibt die maximale Dauerentzugsleistung des Speichers.

Ein Großwärmespeicher kann folglich als zusätzlicher Wärmeerzeuger betrachtet werden, der bei Bedarf zu- oder abgeschaltet wird. Daraus ergeben sich hinsichtlich Anlagenkonzept und Betriebsweise deutliche Vorteile. So können zum Beispiel Wärmeerzeuger kleiner ausgelegt werden bzw. Erzeugerkaskaden vermieden werden. Weiterhin stellt ein großer Wärmespeicher eine Redundanz dar. Diese Punkte führen zu einer Verringerung der technischen Komplexität der Hydraulik. Neben diesen Aspekten ermöglichen Großwärmespeicher die Integration weiterer (flexibler) Wärmeträger wie Solarthermie oder Abwärme. Bei Einsatz eines BHKWs höherer Leistungsklasse kann dieses durch den Wärmespeicher äußerst flexibel Strommarkt geführt betrieben werden.

Demgegenüber stehen jedoch auch Nachteile, die den Einsatz von Großwärmespeicher nicht für jedes Projekt empfehlen. So ist einerseits für die großen Volumina ein hoher Platzbedarf erforderlich, der vor allem in dicht bebauten Gebieten selten zu Verfügung steht. Sowohl die Gebäudeintegration als auch die unterirdische Installation sind in urbanen Quartieren aus wirtschaftlicher Sicht kaum möglich. Andererseits resultieren aus der großen Oberfläche von Großwärmespeichern absolut höhere Wärmeverluste als bei kleineren Tagesspeichern. Somit sind Großwärmespeicher nur dann technisch und wirtschaftlich geboten, wenn mit großem Anteil volatile und/oder erneuerbare Energieträger Bestandteil des Versorgungskonzeptes sind. Im Projekt Haus der Statistik stehen sowohl die Abwasserwärme als auch das Erdgasnetz bedarfsgerecht zur Verfügung, so dass eine mittelfristige Zwischenspeicherung nicht zwingend erforderlich ist.

5.5.1.2 Techno-ökonomischer Vergleich möglicher Speichertechnologien

Dennoch kann der Einsatz eines Großwärmespeichers betrieboptimierend wirken. Insofern ihre Dimensionierung und Einbindung auf das Gesamtkonzept abgestimmt sind. Vor diesem Hintergrund soll zunächst die Einbindung der verschiedenen Speichertechnologien in das Versorgungskonzept techno-ökonomisch bewertet werden. Hierzu sind die Temperaturbereiche der einzelnen Technologien in Abbildung 91 dargestellt.

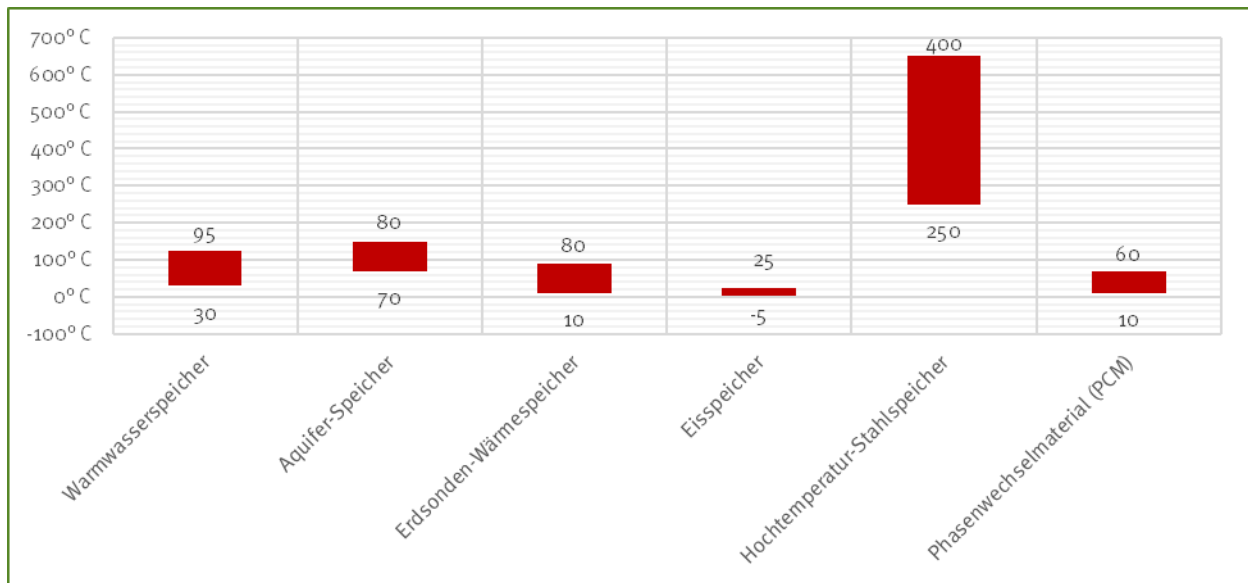


Abbildung 91: Temperaturspektren ausgewählter Speichertechnologien nach TAB/BINE Stand 11/2009. [29]

Die beschränkenden Kriterien der Minima und Maxima in Bezug auf die Systemtemperaturen ergeben sich aus den Einsatzgrenzen der eingesetzten Erzeugungs- und Wandlungstechnologien. So sind im Annergierung aufgrund der eingesetzten Sole-Wasser-Wärmepumpen lediglich Temperaturen zwischen -5°C und 25°C zulässig, während die Temperaturen im Vorlauf des Trinkwarmwasser-Wärmenetz aus Gründen der Hygienevorschriften 70°C nicht unterschreiten dürfen und 80°C aufgrund der Effizienz der eingesetzten Erzeugungstechnologien nicht überschreiten sollten. Aus diesem Grund ist der Einsatz eines Feststoffspeichers in Form eines Hochtemperatur-Stahlspeichers nicht umsetzbar und auch nicht zu empfehlen, zumal für derartig hohe Temperaturen keine direkten Abnehmer im Quartier bereitstehen. Alle weiteren Speicherarten sind in Anbetracht der thermischen Gegebenheiten zunächst als machbar zu bewerten.

Für den Einsatz eines Aquifer-Speichers bedarf es einer grundlegenden Untersuchung der geologischen Gegebenheiten in Form eines Bodengutachtens unter Berücksichtigung der wasserrechtlichen Rahmenbedingungen im Land Berlin. Als Einsatzgebiet zur saisonalen Einspeicherung von überschüssiger Abwärme oder Solarwärme ist die Verwendung unter Berücksichtigung der niedrig-exergetischen Abwärme-Potenziale aus dem Kanal nicht umzusetzen. Zudem ist eine saisonale Einspeicherung der ganzjährig und bedarfsgerecht zur Verfügung stehender Abwasserwärme energetisch nicht als sinnvoll zu betrachten, da diese Einspeicherung stets mit unnötigen Verlusten verbunden ist.

Der Einsatz eines Erdwärmesonden-Speichers ist bereits in der Variante #2b untersucht worden. Trotz der technischen Machbarkeit resultieren die Mehraufwendungen für die Investitionen in exorbitanten Wärmepreisen gegenüber der zu modellierenden Variante. Eine Einlagerung von Abwärme aus dem Kanal ist unter den zuvor benannten Gründen ebenfalls als energetisch nicht effizient zu betrachten, zumal die Abwärme aus den Gebäuden bereits den Großteil der thermischen Speicherfähigkeit unter Berücksichtigung der rechtlich zulässigen Temperaturgrenzen gemäß VDI 4640 ausfüllen würde.

Die Einlagerung von Abwärme aus dem Kanal in einen Eisspeicher sowie Speicher mit Phasenwechselmaterialien (PCM) ist theoretisch möglich und stellt unter bestimmten Umständen eine sinnvolle Ergänzung zum Gesamtkonzept dar, um Lastspitzen zu glätten und gegebenenfalls den Wärmetauscher im Kanal zu reduzieren und gleichzeitig Wärme aus den Gebäuden einzulagern. Beide Technologien eignen sich aufgrund der thermischen Einsatzgrenzen nicht zur Pufferung der gasbefeuerten Erzeuger. In Anbetracht der Temperaturbereiche im Annergierung und Abwasserkanal ist lediglich die Einspeicherung von Wärme im sensiblen Bereich der Latentwärmespeicher sinnvoll,

womit deren Vorteil einer deutlich höheren Energiedichte als konventionelle Warmwasserspeicher aufgrund der Ausnutzung von latenter Wärmespeicherung und -abgabe bei Phasenübergängen nicht ausgenutzt werden kann. In Anbetracht der deutlich höheren spezifischen Kosten pro Entzugsleistung im Vergleich zu den Wasserspeichern und Abwasserwärmetauschern ist ihr Einsatz daher technisch und ökonomisch nicht als sinnvoll zu erachten. Dem gegenüber sind die Kosten für Großwärmespeicher mit Wasser als Wärmeträgermedium als deutlich kostengünstiger einzuschätzen. Die sinnvollen Temperaturniveaus eignen sich dabei zwar nicht zur Einlagerung von Abwasserwärme, allerdings lassen sich durch ausreichende Volumina Laufzeitverlängerungen und somit Betriebsoptimierungen sowie mögliche Flexibilitätsangebote für das BHKW erwirken. Zusammenfassend ist die Bewertung der Speichertechnologien in Tabelle 24 dargestellt:

Tabelle 24: Vergleichende Bewertung der Speichertechnologien in Hinblick auf Temperaturniveau und Kosteneffizienz

	Warmwasser- speicher	Aquiferspeicher	Erdwärme- spondenspeicher	Eisspeicher	Hochtemperatur- Stahlspeicher	Phasenwechsel- material (PCM)
Temperatur	+	+	+++	+	-	+
Kosten	+++	+	-	-	-	-

Vor diesem Hintergrund konzentriert sich die fortlaufende Analyse auf den Einsatz eines zentralen Warmwasserspeichers zur Kurzzeitspeicherung und Betriebsoptimierung.

5.5.1.3 Analyse des Einsatzes eines Warmwasserspeichers

Unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten sowie den thermodynamischen Bedingungen des thermischen Versorgungssystems sollen im Folgenden die Dimensionierungsoptionen hinsichtlich der Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysiert werden. Anschließend erfolgt eine Machbarkeitsprüfung anhand der Abschätzung des Flächenbedarfes und einer Kosten-Nutzen-Analyse. Dabei erfolgt die Untersuchung möglicher Speichervolumina stufenweise und iterativ anhand definierter Szenarien. Die Einspeicherung saisonaler Wärme ist im favorisierten Konzept aufgrund der Temperaturniveaus und der Verfügbarkeit nur sinnvoll in Hinblick auf die Abwärme aus der sommerlichen Gebäudekühlung. Unter Berücksichtigung des Hydraulikkonzeptes könnte dazu ein Großwärmespeicher in den Warmleiter des Anergierings eingebunden werden. Zur Einlagerung des gesamten Überschusses an saisonalen Kühlbedarf von 1.713 MWh wird aufgrund des Hydraulikkonzeptes eine Speicherkapazität von 2.855 MWh benötigt. Dabei ergibt sich die obere Temperaturgrenze aus den Temperaturen in den oberen Schichten der Warmwasserspeicher der Wärmepumpen und die untere Grenze aus Temperatur in der oberen Schicht des Kältespeichers, die gleichzeitig die Temperaturgrenzen für den Warmleiter im Anergiering bilden. Unter Berücksichtigung einer Grädigkeit an den Wärmetauschern von je 2 K ergibt sich somit eine Spreizung von 30 K, woraus wiederum ein Speichervolumen von etwa 82.000 m³ resultiert. Selbst bei einer Höhe von 50 m entspricht bei einer Ausführung als Zylinder einem Durchmesser von 45 m, womit die Anwendung aufgrund der beengten Platzverhältnisse nicht umsetzbar erscheint. Ebenso ergeben sich hieraus keine ökonomischen Vorteile, da die Hydraulik keine direkte Nutzung dieser Abwärme ermöglicht, sondern lediglich zur Effizienz des Gesamtsystems und somit zur Verringerung der Kosten für den Antriebsstrom der Wärmepumpen beitragen könnte. Daher wird in der weiteren Betrachtung der Einsatz eines saisonalen Großspeichers nicht weiterverfolgt. Stattdessen sollen im Folgenden die optimalen Speichergrößen für die zentralen Erzeuger untersucht werden. Zunächst wird dazu die Speicher-

größe ermittelt, die eine vollständige Lastabdeckung durch das bestehende BHKW ermöglicht (#4a). Demgegenüber gestellt wird die praxisübliche Auslegung auf eine Volllaststunde des BHKWs, um häufige Taktungen und ineffiziente Betriebszustände zu vermeiden (#4b). Als drittes Szenario wird der Speicher derart dimensioniert, dass die maximale Gesamtwärmelast der Baufelder A-C für eine Stunde gedeckt werden kann ohne redundante Anlagentechnik (#4c). Abschließend wird ein cross-sektoraler Ansatz untersucht: BHKW und Speicher werden derart dimensioniert, dass die gesamten Anlaufströme der Wärmepumpen für zwei Stunden durch den Generator des BHKWs bereitgestellt werden können, um Sperrzeiten des EVU bei gleichzeitiger nicht vorhandener Wärmebedarf der Baufelder A-C zu überbrücken (#4d). In jeder untersuchten Variante sind die Entzugswärmetauscher auf die Wärmelast der Baufelder A, B und C auszulegen, während der Wärmetauscher zur Regeneration des Speichers der thermischen Leistung des BHKWs entspricht. Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien in Bezug auf Speichervolumen und -kapazität sowie BHKW-Leistung, Volllaststunden und KWK-Deckungsanteil betrachtet über das Referenzjahr sind in Tabelle 25 dargestellt:

Tabelle 25: Grundlegende Parameter der Analyse verschiedener Versorgungskonzepte für die Baufelder A, B und C in Abhängigkeit der zentralen Speicherdimensionierung

Variante	#4a	#4b	#4c	#4d
Th. Leistung BHKW	227 kW	227 kW	227 kW	2 x 353 kW
El. Leistung BHKW	150 kW	150 kW	150 kW	2 x 240 kW
Speichervolumen	228 m ³	7 m ³	24 m ³	61,5 m ³
Speicherkapazität	7.934 kWh	244 kWh	837 kWh	2.140 kWh
Volllaststunden BHKW	5.314 h	5.241 h	5.134 h	1.701 h
Taktungen BHKW	1.934	1.920	2.161	2.688
Deckungsanteil KWK	100 %	97,5 %	97,2 %	100 %
2. Erzeugerleistung	0 kW	790 kW	300 kW	0 kW

Auf Grundlage dieser Ergebnisse erfolgt eine Berechnung der Auswirkungen auf den Wärmepreis. Für die ökonomische Untersuchung werden die zusätzlichen Kosten durch den größer ausgelegten Wärmespeicher den Einsparungen in Bezug auf den zweiten Erzeuger (Gaskessel) sowie die Änderungen der betriebsgebundenen, verbrauchsgebundenen Kosten und Opportunitätserlöse gegenübergestellt. Als Indikator zur Bewertung dient dabei die prozentuale Änderung des Brutto-Wärmepreises (vgl. Abbildung 92):

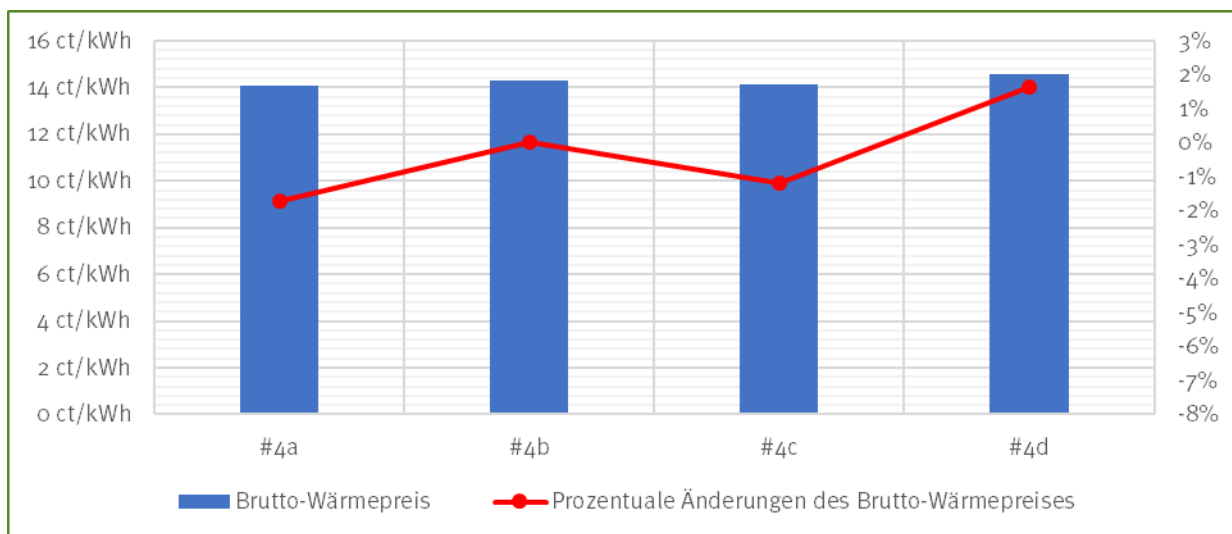


Abbildung 92: Absolute und prozentuale Änderungen des Preises in Abhängigkeit des Speicherkonzeptes

Hieraus wird ersichtlich, dass sowohl die Speicherdimensionierung gemäß Variante #4a und #4c einen wirtschaftlichen Vorteil hervorbringen, während die Systemkonfiguration der Variante #4d mit einer Erhöhung der BHKW-Leistung und entsprechender Speicherdimensionierung keinen ökonomischen Vorteil erwirkt.

In Hinblick auf die technische Machbarkeit wird weiterhin der zusätzliche Platzbedarf der Untervarianten untersucht. Hierzu wird zunächst ein ideales Höhe-Durchmesser Verhältnis des Pufferspeichers von 2:1 angenommen. Vorausgesetzt einer Innenaufstellung der Speicher im Untergeschoss des Bestandsgebäudes D ergeben sich aus der beschränkenden Bedingung der Raumhöhe des Techniraumes, der Isolierung von 20 cm und des Abstandes von 20 cm zwischen zwei Speichern folgende Dimensionen:

Tabelle 26: Anzahl der benötigten Speicher in der Kaskade und deren Platzbedarf für die untersuchten Szenarien

Variante	#4a	#4b	#4c	#4d
Speicheranzahl	75	3	8	21
Raumbedarf	132,5 m ²	5,3 m ²	14,2 m ²	37,1 m ²

Ausgehend davon, dass die zusätzliche Stellfläche im Untergeschoss nicht vorhanden, eine derartige Speicher-kaskade schwer zu regeln ist und sich zudem keine wirtschaftlichen Vorteile ergeben, werden die Untervarianten #4a und #4d ausgeschlossen. In Hinblick auf Variante #4d ist bereits berücksichtigt, dass die Pufferspeicher und Wärmepumpen zur Versorgung der Bestandsgebäude und des Rathauses aufgrund der dabei nicht mehr zu beachtenden Sperrzeiten des Netzbetreibers geringer ausgelegt werden können. Zur Umsetzung der Variante #4c ist zu überprüfen, ob die zusätzliche Fläche zur Verfügung steht. Zudem ist mit dem BHKW-Hersteller die anzunehmende Erhöhung der Taktung abzuklären, da dieses gegebenenfalls zu höheren Wartungskosten führen kann. Sollten die Rahmenbedingungen allesamt erfüllt werden können, empfiehlt sich aus rein wirtschaftlicher Sicht trotzdem die Umsetzung der Variante #4b, die der bereits angenommenen Dimensionierung entspricht. Zudem ist anzumerken, dass in den Untervarianten #4a und #4c keine beziehungsweise nicht ausreichende Redundanz zur Abdeckung der Spitzenlasten der versorgten Abnehmer zur Überbrückung von Wartungszeiten des BHKWs vorgesehen ist. Die Entscheidung hierzu sollte daher erst bei einer grundlegenden Schärfung der Ausgangsdaten bezüglich Wärmelast, -bedarf und -lastprofil getroffen werden. In der weiteren Betrachtung wird daher weiterhin von der „konventionellen“ Variante #4b ausgegangen.

5.5.1.4 Analyse des Speicherpotenzials des Energie-Rings

Die Hauptleitungen zur Versorgung des Bestandsgebäudes und des Rathauses werden im Zweileiter-System als ungedämmte PE-Rohre mit den Nenndurchmessern DN 560 ausgeführt. Jeder Leiter wird dabei als Ring geplant, so dass eine bidirektionale, ungerichtete Strömung erfolgen kann. Dabei dient der Warmleiter den Kältespeichern und somit den Wärmepumpen als Quelle. Aufgrund der Leitungslänge und den Querschnitten ergibt sich damit ein Gesamtvolumen des Warmleiters von 81,5 m³, das neben der Verteilung ebenso zur Pufferung der Lastspitzen und somit den maximalen Entzugsleistungen des Abwasserwärmetauschers dienen soll. Somit ergibt sich im Heizfall in Abhängigkeit einer angenommenen Temperaturspreizung von 13 K eine Speicherkapazität von etwa 1.230 kWh Energie im Warmleiter. Zur Beurteilung der Spitzenlastglättung wird allerdings zunächst eine Ganzjahresmessung der Temperaturprofile im Abwasserkanal benötigt, da hiervon signifikant die zeitlichen Effizienzzahlen und Entzugsleistungen abhängen.

5.5.2 Temperaturniveaus und gleitende Netztemperaturen

Aus dem Variantenvergleich geht hervor, dass die Bestandsbauten sowie das Rathaus Mitte über die thermische Energie aus dem Abwasser beheizt und gekühlt werden. Dabei decken aktive Rückkühler auf den Gebäudedächern Spitzenlasten bzw. ungedeckte Kühlbedarfe ab, die bspw. aus dem voraussichtlichen Anstieg der mittleren Jahrestemperatur aufgrund des Klimawandels resultieren. Dagegen werden die Gebäude der Baufelder A, B und C (im Folgenden als Wohnungsbauten bezeichnet) durch ein Blockheizkraftwerk mit Raumwärme und Trinkwarmwasser versorgt. Die Temperaturniveaus und die Gebäuderegeln werden somit getrennt voneinander betrachtet. Die vorgesehene Maximaltemperatur für die Wärmeversorgung des Quartiers beträgt 70 °C und hält somit die geforderte Grenztemperatur von maximal 95 °C des Modellvorhabens Wärmenetzsysteme 4.0 der BAFA ein. Der Temperaturabfall für die Wärmeversorgung der Wohnungsbauten entspricht, wie bei konventionellen Nahwärmenetzen, in etwa 25 K und führt folglich zu einer Rücklauftemperatur von 45 °C. Die Anforderung an eine Rücklauftemperatur von mindestens 20 °C wird somit erfüllt.

5.5.2.1 Wärme- und Kälteversorgung der LowEx-Gebäude

Für die LowEx-Gebäude wird gemäß der Variante „Abwassernutzung in Kombination mit einem BHKW, dezentral“ eine hydraulische Verschaltung der Energiezentralen über ein multifunktionales kaltes Nahwärmenetz mit einer kalten und einer warmen Ringleitung, kurz Annergierung, vorgesehen. Die Wärmeversorgung erfolgt auf niedrigem (niedrigexergetischen) Temperaturniveau über Flächenheizungen in den Räumlichkeiten. Der Annergierung wird zudem für die sommerliche Kältebereitstellung herangezogen und durch Rückkühler auf Gebäudedächern unterstützt, um dadurch Spitzenlasten bei der Kälteversorgung abdecken zu können. Die Raumkühlung erfolgt ausschließlich durch Kühlregister in den zentralen Lüftungsanlagen bei einem Temperaturniveau von etwa 12 °C. Aufgrund der folglich konvektiven Kühlung ist ein niedriges Temperaturniveau gefordert, welches durch eine RLT-Wärmerückgewinnungsanlage und durch eine Kombination aus Abwassernutzung mit den Wärmepumpen in den Energiezentralen und den Rückkühlern zur Spitzenlastabdeckung bereitgestellt wird.

Temperaturniveaus der Abwasserenergiequelle

Die Auslegung der Abwasserwärmeüberträger zur Wärme- und Kälteversorgung der LowEx-Gebäude orientiert sich an der Heizlast, da diese betragsmäßig höher als die Kühllast ausfällt (vgl. Kapitel 2.1). Es liegen Auslegungsrechnungen der Firma Uhrig für einen geeigneten Wärmeüberträger des Typs „THERM-LINER „Bauform A Trapezförmig“ vor (siehe „190719 DN 3200 FORM A.pdf“ im Anhang 4). Die Berechnungen beziehen sich auf die minimalen Abflüsse und berücksichtigen somit lediglich das minimale thermische Potenzial des Abwassers. Aus den Angaben

der Fa. Uhrig wird mit einer geforderten Heizleistung von 2.400 kW von der Gebäudeseite gerechnet. Dies führt mit einem zu erwartenden COP von 4,0 zu einer thermischen Soll-Leistung von 1.800 kW der Wärmeübertrager und zu einer Gesamtlänge des Wärmeübertragers von 341 m. Aus der benötigten Heizleistung von 1.905,0 kW (vgl. Kapitel 2.1.2) für die LowEx-Gebäude ergibt sich mit einem angenommenen COP von 4,82 eine thermische Soll-Leistung der Wärmeübertrager von etwa 1.510 kW. Gemäß der Auslegungsrechnungen der Fa. Uhrig würde sich für die Wärmeübertrager des Typs „THERM-LINER „Bauform A Trapezförmig“ demnach eine Gesamtlänge von etwa 286 m im Abwasserkanal ergeben. Bei einer direkten Anfrage wurde jedoch eine Länge von 426 m übermittelt. Um die Kriterien der sommerlichen Abwassererwärmung durch Kühllasten möglichst einzuhalten, ist eine Erfassung der mittleren Abwassertemperatur vor und nach dem Abwasserwärmeübertrager denkbar. Der Temperaturanstieg des Abwassers kann u. a. als ein Regelungskriterium zur Aktivierung der Rückkühlungsanlagen dienen. Außerdem dient die Erfassung dieser Temperaturmessstellen der Einhaltung der Kriterien für die winterliche Abkühlung des Abwassers. Eine Unterschreitung der Abwassertemperatur von 10 °C durch den Wärmeentzug ist wahrscheinlich, kann aber sowohl durch den nachfolgenden Zufluss von warmem Abwasser hin zur Kläranlage als auch durch die Wärmeaufnahme aus dem umliegenden Erdreich schnell kompensiert werden.

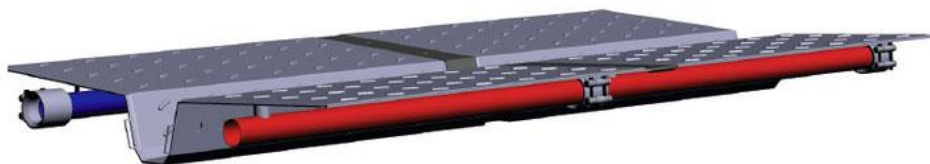


Abbildung 93: Darstellung des Abwasserwärmeübertragers „Therm-Liner Form A“ der Firma Uhrig. [30]

Temperaturniveaus im Annergiering

Der Annergiering ist wie oben beschrieben als Vierleitersystem ohne Rohrwärmedämmung ausgebildet. D. h. eine kalte Ringleitung mit einem nominellen Temperaturniveau von 12 °C ist über eine hydraulische Weiche mit einer warmen Ringleitung gekoppelt, deren nominelles Temperaturniveau bei 18 °C liegt (siehe „Hydraulikschema“ im Anhang 1). Heiz- und Kühllasten können zwischen den Energiezentralen der LowEx-Gebäude durch den hydraulischen Kurzschluss in der hydraulischen Weiche sowie über die beiden Ringleitungen (warm/kalt) im Bedarfsfall (z.B. bei Spitzenlast) örtlich verschoben werden. Des Weiteren sind beide Kreise über die hydraulische Weiche mit der Wärmequelle bzw. -senke verbunden. Als Energiequelle kommt Abwasser aus dem öffentlichen Kanalnetz zum Einsatz. Temperaturmessungen im April 2019 des Abwassers am Quartiersareal und Auslegungsrechnungen für Wärmeübertrager in Abwasserkanälen durch die Firma Uhrig haben die Eignung der Abwassertemperatur zur Wärme- und Kältebereitstellung für das Quartier gezeigt (vgl. Kap. 2.2.4). In der Heizperiode steht eine Abwassertemperatur von mindestens 12 °C (Kanal DN3200) und 14 °C (Kanal DN2800) zur Verfügung. Seitens der BWB wurde in einem Gespräch zu einem anderen Projekt des AN aufgenommen, dass eine Abwassertemperatur von 10 °C am Zulauf der Kläranlage nicht unterschritten (Winterfall) und dass die Abwassertemperatur von 20 °C durch einen Wärmeeintrag (Sommerfall) um maximal 1 K angehoben werden soll [internes Gesprächsprotokoll]. Die Temperaturniveaus der kalten und der warmen Ringleitung orientieren sich – wie oben beschrieben – an die Temperaturgrenzwerte des Abwassers. Die Ringleitungen können thermisch vom direkten Kontakt mit dem Erdreich ohne Rohrwärmedämmung profitieren

Das Temperaturniveau der kalten und der warmen Ringleitung des kalten Wärmenetzes wird im Betrieb maßgeblich durch die dynamischen Heizwärme- und Kältebedarfe der LowEx-Gebäude bestimmt. Im Fall der Heizperiode

werden bei einer Temperaturunterschreitung der kalten Ringleitung von etwa 8 °C die Querpumpen für die Abwasserwärme aktiviert. Dieser Zustand herrscht solange, bis sich ein Temperaturniveau oberhalb von 8 °C stabilisiert.

In der Kühlperiode liegt ein ungestörtes Temperaturniveau von etwa 20 °C im Abwasser vor. Bei einer Temperaturüberschreitung von etwa 22 °C in der warmen Ringleitung erfolgt die Aktivierung der Querpumpen für die Abwasserwärme, sodass die Kältespeicher der Energiezentralen eine Kühlvorlauftemperatur von ≤ 22 °C vorhalten. Die oben genannten Temperaturwerte ergeben sich aus Schätzungen. Die Fahrweise der thermischen Energieversorgung ist insbesondere im Betrieb des kalten Nahwärmenetzes unter Berücksichtigung der thermischen Gebäuderegulierung unbedingt zu optimieren, um eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung der LowEx-Gebäude zu erreichen. Die Dynamik und Grenzen der Temperaturniveaus in dem kalten Nahwärmenetz ist vor allem von der Querschnittsfläche bzw. von dem Volumen der Ringleitungen abhängig. Die Rohre dienen neben dem Transport von thermischer Energie bei hinreichend großem Volumen auch als Wärmespeicher.

Temperaturniveaus in den Energiezentralen

Die Energiezentralen der LowEx-Gebäude sind jeweils mit Wärme- und Kältespeichern ausgestattet. Diese sind über die (mehrstufigen) Wärmepumpen thermisch verbunden, die prinzipiell den Kältespeichern Wärme entziehen und die Warmspeicher entsprechend erwärmen. In der Heizperiode stellen die Warmspeicher eine Vorlauftemperatur von maximal 50 °C zur Verfügung und entziehen den Kältespeichern die Wärme über die Wärmepumpen. Dieser Temperaturgrenzwert orientiert sich zum einen an der darauf ausgelegten Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen und zum anderen an den Aussagen der B.E.M zur Vorlauftemperatur des Heizungsnetzes. Bei einer Unterschreitung von 10 °C im unteren Bereich der Kältespeicher, entziehen die Kältespeicher die Wärme aus der warmen Ringleitung (vgl. „Hydraulikschema“ im Anhang 1). Im unteren Bereich der Warmspeicher herrscht ein Temperaturniveau von etwa 40 bis 45 °C, sodass sich im Warmspeicher ein Temperaturgradient von 5 bis 10 K ausgebildet. In der Kühlperiode versorgen die Kältespeicher bivalent die Kühlregister der RLT-Anlage mit einem Temperaturniveau von 12 °C im unteren Bereich der Kältespeicher. Um das Temperaturniveau zu halten, werden die Kältespeicher mittels der Wärmepumpen aktiv gekühlt und damit die Warmspeicher beheizt. Bei einer Überschreitung von 50 °C im oberen Bereich der Warmspeicher speisen die Warmspeicher die Wärme in die warme Ringleitung ein. Das Temperaturniveau im oberen Bereich der Kältespeicher beträgt etwa 16 °C, was einen Temperaturgradienten von 4 K zur Folge hat. Die Rückkühler auf den Dachflächen der LowEx-Gebäude sind hydraulisch in die Kältespeicher eingebunden und decken Kühl-Spitzenlasten ab, die von den Wärmepumpen nicht aufgebracht werden können. Die Rücklauftemperatur befindet sich unter 12 °C, um das Soll-Temperaturniveau von 12 °C im unteren Bereich der Kältespeicher sicherzustellen. Die Heiz- und Kühllasten der Energiezentralen lassen sich durch eine übergeordnete Gebäuderegulierung kurzfristig über die Ringleitungen zwischen den LowEx-Gebäuden verschieben, ohne dass Abwasserwärme oder -kälte unmittelbar genutzt werden muss. Dadurch ergibt sich ein elektrisches Energieeinsparpotenzial bei den Querpumpen für die Abwasserwärme, da lediglich die Pumpen in den Energiezentralen aktiv sind.

Temperaturniveaus der Wärme- und Kälteabnehmer

Die Wärmespeicher in den Energiezentralen werden – wie oben beschrieben – bis zu einer Temperatur von 50 °C geheizt und können damit keine geeignete Vorlauftemperatur für konventionelle Konvektions-Heizkörper bereitstellen. Zur Beheizung und Kühlung der Räumlichkeiten auf Niedrigtemperaturniveau sind daher Flächenheizungen in Raumdecken, -fußböden oder -wänden dringend zu empfehlen, um eine energieeffiziente Betriebsweise der Wärmepumpen sicherzustellen. Die Flächenheizungen würden des Weiteren die Möglichkeit geben, Kälte in den Räumen von einer passiven Energiequelle bereitzustellen. D.h. das Abwassertemperaturniveau kühlt die Kältspei-

cher in den Energiezentralen ohne die aktive Unterstützung der Wärmepumpen. Hierzu müsste die Strömungsrichtung im Anergiering umgekehrt werden, damit sich das Temperaturniveau zwischen kalter und warmer Ringleitung umkehrt. Auf diese Weise wird das geringere Temperaturniveau in den oberen Bereich der Kältspeicher eingespeist. Die bereitgestellte (passive) Vorlauftemperatur in den Raumkühlflächen (technisch analog zu Flächenheizung) beträgt erwartungsgemäß weniger als 22 °C und könnte bei einer typischen Raumkühltemperatur von 26 °C die Räume aufgrund der großen Wärmeübertragungsflächen mit einem Temperaturdifferenz von 4 bis 6 Kelvin zwischen Vor- und Rücklauf effektiv kühlen. Prinzipiell ist zu beachten, dass durch Temperatur- und Feuchtesensoren in Räumen und deren Einbindung in die Gebäuderegulierung eine Taupunktunterschreitung vermieden wird. Das Risiko einer Taupunktunterschreitung kann bei einer Vorlauftemperatur von etwa 22 °C allerdings als gering eingestuft werden.

Bei der Nutzung von Gebäudebauteilen (z. B. Kapillarrohrmatten oder Rohrregister mit Betonkernaktivierung) zur Temperierung von Räumen wird zudem die hohe thermische Masse des Gebäudes genutzt. Die resultierende thermische Trägheit überbrückt die Raumbeheizung und -kühlung auf passive Weise, wenn die Wärmepumpen im Rahmen der Sperrzeiten des Energieversorgungsunternehmens abgeschaltet sind. Zusätzlich ermöglichen hohe thermische Massen eine energieeffiziente Heizungs- und Kühlungsregelung, da die übergeordnete intelligente Gebäuderegulierung bei einem hohen Angebot solarer Wärme im Winter eine Wärmebelastung der Gebäudemasse forcieren kann, um mit der gespeicherten Wärme an sonnenarmen Tagen die Räume zu beheizen. Laut einem statischen Gebäudegutachten ist die Installation von Heiz- und Kühldecken aufgrund ungünstiger Deckenstatik nicht möglich. [31] Die Räumlichkeiten sollen daher mittels Brüstungskonvektoren beheizt werden. Die Brüstungskonvektoren bieten laut Aussage des AG auch bei geringen, für eine Flächenheizung üblichen Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf eine ausreichende Wärmeaufnahme bzw. -abgabe. Allerdings werden beim Einsatz von Brüstungskonvektoren keine Gebäudebauteile thermisch aktiviert und somit die entsprechenden o. g. Vorzüge zur Bauteilaktivierung nicht in Anspruch genommen. Um eine typische Kühl-Vorlauftemperatur von etwa 12 °C an den Kühlregistern der Raumbelüftungsanlagen unter Nutzung der Abwasserenergie vorzuhalten, ist eine passive Kühlung ausgeschlossen und es muss prinzipiell mittels der Wärmepumpen in den Energiezentralen von mindestens 20 °C (warme Ringleitung des Anergierings, primärseitig) auf etwa 12 °C (Kühlkreislauf RLT, sekundärseitig) aktiv gekühlt werden.

Die Wärmeversorgung der LowEx-Gebäude ist insofern redundant sichergestellt, dass ein Bypass zwischen der hochgrädigen Wärmeverteilung der Wohnneubauten und der zu beheizenden warmen Ringleitung des Anergierings bei deren Ausfall vorgesehen ist. Ursachen hierfür können Revisionsarbeiten, Umbauten oder Reparaturen an der Kanalisation bzw. der Kläranlage sein. Hinzukommt, dass der Betreiber mit einer ausreichenden Reaktionszeit unterstützende mobile Heizzentralen hydraulisch oder über den Bypass einbinden kann.

Eine zentrale Bereitstellung von Trinkwarmwasser ist für die LowEx-Gebäude nicht vorgesehen und wird für Räumlichkeiten individuell bei Bedarf installiert. Daher erfolgt keine Betrachtung der TWW-Bereitstellung in diesem Kontext.

5.5.2.2 Wärmeversorgung der Wohnneubauten

Die Neubauten auf den Baufeldern A, B und C werden über wärmedämmte Nahwärmeleitungen mit Wärme von einem Blockheizkraftwerk in Kombination mit einem Gasbrennwertkessel zur Abdeckung von Spitzenlasten versorgt (vgl. „Hydraulikschema“ in Anhang 1). Die Wärmeversorgung wird dadurch mit einem Temperaturniveau von ungefähr 70 °C an drei dezentrale Übergabestationen (eine Station pro Baufeld) bereitgestellt. An den Übergabestationen liegt hierdurch dauerhaft eine Temperatur von mindestens 60 °C an der Abnehmerseite an. Je nach der Heizungsart der Wohneinheiten (Heizkörper, Wand- oder Deckenheizungen oder Fußbodenheizungen) bietet das anliegende Temperaturniveau hohe Flexibilität. Im Fall von (konvektiven) Heizkörpern können die Wohneinheiten

ohne Temperaturänderung beheizt werden. Bei Flächenheizungen wie zum Beispiel durch Decken- oder Fußbodenheizungen ist eine Rückmischung vonnöten, um eine geeignete Vorlauftemperatur von etwa 35 °C zu erreichen. Durch das hohe Temperaturniveau ist die hygienische Qualität für das Trinkwarmwasser an den Zapfstellen in den Gebäuden gegeben (z.B. Schutz vor Legionellen). Für die Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser sind Wohnungsstationen zu empfehlen. Dadurch kann auf eine Warmwasserzirkulation verzichtet werden. Dies hat die Reduktion von Materialkosten und Wärmeverlusten zur Folge. Weiterhin wird die Wärmeabrechnung durch die zusammengefasste Betrachtung von der verbrauchten Raumwärme und dem verbrauchten TWW für jede Wohneinheit rationalisiert. Ein Temperaturniveau von 60 °C ist aufgrund des Schutzes vor Legionellenbildung und vor ähnlichen gesundheitsschädlichen Bakterien im Trinkwarmwasser nach der Trinkwasserverordnung für Großanlagen notwendig. Dies gilt insbesondere dann, wenn keine Wohnungsstationen installiert werden. Des Weiteren sollte dieses Temperaturniveau allerdings auch nicht überschritten werden, um eine möglichst energieeffiziente Wärmebereitstellung zu erreichen. Aufgrund des engen Temperaturspielraumes sind gleitende Netztemperaturen bei der Wärmeversorgung der Wohnbauten daher auszuschließen.

5.6 Mindestgrößen und -varianten

Die Versorgung des gesamten Gebietes erfolgt im Vollausbau durch ein Vier-Leiter-Netz auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Die Ausbaustufen orientieren sich dabei am Bauzeitenplan und sehen somit eine schrittweise Erweiterung des Netzes vor. So werden zunächst die Bestandsgebäude A-D durch die Abwasserwärme, den Anergie-Ring und die Wärmepumpenstationen versorgt. Dabei gilt es bereits die Anschlussleistung sowie die Hausanschlussleitung für das entstehende Rathaus vorzuhalten, welches im Nachgang ebenfalls an das Netz angeschlossen werden soll. Zur Nutzung von Synergieeffekten bei den Tiefbauarbeiten sind zudem die Rohrleitungen zur Versorgung der Neubauten zeitgleich mit dem Anergie-Ring zu verlegen und in der Energiezentrale hydraulisch zu verbinden. Die Wärmeabnahme nimmt gemäß dem zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie aktuellen Bauzeitenplan sukzessive zu und ist schematisch in Tabelle 27 und Abbildung 94 aufgeführt:

Tabelle 27: Darstellung der voraussichtlichen Startzeitpunkte der Wärmeversorgung. [2]

	2023	2024				2025				2026				2027
Quartal	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
Bestand														
Neubau A bis C														
Rathaus														

 Wärmeversorgung

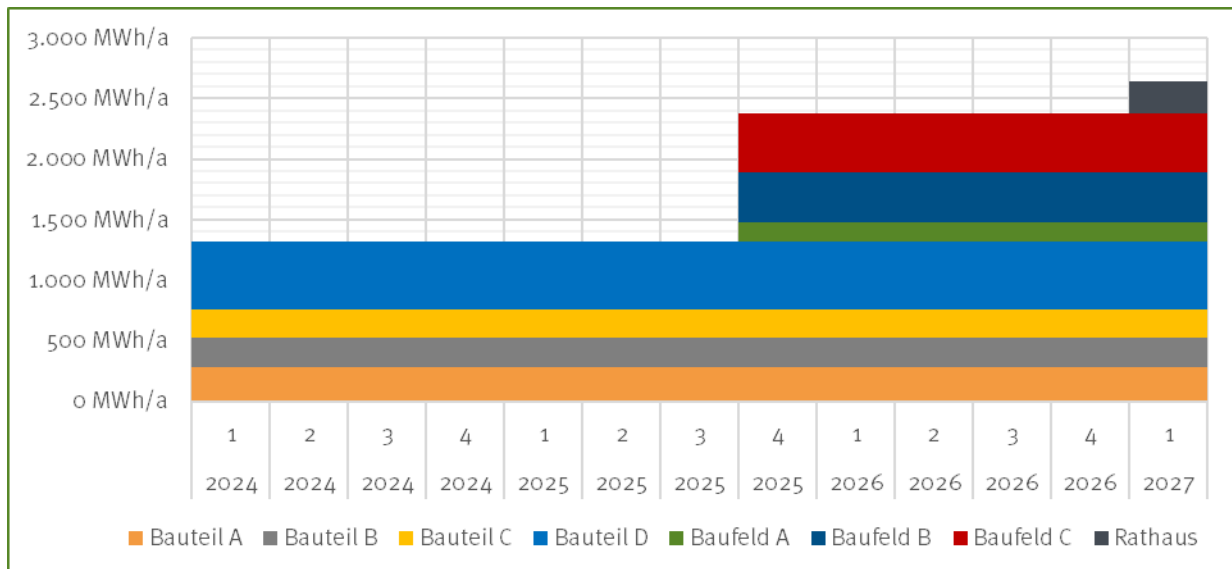


Abbildung 94: Darstellung der voraussichtlichen Wärmebedarfe für die Wärmeversorgung gemäß Tabelle 27.

Ebenfalls sind bereits die gasbefeuerten Erzeuger in den Technikraum im Untergeschoss des Baufeldes B einzuplanen und schrittweise derart einzubringen, dass bereits zur Austrocknung des Rohbaus der Baufelder A-C Bauwärme geliefert werden kann. Die Inbetriebnahme und damit die spezifischen Wärmebedarfe sollten daher ergänzt werden um die aus dem Bauzeitenplan der einzelnen Baufelder resultierenden Bedarfe an Bauwärme und sind zur Übersicht in Tabelle 28 sowie Abbildung 99 aufgeführt.

Tabelle 28: Darstellung der voraussichtlichen Startzeitpunkte der Wärmeversorgung inklusive Annahmen zum Bedarfsbeginn der vorgeschalteten Bauwärme

	2023	2024				2025				2026				2027
Quartal	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
Bestand														
Neubau A bis C														
Rathaus														

 Bauwärme  Wärmeversorgung

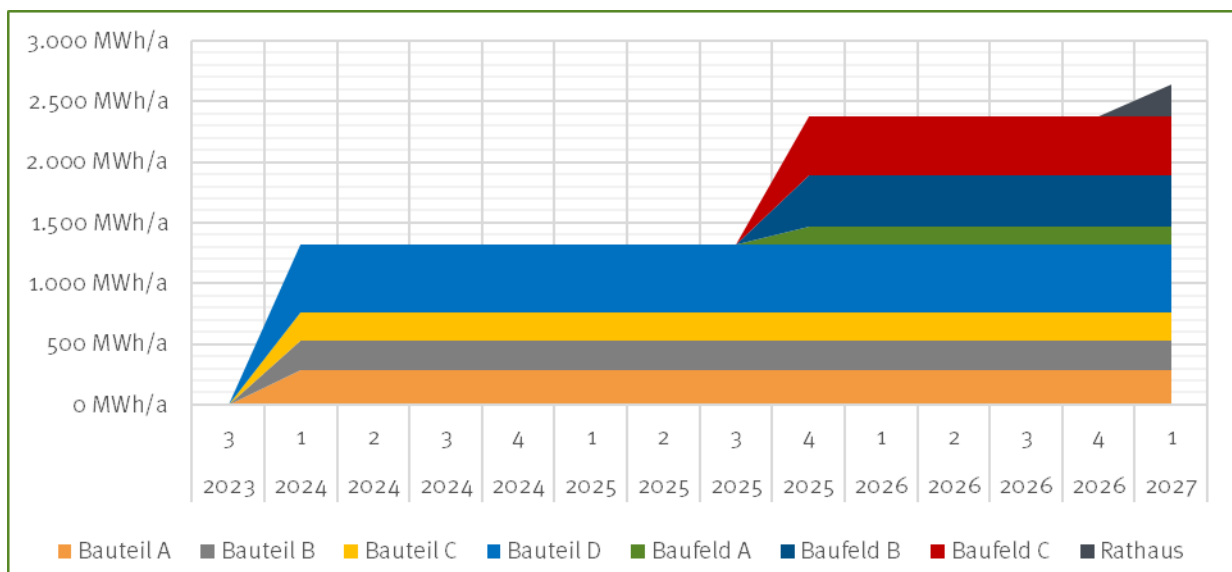


Abbildung 95: Darstellung der voraussichtlichen Wärmebedarfe für Bauwärme und Wärmeversorgung gemäß Tabelle 28.

Dabei wird angenommen, dass die Austrocknung des Rohbaus etwa 150 % des konventionellen Wärmebedarfes entspricht. Diese Werte sind im Wesentlichen abhängig von der Bausubstanz und dem Außenklima und gilt es in der späteren Ausführung zu verifizieren. Aufgrund der noch nicht definierten Betriebsmodelle und Vertragsstrukturen zur Wärmelieferung sollen daher in der fortlaufenden Betrachtung lediglich die Wärmebedarfe zur Bereitstellung von Raumwärme und Trinkwarmwasser berücksichtigt werden.

Der Gesamtwärmebedarf im Vollausbau kann aus den folgenden Gründen für die kommenden 10 Jahre als konstant angenommen werden:

- ➔ die Abnahmemenge zur Bereitstellung von Trinkwarmwasser ist lediglich abhängig vom Nutzerverhalten und der Auslastung der Wohneinheiten. Der Trinkwarmwasserbedarf der einzelnen Nutzer wiederum ist nicht abhängig von etwaigen klimatischen Veränderungen oder Anpassungen der Gebäudehülle und kann als zeitlich konstant angesehen werden. Aufgrund der zentralen und bevorzugten Lage sowie der allgemeinen Wohnungssituation im Berlin ist weiterhin davon auszugehen, dass die Nachfrage nach den Wohneinheiten das Angebot deutlich übersteigt und somit mit keinem Leerstand zu rechnen ist. Daher wird von einem zeitlich konstanten Jahreswärmebedarf zur Trinkwarmwasserbereitung ausgegangen.
- ➔ Der Raumwärmebedarf hingegen steht neben der Belegung auch in direkter Abhängigkeit zu Veränderungen der Gebäudehülle und des Außenklimas. Während für die thermische Gebäudehülle aufgrund der umfangreichen Sanierungsmaßnahmen der Bestandsgebäude sowie des angestrebten Effizienzstandards der Neubauten keine baulichen Veränderungen in den kommenden 10 Jahren zu erwarten sind, kann sehr wohl von einer Tendenz zu steigenden Außentemperaturen bedingt durch den Klimawandel ausgegangen werden. Diese klimatischen Änderungen stehen in direkt kausalen Zusammenhang mit dem Raumwärmebedarf. Somit ist im Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme tendenziell eine geringfügige Reduktion des Raumwärmebedarf und ein leichter Anstieg des Kältebedarfs zu erwarten. Quantifizierbare Aussagen hierzu sind lediglich durch eine entsprechende Kenntnis der thermischen Hülle aller Gebäude und einer entsprechenden dynamischen Simulation möglich. In der weiteren Betrachtung wird dieser Effekt vernachlässigt und davon ausgegangen, dass der Raumwärmebedarf konstant bleibt.

Anzumerken ist, dass die vereinfachte Annahme des direkt proportionalen Zusammenhangs zwischen Jahresmittel der Außentemperatur und Raumwärmebedarf eine Vereinfachung darstellt. Aufgrund der tatsächlichen, physikalischen Abhängigkeiten der Wärmeanforderung von den jeweiligen Heizgrenztemperaturen stellen sich die Auswirkungen steigender Temperaturen auf den Wärmebedarf voraussichtlich deutlich gemäßigter dar. Im Gegensatz zu der zu erwartenden Reduktion des Wärmebedarfes ist mit einer Steigerung des Kältebedarfes zu rechnen. Diesbezüglich wird ebenfalls für die Neubauten die Vorhaltung zur Installation von Kälteanlagen empfohlen. Ebenfalls sollten weitere Gebäudesimulationen mit Extrem- und Zukunftsklimadatenätzen zur Validierung der Bedarfe und Lasten durchgeführt werden. Aufgrund des multivalenten Energiekonzeptes sowie der Zwischenpufferung durch den Anergie-Ring ist eine ausreichende Dimensionierung auch für zukünftig veränderte Energiebedarfe zu erwarten.

In Hinblick auf die Rahmenbedingungen für eine Förderung als Modellvorhaben Wärmenetze 4.0 werden die Anforderungen nach einer Mindestabnahme von 3 GWh pro Jahr nicht erfüllt, allerdings genügen die insgesamt 300 Wohneinheiten dem optionalen Schwellenwert von 100 Wohneinheiten. Für die Beantragung des Moduls II des selbigen Förderprogramms sind die neuen Bedingungen abzugleichen. Es wird darauf hingewiesen, dass die Definition der Abnahmestellen in der Novellierung der Bedeutung von tatsächlichen Anschlussnehmern gleichkommt.

6 Stromversorgung

6.1 Bedarfsanalyse

6.1.1 Haushalt und Gewerbe

Um den Strombedarf zu prognostizieren, werden die verschiedenen Nutzungsgruppen getrennt und je Gebäudekomplex betrachtet. Der Strombedarf im Bereich Wohnen kann je Wohneinheit oder je Quadratmeter Wohnfläche berechnet werden und richtet sich nach einem durchschnittlichen Verbrauch aus dem Stromspektrum für Deutschland 2020. [32] Im Nichtwohngebäudebereich werden die Nettogrundflächen (NGF) mit spezifischen Richtwerten multipliziert, um die jeweiligen jährlichen Energiemengen zu erhalten. Abschließend werden die zeitlichen Verläufe der Energiemengen über ein Jahr mit Hilfe von Standardlastprofilen des VDEW abgebildet.

Der VDEW unterscheidet dabei unter anderem in Haushalt (H0) und sieben Gewerbegruppen (G0 bis G6). Die jeweilige Bedeutung wird in Tabelle 29 dargestellt. Vorgegeben werden die Leistungswerte kW im 15 min Takt für einen Werktag, Samstag und Sonntag im Winter, Sommer und in der Übergangszeit.

Tabelle 29: Bedeutung der Standardlastprofile des VDEW für die jeweiligen Gewerbegruppen.

	Bedeutung	Beispiele
G0	Gewogenes Mittel von G1 bis G6	
G1	Gewerbe werktags 8:00 bis 18:00 Uhr	Büro, Arztpraxis, Verwaltung
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegender Verbrauch am Abend	Sportverein, Fitnessstudio, Abendgaststätte
G3	Gewerbe durchlaufend	Pumpen, Kläranlagen
G4	Laden/Friseur	Läden aller Art
G5	Bäckerei mit Backstube	
G6	Wochenendbetrieb	Kino, Diskothek

Jahresabhängig und unter Beachtung der Feiertage und Ferien des jeweiligen Bundeslandes können daraus Jahreslastgänge konzipiert werden. Für das Haus der Statistik werden diese auf Grundlage der Angaben des Landes Berlin erstellt und mit den jeweiligen Energiebedarfen hochgerechnet.

Das **Bestandsgebäude**, welches in vier Bauteile aufgegliedert ist, ist nach aktuellem Stand der Berliner Immobilienmanagement GmbH (BIM) und dem Finanzamt zugeteilt. Daher kann auf eine ausschließliche Büro und Verwaltungsnutzung geschlossen werden. Die dafür verwendeten spezifischen Richtwerte in kWh pro m² NGF und Jahr werden der Studie „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte im Nichtwohngebäudebestand“ vom Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) und vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU) entnommen. [33] Multipliziert mit der gesamten NGF ergibt sich daraus der jeweilige Jahresstrombedarf. Um die Werte belastbarer zu gestalten, werden diese mit den Richtwerten aus der VDI 3807 Blatt 2 verglichen. Die resultierenden Werte sind in Tabelle 30 aufgelistet. Insgesamt wird für das Bestandsgebäude ein Bedarf von rund **2.600 MWh/a** prognostiziert.

Die Neubauten auf den **Baufeldern A bis C** teilen sich in eine Wohn- und Nichtwohnnutzung auf. Die genaue Art der Nutzung steht nach dem aktuellen Stand nicht fest, wird sich allerdings auf soziokulturelle Einrichtungen beziehen. Für die Prognostizierung des Strombedarfs wird wie beim Bestandsgebäude vorgegangen. Dabei werden die spezifischen Richtwerte für Gemeinschaftsflächen entnommen. Für den Bereich Wohnen wird der Stromspektrum, wie oben beschreiben, herangezogen. Die Anzahl der Wohnungen wird laut Leistungsbeschreibung mit rund

300 beziffert. Bei einer Wohnfläche von insgesamt 21.600,00 m² beläuft sich die durchschnittliche Wohnungsgröße auf 72 m². Laut dem Amt für Statistik Berlin Brandenburg liegt die Wohnfläche pro Einwohner in Berlin Mitte bei ca. 36 m². [34] Somit ist mit einer Belegungszahl von 2 Personen pro Wohneinheit zu rechnen. Mit der Annahme eines geringen Stromverbrauchs ergibt sich daraus ein Bedarf von insgesamt ca. **480 MWh/a** für den Wohnbereich der Bauteile A bis C. Bezogen auf die Wohnfläche liegt der spezifische Strombedarf somit bei 22 kWh/m²a. Die Berechnung für den Nichtwohnbereich dieser Bauteile wird analog zu der für die Bestandsgebäude ausgeführt. Demnach ergeben sich rund **168 MWh/a**.

Für die Berechnung des Strombedarfs des **Rathauses** wird ebenfalls wie beim Bestandsgebäude vorgegangen. Demnach ist mit einem jährlichen Bedarf von **1.400 MWh/a** zu rechnen.

Tabelle 30: Aufteilung der jährlichen Strombedarfe je Bauteil bzw. Baufeld.

	SLP	Nutzung	Nettogrundfläche [m ²]	Strombedarf [MWh/a]
Bauteil A	G1	Büro/Verwaltung	10.238,60	716,70
Bauteil B	G1	Büro/Verwaltung	6.967,73	487,74
Bauteil C	G1	Büro/Verwaltung	6.817,15	477,20
Bauteil D	G1	Büro/Verwaltung	13.069,82	914,89
Baufeld A	H0/G2	Gemeinschaftsflächen/ Wohneinheiten	4.480,00	100,86
Baufeld B	H0/G2	Gemeinschaftsflächen/ Wohneinheiten	11.760,00	241,00
Baufeld C	H0/G2	Gemeinschaftsflächen/ Wohneinheiten	14.000,00	300,46
Rathaus	G1	Büro/Verwaltung	20.000,00	1.400,00

Insgesamt wird ein jährlicher Strombedarf von rund **4.639 MWh/a** prognostiziert. Davon entfallen 2.597 MWh/a auf die Bestandsgebäude und 2.042 MWh/a auf die Neubauten. Der Bereich Nicht-Wohnen (G1 und G2) nimmt 4.165 MWh/a ein und der Bereich Wohnen (H0) 474 MWh/a. Die folgenden Abbildungen stellen die elektrischen Bedarfe aufgeteilt auf die drei Lastprofiltypen H0, G1 und G2 dar.

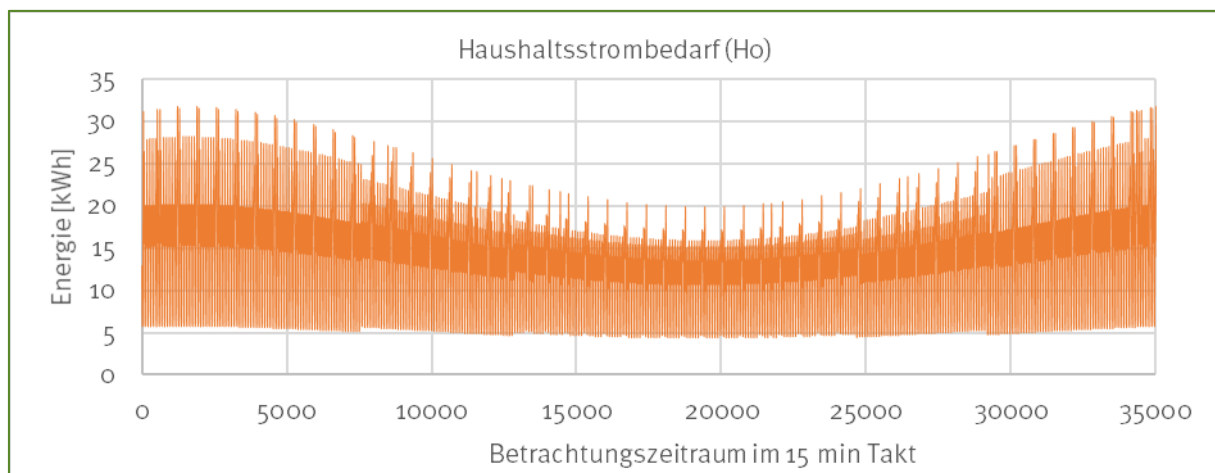


Abbildung 96: Verteilung der Energiebedarfe der Wohnungen über ein Jahr im 15 min Takt.

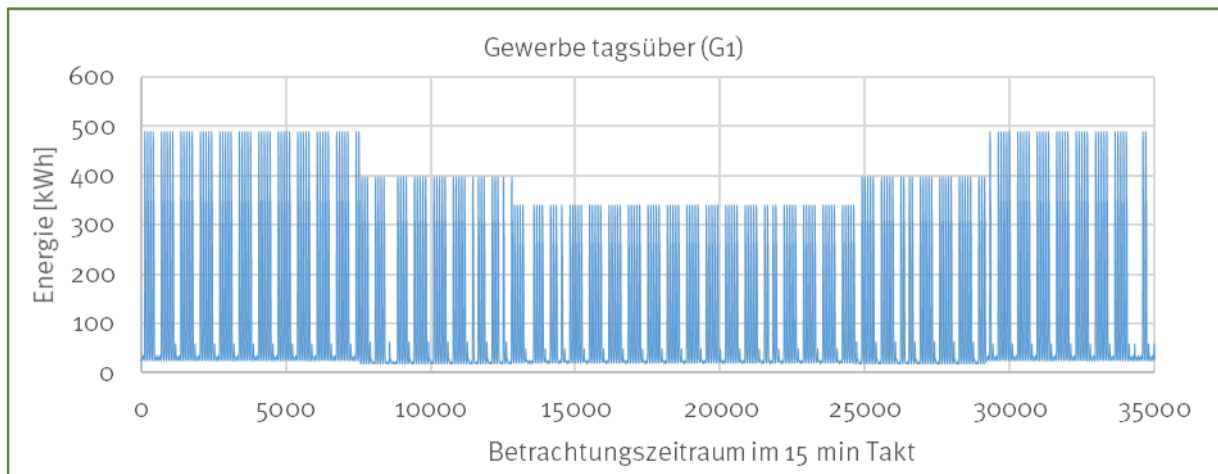


Abbildung 97: Verteilung der Energiebedarfe der Gewerbe mit G1 SLP über ein Jahr im 15 min Takt.

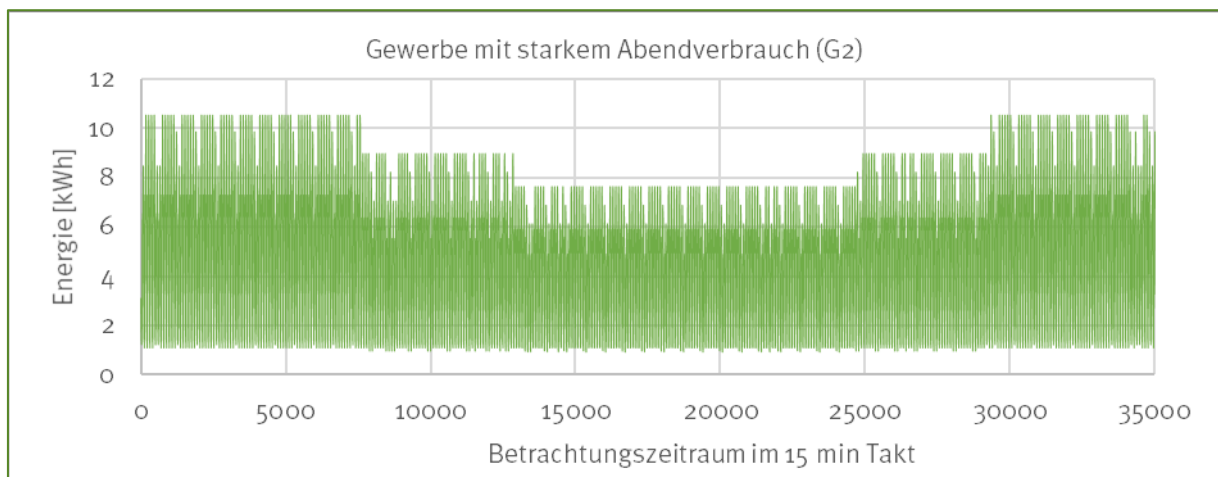


Abbildung 98: Verteilung der Energiebedarfe der Gewerbe mit G2 SLP über ein Jahr im 15 min Takt.

6.1.2 Anlagentechnik

Der Strombedarf der Anlagentechnik setzt sich bei der Referenzvariante maßgeblich aus dem der Kompressionskältemaschinen und bei der geplanten regenerativen Wärmeversorgungsvariante aus dem der Antriebsenergie der Wärmepumpen zusammen. Beide Varianten rufen zusätzlich einen weiteren Anteil an elektrischer Hilfsenergie für bspw. Pumpen auf.

Die Wärmepumpen sind dezentral in vier Heizräumen im Bestandsgebäude und in einem Heizraum im Rathaus lokalisiert. Insgesamt benötigen diese jährlich ca. **526 MWh** elektrische Energie zur Bereitstellung der Raumwärme und Kälte. Davon sind ca. **345 MWh/a** der Wärme- und **181 MWh/a** der Kältebereitstellung zuzuordnen. Abbildung 99 zeigt die elektrische Leistungsabfrage der Wärmepumpen verteilt über ein Jahr im Stundentakt. Dabei wird deutlich, dass diese während der Sommermonate bei der Bereitstellung von Kälte deutlich höher ist als während der Wintermonate bei der Erzeugung von Heizwärme. Dies liegt vorrangig am Kältebedarf des Rathauses. Während die Heizlast im Bestandsgebäude annähernd der Kühllast entspricht, ruft das Rathaus eine deutlich höhere Kühllast auf. Dies spiegelt sich direkt im aufsummierte Lastprofil der Wärmepumpen wider. Aus diesem kann auch eine ungefähre Lastspitze von ca. 200 kW entnommen werden. Eine Abbildung im Stundentakt kann die tatsächlichen Lastspitzen nicht wiedergeben. Zur realistischeren Betrachtung werden die Anlaufströme der Wärmepumpen

herangezogen. Diese ergeben aufsummiert eine Leistung von 240 kW. Um dies als tatsächliche Lastspitze gewährleisten zu können, wird ein Lastmanagement mit der entsprechenden Begrenzung empfohlen.

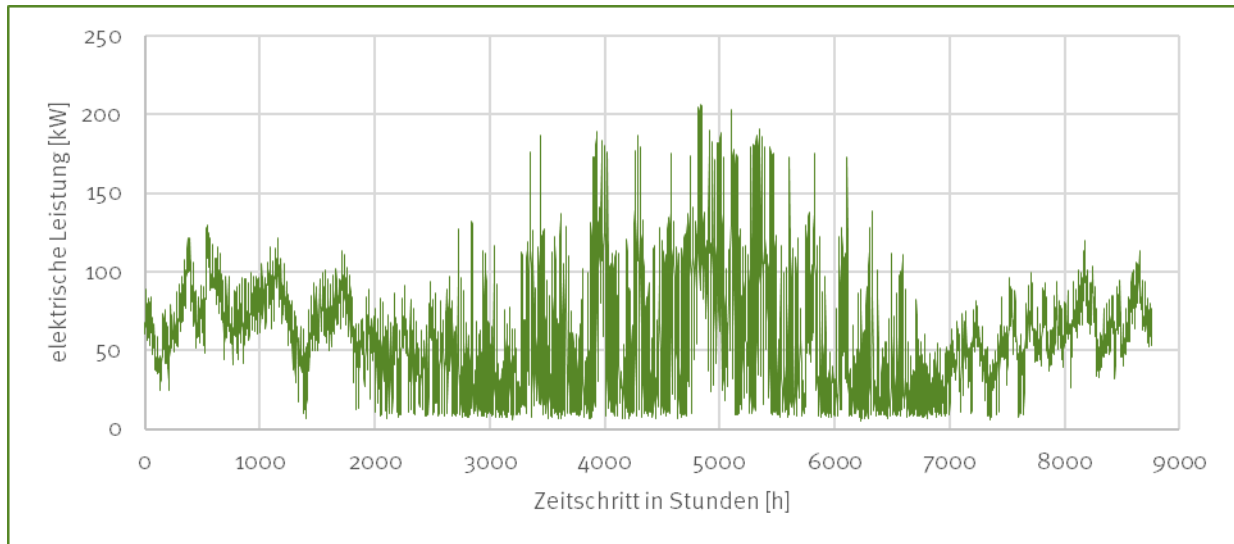


Abbildung 99: Stromlastgang der Wärmepumpen über ein Jahr.

Zuvor wurde, wie es der Rahmen der Fördermöglichkeiten von Wärmenetze 4.0 vorsieht, ausschließlich die Bereitstellung von Wärme, also der Wärmepreis, betrachtet. Daher müsste auch hier bei dem Strombedarf der Wärmepumpen klar zwischen der Bereitstellung von Wärme und Kälte unterschieden werden, um eine Vergleichbarkeit der Wärmepreise in- und exklusive Sektorenkopplung schaffen zu können. Denn die möglichen finanziellen Einsparungen durch sektorenkoppelnde Maßnahmen werden den Ergebnissen der Kostenrechnungen gegenübergestellt. Im Sinne der Ganzheitlichkeit wird anschließend der gesamte Strombedarf der Wärmepumpen, also auch der für die Kältebereitstellung, einbezogen.

6.1.3 Mobilität

Der Bedarf der Elektromobilität wird aus den Berechnungen von PB Consult entnommen. Demnach liegt der Bedarf für das gesamte Areal bei ca. 245 MWh/a. Die Verteilung ist stundenscharf anhand der Auslastung der Stellplätze und der jeweiligen Ankunftszeiten über einen Tag in Abbildung 100 dargestellt. So ergibt sich eine Maximallast von 83 kW.

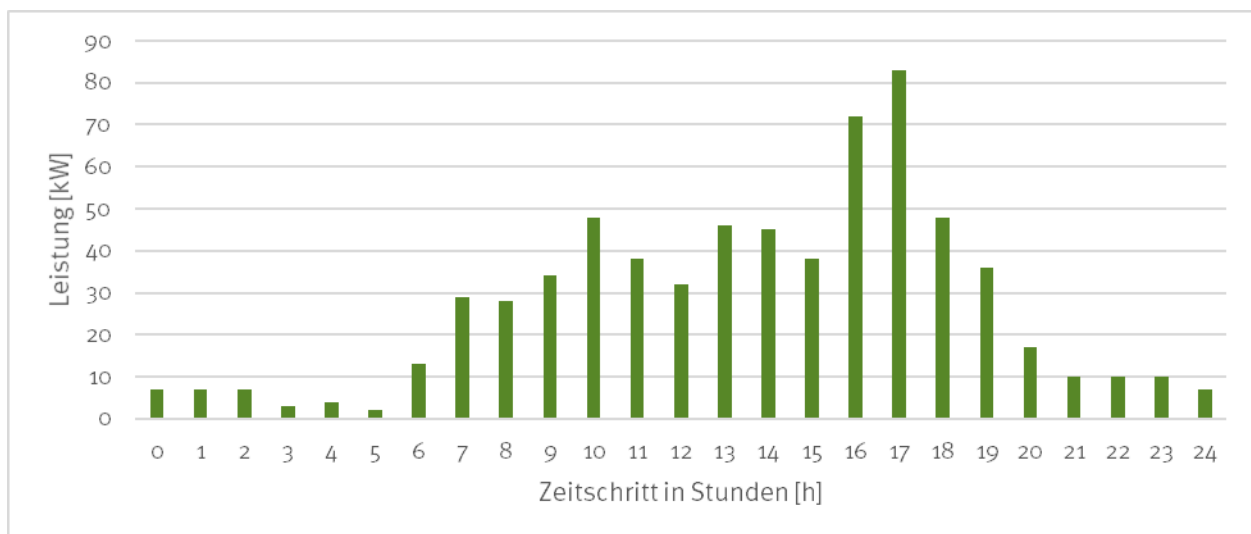


Abbildung 100: Lastgang der Elektromobilität.

6.2 Potentialanalyse

Ziel ist es, nachhaltige Energiequellen zur Stromerzeugung zu verwenden und Synergieeffekte im Sinne der Sektorkopplung bestmöglich auszunutzen. Zu den potenziellen regenerativen Ressourcen der elektrischen Energieerzeugung gehören Sonne, Wind, Wasser und Biomasse. Allerdings sind nicht alle in dem behandelten Projekt sinnvoll anwendbar. Da sich zum Beispiel kein Gewässer in der Nähe des Projektgebietes befindet, ist die unmittelbare Anwendung von Wasserkraft nicht möglich und damit ausgeschlossen.

Die Erzeugung von elektrischer Energie mit Hilfe von Wind als bewährte Energiequelle ist in diesem Fall ausschließlich in Form von Kleinwindanlagen möglich. Für die Abschätzung einer sinnvollen Anwendung müssen die standortspezifischen Wetterdaten und die entsprechende Rauigkeitslänge recherchiert werden, um die Windgeschwindigkeiten und die daraus resultierenden Energieerträge zu berechnen.

Eine weitere bewährte regenerative Energiequelle ist die Sonne. Aus der solaren Einstrahlung kann mit Hilfe von Photovoltaikmodulen elektrische Energie generiert werden. Im Jahr 2019 lag Berlin mit einer jährlichen Globalstrahlung von 1141 bis 1160 kWh/m² im Bereich des vom Deutschen Wetterdienst (DWD) angegebenen bundesweiten Mittelwerts von 1146 kWh/m². Folglich bietet das Angebot an Solarstrahlung für das Projekt eine sehr gute Ausgangslage. Wie in der Abbildung 101 erkennbar, ist die solare Einstrahlung im Süden und Osten generell höher als im Norden und Westen. Im letzten Jahr betrug der Minimalwert 1016 kWh/(m²*a) und der Maximalwert 1284 kWh/(m²*a), wobei es sich um ein eher sonnenreiches Jahr handelte. Zum Vergleich lag der Mittelwert 2018 bei 1207 kWh/m² und 2017 noch bei 1078 kWh/m². [35]

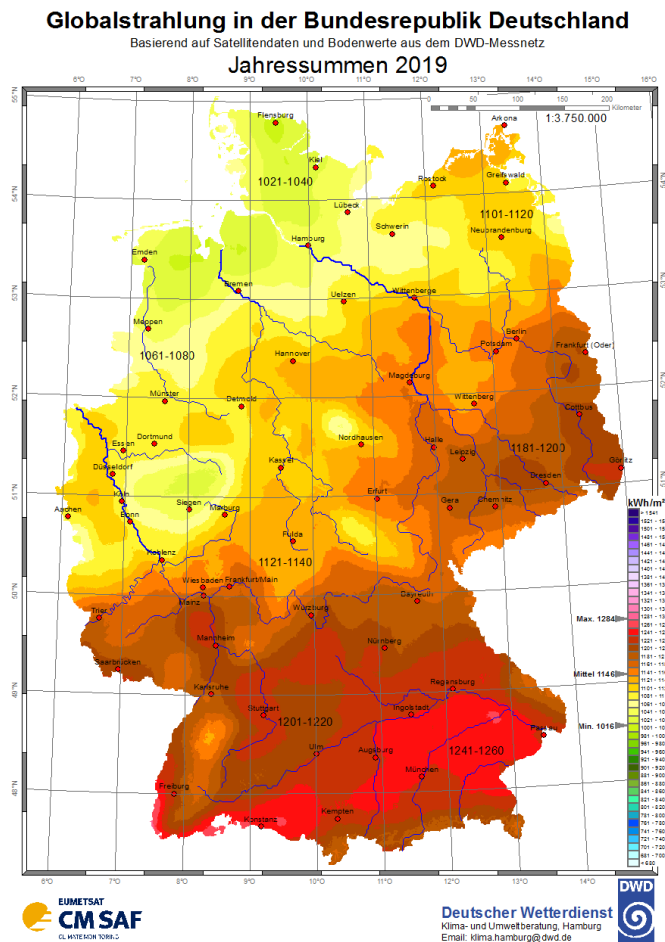


Abbildung 101: Jahressummen der Globalstrahlung in Deutschland 2019. [35]

Beide Energiequellen, sowohl Wind als auch Sonne, unterliegen nicht genau vorhersehbaren Wetterbedingungen und sind damit zur Sicherung der Versorgungssicherheit ungeeignet. Die Fluktuationen haben unterschiedliche Ursachen und sind nicht direkt voneinander abhängig, weshalb hier die Nutzung von Synergieeffekten nicht möglich ist. Der Anteil an solarer Einstrahlung hängt zum Beispiel von der Jahres- und Tageszeit sowie dem Vorhandensein von Wolken oder Nebel ab. Die Windgeschwindigkeit wiederum hängt von den Differenzwerten der Isobaren ab.

Unabhängig von Umwelteinflüssen ist dagegen der Energieträger Biomasse. Dieser kann in verschiedenen Formen und Aggregatzuständen auftreten. Im gasförmigen Zustand kann es sich dabei um Biogas oder Biomethan handeln. Flüssig kann es als Pflanzenöl für Heizkraftwerke oder als Biokraftstoff für Fahrzeuge zur Verfügung stehen. In fester Form gibt es beispielsweise Holzhackschnitzel oder Pellets. Hergestellt werden diese Materialien aus landwirtschaftlich angebauten Pflanzen wie Mais, Raps oder Zuckerrüben, schnellwachsenden Gehölzen, Holz aus der Forstwirtschaft oder biogenen Abfallstoffen wie sie bei der Land- oder Forstwirtschaft entstehen. Im Gegensatz zu den vorherigen Energieträgern entstehen bei der Produktion von Biomasse Treibhausgasemissionen durch Anbau wie auch Transport. Hinzu kommt oftmals die Flächenkonkurrenz mit Nahrungsmitteln beim landwirtschaftlichen Anbau. Ein Vorteil ist dagegen die vielfältige Anwendbarkeit von Biomasse, da sie in unterschiedlichen Formen und damit in verschiedenen Zusammensetzungen auftritt. [36] Elektrische Energie kann so mit Hilfe eines BHKW aus Biomethan oder Bioöl generiert werden.

6.2.1 Windkraftanlage

Die standortspezifischen Windgeschwindigkeiten können im Stundentakt dem Archiv des Deutschen Wetterdienstes (DWD) entnommen werden. Dabei werden die Daten des Jahres 2010 verwendet. Dies ist das Aktuellste, welches eine vollständige Messreihe am Standort Berlin Alexanderplatz bietet. Die aus der Auflösung resultierende Glättung der Windgeschwindigkeit ist für eine erste Abschätzung, ob die Installation von Kleinwindanlagen sinnvoll ist, ausreichend. Bevor die energetischen Erträge bestimmt werden können, muss die Rauigkeitslänge ermittelt und die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der Anlage umgerechnet werden. Die Rauigkeitslänge beschreibt den Einfluss der Beschaffenheit des Standorts auf die Windgeschwindigkeit. Die Rauigkeitslänge beschreibt den Einfluss der Beschaffenheit des Standorts auf die Windgeschwindigkeit. Die vorhandenen Rauigkeitsklassen sind in Tabelle 31 aufgelistet.

Tabelle 31: Rauigkeitslängen in Klassen (Geländetypen) aufgeteilt. [37]

	Rauigkeitslänge z_0 in m
Ruhige Wasserflächen	$(0,01 - 0,11) * 10^{-2}$
Ackerland	0,03
Heide mit wenigen Büschen und Bäumen	0,10
Wald	0,30 – 1,60
Vorort, flache Bebauung	1,50
Stadtkern	2,00

Es wird eine Rauigkeitslänge von 2 m verwendet, da sich der Projektstandort im Zentrum Berlin, direkt am Alexanderplatz, befindet. Mit dieser und der folgenden Gleichung kann die Windgeschwindigkeit für die tatsächliche Nabenhöhe berechnet werden. Auf den Bestandsgebäuden liegt diese zwischen 35 und 45 m, auf den Wohnungsneubauten (Baufeld A bis C) im niedrigsten Fall bei 25 m und im höchsten bei 45 m und auf dem Rathaus kann eine Nabenhöhe von 92 m erreicht werden.

$$v_2 = v_1 * \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad \text{Gl. 4}$$

Zur weiteren Abschätzung werden die Häufigkeiten der jeweiligen Windgeschwindigkeiten über ein Jahr aufsummiert. Abbildung 102 visualisiert dies für das Jahr 2010 am Projektstandort für drei ausgewählte Nabenhöhen. Die Summe der Häufigkeiten umfasst im Stundentakt und über ein Jahr insgesamt 8.760 Werte.

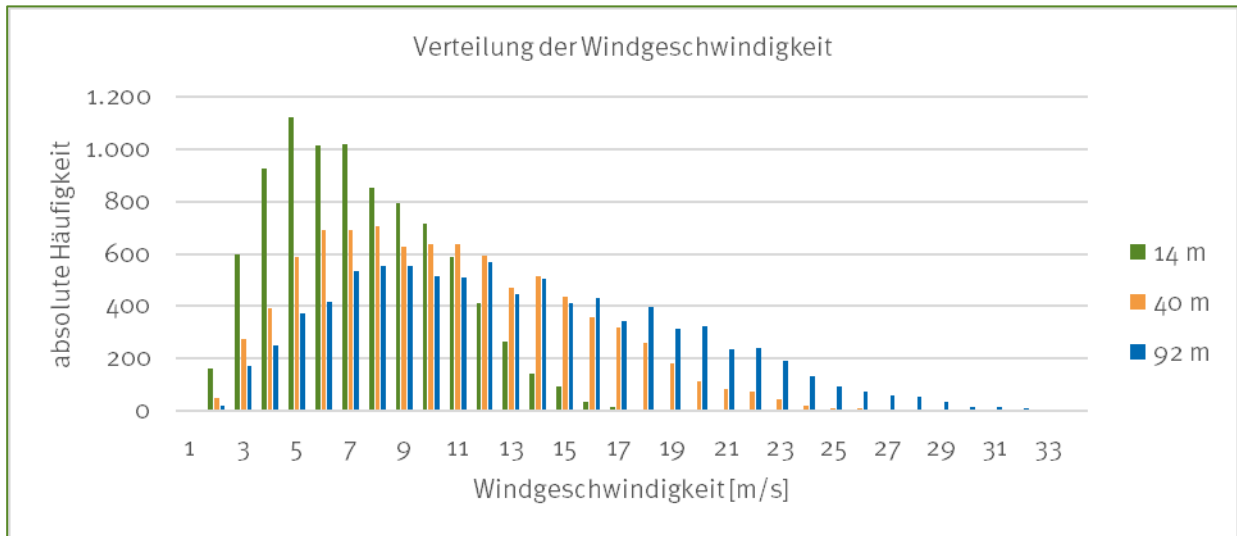


Abbildung 102: Verteilung der Windgeschwindigkeiten im Jahr 2010 für drei ausgewählte Nabenhöhen.

Anhand der Visualisierung wird deutlich, dass mit der Nabenhöhe auch die Häufigkeit höherer Windgeschwindigkeiten steigt. So liegen bei einer Nabenhöhe von 14 m nur 11 % der Werte oberhalb einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s. Bei 40 m Nabenhöhe sind es bereits 40 % und bei 92 m sogar 56 % der Werte. Da Kleinwindanlagen eine Mindestgeschwindigkeit (Cut-In-Speed) verlangen, um überhaupt Energie generieren zu können, ist es nicht möglich das ganze Windangebot zu nutzen. Aufgrund der am Projektstandort eher hohen Windgeschwindigkeiten, ist eine genauere Betrachtung der jährlichen Energieerträge sinnvoll. Dazu werden drei Kleinwindanlagen mit unterschiedlichen Leistungsklassen von Hersteller Braun Windturbinen als Beispielanlagen verwendet. Diese wurden zuvor auch von CSD Ingenieure betrachtet. [9] Alle setzen bei einer Cut-In-Speed von 2,8 m/s ein und werden ab einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s abgeschaltet. Dadurch wird ein großes Spektrum der Windgeschwindigkeiten abgegriffen. Des Weiteren stellen die Anlagen abhängig von der Windgeschwindigkeit eine bestimmte Leistung bereit. Die folgende Abbildung 103 zeigt die Leistungskennlinie der drei Beispielanlagen.

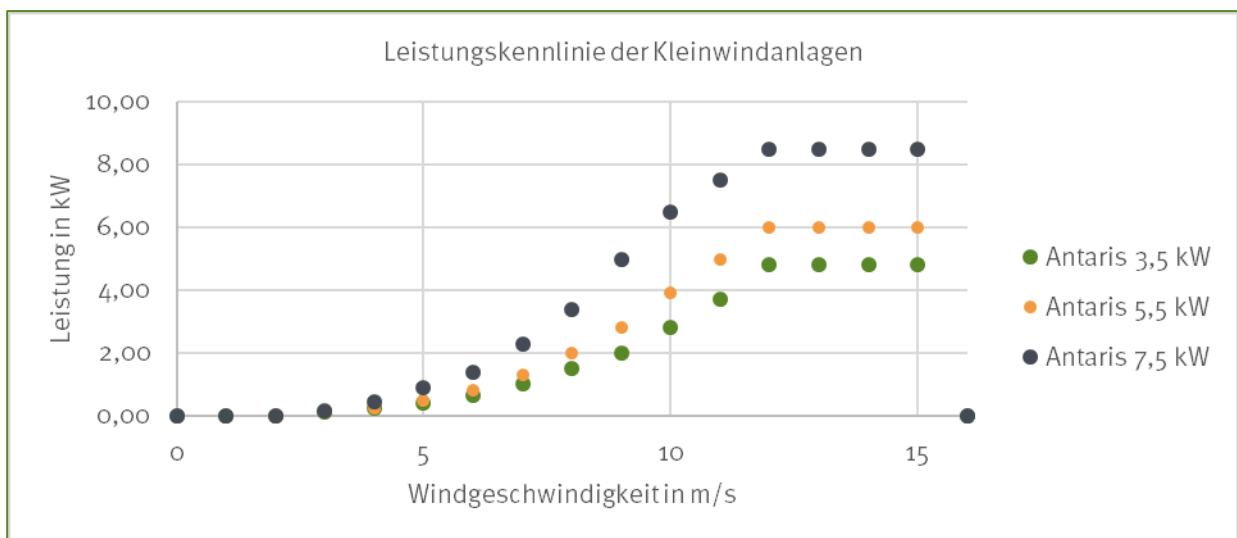


Abbildung 103: Leistungskennlinien der Beispielwindkraftanlagen. [38]

Anhand der Leistungskennlinie und den Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe kann ein jährliches Erzeugungsprofil im Stundentakt generiert werden. Durch Aufsummieren aller Leistungswerte wird die jährlich erzeugte Energiemenge berechnet. Die folgende Tabelle 32 gibt diese für die im Projektgebiet möglichen Nabenhöhen für die drei Beispielanlagen wieder.

Tabelle 32: Generierte Energiemenge je Nabenhöhe und WKA.

Nabenhöhe in m	Erzeugte Energie [kWh/a] der Antaris 3,5 kW	Erzeugte Energie [kWh/a] der Antaris 5,5 kW	Erzeugte Energie [kWh/a] der Antaris 7,5 kW
14	9.144,80	11.973,05	19.608,80
22	13.466,00	17.512,40	27.543,05
25	14.369,00	18.649,55	29.118,85
28	14.932,00	19.346,85	30.043,60
35	15.553,95	20.150,00	31.156,40
40	15.752,00	20.361,85	31.332,20
42	15.762,30	20.393,85	31.390,35
45	15.711,60	20.320,00	31.257,30
92	14.982,55	19.330,90	29.460,50

Folgerichtig steigt die erzeugte Energiemenge grundsätzlich mit der Anlagengröße und der Nabenhöhe, es sei denn die Windgeschwindigkeiten befinden sich zu oft oberhalb des Maximums, bei welchem die Anlagen abgeregelt werden (15 m/s). Aus diesem Grund ist z.B. die erzeugte Energiemenge bei einer Nabenhöhe von 92 m niedriger als die bei 45 m Nabenhöhe.

Zur Vereinfachung der weiteren Berechnung wird ausschließlich eine Anlage verwendet. Um eine Entscheidungsgrundlage diesbezüglich zu schaffen werden die Stromgestehungskosten (LCOE) herangezogen. Diese inkludieren die Investitionskosten (CAPEX) sowie die Betriebskosten (OPEX) und die erzeugte Energiemenge über die technische Lebensdauer der Anlage.

$$LCOE = \frac{CAPEX + OPEX * 20 \text{ a}}{E * 20 \text{ a}} \quad \text{Gl. 5}$$

Mit den Angaben vom Hersteller Braun Windturbinen zu den jeweiligen Investitionskosten und der Garantie einer Mindestlebensdauer von 20 a [38] sowie einer pauschalen Abschätzung der jährlich anfallenden Betriebskosten von 4 % vom Invest und den jährlich prognostizierten Energiemengen je Nabenhöhe werden folgenden in Abbildung 104 dargestellten Gestehungskosten ermittelt.

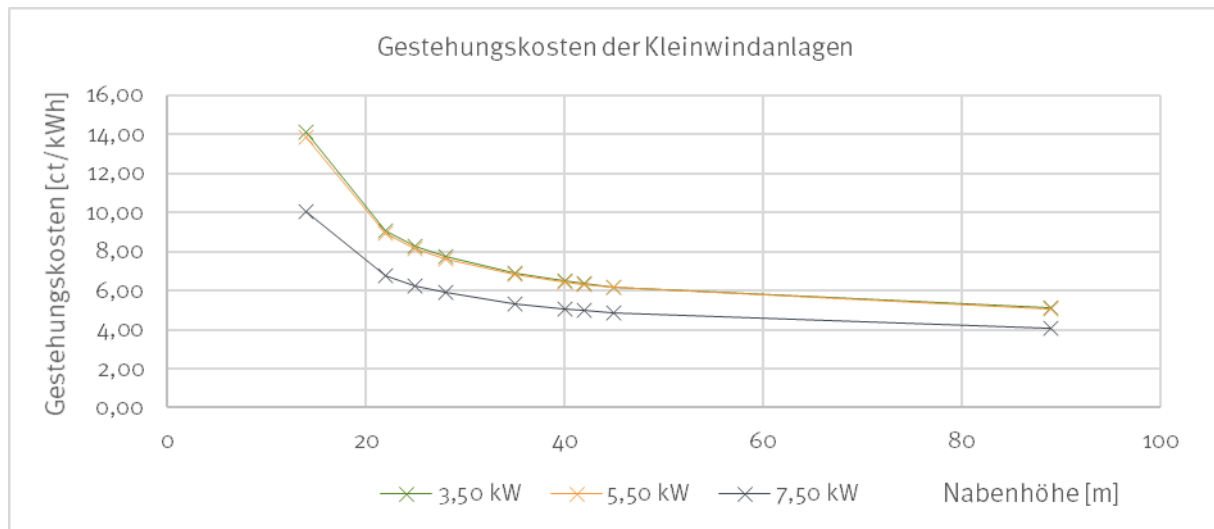


Abbildung 104: Gestehungskosten der Kleinwindanlagen abhängig von der Nabenhöhe.

Zusammenfassend steigt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe, demnach auch die erzeugte Energiemenge (solange die Maximalgeschwindigkeit nicht öfter überschritten wird), wodurch wiederum die Stromgestehungskosten sinken. Dies repräsentieren auch alle untersuchten Beispielanlagen in der vorangegangenen Abbildung. Die Antaris 7,5 kW ruft für jede betrachtete Nabenhöhe die niedrigsten und die Antaris 3,5 kW die höchsten Gestehungskosten auf.

Als weiteres Entscheidungskriterium sind nach der Leistungsbeschreibung die möglichen Geräuschemissionen der Kleinwindanlagen einzubeziehen. Vom Hersteller Braun Windturbinen werden Schallpegelmessungen bis zur Ausführung Antaris 5,5 kW gegeben (siehe Abbildung 105). Entsprechend wird die nächtliche Schalldruckpegelgrenze für ein Mischgebiet bis zu einer Windgeschwindigkeit von 15 m/s eingehalten. Es wird davon ausgegangen, dass die größere Anlage eine höhere Schallemission hervorruft, weshalb diese aus der weiteren Betrachtung entfällt. Des Weiteren werden auf den Wohngebäuden in Baufeld A bis C keine Kleinwindanlagen installiert, da hier der Grenzwert für ein reines Wohngebiet bereits ab 5 m/s nicht mehr eingehalten wird.

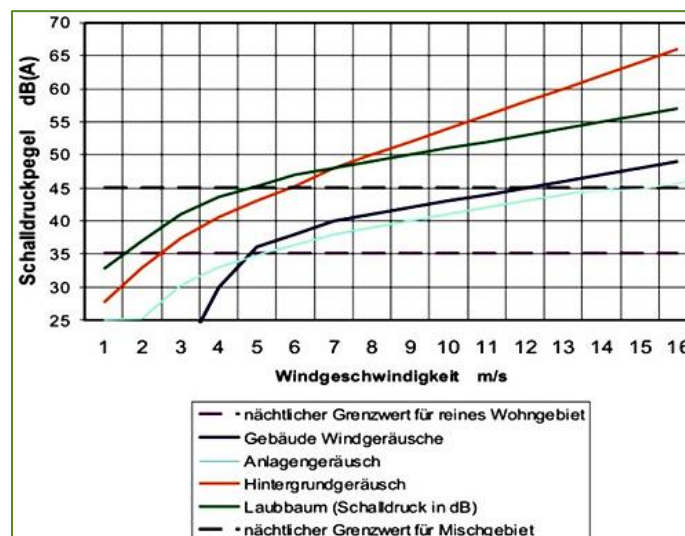


Abbildung 105: Geräuschemissionen der Antarktis 3,5 kW WKA. [39]

In Anbetracht der Statik des Gebäudes (die im Zusammenhang der Flächenheizung bereits ausschließendes Kriterium war), der Geräuschemissionen und der Kombination mit PV-Anlagen (Minimierung der Verschattung) wird die kleinste Anlagenausführung für die weitere Betrachtung näher bewertet. Für die nun folgende Potentialabschätzung kommen das Bestandsgebäude und das Rathaus in Frage. Wie auch in den vorangegangenen Betrachtungen von CSD Ingenieure werden Bauteil A und D für die Installation der Kleinwindanlagen in Betracht gezogen. [9] Hier werden Nabenhöhen von 42 und 45 m erreicht. Eine Installation auf dem Rathausgebäude in 92 m Höhe wird ausgeschlossen. Die weiteren Dachflächen des Rathauses sind auch nicht sinnvoll mit Kleinwindanlagen zu bestücken. Die nördliche Dachfläche liegt bei 12 m und würde somit Gestehungskosten von 14,52 ct/kWh hervorrufen. Diesen Strom im Quartier zu nutzen verursacht gegenüber dem Netzstrom keinen ökonomischen Vorteil, der die zusätzlichen Kosten des notwendigen Messkonzeptes abdecken würde. Die östliche Dachfläche mit 43 m wäre auf die Höhe bezogen interessant, liegt aber im Windschatten des Hauptgebäudes und lässt eine hohe Rauheitsklasse annehmen. Die resultierende sinnvoll installierbare Anzahl der Kleinwindanlagen wird in Abbildung 106 gezeigt.



Abbildung 106: Gebäudespezifischen Potential der Kleinwindanlage Antarktis 3,5 kW.

Insgesamt können nach dieser Abschätzung 18 Kleinwindanlagen installiert werden. Davon 8 mit einer Nabenhöhe von 42 m auf Bauteil A und 10 auf Bauteil D mit einer Nabenhöhe von 45 m. Die erzeugte Energiemenge beträgt demnach rund **283 MWh/a**.

6.2.2 Photovoltaik

Aufdach PV-Anlagen

Abgeleitet aus Abbildung 101 besteht am Projektstandort ein hohes Potential zur Erzeugung elektrischer Energie mittels solarer Einstrahlung. Um das Erzeugungspotential genau beziffern zu können, wird die Simulationssoftware PV*Sol herangezogen. Diese gibt unter anderem die installierte Leistung und die jährlich erzeugte Energiemenge in Form eines Erzeugungsprofils aus.

Für die Simulation ist nicht die gesamte Dachfläche von Relevanz, sondern nur die der höher oder außenliegenden Gebäude (siehe Abbildung 107). Gründe dafür sind die Verschattungsverhältnisse sowie gestalterische Maßnahmen. Die ausgelassenen Flächen auf dem Dach des Bestandsgebäudes sind den Lüftungsanlagen geschuldet. Die verbleibende relevante Dachfläche wird unter Berücksichtigung von Sicherheitsabständen mit Photovoltaikmodulen, die eine Leistung von 310 W_p bei Standard-Testbedingungen (STC) aufweisen, komplett belegt. Die Module werden am Gebäude orientiert und mit einer 10° Neigung in Ost-West-Ausrichtung aufgeständert. Dieser Aufbau wird der Süd-Ausrichtung vorgezogen, weil damit höhere Eigenverbrauchsquoten erzielt werden können und die Flächeneffizienz höher ist. Die Module verschatten sich so fast nicht gegenseitig. Ausnahmefälle treten bei einem sehr niedrigem Sonnenstand auf, bei welchem der Ertrag jedoch vernachlässigbar ist. Es wird darauf hingewiesen, dass bei einer Dachbegrünung meist andere Unterkonstruktionen mit größeren Reihenabständen Anwendung finden. Dies führt im Umkehrschluss zu einer geringeren installierten Leistung.

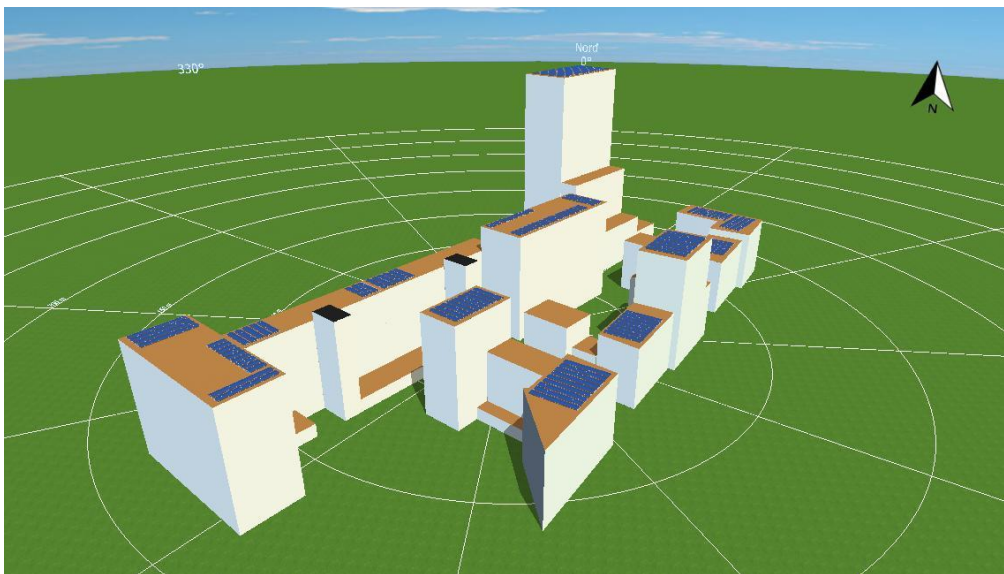


Abbildung 107: Gesamtdarstellung der möglichen PV-Aufdachanlagen.

Insgesamt finden **1.752 PV-Module** mit einer installierten Leistung von **543 kW_p** Platz. Davon befinden sich **172 kW_p** auf dem Bestandsgebäude, **102 kW_p** auf dem Rathaus und **269 kW_p** auf den Baufeldern A bis C. Bei den Neubauten ist die bauseitige Planung der Gebäude im Gesamtkomplex noch nicht abgeschlossen. Sobald hier die Dachpläne vorliegen, ist die PV-Anlage nochmals unter Berücksichtigung von zum Beispiel Lüftungsanlagen, Fahrstuhlschächten sowie Durchgängen und besondere Abständen zu Brandschutzwänden zu simulieren. Bei einem vorerst pauschalen Sicherheitsabschlag von 20 % reduziert sich die Anlagenleistung auf den Neubauten (Rathaus und Baufeld A bis C) auf **297 kW_p**. Die detaillierte Aufschlüsselung der Modulanzahl, installierbaren PV-Anlagenleistung und simulierten Stromerzeugung ist in Tabelle 33 einzusehen.

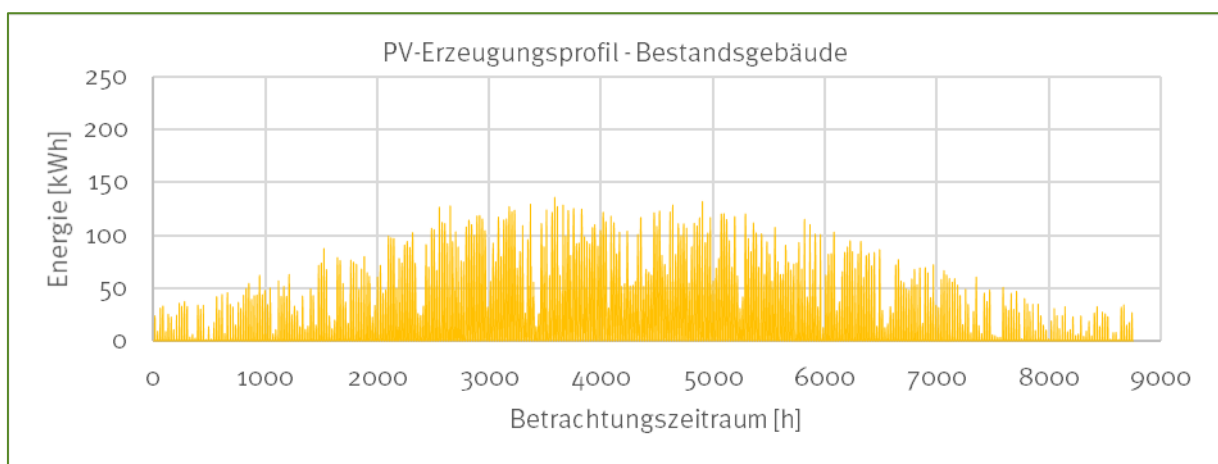
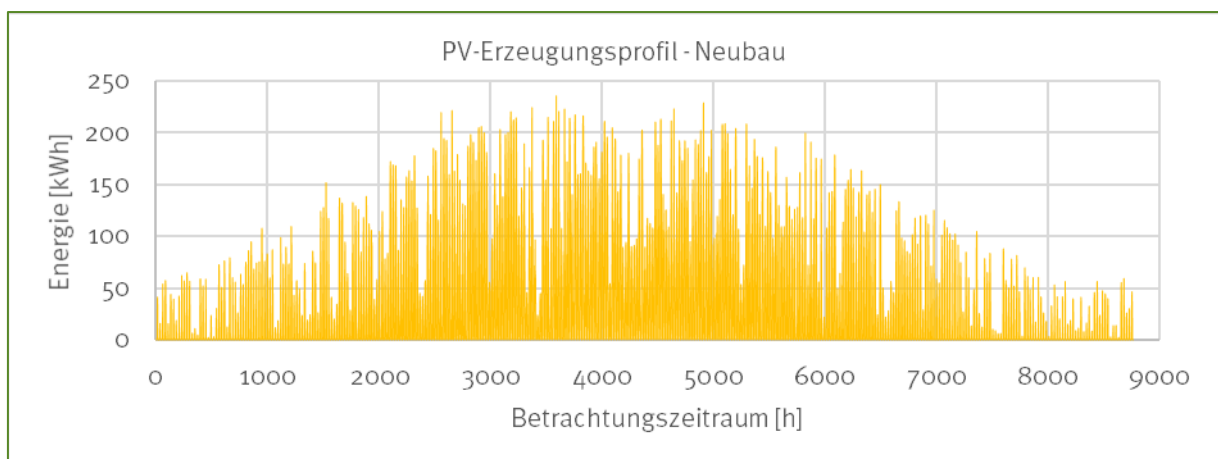
Tabelle 33: Rahmendaten der PV-Aufdachanlagen der Bestandsgebäude.

	Modulanzahl	Max. Anlagenleistung in kW _p	Erzeugte Energiemenge in MWh/a
Bauteil A	174	53,94	49,61
Bauteil B	96	29,76	27,37
Bauteil C	72	22,32	20,53
Bauteil D	212	65,72	60,44

Tabelle 34: Rahmendaten der PV-Aufdachanlagen der Neubauten inkl. Sicherheitsabschlag.

	Modulanzahl	Max. Anlagenleistung in kW _p	Erzeugte Energiemenge in MWh/a
Rathaus	264	81,84	75,27
Baufeld A	232	71,92	66,15
Baufeld B	232	71,92	66,15
Baufeld C	230	71,42	65,69

Die folgenden Abbildungen zeigen jeweils das Erzeugungsprofil der PV-Anlagen auf dem Bestandsgebäude und auf den Neubauten. Die Werte werden dabei über ein Jahr im Stundentakt und in der Einheit kWh wiedergegeben.


Abbildung 108: Erzeugungsprofil der PV-Anlage auf dem Bestandsgebäude über ein Jahr im Stundentakt.

Abbildung 109: Erzeugungsprofil der PV-Anlagen auf den Neubauten über ein Jahr im Stundentakt.

Fassaden PV-Anlagen

Die potenzielle Stromerzeugung durch Photovoltaik ist auch in Form von Fassadenanlagen möglich. Aktuell können diese Anlagen oftmals aufgrund der höheren Investitionskosten durch zum Beispiel eine aufwändigere Unterkonstruktion sowie die niedrigeren spezifischen Erträge, die durch steile Ausrichtung und die vermehrte Verschattung verursacht werden, nicht rentabel umgesetzt werden. Dies wird nun für das Projektgebiet untersucht.

Für das Bestandsgebäude gingen dieser Machbarkeitsstudie bereits Untersuchungen des Ingenieurbüros energiebüro voraus. Dabei wurden ganzheitlich energetische, technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte von PV-Fassadenanlagen betrachtet. Die Idee dabei ist, Synergieeffekte im Zusammenhang mit der Sanierung der Fassade auszuschöpfen. Zur energetischen Analyse ist das Simulationstool PV*Sol verwendet worden, welches die standortspezifischen Wetterdaten in Form von langjährig aufgenommen und gemittelten Werten hinterlegt. Ebenfalls integriert sind die im Rahmen einer Vorortbegehung aufgenommenen Horizontverschattungen. Da an PV-Module für die Fassade andere Anforderungen gestellt werden als an Aufdach PV-Module, wurde eine Marktrecherche von potenziellen Herstellern und Anbietern durchgeführt. Auswahlkriterien waren unter anderem gestalterische Vorgaben bezüglich Abmaße, Gewicht und Farbgestaltungsmöglichkeiten und technische Vorgaben bezüglich Schwachlichtverhalten, Wirkungsgrad usw. Ergeben haben sich zwei Dünnschichtmodule unterschiedlicher Größe aus dem Zellmaterial CIGS von einem Hersteller. Die Module werden in Reihe geschaltet und zu mehreren Strings in einer „Multistringschaltung“ zusammengefasst und mit dezentralen Wechselrichtern verbunden. Außerdem werden die Module nicht direkt an der Fassade angebracht, sondern über eine Unterkonstruktion am Rohbau befestigt. Über spezielle Rahmen aus Aluminium sind die Module darin eingespannt. Die folgende Abbildung 110 zeigt beispielhaft die Platzierung der Fassadenmodule an der Südwest Fassade von Bauteil A des Bestandsgebäudes. Die gelb hinterlegten Flächen symbolisieren die PV-Module. Zum einen mit den Abmaßen 1,2 x 1,2 m und zum anderen mit 0,4 x 1,2 m. [40] Der Verschaltungsaufwand ist im Vergleich zu einer Aufdachanlage mit deutlich höherem Materialaufwand verbunden. Dies wird sich in den Gesteungskosten widerspiegeln. Wenn die PV-Anlage den gesamt generierten Strom in das vorgelagerte Netz einspeisen soll, müssen die Gesteungskosten unter der festen Einspeisevergütung liegen. Wenn der Strom direkt vor Ort verbraucht werden soll, müssen die Gesteungskosten unter dem Strombezugspreis aus dem Netz liegen. Ergänzend sollte eine ausreichend hohe Eigenverbrauchsquote erzielt werden. Dies wird in den folgenden Abschnitten genauer thematisiert.



Abbildung 110: Beispielhafte Darstellung der Fassaden PV-Anlage. [40]

Die Ergebnisse der Simulation sind in der Tabelle 35 und Tabelle 36 zusammengefasst. Jede Fassade ist aufgrund der unterschiedlichen Gegebenheiten (bezogen auf die Ausrichtung und Verschattung) einzeln simuliert. Der spezifische Ertrag bietet eine erste Entscheidungsgrundlage, ob die Realisierung einer PV-Anlage an der jeweiligen Fassade ökologisch sinnvoll ist. Vergleichsweise liegt dieser bei den Aufdach PV-Anlagen bei rund 920 kWh/kW_p.

Tabelle 35: Angaben zur Fassaden PV-Anlage an Bauteil D des Bestandsgebäudes. [40]

Bauteil D	Modulanzahl	Nennleistung in kWp	Spez. Ertrag in kWh/kWp	Ertrag in kWh/a
Nordost	113	11,09	161,00	1.785,17
Südost	20	1,92	405,00	777,60
Südwest	154	14,78	555,00	8.205,12
Nordwest	66	6,34	305,00	1.932,48

Tabelle 36: Angaben zur Fassaden PV-Anlage an Bauteil A des Bestandsgebäudes. [40]

Bauteil A	Modulanzahl	Nennleistung in kWp	Spez. Ertrag in kWh/kWp	Ertrag in kWh/a
Nordost	24	2,30	118,00	271,87
Südost	192	18,43	482,00	8.884,22
Südwest	60	5,76	213,00	1.226,88
Nordwest	164	15,46	313,00	4.837,73

Inwiefern eine Realisierung der Fassadenanlagen ökonomisch sinnvoll ist, lässt sich durch die Berechnung der Stromgestehungskosten bestimmen. Aus bisherigen Berechnungen der Naturstrom AG sind spezifische Investitionskosten von 1.400 €/kW_p und jährliche Betriebskosten von 3 % von der Investition bekannt. Aufgrund des hohen Verschaltungsaufwands und den verschiedenen Modultypen werden die spez. Investitionskosten in diesem Fall etwas höher mit 1.500 €/kW_p angenommen. Bei einer technischen Lebensdauer von 20 a ergibt sich für die Anlagen mit dem höchsten spezifischen Stromertrag von 555 kWh/kW_p ein Gestehungspreis von 21,62 ct/kWh. Dieser Wert liegt deutlich über der entsprechenden Einspeisevergütung. Diese beträgt bei Anlagen bis 10 kW_p bei einer Inbetriebnahme im April 2020 9,84 ct/kWh. [41] Je größer die Anlage und je weiter in der Zukunft die Inbetriebnahme, desto geringer die Vergütung. Somit würde eine Volleinspeisung ausschließlich einen wirtschaftlichen Verlust verursachen. Bei einem Eigenverbrauch fallen bei einer Personenidentität zusätzlich 40 % der EEG-Umlage an. Ist dies nicht der Fall, sind 100 % der EEG-Umlage fällig (§ 61b EEG). Für die Wärmepumpen, die einen Stromtarif von 18,08 ct/kWh aus dem Netz beziehen ist der Strombezug aus der Fassaden PV-Anlage kein wirtschaftlicher Mehrwert. Es wäre ein spezifischer Ertrag von ca. 664 kWh/kW_p notwendig, damit der Gestehungspreis dem Strombezugspreis aus dem Netz entspricht. Wenn die EEG-Umlage mit 40 % einbezogen wird, müsste der spezifische Ertrag bei 780 kWh/kW_p liegen. Wenn die spez. Investitionskosten auf 1.200 €/kW_p gesenkt werden läge der Grenzwert für den spez. Ertrag bei ca. 730 kWh/kW_p. Unter Beachtung dessen, werden im Zuge dieser Studie die Fassaden nochmals simuliert und die PV-Module an Bauteil A und D anders platziert. So werden zum einen die unteren Bereiche aufgrund der Verschattungsverhältnisse komplett ausgelassen und zum anderen die Module so positioniert, dass der Verkabelungsaufwand reduziert ist. Ergänzend werden alle Fassaden simuliert, also auch die der geplanten Neubauten. Dabei können die folgenden Ergebnisse generiert werden.

Tabelle 37: Simulierte Fassaden PV-Anlage an Bauteil A des Bestandsgebäudes.

Bauteil A	Spez. Ertrag in kWh/kW _p	Ertrag in kWh/a	Installierte Leistung in kW _p	Lastspitze in kW
Nordost	333,38	3.307,17	5,31	15,00
Südost	668,31	6.629,61	8,09	20,00
Südwest	774,44	7.682,45	8,29	150,00
Nordwest	453,84	4.502,11	6,51	60,00

Tabelle 38: Simulierte Fassaden PV-Anlage an Bauteil D des Bestandsgebäudes.

Bauteil D	Spez. Ertrag in kWh/kW _p	Ertrag in kWh/a	Installierte Leistung in kW _p	Lastspitze in kW
Nordost	298,04	2.956,58	5,30	30,00
Südost	653,12	6.478,98	8,07	70,00
Südwest	769,08	7.629,24	8,28	20,00
Nordwest	425,73	4.223,26	6,46	100,00

Generell sind die spezifischen Erträge der PV-Anlagen an den Bestandsgebäuden höher als die der vorangegangenen Machbarkeitsstudie. Dies ist unter anderem auf die Verschaltung, die ausschließliche Platzierung der Module im oberen, gering verschatteten Fassadenbereich und die Auswahl der effizienteren PV-Module zurückzuführen. Für die weitere Betrachtung sind aufgrund der spezifischen Erträge ausschließlich die Südwest Fassaden von Relevanz.

Tabelle 39: Simulierte Fassaden PV-Anlage des Rathauses.

	Spez. Ertrag in kWh/kW _p	Ertrag in kWh/a	Installierte Leistung in kW _p	Lastspitze in kW
Nordost	342,18	3.394,41	5,32	100,00
Südost	670,64	6.652,80	8,09	160,00
Südwest	775,71	7.695,08	8,29	90,00
Nordwest	453,84	4.502,11	6,51	300,00

Analog zum Bestandsgebäude ist auch für das Rathaus ausschließlich die Südwest Fassade für die weiteren Berechnungen sinnvoll. Grundsätzlich bietet das 90 m hohe Rathaus die größte Fassadenfläche und das geringste Risiko von umliegenden Gebäude verschattet zu werden.

Tabelle 40: Simulierte Fassaden PV-Anlage für Baufeld A.

	Spez. Ertrag in kWh/kW _p	Ertrag in kWh/a	Installierte Leistung in kW _p	Lastspitze in kW
Nordost	302,11	2.996,97	5,24	10,00
Südost	574,01	11.388,34	15,02	28,00

Tabelle 41: Simulierte Fassaden PV-Anlage für Baufeld B.

	Spez. Ertrag in kWh/kW _p	Ertrag in kWh/a	Installierte Leistung in kW _p	Lastspitze in kW
Südost	627,42	12.448,04	16,22	45,00
Südwest	777,93	7.717,11	8,43	20,00

Tabelle 42: Simulierte Fassaden PV-Anlage für Baufeld C.

	Spez. Ertrag in kWh/kW _p	Ertrag in kWh/a	Installierte Leistung in kW _p	Lastspitze in kW
Nordost	304,00	3.015,71	5,25	10,00
Südost	616,48	6.115,46	8,01	20,00

Bei den Baufeldern A bis C wurden bereits bei der Simulation einige Fassadenflächen komplett ausgeschlossen, da hier die gegenseitige Verschattung der Gebäude zu hoch ist. Prozentual über das gesamte Jahr betrachtet liegt diese zwischen 20 bis 40 %. Auch hier wird weiter mittels der spezifischen Erträge eingegrenzt indem für die weitere Betrachtung ausschließlich die Südwest Fassade in Baufeld B einbezogen wird.

6.2.3 Kraft-Wärme-Kopplung

Die Anwendung einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage wird bereits in Kapitel 3 mit der Auslegung des BHKW vorgenommen. Das ausgewählte BHKW hat eine thermische Leistung von 227 kW_{th} und eine elektrische von 150 kW_{el}. Wenn das BHKW thermische Energie erzeugt, dann gleichzeitig auch elektrische Energie. Diese kann innerhalb des Areal von den elektrischen Verbrauchern genutzt oder in das öffentliche Netz eingespeist werden. Insgesamt generiert das wärmegeführte BHKW rund 776 MWh/a elektrische Energie bei jährlich 5.174 Vollaststunden. Aufgrund der Abfrage von Heizwärme und Trinkwarmwasser wird diese über das gesamte Jahr bereitgestellt., wobei die Verteilung in der Heizperiode höher gewichtet ist. Wo diese Energie ökonomisch und ökologisch am sinnvollsten verwendet werden sollte, wird im Zuge des Abschnitts Sektorenkopplung untersucht.

6.3 Sektorenkopplung und Strommarktdienlichkeit

6.3.1 Sektorenkoppelnde Maßnahmen der Anlagentechnik

Der **Begriff Sektorenkopplung** ist durch die Veränderung des Energiesystems in den letzten Jahren als neuer Begriff in der Energie- und Klimapolitik aufgetaucht. Bisher gibt es noch keine klare und einheitliche Definition dieses Begriffs, weshalb das Verständnis dazu variiert. Im Folgenden stellt der Begriff die Kopplung der Bereiche Strom, Wärme, Mobilität und Gas innerhalb des Projektgebietes unter Einbeziehung von Synergieeffekten dar. Es wird geprüft inwiefern der dezentral und anhand von erneuerbaren Energieträgern generierte Strom die Bedarfe der Wohn- und Gewerbeeinheiten, der Anlagentechnik und der möglichen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bestmöglich abdecken kann. Dabei spielt nicht nur die energetische und ökologische Sichtweise ein Rolle, sondern auch die ökonomische Sinnhaftigkeit.

Bei den erneuerbaren Energien handelt es sich größtenteils um fluktuierende Energieträger. Dies bedeutet, dass Erzeugung und Bedarf zeitlich nicht kontinuierlich harmonieren. Mittels Sektorenkopplung kann hier eine bessere Übereinstimmung und Eigenverbrauchsoptimierung erzielt werden. Des Weiteren wird durch die Kopplung eine Glättung der Last- und/oder Erzeugungsprofile innerhalb des Projektgebietes erzielt. Erzeugungsspitzen können zum Beispiel durch die vielfältige Nutzung des vor Ort generierten Stroms abgefangen werden, wodurch die Netzbelastung sinkt. Dasselbe gilt auch andersherum für die Bedarfsspitzen, die durch den eigenen erzeugten Strom teilweise oder komplett abgedämpft werden können. Ökonomisch entstehen hier Vorteile seitens einer Reduzierung der Netzanschlusskosten durch einen geringer dimensionierten Netzanschlusspunkt und aufgrund der Einsparung des Netzbezugs wegen des höheren Eigenverbrauchs.

Laut der **Leistungsbeschreibung** der BIM sind im Zuge der Sektorenkopplung innerhalb der vorliegenden Machbarkeitsstudie folgende Punkte konkret einzubeziehen:

- Einsatz des vor Ort erzeugten Stroms in der Anlagentechnik für eine möglichst emissionsfreie Wärme- und Kältebereitstellung.
- Weitere Einsatzmöglichkeiten des überschüssigen PV-Stroms im Quartier (Gewerbe, Wohnen, Mobilität und Speicher) zur Eigenverbrauchserhöhung.

Demnach wird zunächst ausschließlich die **Anlagentechnik** betrachtet. Diese besteht grundsätzlich aus den Wärmepumpenstationen mit einem Strombedarf von 526 MWh/a und einem wärmegeführten BHKW mit einer Stromerzeugung von 776 MWh/a bei einer elektrischen Leistung von 150 kW_{el} und 5.174 VLH/a. Da im Sinne von Wärmenetze 4.0 ausschließlich die Anlagentechnik zur Wärme- und nicht zur Kältebereitstellung gefördert wird, werden die 181 MWh/a, die die Wärmepumpen zur Kältebereitstellung benötigen, nicht berücksichtigt und das Lastprofil wird entsprechend gesplittet. Zweiteres muss zur Berechnung der Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade durchgeführt werden. Neben dem BHKW sind allerdings auch mehrere PV- und Kleinwindanlagen möglich. Die entsprechenden Potentiale sind unter Kapitel 6.2 einzusehen.

Generell ist es möglich mit dem **BHKW** drei Sektoren miteinander zu verknüpfen. Zum einen, weil mit Hilfe von Gas gleichzeitig Wärme und Strom generiert wird und zum anderen, weil dieser Strom wiederum zum Antrieb der Wärmepumpen in den LowEx-Gebäuden eingesetzt werden kann (Power-to-Heat). Das Stromerzeugungsprofil des BHKW und das Verbrauchsprofil der Wärmepumpen zeigen bezüglich der Raumwärmeversorgung einen ähnlichen Verlauf und lassen somit eine hohe Eigenverbrauchsquote vermuten. Darüber hinaus kann auch der Strom aus den **PV- und Kleinwindanlagen** in den Wärmepumpen Anwendung finden, sodass eine weitere Kopplung der Sektoren Strom und Wärme stattfindet. Da die PV-Anlagen vorrangig während der Sommermonate Strom produzieren wäre dieser besonders für die Kältebereitstellung mittels derselbigen Wärmepumpen in den Büro- und Verwaltungsgebäuden interessant.

Der Vollständigkeit halber lässt sich der Bereich **Mobilität** entweder mit dem Gassektor in Form von gasbetriebenen Fahrzeugen koppeln oder über den Stromsektor in Form von Elektrofahrzeugen. Ausschließlich Zweiteres ist für die weitere (spätere) Betrachtung relevant (Power-to-Mobility). Der Tank bzw. Akku der Fahrzeuge dient in diesem Fall als Speichermedium. Graphisch zusammengefasst werden die soeben benannten sektorenkoppelnden Maßnahmen in Abbildung 111.

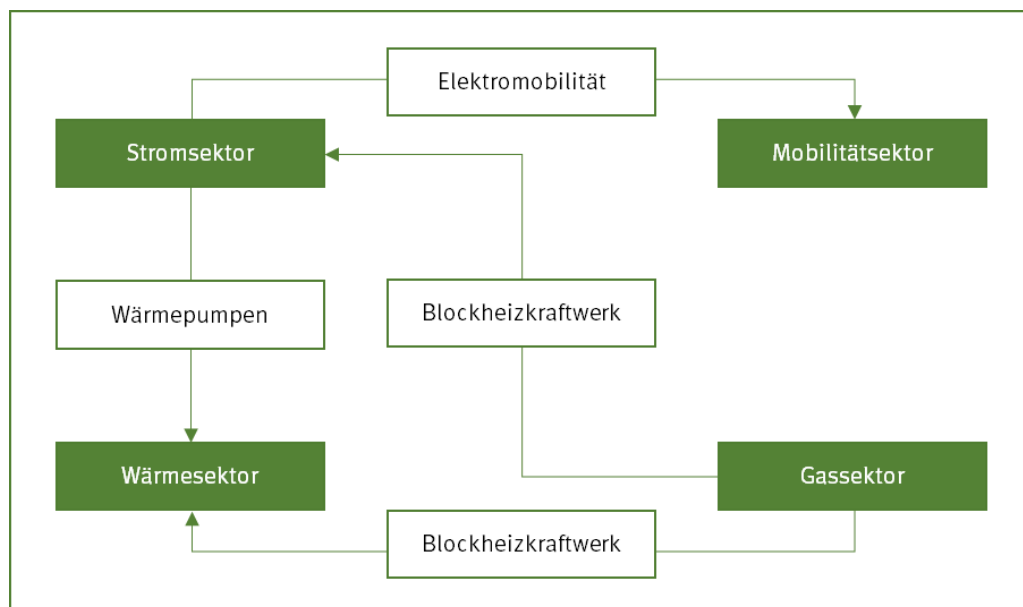


Abbildung 111: Sektorenkoppelnde Maßnahmen für das "Haus der Statistik".

Wo genau der vor Ort erzeugte Strom ökonomisch und ökologisch am sinnvollsten verwendet werden sollte, wird durch Abgleichen der jeweiligen Bedarfs- und Erzeugungsprofile, Beziffern der damit verbunden Einsparungen und Bewerten der messtechnischen Möglichkeiten und Aufwendungen beurteilt. Dazu werden zur energetischen Betrachtung die Stromflüsse ermittelt und die Eigenverbrauchs- und Autarkiegrade bestimmt. Im nächsten Schritt

werden die jeweiligen Stromflüsse mit Geldwerten belegt, um die Kosten für den Direktverbrauch dem des vollkommenen Netzbezugs gegenüberzustellen. Hierzu ist es notwendig die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einzubeziehen, da diese die Höhe einiger Kostenindices wie beispielsweise die EEG-Umlage oder die Netzentgelte festlegen. Abschließend werden die Einsparungen den Zusatzaufwendungen des Messkonzeptes gegenübergestellt, die im Vergleich zu einem ausschließlichen Netzbezug anfallen.

Für den ersten Schritt sind in Abbildung 112 die jährlichen **Bedarfs- und Erzeugungsmengen** abschnittsweise graphisch aufgezeigt. Insgesamt werden fortlaufend drei Abschnitten - dem Bestandsgebäude, dem Rathaus und den Baufelder A bis C – separat betrachtet. Dies orientiert sich an den Bauphasen oder auch Bauabschnitten.

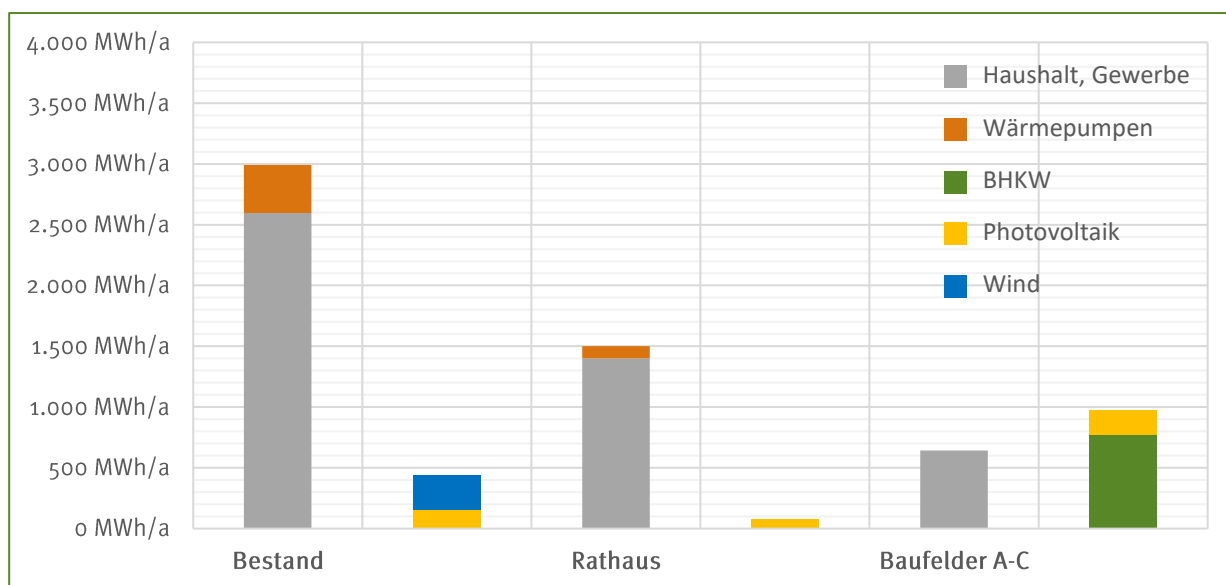


Abbildung 112: Elektrische Bedarfe und Potentiale je Abschnitt.

Bilanzielle Deckungsraten

Bilanziell entspricht der vor Ort regenerativ erzeugte Strom rund 29 % des gesamten Strombedarfs des Quartiers. Bezogen auf den Bedarf der Wärmepumpen, der im Sinne der Sektorenkopplung und der Leistungsbeschreibung primär durch die Potentiale vor Ort gedeckt werden soll, kann das 2,8-fache an Strom quartiersübergreifend bereitgestellt werden. Wird ausschließlich die Wärmebereitstellung (so wie von Wärmenetze 4.0 gefordert) betrachtet, dann wird den Wärmepumpen bilanziell das 4,3-fache vor Ort angeboten.

Wenn nun die einzelnen Abschnitte betrachtet werden, können im Bestandsgebäude bei einer 100-prozentigen Eigenverbrauchsquote aller dort verfügbaren Erzeugungsanlagen 15 % des Strombedarfs vor Ort bereitgestellt werden. Im Rathaus sind es dagegen ausschließlich 5 %. Auf den Baufeldern A bis C wird das 1,5-fache im Vergleich zum Bedarf generiert. Dies ist zum Großteil dem BHKW zuzuschreiben. Dadurch wird deutlich, dass eine Überschreitung der Gebäudegrenzen für einen möglichst hohen Eigenverbrauch unverzichtbar ist. Um dies zu ermöglichen müssen die jeweils betroffenen Gebäude elektrisch über ein Stromkabel miteinander verbunden werden. Der energierechtliche Raum, welcher so für die direkte Kopplung von Stromerzeugung und Stromverbrauch außerhalb des öffentlichen Stromnetzes gebildet wird, repräsentiert eine Kundenanlage. Die Installation und der Betrieb der Kundenanlage, welche nach § 3 Nr. 24a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) definiert wird, fallen nicht in den Verantwortungsbereich des vorgelagerten Netzbetreibers. Dieser sieht ausschließlich die vom Summenzähler aufgenommene Ein- und Ausspeisung am Netzverknüpfungspunkt.

Varianten zur Sektorenkopplung (Wärmebereitstellung mittels Strom)

Im Sinne der ganzheitlichen Energieversorgung und der Sektorenkopplung soll beginnend untersucht werden, inwiefern Strombedarf und -erzeugung der Anlagentechnik zur Wärmebereitstellung verknüpft werden können und wie die tatsächlichen Eigenverbrauchsquoten und Deckungsraten ausfallen. Dazu werden verschiedene Szenarien gebildet. Als erstes wird die Verknüpfung der Anlagentechnik betrachtet, die grundsätzlich zur thermischen Energieversorgung (Wärmepumpen und BHKW) geplant ist.

Referenz: Die Wärmepumpen werden zu 100 % aus dem vorgelagerten Stromnetz versorgt. Das BHKW speist den erzeugten Strom komplett ein. Es gibt keinen Direktverbrauch.

Szenario 1: Das BHKW, welches nach dem KWKG vergütet wird, versorgt primär die Wärmepumpen mit Strom (Direktverbrauch). Der überschüssige BHKW-Strom wird in das vorgelagerte Stromnetz eingespeist. Die Wärmepumpen beziehen den Reststrom aus dem vorgelagerten Netz.

Im Szenario 1 wird eine Eigenverbrauchsquote von 34 % und eine Deckungsrate (Autarkie) von 77 % erreicht. Das bedeutet, dass jährlich von den 345 MWh Strombedarf der Wärmepumpen ca. 265 MWh durch das BHKW direkt bereitgestellt werden. Demnach werden jährlich die überschüssigen 511 MWh in das vorgelagerte Netz eingespeist und ausschließlich ca. 80 MWh für den Reststrombedarf der Wärmepumpen daraus bezogen. Um die finanzielle Einsparung gegenüber dem Referenzszenario beziffern zu können, müssen die jeweiligen Stromflüsse zunächst mit Geldwerten belegt werden. Vergleichsparameter sind in jedem Fall die gesamten Strombezugskosten der Wärmepumpen, die im Prinzip auch als „Brennstoffkosten“ gesehen werden können. Diese ergeben durch Multiplizieren der Geldwerte mit den jeweiligen Strommengen. Hierbei sind auch die Einnahmen durch die Stromeinspeisung des BHKWs einzubeziehen. Der Vergütungssatz errechnet sich anhand des KWKG mittels der elektrischen Nennleistung.

Für die **Berechnung des Netzstromtarifs** müssen verschiedene Faktoren betrachtet werden, da sich dieser aus mehreren Komponenten zusammensetzt. Die staatlichen Bestandteile (Abgaben, Umlagen und Steuern) sind in Tabelle 43 aufgelistet und betragen aktuell 9,84 ct/kWh. [42] Ein weiterer Bestandteil sind die Kosten für die Energiegewinnung und den Vertrieb, welche in der Leistungsbeschreibung mit 5,63 ct/kWh angegeben werden. [2]

Tabelle 43: Staatliche Strompreiskomponenten 2020. [42]

	Strompreiskomponenten [ct/kWh]
EEG-Umlage	6,76
Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV	0,01
Umlage nach § 19 StromNEV	0,39
KWK-Umlage	0,23
Offshore Haftungsumlage nach § 17f Absatz 7 EnWG	0,42
Stromsteuer	2,05
Summe	9,84

Standortspezifische Komponenten sind die Konzessionsabgabe und die Netzentgelte. Für Wärmepumpen werden diese beiden Komponenten oftmals reduziert angeboten, da sie als flexible Verbraucher netzdienlich agieren können. Nach dem Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH (SNB) kann die Konzessionsabgabe für Sondervertragskunden hier von 2,39 ct/kWh auf 0,11 ct/kWh gesenkt werden. Verminderte Netzentgelte können von SNB ausschließ-

lich von Wärmepumpen in Anspruch genommen werden, wenn diese ohne Leistungsmessung, also nach Standardlastprofilverfahren (SLP), abgerechnet werden. Die Grenze liegt hierbei bei 100 MWh Jahresbedarf. Dieser Wert wird mit 345 MWh/a überschritten. Demnach werden die Wärmepumpen mit Leistungsmessung (RLM) abgerechnet und haben die dementsprechend geltenden Netzentgelte zu zahlen. Bei einer Benutzungsdauer über 2.500 h/a und einer Abrechnung auf Niederspannungsebene wird für das Jahr 2020 ein Arbeitspreis von 2,50 ct/kWh und ein Leistungspreis von 69,87 €/kW*a aufgerufen. [42] Somit sind für den Netzstrom 18,08 ct/kWh netto zu entrichten (5,63 ct/kWh + 9,84 ct/kWh + 2,5 ct/kWh + 0,11 ct/kWh). Hinzu kommt der Leistungspreis, der sich am maximalen Leistungsbezug orientiert. Bei 240 kW (siehe Kapitel 6.1.2) ergeben sich rund 16.769 €/a.

Für den **direktverbrauchten BHKW-Strom** werden üblicherweise die jeweiligen Gestehungskosten der Erzeugungsanlagen, welche sich aus der Investition sowie den laufenden Kosten und der erzeugten Energiemenge über die technische Lebensdauer zusammensetzen, fällig. Soweit die Personenidentität zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlage und dem der Wärmepumpen gegeben ist, kommen jeweils 40 % EEG-Umlage (2,70 ct/kWh) hinzu. Falls dies nicht umgesetzt wird, sind 100 % EEG-Umlage auf den vor Ort erzeugten und direktverbrauchten Strom zu entrichten. [43] Eine komplette Befreiung ist nach aktueller Rechtslage in vorliegendem Fall nicht realisierbar. Für das BHKW können die Gestehungskosten nicht verwendet werden, da die Investitions- und Betriebskosten bereits in den Wärmepreis einfließen. Daher werden die Kosten angesetzt, die der Anlagenbetreiber des BHKWs bei einer Volleinspeisung der elektrischen Energie erhalten würde. Denn genau diese Erlöse sind bei der Berechnung des Wärmepreises als jährliche Einnahmen inkludiert und müssen bei einem Direktverbrauch abgedeckt werden. Zusammensetzen tun sich diese aus dem KWK-Zuschlag nach § 7 KWKG, dem KWK Index und den vermiedenen Netznutzungsentgelten. Die KWK-Zuschlagshöhe ist abhängig von der Anlagenleistung und wird gestaffelt berechnet. Ausgezahlt wird der Zuschlag für 60.000 VLH bei bis zu 50 kW_{el} und 30.000 VLH bei mehr als 50 kW_{el} (§ 8 Abs. 1 und 2 KWKG). Der KWK Index bildet den durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) Leipzig im jeweils vergangenen Quartal ab. Dieser wird hier mit 39,92 €/MWh eingerechnet. Eine genaue Prognose des Wertes zum Inbetriebnahmedatum ist nicht darstellbar. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte können dem Referenzpreisblatt von Stromnetz Berlin entnommen werden und betragen zurzeit 1,69 ct/kWh. Zu beachten ist, dass diese bei einer Inbetriebnahme ab dem 01.01.2023 nicht mehr ausgezahlt werden. Da die Inbetriebnahme nach dem aktuellen Bauablauf später realisiert wird, werden diese hier vorausschauend nicht eingerechnet. Mit der reduzierten EEG-Umlage beträgt der anzulegende Wert für den BHKW-Strom im Direktverbrauch 13,03 ct/kWh.

Tabelle 44: Vergütungssatz des BHKW für den eingespeisten Strom.

	Vergütungsbestandteile [ct/kWh]
KWKG Zuschlag	6,33
KWK Index	3,99
Vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE)	0,00
Summe	10,33

Letztlich ist der **eingespeiste BHKW-Strom** mit einem entsprechenden Geldwert auszuweisen. Dafür werden üblicherweise die jeweiligen Vergütungssätze ermittelt. Die Vergütungshöhe des eingespeisten BHKW-Stroms ist bereits in Tabelle 44 mit 10,33 ct/kWh aufgezeigt. Dies kann hier allerdings nicht verwendet werden, da die Erlöse für den BHKW-Strom, egal ob Direktverbrauch oder Einspeisung, komplett in den Wärmepreis eingehen. Daher reduziert sich der Wert für den Überschussstrom des BHKW auf 0 ct/kWh.

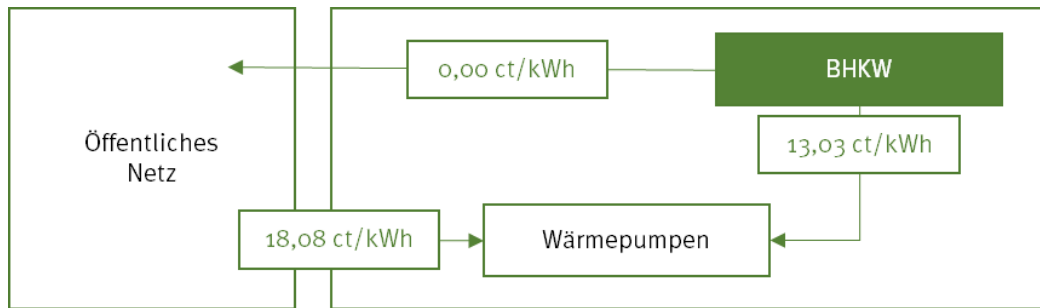


Abbildung 113: Geldwerte der Stromflüsse in Szenario 1.

Der Tarif für den Direktverbrauch kann verringert werden, indem das BHKW in die Förderung von Wärmenetze 4.0 eingeschlossen wird und im Umkehrschluss auf den KWK-Zuschlag verzichtet. Eine Kumulierbarkeit (Kombination) der Förderprogramme ist nach dem aktuellen KWKG nicht möglich. So wird die Investition in das BHKW mit 30 % (Grundförderung WN 4.0) gefördert und der Tarif für den direktverbrauchten BHKW-Strom reduziert sich auf den KWK Index zuzüglich der 40 % EEG-Umlage.

Szenario 2: Das BHKW, welches nach Wärmenetze 4.0 gefördert wird, versorgt primär die Wärmepumpen mit Strom (Direktverbrauch). Der überschüssige BHKW-Strom wird in das vorgelagerte Stromnetz eingespeist. Die Wärmepumpen beziehen den Reststrom aus dem vorgelagerten Netz.

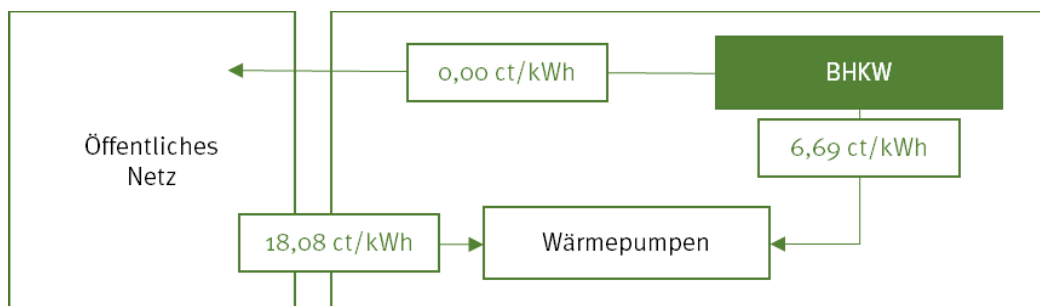


Abbildung 114: Geldwerte der Stromflüsse in Szenario 2.

Nun können die Geldwerte mit den jeweiligen Stromflüssen multipliziert werden. Aufsummiert ergeben sich dann die Gesamtkosten, die für den Strombezug der Wärmepumpen anfallen. Bei einem hundertprozentigem Netzbezug umfassen diese jährlich rund 79.063 €. Dahinter steht die Annahme, dass die Wärmepumpen über einen Netzanschlusspunkt versorgt werden und auf Niederspannung mittels RLM-Messung abgerechnet werden. Bei den aufgestellten Szenarien zur Sektorenkopplung werden gewisse Anteile des Gesamtbedarfs durch vor Ort erzeugten Strom gedeckt. Die dabei entstehenden Kosten und die Ersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario werden in dargestellt.

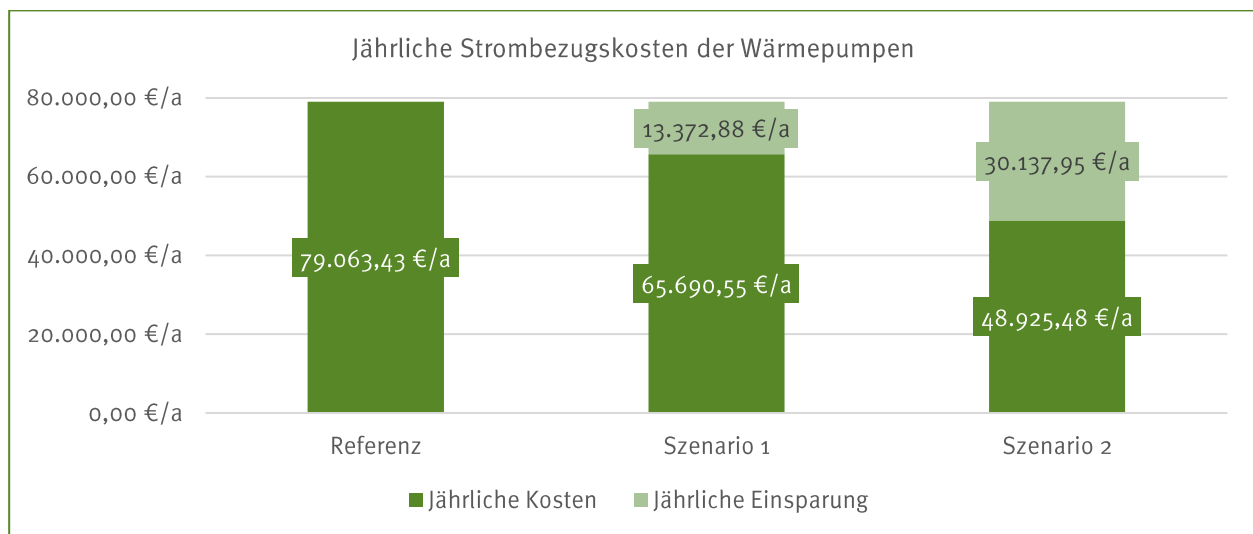


Abbildung 115: Jährliche Stromkosten der Wärmepumpen im Referenzszenario (100 prozentiger Netzbezug) und bei einer anteiligen Direktstromversorgung mittels des BHKWs.

Da im zweiten Szenario auf den KWK-Zuschlag verzichtet wird, der einer Reduzierung des Wärmepreises zugutekommt, wird der Wärmepreis für einen ganzheitlichen Vergleich herangezogen. Dieser ist wie in der detaillierten Kostenrechnung, im Contracting-Modell sowie unter Berücksichtigung der Laufzeit von 20 a und den gestaffelten Realisierungszeiträumen der Bauabschnitte, berechnet (siehe Kapitel 5.4). Bei einem **Grundpreis von 275.000 €** ergeben sich bei einer Eigenkapital Rendite von 9,25 % (Ausnahme bei der Referenz: 9,02 %) folgende Arbeitspreise je Szenario:

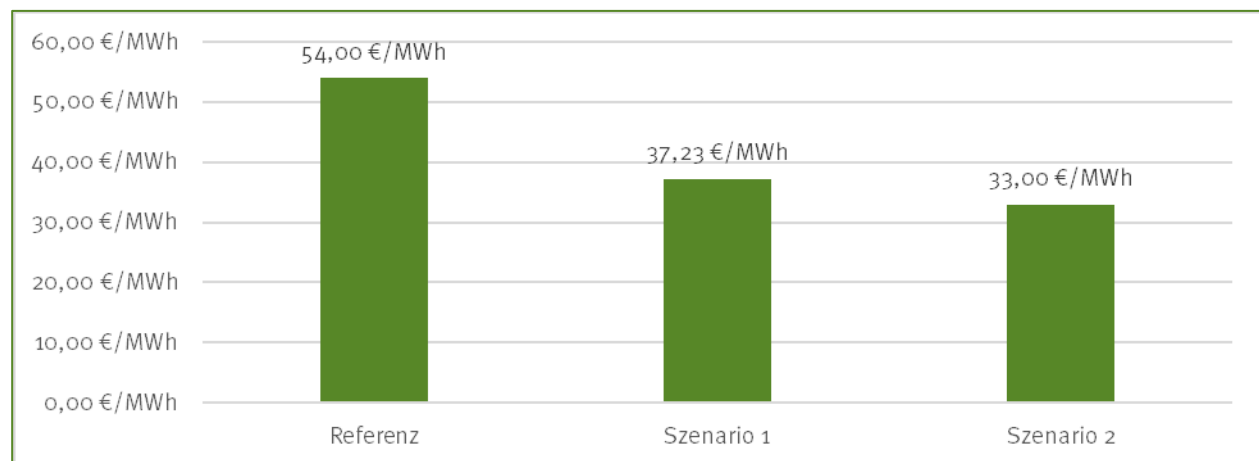


Abbildung 116: Arbeitspreise für die Wärmebereitstellung im Referenzszenario (100 prozentiger Netzbezug) und bei einer anteiligen Direktstromversorgung mittels des BHKWs.

Demnach kann durch den Direktstrombezug aus dem BHKW eine Reduzierung des Wärme-Arbeitspreises (bei gleichem Grundpreis) von 54,00 €/MWh auf 37,23 €/MWh vorgenommen werden. Wenn das BHKW nun einen Investitionszuschuss innerhalb des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 in Anspruch nimmt und im Gegenzug auf den KWK-Zuschlag für den eingespeisten Strom verzichtet, kann der Wärme-Arbeitspreis weiter auf 33,00 €/MWh reduziert werden. Dies setzt eine Erfüllung aller zuvor getroffenen Annahmen voraus. Es wird empfohlen, die Berechnungen mit den zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme geltenden Rahmenbedingungen zu aktualisieren.

In weiteren Szenarien sollen die Möglichkeiten der PV- und Kleinwindanlagen zur Deckung des Wärmepumpen-Strombedarfs untersucht werden. Dabei bleibt das BHKW im Vorrang geschaltet.

Szenario 3: Das BHKW, welches nach Wärmenetze 4.0 gefördert wird, versorgt primär die Wärmepumpen mit Strom (Direktverbrauch). Der resultierende Reststrombedarf der Wärmepumpen wird sekundär von PV-Anlagen und zu guter Letzt aus dem vorgelagerten Netz bezogen. Der überschüssige BHKW- und PV-Strom wird eingespeist.

Szenario 4: Das BHKW, welches nach Wärmenetze 4.0 gefördert wird, versorgt primär die Wärmepumpen mit Strom (Direktverbrauch). Der resultierende Reststrombedarf der Wärmepumpen wird sekundär von Kleinwindanlagen und zu guter Letzt aus dem vorgelagerten Netz bezogen. Der überschüssige BHKW- und Wind-Strom wird eingespeist.

Der Eigenverbrauch der PV-Anlagen liegt in Szenario 3 unter einem Prozent (0,45 %). Die Deckungsbeitrag ordnet sich in einem ähnlichen Bereich bei 0,57 % ein. Grund dafür ist der genau gegensätzliche Verlauf der Lastprofile. Der Strombedarf der Wärmepumpen verteilt sich auf die Heizperiode und die Stromerzeugung der PV-Anlagen auf die Sommermonate. Im Sinne der Sektorenkopplung wird aus diesem Grund zwischen Wärme und Strom bei Szenario 3 kein Mehrwert geschaffen, weshalb dieses nicht weiter untersucht wird. Ausschließlich beim Einbezug des Strombedarfs zur Kältebereitstellung wäre es sinnvoll diese Kopplung genauer zu untersuchen. In Szenario 4 werden die Wärmepumpen sekundär durch die Kleinwindanlagen mit Strom beliefert. Der Eigenverbrauch liegt so bei 13 % und der Beitrag zum Autarkiegrad bei 11 %. So werden von den jährlich generierten 283 MWh Wind-Strom rund 38 MWh in die Wärmepumpen gespeist. Ob sich der Einsatz der Kleinwindanlagen ökonomisch lohnt, kann bewertet werden, wenn wie in Abbildung 115 die Gesamtkosten des Strombezugs der Wärmepumpen verglichen werden. Dazu müssen die Stromflüsse (direktverbrauchten und eingespeister Wind-Strom), wie bereits beim BHKW-Strom, mit Geldwerten versehen werden. Für den **direktverbrauchten Wind-Strom** werden die Gesteungskosten der jeweiligen Erzeugungsanlage fällig. Die Berechnung dieser wurde für den Wind-Strom bereits im Zuge der Potentialanalyse (Kapitel 6.2.1) vorgenommen. Für die 18 Anlagen auf den Bestandsbauteilen A und D fallen 8,44 ct/kWh an.

$$LCOE = \frac{266.554,00 \text{ €} + 10.622,16 \text{ €} * 20 \text{ a}}{283.214,40 \text{ kWh/a} * 20 \text{ a}} = 8,44 \text{ ct/kWh} \quad \text{Gl. 6}$$

Bei einer Personenidentität zwischen dem Betreiber der Kleinwindanlagen und dem der Wärmepumpen sind jeweils 40 % EEG-Umlage (2,70 ct/kWh) zu addieren. Falls dies nicht umgesetzt wird, sind 100 % EEG-Umlage auf den vor Ort erzeugten und direktverbrauchten Strom zu entrichten. Eine komplette Befreiung ist nach aktueller Rechtslage hier nicht realisierbar. [43] Für den **ingespeisten Wind-Strom** ist der aktuell geltende Vergütungssatz nach dem EEG zu ermitteln. Für Kleinwindanlagen, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen müssen, werden die Vergütungshöhen seit dem 01.01.2019 aus den Zuschlagswerten bei vorangegangenen Ausschreibungen berechnet. Dazu wird nach § 46b Abs. 1 EEG der Durchschnitt aus den im Vorjahr jeweils höchsten bezuschlagten Geboten gebildet. Für das Jahr 2020 sind die Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2018 relevant und ergeben einen Mittelwert von 6,04 ct/kWh. [41] Da auch für den eingespeisten Strom die Gesteung anfällt, ist eine Differenz aus beiden Werten zu bilden. Demnach werden in diesem Fall für jede eingespeiste kWh ca. 2,40 ct fällig. Abbildung 117 zeigt die zusammengefassten geldwerte für Szenario 4.

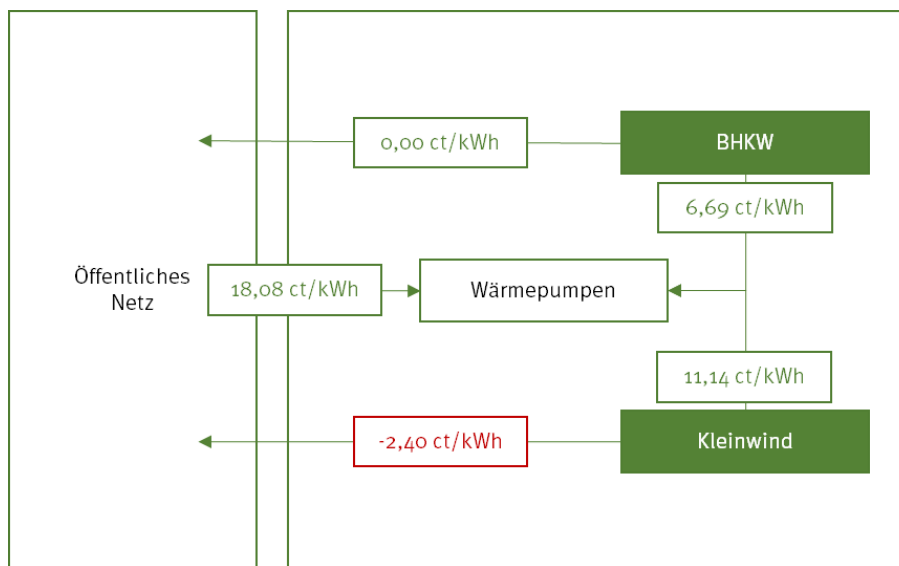


Abbildung 117: Geldwerte der Stromflüsse in Szenario 4.

Unter diesen Voraussetzungen ergeben sich Gesamtkosten von ca. 52.200 €, die jährlich durch den Strombezug der Wärmepumpen zur Bereitstellung von Wärme anfallen. Somit kann im Vergleich zu Szenario 2 kein finanzieller Mehrwert geschaffen werden. Selbst der Einsatz einer Kleinwindanlage kann bei einem Eigenverbrauch von 18 % keine Einsparungen hervorrufen. So lägen die Gesamtkosten bei ca. 49.030 €/a. Dies ist auf die 2,40 ct zurückzuführen, die für jede eingespeiste kWh anfallen. Aus diesem Grund wird auch dieses Szenario ausgeschlossen. Zusammenfassend ist bei der Kopplung von Wärme und Strom nach den genannten Prämissen und Randbedingungen ausschließlich die Stromlieferung durch das BHKW an die Wärmepumpen ökonomisch sinnvoll. Auf diesem Wege kann der Arbeitspreis für die Wärmebereitstellung bei gleichem Grundpreis von 54 auf 33 €/MWh herabgesetzt werden.

Varianten zur Sektorenkopplung (Wärme- und Kältebereitstellung mittels Strom)

Nun wird im Sinne der Leistungsbeschreibung der gesamte Strombedarf der Wärmepumpen von 526 MW/a in die Betrachtung einbezogen. Auch hier sollen verschiedene Szenarien gebildet werden. Zunächst gibt es ein Referenzszenario (Referenz 2) in welchem der Strombedarf der Wärmepumpen vollständig aus dem Netz bezogen wird. Im Szenario 5 werden alle Wärmepumpen der LowEx-Gebäude mit dem BHKW aus Baufeld B, den PV-Anlagen und den Kleinwindanlagen auf Bauteil A und D des Bestandsgebäudes zu einer Kundenanlage zusammengeschlossen. Hierbei wird die Vorrangschaltung der Erzeugungstechnologien PV und Wind variiert. Das BHKW bleibt weiterhin im Vorrang, da dieses nach Wärmenetze 4.0 den Investitionszuschuss erhält und im Gegenzug keinen KWK-Zuschlag für den eingespeisten Strom erhält. Die Logik wird durch die einzelnen Geldwerte im Folgenden deutlicher. Generell hat die Vorrangschaltung einen fundamentalen Einfluss auf die jeweiligen Eigenverbrauchsquoten. So hat das BHKW im Vorrang eine vor Ort Verbrauch von 39 % (Szenario 5). Wenn der PV-Strom an zweiter Stelle für die Deckung des Strombedarfes steht, erreicht dieser einen Eigenverbrauch von 26 %. Die gleiche Eigenverbrauchsquote wurde gerundet auch bei den Kleinwindanlagen an zweiter Stelle resultieren.

Referenz 2: Die Wärmepumpen werden zu 100 % aus dem vorgelagerten Stromnetz versorgt. Alle Erzeugungsanlagen speisen den erzeugten Strom komplett ein. Es gibt keinen Direktverbrauch.

- Szenario 5:** Das BHKW, welches nach Wärmenetze 4.0 gefördert wird, versorgt primär die Wärmepumpen mit Strom (Direktverbrauch). Der resultierende Reststrombedarf der Wärmepumpen wird sekundär von den PV-Anlagen und zu guter Letzt von den Kleinwindanlagen bezogen. Der überschüssige Strom wird eingespeist und der zusätzlich benötigte aus dem vorgelagerten Netz bezogen.
- Szenario 6:** Das BHKW, welches nach Wärmenetze 4.0 gefördert wird, versorgt primär die Wärmepumpen mit Strom (Direktverbrauch). Der resultierende Reststrombedarf der Wärmepumpen wird sekundär von den Kleinwindanlagen und zu guter Letzt von den PV-Anlagen bezogen. Der überschüssige Strom wird eingespeist und der zusätzlich benötigte aus dem vorgelagerten Netz bezogen.

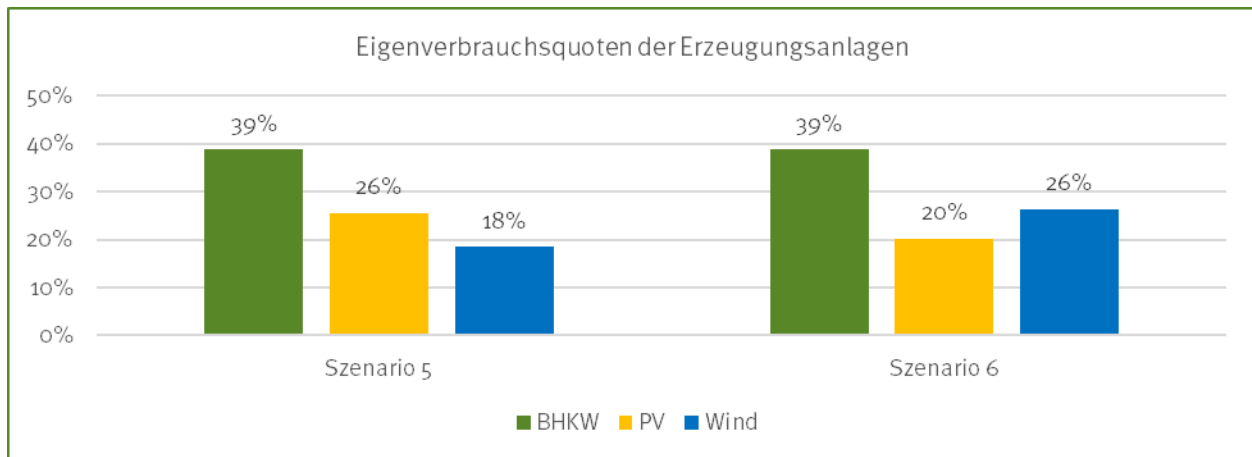


Abbildung 118: Eigenverbrauchsquoten der Erzeugungsanlagen.

Die Abbildung 118 zeigt, dass bei einer Betrachtung aller Erzeugungstechnologien die höhere Eigenverbrauchsquote für Szenario 6 prognostiziert wird. Hier wird vorrangig der Strom aus dem BHKW, auf zweiter Position, der der 18 Kleinwindanlagen und zuletzt der der PV-Anlagen messtechnisch in die Wärmepumpen geleitet. Absolut werden ca. 463 MWh jährlich im Quartier direkt verbraucht und rund 1.027 MWh/a in das vorgelagerte Netz eingespeist. Den größten Anteil hat hier das BHKW mit 475 MWh/a. Neben den Eigenverbrauchsquoten werden in Abbildung 119 die anteiligen Deckungsraten dargestellt.

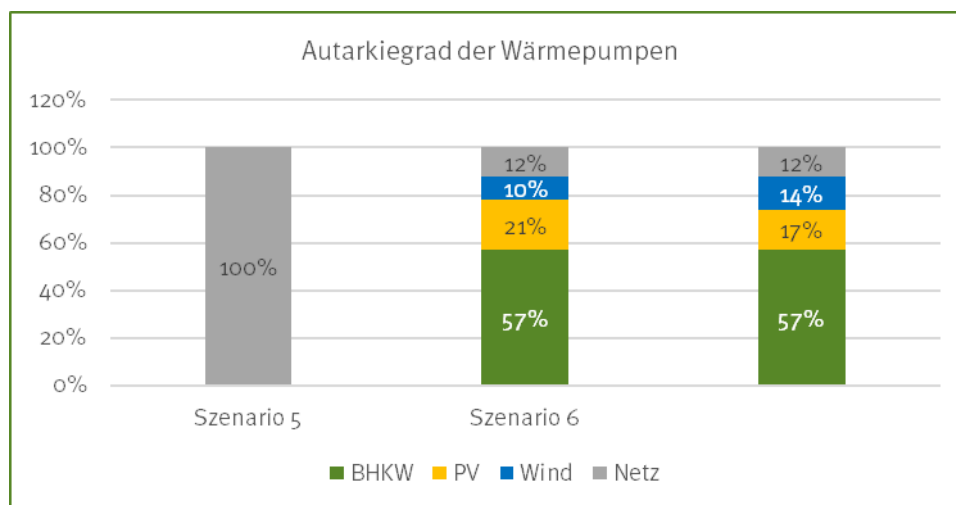


Abbildung 119: Deckungsraten der Erzeugungstechnologien am Wärmepumpen-Strombedarf.

Generell können die Wärmepumpen in den Szenarien 5 und 6 einen Autarkiegrad von 88 % erreichen. Lediglich die anteiligen Deckungsraten der Erzeugungsanlagen variieren mit den Szenarien. So werden in jedem Fall jährlich ca. 62 MWh Reststrom aus dem Netz bezogen. Das BHKW erreicht 57 %, mit den PV-Anlagen können maximal 21 % in Szenario 5 erzielt werden und die Kleinwindanlagen schaffen maximal 14 % des Strombedarfs in Szenario 6 zu decken. Eventuelle finanzielle Einsparungen gegenüber einem 100 prozentigem Netzbezug können erst identifiziert werden, wenn die einzelnen Stromflüsse mit Geldwerten belegt werden.

Für den direktverbrauchten Strom werden erneut die jeweiligen Gestehungskosten der Erzeugungsanlagen, welche sich aus der Investition sowie den laufenden Kosten und der erzeugten Energiemenge über die technische Lebensdauer zusammensetzen, fällig. Für den BHKW- und Wind-Strom wurden die Gestehungskosten bereits ermittelt. Für den **direktverbrauchten PV-Strom** sind für die Anlage auf dem Bestandsgebäude 7,49 ct/kWh (spez. Invest: 984 €/kW_p), für die des Rathauses 8,29 ct/kWh (spez. Invest: 1.089 €/kW_p) und für die auf den Wohnungsneubauten 7,43 ct/kWh (spez. Invest: 967 €/kW_p) Gestehungskosten anzusetzen. [44] Daraus ergibt sich ein gemittelter Wert (unter Einbezug der Anlagenleistungen) von 7,60 ct/kWh. Soweit die Personenidentität zwischen dem Betreiber der Erzeugungsanlagen und dem der Wärmepumpen gegeben ist, kommen jeweils 40 % EEG-Umlage hinzu. Falls dies nicht umgesetzt wird, sind 100 % EEG-Umlage auf den vor Ort erzeugten und direktverbrauchten Strom zu entrichten. Eine komplette Befreiung ist nach aktueller Rechtslage hier nicht realisierbar. [43]

Letztlich ist der **eingespeiste PV-Strom** mit einem entsprechenden Geldwert auszuweisen. Dafür werden die jeweiligen Vergütungssätze unter Anwendung des EEG ermittelt. PV-Anlagen können nach dem EEG die Möglichkeit in Anspruch nehmen den eingespeisten Strom direkt zu vermarkten oder eine feste Einspeisevergütung zu beziehen. Seit 2016 ist die Direktvermarktung Pflicht für Anlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW_p. Die festen Vergütungssätze für den eingespeisten Strom variieren mit der Größe der Anlage, dem Typ (Gebäude oder Freifläche) und dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Berechnet werden diese aus den anzulegenden Werten, die quartalsweise unter Berücksichtigung der Degressionssätze von der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden. Unterschieden wird aktuell zwischen Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10 kW_p, 40 kW_p und 100 kW_p. Die anzulegenden Werte und Vergütungssätze, bei einer Inbetriebnahme der PV-Anlage ab dem 01.04.2020, können der Tabelle 45 entnommen werden.

Tabelle 45: Anzulegende Werte für Solaranlagen bei einer Inbetriebnahme ab dem 01.04.2020. [41]

	Anzulegender Wert [ct/kWh]	Vergütungshöhe [ct/kWh]
Dachanlagen bis 10 kW _p	9,84	9,44
Dachanlagen über 10 kW _p bis 40 kW _p	9,58	9,18
Dachanlagen über 40 kW _p bis 750 kW _p	7,61	7,21
Sonstige Anlagen bis 750 kW _p	6,90	6,50

Es ist zu beachten, dass der Vergütungssatz ab einer Anlagengröße von mehr als 10 kW_p gestaffelt berechnet werden muss. Das Ergebnis entspricht dem Vergütungssatz, den der Verteilnetzbetreiber dem Anlagenbetreiber auf jede eingespeiste kWh zahlt. Dies ist dem Anlagenbetreiber ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme für 20 Jahre, zuzüglich dem Jahr der Inbetriebnahme, gesetzlich garantiert. Bei der Direktvermarktung wird der PV-Strom direkt an der Strombörse, gleichberechtigt neben dem konventionell erzeugten Strom, gehandelt und verkauft. Der dabei erzielte Strombörsenerlös wird vom Direktvermarkter an den Anlagenbetreiber überwiesen. Außerdem besteht der Anspruch auf die Marktprämie nach § 20 EEG, inklusive der eingepreisten Managementprämie, welche wie bei der fixen Einspeisevergütung vom Verteilnetzbetreiber ausgezahlt werden muss. Die Marktprämie soll die Differenz zwischen dem Börsenerlös und der sonst erhaltenen fixen Einspeisevergütung ausgleichen.

Die PV-Anlage auf dem Bestandsgebäude erzielt mit einer installierten Leistung von rund 172 kW_p zum Beispiel eine theoretische Einspeisevergütung von 7,68 ct/kWh. Praktisch ist hier eine Direktvermarktung notwendig. Dies gilt auch für die Pv-Anlagen auf den Wohnungsneubauten (7,59 ct/kWh). Die PV-Anlage auf dem Rathaus kann nach aktuellem Stand eine feste Vergütung von 8,20 ct/kWh beanspruchen. Somit ergibt sich als gemittelter Wert für den eingespeisten PV-Strom ein Wert von 7,73 ct/kWh. In Abbildung 120 sind die spezifischen Geldflüsse visualisiert. Dabei wurden bei den eingespeisten Strommengen die Gestehungskosten von der jeweiligen Einspeisevergütung abgezogen, da diese auf jede kWh generierten Strom anfallen.

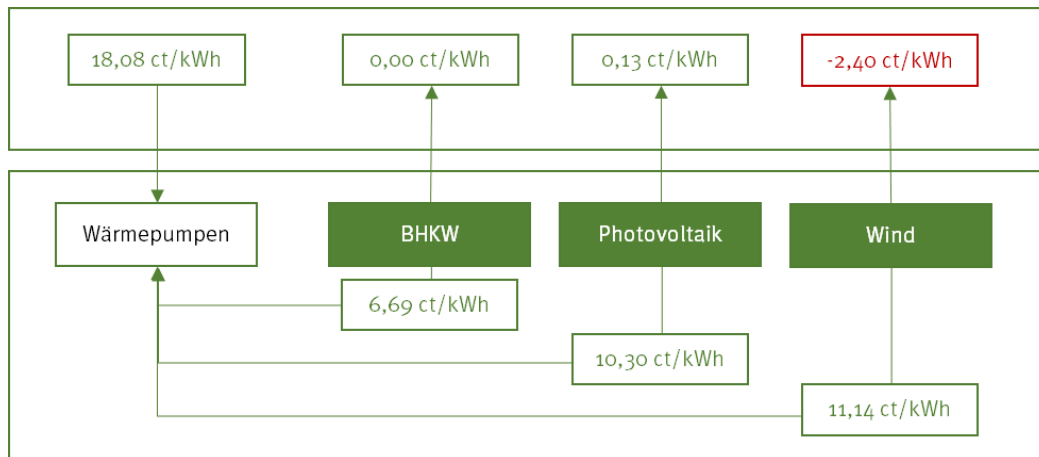


Abbildung 120: Geldwerte der jeweiligen Stromflüsse für Szenario 5 und 6.

Nun können die Geldwerte mit den jeweiligen Stromflüssen multipliziert werden. Aufsummiert ergeben sich dann die Gesamtkosten, die für den Strombezug der Wärmepumpen anfallen. Dargestellt werden diese in Abbildung 121 für die Referenz und die zwei Szenarien der Eigenstromnutzung.

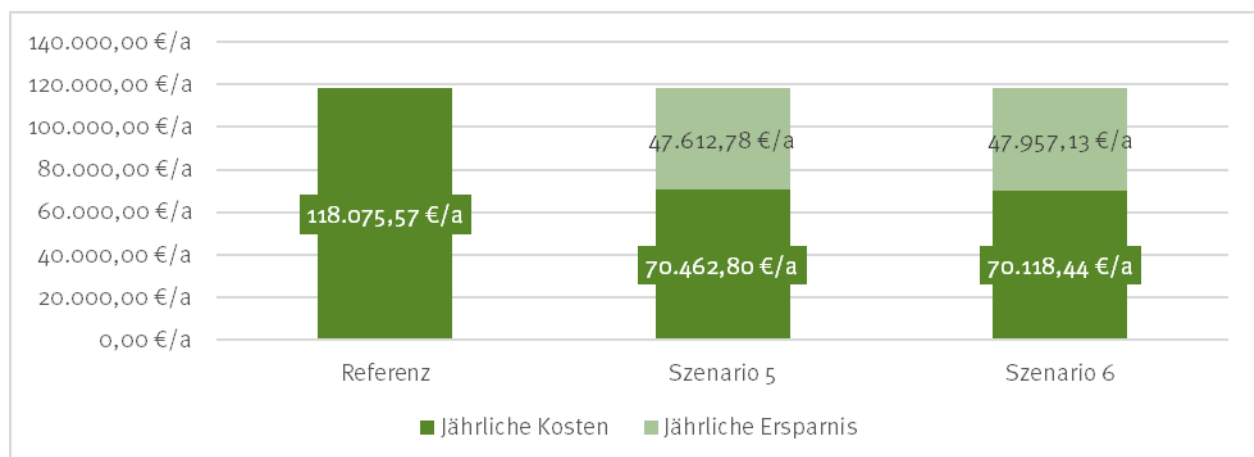


Abbildung 121: Stromkosten der Wärmepumpen bei einer Eigenstromnutzung und die Ersparnisse gegenüber einem hundertprozentigem Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Bei einem hundertprozentigem Netzbezug umfassen die Gesamtkosten jährlich rund 118.076 €. Dabei sind die Einspeisevergütungen der PV- und Kleinwindanlagen eingerechnet. Des Weiteren steht dahinter die Annahme, dass die Wärmepumpen über einen Netzanschlusspunkt versorgt werden und auf Niederspannung mittels RLM-Messung abgerechnet werden.

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass durch die Sektorenkopplung und die damit verbundene Reduzierung des Strombezugs aus dem vorgelagerten Netz die laufenden Kosten der Wärmepumpen verringert werden können. Die meisten Ersparnisse können in Szenario 6 erzielt werden. Hierbei werden die Wärmepumpen vorrangig durch das BHKW, an zweiter Stelle durch die Kleinwindanlagen und zu guter Letzt mit Strom aus den PV-Anlagen gespeist. Im nächsten Schritt soll diese Variante weiter optimiert werden. Dazu werden die einzelnen Kostenkomponenten in Abbildung 122 dargestellt.

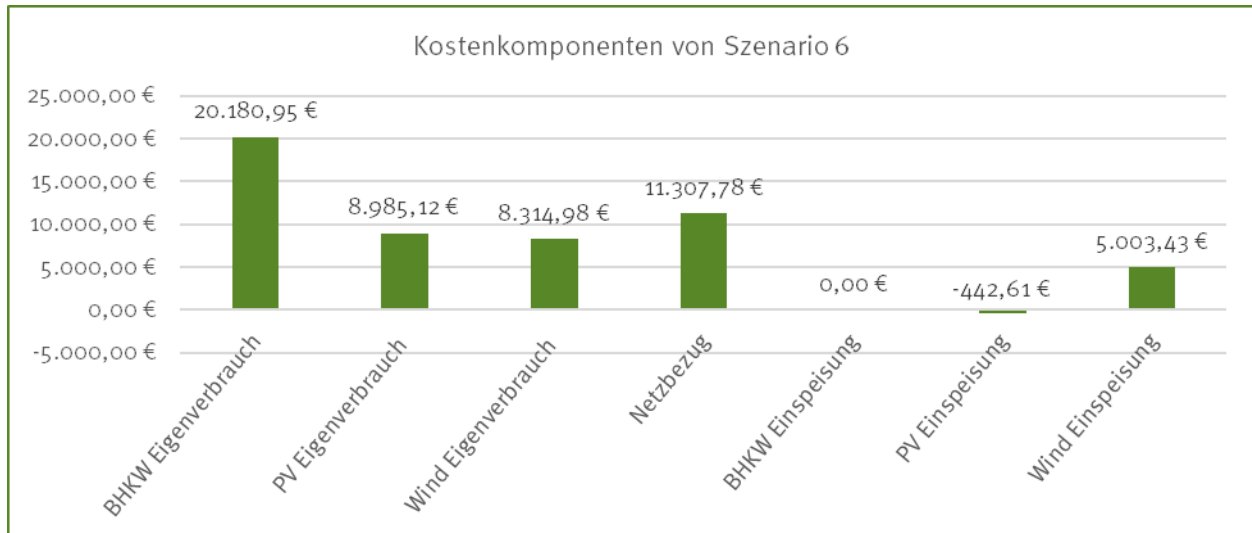


Abbildung 122: Kostenzusammensetzung in Szenario 2.4.

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass die Einspeisung des Stroms aus den Kleinwindanlagen ca. 5.000 € zusätzliche Kosten verursacht. Dies ist dem geschuldet, dass die Gestehungskosten der Anlagen die Einspeisevergütung um 2,40 ct/kWh überschreiten. Genau dieser Betrag fällt für jede eingespeiste kWh an Mehrkosten an. Anhand einer Sensibilitätsanalyse soll hier das Optimum der zu installierenden Kleinwindanlagen detektiert werden. Dazu wird die Anzahl der Anlagen von 0 bis zur maximalen Anzahl von 18 Stück variiert. Die resultierenden Gesamtkosten für den Strombezug der Wärmepumpen sind in Abbildung 123 visualisiert.

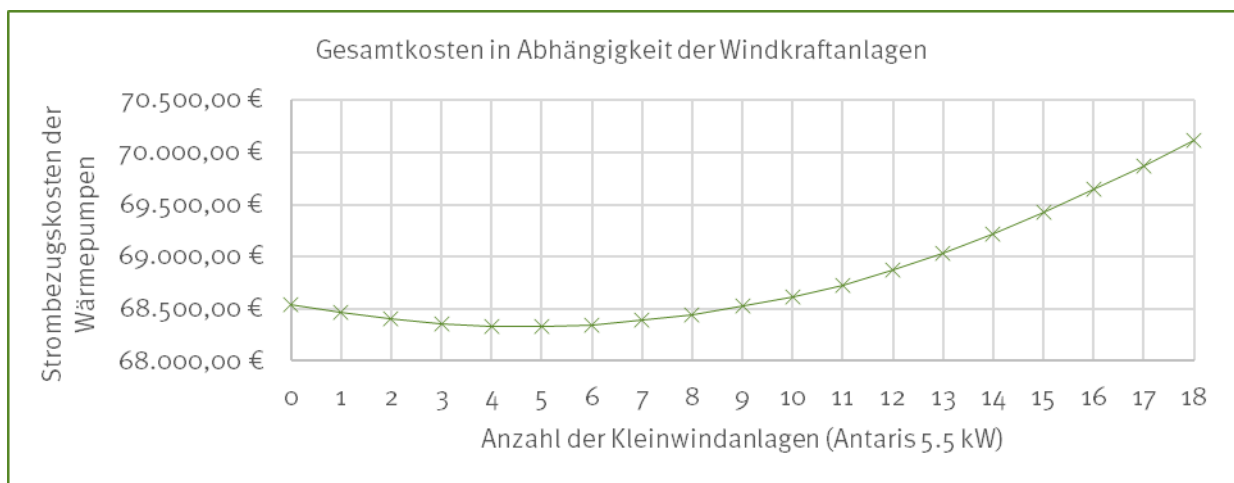


Abbildung 123: Strombezugskosten der Wärmepumpen in Abhängigkeit der Anzahl der Kleinwindanlagen für Szenario 6.

Die geringsten Strombezugskosten liegen so mit ca. 68.330 € bei 5 installierten Kleinwindanlagen. Die Eigenverbrauchsquote beträgt in diesem Punkt 36 %, wobei die restlichen eingespeisten 64 % Kosten von rund 1.200 € jährlich aufrufen.

Weitere Kosten können durch eine Optimierung des Netzanschlusses eingespart werden. Zum einen kann der jährlich zu zahlende Leistungspreis reduziert werden, der sich anhand des maximalen Leistungsbezugs aus dem vorgelagerten Netz berechnet. Werden die Lastspitzen durch die vor Ort Erzeugung geglättet bzw. abgefangen, ist die Abgabe des Leistungspreises geringer. Im Fall der RLM-Abrechnung auf Niederspannungsebene fallen rund 70 €/kW an. Bei einer Lastgangspitze von ca. 240 kW sind 16.769 € an den Netzbetreiber zu zahlen. Wenn diese Lastgangspitze nun beispielsweise durch das BHKW mit seinen 150 kW_{el} abgefangen und somit auf 90 kW reduziert werden, sind ausschließlich 6.288 € jährlich als Leistungspreis abzugeben. Dies setzt eine Kommunikation der Anlagentechnik und einen ausreichend dimensionierten Wärmespeicher voraus. Die Größe des Speicher bestimmt dabei, wie lange die Lastgangspitze abgefangen werden kann. Für eine Stunde wären 227 kWh thermische Energie des BHKW abzunehmen. Bei einer Temperaturspreizung von 20 K entspricht dies einem zusätzlichen Speichervolumen von ca. 9,5 m³. Da in Szenario 6 der Strombezug der Wärmepumpen aus dem vorgelagerten Netz auf unter 100 MWh/a fällt, kann die Abrechnung mittels SLP-Messung erfolgen. So entfällt der jährlich zu zahlende Leistungspreis komplett. Für die SLP-Messung fallen außerdem andere Netzentgelte an. Stromnetz Berlin gibt hier 4,92 ct/kWh vor. [42] Bei regelbaren Verbraucher, wie Wärmepumpen, können reduzierte Netzentgelte in Anspruch genommen werden. Dazu setzt der Netzbetreiber voraus, dass die Wärmepumpen bei Netzüberlastung fernsteuerbar abgeschaltet werden können. Bei einer Steuerbarkeit zwischen 6:00 und 22:00 Uhr reduzieren sich die Netzentgelte auf 0,98 ct/kWh. Somit beziehen die Wärmepumpen den Netzstrom zu 16,56 ct/kWh netto. Damit liegen die gesamten Strombezugskosten der Wärmepumpen bei rund 50.146 €/a.

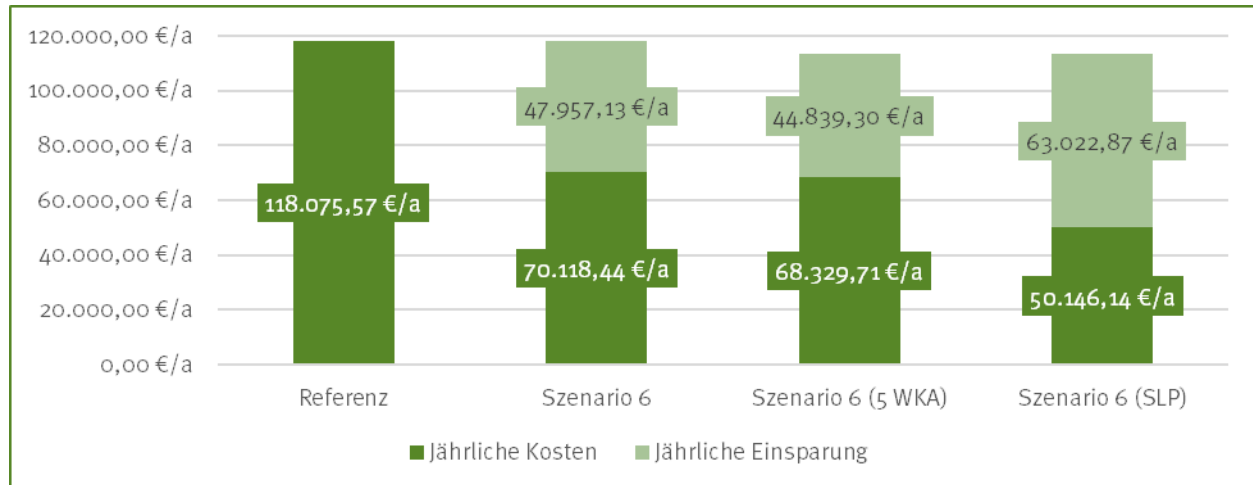


Abbildung 124: Strombezugskosten der Wärmepumpen für Szenario 6 mit Optimierungsmaßnahmen.

Um das Konzept nach Szenario 6 realisieren zu können bedarf es eines entsprechenden Messkonzeptes. Hierbei kämen zwei Varianten in Frage. Zum einen eine Kaskadenschaltung mittels Bilanzierung (Abbildung 125) und zum anderen eine Kaskadenschaltung mittels Differenzmessung (Abbildung 126). Bezogen auf die Kosten, stellt die erste Variante aufgrund des geringeren Einsatzes von Hardware (Zählern) die günstigere dar. Inwiefern dies umgesetzt werden darf, bestimmt der Netzbetreiber (hier Stromnetz Berlin).

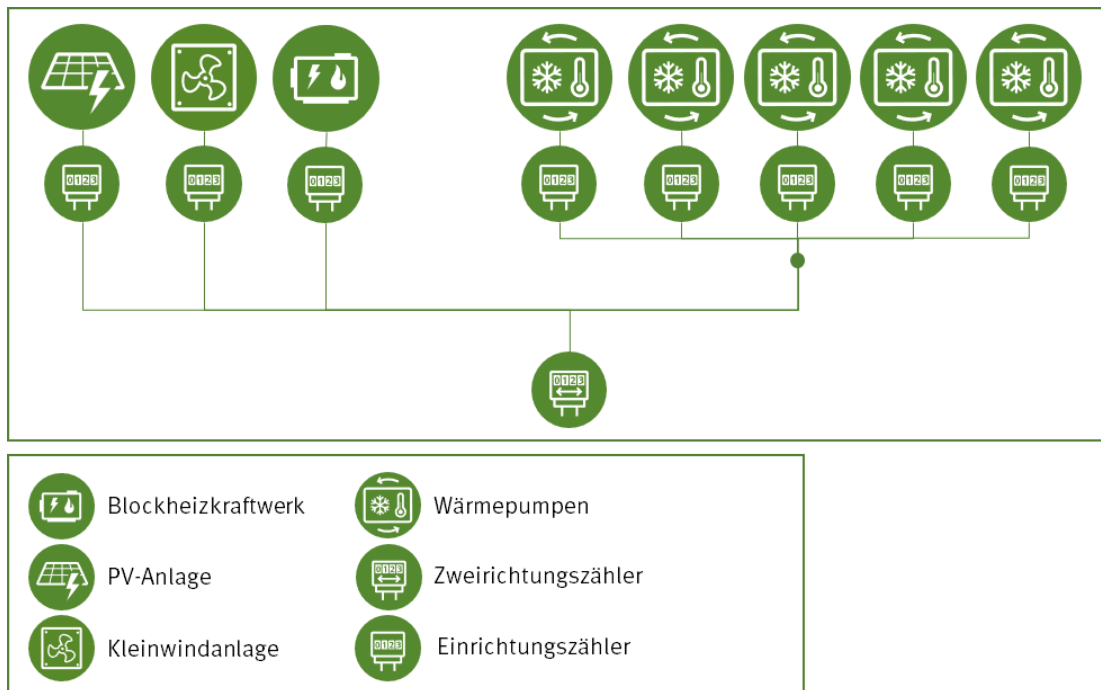


Abbildung 125: Messkonzept mit Kaskadenschaltung und Bilanzierung.

Für das Messkonzept mit Bilanzierung werden die erzeugten Energiemengen der PV-Anlagen, der Kleinwindanlagen und die des BHKW mittels RLM-Erzeugungszählern im Viertelstundentakt gemessen. Da der Summenzähler (Zweirichtungszähler) ebenfalls im Viertelstundentakt misst, können so die Einspeisemengen der jeweiligen Erzeugungsanlage ermittelt werden. Die Kaskadierung (durch eine Priorisierung festgelegt) bestimmt, welche Anlage zuerst die Verbraucher (hier die Wärmepumpen) beliefert. Anhand der Belegung der Stromflüsse mit Geldwerten kann die ökonomisch sinnvollste Priorisierung detektiert werden. Die Verbrauchsmengen der Wärmepumpen werden mit SLP-Zählern gemessen. Anhand des Verhältnisses der Einspeisemengen kann bestimmt werden, welche Mengen von den jeweiligen Erzeugungsanlagen und aus dem Netz bezogen wurden.

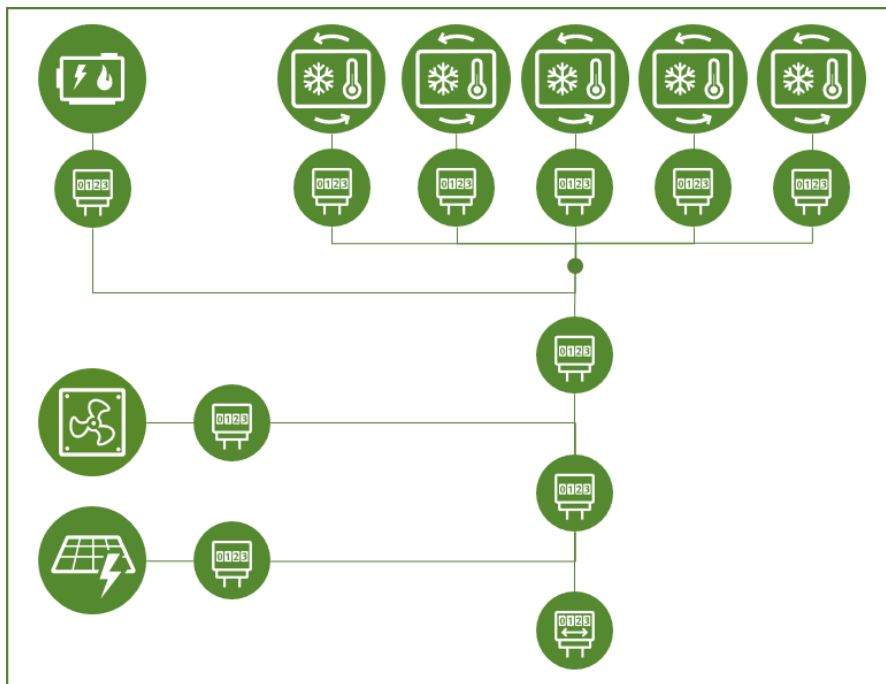


Abbildung 126: Messkonzept mit Kaskadenschaltung und Differenzmessung.

Bei dem Messkonzept mit Differenzzählern zwischen den Stromerzeugungsanlagen werden die jeweiligen Energiemengen mittels SLP-Wandlungsmessung bestimmt. Durch die Differenzähler können die eingespeisten und vor Ort verbrauchten Energiemengen den Stromerzeugern messtechnisch zugeschrieben werden. Dieses Messkonzept erlaubt zwar eine SLP-Abrechnung, umfasst in Summe jedoch einem höheren Hardwareaufwand und Wandlerschränke. Für das Haus der Statistik wird das Messkonzept mit Bilanzierungsrechnung empfohlen, muss jedoch vom Netzbetreiber abgestimmt werden.

6.3.2 Gewerbe- und Mieterstrom als Zusatzoption

Der vor Ort erzeugte Strom kann natürlich auch in den Gewerbe- und/oder Mieteinheiten genutzt werden. Bezogen auf die Messtechnik und Abrechnung bedarf dies allerdings eines größeren Aufwands. Wenn zum Beispiel der PV-Strom vom Bestandsgebäude von der BIM oder vom Finanzamt verwendet wird, müssen diese 100 % der EEG-Umlage zahlen, da hierbei keine Personenidentität gegeben ist. Somit läge der PV-Strom bei 14,36 ct/kWh netto. Für den BHKW-Strom würden 10,75 ct/kWh netto anfallen und für den Strom aus den Kleinwindanlagen wären 15,19 ct/kWh fällig. Inwiefern hier ein ökonomischen Vorteil zum Gewerbestrom-Tarif erzielt werden kann, lässt sich zu diesem Zeitpunkt nicht beurteilen. Empfehlenswert ist jedoch neben der Kaskade an Erzeugungstechnologien aufgrund der zu hohen Komplexität nicht auch noch eine Verbraucherkaskade mit verschiedenen Identitäten aufzumachen. In diesem Fall wird dazu geraten z.B. die PV-Anlage auf dem Bestandsgebäude aus der Kundenanlagen rauszuziehen und diesen Strom dann ausschließlich für die Gewerbeeinheiten von BIM und Finanzamt zu nutzen. Der deutlich höhere Bedarf (ca. 2,6 GWh/a) gegenüber der Erzeugung (ca. 158 MWh/a) lässt eine hohe Eigenverbrauchsquote vermuten. Hinzu kommt der Verlauf der Bedarfskennlinie der SLP Gruppe G1. Diese zeigt einen ähnlichen Tagesverlauf wie der der PV-Stromerzeugung. Jedoch liegt die Deckungsrate maximal, bei einer 100 prozentigen Eigenverbrauchsquote, bei 6 %. Die relative Kosteneinsparung ist bei der Speisung der Wärmepumpen durch PV-Strom höher anzusetzen.

Mieterstrom wäre für die Gebäude auf Baufeld A bis C mittels der PV-Anlage oder auch dem BHKW denkbar. Für die PV-Anlage wird angenommen, dass die eigentumsrechtliche Schnittstelle der Wechselrichter ist. Das heißt, die

Kosten der AC-seitigen Einbindung sind bauseits zu tragen und technisch bereit zu stellen. Die Wechselrichter werden auf dem Dach platziert. Es wird zunächst ein standardisiertes Aufständerungssystem eingerechnet. Die Auswirkungen durch ein eventuelles Gründach oder die Gebäudehöhe sind bei einer detaillierteren Betrachtung einzubinden. Denn durch die hohen Gebäude entstehen Zusatzkosten für die statische Prüfung des Montagegestells. Das Ergebnis zeigt, dass auch hier jede ins Netz eingespeiste kWh PV-Strom Geld kostet. Daher werden die Anlagenrößen auf den maximalen vor Ort Verbrauch ausgelegt und es wird nicht die maximal belegbare Fläche ausgenutzt. Demnach sind auf Gebäude A 18 kW_p, auf Gebäude B 55 kW_p und auf Gebäude C 80 kW_p verortet. Mit der aktuellen EEG-Vergütung und den sonstigen Gegebenheiten (Personenidentität, EEG-Umlage auf Eigenverbrauch) ist ein Mieterstromtarif, der 10 % unter dem Grundversorger-Tarif liegt, nicht möglich. Der Grundpreis läge mit den Abschätzungen bei 7,35 € pro Monat und der Arbeitspreis bei 28,00 ct/kWh. Jedoch ist dazu ein Baukostenzuschuss von insgesamt ca. 22.000 € für die PV-Anlagen notwendig. Betrachtet man nun bei den Vergütungssätzen eine weitere Degression von 1,0 % pro Monat bis Ende 2025, dann wird ein Baukostenzuschuss von ca. 81.000 € notwendig. Das klare Fazit ist hier, dass die Sinnhaftigkeit eines Mieterstrom-Angebots unter den derzeit gültigen Parametern nicht gegeben ist. Dies sollte zum Zeitpunkt der Realisierung unter den dann geltenden Rahmenbedingungen nochmals abgeschätzt werden.

6.3.3 Flexibilitätsoptionen und Netzdienlichkeit

Flexibilitätsoptionen entstehen durch Sektorenkopplung sowie flexible Verbraucher oder auch Erzeuger. Dazu zunächst ein paar allgemeine Möglichkeiten. Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen bieten den großen Vorteil, dass sie zeitunabhängig zur Verfügung stehen. Dadurch sind sie als flexible Erzeuger einsetzbar. Heutzutage werden BHKWs häufig wärmegeführt betrieben. Dies bedeutet, dass das BHKW immer dann genutzt wird, wenn Wärme benötigt wird. Da das BHKW aber gleichzeitig Strom und Wärme zur Verfügung stellt, herrscht zu dem Zeitpunkt, in dem das BHKW in Betrieb ist, möglicherweise kein Strombedarf. Deswegen gibt es die Möglichkeit das BHKW stromorientiert zu fahren. In diesem Fall orientiert sich die Erzeugung des BHKWs an dem Stromsektor. Dabei wird das BHKW entweder eingeschaltet, wenn innerhalb des Stadtquartiers Strom benötigt wird oder der Strompreis an der Börse steigt bzw. verhältnismäßig hoch ist. Teure Stromeinkaufspreise entstehen bei einem vergleichsweise hohen Bedarf in Gegenüberstellung zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung. Das Einschalten des BHKWs führt dementsprechend zu einer Stabilisierung des Stromnetzes. Die als Nebenprodukt entstehende Wärme wird in Pufferspeichern gelagert. Wärmespeicher haben den Vorteil, dass sie deutlich preiswerter sind als ein Batteriespeicher. Durch die stromorientierte Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ergeben sich außerdem neue Vermarktungsmöglichkeiten. Anstatt wie üblich eine feste Einspeisevergütung für die in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde Strom zu erhalten, bietet sich das Marktprämienmodell an. Bei dieser Art der Vermarktung erhält der Verantwortliche für die eingespeiste Strommenge neben dem aktuellen Strompreis noch die Marktprämie. Diese ermittelt sich aus der Differenz zwischen der anlagenspezifischen Förderhöhe, dem sogenannten anzulegenden Wert, und dem durchschnittlichen Strombörsenpreis. Wird der Strom zu Zeiten verkauft, in denen der Strompreis an der Börse hoch ist, ist diese Art der Vermarktung am lukrativsten.

Eine weitere Flexibilitätsoption ist der flexible Verbrauch. Flexible Verbraucher entlasten das System, da der Verbrauch auf nicht regelbare Erzeugungseinheiten wie PV-Anlagen abgestimmt werden kann. Als flexible Verbraucher kommen unter anderem E-Mobilität und Wärmepumpen in Frage. Eine weitere Idee wäre es über das Variieren der Zimmertemperatur innerhalb festgelegter Grenzen Lüftungen als flexible Verbraucher zu benutzen. So ist der Baukörper selbst als thermischer Speicher anzusehen. Konkret ist eine Möglichkeit das Lademanagement für E-Mobilität. Die steigende Anzahl an Elektroautos werden für die deutschen Stromnetze in Zukunft eine große Herausforderung darstellen. Dennoch sind sie zum Meistern der Energiewende notwendig. Auch für das Areal Haus der Statistik sind flächendeckend die Stellplätze mit Leerrohren für eine zukünftige Elektrifizierung ausgestattet. Der Netzanschluss muss allerdings schon jetzt entsprechend dimensioniert werden, um zukünftige Last stemmen

zu können. Der Ausbau der Netze und somit die Kosten zur Integration der E-Mobilität kann durch netzdienliches Laden signifikant eingedämmt werden. Eine enorme Belastung für das Netz stellt es dar, wenn das E-Auto völlig willkürlich geladen wird. Das heißt, es zieht sofort die volle Leistung, wenn es an die Ladestation angeschlossen wird und hört erst dann auf, wenn es vollgeladen ist. Ist das Elektroauto über mehrere Stunden oder über Nacht an der Ladestation angeschlossen, ist es allerdings sinnvoll sukzessive zu laden. So können die erzeugungsstarken Zeiten abgepasst werden. Besonders im Quartier bietet sich dieses Lademanagement an, da insbesondere Bewohner oder Angestellte in den Gewerbeeinheiten ihre Autos über einen längeren Zeitraum stehen lassen.

Basierend auf dem angedachten Energiekonzept für das Haus der Statistik werden die hier möglichen Flexibilitätsoptionen ermittelt. Hierbei wird vorrangig die Kundenanlage betrachtet, die sowohl die Wärmepumpen als auch das BHKW, die PV-Anlagen sowie die Kleinwindanlagen auf Bauteil A und D des Bestandsgebäudes inkludiert. Die Kundenanlage geht über einen Netzanschluss in Bauteil D an das vorgelagerte Stromnetz. Dadurch können die Energiemengen zwischen den Gebäuden verschoben und der Eigenverbrauch der Anlagen erhöht werden. Dies wurde bereits im Zuge der Sektorenkopplung betrachtet. Darüber hinaus bilden sich aber auch Flexibilitätsoptionen. Der Strombezug aus dem Netz kann z.B. durch reduzieren oder abschalten der Wärmepumpen variiert werden. Des Weiteren kann das BHKW hinzugeschaltet werden, um eventuelle Lastspitzen der Wärmepumpen abzufangen. PV-Anlage und Kleinwindanlage liefern zwar auch Strom, können aber nicht flexibel eingesetzt werden, da Sie abhängig von den gegebenen Umwelteinflüssen sind. Hier wäre der Einsatz von Batteriespeichern zur Synchronisierung von Bedarf und Verbrauch zu untersuchen.

Um die Flexibilitätsmaßnahmen besser abschätzen zu können, wird der summierte Lastgang der Wärmepumpen mit den jeweiligen Erzeugungsanlagen abgeglichen. Dies ist in den folgenden Abbildungen visualisiert.

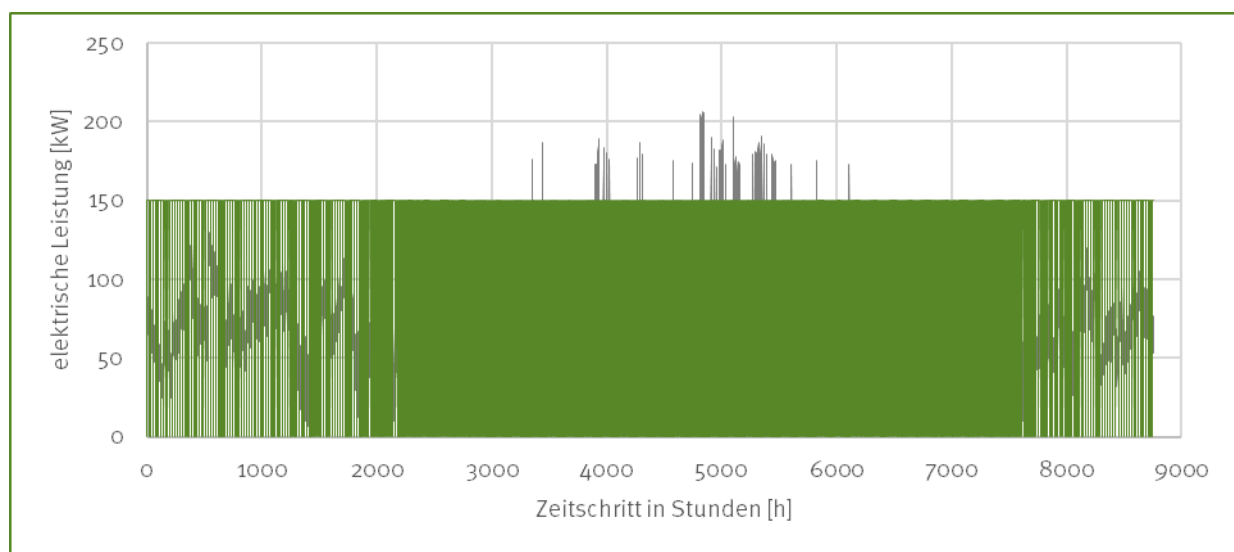


Abbildung 127: Strombedarfsprofil der Wärmepumpen (grau) und Stromerzeugungsprofil des BHKW (grün).

Abbildung 127 zeigt das Erzeugungsprofil des BHKW über dem Lastgang der Wärmepumpen. Beide Profile fahren bei dieser Darstellung unabhängig voneinander. Das BHKW richtet sich nach dem Wärmebedarf der Neubauten auf Baufeld A bis C und die Wärmepumpen werden durch den thermischen Energiebedarf des Bestandsgebäudes und Rathauses gelenkt. Eine elektrische Verbindung der Anlagen wird parallel zur Legung des thermischen Bypasses ermöglicht. Die Abbildung vermittelt aufgrund der Taktung des BHKWs den Eindruck, als würde dieses während der Sommermonate den meisten Strom produzieren. Während dieser Zeit wird allerdings ausschließlich der Trinkwarmwasserbedarf nachgefragt. Gegenläufig dazu, rufen die Wärmepumpen gerade in diesem Jahresabschnitt durch die Kältebereitstellung die größten Lastspitzen auf. Diese übersteigen die maximal mögliche Bereitstellung

von 150 kW_{el} des BHKW. Eine Dämpfung der Nachfrage ist bei einer Abstimmung der Anlagentechniken trotz dessen möglich. Eine konkrete Maßnahme wäre, die maximale Bezugsleistung auf einen Schwellenwert zu beschränken. Wenn dieser Schwellenwert erreicht ist, schaltet sich das BHKW ein. Dieses hat eine elektrische Leistung von 150 kW_{el} und eine thermische Leistung von 227 kW_{th}. Um die Überschreitung des Schwellwertes für eine Stunde aufrecht zu halten, produziert das BHKW 227 kWh thermische Energie. Wenn diese in den Baufeldern A bis C nicht abgenommen werden, ist ein entsprechend großer Pufferspeicher vorzuhalten. Bei einer Temperaturspreizung von 20 K ist ein zusätzliches Speichervolumen von ca. 9,5 m³ notwendig. Da die Lastspitzen vorrangig während der Sommermonate zur Bereitstellung von Kälte auftreten und zu dieser Zeit ausschlich die Trinkwarmwasserbereitstellung vom BHKW zu decken ist, ist davon auszugehen, dass die Flexibilität mittels der Speicher gegeben werden muss. Ergänzend könnten die morgendlichen Lastspitzen der Kältebereitstellung mit denen der Warmwasserabnahme synchronisiert werden. Als positiver Nebeneffekt kann die Taktung des BHKWs so reduziert werden. Zu guter Letzt wäre es möglich die Wärmepumpen nacheinander anlaufen zu lassen, um die Anlaufströme nicht gleichzeitig zu erzeugen.

Die Abbildung 128 und Abbildung 129 zeigen das Erzeugungsprofil der PV- und Kleinwindanlagen, die nicht als flexible Erzeuger eingesetzt werden können, trotz dessen einen gewissen Anteil des Strombedarfs der Wärmepumpen decken. Dies wurde bereits unter dem Kapitel Sektorenkopplung thematisiert. Besonders die PV-Anlage erzeugt Leistungsspitzen, die die maximalen Lastspitzen der Wärmepumpen während der Bereitstellung von Kälte fast vollständig abfangen könnten. Eine Synchronisierung wäre allerdings nur mittels ausreichend dimensionierten Strom- oder Kältespeichern möglich. Diese würden in entsprechender Kapazität allerdings sehr hohe Kosten aufrufen. Zum einen wäre eine hohe Leistungsabfrage und zum andere eine schnelle Reaktion notwendig.

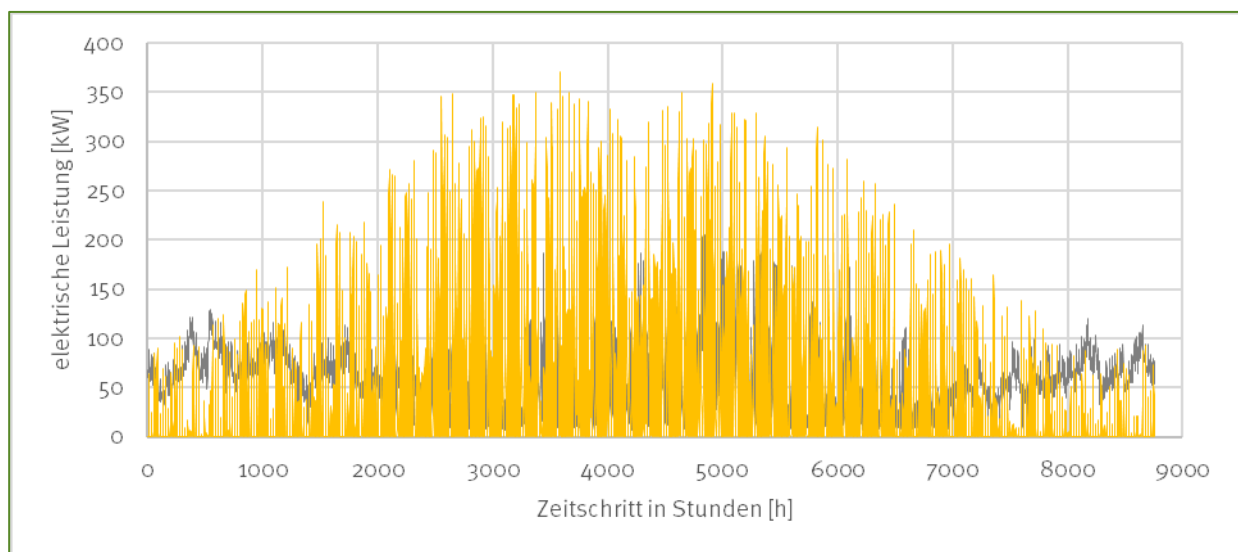


Abbildung 128: Strombedarfsprofil der Wärmepumpen (grau) und Stromerzeugungsprofil der PV-Anlagen (gelb).

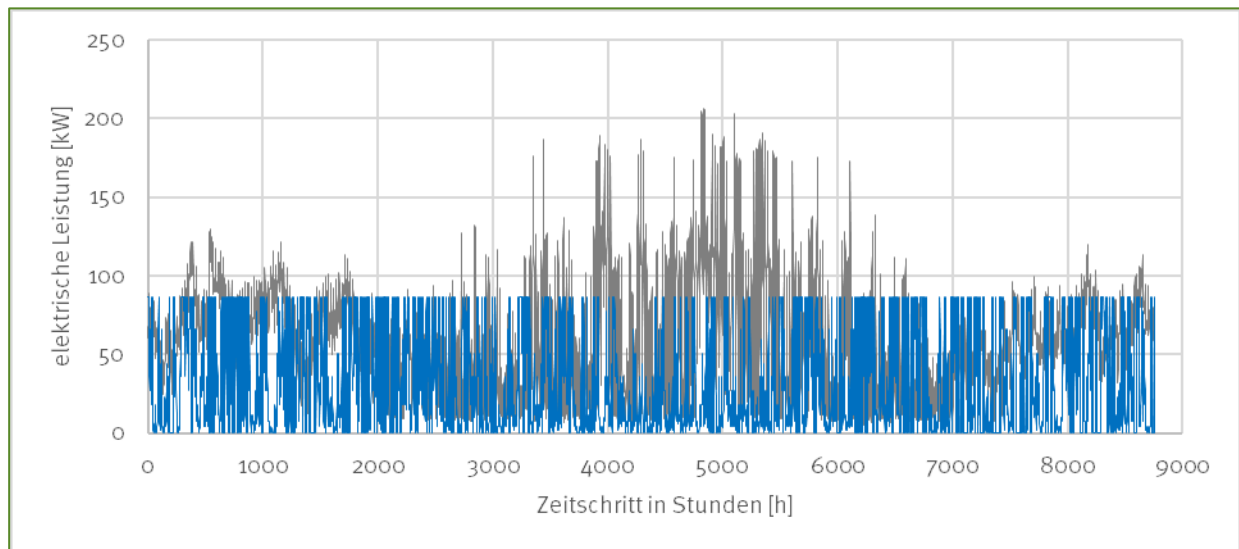


Abbildung 129: Strombedarfsprofil der Wärmepumpen (grau) und Stromerzeugungsprofil der Kleinwindanlagen (blau).

Es sollen nun einzelne Tage der bisher untersuchten Kundenanlage dargestellt werden, um die Fahrweise der Anlagentechnik unregelmäßiger beurteilen zu können. Dazu wird der Strombedarf und die -erzeugung während eines kurzen Abschnittes (jeweils 3 Tage) in der Winter- und Sommerzeit sowie während der Übergangszeit abgebildet.

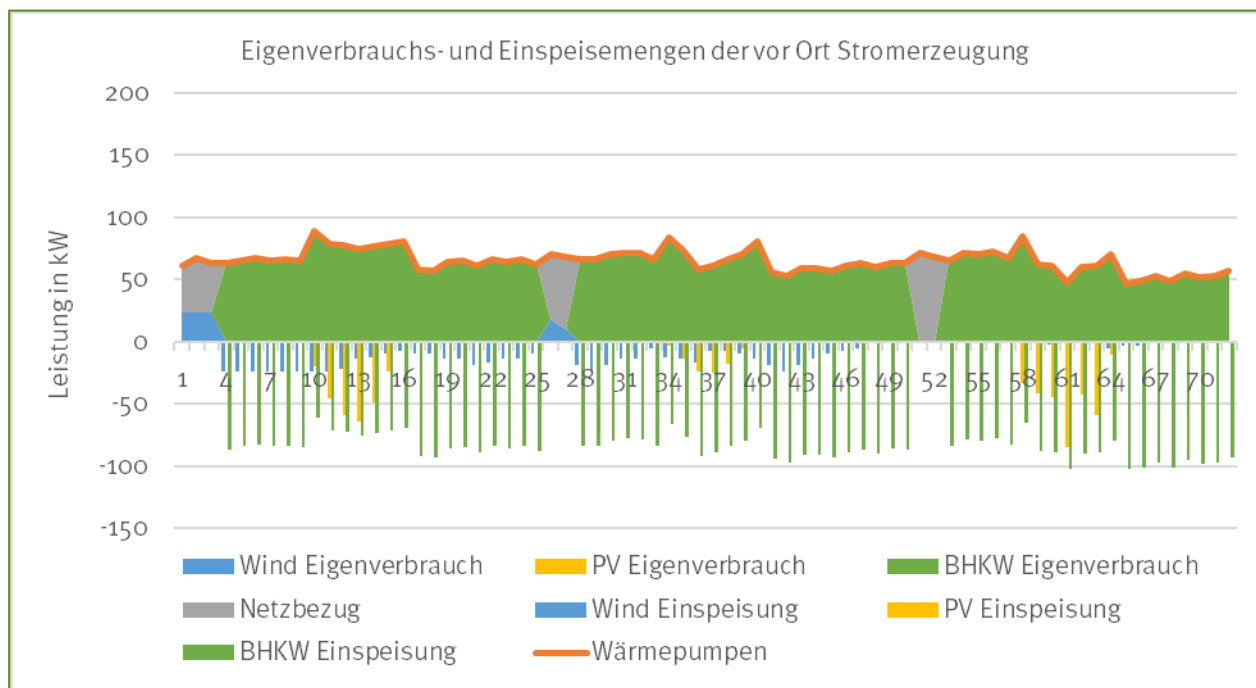


Abbildung 130: Eigenverbrauch und Einspeisemengen in der Winterzeit (Januar).

Während der Winterzeit fahren die Wärmepumpen auf einem gleichmäßigen Niveau und ziehen dabei zwischen 60 und 80 kW elektrische Energie. In den Morgenstunden und am späten Nachmittag sind jeweils leichte Peaks zu

erkennen. Das BHKW deckt fast vollständig den Bedarf der Wärmepumpen. Trotz dessen verzeichnet es hohe Einspeisemengen. Ebenso wie die PV- und Kleinwindanlagen, deren Energie einen nur sehr geringfügigen Anteil des Wärmepumpenbedarfs speisen. Zwischen den Tagen (Stunde 25 bis 28 und Stunde 50 bis 53) wird für ca. 3 Stunden zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen. Da sich dieser Zeitraum nachts zu verzeichnen ist, könnten die Wärmepumpen für diesen Abschnitt abgeschaltet werden. Realisiert wird dies über eine Nachtabenkung.

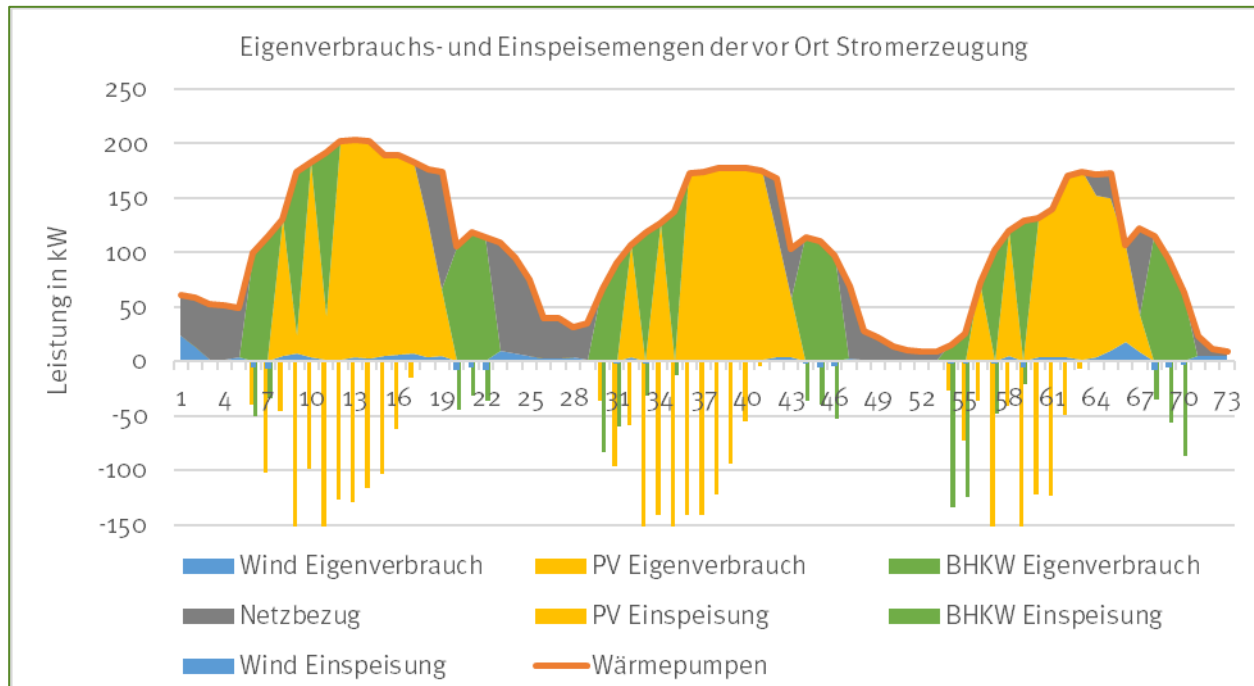


Abbildung 131: Eigenverbrauch und Einspeisemengen in der Sommerzeit (Juli).

Abbildung 131 zeigt die Eigenverbrauchs- und Einspeisemengen während der Sommerzeit. Der durch PV- und Kleinwindanlagen produzierte Strom wird zum Großteil direkt in den Wärmepumpen verbraucht, um Kälte bereit zu stellen. Auch die Einspeisemenge des BHKW ist gering einzustufen. Dieses stellt vorrangig morgens und abends für einige Stunden Strom bereit. Zurückzuführen ist dies auf die Peaks der Warmwasserbereitung, die die Bewohner in Baufeld A bis C verursachen. Auch hier könnte eine Abschaltung der Wärmepumpen zum Abend den Netzbezug reduzieren. Ein vorzeitiges und gleichmäßiges Kühlen in den Morgenstunden sorgt für ein ausreichenden Komfort und vermutlich für eine Glättung des Strombezugs der Wärmepumpen.

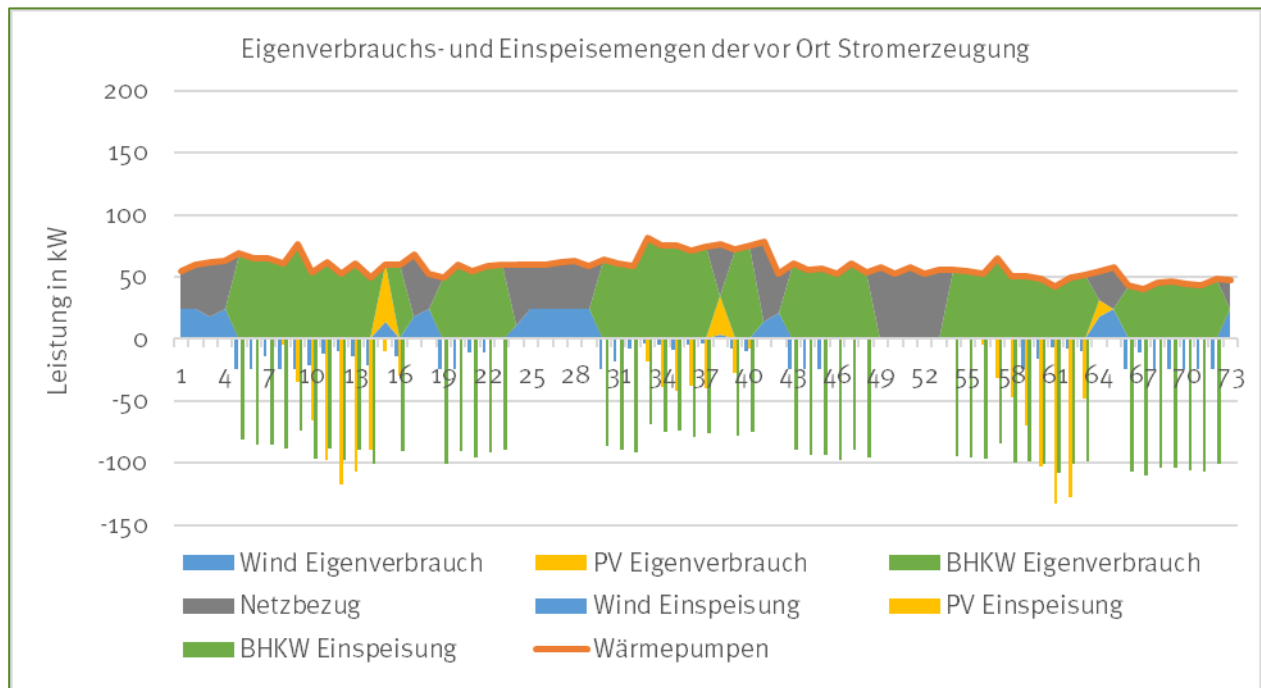


Abbildung 132: Eigenverbrauch und Einspeisemengen in der Übergangszeit (Oktober).

Zu guter Letzt wird die Übergangszeit in Abbildung 132 analysiert. Diese ähnelt der Winterzeit, wobei durch PV- und Kleinwindanlagen vergleichsweise mehr Strom eingespeist wird. Auch hier sollten die Wärmepumpen für einige Stunden nachts abgeschaltet werden, um den Strombezug aus dem Netz zu verhindern. Eine Abschaltung zwischen 24 Uhr und 5 Uhr morgens würde den Netzbezug beispielsweise von 93 auf 48 MWh/a reduzieren. Die Kosten für den Netzbezug sinken damit von 16.827 €/a auf 8.655 €/a (Arbeitspreis).

Tagsüber kann das BHKW durch eine optimierte Fahrweise den Reststrom bereitstellen. So könnte der Netzbezug zum Beispiel in Stunde 38 und 42 (siehe Abbildung 132) durch das BHKW verhindert werden. Eine intelligente Verknüpfung der Anlagentechnik, die auf Prognosen zurückgreift kann diese Maßnahmen umsetzen.

6.3.4 Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung

Um die Einspeisemengen zu reduzieren, also den Eigenverbrauch zu optimieren wird der Einsatz von Batteriespeichern geprüft. Messtechnisch werden diese den Wärmepumpen durch Kaskadierung nachgeordnet. Das bedeutet, der vor Ort erzeugte Strom wird weiterhin zuerst in die Wärmepumpen gespeist. Der darüber hinaus erzeugte Strom wird dann in den Batteriespeicher und zu guter Letzt in das vorgelagerte Netz geleitet. Wie auch bei den Wärmepumpen wird mittels Bilanzierung gemessen und abgerechnet.

Um den elektrischen Speicher zu dimensionieren werden erneut die drei Abschnitte aus Winter-, Sommer- und Übergangszeit betrachtet. Dabei zeigt die Abbildung 131, welche die Sommerzeit repräsentiert, die höchsten Strombezüge aus dem Netz. Dies ist auf die hohen Kühlbedarfe zurückzuführen. Die Defizite der vor Ort Stromerzeugung liegen unter anderem in den frühen Morgenstunden zwischen 3 und 5 Uhr, in welchen noch keine Erträge von den PV-Anlagen generiert werden können. Zwischen 5 und 6 Uhr wird ein Überschuss an BHKW-Strom bereitgestellt, der durch die morgendliche Trinkwarmwassernachfrage entsteht. Parallel steigt die Erzeugung (bei klarem Himmel) von PV-Strom bis zum Peak gegen 13 Uhr. Am späten Nachmittag, wenn die Erzeugung von Solarstrom aufgrund des niedrigen Sonnenstandes bereits stark abgenommen hat, wird bezogen auf den gesamten Tag der

größte Anteil an Reststrom aus dem Netz bezogen. Ein Batteriespeicher kann die morgendlichen Erzeugungsspitzen des BHKWs und die Mittagsspitzen des Solarstroms abfangen, einspeichern und am Nachmittag zur Verfügung stellen. So ist neben einem Peak Shaving auch eine Eigenverbrauchsoptimierung gewährleistet. Am Abend zwischen 19 und 22 Uhr entsteht erneut eine Erzeugungsspitze beim BHKW durch die abendliche Warmwassernachfrage der Bewohner in Baufeld A bis C. Die Stromnachfrage der Wärmepumpen ist zu diesem Zeitpunkt geringer, da die Angestellten der Gewerbeeinheiten den Arbeitsplatz zu diesem Zeitpunkt bereits verlassen haben und somit die Kältebereitstellung der Büroräume deutlich sinkt. Dementsprechend wird BHKW-Strom eingespeist. Ein elektrischer Speicher kann diesen Strom abfangen und für die Nacht oder die frühen Morgenstunden den Wärmepumpen zur Verfügung stellen.

Der Speicher soll sich an den Leistungen orientieren, die zu Zeiten des Netzbezugs abgefragt werden. Anhand von Abbildung 131 können diese bei rund 150 kW eingeordnet werden. Lithiumionenspeicher werden in diesem Leistungsbereich zum Beispiel von der Firma Tesvolt angeboten. Eine Möglichkeit wäre der TESVOLT (TS) HV 70, welcher für Gewerbe und Industrie gebaut wird. Gebaut werden die Komponenten für 30 Jahre Lebensdauer bzw. 8.000 Zyklen. Garantiert wird die Kapazität für 10 Jahre. Für diese Anwendung interessant ist die Ladegeschwindigkeit von 1 C. Das bedeutet, dass die gesamte Kapazität des Speichers über eine Stunde ent- und beladen werden kann. Somit ist unter Berücksichtigung der Reaktionszeit eine schnelle Leistungsbereitstellung bzw. -aufnahme möglich. Für das Areal Haus der Statistik wird die Kundenanlage mit einem TS HV 70 mit insgesamt 152 kWh Kapazität simuliert. Dies entspricht auch der elektrischen Energie, die das BHKW eine Stunde bereitstellen kann.

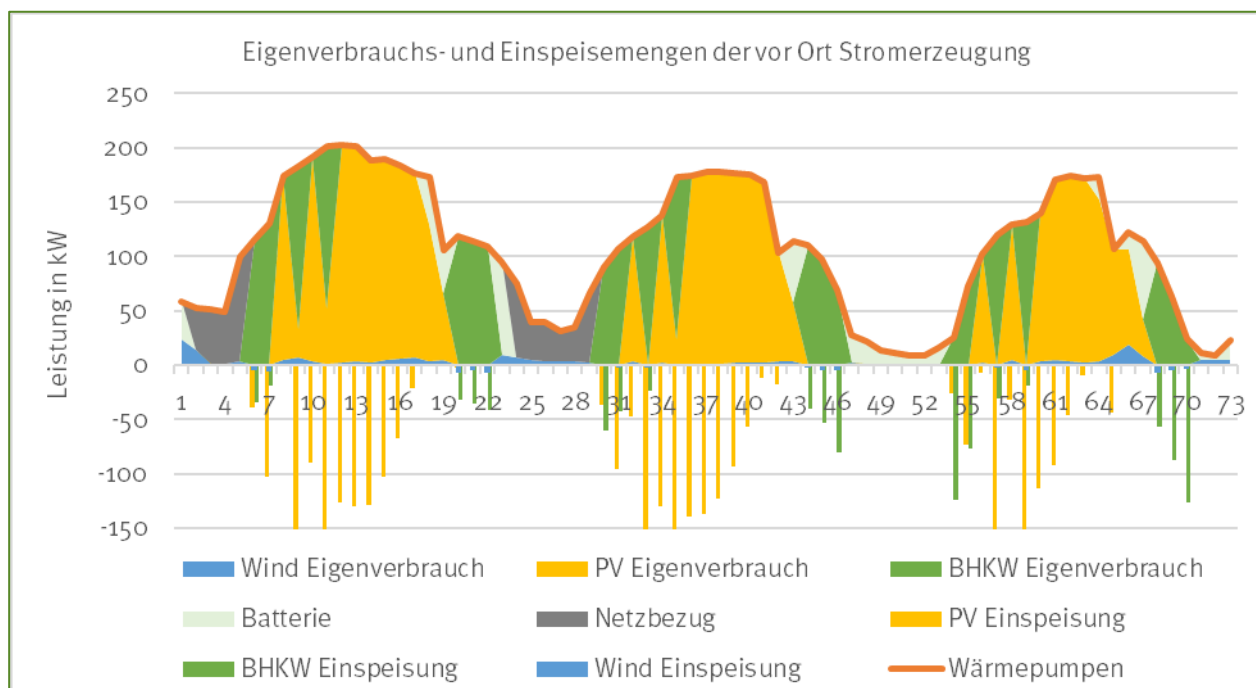


Abbildung 133: Einspeise- und Eigenverbrauchsmengen in der Sommerzeit mit einem 152 kWh Batteriespeicher.

In Abbildung 133 ist das Ergebnis der Simulation dargestellt. Die hellgrünen Flächen repräsentieren die Bedarfsdeckung aus dem elektrischen Speicher. Insgesamt wird der Netzbezug von 93 MWh/a auf 42 MWh/a reduziert. Somit werden jährlich ausschließlich 8 % des Strombedarfs der Wärmepumpen aus dem vorgelagerten Netz bezogen. Für den Batteriespeicher können 800 bis 1.000 €/kWh angesetzt werden. So läge die Gesamtinvestition zwischen 121.600 und 152.000 €. Demgegenüber steht die Einsparung des Strombezugs im Arbeitspreis von rund

9.900 €/a – 198.000 € über eine Laufzeit von 20 a. Lukrativer gestaltet sich dieser Vergleich, wenn ein Investitionszuschuss für den Batteriespeicher erzielt werden kann. Z.B. 30 % innerhalb von Wärmenetze 4.0 oder 15.000 € im Rahmen der Förderung für Stromspeicher des Landes Berlin (siehe Kapitel 8.3). Wenn die Wärmepumpen mittels RLM-Messung abgerechnet werden, also einen Leistungspreis zu zahlen haben, wäre hier eine weitere Einsparung mittels Peak-Shaving möglich. Bei dem Strombezug von 93 MWh/a wird jedoch noch keine RLM-Abrechnung gefordert, so auch kein Leistungspreis.

Weiterhin soll in der Gesamtbetrachtung ein Vergleich zu einem thermischen Speicher gezogen werden. Wie bereits beschrieben entsprechen die 152 kWh im Speicher einer einstündigen Laufzeit des BHKWs. Dieses könnte also über eine übergeordnete Steuerung und Regelung zur Bereitstellung von elektrischer Energie den Wärmepumpen für eine Stunde genauso viel Energie liefern, wie der voll beladene elektrische Speicher. Da das BHKW jedoch gleichzeitig Wärme produziert, müssen 227 kWh thermische Energie entweder in den Baufeldern A bis C direkt abgenommen oder in einen Wärmespeicher zwischengelagert werden. Bei einem Temperaturhub von 20 K wäre ein zusätzliches Speichervolumen von 9,5 m³ notwendig. Bei spezifischen Kosten von 1,60 €/l entsteht eine Investition von 15.200 €. Die Investition ist demnach im Vergleich zum Batteriespeicher deutlich geringer. Vorteil des Batteriespeichers ist jedoch, dass die sonst eingespeiste elektrische Energie zwischengelagert werden kann und bei Bedarf abgerufen wird. Dies ist insbesondere für den Wind-Strom interessant, der im Zuge der Einspeisung Kosten generiert und nicht einbringt (2,40 ct/kWh). Beim thermischen Speicher wird das BHKW so geregelt, dass sich die Laufzeit dem Wärmepumpen-Strombedarf besser anpasst. Der Speicher ist ausschließlich für das „Abfangen“ der parallel entstehenden Wärme zuständig. Für die Anwendung im Areal Haus der Statistik ist allerdings ausschließlich eine Verschiebung der Lasten innerhalb einiger Stunden notwendig. In Anbetracht dessen und der enorm hohen Investitionskosten wird von einem Batteriespeicher im Zuge der Machbarkeitsstudie eher abgeraten.

6.3.5 E-Mobilität zur Eigenverbrauchsoptimierung

Wie bereits im vorherigen Kapitel erwähnt, ist zukünftig mit einer steigenden Anzahl an Elektroautos zu rechnen. Für das Areal Haus der Statistik wird empfohlen, alle Stellplätze mit Leerrohren für eine zukünftige Elektrifizierung auszustatten. Der Netzanschluss muss bereits in der Planung entsprechend dimensioniert werden, um zukünftig die elektrischen Lasten stemmen zu können.

In diesem Abschnitt wird untersucht, inwiefern der vor Ort erzeugte Strom zur Ladung der E-Fahrzeuge verwendet werden kann. Dazu wird zunächst die eingespeiste Strommenge der verschiedenen Erzeugungstechnologien betrachtet, welche im Prinzip den überschüssigen Strom im Areal widerspiegelt. Insgesamt werden jährlich (ohne einen Batteriespeicher) durch das BHKW rund 475 MWh, durch die PV-Anlagen 328 MWh und durch die Kleinwindanlagen 50 MWh in das vorgelagerte Netz eingespeist. Ausschließlich 2.309 h/a wird keine Einspeisung prognostiziert. Die eingespeiste Strommenge könnte theoretisch auch zur Ladung der E-Fahrzeuge auf dem Areal angewendet werden. Dafür muss vorausgesetzt werden, dass die Stellplätze in das Messkonzept inkludiert und rechtskonform abgerechnet werden. Dadurch entsteht nicht nur technisch, sondern auch ökonomisch ein Mehraufwand.

Genauso wie im Haushalt oder bei den Gewerben gilt für die Besitzer der E-Fahrzeuge die freie Lieferantenwahl. Das bedeutet, jeder kann sich seinen Stromlieferanten für den Bezug von Ladestrom frei wählen. Eine garantierte Abnahme des vor Ort erzeugten Stroms ist somit nicht garantiert. Eine Möglichkeit wäre jedoch die Abnahme des Stroms durch einen übergreifenden Betreiber der Fahrzeuge in einem Carsharing-Modell zu sichern. Da dieser nicht dem Anlagenbetreiber entspricht, also keine Personenidentität vorliegt, fällt auf den vor Ort erzeugten und direktverbrauchten Strom in den E-Fahrzeugen die komplette EEG-Umlage an. Somit lägen die Kosten für den PV-Strom bei 14,36 ct/kWh netto. Für den BHKW-Strom würden 10,75 ct/kWh netto anfallen und für den Strom aus den Kleinwindanlagen wären 15,19 ct/kWh fällig. Inwiefern hier ein ökonomischen Vorteil entsteht, hängt zum

einen von den entsprechenden Ladestromtarifen der konkurrierenden Anbieter und zum anderen vom Mehraufwand des Messkonzeptes und der Abrechnung ab.

Wenn der Strombezug der dezentralen Anlagen gewünscht ist wird empfohlen, die Abnahme des Stroms für die E-Fahrzeuge über einen Zähler mit dem Betreiber der Fahrzeuge abzurechnen. In das Messkonzept eingebunden werden die Fahrzeuge dann als ein Verbraucher, der kaskadiert und den Wärmepumpen nachgelagert in das Messkonzept eingebracht wird. Verkompliziert wird dies durch den Bezug von unterschiedlichen Stromtarifen. Die Wärmepumpen müssen also klar von den E-Fahrzeugen abgegrenzt werden. Hierdurch wäre die Ladeinfrastruktur in der Kundenanlage und der Netzanschluss demnach deutlich größer. Das zieht wiederum eine RLM Messung mit hohem Leistungspreis nach sich.

Im Zuge der Machbarkeitsstudie wird daher von der Nutzung des vor Ort erzeugten Stroms in den E-Fahrzeugen abgeraten. Sinnvoller wird ein entsprechendes Lademanagement gesehen, welches das summierte Ladeprofil der E-Fahrzeuge im Quartier glättet. Dieses Lademanagement sollte die notwendige Reichweite, die aktuelle Bezugsleistung und die Ladedauer monitoren und regeln. So können die E-Fahrzeuge ohne eine signifikante Leistungserhöhung am Netzanschlusspunkt in das Quartier integriert werden. Mehr dazu unter Kapitel 7.3.3.

7 Intelligentes MSR- und Leittechnikkonzept

Das Konzept für die intelligente Messstellenregelung und Leittechnik wird von der **enisyst GmbH** bearbeitet. Die enisyst GmbH ist ein junges innovatives Unternehmen, das intelligente Lösungen für das Energiemanagement sowie die intelligente Steuerung von komplexen Energiesystemen entwickelt. Unser System bietet ein umfangreiches Messwesen und Monitoring für die Bereiche Gas, Wasser, Strom und Wärme sowie konkrete Optimierungsstrategien für Heizung, Lüftung, Druckluft und den Betrieb von Ladesäulen. Diese Lösungen vertreiben wir als Gesamtsystem sowohl für Gebäude als auch Quartiere. Sie eignen sich insbesondere für größere Objekte, von Mehrfamiliengebäuden bis hin zu Gewerbe- und Industrieobjekten im Mittelstand. Zudem liefern wir optimierte Steuerungs- und Betriebsführungslösungen für Mieterstromobjekte und Stadtquartiere mit Wärme- und Arealstromnetzen mit SmartGrid-Anbindung.

enisyst setzt auf eigene, modulare und zukunftsweisende Softwarelösungen und standardisierte marktverfügbare Hardwarekomponenten in höchster Industriequalität. Unser offenes TCP/IP-basiertes Steuerungssystem bietet ein hohes Maß an Flexibilität und Kompatibilität, ist IoT-fähig und erlaubt die Einbindung verschiedenster Bestands- oder Neuanlagen über alle gängigen Schnittstellen (z.B. CAN-Bus, Modbus-RTU, –TCP und viele weitere). Die webbasierte Betriebsoberfläche (WEB-GLT) von enisyst ist hier eine standardmäßige Komponente. Sie ermöglicht einen ortsunabhängigen Systemzugriff über integrierte Fernwerkzeuge mit teilautomatisierter Anlagenüberwachung unter Gewähr hoher Datensicherheitsstandards.

Für große und verteilte Liegenschaften bieten wir außerdem Serverlösungen mit zentralem Zugriff auf die verteilten WEB-GLTs. Diese ermöglichen schnelle Übersichten zum Status und zur Effizienz aller eingebundenen Systeme. Auf Wunsch lassen sich weitere Funktionen mit leistungsfähiger Software zum individuellen kontinuierlichen Energiemanagement und zur automatisierten Berichterstellung integrieren.

7.1 Zielsetzung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie zur CO₂-armen und effizienten Energieversorgung (Titel 1) mit integriertem Mobilitätskonzept (Titel 2) für das Gesamtquartier Haus der Statistik war ein innovatives MSR und Leittechnikkonzept zu entwickeln. Ziel des entwickelten Konzeptes ist es, durch eine intelligente und vorausschauende Steuerung die Energieversorgungs- und Verteilanlagen in Kombination mit den Gebäuden so zu betreiben, dass eine hohe Energieeffizienz bei maximal möglichem Autarkiegrad erreicht wird. Außerdem soll ein netzdienlicher Betrieb des Quartiers Lastspitzen minimieren und die Stromabnahme an den Bedarf des Stromnetzes anpassen. Zur intelligenten Vernetzung der Energiezentralen, der Gebäudeleittechnik und der Ladeinfrastruktur ist ein kostengünstiges modulares und flexibles System mit moderner TCP/IP basierter Kommunikationsstruktur vorzusehen. Dieses System vereint die Funktionalitäten einer modernen, WEB basierter Leittechnik mit Funktionen zur Anlagenüberwachung und Betriebsführung. Ein übergeordnetes intelligentes Energiemanagementsystem wird die Leittechnik der Gebäude mit der Steuerung der Energiezentralen verbinden. Hier werden mit Hilfe von Last- und Erzeugungsprognosen über Wettervorhersagen und Simulationsmodelle der Gebäude und der Anlagentechnik in Kombination mit Optimierungstools optimierte Fahrpläne zum Betrieb der Anlagentechnik und der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge generiert und an die Anlagensteuerungen übertragen. Dieses Energiemanagementsystem ist als übergeordnete Optimierungsebene idealerweise als Service in einer Cloud oder auf einem zentralen Rechner vor Ort zu implementieren. Durch diese intelligente übergeordnete Steuerungsebene und deren Anbindung an die Steuerung der Gebäude und Anlagentechnik, werden lokale Flexibilitäten im Betrieb der Anlagentechnik aktiv genutzt, um Lastspitzen zu kappen, die Eigenstromnutzung zu maximieren und einen netzdienlichen Betrieb sicherzustellen. Flexibilitäten sind im Quartier durch die Speicher gegeben. Durch eine Anbindung an die Leittechniken der

Gebäude mit Heiz- bzw. Kältekreissteuerung und Einzelraumregelung kann auch die Speicherkapazität der Gebäude durch leichte Temperaturänderungen aktiv genutzt werden. Dadurch wird die Flexibilität im Anlagenbetrieb der Wärme- und Kälteversorgung massiv erhöht. Um maximale Betriebssicherheit zu garantieren, ist es zwingend notwendig, dass die lokale Steuerungstechnik der Gebäude und Energiezentralen bei Ausfall der Kommunikation zur Optimierungsebene oder bei Eintreten kritischer Zustände automatisiert auf die lokal implementierte optimierte Regellogik umschalten und die Systeme quasi autark betreiben können. In den nachfolgenden Abschnitten wird der vorgeschlagene konkrete Aufbau des MSR- und Leittechnikkonzepts im Quartier Haus der Statistik im Detail beschrieben.

7.2 Übergeordnete Quartiersleittechnik (GLT) mit intelligentem Energiemanagementsystem (EMS)

Die übergeordnete WEB-basierte Quartiersleittechnik übernimmt die Funktion des zentralen Datenmanagements und bietet verschiedene Tools für die Anlagenüberwachung und Betriebsführung. Sie verschafft einen Überblick über die aktuellen Betriebszustände der verteilten Unterstationen in den Energiezentralen und erlaubt eine detaillierte Analyse des Betriebsverhaltens über graphische Tools wie Liniengraphiken sowie Scatter- und Carpetplots über die alle Datenpunkte im zeitlichen Verlauf angezeigt werden können. Für wiederkehrende Analysen können definierte Grafiken im System abgespeichert werden.

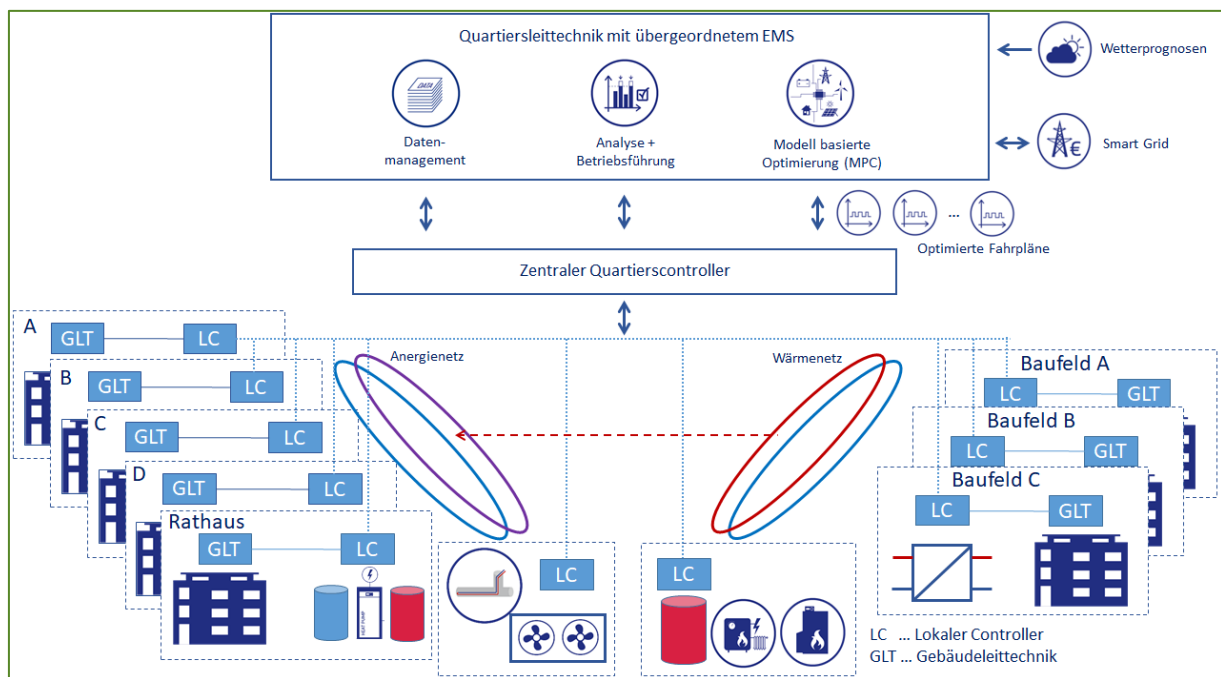


Abbildung 134: Quartiersleittechnik im Überblick

Folgende Betriebsmodi zur Regelungsstrategie werden durch das EMS unterstützt und implementiert:

- **Modus 1: „Auto-Pilot“:** Die übergeordnete Quartiersregelung durch das EMS und die lokale zentrale Steuerung über den Quartiershauptcontroller ist deaktiviert. Die lokalen Controller in den Unterstationen steuern die Systeme jeweils autark auf Basis der hinterlegten Regellogik. Dieser Modus wird automatisch aktiviert, wenn die Kommunikation zum zentralen Quartierscontroller gestört ist.

- **Modus 2: „Basisregelung“:** Die übergeordnete Quartiersregelung durch das EMS ist deaktiviert. Der zentrale Quartierscontroller vor Ort fordert entsprechend einer hinterlegten optimierten Folgeschaltung je nach Stromüberschuss bzw. Strombedarf die Wärmepumpen bzw. das BHKW-Module an, verändert Speichersolltemperaturen und gibt eine maximale Ladeleistung für E-Fahrzeuge vor.
- **Modus 3: „Modellprädiktive Regelung“:** Unter Berücksichtigung von Wetter- und Lastprognose von Strom- und Wärmebedarf sowie -erzeugung, wird der Einsatz der Wärme- und Stromerzeuger bzw. -abnehmer vorausschauend im EMS für einen ganzen Tag geplant und optimiert. Die hieraus resultierenden Fahrpläne für die Anlagensteuerung und Speicherbewirtschaftung werden an die lokalen Controller übertragen. Diese folgen den vorgegebenen Fahrplänen so lange keine kritischen Betriebszustände entstehen.

Optimierungsziele sind:

Eigenstromoptimierung: Maximal Nutzung des vor Ort erzeugten Stroms im Quartier.

Minimierung von Stromlastspitzen: Aktive Verschiebung von Lasten und Stromerzeugung.

Stromnetzdienlicher Betrieb: Vermeidung von Lastspitzen und Anpassung der Stromaufnahme an den Bedarf des Stromnetzes, z.B. durch Reaktion auf Preissignale.

Im Modus 3 erhält der Quartiershauptcontroller vom übergeordneten EMS, das entweder in einer Cloudanwendung oder auf einem lokalen Server läuft, optimierte Fahrpläne für die einzelnen Systeme und leitet diese an die jeweiligen Untercontroller weiter. Die Fahrpläne werden vom EMS mind. alle drei Stunden aktualisiert. Zur Generierung der optimierten Fahrpläne werden im EMS anhand von Wetterprognosen zunächst Lastprognosen für den Strom-, Wärme und Kältebedarf der Gebäude auf Basis von z.B. selbstlernenden KI-Basierten Modellen erstellt. Außerdem wird die Stromerzeugung durch die PV-Anlagen und Kleinwindanlagen mit physikalischen Modellen prognostiziert. Auf Basis dieser Bedarfs- und Erzeugungsprognosen, wird mit Hilfe von physikalischen Modellen der Energie- und Speichersysteme und automatisierten Optimierungstools der Betrieb der Systeme unter Ausnutzung der vorhandenen Flexibilität über die Speicher optimiert. Hierbei können die oben genannten Optimierungsziele auch kombiniert vorgegeben werden. Die Eigenstromoptimierung und der netzdienliche Betrieb lässt sich z.B. durch Strompreise und Strompreisprofile auf minimale Kosten reduzieren. Die maximale Spitzenlast ist dann eine weitere „harte“ Randbedingung. Die auf diese Weise optimierten Fahrpläne zur Speicherbewirtschaftung und zum Anlagenbetrieb werden, wie bereits oben beschrieben, über den Hauptquartierscontroller an die Untercontroller weitergeleitet und von diesen soweit möglich abgefahren. Durch die aktive Steuerung der Heiz- und Kühlkreise und der für die Gebäude mit Büronutzung vorgesehene ansteuerbare Einzelraumregelung wird es möglich, in den Grenzen der thermischen Behaglichkeit, die Gebäude selbst als thermischen Speicher zu nutzen, was die Flexibilität im Anlagenbetrieb deutlich erhöht. So können die Gebäude z.B. vor den nachmittäglichen Kühllastspitzen z.B. während der maximalen PV Strom Produktion durch vorzeitige Absenkung des Raumtemperatursollwertes um 0,5 bis 1 K vorgekühlt werden und während der Kühllastspitzen den Raumtemperatursollwert kurzzeitig um 0,5 bis 1 K überschreiten. Auch die morgendliche Heizlastspitze nach der Absenkphase lässt sich durch eine gestaffelte oder langsamere Aufheizung der Gebäude deutlich senken, so dass der Spitzenlastkessel weniger zum Einsatz kommt und die Wärmepumpen besser auf die Stromproduktion des BHKW abgestimmt betrieben werden.

7.3 Wärmenetz mit Energiezentrale

7.3.1 Aufbau des Controller-Netzwerks und der MSR Struktur

Die Datenerfassung, -verarbeitung und Steuerung des Gesamtsystems erfolgt über einen zentralen Quartierscontroller im Verbund mit den Untercontrollern in den Technikzentralen und in den Gebäuden (GLT). Über Ein-/Aus-

gabe -Module können die verteilten lokalen Controller (LC) Betriebs- und Energiedaten erfassen und die vorhandenen Geräte steuern. Die übertragenen Betriebsdaten werden durch eine hinterlegte intelligente Steuerungssoftware verarbeitet und in einem vorgegebenen Zeitraster auf den einzelnen Controllern jeweils in einer Datenbank abgelegt. Die Ergebnisse der Datenverarbeitung werden in Form von Ausgangssignalen wiederum über die Ein-/Ausgabe-Module ausgegeben und die angeschlossenen Komponenten somit gesteuert. Die Ein-/Ausgabebaugruppen kommunizieren über einen Standardbus z.B. CANopen mit dem jeweiligen Controller. Um eine optimale Einbindung der verschiedensten Systeme zu ermöglichen, ist es erforderlich, dass vom verbauten Leittechniksystem alle gängigen am Markt verfügbaren Schnittstellen und Protokolle wie zum Beispiel Modbus RTU, Modbus TCP, BACnet, Mbus, Dbus, CANbus, KNX, LMN oder LoRaWAN unterstützt werden.

Alle Controller werden über ein lokales TCP/IP Netzwerk mit zentraler Internetanbindung verbunden. Dies ermöglicht eine Kommunikation der Controller untereinander und mit dem zentralen Quartierscontroller. Über die Internetverbindung wird von jedem Controller eine abgesicherte VPN-Verbindung zu einem zentralen Server aufgebaut. Dieser zentrale Server dient als übergeordnete Quartiersleittechnik. Hier werden z.B. die Zugriffsrechte für die verschiedenen Nutzergruppen der Leittechnik geregelt, eine zentrale WEB Leittechnik zur Betriebsführung bereitgestellt und Bereiche für die prognose- und modellbasierte optimierte Steuerung (MPC) in virtuellen Maschinen zur Verfügung gestellt. Die Nutzer wählen sich mit einer Zwei-Faktor-Authentifizierung an diesem Server an und können hier die Controller der Unterstationen auswählen. Nach einer weiteren Passworteingabe gelangen die Nutzer auf die WEB-basierte Betriebsführungsoberfläche der Controller in den Technikzentralen bzw. der jeweiligen GLT und können so auf die einzelnen Anlagen und Systeme zuzugreifen, Daten auszulesen und analysieren und die Anlagen im Handbetrieb steuern. Für die Einwahl vor Ort stellt jeder Schaltschrank einen WLAN-Knoten und ein Tablet bereit. Über den WLAN-Knoten gelangen die Nutzer in der Technikzentrale ebenfalls auf die WEB-basierte Betriebsführungsoberfläche der Controller und können so Betriebszustände analysieren, Parameter wie z.B. Sollwerte und Betriebszeiten einstellen, oder einzelne Systeme im Handbetrieb fahren. Störmeldungen werden über die Internetanbindung von den einzelnen Controllern direkt per E-Mail versandt. Die Daten aller Datenpunkte und Zähler werden auf den einzelnen Controllern lokal gesammelt und gespeichert. Parallel werden alle Daten über eine verschlüsselte Verbindung an die serverbasierte Quartiersleittechnik übertragen und dort in einer zentralen Datenbank (z.B. SQL) abgelegt. Auf diese Weise wird eine doppelte Datensicherheit erreicht und alle Daten stehen zentral zur Verfügung. Dadurch wird außerdem eine hohe Performance der zentralen WEB basierten Betriebsführungsoberfläche mit Analysefunktionen und der modellprädiktiven Regelung zur Gesamtsystemoptimierung als weitere Funktionen der Quartiersleittechnik erreicht.

Da sowohl die Einstellwerte als auch die Steuerungssoftware direkt auf den lokalen Controllern laufen, können diese auch im Falle eines Verbindungsausfalles zur Quartiersleittechnik oder zum zentralen Quartierscontroller vor Ort die Anlagen nach einem hinterlegten Regelschema autark betreiben. Durch diese Struktur wird ein Betriebsausfall bei Internetunterbrechungen vermieden und bleibt beim Ausfall eines einzelnen Controllers auch örtlich begrenzt.

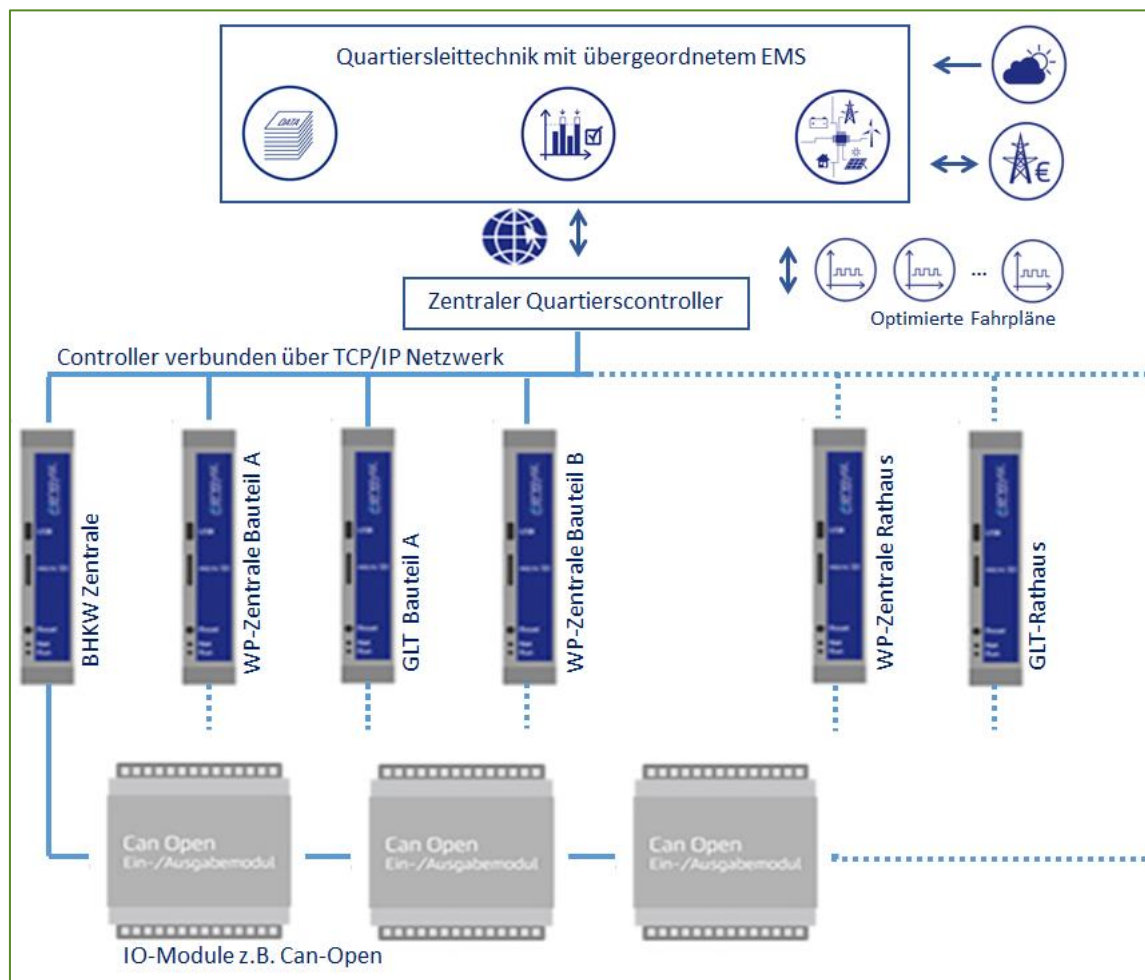


Abbildung 135: Aufbau eines Controller-Netzwerks.

Durch das lokale TCP/IP-Netzwerk werden alle Controller im System miteinander verbunden. Somit findet ein Austausch der Daten über Modbus TCP statt. Die Kommunikation der einzelnen Controller untereinander führt zu einer Verknüpfung aller eingebundenen Energieerzeugungs-, verteil- und Verbrauchssysteme. Dadurch wird einerseits auf Controllerebene und andererseits auf der Gesamtebene optimiert, um einen maximal effizienten Betrieb und eine bestmögliche Ausnutzung aller vorhandenen Speichermöglichkeiten zu erzielen.

Der zentrale Quartierscontroller wird sinnvoller Weise in der zentral gelegenen Energiezentrale im Bauteil D untergebracht. Er ist über das lokale Netzwerk mit allen Untercontrollern verbunden und koordiniert die übergeordnete Steuerung des Gesamtsystems wie im Abschnitt 7.2 beschrieben.

Der zentrale Quartierscontroller kann die Steuerung der Systeme in der Energiezentrale entweder direkt übernehmen oder es wird ein weiterer Untercontroller vorgesehen. Weitere Untercontroller von Energiezentralen mit Wärmepumpen befinden sich jeweils in den Bestandsbauteilen A, B und C sowie im Rathaus-Neubau. In den hier befindlichen Wärmepumpenstationen übernehmen die Controller die Steuerung der Wärmepumpe und das Speichermanagement für den Wärme- und Kältespeicher sowie den jeweiligen Austausch von überschüssiger Wärme bzw. Kälte mit dem Anergiering. Auf diese Weise werden die Gebäude optimal sowohl mit Wärme als auch Kälte versorgt. Die Verteilung der Wärme und Kälte im Gebäude erfolgt über Heiz- und Kühlkreise, die über die Gebäudeleittechnik gesteuert werden. Durch eine Schnittstelle zur jeweiligen Gebäudeleittechnik, kann die Heiz- und Kältekreisregelung und die Raumtemperaturregelung in den Räumen zentral angepasst werden. Wie bereits oben

beschrieben können die Gebäude so aktiv als Speicher genutzt werden, was die Flexibilität im Betrieb der Wärmepumpen deutlich erhöht. Die zur Spitzenlastdeckung und als Redundanz der Kälteversorgung vorgesehenen Kompressionskälteanlagen mit Lufrückkühlung auf den Dachflächen von Bauteil B und C und dem Rathaus werden durch die Controller in den jeweiligen Energiezentralen ebenfalls angesteuert.

Die Steuerung des Anergierings erfolgt über einen separaten Controller oder wird in den Controller der Wärmepumpenstation in Bauteil A integriert. Zur Speisung des Anergie-Netzes wird Energie aus einer Abwasserwärmegewinnungsanlage genutzt, die je nach Betriebszustand durch Ansteuerung der Pumpen dem Anergienetz zugeführt bzw. aus diesem abgeführt wird.

Die LowEx-Gebäude sind mit einer schlanken Gebäudeleittechnik ausgestattet. Diese bindet die Regelung der Lüftungsanlagen, die Heizkreissteuerung und die Raumregelung ein. Die Lüftungsanlagen sind über eine Modbus-Schnittstelle anzubinden. Hierüber werden alle Analgenzustände, Betriebs- und Störmeldungen übertragen und in der WEB-Leittechnik in einer Analgenvisualisierung dargestellt. Der regelungstechnische Eingriff der GLT beschränkt sich auf die Betriebsfreigabe nach einem in der GLT hinterlegten Zeitprofil. Die Steuerung der Heizkreise wird direkt über IO-Module an die Steuerung der GLT angebunden. Die Einzelraumregelung erfolgt generell unabhängig von der GLT über die intelligenten Raumregler, die in den einzelnen Räumen verbaut sind und die Heiz- und Kühlventile ansteuern. Diese werden im Gewerk Elektro mit einem KNX Bus verbunden, welcher Zentral an die GLT angebunden wird. Über diese KNX Anbindung können die Raumtemperatursollwert zentral angepasst werden und die Raumtemperaturmessdaten an die Leittechnik übertragen und dort zentral visualisiert werden. Durch die Anbindung der Heizkreissteuerung und der Raumregelung, kann durch geringfügige Temperaturanpassungen die thermische Speichermasse des Gebäudes aktiv genutzt werden. Dies erhöht die Flexibilität in der Wärme- und Kältebereitstellung durch die Wärmepumpen signifikant und kann für eine intelligente Sektorenkopplung zwischen Wärme-, Kälte- und Stromversorgung genutzt werden.

Ein weiterer Controller befindet sich in der Energiezentrale mit BHKW und Brennwert-Spitzenlastkessel. Dieser steuert die Erzeuger und das intelligente Speichermanagement des Wärmespeichers. Auch die Netzpumpen, welche als 2er-Kaskade das Wärmenetz speisen, werden von dieser Einheit aus geregelt.

In den Übergabestationen der Neubauten auf Baufeld A bis C mit vorwiegend Wohnnutzung sind Controller zur Regelung der Wärmeübergabestationen des Wärmenetzes vorzusehen. Die Wohngebäude werden mit einer stark vereinfachten Leittechnik ausgestattet, die die Verteilung der Wärme im jeweiligen Gebäude durch die Steuerung des Heizkreises sowie die Warmwasserbereitung regelt. Außerdem wird über die Leittechnik der Wärme-, Wasser- und Stromverbrauch (bei Mieterstrom) der einzelnen Wohnungen erfasst und Abrechnungsdienstleistern aufbereitet zur Verfügung gestellt. Durch eine Schnittstelle zum Controller in der Wärmeübergabestation, kann die Heizkreissteuerung und die Wärmespeicherbeladung zentral angepasst werden, um Spitzenlasten zu senken und die Laufzeiten des BHKWs besser an den Strombedarf anzupassen. Außerdem sollen die Verbrauchsinformationen den Bewohnern über eine APP zusammen mit anderen Informationen zum Quartier (CO₂-Ausstoß, Vergleich zum Quartiersverbrauch, lokale regenerative Deckung, Empfehlungen zur Stromnutzung, Müllabholung, Veranstaltungen, Chatroom, Ladezustand E-Fahrzeug, Schnittstellen zu Mobilitätsangeboten, KiTa Infos o.ä.) zur Verfügung gestellt werden.

Als weitere Sektorenkopplung für eine bestmögliche Ausnutzung und Verteilung der zur Verfügung stehenden Energie kann auch das Lademanagement von Elektrofahrzeugen in das System eingebunden werden. Ein Lademanagement-Controller wird in der Nähe der Ladestationen installiert und ebenfalls in das Controller-Netzwerk integriert. Der Ladelastmanagement-Controller ähnelt in seinem Aufbau und seiner Funktion zwar stark den EM-Controllern, ist aber speziell für das Lademanagement von Elektrofahrzeugen konzipiert. Da er jedoch dieselben Schnittstellen wie die EM-Controller bedient, kann er gleichermaßen in das Gesamtsystem eingebunden werden.

Durch die Verknüpfung der Controller untereinander werden alle Bereiche, in denen Energie erzeugt, verteilt oder verbraucht wird, aneinandergeschaltet und können im Verbund optimal aufeinander abgestimmt gesteuert werden. Dies führt zu einer optimierten Verteilung von Kapazitäten, einer maximalen Ausnutzung von Speichern und einem effizienten Betrieb des gesamten Verbunds.

7.3.2 Steuerung der Energiezentralen und Wärmenetze

7.3.2.1 Wärmenetz mit BHKW-Zentrale in Baufeld B

Zur Bereitstellung von Wärme mit hohem Temperaturniveau stehen in der Energiezentrale im Baufeld B ein BHKW und für die Spitzenlast ein Gasbrennwertkessel zur Verfügung. Ein Wärmespeicher ermöglicht ein intelligentes Speichermanagement und somit einen optimierten BHKW-Betrieb. Die Wärme des BHKWs und des Spitzenlastkessels wird in das Wärmenetz (HT-Netz) eingespeist und an die Neubauten auf Baufeld A bis C verteilt.

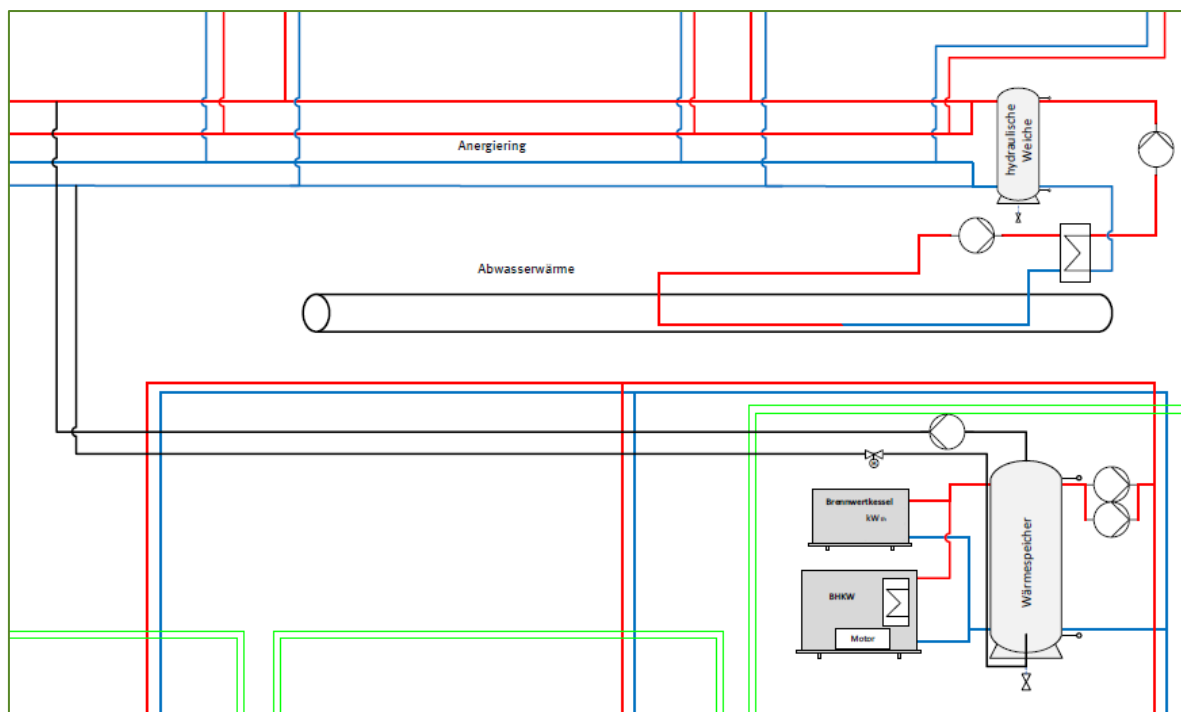


Abbildung 136: Zentrale Wärmebereitstellung.

Für die Steuerung und Regelung der Wärmeerzeuger wird in der BHKW Energiezentrale eine übergeordnete Regelung installiert. Die übergeordnete Regelung in der Energiezentrale steuert und regelt die Pumpen, Ventile und Wärmeerzeuger in Abhängigkeit der benötigten Vorlauftemperaturen und Abnahme im Wärmenetz. Es werden die Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmeerzeuger und Wärmenetze erfasst. Der Wärmespeicher wird mit Temperaturfühlern ausgerüstet.

Bei Störung oder Gefährdung der Wärmeversorgung werden der Anlagenbetreiber sowie weitere frei einstellbare Empfänger via SMS und/oder per E-Mail benachrichtigt. Via Internetzugang ist der Fernzugriff für den Anlagenbetreiber oder die Hersteller von Blockheizkraftwerk, Wärmepumpen und Regelungstechnik auf die jeweiligen Geräte vorzusehen.

Für die Bedienung der Einzelaggregate ist jeweils eine Handbedienebene einzurichten. Die Handebene hat höhere Priorität als die Steuerung durch die übergeordnete Regelung. Die Stellung der Handbedienschalter ist als Meldung an die übergeordnete Regelung vorzusehen.

BHKW-Steuerung

Das BHKW besitzt eine autarke Regelung. Zur Anbindung an die übergeordnete Steuerung der Energiezentrale und zur Visualisierung in der WEB-Leittechnik ist die BHKW Steuerung mit einer Modbus TCP-Schnittstelle auszustatten. Über diese Schnittstelle stehen folgende Werte zur Verfügung bzw. können folgende Einstellungen am BHKW vorgenommen werden:

- Freigabe
- Leistungsvorgabe
- Störmeldung
- Betriebsmeldung
- Wartungsmeldung
- Betriebsstundenzähler
- Leistungsrückmeldung

Das BHKW ist wärmegeführt zu betreiben. Dies bedeutet, dass sich die Steuerung des BHKWs in erster Linie am Wärmeverbrauch und somit am Pufferfüllstand orientiert. Da der BHKW-Strom für den Betrieb der Wärmepumpen genutzt werden soll, sind darüber hinaus der Strombedarf und die Betriebszeiten der Wärmepumpen in die Regelung miteinzubeziehen. Die Priorität beim Betrieb des BHKWs liegt jedoch auf der Wärmebereitstellung. Überschüssiger Strom kann in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden.

Spitzenlastkessel-Steuerung

Der Spitzenlastkessel ist als Brennwertkessel ausgeführt. Er besitzt eine autarke Regelung. Von Seiten der übergeordneten Automationsstation stehen folgende Werte zur Verfügung bzw. können folgende Einstellungen vorgenommen werden:

- Freigabe
- Störmeldung
- Betriebsmeldung
- Temperatur-Sollwertvorgabe
- Leistungsrückmeldung

Um einen effizienten Kesselbetrieb und eine Brennwertnutzung sicherzustellen, sind Temperaturfühler im Rücklauf zum Kessel zu installieren. Zu jeder Zeit ist zu beachten, dass sich die Rücklauftemperaturen im entsprechenden Temperaturbereich befinden, in welchem eine Brennwertnutzung möglich ist.

Wärmespeichermanagement

Es ist ein Pufferspeicher für Wärme vorgesehen, der mit mindestens drei Temperaturfühlern auszustatten ist. Über den Wärmespeicher ist ein intelligentes Speichermanagement zu realisieren, welches folgende Funktionen sicherstellt:

- **Anlagenschonender BHKW-Betrieb**
Um einen anlagenschonenden BHKW-Betrieb und damit eine lange Lebensdauer sowie geringe Wartungs- und Reparaturkosten zu erzielen, sollen möglichst lange Betriebszeiten des BHKWs erreicht werden. Vom Hersteller vorgegebene Mindestbetriebszeiten sowie Stillstandszeiten sind unbedingt einzuhalten.
- **BHKW Vorrang**
Das BHKW soll einen möglichst großen Teil der benötigten Wärme decken. Somit hat die Wärmebereitstellung durch das BHKW jederzeit Vorrang gegenüber der Bereitstellung durch den Spitzenlastkessel.

Durch eine optimale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität des Puffers ist ein effizienter Betrieb des BHKWs und des Brennwertkessels zur Abdeckung von Wärmespitzen sicherzustellen.

Netzpumpen HT-Netz

Die Förderpumpen für das HT-Netz sind redundant als 2er-Kaskade ausgeführt und wechseln ihren Betrieb in regelmäßigen Abständen sowie bei Störung einer der Pumpen. Die Regelung erfolgt über 2 unterschiedliche Prinzipien:

- Im Wärmenetz sind an den Schlechtpunkten Drucksensoren in Vor- und Rücklauf zur Differenzdruckerfassung zu installieren. Die Pumpen sind so anzusteuern, dass am Schlechtpunkt ein Minstdifferenzdruck nicht unterschritten wird.
- Sollte es zu einer Störung an den Differenzdrucksensoren im Feld kommen, muss die Möglichkeit bestehen, stattdessen auf einen konstanten Differenzdruck zwischen Vorlauf und Rücklauf in der Heizzentrale zu regeln.

Von Seiten der übergeordneten Automationsstation stehen folgende Werte zur Verfügung bzw. können folgende Einstellungen vorgenommen werden:

- Freigabe
- Leistungsvorgabe
- Störmeldung
- Betriebsmeldung

Zur Datenerfassung und Steuerung sind die Netzpumpen mit einer Modbus-Schnittstelle auszurüsten.

7.3.2.2 Übergabestationen des Wärmenetzes

Die Wohngebäude werden mit Wärme aus dem HT-Netz versorgt. Die Wärme wird dabei für die Beheizung des Gebäudes sowie die Erwärmung des Trinkwarmwassers benötigt. Da das Temperaturniveau im HT-Netz vergleichsweise hoch ist, kann die Wärme über Wärmetauscher direkt an die Heizkreise im Gebäude abgegeben werden.

Die Übergabestationen der Neubauten in den Baufeldern A, B und C sind alle ähnlich aufgebaut, sodass das im Folgenden beschriebene MSR-Konzept für jedes der drei Gebäude gleichermaßen umzusetzen ist. Die Regelung der Übergabestationen und der Heizkreise erfolgt in Abhängigkeit der Außentemperatur sowie der Wärmeverbräuche des Gebäudes.

Bei Störung oder Gefährdung der Wärmeversorgung werden der Anlagenbetreiber sowie weitere frei einstellbare Empfänger via SMS und/oder per E-Mail benachrichtigt. Via Internetzugang ist der Fernzugriff für den Anlagenbetreiber möglich. Die Daten der Unterstationen (Betriebszustände, Wärmemengen und –Leistungen, Störmeldungen werden an den zentralen Controller der Heizzentrale übertragen und in der Leittechnik der Heizzentrale visualisiert.

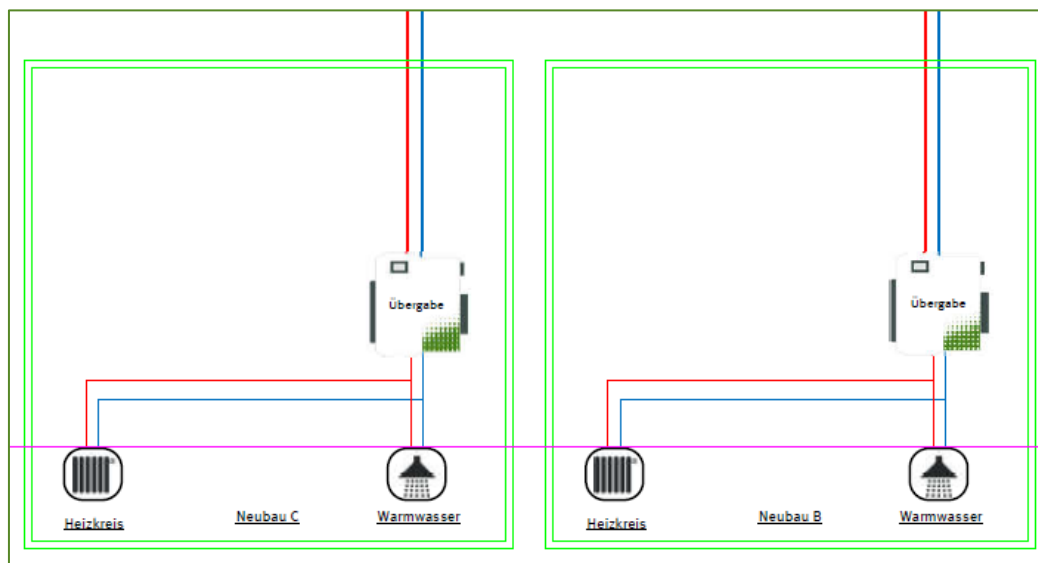


Abbildung 137: Wärmebereitstellung in der Übergabestation.

Steuerung der Übergabestationen

Die Übergabestationen werden mit einem Stationsregler ausgestattet, der die Wärmeabgabe an das Gebäude durch Ansteuerung des Heizkreises und der Frischwasserstation mit Warmwasserspeicher regelt. Hierzu werden folgende Parameter erfasst und an die Wärmenetzzentrale übertragen:

- Vor- und Rücklauftemperatur Netzseite
- Vor- und Rücklauftemperatur Gebäudeseite
- Vor- und Rücklauftemperatur Warmwasserbereitung
- Störmeldung von Pumpen

Steuerung des Heizkreises

Für die Beheizung des Gebäudes ist ein Heizkreis zu steuern. Die Wärme aus dem Netz, welche über die Übergabestation an das Gebäude abgegeben wird, wird über den Heizkreis im Gebäude zu den einzelnen Verbrauchern transportiert. Hierzu ist eine Pumpe anzusteuern. Die Regelung der Heizkreispumpe erfolgt entsprechend der Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf. Die Regelung der Vorlauftemperatur erfolgt in Abhängigkeit von der Außentemperatur entsprechend der benötigten Heizleistung im Gebäude. Für die Heizkreis-Pumpe können hierzu folgende Einstellungen bzw. Vorgaben gemacht und Meldungen ausgelesen werden:

- Freigabe
- Leistungsvorgabe
- Störmeldung
- Betriebsmeldung

Auf die Regelung aufzuschalten und anzusteuern sind außerdem sämtliche Stellventile und Klappen, die für die optimale Wärmeverteilung nötig sind. Für die Regelung sind die Vor- und Rücklauftemperaturen der Heiz- und Kühlkreise zu erfassen. Über die Ansteuerung von Dreiwegeventilen sind die Vorlauftemperaturen entsprechend den hinterlegten Heiz- und Kühlkurven zu regeln.

Steuerung der Warmwasserbereitung

Die Bereitung des Trinkwarmwassers erfolgt über einen separaten Heizkreis. Die Ansteuerung des Trinkwasserkreises ist unabhängig von der Außentemperatur. Die benötigte Wärmeleistung wird allein durch die Warmwasserabnahme im Gebäude bestimmt. Moderne Trinkwarmwasserstationen verfügen in der Regel über eine eigne optimierte Regelung. Diese ist durch eine Modbus TCP oder RTU Anbindung an die Steuerung der Übergabestationen anzubinden. Über diese Schnittstelle können alle relevanten Betriebsparameter ausgelesen werden:

- Speichertemperaturen
- Temperaturen vor und nach den Wärmetauschern
- Vor- und Rücklauftemperatur der Warmwasserverteilung
- Störmeldungen der Pumpen
- Betriebsmeldungen der Pumpen

In der Leittechnik werden die Trinkwarmwasserstationen mit den aktuellen Betriebszuständen, Betriebsmeldungen und Störmeldungen entsprechend visualisiert.

7.3.2.3 Anergierung mit Abwasserwärmetauscher

Zur Bereitstellung von Wärme auf niedrigen Temperaturniveau sowie von Kälte wird über einen Wärmetauscher Energie aus einem Abwasserkanal über einen Abwasserwärmetauscher zurückgewonnen und über einen Anergierung an die Wärmepumpenstationen in Bauteil A-D und dem Rathaus verteilt.

Wärmeübertrager im Abwasserkanal

Zur Speisung des Anergierings wird thermische Energie aus dem Abwasserkanal entnommen bzw. eingespeist. Die Entnahme/Einspeisung erfolgt über einen Abwasserwärmeübertrager. Hierbei sind die Vorgaben zu den zugelassenen Temperaturen, bei welchen eine Entnahme möglich ist, zu beachten. Menge und Temperatur des Rücklaufs sind zu jedem Zeitpunkt zu überwachen und entsprechend der Vorgaben zu steuern. Der Wärmeträgerkreislauf wird auf Grund der Systemtrennung durch einen Wärmetauscher über zwei Pumpen geregelt. Als weitere Trennung zum Anergienetz ist eine hydraulische Weiche vorgesehen.

Anergierung

Die Abnahme ist im Anergierung selbstregulierend und wird durch die Abnahme bzw. Einspeisung von Wärme aus bzw. in den Anergierung geregelt. Bei aktiver Kühlung durch die WP wird die in die jeweiligen Warmspeicher eingespeiste Wärme in den Anergierung gepumpt (bei > 50 °C im Warmspeicher) und an den Abwasserwärmeübertrager „abgeführt“. Der jeweilige Kältspeicher hat in diesem Zustand keinen Wärmeaustausch mit dem Anergierung. Es gibt Pumpen am Vorlauf der Kältspeicher und Pumpen am Rücklauf der Warmspeicher, die als Regelgröße die Temperaturen in den jeweiligen Speichern haben. Kältspeicher ca. 12 bis 16 °C; Warmspeicher ca. 40 bis 50 °C. Bei Überschuss oder Unterdeckung wird Wärme über den Abwasserwärmeübertrager abgeführt oder abgenommen. Bei großem Abwärme-Überschuss im Sommer, kann diese ggf. über den Anergierung nicht mehr oder nur teilweise abgeführt werden. In diesem Fall kann die Abwärme aus den Wärmespeichern über die luftgekühlten Kältemaschinen auf den Dachflächen von Bauteil B und C sowie auf dem Rathaus an die Umgebungsluft abgeführt werden. Hierzu müssen die Kältemaschinen in freier Kühlung betrieben werden. Bei extremen Spitzenlasten, oder bei Ausfall der Wärmepumpen übernehmen die luftgekühlten Kältemaschinen die Kältebereitstellung komplett. Hierzu wird die Kältezufuhr über eine Ventilschaltung auf den Kältespeicher der Wärmepumpe umgeschaltet.

Bypass

HAT-Netz und Annergierung sind über einen Bypass miteinander verbunden. Auf diese Weise kann bei Bedarf Wärme mit einem höheren Temperaturniveau in den Annergierung eingebracht werden. Der Bypass ist mit einem 3-Wege-Ventil ausgeführt, welches entsprechend anzusteuern ist. Hierzu sind stets die Temperaturen im Annergierung zu überwachen, um bei Bedarf den Bypass öffnen zu können. Eine Speisung des Annergierings über das Wärmenetz erfolgt ausschließlich für den Fall, dass die Leistung des Abwasserwärmetauschers nicht mehr ausreicht oder Systemstörungen bzw. Wartungen am Abwasserkanal vorgenommen werden. Dies stellt sicher, dass die unteren Solltemperaturen im Annergiering stets erreicht werden.

Klappen und Ventile

Auf die Regelung aufzuschalten und anzusteuern sind außerdem sämtliche Stellventile und Klappen, die für die optimale Wärmeverteilung nötig sind. Hierzu gehören die Pumpen und Ventile der Wärme- und Kältespeicher zum Annergierung und zur den luftgekühlten Kältemaschinen auf den Dachflächen sowie die Pumpe und das Ventile des Bypasses zum Wärmenetz.

7.3.2.4 Wärmepumpenstationen in den LowEx-Gebäuden

Sowohl die Wärme als auch die Kälte wird über die Wärmepumpenstationen in jedem LowEx-Gebäude bereitgestellt. Die Energie für die Wärmepumpe wird aus dem Annergierung bezogen. Neben der Wärmepumpe befinden sich zwei Pufferspeicher in der Übergabestation eines jeden Gebäudes. Einer der Puffer wird als Kältespeicher genutzt, der andere fungiert als Wärmespeicher. Die Gebäude werden jeweils über einen Heiz- und einen Kühlkreis aus den Puffern heraus versorgt. Die im Folgenden beschriebenen Monitoring- und Steuerungskonzepte sind entsprechend in allen LowEx-Gebäuden identisch aufzubauen.

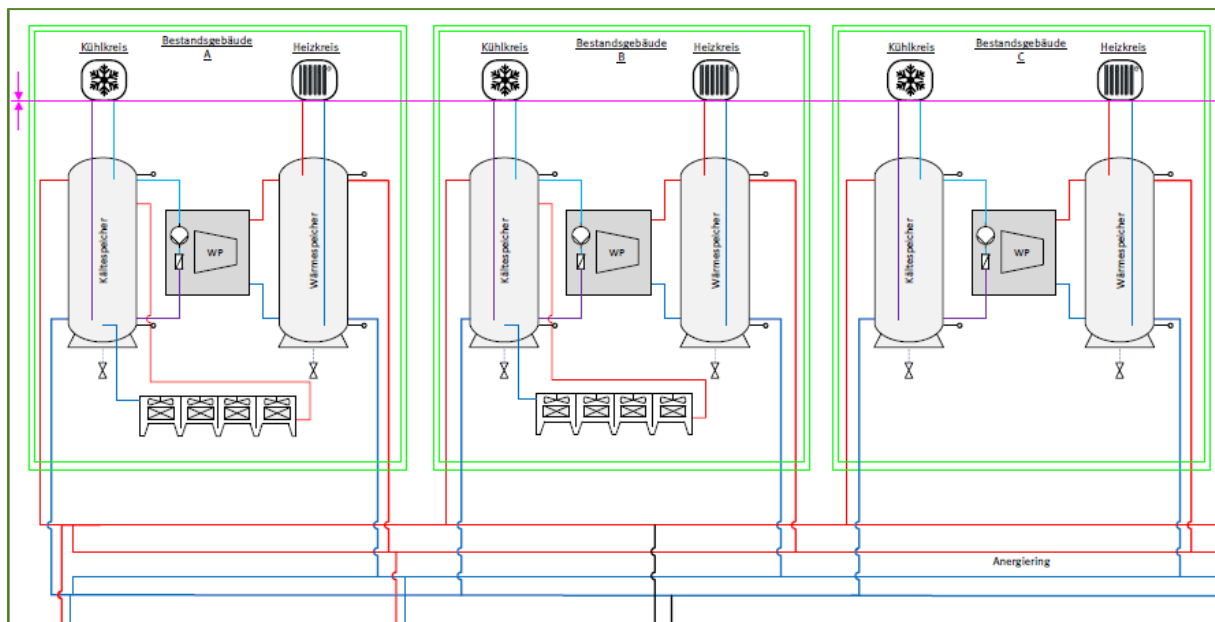


Abbildung 138: Wärme- und Kältebereitstellung in den Übergabestationen.

Wie in der BHKW Zentrale wird in jeder Übergabestation der Bestandsgebäude eine übergeordnete Regelung installiert. Diese übernimmt die Steuerung der Wärmepumpe und der Heizkreise sowie das Wärme- und Kältespeichermanagement. Die Regelung erfolgt in Abhängigkeit der Außentemperatur sowie der Wärme- und Kälteverbräuche des Gebäudes. Bei Störung oder Gefährdung der Wärmeversorgung werden der Anlagenbetreiber sowie weitere frei einstellbare Empfänger via SMS und/oder per E-Mail benachrichtigt. Via Internetzugang ist der Fernzugriff für den Anlagenbetreiber oder die Hersteller der Wärmepumpen und Regelungstechnik auf die jeweiligen Geräte möglich. Für die Bedienung der Wärmepumpe und Heizkreispumpen ist jeweils eine Handbedienebene einzurichten. Die Handebene hat höhere Priorität als die Steuerung durch die übergeordnete Regelung. Die Stellung der Handbedienschalter ist als Meldung an die übergeordnete Regelung vorzusehen.

Wärmepumpen-Steuerung

Die Steuerung der Wärmepumpen wird jeweils über eine Modbus TCP Schnittstelle an die Übergeordnete Regelung der Station angebunden. Durch diese Schnittstelle stehen der übergeordneten Steuerung folgende Werte zur Verfügung bzw. können folgende Einstellungen an der Wärmepumpe vorgenommen werden:

- Freigabe
- Leistungsvorgabe
- Störmeldung
- Betriebsmeldung
- Wartungsmeldung

Zur Datenerfassung und Steuerung sind die Wärmepumpen lieferseitig jeweils mit einem Modbus TCP-Modul auszustatten.

Anbindung der luftgekühlten Kompressionskältemaschinen

Zur Spitzenlastdeckung sind auf den Dachflächen von Bauteil B und C und des Rathauses luftgekühlte Kompressionskältemaschinen vorgesehen. Die Steuerung dieser Kältemaschinen wird jeweils über eine Modbus TCP Schnittstelle an die übergeordnete Steuerung der Wärmepumpenstation angebunden. Durch diese Schnittstelle stehen der übergeordneten Steuerung folgende Werte zur Verfügung bzw. können folgende Einstellungen an der jeweiligen Kältemaschine vorgenommen werden:

- Freigabe
- Leistungsvorgabe
- Umschaltung Betriebsmodus zwischen ‚freier Kühlung‘ und ‚aktiver Kühlung‘
- Störmeldung
- Betriebsmeldung
- Wartungsmeldung

Zur Datenerfassung und Steuerung sind die Kältemaschinen jeweils mit einem Modbus TCP-Modul auszustatten.

Pufferspeichermanagement

In jeder Übergabestation befinden sich ein Kälte- und ein Wärmespeicher. Dies erlaubt eine nahezu autarke Wärme- und Kälteversorgung des Gebäudes, wenn Wärme und Kälte gleichzeitig benötigt werden. Beide Pufferspeicher sind an den Anergiering angeschlossen und werden hieraus gespeist.

Während des Betriebs entnimmt die Wärmepumpe Wärme mit niedrigem Temperaturniveau aus dem Kältespeicher. Dies stellt somit den Primärkreislauf der Wärmepumpe dar. Unter Einsatz von elektrischem Strom wird das

Temperaturniveau des Wassers aus dem Primärkreislauf angehoben. Das somit erwärmte Wasser wird in den Wärmespeicher geleitet und steht für die Beheizung des Gebäudes zur Verfügung. Man spricht hier vom Sekundärkreislauf der Wärmepumpe. Bei dem Prozess wird dem Primärkreislauf Energie entzogen, was zu einem weiteren Abkühlen des Wassers im Primärkreislauf führt. Es wird zurück in den Kältespeicher geleitet und kann somit für die Kühlung des Gebäudes genutzt werden.

Zur Realisierung des intelligenten Puffermanagements für einen effizienten Betrieb der Wärmepumpen werden die Speichertemperaturen und Temperaturen im Kalt- und Warmleiter des Anergierings herangezogen. Zu diesem Zweck ist jeder Pufferspeicher mit mindestens drei Temperaturfühlern auszustatten. Sollte der Kaltleiter des Anergierings im Kühlfall durch eine unzureichende Wärmeabfuhr über den Abwasserwärmetauscher einen vorgegebenen Sollwert überschreiten, wird die Abwärme aus den Wärmespeichern über die luftgekühlten Kältemaschinen an die Umgebungsluft abgeführt. Bei extremen Spitzenlasten, oder bei Ausfall der Wärmepumpen übernehmen die luftgekühlten Kältemaschinen die Kältebereitstellung komplett. Hierzu wird die Kältezufuhr über eine Ventil-schaltung auf den Kältespeicher der Wärmepumpe umgeschaltet. Sollte im Heizfall andersherum die Wärmeenergie aus dem Abwasserwärmetauscher nicht ausreichen, um die Wärmepumpe in einem effizienten Bereich zu betreiben und sinken die Temperaturen des NT-Netzes unter einen Vorgabewert, so kann über den Bypass aus dem Wärmenetz Wärmeenergie in den Anergiering und somit in die Kältespeicher eingespeist werden. Die Regelung des Anergierings übernimmt die Steuerung des Bypasses.

In die Steuerung der Wärmepumpen miteinzubeziehen ist die elektrische Erzeugung aus der PV-Anlage, der Windkraftanlage und des BHKWs. Die zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten sind dahingehend so zu nutzen, dass die Eigenstromnutzung maximiert wird. Die Wärmepumpen sind demnach vorrangig dann zu betreiben, wenn die Eigenstromproduktion durch das BHKW, die PV-Anlage und / oder die Windkraftanlage zur Verfügung steht. Hierbei können die Zeiten zur Stromproduktion durch das BHKW von der übergeordneten Steuerung bestimmt werden. Die Erzeugung über die PV-Anlage und die Windkraftanlage hingegen sind nicht beeinflussbar. Freiheitsgrade entstehen somit durch den Wärmespeicher des BHKWs, sowie die Wärme- und Kältespeicher der Wärmepumpen.

Heiz- und Kühlkreise

Die Heiz- und Kühlkreise werden jeweils über die Gebäudeleittechnik gesteuert. Auch die Raumtemperaturregelung der einzelnen Räume ist an die GLT angebunden, so dass zentral Temperatursollwerte angepasst werden können. Zur aktiven Nutzung der Gebäudemasse des jeweiligen Gebäudes als aktiven thermischen Speicher wird die Steuerung der Wärmezentralen an die Gebäudeleittechnik über Modbus-TCP oder BACnet angebunden. Über diese Schnittstellen sollen die Raumtemperatursollwerte und die Vorlauftemperaturen im Heiz- und Kältekreis durch die zentrale Betriebsoptimierung über Fahrpläne angepasst werden können.

7.3.3 Lastmanagement und Ladeinfrastruktur

Sowohl in Büro- als auch Wohngebäuden steigt die Nachfrage an Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Eine Ladeinfrastruktur für E-Mobilität gehört inzwischen zum Standard in neu errichteten oder modernisierten Quartieren. Auf dem Areal wird deshalb der Aufbau einer Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge inklusive eines Lademanagements empfohlen.

7.3.3.1 Ladeinfrastruktur

Die Ladeinfrastruktur ist in Form eines zweistufigen Verteilsystems aufzubauen. Durch das zweistufige System wird der Aufwand für die Installation und Kabelverlegung reduziert. Die folgende Grafik zeigt den Aufbau des Systems.

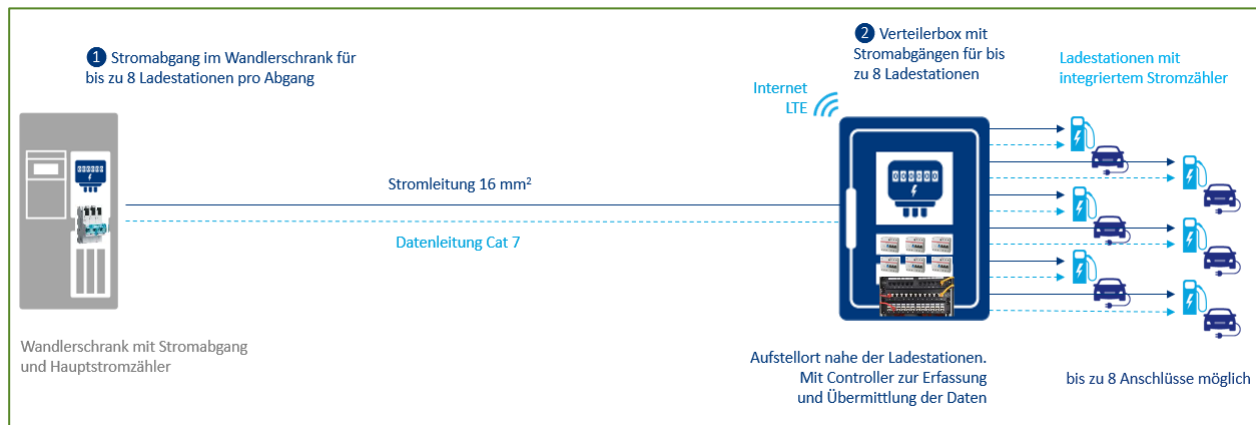


Abbildung 139: Ladeinfrastruktur E-Mobilität.

Stufe 1: In der Hauptstromverteilung des Gebäudes wird ein Abgang gesetzt. Pro Abgang können bis zu acht Ladestationen gebündelt und mit elektrischem Strom versorgt werden. Der Abgang ist als 16 mm²-Leitung auszuführen. Über einen Stromzähler in der Hauptverteilung wird der insgesamt über diesen Abgang verbrauchte Ladestrom erfasst.

Stufe 2: In der Nähe der Ladestationen wird ein Elektrokleinverteiler installiert. Jeder Elektrokleinverteiler ist an einen Abgang in der Hauptverteilung angeschlossen. Innerhalb des Elektrovertailers befinden sich wiederum bis zu acht Abgänge für Ladestationen. Jeder Abgang für eine Ladestation ist separat über FI-LS abzusichern und als 6 mm²-Leitung auszuführen. Des Weiteren wird jeder Abgang mit einem Stromzähler ausgestattet, sodass der Ladestrom pro Ladestation erfasst werden kann. Die Stromzähler sind als Hutschienenzähler auszuführen.

Die Elektrokleinverteiler sind zu unterscheiden in Master- und Slave-Stationen. Die Masterstation ist zusätzlich mit einem Lademanagement-Controller ausgestattet. Auf diesem läuft die Software, welche das Lademanagement der angeschlossenen Ladestationen übernimmt. Von der Masterstation werden somit alle Ladestationen gesteuert. Die Slave-Stationen besitzen keinen eigenen Controller und somit keine eigene Steuerungseinheit, sind aber über CAT7-Kabel mit dem Master-Verteiler zu verbinden. Zur Freigabe und Begrenzung der Ladeleistung an den jeweiligen Stationen sind diese ebenfalls jeweils über eine CAT7-Leitung an die Verteiler anzuschließen. Die Datenübertragung für das gesamte Lademanagement erfolgt somit über ModbusTCP. In jeder Verteilerbox befindet sich ein Knotenpunkt in Form eines Switches, auf welchem die Kabel aufzulegen sind.

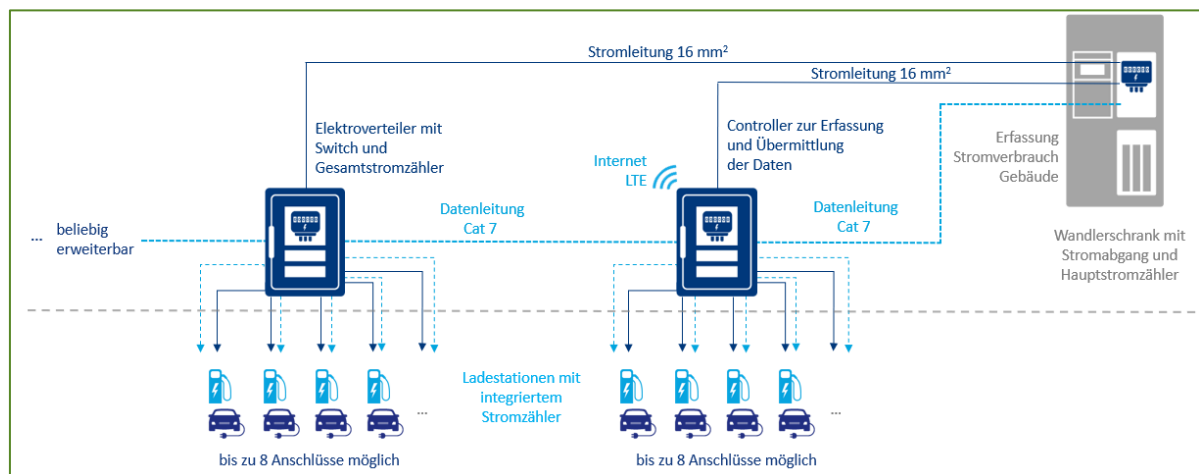


Abbildung 140: Ladeinfrastruktur E-Mobilität mit mehreren intelligenten Verteilerboxen.

Der Lademanagement-Controller muss darüber hinaus eine Verbindung an das Internet erhalten, um die Fernauslesung und Fernsteuerung identisch wie bei den EM-Controllern zu realisieren.

7.3.3.2 Lademanagement

Neben der Ladeinfrastruktur ist ein Lademanagement für Elektrofahrzeuge zu implementieren. Dies ist notwendig, um eine Überlastung von Elektroinstallationen und -leitungen zu verhindern und teure Lastspitzen zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Durch das Lastmanagement werden deshalb die zur Verfügung stehenden Leistungen optimal auf die angeschlossenen Fahrzeuge verteilt. Beim Lademanagement ist zwischen zwei Arten der Lastverteilung zu unterscheiden.

- **Priorisierung von Ladepunkten**
Bei der Priorisierung von Ladepunkten wird eine Rangfolge festgelegt, nach welcher die Beladung der angeschlossenen Fahrzeuge erfolgt. Steht nicht genügend Ladeleistung zur Verfügung, so werden entsprechend der festgelegten Rangfolge die Fahrzeuge nacheinander geladen. Die Festlegung der Rangfolge erfolgt anhand vorher abgestimmter Faktoren. Diese können sich entweder direkt auf die Ladestationen oder auch auf andere Faktoren, wie z.B. den Ladezustand der jeweiligen Fahrzeuge beziehen.
- **Gleichmäßige Verteilung**
Die Last wird gleichmäßig auf alle Fahrzeuge verteilt. Hierdurch wird jedes Fahrzeug geladen, sobald es an die Station angeschlossen wird. Da die zur Verfügung stehende Last beschränkt sein kann und wenn viele Fahrzeuge gleichzeitig geladen werden sollen, kann es sein, dass nicht die volle Ladeleistung für alle Fahrzeuge bereitgestellt werden kann. Der Ladevorgang erfolgt somit entsprechend langsamer. Dennoch wird auf diese Weise eine zeitgleiche Aufladung aller angeschlossenen Fahrzeuge erreicht.

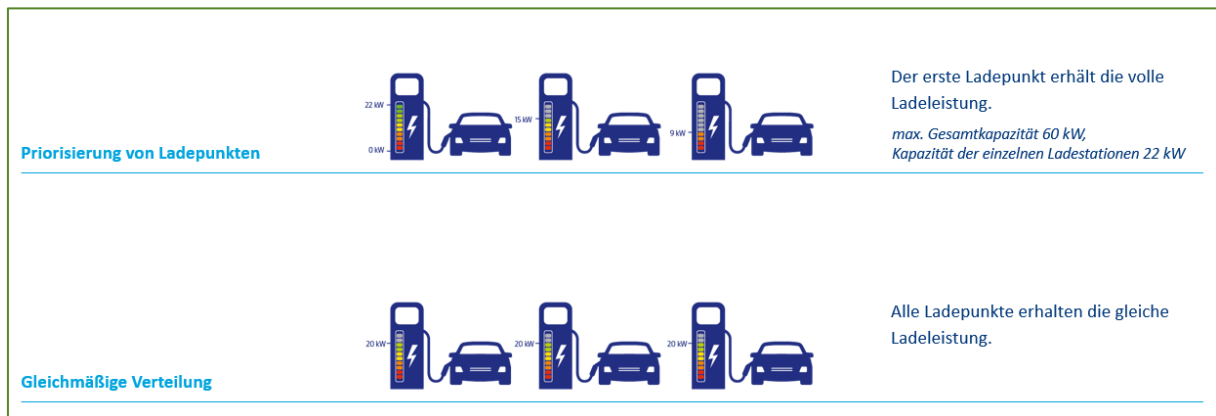


Abbildung 141: Lademanagement Strategien.

Die Kommunikation zwischen dem zentralen Lademanagement-Controller und den angeschlossenen Ladestationen erfolgt über Modbus TCP. Zur Steuerung der Ladestationen und Regelung der Ladeleistung sind für jede Station folgende Signale zu übertragen:

- Ladefreigabe
- Vorgabe der Ladeleistung

Umgekehrt sind über dieselbe Verbindung mindestens folgende Daten aus den einzelnen Ladestationen auszulesen und an den Lademanagement-Controller zu übermitteln:

- Strommenge in kWh
- aktuelle Ladeleistung
- Batterieladezustand der angeschlossenen Fahrzeuge
- ggfs. weitere Daten, die die Ladestation zur Verfügung stellt

7.3.4 Energetisches Online-Monitoring-Konzept

7.3.4.1 Anforderungen Wärmenetze 4.0

Ein kontinuierliches energetisches Monitoring ist sinnvoll, um die Effizienz der Verbauten Anlagen kontinuierlich zu überwachen und so Fehlfunktionen frühzeitig zu erkennen. Im Rahmen des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 wird ein Online-Monitoring Voraussetzung für die Förderung. Hierbei sind mindestens folgende Kenngrößen messtechnisch zu erfassen:

- Brennstoffverbrauch je Wärmeerzeuger
- Stromverbrauch je Wärmeerzeuger
- Pumpstromverbrauch
- Vor- und Rücklauftemperatur
- Nettowärmeerzeugung (Einspeisemenge) je Wärmequelle
- Be- und Entlademengen (Wärme) je Speicher
- Witterungsverhältnisse (Außentemperatur)
- an Kunden gelieferte Wärmemengen

Die für den Vollzug dieser Förderbekanntmachung relevanten Daten müssen so gespeichert werden, dass diese sowohl dem BMWi, dem BAFA sowie gegebenenfalls beauftragten wissenschaftlichen Evaluatoren innerhalb der ersten 11 Jahre nach Inbetriebnahme des Wärmenetzsystems 4.0 jederzeit zur Verfügung gestellt werden können. Relevante Daten im Sinne der Förderbekanntmachung sind sämtliche Daten, die notwendig sind, um die Performance des Wärmenetzes bzw. die Einhaltung der für die Höhe der gewährten Förderung relevanten Anforderungen bewerten zu können; insbesondere die Anteile erneuerbarer Energien und Abwärme, Brennstoff- und Stromverbrauch von Wärmeerzeugern, Vor- und Rücklauftemperaturen, Netto-Erzeugung von Wärme aufgeschlüsselt nach Wärmequellen, Daten zur Be- und Entladung der Speicher, Witterungsverhältnisse (Außentemperaturen), Wärmeverluste, an Kunden gelieferte Wärmemengen, jeweils auch aufbereitet als jährliche Durchschnittswerte. Die Daten zu Vor- und Rücklauftemperaturen sind mindestens als Stundenmittelwerte zu erfassen. Eine genauere Auflösung ist ebenfalls möglich. Die Anteile der einzelnen Wärmeerzeuger (jeweilige eingespeiste Wärmemenge) sowie die an die einzelnen Endkunden gelieferten Wärmemengen sind mindestens als Jahressumme zu erfassen. Auch hier darf eine detailliertere Auflösung der Werte gewählt werden. Beim Einsatz von Wärmepumpen sind die Jahresarbeitszahlen zu erfassen.

7.3.4.2 Vorgesehenes Online-Monitoring-Konzept

Das nachfolgend beschriebene Monitoringsystem erfüllt die o.g. Anforderungen des Förderprogramms Wärmenetze 4.0 berücksichtigt aber im Wesentlichen auch die Erfordernisse für eine effiziente Betriebsführung und die Umsetzung von datenbasierten Modellen (Neuronale Netze, k-next neighbour etc.) zur Lastvorhersage für die Umsetzung einer vorausschauenden prognosebasierten Steuerung des komplexen Energiesystems. Alle Daten werden von den Controllern in den Energiezentralen bzw. Übergabestationen mit einer Auflösung von mindestens 5 Minuten als Mittelwerte bzw. Energiemengen gesammelt und zunächst auf den Controllern selbst in einer Datenbank abgelegt. Alle Daten werden zusätzlich über die Netzwerkverbindung an den zentralen Quartierscontroller übertragen, dort in einer SQL Datenbank gesammelt und über eine abgesicherte und verschlüsselte VPN Verbindung an die cloud- oder serverbasierte Quartiersleittechnik übertragen. Dies erfolgt auf der einen Seite kontinuierlich, auf der anderen Seite, wird zur Vermeidung von Datenlücken durch Internetunterbrechungen am Ende des Tages der gesamte Tagesdatensatz an die Datenbank der Quartiersleittechnik übertragen und in der Datenbank abgelegt. Die hier gesammelten Onlinedaten werden dann überschrieben. Um die Bereitstellung der Daten über einen Zeitraum von 11 Jahren, wie im Förderprogramm gefordert sicherzustellen, sollte das System eine zusätzliche Datensicherung auf einem anderen, räumlich getrennten System sicherstellen. Bei einem cloudbasierten System ist dies in der Regel ohnehin gegeben, bzw. lässt sich dies leicht einrichten. Nachfolgend sind die zu erfassenden Energiemengen, Stoffströme und Temperaturen inklusive deren Erfassung und datentechnischen Anbindung aufgeführt.

Wärmemengenzähler

Zur Erfassung von Wärmemengen werden Wärme-/Kältemengenzähler installiert. Über diese sollen folgende Daten auslesbar sein:

- Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur in °C
- Wärme- / Kälteleistung in kW
- Wärme- / Kältemenge in kWh
- Durchfluss in m³/h

Über die Wärme-/Kältemengenzähler sollen folgende Wärmemengen erfasst werden.

- BHKW-Zentrale:
 - Wärmebereitstellung BHKW

- Wärmebereitstellung Gas-Brennwertkessel
- Wärmeabgabe an das Wärmenetz
- Übergabestationen Wärmenetz
 - Wärmeabnahme gesamt
 - Wärmeabnahme Trinkwarmwasserbereitung
- Wärmepumpenstationen in den LowEx-Gebäuden
 - Primärkreislauf Wärmepumpe
 - Sekundärkreislauf Wärmepumpe
 - Abnahme Kältespeicher zum Gebäude
 - Abnahme Wärmespeicher zum Gebäude
 - Wärmeabnahme aus dem Anergiering (Kältespeicher der Wärmepumpen)
 - Wärmeabgabe an den Anergiering (Wärmespeicher der Wärmepumpen)
 - Kälteeinspeisung durch die luftgekühlten Kompressionskälteanlagen
- Anergiering
 - Wärmeentnahme/-abgabe vom/an den Abwasserkanal
 - Wärmeübertragung vom Wärmenetz an den Anergiering über den Bypass

Alle Wärmemengenzähler sind mit einer M-Bus oder Modbus Schnittstelle auszustatten. Das Auslesen der Zähler erfolgt, sofern nicht anders definiert, mindestens im 5-Minuten-Takt. Die Spannungsversorgung ist vorzugsweise über eine 230V-Zuleitung zu realisieren.

Gaszähler

Sowohl das BHKW als auch der Brennwertkessel werden mit Erdgas aus dem öffentlichen Gasnetz als Brennstoff betrieben. Zur Erfassung der Gasmengen sind Gaszähler zu installieren und in das Monitoring zu integrieren. Über den Gaszähler soll mindestens die verbrauchte Gasmenge, vorzugsweise darüber hinaus auch die aktuell abgenommene Gasleistung auszulesen sein. Folgende Gaszähler sind auf das Monitoring aufzuschalten:

- Gaszähler BHKW
- Gaszähler Brennwertkessel

Aus dem Gasverbrauch des BHKWs und des Brennwertkessels lässt sich der Gesamtgasverbrauch errechnen. Hierzu ist die Summe des Gasverbrauchs des BHKWs und des Brennwertkessels zu ermitteln. Alle Gaszähler sind mindestens mit einer Impulsschnittstelle auszustatten und darüber auszulesen. Über das Auslesen der Impulse kann die verbrauchte Gasmenge als auch die momentan abgenommene Gasleistung berechnet werden. Vorzugsweise sind Modbus-Gaszähler einzusetzen. Diese liefern Absolutwerte und deshalb eine deutlich höhere Datengüte.

Stromzähler

Über Stromzähler sollen sowohl elektrische Verbräuche als auch der erzeugte elektrische Strom erfasst werden. Über die Stromzähler sind mindestens folgende elektrische Daten zu erfassen und in das Monitoring-Konzept zu integrieren:

- Elektrische Leistung in kW
- Elektrische Energie in kWh

Stromzähler sind zur Erfassung folgender elektrischer Verbräuche bzw. zur Erfassung der elektrischen Erzeugung zu installieren:

- BHKW-Zentrale:
 - Elektrische Erzeugung BHKW
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung MSR
- Übergabestationen Wärmenetz
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der MSR
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen gesamt
 - Stromerzeugung und elektrische Leistung der PV-Anlagen (kann alternativ auch durch die Anbindung der PV-Wechselrichter über Modbus TCP an den Controller der Wärmepumpenstation erfolgen)
 - ggf. Stromerzeugung und elektrische Leistung von Kleinwindanlage
- Wärmepumpenstationen in den LowEx-Gebäuden
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der MSR
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Wärmepumpen
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Kältemaschinen
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen auf der Kalt- und Warmseite der Wärmepumpe
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen zum Anergiering
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen des Kältekreises
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen des Heizkreises
 - Stromerzeugung und elektrische Leistung der PV-Anlagen (kann alternativ auch durch die Anbindung der PV-Wechselrichter über Modbus TCP an den Controller der Wärmepumpenstation erfolgen)
 - Stromerzeugung und elektrische Leistung der Kleinwindanlagen
- Anergiering
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der MSR
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen des Abwasserwärmetauschers
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen zur hydraulischen Weiche
- Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der MSR
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung Hauptstromzähler
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung Unterzähler E-Mobilität
 - Stromverbrauch und elektrische Leistung der einzelnen Ladepunkte

Hinsichtlich der Stromzähler ist mit dem Gewerk Elektro abzustimmen, ob es sich um Dreipunkt- oder Hutschienenzähler handelt. Bei allen Geräten mit höherer elektrischer Leistung wie BHKW, Wärmepumpen, Kältemaschinen etc. sind Zähler mit Wandlermessung vorzusehen. Alle Stromzähler sind mit einer RS485-Schnittstelle auszustatten.

Temperaturen

Temperatursensoren sind mit den Wärmemengenzählern verbaut und stehen somit für alle Kreisläufe zur Verfügung. Über zusätzliche Temperatursensoren werden für regelungstechnische Zwecke sowohl Vorlauf- als auch Rücklauftemperaturen als auch Speichertemperaturen erfasst. Des Weiteren ist eine Erfassung der Außentemperatur vorzusehen. Die Außentemperatur wird einerseits über einen Außentemperaturfühler erfasst, andererseits über das Internet vom Deutschen Wetterdienst bezogen. Des Weiteren ist die Rücklauftemperatur des Gas-Brennwertkessels zu erfassen. Alle Temperaturfühler sind als PT1000-Sensoren zu realisieren. Die Temperatursensoren zur Erfassung von Vor- und Rücklauftemperaturen werden in Tauchhülsen fixiert.

7.3.4.3 Kennzahlenbildung

Zur Analyse des Gesamtsystems und zur Beurteilung der Systemeffizienz sind aus den im Rahmen des Monitorings erfassten Daten folgende Effizienz-Kennzahlen zu bilden:

BHKW-Zentrale

- **Wirkungsgrade BHKW**
Aus den erfassten Daten lassen sich für das BHKW der elektrische und der thermische sowie der Gesamtwirkungsgrad ermitteln. Die Ermittlung kann anhand der Leistungsdaten als Momentwert oder anhand der Energiemengen für einen betrachteten Zeitraum erfolgen. Die BHKW-Wirkungsgrade geben einen wichtigen Anhaltspunkt darüber, ob das BHKW effizient und anlagenschonend betrieben wird.
- **Thermischer Wirkungsgrad Brennwertkessel**
Aus dem Gasverbrauch des Brennwertkessels und der Wärmebereitstellung durch den Kessel lässt sich der Wirkungsgrad des Kessels berechnen. Auch hier kann die Ermittlung anhand der Leistungsdaten als momentaner Wert oder anhand der Energiemengen für einen betrachteten Zeitraum erfolgen. Ein Wirkungsgrad über 100 % bestätigt den effizienten Betrieb des Kessels im Brennwertbereich.
- **Gesamtwirkungsgrad des Systems**
Aus der insgesamt eingesetzten Gasmenge sowie der thermischen und elektrischen Erzeugung durch das BHKW und den Kessel ergibt sich der Gesamtwirkungsgrad des Systems. Hierzu wird die erzeugte Energie in Form von Wärme und elektrischem Strom ins Verhältnis zur eingesetzten Energie in Form von Erdgas gesetzt. Auch hier sind sowohl Momentanwerte als auch Wirkungsgrade über gewisse Zeiträume zu ermitteln
- **Effizienz der Netzpumpen**
Um Aussagen über die Effizienz und den sachgerechten Betrieb der Netzpumpen zu treffen, werden die elektrischen Verbräuche der Netzpumpen erfasst. Plötzliche Anstiege des Pumpenstromverbrauchs sind ein erster wichtiger Indikator für Verschmutzungen im Netz oder zugesetzte Filter.

Übergabestationen Wärmenetz

- **Funktion der Übergabestation**
Zur Überprüfung der Funktion der Übergabestation kann die Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf primär und sekundärseitig überwacht und in Zusammenhang mit der Spreizung des Heizkreises und der Warmwasserbereitung betrachtet werden. Dadurch lassen sich Hydraulikprobleme erkennen und identifizieren.

Wärmepumpenzentralen

- **Leistungszahl der Wärmepumpen**
Die Leistungszahl I einer Wärmepumpe wird gebildet aus dem Verhältnis der bereitgestellten Nutzwärmeleistung zur aufgenommenen elektrischen Leistung (Kompressor interne Zusatzeinrichtungen und die Regelung. Bei der Leistungszahl II der Wärmepumpenanlage bezieht die Stromaufnahme der primär- und sekundärseitigen Pumpe und ggf. der Wärmequelle mit ein. Die Leistungszahl III bezieht die das System mit ein und setzt die ans Gebäude abgegebene Wärmeenergie ins Verhältnis zur gesamten Stromaufnahme inklusive Wärmespeicher und Heizkreispumpe.
- **JAZ der Wärmepumpen**
Die Jahresarbeitszahl ist das Verhältnis aller abgegebenen Wärmemengen zu der eingesetzten Strommenge einschließlich der Strommenge für den Betrieb der peripheren Verbraucher, insbesondere der Antriebspumpe und der Regelung (aber nicht der Heizungsumwälzpumpe).

- **Leistungszahl der luftgekühlten Kompressionskälteanlagen**

Die Leistungszahlen werden wie bei der Wärmepumpe gebildet, nur dass hier die gelieferte Kälteleistung ins Verhältnis zur elektrischen Leistung gesetzt werden.

7.3.5 Datenhaltung, -speicherung und Web-Leittechnik

7.3.5.1 Datenhaltung und Datenspeicherung

Die Datenspeicherung erfolgt wie bereits oben beschrieben in einem zweistufigen System. Somit wird eine maximale Datensicherheit erreicht. Zum einen werden sämtliche Daten und Meldungen auf den Controllern vor Ort gespeichert. Da die Speicherkapazität der Controller begrenzt ist, werden Energiedaten und Meldungen bei Erreichen der maximalen Speicherkapazität systematisch überschrieben. Hierbei beginnt der Prozess bei den am weitesten zurückliegenden Daten. Einstellungsparameter dürfen niemals gelöscht oder überschrieben werden.

In einer zentralen Serverlösung werden darüber hinaus die Daten und Meldungen aus den Steuereinheiten zusammengeführt, aufbereitet und in einer Datenbank abgelegt. Der Versand und die Speicherung der Daten vom Controller auf den Server sowie die Speicherung auf der Datenbank hat mindestens einmal täglich zu erfolgen. Der Speicherplatz auf dem Server ist theoretisch unbegrenzt, sodass hier kein Löschen oder Überschreiben der Daten vorgesehen ist.

Die Messwerte müssen sowohl auf dem Controller als auch auf dem zentralen Server bzw. der Datenbank in einem Intervall von z.B. 5 Minuten abgespeichert werden. Über voreingestellte oder frei definierbare intuitive Grafiken lassen sich Betriebszustände und Verbräuche visualisieren und auswerten. Die Zugriffsrechte auf dem Server werden über Nutzerprofile geregelt und können objektweise und für jeden Nutzer individuell eingeschränkt werden. Bei der Speicherung und Übertragung der Daten sind diese angemessen vor dem Zugriff durch Dritte zu schützen. Zur Sicherung der Monitoringdaten ist eine regelmäßige Datensicherung (mindestens wöchentlich) auf ein externes, räumlich getrenntes System zu realisieren.

7.3.5.2 Webbasierte Leittechnik mit Visualisierung, Analyse und Fernwartung

Die Bedienung der Anlage erfolgt über eine Prozessvisualisierung mittels PC und Monitor oder Tablet. Über eine Weboberfläche kann die Anlage sowohl analysiert als auch gesteuert werden. Eine Visualisierung ist hierfür entsprechend vorzusehen.

Ein Zugriff soll von außen über eine sichere Internetanbindung möglich sein. Hierzu erfolgt zunächst ein Zugang auf den zentralen Server über eine verschlüsselte Verbindung mit Passwortschutz und Zweifaktorauthentifizierung. Im Server werden in einer Gesamtübersicht alle Anlagen, auf die ein Zugriff besteht, in einer Liste mit den wesentlichen KPIs und einer Bewertung zum Anlagenbetrieb über eine Ampelfunktion angezeigt. Durch Auswahl einer Anlage wird der Nutzer über einen VPN-Tunnel auf den Controller vor Ort geroutet und kann hier durch erneute Passworteingabe auf die WEB-Leittechnik zugreifen. Es soll möglich sein, verschiedene Nutzergruppen mit unterschiedlich tiefgehenden Nutzungsrechten zu definieren.

Zur Bedienung, Parametrierung, Beobachtung und Optimierung der gesamten Anlagentechnik sind folgende Funktionen zu gewährleisten:

Visualisieren

- Darstellung der Wärme- und Stromerzeuger mit hydraulischer Einbindung mit Wärmenetz und Wärmeübergabestationen am Bildschirm in Vollgraphik (Farbe).
- Darstellung der einzelnen Anlagenkomponenten im Detail. z.B.: Wärmepumpe, Kältemaschinen, Gaskessel, BHKW, Pumpen, Speicher usw.

- Anzeige des Anlagenzustandes (z.B.: Betrieb, Störung, Warnungen, Leistung, Temperatur, Druck, usw.)
- Anzeige von Alarmen
- Anzeige von Analogwerten (z.B.: Temperaturen, Nennwärmeleistung) in digitaler Form oder in Kurvenform (Trenddarstellung) usw.
- Wärmeübergabestation Überwachung von Volumenstrom und Rücklauftemperatur

Die gesamte Anlagentechnik ist als Anlagengrafik auf dem Monitor darzustellen. Die Betriebszustände, Messwerte und Zählerstände sind in der jeweiligen Anlagengrafik einzublenden. Des Weiteren sind historische Daten in Form von Liniendiagrammen, Scatter- oder Carpetplots zu visualisieren. Die Auswahl der darzustellenden Datenpunkte soll über ein einfaches Dropdownmenü möglich sein.

Bedienfunktionen der WEB-Leittechnik

- Eingabe und Anpassung aller wichtigen Parameter und die Anzeige dieser Parameter am Bildschirm
- Vorgabe von Solltemperaturen, Drücken und Betriebszuständen
- Anlagen manuell im Handbetrieb ansteuern (Freigabe und Leistungsvorgabe)
- Ventile und Klappen manuell im Handbetrieb ansteuern (Öffnen und Schließen)

Auswerten

Die Auswertung ist in Tabellenform und Grafiken darzustellen.

- Es sind tägliche, monatliche und jährliche Bilanzen für die Brennstoff-, Energieverbräuche, Strom- und Wärmeerzeugung zu erstellen.
- Es sind Wirkungsgrade und Deckungsanteile für die verschiedenen Wärme- und Stromerzeuger auszuwerten und darzustellen.

Warnungen/Störungen

- Im Falle einer Störung wird über die Web-Oberfläche ein Alarmsignal angezeigt. Dieses wird zeitlich an eine oder mehrere hinterlegte Mailadressen verschickt.
- Warnmeldungen, wie z.B. eine Wartungsmeldung des BHKWs, sind gleich zu behandeln wie Störungsmeldungen
- Für die Meldungen und E-Mailadressen ist eine Gruppensystematik zu entwickeln, sodass für jede Nutzergruppe festgelegt werden kann, welche Meldungen an die jeweilige E-Mailadresse verschickt werden sollen
- Für die Störungs- und Warnmeldungen können Grenzwerte und zeitliche Verzögerungen zum Versand der Meldungen hinterlegt werden.
- Es erfolgt ein automatisches Anzeigen und Speichern von Störungen und Warnungen, welche über einen Log-File zusammengefasst und abgerufen werden können.

Folgende Grafiken zeigen beispielhaft die Umsetzung der Visualisierung und Datenauswertung auf der Web-Oberfläche:



142: Beispielhafte Darstellung der Web-Oberfläche

7.4 LowEx-Gebäude

7.4.1 Aufbau der smarten Gebäudeleittechnik und des Kommunikations-Netzwerks

Für einen effizienten Gebäudebetrieb wird grundsätzlich der Aufbau einer schlanken Gebäudeleittechnik empfohlen. Diese steuert die Heiz- und Kühlkreisläufe, bindet die Einzelraumregelung an und bietet Kalenderfunktionen zur Festlegung von Raumtemperatursollwerten für einzelne Raumgruppen bzw. Räume für den Normal-, Absenk- und Frostschutzbetrieb. Außerdem werden zentrale Lüftungsanlagen über Modbus zur Betriebsfreigabe und zum Auslesen der Betriebszustandsgrößen sowie von Betriebs- und Störmeldungen aufgeschaltet. Meldungen der Brandschutzklappen werden ebenfalls an die GLT angebunden. In der Leitechchnik werden die Verteilerkreise für Heizung und Kälte, die Lüftungsanlagen, die Brandschutzklappen und die Raumtemperaturwerte in übersichtlichen Grafiken dargestellt. Zur Überwachung von Wärme-, Kälte- und Stromverbräuchen werden Zählerwerte ausgelesen und in der Leitechchnik zusammen mit den anderen Datenpunkten in einer Datenbank abgelegt. Über graphische Analysetools können die Betriebszustände analysiert und so Fehlfunktionen identifiziert werden. Alle Systeme werden durch hinterlegte Routinen automatisch überwacht (Lüftungsanlagen, Raumtemperaturen und ggf. Feuchtwerte, Fehlermeldungen etc.) und bei auftretenden Störungen per SMS oder E-Mail an festgelegte Nutzergruppen gemeldet. Außerdem können Energieberichte automatisch generiert werden.

Für einen smarten Gebäudebetrieb wird eine Schnittstelle zum Steuerungssystem in der jeweiligen Wärmepumpenzentrale verbunden, die ihrerseits mit der zentralen Quartiersleittechnik vernetzt sind. Diese Schnittstelle kann z.B. über Modbus oder BACnet hergestellt werden. Über die Schnittstelle können vom Energiemanagementsystem in der Quartiersleittechnik Betriebszeiten und Sollwerte der Heiz- und Kühlkreise angepasst werden. Außerdem können Raumtemperatursollwerte zentral kurzfristig um bis zu max. 1 K angehoben oder abgesenkt werden und die Raumregler z.B. in den frühen Morgenstunden vorzeitig von Absenk- auf Normalbetrieb umgeschaltet werden.

Ziel dieser Eingriffe ist es, die Gebäudespeichermasse aktiv zu nutzen, um die Flexibilität im Wärmepumpenbetrieb zu erhöhen. Dadurch kann dieser an die lokale Stromerzeugung aus PV und Windanlagen und dem BHKW angepasst und durch Kopplung an das Smart Grid einen netzdienlichen Betrieb ermöglichen.

7.4.2 Intelligente Einzelraumregelung

In den Büroräumen sind dezentrale Einzelraumregler für Heizen- und Kühlen vorzusehen, die im Gewerk Elektro an einen KNX-Bus (oder Modbus) angebunden werden. Der Controller der zentralen GLT wird an den KNX Bus entweder stockwerksweise oder zentral angebunden und kann so auf die Einzelraumregelung zugreifen. So kann z.B. eine zentrale Umschaltung von Heiz- auf Kühlbetrieb und die zentrale Vorgabe von Raumtemperatursollwerten bzw. Temperaturabsenkungen oder –erhöhungen erfolgen. Außerdem können die Raumtemperaturen automatisiert überwacht und graphisch in der Leittechnik dargestellt werden.

Die Regelgüte der Einzelraumregler hängt sehr stark vom Heizsystem ab. Träge Systeme wie Fußbodenheizung oder Betonkernaktivierung sind wesentlich komplexer in der Steuerung als Radiatoren, Van Coils oder abgehängte Kühldecken. Daher sind für der verbaute Heizsystem passende Raumregler auszuwählen und einzusetzen. Für träge Heizsysteme empfiehlt es sich, selbstlernende PID Regler vorzusehen, die das Aufheizverhalten automatisiert lernen und Ihr Regelverhalten kontinuierlich optimieren. So wird auch bei diesen Systemen eine hohe Regelgüte erreicht. Die Anforderung an die Raumregelung sind nachfolgend für 4 Raumtypen beschrieben.

7.4.2.1 Raumtyp 1: Büroräume

Büroräume in diesem Sinne sind Räume, die für überwiegend im Sitzen ausgeführte nicht-körperliche Tätigkeiten genutzt werden. Es ist davon auszugehen, dass sich innerhalb der üblichen Bürozeiten, sprich am Tag z.B. zwischen 6:00 Uhr und 18:00 Uhr Personen in den Büroräumen aufhalten. Des Weiteren sind während der Bürozeiten keine großen Schwankungen bezüglich der sich in den Räumen befindlichen Personen zu erwarten.

Raumregelung

Für ein angenehmes Arbeitsklima sind die Büroräume zu heizen oder zu kühlen. Im Sommer soll durch eine Kühlung eine Temperatur von 23 – 26 °C, im Winter durch Beheizung der Räume eine Temperatur von 20 – 23 °C vorherrschen. Die Beheizung und Kühlung der Räume erfolgt über Raumregler. Jeder Raum wird mit einem separaten Regler ausgestattet. Die Raumregler erfassen die Raumtemperatur und steuern über eine hinterlegte Regellogik (z.B. PI oder PID) die Heiz- und Kältekreisventile des Raumes so, dass die gewünschte Raumtemperatur erreicht wird. Die Vorgabe der Raumtemperatur erfolgt zunächst über den KNX Bus durch die GLT durch eine zentrale Sollwertvorgabe. Über Schaltuhren können die Soll-Temperaturen für vorher definierte Zeitfenster vorgegeben werden. Hierfür sind drei Temperaturmodi vorzusehen: Soll-Temperatur zu den Bürozeiten, Nachtabenkung und Frostschutz. Es sind mindestens zwei Schaltuhren vorzusehen. Über die Wochenschaltuhr können die Zeitfenster innerhalb der jeweiligen Wochen definiert werden. Die Jahresschaltuhr ermöglicht die Eingabe von Feiertagen und Betriebs-schließungen.

Die Raumregler sind mit einem Drehrad o.ä. auszustatten, über welches der Nutzer die Möglichkeit zur Feinjustierung der gewünschten Solltemperatur hat. Da für den Nutzer kleine und kurzfristige Temperaturschwankungen im Bereich des Behaglichkeitsfeldes von +/- 0,5 - 1,0 °C in der Regel nicht wahrnehmbar sind, ergeben sich aus diesen kleinen Abweichungen zur vorgegebenen Soll-Temperatur weitere Freiheitsgrade für die Regelung. Des Weiteren ist ein Gebäude durch die geschlossene Gebäudehülle sowie die Speichermasse in Form von Fußböden, Decken und Wänden verhältnismäßig träge. Dies muss in der Raumregelung beachtet werden und erfordert eine frühzeitige Reaktion auf Temperaturänderungen. Gleichzeitig ergibt sich somit aber die Möglichkeit, durch Ausnutzung

dieser Freiheitsgrade das Gebäude selbst als Speicher zu nutzen und so den Betrieb der Wärmepumpen zu optimieren und die Eigenstromnutzung zu erhöhen.

Die übergeordnete Steuerung ermittelt unter Beachtung dieser Einflussfaktoren die optimale Raumtemperatur und übermittelt diese an den Raumregler. Die Raumregler sind als autarke Regler auszuführen. Dies bedeutet, dass die Nachregelung der Raumtemperatur auf Basis der Sollwertvorgabe von den Raumreglern selbst ausgeführt wird.

7.4.2.2 Raumtyp 2: Besprechungsräume und temporär genutzte Räume

Besprechungsräume sind Räume, in welchen überwiegend Tätigkeiten im Sitzen ausgeführt werden. Im Gegensatz zu Büroräumen schwankt die Belegung von Besprechungsräumen in Bezug auf die Belegungszeiten und Belegungsdichte sehr stark. Umso wichtiger ist eine zielgerichtete Konditionierung der Räume sowohl im Sommer als auch im Winter. Daher wird empfohlen ein Buchungssystem für diese Räume mit Angaben zur Personenbelegung über die GLT zu ermöglichen. Alternativ kann eine Schnittstelle zu einem externen Buchungs- oder Kalendersystem hergestellt werden.

Raumregelung

Besprechungsräumen sind in der Regel nur unregelmäßig und oft mit unterschiedlicher Personenzahl belegt. Dies macht die Regelung dieser Räume insbesondere im Sommer etwas komplexer. Durch eine Anbindung an ein Raumbuchungssystem kann die Beheizung und Kühlung bedarfsgerecht erfolgen. Im Sommer soll durch eine Kühlung eine Temperatur von 23 – 26 °C, im Winter durch Beheizung der Räume eine Temperatur von 20 – 23 °C vorherrschen. Der größte Energiebedarf besteht für die Kühlung der Räume im Sommer, insbesondere dann, wenn die Räume durch eine hohe und direkte Sonneneinstrahlung aufgeheizt werden und sich viele Personen gleichzeitig im Raum befinden. Die Beheizung und Kühlung der Räume erfolgt über kombinierte Temperatur und Lüftungsraumregler. Jeder Raum wird mit einem separaten Regler ausgestattet. Die Raumregler erfassen die Raumtemperatur und steuern über eine hinterlegte Regellogik (z.B. PI oder PID) die Heiz- und Kältekreisventile des Raumes so, dass die gewünschte Raumtemperatur erreicht wird. Die Frischluftzufuhr wird über den Raumregler bedarfsgerecht durch Ansteuerung der motorisch angetriebenen KVS-Regler gesteuert. Als Regelgröße wird ein CO₂-Grenzwert definiert, der über einen integrierten oder externen CO₂-Sensor erfasst wird. Die Vorgabe der Raumtemperatur erfolgt zunächst über den KNX Bus durch die GLT durch eine zentrale Sollwertvorgabe. Über Schaltuhren können die Soll-Temperaturen für vorher definierte Zeitfenster vorgegeben werden. Hierfür sind drei Temperaturmodi vorzusehen: Soll-Temperatur zu den Bürozeiten, Nachtabsenkung und Frostschutz. Es sind mindestens zwei Schaltuhren vorzusehen. Über die Wochenschaltuhr können die Zeitfenster innerhalb der jeweiligen Wochen definiert werden. Die Jahresschaltuhr ermöglicht die Eingabe von Feiertagen und Betriebsschließungen. Durch die Anbindung an ein Raumbuchungssystem kann die Raumregelung exakt auf für den aktuellen Bedarf erfolgen.

Die Raumregler sind mit einem Touchdisplay o.ä. auszustatten, über welches der Nutzer die Möglichkeit zur Feinjustierung der gewünschten Solltemperatur und Frischluftmenge hat. Über einen Partyschalter können die Räume auch für kurzfristige Besprechungen konditioniert werden. Da für den Nutzer kleine Temperaturschwankungen im Bereich von +/- 0,5 - 1 K in der Regel nicht wahrnehmbar sind, ergeben sich aus diesen kleinen Abweichungen zur vorgegebenen Soll-Temperatur weitere Freiheitsgrade für die Regelung. Des Weiteren ist ein Gebäude durch die geschlossene Gebäudehülle sowie die Speichermasse in Form von Fußböden, Decken und Wänden verhältnismäßig träge. Dies muss in der Raumregelung beachtet werden und erfordert eine frühzeitige Reaktion auf Temperaturänderungen. Gleichzeitig ergibt sich somit aber die Möglichkeit, durch Ausnutzung dieser Freiheitsgrade das Gebäude selbst als Speicher zu nutzen und so den Betrieb der Wärmepumpen zu optimieren und die Eigenstromnutzung zu erhöhen.

Besprechungsräume können dahingehend noch besser freie Kapazitäten in Bezug auf die thermische Aktivierung des Gebäudes bieten, da ihre Nutzung in der Regel mehrere Stunden oder sogar Tage vorher feststeht. Durch eine

Anbindung an das Buchungssystem der Räume, kann die Beheizung oder Kühlung der Räume mehrere Stunden im Voraus geplant werden. In Zeiten, für welche keine Belegung der Räume geplant ist, kann die Klimatisierung unterbrochen oder zumindest zurückgefahren werden. Dies spart insbesondere an besonders kalten oder warmen Tagen sehr viel Energie ein.

7.4.2.3 Raumtyp 3: Serverräume

Serverräume sind die Räume in Bürogebäuden, in welchen sich die Server und die dazugehörige Hardware befinden. Beim Betrieb der Server setzen diese Energie in Form von Wärme frei. Damit sich der Raum nicht zu sehr aufheizt und die Server und Geräte durch Überhitzung geschädigt werden, sind Serverräume in der Regel ganzjährig zu kühlen.

Raumregelung

Serverräume müssen in der Regel nicht oder nur sehr selten geheizt werden. Hier spielt hingegen die Kühlung eine wesentliche Rolle. Damit die Server und Geräte keinen Schaden durch Überhitzung erleiden, sollte im Raum eine Temperatur von 22 – 24 °C nicht überschritten werden. Die Serverräume sind deshalb ebenfalls mit Raumreglern auszustatten. Die Raumregler erfassen die Raumtemperatur und übermitteln den Ist-Wert an die übergeordnete Steuerung. Diese verarbeitet den Wert und gibt einen entsprechenden Soll-Wert an den Raum ab. Der Sollwert wird für Serverräume in der Regel fest vorgegeben. Da die Serverräume eine hohe Kühllast aufweisen, werden sie in der Regel mit Fan-Coils mit entsprechender Leistung ausgestattet.

Freiheitsgrade für die Regelung ergeben sich aus dem für den Serverraum zugelassenen Temperaturbereich und der Trägheit der Gebäudehülle. Der Fokus bei der Klimatisierung der Serverräume liegt jedoch darauf, dass die Raumtemperatur den festgelegten Temperaturbereich nicht verlässt. Da zu hohe Temperaturen in den Serverräumen großen Schaden anrichten können, ist hier eine zusätzliche Überwachung aufzubauen. Sobald der vom Raumregler übermittelte Ist-Wert ein vorher definiertes Maximum überschreitet, ist eine Störmeldung auf der Web-Oberfläche anzuzeigen und eine Benachrichtigung per E-Mail zu versenden.

Die Anbindung der Raumregler an die übergeordnete Steuerung erfolgt über einen KNX-Bus. Sämtliche Raumregler sind mit einer Temperaturanzeige und einem Drehrad o.ä. für die Nachregelung der Raumtemperatur auszustatten.

7.4.2.4 Raumtyp 4: Lagerräume und Archive

Lagerräume und Archive in Bürogebäuden enthalten oft Gegenstände und Akten, die unter vorgegebenen Bedingungen in Bezug auf die Raumtemperatur und die Luftfeuchtigkeit gelagert werden müssen. Insbesondere bei Räumen, in welchen Akten über längere Zeit gelagert werden sollen, ist die Raumluftfeuchte zu überwachen.

Raumregelung

In Lagerräumen und Archiven sind oft Vorgaben in Bezug auf die Temperatur und die Raumluftfeuchte einzuhalten. Lagerräume und Archive sind deshalb mit Raumfühlern auszustatten. Diese erfassen die Raumtemperatur und Raumluftfeuchte und übermitteln den Ist-Wert an die übergeordnete Steuerung. Diese verarbeitet die Werte und steuert die Heizsysteme, KVS-Klappen der Lüftungsanlage oder Luftentfeuchter.

Freiheitsgrade für die Regelung ergeben sich aus dem für den Raum zugelassenen Temperaturbereich und der Trägheit der Gebäudehülle. Der Fokus bei der Klimatisierung dieser Räume liegt jedoch darauf, dass die Raumfeuchte den festgelegten Bereich nicht verlässt. Da zu hohe Raumluftfeuchten in den Lagerräumen und Archiven

großen Schaden anrichten können, ist hier eine zusätzliche Überwachung aufzubauen. Sobald der von den Raumfühlern übermittelte Ist-Wert ein vorher definiertes Maximum überschreitet, ist eine Störmeldung auf der Web-Oberfläche anzuzeigen und eine Benachrichtigung per E-Mail zu versenden.

Die Anbindung der Raumbediengeräte und Fühlerwerte an die GLT erfolgt über einen KNX-Bus. Sämtliche Raumregler sind mit einer Temperatur- und Feuchtanzeige und einem Touchpad o.ä. für die Nachregelung der Raumtemperatur und Feuchte auszustatten.

7.4.3 Steuerung der Heiz- und Kühlkreise und der Lüftungsanlagen

Die Steuerung der Heiz- und Kühlkreise der Gebäude erfolgt über die Gebäudeleittechnik. Die Lüftungsanlagen sind grundsätzlich mit einer eignen Regelung ausgestattet. Zur Übertragung von Betriebszuständen, Betriebs- und Störmeldungen sowie zu Freigabe erfolgt eine Anbindung der Lüftungsgeräte an die Leittechnik über eine Modbus TCP oder RTU Schnittstelle.

7.4.3.1 Steuerung der Heiz- und Kühlkreise

Die Verteilung der Wärme und Kälte im Gebäude erfolgt über einen Heiz- und einen Kühlkreis. Hierzu wird über jeweils eine Pumpe Wasser aus dem Wärme- bzw. Kältespeicher entnommen und zu dem jeweiligen Verbraucher befördert. Die Pumpen und Vorlauftemperaturen sind in Abhängigkeit der Außentemperatur und entsprechend der Abnahme im Gebäude über die GLT zu regeln. Für jede Pumpe können hierzu folgende Einstellungen bzw. Vorgaben gemacht und folgende Meldungen ausgelesen werden:

- Freigabe
- Leistungsvorgabe
- Störmeldung
- Betriebsmeldung

Auf die Regelung aufzuschalten und anzusteuern sind außerdem sämtliche Stellventile und Klappen, die für die optimale Wärmeverteilung nötig sind. Für die Regelung sind die Vor- und Rücklauftemperaturen der Heiz- und Kühlkreise zu erfassen. Über die Ansteuerung von Dreiweeventilen sind die Vorlauftemperaturen entsprechend den hinterlegten Heiz- und Kühlkurven zu regeln. Über Kalenderfunktionen können Nutzungszeiten der Gebäude festgelegt werden. Zur Energieeinsparung werden die Gebäude außerhalb der Nutzungszeiten in einem abgesenkten Betrieb gefahren.

7.4.3.2 Anbindung der Lüftungsanlagen

Zur Be- und Entlüftung des Gebäudes ist darüber hinaus eine mechanische Lüftung vorgesehen. Die zugeführte Luft wird in Heiz- du Kühlregistern vorkonditioniert. Somit leistet die Lüftung auch einen gewissen Beitrag zur Heizung und Kühlung des Gebäudes. Die Lüftungsgeräte sind mit einer autarken Regelung ausgestattet. Zur Optimierung der Energieverteilung im Gebäude sind die Lüftungsgeräte in das Gesamtkonzept einzubeziehen. Die Ansteuerung der Lüftungsgeräte erfolgt durch die übergeordnete Steuerungstechnik und in Form folgender Funktionen:

- Freigabe des Lüftungsbetriebs
- Ansteuerung der Heizregister
- Ansteuerung der Kühlregister

Zur Datenerfassung und Ansteuerung der Lüftungsgeräte sind diese mit einer Modbus-Schnittstelle auszustatten und auf die GLT aufzuschalten. Über diese Schnittstelle werden alle Daten zu den aktuellen Betriebszuständen

sowie Betriebs- und Störmeldungen an die Leittechnik übertragen. Auf die Leittechnik sind außerdem auch Rückmeldungen zum Status von Brandschutzklappen mit aufzuschalten. Eine mögliche Kopplung zur BMA und die Ansteuerung einzelner Brandschutzklappen ist mit den Fachplanern im weiteren Planungsprozess abzustimmen.

7.4.4 Energetisches Monitoring

Zur Überwachung der Energieeffizienz der Gebäude sind Energiezähler für Wärme-, Kälte- und Strom vorzusehen, durch die Gebäudeleittechnik auszulesen und in der Datenbank abzulegen. Aus den erfassten Energiemengen werden Kennzahlen zur Bewertung der Energieeffizienz des Gebäudes und der Lüftungsanlagen gebildet und können über einen Reportgenerator als Energiebericht monatlich und jährlich ausgegeben werden. Hierfür wird die Umsetzung folgender Zähler vorgeschlagen:

7.4.4.1 Wärmemengenzähler

Zur Erfassung von Wärmemengen werden Wärme-/Kältemengenzähler installiert. Über diese sollen folgende Daten auslesbar sein:

- Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur in °C
- Wärme- / Kälteleistung in kW
- Wärme- / Kältemenge in kWh
- Durchfluss in m³/h

Über die Wärme-/Kältemengenzähler sollen folgende Wärmemengen erfasst werden.

- Wärmebereitstellung Heizkreis
- Kältebereitstellung Kältekreis

Die Wärme- und Kältemengenzähler sind mit einer M-Bus oder Modbus Schnittstelle auszustatten. Das Auslesen der Zähler erfolgt, sofern nicht anders definiert, mindestens im 5-Minuten-Takt. Die Spannungsversorgung ist entweder über eine 230V-Zuleitung oder eine im Zähler verbaute Batterie mit ausreichend hoher Kapazität zu realisieren.

7.4.4.2 Stromzähler

Über Stromzähler sollen sowohl elektrische Verbräuche als auch der erzeugte elektrische Strom erfasst werden. Über die Stromzähler sind mindestens folgende elektrische Daten zu erfassen und in das Monitoring-Konzept zu integrieren:

- Elektrische Leistung in kW
- Elektrische Energie in kWh

Stromzähler sind zur Erfassung folgender elektrischer Verbräuche bzw. zur Erfassung der elektrischen Erzeugung zu installieren:

- Stromverbrauch und elektrische Leistung der MSR mit GLT
- Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen der Heizkreise
- Stromverbrauch und elektrische Leistung der Pumpen der Kühlkreise
- Stromverbrauch und elektrische Leistung der Lüftungsanlagen
- Stromverbrauch und elektrische Leistung der Beleuchtung

- Stromverbrauch und elektrische Leistung des Gebäudes insgesamt

Hinsichtlich der Stromzähler ist mit dem Gewerk Elektro abzustimmen, ob es sich um Dreipunkt- oder Hutschienenzähler handelt. Bei allen Geräten mit höherer elektrischer Leistung sind Zähler mit Wandlermessung vorzusehen. Alle Stromzähler sind mit einer RS485-Schnittstelle auszustatten.

7.4.4.3 Wasserzähler

Über den zentralen Wasserzähler sollen etwaige Leckagen frühzeitig erkannt und gemeldet werden. Entsprechende Überwachungsrouitinen sind in der GLT zu hinterlegen. Über die Wasserzähler sind mindestens folgende Daten zu erfassen und in das Monitoring-Konzept zu integrieren:

- Wasserverbrauch in m³

Der zentrale Wasserzähler mit einer M-Bus oder Modbus Schnittstelle auszustatten. Das Auslesen des Zählers erfolgt, sofern nicht anders definiert, mindestens im 5-Minuten-Takt. Die Spannungsversorgung ist vorzugsweise über eine 230V-Zuleitung zu realisieren.

7.4.4.4 Separate Abrechnung von Nutzungseinheiten

Zur Separaten Abrechnung von unterschiedlichen Nutzungseinheiten können Unterzähler für Wärme, Kälte, Strom und Wasser gesetzt werden. Diese können über die o.g. Schnittstellen durch die GLT ausgelesen und für abrechnungszwecke zur Verfügung gestellt werden.

7.4.5 Web-GLT mit Fernwartung und Fernzugriff

Die Bedienung der Gebäudeautomatisierung erfolgt über eine Prozessvisualisierung mittels PC und Monitor. Über eine Weboberfläche kann das Gebäude sowohl analysiert als auch gesteuert werden. Eine Visualisierung ist hierfür entsprechend vorzusehen. Ein Zugriff soll von außen über eine sichere Internetanbindung möglich sein. Hierzu erfolgt zunächst ein Zugang auf den zentralen Server über eine verschlüsselte Verbindung mit Passwortschutz und Zweifaktorauthentifizierung. Im Server werden in einer Gesamtübersicht alle Gebäude angezeigt, auf die ein Zugriff besteht und in einer Liste mit den wesentlichen KPIs und einer Bewertung zum Gebäudebetrieb angezeigt. Durch Auswahl eines Gebäudes wird der Nutzer über einen VPN-Tunnel auf den GLT-Controller vor Ort geroutet und kann hier durch erneute Passwordeingabe auf die WEB-Leittechnik zugreifen. Es soll möglich sein, verschiedene Nutzergruppen mit unterschiedlich tiefgehenden Nutzungsrechten zu definieren. Zur Bedienung, Parametrierung, Beobachtung und Optimierung der gesamten Anlagentechnik sind folgende Funktionen zu gewährleisten:

Visualisieren

- Darstellung der Heiz- und Kühlkreise
- Darstellung der einzelnen Anlagenkomponenten im Detail. z.B.: Pumpen, Lüftungsanlagen, Speicher usw.
- Anzeige der Raumtemperaturen und Status von Brandschutzklappen in Stockwerksplänen
- Anzeige des Anlagenzustandes (z.B.: Betrieb, Störung, Warnungen, Leistung, Temperatur, Druck, usw.)
- Anzeige von Alarmen
- Anzeige von Analogwerten (z.B.: Temperaturen, Nennwärmeleistung) in digitaler Form oder in Kurvenform (Trenndarstellung) usw.
- Wärmeübergabestation Überwachung von Volumenstrom und Rücklauftemperatur

Die gesamte Anlagentechnik ist als Anlagengrafik auf dem Monitor darzustellen. Die Betriebszustände, Messwerte und Zählerstände sind in der jeweiligen Anlagengrafik einzublenden. Des Weiteren sind historische Daten in Form von Liniendiagrammen, Scatter- oder Carpetplots zu visualisieren. Die Auswahl der darzustellenden Datenpunkte soll über eine einfaches Dropdown Menü möglich sein.

Bedienfunktionen der WEB-Leittechnik

- Eingabe und Anpassung aller wichtigen Parameter und die Anzeige dieser Parameter am Bildschirm
- Vorgabe von Solltemperaturen, Drücken und Betriebszuständen
- Anlagen manuell im Handbetrieb ansteuern (Freigabe und Leistungsvorgabe)
- Ventile und Klappen manuell im Handbetrieb ansteuern (Öffnen und Schließen)
- Einstellung von Betriebszeiten und Sollwerten über Kalenderfunktionen (Nachtabenkung, Frostschutz, Betrieb der Lüftungsanlagen, Raumbelastung Besprechungsräume etc.)

Auswerten

Die Auswertung ist in Tabellenform und Grafiken darzustellen. Es sind tägliche, monatliche und jährliche Bilanzen für die Energieverbräuche zu erstellen.

Warnungen/Störungen

- Im Falle einer Störung wird über die Web-Oberfläche ein Alarmsignal angezeigt. Dieses wird zeitlich an eine oder mehrere hinterlegte Mailadressen verschickt.
- Warnmeldungen, wie z.B. eine Wartungsmeldung der Lüftungsanlage, sind gleich zu behandeln wie Störungsmeldungen
- Für die Meldungen und E-Mailadressen ist eine Gruppensystematik zu entwickeln, sodass für jede Nutzergruppe festgelegt werden kann, welche Meldungen an die jeweilige E-Mailadresse verschickt werden soll
- Für die Störungs- und Warnmeldungen können Grenzwerte und zeitliche Verzögerungen zum Versand der Meldungen hinterlegt werden.
- Es erfolgt ein automatisches Anzeigen und Speichern von Störungen und Warnungen, welche über ein Log-File zusammengefasst und abgerufen werden können.

7.5 Wohnungsneubauten

Für die Wohnbauten ist keine zentrale Leittechnik vorgesehen. Die Steuerung der Heizkreise und die Anbindung der Frischwasserstationen erfolgt über die Controller in der Wärmeübergabestation. Über diesen Controller können auch Betriebs- und Störmeldungen von zentralen oder dezentralen Lüftungsanlagen aufgelegt werden. Den Gebäudebetreibern ist über die Quartiersleittechnik ein Zugriff auf eine WEB-Oberfläche mit Leittechnikfunktionalität für die gebäuderelevanten Systeme freizuschalten. Eine zentrale Ansteuerung der Raumtemperaturen zur Lastverschiebung ist in Wohngebäuden in der Regel eher schwierig umzusetzen und müsste von jedem Nutzer oder Eigentümer genehmigt werden. Eine Abfrage zu welchen Zeiten eine Flexibilität in der Raumtemperatur zur Verfügung gestellt wird, könnte über die Quartiers-APP bei jedem Nutzer abgefragt werden. Sofern in den Wohnungen Smart Home System verbaut werden, könnten über eine Schnittstelle die Raumtemperaturen zentral angepasst werden. Sofern ist dies hier technisch möglich und gewünscht ist kann dies im weiteren Planungsverlauf ggf. weiterverfolgt werden. Im vorliegenden MSR Konzept wird diese Option aber nicht weiter betrachtet.

7.5.1 Submetering und Erfassung der Energieverbrauchsdaten

Die Wohnungen in den Neubauten sind mit Strom, Wasser und Wärme zu versorgen. Eine aktive Kühlung oder Belüftung des Gebäudes ist nicht vorgesehen. Zur Erfassung der Energieverbräuche der Wohneinheiten ist ein umfassendes Submetering aufzubauen. In Bezug auf die eingesetzte Technik ist hier zwischen zwei Varianten zu wählen. Variante 1 beschreibt den Aufbau einer kabelgebundenen Lösung via MBus. Vorteil dieser Lösung ist, dass die Technik hierfür bereits seit längerer Zeit auf dem Markt verfügbar und somit sehr gut erprobt ist. Die Datenübertragung ist durch die kabelgebundene Übertragung als sehr gut und sehr stabil zu sehen. Variante 2 hingegen kommt vollständig ohne die Verlegung von Kabeln in den Wohneinheiten aus. Die hier eingesetzte Technik basiert auf der LoRaWAN Funktechnik. Hierfür wird innerhalb des Gebäudes ein Funknetzwerk aufgebaut, über welches die Daten übertragen werden. Der Vorteil ist die hohe Reichweite, so dass pro Gebäude in der Regel nur ein bis zwei zentrale Gateways zum Aufbau des Funknetzwerkes ausreichend sind.

Für jede Wohneinheit sind die Verbrauchswerte zu erfassen. Dies sind einerseits die Wärmeverbräuche für die Warmwasserbereitung und die Beheizung der Wohneinheiten und andererseits der Wasserverbrauch und der Stromverbrauch.

Wärmemengenzähler

Zur Erfassung von Wärmeverbräuchen werden pro Wohneinheit zwei Wärmemengenzähler installiert. Über diese sollen folgende Daten auslesbar sein:

- Vorlauftemperatur, Rücklauftemperatur in °C
- Wärmeleistung in kW
- Wärmemenge in kWh
- Durchfluss in m³/h

Über die Wärmemengenzähler sollen folgende Wärmemengen erfasst werden.

- Wärmeverbrauch Heizung
- Wärmeverbrauch Warmwasser

Das Auslesen der Zähler erfolgt im 15-Minuten-Takt.

Variante 1: Alle Wärmemengenzähler sind mit einer M-Bus Schnittstelle auszustatten. Die Spannungsversorgung ist entweder über eine 230 V-Zuleitung oder eine im Zähler verbaute Batterie zu realisieren.

Variante 2: Die Wärmemengenzähler sind mit einer LoRa-Schnittstelle auszustatten. Die Spannungsversorgung erfolgt über eine im Zähler verbaute Batterie.

Wasserzähler

Zur Erfassung des Wasserverbrauchs in den Wohneinheiten wird ein Wasserzähler in jeder Wohnung installiert. Hierüber sind folgende Daten auszulesen:

- Wasserverbrauch in m³

Das Auslesen der Zähler erfolgt im 15-Minuten-Takt.

Variante 1: Die Wasserzähler sind mit einer M-Bus Schnittstelle auszustatten. Die Spannungsversorgung ist entweder über eine 230V-Zuleitung oder eine im Zähler verbaute Batterie zu realisieren.

Variante 2: Die Wasserzähler sind mit einer LoRa-Schnittstelle auszustatten. Die Spannungsversorgung erfolgt über eine im Zähler verbaute Batterie.

Stromzähler

Über Stromzähler sollen die elektrischen Verbräuche der Wohneinheiten erfasst werden. Sie sind in einem gemeinsamen Zählerschrank zu installieren. Durch die Stromzähler sind folgende Daten zu erfassen:

- Elektrische Leistung in kW
- Elektrische Energie in kWh

Das Auslesen der Zähler erfolgt mindestens im 15-Minuten-Takt. Die Zähler werden als 3-Punkt-Zähler oder EHZ (Elektronische Haushaltszähler) ausgeführt.

Variante 1: Alle Stromzähler sind mit einer RS485- Schnittstelle auszustatten. Hierfür muss die Datenleitung von Zähler zu Zähler geführt werden (In Reihe).

Variante 2: Die Stromzähler sind mit einer LoRa-Schnittstelle auszustatten. Derzeit gibt es am Markt noch keine LoRa-fähigen EHZ. Voraussetzung für diese Variante ist dementsprechend ein Zähler mit 3-Punkt-Befestigung.

7.5.2 Generierung von Abrechnungsdaten

Die Verbrauchsdaten werden erfasst und aufbereitet, sodass Sie für die Abrechnung der Energieverbräuche zu Verfügung stehen. Die Daten können als csv-Datei ausgegeben und in andere Formate, wie z.B. Excel importiert werden.

Den Energielieferanten und Bewohnern können folgende Daten zur Verfügung gestellt werden.

- Abrechnungsdaten **Wärmeverbräuche** für die Heizkostenabrechnung
 - Wärmeleistung Heizung in kW in 15-Minutenauflösung
 - Wärmeleistung Warmwasser in kW in 15-Minutenauflösung
 - Wärmeverbrauch Heizung in kWh für beliebige Zeiträume (z.B. Tag, Monat, Jahr)
 - Wärmeverbrauch Warmwasser in kWh für beliebige Zeiträume (z.B. Tag, Monat, Jahr)
- Abrechnungsdaten **Wasserverbrauch** für die Wasserabrechnung
 - Wasserverbrauch in m³ für beliebige Zeiträume (z.B. Tag, Monat, Jahr)
- Abrechnungsdaten **Stromverbräuche** für die Stromrechnung
 - Abgenommene elektrische Leistung in kW in 15-Minutenauflösung
 - Stromverbrauch in kWh für beliebige Zeiträume (z.B. Tag, Monat, Jahr)

7.5.3 Aufbau des Controller-Netzwerks

In Bezug auf den Aufbau des Controller-Netzwerks ist zwischen Variante 1 und 2 zu unterscheiden.

7.5.3.1 Variante 1: Zählerauslesung via MBus

Bei **Variante 1** sind alle Wärmemengen- und Wasserzähler mit einer MBus-Schnittstelle ausgestattet. Die Datenübertragung via MBus erfolgt kabelgebunden. Dabei können die Kabel, an welche die Zähler angeschlossen sind, beliebig miteinander verbunden werden. MBus erlaubt eine sternförmige, baumartige oder in Reihe aufgebaute Netzwerktopologie. Aufgrund der besseren Nachvollziehbarkeit und für eventuelle Fehlersuchen sind die Kabel jedoch vorzugsweise sternförmig, zusammenzuführen. Hierfür werden Knotenpunkte auf jedem Stockwerk gebildet. Von jeder Wohnung ist ein mindestens zweiadriges Kabel zum Knotenpunkt zu führen. Die Zusammenführung der Kabel erfolgt sternförmig im Knotenpunkt und für jedes Stockwerk, Im Knotenpunkt befindet sich ein MBus-

Gateway. Dieses wandelt das MBus-Signal in ein Modbus-TCP Signal um. Die Gateways auf den einzelnen Stockwerken werden über eine CAT7-Leitung miteinander und mit dem Controller in der Übergabestation verbunden. So ist eine Datenübertragung via Modbus-TCP möglich. Ein weiterer kleiner Knotenpunkt befindet sich innerhalb der Wohneinheiten. Hier werden die von den Wärmemengenzählern und Wasserzählern kommenden Kabel zusammengeführt und die Daten gemeinsam über eine Leitung zum Knotenpunkt weitergeleitet.

Die Stromzähler sind alle in einem gemeinsamen Zählerstand anzubringen und mit einer RS485-Schnittstelle auszustatten. Das mindestens zweiadrige Kabel zur Datenauslesung wird in Reihe von Zähler zu Zähler und anschließend zum Controller in der Übergabestation des Gebäudes geführt. Weitere Controller sind nicht notwendig. Die Datenauslesung und Anbindung an die Fernwartung kann über den Controller in der Übergabestation erfolgen.

7.5.3.2 Variante 2: Zählerauslesung via LoRaWan

Variante 2 sieht vor, dass alle Wärmemengen-, Wasser- und Stomzähler mit einer LoRa-Schnittstelle ausgestattet werden. Hierbei wird ein Funk-Netzwerke im Gebäude aufgebaut, sodass keine Kabel für die Datenauslesung notwendig sind. Die Daten werden per Funk und in einem festgelegten Frequenzbereich an ein Gateway gesendet. In jedem Gebäude ist deshalb ein LoRa-Gateway zu installieren. Dieses ist an einer möglichst zentralen Stelle im Gebäude zu platzieren, sodass die Entfernungen zu den Zählern möglichst gering sind. In der Regel reicht es aus, ein Gateway pro Gebäude zu installieren. In seltenen Fällen und insbesondere in Stahlbetonbauten kann die Übertragung gestört werden. Dies wirkt sich negativ auf die Reichweite der Übertragung aus. In diesem Fall sind mehrere Gateways über das Gebäude verteilt zu installieren. Jedes Gateway muss eine Verbindung ans Internet besitzen. Die Verbindung kann entweder kabelgebunden oder über LTE realisiert werden. Es ist ein entsprechendes Gateway vorzusehen. Die ausgelesenen Daten werden über das Internet an einen Server übertragen und dort gespeichert. Anschließend sind die Daten in die Fernwartung zu integrieren und / oder über eine Plattform zur Verfügung zu stellen. Eine entsprechende Server-Lösung ist einzurichten.

7.5.4 Smart Home Konzept für die Wohneinheiten

Zur Einführung von Smart Home Komponenten können alle oder einzelne Wohneinheiten um verschiedene Automationsfunktionen ergänzt und so bis zum Smart Home System erweitert werden. Dies bedeutet, dass technische Abläufe, die bislang manuell ausgeführt wurden, digitalisiert und automatisiert werden. Funktionen einzelner Geräte lassen sich so zentral bedienen und aufeinander abstimmen. Hierzu ist ein digitales Datennetz bzw. Bussystem aufzubauen, über welches die vernetzten Geräte und technischen Komponenten miteinander kommunizieren können. Eine geeignete Schnittstelle ist zu definieren. Folgende Schnittstellen sind möglich:

- WLAN
- Mobilfunk
- KNX (kabelgebunden)

Sämtliche Steuerungsbefehle oder sensorisch erfasste Änderungen werden via WLAN, Mobilfunk oder Datenkabel (KNX) empfangen und weitergeleitet. Über verschiedene Bedienelemente wie smarte Schalter, Touchscreen-PCs an der Wand oder per App kann die Haustechnik dann nach Bedarf durch den Bewohner bedient werden. In die Smart Home Lösung können je nach Wunsch unter anderem folgende Funktionen integriert werden:

Sicherheit

- Sensoren für Türen und Fenster schlagen Alarm, wenn diese bei Abwesenheit des Bewohners geöffnet werden. Der Bewohner wird über E-Mail oder SMS darüber benachrichtigt.

- Über Bewegungsmelder kann das unbefugte Eindringen von Personen in die Wohnung erfasst und ebenfalls ein Alarm ausgelöst werden. Der Bewohner wird über E-Mail oder SMS darüber benachrichtigt.
- Rauchmelder geben neben akustischen Signalen digitale Meldungen aus, die per E-Mail oder SMS weitergeleitet werden.
- Kameras oder Livestreams können Überwachungsvideos per Internet übertragen.

Energie

- Intelligente Thermostate bieten die Möglichkeit, Minimal- und Maximaltemperaturen einzustellen und diese mit einer Zeitschaltuhr oder extern zu steuern. Die Thermostate werden mit den Raumreglern verbunden.

Komfort

- Die Beleuchtung kann von extern gesteuert oder mit Sensoren verknüpft werden, sodass bestimmte Aktivitäten ein Ein- oder Ausschalten von Lampen verursachen.
- Smarte Steckdosen lassen sich ebenfalls von extern oder über Zeitschaltuhren steuern.
- Anbindung an z.B. Alexa zur Sprachsteuerung werden zunehmend auch angeboten
- Automatische Erkennung der auf dem Heimweg befindlichen Bewohner und Vorheizung der Räume

Der Smart Home Markt entwickelt sich derzeit noch sehr schnell. Es werden kontinuierlich neue Funktionalitäten und mögliche Verknüpfungen angeboten. Hier ist es sinnvoll sich für einen Systemanbieter zu entscheiden und eine gewisse Grundausstattung der Wohnungen vorzusehen. Bewohner können dann ggf. gewünschte Zusatzfeatures buchen und gegen entsprechende Gebühren umsetzen lassen.

7.5.5 Quartiersplattform mit Bewohner-App

Für die Bewohner und Nutzer des Quartiers ist eine APP bereitzustellen, die zum einen allgemeine Informationen zur Energieversorgung des Quartiers der lokal erzeugten elektrischen Energie aus Wind, PV und BHKW Strom gegenüberstellt und der resultierende CO₂ Ausstoß ausgegeben werden. Diese Daten sind in Grafiken als prognostizierte Werte für den aktuellen und die drei folgenden Tage, als aktuelle Messwerte und als Historie für den aktuellen Tag, die vergangenen Wochen und Monate zu visualisieren. Hier können auch Empfehlungen für den zeitlichen Betrieb flexibler Geräte, wie Waschmaschinen, Spülmaschinen und Wäschetrockner etc. gegeben werden.

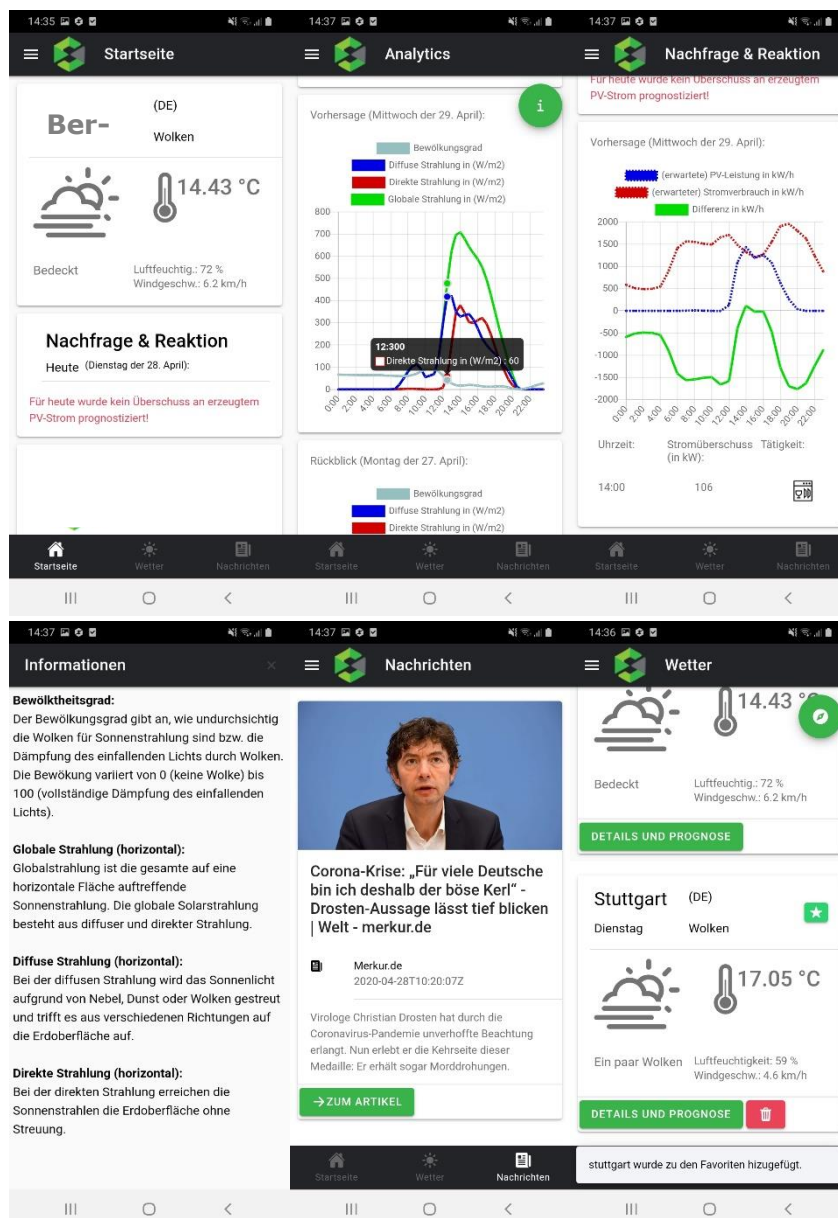


Abbildung 143: Beispielhafte Darstellung der Quartier-APP.

Um die APP attraktiv für die Nutzer zu halten, soll diese mit aktuellen Informationen zu Veranstaltungen im Quartier und außerhalb, zu aktuellen Informationen aus dem Rathaus, zur Müllabfuhr einer Tauschbörse o.ä. und einem Quartiers-Chatroom verknüpft werden. Auch Nachrichten aus der KiTa, dem lokalen Restaurant mit Speiseangeboten oder zu Sonderangeboten im Supermarkt könnten entsprechend verlinkt werden. Idealerweise findet sich hier auch ein Link zu Buchungssystemen für Mobilitätsangeboten von Sharing-Anbietern (Autos, E-Bikes, E-Roller o.ä.) sowie zum Fahrplan des ÖPNV.

Ein weiterer Ansatz, der zur Attraktivität deutlich beitragen könnte, wäre eine Art Gamification zum geringsten Energieverbrauch oder zur maximalen Nutzung der lokalen regenerativen Energiequellen. Ein solches Tool könnte auch weiterführende Funktionen aufnehmen, über die der eigene CO₂ Foot Print insgesamt ausgewertet wird. Es könnte auch bis hin zu einem Spiel ausgebaut werden, in dem man versuchen muss, durch verschieben von Lasten einen möglichst regenerativen lokalen Deckungsgrad für das Quartier zu erreichen. Das Spiel könnte hierzu mit

ähnlichen oder den gleichen Lastvorhersagetoole, Simulationstools und Optimierungstools verknüpft werden. damit hätte es einen sehr realen Bezug zum Quartier.

In einem privaten, Passwort geschützten Bereich mit Zweifaktorauthentifizierung erhalten die Bewohner Informationen zum eigenen Energie- und Wasserverbrauch und CO₂ Foot Print im Vergleich zum Quartiersdurchschnitt. Der Nutzer erhält Empfehlungen zum Betrieb von flexiblen Haushaltsgeräten wie Waschmaschine, Wäschetrockner und Spülmaschine. Perspektivisch könnten über die APP prophylaktisch Energiekontingente zu vergünstigten Preisen für gewisse Zeiträume buchbar sein, um ein monetäres Anreizsystem zu bieten

In der APP wird auch der aktuelle Ladezustand des eigenen Elektrofahrzeugs in der Tiefgarage angezeigt. Über die APP können durch die Bewohner für Ihre Elektrofahrzeuge auch Flexibilitäten im Akkuladezustand bzw. benötigte Reichweiten, zur Fahrzeugverfügbarkeit und zurückgelegten km-Leistungen für die nächsten Tage eingegeben werden, die vom intelligenten Ladelastrmanagement für die vorausschauende Steuerung genutzt werden können. Diese Eingaben könnten auch durch einen etwas geringeren Strompreis honoriert werden. Die Möglichkeit einer bidirektionalen Nutzung der Fahrzeugbatterie sollte hierbei bereits berücksichtigt und mitgedacht werden.



Abbildung 144: Beispielhafte Darstellung der Bewohner-APP mit Verbrauchsinformationen.

8 Rechtliche und wirtschaftliche Bewertung

8.1 Rechtliche Genehmigungsfähigkeit

Folgend werden ausschließlich die einzelnen Komponenten der favorisierten Variante im Hinblick auf die rechtliche Genehmigungsfähigkeit betrachtet. Beginnend wird das kalte Nahwärmenetz mit dem Abwasserwärmetauscher als Wärmequelle und -senke betrachtet. Um dem Abwasser Wärme hinzu- oder abzuführen ist ein **Wärmetauscher** in das Kanalsystem einzubringen. Das Kanalsystem wird in Berlin von den Berliner Wasserbetrieben (BWB) betrieben. Der Kanalbetreiber hat als hoheitliche Aufgabe sicherzustellen, dass der Kanalbetrieb durch die energetische Nutzung des Abwassers in keiner Weise eingeschränkt wird. Demnach muss eine Genehmigung von den BWB für die Nutzung des Kanals zur Wärmeabtransport und für alle erforderlichen Arbeiten, zum Beispiel zur Einbringung des Wärmetauschers, eingeholt werden. Mit Hilfe einer Nutzungsvereinbarung werden wichtige Parameter wie die Nutzungsdauer, die technischen Grundbedingungen und die zu entrichtende Nutzungsgebühr festgelegt. Gewisse Grenzwerte wie eine maximale Temperaturerhöhung oder -absenkung durch die Einbringung oder den Entzug von thermischer Energie sind festzulegen und einzuhalten. Hintergrund dieser Grenzwerte sind die biologischen Prozesse im Abwasser. Ein enger Austausch und eine rechtzeitige Einbindung und Absprache mit den BWB werden empfohlen.

Für die **Wärmepumpen** selbst ist keine Genehmigung einzuholen, da in dem favorisierten Konzept auf die Erdwärme- und Grundwassernutzung verzichtet wird. Nichtsdestotrotz sollte das Vorhaben vorsichtshalber bei der Wasserbehörde angezeigt werden, um eventuellen Problemen vorzeitig aus dem Weg zu gehen bzw. diese rechtzeitig zu klären.

Die Anlagentechnik in der Heizzentrale mit dem **BHKW und Gas-Spitzenlastkessel** im Bau Feld B ist in die Bauantragsunterlagen zu integrieren. Des Weiteren ist vor der Inbetriebnahme eine Bescheinigung des bevollmächtigten Bezirksschornsteinfegers bezüglich der Abgasführung zwingend erforderlich. Bei einer Feuerungswärmeleistung über 1 MW ist eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung einzuholen. Dieser Grenzwert wäre beim favorisierten Konzept nicht überschritten, sollte aber bekannt sein. Falls die Anlagentechnik aus verschiedensten Gründen doch im Bestandsgebäude untergebracht werden soll, ist im Sinne der Bauordnung für Berlin zu berücksichtigen, dass Feuerstätten, Blockheizkraftwerke und Abgasanlagen betriebssicher und brandsicher zu errichten sind.

Für den **Tiefbau und die Verlegung** der Rohrleitungen des Nahwärmenetzes wird zwischen öffentlichem und privatem Grund unterschieden. Bei öffentlichem Grund ist ein Gestattungsvertrag und bei privatem Grund darüber hinaus eine eingetragene Dienstbarkeit einzuholen. Diese Dienstbarkeit ist nach §§ 1018 ff. BGB als Grunddienstbarkeit definiert und bedeutet, dass „bei vorhandener Grunddienstbarkeit des dienenden Grundstücks A der Eigentümer des herrschenden Grundstücks B dieses in bestimmten Beziehungen, beispielsweise als Wegerecht, nutzen darf. Des Weiteren darf A bestimmte Rechte nicht ausüben und es dürfen bestimmte Handlungen auf dem Grundstück nicht vorgenommen werden.“ [44]

Im nächsten Schritt werden die Anlagen zur alleinigen Stromerzeugung betrachtet werden. Komplexer ist dabei der Bau und Betrieb von **Kleinwindkraftanlagen** (KWEA), der in Deutschland verschiedenen bundes- und länderspezifischen Gesetzen, Verordnungen und Normen, unterliegt. Bauordnungsrechtlich sind KWEA dabei von den einzelnen Bauordnungen der Bundesländer und bauplanungsrechtlich nach dem allgemeinen Baugesetzbuch (BauGB) zu genehmigen. Außerdem sind auf Bundesebene Aspekte des Naturschutzes, Denkmalschutzes und Artenschutzes sowie des Immissionsschutzrechts zu berücksichtigen. Für das Baugebiet Haus der Statistik liegt zum aktuellen Zeitpunkt (April 2020) kein Bebauungsplan vor. Folglich handelt es sich gemäß dem bundesweit gültigen allgemeinen BauGB um einen unbeplanten Innenbereich. Dieser zeichnet sich als ein im Zusammenhang bebauter Ortsteil aus, bei dem kein Bebauungsplan vorliegt. [45] Hier sind KWEA zulässig, wenn sie sich in die Umgebung anpassen und die Erschließung gesichert ist. Außerdem sind gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse sicher zu

stellen und das Ortsbild darf nicht beeinträchtigt werden. KWEA können in selbstständige Hauptanlagen oder untergeordnete Nebenanlagen unterschieden werden. Dabei wird eine selbstständige Hauptanlage als überwiegend in das Netz einspeisend definiert, während eine Nebenanlage laut § 14 Abs. 1 Satz 1 BauNVO dem primären Nutzungszweck des Grundstückes dient und eine räumlich-funktionale Unterordnung zum Gebäude aufweist, d. h. die Energieerzeugung erfolgt ausschließlich oder zu mehr als 50 % für die Nutzung auf dem Grundstück. KWEA sind als untergeordnete Nebenanlage in den Baugebieten nach §§ 2 ff. BauNVO (Wohngebiete, Mischgebiete, Gewerbegebiete, etc.) generell zulässig. [46] Die Nebenanlage darf keine optisch dominierende Wirkung gegenüber der dortigen Bebauung besitzen und nur einen untergeordneten Teil der Betriebsfläche einnehmen. Der Vollständigkeit halber sei auf eine Genehmigungspraxis hingewiesen, der zufolge manche Genehmigungsbehörden zusätzlich eine Betrachtung der Anlagenwirtschaftlichkeit in ihre Beurteilung einschließen. Aus dieser soll hervorgehen, ob die Anlage einen untergeordneten wirtschaftlichen Nutzen erbringt oder stattdessen beispielsweise der Steuervermeidung, der Liebhaberei oder als Haupterlösquelle dient. Allerdings ist diese Rechtsauffassung umstritten und wird keineswegs von allen Genehmigungsbehörden und Juristen geteilt. Das Bauordnungsrecht geht grundsätzlich dem Bauplanungsrecht nach. Nach Schmelze [47] werden unter dem Bauordnungsrecht „Regelungen verstanden, die ordnungsrechtliche Anforderungen an die Errichtung, Erhaltung, Änderung und den Abbruch von baulichen Anlagen stellen“ (S.11). Wenn KWEA unter die Grenze von 50 m Gesamthöhe fallen, sind sie nicht nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz zu genehmigen (§ 4 I BImSchG i. V. m. Anlage 1.6 4. BImSchV). Somit gelten die Genehmigungsverfahren nach den Landesbauordnungen (LBO) der einzelnen Länder. Zudem müssen bauplanungsrechtliche Vorgaben nach §§29 ff. BauGB beachtet werden. In den einzelnen Baugesetzen der Länder sind KWEA generell genehmigungspflichtig. Die Art der Genehmigung hängt dabei von der Baugröße der Anlage ab. Allerdings können sie nach Ermessen der einzelnen Länder per Gesetz als verfahrensfrei (1) oder genehmigungsfrei (2) definiert werden. Die Landesbauordnungen unterscheiden sich hierbei stark voneinander. In insgesamt zehn Bundesländern gelten KWEA bis zu einer Höhe von 10 m (Gesamt- bzw. Nabenhöhe) als verfahrensfreie oder genehmigungsfreie Bauvorhaben. Als technische Gebäudeausrüstung (TGA) können in drei weiteren Bundesländern KWEA verfahrensfrei gebaut werden und in zwei Bundesländern (Niedersachsen und Rheinland-Pfalz) gelten sie als genehmigungsbedürftige Bauvorhaben. Die hier geplanten Anlagen haben eine geringere Eigenhöhe als 30 m und unterliegen somit zumindest einem vereinfachten Genehmigungsverfahren. Es gilt zu klären, ob es sich nach § 62 Abs. 1 Nr. 2 b BauO Berlin um eine Anlage technischer Gebäudeausrüstung handelt. Danach gelten Windenergieanlagen bis zu 10 m Höhe – gemessen von der Geländeoberfläche bis zum höchsten Punkt der vom Rotor bestrichenen Fläche – und einem Rotordurchmesser bis zu 3 m außer in reinen Wohngebieten für verfahrensfrei. [48]

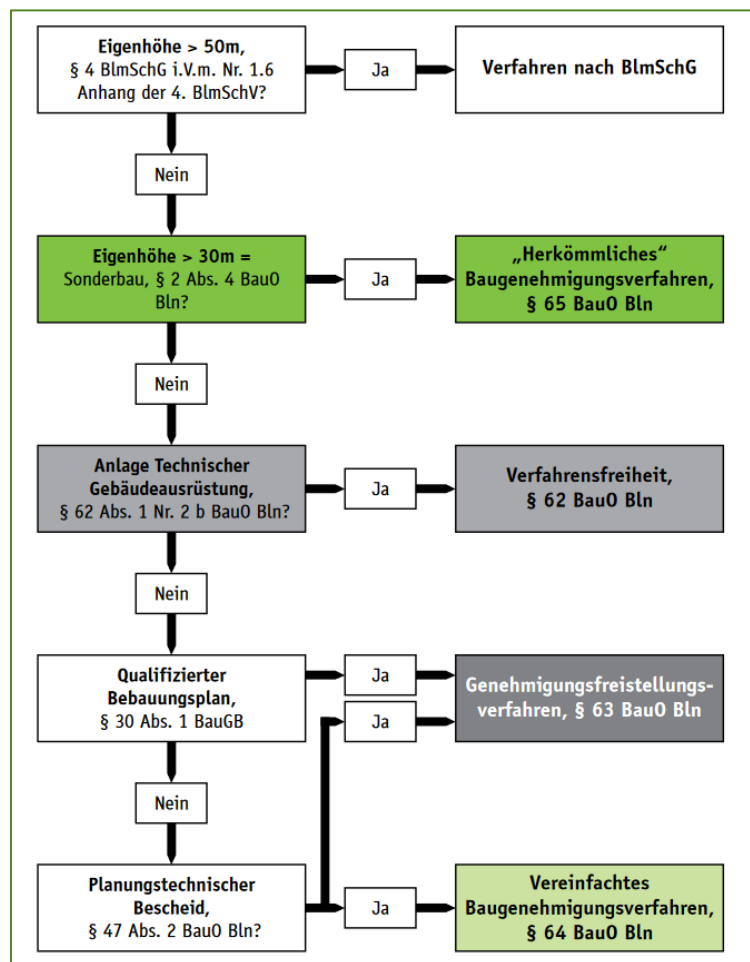


Abbildung 145: Genehmigungsbedürftigkeit von KWEA in Berlin. [49]

Obwohl KWEA keiner Genehmigung nach dem BImSchG bedürfen, sind sie trotzdem so zu errichten und zu betreiben, dass nach dem Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen auf ein Mindestmaß beschränkt werden und dass die beim Betrieb der Anlagen entstehenden Abfälle ordnungsgemäß beseitigt werden können. Unter schädlichen Umwelteinwirkungen können Schallimmissionen, Lichtimmissionen und Schattenwürfe der KWEA verstanden werden. Zudem müssen beim Errichten der Anlagen die landesrechtlichen Vorschriften zum Naturschutz und zum Artenschutz beachtet werden. [50] Einzelne kurzzeitige Geräuschspitzen in so genannten Mischgebieten, wie hier der Fall, dürfen die Immissionsrichtwerte am Tage um nicht mehr als 60 dB(A) und in der Nacht nicht mehr als 45 dB(A) überschreiten. [51] In jedem Fall: Durch den frühzeitigen Kontakt zur Genehmigungsbehörde sowie zu den Trägern öffentlicher Belange kann der Anlagenbetreiber bereits im Vorfeld der genehmigungsrechtlichen Planungsphase in Erfahrung bringen, welche Genehmigungsdokumente er im Einzelnen benötigt.

Neben den Schallimmissionen gelten der Schattenwurf und potentielle Lichtreflexionen als schädliche Umwelteinwirkungen. [50] Letztere stellen dabei die Spiegelung von Lichtblitzen an den Rotorblättern dar, die abhängig vom Glanzgrad der Rotoroberfläche und vom Reflexionsvermögen der Farbe ist. Nach dem Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) von 2002 sollen diese mithilfe mittelreflektierender Farben und matter Glanzgrade bei WEA vorgebeugt werden. Ein Schattenwurf bezeichnet hingegen die Verschattung eines Ortes durch die Bewegung der Rotorblätter. Periodische Schattenwürfe gelten als nicht belästigend, wenn die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer unter kumulativer Berücksichtigung aller WEA-Beiträge am jeweiligen Immissionsort nicht

mehr als 30 Stunden pro Jahr und nicht mehr als 30 Minuten pro Tag beträgt. Bei Überschreitungen dieser Richtlinien müssen technische Maßnahmen vollzogen werden, welche den Betrieb der WEA einschränken (vgl. LAI 2002). Letztlich wird die rechtliche Genehmigungsfähigkeit der **PV-Anlagen** betrachtet, welche sich weniger umfangreich darstellt. Zunächst sollte die Statik des Daches von einem Statiker geprüft werden. Dies ist insbesondere für das Bestandsgebäude wichtig. In allen Fällen ist bei der Installation von Stromerzeugungsanlagen eine Netzverträglichkeitsprüfung durchzuführen. Dies sollte rechtzeitig beim vorgelagerten Netzbetreiber vorgenommen werden. Des Weiteren muss die PV-Anlage in das Brandschutzkonzept aufgenommen werden. Bei größeren Bauprojekten gibt es einen Brandschutzingenieur, welcher die Anforderungen z.B. bezüglich der Kabelschächte benennen kann. Der Abstand zu Brandschutzwänden sollte in jedem Fall eingeplant werden. Diese trennen z.B. die einzelnen Bauteile des Bestandsgebäudes. Zu guter Letzt ist in einigen Fällen eine Baugenehmigung einzuholen. Laut Baugesetzbuch (BauGB) ist der Bau der üblichen kleineren PV-Aufdachanlagen von Privatleuten grundsätzlich genehmigungsfrei. Das gilt vor allem bei PV-Anlagen, wo die PV-Module parallel zum Dach oder der Fassade angebracht werden. Allerdings gibt es Einschränkungen, die je nach Landesbauordnung unterschiedlich ausfallen. Für Berlin sind solche Anlagen genehmigungspflichtig, die gebäudeunabhängig mit mehr als 3 m Höhe und 9 m Länge ausgeführt werden. Also z.B. Freiflächenanlagen. Demnach ist für das Areal Haus der Statistik keine Baugenehmigung einzuholen.

8.2 Finanzierung und Betriebsmodelle

Zur Bewertung der Auswirkungen verschiedener Finanzierungs- und Betreibermodelle auf den Wärmepreis werden im Folgenden drei verschiedene Konzepte jeweils für die Vertragslaufzeit von 10, 15 und 20 Jahren untersucht und gegenübergestellt. Zunächst wird dazu das bereits im Abschnitt Kostenberechnung betrachtete Szenario eines Wärmeliefer-Vollcontractings betrachtet, zur Übersicht ist das Modell in Abbildung 146 dargestellt:

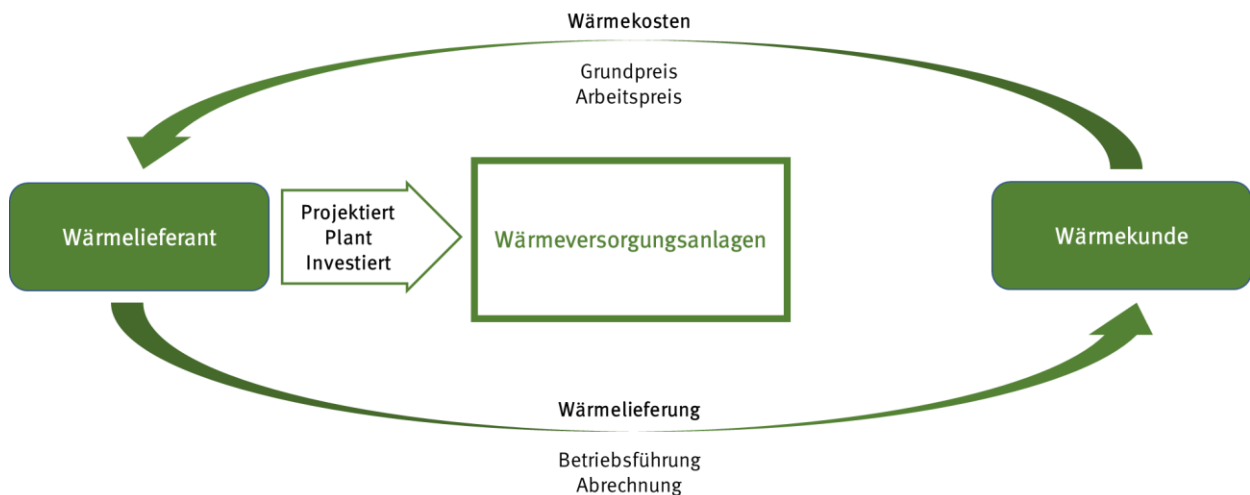


Abbildung 146: Schematische Darstellung des Betreiber- und Finanzierungsmodells für ein Wärmeliefer-Vollcontracting

Hierbei übernimmt ein gewerblicher Dienstleister neben der gesamten Projektierung, Planung und Betriebsführung auch die Investition der gesamten Anlagentechnik zur Wärmeversorgung. Die gesamten Aufwendungen des Dienstleisters sind in dem vom Kunden zu entrichtenden Wärmepreis inkludiert und somit über den Vertragszeitraum abgegolten. Zur Bestimmung des Wärmepreises wird von einem Eigenkapital-Anteil von 25 % sowie einer Renditeerwartung analog zum Abschnitt Kostenberechnung ausgegangen.

Als zweites Konzept wird ein Pacht-Modell untersucht, welches in Abbildung 147 dargestellt ist:

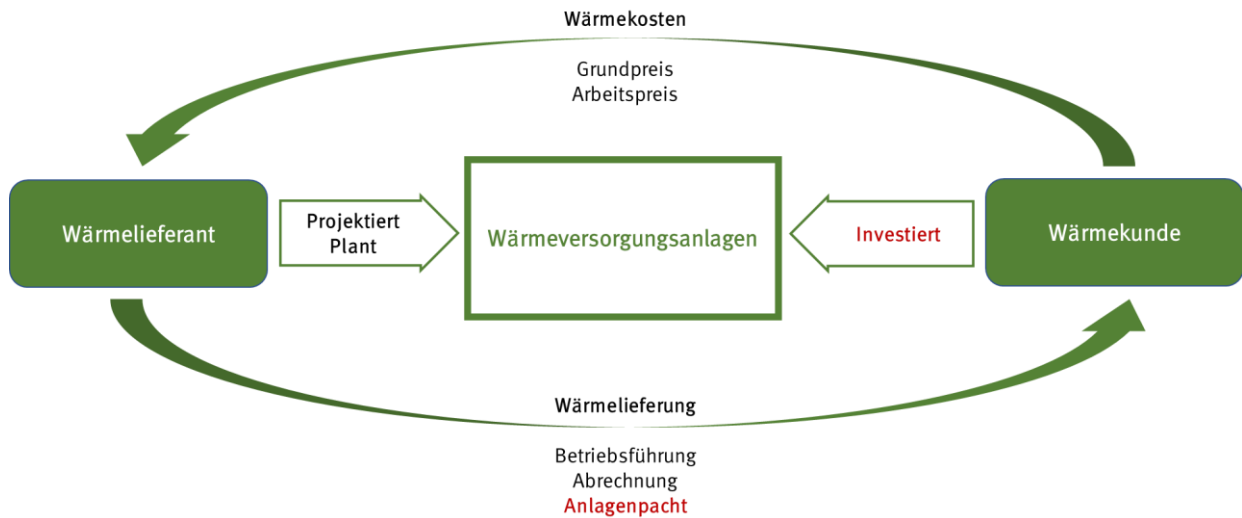


Abbildung 147: Schematische Darstellung des Betreiber- und Finanzierungsmodells für ein Anlagen-Pachtmodell

Hierbei erfolgt die gesamte Investition in die Anlagentechnik inklusive Planungsleistungen durch den Wärmekunden selbst. Der Wärmelieferant übernimmt im Auftrag des Investors die gesamte Projektierung und Planung und übergibt die schlüsselfertigen Anlagen dem Auftraggeber. Anschließend übernimmt er ebenso die Betriebsführung und Wärmelieferung inklusive aller entstehenden laufenden Kosten. Zusätzlich zahlt der Wärmelieferant dem Investor eine jährliche Pachtgebühr für die Benutzung der Anlagen, die von der Dauer des Liefervertrages als auch der Renditeerwartung des Investors abhängig ist.

Als letztes Finanzierungs- und Betriebsmodell wird ein Betriebsführungs-Contracting betrachtet, welches schematisch in Abbildung 148 aufgeführt ist:

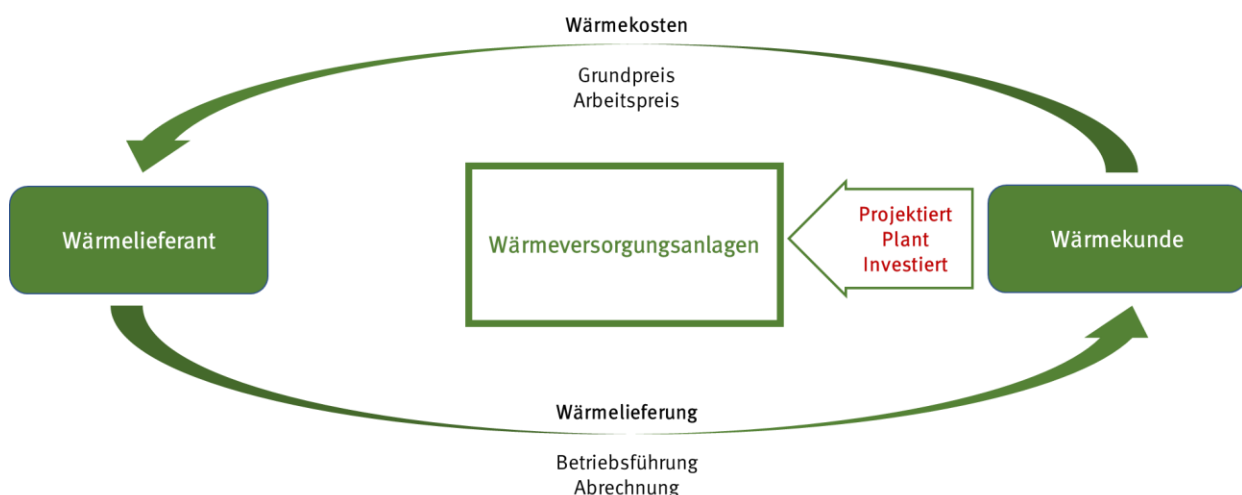


Abbildung 148: Schematische Darstellung des Betreiber- und Finanzierungsmodells für ein Betriebsführungs-Contracting

Hierbei übernimmt der Wärmekunde als Investor selbst die gesamte Projektierung, Planung und Investition in die Versorgungsanlagen. Anschließend wird ein Dienstleister mit der Betriebsführung inklusive Abrechnung beauftragt. Die entstehenden Kosten des Dienstleisters werden ebenfalls über den Wärmepreis abgebildet, wobei die Fixkosten lediglich aus den Betriebsführungskosten bestehen.

Als Indikatoren zum Vergleich der einzelnen Modelle wird die Entwicklung des Grundpreises in Abhängigkeit des Modelles betrachtet. Aufgrund der unveränderten, verbrauchsabhängigen Kosten wird für alle Modelle von einem konstanten Arbeitspreis von 50 EUR/MWh ausgegangen. Für alle Vollcontracting-Modelle wird unabhängig von der Vertragslaufzeit eine konstanten Eigenkapitalrendite entsprechend der vorherigen Kostenberechnung vorausgesetzt. Zudem wird zur Vergleichbarkeit im ersten Schritt keine Renditeerwartung des Investors bezüglich der Pachtgebühr im Anlagenpachtmodell angenommen. Als Zielgröße für die beiden Modelle ohne investive Aufwendungen für den Dienstleister wird zudem zunächst zur Vergleichbarkeit von durchschnittlichen Jahreserträgen aus der Gewinn- und Verlustrechnung nach Steuern von 58.281 EUR entsprechend der Contracting-Modelle ausgegangen. Aus diesen Prämissen ergeben sich für die verschiedenen Vertragslaufzeiten und Betriebsmodelle folgende Grundpreise. Der leichte Anstieg des Grundpreises beim Betriebsführungs-Contracting mit längerer Laufzeit ist der Zuschlagssystematik des KWKG geschuldet, wonach lediglich eingespeiste Strommengen für 30.000 Volllaststunden vergütet werden und anschließend die gesamte Restlaufzeit diese Komponente für die Jahresbilanz entfällt.

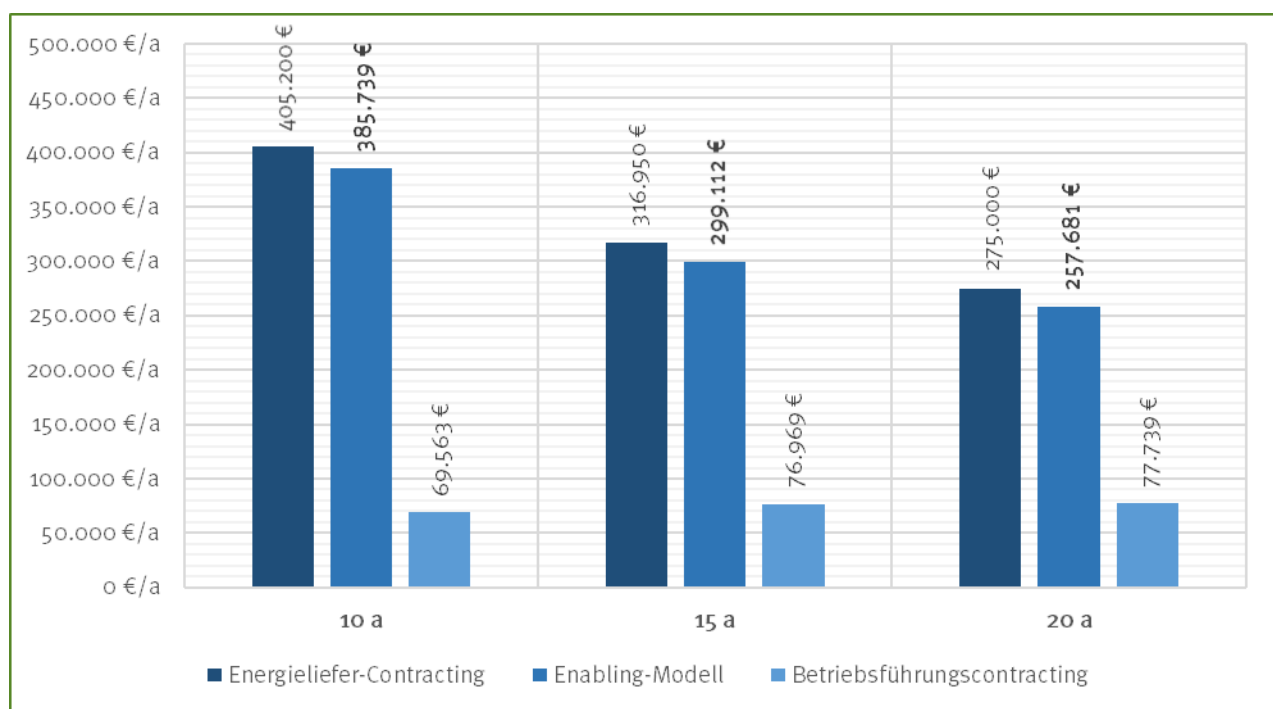


Abbildung 149: Vergleichende Darstellung der Grundpreise in Abhängigkeit des Betreibermodells und der Vertragslaufzeit

Neben den vorgestellten Betreibermodellen sind auch Mischformen möglich. Hierbei kann beispielsweise der Wärmekunde als Investor und Eigentümer der erdverlegten Anlagen auftreten und diese dem Energiedienstleister für eine Nutzungsgebühr überlassen (Teilpacht-Modell) oder selbst zusammen mit einem externen Wärmeversorger eine Betreibergesellschaft gründen und Eigenkapital in die gesamte Anlagentechnik investieren. Die für alle Beteiligten zu bevorzugende Variante resultiert dabei aus verschiedenen Gegebenheiten wie Renditeerwartung, Betreiberkonzept der Gebäude und technische sowie wirtschaftliche Leistungsfähigkeit

8.3 Weitere Fördermittelrecherche

Zur weiteren Fördermittelrecherche wurden im Zuge der Untersuchungen von CSD Ingenieure bereits einige Möglichkeiten dargestellt. Diese werden hier der Vollständigkeit halber in Tabelle 46 aufgeführt.

Tabelle 46: Darstellung der Fördermöglichkeiten von CSD Ingenieure. [9]

Förderprogramm	Fördergeber	Förderart	Fördergegenstand
Stromspeicher Berlin	Land Berlin	Zuschuss	Förderung von Stromspeichern in Kombination mit PV-Anlagen.
KfW Kredit 270: Erneuerbare Energien – Standard	KfW Kreditbank	Kredit	Förderung von Vorhaben zur Nutzung von EE zur Stromerzeugung
EEG	Bundesnetzagentur BAFA	Marktprämien, Einspeisevergütungen	Integration von Strom aus EE in das Elektrizitätsversorgungssystem
Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung Förderschwerpunkt 1 (BENE FS1)	Land Berlin	Zuschuss	Förderung der Erhöhung der Energieeffizienz durch den Einsatz von Abwasser und Abluftwärmenutzung u.a.
KfW Kredit 295 Modul 2: Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft	KfW Kreditbank	Kredit	Förderung von Anlagen zur Bereitstellung von Wärme aus Wärmepumpen u.a.
Richtlinie zur Förderung von innovativen marktreifen Klimaschutzprodukten Modul 3	BAFA	Zuschuss	Dezentrale Einheiten zur Wärmerückgewinnung aus Abwasser in Gebäuden

Bei der weiteren Darstellung von Fördermöglichkeiten wird darauf hingewiesen, dass immer auf die jeweiligen Beihilfeobergrenzen gemäß der allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) oder De-minimis zu achten. Weiterhin ist auch zu beachten, inwiefern einzelne Förderprogramme kumulierbar sind. Dies wurde in der hierbei nicht berücksichtigt. Für die getroffenen Angabe wird keine Gewährleistung gegeben.

Für **Wärmepumpen** können im Zusammenhang mit dem Markanreizprogramm – Investitionszuschuss gefördert werden. Bei Vorliegen der Fördervoraussetzungen werden die Wärmepumpen sowohl im Neubau als auch im Gebäudebestand mit 35 % gefördert. Sofern im Gebäudebestand Ölheizungen ausgetauscht werden, erhöht sich die Förderung auf 45 %. Beantragt werden muss der Zuschuss beim BAFA. Des Weiteren wäre eine Förderung im Rahmen vom Marktanreizprogramm – Tilgungszuschuss denkbar. Bei Wärmepumpen mit einer Wärmeleistung im Auslegungspunkt von mehr als 100 kW kann ein Tilgungszuschuss bei der KfW in Höhe von bis zu 80 €/kW beantragt werden, sofern die Fördervoraussetzungen der Richtlinie vorliegen.

Bei einer **Abwärmenutzung** besteht bei Vorliegen der Fördervoraussetzungen die Möglichkeit eines Zuschusses nach der Richtlinie für die Bundesförderung der Energieeffizienz und Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien – Modul 1: Querschnittstechnologien. Die Förderhöhe beträgt 30 % der förderfähigen Ausgaben.

Beim **BHKW** kann gemäß KWKG der eingespeiste und eigenverbraachte Strom vergütet werden. Die Vergütungshöhe richtet sich nach der elektrischen Leistung des BHKW und die Vergütungsdauer nach den Vollbenutzungsstunden. Bei einem Einsatz von 100 % Biomethan kann auch eine Vergütung oder Marktprämie nach dem EEG für den eingespeisten Strom in Anspruch genommen werden. Auch hier richtet sich die Vergütungshöhe nach der

installierten Leistung. Die Dauer der Einspeisevergütung ist für 20 Jahre inklusive dem Jahr der Inbetriebnahme garantiert.

Das nachgelagerte **Wärmenetz** der BHKW-Kessel-Zentrale kann einen Investitionszuschuss gemäß KWKG bei Vorliegen der Voraussetzungen von § 18 KWKG erhalten. Hierbei hängt die Höhe des Zuschusses vom durchschnittlichen Nenndurchmesser ab.

Für **Wärmespeicher** ist ein Investitionszuschuss gemäß KWKG bei Vorliegen der Voraussetzungen von § 22 KWKG. Die Höhe des Zuschusses beträgt 250 €/m³ bzw. 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Sofern die Voraussetzungen nicht vorliegen, besteht die Möglichkeit der Förderung nach dem Marktanreizprogramm – Tilgungszuschuss. Die Förderhöhe beträgt dann für Speicher ab 10 m³ Speichervolumen 250 €/m³ und maximal 30 % der Nettoinvestitionskosten.

Die bereits in Tabelle 46 erwähnte Förderung des Landes Berlin für **Stromspeicher** in Kombination mit PV-Anlagen beträgt maximal 15.000 € pro Stromspeichersystem. Es werden 300 € je Kilowattstunde nutzbarer Kapazität des Stromspeichersystems bezuschusst. Die Förderung wird bis zu der Höhe gewährt, wie das Verhältnis von Nennleistung der neu zu errichtenden PV-Anlage zur nutzbaren Speicherkapazität mindestens 1,2 kWp je 1 kWh beträgt

Die **Bundesförderung Wärmenetze 4.0** umfasst 3 Module. Die vorliegende Machbarkeitsstudie gehört zum ersten Modul. Im Modul II werden die förderfähigen Kosten mit folgenden Fördersätzen versehen: Grundförderung: 30 % (40 % für ein KMU), Nachhaltigkeitsprämie: bis zu 10 % für die Nutzung von erneuerbaren Energien und Abwärme. Zu beachten ist, dass bei Inanspruchnahme der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze keine weiteren Förderungen für dieselben Maßnahmen in Anspruch genommen werden dürfen (Kumulierungsverbot). Auch dürften keine einzelnen Komponenten herausgenommen und in andere Förderprogramme gepackt werden. Zusätzlich zu den Investitionskosten gemäß Modul II können auch begleitende Informationsmaßnahmen (Modul III) mit 80 % sowie Kooperationen mit wissenschaftlichen Institutionen mit bis zu 100 % gefördert werden.

Eine weitere Systemförderung ist der **Förderwettbewerb Energieeffizienz**. Hier werden investive Maßnahmen zur energetischen Optimierung von industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen, die zur Erhöhung der Energieeffizienz bzw. zur Senkung des fossilen Energieverbrauchs in Unternehmen beitragen, gefördert. Die Förderquote gibt der Antragsteller selbst an. Sie beträgt max. 50 % der förderfähigen Kosten. Als Auswahlkriterium wird die jährliche CO₂-Einsparung je Fördereuro herangezogen.

Für **Anzeigetafeln** in allgemein zugänglichen Räumen, insbesondere kommunalen Gebäuden, kann über das Marktanreizprogramm ein Zuschuss in Höhe von bis zu 1.200 € beim BAFA beantragt werden

Des Weiteren ist eine Förderung über die Bundesförderung für das Pilotprogramm **Einsparzähler** gegebenenfalls denkbar. Hier werden digitale Messsysteme, die beim Endkunden Einsparungen von Energie belastbar quantifizieren und die erhobenen Daten für weitere Innovative Mehrwertdienste nutzen, gefördert.

Über das Förderprogramm „Kleinserien Klimaschutzprodukte“ – Modul 3 kann beim BAFA ein Zuschuss für dezentrale Einheiten zur **Wärmerückgewinnung in Gebäuden** beantragt werden. Folgende Investitionen sind förderfähig: Duschrinnen mit Wärmeübertrager, Duschtassen mit Wärmeübertrager, Duschrohren mit Wärmeübertrager und Anlagen zur Wärmerückgewinnung aus dem gesamten, im Gebäude anfallenden Grauwasser. Die Förderhöhe beträgt zwischen 200 und 550 € pro Einheit.

Abschließend ist die **Landesförderung BENE/BEK** denkbar. Der Förderschwerpunkt 1 gibt Förderungen für Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz in Unternehmen aus. Die Förderung beträgt 3.040 € je eingesparte Tonne CO_{2eq}. Der Förderschwerpunkt 2 fördert die Erhöhung der Energieeffizienz in öffentlichen Einrichtungen im Bereich Gebäudesanierung und energieeffiziente technische Einzelmaßnahmen. Der Förderschwerpunkt 6 fördert z.B. Innovatives Wassermanagement, Regenwasserbewirtschaftung, Hofbegrünung, Fassaden- und Dachbegrünung sowie Dachgärten für urban farming.

9 Schlussbetrachtung

Das Projektgebiet „Haus der Statistik“, welches sich im Herzen Berlins befindet, wird eingerahmt von der Otto-Braun-Straße und Karl-Marx-Allee. Das Areal soll vollständig neu entwickelt werden und zukünftig einen Ort repräsentieren, der Verwaltung, Wohnen sowie Kultur, Bildung und Soziales vereint. Der historische Charakter des Areals wird durch die umfangreiche Sanierung der Bestandsbauteile A bis D entlang der Otto-Braun-Straße erhalten. Nach dem aktuellen Projektstand sollen hier 2024 das Finanzamt, die BIM und die B.E.M ihren Verwaltungssitz einnehmen. Hinzu kommen soziokulturelle Einrichtungen in Bauteil A. Ende 2025 wird der Bereich Wohnen durch die Fertigstellung der drei Baufelder entlang der Berolinastraße ergänzt, welche von der landeseigenen Wohnungsgesellschaft Berlin Mitte umgesetzt werden. Abgeschlossen wird das Gebiet voraussichtlich 2027 mit dem Rathaus-Neubau im Nordwesten des Gebietes, welches ebenfalls nicht nur durch den Bereich Verwaltung, sondern auch durch soziale Begegnungsstätten, ausgefüllt werden soll.

Das Projektgebiet ist nicht nur hinsichtlich seiner Nutzung, sondern auch in Bezug auf die Energieversorgung ganzheitlich zu betrachten. Frühzeitig soll eine nachhaltige, vorrangig auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung, die gleichzeitig für alle Beteiligten langfristig sicher und bezahlbar ist, entwickelt werden. Die Grundlage dazu bildet die vorliegende „Machbarkeitsstudie zur CO₂ armen und effizienten Energieversorgung“, die sich an den Vorgaben des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 orientiert und dies auch in Anspruch nehmen soll. Hierbei werden die entstehenden Bedarfe und vorliegenden Potentiale in und um das Projekt identifiziert. Daraus werden wiederum verschiedene Energiekonzepte zusammengestellt und unter Berücksichtigung der Randbedingungen gemäß des Förderprogramms energetisch, ökonomisch und ökologisch verglichen. Das sich daraus durch ganzheitliche Bewertung Best-Case-Szenario wird daraufhin detailliert als konkretes Versorgungskonzept analysiert und weiter optimiert.

Die Basis zur Erstellung der thermischen Versorgungskonzepte bildet die thermische Grundlagenermittlung, beginnend mit der Bedarfsanalyse. Aus dieser Bedarfsanalyse resultieren die jährlichen Bedarfe an Nutzwärme und -kälte sowie die Heiz- und Kühllasten für die einzelnen Gebäude. Die Rechengenauigkeit und die Detailtiefe pflanzen sich durch die gesamte Studie fort, weshalb insbesondere hierbei eine scharfe Datengrundlage zusammengetragen werden sollte. Die unterschiedlich fortgeschrittenen Planungsphasen der Akteure am Haus der Statistik spiegeln sich direkt in dieser gegebenen Grundlage für die Machbarkeitsstudie wider.

Generell werden die thermischen Bedarfe durch mehrere Faktoren beeinflusst: Die Heizwärmebedarfe geben Auskunft über die thermische Qualität eines Gebäudes und ergeben sich maßgeblich durch die Gebäudegeometrie und -ausrichtung, die Beschaffenheit der Gebäudehülle und deren Umgebungsbedingungen bzw. Standort sowie deren Transmissionswärmeverlusten. Dagegen hängen die Trinkwarmwasserbedarfe in erster Linie von der Nutzungsart des Gebäudes ab. Beispielsweise sind in Wohnräumen aufgrund von Badezimmern und Küchen deutlich höhere spezifische Trinkwarmwasserbedarfe zu erwarten als in Büroräumen. Die Kältebedarfe sind insbesondere für Verwaltungs- und Büroräume als auch für gewerblich genutzte Räume relevant. Die Ursachen sind beispielsweise hohe interne Lasten oder auch nicht-opake Gebäudefassaden ohne aktive Verschattung. Zudem wird zu meist ein behagliches Raumklima forciert, was vor allem durch die Einhaltung einer maximalen Raumlufttemperatur gemäß Arbeitsstättenrichtlinie erreicht wird. Die Bedarfe des Bestandsgebäudes werden anhand der vorangegangenen Berechnungen von CSD Ingenieure ermittelt. Der Heizwärmebedarf beträgt somit ca. **1.319 MWh/a** und der Bedarf an Kälte ca. **1.248 MWh/a**. [9] Für das Rathaus müssen dagegen einige Annahmen im Zuge der Studie getroffen werden, da hier ausschließlich die Bruttogeschossfläche und eine grobe Nutzungsaufteilung in den Ausschreibungsunterlagen gegeben ist. Da das Rathaus insbesondere im energetischen Sinn ein „Haus der Zukunft“ abbilden soll, wird der hohe Energiestandard KfW-Effizienzhaus 40 festgelegt. Auf dieser Grundlage wird über Richt- und Erfahrungswerte ein Heizwärmebedarf von **263 MWh/a** und ein Kältebedarf von **465 MWh/a** prognostiziert. Als Grundlage für die Bestimmung der Bedarfe auf den Baufeldern A bis C werden zum einen Angaben der

Initiative Zusammenkunft Berlin und zum anderen einschlägige Normen und Erfahrungswerte herangezogen. [16] Dementsprechend ergibt sich für den Heizwärmebedarf **630 MWh/a** und für den Trinkwarmwasserbedarf **431 MWh/a**.

Zur Ermittlung der Heiz- und Kühllasten werden die Bedarfe in stündlicher Auflösung witterungsbereinigt nach dem Gradtagsverfahren über ein Jahr verteilt. Zur dynamischen Simulation der Lastprofile wird die Software Polysun Designer Version 11 von Vela Solaris eingesetzt. So entsteht summa summarum für die Trinkwarmwasserbereitstellung eine Last von **286 kW** (Baufeld A bis C), für die Raumwärme sind **2.127 kW** vorzuhalten (davon 1.370 kW im Bestand, 217 kW im Rathaus und 540 kW in den Wohnungsbauten) und für die Kälte werden **1.745 kW** prognostiziert (davon 1.202 kW im Bestand und 543 kW im Rathaus).

Im Sinne der nachhaltigen Energieversorgung liegt der Fokus folgerichtig auf den erneuerbaren Energiequellen im und um das Projektgebiet. Das höchste Potential bieten dabei die Abwasserkanäle, welche direkt am Projektgebiet entlanglaufen. In dem Kanal unter der Kreuzung im südöstlichen Bereich (Otto-Braun-Straße und Karl-Marz-Allee) des Projektgebietes sind **1.800 kW** thermische Entzugsleistung abrufbar. Entzogen werden kann dieses Potential über einen Wärmetauscher bei einem saisonal abhängigen Temperaturniveau von ca. 12 im Winter bis 20 °C im Sommer. Eine weitere Möglichkeit der regenerativen Energiegewinnung bietet die Nutzung von Erdwärme. Bei einer vollen Ausschöpfung der gegebenen Flächen wäre ein thermisches Entzugspotential mittels Erdwärmesonden von **767 kW** und mittels Erdkollektoren von **344 kW** möglich. Wobei anhand der Erdwärmesonden mit einer Tiefe von 100 m ganzjährig ein ungestörtes Temperaturniveau von ungefähr 12 °C angenommen werden kann. Beide Energiequellen sind in Kombination mit Wärmepumpen einsetzbar und bieten die Möglichkeit als Wärmequelle und -senke aufzutreten.

Aus den örtlichen Gegebenheiten und Potentialen sowie den gebäudescharfen Anforderungen bezüglich der Bedarfe, der Lasten und der Temperaturniveaus werden insgesamt acht Versorgungsstrategien für vier übergeordnete Varianten zur Wärme- und Kälteversorgung entwickelt. Unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen und Zielsetzungen werden die Konzepte mit Hilfe festgelegter energetischer, wirtschaftlicher und ökologischer Bewertungsindikatoren (engl.: Key Performance Indicator, KPI) vergleichend gegenübergestellt. Diese Schwellenwerte orientieren sich an den kundenspezifischen Prioritäten und Zielen in Hinblick auf die Umsetzung eines Modellvorhabens gemäß des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0. Zur techno-ökonomischen und ökologischen Referenzierung der Varianten wird zudem eine Versorgung über einen gemeinsamen Anschlusspunkt an das bestehende Fernwärmenetz herangezogen. Unter den Varianten, die die Anforderungen nach Wärmenetzsysteme 4.0 einhalten, hat sich die **Variante #4** nach Abschluss des Variantenvergleichs aufgrund der Dominanz bei Kosteneffizienz und Ökobilanz herauskristallisiert. Die grobe Kostenschätzung zeigt, dass hier ein Brutto-Wärmepreis von 22,85 ct/kWh erzielt werden kann. Die Fernwärmeversorgung liegt im Vergleich bei 16,61 ct/kWh. Werden die voraussichtlichen Förderzuschüsse inkludiert, kann der Wärmepreis auf **16,89 ct/kWh** gesenkt werden.

Die Variante #4 repräsentiert eine Kombination aus verschiedenen Anlagentechniken und Energiequellen bei unterschiedlichen Temperaturniveaus. Alle LowEx-Gebäude werden dabei über dezentrale Wärmepumpen mit einer gesamten Leistung von ca. 2.025 kW versorgt. Diese können mittels adäquater Hydraulik sowohl Kälte während der Sommermonate als auch Raumwärme während der Heizperiode bereitstellen. Es wird vorausgesetzt, dass in diesen Gebäuden Niedertemperatur-Heizungen verbaut werden, die bei einer mittleren Vorlauftemperatur von 45 °C einen effizienten Betrieb gewährleisten. Ein ineffizienter Betrieb spiegelt sich direkt in einer niedrigeren JAZ wider und bedeutet neben höheren Strombezugskosten auch eine Senkung des EE-Anteils nach der Berechnungslogik von Wärmenetzsysteme 4.0. Unter den gesetzten Randbedingungen wird eine JAZ von 4,82 prognostiziert, aus der nach der Berechnungsmethodik des Förderprogramms einen EE-Anteil von gut 51 % resultiert. Die insgesamt fünf Wärmepumpen-Stationen sind jeweils kaskadiert aufgebaut und hydraulisch zwischen einem Wärme- und einem Kältespeicher eingebunden. Die Volumina der Speicher entsprechen in Abhängigkeit der Wärmepumpen-Leistung einer thermischen Kapazität für eine Betriebsstunde und liegen zwischen 10 und 20 m³. An diese

Speicher wird das Sekundärsystem, also die Verteilung der thermischen Energie im Gebäude, angeschlossen. Gleichzeitig sind die Speicher jeweils über den Warm- und Kaltringleiter mit dem vorgelagertem bzw. primärem Anergienetz gekoppelt. Das Anergienetz spiegelt ein multifunktionales kaltes Nahwärmenetz wider, welches nachgelagert an die Speicher und vorgelagert über eine hydraulische Weiche an den Abwasserwärmetauscher angeschlossen ist. Im Winter wird diesem auf einer Länge von 426 m Wärme entzogen und im Sommer wird dieser zur Einbringung von Wärme genutzt. Bezüglich dieser Thematik wird empfohlen, die BWB rechtzeitig in das Vorhaben einzubinden und Rahmenbedingungen z.B. bezüglich der Nutzungsdauer und -kosten festzulegen. Für die Kostenrechnungen innerhalb der vorliegenden Studie wurden 20.000 €/a Nutzungsgebühr eingerechnet. Spitzenlasten der Kältebereitstellung werden über dezentrale Kühlgeräte auf den Gebäudedächern abgedeckt. Diese sind redundant zur Kühllast ausgelegt, allerdings nicht in der Kostenberechnung des Wärmepreises inkludiert. Die Wohnungsbauten werden über ein gedämmtes Leitungsnetz durch ein BHKW mit 227 kW_{th} und 150 kW_{el} sowie einen Gas-Spitzenlastkessel mit 790 kW versorgt, die in Baufeld B in einer Energiezentrale auf 75 m² untergebracht sind. Beide Erzeugungsanlagen speisen die Wärme in einen 7 m³ Wärmespeicher ein. Dessen Vorlauftemperatur richtet sich nach den Hygienevorschriften zur Trinkwarmwasserbereitung. Der Wärmetransfer in den einzelnen Neubauten erfolgt über Übergabestationen, deren Leistungsparameter sich an den Maxima der Wärmelasten orientieren. Beide Wärmenetze sind durch einen thermischen Bypass hydraulisch gekoppelt, so dass auch die gasbefeuerten Erzeuger Wärme in den Anergierung einbringen können.

Für die favorisierte Variante #4 erfolgt eine ausführliche Wirtschaftlichkeitsberechnung des Konzeptes für insgesamt 20 Betriebsjahre. Die Aufwendungen der zentralen Anlagenkomponenten werden auf Grundlage der eingesetzten Technologien durch Hersteller- und Lieferantangaben geschärft und ergänzt durch Richt- und Mittelwerte für die notwendige Anlagenperipherie. Aufgrund des Wärmeverbundes als Gesamtsystem wird von einer Investition in alle Anlagenteile im Jahr 2024, dem Jahr der ersten Wärmelieferung ausgegangen. Aus der Summe der Investitionskosten werden additiv anteilige Aufwendungen für Planung und Bauleitung gebildet. Somit ergeben sich insgesamt Investitionskosten von **3.664.492,00 € netto**. Sämtliche Komponenten werden über den gesamten Betrachtungszeitraum abgeschrieben. Im Rahmen der Förderrichtlinien werden 30 % der anrechenbaren Investitionskosten als Grundförderung bezuschusst. Dabei wird das BHKW exkludiert, da die Förderung nicht kumulierbar ist mit dem Zuschlag gemäß KWKG und die potenziellen Zuschläge bei einer Volleinspeisung des BHKW-Stroms die mögliche Fördersumme deutlich überschreiten. Somit ergeben sich insgesamt **1.058.827,00 €** Grundförderung. Aus dem bereits dargelegten EE-Anteil von etwa 51 % der ins Netz eingespeisten Wärmemenge resultiert ergänzend eine Nachhaltigkeitsprämie von **5.777,00 €**. Zur Bestimmung der Kapitalkosten wird eine Fremdfinanzierung von 75 % über 20 Jahre bei einem Zinssatz von 2,5 % vorausgesetzt. Damit ergeben sich über die Laufzeit mittlere Zinsen von 27.431,00 € sowie Annuitäten in Höhe von 124.382,00 €. Zu diesen kapitalgebunden Kosten werden zum einen die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten als weitere Ausgaben und zum anderen die KWK-Stromvergütung als Einnahmen zur Bildung der Jahresvollkosten addiert. Schließlich kann auf dieser Basis der Wärmepreis ermittelt werden. Bei einer Eigenkapital-Rendite von 9,02 % wird der Grundpreis zu **275.000 €/a** und der Arbeitspreis zu **54 €/MWh** für einen angenommenen Vollausbau bestimmt.

Für die Berechnungen mussten zum einen aufgrund der noch unvollständigen Datengrundlage einige Annahmen getroffen und zum anderen musste mit Kostenkomponenten gerechnet werden, die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht mehr aktuell sind. Dies betrifft zum Beispiel die Einkaufspreise und Netzentgelte für Gas und Strom sowie die Zuschlagshöhe für den eingespeisten BHKW-Strom. Dementsprechend müssen jegliche Annahmen verifiziert und die Berechnungen nochmals durchgeführt werden.

Im Rahmen der Optimierungsmaßnahmen wurde untersucht, inwiefern lokale Großwärmespeicher zu einer Glättung von thermischen Lastspitzen führen und zugleich die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung optimieren. Betrachtet wurden saisonale Großwärmespeicher, Aquifer-Speicher, Erdsonden-Wärmespeicher, Eisspeicher, Hochtemperatur-Stahlspeicher und Pufferspeicher mit PCM. Nach einem techno-ökonomischen Vergleich hat sich

allerdings für die Variante #4 ausschließlich ein zentraler Warmwasserspeicher zur Kurzzeitspeicherung und Betriebsoptimierung für eine detailliertere Analyse als sinnvoll herauskristallisiert. Dazu werden 4 Untervarianten gebildet. Es wird die Speichergröße ermittelt, die eine vollständige Lastabdeckung durch das bestehende BHKW ermöglicht (228 m³). Demgegenüber wird die praxisübliche Speicherauslegung auf eine VLH des BHKWs gestellt, um häufige Taktungen und ineffiziente Betriebszustände zu vermeiden (7 m³). Als drittes Szenario wird der Speicher derart dimensioniert, dass die maximale Gesamtwärmelast der Wohnungsbauten für eine Stunde ohne redundante Anlagentechnik gedeckt werden kann (24 m³). Abschließend wird ein cross-sektoraler Ansatz untersucht, bei dem das BHKW und Speicher so dimensioniert werden, dass die gesamten Anlaufströme der Wärmepumpen für zwei Stunden durch den Generator des BHKWs bereitgestellt werden können (62 m³). Hinsichtlich des Wärmepreises kann beim ersten und dritten Szenario ein minimaler ökonomischer Vorteil erzielt werden. Da die 228 m³ Speichervolumen jedoch einen Platzbedarf von ca. 133 m² aufrufen, wird dafür keine Empfehlung ausgesprochen. Zudem ist hierbei, genau wie bei den o. g. 24 m³ Speichervolumen, keine beziehungsweise nicht ausreichende Redundanz zu erwarten. Die Entscheidung hierzu sollte daher erst bei einer grundlegenden Schärfung der Ausgangsdaten bezüglich Wärmelast, -bedarf und -Lastprofil getroffen werden. Es empfiehlt sich aus rein wirtschaftlicher Sicht die Umsetzung des zweiten Szenarios, welches der bereits angenommenen Dimensionierung entspricht.

Weitere Optimierungsmöglichkeiten werden in Hinblick auf die Temperaturniveaus bewertet. Dies bezieht sich insbesondere auf die LowEx-Gebäude, die mittels der dezentralen Wärmepumpen mit Raumwärme und Kälte versorgt werden. Hier gilt: Je geringer der Temperaturhub, den die Wärmepumpen leisten müssen, desto höher die JAZ und desto geringer die Strombezugskosten. Um dies sicherzustellen, wären Flächenheizungen in Raumdecken, -fußböden oder -wänden zur Beheizung und Kühlung der Räumlichkeiten auf Niedrigtemperaturniveau optimal und werden dringend empfohlen. So entstünde die Möglichkeit, Kälte in den Räumen durch eine passive Energiequelle wie bspw. dem Abwasserkanal bereitzustellen. Darüber hinaus wird bei der Nutzung von Gebäudebauteilen (z.B. Kapillarrohrmatten oder Rohrregister mit Betonkernaktivierung) zur Temperierung zudem die hohe thermische Masse des Gebäudes genutzt. Dies ermöglicht eine Überbrückung der Sperrzeiten der Wärmepumpen des EVU. Zusätzlich ermöglichen hohe thermische Massen eine energieeffiziente Heizungs- und Kühlungsregelung, da die übergeordnete intelligente Gebäuderegulierung bei einem hohen Angebot solarer Wärme im Winter eine Wärmebelastung der Gebäudemasse forcieren kann, um mit der gespeicherten Wärme an sonnenarmen Tagen die Räume zu beheizen. Da diese Möglichkeiten aufgrund der Statik im Bestandsgebäude nicht genutzt werden können, sollte dies wenigstens für den Rathaus-Neubau in Betracht gezogen werden. Für die Wohnungsbauten wird die Betonkernaktivierung aufgrund der Trägheit des Systems, der damit verbundenen geringen Eingriffsmöglichkeiten der Nutzer sowie den kleinteiligen Heizkreisverteilung nicht empfohlen.

Mittels Sektorenkopplung kann das System weiterhin optimiert werden. So besteht die Möglichkeit den Strom aus dem BHKW, welcher sonst vollständig in das vorgelagerte Netz eingespeist wird, in die Wärmepumpen zu leiten und so die laufenden Kosten zu reduzieren. Ein Abgleich der Lastprofile zeigt, dass von den jährlich generierten 776 MWh an BHKW-Strom ca. 34 % im Eigenverbrauch zur Wärmebereitstellung genutzt werden können. Somit ist es unter der Annahme der Personenidentität möglich, den Wärme-Arbeitspreis von 54 €/MWh bei gleichem Grundpreis auf rund **37 €/MWh** zu senken. Aus dem Gesichtspunkt des Eigenverbrauchs wird ergänzend untersucht, ob eine weitere ökonomische Optimierung möglich ist, wenn das BHKW die Grundförderung von 30 % in Anspruch nimmt und im Gegenzug auf den KWK-Zuschlag verzichtet. Bei aktuellen Rahmenbedingungen kann der Wärme-Arbeitspreis so auf **33 €/MWh** reduziert werden. Aus diesem Grund wird eine Kopplung der Sektoren Wärme und Strom durch eine physikalische Verbindung der Anlagentechniken empfohlen. Um dies zu ermöglichen, ist jedoch eine umfangreichere Hardware für das Messkonzept und Kundenanlage erforderlich. Synergien sollten insbesondere beim Aufbau der Kundenanlage ausgenutzt werden, zum Beispiel durch die zeitgleiche Verlegung mit dem thermischen Bypass. Der zusätzliche Einsatz von potenziellen PV- und Kleinwindanlagen hat sich

nur als sinnvoll dargestellt, wenn die Kältebereitstellung mit einbezogen wird. Dies ist aktuell im Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0 nicht vorgesehen, wird aber zusätzlich im Sinne der ganzheitlichen Betrachtung untersucht. Als Optimum hat sich hierbei Szenario 6 dargestellt. Hierbei werden die Wärmepumpen vorrangig aus dem BHKW, an zweiter Stelle aus 5 Kleinwindanlagen, die auf dem Bestandsgebäude installiert sind und zuletzt aus den PV-Anlagen gespeist. Der Netzbezug liegt in diesem Fall unter dem Grenzwert von 100 MWh/a, weshalb eine SLP-Abrechnung möglich wäre. So ist kein Leistungspreis an den Netzbetreiber zu entrichten und es können neben der verminderten Konzessionsabgabe auch reduzierte Netzentgelte in Anspruch genommen werden. Im Vergleich zur Referenz, die die gleichen Erzeugungsanlagen inkludiert, werden ca. 50.146,00 € anstatt 113.169,00 € Strombezugskosten jährlich fällig. Umgesetzt werden kann dies mit einer Kundenanlage, die die genannten Stromverbraucher und -erzeuger inkludiert. Diesbezüglich ist eine frühzeitige Einbindung von *Stromnetz Berlin* und die Erstellung eines technisch umsetzbaren und genehmigungsfähigen Messkonzeptes erforderlich. Des Weiteren ist auch hierbei die Annahme der Personenidentität zur Inanspruchnahme der verminderten EEG-Umlage vorausgesetzt. Die Anwendung des vor Ort erzeugten Stroms in den Wohnungsbauten, Gewerbeeinheiten oder zum Antrieb von Elektromobilität wurde ebenfalls ausgeführt. Unter den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen kann hierbei jedoch kein ökonomischer Vorteil erzielt werden. Dies ist vorrangig der Lieferantenwahlfreiheit und der Belastung des direktverbrauchten Stroms mit der vollen EEG-Umlage, wenn keine Personenidentität besteht, geschuldet.

Letztlich wird das Energiekonzept durch ein intelligentes und innovatives MSR- und Leittechnikkonzept von der enisyst GmbH abgerundet. Dabei wird zur intelligenten Vernetzung der Energiezentralen, der Gebäudeleittechnik und der Ladeinfrastruktur empfohlen, ein kostengünstiges modulares und flexibles System mit moderner TCP/IP basierter Kommunikationsstruktur vorzusehen. Dieses System vereint die Funktionalitäten einer modernen, WEB-basierter Leittechnik mit Funktionen zur Anlagenüberwachung und Betriebsführung. Ein übergeordnetes intelligentes Energiemanagementsystem kann die Leittechnik der Gebäude mit der Steuerung der Energiezentralen verbinden. Hier werden mit Hilfe von Last- und Erzeugungsprognosen über Wettervorhersagen und Simulationsmodelle der Gebäude und der Anlagentechnik in Kombination mit Optimierungstools optimierte Fahrpläne zum Betrieb der Anlagentechnik und der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge generiert und an die Anlagensteuerungen übertragen. So werden lokale Flexibilitäten aktiv genutzt, um Lastspitzen zu glätten, die Eigenstromnutzung zu maximieren und einen netzdienlichen Betrieb sicherzustellen. In der Studie wird der konkrete Aufbau der vorgeschlagenen MSR- und Leittechnik beschrieben.

Während zur Entwicklung der Wärmepreise im Zuge der detaillierten Konzeptanalyse zunächst von der marktüblichen Finanzierung und Betriebsführung durch einen Energiedienstleister im Sinne des Contracting ausgegangen wird, erfolgt eine zusätzliche Betrachtung des Einflusses weiterer Finanzierungs- und Betreibermodelle auf den Grundpreis für den Endverbraucher. Dabei stellt sich heraus, dass eine Finanzierung der Anlagen durch den Kunden selbst zu einer Absenkung der Grundpreise führt. Sollten diese Kosten durch einen Nutzungsvertrag zurückgeführt werden, so sind die Grundpreise abhängig von der Renditeerwartung des Investors/Kunden. Wird dabei lediglich eine kostendeckende jährliche Pauschale über den Lieferzeitraum erhoben, so ist der Grundpreis weiterhin geringer als bei einer Vollfinanzierung durch den Contractor. Der günstigste Grundpreis für den Endverbraucher entsteht folgerichtig bei einer kompletten Finanzierung der Anlagen durch den Kunden ohne Rückflüsse durch einen Nutzungsvertrag, was einem Betriebsführungs-Contracting gleichkommt. Während für die ersten beiden Modelle der Grundpreis mit steigender Vertragslaufzeit sinkt, verhält es sich bei letztgenanntem Modell aufgrund der zeitlichen Befristung der Stromeinnahmen durch den KWKG-Zuschlag reziprok. Das zu empfehlende Modell für das Haus der Statistik hängt somit direkt mit den Investitionspotenzial und den Renditeerwartung des Investors zusammen und ist somit vor Projektbeginn zu validieren.

In der Machbarkeitsstudie werden zwei Problemstellungen adressiert, die eine, auf erneuerbaren Energien basierende, Energieversorgung aufgrund der technischen Machbarkeit oder ökonomischen Angemessenheit oftmals ausschließen. Zum einen geht es dabei um die Thematik, dass der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern bei

ausreichend hoher Entzugsleistung sehr platzintensiv ist. Dies betrifft insbesondere die Anwendung von Erdwärme mittels Erdwärmesonden oder Erdkollektoren. Gerade im urbanen Raum, wo hohe Leistungen bei geringer Fläche nachgefragt werden, sind die entsprechenden Platzbedarfe nicht gegeben. Dies wird durch die Verwendung von Abwärme als Energiequelle gelöst. Denn vorrangig in dicht besiedelten Räumen besteht ein umfangreiches Potential an Abwärme, da genau in den Regionen verhältnismäßig viel Abwasser entsteht, in denen viele Menschen und Industrie angesiedelt sind. Damit fallen Energiequellen und -bedarfe räumlich geradezu optimal zusammen. Das gilt insbesondere für das Projektgebiet. Die zweite Problematik bezieht sich auf die Wärmeverteilung in Bestandsgebäuden, die zumeist mittels konventioneller Heizkörper gegeben ist. Diese benötigen im Vorlauf ein hohes Temperaturniveau. Die so entstehende Differenz zwischen der quellseitigen und der sekundär angeforderten Temperatur zieht einen ineffizienten Wärmepumpenbetrieb nach sich. Durch die Absenkung des Temperaturniveaus im Zuge der umfangreichen Sanierung der Bestandsbauteile mit entsprechender Raumheiztechnik wird dem entgegengewirkt. Mit der vorliegenden Arbeit kann somit modellhaft dargestellt werden, dass eine Energieversorgung unter den Prämissen einer nachhaltigen und gleichzeitig kostengünstigen Energieversorgung anhand des Förderprogramms Wärmenetzsysteme 4.0 theoretisch unter Einhaltung gesetzter Randbedingungen im urbanen Raum sowie in einem Zusammenspiel zwischen Neubau und Bestand möglich ist.

Literaturverzeichnis

- ZUSammenKUNFT Berlin eG, „Modellprojekt Haus der Statistik,“ [Online]. Available:
[1] <https://hausderstatistik.org/initiative/>. [Zugriff am 4 Mai 2020].
- BIM Berliner Immobilienmanagement GmbH, *Leistungsbeschreibung für die Machbarkeitsstudie zur CO₂-armen und effizienten Energieversorgung (Titel 1) mit integriertem Mobilitätskonzept (Titel 2) für das Gesamtquartier Haus der Statistik*, Berlin, 2019.
- euroluftbild.de, „Luftaufnahme 344821 - Ruine des ehemaligen Bürogebäudes- und Geschäftshaus-Gebäudes " Haus der Statistik " an der Otto-Braun-Straße im Ortsteil Mitte in Berlin, Deutschland,“ 16 Oktober 2017. [Online]. Available: <https://www.luftbildsuche.de/info/luftbilder/ruine-ehemaligen-buerogebaeudes-geschaefthaus-gebaeudes-haus-statistik-otto-braun-strasse-ortsteil-mitte-berlin-deutschland-344821.html>. [Zugriff am 30 April 2020].
- ZUSammenKUNFT Berlin eG, „Modellprojekt Haus der Statistik - Ausstellung,“ 2019. [Online]. Available:
[4] <https://www.zku-berlin.org/timeline/modellprojekt-haus-der-statistik-ausstellung/>. [Zugriff am 30 April 2020].
- Energieeinsparverordnung (EnEV), „Zweite Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung vom 18. November 2013,“ Bundesanzeiger Verlag, 2013.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), „Anlage zu den Merkblättern Energieeffizient Sanieren - Kredit und Investitionszuschuss,“ Frankfurt, 2020.
- CSD Ingenieure GmbH, „DU Diedrichs Projektmanagement AG & Co. KG - Energiekonzept Otto-Braun-Straße 70, 10178 Berlin, Bearbeitungsstufe 2, ohne Index,“ Berlin, 2019.
- CSD Ingenieure GmbH, „BIM Berliner Immobilienmanagement GmbH - Gebäudekomplex Otto-Braun-Straße 70-72 in Berlin, ehemals "Haus der Statistik" - Nachhaltigkeitskonzept,“ Berlin, 2018.
- CSD Ingenieure GmbH, „Protokoll zum Energiekonzept Stufe 3 inklusive Anpassungen,“ Berlin, 2020.
[9]
- CSD Ingenieure GmbH, „200302_BTA_B_Endenergiebedarf_BNB,“ Berlin, 2020.
[10]
- CSD Ingenieure GmbH, „200302_BTb-C_B_Endenergiebedarf_BNB,“ Berlin, 2020.
[11]
- CSD Ingenieure GmbH, „200302_BTD_B_Endenergiebedarf_BNB,“ Berlin, 2020.
[12]
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Bewertungssystem Nachhaltiges Bauen (BNB) Büro- und Verwaltungsgebäude,“ 2015.
[13]
- W. Kalusche, „Grundflächen und Planungskennwerte von Wohngebäuden,“ Köln, 2011.
[14]

- [15] DIN-Normenausschuss Bauwesen, „DIN V 18599-1 bis -11:2011-12; Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Beheizung, Kühlung, Beleuchtung und Warmwasserbereitung,“ Berlin, 2011.
- [16] ZUSammenKUNFT Berlin eG, „Anlage 9 der Ausschreibungsunterlagen - Grundlagen Energie_Initiative,“ Berlin, 2019.
- [17] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „berlin.de - Umweltatlas - Versorgungsanteile der einzelnen Energieträger,“ 2010. [Online]. Available: <https://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/kb802.htm>. [Zugriff am 28 Januar 2020].
- [18] Technische Universität Dresden, „Zertifikat für den Primärenergiefaktor für das Zentrale Fernwärmeverbundnetz Berlin der Vattenfall Europe Wärme AG Berlin,“ Dresden, 2017.
- [19] Technische Universität Dresden, „Zertifikat für die spezifischen CO₂-Emissionen für das Zentrale Fernwärmeverbundnetz Berlin der Vattenfall Europe Wärme AG Berlin,“ Dresden, 2017.
- [20] Vattenfall Wärme Berlin AG, „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Fernwärmenetz,“ Berlin, 2019.
- [21] Vattenfall Wärme Berlin AG, „Preisblatt 1. Quartal 2020,“ Berlin, 2016.
- [22] Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz, „berlin.de - Umwelt - Wasser und Geologie - Geologie - Geothermie,“ [Online]. Available: <https://www.berlin.de/senuvk/umwelt/wasser/geologie/de/geotherm.shtml>. [Zugriff am 28 Januar 2020].
- [23] Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz, „Erdwärmennutzung in Berlin,“ Berlin, 2019.
- [24] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „berlin.de - Umweltatlas - Bodenkundliche Kennwerte (Bodenarten),“ 2018. [Online]. Available: <https://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/kd106.htm>. [Zugriff am 28 Januar 2020].
- [25] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Wohnen, „berlin.de - Umweltatlas - Geothermisches Potential - spezifische Wärmeleitfähigkeit und spezifische Entzugsleistung,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.stadtentwicklung.berlin.de/umwelt/umweltatlas/k218.htm>. [Zugriff am 28 Januar 2020].
- [26] Energie-Experten, „Ertrag von Solarthermie-Anlagen,“ 12 September 2017. [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/heizung/solarthermie/wirtschaftlichkeit/ertrag.html>. [Zugriff am 28 Januar 2020].
- [27] Uhrig Energie GmbH, „Häufig gestellte Fragen - Energie aus Abwasser mit dem Therm-Liner von Uhrig,“ Geisingen.

- [28] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, „Maßnahmenblätter zum Luftreinhalteplan,“ Berlin, 2010.
- [29] A. Hauer, S. Hiebler und M. Reuß, Wärmespeicher - 5., vollständig überarbeitete Auflage, Karlsruhe: Fraunhofer IRB Verlag, 2013.
- [30] UHRIG Energie GmbH, „UHRIG Produkt: Therm-Liner,“ [Online]. Available: <https://www.uhrig-bau.eu/de/energie-aus-abwasser/uhrig-produkt-therm-liner/>. [Zugriff am 5 Mai 2020].
- [31] CSD Ingenieure GmbH, „200206_Ergebnisse_E-Konzept_Stufe3_SWN.pdf,“ 2020.
- [32] Kampagnenbüro des Stromspiegels, „Stromspiegel für Deutschland 2019,“ 2019. [Online]. Available: <https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/Stromspiegel-2019-web.pdf>.
- [33] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, „Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand,“ 2015. [Online]. Available: https://www.febs.de/fileadmin/Gesetze_und_Normen/bekanntmachung-nwg-regeln-verbrauchswerte-2015.pdf.
- [34] statistik Berlin Brandenburg, „Regionaldaten - Gebäude und Wohnungen,“ 2018. [Online]. Available: https://www.statistik-berlin-brandenburg.de/regionalstatistiken/r-gesamt_neu.asp?Ptyp=410&Sageb=31000&creg=BBB&anzwer=9.
- [35] Deutscher Wetterdienst, „Globalstrahlungskarten, Monats- und Jahressummen,“ 2019. [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/lstrahlungskarten_su.html.
- [36] Umweltbundesamt, „Bioenergie,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->.
- [37] Renewable Energy Concepts, „Rauhigkeitsklassen,“ [Online]. Available: <http://www.renewable-energy-concepts.com/german/windenergie/wind-basiswissen/rauhigkeitsklassen.html>. [Zugriff am 6 Mai 2020].
- [38] BRAUN Windturbinen, „Informationen zu ANTARIS Kleinwindkraftanlagen,“ [Online]. Available: <https://www.braun-windturbinen.com/produkte/antaris-kleinwindanlagen/>. [Zugriff am 2020].
- [39] BRAUN Windturbinen, „Technische Daten ANTARIS 3.5 kW,“ [Online]. Available: <https://www.braun-windturbinen.com/produkte/antaris-kleinwindanlagen/antaris-3-5-kw/>. [Zugriff am 2020].
- [40] energiebüro, „Machbarkeitsstudie Photovoltaikanlage (Fassadenanlage) zum Bauvorhaben HDS - Haus der Statistik - Sanierung der Fassade "OBS70",“ Berlin, 2019.

- Bundesnetzagentur, „EEG-Registerdaten und -Fördersätze,“ 2020. [Online]. Available:
- [41] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html.
- Stromnetz Berlin GmbH, „Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH - Entgelte für den Netzzugang,“ 1 Januar 2020. [Online]. Available:
- [42] <https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/entgelte/zugang/entgelte-01.01.2020/nne-b-2020.pdf>.
- Bundesnetzagentur, „Formen der Stromversorgung nach den EEG-Umlagepflichten,“ 2 Januar 2018.
- [43] [Online]. Available: Für den direktverbrauchten Strom werden die jeweiligen Gestehungskosten der Erzeugungsanlagen, welche sich aus der Investition sowie den laufenden Kosten und der erzeugten Energiemenge über die technische Lebensdauer zusammensetzen, fällig. Die Berechnung. [Zugriff am 12 Mai 2020].
- JuraForum, „Grunddienstbarkeit - Definition, Leitungsrecht, Wegerecht & Entschädigung,“ [Online].
- [44] Available: <https://www.juraforum.de/lexikon/grunddienstbarkeit>. [Zugriff am 14 Mai 2020].
- Hansen et al., Brachflächen im Spannungsfeld zwischen Naturschutz und (baulicher) Wiedernutzung, Bonn: Bundesamt für Naturschutz, 2012.
- [45]
- Müller et al., Kleinwindenergieanlagen, die Genehmigungslage in Deutschland und deren Einsatz an Bildungseinrichtungen, Berlin: Reiner Lemoine Institut, 2015.
- [46]
- V. Schmelzle, Abstände und Abstandsflächen im Spannungsfeld von Bauordnungsrecht und Bauplanungsrecht, München: Herbert Utz Verlag, 2009.
- [47]
- Bauordnung für Berlin, *Bauordnung für Berlin vom 29.09.2005. GVBl. S. 49, zuletzt geändert durch Gesetz vom 29.06.2011 (GVBl. S. 315)*, Berlin, 2011.
- [48]
- Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, „Empfehlung zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum,“ Berlin, 2013.
- [49]
- Hübner et al., „Pilotstudie zur Akzeptanz vertikaler Windenergieanlagen,“ Martin-Luther-Universität Halle Wittenberg, 2010.
- [50]
- Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm, *Sechste Allgemein Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz vom 26.08.1998. GMBI Nr. 26/1998 S. 503*, 1998.
- [51]

Anhang

- Anhang 1: Hydraulikschema
- Anhang 2: Aufstellpläne und Leitungsplan
- Anhang 3: Schnittpläne (aus den Ausschreibungsunterlagen)
- Anhang 4: Anlagenkomponenten

Ansprechpartnerin

Marlen Wedisweiler

Kronenstraße 1
10117 Berlin

Telefon +49 30 40 81 800 92
E-Mail marlen.wedisweiler@naturstrom.de

Ansprechpartner

Jan Husemann

Kronenstraße 1
10117 Berlin

Telefon +49 30 40 81 800 08
E-Mail jan.husemann@naturstrom.de